

DIE LETZTEN ZEHN PROZENT



Deutscher Windrad-Schrott, der illegal in Osteuropa landet, wirft eine unbequeme Frage auf: Wie kreislauffähig ist eine Anlageklasse, die als Inbegriff nachhaltiger Infrastruktur gilt?

ENDE 2025 ZÄHLTE Deutschland 29.226 Windenergieanlagen mit rund 68 Gigawatt Nennleistung. Etwa die Hälfte steht länger als 15 Jahre, ein Drittel länger als 20 Jahre. Die Demontage alter Anlagen hat demzufolge eine hohe Relevanz und stellt ökologisch orientierte Investoren vor die Frage: Was passiert am Ende einer Windenergieanlage, und wer trägt Kosten und Risiko?

Über ihren Lebenszyklus gehört die Windenergie zu den effizientesten und emissionsärmsten Formen der Stromerzeugung. Für eine moderne 4,2-Megawatt-Turbine nennt der Hersteller Vestas eine energetische Amortisationszeit von fünf bis acht Monaten. Die Wirtschaftskommission für Europa der Vereinten Nationen (UNECE) ermittelt für europäischen Onshore-Wind nur 12,4 Gramm CO₂-Äquivalent je Kilowattstunde über den Lebenszyklus. Zum Vergleich: Bei Photovoltaik sind es rund 37 Gramm, Gaskraftwerke kommen auf 434 Gramm, und Spitzenreiter ist die Kohle mit 1.023 Gramm.



» Die Rotorblätter sind ein reales, mengenmäßig aber nicht dominierendes Problem. «

Armin Varmaz,
Hochschule Bremen

„Bei einer Betriebsdauer von 20 bis 30 Jahren ergibt sich eine über die Lebensdauer klar positive Energie- und CO₂-Bilanz für die Windenergieanlage“, betont Marko Rosteck, Pressesprecher des Betreibers Alterric Deutschland. Grundlage sind Life Cycle Assessments, die den gesamten Produktlebenszyklus bis zum Rückbau bewerten.

Lücken im Recycling

Der Knackpunkt besteht bei der Entsorgung von gebrauchten Windkraftanlagen. Rund 90 Prozent der Anlagenmasse bestehen aus Beton, Stahl, Gusseisen, Kupfer und Aluminium, für die etablierte Abnehmermärkte bestehen. „Auch Komponenten wie der Generator und sekundäre Anbauteile können gut verwertet werden“, erklärt Steffen Czichon, Chief Business Developer am Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES.

Bleiben die Rotorblätter: Ihre glas- und kohlefaserverstärkten Verbundwerkstoffe mit duroplastischen Harzen lassen sich

nicht schmelzen und nur aufwendig sortenrein trennen. Windenergiespezifische Abfallschlüssel gibt es nicht, was die Einstufung von Rotorblattabfällen erschwert. Deshalb sind sie, wie das Umweltbundesamt (UBA) schreibt, eine „Herausforderung für das Recycling“.

Industriell etabliert ist das Co-Processing im Zementwerk. Genau hier setzt Armin Varmaz, Professor an der Hochschule Bremen, an: „Die Rotorblätter sind ein reales, mengenmäßig aber nicht dominierendes Problem. Zudem ist ‚stoffliche Verwertung‘ kein geschlossener Kreislauf: Zerkleinerte Rotorblätter im Zementwerk ersetzen Primärrohstoffe, werden aber nicht wieder zu gleichwertigen Blättern.“ In diesem Kontext ist in der Branche auch von „Downcycling“ die Rede, wobei das UBA die Mitverwertung in Zementwerken kritisch sieht und eine „höherwertige Verwertung“ fordert. Industrie und Forschung arbeiten tatsächlich an besseren Verfahren. Das IWES untersucht Pyrolyse, Solvolyse und die selektive Zerlegung von Rotorblättern. „Gleichzeitig ermöglichen neuartige Harzsysteme ein erleichtertes Recycling von zukünftigen Windenergieanlagen“, sagt Czichon. Detlef Schreiber, CEO des Asset Managers Cycap (früher CEE Group), klingt zuversichtlich: „Hier ist die Branche auf der Zielgeraden.“ Bei der Fachagentur Wind und Solar sieht man das etwas anders: „Recyclingverfahren wie die Pyrolyse oder Solvolyse eröffnen zwar Perspektiven zur Rückgewinnung von Fasern und Harzen, doch fehlen bislang wirtschaftlich tragfähige, großtechnisch etablierte Verfahren.“

