

Carbon Capture and Storage (CCS) – Gamechanger oder Tropfen auf den heißen Stein?

Strompreisrückblick: März 2022



Meldungen

MIBRAG will 100 Mio. € in neue Windparks investieren

Das Joint Venture GreenIT akquiriert 110 MW Onshore-Portfolio von der Fortore Energia Group

Nordex plant Windenergie-Projekte mit rund 313,5 MW in Finnland

Norwegen kündigt erste Offshore-Windauktion an

Zwei große PV-Projekte werden bis Ende März 2022 in Betrieb genommen

Nordex zieht eine Verlagerung deutscher Produktion nach Asien in Betracht

Energiewende und Wirtschaft in Bayern

Axpo realisiert erste eigene schwimmende PV-Anlage in Frankreich

IBC SOLAR Energy nimmt zwei große PV-Projekte im Herbst 2022 in Betrieb

Drittes Windenergieprojekt der North Central Energy Facilities in Betrieb genommen

Abbau von altem Nearshore-Projekt und Bau neuer Offshore-Anlagen in niederländischer See

Größtes 100 % recycelbares Rotorblatt hergestellt

Carbon Capture and Storage (CCS) – Gamechanger oder Tropfen auf den heißen Stein?

Mit einem Anteil von rund 66 % an den langlebigen Treibhausgasen im Jahr 2020 ist Kohlenstoffdioxid seit Beginn der Industrialisierung zum Haupttreiber des anthropogenen Klimawandels geworden (1). Im Zuge des Pariser Klimaabkommens im Jahr 2015 wurde von 196 EU-Staaten beschlossen, die Auswirkungen des Klimawandels abzubremsten und die Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius im Vergleich zur vorindustriellen Zeit zu beschränken. Um das so entstandene Ziel von 1,5° Celsius noch mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 50 % einhalten zu können, bleibt laut Bericht des Weltklimarats aus dem Jahr 2021 seit Anfang 2020 lediglich noch ein CO₂-Budget von etwa 400 Gt. Zur Einhaltung des Ziels von 2° Celsius ergibt sich im gleichen Szenario ein CO₂-Budget von etwa 1150 Gt. Dies entspricht bei den aktuellen jährlichen CO₂-Emissionen einem Zeitraum von 7,5 bzw. 25 Jahren, bis die Klimaneutralität unabdingbar ist (2, 30). Um diese Grenzen nicht zu überschreiten, müssen die Treibhausgasemissionen weltweit drastisch vermindert und auf emissionsarme Technologien umgerüstet werden. Doch sowohl große als auch kleine Global Player scheinen ihre Emissionen nicht schnell genug reduzieren zu können. Allein China installierte noch bis 2020 jährlich eine Leistung von 40 GW an neuen Kohlekraftwerken (3). In Deutschland wurde der Kohleausstieg bis

2038 beschlossen (4), obwohl die Klimaneutralität in Deutschland laut einer Studie des Wuppertal Instituts bereits bis spätestens 2035 erreicht werden muss, um die Klimaziele einhalten zu können (5). Aus diesem Grund benötigt es sowohl Technologien, die CO₂-Emissionen reduzieren als auch solche, die bereits vorhandene Treibhausgase aus der Atmosphäre entnehmen und binden können. Dabei ist die Thematik der CO₂-Abscheidung und Speicherung kein neues Thema. Schon im Juni 2012 wurde beispielsweise in Deutschland das sogenannte CCS-Gesetz verabschiedet, welches es möglich machen sollte, CO₂ im Untergrund zu speichern. Doch bereits fünf Monate später mussten aufgrund der fehlenden Akzeptanz und des hohen öffentlichen Drucks die meisten CCS-Vorhaben aufgegeben, auf unbestimmte Zeit verschoben oder inhaltlich sehr stark geändert werden (26). Im Jahr 2019 wurde die Debatte in Deutschland, im Zuge von zu befürchtenden Versäumnissen im Klimaschutz und dem Bericht des Weltklimarates, durch die ehemalige Bundeskanzlerin erneut belebt (27).

Im Folgenden soll daher die Carbon Capture and Storage (CCS) Technologie näher beleuchtet werden, um zu klären, wie diese funktioniert und ob sie einen relevanten Beitrag zum Erreichen der globalen Klimaziele leisten kann.

Was versteht man unter CCS?

Unter dem Begriff CCS-Technologie wird nicht nur der Abscheidung, sondern auch der Transport und die Langzeitlagerung von CO₂ vereint. Sie gehört zum Portfolio der Mitigationstechnologien zur Stabilisierung

der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre und lässt sich generell in die Untergruppen Carbon Capture Storage (CCS), sowie Carbon Capture Utilization (CCU) einteilen (6). Dabei unterscheiden sich diese beiden Ansätze hauptsächlich in der Art und Weise, wie mit dem aufgefangenen CO_2 im Anschluss umgegangen wird. Während das übergeordnete Funktionsprinzip beider Ansätze das Gleiche ist, strebt CCS die Endlagerung des gefangenen CO_2 an. Bei CCU hingegen soll das CO_2 , wenn möglich, zu anderen Produkten weiterverarbeitet und somit eine Kreislaufwirtschaft errichtet werden (7). Bis zur Implementierung im großen Maßstab benötigt es jedoch die CCS-Technologie, um in der Zwischenzeit so viel Emissionen zu vermeiden wie nur möglich. In der Abbildung 1 ist die CO_2 -Abscheidung und Speicherung schematisch dargestellt.

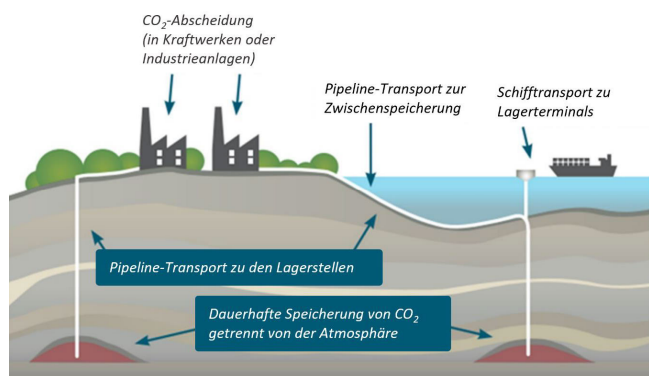


Abbildung 1: Schematische Darstellung des CCS-Verfahrens (eigene Übersetzung nach (29))

Wie funktioniert CCS?

Im ersten Schritt ist es notwendig das CO_2 aufzufangen bzw. „abzuscheiden“. Dies geschieht in der Regel mit einem der folgenden drei Prozesse:

Das sogenannte Post-Combustion-Verfahren

kommt vorwiegend bei der Verstromung von Kohle zum Einsatz und wurde bereits in groß skalierten Projekten erprobt. Dabei wird das entstandene Rauchgas durch eine Art Filter geleitet, durch den das CO_2 abgeschieden werden kann, bevor es in die Atmosphäre geleitet wird (7). Der Vorteil dieses Verfahrens ist insbesondere, dass bestehende Kraftwerke mit niedrigem technischem Aufwand nachgerüstet werden können (28).

