

Herausforderung im Asset Management: Der Übergang von der Transaktion zum Portfolio-Reporting – Teil 1

Strompreistrückblick: Oktober 2024



Meldungen

Essen – Neue PV-hauptstadt Deutschlands

EE auf globalen Rekordhoch

Ausbau der offshore-Windenergie in Deutschland 2024 im Zeitplan

PV-Park mit 200 MW: Soleos Energy und Melci Holdings bauen in der DR Kongo

Studie sieht große Einsparpotentiale bei Offshore-Wind

OX2 erwirbt ersten Onshore-WP in Australien

PV-Ertrag auf Rekordhoch in Europa

Nordex erhält Auftrag für 74 Anlagen in Kanada

BayWa r.e. realisiert PV-Großprojekte in Italien

Windenergie spielt für die Mortalität des Rotmilans untergeordnete Rolle

China stellt weltgrößte Offshore-WEA mit 26 MW vor

PNE verkauft WP „Sallachy“ in Schottland

Herausforderung im Asset Management: Der Übergang von der Transaktion zum Portfolio-Reporting – Teil 1

Investitionen in Erneuerbare Energien bringen von Natur aus eine gewisse Komplexität mit. Bereits bei der Transaktion müssen neben den technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, auch die Zusammenhänge zwischen Verträgen, Dienstleistungen, Nebenbestimmungen und gesetzlichen Grundlagen erkannt und berücksichtigt werden. Diese Komplexität setzt sich im Betrieb fort und kann für Investoren eine Herausforderung darstellen.

Per Definition steigt die Komplexität, wenn in einem Portfolio mehrere Projekte, ob Wind- und/oder Solar-PV, gebündelt werden, insbesondere, wenn diese zudem noch von verschiedenen Dienstleistungsunternehmen betreut werden. Ohne die passenden Werkzeuge ist es schwer, den Überblick zu behalten. Ein eigenes oder beauftragtes Asset Management kann als Mittelsperson und Übersetzende zwischen der Eigentümerpartei und den verschiedenen Dienstleistungsunternehmen deshalb einen vielversprechenden Mehrwert bringen.

Die Aufgaben des Asset Management liegen im Kern im Monitoring der verschiedenen Vertragsparteien des Investierenden und der verschiedenen Projektgesellschaften. Der Betrieb der Projekte oder Assets wird kontinuierlich überwacht. Neben der Verifizierung der von den verschiedenen Dienstleistenden zugelieferten Arbeitsergebnisse, besteht die Aufgabe des Asset

Managements in der Überwachung und Auswertung des Projektbetriebs. Hinzu kommen die Optimierung der Betriebsleistung, insbesondere durch Verbesserung von Prozessen, sowie Unterstützung bei der strategischen Entscheidungsfindung. Hier kann ein technikfokussiertes Asset Management umfassende Einblicke in das Portfolio geben.



Auf Basis der durch das Asset Management verifizierten Ergebnisdarstellungen der technischen und kommerziellen Betriebsführungen erstellt das Asset Management regelmäßig einen Portfolio-Bericht. Dieser schafft Transparenz und Vertrauen und unterstützt das Management-Team des Investierenden dabei, fundierte Entscheidungen zu treffen. Zudem hilft ein strukturiertes Reporting dabei, potenzielle Risiken frühzeitig zu identifizieren und zu adressieren.

Die Basis für den Portfolio-Bericht bilden die von den Dienstleistungsunternehmen zugelieferten Daten, die durch das Asset Management hinterfragt und verifiziert werden. Erst wenn die Daten glaubhaft richtig sind, werden diese in ein Modell übertragen. Auf Basis dieser Ist-Werte und in Verbindung mit den getroffenen Annahmen und Prognosen entsteht ein vollständiges Bild des Projektes in Hinblick auf Parameter, wie die Wirtschaftlichkeit oder dem Portfoliowert.

Dieser Beitrag beschreibt, wie auf Basis eines Portfoliomodells ein kontinuierlicher Vergleich der

Plan- mit den Ist-Daten erfolgen kann und auf welche Themen bei der Erstellung bzw. Vorbereitung zu achten ist.

Wie funktioniert ein Cash Flow Modell?

Das entscheidende Werkzeug in der Finanzanalyse ist das Cash Flow Modell (CFM). Bei der Bewertung eines Unternehmens, im Bereich der Erneuerbaren Energien eine Projektgesellschaft, bzw. dass der Gesellschaft zu Grunde liegende Projekt, wird damit die „finanzielle Gesundheit“ oder Rentabilität ermittelt.