Umfassende Bewertungen

Für Investoren mit Kreislaufkriterien ist die Weichenstellung definitorisch. Varmaz erklärt: „Verlangt ein Investor, dass jede Komponente ohne Qualitätsverlust in ein identisches Produkt zurückkehrt, erfüllt das heute weder Windenergie noch irgendeine andere Energietechnologie.“ Versteht man Kreislaufwirtschaft dagegen als Transformationsprozess mit Kriterien wie Lebensdauerverlängerung und hochwertigem Recycling, kann ein Windpark nach projekt- und komponentenspezifischer Prüfung geeignet sein. Auf diese Weise lässt

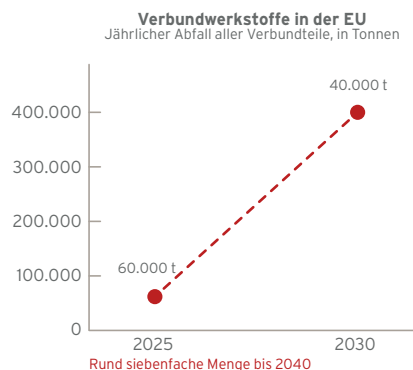
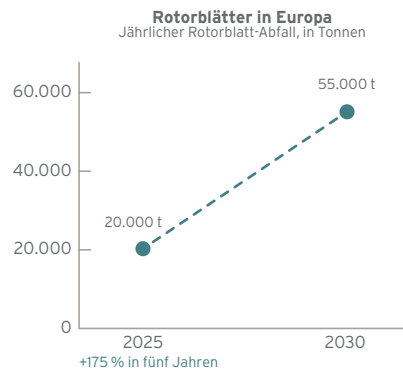


» Käufer erwerben gezielt gebrauchte Turbinen, weil sie günstiger als Neuanlagen und schnell verfügbar sind. «

Detlef Schreiber,
Cycap

Die Abfallwelle rollt erst an

Zwei Messgrößen, zwei Skalen – bewusst getrennt dargestellt



Die Mengen wachsen rasch, aber von einem niedrigem Niveau aus. Entscheidend ist, ob Verwertungskapazität entsteht, bevor die Rückbauwelle ihren Höhepunkt erreicht. **Quelle:** WindEurope

sich die Rotorblattfrage in eine günstige Relation zur Gesamtbilanz setzen und als Ausschlusskriterium ausscheiden.

In der Due Diligence sind aggregierte Quoten nicht immer hilfreich. „Ein Windpark kann massenbezogen hervorragend recyceln und trotzdem kleine, ökologisch oder strategisch wichtige Materialgruppen liegen lassen“, warnt Varmaz. Gemeint sind Verbundwerkstoffe und Seltene Erden aus Permanentmagneten; hinzu kommen Schaltanlagen mit Schwefelhexafluorid (SF6) und Leistungselektronik. Nötig sind deshalb ein digitaler Materialpass, Nachweise über die Verwertungsqualität, vertraglich gesicherte Rücknahmewege und risiko-adäquate Rückstellungen. „Nachhaltiges Recycling beginnt nicht beim Zerschneiden eines Rotorblatts nach 25 Jahren, sondern bei Materialwahl, Konstruktion und Vertragsgestaltung vor der Errichtung“, so Varmaz.