In der Gasindustrie findet das Pre-Combustion-Verfahren bereits weltweit Anwendung, da CO_2 dort oft bereits als Neben- oder Abfallprodukt in einem der Zwischenschritte entsteht. Dieses bereits vor dem Endschrift aus dem Produktgas herauszufiltern ist meist günstiger und wird aus diesem Grund dem Post-Combustion-Verfahren vorgezogen (6, 7, 8). In anderen Bereichen, wie zum Beispiel im Energiesektor, ist das Pre-Combustion-Verfahren selten anzutreffen. Grund dafür ist die mangelnde Kompatibilität mit konventionellen Kraftwerken (28).

Das dritte Verfahren, das Oxyfuel-Verfahren, befindet sich noch in der Entwicklung und wurde bisher nur in einigen Pilotprojekten umgesetzt (6). Hierbei wird das CO_2 ebenfalls erst nach dem Verbrennungsprozess aus dem Rauchgas aufgefangen. Da die Verbrennung jedoch mit reinem Sauerstoff, anstelle von Luft, erfolgt, entstehen größere Mengen an CO_2 , welche im Anschluss leichter aufzufangen sind (7).

Die Abscheidung erfolgt in der Regel, indem das Gasgemisch durch einen oder mehrere Filter geleitet wird, in welchem durch ein Lösungsmittel, ein Sorptionsmittel oder eine Membran das CO_2 vom restlichen Gas getrennt wird (9). Als Lösungsmittel kommt meist eine Amin-Wäsche, Natrium- oder

Kaliumcarbonat zum Einsatz. Diese können das CO₂ aus dem Gasgemisch chemisch reversibel binden und somit von dem Rest des Produktgases trennen. Unter Wärmezufuhr lässt sich diese Verbindung wieder auftrennen und das CO₂ kann entnommen werden (10). Sorptionsmittel hingegen kommen am meisten in Form von Zeolithen (kristalline Alumosilikate) oder Metall-Organischen-Verbindungen (MOFs) vor. Diese porösen Stoffverbindungen, die im größten Sinne nach dem Sieb-Prinzip funktionieren, können ebenso wie Membrane gezielt Teilchen gewünschter Größe aus einem Gasgemisch trennen. Sie werden vom Gasgemisch durchströmt und Teilchen, die zu groß sind, werden in der porösen Struktur eingelagert. Ist der Filter ausreichend mit CO₂ angereichert, kann dieser ebenfalls durch Wärmezufuhr regeneriert werden, wobei das CO₂ wieder frei wird (11). Nachdem die Abscheidung erfolgt ist, muss das so gefangene Gas anschließend gespeichert werden, damit es nicht in die Atmosphäre gelangt.

Wo wird das CO₂ gespeichert und gibt es Risiken?

Zur Speicherung des gefangenen CO₂ bieten sich mehrere Möglichkeiten an. Insbesondere die Speicherung in geologischen Speichern, wie in Salzkavernen oder Gas- und Öllagerstätten ist in der Debatte stark vertreten (6), da sie über eine sehr hohe Porosität und Undurchlässigkeit verfügen (8). Die Tiefe solcher Kavernen liegt typischerweise in einer Reichweite von 1 km bis 5 km (8). Gerade durch die langjährige Erfahrung bei der Gas- und Ölförderung in solchen Tiefen können solche Speicher bereits heute kommerziell umgesetzt

werden. Ein vor allem für die Ölindustrie vielversprechender Ansatz ist das Enhanced Oil Recovery Verfahren (EOR, 8). Hierbei wird das CO₂ unter Druck in die Kavernen gepresst und verdrängt so das zu fördernde Öl in Richtung Oberfläche. Für die Speicherung von Treibhausgasen in solchen Kavernen spricht zum einen die räumliche Nähe der Speicher zu den CO₂ Emittenten und die damit einhergehenden kurzen Transportwege. Die meisten der größeren Emittenten befinden sich in einer Reichweite von maximal 300 km zu einer geeigneten Lagerstätte (6). Somit kann der Transport problemlos über Pipelines erfolgen (12). Andererseits ist eines der Hauptargumente die vorhandene Speicherkapazität. So konnte nachgewiesen werden, dass die Regionen mit den höchsten CO₂-Emissionen ebenfalls eine sehr große Speicherkapazität besitzen und diese auch ausreichend ist, um die für eine rechtzeitige Klimaneutralität benötigte Menge an Treibhausgasen dort einlagern zu können (12).



Abbildung 2: Geologische Speicherkapazität für CO₂ in Mt (eigene Übersetzung nach (18))

Die Zwischen- und Endlagerung von CO₂ in geologischen Formationen birgt jedoch auch Risiken. Sollte es zu einer Leckage kommen, so kann sich das sowohl auf die Umwelt als auch auf den Menschen auswirken. In kleinen Mengen wirkt sich konzentriertes CO₂ auf den Menschen in Form von Müdigkeit, Schwindel,

Kopfschmerz und Übelkeit aus. In höheren Konzentrationen ($> 5\%$) kann es durch seine erstickende Wirkung über einen längeren Zeitraum bereits tödlich sein. Eine direkte Bedrohung für den Menschen ergibt sich daraus in der Regel jedoch nicht, da sich das freigewordene, hochkonzentrierte CO_2 sehr schnell in der Umgebungsluft verdünnt und sich bereits bei geringem Windaufkommen verflüchtigt. Gebiete, die aufgrund ihrer Lage in einer Senke, windärmer sind als andere Regionen können eine Ausnahme darstellen. Hier bieten Häuser jedoch ausreichend Schutz, bis es zur Verflüchtigung des Gases kommt (13). Tritt das CO_2 aufgrund einer Leckage aus dem Boden aus, so reichert sich auch der Boden mit CO_2 an. Bis zu einem Grenzwert von etwa 30% kann sich dies sogar förderlich auf das Pflanzenwachstum auswirken. Wird dieser Wert jedoch überschritten, dann kann auch dies tödlich für Pflanzen und Tiere in der nahen Umgebung der Austrittsstelle sein (13). Passiert das CO_2 auf seinem Weg an die Oberfläche Grundwasservorkommen, so können Schadstoffe im Untergrund freigesetzt und in das Grundwasser transportiert werden. Auch salzige Grundwässer können verdrängt und in höhere Bodenschichten getragen werden, wodurch es zu erhöhten Salzkonzentrationen im Grundwasser, in Böden und Oberflächen-gewässern kommen kann (14). Generell zeigen Untersuchungen jedoch, dass das Risiko einer Leckage, sobald das CO_2 einmal in solche Kavernen injiziert wurde, relativ gering ist und somit etwa 98% des gefangenen CO_2 für bis zu 10.000 Jahre gelagert werden kann (8). Die größte Herausforderung bei dieser Methode bleibt somit die Identifizierung von sicheren Standorten (12).