Das Discounted Cash Flow Modell (DFC) ist eine weitverbreitete Methode zur Ermittlung des Unternehmens- bzw. Eigenkapitalwertes. Es basiert auf der Annahme, dass der Wert eines Unternehmens gleich dem Barwert seiner zukünftigen Cashflows bzw. Geldflüsse ist. Hierbei werden die erwarteten zukünftigen Cashflows mit einem Diskontsatz abgezinst, um ihren gegenwärtigen Wert zu bestimmen. Ein Euro heute ist wertvoller als morgen (1). Prinzipiell wird für die Bewertung der Free Cash Flow to Equity (FCFE) genutzt. Allerdings gibt es auch die Möglichkeit den Free Cash Flow to Firm (FCFF) zu nutzen. Wesentliche Unterschiede der beiden Methoden liegen zum einen in der Diskontierungsrate und zum anderen in dem ermittelten Wert – Eigenkapitalwert (FCFE) vs. Unternehmenswert (FCFF). Des Weiteren gibt es kleinere Unterschiede in der DCF-Methode, wie z. B. die Anwendung eines Terminalwerts. Diese Variante findet meistens Anwendung, wenn der Vorhersage-Zeitraum eher kürzer ist.

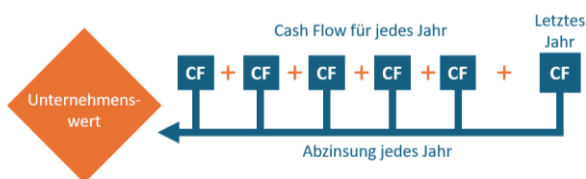


Abbildung 1: Ermittlung des Unternehmenswertes (eigene Darstellung)

Das DCF-Modell beginnt mit der Prognose der zukünftigen Cashflows (Abb. 1). Hierbei werden die erwarteten freien Cashflows eines Unternehmens über einen bestimmten Zeitraum anhand von fundierten Annahmen und bekannten Parametern prognostiziert. Ein weiterer wichtiger Schritt ist die Bestimmung des Diskontsatzes. Dieser Satz spiegelt das Risiko und die Kapitalkosten des Unternehmens wider. Bei Eigenkapitalbewertungen kann hier entweder mit einer Zielrendite gearbeitet oder den Eigenkapitalkostensatz (Cost of Equity) angewendet werden. Bei einer Bewertung auf Basis der FCFF wird der gewichtete durchschnittliche Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital oder auch WACC) verwendet, um ein realistisches Bild der Finanzierungskosten zu erhalten. Der Grund für die unterschiedlichen Diskontsätze beruht auf dem Fakt, dass die Cashflows unterschiedlichen Gruppen zu stehen – Gesellschaftende vs. Gesellschaftende und Kreditunternehmen (2).

Die Cashflows für die einzelnen Betriebsjahre werden anschließend mit dem zuvor bestimmten Diskontsatz abgezinst, um ihren gegenwärtigen Wert zu berechnen.

Für die Bewertung ist das Cashflow Statement, die Kapitalflussrechnung, der wichtigste Teil des Modells und hängt stark mit den anderen Finanzstatements, der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung zusammen. Üblicherweise besteht ein Cashflow Statement aus den folgenden drei Hauptkomponenten (3).

1. **Cashflow aus operativer Tätigkeit (Operating Cash Flow – OCF):** Dieser Teil zeigt den Geldfluss aus den Hauptgeschäftsaktivitäten des Unternehmens. Vereinfacht gesagt, wird dieser durch Anpassung des Nettoergebnisses um nicht-zahlungswirksame Posten wie Abschreibungen berechnet.
2. **Cashflow aus Investitionstätigkeit (Investing Cash Flow – ICF):** Dieser Bereich erfasst alle Geldflüsse im Zusammenhang mit Investitionen, z. B. in langfristige Vermögenswerte wie Immobilien

oder Maschinen. Ein negativer ICF kann auf hohe Investitionen hinweisen, die jedoch langfristig wertsteigernd sein können.

3. **Cashflow aus Finanzierungstätigkeit (Financing Cash Flow – FCF):** Dieser Teil bezieht sich auf Geldflüsse von Kapitalgebern des Unternehmens, wie z. B. die Aufnahme oder Rückzahlung von Krediten sowie Dividendenzahlungen.

Diese drei Komponenten zusammen ergeben den gesamten Cashflow eines Unternehmens. Sie bieten einen umfassenden Überblick über die finanzielle Lage und ermöglichen es, strategische Entscheidungen zu treffen, indem sie Einblicke in die Liquidität des Unternehmens geben. Der bekannte Spruch „Cash is king“ findet auch hier Anwendung.

Aufnahmen – Die Grundlage jeder Projektbewertung

In jedem Fall müssen für die Erstellung eines DCF-Modells verschiedene Annahmen getroffen werden. Hier wird von einem Windprojekt ausgegangen, doch die Punkte lassen sich genauso auf andere Technologien übertragen.

