Geschäftsbericht ABO Wind AG 2023

Voraussichtlich
ab Mai 2024

ABO ENERGY

Inhalt

Zahlen und Fakten	4
Vorwort	6
Entwicklungsportfolio	10
Erfolge 2023	12
ABO Wind wird ABO Energy	22
Konzernlagebericht	24
Konzernbilanz	42
Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns	44
Konzerneigenkapitalspiegel	45
Konzernkapitalflussrechnung	46
Konzernanhang	47
Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers	57
Wesentliche Beteiligungen der ABO Wind AG	60
Bilanz der ABO Wind AG	62
Gewinn- und Verlustrechnung der ABO Wind AG	64

Im irischen Sheskin hat ABO Wind fünf Windenergieanlagen mit insgesamt 18 Megawatt ans Netz gebracht.

Zahlen und Fakten

Kennzahlen je Aktie

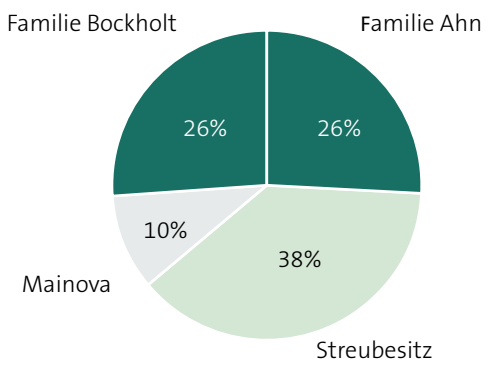
(in €)	2017	2018	2019	2020*	2021	2022	2023
EBITDA	4,94	4,24	3,58	3,77	3,31	6,18	6,44
Jahresüberschuss	2,22	1,67	1,48	1,42	1,50	2,67	2,95
Dividende	0,40	0,42	0,42	0,45	0,49	0,54	0,60**
Buchwert (per 31.12.)	10,4	11,6	12,8	15,2	16,2	18,4	20,91
Aktienkurs (per 31.12.)	12	13,80	17,30	46,40	55,80	74,20	41,10
KGV	5,4	8,3	11,7	32,7	37,2	27,8	13,9

* Durch Kapitalerhöhungen ist die Zahl der Aktien im Jahr 2020 um 1,15 Millionen Stück (rund 14%) gestiegen, was sich auf die Kennzahlen auswirkt.
** Vorschlag der Verwaltung an die Hauptversammlung

Eckdaten der Aktie

Aktiengattung	Nennwertlose Inhaberaktien
Grundkapital	9.220.893 €
Anzahl der Aktien	9.220.893 Stück
WKN / ISIN	576002 / DE0005760029
Börsenplatz	Xetra, Freiverkehr der Börse München (m:access) und weiterer deutscher Börsen
Branche	Erneuerbare Energien
Rechnungslegungsart	HGB
Ende des Geschäftsjahres	31. Dezember
Bloomberg-Kürzel	AB9:GR
Reuters-Kürzel	AB9.D

Aktionärsstruktur

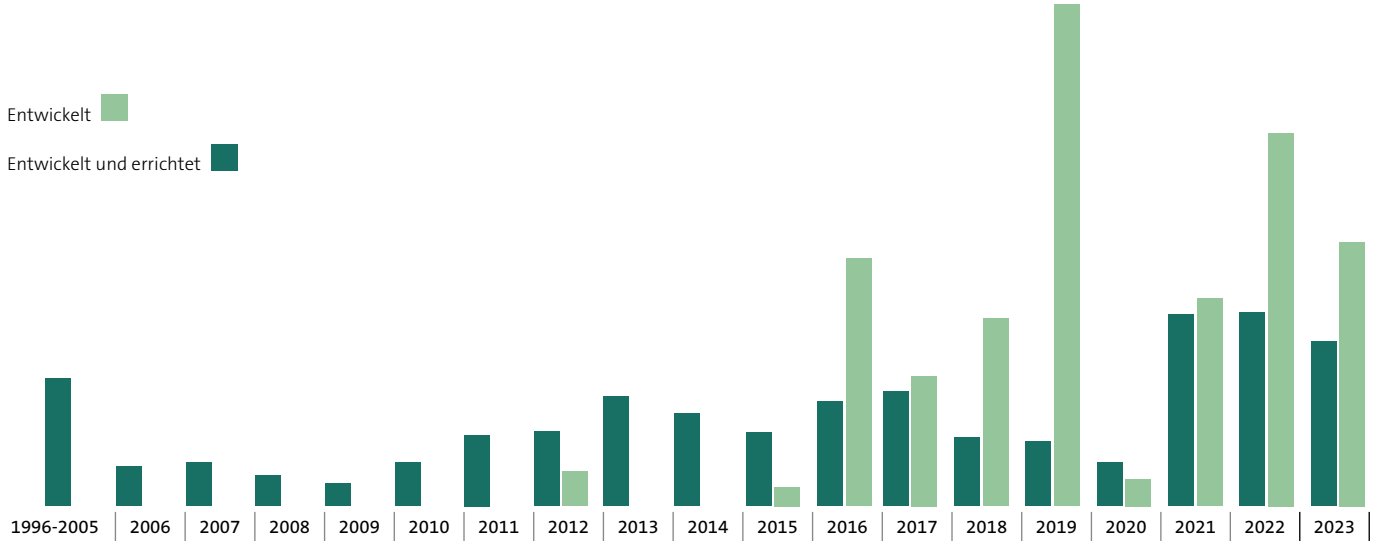


Zu den Anteilseigner innerhalb des Streubesitzes zählen: Enkraft, GS&P, Capricorn, Value-Partnership, Aguja, KBC, Baring Asset, Murphy&Spitz, Spirit Asset Management und PFP Advisory

Stand: März 2024

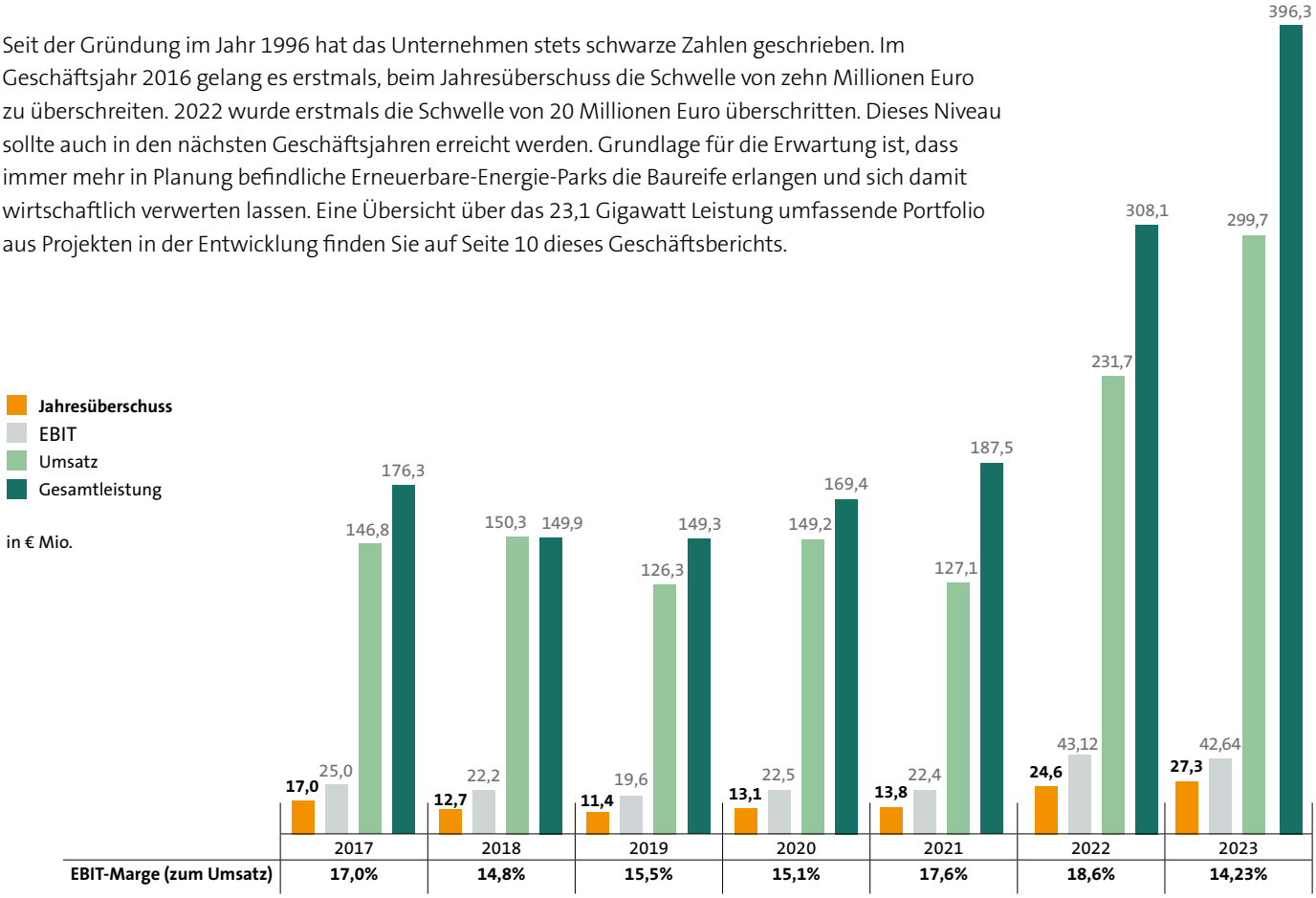
Umgesetzte Wind-, Solar- und Batterieprojekte

Oftmals veräußert ABO Wind die Wind-, Solarparks und Batteriespeicher, nachdem wir sie schlüsselfertig errichtet haben. In Ländern wie Südafrika oder Argentinien veräußern wir dagegen Projektrechte bereits nach Abschluss der Entwicklung. Um die Errichtung kümmert sich dann der Investor selbst, gegebenenfalls mit unserer Unterstützung. Auch in Europa kann – je nach Marktsituation – ein Verkauf im Projektstadium gelegentlich die beste Option sein. Frühzeitig veräußerte Projekte erscheinen in der Referenzliste im Jahr des Verkaufs als „entwickelt". Sofern ABO Wind später an der Errichtung mitwirkt, wird die Kategorie in „entwickelt und errichtet" geändert und das Datum durch das der Inbetriebnahme ersetzt.



Ergebnisentwicklung

Seit der Gründung im Jahr 1996 hat das Unternehmen stets schwarze Zahlen geschrieben. Im Geschäftsjahr 2016 gelang es erstmals, beim Jahresüberschuss die Schwelle von zehn Millionen Euro zu überschreiten. 2022 wurde erstmals die Schwelle von 20 Millionen Euro überschritten. Dieses Niveau sollte auch in den nächsten Geschäftsjahren erreicht werden. Grundlage für die Erwartung ist, dass immer mehr in Planung befindliche Erneuerbare-Energie-Parks die Baureife erlangen und sich damit wirtschaftlich verwerten lassen. Eine Übersicht über das 23,1 Gigawatt Leistung umfassende Portfolio aus Projekten in der Entwicklung finden Sie auf Seite 10 dieses Geschäftsberichts.



Liebe Aktionärin, lieber Aktionär,

Energiewende gewinnt weltweit an Dynamik

Erneuerbare Energien sind im vergangenen Jahr in neue Dimensionen vorgedrungen. Auf 440 Gigawatt beziffert die Internationale Energie Agentur den 2023 erreichten Zubau an Kapazitäten. Bereits 2024 wird dieser Rekord aller Voraussicht nach übertroffen. Der Ausbau von Photovoltaik und Windkraft beschleunigt sich immer weiter.

Trotz der Beschleunigung vollzieht sich der Abschied vom fossilen Zeitalter nicht schnell genug. Bei der Reduzierung des Kohlendioxidausstoßes hinkt die Weltgemeinschaft dem aus Sicht des Klimaschutzes Notwendigen hinterher. Eine noch deutlich stärkere Nutzung von Windkraft und Photovoltaik sind der Schlüssel, um die Klimaschutzziele zu erreichen. In Kombination mit Batterien und Grünem Wasserstoff haben Erneuerbare Energien das Potenzial, entscheidend zum Erhalt der Lebensgrundlagen beizutragen. Diese vier Technologien bilden zugleich das Fundament, auf dem unser Geschäftsmodell als Entwickler und Errichter Erneuerbarer-Energie-Projekte gründet.

Politisch Verantwortliche sind daher weltweit gefordert, die Bedingungen für Erneuerbare Energien weiter zu verbessern und den schnelleren Ausbau der Kapazitäten zu unterstützen. Und als wäre die von Klimaforschern nahezu täglich bestätigte Dringlichkeit nicht genug: Mit dem vor mehr

Der griechische 50-Megawatt-Solarpark Margariti ging 2023 ans Netz.

als zwei Jahren begonnenen Angriffskrieg auf die Ukraine liefert Russland einen weiteren gewichtigen Grund, noch stärker auf Windkraft und Photovoltaik zu setzen. Mit diesem Krieg führt der Aggressor nur allzu deutlich vor Augen, wie gefährlich es ist, wenn Volkswirtschaften vom Import fossiler Rohstoffe abhängig sind. Was im Übrigen zugleich gegen die Nutzung der Atomenergie spricht. Denn das dafür notwendige Uran kommt zu einem relevanten Teil ebenfalls aus Russland sowie aus Kasachstan.

In einer von Klimakrise und Krieg geprägten geopolitischen Konstellation entpuppen sich Erneuerbare Energien immer stärker als Teil der Lösung. Jede Windkraftanlage und jedes Photovoltaikmodul, das ans Netz geht, trägt zum Klimaschutz bei und reduziert den Bedarf am Import fossiler Rohstoffe. Diese Erkenntnis prägt das Handeln der meisten demokratisch gesonnenen Politiker. Als adäquate Antwort auf die durch den Ukrainekrieg ausgelöste Energiekrise hat die Europäische Union (EU) wegweisende Verordnungen auf den Weg gebracht. Sie beschleunigen Genehmigungsprozesse insbesondere für Windparks.

Politik arbeitet an Verbesserung der Bedingungen für Erneuerbare Energien

In den Jahren zuvor waren gerade in Deutschland die Verfahren immer bürokratischer und langwieriger geworden. Nun ist es gelungen, diesen Trend zu stoppen und sogar umzukehren.

EU reduziert Aufwand für Untersuchungen zum Artenschutz

Europäische Windkraftvorhaben in „designated areas“ benötigen der Verordnung zufolge nun keine vollumfängliche Artenschutzprüfung mehr. Bislang mussten für Genehmigungsanträge auch in einem regionalplanerisch als Windkraft-Vorranggebiet ausgewiesenen Areal ein Jahr lang zum Beispiel Flugbewegungen von Rotmilanen aufgezeichnet und kartiert werden. Dabei ist der von Windkraftgegnern oft ausgenutzte angebliche Konflikt zwischen Windkraft und Artenschutz in Wahrheit ein aufgebauschtes Hirngespinst. Tatsächlich trägt Windkraftnutzung wegen ihres Beitrags zur Eindämmung des Klimawandels wesentlich zum Artenschutz bei. Es ist daher richtig, dass die EU nun dazu beigetragen hat, den überbordenden Untersuchungsaufwand zu begrenzen.

In einigen EU-Mitgliedsländern sehen wir bereits, dass Genehmigungen für Windparks in größerer Zahl und kürzerer Frist erteilt werden. Luft nach oben für weitere Verbesserungen ist vorhanden. Und der Bedarf an umweltfreundlichem und preiswertem Strom ist weiter groß. Das hat nicht allein die Politik auf der Weltbühne erkannt. Zwar gestalten Brüssel als Sitz der EU-Kommission und die Regierungen der Nationalstaaten die Bedingungen. Doch umgesetzt wird die Energiewende in den Regionen. So zum Beispiel im Hochsauerlandkreis in Nordrhein-Westfalen. Dort hatte ABO Wind 2015 mit der Planung eines Windparks begonnen. Auf Betreiben der Kommune lehnte die Behörde 2018 den Genehmigungsantrag ab. Dagegen haben wir erfolgreich geklagt. Die Kommune verzögerte das Projekt mit weiteren Rechtsmitteln. Schließlich war der ursprünglich vorgesehene Anlagentyp nicht mehr verfügbar. ABO Wind musste neu planen. Und die Kommune schickte sich an, auch gegen die neue Planung gerichtlich vorzugehen. Doch dann intervenierte das örtliche Klinikum und machte den Kommunalpolitikern klar, wie wichtig Strom zu kalkulierbaren Preisen ist. Der Stadtrat nahm Abstand von einer weiteren Klage, die das Projekt nochmals verzögert hätte. So konnten wir im vergangenen Jahr mit der Umsetzung des Windparks beginnen, der in diesem Jahr ans Netz gehen wird. Zwar sind neun Jahre vom Beginn der Planung bis zur Inbetriebnahme viel zu lang. Doch ohne den in Folge des Ukrainekriegs vollzogenen Wandel hätte es jedenfalls mit unserem Windpark im Hochsauerland noch länger gedauert.

Wind- und Solarparks stärken die Wirtschaftskraft der Regionen

Das erleben wir nun immer häufiger: Neben Klimaschützern und verantwortungsvollen Kommunalpolitikern machen sich in den Regionen zunehmend auch Wirtschaftsbetriebe dafür stark, Wind- und Solarparks zu errichten. Vor Ort erzeugter Strom stärkt die Wirtschaftskraft und die Resilienz der Betriebe. Die Möglichkeit über Lieferverträge direkt vom vor Ort produzierten Strom zu profitieren, schafft Akzeptanz für den Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Akzeptanz war auch in unserem Unternehmen in den vergangenen Monaten ein wichtiger Faktor. Das Gros unserer Aktionäre hat bei einer außerordentlichen Hauptversammlung im Oktober für einen Form- und Namenswechsel der bisherigen ABO Wind AG in die ABO Energy KGaA votiert. Die Zustimmungsquote von gut 87 Prozent ist bemerkenswert. Denn medial war stark gegen den Vorschlag von Vorstand und Aufsichtsrat opponiert worden. Auch wenn wir nicht alle Kritiker überzeugen konnten: Wir sind überzeugt, dass der mit dem Formwechsel eingeschlagene Weg das Unternehmen weiterbringen wird. Und davon werden mittel- und langfristig alle unsere Aktionärinnen und Aktionäre profitieren.

An dieser Stelle wollen wir die kontrovers geführte Diskussion nicht im Detail wiederholen. Nur so viel: In der Rechtsform der KGaA bewahrt die künftige ABO Energy die seit drei Jahrzehnten bewährten Entscheidungsstrukturen. Das ist relevant für den Fall, dass wir in den nächsten Jahren die eine oder andere Kapitalerhöhung vollziehen. Als Gesellschafter der Komplementärin behalten die Gründer Matthias Bockholt und Dr. Jochen Ahn auch

dann ihren gestalterischen Einfluss. Das hat dem Unternehmen bislang gutgetan. Geschäftspartner*innen, Mitarbeiter*innen und finanzierende Banken schätzen diese Struktur. Sie gibt uns Stabilität und stellt aus unserer Sicht einen Wettbewerbsvorteil dar, auf den wir auch künftig nicht verzichten wollen.

Gegen die Beschlüsse der außerordentlichen Hauptversammlung war Anfechtungsklage erhoben worden. Deswegen konnten wir den Formwechsel in die ABO Energy KGaA zunächst nicht im Handelsregister eintragen lassen. Am 1. März haben wir den erhofften Freigabebeschluss des Oberlandesgerichts Frankfurt erhalten. Weil zunächst noch Berichte zu erstellen und Formalien zu erledigen sind, werden wir die Hauptversammlung am 30. April noch als ABO Wind AG abhalten. Wir gehen davon aus, dass im Laufe des Monats Mai, der ja bekanntlich alles neu macht, der Formwechsel und die Umfirmierung umgesetzt sein werden.

Trotz Kontroverse um Rechtsformwechsel bleibt ABO Wind operativ auf Kurs

Die öffentliche Wahrnehmung unserer Aktie war im Geschäftsjahr 2023 auch von der Kontroverse über einen Rechtsformwechsel geprägt. Positiv ist aber, dass ABO Wind operativ auch im vergangenen Geschäftsjahr überaus erfolgreich war. Nachdem wir 2022 beim Jahresergebnis erstmals die Schwelle von 20 Millionen Euro geknackt haben, ist es 2023 gelungen, sogar noch eine Schippe draufzulegen.

Bestmarken sind bei ABO Wind keine Eintagsfliegen. Wir sind überzeugt, dass der 2023 erzielte Rekord beim Jahresgewinn schon bald wieder übertroffen werden wird. Parallel zur skizzierten globalen Entwicklung der Branche befinden wir uns als Projektentwickler auf einem langfristigen Wachstumspfad. Dieser Trend ist seit der Gründung vor nunmehr 28 Jahren ungebrochen.

So sind wir auch für die kommenden Geschäftsjahre zuversichtlich, einen wachsenden Beitrag zu Klimaschutz und Energiesicherheit zu leisten. Damit tragen wir dazu bei, die Nachhaltigkeitsziele der Vereinten Nationen zu erfüllen. Mit dem Bestand an in Entwicklung befindlichen Projekten ist zugleich die Basis für unseren künftigen Geschäftserfolg gewachsen. Größer geworden ist zudem die Zahl der Länder, in denen wir – sei es wie in Südafrika mit der reinen Projektentwicklung bis zur Baureife, sei es wie in Kolumbien mit der schlüsselfertigen Errichtung – zum Erfolg der Erneuerbaren Energien wie auch zur Wertschöpfung unseres Unternehmens beitragen.

In diesem Sinne sehen wir viel Anlass, uns auf eine weiterhin erfolgreiche Zukunft zu freuen, in der Sie uns hoffentlich begleiten.

Herzliche Grüße

Dr. Jochen Ahn

Dr. Karsten Schlageter

Susanne von Mutius

Matthias Hollman

Alexander Reinicke

Entwicklungsportfolio

Pipeline ist deutlich gewachsen

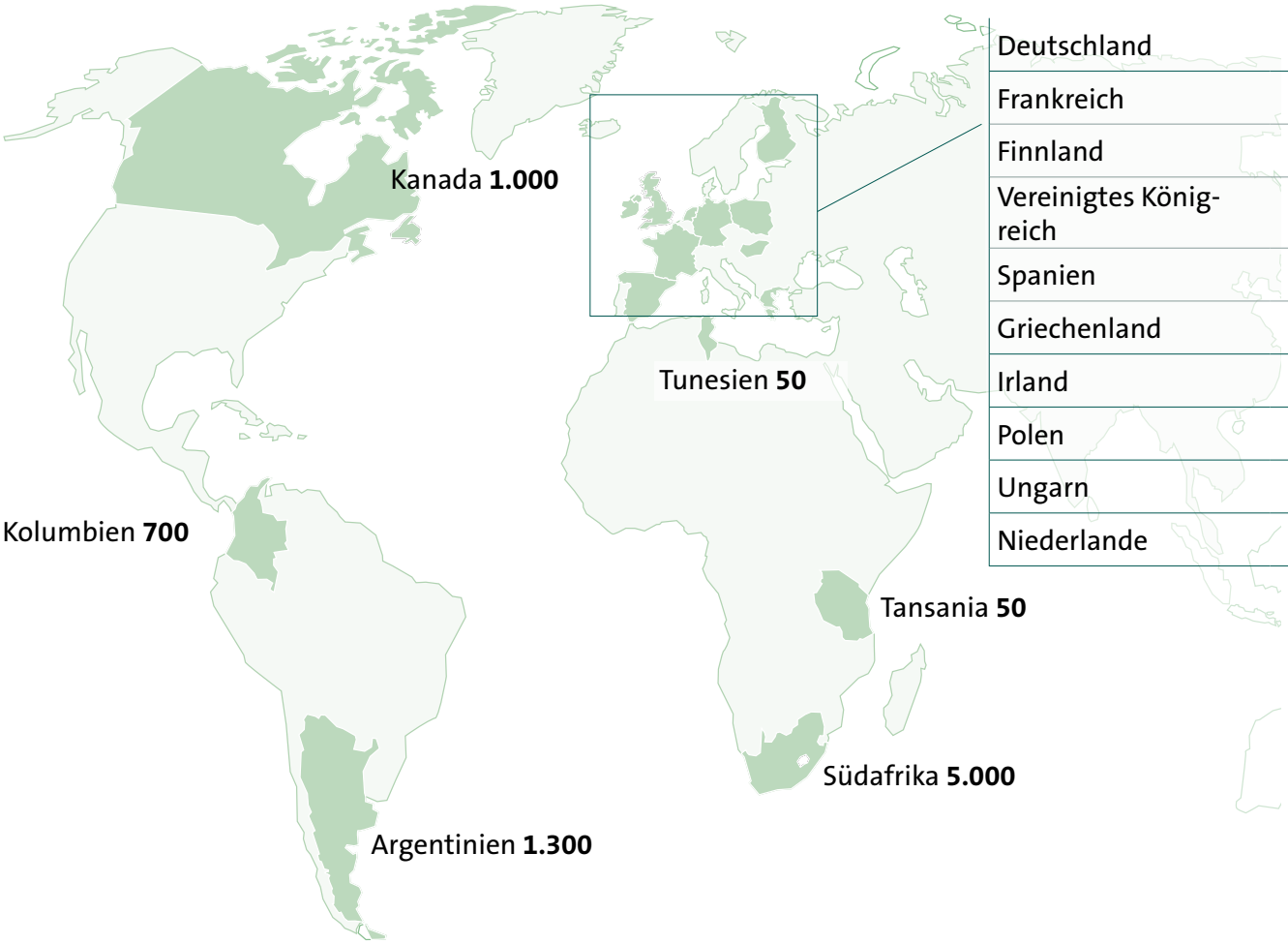
ABO Wind hat die Pipeline weiter ausgebaut. Im März 2024 haben wir in 16 Ländern rund 900 Solar-, Wind- und Batterieprojekte mit einer Gesamtleistung von 23,1 Gigawatt in der Entwicklung oder Errichtung. Innerhalb von zwölf Monaten ist dieser Bestand um zehn Prozent gewachsen. Die Pipeline besteht zu mehr als 60 Prozent aus Windkraft-, zu gut 30 Prozent aus Solar- und zu rund fünf Prozent aus Batterieprojekten. Zunehmend sind Hybrid- (Stromproduktion & Speicher) und Kombiprojekte (Stromproduktion aus Wind & Solar) dabei.
Die Pipeline ist entscheidend für den künftigen Geschäftserfolg. In Ländern wie Deutschland oder Frankreich veräußert ABO Wind die Energieparks üblicherweise erst mit der Inbetriebnahme. In anderen Ländern wie Südafrika oder Argentinien errichtet ABO Wind die Projekte nicht selbst, sondern veräußert sie zu einem früheren Zeitpunkt. Das Erwirken einer Genehmigung, die Reservierung eines Netzzugangs und die Sicherung eines Tarifs zählen zu den Meilensteinen, die den Marktwert der Projektrechte erhöhen und einen Verkauf ermöglichen.