Ein anderer Ansatz, der noch immer untersucht wird, ist die Lagerung in den

Ozeanen. Dort soll das CO_2 entweder im Wasser gelöst oder in solchen Tiefen eingelassen werden, dass es durch den hohen Druck nicht mehr aufsteigen kann und eine Art Unterwassersee bildet (6). Diese Methode würde sich aufgrund der damit einhergehenden enormen Speicherkapazität durchaus anbieten. Im Zuge von kleineren Pilotprojekten konnte bereits eine erhöhte Sterblichkeit von Meeresorganismen in direkter Umgebung der Lagerstätte festgestellt werden. Welche Auswirkungen dies bei einer großräumigen Anwendung hätte, kann zum aktuellen Zeitpunkt jedoch noch nicht genau abgeschätzt werden (6).

Wie bereits erwähnt, könnte das CO_2 im Rahmen des Konzepts CCU als Rohstoff verwendet werden. So soll fossiles CO_2 in Produktionsketten durch gefangenes CO_2 ersetzt werden. In der Lebensmittelindustrie kann beispielsweise das CO_2 zurückgeführt und in Getränken oder als Kühlmittel für den Transport verwendet werden (6). Ein weiteres, besonders im Ausblick auf die Energiewende, prominentes Anwendungsbeispiel ist die Konversion von CO_2 zu sogenannten E-Fuels mittels Power-To-X Technologien (7). Hierbei wird zum Beispiel mit Hilfe von Strom aus Erneuerbaren Energien aus Wasser und CO_2 ein Treibstoff hergestellt, der in herkömmlichen Fahrzeugen verwendet werden kann und in der Gesamtbilanz Klimaneutral ist (15). Auch die bereits bestehende Infrastruktur kann zur Verteilung der E-Fuels genutzt werden. Der Herstellungsprozess solcher E-Kraftstoffe ist jedoch durch die höhere Anzahl von Prozessschritten im Vergleich zum Laden eines E-Autos oder eines Wasserstoff-fahrzeugs von hohen Verlusten geprägt. Daraus resultierend ist es höchst wahrscheinlich, dass dieser Umwandlungsprozess vorwiegend für die Luft- und

Schiffahrt genutzt wird (25). Durch die mineralische Karbonisierung kann CO₂ in Steine oder andere Baumaterialien umgewandelt werden und somit in Gebäuden langfristig gebunden werden. Der Nachteil an dieser Technologie ist der hohe Energieaufwand. Ein Kraftwerk mit anschließender mineralischen Karbonisierung kann einen um bis zu 180 % höheren Energiebedarf haben als ein Kraftwerk ohne CCS (6). Weitere Speichermethoden befinden sich zurzeit in der Entwicklung (7).

Wie viel Emissionen können durch CCS und CCU vermieden werden?

Im Jahr 2019 wurden weltweit 33 Gt an CO₂ emittiert (16). Statista beziffert die CO₂-Emissionen aus dem Jahr 2019 sogar mit fast 37 Gt (17). In der Annahme, dass sich die Anteile der verschiedenen Sektoren wenig verändert haben, kann man davon ausgehen, dass der Energiesektor für etwa 40 % der weltweiten Emissionen verantwortlich war. Der Verkehrs- und Transportsektor sowie die herstellende Industrie machten einen Anteil von jeweils etwa 24 % aus. Die restlichen Emissionen verteilen sich auf den Wohn-/Gebäudesektor und andere Anwendungen (18). Im Energiesektor können mit den heutzutage verfügbaren Technologien 85-95 % des verursachten CO₂ aufgefangen werden. Generell benötigen Kraftwerke mit CCS – mineralische Karbonisierung nicht berücksichtigt – jedoch 10-40 % mehr Energie als Referenzkraftwerke ohne CCS. Wie in der Abbildung 2 zu erkennen ist, können allerdings Einsparungen in Höhe von 80-90 % erreicht werden (6).

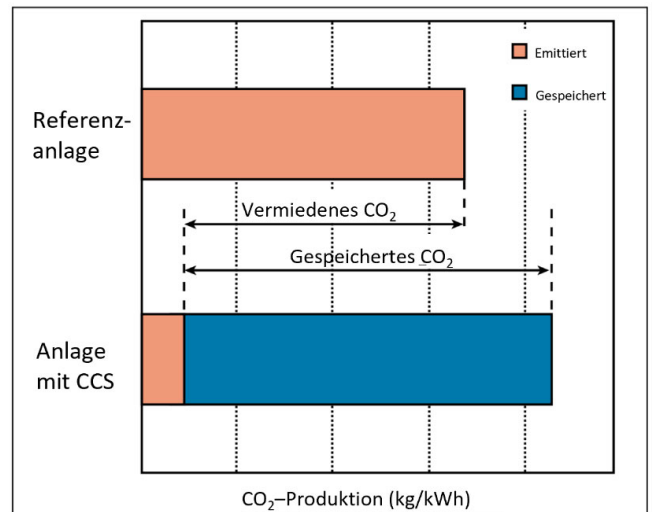


Abbildung 3: Übersicht des emittierten und gefangenen CO₂ in einem Kraftwerk mit und ohne CCS (eigene Übersetzung nach (6))

Da somit jedoch nicht vermieden werden kann, dass alle im Energiesektor anfallenden Emissionen aus der Atmosphäre ferngehalten werden und auch Emissionen der anderen Sektoren zu berücksichtigen sind, ist absehbar, dass eine reine Vermeidungsstrategie nicht ausreichen wird. Mit Hilfe von 26 kommerziellen Einrichtungen für CCS konnten im Jahr 2020 CO₂-Einsparungen von 40 Mio. t erzielt werden (19). Das entspricht einer Menge von 0,12 % der weltweiten CO₂-Emissionen. Weitere Anlagen mit einer Kapazität von etwa 70 Mio. t CO₂ pro Jahr befinden sich zurzeit in der Entwicklungsphase (18).

Generell ist die Vermeidung von CO₂-Emissionen oder diese vor dem Eintritt in die Atmosphäre aufzufangen um ein Vielfaches günstiger als existierende Alternativen. Sollte es jedoch absehbar sein, dass eine Klimaneutralität nicht rechtzeitig erreicht werden kann, wird es nötig werden ebenfalls sogenannte Negative Emission Technologies (NET) in großen Mengen einzusetzen (20). Die zwei bekanntesten Ansätze sind die Direct Air Carbon Capture Storage (DACCS) und die Bio-

Energy with Carbon Capture Storage (BECCS, 8). Eine vereinfachte Darstellung des BECCS- und DACCS-Verfahrens ist in Abbildung 3 dargestellt.