Ein Bewertungsmodell stellt immer eine Vereinfachung der Realität dar und muss eine Balance zwischen Genauigkeit und Praktikabilität finden. Dabei ist es wichtig, bestimmte Bereiche detailliert zu erfassen, während in anderen eine zu hohe Granularität zu einer Scheingenauigkeit führen kann. Wie hoch die Genauigkeit der Annahmen sein soll, hängt auch von den verschiedenen Perspektiven der Betrachtung ab. So konzentrieren sich Transaktionsmodelle auf die gesamte restliche Projektlaufzeit von bis zu 25 oder 30 Jahren, während sich das Portfolio-Reporting auf kürzere Zeiträume fokussiert und Annahmen regelmäßig aktualisiert.

Eine vereinfachte Erklärung für den Unterschied zwischen einem Transaktionsmodell und einem Reporting-Modell ist, dass das Transaktionsmodell den Wert für den jeweiligen Investierenden zu

einem bestimmten Zeitpunkt abbildet, während ein Portfolio- bzw. Reporting-Modell einen Einblick in das laufende Geschäft liefert und diesen mit der Erwartungshaltung zu verschiedenen Zeitpunkten vergleichen kann.



Präzision und Scheingenauigkeit

In jedem Fall müssen für die Erstellung eines DCF-Modells verschiedene Annahmen getroffen werden. Hier wird von einem Windprojekt ausgegangen, doch die Punkte lassen sich genauso auf andere Technologien übertragen.

Ein Bewertungsmodell stellt immer eine Vereinfachung der Realität dar und muss eine Balance zwischen Genauigkeit und Praktikabilität finden. Dabei ist es wichtig, bestimmte Bereiche detailliert zu erfassen, während in anderen eine zu hohe Granularität zu einer Scheingenauigkeit führen kann. Wie hoch die Genauigkeit der Annahmen sein soll, hängt auch von den verschiedenen Perspektiven der Betrachtung ab. So konzentrieren sich Transaktionsmodelle auf die gesamte restliche Projektlaufzeit von bis zu 25 oder 30 Jahren, während sich das Portfolio-Reporting auf kürzere Zeiträume fokussiert und Annahmen regelmäßig aktualisiert.

Eine vereinfachte Erklärung für den Unterschied zwischen einem Transaktionsmodell und einem Reporting-Modell ist, dass das Transaktionsmodell den Wert für den jeweiligen Investierenden zu einem bestimmten Zeitpunkt abbildet, während ein Portfolio- bzw. Reporting-Modell einen Einblick in das laufende Geschäft liefert und diesen mit der

Erwartungshaltung zu verschiedenen Zeitpunkten vergleichen kann.

Umstellung von Jahren und Quartalen auf Monate

Ein wesentlicher Unterschied zwischen einer Bewertung im Rahmen der Transaktion und dem Reporting des Betriebs ist der dem Modell zu Grunde liegende Zeitrahmen. Die Umstellung von einer jahres- oder quartalsbasierten auf eine monatliche Berichterstattung hat deshalb erhebliche Auswirkungen auf die Komplexität des Reporting. Ein monatliches CFM ist naturgemäß komplexer als ein quartalsbasiertes Modell. Es enthält mehr Datenpunkte und erfordert möglicherweise zusätzliche Formeln und Verknüpfungen. Dies erhöht die Fehleranfälligkeit des Modells und sorgt für mehr Wartungsaufwand. Saisonale Schwankungen werden durch diese Veränderung deutlicher sichtbar, was eine sorgfältigere Interpretation der Daten erfordert. Einzelne Monate können stark von langfristigen Durchschnittswerten abweichen und monatliche Daten zeigen eine höhere Volatilität sowie stärkere saisonale Schwankungen als Quartalsdaten. Die unten stehende Tabelle 1 stellt exemplarisch dar, wie eine monatliche Betrachtung die Volatilität erhöhen kann. In beiden Fällen ergibt die Summe 25 % für das Quartal, die monatliche Verteilung ist jedoch ganz anders.

Tabelle 1: Exemplarische Windverteilung in einem Quartal (eigene Darstellung)

	Jan	Feb	Mär	Q1
Beispiel 1	8,3 %	8,3 %	8,4 %	25,0 %
Beispiel 2	12,0 %	9,0 %	4,0 %	25,0 %

Bei der Bewertung der Leistung der einzelnen Anlagen ist es essenziell, saisonale Effekte zu berücksichtigen. Ein Vergleich der Leistung sollte idealerweise mit dem gleichen Zeitraum des bzw. der Vorjahre oder mit langfristigen saisonalen Durchschnittswerten erfolgen.