Wann fängt ein Projekt an?

Die Flächensicherung markiert den Übergang von der Idee zum Projekt. Vor dem Beginn der eigentlichen Projektentwicklung schließen wir üblicherweise Pachtverträge ab. Sobald die Flächen gesichert sind, beginnen die Fachplaner*innen damit, die erforderlichen Dokumente zu erstellen. Dafür werden zum Beispiel Windmessungen initiiert und Fachgutachten beauftragt.

Wieviel Zeit von der Flächensicherung bis zur Inbetriebnahme vergeht, hängt von der Technologie sowie dem Land ab. Windprojekte sind am zeitaufwendigsten. Ab der Unterzeichnung des Pachtvertrags dauert es in Deutschland aktuell durchschnittlich sechs Jahre, einen Windpark ans Netz zu bringen. Etwa zwei Jahre dauert es, die für den Genehmigungsantrag erforderlichen Unterlagen zu erarbeiten. Etwa zwei Jahre währt das Genehmigungsverfahren. Weitere zwei Jahre benötigt die bauliche Umsetzung.

Projekte in Entwicklung in Megawatt



Deutschland	**3.900**
Frankreich	**1.600**
Finnland	**5.300**
Vereinigtes Königreich	**650**
Spanien	**1.100**
Griechenland	**950**
Irland	**550**
Polen	**650**
Ungarn	**200**
Niederlande	**100**

Im rheinland-pfälzischen Niederkirchen hat ABO Wind das bislang größte deutsche Solarprojekt der Firmengeschichte ans Netz gebracht.

Mehr als Wind

PPAs gewinnen an Relevanz

ABO Wind ist es 2023 gelungen, mit einem großen US-Technologieunternehmen so genannte Stromabnahmeverträge (Power Purchase Agreements, kurz: PPAs) für einen 50-Megawatt-Solarpark in Spanien und einen finnischen 30-Megawatt-Windpark abzuschließen. Der Bau des Solarparks Valdezorita ist Anfang 2024 in der Provinz Guadalajara gestartet und soll bis Mitte 2025 abgeschlossen sein. Der finnische Windpark Illevaara ging bereits im Februar 2024 ans Netz.

Grüner Strom für industriellen Elektroofen

Zudem hat ABO Wind in Frankreich für ein 22-MWp-Photovoltaik-Projekt einen Stromabnahmevertrag über eine Laufzeit von 20 Jahren mit der Groupe Pochet abgeschlossen. Das französische Unternehmen spezialisiert sich auf die Herstellung von Verpackungsmaterialien im Luxussektor und möchte mit dem grünen Strom einen innovativen Elektroofen zur Herstellung von Parfum-Flakons versorgen und somit seine industriellen Prozesse weiter dekarbonisieren.

Alternative zu Staatstarifen und Strommarkt

In vielen Ländern wie Finnland und Spanien sind langfristige PPAs mit Laufzeiten von zehn bis zwanzig Jahren mittlerweile Standard, um Wind- und Solarparks eine ökonomische Basis zu sichern. Vom Staat ausgeschriebene Vergütungen spielen in diesen Ländern keine große Rolle mehr. PPAs sind im Vergleich zur Vermarktung des produzierten Stroms am volatilen Strommarkt besser kalkulierbar und erleichtern die Bankfinanzierung. Auch in Deutschland werden PPAs immer wichtiger, vor allem für Hybrid- und große Solarprojekte. ABO Wind ist dafür gut gerüstet: Die seit 2021 im Haus aufgebaute Abteilung für Energievertrieb und -Märkte hat in Summe bereits Stromabnahmeverträge für 14 Projekte in fünf Ländern über 275 Megawatt Leistung abgeschlossen, Tendenz: steigend.

Errichtung von Überlandmasten für den Stromtransport aus dem spanischen Windpark Cuevas de Velasco.

Gesetze im Akkord

Hart gearbeitet haben die Mitarbeitenden der Bundesministerien offensichtlich im Jahr 2023. Im Dutzend haben die Beamt*innen bestehende Gesetze novelliert und neue entworfen. Dazu zählen Windflächenbedarfsgesetz, Wind-an-Land-Gesetz, Energiesicherungsgesetz, Bundesnaturschutzgesetz, Baugesetzbuch, Erneuerbare-Energien-Gesetz. Das sind nur einige der neuen oder überarbeiteten Gesetze, die zum einen die Folgen des Ukrainekriegs auf die Energieversorgung abgemildert haben. Zum anderen dienen die Gesetze dazu, die von früheren Regierungen ausgebremste Energiewende wieder in Fahrt zu bringen.

Ein Anfang ist jedenfalls gemacht. Zwar dauert es immer noch recht lange, in Deutschland einen Windpark ans Netz zu bringen. Vom Beginn der Planung bis zur Inbetriebnahme vergehen im Schnitt sechs Jahre. Aber die ersten Erleichterungen und Beschleunigungen sind spürbar. Die Bundesnetzagentur berichtet, dass 2023 rund acht Gigawatt Windkraftleistung (Onshore) genehmigt wurden. Das ist eine Steigerung um 80 Prozent gegenüber dem Vorjahr. ABO Wind hat in Deutschland 2023 für immerhin 164 Megawatt Windkraftleistung Genehmigungen erwirkt. Für dieses Jahr erwarten wir Genehmigungen im Umfang von 250 Megawatt.

Hochspannende Entwicklung

Die deutsche Energiewende hat in den vergangenen Monaten an Tempo gewonnen. Das ist äußerst positiv fürs Klima, bringt bei der konkreten Planung von erneuerbaren Energieparks aber neue Herausforderungen mit sich. Denn an etlichen Orten sind die Mittelspannungsnetze stark belastet oder nur für geringe Leistungen ausgelegt, während die Wind- und Solarparks immer leistungsstärker werden. Daher müssen für viele Energieparks Umspannwerke gebaut werden, die den grünen Strom direkt ins Hochspannungsnetz übertragen. Das führt zu einer starken Nachfrage an Umspannwerken und hat zur Folge, dass mit der Umsetzung betraute Generalunternehmer am überhitzten Markt horrende Preise bei langen Realisierungszeiten verlangen.

Also greift ABO Wind nun verstärkt auf eigene Expertise zurück und realisiert für den Windpark Herrscheid erstmals komplett eigenständig ein Umspannwerk. Das ist möglich, weil bei ABO Wind – anders als bei vielen Mitbewerbern – nicht nur erfahre Projektleiter*innen tätig sind, sondern die hauseigenen Bau-, Elektro-, Finanzierungs-, Bauzeichnungs- und Controllingabteilungen seit vielen Jahren erfolgreich zusammenarbeiten. Die eigenständige Umsetzung der Umspannwerke spart Kosten, reduziert die Realisierungszeit erheblich und unterstreicht die Flexibilität von ABO Wind.

Den spanischen Windpark Andella (50 Megawatt) verkaufte ABO Wind im Jahr 2019. Der Bau einschließlich Umspannwerk startete 2023.

Wind-Wasserstofftankstelle

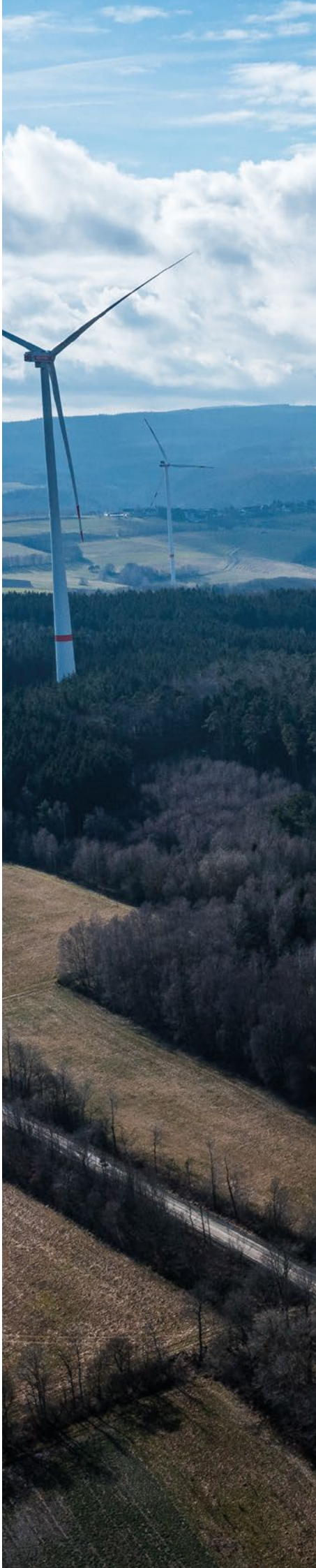
2023 war ein Jahr der Fortschritte für das erste Wasserstoffprojekt des Unternehmens: Im hessischen Hünfeld entwickelt ABO Wind ein Hybridprojekt bestehend aus Windenergieanlage, Wasserstofferzeugung und Wasserstofftankstelle mit Abfüllanlage. Das Projekt wird im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie mit insgesamt rund 12 Millionen Euro durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr gefördert. Die Förderrichtlinie wird von der NOW GmbH koordiniert und durch den Projektträger Jülich (PtJ) umgesetzt.

Nachdem im Juni die Genehmigung für den Bau der Windkraftanlage erteilt wurde, erreichte das Projekt im Herbst den nächsten Meilenstein: Seit September sind alle Verträge für die Lieferung der notwendigen Komponenten unterschrieben. Dazu zählen zwei Elektrolysesysteme vom Hersteller FEST sowie eine Wasserstofftankstelle mit Abfüllanlage von Air Liquide Advanced Technologies (ALAT). Auch die enge Zusammenarbeit mit der Stadt Hünfeld trägt zur erfolgreichen Entwicklung des Projekts bei. Damit rückt der für Mai 2024 geplante Baubeginn in greifbare Nähe. Die Inbetriebnahme der Anlage ist für das erste Quartal 2025 vorgesehen.

Fünf Gigawatt Wind- und Wasserstoffprojekt in Neufundland

Auch die internationalen Wasserstoff-Projekte haben wichtige Meilensteine erreicht. Viel Aufmerksamkeit zieht das integrierte Wind- und Wasserstoffprojekt „Toqlukuti'k" in der kanadischen Provinz Neufundland und Labrador auf sich. In drei Phasen sollen hier Windparks mit bis zu fünf Gigawatt Leistung entstehen. Sie nutzen die sehr guten Windgeschwindigkeiten vor Ort, um grünen Wasserstoff zu produzieren. Das Projekt befindet sich in direkter Nähe zur Biokraftstoff-Raffinerie Come by Chance, die in einer ersten Phase mit bis zu 35.000 Tonnen grünem Wasserstoff pro Jahr versorgt werden soll. In einer zweiten und dritten Phase sollen bis zu zwei Millionen Tonnen grüner Ammoniak pro Jahr hergestellt und für den Weltmarkt exportiert werden.

Im August 2023 sicherte sich ABO Wind das exklusive Recht, das Projekt auf staatlichem „Crown Land" zu entwickeln. Bei der Planung arbeitet ABO Wind mit der Miawpukek First Nation und Braya Renewable Fuels zusammen. Aus dieser Kooperation ist auch der Projektname „Toqlukuti'k" entstanden, der aus der traditionellen Mi'kmaq-Sprache stammt und „zusammenarbeiten" bedeutet.



Beim Repowering des Windparks Berglicht ersetzt ABO Wind neun ältere durch drei moderne Windenergieanlagen mit je sechs Megawatt Nennleistung.

Mehr als ein Land

Erfolge in etablierten Märkten

In unseren etablierten Märkten ging es 2023 gut voran. In Spanien haben wir ein Portfolio von fünf Projekten mit insgesamt 250 Megawatt in der Provinz Palencia an Repsol Renovables verkauft. ABO Wind wird die Projekte weiter bis zur Baureife entwickeln.

In Deutschland haben wir 2023 mit dem Repowering zweier Windparks in Rosengarten und Berglicht begonnen. Die neuen Windparks werden jeweils mehr als doppelt so viel Strom erzeugen als die alten – bei halbierter bzw. gedrittelter Anlagenzahl. Auch bei Solarparks und Batterien war ABO Wind in Deutschland fleißig: Fünf Solarparks, davon drei mit zugehörigem Speicher, sowie drei weitere Stand-Alone-Batteriespeicher hat ABO Wind im vergangenen Jahr errichtet.

In Finnland sind wir mit unserer Pipeline von rund 5,5 Gigawatt laut finnischem Windenergieverband zu einem der führenden Projektentwickler des Landes aufgestiegen. Zudem haben wir in Pajuperänkangas unseren bisher größten Windpark mit 86,8 Megawatt schlüsselfertig errichtet.

In Frankreich haben wir die drei Windparks Monterfil, Les Champarts und Croix de la Pile ans Netz gebracht. In Irland haben wir den dritten Abschnitt unseres mehrstufigen Windparks Clogheravaddy sowie den Windpark Sheskin errichtet.

Weitere Länder tragen zum Erfolg bei

Die Basis für den nachhaltigen Geschäftserfolg der ABO Wind wird zusehends breiter. Positive Entwicklungen sind beispielsweise in Kolumbien, Ungarn und Südafrika zu beobachten. Die ersten beiden Solarparks mit zusammen 20 Megawatt Leistung, die wir schlüsselfertig in Kolumbien errichten, werden 2024 in Betrieb genommen. In Ungarn ist für dieses Jahr sogar die Errichtung von fünf Solarparks mit zusammen 90 Megawatt anvisiert. 2019 und 2020 hatte ABO Wind dort bereits zwei kleinere Solarprojekte mit jeweils gut sechs Megawatt Leistung errichtet.

In Südafrika dagegen beschränken wir uns auf die reine Projektentwicklung und bauen nicht selbst. Auch hier trägt das auf den Markt zugeschnittene Geschäftsmodell zunehmend Früchte. Das Land ist mit für Photovoltaik und Windkraft bestens geeigneten Flächen reich gesegnet. Strom ist dagegen Mangelware. Aus Gründen des Klimaschutzes soll der Kohle-Anteil an der Stromproduktion sinken. In diesem Umfeld gelang es ABO Wind, in wenigen Jahren eine große Entwicklungs-Pipeline mit fünf Gigawatt Leistung aufzubauen. Immer häufiger ergibt sich nunmehr die Möglichkeit, dass Partner mit diesen Projekten an staatlichen Ausschreibungen teilnehmen. Das eröffnet Optionen, Projektrechte zu veräußern.

2023 hat ABO Wind erstmals Projekte auf dem amerikanischen Kontinent errichtet.
Im Bild: der Solarpark Jeques (9,9 MWp) in Kolumbien.

Referenzen

Wind

Entwickelt und errichtet

Dünfus	Deutschland, Rheinland-Pfalz, 5,6 MW
Hohe Heide (Gande)	Deutschland, Niedersachsen, 17,6 MW
Wintersteinchen	Deutschland, Saarland, 14,4 MW
Monterfil	Frankreich, Bretagne, 11 MW
Les Champarts	Frankreich, Centre-Val-de-Loire, 15,2 MW
Croix de la Pile	Frankreich, Nouvelle-Aquitaine, 10,5 MW
Clogheravaddy III	Irland, Donegal, 3,6 MW
Sheskin	Irland, Mayo, 18 MW

Entwickelt

Portfolio Palencia I	Spanien, Kastilien und León, 150 MW
Hartwood	Schottland, Central Lowlands, 24,6 MW

Solar

Entwickelt und errichtet

Weichenried	Deutschland, Bayern, 5,6 MW
Zerf	Deutschland, Rheinland-Pfalz, 5,1 MW
Niederkirchen	Deutschland, Rheinland-Pfalz 13,4 MW
Gumpen	Deutschland, Hessen, 3,8 MW
Leutershausen	Deutschland, Bayern, 8,7 MW
Margariti	Griechenland, Epirus, 50 MW

Entwickelt

Lagos	Griechenland, Ostmakedonien und Thrakien, 11 MW
Portfolio Südafrika	Südafrika, Nordwest, 100 MW
Portfolio Palencia II	Spanien, Kastilien und León, 100 MW

Speicher

Entwickelt und errichtet

Weichenried	Deutschland, Bayern, 2 MW
Gumpen	Deutschland, Hessen, 1,5 MW
Leutershausen	Deutschland, Bayern, 2,9 MW
Hessisch-Lichtenau	Deutschland, Hessen, 12 MW
Rechtenbach	Deutschland, Hessen, 16 MW
Schwabmünchen	Deutschland, Bayern, 16 MW

Das bayerische PV-Batterie-Hybridprojekt Leutershausen wurde im Mai feierlich eingeweiht.

CEPU 211785.6

ABO Wind wird ABO Energy

Aus Anlass der geplanten Änderung der Rechtsform von AG zu KGaA hat ABO Wind eine weitere Änderung beschlossen, über die im Unternehmen in den vergangenen Jahren bereits nachgedacht wurde. Dem Namen ABO Wind sind wir mittlerweile entwachsen und der neue Name ABO Energy passt viel besser zu unserem heutigen Unternehmen.

Neuer Name gleiche Werte

Unser Name ändert sich, doch unsere Werte bleiben die gleichen. Umsichtiges kaufmännisches Handeln, planerische Sorgfalt und ethisch-ökologische Verantwortung zeichnen auch ABO Energy aus. Wir streben nach fairen und für alle Beteiligten vorteilhaften Geschäften und nach einem möglichst großen Beitrag zum globalen Klimaschutz.

Die langfristige Entwicklung von ABO Wind und unser Beitrag zur Energiewende stehen für die Gründer Dr. Jochen Ahn und Matthias Bockholt im Fokus. Dank der Umwandlung der ABO Wind AG in die ABO Energy KGaA behalten die Gründer als Komplementäre maßgeblichen Einfluss. Das Unternehmen bleibt damit unabhängig von kurzfristigen Erwägungen des Kapitalmarktes und kann sich im Interesse aller langfristig orientierten Aktionäre und weiterer Stakeholder optimal weiterentwickeln.

Mehr als Wind

Begonnen haben wir mit Wind, dann kamen Solar und Batterie hinzu. Mittlerweile arbeiten wir auch an Wasserstoffprojekten. Der Name ABO Energy beschreibt also die Breite des Geschäftsmodells. Für Geschäftspartner*innen und Mitarbeitende ist die Vielfalt der Kompetenzen ein Vorteil, den wir betonen wollen.

Mehr grüne Energie

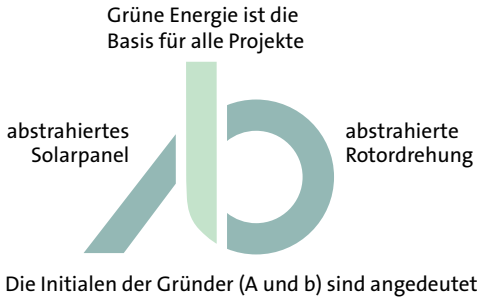
Der neue Name ist auch eine Vision: Wir glauben an eine 100 Prozent erneuerbare Zukunft. Wir sind überzeugt, dass der Begriff „Energie“ bald nur noch mit erneuerbaren und nicht mehr mit fossilen Energien in Verbindung gebracht wird. Unsere Pipeline mit 23 Gigawatt Wind, Solar und Speicher und zusätzlich 20 Gigawatt für grünen Wasserstoff wird uns einen Platz in dieser Zukunft sichern.

Mehr als ein Land

ABO Wind war die ersten fünf Jahre lang nur in Deutschland aktiv, inzwischen arbeiten wir in 16 Ländern. Daher brauchen wir einen international verständlichen Namen. Im Französischen und Spanischen zum Beispiel ist der Wortstamm für Windkraft (éolien, eólica) ein anderer. Der Wortstamm für Energy ähnelt sich in den meisten Sprachen.

Das neue Logo

Das neue Firmenzeichen enthält eine Bildmarke, die, auf das Wesentliche reduziert, die Essenz von ABO Energy darstellt. Der Schriftzug ABO Energy spiegelt die Stärke des Unternehmens wider. Die Farbe Grün verbindet den Namen mit erneuerbaren Energien.



ABO ENERGY

Konzernlagebericht der ABO Wind AG 2023

Vorbemerkung

Dieser Konzernlagebericht enthält zukunftsbezogene Aussagen. Wir weisen darauf hin, dass die tatsächlichen Ergebnisse von den Erwartungen über die voraussichtliche Entwicklung abweichen können.

1. Überblick 2023

Der ABO Wind Konzern („ABO Wind“) hat das Geschäftsjahr 2023 mit einem Jahresüberschuss in Höhe von 27,2 Mio. € nach Steuern abgeschlossen (Vorjahr: 24,6 Mio. €). Die Gesamtleistung (Umsatzerlöse zuzüglich Änderung des Bestands und aktivierter Eigenleistungen) betrug 396,3 Mio. € (Vorjahr: 308,1 Mio. €).

Die konsolidierten Zahlen enthalten erstmalig die Geschäftstätigkeiten der kolumbianischen Tochtergesellschaft. Die ABO Wind Service GmbH ist zum 1. Januar 2023 auf die ABO Wind Technik GmbH verschmolzen und in ABO Energy Services GmbH umbenannt worden. Es werden nunmehr 17 Gesellschaften im Konzern konsolidiert.

Auch im Geschäftsjahr 2023 hat ABO Wind mehr als die Hälfte des Konzernumsatzes jenseits Deutschlands erwirtschaftet. Im Wesentlichen zehn Länder trugen zum wirtschaftlichen Erfolg bei: Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Kanada, Kolumbien, Polen, Spanien, Südafrika und Ungarn. Damit schlägt sich die in den vergangenen Jahren erfolgreich umgesetzte Internationalisierung erneut deutlich in den Geschäftszahlen nieder.

Nach Technologien aufgeteilt, erwirtschaftete ABO Wind 2023 im Projektierungsgeschäft 68 % der Umsätze mit Windprojekten und 26 % mit Solarprojekten. 6 % wurden 2023 mit Hybridprojekten erwirtschaftet. Mehr und mehr Speicher- und Hybridprojekte befinden sich in der Entwicklungsphase.

Das Jahresergebnis übertrifft die im Vorjahr ausgesprochene Prognose, 2023 ein Konzernergebnis nach Steuern zwischen 22 und 26 Millionen Euro zu erzielen um eine Million Euro. Ursächlich für den Anstieg sind mehrere Projekterfolge, die zum Jahresende im In- und Ausland erreicht worden sind.