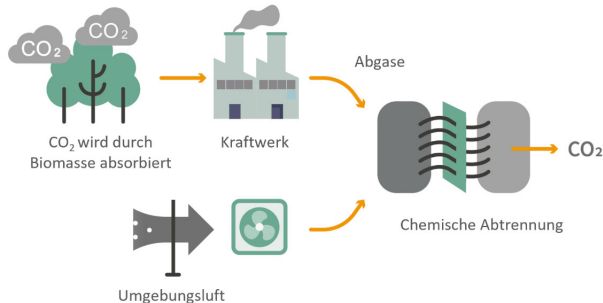


Abbildung 4: Schematische Darstellung der BECCS (oben) und DACCS (unten) Verfahren (eigene Übersetzung nach (20))

Wie der Name bereits verrät, wird bei dem DACCS-Verfahren das CO₂ aus der Umgebungsluft entnommen. Dabei wird die Umgebungsluft über große Turbinen angesogen und, wie bereits zuvor erläutert, durch entsprechende Filtermechanismen geleitet, um das CO₂ von der Luft zu trennen. Der größte Vorteil dieser Technologie ist, dass man sie so gut wie überall einsetzen kann und sich diese nicht in räumlicher Nähe zu großen CO₂-Emittenten befinden muss. Um Transportkosten zu sparen könnte sich diese beispielsweise in direkter Nähe zu einer Fabrik befinden, die das CO₂ im Sinne der CCU weiterverarbeiten kann.

Da die CO₂-Konzentration in der Umgebungsluft jedoch wesentlich niedriger ist, als in einem Abgasstrom sind die Kosten pro gefangener Tonne CO₂ etwa dreimal so hoch wie bei herkömmlichen CCS-Anwendungen. Aktuell werden weltweit 19 DACCS-Kraftwerke betrieben, die jährlich 10.000 t CO₂ fangen. Ein weiteres Kraftwerk mit einer Kapazität von 1 Gt CO₂ pro Jahr befindet sich zurzeit in

Entwicklung. In dem Szenario, in dem die Klimaneutralität im Jahr 2050 erreicht sein soll, wird im Jahr 2030 mit einer Kapazität von 85 Gt pro Jahr und im Jahr 2050 mit einer Kapazität von 980 Gt pro Jahr gerechnet (21).

BECCS beschreibt den Prozess bei dem durch Biomasse, wie beispielsweise Bäume, CO₂ gebunden wird. Diese Biomasse wird anschließend zur Energieerzeugung verbrannt und das so freigewordene CO₂ kann anschließend entweder in Kavernen gespeichert oder weiterverwendet werden. So können negative Emissionen erreicht werden. Der Umwelt kann durch das Pflanzen von Bäumen etwas Gutes getan werden und der Klimawandel wird ebenfalls effektiv bekämpft (22). Wird Biomasse, wie beispielsweise absterbende Bäume oder Nebenprodukte, genutzt, so kann man durchaus von einer Win-Win-Situation sprechen. Werden jedoch andere Flächen zu dieser Anwendung nutzbar gemacht, so erhöht dies die Flächenkonkurrenz zu anderen (erneuerbaren) Energieerzeugungstechnologien und der Landwirtschaft (12). Des Weiteren kann es zu negativen Auswirkungen auf Ökosysteme, den Wasserhaushalt, sowie die Boden- und Wasserqualität kommen (22).

Ob sich eine dieser Technologien langfristig durchsetzen wird ist unklar. Der Bericht des Weltklimarates (IPCC) aus dem Jahr 2018 zeigt jedoch auf, dass durch Carbon Dioxide Removal Technologien (CDR) – abhängig vom betrachteten Pfad zur Klimaneutralität – CO₂ in Höhe von 100 – 1.000 Gt aus der Atmosphäre entnommen werden muss (23) und somit die weitere Forschung in diesem Gebiet unabdingbar bleibt.

Was hält CCS zurück und welches Potenzial hat die Technologie?

Am meisten wird die CCS-Technologie deutlich durch ihre hohen Kosten ausgebremst. Während Kleinstsysteme bereits kommerziell betrieben werden können, rentieren sich größere Projekte in der Regel zurzeit noch nicht. Es gibt auch Großprojekte die kommerziell betrieben werden, jedoch ist dies nur aufgrund lokaler Begebenheiten durch niedrige Steuern, Rohstoffpreise und Subventionen möglich (18). So können die Kosten pro erzeugter kWh bei einem Kraftwerk mit CCS 30-70 % höher ausfallen als bei einem Kraftwerk ohne CCS-Technologie. Die Art der Speicherung im Anschluss spielt ebenfalls eine große Rolle, die die Gesamtkosten beeinflusst. Ein Trend in der Kostenentwicklung ist ebenfalls schwer zu ermitteln, da es sich bei vielen Kraftwerken um das erste ihrer Art handelt (24). Klar ist dennoch, dass eine Kostenreduzierung durch Skalierungseffekte, eine Implementierung von standardisierten Kraftwerken und automatisierten Prozessen erfolgen kann, wodurch sich die Technologie verbreiten wird (18).

Die Dringlichkeit der Weiterentwicklung einer solchen Technologie kann keineswegs abgestritten werden. Gerade in Anbetracht des wirtschaftlichen Aufschwungs vieler Länder des globalen Südens wird der weltweite Energiebedarf weiter ansteigen. Insbesondere an dieser Stelle wird es von Bedeutung sein von vornherein CCS-Technologien zu implementieren, um die CO₂-Emissionen nicht noch weiter in die Höhe schnellen zu lassen. Es ist ebenfalls abzusehen, dass große Wirtschaftsmächte durch ihre politischen Entscheidungen eine radikale Veränderung des Energiesystems hinauszögern werden.

Durch die Implementierung der CCS-Technologie können trotz der Nutzung von emissionsstarken Energieerzeugungstechnologien die CO₂-Emissionen drastisch reduziert werden (12). Da Wasserstoff ebenfalls als Schlüsseltechnologie zur Umstellung des Energiesystems betrachtet wird, kann auch hier die Produktion von blauem Wasserstoff mittels Erdgas dekarbonisiert werden. Dies trifft einerseits auf die Öl- und Baustoffindustrie (Zement, Eisen und Stahl), andererseits jedoch auch auf die Landwirtschaft durch den Einsatz von Düngemitteln zu (8). Bezieht man die technischen Grenzen dieser Technologie zum aktuellen Zeitpunkt mit in die Betrachtung ein, so indizieren Studien, dass die weltweiten Treibhausgasemissionen bis 2050 durch den Einsatz von CCS-Technologien um 20-40 % gesenkt werden können. Davon sollen 30-60 % in der Energieproduktion und weitere 30-40 % in der Industrie eingespart werden können (6).