Die Saisonalität beeinflusst auch die Risikobewertung eines Windprojekts. In Zeiten mit

typischerweise niedrigerer Windgeschwindigkeit kann das Risiko von Ertragsausfällen höher sein. Das Reporting muss auch die saisonale Planung von Wartungsarbeiten berücksichtigen. Größere Wartungsarbeiten werden typischerweise in windschwächeren Perioden durchgeführt, um Ertragsausfälle zu minimieren. Dies hat Auswirkungen auf die Kostenplanung und die Verfügbarkeitsprognosen der Anlagen.

Auf Portfolioebene kann die Saisonalität durch geografische und technologische Diversifikation teilweise ausgeglichen werden. Das Reporting sollte die Effektivität dieser Diversifikationsstrategie aufzeigen und analysieren, wie gut sie saisonale Schwankungen abfedern kann (Abb. 2).

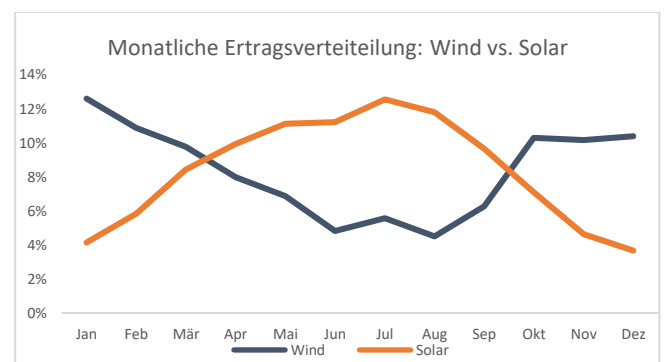


Abbildung 3: Vergleich beispielhafter monatliche Ertragsverteilung zwischen Wind und Solar (eigene Darstellung)

Die Umstellung der Berechnungslogik von Quartalen auf Monate ist ebenso von erhöhter Komplexität betroffen. Bestimmte Kosten oder Einnahmen, die auf Quartalsbasis einfacher zuzuordnen waren, müssen nun auf Monate verteilt werden. Gerade bei operativen Kosten, deren Vergütungsstruktur unterschiedlich sein kann, z. B. eine fixe jährliche Vergütung im Vergleich zu einer Vergütung, die eine variable Komponente beinhaltet, entstehen bei einer Umwandlung von Quartals- zu Monatszahlen Herausforderungen.

Die Sicherstellung einer hohen Datenqualität und -konsistenz wird bei monatlicher Berichterstattung noch wichtiger. Fehler oder Inkonsistenzen, die auf Quartalsbasis möglicherweise unbemerkt blieben, können auf

Monatsbasis deutlicher hervortreten und müssen adressiert werden.

Diese Herausforderungen erfordern eine sorgfältige Planung und möglicherweise erhebliche Anpassungen des bestehenden CFM. Zum Teil ist es effizienter ein neues Modell aufzusetzen, welches den spezifischen Anforderungen gerecht wird. Es ist wichtig, einen strukturierten Ansatz zu verfolgen und die Bedürfnisse aller Stakeholder zu berücksichtigen, um ein effektives monatliches Portfolio-Reporting-System zu entwickeln.

Fortsetzung folgt...

Autor: Tobias Köbe-Wiemeijer

QUELLEN:

- (1) Stock, Oliver (2020). Was ist ein Discounted Cashflow-Modell? Verfügbar unter: <https://www.greenmatch.ch/de/blog/discounted-cashflow-model/>. (abgerufen am: 30. Oktober 2024).
- (2) Corporate Finance Institute (n.d.). Cost of Equity Guide. Verfügbar unter: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/cost-of-equity-guide/>. (abgerufen am: 30. Oktober 2024).
- (3) ebfm UG (haftungsbeschränkt) (n.d.). Wirtschaftlichkeitsbewertung von Onshore- und PV-Projekten. Verfügbar unter: <https://ebfm.de/unserleistungen/wibe/wibe.php>. (abgerufen am: 30. Oktober 2024).
- (4) Staatliche Studienakademie Dresden (n.d.). Finanzwirtschaftliche Bewertung Erneuerbarer Energien-Projekte. Verfügbar unter: <https://www.ba-dresden.de/forschung/angewandte-forschung/finanzwirtschaftliche-bewertung-erneuerbarer-energien-projekte>. (abgerufen am: 30. Oktober 2024).
- (5) greenmatch AG (n.d.). Herausforderungen für Asset Manager im Bereich der Erneuerbaren Energien. Verfügbar unter: <https://www.greenmatch.ch/de/blog/herausforderungen-asset-manager-erneuerbare-energien/>. (abgerufen am: 30. Oktober 2024).

