

## Österreich und der Weg zu 100 % Ökostrom – das EAG

Strompreistrückblick:  
März 2021



## Meldungen

Erstes Repowering durch Agri-Photovoltaiksystem in Deutschland

EnBW baut zwei weitere Photovoltaik-Großprojekte in Brandenburg

ArGe Schleswig-Holstein Wind errichtet leistungstärkste Onshore-Windkraftanlage in Deutschland

GIG plant erstes Bioenergie Projekt in Europa

STEAG SENS plant drei Agri-Photovoltaik-Projekte in Italien

WElink Group und CTIEC stellen 133 MW Solarpark in Spanien fertig

Joint Venture zwischen Renewable Power Capital und Benbros Solar S.L.

RWE baut erstes Floating-PV-Projekt

Adani errichtet Windpark fünf Monate früher als geplant

JERA will Offshore-Windpark in Japan realisieren

Geringe Stromerzeugungskosten für Solarpark in den Vereinigten Arabischen Emiraten (VAE)

Baubeginn für 370 MW Solarprojekt in Angola

# Österreich und der Weg zu 100 % Ökostrom – das EAG

In unserer Februar-Ausgabe haben wir das neue Deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) unter die Lupe genommen. Diesen Monat widmen wir uns seinem österreichischen Pendant, das Erneuerbare-Ausbau-Gesetz (EAG), nachdem es am 17. März endlich im Ministerrat beschlossen wurde.

Seit 2019 sind in Österreich die Grünen – erstmals auf Bundesebene – in einer Koalitionsregierung mit der Österreichischen Volkspartei (ÖVP) vertreten. Schon Anfang 2020 hat sich dies, wie erwartet, durch Ziele zur Bekämpfung des Klimawandels im Regierungsprogramm bemerkbar gemacht. Herzstück des Regierungsprogramms war der Beschluss zur Erarbeitung eines Gesetzes für den Ausbau Erneuerbarer Energien.

Genau eine Woche nachdem der Bundesverband für Photovoltaik in Österreich gewarnt hatte, dass 2021 ohne ein EAG zu einem ‚verlorenen PV-Jahr‘ (1) werden könnte, war es dann so weit – das EAG wurde beschlossen (2). Somit gelangt nun endlich jenes Gesetz, welches schon im September 2020 per Begutachtungsentwurf von der Regierung vorgestellt wurde, ins Parlament.

## Ziele

Das Ziel der neuen Regierung ist es, dass Österreich ab 2040 als CO<sub>2</sub>-neutrales Land agiert (3). Um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen, wurden im Regierungsprogramm

Meilensteine für den Weg bis 2040 festgelegt. Ein großer Anteil davon entfällt natürlich auf den Ausbau von Erneuerbaren Energien. Das EAG sieht vor, bis 2030 das gesamte österreichische Stromnetz aus Erneuerbaren Energien zu bedienen. Zu jenem Zeitpunkt also, wenn Deutschland 65 % seines Stromes aus regenerativen Quellen gewinnen möchte, sollen Österreichs Netze bereits komplett frei von durch fossile Brennstoffe erzeugten Strom sein (4). Möglich wird dies großen Teils durch die Wasserkraft, welche 2020 bereits mehr als 62 % der Stromerzeugung ausmachte (5). Um dieses Ziel zu erreichen, rechnet die österreichische Regierung mit einem Mehrbedarf von 27 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien, was einem Ausbau der derzeitigen Kapazitäten um ca. 50 % entspricht. Die benötigte Mehrerzeugung soll hierbei wie folgt verteilt werden: 11 TWh PV, 10 TWh Wind, 5 TWh Wasserkraft und 1 TWh Biomasse (6). Um die vorgegebenen Ziele im Bereich PV bis 2030 zu erreichen, wird angestrebt, auf einer Million Dächern PV-Anlagen zu installieren (7). Dazu hat die Regierung sich unter anderem vorgenommen, bürokratische Hürden zu verringern und Netzzugänge für PV-Anlagen bis zu 10 kW<sub>peak</sub> zu erleichtern (8).

## Marktprämie

Gefördert werden Erneuerbare Energien mit dem EAG über zwei verschiedene Mechanismen. Einer davon ist die Marktprämie. Zweimal jährlich werden neue Kapazitäten an PV, Wind- und Wasserkraft sowie Biomasse und Biogas per Auktion zur Förderung ausgeschrieben. Um einen Förderzuschlag erhalten zu können, muss der Bieter den erwünschten Preis, im EAG als anzulegender Preis bezeichnet, für den Strom

aus seiner Anlage unterbreiten. Die Gebote werden dann vom niedrigsten zum höchsten Preis sortiert und bekommen in aufsteigender Reihenfolge den Zuschlag zur Marktprämie. Die Auktion endet, wenn das für den jeweiligen Ausschreibungstermin festgelegte Fördervolumen ausgeschöpft ist (9). Es gelten hier jedes Jahr neu errechnete Höchstpreise, sogenannte „Referenzmarktwerte bzw. -preise“, welche nicht überboten werden dürfen, um für die Auktion qualifiziert zu sein. Angelegt sind die Höchstpreise an die Kosten für eine kosteneffiziente Anlage, die dem Stand der Technik entspricht. Weiters werden die Kosten für eine, dem Markt entsprechende, Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital miteinberechnet (10).

Projekte, die einen Zuschlag zur Marktprämie erhalten, müssen ihren Strom in das öffentliche Elektrizitätsnetz einspeisen (11) und bekommen ihre Prämie für eine Dauer von 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme gewährt (12). Ausbezahlt wird die Marktprämie für alle Technologien am Ende jedes Monats. Der Auszahlungswert ergibt sich aus der Differenz zwischen dem stündlichen Marktpreis und dem Strompreis, für welchen die Anlage einen Zuschlag bekommen hat, multipliziert mit der Menge Strom, die in der jeweiligen Stunde in das Netz eingespeist wurde. Einziger Unterschied zwischen den unterschiedlichen Technologien ist, dass Biomasse- und Biogasanlagen nicht auf Basis des in diesem Moment gültigen Referenzmarktwertes, sondern auf Basis des ermittelten Referenzmarktpreises des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres vergütet werden (13). Die Marktprämie soll für alle Beteiligten, nicht zuletzt Investoren, eine gewisse Sicherheit über die Erträge des erzeugten Stroms der Anlagen geben.

Ziel der Marktprämie ist es, die Wettbewerbs-

fähigkeit Erneuerbarer-Energie-Anlagen gegenüber den fossilen Brennstoffen zu erhöhen. Seit dem Ökostromgesetz von 2012 waren Netzbetreiber in Österreich verpflichtet, jeglichen Strom aus Erneuerbaren Anlagen für einen vorgeschriebenen Zeitraum und zu einem festgelegten Preis abzunehmen (14). Dieser Mechanismus wurde von vielen Seiten stark kritisiert und nun mit dem neuen Gesetz den Markterfordernissen angepasst.