Schlussendlich lässt sich feststellen, dass CCS eine enorm teure Technologie ist, die wie jede andere Technologie ihre Vor- und Nachteile hat und zum aktuellen Zeitpunkt aufgrund der Menge der vermiedenen Emissionen nur wie ein Tropfen auf den heißen Stein wirkt. Langfristig betrachtet hat sie jedoch im Gegensatz zu allen anderen Mitigationsalternativen, wie Energieeffizienz, CO₂-arme Treibstoffe und nukleare oder regenerative Energiequellen, das Potential die Kosten aller Alternativen zu senken (6). Trotz vieler Vorbehalte kann die Technologie zu einer Schlüsseltechnologie in der Abschwächung des Klimawandels werden, keinesfalls jedoch kann sie den Bedarf eines Zubaus Erneuerbarer Energien ersetzen.

Von: Patrick Vogel

QUELLEN:

- (1) Umweltbundesamt (2021). Atmosphärische Treibhausgas-Konzentration. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/atmosphärische-treibhausgas-konzentrationen#beitrag-langlebiger-treibhausgase-zum-treibhauseffekt> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (2) Scientists4Future (2021). Die Zeit läuft uns davon: Die CO₂-Uhr und tagesaktuelle CO₂-Messwerte. Verfügbar unter: <https://at.scientists4future.org/die-zeit-laeuft-uns-davon-die-CO2-uhr/> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (3) Statista (2021). So viel Kohlekraft installiert China jährlich neu. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/infografik/23441/leistung-der-neu-installierten-und-ausser-betrieb-genommenen-kohlekraftwerke-in-china/> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (4) BMWI (2020). Kohleausstieg und Strukturwandel. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/kohleausstieg-und-strukturwandel.html> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (5) Wuppertal Institut (2020). CO₂-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze. Verfügbar unter: https://fridaysforfuture.de/wp-content/uploads/2020/10/FFF-Bericht_Ambition2035_Endbericht_final_20201011-v.3.pdf (abgerufen am: 15.02.2022).
- (6) IPCC (2005). IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Verfügbar unter: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf (abgerufen am: 15.02.2022).
- (7) Amsen, E. (2021). CCS and CCU. Mind explaining what these are again?. Verfügbar unter: https://journeytozerostories.neste.com/circular-economy/ccs-and-ccu-mind-explaining-what-these-are-again?gclid=Cj0KCQiAxc6PBhCEARIsAH8Hff2cG8Qo33Mg3zvqJLqZUUbot39UQWqe6sg1yN3x-vZY6p9qR1i5n8aAtlOEALw_wcB#3c956746 (abgerufen am: 15.02.2022).
- (8) The Royal Society (2021). Carbon dioxide capture and storage: A route to net zero for power and industry. Verfügbar unter: <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/climate-change-science-solutions/climate-science-solutions-ccs.pdf> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (9) Mission Innovation Carbon Capture, Utilization, and Storage Workshop (2017). Mission Innovation: Accelerating the Clean Energy Revolution. Verfügbar unter: https://www.energy.gov/sites/default/files/2018/05/f51/Accelerating%20Breakthrough%20Innovation%20in%20Carbon%20Capture%2C%20Utilization%2C%20and%20Storage%20_0.pdf (abgerufen am: 15.02.2022).
- (10) Vega, F. et al. (2018). Solvents for Carbon Dioxide Capture. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/327178506_Solvents_for_Carbon_Dioxide_Capture (abgerufen am: 15.02.2022).
- (11) Shi, X. et al. (2019). Sorbents for Direct Capture of CO₂ from Ambient Air. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/334970095_Sorbents_for_Direct_Capture_of_CO2_from_Ambient_Air (abgerufen am: 15.02.2022).
- (12) Shreyash, N. et al. (2021). The Review of Carbon Capture-Storage Technologies and Developing Fuel Cells for Enhancing Utilization. Verfügbar unter: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/16/4978> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (13) CO₂Geonet (2009). Geologische CO₂-Speicherung – Was ist das eigentlich? Verfügbar unter: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Downloads/CO2Geonet-broschuere.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (abgerufen am: 15.02.2022).
- (14) Umweltbundesamt (2021). Carbon Capture and Storage. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (15) BDI (2021). E-Fuels: CO₂-neutrale Kraftstoffe der Zukunft. Verfügbar unter: <https://bdi.eu/artikel/news/e-fuels-CO2-neutrale-kraftstoffe-der-zukunft/> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (16) Regufe, M. et al. (2021). Current Developments of

- Carbon Capture Storage and/or Utilization—Looking for Net-Zero Emissions Defined in the Paris Agreement. Verfügbar unter: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/9/2406> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (17) Statista (2022). CO₂-Emissionen weltweit in den Jahren 1960 bis 2020. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37187/umfrage/der-weltweite-CO2-ausstoss-seit-1751/> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (18) Global CCS Institute (2020). The Global Status of CCS: 2020. Verfügbar unter: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Global-Status-of-CCS-Report-English.pdf> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (19) Global CCS Institute (2020). Carbon Capture and Storage Technology on the Rise for Third Year in Row, Climate Report Finds. Verfügbar unter: <https://www.globalccsinstitute.com/news-media/press-room/media-releases/carbon-capture-and-storage-technology-on-the-rise-for-third-year-in-row-climate-report-finds/> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (20) UNECE (2021). Technology Brief: Carbon Capture, Use and Storage (CCUS). Verfügbar unter: https://unece.org/sites/default/files/2021-03/CCUS%20brochure_EN_final.pdf (abgerufen am: 15.02.2022).
- (21) IEA (2021). Direct Air Capture. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (22) Umweltbundesamt (2019). CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre muss sicher und nachhaltig sein. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/CO2-entnahme-aus-der-atmosphaere-muss-sicher> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (23) IPCC (2019). IPCC-Sonderbericht über 1,5 °C globale Erwärmung. Verfügbar unter: https://www.de-ipcc.de/media/content/Hauptaussagen_IPCC_SR15.pdf (abgerufen am: 15.02.2022).
- (24) Global CCS Institute (2017). GLOBAL COSTS OF CARBON CAPTURE AND STORAGE. Verfügbar unter: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/201688/global-ccs-cost-updatev4.pdf> (abgerufen am: 15.02.2022).
- (25) Deutscher Bundestag (2018). Dokumentation – E-Fuels. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/544092/dab1b2ac5f0264e4b35ea370d197922e/wd-5-008-18-pdf-data.pdf> (abgerufen am: 24.02.2022).
- (26) Dütschke, E. et. Al. (2015). Schlussbericht – Chancen für und Grenzen der Akzeptanz von CCS in Deutschland „CCS-Chancen“. Verfügbar unter: https://www.isi.fraunhofer.de/de/competence-center/energietechnologien-energiesysteme/projekte/316342_ccs-chancen.html#305975574 (abgerufen am: 24.02.2022).
- (27) Die Klimareporter (2019). Das CCS-Dilemma. Verfügbar unter: <https://www.klimareporter.de/technik/das-ccs-dilemma> (abgerufen am: 24.02.2022).
- (28) DIW Berlin (2010). Hohe Unsicherheiten bei der CO₂-Abscheidung: Eine Energiebrücke ins Nichts?. Verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.360909.de/10-36-1.pdf (abgerufen am 24.02.2022).
- (29) Choudhary, P. (2016). Carbon Capture and Storage Program (CCSP) Final report. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/328352287_Carbon_Capture_and_Storage_ProgramCCSP_Final_report_112011-31102016 (abgerufen am: 24.02.2022).
- (30) IPCC (2021). Summary for Policymakers. Verfügbar unter: https://report.ipcc.ch/ar6wg1/pdf/IPCC_AR6_WGLSPM.pdf (abgerufen am: 24.02.2022).