Strompreisrückblick

10/2024

Die gesamte Energieproduktion durch Windenergieanlagen im Oktober 2024 erreichte 10,59 TWh. Somit lag die Produktion unter dem Wert von Oktober 2023 (14,29 TWh bzw. -25,89 %). Die erzeugte Leistung aus Wind ist im Vergleich zum Vormonat relativ ähnlich geblieben. Der Unterschied liegt bei -1,74 % bzw. -0,19 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag bei 3,63 TWh. Sie ist relativ ähnlich wie dem Vorjahreswert (7,47 % bzw. 0,25 TWh), und über Niveau des Vormonats September (-42,77 % bzw. -2,71 TWh).

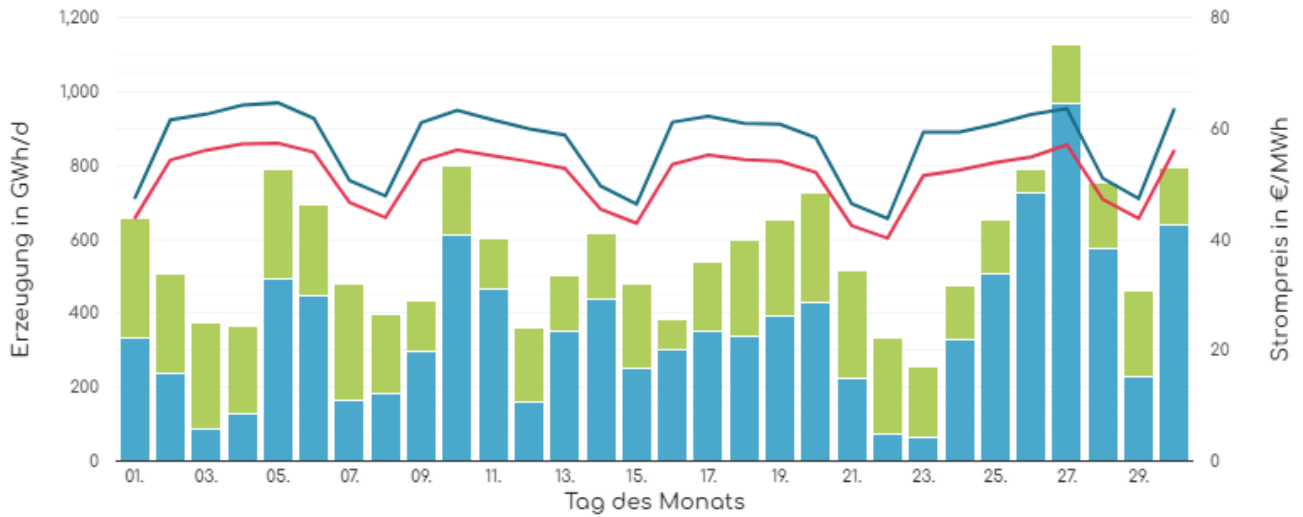
Zusammen speisten Wind und Sonne 14,22 TWh grünen Strom ein, was einen Monatsanteil am bisherigen Jahresertrag von 8,37 % ausmacht. Das Maximum der Gesamtproduktion (980 GWh) wurde am Sonntag, den 13.10., und das Minimum (222 GWh) am Samstag, den 05.10. erreicht. Das

Maximum von Wind (857 GWh) fiel hierbei auf den gleichen Tag wie die maximale Gesamtproduktion. Das Maximum von PV (170 GWh) fiel auf Mittwoch, den 16.10.. Das Minimum der Windproduktion (87 GWh) fiel auf den gleichen Tag wie das Minimum der zusammen eingespeisten Technologien. Das Minimum der Solarproduktion (47 GWh) fiel auf Donnerstag, den 31.10.. Prozentual gesehen generierte die Windenergie 74,47 % der Gesamtproduktion aus PV und Wind.