Bei Windkraftanlagen hat sich die österreichische Regierung ein Beispiel am deutschen EEG genommen und zum ersten Mal einen Korrekturfaktor eingeführt. Ziel des Korrekturfaktors ist es, Anlagen nicht nur in den windreichsten Regionen des Landes zu errichten, sondern eine flächendeckende Verteilung zu erreichen. Momentan verteilen sich 90 % aller Windkraftanlagen in Österreich auf zwei der neun Bundesländer (15). Festgelegt wird der Korrekturfaktor vom Ministerium für Energie sowie dem Ministerium für Landwirtschaft. Er richtet sich nach dem Windertrag, aber auch bestehender Infrastruktur an den Standorten (16).

Entgegen der Ausschreibungen für alle anderen Erneuerbaren Energiequellen finden diese bei der Windkraft erst ab 2024 statt (17). In einem Statement zum EAG begrüßt der Wind-Verband IG Windkraft den späteren Beginn der Ausschreibungen, plädiert jedoch auf ein komplettes Aussetzen der Auktionen für Windkraftanlagen unter dem Argument, „dass Ausschreibungen für den kleinen österreichischen Markt kein sinnvoller Vergabemechanismus sein können“ (18). Aktuell gilt für die Windkraft weiterhin das Ökostromgesetz, welches den Strom aus Windkraftanlagen mit einem fixen Preis für einen Zeitraum von 13 Jahren vergütet. Pro kWh in das Netz eingespeisten Strom werden 8,20 Cent für Anlagen aus dem Jahr 2018 und

8,12 Cent für Anlagen aus dem Jahr 2019 an Erzeuger ausgezahlt (19). Allerdings waren die Fördergelder für Windkraft bereits 2019 ausgeschöpft und es können momentan keine neuen Anlagen gefördert werden.

Um 2019, teilweise schon 2015 genehmigte Anlagen erbauen zu können, wurden Fördermittel aus dem Jahr 2021 vorgezogen. Aus einer langen Warteschlange an Projekten wurden dadurch 2019 rund 900 MW realisiert und sämtliche Fördergelder aufgebraucht, was dafür sorgte, dass es 2020 sogar zu einem Netto-Abbau an Windkraftkapazität in Österreich kam (20). Für das Jahr 2021 rechnet die IG Windkraft mit einem Netto-Ausbau von 275 MW an Windkraft, aber weiterhin nur durch den Bau von Projekten aus der Warteschlange. Um das vom EAG erhoffte Investitionslevel von jährlich 700 Millionen Euro zu erreichen, wird das nicht reichen – 2021 rechnet die IG Windkraft mit rund 459 Millionen Euro an Investitionen (21). Ein schnelles Inkrafttreten des EAG ist somit von Essenz, um neue Windkraftprojekte wirtschaftlich machen zu können.

Ein Zugeständnis der Regierung gab es gegenüber bereits bestehenden und geförderten Anlagen. Innerhalb der ersten zwei Jahre nach Inkrafttreten des EAG können Besitzer von Anlagen, welche durch das Ökostromgesetz von 2012 gefördert werden, ihre Anlagen auf das neue EAG umstellen. In diesem Fall werden die Anlagen dann bis zum Ende ihres 20. Betriebsjahres durch das EAG gefördert (22).

Während in Deutschland im EEG 2021 der Zeitrahmen, in welchem negative Strompreise herrschen müssen, um die Vergütung des Stromes auf null zu setzen, auf 4 Stunden festgelegt ist, beträgt dieser im EAG 6 Stunden. Zudem bezieht sich das EAG auf die Day-Ahead-Preise; und eben diese müssen für

sechs aufeinanderfolgende Stunden negativ sein. Sollten die Intraday-Preise, wider Erwarten, während dieser 6 Stunden durchgehend positiv sein, entfällt die Aussetzung der Vergütung (23). Hier ist der Regierung ein großer Schritt in die richtige Richtung gelungen. Im ersten Entwurf des EAG waren ursprünglich nur Day-Ahead-Preise in Erwägung gezogen worden. Es wäre somit möglich gewesen, dass trotz durchgehend positiver Preise an der Intraday-Börse keine Markprämie für erzeugten Strom gezahlt worden wäre.

Neu ist, dass auch PV-Anlagen auf befestigten Flächen, Abfallentsorgungsanlagen und auf Grünland gefördert werden können. Im ersten Entwurf des EAG im September 2020 auf PV-Anlagen mit über 20 kWp beschränkt, ist die Grenze im beschlossenen EAG auf 10 kWp gesenkt worden. Erst ab 100 kWp ist eine Umwidmung des Grünlandes für Photovoltaik nötig, um für eine Förderung durch die Marktprämie qualifiziert zu sein (24). Zu beachten ist, dass der Zuschlagswert für PV-Anlagen auf Agrar- und Freiflächen um einen Abschlag von 25 % verringert wird (25). Dieser Abschlag soll zum Preisausgleich bei PV-Anlagen verschiedener Größen dienen, sowie den Ausbau auf bereits bebauten Flächen vor Freiland zu fördern. Noch im September 2020 wurde der Abschlag im ersten Entwurf des EAG auf 30 % angesetzt. Oesterreichs Energie, die Interessenvertretung der österreichischen EWirtschaft, plädiert jedoch in einer ersten Stellungnahme zum EAG dafür, die Höhe des Abschlags auf 10 % zu kürzen, oder überhaupt abzuschaffen (26). Den richtigen Abschlag zu finden, um Anlagen auf Freiflächen und Hausdächern äquivalent wirtschaftlich zu machen, ist kein leichtes Unterfangen. Ob diese angestrebte Gleichheit es allerdings wert ist, im Umkehrschluss den Ausbau von

Freiflächenanlagen einzudämmen, ist fraglich, soll doch die Photovoltaik elf der angepeilten 27 TWh Mehrerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2030 übernehmen. Für Verwirrung sorgt der Abschlag auch, weil vor kurzem eine Studie der Fachhochschule Technikum Wien herausfand, dass PV-Anlagen derselben Größe in Österreich auf Freiflächen um bis zu 23 % teurer sind als auf Häusern, Mülldeponien und sonstigen befestigten Flächen (27). Doppelt schmerzt die Regelung der verringerten Vergütung für größere PV-Anlagen, weil sie auch für den Zuschlag zur Investitionsprämie, dem zweiten, nachfolgend näher erläuterten Fördermechanismus, gilt (28).