Strompreisrückblick

03/2022

Die gesamte Energieproduktion durch Windenergieanlagen (WEA) im März 2022 erreichte 8,10 TWh. Die Produktion lag somit mit -29,40 % eindeutig unter dem Märzwert des Jahres 2021. Die erzeugte Leistung aus Wind fiel im Vergleich zum Vormonat ebenfalls deutlich geringer aus. Der Unterschied lag bei ganzen -60,80 % bzw. -12,55 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag dagegen mit 5,50 TWh über dem Vorjahreswert (1,36 TWh/32,96 %) und deutlich über dem Wert des Vormonats Februar 2022 (3,27 TWh/146,22 %).

Zusammen speisten Wind und Sonne 13,59 TWh grünen Strom ein, was einen Monatsanteil am bisherigen Jahresertrag von 25,42 % ausmacht. Das Maximum (973 GWh) wurde am Freitag, den 11.03., sowie das

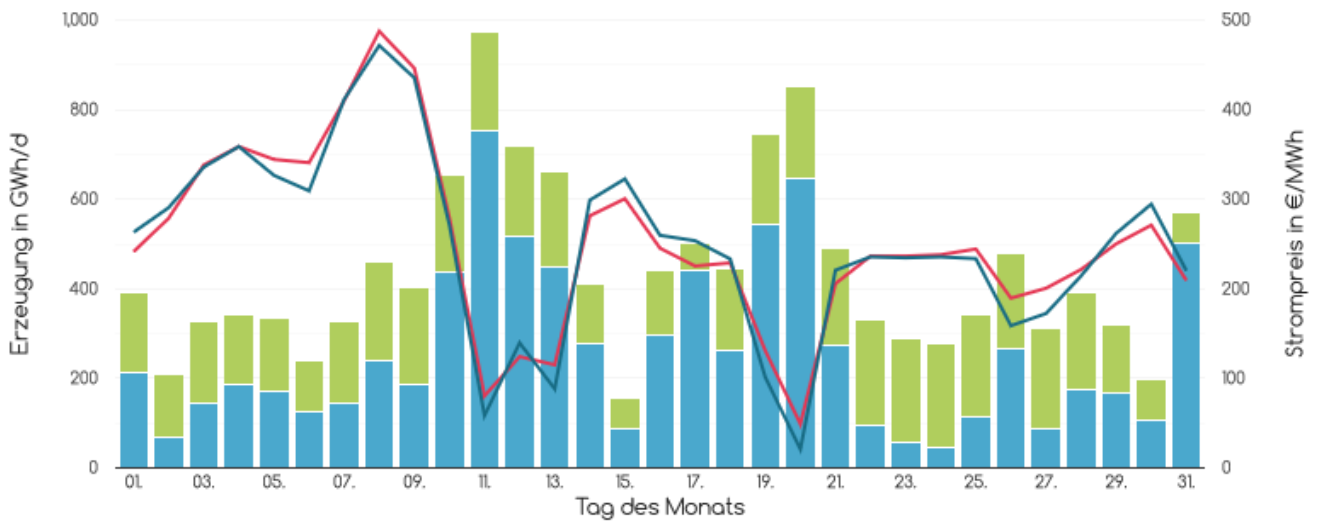
Minimum (156 GWh) am Dienstag, den 15.03., erreicht. Das Maximum von Wind (754 GWh) fiel hierbei auf den gleichen Tag wie das Maximum der zusammen eingespeisten Technologien. Das Maximum von PV (234 GWh) trat dagegen am Dienstag, den 22.03., auf. Das Minimum der Solarproduktion (60 GWh) fällt auf den 17.03., einen Donnerstag. Prozentual gesehen generierte die PV ca. 40,5 % der Gesamtproduktion aus PV und Wind. Im Februar hingegen lag der Anteil der PV Produktion noch lediglich bei ca. 10 %.

Im März 2022 traten an keinem Tag negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima für den Phelix Day Base und den Phelix Day Peak traten an einem Sonntag, den 20.03., mit 49,04 €/MWh und 22,37 €/MWh auf. Die Maxima der beiden Produkte traten dagegen beide am 08.03., einen Dienstag, auf und erreichten Werte in Höhe von jeweils 487,57 €/MWh und 471,65 €/MWh. Die Monatsmittelwerte lagen bei 251,94 €/MWh im Base sowie 249,50 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead - Phelix Day Base	Intraday - stündlich. kontinuierlich
Monatsmittel	251.94 €/MWh	246.57 €/MWh
Minimum	49.04 €/MWh	-10.30 €/MWh
Maximum	487.57 €/MWh	608.20 €/MWh

Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.html?l=de&c=DE&year=2022&interval=month&month=03&zoom=minus