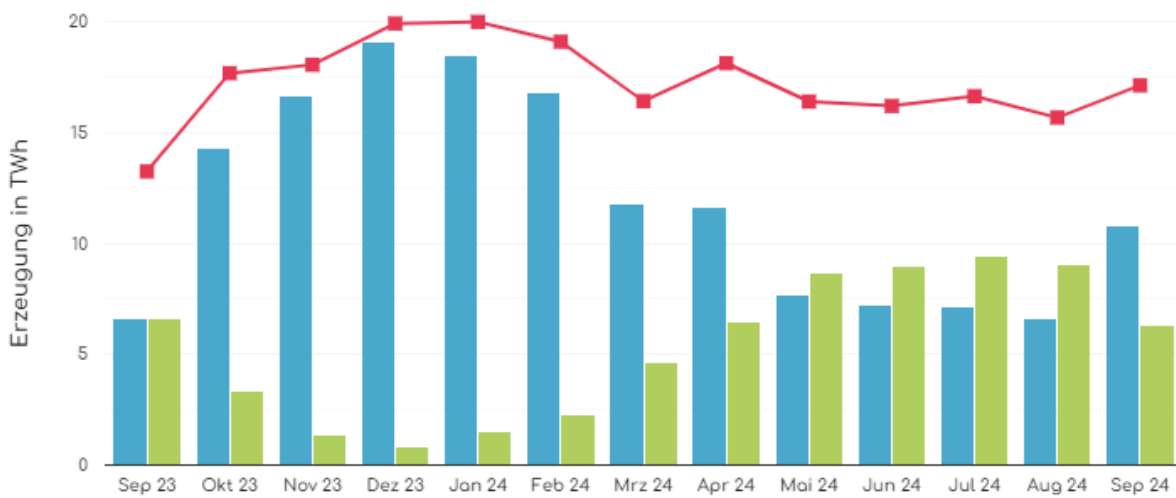
Im Oktober 2024 traten an keinem Tag negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima für den Phelix Day Base und den Phelix Day Peak lagen an einem Sonntag, den 13.10. mit 8,11 €/MWh und 3,42 €/MWh. Die Maxima der Produkte traten beide an einem Dienstag, den 29.10. auf und erreichten Werte in Höhe von jeweils 141,15 €/MWh und 163,31 €/MWh. Die Monatsmittelwerte lagen bei 86,13 €/MWh im Base sowie 93,08 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead – Phelix Day Basis	Intraday – stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	0,09 €/MWh	86,28 €/MWh
Maximum	0,14 €/MWh	398,63 €/MWh
Minimum	0,01 €/MWh	-7,82 €/MWh

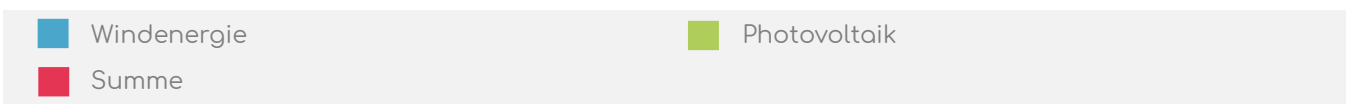
Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.tm?l=de&c=DE&year=2022&interval=month&month=12&zoom=minus



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



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



Meldungen

PNE verkauft WP „Sallachy“ in Schottland

Die PNE-Gruppe hat den schottischen WP „Sallachy“ an das kanadische Unternehmen Boralex veräußert. Nach über zehn Jahren Entwicklungszeit wird der Onshore-WP mit einer Leistung von 43 MW in den schottischen Highlands realisiert. Geplant ist der Bau von neun WEA, die ab 2028 sauberen Strom liefern sollen. Die lokale Bevölkerung profitiert von Gemeindeabgaben in Höhe von bis zu 6,5 Mio. GBP. Mit diesem Verkauf setzt PNE ihren erfolgreichen Internationalisierungskurs fort und stärkt die regenerative Energiegewinnung in Schottland weiter.

OX 2 erwirbt ersten Onshore-WP in Australien

OX2 hat erfolgreich sein erstes Onshore-Windenergieprojekt in Australien erworben. Das Projekt, nördlich von Perth gelegen, hat eine geplante Gesamtkapazität von etwa 1 GW und umfasst zusätzlich ein 100-MW-Batteriespeichersystem. Rachel Watson, Country Manager von OX2 Australia, bezeichnet den Erwerb als wichtigen Schritt zur Expansion in den australischen Windmarkt. OX2 hat bereits ein Portfolio von PV-Projekten in Australien und plant, die Energiewende des Landes aktiv zu unterstützen. Die australische Regierung strebt bis 2050 eine Netto-Null-Wirtschaft an, was das Potenzial für EE weiter erhöht.

Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland 2024 im Zeitplan

Der Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland verläuft im Jahr 2024 planmäßig. Neben dem Offshore-WP „Gode Wind 3“ mit einer

Leistung von 253 MW steht die IBN des WP „Baltic Eagle“ mit 476 MW bevor. Laut Iberdrola sind nun alle 50 WEA des Offshore-WP „Baltic Eagle“ installiert. Diese WEA stammen von Vestas und haben eine Leistung von jeweils 9,53 MW. Im Jahr 2024 werden zudem zwei weitere Offshore-WP mit einer Gesamtleistung von 729 MW neu in Betrieb genommen. Zusammen mit dem geplanten Zubau im Jahr 2025 wird ab 2026 eine zusätzliche Offshore-Kraftwerksleistung von etwa 2,5 GW zur Verfügung stehen. Die heimische Stromproduktion wird durch den Zubau an Offshore-Windenergie in den Jahren 2024 und 2025 um jährlich 10 Mrd. kWh steigen. Der Offshore-WP „Baltic Eagle“ in der Ostsee ist ein Joint Venture zwischen dem spanischen Energieversorger Iberdrola und der Abu Dhabi Future Energy Company (Masdar). Pünktlich vor dem Winter meldet Iberdrola den Abschluss der Installation der WEA. Diese Fortschritte verdeutlichen das Engagement Deutschlands für die Entwicklung von EE.