## Investitionsprämie

Mindestens zwei Mal pro Jahr wird das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie sogenannte ‚Fördercalls‘ abhalten. Antragsteller können eine Förderung von bis zu 30 % der Errichtungskosten ihrer Anlagen gestattet bekommen, wobei die Grundstückskosten nicht im Preis inkludiert werden dürfen (29). Die eingereichten Projekte werden von der niedrigsten zur höchsten Summe der beantragten Fördermenge sortiert und dann in dieser Reihenfolge genehmigt, bis die Fördergrenze erreicht ist (30). Ziel der Investitionszuschüsse ist es, kleinere Anlagen wirtschaftlich realisierbar zu machen. Um insbesondere kleineren Anlagen den Zugang zu Investitionsprämien zu ermöglichen, sind beispielsweise nur Windkraftanlagen bis zu einer Maximalleistung von 1 MW antragsberechtigt (31). PV-Anlagen werden zur Berechnung der Investitionsprämie nach ihrer Leistung in vier Kategorien eingeteilt, wobei

Anlagen der kleinsten Kategorie (bis 10 kWp) einen fixen Fördersatz erhalten. Für größere Anlagen, die in eine der drei weiteren Kategorien fallen, werden die Fördersätze individuell kalkuliert, wobei es auch hier höchstzulässige Fördersätze gibt. 60 Millionen Euro an Investitionsprämien sollen jährlich in PV-Anlagen gesteckt werden (32). Damit liegen Sie 10 Millionen Euro höher als für den hochumjubelten Wasserstoff (33), was als Zeichen dafür gewertet werden kann, wie wichtig die Photovoltaik für die Ziele der Regierung ist.

Für PV-Anlagen gibt es zusätzlich die Möglichkeit, eine Investitionsprämie für Stromspeicher zu erhalten. Der Investitionszuschuss kann für Speicher mit einer Kapazität von bis zu 50 kWh beantragt werden, wobei das Verhältnis zur PV-Anlage minimal 0,5 kWh zu 1,0 kWp betragen muss (34). Ziel dieses Zuschusses dürfte es sein, das Netz zu entlasten, indem überschüssiger Strom während Sonnenstunden eingespeichert und in den Peak-Nutzungsstunden am Abend genutzt werden kann.

## Wasserstoff & Erneuerbare Gase

Apropos Energiespeicher – im EAG gibt es zum ersten Mal auch eine Investitionsprämie für grünen Wasserstoff und synthetische Gase. Mit mindestens 50 Millionen Euro pro Jahr sollen Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff ab einer Größe von 1 MW gefördert werden (35). Erneuerbares Gas wird ebenso mit 30 Millionen Euro jährlich unterstützt (36). Bis zu 45 % der Kosten zur Errichtung der Anlagen übernimmt der Staat, um den Wasserstoff und das Gas in

industriellen Großanlagen zu verwenden und sich damit seinem Ziel der CO<sub>2</sub>-Neutralität zu nähern (37). Bekanntermaßen setzt die EU aktuell stark auf grünen Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Industrie. Auch Österreich ist davon nicht ausgenommen und im EAG wird der Grundstein dafür gelegt. Wenn Österreich nicht nur das Ziel einer CO<sub>2</sub>-freien Stromversorgung bis 2030, sondern auch die komplette CO<sub>2</sub>-Neutralität bis 2040 erreichen möchte, dann werden Wasserstoff und Erneuerbares Gas einen Anteil daran haben müssen. Ob 90 Millionen Euro pro Jahr ausreichen, um die ambitionierten Ziele für 2040 zu erreichen, wird sich zeigen. Jedoch gilt es, zuerst die Stromversorgung bis 2030 komplett auf Erneuerbare Energien umzustellen, was sich auch im Fokus der Regierung widerspiegelt.

Nichtsdestotrotz widmet das EAG einen nicht unerheblichen Teil der Wasserstoffherstellung sowie anderen Netzreserve-einbringenden Endverbrauchern, welche bei einer Mindestgröße von 1 MW unter anderem von der Erneuerbaren-Förderpauschale – das Äquivalent zur Deutschen EEG-Umlage – ausgenommen sind. Im Gegensatz dazu müssen Netznutzer mit Anschluss an die ersten vier Netzebenen, also vom Höchstspannungsnetz bis zum Umspannungsnetz zwischen Hoch- und Mittelspannung, eine Summe von bis zu rund 115.000 Euro pro Jahr zahlen (38). Dies führt zu einer signifikanten Einsparung für Netzreserveeinbringer und fördert die Attraktivität dieser Technologien und damit ihren Ausbau. Die Einnahmen der Netznutzungsgebühr für konventionelle Technologien werden verwendet, um den Ausbau der Erneuerbaren Energieträger mitzufinanzieren (39). Das Argument für den Kostenerlass bei Einbringung von Netzreserven besteht darin, dass ein größerer

Anteil an Erneuerbaren Energien das Vorhalten von Netzreserven immer wichtiger macht, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff, Pumpspeicherkraftwerke und andere nachhaltige Energiespeicher leisten damit einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Ziele des EAG.



## Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften & E-Mobilität

Auch der Forcierung der E-Mobilität widmet der Bundesgesetzentwurf zum EAG einige Änderungen. Einer der beiden Hauptpunkte ist die Verpflichtung öffentlicher Ladestellen, eine gängige Zahlungsart, sprich Barzahlung sowie Zahlungen per Kredit- und Debitkarte,

anzubieten (40). Weiterhin ist im Gesetz verankert, dass die E-Control, die Österreichische Regulierungsbehörde für Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, ein Ladestellenverzeichnis zu erstellen und zu betreiben hat (41). Damit soll das Aufladen von Elektrofahrzeugen an öffentlichen Stellen transparenter und einfacher gestaltet werden. Insbesondere in Ländern mit einem hohen Anteil an CO<sub>2</sub>-freier Energie im Stromnetz, wie es in Österreich der Fall ist, macht es Sinn, den Übergang von Benzin- und Dieselmotoren auf Elektrofahrzeuge möglichst schnell zu vollziehen.

Eine weitere Neuerung im EAG ist der für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften geschaffene gesetzliche Rahmen. Schon seit 2019 gibt es Vorgaben der EU, die Gründung von sogenannten Renewable Energy Communities (RECs) zu ermöglichen (42). Das EAG hat jetzt den Rahmen für RECs in Österreich geschaffen, indem u. a. der erzeugte Strom nicht nur vor Ort verwendet oder gespeichert, sondern auch außerhalb der Community verkauft werden darf (43).

Als Hauptzweck der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften werden im EAG ökologische, wirtschaftliche und sozialgemeinschaftliche Vorteile genannt. Der finanzielle Gewinn ihrer Mitglieder darf hierbei nicht im Fokus stehen (44). Um die Bildung von Gemeinschaften zu unterstützen, ist Strom, der innerhalb einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft erzeugt und verbraucht wird, von der Zahlung des gesetzlich festgelegten Erneuerbaren-Förderbeitrags ausgenommen (45). Lokale Gemeinschaften können vor allem zur Entlastung des Stromnetzes beitragen. Der verbesserte gesetzliche Rahmen zu ihrer Gründung ist entsprechend positiv zu sehen. Um zu überprüfen, ob Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften auch wirklich ihren Beitrag

zur Entlastung des Netzes leisten und die Kosten ihrer Förderung durch die erwarteten Einsparungen gedeckt werden, hat die Regulierungsbehörde eine Analyse durchzuführen und deren Ergebnisse bis Ende 2024 zu veröffentlichen (46).