2. Grundlagen des Unternehmens

ABO Wind plant und errichtet Windparks, Solaranlagen und Speicher in Deutschland, Frankreich, Spanien, Irland, Argentinien, Finnland, Griechenland, Ungarn, Polen, Tunesien, den Niederlanden, Kanada, Kolumbien, Südafrika, Tansania sowie im Vereinigten Königreich.

ABO Wind initiiert Projekte, akquiriert Standorte, führt alle technischen und kaufmännischen Planungen durch, bereitet international Bankfinanzierungen vor und errichtet die Anlagen schlüsselfertig auf eigene Rechnung sowie in Kooperation mit Energieversorgern. Bisher hat ABO Wind Windkraft-, Solar- und Speicheranlagen mit einer Nennleistung von rund 2.400 Megawatt ans Netz gebracht. Zusätzlich zu den schlüsselfertig errichteten Anlagen wurden Projektrechte für Windparks und Solaranlagen mit rund 2.900 Megawatt Leistung veräußert. ABO Wind entwickelt des Weiteren Repoweringkonzepte, um erprobte Standorte effektiver zu nutzen.

ABO Wind arbeitet im frühen Stadium an der Entwicklung von Großprojekten in Gigawatt-Dimensionen, die Stromproduktion aus Erneuerbarer Energie mit Elektrolyse verbinden. Vorgesehen ist, den gewonnenen Wasserstoff in Derivate wie Ammoniak umzuwandeln und per Schiff zu exportieren. Die Wasserstoff-Projekte befinden sich in Kanada, Südafrika, Argentinien, Tunesien und Spanien. In diesen Ländern begünstigen Windaufkommen, Sonneneinstrahlung sowie Flächenangebot die Erzeugung von grünem Strom.

Die technische und kaufmännische Betriebsführung von ABO Wind betreut ab der Inbetriebnahme die operative Phase von Windkraft-, Solar und Speicheranlagen. Sie optimiert mittels moderner Überwachungssysteme und vorausschauender Serviceleistungen die Energieausbeute der Anlagen bisher in Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Polen, Ungarn und im Vereinigten Königreich.

Die Service-Techniker von ABO Wind bieten Wartung, Reparatur, Prüfungen, Entstörungsdienst und Ersatzteilservice über die gesamte Betriebsphase an.

ABO Wind arbeitet darüber hinaus an Produkten zur Optimierung von Erneuerbare-Energie-Anlagen. Vermarktet werden aktuell das Zugangskontrollsystem ABO Lock sowie ABO Bat Link – eine Datenschnittstelle für das Fledermaus-Monitoring.

3. Wirtschaftsbericht

3.1. Globale Entwicklung der erneuerbaren Energien

Nach Erkenntnissen der Internationalen Energie Agentur (IEA) hat das Jahr 2023 beim Zubau Erneuerbarer-Energie-Kapazitäten einen neuen Rekord gebracht. Für 2024 erwarten die Analysten eine weitere Steigerung. Kontinuierliche politische Unterstützung sowie gute Wettbewerbsfähigkeit flankieren den beschleunigten Ausbau insbesondere der Photovoltaik und der Windkraft. Den 2023 erreichten Zubau schätzen die Analysten auf 440 Gigawatt. Den größten Anteil daran hatte die Photovoltaik mit 65 %. Auch die Windkraft an Land erreichte 2023 einen neuen Spitzenwert. Während die IEA für die Photovoltaik 2024 einen noch stärkeren Zuwachs erwartet, ist das für die Windkraft erwartete Wachstum nicht ganz so hoch.

Eine Verdreifachung der weltweit installierten Windkraftkapazität bis zum Ende des Jahrzehnts wäre nach Einschätzung des Global Wind Energy Council (GWEC) notwendig, um das 1,5 Grad-Ziel zu erreichen. Dieser Beitrag der Windindustrie zum Klimaschutz sei aktuell durch unzureichende Lieferketten gefährdet, warnt der GWEC in einem im Dezember 2023 veröffentlichten Report. Engpässe in den globalen Lieferketten könnten dazu führen, dass bis 2030 nur drei Viertel der für einen 1,5 Grad-Pfad erforderlichen Windenergieanlagen installiert sein werden. Auf eine Windkraftleistung von 650 Gigawatt beziffert der GWEC die drohende Lücke. Aktuell seien die Lieferketten im Windsektor für Mineralien, Komponenten und Infrastruktureinrichtungen wie Häfen und Plattformen nicht ausreichend. Lösungen seien vorhanden, erforderten aber eine stärkere Zusammenarbeit zwischen Regierungen und Industrie sowie zwischen den Akteuren der Lieferkette.

Der weltweite Auftragseingang für Windenergieanlagen stieg in der ersten Hälfte des Jahres 2023 auf einen Rekordwert von 69,5 Gigawatt wie ein Bericht der Investmentberatung Wood Mackenzie feststellt. Dies bedeutet einen Anstieg von 12 % gegenüber dem ersten Halbjahr 2022 und stellt einen neuen Rekord für Windturbinenbestellungen dar. 25 Gigawatt der Aufträge kam von außerhalb Chinas, was einen Anstieg von 47 % im Vergleich zum Vorjahreszeitraum bedeutet. Onshore-Windturbinen machten weiterhin den Großteil der Verkäufe aus. Die chinesische Dominanz spiegelt sich auch darin wider, dass zwei chinesische Hersteller die beiden ersten Plätze für die höchsten Auftragskapazitäten beanspruchten: Envision (9,7 Gigawatt) und Windey (8,7 Gigawatt).

Der Global Wind Energy Council (GWEC) rechnet in seiner aktuellen Prognose mit einem weltweiten Onshore-Zubau von rund 105 Gigawatt für das Jahr 2024. Für den Zeitraum von 2024 bis 2027 wird ein weltweiter Onshore-Zubau von 465 Gigawatt prognostiziert. China (241 Gigawatt), Europa (87 Gigawatt) und die USA (50 Gigawatt) werden in diesem Zeitraum laut GWEC die größten Wachstumsmärkte für Windenergie an Land sein.

3.1.1. Europa

Der Einmarsch Russlands in die Ukraine hat den Ausbau erneuerbarer Energien in der Europäischen Union nach Einschätzung der IEA beschleunigt. Die Notwendigkeit, die Abhängigkeit von russischen Erdgasimporten zu verringern, hat sich als maßgeblicher Treiber erwiesen. So hat die IEA in der im Juli 2023 veröffentlichten Studie die Prognose für den Zubau erneuerbarer Energien für 2023 und 2024 um 38 % erhöht im Vergleich zu den Erwartungen vor dem Ukraine Krieg.

Probleme bei Genehmigungen, Unterzeichnung von Auktionen und lange Entwicklungszeiten stehen nach Einschätzung der IEA einem noch schnelleren Ausbau von Windkraft und Photovoltaik in Europa entgegen. Zwar arbeiten die europäischen Nationalstaaten und die Europäische Kommission daran, Genehmigungsverfahren zu vereinfachen. Doch diese Verbesserungen werden sich erst mittelfristig in höheren Zubauzahlen widerspiegeln. Entwickler stehen vor zahlreichen Herausforderungen wie steigenden Anlagenpreisen und Engpässen in Lieferketten. Einige Staaten haben Schritte unternommen, um die Auktionskonzepte zu ändern und dem veränderten Preisumfeld Rechnung zu tragen: So hat Deutschland Auktionshöchstpreise angehoben und Portugal Anpassungen an die Inflation vorgenommen. Auch das Wachstum des spanischen Marktes für privatrechtliche Stromabnahmeverträge – sogenannte Power Purchase Agreements (PPA) – erhöht das Ausbaupotenzial für Erneuerbare-Energie-Parks. Beim Zubau von Windparks an Land wirken sich indessen Verzögerungen aus, die auf Engpässe in den Lieferketten zurückzuführen sind.

Viele europäische Länder sind bemüht, die Entwicklung und Genehmigung von Erneuerbare-Energie-Parks zu beschleunigen. Laut IEA sind in den jüngsten 18 Monaten (gerechnet ab der Veröffentlichung des Reports im Juli 2023) mehr regulatorische Änderungen umgesetzt worden, um Genehmigungsverfahren zu erleichtern und zu beschleunigen als im gesamten vorangegangenen Jahrzehnt.

Die für die Erteilung von Genehmigungen erforderliche Zeit differiert innerhalb der Europäischen Union. Für Solarparks registriert die IEA Zeiträume zwischen einem und fünf Jahre in den Mitgliedsstaaten. Bei Windparks an Land schwanken die Fristen zwischen drei und neun Jahren. Langwierige Verfahren erhöhen die Risiken und Kosten der Projekte und schaden damit deren Wirtschaftlichkeit.

Im jüngsten Statusbericht zum Sektor der Erneuerbaren Energien beschäftigt sich die IEA mit dem Phänomen der gewachsenen Unterzeichnung bei staatlichen Tarifausschreibungen in mehreren Staaten der Europäischen Union. Als Grund identifizierten die Analysten den Anstieg der Investitionskosten für Wind und Photovoltaik. Zudem hätten einige Entwickler verstärkt privatrechtliche Stromabnahmeverträge zu attraktiveren Konditionen abschließen können. Insgesamt hätten Preisschwankungen auf den Rohstoffmärkten, steigende Zinssätze und Inflation die Unsicherheit über die Wirtschaftlichkeit von Projekten erhöht. Die bei den meisten europäischen Tarifauktionen ausgeschriebenen Tarife passen sich nicht automatisch – etwa

über eine Inflationsindexierung – steigenden Kosten an. Das erklärt die Zurückhaltung der Entwickler in solchen Zeiten.

Im politischen Jahresrückblick auf 2023 würdigt das Fachmagazin „Windpower Monthly“ die Pläne der Europäischen Kommission zur Unterstützung der Windindustrie im Rahmen des Net Zero Industry Act (NZIA). Die im November verabschiedete endgültige Fassung des NZIA zielt darauf ab, die Dominanz einzelner Staaten in den Lieferketten für erneuerbare Energien zu begrenzen und verpflichtet die Mitglieder der Europäischen Union, bei Ausschreibungen Mechanismen zur Inflationsanpassung vorzusehen, um sich vor Kostensteigerungen zu schützen. Mehrere Staaten haben 2023 Hürden abgebaut, die einer noch besseren Nutzung der Windkraft an Land im Wege stehen.

Am 19. Dezember 2023 unterzeichneten die Energieminister der meisten Mitgliedsstaaten eine Europäische Windcharta zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Windkraft-Wertschöpfungskette. „Die Maßnahmen zu Genehmigungen, Finanzierung und Auktionen werden den Ausbau der Windenergie vorantreiben und die europäische Windindustrie stärken. Dies ist gut für Arbeitsplätze und Wachstum und für die Energiesicherheit Europas. Und es zeigt, dass Europa als Ganzes die dringende Notwendigkeit der Stärkung seiner Windindustrie verstanden hat.“ So kommentierte Giles Dickson, Vorsitzender des Interessenverbands WindEurope, die Vereinbarung.

Mit der Unterzeichnung der Europäischen Windcharta verpflichten sich die Länder, Genehmigungsverfahren zu digitalisieren und zu beschleunigen. Die Staaten bekennen sich zu Investitionen in die europäische Wertschöpfungskette und die für den Ausbau der Windenergie erforderliche Infrastruktur. Dabei stehen Häfen, Straßen und Stromnetze im Blickpunkt.

Der Verband Solar Power Europe bilanziert 2023 als weiteres Rekordjahr für die Solarbranche. Die neu installierte Solarleistung von 55,9 Gigawatt übertraf in den 27 Mitgliedstaaten der Europäischen Union den Ausbau des Vorjahres um 40 %. Auch in den beiden Jahren zuvor waren Wachstumsraten in dieser Größenordnung erreicht worden. 2023 erzielten 20 der 27 Mitgliedstaaten ihr – gemessen am Ausbauvolumen – bislang bestes Solarjahr. Die gesamte installierte Solarleistung in der Europäischen Union beläuft sich nunmehr auf 263 Gigawatt.

Für die kommenden vier Jahre erwartet der europäische Solarverband einen weiterhin wachsenden jährlichen Zubau. Allerdings werden die Wachstumsraten nicht so hoch ausfallen wie in der jüngsten Vergangenheit. Der Verband weist darauf hin, dass die Preise für Solaranlagen 2023 stark gefallen sind. Das sei einerseits vorteilhaft für die wirtschaftliche Umsetzung von Projekten. Die aktuellen Bedingungen erschwerten aber zugleich die Bedingungen für Hersteller in Europa.

17 Gigawatt Windkraftleistung sind 2023 in der Europäischen Union errichtet worden. 14 Gigawatt an Land und drei Gigawatt auf See. Das stellt eine geringfügige Steigerung gegenüber dem Vorjahr und einen neuen Rekordzubau dar. Allerdings reicht der Zubau nach Einschätzung des Branchenverbands WindEurope nicht aus, um die Ziele der Gemeinschaft zu erreichen. Dafür wäre ein jährlicher Zubau von 30 Gigawatt notwendig. Deutschland hat die meisten neuen Windkapazitäten gebaut, gefolgt von den Niederlanden und Schweden. Die Niederlande haben die meisten neuen Offshore-Windkraftanlagen gebaut, darunter den 1,5-Gigawatt-Windpark „Hollandse Kust Zuid“ – den derzeit größten Windpark der Welt.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in der Europäischen Union belief sich 2023 insgesamt auf 44 %. Die Windenergie lag bei 19 %, die Wasserkraft bei 13 %, die Solarenergie bei 8 % und die Biomasse bei 3 %.

2023 hat die Kommission der Europäischen Union erstmals Grüne Wasserstoff-Projekte in die Liste der „Projekte von gemeinsamem europäischem Interesse aufgenommen“. Diese “Projects of common interest” (PCI) profitieren von beschleunigten Genehmigungsverfahren und haben Zugang zu staatlichen Fördermitteln. Die Liste enthält insgesamt 166 Projekte. Mehr als ein Drittel davon betrifft die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von Wasserstoff.

Zu den PCIs zählen Wasserstoffleitungen zwischen den Mitgliedstaaten, einschließlich Unterwasser-Pipelines durch die Ostsee. Wasserstoffleitungen werden zwischen Italien, Österreich und Deutschland, zwischen Portugal, Spanien, Frankreich und Deutschland, zwischen Deutschland und Frankreich sowie von der Ukraine in die Slowakei, die Tschechische Republik, Österreich und Deutschland vorgeschlagen. Auch mehrere Elektrolyseur-Projekte sind enthalten: fünf in Spanien, fünf in Frankreich, drei in den Niederlanden und jeweils zwei in Dänemark und Deutschland. Die Liste umfasst zudem sechs Wasserstoffspeicheranlagen - drei in Deutschland, eine in Frankreich und zwei in Spanien - sowie Ammoniak-Empfangsanlagen in Frankreich, Deutschland, Belgien und den Niederlanden.

Bei der Bekanntgabe der Liste erklärte der für Energie zuständige Kommissar Kadri Simson, dass die Wasserstoff- und Elektrolyseur-Projekte „die Ausfuhr und den Transit von erneuerbarem Wasserstoff in benachbarte Mitgliedstaaten ermöglichen und es der Großindustrie erlauben werden, den Kohlenstoffausstoß zu verringern und in der Europäischen Union zu bleiben.“

3.1.1.1. Deutschland

Nach Daten des Marktstammdatenregisters (Stand: 5.1.2024) wurden im Jahr 2023 rund 3.800 Megawatt Windkraft- und 14.200 Megawatt Solarleistung in Betrieb genommen. Der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien an der Netzlast lag in Deutschland 2023 mit 55 % so hoch wie nie zuvor. 2022 lag er bei 48,4 %. Zum hohen Anteil erneuerbarer Energien trug auch der gesunkene Verbrauch vor allem der Industrie bei, der die Netzlast um 5,3 % senkte. Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck (Grüne) kommentierte die Zahlen als wichtigen Meilenstein in der deutschen Energiewende: „Zum ersten Mal kommt sichtbar mehr als die Hälfte unseres Stroms aus Erneuerbaren Energien.“ Er verwies auf die Anstrengungen der Ampelkoalition für einen beschleunigten Netzausbau und Zubau an PV- und Windkraftanlagen. „Der aktuelle Erfolg ist ein guter Ansporn, die Anstrengungen fortzusetzen“, so Habeck.

Die Netzlast erfasst keine Kraftwerkseigenverbräuche und Industrienetze, anders als der Bruttostromverbrauch. Sie berechnet sich aus Nettostromerzeugung abzüglich Export-

Übertragungsleistung, zuzüglich der Import-Übertragungsleistung und abzüglich der Pumparbeit von Pumpspeicherkraftwerken. Berechnungsgrundlage für die Zieldefinitionen der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien (EEG) ist dagegen der Bruttostromverbrauch. An diesem lag der Anteil erneuerbarer Energien 2023 bei 52 %.

Den größten Beitrag leisteten Windkraftanlagen, vor allem an Land. On- und Offshore-Anlagen kamen gemeinsam auf einen Anteil von 31,1 %. Photovoltaik deckte 12,1 % und Biomasse 8,4 %. Die übrigen 3,4 % entfielen auf Wasserkraft und sonstige Erneuerbare. Insgesamt lag die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit 251,2 Milliarden Kilowattstunden rund 7,5 % über dem Vorjahreswert. Die Wind-Onshore-Erzeugung war etwa 18 % höher als im Vorjahr, aus Wind-Offshore-Anlagen um 4,9 % unter dem Vorjahreswert. Die Einspeisung durch Photovoltaik blieb auf dem Niveau des Vorjahres, wobei die sonnenärmere Witterung nach dem Rekordjahr 2022 durch den starken Leistungszubau kompensiert wurde. Dagegen sank die Erzeugung aus konventionellen Energieträgern. Sie betrug insgesamt 197,2 Milliarden Kilowattstunden. Das waren 24 % weniger als 2022.

Der durchschnittliche Day-ahead-Großhandelsstrompreis belief sich 2023 auf 95,2 Euro/Megawattstunde, 2022 lag er bei 235,5 Euro/ Megawattstunde. Damit betrug er weniger als die Hälfte des Vorjahrespreises und sank wieder auf das Niveau von 2021. In 301 der 8.760 gehandelten Stunden war der deutsche Day-ahead-Großhandelsstrompreis negativ. Das war 2022 nur in 69 Stunden der Fall.

31 % der 2023 neu installierten Solarstromkapazität (rund 4,3 Gigawatt) wurde im Rahmen ebenerdig errichteter Solarparks realisiert (40 % plus gegenüber 2022). Für dieses Marktsegment erwartet der Bundesverbandes Solarwirtschaft 2024 weiteres Wachstum. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass es zum Abbau weiterer Marktbarrieren beim Zugang zu geeigneten Standortflächen kommen sollte und auch der Zugang zum Stromnetz erleichtert wird, wie dies vom Bundeskabinett im Gesetzesentwurf zum Solarpaket I vorgesehen ist.

Bezüglich der neu installierten Leistung war Deutschland 2023 erneut der größte europäische Solarmarkt. Auch bezüglich der insgesamt bislang installierten Solarkapazität ist Deutschland mit 82 Gigawatt Europas Spitzenreiter. Die installierte Solarleistung pro Kopf liegt in Deutschland bei 985 Watt. Bei dieser Kennzahl sind die Niederlande europaweit führend.

2023 wurden 745 Windenergieanlagen mit 3.567 Megawatt (MW) installierter Leistung errichtet. Dies ist das Ergebnis der Auswertung der Deutschen WindGuard im Auftrag von BWE und VDMA Power Systems. Der Bruttozubau lag 48,3 % über dem des Vorjahres (2.405 Megawatt). Der Gesamtbestand erhöht sich auf 28.677 Anlagen mit einer kumulierten Leistung von rund 61.000 Megawatt.

Der Windkraftausbau blieb trotz der deutlichen Steigerungen hinter den Zielen der Bundesregierung zurück. So konnte vom Ausschreibungsvolumen von 12,8 Gigawatt nur etwa die Hälfte tatsächlich vergeben werden. Die Branche fordert die wachsende Zubaulücke bei der Windkraft über schnellere Genehmigungen, mehr Flächen und den Abbau von Realisierungshürden zu reduzieren.

Schleppende Genehmigungsverfahren und steigende Auktionsvolumen hatten zur Folge, dass Tarifausschreibungen für Windkraft an Land in den zurückliegenden Jahren strukturell unterzeichnet waren. So wurden nach einer Auswertung der IEA nur zwei Drittel der angebotenen Kapazitäten für die Einspeiseprämie vergeben. Als Reaktion hat Deutschland 2022 (mit Wirkung ab 2023) zum ersten Mal seit 2020 den Höchstpreis angehoben.

Um mehr Flächen für Windkraftnutzung verfügbar zu machen, hat das bevölkerungsreichste Bundesland Nordrhein-Westfalen den bis dato geltenden Mindestabstand von 1.000 Metern zwischen Windkraftanlagen und Wohngebieten abgeschafft.

3.1.1.2. Frankreich

Der Entwurf des französischen Mehrjahres-Energieprogramms für die Zeiträume 2024 bis 2028 und 2029 bis 2035) enthält Aktualisierungen für die Entwicklung der On- und Offshore-Windenergie. Für das Jahr 2035 wird eine Onshore-Windkraftleistung von 40 bis 45 Gigawatt prognostiziert, was einer Verdoppelung der derzeit installierten Kapazität von etwa 21 Gigawatt entspricht. In seinem 2022 veröffentlichten Wahlprogramm hatte Präsident Emanuel Macron ein Ausbauziel für Windkraft an Land bis 2050 von lediglich 37 Gigawatt ausgegeben.

Frankreichs Bedarf an Energie, insbesondere an Elektrizität, wird in den kommenden Jahren stark ansteigen. Angesichts der anstehenden Elektrifizierung von Industrie und Mobilität prognostiziert der Netzbetreiber Réseau de Transport d'Electricité (RTE) für 2035 einen gegenüber 2022 um 25 bis 40 % höheren Strombedarf in Höhe von jährlich 580 bis 640 Terawattstunden. Atomkraft soll wie bisher einen wesentlichen Beitrag dazu leisten. Angesichts des alternden Atomparks werden die Großkraftwerke jedoch höchstens 400 Terawattstunden liefern können. RTE fordert daher zum einen Anstrengungen bei Energieeinsparung und Energieeffizienz. Zudem sollen weitere Atomkapazitäten aufgebaut und Erneuerbare Energien schneller ausgebaut werden. Bis 2035 empfiehlt RTE, die Leistung vor allem von Wind- und Solarkraft auf mindestens 270 Terawattstunden zu erweitern.

Die französische Regierung setzt auch auf den Ausbau der Atomparks. Der erste EPR2-Reaktor des Landes in Flamanville soll nach langwierigen Bauverzögerungen nunmehr Mitte 2024 ans Netz gehen. Auch hat Präsident Macron sechs weitere neue EPR2-Kernreaktoren angekündigt. Die Gesamtinvestition wird auf 52 Milliarden Euro geschätzt. Die Inbetriebnahme der neuen Kraftwerke aber wird frühestens für 2035 erwartet.

Beim Ausbau der Wind- und Solarenergie bleibt Frankreich sowohl hinter den eigenen Planungen wie auch den europäischen Vorgaben zurück. Ein Gesetz über Erneuerbare Energien aus dem Jahr 2023 soll die Zulassung von Wind- und Solarstromprojekten erleichtern. Ob dieses Gesetz aber tatsächlich die Umsetzung einschlägiger Großprojekte vereinfachen wird, ist offen.

Die Kommission der Europäischen Union bemängelt eine unzureichende Planung Frankreichs zum Ausbau der Erneuerbaren Energien. Der von Paris vorgelegte Energie- und Klimaplan sieht bis 2030 eine Verringerung der CO2-Emissionen um 46,4 % gegenüber

dem Stand von 2005 vor und bleibt damit hinter den in der EU-Verordnung zur Lastenteilung festgelegten 47,5 % zurück, stellte die Kommission fest. Der französische Plan beziehe sich auch nur „teilweise auf die überarbeiteten Energie- und Klimaziele, die kürzlich im Rahmen des Gesetzespakets Fit for 55 und des REPowerEU-Plans vereinbart wurden", fügte die Kommission hinzu. Bei der Vorlage des aktualisierten Plans bis spätestens 30. Juni 2024 müsse Frankreich nachweisen, „wie mit den bestehenden und geplanten Maßnahmen das Ziel erreicht werden kann", so die Kommission weiter.