Windenergie spielt für die Mortalität des Rotmilans untergeordnete Rolle

Das LIFE-Eurokite Plus Projekt hat anhand von Bewegungsdaten von über 2.000 Rotmilanen die wichtigsten Todesursachen des Vogels untersucht und dabei festgestellt, dass Windenergie nur eine untergeordnete Rolle spielt. Erstmals liegen wissenschaftlich belastbare Zahlen zur Mortalität vor. Häufigste Todesursachen in Deutschland sind das Gefressenwerden durch andere Tiere (41 %), der Schienenverkehr (11 %), sowie der

Straßenverkehr (10 %). WEA verursachen lediglich 8,3 % der Todesfälle und stellen somit keine existenzielle Bedrohung für den Rotmilan dar. Das Ergebnis stimmt mit stabilen Rotmilan-Beständen in Deutschland trotz des Ausbaus von Windenergie überein. Schutzmaßnahmen sollten sich eher auf den Schutz der Nestlinge und den Verkehrsbereich konzentrieren.

Essen – Neue PV-Hauptstadt Deutschlands

Lichtblicks "SolarCheck 2024" kürt Essen zur neuen PV-Hauptstadt Deutschlands mit einem PV-Faktor von knapp 138 %. Insgesamt überschritten vier der 14 größten Städte Deutschlands die 100 %-Marke, darunter Köln, Hannover und Leipzig. Der PV-Faktor beschreibt das Verhältnis der neu installierten PV-Modulfläche zu neu gebauten Dachflächen. Im Bundesschnitt beträgt der PV-Faktor 70 %, wobei 12 Städte Verbesserungen zeigten. Berlin erzielte den größten Zuwachs mit knapp 14 %. Insgesamt wurden in den 14 Städten rund 147 MW neue PV-Kapazität installiert. Lichtblick fordert eine bundesweite PV-Pflicht, um den Ausbau weiter voranzutreiben.

PV-Ertrag auf Rekordhoch in Europa

Im dritten Quartal dieses Jahres erreichten die europäische Stromerzeugung aus PV mit 94 TWh einen neuen Höchstwert und erzeugten 15 % mehr Strom als im Vorjahreszeitraum. Deutschland, Italien und Spanien trugen am meisten zur PV-Produktion bei. Auch die Windkraft erreichte fast 105 TWh und erzielte damit die zweithöchste Menge für ein drittes Quartal. Darüber hinaus stieg der Anteil der Atomenergie auf einen neuen Rekordwert und deckte über ein Viertel des Strombedarfs, da französische Kernkraftwerke nach Wartungen wieder ans Netz gingen. Im Gegensatz dazu sank die Stromerzeugung aus Kohle und Gas auf einen der niedrigsten Stände seit Beginn der Aufzeichnungen.

EE auf globalen Rekordhoch

EE haben einen neuen Rekordstand erreicht, vor allem dank sinkender Kosten für PV und Energiespeicher. Dadurch wird es zunehmend möglich, auf fossile Energiequellen wie Kohle und Öl zu verzichten. Ein Bericht der DNV zeigt, dass die energiebedingten Emissionen in diesem Jahr ihren Höhepunkt erreichen und bis 2050 um fast die Hälfte sinken könnten. Bis 2030 soll etwa die Hälfte der weltweiten Energie aus Erneuerbaren Quellen stammen, wofür 5,5 TW an zusätzlichen Kapazitäten aufgebaut werden müssen. Ein Großteil dieser neuen Anlagen wird in China entstehen, das derzeit der größte CO₂-Emittent und Kohleverbraucher ist. Zwar erreichen rund 70 Länder ihre Ausbauziele für EE doch das globale Ziel der COP28, die Kapazitäten zu verdreifachen, wird voraussichtlich verfehlt, ebenso wie die Vorgaben des Pariser Abkommens. Um diese Ziele zu erreichen, sind zusätzliche Anstrengungen nötig, etwa durch die Förderung von Netzflexibilität sowie der Produktion von Biokraftstoffen und Wasserstoff.