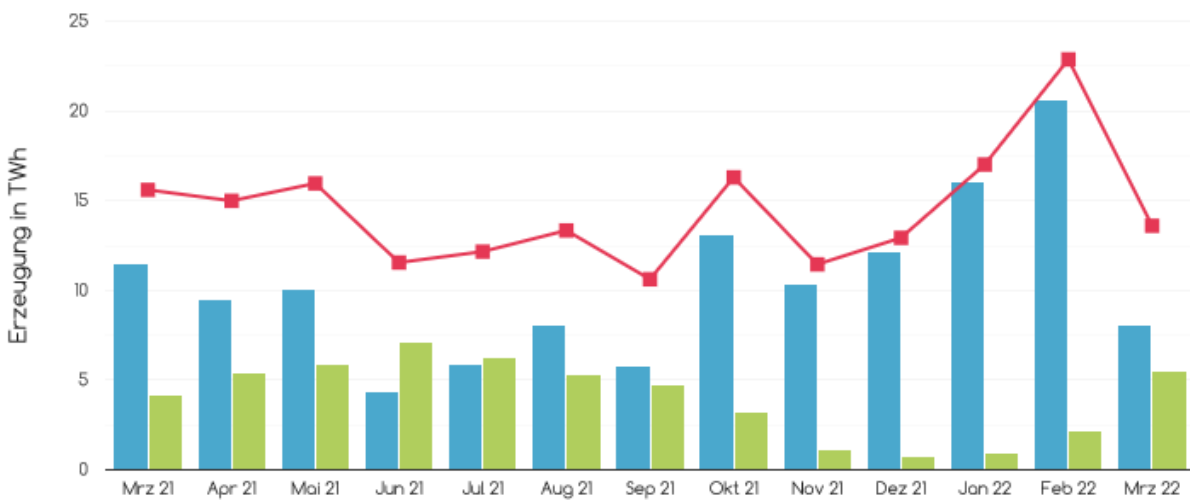
Phelix März 2022



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

■ Windstromerzeugung (8.1 TWh)	■ PV-Stromerzeugung (5.5 TWh)
■ Phelix Day Base (251.94 €/MWh)	■ Phelix Day Peak (249.50 €/MWh)

Monatssummen von Windenergie- und Solarstromerzeugung der letzten 13 Monate



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

■ Windenergie [TWh]	■ Photovoltaik [TWh]
■ Summe [TWh]	

Meldungen

MIBRAG will 100 Mio. € in neue Windparks investieren

Das Windparkprojekt „Breunsdorf“ im Landkreis Leipzig, wird eine Gesamtnennleistung von 90 MW aufweisen und aus 15 hochmodernen WEA mit 6 MW Nennleistung pro Anlage bestehen. Die Anlagen sollen ab Herbst 2023 auf der Rekultivierungsfläche des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain entstehen. Der Genehmigungsantrag ist eingereicht, während der Planungsphase beteiligte sich die 4initia an dem Projekt. Der WP soll ab 2024 in Betrieb genommen werden. Die 15 Anlagen sollen 205 GWh jährlich erzeugen. Das entspricht dem jährlichen Strombedarf von rund 90.000 Haushalten. Mit diesem Projekt wird die MIBRAG einen großen Schritt in die Erzeugung umweltfreundlichen Stroms wagen.

Das Joint Venture GreenIT akquiriert 110 MW Onshore-Portfolio von der Fortore Energia Group

GreenIT, das Joint Venture zwischen Eni und CDP Equity übernimmt das gesamte Portfolio der Fortore Energia Spa, bestehend aus vier Onshore-Windparks in Italien mit einer Gesamtkapazität von 110 MW. Die Transaktion umfasst 55 Turbinen in Apulien, eine Region mit hohen Windgeschwindigkeiten sowie Repowering-Potenzial und durchschnittlicher Betriebszeit von mehr als 2.000 Äquivalenzstunden. Da die Anlagen zwischen 2008 und 2013 in Betrieb genommen wurden, beträgt die

Restlaufzeit etwa fünf Jahre, was die Vorbereitung von Repowering Maßnahmen erfordert. Um den Standort besser auszunutzen, soll die installierte Gesamtkapazität und Produktivität erhöht werden. Die Transaktion ist Teil des Joint Ventures zwischen Eni und Cdp Equity, die die Energiewende in Italien im Einklang mit den Zielen des national integrierten Energie- und Klimaplan 2030 unterstützen. Darüber hinaus beabsichtigt das Joint Venture die Entwicklung und den Bau von Greenfield-Anlagen auf Immobilien der CDP-Gruppe und der öffentlichen Verwaltung.

Nordex plant Windenergie-Projekte mit rund 313,5 MW in Finnland

Die VALOREM-Gruppe, ein französischer Projektentwickler im Bereich Erneuerbare Energien, hat die Nordex Group zur Umsetzung der Windparks „Kalistanneva“ und „Matkussaari“ mit der Lieferung von insgesamt 57 Anlagen beauftragt. Zusammengenommen haben die Windparks eine Gesamtleistung von 313,5 MW. Im Rahmen der beiden Projekte im Westen Finnlands, der Region Österbotten, sollen Anlagen des Typs N163/5.X der Delta4000-Serie mit einer Nabenhöhe von 148 m und Leistung von je 5,5 MW gebaut werden. Zudem wurden langfristige Stromverträge über 30 Jahre abgeschlossen.

Norwegen kündigt erste Offshore-Windauktion an

Die norwegische Regierung hat die erste nationale Offshore-Windauktion für den ersten Teil des Projektes „Sørlige Nordsjø II“ in

der Nordsee angekündigt. Die Auktion ist technologiespezifisch und vergibt bis zu 1,5 GW an bodengebundener Offshore-Windkapazität. Diese Ankündigung ist ein großer Schritt auf dem Weg zur kommerziellen Nutzung der Offshore-Windenergie in Norwegen. Nach Angaben der Regierung wird der Strom für die Versorgung von bis zu 460.000 Haushalten verwendet werden können. Für andere europäische Länder, die auf Stromimporte gehofft hatten, könnte dies eine Enttäuschung sein. Die norwegische Regierung hat sich gegen einen hybriden Offshore-Windpark mit Netzanschlüssen in zwei oder mehr Ländern entschieden. Die Windindustrie hatte sich einen sofortigen Start für das gesamte Projekte gewünscht. Doch die Regierung wird zusätzliche 1,5 GW erst in einer zweiten Entwicklungsphase versteigern. Diese zweite Zone könnte dann ein hybrider Offshore-Windpark sein und Strom zum europäischen Festland liefern. Bieter und Konsortien, die Investitionen in Norwegen in Erwägung ziehen, haben bereits Interesse bekundet, darunter sind EDF Renewables, Iberdrola, TotalEnergies, RWE, Ørsted, Shell, BP, Equinor, Green Investment Group, Fred. Olsen Renewables, Statkraft und Aker Offshore Wind.

Zwei große PV-Projekte werden bis Ende März 2022 in Betrieb genommen

Ende März hat EnBW zwei große PV-Parks mit 150 MW Gesamtleistung in Alttrebbin und Gottesgabe in Brandenburg vollständig in Betrieb genommen. Die zwei PV-Anlagen bestehen aus rund 700.000 bifazialen, also beidseitig aktiven, PV-Modulen. Mithilfe des lokalen Batteriespeichersystems mit jeweils 3,9 MWh Kapazität kann dann der erzeugte

Strom bei starker Sonneneinstrahlung gespeichert werden. Somit kann der Strombedarf der Wechselrichter und der Umspannwerke in der Nacht abgedeckt werden. Die Anlagen können dadurch jährlich etwa 90.000 Haushalte mit umweltfreundlicher Energie versorgen.