In ihrem Bericht geht die Kommission besonders auf Frankreichs Ansatz bei den Erneuerbaren Energien ein. „Der Entwurf des aktualisierten Plans enthält keinen Beitrag zur Erreichung des EU-Ziels für Erneuerbare Energien für 2030", stellt die Kommission fest. Nach den Berechnungen Brüssels müsste Frankreich im Jahr 2030 einen Anteil von mindestens 44 % Erneuerbarer Energien an seinem Bruttoendenergieverbrauch erreichen, um einen ausreichenden Beitrag zum Ziel der Union zu leisten. Paris sieht dies anders. In ihrem Planentwurf hat sich die französische Regierung dafür entschieden, ein Ziel für „dekarbonisierte" Energie für 2030 vorzulegen, das Atomkraft und Erneuerbare Energien kombiniert.

22 Gigawatt nennt der europäische Branchenverband WindEurope als Gesamtleistung der Windkraftanlagen Frankreichs an Land, die Ende 2023 am Netz waren. Ziel ist eine Steigerung auf 35 Gigawatt bis zum Jahr 2030. Während in den vergangenen fünf Jahren im Durchschnitt jeweils 1,4 Gigawatt Windkraftleistung installiert worden ist, erwartet WindEurope, dass im Durchschnitt der nächsten fünf Jahre jeweils 1,8 Gigawatt ans Netz gebracht werden. In den Jahren 2029 und 2030 wären dann nochmals Inbetriebnahmen im Umfang von jeweils zwei Gigawatt notwendig. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Ausbaupfad tatsächlich erreicht wird, taxiert WindEurope auf knapp über 50 % („Quite Likely").

3.1.1.3. Vereinigtes Königreich

Die schottische Regierung hat zugesagt, die Genehmigungsfristen für Onshore-Windparks auf zwölf Monate zu halbieren. Die für die Bearbeitung der Anträge erforderlichen Ressourcen sollen aufgestockt und die Verfahren für die Bearbeitung von Umweltverträglichkeitsprüfungen durch die Verwendung von Musterformaten und Leitlinien vereinfacht werden. Diese neue Frist würde sich auf 24 Monate verdoppeln, wenn es eine öffentliche Untersuchung des Windparks gibt, so die Vereinbarung zwischen Industrie und Regierung, die am 21. September 2023 auf einer Konferenz in Edinburgh unterzeichnet wurde.

Die neuen Fristen beziehen sich auf Genehmigungsentscheidungen, die von der für Energiefragen zuständigen Abteilung der schottischen Regierung für Windparks mit einer Leistung von mehr als 50 Megawatt getroffen werden. Beschlossen wurden zudem Maßnahmen zur Stärkung des Engagements der Gemeinden und zur Förderung des Recyclings von Windkraftanlagenkomponenten. Die Vereinbarung soll helfen, das schottische Ausbauziel für die Windkraftnutzung an Land zu erreichen. Aktuell sind rund 9,4 Gigawatt Windkraft am Netz. Bis 2030 soll die installierte Leistung auf 20 Gigawatt steigen.

Schottland verfügt über mehr Onshore-Windkraftanlagen, die in Betrieb, im Bau, genehmigt oder im Genehmigungsverfahren sind, als die anderen Länder des Vereinigten Königreichs. Nach Einschätzung des Branchenverbands RenewableUK könnte die schottische Vereinbarung als Blaupause für das gesamte Vereinigte Königreich dienen, um den Windkraftausbau zu forcieren.

Derweil zeichnet sich ab, dass der Atomstrom, der künftig aus dem im Bau befindlichen britischen Meiler Hinkley Point C fließt, deutlich teurer wird als geplant. Die Regierung hatte mit dem französischen Hersteller und Bauherrn, EDF, einen garantierten Mindest-Vergütungspreis von 89,50 Pfund je Megawattstunde (umgerechnet: 10,3 Eurocent je Kilowattstunde) vereinbart. Die Vergütung steigt mit der Inflationsrate. Der aktuelle Mindest-Vergütungspreis liegt bei umgerechnet 14,8 Eurocent je Kilowattstunde. Das ist ein Kostensprung um über 43 %. Ein Ende der dynamischen Kostenspirale ist nicht absehbar. Der Start des ersten AKW-Blocks (C 1) ist für Juni 2027 vorgesehen, Block C2 soll im Juni 2028 folgen. Bei einer Inflationsrate von 3 % und ohne weitere Bauverzögerungen würde der Preis für den Atomstrom 2027 auf umgerechnet 16,7 Eurocent je Kilowattstunde gestiegen sein.

Angesichts der bevorstehenden Wahlen im Jahr 2024 verspricht die oppositionelle Labour-Partei, die Windkraftziele des Vereinigten Königreichs zu erhöhen und schnellere Netzanschlüsse zu ermöglichen.

15 Gigawatt Windkraftleistung an Land waren nach Zahlen des europäischen Branchenverbands WindEurope Ende 2023 im Vereinigten Königreich installiert. Ziel ist eine Verdopplung auf 30 Gigawatt bis zum Jahr 2030. Während in den vergangenen fünf Jahren im Durchschnitt jeweils nur 0,4 Gigawatt Windkraftleistung hinzukamen, erwartet WindEurope, dass im Durchschnitt der nächsten fünf Jahre jeweils 1,4 Gigawatt ans Netz gebracht werden. In den Jahren 2029 und 2030 wären dann nochmals Inbetriebnahmen im Umfang von jeweils 4,3 Gigawatt notwendig. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Ausbaupfad tatsächlich erreicht wird, taxiert WindEurope auf 50 %.

3.1.1.4. Spanien

Die dritte spanische Auktion für Erneuerbare-Energie-Projekte im Volumen von 3,3 Gigawatt wurde im Jahr 2022 aufgrund mehrerer Faktoren nicht ausgeschöpft. Steigende Kosten, niedrige Höchstpreise und langfristige Verträge ohne Inflationsindexierung wurden als Hauptgründe dafür genannt, dass nur 5 % der angebotenen Kapazität vergeben wurden. Möglicherweise haben die Entwickler auch festgestellt, dass privatrechtliche Stromabnahmeverträge – oftmals Power Purchase Agreements (PPA) genannt – für Unternehmen und Merchant-Projekte wirtschaftlich und vertraglich besser geeignet sind.

Den europaweit zweitgrößten Solarzubau im Jahr 2023 erreichte Spanien mit 8,2 Gigawatt. Mit der insgesamt installierten Solarkapazität von 36 Gigawatt belegt Spanien ebenfalls den zweiten Rang innerhalb Europas.

Der jüngste Entwurf des Nationalen Energie- und Klimaplans skizziert ehrgeizige Ziele für die Photovoltaik und strebt eine installierte Leistung von 76 Gigawatt bis 2030 an. Darüber hinaus setzt der Entwurf Ziele für die Energiespeicherung und die Wasserstofferzeugung von 22 bzw. 11 Gigawatt. Zur Wettbewerbsfähigkeit des spanischen Solarsektors tragen Skaleneffekte, günstiges Terrain und reichlich Sonneneinstrahlung bei. Die Einstrahlungswerte ermöglichen einen jährlichen Stromertrag von durchschnittlich 1.600-1.800 Kilowattstunden je installiertem Kilowatt Leistung. Auch die seit 2018 stabile Regulierung hat zum günstigen Umfeld beigetragen. Entsprechend groß ist die Zahl der Marktteilnehmer. Dazu gehören nationale und europäische Versorgungsunternehmen, Öl- und Gaskonzerne, unabhängige Stromerzeuger, Solarentwickler und Investmentfonds.

2023 hat Spanien die Umweltverträglichkeitsprüfung für Erneuerbare-Energie-Projekte mit einer Leistung von etwa 28 Gigawatt positiv abgeschlossen. Dabei handelt es sich überwiegend um Solarprojekte. Aber auch 20 Windparks an Land mit einer Gesamtleistung von 2,9 Gigawatt wurden genehmigt. Vor diesem Eingriff hatte Spanien einen Genehmigungsrückstand im Umfang von bis zu 60 Gigawatt.

31 Gigawatt Windkraftleistung speisten nach Angaben des europäischen Branchenverbands WindEurope Ende 2023 in die spanischen Stromnetze ein. Ziel ist eine Steigerung auf 59 Gigawatt bis zum Jahr 2030. Während in den vergangenen fünf Jahren im Durchschnitt jeweils 1,5 Gigawatt Windkraftleistung neu installiert wurde, erwartet WindEurope, dass im Durchschnitt der nächsten fünf Jahre jeweils 2,3 Gigawatt ans Netz gebracht werden. In den Jahren 2029 und 2030 wären dann nochmals Inbetriebnahmen im Umfang von jeweils 10,9 Gigawatt notwendig. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Ausbaupfad tatsächlich erreicht wird, taxiert WindEurope auf knapp über 50 % („Quite Likely“).

3.1.1.5. Republik Irland

Rund 275 Megawatt Windkraftleistung gingen 2023 in der Republik Irland ans Netz. Windkraft deckte 2023 rund 35 % des Strombedarfs auf der grünen Insel. Im Dezember waren es sogar 50 %. Dank der Windstromproduktion sparten irische Verbraucher im vergangenen Jahr fast 1,3 Milliarden Euro an Gaskosten.

Nur drei Onshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 148,4 Megawatt erhielten in der jüngsten Runde des irischen Förderprogramms für Erneuerbare Energien (renewable electricity support scheme/ RESS 3) den Zuschlag, gegenüber 414 Megawatt im vergangenen Jahr bei RESS 2. Der Verband Wind Energy Ireland bezeichnete das Ergebnis als „äußerst enttäuschend“. Die Art und Weise, wie Windenergie in Irland entwickelt werde müsse dringend reformiert werden. Das irische Planungs- und Genehmigungssystem halte die eigenen Fristen für die Bearbeitung von Anträgen nicht ein. Eigentlich sollten Anträge innerhalb von 18 Wochen entschieden sein. Tatsächlich übersteige die durchschnittliche Entscheidungszeit 90 Wochen.

3.1.1.6. Finnland

Finnland war einer der wenigen EU-Mitgliedstaaten, die bis zur Frist am 30. Juni 2023 einen Entwurf zur Überarbeitung des Nationalen Energie- und Klimaplans vorgelegt haben. Die Überarbeitung beinhaltet einen Aufschlag im Windenergieproduktionsplan 2030 von zuvor 18 auf nunmehr 23 Terawattstunden. Eine Klima- und Energiestrategie legt Maßnahmen dar, die Finnland ergreifen wird, um seine EU-Klimaverpflichtungen für 2030 zu erfüllen. Demnach sind die Treibhausgasemissionen deutlich zu reduzieren: um 60 % bis 2030, um 80 % bis 2040 und um 90-95 % bis 2050. Finnland strebt außerdem an, bis 2035 Klimaneutralität zu erreichen.

Der größte Kernreaktor Europas ist 2023 in Finnland mit einer Verspätung von 14 Jahren in Betrieb gegangen. Der Bau des Reaktors Olkiluoto 3 (1,6 Gigawatt) begann im Jahr 2005 und sollte vier Jahre später abgeschlossen sein. Technische Probleme verzögerten das Projekt. Das führte auch zu fast dreimal höheren Kosten (elf Milliarden Euro) als ursprünglich geschätzt. Finnland verfügt derzeit über fünf Kernreaktoren. Zusammen decken sie mehr als 40 % des Strombedarfs.

Nach Erkenntnissen des europäischen Branchenverbands WindEurope waren in Finnland Ende des Jahres 2023 sieben Gigawatt Windkraftleistung am Netz. Ziel ist eine Steigerung auf 20 Gigawatt bis zum Jahr 2030. Während in den vergangenen fünf Jahren im Durchschnitt jeweils ein Gigawatt Windkraftleistung installiert worden ist, erwartet WindEurope, dass im Durchschnitt der nächsten fünf Jahre jeweils 1,4 Gigawatt ans Netz gebracht werden. In den Jahren 2029 und 2030 wären dann nochmals Inbetriebnahmen im Umfang von jeweils drei Gigawatt notwendig. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Ausbaupfad tatsächlich erreicht wird, taxiert WindEurope auf knapp über 50 % („Quite Likely“).

3.1.1.7. Griechenland

Der griechische PV-Solarmarkt hat einen enormen Aufschwung erlebt, der nach Einschätzung des Verbands Solar Power Europe in den nächsten Jahren anhalten dürfte. Im Jahr 2022 wurden 1,4 Gigawatt an neuen PV-Projekten ans Netz angeschlossen, wodurch sich die kumulierte Kapazität auf 5,5 Gigawatt erhöhte. Dies war das beste Ergebnis, das der griechische Solarsektor bis dato erzielt hatte. 2023 wurde mit einem Zubau von etwa 1,6 Gigawatt an Solarkapazität eine weitere Steigerung erreicht. 2023 deckte die Photovoltaik bereits rund 18 % des griechischen Strombedarfs. Als Solarziel für 2030 sieht der aktuelle Entwurf der Regierung 13,4 Gigawatt vor. Der größte Engpass beim Zubau sind die Netzkapazitäten. Die meisten Mittelspannungsnetze sind bereits überlastet. Das wird auch bald für die Hoch- und Höchstspannungsnetze erwartet. Die Regierung hat im August 2022 und dann erneut im Januar 2023 eine Prioritätenliste für den Netzanschluss vorgelegt, was zu zahlreichen Beschwerden von interessierten Investoren führte. Um diesen Beschwerden zu begegnen, wurde ein Fahrplan für die Durchsetzung und den Ausbau der Netze in den kommenden Jahren erstellt.

Unter Berücksichtigung der Förderprogramme werden in Griechenland zwischen 2023 und 2025 etwa 4,1 Gigawatt an Erneuerbare-Energie-Projekten versteigert, wovon etwa drei Gigawatt auf die Photovoltaik entfallen dürften. Im Jahr 2022 verabschiedete das griechische Parlament außerdem einen umfassenden Rechtsrahmen für die Speicherung. Großspeicher werden im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ausgewählt.

3.1.1.8. Ungarn

Windkraft spielt in Ungarn eine untergeordnete Rolle. Sie ist politisch nicht gewollt. Beim Ausbau der Photovoltaik wurde der erst 2022 erreichte Rekord von 1,1 Gigawatt im Jahr 2023 noch deutlich übertroffen. Schon bis Ende Oktober sind demnach mehr als 1,4 Gigawatt Leistung neu ans Netz angeschlossen worden, wie der Verband Solar Power Europe berichtet.

Damit beläuft sich die installierte Solarkapazität nunmehr auf 5,5 Gigawatt. Das Ziel für 2030 wurde von zuvor 6,5 Gigawatt auf nunmehr 12 Gigawatt fast verdoppelt. In der Kategorie von Anlagen mit mehr als 50 Kilowatt Leistung – darunter fallen hauptsächlich Freiflächenanlagen – kamen bis Ende Oktober 2023 gut 760 Megawatt an neuer Leistung hinzu. Der größte Teil dieser Anlagen wurde noch unter dem alten Einspeisetarifsystem (KÁT) gebaut, das 2016 endete. Nach dem Auslaufen der KÁT-Regelung startete Ungarn 2019 ein neues, auktionsbasiertes Förderprogramm mit dem Namen METÁR (Contract for Difference - Differenzvertrag). In fünf Runden wurden im Rahmen des Programms 933 Megawatt zugewiesen. Bis Ende 2022 waren jedoch nur 60 Megawatt im Rahmen des METÁR-Programms in Betrieb. Der Hauptgrund dafür waren die rekordhohen Strommarktpreise. Die Projektentwickler zögerten, sich an der METÁR-Regelung zu beteiligen. Viele haben auch das alte KÁT-System aufgegeben oder sind vorübergehend aus dem System ausgestiegen, um Strom an der ungarischen Strombörse zu verkaufen. Betreiber von PV-Parks sehen auch gute Chancen in längerfristigen Stromabnahmeverträgen (PPA) mit Verbrauchern.

Der Netzanschluss ist die größte Herausforderung für die Entwicklung der Photovoltaik in Ungarn. Das ungarische Netz hat fast seine Grenzen erreicht. Vom Ausbau der Netze hängt daher insbesondere ab, in welchem Umfang ein weiterer Zubau der Solarkapazitäten in den nächsten Jahren möglich sein wird.

3.1.1.9. Polen

Der Solarzubau Polens lag 2023 bei 4,6 Gigawatt. Damit erreichte Polen den viertgrößten Solarzubau der 27 EU-Mitgliedsstaaten. Ende August 2023 waren in Polen über 26,4 Gigawatt an Erneuerbaren Energien installiert, davon 14,7 Gigawatt aus Solaranlagen.

Der erhebliche Anstieg der Energiepreise und der Rohstoffmangel infolge der russischen Aggression gegen die Ukraine hat das Ziel einer größeren Energieautarkie bei Unternehmen und in der Politik gestärkt. Das führte zu neuen Investitionen in die Photovoltaik. Im August 2023 beschloss das Parlament gesetzliche Änderungen, die die langfristige Entwicklung des Sektors unterstützen und den Anteil der Erneuerbaren Energien am nationalen Verbrauch erhöhen. Das größte Hindernis eines schnelleren Ausbaus sind begrenzte Netzkapazitäten. Der Branchenverband Solar Power Europe erwartet gleichwohl, dass die Solarkapazität in Polen weiter wachsen wird, wenn auch langsamer als in den vergangenen Jahren.

Nach Erkenntnissen des europäischen Branchenverbands WindEurope waren in Polen Ende des Jahres 2023 neun Gigawatt Windkraftleistung am Netz. Ziel ist eine Steigerung auf 14 Gigawatt bis zum Jahr 2030. Während in den vergangenen fünf Jahren im Durchschnitt jeweils 0,7 Gigawatt Windkraftleistung installiert wurde, sollen im Durchschnitt der nächsten fünf Jahre jeweils 1,2 Gigawatt ans Netz gebracht werden. WindEurope sieht eine große Wahrscheinlichkeit, dass dieser Ausbaupfad tatsächlich erreicht wird („very likely).

Auf sehr wenig Nachfrage stießen die Tarifauktionen Polens im Jahr 2022. Die rekordverdächtige Unterzeichnungsrate betrug 75 %. In früheren Jahren lag sie bei weniger als 10 %.

3.1.2. Lateinamerika

„Lateinamerika bietet hervorragende Bedingungen für Erneuerbare Energien und die Produktion von grünem Wasserstoff“, schreibt „Germany Trade & Invest“, die Gesellschaft der Bundesrepublik Deutschland für Außenwirtschaft und Standortmarketing. Der Subkontinent ist gesegnet mit einem riesigen Potenzial zur Produktion Erneuerbarer Energie. Im August 2022 verpflichteten sich 15 lateinamerikanische Länder dazu, ab 2030 mindestens 70 % ihres Stroms aus regenerativen Quellen zu beziehen. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass die installierte Kapazität der Erneuerbaren Energien in Lateinamerika von 2021 bis 2026 um ein Drittel wachsen wird. Das entspräche einem Zubau von 96 Gigawatt. Besonders die Photovoltaik soll den Ausbau vorantreiben. Studien zufolge ist die Technologie aufgrund der niedrigen Gestehungskosten auf dem Kontinent mittlerweile wettbewerbsfähiger als Onshore-Windkraft. In Mexiko werde gefolgt von Chile das geringste Kostenniveau erreicht.

Der Subkontinent verfügt über hervorragende natürliche Bedingungen für die Herstellung von grünem Wasserstoff und kann global zu einem der wichtigsten Lieferanten werden. Nach Einschätzung der International Renewable Energy Agency (IRENA) könnten Chile und Kolumbien 2050 zu den fünf Ländern mit den niedrigsten Produktionskosten weltweit gehören. Um das Potenzial zu nutzen, haben einige Länder in der Region bereits nationale Wasserstoffstrategien auf den Weg gebracht oder arbeiten an milliardenschweren Wasserstoff-Hubs, die die Energie- und Wasserstoffproduktion sowie Hafeninfrastruktur integrieren.

3.1.2.1. Argentinien

Unter der Überschrift „Mehr Wasserstoff für den argentinischen Energiemix“, berichtet das Magazin Hzwei über die im September 2023 veröffentlichte nationale Wasserstoffstrategie Argentiniens. Bis 2050 sollen demnach jährlich 5 bis 7,5 Millionen Tonnen Wasserstoff emissionsarm erzeugt werden. Rund 20 % davon sollen für die Dekarbonisierung der heimischen Industrie und die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen in Argentinien verwendet werden. Der restliche Wasserstoff ist für den Export vorgesehen. Die entsprechenden Produktionsanlagen sollen so gebaut werden, dass sie durch eine entsprechende Logistik leicht an den weltweiten Handel angeschlossen werden können. Hafengebiete eignen sich dafür besonders gut, da sie in der Zukunft auf Erdgasinfrastruktur und LNG-Terminals zurückgreifen könnten.

Um diese Produktionsziele zu erreichen, plant Argentinien die Installation von mindestens 30 Gigawatt an Elektrolysekapazität und 55 Gigawatt an Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energie. Dieses ehrgeizige Vorhaben bedeutet eine Verzwölffachung der derzeitigen Erzeugungskapazität für Erneuerbare Energien und mehr als eine Verdoppelung der gesamten Stromerzeugungskapazität im Land. Diese Umstellung auf Erneuerbare Energien wird für die effiziente Erzeugung von grünem Wasserstoff von entscheidender Bedeutung sein. Die verstärkte Verbrennung von fossilen Brennstoffen erschwert es Argentinien, Verpflichtungen zur Senkung der CO_2 -Emissionen einzuhalten. Der politische Druck der internationalen Gemeinschaft nimmt zu. Auch die umfangreiche Schiefergasgewinnung mit dem hohen Bedarf an Wasser bringt Schwierigkeiten mit sich.

Obwohl die nationale Wasserstoffstrategie einen Ausbau von 55 Gigawatt an Stromproduktion aus Erneuerbare Energien vorsieht, bleibt bislang der Ausbau hinter den Erwartungen zurück. „Große Ausbaupotenziale bieten sich für Erneuerbare Energien (EE) – etwa für Wind- und Solarenergie, Biomasse oder die Produktion von grünem Wasserstoff – aber auch in der Erdöl- und -gasindustrie“, resümierte Carl Moses in einem Bericht für die German Trade und Invest (GTAI).

Während der Präsidentschaft von Mauricio Macri 2015 bis 2019 sollte bereits der eigentliche Durchbruch für die Wind- und Sonnenenergie kommen. Die Pläne waren ehrgeizig, der Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Stromverbrauch sollte von zwei auf 20 % im Jahr 2025 und bis 2030 auf 25 % ansteigen. Da die argentinische Wirtschaft 2018 in eine tiefe Krise stürzte, konnten diese Pläne jedoch nicht finanziert werden.

3.1.2.2. Kolumbien

Kolumbiens Reserven fossiler Energieträger reichen nur noch für etwa sieben Jahre. Produktion und neue Explorationen stocken. Da Kolumbiens Stromerzeugung stark von Wasserkraft abhängt, wirken sich Regenfälle und Wasserstände in den Stauseen auf die Strompreise des Landes aus. Durch das Wetterphänomen El Niño war 2023 weniger Wasser verfügbar, der Energiebedarf stieg. Ersatzquellen wie thermische Energie sind teuer. In der Folge zogen die Energiepreise an. Geht es nach dem Entwurf des Nationalen Energieplans könnte der Anteil Erneuerbarer Energien (ohne Wasserkraft) an der Stromversorgung im besten Szenario bis 2052 auf rund 70 % steigen. Durch Instrumente wie steuerliche Anreize und öffentliche Auktionen für strategische Energieträger sollen diese Ziele erreicht werden. Die Regierung unter Gustavo Petro möchte das Land so unabhängiger von fossilen Energieträgern machen.

3.1.3. Nordamerika

In Nordamerika werden die Investitionen in Wind- und Solarenergie bis 2050 um das Zwölffache steigen. Das geht aus einem neuen DNV-Bericht über die Energiewende hervor. Die bis 2050 auf dem Kontinent zu erwartenden Investitionen in die Windenergie summieren sich demnach auf 1,6 Billionen US-Dollar. Bei der Solarenergie sind es 2,3 Billionen US-Dollar. Die Energiewende werde jedoch bei weitem nicht schnell genug erfolgen, um 2050 eine Netto-Null-Energiebilanz zu erreichen. Der Bericht „Energy Transition Outlook North America“ sagt voraus, dass bis Mitte des Jahrhunderts noch 1,3 Gigatonnen CO2-Emissionen pro Jahr anfallen werden. DNV prognostiziert, dass bis Anfang der 2030er Jahre 1.000 Terawattstunden, respektive 17 % des Stroms, in der Region aus Windkraft stammen werden. Bis 2050 wird die Windenergie voraussichtlich 3.100 Terawattstunden liefern und 35 % der nordamerikanischen Elektrizität erzeugen.