Die unterschätzte Position

Die größte Bewertungsüberraschung droht nicht beim Recycling, sondern bei dessen Finanzierung. „Besonders wichtig und oft unterschätzt sind die Rückbaukosten. In unserer prozessbasierten Monte-Carlo-Analyse variieren die erwarteten Netto-Rückbaukosten eines Offshore-Referenzparks je nach Szenario zwischen rund 242.000 und 543.000 Euro pro Megawatt“, erklärt Varmaz. Das Risiko ist dabei quantifizierbar: Der Wert, der in 95 Prozent der Simulationen nicht überschritten wird, liegt im Basisszenario 30 bis 35 Prozent über dem Mittelwert. Für Investoren zählen deshalb neben dem Erwartungswert die durchschnittlichen Kosten der ungünstigsten Fälle (Conditional Value at Risk) und das Risiko einer Unterdeckung der Rückstellungen. Diese Zahlen stammen aus dem Offshore-Bereich, wo die Schiffseinsätze und die Fundamententfernung die Kosten erhöhen. An Land ist der Rückbau wesentlich günstiger: Das UBA veranschlagt je nach Leistungsklasse rund 87.000 bis 305.000 Euro pro Anlage, umgerechnet sind das grob 40.000 bis 60.000 Euro je Megawatt und damit ein Fünftel bis ein Zehntel der Offshore-Werte. Auch die Rechtslage ist klarer: Seit 2004 verlangt § 35 Abs. 5

BauGB für Außenbereichsanlagen über 50 Meter eine Rückbauverpflichtungserklärung, meist abgesichert über eine Bankbürgschaft. Eine bundeseinheitliche Berechnungsformel existiert jedoch nicht. Rückbauverpflichtungen seien „von Beginn an im Finanzierungs- und Betriebsmodell verankert“, sagt Rosteck. Aktualisieren sollten Investoren die Kostensätze dennoch alle drei bis fünf Jahre.

Der Wert wandert vom Asset zum Standort

Für lange aktive Investoren hat die Obsoleszenzfrage mehrere Facetten. In Bezug auf bestehende Assets sagt Nordex-Sprecher Felix Losada: „Technischer Fortschritt kann den relativen Wert älterer Anlagen verringern, weil neue Anlagen leistungsfähiger, effizienter und oft besser wartbar sind. Das bedeutet aber nicht automatisch, dass ältere Anlagen unverkäuflich werden.“ Der eigentliche Werttransfer findet anderswo statt. Denn ältere Standorte sind aufgrund bereits gesicherter Netzanschlüsse, Genehmigungen und erprobter Windverhältnisse besonders attraktiv für Repowering. Der Verband WindEurope beziffert die Repowering-Effekte auf durchschnittlich

25 Prozent weniger Turbinen, eine mehr als verdreifachte Parkleistung und eine vervierfachte Leistung je Anlage. In Deutschland entfielen 2024 laut Fachagentur Wind und Solar 1.191 Megawatt installierte Leistung auf 224 Repowering-Anlagen – das war gut ein Drittel des Bruttozubaues.

Hier schließt sich der Kreis: Der Export rückgebauter Anlagen ist im Regelfall kein Entsorgungsvorgang, sondern ein Verkauf. David Schindler, Asset Manager Energie & Infrastruktur bei BVT, ordnet ein: „Rund die Hälfte der bislang in Deutschland zurückgebauten Windenergieanlagen wurde ins Ausland exportiert, auch Generatoren und Getriebe sind stark nachgefragt.“

Auf dem Marktplatz wind-turbine.com sind 19.300 Nutzer aus 187 Ländern registriert, das Angebotsvolumen beträgt 4,7 Milliarden Euro. „Käufer aus Osteuropa, Lateinamerika, Südostasien und Afrika erwerben gezielt gebrauchte europäische Turbinen, weil sie günstiger sind als Neuanlagen und schnell verfügbar sind“, berichtet Cycap-CEO Schreiber.