## Meinungen aus der Branche

Wie eingangs erwähnt, kam bereits im Vorfeld Kritik an der Regierung vom Vorstandsvorsitzenden des Bundesverbands für Photovoltaik, Herbert Paierl. Der frühere ÖVP-Politiker monierte die lange Wartezeit auf ein neues EAG in Österreich und die damit verbundene Verzögerung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Nachdem das Ziel der hundertprozentigen Stromgewinnung aus Erneuerbaren Energien weniger als 10 Jahre in der Zukunft liegt, gilt es, keine Zeit zu verlieren. Das Ökostromgesetz stammt aus dem Jahre 2012 und ist somit nicht mehr zeitgemäß. Nachdem 2020 die bisherigen Tarif- und Investitionsförderungen deutlich überzeichnet waren, lagen über 400 MW an fertig entwickelt und genehmigten PV-Projekten auf Eis. Verglichen mit den 330 MW, die der Staat im Jahre 2020 gefördert hat, ist dies eine beträchtliche Summe an verschenktem Potential (47).

Auch Stefan Moidl, Geschäftsführer des Windverbandes IG-Windkraft, kritisierte das EAG. In einer ersten Stellungnahme zum EAG merkte er an, dass für die Erreichung der bis 2030 gesetzten Ziele 500 MW an neuen Windanlagen pro Jahr nötig seien. Im neuen EAG sind jedoch nur Förderungen für den Ausbau von 400 MW pro Jahr vorgesehen. Allerdings bezeichnet Moidl das EAG auch als „gut gelungen“ und glaubt, dass das Parlament einen echten Erfolg daraus machen kann (48).

Gegenüber der Fachzeitschrift Energie & Management betonte Richard Wagner, Präsident des Dachverbandes Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ), dass jetzt viel Verantwortung bei den einzelnen Bundesländern liege. Als Genehmigungsbehörden vor Ort seien diese wichtig, um den tatsächlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien, für welche das EAG den Grundstein gelegt hat, zu ermöglichen (49).



## Unser Fazit

Das EAG ist ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich. Dank der Vielzahl an Gewässern ist Österreich in der glücklichen Lage, bereits jetzt einen höheren Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien zu gewinnen, als es sich Deutschland bis 2030 vorgenommen hat (50). Um das letzte Stück bis zur angestrebten vollständigen Versorgung aus Erneuerbarem Strom zu erreichen sowie um ein CO<sub>2</sub>neutraler Staat zu werden, ist es wichtig, langfristig Stabilität in den Strommarkt zu bringen. Ähnlich wie in Deutschland soll eine Marktprämie die hierfür benötigte Sicherheit bieten. Durch Investitionsprämien sollen zudem Anreize zur Realisierung neuer Projekte geschaffen werden.

Auch wenn das EAG mit deutlicher Verspätung vorgestellt wurde, besteht die Hoffnung, dass es im Parlament rasch die nötige Zweidrittelmehrheit erhält, um baldmöglichst in Kraft zu treten. Eine lange Debatte über die Kosten des EAG würde zu einer unnötigen Verzögerung des weiteren Ausbaus an Erneuerbaren Energien führen.

Um die passenden Rahmenbedingungen für die benötigten Investitionen aus der Privatwirtschaft zu schaffen, ist es wichtig, die staatlichen Investitionen nicht zu gering anzusetzen. Da die Opposition das EAG allerdings bereits kritisiert und sich enttäuscht über den Vorgang der Regierungsparteien geäußert hat, ist ein zügiger Beschluss ungewiss. Brüskiert waren die Oppositionsmitglieder vor allem wegen der fehlenden Verhandlung des Gesetzestextes mit ihnen (51).

Es bleibt zu hoffen, dass ein langer Diskussionsprozess im Parlament ausbleibt. Anderenfalls ist zu befürchten, dass die Erreichung der für 2030 und 2040 gesetzten Ziele erheblich erschwert und eventuell unmöglich gemacht wird. Aber die Hoffnung stirbt ja bekanntlich zuletzt.

Von: Max Hopfgartner

## QUELLEN:

- (1) <https://pvaustria.at/fehlendes-eag/>
- (2) [https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210311\\_eag.html](https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210311_eag.html)
- (3) Regierungsprogramm 2020–2024 (S. 72)
- (4) § 4 Abs. 2 EAG
- (5) [https://www.bmk.gv.at/dam/Energie\\_in\\_OE\\_2020\\_ua](https://www.bmk.gv.at/dam/Energie_in_OE_2020_ua)
- (6) § 4 Abs. 4 EAG
- (7) § 4 Abs. 4 EAG
- (8) Regierungsprogramm 2020–2024 (S. 80)
- (9) § 23 EAG Abs. 2 & 3
- (10) § 18 EAG
- (11) § 9 Abs. 2 Satz 2 EAG
- (12) § 16 EAG
- (13) § 14 EAG
- (14) § 6 Ökostromgesetz 2012
- (15) [https://www.igwindkraft.at/fakten/?xmlvaLID\\_KEY%5B0%5D=1234](https://www.igwindkraft.at/fakten/?xmlvaLID_KEY%5B0%5D=1234)
- (16) § 43 EAG
- (17) § 40 EAG
- (18) <https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2021.03.08/161522369269483.pdf>
- (19) <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010106>
- (20) [https://www.igwindkraft.at/?mdoc\\_id=1045132](https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1045132)
- (21) <https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2021.01.11/1610392817629672.pdf>
- (22) § 54 EAG
- (23) § 15 EAG
- (24) § 10 Abs. 1 EAG
- (25) § 33 EAG
- (26) <https://oesterreichsenergie.at/downloads/publikationsdatenbank/detailseite/eag-analyse>
- (27) <https://www.derstandard.at/story/2000125292075/dach-oder-acker-wo-photovoltaik-am-billigsten-ist>
- (28) § 56 Abs. 7 EAG
- (29) § 56 Abs. 7 EAG
- (30) § 59 Abs. 5 EAG
- (31) § 57 Abs. 1 EAG
- (32) § 56 Abs. 3 EAG
- (33) § 62 Abs. 2 EAG
- (34) § 56 Abs. 2 EAG
- (35) 35 § 62 EAG
- (36) § 61 EAG
- (37) § 62 Abs. 3 EAG
- (38) § 73 Abs. 1 & 2 EAG
- (39) § 71 Abs. 1 EAG
- (40) Artikel 7 § 1, Abs. 6, Bundesgesetzentwurf zum EAG, Anhang 1
- (41) Artikel 7 § 1 Abs. 7 & 8, Bundesgesetzentwurf zum EAG, Anhang 1
- (42) DIRECTIVE (EU) 2019/944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL Article 16
- (43) § 79 Abs. 1 EAG
- (44) § 79 Abs. 2 EAG
- (45) § 75 EAG
- (46) § 79 Abs. 3 EAG
- (47) <https://pvaustria.at/fehlendes-eag/>
- (48) [https://www.igwindkraft.at/?mdoc\\_id=1045593](https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1045593)
- (49) <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/suche/detail/erneuerbare-energie-oesterreich-mahnt-bundeslaender-141949>
- (50) <https://positionen.wienenergie.at/beitraege/grafik-stromerzeugung-in-oesterreich-2020/>
- (51) <https://www.derstandard.at/story/2000124975095/heftiger-gegenwind-fuer-paktiertes-oekostromgesetz>