Der Inflation Reduction Act von 2022 in den USA und der kanadische Clean Energy Plan von 2023 flankieren die Entwicklung. Beide sehen Steuergutschriften für die Entwicklung der Windenergie vor. DNV sagt voraus, dass zwischen 2020 und 2030 jährlich 16 Gigawatt an Onshore-Windkapazität hinzukommen werden, die in den 2030er und 2040er Jahren auf 22 Gigawatt/Jahr beziehungsweise 33 Gigawatt/Jahr ansteigen wird. Die Entwicklung der Offshore-Windkapazitäten verläuft ähnlich, wenn auch mit einer gewissen Verzögerung. Im Vergleich dazu wurden zwischen 2010 und 2020 jedes Jahr durchschnittlich 8 Gigawatt Windkapazität neu ans Netz angeschlossen.

Die Beschleunigung der Windenergienachfrage wird vor allem durch die Elektrifizierung wichtiger Nachfragesektoren in Verbindung mit dem Wachstum der netzgekoppelten Elektrolyse angetrieben. Bis 2050 werden etwa 19 Gigawatt Onshore-Windkraft und 9 Gigawatt Offshore-Windkraft für die Elektrolyse zur Wasserstoffgewinnung benötigt.

3.1.3.1. Kanada

Kanada steht in puncto Energieversorgung vor großen Herausforderungen. Der Strommix soll 2035 CO_2-neutral sein. Dabei könnte sich der Strombedarf des Landes bis 2050 verdoppeln. Zudem will Kanada, ebenso wie die EU, bis 2050 komplett klimaneutral werden. Dieses Ziel wurde bereits im Klimagesetz von 2021 gesetzlich verankert. Laut dem kanadischen

Haushaltsplan für 2023 müsste die Erzeugungs- und Netzkapazität um das 2,2- bis 3,4-Fache steigen, um die Nachfrage nachhaltig, sicher und günstig zu decken. Untersuchungen der Canadian Renewable Energy Association zufolge wäre dafür ein Zubau von etwa 4 bis 5 Gigawatt jährlich erforderlich. Da in dem Land weiterhin Erdgas verstromt wird, soll das CO2 abgespalten und gespeichert werden, um Netto-Null-Emissionen zu erreichen.

Kanada will bis 2030 aus der Kohleverstromung aussteigen und als Ersatz die Erneuerbaren Energien ausbauen. Ende des Jahres 2022 verfügte das Land bei Alternativenergien über eine installierte Kapazität von gut 19 Gigawatt. Mit rund 60 % Anteil am Strommix führt die Wasserkraft deutlich vor anderen Technologien. In Manitoba, Québec, Yukon sowie Neufundland und Labrador entfallen jeweils mehr als 90 % auf Wasserkraft. British Columbia liegt nur knapp darunter.

Laut Modellrechnungen der kanadischen Behörde für Energieregulierung (CER) sollen vor allem die Kapazitäten bei Wind- und Solarenergie zunehmen: bis 2050 um 100 bis 150 Gigawatt. Da aber das technische Potenzial neuer Wasserkraftwerke deutlich größer ist als die bereits installierte Kapazität, ist auch mit weiteren Investitionen in die Wasserkraft zu rechnen. Öffentliche Versorgungsunternehmen sowie privatwirtschaftliche und indigene Stromanbieter erhalten mit dem „Clean Electricity Investment Tax Credit“ einen Anreiz, emissionsfreien Strom zu produzieren.

3.1.4. Afrika

Die Covid-19-Pandemie und die anschließende Energiekrise haben die wirtschaftlichen Aussichten verschlechtert. Das erschwert Energieinvestitionen, die notwendig sind, um mehr Menschen Zugang zu Elektrizität und sauberem Kochen zu ermöglichen. Heute haben mehr als 40 % der Menschen in Afrika keinen Zugang zu Elektrizität und 70 % keinen Zugang zu sauberen Kochmöglichkeiten.

Um den steigenden Energiebedarf Afrikas zu decken und die Klimaziele zu erreichen, müssen die Energieinvestitionen in diesem Jahrzehnt mehr als verdoppelt werden. Dafür sind von 2026 bis 2030 jährlich mehr als 200 Milliarden US Dollar erforderlich, wobei zwei Drittel in saubere Energie fließen sollen. Um allen Afrikanern Zugang zu Strom und sauberen Kochmöglichkeiten zu verschaffen, sind Investitionen in Höhe von jährlich 25 Milliarden US Dollar erforderlich. Das entspricht einem % der weltweiten Energieinvestitionen.

Die Energieinvestitionen in Afrika sind gegenüber den Höchstständen von 2014 um fast 45 % zurückgegangen. Auch Erneuerbare-Energie-Projekte haben es zum Teil schwer, Finanzierungen zu sichern. Potenzielle Investoren sind besorgt über die Risiken, die sich aus einem schwachen regulatorischen Umfeld oder der schlechten finanziellen Lage der Versorgungsunternehmen ergeben. Diese Risiken können die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Projekten beeinträchtigen, insbesondere in Ländern, in denen der Sektor für saubere Energien gerade erst entsteht. Außerdem können sie die Kreditkosten für ähnliche Projekte auf mindestens das Zwei- bis Dreifache des Niveaus in fortgeschrittenen Volkswirtschaften ansteigen lassen.

Infolgedessen benötigen viele Projekte in Afrika Unterstützung, entweder um als Demonstrationsprojekt zu dienen oder um die Mobilisierung von Privatkapital zu erleichtern. In einem Kommuniqué, das die afrikanischen Regierungen auf dem Klimagipfel in Nairobi im September 2023 veröffentlichten, wurden die fortgeschrittenen Volkswirtschaften aufgefordert, ihre Zusagen zur Klimafinanzierung einzuhalten und das multilaterale Finanzsystem zu reformieren, um den heutigen Mangel an Energieinvestitionen auf dem Kontinent zu beheben.

3.1.4.1. Südafrika

In Südafrika, auf das 27 % des derzeitigen Strombedarfs in Afrika entfallen, haben sich die Störungen aufgrund ungeplanter Ausfälle zahlreicher Kohlekraftwerke verschärft. Das hat zu einem erheblichen Anstieg der Investitionen in Erneuerbare Energien geführt. Trotz der Versorgungsengpässe werden keine neuen Kohlekraftwerke in Betrieb genommen, was im Einklang mit den internationalen Verpflichtungen steht, die Investitionen in neue Kohlekraftwerke zu beenden. Bis 2030 wird der Anteil der emissionsarmen Stromerzeugung in Südafrika von heute 12 auf mehr als 40 % steigen.

Aufgrund eingeschränkter Netzzugänge blieben in südafrikanischen Regionen mit besonders guten Windbedingungen bei jüngsten Ausschreibungen angebotene Tarife im Umfang von drei Gigawatt ohne Zuschlag, berichtet die IEA in einer im Juni 2023 veröffentlichten Studie.

Auf der UN-Klimakonferenz 2021 in Glasgow hatte Südafrika mit Deutschland, Frankreich, Großbritannien, den Vereinigten Staaten von Amerika und der Europäischen Kommission die Just Energy Transition Partnership (JETP) vereinbart, die Südafrika dabei helfen soll, den Kohleausstieg zu beschleunigen und Erneuerbare Energien auszubauen. Die Mittel sollen zusätzlich zu den 1,76 Milliarden Euro für die JETP fließen. Unter anderem soll der staatliche Energiekonzern Eskom entflechtet und ein unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber etabliert werden. Langfristig ist das Ziel, den Anteil von Erneuerbaren Energien bei der Stromversorgung zu erhöhen. Kohle dominiert nach wie vor mit rund 80 % die Stromerzeugung. Erneuerbare Energien einschließlich Wasserkraftwerke liegen bei 13,7 %, Atomstrom macht 4,6 % aus. Fördermittel der Bundesrepublik Deutschland sollen dazu beitragen, den Energiesektor zu reformieren, eine Erneuerbaren-Energien-Industrie aufzubauen und damit den Wirtschaftsstandort Südafrika zu stärken.

3.1.4.2. Tunesien

Die Voraussetzungen sind ideal: In Tunesien scheint die Sonne jährlich 3.000 Stunden (in Deutschland sind es rund 1.000 Stunden weniger). Und auch das Windkraftpotenzial ist groß. Doch bislang wird Strom in Tunesien fast ausschließlich aus Erdgas gewonnen. Davon produziert das Land nur gut ein Drittel selbst. Der Rest

kommt vor allem aus dem Nachbarland Algerien.

Bis 2030 soll der Energiemix in Tunesien deutlich grüner werden. Die Regierung sieht vor, dass bis dahin 35 % des Stroms aus Erneuerbaren Energien (EE) kommen. Ursprünglich sah der 2015 aufgestellte Solarplan 30 % bis 2030 vor, 2022 erhöhte die Regierung die Zielmarke um fünf Prozentpunkte. Die installierte EE-Leistung soll 2030 mehr als 3.800 Megawatt erreichen - gegenüber 275 Megawatt im Jahr 2015. Im Jahr 2020 standen Erneuerbare Energien gerade einmal für drei Prozent des erzeugten Stroms. Noch kommt der Ausbau kaum voran: Laut dem Plan der Regierung sollten 2020 bereits 1.225 Megawatt an Erneuerbaren Energien installiert sein; Ende Juni 2023 waren es gerade einmal 565 Megawatt. Ein Grund für die Verzögerung ist die Finanzierung. Die Staatskassen sind leer. Umso mehr ist Tunesien auf privates Engagement angewiesen.

Die erste Präqualifizierungsrunde für größere Erneuerbare-Energie-Anlagen über Konzessionen wurde 2018 gestartet. Hier sollten Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.000 Megawatt gebaut werden, die eine Hälfte betrieben mit Solarkraft, die andere Hälfte mit Windkraft. Im Dezember 2019 erhielten drei Bieter den Zuschlag für den Zubau und den Betrieb von fünf Photovoltaikvorhaben. Bisher ist keines ans Netz gegangen. Inzwischen ist fraglich, ob die Projekte zu den vereinbarten Konditionen noch realisiert werden können.

Auch die deutsche Bundesregierung unterstützt die Energiewende in Tunesien. Alleine die Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit betreut Projekte im Themenbereich Energie und Klima mit einem Gesamtbudget von knapp 60 Millionen Euro. Auch das Thema grüner Wasserstoff ist in der bilateralen Zusammenarbeit auf der Agenda.

3.2. Geschäftsverlauf

3.2.1. Allgemeine Angaben zum Geschäftsverlauf

ABO Wind deckt die gesamte Wertschöpfungskette bei der Entwicklung von Wind-, Solar- und Speicheranlagen ab – von der Standortakquise bis zur schlüsselfertigen Errichtung. Den größten Anteil der Planungs-, Überwachungs- und Organisationsarbeiten erbringen eigene Fachkräfte.

Neben den finanziellen Leistungsindikatoren Umsatz, Gesamtleistung und Jahresergebnis nutzt ABO Wind wesentliche Meilensteine, die bei der Projektarbeit zu erreichen sind, sowie Bestände an Projekten und Dienstleistungsaufträgen als nichtfinanzielle Leistungsindikatoren zur Messung des wirtschaftlichen Erfolgs.

Zu den bedeutsamen nichtfinanziellen Leistungsindikatoren gehören vor allem die Anzahl neuer Projekte, der Bestand an Projekten in Entwicklung und Errichtung – die sogenannte Projektpipeline – sowie die im Geschäftsjahr erfolgreich abgeschlossenen Projektentwicklungen und -errichtungen.

Weiteren Aufschluss über den Geschäftsverlauf geben das Volumen vereinbarter Projektfinanzierungen und -verkäufe, der Umfang an Dienstleistungstätigkeiten sowie die Entwicklung der Mitarbeiterzahl.

Als Mutter des Konzerns verantwortet die ABO Wind AG die Planungsaktivitäten der Gesamtgruppe. Die Muttergesellschaft unterstützt kontinuierlich die Prozesse zur Projektumsetzung und Leistungserbringung innerhalb der Gruppe. Um die Aussagekraft der Indikatoren zu erhöhen, bezieht sich dieser Abschnitt daher soweit sinnvoll auf die Aktivitäten der gesamten Gruppe.

Im Geschäftsjahr 2023 entwickelten sich diese Indikatoren wie folgt:

3.2.2. Neue Projekte

Im Konzernlagebericht des Vorjahres wurde für die Jahre 2023 bis 2025 gruppenweit und technologieübergreifend mit einem jährlichen Neugeschäft in der Größenordnung von mindestens zwei Gigawatt gerechnet. Dabei wurde darauf hingewiesen, dass im Zusammenhang mit zyklischen Entwicklungen des Neugeschäfts vor allem in den außereuropäischen Märkten und durch das Gewicht einzelner Großprojekte mit größeren periodischen Schwankungen beim Neugeschäft zu rechnen ist.

Tatsächlich akquirierte ABO Wind im Geschäftsjahr 2023 allein in Europa neue Projekte mit 3,1 Gigawatt. Außerhalb Europas gelang die Sicherung von Projekten mit rund 1,2 Gigawatt. Sowohl in Megawatt gerechnet als auch der Anzahl nach, haben Windkraftprojekte einen Anteil von rund der Hälfte am Neugeschäft, Solar- und Hybridprojekte machen die andere Hälfte aus. Insgesamt liegt das Neugeschäft wie im Vorjahr deutlich über Plan.

3.2.3. Bestand an Projekten in Entwicklung

Zum 31. Dezember 2023 arbeitete ABO Wind an der Entwicklung von Windkraft-, Solar und Speicherprojekten mit einer Leistung von rund 23 Gigawatt. In Finnland und Südafrika wird jeweils an Projekten mit mehr als fünf Gigawatt gearbeitet. In Deutschland umfasst die Pipeline fast vier Gigawatt.

In Frankreich, Spanien, Kanada und Argentinien befinden sich Projekte mit einer Gesamtleistung von jeweils ein bis zwei Gigawatt in der Entwicklungsphase. In weiteren sieben Ländern wird jeweils an mindestens dreistelligen Megawattzahlen und insgesamt an rund vier Gigawatt gearbeitet: Griechenland, Kolumbien, Irland, Niederlande, Polen, dem Vereinigten Königreich und Ungarn. In den Ländern Tansania und Tunesien ist die jeweilige Projektpipeline am geringsten und beläuft sich über diese Ländermärkte in Summe auf 100 Megawatt.

3.2.4. Projektrealisierungen

Die Periodenzuordnung der Projektrealisierungen richtet sich nach dem Gefahrenübergang der jeweils erbrachten Leistungen im Sinne des handelsrechtlichen Realisationsprinzips. Planerische oder technische Meilensteine, wie beispielsweise die Einspeisung der ersten Kilowattstunde (technische Inbetriebnahme), können zeitlich davon abweichen.

3.2.4.1. Verkauf von Portfolien und einzelnen Projektrechten

Im Konzernlagebericht 2022 wurde für die Kalenderjahre 2023 bis 2025 gruppenweit und technologieübergreifend mit Verkäufen von Portfolien und einzelnen Projektrechten in der Größenordnung von durchschnittlich mindestens 150 bis 350 Megawatt gerechnet.

Typischerweise sehen solche Vereinbarungen mit den Käufern eine weitere Zusammenarbeit mit ABO Wind vor, um die Projekte zur Baureife zu bringen und anschließend zu errichten und in Betrieb zu nehmen.

Im Geschäftsjahr 2023 wurden neben den Rechten an zwei spanischen Windprojekten mit 84 Megawatt ein spanisches Portfolio, bestehend aus drei Wind- und zwei Solarprojekten mit einer Größe von 247 MW, veräußert. Des Weiteren wurde ein südafrikanisches Solarprojekt mit 100 Megawatt und ein kolumbianisches Solarprojekt mit zehn Megawatt verkauft.

3.2.4.2. Abgeschlossene Projektentwicklungen

Im Konzernlagebericht 2022 wurde für die Kalenderjahre 2023 bis 2025 gruppenweit und technologieübergreifend mit einem durchschnittlichen Volumen von 150 bis 350 Megawatt an abgeschlossenen Projektentwicklungen pro Jahr gerechnet.

Im Geschäftsjahr 2023 wurde die Projektentwicklung für sechs Windkraftprojekte mit 74 Megawatt und für neun Solar- und Batterieprojekte mit 121 Megawatt erfolgreich abgeschlossen.

3.2.4.3. Abgeschlossene Projekterrichtungen

Im Konzernlagebericht wurde für die Kalenderjahre 2023 bis 2025 gruppenweit und technologieübergreifend mit jährlich bis zu 250 Megawatt abgeschlossenen schlüsselfertigen Projekterrichtungen gerechnet.

Tatsächlich wurden im Geschäftsjahr 2023 Windprojekte mit insgesamt 76 Megawatt und Solar- und Batterieparks mit zusammen 43 Megawatt schlüsselfertig errichtet und abgerechnet. Die errichteten Parks verteilten sich auf sieben Projekte in Deutschland, Frankreich, Finnland und Griechenland.

3.2.5. Projektfinanzierungen und schlüsselfertige Verkäufe

Im Geschäftsjahr 2023 wurden 16 Projektfinanzierungen für insgesamt 281 Megawatt mit einem Kreditvolumen von 324 Millionen Euro abgeschlossen. Parallel zur Einholung der Projektfinanzierungen wurden im Geschäftsjahr 2023 Projekte mit 281 Megawatt schlüsselfertig an Investoren verkauft.

3.2.6. Dienstleistungstätigkeiten

3.2.6.1. Betriebsführung Wind und Batterien

Per 31. Dezember 2023 betreut ABO Wind 158 Projekte mit 624 Windkraftanlagen und insgesamt 1.702 Megawatt verteilt auf die Länder Deutschland (837 Megawatt), Frankreich (269 Megawatt), Finnland (444 Megawatt), Irland (131 Megawatt) und Polen (21 Megawatt). In den Zahlen sind auch Umspannwerke und ähnliche Anlagen in der Betreuung erfasst. Des Weiteren werden neun Batterieprojekte in Deutschland und eines in Nordirland betreut.

3.2.6.2. Service Wind und Batterien

Der Service betreut rund 391 Windkraftanlagen – von der reinen Wartung über Störungsbeseitigung, Großkomponenten-instandsetzung und -tausch bis hin zum Vollwartungsvertrag. Darüber hinaus wartet der Service sechs Batterieprojekte.

3.2.6.3. Betriebsführung und Service Solar

Im Geschäftsfeld Solar werden 22 Anlagen betreut – 13 in Deutschland, sechs in Griechenland, zwei in Ungarn und eine in Frankreich.

3.2.6.4. Bauüberwachung

Im Fall der Bauüberwachung erfolgt die Errichtung nicht schlüssel-fertig, sondern als Dienstleistung. Im Geschäftsjahr 2023 wurden keine wesentlichen Dienstleistungen aus Bauüberwachung erbracht.

3.2.7. Personalentwicklung

Die Zahl der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter hat sich im Kalenderjahr von durchschnittlich 1.036 auf 1.221 erhöht.

3.2.8. Angaben zur Frauenquote[1] in der ABO Wind AG

Der Aufsichtsrat der ABO Wind AG bestand per 31.12.2023 aus drei Personen. Die Frauenquote im Aufsichtsrat lag per 31.12.2023 bei zwei Dritteln. Es ist angestrebt, den Aufsichtsrat zukünftig mit sechs Personen zu besetzen. Dabei gilt eine Frauenquote von 50 % als Ziel. Diese Zielsetzung gilt bis zum 31.12.2028.

Der Vorstand der ABO Wind AG besteht derzeit aus fünf Personen, darunter eine Frau. Unter Berücksichtigung von eventuellen temporären Veränderungen in der Anzahl und Besetzung des Vorstands setzt sich der Aufsichtsrat das Ziel, den Vorstand auch künftig mindestens mit einer Frau zu besetzen. Diese Zielsetzung gilt bis zum 31.12.2028.

Die Frauenquote bei der Gesamtheit der Führungskräfte unterhalb der Vorstandsebene lag im Jahr 2023 bei 24 %, in der ersten Führungsebene unterhalb der Vorstandsebene bei sechs Prozent und in der zweiten Führungsebene unterhalb des Vorstands bei 26 %. Die Unternehmensführung strebt an, in den kommenden fünf Jahren die Frauenquote auf den genannten Führungsebenen zu erhöhen. In diesem Zeitraum ist in der ersten Führungsebene unterhalb des Vorstands eine Verdoppelung der aktuellen Quote angestrebt und in der zweiten Führungsebene unterhalb des Vorstands eine Steigerung auf 30 %. Diese Zielsetzungen gelten bis zum 31.12.2028.

Der Anteil von Frauen an der Gesamtbelegschaft lag zum 31.12.2023 bei 36 %.

Um den Anteil von Frauen im Unternehmen weiter zu steigern, legt die ABO Wind AG im internen und externen Rekrutierungsprozess einen besonderen Fokus auf geeignete Kandidatinnen. In Stellenausschreibungen wird auf genderneutrale Auswahlkriterien geachtet, um verstärkt auch weibliche Interessentinnen anzusprechen. Auch eingesetzte Personalberatungen sind angehalten, geeignete weibliche Kandidatinnen vorzustellen. Des Weiteren achten wir darauf, Führungspositionen auch in Teilzeit anzubieten und darauf in unseren in- und externen Ausschreibungen hinzuweisen, wenn dies machbar ist.

3.2.9. Angaben zur Unternehmensorganisation

Eine außerordentliche Hauptversammlung am 27. Oktober 2023 hat den Formwechsel in eine Kommanditgesellschaft auf Aktien (KGaA) beschlossen. Dieser Beschluss beinhaltet neben einer Änderung der Rechtsform auch eine Umfirmierung in ABO Energy. Gegen diesen Beschluss wurde eine Anfechtungsklage erhoben und die Gesellschaft hat als Folge einen gerichtlichen Antrag auf ein Freigabeverfahren gestellt. Beide rechtliche Schritte haben im wesentlichen folgenden Inhalt:

Anfechtungsklage

Die Gesellschaften Enalco Capital GmbH & Co. KG, ENKRAFT SQUARE.partners GmbH sowie ENKRAFT CAPITAL GmbH haben im Geschäftsjahr 2023 am Landgericht Frankfurt a. M. eine Anfechtungsklage gegen die Gesellschaft erhoben.

Die Kläger wenden sich gegen sämtliche Beschlüsse, die auf der außerordentlichen Hauptversammlung der Gesellschaft am 27. Oktober 2023 gefasst wurden, mit dem Antrag diese für nichtig zu erklären. Diese sind:

TOP 1: Die Beschlussfassung über den Formwechsel der Gesellschaft in die Rechtsform einer Kommanditgesellschaft auf Aktien (KGaA) unter Beitritt der Ahn & Bockholt Management GmbH als persönlich haftende Gesellschafterin und die Feststellung der Satzung;

TOP 2: Die Beschlussfassung über die Satzungsänderung (Vergrößerung des Aufsichtsrats auf sechs Mitglieder); sowie

TOP 3: Wahlen zum Aufsichtsrat.

Die Gesellschaft hat angezeigt, dass sie sich gegen die Anfechtungsklage verteidigen wird und fristgerecht auf die Anfechtungsklage erwidert. Das Gericht hat einen frühen ersten Termin zur mündlichen Verhandlung im März 2024 bestimmt.

Freigabeverfahren

Die Anfechtungsklage flankierend, hat die Gesellschaft im Dezember 2023 einen Antrag auf Freigabe der Handelsregistereintragung betreffend den Formwechsel der Gesellschaft in die Rechtsform der GmbH & Co. KGaA gemäß §§ 198, 16 Abs. 3 UmwG beim Oberlandesgericht Frankfurt a.M. gestellt. Antragsgegner sind die Gesellschaften Enalco Capital GmbH & Co. KG, ENKRAFT SQUARE.partners GmbH sowie ENKRAFT Capital GmbH als Kläger der Anfechtungsklage.

Die Gesellschaft begehrt mit dem Antrag festzustellen, dass die beim Landgericht Frankfurt a.M. rechtshängige Anfechtungsklage der Antragsgegner gegen die Wirksamkeit des Beschlusses der außerordentlichen Hauptversammlung der Antragstellerin vom 27. Oktober 2023 zu Tagesordnungspunkt 1 – in Gestalt des Gegenantrags A des Aktionärs Alexander Koffka – über den Formwechsel der Gesellschaft in die Rechtsform einer KGaA unter Beitritt der Ahn & Bockholt Management GmbH und die Feststellung der Satzung, der Eintragung der neuen Rechtsform gemäß § 198 Abs. 1 UmwG in das Handelsregister des Amtsgerichts Wiesbaden – Registergericht – nicht entgegensteht.