Die Verschiebung des Recyclingproblems ins Ausland, wo die Recyclinginfrastruktur oft schwächer ist als in Mitteleuropa, wird aber auch kritisch gesehen. Der Bun-

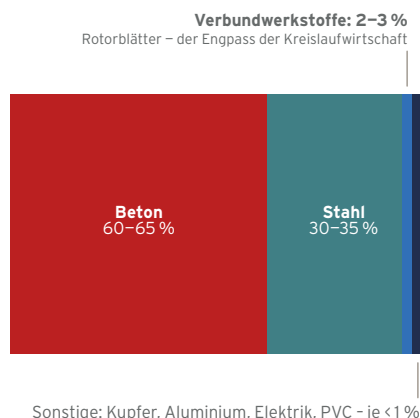
desverband Windenergie fordert selbst ein Exportverbot für gebrauchte Rotorblätter, um das illegale Entsorgen im Ausland klar zu unterbinden. Das Recycling müsse in allen europäischen Ländern nach dem gleichen Standard erfolgen.

Die Politik reagiert ebenfalls. Die Öko-design-Verordnung EU 2024/1781 erfasst die Rotorblätter, sie greift aber noch nicht, weil es dafür noch keinen delegierten Rechtsakt gibt. Seit Mai 2026 gilt die neue EU-Abfallverbringungsverordnung mit strengeren Regeln für grenzüberschreitende Verbringungen. Außerdem kann über den Net-Zero Industry Act der EU seit Dezember 2025 die Recyclingfähigkeit neuer Rotorblätter ein Zuschlagskriterium in öffentlichen Ausschreibungen sein. In Deutschland entscheidet sich mit einer Rechtsverordnung zum EEG 2027, ob davon Gebrauch gemacht wird.

Das schärfste Schwert sind die EU-Taxonomie und das DNSH-Kriterium („Do No Significant Harm“), die verlangen, dass die Verfügbarkeit langlebiger und recyclingfähiger Komponenten bewertet und nach Möglichkeit eingesetzt wird. Taxonomiekonforme Windenergie-Assets brauchen somit jedenfalls ein dokumentiertes Rückbau- und Verwertungskonzept. **ALEXANDER ENDLWEBER**

Wenige Prozent entscheiden über die Recyclingquote

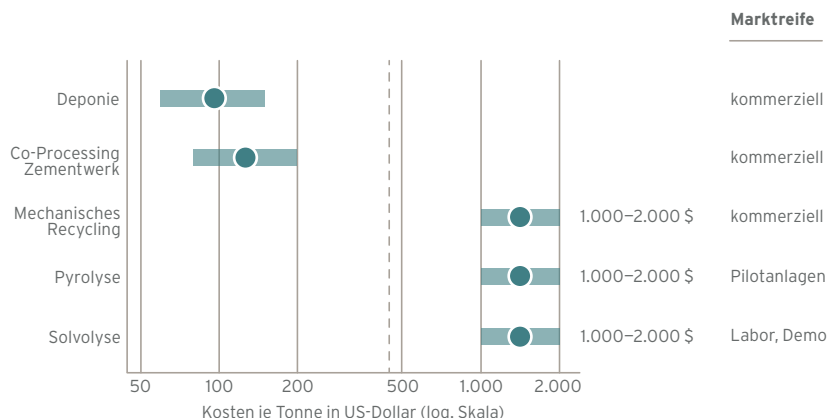
Massenanteile einer Onshore-Windkraftanlage inklusive Fundament



Aggregierte Quoten verdecken das Problem: Wer 90 Prozent der Masse verwertet, hat den kritischen Rest noch nicht gelöst. Er bestimmt die Kosten. **Quelle:** Fachagentur Wind und Solar

Je hochwertiger das Recycling, desto teurer

Rotorblatt-Verwertungswege:
Kosten je Tonne und Marktreife



Zwischen Deponie und hochwertigem Faserrecycling liegt der Faktor zehn. Solange Rezyklate keine tragfähigen Absatzmärkte finden, entscheidet der Preis über den Verwertungsweg, nicht die Technik. Für Investoren heißt das: Die Rückstellung sollte den Pfad abbilden, der vertraglich zugesagt ist, nicht den billigsten. **Quelle:** Kostenspannen nach energy-solutions.co (2025) unter Berufung auf Ökon Recycling