# Strompreisrückblick

## 03/2021

Die Energieproduktion durch Windenergieanlagen (WEA) im März 2021 erreichte 11,46 TWh. Somit lag die Produktion mit -2,71 TWh unter dem Märzwert des Jahres 2020. Verglichen mit dem Wert aus dem Vormonat liegt die erzeugte Leistung leicht über dem Vormonatswert bei 2,78 % bzw. 0,31 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen beläuft sich für den Monat auf etwa 4,13 TWh und hat im Vergleich zum Februar 2021 um 107,35 % bzw. 2,14 TWh deutlich zugenommen. Die Energieerzeugung durch PV-Anlagen ist gegenüber dem Vorjahrswert von März 2020 mit 30 GWh leicht gestiegen.

Zusammen speisten Wind und Sonne somit 15,6 TWh grüne Energie ein, wobei das Maximum (1,1 TWh) am Freitag, den 12.03., sowie das Minimum (188 GWh) am Donnerstag, den 18.03. erreicht wurden. Der höchste Wert der Windproduktion fällt auf denselben Tag, Donnerstag, den 11.3., wie das Minimum der Stromerzeugung durch die PV-Anlagen. Prozentual auf die Monatsproduktion gerechnet generierte der Wind jahrestypisch

73,48 % der kombinierten Gesamtproduktion aus Wind und Solar.

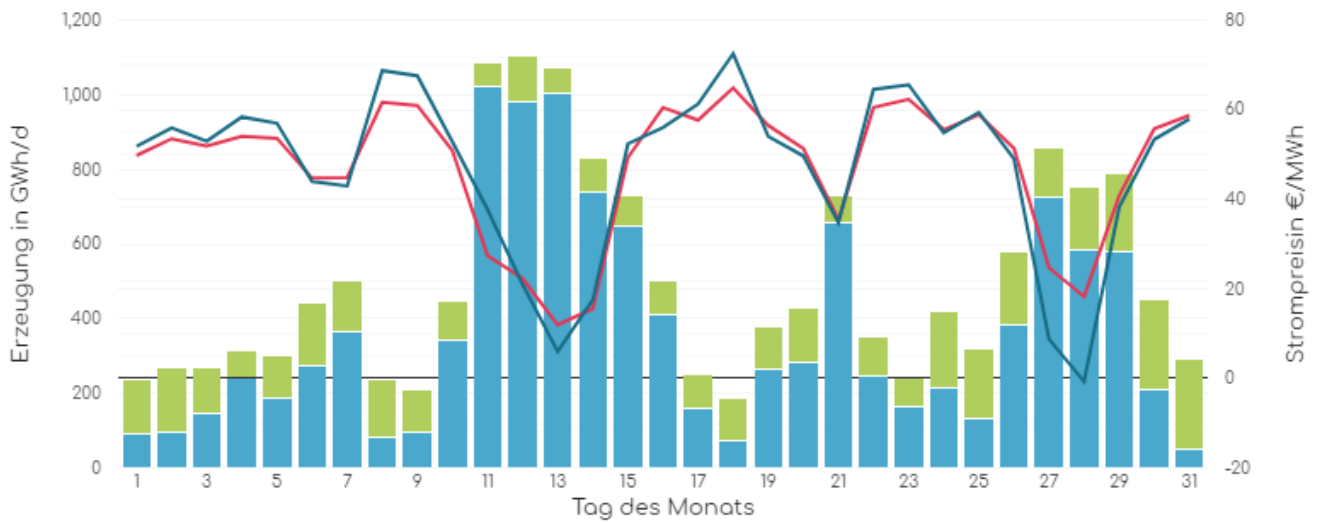


Negative Strompreise auf Tagesbasis traten im März 2021 nur für den Phelix Day Peak am 28.03. (- 0,71€/MWh) auf. Für den Phelix Day Base traten dagegen keine negativen Strompreise auf. Die Maxima für den Phelix Day Base und den Phelix Day Peak wurden am Donnerstag den 18.03., mit 64,86 €/MWh bzw. 72,49 €/MWh erreicht. Die Minima für den Phelix Day Base trat am 13.03. mit 11,93 €/MWh auf. Die Monatsmittelwerte lagen im Peak bei 47,27 €/MWh und im Base bei 47,26 €/MWh.

Markt und Preis	Day Ahead - Phelix Day Base	Intraday - stündlich / kontinuierlich
Monatsmittel	47.16 €/MWh	46.85 €/MWh
Minimum	11.93 €/MWh	-66.30 €/MWh
Maximum	64.86 €/MWh	93.40 €/MWh

Quelle: [https://energy-charts.info/charts/price\\_spot\\_market/chart.html?l=de&c=DE&year=2020&interval=month&month=12&zoom=minus](https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.html?l=de&c=DE&year=2020&interval=month&month=12&zoom=minus)