Im Rahmen des Freigabeverfahren entscheidet das Oberlandesgericht über den Freigabeantrag durch unanfechtbaren Beschluss. Mit einer Entscheidung des Gerichts ist im Frühjahr 2024 zu rechnen. Sofern dem Freigabeantrag stattgegeben wird, kann der angestrebte Formwechsel in die Rechtsform der GmbH & Co. KGaA zeitnah zur Eintragung im Handelsregister angemeldet werden, andernfalls besteht die sog. Registersperre fort.

[1] Bei den Ausführungen in diesem Kapitel handelt es sich um lageberichtstypische, aber ungeprüfte Angaben.

Das Oberlandesgericht Frankfurt am Main hat mit Beschluss vom 29.02.2024 und Zustellung am 01.03.2024 dem Freigabeverfahren zugestimmt, sodass die Eintragung der neuen Rechtsform gemäß § 198 Abs. 1 UmwG in das Handelsregister Wiesbaden erfolgen kann.

3.3. Ertragslage

Die Gesamtleistung in Höhe von 396,3 Mio. € (Vorjahr: 308,1 Mio. €) für das Geschäftsjahr 2023 ergibt sich aus Umsatzerlösen in Höhe von 299,7 Mio. € (Vorjahr: 231,7 Mio. €) und Bestandserhöhungen der fertigen und unfertigen Erzeugnisse in Höhe von 96,6 Mio. € (Vorjahr: 76,4 Mio. €). Die Umsatzerlöse im Projektierungsgeschäft setzen sich zusammen aus 127,3 Mio. € aus Planungsleistungen und Rechteverkäufen (Vorjahr: 119,6 Mio. €) sowie 154,6 Mio. € aus der Errichtung von Projekten (Vorjahr: 96,2 Mio. €). Mit Dienstleistungstätigkeiten erwirtschaftete ABO Wind 17,8 Mio. € Umsatz (Vorjahr: 15,9 Mio. €).

Die Materialaufwandsquote von 53,1 % (Vorjahr: 48,3 %) ist gegenüber dem Vorjahr aufgrund des gestiegenen Anteils der materialintensiven Errichtungsleistungen (51,6 % der Umsatzerlöse gegenüber 41,5 % im Vorjahr) angestiegen.

Der Personalaufwand in Höhe von 98,2 Mio. € (Vorjahr: 77,7 Mio. €) enthält eine Sonderzahlung an die Mitarbeiter sowie die Bildung einer Rückstellung für zukünftige Jubiläumszahlungen. Zudem haben turnusmäßige Gehaltsanpassungen sowie das Personalwachstum zur Steigerung des Personalaufwands beigetragen.

Die Abschreibungen in Höhe von 16,7 Mio. € (Vorjahr: 13,8 Mio. €) teilen sich auf in 4,3 Mio. € (Vorjahr: 3,0 Mio. €) Abschreibungen auf das Anlagevermögen und 12,4 Mio. € (Vorjahr: 10,8 Mio. €) Einzelwertberichtigungen auf Projekte in Entwicklung, für die keine realistische Umsetzungsmöglichkeit mehr besteht oder deren wirtschaftliche Situation sich deutlich verschlechtert hat.

Die Einzelwertberichtigungen entfallen auf Projekte in Frankreich (3,2 Mio. €), Deutschland (2,7 Mio. €), Griechenland (1,8 Mio. €), Spanien (1,5 Mio. €). Argentinien (1,1 Mio. €) sowie in Höhe von insgesamt 2,1 Mio. € auf Projekte in Tunesien, Kolumbien, Irland, Polen, Finnland und Großbritannien.

Wertberichtigungen für Länderrisiken wurden im Geschäftsjahr 2023 nicht gebildet (Vorjahr: 0,5 Mio. €).

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind von 29,7 Mio. € im Vorjahr um 9,3 Mio. € auf 39,0 Mio. € angestiegen. Hauptgrund hierfür ist der Anstieg von Einzelwertberichtigungen auf Forderungen in Höhe von 1,8 Mio €. gestiegene IT-Kosten von 1,2 Mio. € sowie Aufwendungen aus der Fremdwährungsumrechnung von 1,0 Mio. €.

Das Zinsergebnis zeigt einen Zinsaufwand von 1,4 Mio. € (Vorjahr: 3,1 Mio. €). Die Zinsen und ähnlichen Aufwendungen betragen 7,3 Mio. € (Vorjahr: 5,6 Mio. €). In den sonstigen Zinsen und ähnlichen Erträgen von 5,9 Mio. € (Vorjahr: 2,6 Mio. €) sind Zinserträge von 4,2 Mio. € (Vorjahr: 0,3 Mio. €) aus Darlehen für Projektgesellschaften in der Bauphase enthalten. Im Wesentlichen handelt es sich hierbei um Projekte in Finnland, Ungarn und Frankreich.

Das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit beläuft sich im Geschäftsjahr 2023 auf 41,8 Mio. € (Vorjahr: 38,2 Mio. €). Der Jahresüberschuss beträgt 27,2 Mio. € (Vorjahr: 24,6 Mio. €).

Zusammengefasst ist es dem ABO Wind Konzern im Geschäftsjahr 2023 gelungen, die Gesamtleistung und auch den Rohertrag im Vergleich zum Vorjahr zu steigern. Der Ausbau der Projektpipeline im In- und Ausland trägt über Bestandserhöhungen maßgeblich dazu bei. Damit einher geht wiederum der weitere Aufbau personeller Kapazitäten sowohl in der Breite als auch in der fachlichen Tiefe. In Summe verbleibt erfreulicherweise ein gutes Ergebnis und eine deutliche Steigerung im Vergleich zum Vorjahr.

3.4. Finanz- und Vermögenslage

Das Anlagevermögen summiert sich auf 14,0 Mio. € (Vorjahr: 13,6 Mio. €). Sach- und Finanzanlagen machen davon den wesentlichen Teil aus.

Von den bilanzierten 313,5 Mio. € (Vorjahr: 229,1 Mio. €) unfertigen Erzeugnissen entfallen zum Bilanzstichtag rund 117,3 Mio. € (Vorjahr: 80,6 Mio. €) auf Projekte im Bau.

Die offen von den Vorräten abgesetzten erhaltenen Anzahlungen in Höhe von 150,1 Mio. € (Vorjahr: 125,6 Mio. €) enthalten keine Vorauszahlungen. Es handelt sich ausschließlich um Abschlagszahlungen, denen erbrachte Leistungen oder erfolgte Lieferungen gegenüberstehen und für die keine Rückzahlungsverpflichtung besteht oder wahrscheinlich ist.

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen in Höhe von 158,1 Mio. € (Vorjahr: 172,7 Mio. €) entfallen in Höhe von insgesamt 147,7 Mio. € (Vorjahr: 165,3 Mio. €) auf zum 31. Dezember 2023 noch nicht veräußerte Projektgesellschaften. Dabei handelt es sich um Projektgesellschaften in Deutschland (102,7 Mio. €), Ungarn (17,0 Mio. €), Frankreich (9,8 Mio. €), Spanien (8,2 Mio. €), Kolumbien (6,0 Mio. €), Polen (2,5 Mio. €) sowie in übrigen Ländern (1,6 Mio. €).

Die übrigen Forderungen gegen verbundene Unternehmen in Höhe von 10,5 Mio. € (Vorjahr: 7,4 Mio. €) entfallen im Wesentlichen auf nicht konsolidierte ausländische Tochtergesellschaften der ABO Wind AG, die mit diesen Geldern Projektkosten zwischenfinanziert haben.

Die Anteile an verbundenen Unternehmen im Umlaufvermögen sind – im Wesentlichen durch den Verkauf eines deutschen und eines ungarischen Projekts – von 4,0 Mio. € im Vorjahr auf 2,7 Mio. € im Jahr 2023 gesunken.

Die Position Wertpapiere im Umlaufvermögen in Höhe von 6,8 Mio. € (Vorjahr: 4,8 Mio. €) enthält ausschließlich Anteile an der ABO Kraft und Wärme AG. Der Anstieg ist auf eine erfolgte Kapitalerhöhung im Geschäftsjahr zurückzuführen.

Die Eigenkapitalquote ohne Mezzanine-Mittel und wirtschaftlichem Eigenkapital beträgt 39,0 % (Vorjahr: 37,7 %).

Die Verbindlichkeiten enthalten wirtschaftliches Eigenkapital aus einer 2021 und 2022 begebenen nachrangigen Schuldverschreibung. Per 31. Dezember 2023 beläuft sich diese in Summe auf 42,6 Mio. € (Vorjahr: 42,6 Mio. €).

Die Eigenkapitalquote inklusive Nachrangkapital, bestehend aus Mezzanine-Mitteln und der nachrangigen Schuldverschreibung, beläuft sich auf 50,4 % (Vorjahr: 50,1%).

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten des Vorjahres in Höhe von 137,9 Mio. € haben sich durch Tilgungen in Höhe von 22,0 Mio. € (Vorjahr: 27,7 Mio. €) und Neuaufnahmen in Höhe von 41,5 Mio. € (Vorjahr: 120,0 Mio. €) auf 157,4 Mio. € erhöht. Die Neuaufnahmen enthalten Tilgungsdarlehen mit einer Laufzeit von bis fünf Jahren in Höhe von 31,5 Mio. € sowie mit einer Laufzeit von mehr als fünf Jahren in Höhe von 10 Mio. €.

Die Avallinien wurden von 305,2 Mio. € um 172,5 Mio. € auf insgesamt 477,7 Mio. € erhöht. Die nicht ausgenutzten Kredit- und Avallinien beliefen sich per 31. Dezember 2023 auf 293,0 Mio. € (Vorjahr: 179,4 Mio. €).

Der Finanzmittelstand, definiert als Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten, betrug per 31.12.2023 37,1 Mio. € (Vorjahr: 87,1 Mio. €).

In der Kapitalflussrechnung ergibt sich im Geschäftsjahr 2023 ein negativer Cashflow aus operativer Geschäftstätigkeit in Höhe von -63,0 Mio. € (Vorjahr: -13,8 Mio. €). Der starke Rückgang ist auf den Ausbau der Projektpipeline im Allgemeinen sowie einer höheren Anzahl von Projekten in der kostenintensiven Bauphase im Besonderen zurückzuführen. Die allgemeine Preissteigerung auf der Einkaufsseite führte zu gestiegenen Materialkosten, welche den operativen Cashflow belasteten. Der Anstieg des Personals hatte höhere Gehaltszahlungen zur Folge mit entsprechend negativen Auswirkungen auf den operativen Cashflow.

Der Cashflow der Investitionstätigkeit beinhaltet Investitionen in Windmessequipment. Dem gegenüber stehen Zinseinnahmen, die im Wesentlichen aus gewährten Darlehen gegenüber Projektgesellschaften resultieren. Im Saldo weist der Cashflow aus Investitionstätigkeit Zuflüsse in Höhe von 1,8 Mio. € (Vorjahr: -2,1 Mio. €) auf.

Der Cashflow aus Finanzierungstätigkeit beträgt 10,1 Mio. € (Vorjahr: 84,2 Mio. €). Der hohe Cashflow im Vorjahr resultierte vor allem aus der Begebung eines Schuldscheindarlehens über 70,0 Mio. €. Im laufenden Geschäftsjahr fanden übliche Finanzierungsmaßnahmen statt.

Die mit den Kreditinstituten vereinbarten Grenzwerte für Tilgungsdarlehen und Kontokorrentlinien, die sich auf ausgewählte Finanzkennzahlen beziehen – sogenannte Covenants – wurden im Berichtszeitraum alle eingehalten. Die Covenants beziehen sich auf den Nettoverschuldungsgrad und die Eigenkapitalquote.

Die positive Geschäftsentwicklung spiegelt sich auch in der Bilanz wider. Der Ausbau der Projektpipeline zeigt insbesondere sich in einem Anstieg der unfertigen Erzeugnisse. Finanziert wurden dieser Anstieg durch Eigenmittel sowie durch die Aufnahme von Fremdkapitalmitteln. Der Verschuldungsgrad ist gegenüber dem Vorjahr konstant geblieben.

4. Vergütung des Vorstands und des Aufsichtsrats[2]

4.1. Vergütung des Vorstands

Die Gesamtvergütung des Vorstands besteht aus einer fixen Vergütung und einer variablen Vergütung. Die fixe Vergütung setzt sich aus dem Festgehalt sowie Nebenleistungen in Form von Sachbezügen zusammen. Das Festgehalt wird als erfolgsunabhängige Komponente der Gesamtvergütung monatlich ausgezahlt.

Die variable Vergütung setzt sich aus einer jährlichen variablen Vergütung und einer mehrjährigen variablen Vergütung zusammen. Die jährliche variable Vergütung orientiert sich an erfolgsabhängigen Konzernkennzahlen des jeweiligen Geschäftsjahres und wird nach Feststellung des Jahresabschlusses der ABO Wind AG ausgezahlt. Die mehrjährige variable Vergütung orientiert sich an erfolgsabhängigen Konzernkennzahlen über mehrere Perioden hinweg. Die Auszahlung erfolgt nach Feststellung des letzten Jahresabschlusses der ABO Wind AG innerhalb des mehrjährigen Zeitraums.

Sowohl die jährliche als auch die mehrjährige variable Vergütung ist durch einen Maximalbetrag begrenzt. Eine negative Geschäftsentwicklung kann zum vollständigen Verlust des variablen Vergütungsanspruchs führen.

Das Vergütungssystem wird vom Aufsichtsrat regelmäßig beraten und geprüft.

Die nachstehende Tabelle zeigt die im jeweiligen Geschäftsjahr erfassten, aufwandswirksamen Leistungen. Für die variablen Vergütungsbestandteile ist der Teil aufgeführt, welcher den Rückstellungen zugeführt wurde. Die tatsächlichen Auszahlungen im Geschäftsjahr weichen demnach von den dargestellten Leistungen ab.

Im Konzernabschluss zum 31.12.2023 wurde die zahlungswirksame Vergütung berichtet. Die Angaben zur Vergütung des Jahres 2023 in der nachstehenden Tabelle können daher von der im Vorjahr berichteten Vergütung abweichen.

[2] Bei den Ausführungen in diesem Kapitel handelt es sich um lageberichtsfremde und ungeprüfte Angaben.

Dr. Jochen Ahn, Vorstand seit 2000		
in T€	2023	2022
Festgehalt	195	170
Nebenleistungen	5	5
Summe fixe Vergütung	**200**	**175**
jährliche variable Vergütung	80	70
mehrjährige variable Vergütung	11	0
Summe variable Vergütung	**91**	**70**
Gesamtvergütung	**291**	**245**

Alexander Reinicke, Vorstand seit 1.8.2022		
in T€	2023	2022
Festgehalt	240	100
Nebenleistungen	1	0
Summe fixe Vergütung	**241**	**100**
jährliche variable Vergütung	80	80
mehrjährige variable Vergütung	27	0
Summe variable Vergütung	**107**	**80**
Gesamtvergütung	**348**	**180**

Matthias Bockholt, Vorstand bis 31.7.2023		
in T€	2023	2022
Festgehalt	99	170
Nebenleistungen	2	3
Summe fixe Vergütung	**101**	**173**
jährliche variable Vergütung	35	70
mehrjährige variable Vergütung	0	0
Summe variable Vergütung	**35**	**70**
Gesamtvergütung	**136**	**243**

Susanne von Mutius, Vorstand seit 1.8.2022		
in T€	2023	2022
Festgehalt	240	100
Nebenleistungen	9	2
Summe fixe Vergütung	**249**	**102**
jährliche variable Vergütung	80	80
mehrjährige variable Vergütung	27	0
Summe variable Vergütung	**107**	**80**
Gesamtvergütung	**356**	**182**

Dr. Karsten Schlageter, Vorstand seit 1.10.2018		
in T€	2023	2022
Festgehalt	240	203
Nebenleistungen	3	6
Summe fixe Vergütung	**243**	**209**
jährliche variable Vergütung	74	74
mehrjährige variable Vergütung	17	0
Summe variable Vergütung	**91**	**74**
Gesamtvergütung	**334**	**283**

Matthias Hollmann, Vorstand seit 1.8.2022		
in T€	2023	2022
Festgehalt	240	100
Nebenleistungen	14	6
Summe fixe Vergütung	**254**	**106**
jährliche variable Vergütung	80	80
mehrjährige variable Vergütung	27	0
Summe variable Vergütung	**107**	**80**
Gesamtvergütung	**361**	**186**

4.2. Vergütung des Aufsichtsrats

Vergütung des Aufsichtsrats wird durch die Hauptversammlung festgelegt und ist in der Satzung geregelt. Die Vergütung orientiert sich an Aufgaben und Verantwortung der Aufsichtsratsmitglieder. Sofern Aufsichtsratsmitglieder nur während eines Teils des Geschäftsjahres dem Gremium angehören, erhalten sie eine dem Verhältnis der Amtszeit entsprechende Vergütung.

Die Vergütung des Aufsichtsrats besteht aus einer Festvergütung. Variable Vergütungskomponenten oder Zahlungen für Ausschusstätigkeiten sowie Sitzungsgelder bestehen nicht.

Festvergütung

in T€	2023	2022
Jörg Lukowsky*	13	39
Dr. Alexander Thomas**	26	0
Norbert Breidenbach	0	7
Eveline Lemke	13	13
Prof. Dr. Uwe Leprich	11	13
Maike Schmidt	11	13
Martin Giehl	11	7
Natalie Hahner	1	0
Gesamt	**86**	**91**

* Vorsitzender bis April 2023

** Vorsitzender seit Mai 2023

5. Chancen und Risiken

5.1. Liquiditätsrisiken

Die Entwicklung Erneuerbarer-Energie-Projekte ist geprägt durch hohe Vorlaufkosten bei kleinen Stückzahlen. Die Zuflüsse aus Projektfinanzierungen und -verkäufen müssen entsprechend sorgfältig mit den Abflüssen für Planung und Errichtung abgestimmt werden. Die kurz- bis mittelfristige Liquidität wird laufend konzernweit geplant und gesteuert. Die Bündelung der Zahlungseingänge und die Freigabe der Zahlungsausgänge erfolgt konzernweit über ein manuelles Cash-Pooling in der ABO Wind AG. Der langfristige Bedarf wird regelmäßig anhand einer mehrjährigen Geschäftsplanung überprüft. Geeignete Kapitalmaßnahmen werden gegebenenfalls zentral durch die ABO Wind AG initiiert und begleitet.

5.2. Währungsrisiken

Die ABO Wind AG sieht sich Währungsrisiken durch ihre operative Tätigkeit in Südamerika, im Vereinigten Königreich und weiteren Ländern im Rahmen der internationalen Geschäftsexpansion ausgesetzt. Insbesondere in Ländern, in denen die Stromvergütung in Landeswährung ohne Kopplung an eine starke Währung erfolgt, ist auf geeignete Sicherungsgeschäfte zu achten. Im Einkauf können sich aus Lieferverträgen auf Fremdwährungsbasis Währungsrisiken ergeben. Insbesondere im Solargeschäft werden Komponenten häufig aus Asien bezogen. Mit entsprechenden Sicherungsgeschäften kann den daraus entstehenden Währungsrisiken entgegengewirkt werden. Insgesamt nehmen Währungsrisiken derzeit eine untergeordnete Rolle bei ABO Wind ein. Das Hauptgeschäft wird im Euro-Raum abgewickelt.

5.3 Zinsänderungsrisiko

Grundsätzlich stellen steigende Zinsen ein Risiko für die Rentabilität von Projekten dar. Zinssicherungsgeschäfte können dem kurz- bis mittelfristig entgegenwirken. Mittel- bis langfristig müssen steigende Zinsen gegebenenfalls durch sinkende Investitions- und Betriebskosten sowie angepasste Vergütungssätze ausgeglichen werden. Soweit Zinssicherungsgeschäfte abgeschlossen sind, wird darüber im Anhang berichtet.

5.4. Regulatorische Risiken

Im Betrieb können Windenergie- und Solaranlagen naturgemäß nicht auf Abruf Erträge erwirtschaften. Auf der anderen Seite bestimmen sich die wesentlichen laufenden Kosten fix aus den anfänglichen Investitionskosten sowie aus langfristigen Kredit- und Pachtverträgen. Mit volatilen – weil wetterabhängigen – Stromerträgen und langfristig fixen Kosten hängt die Wirtschaftlichkeit von Projekten damit maßgeblich von stabilen Rahmenbedingungen für den Absatz der erzeugten Energie ab: Entscheidend sind Klarheit und Verlässlichkeit bezüglich der Vergütungsregelungen. Das gilt im Sinne des Vertrauensschutzes für den Investitionszeitraum sowie im Sinne des Bestandsschutzes für die wirtschaftliche Nutzungsdauer. Neben den vormals üblichen, gesetzlichen Einspeisetarifen sind in vielen Märkten mittlerweile Bedingungen für neue Vergütungsformen geschaffen worden. Wind- und Solaranlagen können zunehmend auch auf Basis privatrechtlicher Stromabnahmeverträge oder mit direkt vermarktetem Strom realisiert und wirtschaftlich betrieben werden.

Weitere regulatorische Risiken für Projekte der erneuerbaren Energien liegen in den Genehmigungsverfahren sowie Bedingungen für Netzanschluss und Stromeinspeisung. Verzögerungen und genehmigungsrechtliche Auflagen für den Betrieb und den Netzanschluss der Anlagen können wesentliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben.

5.5. Sonstige Risiken

Die zuletzt hohe Inflation in vielen Ländern ist im Wesentlichen in Projektkalkulationen und Planzahlen eingepreist. Dementsprechend und unter der Maßgabe, dass sich die Normalisierung der Inflation fortsetzt, halten sich die kurz- bis mittelfristigen Ertragsrisiken hieraus in Grenzen.

Logistische oder regulatorische Schwierigkeiten bei den Lieferketten können zu Verzögerungen von Projektumsetzungen führen. Neben Ertragsverschiebungen innerhalb eines Geschäftsjahres sind dadurch Verschiebungen in Folgejahre möglich. Ein langfristiges strategisches Risiko für die Beschaffung von Materialien zeichnet sich nicht ab, auch wenn sich insbesondere aus der Einhaltung des Lieferkettensorgfaltspflichtengesetzes (LkSG) kurz- bis mittelfristig Preis- und Fristenrisiken ergeben können. Interne Kontrollsysteme zur Einhaltung der gesetzlichen Auflagen sind implementiert.

5.6. Chancen und Strategie

Generell sind sich die politischen Entscheidungsträger in fast allen Ländern der Welt einig, dass der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien wünschenswert und notwendig ist. Unstrittig ist auch, dass Windkraft an Land und Solar die mit Abstand preiswertesten Formen sind, um klimaschonend Strom zu erzeugen. Jede Reform der Energiepolitik, die zu einem kostenbewussten Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten führt, sollte diese Technologien stärken.

Projektentwickler nehmen bei der Umsetzung der Energiewende eine Schlüsselfunktion ein. Nur mit ihrer Expertise und ihren Kapazitäten in der Planung und Errichtung können Projekte im vorgesehenen Umfang umgesetzt werden.

Dabei gilt es wie in jeder Branche solide zu arbeiten. Ein fairer und offener Umgang mit unseren Partnern – von Grundstücks-eigentümern über Lieferanten zu Banken und Investoren – ist unser Geschäftscredo, um langfristig erfolgreich zu sein.

Konsequente Diversifikation federt die branchentypischen Risiken ab: Die Zusammenarbeit mit unterschiedlichen Herstellern für Windkraft-, Solar- und Batterieanlagen sowie eine regionale Verteilung der Projekte reduzieren das Gewicht einzelner Risikofaktoren.

In diesem Sinne betreibt ABO Wind auch den Bereich Service und Wartung von Windkraft-, Solar- und Batterieanlagen und baut das Angebot zusätzlicher Dienstleistungen aus. Mittelfristig sollen diese Geschäftsbereiche, die unabhängig vom Kerngeschäftsfeld der Projektentwicklung sind, einen soliden Beitrag zum Gesamtertrag erwirtschaften.

Des Weiteren rückt das Thema grüner Wasserstoff im Zusammenhang mit der Erreichung der weltweiten Klimaziele mehr und mehr in den Fokus der politischen und wirtschaftlichen Diskussion. Mit ersten Projekten hierzu sieht sich ABO Wind gut aufgestellt, um zukünftig auch in diesem Segment einen positiven Beitrag leisten zu können.

5.7. Gesamtaussage zu Chancen und Risiken

Zusammenfassend liegt nach unserer Analyse für ABO Wind das größte Risikopotenzial in der politischen und verwaltungsrechtlichen Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Planung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Wie bereits dargestellt, halten die politischen Entscheidungsträger in den meisten Ländern weltweit eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien für notwendig und wünschenswert. Die nach Einschätzung der meisten Experten und Entscheidungsträger für die globale Energiewende erforderlichen Technologien (Windkraft, Solar, Batterien und Wasserstoff) bilden zugleich das technologische Fundament für das Geschäftsmodell der ABO Wind AG. Entsprechend positiv bewerten wir unsere Geschäftschancen.