Nordex zieht eine Verlagerung deutscher Produktion nach Asien in Betracht

Der Windkraftanlagenbauer Nordex prüft, einen Teil seiner Produktion vom norddeutschen Standort Rostock nach Asien zu verlagern, um steigende Kosten zu senken. In Rostock befindet sich zurzeit der einzige Produktionsstandort von Nordex in Deutschland. Eine mögliche Produktionsverlagerung würde bis zu 2.000 Arbeitsplätze gefährden. Nordex hat in den letzten zwei Jahren durch steigende Rohstoff- und Logistikkosten massive Verluste erlitten. Das Unternehmen verbuchte in den ersten neun Monaten des Jahres 2021 einen Nettoverlust von fast 104 Mio. €, obwohl der Umsatz um fast 25 % stieg. Ein Vertreter der Gewerkschaft IG Metall teilte der Nachrichtenagentur DPA mit, dass Nordex die Zukunft seines Standorts in Rostock überprüfe und Änderungen erwogen würden, aber noch keine endgültige Entscheidung getroffen worden sei.

Energiewende und Wirtschaft in Bayern

Im Ort Hallbergmoos in Bayern soll zwischen der Bundesstraße und dem Gewerbegebiet ein PV-Park mit rund 37 MW errichtet werden. Die jährlich erzeugten 37 Mio. kWh sollen die

angrenzende Gastronomie versorgen und zum betanken von Elektrofahrzeugen genutzt werden. Mit dem Umbau der Fläche, die zuvor für den Maisanbau genutzt wurde, wird die Gemeinde CO₂-neutral. Auch sollen neben dem PV-Park eine Blühwiese und ein Naturteich entstehen. Das Projekt wird in Zusammenarbeit mit der dort angesiedelten Großbäckerei Höflinger Müller GmbH und der Energieallianz Bayern GmbH & Co. KG umgesetzt. Die Großbäckerei will darüber hinaus ihre gesamte Flotte, welche bis zu 140 Filialen beliefert, auf Elektrofahrzeuge umrüsten.



Axpo realisiert erste eigene schwimmende PV-Anlage in Frankreich

Gemeinsam mit dem Tochterunternehmen Urbasolar realisiert Axpo ihre erste schwimmende PV-Anlage in Toulouse in Südfrankreich. Hierfür plant das Unternehmen die Installation von etwa 14.000 Solarmodulen mit einer Gesamtleistung von 5 MW auf einer 12,5 ha großen Wasseroberfläche eines künstlich angelegten Sees. Um die naturverträgliche Ausgestaltung des Projekts zu ermöglichen, werden die auf Schwimmkörpern befestigten Solarmodule mit

einer Entfernung von mind. 15 m vom Uferrand platziert. Zudem wurde im Voraus eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt.

IBC SOLAR Energy nimmt zwei große PV-Projekte im Herbst 2022 in Betrieb

Die IBC SOLAR Energy hat den Baustart von zwei PV-Großprojekten im Frühjahr 2022 in Ungarn geplant. Die beiden PV-Parks in Gerjen und Söjtör haben eine Gesamtnennleistung von 51 MW_p und 45 MW_p. Die Anlagen sollen im Herbst 2022 vollständig in Betrieb genommen werden. Der PV-Park in Gerjen soll mit einer Anzahl von 94.824 PV-Modulen jährlich 66,4 MWh grünen Strom produzieren und der PV-Park in Söjtör soll mit 93.214 PV-Modulen jährlich 57,7 MWh umweltfreundlichen Strom erzeugen. Das entspricht insgesamt dem jährlichen Strombedarf von mehr als 35.000 Drei-Personen-Haushalten.

Drittes Windenergieprojekt der North Central Energy Facilities in Betrieb genommen

Gemeinsam mit GE Renewable Energy entwickelte Invenergy das in Nordamerika gelegene Windprojekt „Traverse Energy Center“, welches kürzlich in Betrieb genommen wurde. Mit 356 WEA wird am Standort eine Gesamtleistung von 998 MW erzeugt. Zusammen mit den beiden weiteren für American Electric Power (AEP) entwickelten Windenergiezentren „Sundance“ und „Maverick“ werden insgesamt 1,5 GW

produziert. Rund 444.000 Haushalte können durch das Windenergieprojekt mit dem Namen „North Central Energy Facilities“ mit Strom versorgt werden.



Abbau von altem Nearshore-Projekt und Bau neuer Offshore-Anlagen in niederländischer See

1997 wurde der Windpark „Irene Vorrink“ in Küstennähe in den Niederlanden in Betrieb genommen. Der Windpark besteht aus 28 WEA mit einer Gesamtnennleistung von 16,8 MW. Die Vorbereitungen für die Abbauarbeiten haben bereits Anfang März begonnen. Die WEA werden nacheinander abgeschaltet und anschließend demontiert, große Teile im

Nachgang recycelt. Statt der alten WEA werden neue WEA, die Teil des Projekts Windplanblauw sind, 500 m und 1500 m im IJsselmeer errichtet. Das Projekt „Windplanblauw“ wird in Kooperation zwischen Vattenfall und der Windgenossenschaft SwifterwinT entwickelt. 24 WEA des Typs GE General Electric 5.5-158 Cypress, mit einem Rotordurchmesser von 158 m, sollen ab 2023 in Betrieb gehen. Die Gesamtnennleistung wird 132 MW sein. So soll jährlich der Strombedarf von mehr als 130.000 Haushalten gedeckt werden.

Größtes 100 % recycelbares Rotorblatt hergestellt

Nach einem Jahr Materialforschung und Entwicklung hat das „ZEBRA Projekt“ (Zero waste Blade ReseArch) der dänischen LM Wind Power A/S das größte 100 % recycelbare Rotorblatt fertiggestellt. Für den 62 m langen Prototyp wurden Arkemas Elium®-Harz sowie Hochleistungs-Glasmaterialien der Firma Owens Corning verwendet. Das resultierende Verbundmaterial liefert ähnliche Leistungen wie duroplastische Harze, ist aber auch recycelbar. In der nächsten Phase wird die strukturelle Lebensdauer getestet. Die Recyclingmethoden sollen im Dezember validiert werden.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01.02.2022	01.03.2022
Zuschlagsvolumen Gebotsvolumen	1.3 GW 1.3 GW	1.1 GW 1.1 GW
Zulässiger Höchstwert	5.88 ct/kWh	5.57 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	5.88 ct/kWh	5.55 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	4.77 ct/kWh	4.05 ct/kWh
Mengengewichteter Durchschnitt	5.76 ct/kWh	5.19 ct/kWh

Quelle: Wind: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html,
 Quelle: PV Freiflächen:
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>

Zinssätze für Langzeitdarlehen für Windparks mit Preisklasse B

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab	Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	2.63%	01.04.2022	Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	2.30%	01.04.2022
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	3.02%	01.04.2022	Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	2.40%	01.04.2022
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	2.75%	01.04.2022	Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	2.45%	01.04.2022

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

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

www.4initia.de

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

Redaktionsschluss: 01.04.2022