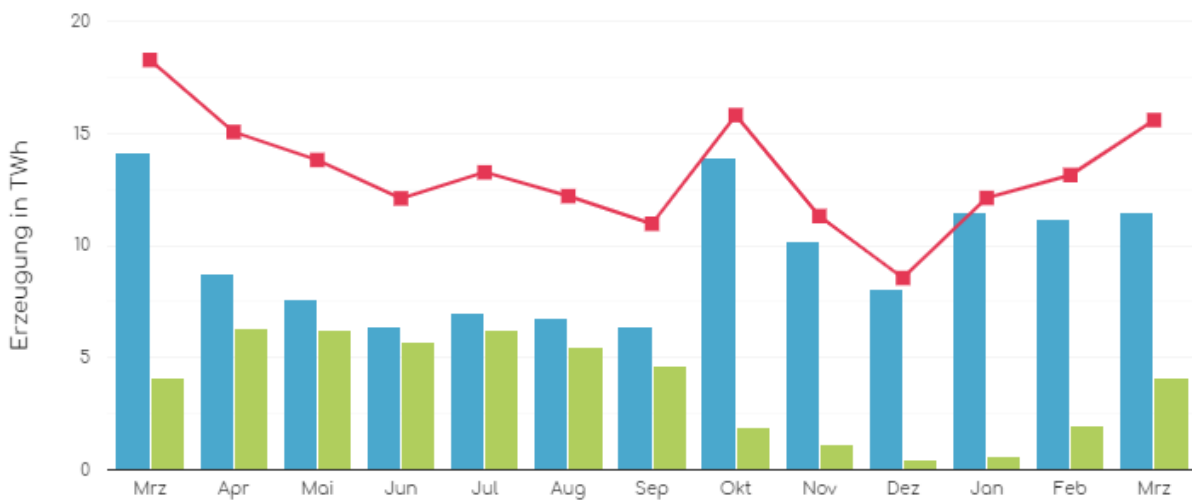
# Phelix März 2021



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

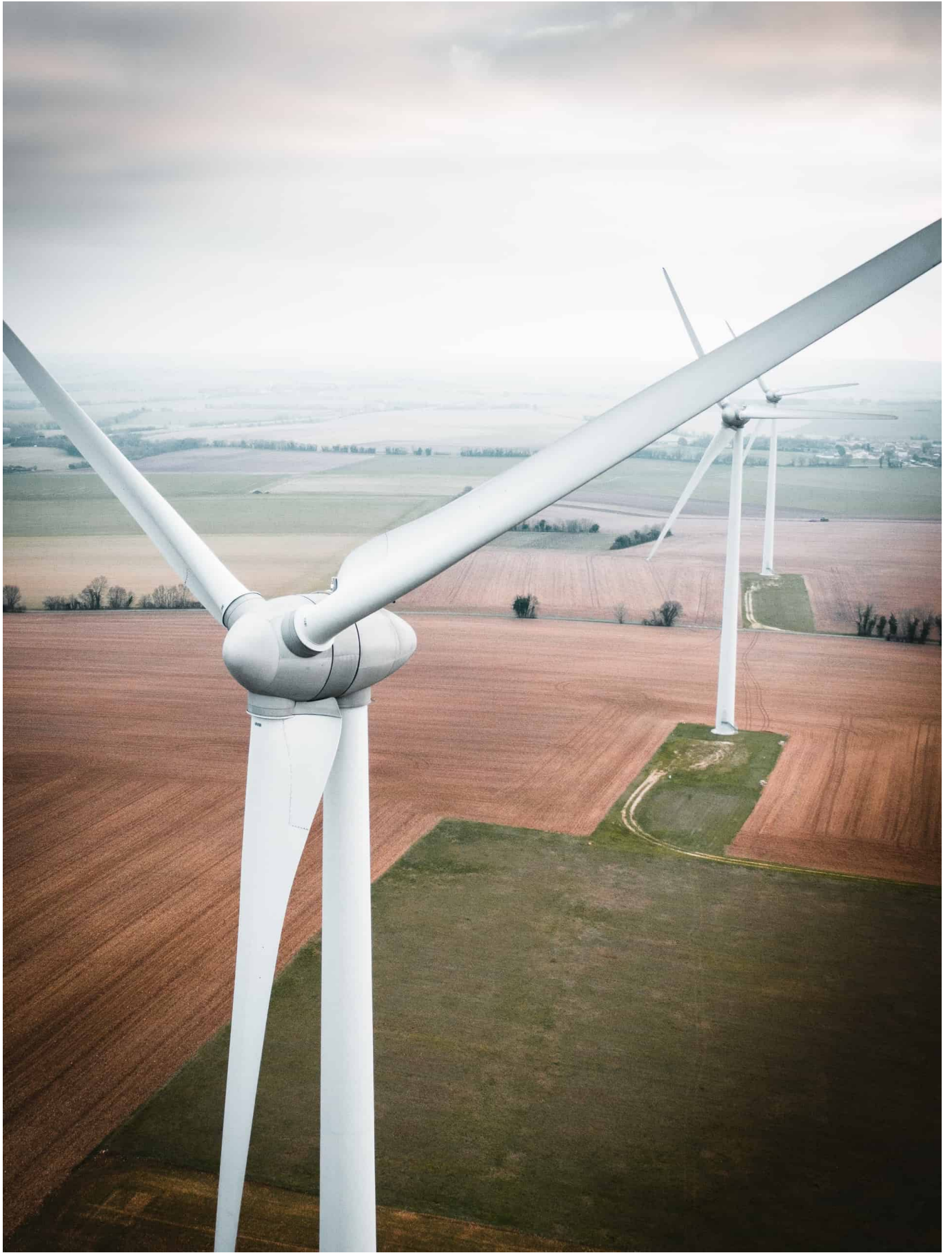
<span style="color: blue;">■</span> Windstromerzeugung (11.46 TWh)	<span style="color: green;">■</span> PV-Stromerzeugung (4.13 TWh)
<span style="color: red;">■</span> Phelix Day Peak (Ø 47.26 €/MWh)	<span style="color: darkblue;">■</span> Phelix Day Base (Ø 47.27 €/MWh)

## Monatssummen von Windenergie- und Solarstromerzeugung der letzten 13 Monate



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

<span style="color: blue;">■</span> Wind [TWh]	<span style="color: green;">■</span> PV [TWh]
<span style="color: red;">■</span> Summe	



# Meldungen

## Erstes Repowering durch Agri-Photovoltaiksystem in Deutschland

In Lüptitz nahe Leipzig wird erstmals eine PV-Bestandsanlage durch eine 1,046 MWp-Agrar-Photovoltaik-Anlage ersetzt. Agri-Photovoltaik-Anlagen sollen zukünftig erneuerbare Energiegewinnung und landwirtschaftliche Produktion auf einer Fläche ermöglichen. Durch die Verwendung einachsiger Tracker richten sich die Modulfelder automatisch nach dem jeweiligen Sonnenstand aus. In Kombination mit bifazialen Hocheffizienz-Modulen können dadurch bei gleichbleibender Anlagenleistung weitaus höhere Stromerträge erzielt werden. Dabei wird mit einer Ertragssteigerung von 55 % gegenüber der Erzeugung durch die bisher verbauten Dünnschichtmodule gerechnet. Mit einem Abstand der Modulreihen von 12 m zueinander werden ca. 2.500 Hocheffizienz-Module verbaut. Das Projekt wird von der Solverde Bürgerkraftwerke Energiegenossenschaft eG mit einem Investitionsvolumen von 750.000 € finanziert und voraussichtlich im Frühsommer 2021 in Betrieb genommen.

## EnBW baut zwei weitere Photovoltaik-Großprojekte in Brandenburg

Nachdem die Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) bereits den größten deutschen Solarpark „Weesow-Willmersdorf“ in

Werneuchen errichtet hat, werden zwei weitere PV-Großprojekte in Brandenburg umgesetzt. Die beiden förderfreien Projekte in Alttrebbin und Gottesgabe erbringen eine Leistung von jeweils 150 MW und sollen mithilfe von 40 beteiligten Firmen innerhalb eines Jahres parallel gebaut werden. Insgesamt werden auf einer Fläche von 250 ha 700.000 Solarmodule von LONGi Solar errichtet. Die Module nutzen neben direkter Sonneneinstrahlung auch indirektes Licht auf der Modulrückseite zur Stromproduktion.