6. Prognose

Im Konzernlagebericht 2022 wurde damit gerechnet, dass angesichts sehr positiver Entwicklungen in vielen Ländermärkten eine Steigerung der Gesamtleistung 2023 gegenüber dem Vorjahr im zweistelligen Prozentbereich erreicht wird. Mit 396,3 Mio. € zu 308,1 Mio. € im Vorjahr beträgt das Wachstum der Gesamtleistung 28 Prozent und entspricht damit der Prognose. Im Konzernlagebericht 2022 wurde für das Jahr 2023 ein Konzernergebnis nach Steuern zwischen 22 und 26 Millionen Euro prognostiziert. In einer Ad-Hoc Meldung vom 16. Februar 2024 wurde die Prognose auf 27,3 Mio. € erhöht.

Für die Jahre 2024 bis 2026 rechnen wir für ABO Wind gruppenweit und technologieübergreifend mit einem jährlichen Neugeschäft in der Größenordnung von mindestens zwei Gigawatt. Im Zusammenhang mit zyklischen Entwicklungen des Neugeschäftes vor allem in den außereuropäischen Märkten, mit der weiteren Entwicklung des Wasserstoffgeschäftes und dem Einfluss einzelner Großprojekte auf die Angaben ist weiterhin mit größeren periodischen Schwankungen beim Neugeschäft zu rechnen.

Hinsichtlich der abgeschlossenen Projektentwicklungen aus der bestehenden Pipeline ist zu erwarten, dass ABO Wind in den Jahren 2024 bis 2026 gruppenweit und technologieübergreifend ein durchschnittliches Volumen von 150 bis 350 Megawatt pro Jahr erreicht. Der Verkauf von Projektrechten und -portfolien wird insbesondere gemessen in Megawatt eine bedeutende Rolle spielen. Die Größenordnung in Megawatt wird dabei voraussichtlich im Bereich der abgeschlossenen Projektentwicklungen oder darüber liegen. Bei den abgeschlossenen Errichtungsleistungen erwarten wir für die Jahre 2024 bis 2026 gruppenweit und technologieübergreifend bis zu 250 Megawatt jährlich, verteilt im Wesentlichen auf Projekte in Europa. Einzelne Großprojekte könnten diese Zahl im genannten Zeitraum deutlich nach oben verschieben.

Zu erwarten ist, dass sich die Lieferkettenthematik vereinzelt auf die periodische Zuordnung von Projektrealisierungen auswirkt und damit 2024 zu Ertragsverschiebungen in Folgejahre führen kann.

Dies vorausgeschickt entwickelt sich das Geschäftsjahr 2024 bislang planmäßig und wir gehen für das Gesamtjahr 2024 angesichts zahlreicher baureifer Projekte und der positiven Dynamik in vielen Ländermärkten von einer Steigerung der Gesamtleistung um 10% bis 30% aus. Das Konzernergebnis nach Steuern prognostiziert die Geschäftsleitung für das Geschäftsjahr 2024 angesichts dessen in einer Spanne zwischen 25 und 31 Millionen Euro.

Wiesbaden, 1. März 2024

Dr. Karsten Schlageter
Vorstandssprecher

Dr. Jochen Ahn
Vorstand

Matthias Hollmann
Vorstand

Susanne von Mutius
Vorstand

Alexander Reinicke
Vorstand

Konzernbilanz

Aktiva

	Zum 31.12. / in T€	2023	2022
A.	**Anlagevermögen**	**13.961**	**13.642**
I.	Immaterielle Vermögensgegenstände	1.125	1.574
II.	Sachanlagen	10.071	9.042
1.	Grundstücke und Gebäude	420	420
2.	Technische Anlagen und Maschinen	98	470
3.	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	8.596	7.465
4.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	956	687
III.	**Finanzanlagen**	**2.765**	**3.026**
1.	Anteile an verbundenen Unternehmen	309	513
2.	Ausleihungen an verbundene Unternehmen	1.535	1.535
3.	Beteiligungen	460	460
4.	Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	462	518
B.	**Umlaufvermögen**	**475.465**	**432.992**
I.	Vorräte	208.109	124.152
1.	Unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen	313.533	229.102
2.	Fertige Erzeugnisse und Waren	4.424	3.397
3.	Geleistete Anzahlungen	40.280	17.212
4.	Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	-150.128	-125.559
II.	Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	220.674	212.990
1.	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	47.177	26.502
2.	Forderungen gegen verbundene Unternehmen	158.138	172.743
3.	Sonstige Vermögensgegenstände	15.359	13.745
III.	Wertpapiere	9.512	8.775
1.	Anteile an verbundenen Unternehmen	2.700	4.000
2.	Sonstige Wertpapiere	6.812	4.775
IV.	Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	37.170	87.075
C.	**Rechnungsabgrenzungsposten**	**1.995**	**1.176**
D.	**Aktive latente Steuern**	**2.524**	**3.454**
	Bilanzsumme	**493.945**	**451.264**

Passiva

	Zum 31.12. / in T€	2023	2022
A.	**Eigenkapital**	**192.772**	**170.057**
I.	Gezeichnetes Kapital	9.221	9.221
II.	Konzernkapitalrücklage	45.490	45.490
III.	Konzerngewinnrücklagen	110.639	90.811
1.	Gesetzliche Rücklage	490	490
2.	Andere Gewinnrücklagen	110.149	90.321
IV.	Eigenkapitaldifferenz aus Währungsumrechnung	149	-90
V.	Bilanzgewinn	27.252	24.590
VI.	Nicht beherrschende Anteile	21	36
B.	**Mezzanine Kapital**	**13.680**	**13.412**
C.	**Rückstellungen**	**44.090**	**36.695**
1.	Steuerrückstellungen	11.015	8.715
2.	Sonstige Rückstellungen	33.075	27.980
D.	**Verbindlichkeiten**	**241.869**	**229.705**
1.	Anleihen	42.636	42.636
2.	Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	157.443	137.944
3.	Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	18.454	19.081
4.	Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	5.041	4.682
5.	Sonstige Verbindlichkeiten	18.295	25.362
E.	**Passiver Rechnungsabgrenzungsposten**	**1.191**	**1.394**
F.	**Passive latente Steuer**	**343**	**-**
	Bilanzsumme	**493.945**	**451.264**

Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns

	Vom 1.1. bis 31.12. / in T€	2023	2022
1.	Umsatzerlöse	299.685	231.658
2.	Erhöhung des Bestands an Erzeugnissen und Leistungen	96.603	76.434
3.	**Gesamtleistung**	**396.288**	**308.092**
4.	Sonstige betriebliche Erträge	10.479	5.111
5.	Materialaufwand	-210.278	-148.807
a)	Aufwendungen für Hilfs-, Betriebsstoffe und bezogene Waren	-5.132	-3.954
b)	Aufwendungen für bezogene Leistungen	-205.146	-144.853
6.	Personalaufwand	-98.187	-77.730
a)	Löhne und Gehälter	-81.432	-64.258
b)	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung	-16.755	-13.472
7.	Abschreibungen	-16.701	-13.847
a)	Auf immaterielle Vermögensgegenständes des Anlagevermögens und Sachanlagen	-4.312	-3.001
b)	Auf Vermögensgegenstände des Umlaufvermögens	-12.389	-10.846
8.	Sonstige betriebliche Aufwendungen	-38.965	-29.694
9.	Erträge aus Beteiligungen	1.835	1.036
10.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	5.869	2.551
11.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens	-1.307	-2.861
12.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-7.262	-5.613
13.	**Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit**	**41.771**	**38.238**
14.	Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-13.716	-13.031
15.	Sonstige Steuern	-832	-630
16.	**Jahresüberschuss**	**27.223**	**24.577**
17.	Nicht beherrschende Anteile	29	13
18.	**Konzernjahresüberschuss**	**27.252**	**24.590**

Konzerneigenkapitalspiegel

	Eigenkapital des Mutterunternehmens							Nicht beherrschende Anteile			**Konzern-Eigenka-pital**
In T€	Gezeichnetes Kapital	Kaptitalrücklage	gesetzliche Rücklage	andere Gewinnrücklagen	Eigenkapitaldifferenz aus Währungsumrechnung	Jahresüberschuss	Summe	Eigenkapitaldifferenz aus Währungsumrechnung	Jahresüberschuss	Summe	**Summe**
Stand am 31.12.2021	9.221	45.490	490	81.035	-217	13.804	149.822	-23	64	41	**149.863**
Einstellung in die Gewinnrücklage				9.286		-9.286	0			0	**0**
Gezahlte Dividenden						-4.518	-4.518			0	**-4.518**
Änderungen des Konsolidierungskreises											
Wechselkurseffekte					127		127	9		9	**136**
Sonstige Veränderungen											
Konzernjahresüberschuss						24.590	24.590		-13	-13	**24.576**
Veränderung des Jahres	0	0	0	9.286	127	10.786	20.198	9	-13	-4	**20.194**
Stand am 31.12.2022	9.221	45.490	490	90.321	-90	24.590	170.021	-14	50	36	**170.057**
Einstellung in die Gewinnrücklage				19.610		-19.610	0			0	**0**
Gezahlte Dividenden						-4.979	-4.979			0	**-4.979**
Änderungen des Konsolidierungskreises				217	-8		209			0	**209**
Wechselkurseffekte					248		248	15		15	**263**
Sonstige Veränderungen											
Konzernjahresüberschuss						27.252	27.252		-30	-30	**27.223**
Veränderung des Jahres	0	0	0	19.827	240	2.663	22.730	15	-30	-15	**22.715**
Stand am 31.12.2023	9.221	45.490	490	110.149	150	27.252	192.751	1	21	21	**192.772**

Konzernkapitalflussrechnung

in T€		
Laufende Geschäftstätigkeit		
	Periodenergebnis	**27.223**
+/-	Abschreibungen/Zuschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens	4.512
+/-	Zunahme/Abnahme der Rückstellungen	4.886
-/+	Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen/Erträge	0
-/+	Zunahme/Abnahme der Vorräte	-83.952
-/+	Zunahme/Abnahme der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-8.836
	die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	
+/-	Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-12.676
-/+	Gewinn/Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	-42
+	Zinsaufwand	7.262
-	Zinsertrag	-5.869
-	Sonstiger Beteiligungsertrag	-1.835
+/-	Ertragssteueraufwand/-ertrag	13.716
-/+	Ertragssteuerzahlungen	-7.385
=	**Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit**	**-62.997**
Investitionstätigkeiten		
+	Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens	431
-	Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	-4.549
+	Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des immat. AV	0
-	Auszahlungen für Investitionen in das immaterielle Anlagevermögen	-809
+	Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Finanzanlagevermögens	57
-	Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	0
+	Einzahlungen aus Verkauf von konsol. Untern. u. sonst. Geschäftseinheiten	0
-	Auszahlungen Erwerb von konsol. Unternehmen u. sonst. Geschäftseinheiten	0
+	Erhaltene Zinsen	4.877
+	Erhaltene Dividenden	1.835
=	**Cashflow aus der Investitionstätigkeit**	**1.842**
Finanzierungstätigkeiten		
+	Einzahlungen aus Eigenkapitalzuführungen (Kapitalerhöhungen, Verkauf eigener Anteile, etc.)	0
-	Auszahlungen an Unternehmenseigner und Minderheitsgesellschafter (Dividenden, Erwerb eigener Anteile, Eigenkapitalrückzahlungen, andere Ausschüttungen)	-4.979
+	Einzahlungen aus der Begebung von Anleihen und der Aufnahme von (Finanz-) Krediten	42.108
-	Auszahlungen aus der Tilgung von Anleihen und (Finanz-) Krediten	-22.005
-	Gezahlte Zinsen	-5.059
=	**Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit**	**10.065**
=	**Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds**	**-51.090**
Wechselkurs-, konsolidierungskreis- und bewertungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds		**1.185**
Finanzmittelfonds		
	am Anfang der Periode	87.075
	am Ende der Periode	**37.170**

Konzernanhang

1. Allgemeine Angaben

Der Konzernabschluss der ABO Wind AG, Wiesbaden (eingetragen beim Amtsgericht Wiesbaden, HRB 12024) wird nach den Rechnungslegungsvorschriften für Kapitalgesellschaften des Handelsgesetzbuches (HGB) unter Berücksichtigung des Aktiengesetzes (AG) aufgestellt.

Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren gem. § 275 Abs. 2 HGB aufgestellt. Das Geschäftsjahr für den Konzern entspricht dem Kalenderjahr.

Die ABO Wind AG ist aufgrund der Regelungen der §§ 290 ff. HGB als Mutterunternehmen dazu verpflichtet, einen Konzernabschluss aufzustellen.

Die Bilanzierung folgt dem Grundsatz der Stetigkeit nach Maßgabe des § 246 Abs. 3 HGB bzw. des § 252 Abs. 1 Nr. 6 HGB.

Im Interesse einer besseren Klarheit und Übersichtlichkeit werden die nach den gesetzlichen Vorschriften bei den Posten der Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung anzubringenden Vermerke ebenso wie die Vermerke, die wahlweise in der Bilanz bzw. Gewinn- und Verlustrechnung oder im Anhang anzubringen sind, weitestgehend im Anhang aufgeführt.

2. Konsolidierungskreis

In den Konzernabschluss sind neben der Muttergesellschaft ABO Wind AG 16 (Vorjahr: 16) Tochterunternehmen einbezogen, auf die die ABO Wind AG unmittelbar oder mittelbar einen beherrschenden Einfluss i.S.d. § 290 HGB ausüben kann.

Vollkonsolidiert wurden im Berichtsjahr nachfolgende Gesellschaften:

Gesellschaft	Kapital-anteil
ABO Energy Service GmbH, Heidesheim, Deutschland	100%
ABO Wind Betriebs GmbH, Wiesbaden, Deutschland	100%
ABO Wind Carthage SARL, Tunis, Tunesien	99%
ABO Wind Energias Renovables S.A., Buenos Aires, Argentinien	94%
ABO Wind España S.A.U., Valencia, Spanien	100%
ABO Wind Hellas Energy S.A., Athen, Griechenland	100%
ABO Wind Hungary Kft, Budapest, Ungarn	100%
ABO Wind Ireland Ltd., Dublin, Irland	100%
ABO Wind Mezzanine GmbH & Co. KG, Wiesbaden, Deutschland	100%
ABO Wind Mezzanine II GmbH & Co. KG, Wiesbaden, Deutschland	100%
ABO Wind N.I. Limited, Lisburn, Großbritannien	100%
ABO Wind Oy, Helsinki, Finnland	100%
ABO Wind Polska Sp. z. o. o, Lódz, Polen	100%
ABO Wind Renovables Colombia SAS, Bogota, Kolumbien	100%
ABO Wind SARL, Toulouse, Frankreich	100%
ABO Wind UK Ltd., Falkirk, Großbritannien	100%

Änderungen des Konsolidierungskreis:

Die ABO Wind Service GmbH wurde nach Maßgaben des Verschmelzungsvertrages vom 5.7.2023 rückwirkend zum 1.1.2023 auf die ABO Wind Technik GmbH verschmolzen. Beide Unternehmen wurden im Geschäftsjahr 2022 vollkonsolidiert. Im Zuge der Verschmelzung wurde die ABO Wind Technik GmbH in ABO Energy Service GmbH umbenannt. Zum 31.12.2023 wurde die ABO Wind Renovables Colombia SAS, Kolumbien, rückwirkend zum 1.1.2023, in den Konsolidierungskreis aufgenommen.

Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen wurden Anteile von Tochterunternehmen, die ausschließlich zum Zwecke ihrer Weiterveräußerung (§ 296 Abs. 1 Nr. 3 HGB) gehalten werden und diejenigen Tochterunternehmen, die für die Vermittlung eines den tatsächlichen Verhältnissen entsprechenden Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage – auch insgesamt – von untergeordneter Bedeutung sind (§ 296 Abs. 2 HGB). Siehe auch in der dem Anhang als Anlage beigefügten Anteilsbesitzliste.

3. Konsolidierungsgrundsätze

Allgemeine Angaben

Die in die Konsolidierung einbezogenen Abschlüsse werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt. Die Umrechnung von Abschlüssen in fremder Währung erfolgt nach der modifizierten Stichtagskursmethode.

Kapitalkonsolidierung

Die Kapitalkonsolidierung für die bereits in Vorjahren vollkonsolidierten Gesellschaften erfolgt in Anwendung des Art. 66 Abs. 3 S. 4 EGHGB weiterhin nach der Buchwertmethode durch Verrechnung der Anschaffungskosten der Beteiligung mit dem (anteiligen) Eigenkapital des Tochterunternehmens.

Die Neubewertungsmethode findet für neu in den Konsolidierungskreis aufgenommene Gesellschaften Anwendung. Dabei werden die Anschaffungskosten der Anteile an Tochtergesellschaften mit dem auf sie entfallenden Eigenkapital, bewertet zum Zeitwert im Zeitpunkt der Erstkonsolidierung, verrechnet. Aus der Kapitalkonsolidierung resultierende aktive Unterschiedsbeträge werden grundsätzlich -– nach Berücksichtigung aufgedeckter stiller Reserven/ stiller Lasten sowie darauf entfallender latenter Steuern – als Geschäfts- und Firmenwert aktiviert.

Schuldenkonsolidierung

Im Rahmen der Schuldenkonsolidierung sind sämtliche zwischen den in den Konzernabschluss einbezogenen Unternehmen bestehende Forderungen und Verbindlichkeiten gemäß § 303 Abs. 1 HGB aufgerechnet worden.

Aufwands- und Ertragskonsolidierung

Bei der Aufwands- und Ertragskonsolidierung gemäß § 305 Abs. 1 HGB wurden Erträge aus Lieferungen und Leistungen und andere Erträge zwischen einbezogenen Unternehmen mit den korrespondierenden Aufwendungen konsolidiert. Gleiches gilt für sonstige Zinsen und ähnliche Erträge, die mit entsprechenden Aufwendungen verrechnet wurden.

Zwischenergebniseliminierung

Entsprechend § 304 Abs. 1 HGB sind Zwischenergebnisse aus dem konzerninternen Erwerb von Vermögensgegenständen eliminiert worden.

4. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

4.1. Bilanzierung und Bewertung der Aktivposten

Entgeltlich von Dritten erworbene **immaterielle Vermögensgegenstände** des Anlagevermögens werden zu Anschaffungskosten aktiviert und ihrer voraussichtlichen Nutzungsdauer entsprechend linear, im Zugangsjahr zeitanteilig, abgeschrieben. Dabei werden entgeltlich erworbene EDV-Programme über eine betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von drei Jahren abgeschrieben. Eine Ausnahme bilden die EDV-Programme mit Anschaffungskosten unter 800 €; diese werden sofort in voller Höhe aufwandswirksam erfasst. Soweit die beizulegenden Werte einzelner immaterieller Vermögensgegenstände des Anlagevermögens ihren Buchwert unterschreiten, werden zusätzlich außerplanmäßige Abschreibungen bei voraussichtlich dauernder Wertminderung vorgenommen. Der Zeitraum der planmäßigen linearen Abschreibung für entgeltlich erworbene Geschäfts- und Firmenwerte beträgt 10 Jahre.

Sachanlagen sind mit den Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten abzüglich planmäßiger linearer Abschreibungen bewertet. Die Abschreibungen auf Zugänge des Sachanlagevermögens erfolgen grundsätzlich zeitanteilig. Der Zeitraum der planmäßigen linearen Abschreibung beträgt 3 bis 15 Jahre. Soweit die beizulegenden Werte einzelner Vermögensgegenstände ihren Buchwert unterschreiten, werden zusätzlich außerplanmäßige Abschreibungen bei voraussichtlich dauernder Wertminderung vorgenommen.

In Bezug auf die Bilanzierung **geringwertiger Wirtschaftsgüter** wird handelsrechtlich die steuerrechtliche Regelung des § 6 Abs. 2 EStG angewendet. Anschaffungs- oder Herstellungskosten von abnutzbaren beweglichen Wirtschaftsgütern des Anlagevermögens, die einer selbständigen Nutzung fähig sind, werden im Wirtschaftsjahr der Anschaffung, Herstellung oder Einlage in voller Höhe als Betriebsausgaben erfasst, wenn die Anschaffungs- oder Herstellungskosten, vermindert um einen darin enthaltenen Vorsteuerbetrag, für das einzelne Wirtschaftsgut 800 € nicht übersteigen.

Bei den **Finanzanlagen** sind die Anteile an verbundenen Unternehmen und die Beteiligungen zu Anschaffungskosten bewertet. Soweit die beizulegenden Werte einzelner Vermögensgegenstände des Finanzanlagevermögens ihren Buchwert unterschreiten, werden zusätzlich außerplanmäßige Abschreibungen bei voraussichtlich dauernder Wertminderung vorgenommen.

Ausleihungen sind grundsätzlich zum Nominalwert bilanziert.

Die **Vorräte** sind zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten und unter Berücksichtigung des Niederstwertprinzips bewertet. Alle erkennbaren Risiken im Vorratsvermögen, die sich aus überdurchschnittlicher Lagerdauer, geminderter Verwertbarkeit und/oder niedrigeren Wiederbeschaffungskosten ergeben, sind durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt. In allen Fällen wurde verlustfrei bewertet, d.h. soweit die voraussichtlichen

Verkaufspreise abzüglich der bis zum Verkauf anfallenden Kosten zu einem niedrigeren beizulegenden Wert führen, wurden entsprechende Abwertungen vorgenommen.

Die Ermittlung der Anschaffungskosten bei den **Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen** sowie Waren erfolgt anhand des Durchschnittswertverfahrens.

Die **unfertigen Erzeugnisse** sind zu Herstellungskosten bewertet. Die Herstellungskosten enthalten die aktivierungspflichtigen Bestandteile des § 255 Abs. 2 HGB. Des Weiteren werden angemessene Teile der Verwaltungskosten sowie angemessene Aufwendungen für soziale Einrichtungen des Betriebs und für freiwillige soziale Leistungen in die Herstellungskosten einbezogen, soweit sie auf den Zeitraum der Herstellung entfallen.

Geleistete Anzahlungen auf Vorräte werden zum Nennwert angesetzt.

Erhaltene Anzahlungen werden zum Nennwert angesetzt, im Einklang mit § 268 Abs. 5 HGB offen von den Vorräten abgesetzt und um die darin enthaltene Umsatzsteuer vermindert (sog. Nettomethode).

Forderungen und **sonstige Vermögensgegenstände** werden mit dem Nennwert bzw. mit dem am Bilanzstichtag beizulegenden niedrigeren Wert angesetzt. Bei Forderungen, deren Einbringlichkeit mit erkennbaren Risiken behaftet ist, werden angemessene Wertabschläge vorgenommen; uneinbringliche Forderungen werden abgeschrieben.

Fremdwährungsumrechnung

Geschäftsvorfälle in fremder Währung werden grundsätzlich mit dem Kurs zum Zeitpunkt der Transaktion erfasst. Zum Bilanzstichtag offene Forderungen oder Verbindlichkeiten aus solchen Transaktionen werden wie folgt bewertet:

Kurzfristige Fremdwährungsforderungen (Restlaufzeit von einem Jahr oder weniger) sowie liquide Mittel oder andere kurzfristige Vermögensgegenstände in Fremdwährungen werden zum Devisenkassamittelkurs am Bilanzstichtag umgerechnet. **Kurzfristige Fremdwährungsverbindlichkeiten** (Restlaufzeit von einem Jahr oder weniger) werden zum Devisenkassamittelkurs am Bilanzstichtag umgerechnet.

Für in den Konzernabschluss einbezogene Tochterunternehmen, deren Währung nicht der des Konzerns entspricht, gilt folgendes:

Vermögensgegenstände und **Schulden** werden mit dem Devisenkassamittelkurs am Bilanzstichtag, **Aufwendungen** und **Erträge** zum Durchschnittskurs und das Eigenkapital zum historischen Kurs umgerechnet. Eine sich ergebende Währungsdifferenz aus der Umrechnung wird im Eigenkapital unter der Position „Eigenkapitaldifferenz aus Währungsumrechnung“ erfasst.

Die **Wertpapiere** des Umlaufvermögens sind mit den Anschaffungskosten oder den niedrigeren Zeitwerten angesetzt.

Die **flüssigen Mittel** sind zum Nennwert am Bilanzstichtag angesetzt.

Als **aktive Rechnungsabgrenzungsposten** sind Auszahlungen vor dem Abschlussstichtag angesetzt, soweit sie Aufwand für einen bestimmten Zeitraum nach diesem Zeitpunkt darstellen.