Studie sieht große Einsparpotentiale bei Offshore-Wind

Die Elia Group SA, Muttergesellschaft der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz und Elia (Belgien), hat am 18. Oktober eine Studie vorgestellt, die Vorschläge zum besseren Ausbau von Windkraft und Netzen thematisiert. Als notwendig hervorgehoben wird insbesondere eine gemeinsame Planung aller Länder, die an einem Seebecken liegen. Das betreffe Planende, Regulierende und Netzbetreibende. Weitere Maßnahmen seien eine gemeinsame Finanzierung oder eine Erhöhung Hybrider Netze, bei denen Netze und WPs mehrerer Länder miteinander verbunden werden. So sollen die Kosten der europäischen Energiewende um 1.000 Mrd. € reduziert werden können.

BayWa r.e. realisiert PV-Großprojekt in Italien

BayWa r.e. gibt die erfolgreiche Fertigstellung des PV-Parks „Tarquinia“ in Italien mit einer Leistung von 51,4 MWp bekannt. Mit über 94.000 installierten Solarmodulen wird die Anlage künftig mehr als 35.000 Haushalte mit EE versorgen. Als Projektentwickler und Generalunternehmer übernahm BayWa r.e. nicht nur den Bau, sondern wird auch den Betrieb und die Wartung des Parks sichern. Neben der Energieerzeugung wurden umfangreiche Maßnahmen zur Förderung der Biodiversität und Landschaftspflege umgesetzt, darunter ein künstlicher Teich und die Anpflanzung einheimischer Pflanzenarten.

PV-Park mit 200 MW: Soleos Energy und Melci Holdings bauen in der DR Kongo

Soleos Energy aus Indien hat in Kooperation mit Melci Holdings mit dem Bau eines 200-MW-PV-Parks in der Demokratischen Republik Kongo (DRK) begonnen. Das Projekt soll rund 200 Mio. USD kosten. Das indische Unternehmen ist auf PV-Technik, Beschaffung und Bau spezialisiert, während Melci Holdings als Elektroingenieurunternehmen in der DRK agiert.

Der PV-Park wird mehr als 1 Mio. Menschen in naher Zukunft mit sauberer und zuverlässiger Energie versorgen und jährlich 300.000 t CO₂-Emissionen einsparen. Der erzeugte Strom wird im Rahmen eines 25-jährigen Stromabnahmevertrags an die Société Nationale d'Électricité (SNEL) geliefert und soll langfristige Energiesicherheit für die DRK schaffen. Für die Bauphase werden über 2.000 Arbeitsplätze geschaffen. Nach IBN sollen mehr als 500 dauerhafte Stellen entstehen. Die Fertigstellung des Projekts ist für Ende 2026 geplant.

Nordex erhält Auftrag für 74 Anlagen in Kanada

Die Nordex Group hat einen Auftrag zur Lieferung von 74 WEA für Kanada erhalten. Die Anlagen vom Typ N163 werden in der Kalt Klimavariante ausgeliefert und sind damit an die kalten Klimabedingungen Kanadas angepasst und werden zusätzlich mit dem Nordex Advanced Anti-Icing-System für die Rotorblätter ausgestattet. Mit diesem Großauftrag erweitert Nordex seine installierte Kapazität in Kanada um 500 MW, wodurch das Unternehmen seine Gesamtleistung dort auf 1,7 GW steigert. Die Lieferung und Installation der WEA soll in den kommenden Jahren erfolgen und die Präsenz von Nordex auf dem kanadischen Markt weiter stärken.

China stellt weltgrößte Offshore-WEA mit 26 MW vor

Dongfang Electric hat mit seiner neuen Offshore-WEA einen globalen Meilenstein erreicht und stellt die weltweit größte Einzelmaschine mit einer Leistung von 26 MW und dem größten Rotordurchmesser vor. Der chinesische Staatskonzern betont, dass die gesamte Lieferkette für die WEA vollständig unabhängig und kontrollierbar ist. Die WEA besteht aus über 30.000 Teilen, wobei die Schlüsseltechnologien wie Generator, Rotorblätter und das elektronische Kontrollsystem das weltweit führende Niveau erreicht haben. Bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 10 m/s produziert sie jährlich 100 GWh sauberen Strom. Mit dieser Entwicklung setzt China erneut einen bedeutenden Standard in der Offshore-Windkrafttechnologie und baut seine weltweite Führungsposition weiter aus.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01/08/2024	01/07/2024
Zuschlagsvolumen Gebotsvolumen	2,96 GW 2,71 GW	4,21 GW 2,15 GW
Zulässiger Höchstwert	7,35 ct/kWh	7,37 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	7,35 ct/kWh	5,24 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	5,73 ct/kWh	4,50 ct/kWh
Mengewichteter Durchschnitt	7,33 ct/kWh	5,05 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
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,85 %	01/10/2024
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,85 %	01/10/2024
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,85 %	01/10/2024

Quelle: <https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/Konditionen-Anzeiger>

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,30 %	19/09/2024
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,30 %	19/09/2024
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,30 %	19/09/2024

Quelle: <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: 01.11.2024