## ArGe Schleswig-Holstein Wind errichtet leistungsstärkste Onshore-Windkraftanlage in Deutschland

Im Windpark Nortorf II, welcher zwischen Wilster und Brunsbüttel in Schleswig-Holstein liegt, werden zwei der leistungsstärksten Windkraftanlagen SG 5.8-155 errichtet. Das Projekt ist Teil der 5. Einkaufsgemeinschaft der ArGe Schleswig-Holstein Wind. Die Hochleistungsanlagen werden erstmalig in Deutschland gebaut und ersetzen vier Bestandsanlagen. Trotz einer verringerten Anlagenzahl kann die Gesamtleistung dadurch von 8,45 auf 13,2 MW erhöht werden.

Die IBN des Projekts erfolgt im Sommer 2022. Nach Aussage des Geschäftsführers der ArGe Schleswig-Holstein Wind befinden sich noch weitere Projekte mit den Siemens Gamesa Turbinen in Planung.

## GIG plant erstes Bioenergie Projekt in Europa

In Kooperation mit Wismar Pellets GmbH und PEARL Infrastructure Capital plant die Green Investment Group Limited (GIG) ihr allererstes Biomasseheizkraftwerk (BMHKW) in Europa. Das Projekt befindet sich im Seehafen Wismar in Norddeutschland. Die 27 MWth Wärmeleistung des Kraftwerks soll für die Wärmeversorgung der benachbarten Holz Trocknung-Anlagen von Wismar Pellets GmbH und Ilim Nordic Timber dienen. Die EEG-Verträge wurden für die 18 MWe elektrischer Energieproduktion der Anlage bereits 2020 abgeschlossen. Die IBN wird voraussichtlich im vierten Quartal 2022 stattfinden.

## STEAG SENS plant drei Agri-Photovoltaik-Projekte in Italien

Die STEAG Solar Energy Solutions (SENS) plant drei voll integrierte Landwirtschafts-PV-Anlagen in der Provinz Foggia in Apulien, Italien. Die Agri-PV-Projekte sollen eine Gesamtleistung von 244 MW aufweisen und in Olivenplantagen integriert werden. Als Vorteile der PV-Anlagen zählen die Doppelnutzung der Agrarflächen und die potenzielle Reduzierung des Wasserverbrauchs, indem die Bäume von den PV-Modulen überschattet werden. Sowohl Planung, Beschaffung und Bau als auch die

O&M werden von STEAG SENS Solar Energy Solutions übernommen.

## WElink Group und CTIEC stellen 133 MW Solarpark in Spanien fertig

In Kooperation mit der chinesischen Triumph International Engineering Co., LTD. (CTIEC) hat die WElink-Group die erste Phase des Solarprojekts Puerto Real in Spanien am 18. März erfolgreich an das Netz gebracht. Die erste Phase des Solarparks wurde mit einer Leistung von 133 MW abgeschlossen, geplant ist eine Gesamtleistung von 223 MW. Für die Solaranlage werden mehr als 330.000 hocheffiziente Solar-Module mittels der Firma JETION Solar verwendet. Das Projekt wurde von der WElink Group entwickelt, wobei CTIEC für die Planung, Beschaffung und den Bau verantwortlich war.

## Joint Venture zwischen Renewable Power Capital und Benbros Solar S.L.

Renewable Power Capital (RPC), eine Investmentplattform für erneuerbare Energien, hat bekanntgegeben, ein 50:50 Joint Venture mit dem spanischen PV-Entwickler Benbros Solar S.L. einzugehen. Im Rahmen der Partnerschaft sollen 14 PV-Projekte mit einer Gesamtleistung von 3,4 GW in den spanischen Regionen Andalusien, Extremadura, Kastilien-La Mancha, Aragonien und Murcia realisiert werden. Das gemeinsame Projekt bedeutet für RPC den Einstieg in den spanischen Energiemarkt.

## RWE baut erstes Floating-PV-Projekt

Der deutsche Energieversorger RWE wird ihre erste schwimmende PV-Anlage errichten. Das FloatingPV-Projekt „Amer“ wird aus insgesamt 13.400 Modulen bestehen und auf einem See nahe des niederländischen Kraftwerks Amer in Geertruidenberg in der Provinz Noord-Brabant aufgestellt. Der Solarpark wird nach Fertigstellung eine Gesamtleistung von 6,1 MWp aufweisen und aus einer Kombination aus Freiflächenanlagen, schwimmende Module und Dach-Anlagen auf dem Kraftwerk bestehen. Die IBN für den Teil des Floating-PV-Projekts ist für Ende 2021 geplant.



## Adani errichtet Windpark fünf Monate früher als geplant

Adani errichtet Windpark fünf Monate früher als geplant Adani Wind Energy Kutch Three Limited (AWEKTL), Tochtergesellschaft von Adani Green Energy, hat einen Windpark in Indiens nordöstlich gelegenen Distrikt Kutch in Betrieb genommen. Das Besondere daran: Die ursprüngliche IBN des 100 MW Projekts war laut Plan erst in fünf Monaten vorgesehen. Der Windpark ist das bereits fünfte Projekt im Bereich der Erneuerbaren, das früher als geplant Strom ins Netz speist. Mit den zusätzlichen 100 MW erhöht sich die Gesamtkapazität Adani's auf 3,35 MW.

## JERA will Offshore-Windpark in Japan realisieren

Der japanische Energieversorger JERA hat eine Umweltverträglichkeitsprüfung für den südlichen Teil des Offshore-Windparks Tsugaru beim zuständigen Minister für Wirtschaft, Handel und Industrie eingereicht. Entstehen soll das Projekt vor der Küste der Städte Tsugaru und Ajigasawa. Der flache Meeresboden und die Windbedingungen in der Gegend machen den Standort ideal für die Offshore-Windkraft. JERA plant gegenwärtig 63 WEA mit einer Kapazität von bis zu 600 MW am Standort zu errichten. Mit einer Stromproduktion von etwa 30 % der gesamten Produktion Japans ist JERA der größte Energieversorger des Landes.

## Geringe Stromerzeugungskosten für Solarpark in den Vereinigten Arabischen Emiraten (VAE)

Die Abu Dhabi National Energy Company PJSC (Taqa) hat vor, ihre Bruttostromkapazität in den VAE bis 2030 von 18 GW auf 30 GW zu steigern und international weitere Kapazitäten von ca. 15 GW zu errichten. Dabei soll ein Hauptaugenmerk auf die regenerativen Energien gerichtet werden, insbesondere der Solarenergie. Bis 2030 soll der Anteil an Solarstrom von 5 % auf 30 % gesteigert werden. Eines der Projekte, der Solarpark „Al Dhafra“, mit einer Gesamtleistung von 2 GW, wird dabei im ersten Halbjahr 2022 ans Netz gehen. Das Solarprojekt hat im Juli 2020 einen langfristigen PPA mit einer Laufzeit von 30 Jahren und einem Tarif von ca. 1,15 ct/kWh mit der Emirates Water and Electricity Company (EWEC) abgeschlossen.

## Baubeginn für 370 MW Solarprojekt in Angola

Sun Africa LLC, ein US-amerikanisches Unternehmen für regenerative Energien, hat mit einer Investition von 524 Mio. €, welche durch die Schwedische Exportkreditanstalt (SEK) finanziert wurde, den Weg für das 370 MW Projekt in Angola geebnet. Insgesamt werden sieben Solarparks von dem portugiesisch-angolanischen Unternehmen MCA Grupo errichtet. Den größten Anteil am Projekt wird der 188 MW Solarpark in der Ortschaft Biopio haben. Die restlichen Teilprojekte werden in den Provinzen Lunda Norte, Lunda Sul und Moxico installiert. Durch die Installation erhofft sich die angolische Regierung ihr Ziel, ca. 60 % der ländlichen Bevölkerung Zugang zu Elektrizität zu ermöglichen, um so den Plan „Energie Angola 2025“ zu verwirklichen. Die IBN für das Projekt ist für das dritte Quartal 2022 geplant.

## Reichmuth Infrastruktur II KmGK erwirbt schwedischen Windpark – 4initia berät

Luzern/Berlin. Die 4initia GmbH hat Reichmuth Infrastruktur II KmGK, einen auf Infrastrukturinvestitionen fokussierten Asset Manager, beim Erwerb des Windparks Hulterna beraten.



Die Reichmuth Infrastruktur hat den von der PNE-Gruppe entwickelten schwedischen Windpark Hulterna erworben. Im Zuge der Transaktion wurde ein Debt Financing, welches zwischen einem Bankenkonsortium aus NORD/LB (Debt Adviser und Mandated Lead Arranger) und Siemens Financial Services (SFS) / Siemens Bank (Mandated Lead Arranger), PNE, Reichmuth Infrastruktur und 4initia konzipiert und abgestimmt wurde, umgesetzt. Die Strukturierung der Erlösseite erfolgt über einen langfristigen Stromabnahmevertrag (PPA) mit Axpo.

Mit dem Bau des Windparks Hulterna wurde bereits im Februar 2021 begonnen. Die Inbetriebnahme ist für Mitte 2023 geplant. Die

Nennleistung des Windparks beträgt 60 MW und es werden Anlagen des Typs Siemens-Gamesa 6.6-155 gebaut. Die PNE-Tochtergesellschaft energy consult GmbH wird für die technische und kaufmännische Betriebsführung des Windparks zuständig sein.

Nicolas Wyss, Head Investment Management von Reichmuth Infrastruktur, äußert sich dazu: „Der Erwerb des Windparks Hulterna stellt für uns den Markteintritt in den schwedischen Windmarkt dar. Es freut uns, dass uns die 4initia GmbH bei der Lösung der vielfältigen Aufgaben, welche sich im Zuge der Transaktion stellten, kompetent beraten und unterstützt hat.“

Lars Deckert, Managing Director von 4initia pflichtet bei: „Wir sind sehr dankbar, dass uns die Verantwortlichen von Reichmuth Infrastruktur ihr Vertrauen geschenkt haben und wir die Transaktion begleiten durften. Wir freuen uns, nach den Transaktionen Markbygden ETT und Önusberget, einen weiteren Beitrag zum Ausbau der Windenergie in Schweden geleistet zu haben.“

## Über Reichmuth Infrastruktur

Reichmuth Infrastruktur, als Teil der Privatbankengruppe Reichmuth & Co, fokussiert sich seit 2012 als spezialisierter Asset Manager auf Infrastrukturinvestitionen in der Schweiz und in Europa in den Bereichen Energie, Transportwesen und Entsorgung. Damit bietet Reichmuth Infrastruktur institutionellen Anlegern Zugang zu nachhaltigen und verantwortungsvollen Anlagelösungen mit langfristig attraktiven Renditen und leistet damit einen aktiven Beitrag zur Dekarbonisierung und Energiewende. Reichmuth Infrastruktur

verwaltet rund EUR 1 Mrd. über zwei diversifizierte Investmentfonds und segregierte Mandate. Das interdisziplinäre Team aus 13 Mitarbeitern verfügt über langjährige Erfahrungen, ein breites Branchennetzwerk und etablierte Partnerschaften mit Industrieunternehmen.



## Über 4initia GmbH

Die 4initia GmbH ist ein Ingenieur- und Beratungsunternehmen und fungiert als Asset Manager und Transaktionsberater. Darüber hinaus ist 4initia in den Bereichen technische und kommerzielle Due Diligence für internationale erneuerbare Energien Projekte sowie als Auftragsprojektentwickler in Deutschland tätig. Zum Kundenkreis gehören insbesondere Energieversorger, Projektentwickler, Bürgerenergiegesellschaften und Finanzinvestoren. 4initia beschäftigt aktuell mehr als 30 Mitarbeiter und hat ihren Sitz in Berlin.

# Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

## Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV
Gebotstermin	1.12.2020	1.12.2020
Zuschlagsvolumen   Gebotsvolumen	400 MW   367 MW	264 MW   257 MW
Zulässiger Höchstwert	6.20 ct/kWh	7.50 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	6.07 ct/kWh	5.26 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	5.59 ct/kWh	4.88 ct/kWh
Mengengewichteter Durchschnitt	5.91 ct/kWh	5.10 ct/kWh

Quelle: Windausschreibung: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Wind\\_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html), Quelle PV Ausschreibung: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html)

Hinweis: Die nach § 105 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vorgesehene beihilferechtliche Genehmigung durch die Europäische Kommission liegt derzeit noch nicht vor. Sobald die Genehmigung der Europäische Kommission vorliegt, können die Zuschläge erteilt werden.

## Zinssätze für Langzeitdarlehen für Windparks mit Preisklasse B

### KfW-Programm Erneuerbare Energien Programmteil "Standard"

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.43	01.10.2020
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	1.61	26.03.2021
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.43	01.10.2020

Quelle: KfW-Programm:  
<https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger>

### Landwirtschaftliche Rentenbank Programm 255, Ratendarlehen

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.40	25.02.2021
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.40	25.02.2021
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.40	25.02.2021

Quelle: Landwirtschaftliche Rentenbank:  
<https://www.rentenbank.de/foerderangebote/konditionen>



## 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](mailto:info@4initia.de)

[www.4initia.de](http://www.4initia.de)

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

Redaktionsschluss: 08.04.2021