4.2. Bilanzierung und Bewertung der Passivposten

Das **Gezeichnete Kapital** wird zum Nennwert bilanziert. Die gesetzliche Rücklage wurde gemäß

§ 150 AktG gebildet.

Der Konzern weist gewährte **Genussrechte** in Ausübung des Wahlrechts des § 265 Abs. 5 HGB als gesonderten Posten zwischen Eigen- und Fremdkapital aus. Die Bewertung erfolgt zum Nennwert.

Die **Rückstellungen** wurden in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrages angesetzt. Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr sind mit dem ihrer Restlaufzeit entsprechenden durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre abgezinst.

Die **Verbindlichkeiten** sind zu ihrem Erfüllungsbetrag angesetzt.

Latente Steuern

Latente Steuern werden auf die Unterschiede in den Bilanzansätzen der Handelsbilanz und der Steuerbilanz angesetzt, sofern sich diese in späteren Geschäftsjahren voraussichtlich abbauen. Darüber hinaus werden latente Steuern auf Verlustvorträge und Konsolidierungsmaßnahmen gebildet.

Der Aufwand und Ertrag aus der Veränderung der bilanzierten latenten Steuern wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Steuern vom Einkommen und vom Ertrag“ ausgewiesen und im Anhang gesondert erläutert.

Für die Bewertung latenter Steuern wird der zum Zeitpunkt des Abbaus der Differenzen voraussichtlich geltende individuelle Steuersatz des Konzernunternehmens zugrunde gelegt, bei dem sich die Differenzen voraussichtlich abbauen.

5. Angaben zur Bilanz

Soweit nicht anders erwähnt, beziehen sich die Vorjahresangaben zur Bilanz auf den 31. Dezember 2022.

Anlagevermögen

Die Entwicklung der einzelnen Posten des Anlagevermögens ist unter Angabe der Abschreibungen des Geschäftsjahres im Anlagenspiegel dargestellt. Der Anlagenspiegel ist dem Anhang als Anlage beigefügt.

Der Geschäfts- oder Firmenwert des Vorjahres resultierte aus der im September 2021 erfolgten Erstkonsolidierung der ABO Energy Service GmbH, Heidesheim (ehemals: ABO Wind Technik GmbH, Heidesheim). Aufgrund negativer Entwicklungsaussichten für diese Gesellschaft wurde der verbleibende Geschäfts- oder Firmenwert im Geschäftsjahr 2023 vollständig in Höhe von 465 T€ abgeschrieben.

Die unter den Finanzanlagen ausgewiesenen Anteile an verbundenen Unternehmen und Beteiligungen werden in der dem Anhang als Anlage beigefügten Anteilsbesitzliste aufgeführt. Sofern die Anteile oder Beteiligungen für die Beurteilung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage von untergeordneter Bedeutung sind wurde auf eine Angabe verzichtet. Zudem wurde von der Ausnahmeregelung gemäß § 313 Abs. 3 Satz 1. Gebrauch gemacht.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Die Angaben zu den Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen sind dem nachfolgenden Forderungsspiegel zu entnehmen

31.12.2023		Restlaufzeiten	
	Summe in T€	< 1 Jahr	> 1 Jahr
Forderungen aus Lieferung und Leistungen	47.177	46.886	291
(Vorjahr)	(26.502)	(26.502)	(0)
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	158.138	153.913	4.225
(Vorjahr)	(172.743)	(166.709)	(6.034)
Sonstige Vermögensgegenstände	15.359	15.134	225
(Vorjahr)	(13.745)	(13.550)	(195)
Summe	**220.674**	**215.933**	**4.741**
(Vorjahr)	(212.990)	(206.761)	(6.229)

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen resultieren im Wesentlichen aus konzerninterner Unternehmensfinanzierung in Höhe von 121,1 Mio. € (Vorjahr: 65,2 Mio. €) sowie aus dem Lieferungs- und Leistungsverkehr in Höhe von 37,0 Mio. € (Vorjahr: 107,5 Mio. €).

Aktive latente Steuern

Der in der Bilanz gesondert ausgewiesene Posten „Aktive latente Steuern“ resultiert in Höhe von 0,3 Mio. € (Vorjahr: 2,1 Mio. €) aus der Überleitung der lokalen Einzel-Abschlüsse auf konzerneinheitliche Bilanzierungs- und Bewertungsstandards, Verlustvorträgen in Höhe von 0,3 Mio. € (Vorjahr: 0,0 Mio. €) und in Höhe von 1,9 Mio. € (Vorjahr: 1,4 Mio. €) aus der Zwischenergebniseliminierung..

Die Bewertung der aktiven und passiven latenten Steuern erfolgt mit nachfolgenden unternehmensindividuellen Steuersätzen:

- Argentinien 25,0 %
- Finnland 20,0 %
- Frankreich 25,0 %
- Griechenland 22,0 %
- Großbritannien 19,0 %
- Irland 12,5 %
- Kolumbien 19,0 %
- Nordirland 19,0 %
- Polen 19,0 %
- Spanien 25,0 %
- Tunesien 15,0 %
- Ungarn 9,0 %

Eigenkapital

Das gezeichnete Kapital der ABO Wind AG ist in 9.220.893 Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil von 1 €/Aktie am Grundkapital eingeteilt.

Der Vorstand ist ermächtigt, das Grundkapital bis zum 21. August 2024 mit Zustimmung des Aufsichtsrates um bis zu 2,9 Mio. € gegen Bar- und/oder Sacheinlage einmal oder mehrmals zu erhöhen, wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann (genehmigtes Kapital 2019/1).

Der Vorstand ist ermächtigt, das Grundkapital bis zum 19. August 2025 mit Zustimmung des Aufsichts-rats um bis zu 0,3 Mio. € gegen Bar- und/oder Sacheinlage einmal oder mehrmals zu erhöhen, wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann (Genehmigtes Kapital 2020/1).

Der Vorstand ist ermächtigt, das Grundkapital bis zum 27. April 2027 mit Zustimmung des Aufsichtsrates, um bis zu 0,5 Mio. € gegen Bareinlage einmal oder mehrmals zu erhöhen, wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann (Genehmigtes Kapital 2022/1).

Der Bilanzgewinn der Muttergesellschaft aus dem Geschäftsjahr 2022 in Höhe von 15,5 Mio. € wurde wie folgt verwendet:

• 5,0 Mio. € wurden als Dividenden ausgeschüttet,

• 10,5 Mio. € wurden in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

Der Vorstand der ABO Wind AG schlägt vor, aus dem Jahresüberschuss der Muttergesellschaft für das Geschäftsjahr 2023 in Höhe von 27,0 Mio. € eine Dividende von 0,60 € pro Aktie auszuschütten. Der übrige Teil des Jahresüberschuss soll auf neue Rechnung vorgetragen werden.

Mezzanine Kapital

Zum Bilanzstichtag waren Genussscheine in Höhe von 13,7 Mio. € (Vorjahr 13,4 Mio. €) emittiert. Jeder der emittierten Genussscheine repräsentiert einen rechnerischen Wert von 1 €. Von der Gesamtsumme entfallen 8,5 Mio. € (Vorjahr 8,5 Mio. €) auf die ABO Wind Mezzanine GmbH & Co. KG und 5,2 Mio. € (Vorjahr: 5,0 Mio. €) auf die ABO Wind Mezzanine II GmbH & Co. KG. Die Genussrechteinhaber haben Anspruch auf eine jährliche Verzinsung.

Rückstellungen

Die Steuerrückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Steuerrückstellungen	31.12.2023	31.12.2022
	T€	T€
Rückstellung für Körperschaftsteuer	7.348	7.099
Rückstellung für Gewerbesteuer	3.667	1.616
Summe	**11.015**	**8.715**

Die sonstigen Rückstellungen untergliedern sich wie folgt:

Sonstige Rückstellungen	31.12.2023	31.12.2022
	T€	T€
Rückstellung für ausstehende Rechnungen	15.935	12.154
Rückstellung für Personal	7.556	6.890
Sonstige Rückstellungen	5.341	5.148
Rückstellung für Ausgleichsmaßnahmen	1.816	1.967
Rückstellung für div. Projektrisiken	1.525	1.193
Rückstellung für Gewährleistung	686	442
Rückstellung für Abschluss- und Prüfungskosten	191	161
Rückstellung für Aufbewahrung von Geschäftsunterlagen	25	25
Summe	**33.075**	**27.980**

Verbindlichkeiten

Auf der Grundlage eines von der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) genehmigten Wertpapierprospekts hat die ABO Wind AG bis zu 50.000 auf die Inhaber lautende Teilschuldverschreibungen im Nennbetrag von je 1 T€ angeboten. Insgesamt wurde ein Nettoemissionserlös von insgesamt 42,6 Mio. € erzielt. Die Teilschuldverschreibungen werden bis zum 31. 03. 2029 mit 3,5 % pro Jahr auf ihren Nennbetrag verzinst. Ab dem 01. 04. 2029 bis zum 31. 03. 2030 erfolgt die Verzinsung mit 1,75% pro Jahr auf ihren Nennbetrag. Zinsen sind jährlich nachträglich am 01. 04. eines jeden Jahres zahlbar. Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten setzten sich ausschließlich aus zinsgünstigen Tilgungsdarlehen und den endfälligen Schuldscheindarlehen zusammen.

Die Aufgliederung der Verbindlichkeiten nach Restlaufzeiten ergibt sich aus dem nachfolgenden Verbindlichkeitenspiegel:

Verbindlichkeiten	31.12.23	Restlaufzeiten		
	Summe in T€	bis zu 1	1 bis 5	mehr als
		Jahr	Jahre	5 Jahre
Anleihen	42.636	0	0	42.636
(Vorjahr)	(42.636)	(0)	(0)	42.636
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	157.443	3.221	128.772	25.500
(Vorjahr)	(137.944)	(10.331)	(112.113)	(15.500)
Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistungen	18.454	18.454	0	0
(Vorjahr)	(19.081)	(19.081)	(0)	(0)
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	5.041	5.041	0	0
(Vorjahr)	(4.682)	(4.682)	(0)	(0)
Sonstige Verbindlichkeiten	18.295	18.295	0	0
(Vorjahr)	(25.362)	(25.362)	(0)	(0)
-davon aus Steuern	14.001	14.001	0	0
(Vorjahr)	(20.722)	(20.722)	(0)	(0)
-davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	903	903	0	0
(Vorjahr)	(1.184)	(1.184)	(0)	(0)
Summe	**241.869**	**45.011**	**128.722**	**68.136**
(Vorjahr)	(229.705)	(59.456)	(112.113)	(58.136)

Die Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen enthalten 5,0 Mio. € (Vorjahr: 4,7 Mio. €) aus dem Lieferungs- und Leistungsverkehr.

Passiver Rechnungsabgrenzungsposten

Im passiven Rechnungsabgrenzungsposten ist im Wesentlichen ein in Zusammenhang mit Darlehen gewährter KfW-Zuschuss in Höhe von 1 Mio. € (Vorjahr: 1 Mio. €) bilanziert, der über die Darlehenslaufzeit aufgelöst wird.

Passive latente Steuern

Der in der Bilanz gesondert ausgewiesene Posten „Passive latente Steuern“ resultiert in Höhe von 0,3 Mio. € (Vorjahr: 0,0 Mio. €) aus der Überleitung der lokalen Einzel-Abschlüsse auf konzerneinheitliche Bilanzierungs- und Bewertungsstandards. Die verwendeten Steuersätze sind identisch zu den unter dem Posten „Aktive latente Steuern“ ausgewiesenen Steuersätzen.

6. Angaben zur Gewinn- und Verlustrechnung

Umsatzerlöse

Die erzielten Umsatzerlöse gliedern sich wie folgt nach Tätigkeitsbereichen auf:

	31.12.23		31.12.22	
	T€	%	T€	%
Planung und Rechteverkauf	127.295	42,5	119.613	51,6
Errichtung	154.568	51,6	96.169	41,5
Dienstleistungen	17.822	5,9	15.876	6,9
Summe	**299.685**	**100**	**231.658**	**100**

Die Aufgliederung nach geografisch bestimmten Märkten ergibt folgendes Bild:

	31.12.23		31.12.22	
	T€	%	T€	%
Deutschland	118.569	39,6	80.078	34,5
Finnland	51.367	17,1	29.158	12,6
Spanien	49.012	16,4	27.030	11,7
Frankreich	34.121	11,4	63.108	27,2
Griechenland	27.295	9,1	46	0
Ungarn	9.033	3,0	180	0,1
Kanada	3.407	1,1	1.206	0,5
Polen	2.187	0,7	8.820	2,0
Südafrika	2.026	0,7	4.631	3,8
Kolumbien	1.706	0,6	608	0,3
Irland	824	0,3	13.377	5,8
Niederlande	108	0	61	0
Großbritannien	30	0	2.487	1,1
Argentinien	0	0	861	0,4
Nordirland	0	0	7	0
Tunesien	0	0	0	0
Summe	**299.685**	**100**	**231.658**	**100**

Sonstige betriebliche Erträge

In den sonstigen betrieblichen Erträgen sind periodenfremde Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen in Höhe von 3,9 Mio. € enthalten (Vorjahr: 1,3 Mio. €) sowie Erträge aus der Fremdwährungsumrechnung in Höhe von 2,9 Mio. € (Vorjahr: 1,0 Mio. €) enthalten. Von diesen Erträgen aus der Fremdwährungsumrechnung wurden 0,7 Mio. € (Vorjahr: 0,5 Mio. €) bereits realisiert.

Abschreibungen

Die Abschreibungen in Höhe von 16,7 Mio. € (Vorjahr: 13,8 Mio. €) teilen sich auf in 4,3 Mio. € (Vorjahr: 3,0 Mio. €) Abschreibungen auf das Anlagevermögen und 12,4 Mio. € (Vorjahr: 10,8 Mio. €) Einzelwertberichtigungen auf Projekte in Entwicklung, für die keine realistische Umsetzungsmöglichkeit mehr besteht oder deren wirtschaftliche Situation sich deutlich verschlechtert hat. Die Einzelwertberichtigungen entfallen auf Projekte in Frankreich (3,2 Mio. €), Deutschland (2,7 Mio. €), Griechenland (1,8 Mio. €), Spanien (1,5 Mio. €). Argentinien (1,1 Mio. €) sowie in Höhe von zusammen 2,1 Mio. € auf Projekte in Tunesien, Kolumbien, Irland, Polen, Finnland und Großbritannien. Wertberichtigungen für Länderrisiken wurden im Geschäftsjahr 2023 nicht gebildet (Vorjahr: 0,5 Mio. €).

Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen enthalten periodenfremde Aufwendungen aus Forderungsverlusten in Höhe von 3,6 Mio. € (Vorjahr: 1,9 Mio. €). Außerdem sind Aufwendungen aus der Währungsumrechnung in Höhe von 3,0 Mio. € (Vorjahr: 1,9 Mio. €) erfasst.

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

In den Steuern vom Einkommen und Ertrag sind Erträge aus latenten Steuern von 6,6 Mio. € (Vorjahr: 4,9 Mio. €) und Aufwendungen aus latenten Steuern von 7,9 Mio. € (Vorjahr: 4,2 Mio. €) enthalten.

7. Sonstige Angaben

Haftungsverhältnisse

Die ABO Wind AG hat eine Garantieerklärung gegenüber den Genussrechtsinhabern der ABO Wind Mezzanine GmbH & Co. KG für die Zinsverbindlichkeiten in Höhe von 4,3% der jeweiligen Einlagen abgegeben, wenn die ABO Wind Mezzanine GmbH & Co. KG die Zinsen nicht oder nicht vollständig ausschütten kann. Die maximale Einlage beträgt 10,0 Mio. €, zum 31.12.2023 beträgt die Einlage 8,5 Mio. €. Die Zinsen für 2023 werden planmäßig zum 28.02.2024 ausgeschüttet.

Des Weiteren hat die Gesellschaft eine Garantieerklärung gegenüber den Genussrechtsinhabern der ABO Wind Mezzanine II GmbH & Co. KG für die Zinsverbindlichkeiten in Höhe von 4% der jeweiligen Einlagen abgegeben, wenn die ABO Wind Mezzanine II GmbH & Co. KG die Zinsen nicht oder nicht vollständig ausschütten kann. Die maximale Einlage beträgt 5,4 Mio. €, zum 31.12.2023 beträgt die Einlage 5,2 Mio. €. Die Zinsen für 2023 werden planmäßig zum 28.02.2024 ausgeschüttet.

Die Gesellschaft haftet in Höhe von 13,3 Mio. € für Kontokorrentrahmen, die der ABO Wind SARL von den französischen Banken CREDIT AGRICOLE (Toulouse), La Banque CIC SUD OUEST (Bordeaux) und Crédit Lyonnais (Toulouse) bereitgestellt werden. Darüber hinaus haftet die Gesellschaft in Höhe von 136,5 Mio. € für die Kontokorrentlinie, die der ABO Wind S.A.U. von Iberian (Valencia), Caixa Bank (Albacete), Bankinter (Madrid) und Accelerant (Madrid) bereitgestellt wird.

Weiterhin hat die ABO Wind AG zur Sicherung der Zahlungsansprüche aus den Verträgen über die Lieferung, Montage und Inbetriebnahme von Windkraftanlagen für diverse Projekte Bürgschaften gegenüber Lieferanten in Höhe von 248 Mio. € ausgegeben.

Darüber hinaus besteht eine Patronatserklärung der ABO Wind AG zugunsten einer Tochtergesellschaft. In dieser Patronatserklärung verpflichtet sich die ABO Wind AG Intercompany Darlehen aufrechtzuerhalten sowie für die bestehenden und zukünftigen Verbindlichkeiten der Tochtergesellschaft einzustehen. Diese Erklärung erlischt spätestens zum 30.06.2026.

Für die aufgeführten und zu Nominalwerten angesetzten Eventualschulden wurden keine Rückstellungen gebildet, weil mit einer Inanspruchnahme oder Belastung der ABO Wind AG nicht gerechnet wird.

Sonstige finanzielle Verpflichtungen und außerbilanzielle Geschäfte

Weiterhin bestehen im Konzern Verpflichtungen aus befristeten Miet- und Leasingverträgen in Höhe von 13,1 Mio. € (Vorjahr 7,5 Mio. €). Die Verpflichtungen entfallen im Wesentlichen auf Raummieten und Kfz-Leasing.

Bewertungseinheiten

Zur Absicherung von Grundgeschäften wurden derivative Finanzinstrumente zur Absicherung des Zinsänderungsrisikos bei Darlehen mit variabler Verzinsung eingesetzt. Sofern die gesetzlichen Voraussetzungen vorliegen, werden Bewertungseinheiten i.S.d. § 254 HGB gebildet. Die bilanzielle Abbildung der wirksamen Teile der gebildeten Bewertungseinheiten erfolgt nach der sog. Einfrierungsmethode (kompensatorische Bewertung). Grundlage für die Ermittlung der Wirksamkeit (Effektivität) der Bewertungseinheit ist die Übereinstimmung der bewertungsrelevanten Parameter von Grund- und Sicherungsgeschäft (sog. Critical-Term-Match-Methode). Die Wirksamkeit der Sicherungsbeziehungen wird zu jedem Bilanzstichtag prospektiv festgestellt und liegt aufgrund der Fristen- und Betragskongruenz des Grund- und Sicherungsgeschäfts bei nahezu 100 %.

Für folgende Mikro-Hedge wurde eine Bewertungseinheit gebildet:

Zur Absicherung von Zinsrisiken aus der Begebung eines Schuldscheindarlehens mit variablen Zinssätzen hat die Gesellschaft aufgrund der aktuellen und künftigen Zinsentwicklung und den zu erwarteten steigenden Zinsen Zinsswaps abgeschlossen. Im Detail geht es um zwei Tranchen von insgesamt fünf Tranchen der Schuldscheindarlehen, eine über 8,0 Mio. € mit einer Laufzeit von 3 Jahren und einem Zinssatz EURIBOR 6 Monate + 1,400% und die andere über 9,0 Mio. € mit einer Laufzeit von 5 Jahren und einem Zinssatz EURIBOR 6 Monate + 1,600 %.

Für die Tranche über 8,0 Mio. € wurde ein Zinsswap mit 2,75 % abgeschlossen.

Anfangsdatum	Enddatum	Währung	Bezugsbetrag	Festsatz (% p.a.)	Festbetrag	Zahlungstermin
07.09.23	07.03.24	EUR	8.000.000	2,75	111.222	07.03.24
07.03.24	09.09.24	EUR	8.000.000	2,75	113.667	09.09.24
09.09.24	07.03.25	EUR	8.000.000	2,75	109.389	07.03.25
07.03.25	08.09.25	EUR	8.000.000	2,75	113.056	08.09.25

Der beizulegende Zeitwert dieses Zinssicherungsgeschäfts beträgt 18 T€.

Für die Tranche über 9,0 Mio. € wurde ein Zinsswap mit 2,82 % abgeschlossen.

Anfangsdatum	Enddatum	Währung	Bezugsbetrag	Festsatz (% p.a.)	Festbetrag	Zahlungstermin
07.09.23	07.03.24	EUR	9.000.000	2,82	128.310	07.03.24
07.03.24	09.09.24	EUR	9.000.000	2,82	131.130	09.09.24
09.09.24	07.03.25	EUR	9.000.000	2,82	126.195	07.03.25
07.03.25	08.09.25	EUR	9.000.000	2,82	130.425	08.09.25
08.09.25	09.03.26	EUR	9.000.000	2,82	128.310	09.03.26
09.03.26	07.09.26	EUR	9.000.000	2,82	128.310	07.09.26
07.09.26	08.03.27	EUR	9.000.000	2,82	128.310	08.03.27
08.03.27	07.09.27	EUR	9.000.000	2,82	129.015	07.09.27

Der beizulegende Zeitwert dieses Zinssicherungsgeschäfts beträgt -120 T€.

Kapitalflussrechnung

Die Entwicklung des Finanzmittelfonds ist in der Kapitalflussrechnung im Detail dargestellt. Der Finanzmittelfonds am Bilanzstichtag entspricht der Bilanzposition „Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten“.

Gesamthonorar des Abschlussprüfers

Der Einzel- und Konzernabschluss der Muttergesellschaft per 31. 12. 2023 wurde von der Rödl & Partner GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Köln, Deutschland geprüft. Das Gesamthonorar Abschlussprüfungsleistungen beträgt 195 T€ (Vorjahr: 116 T€), für Steuerberatungsleistung sind 170 T€ (Vorjahr: 581 T€) und für sonstige Leistungen 12 T€ (Vorjahr: 8 T€). Die vorgenannten Angaben beinhalten auch die von Rödl & Partner erbrachten Leistungen in Tochterunternehmen.

Arbeitnehmer

Per 31.12.2023 waren durchschnittlich 1.221 Angestellte (Vorjahr: 1.036) beschäftigt, die sich wie folgt nach Gruppen aufteilen:

Arbeitnehmergruppen	31.12.2023	31.12.2022
Leitende Angestellte	28	16
Vollzeitbeschäftigte Mitarbeiter	940	773
Teilzeitbeschäftigte Mitarbeiter	253	247
Summe	**1.221**	**1.036**

Vorstand

Während des Berichtsjahres gehörten die folgenden Personen dem Vorstand an:

Dr. Karsten Schlageter, Dipl. Wirtschaftsingenieur, Taunusstein, verantwortlich für internationale Geschäftsentwicklung, Vorstandssprecher,

Dr. Jochen Ahn, Dipl. Chemiker, Wiesbaden, verantwortlich für Geschäftsentwicklung,

Dipl. Ing. Matthias Bockholt, Dipl. Ing.-Elektrotechnik, Heidesheim, verantwortlich für Service und Betriebsführung (bis 31.07.2023),

Alexander Reinicke, Dipl. Kaufmann, Mainz, verantwortlich für Unternehmensfinanzierung, Controlling, Personalwesen und Verwaltung,

Susanne von Mutius, Dipl. Kauffrau Oberursel, verantwortlich für Projektfinanzierung und Vertrieb,

Matthias Hollmann, Dipl. Ing.-Maschinenbau, Frankfurt, verantwortlich für Technik, Einkauf und Bau.

Die Bezüge der Vorstände beliefen sich insgesamt auf 1,8 Mio. € (Vorjahr: 1,3 Mio. €).

Aufsichtsrat

Mitglieder des Aufsichtsrats waren im Geschäftsjahr 2023:

Vorsitzender

Rechtsanwalt Jörg Lukowsky, Fachanwalt für Steuer- und Arbeitsrecht, tätig für die Kanzlei FUHRMANN WALLENFELS Wiesbaden Rechtsanwälte Partnerschaftsgesellschaft, Wiesbaden (bis 27.04.2023)

Rechtsanwalt Dr. Alexander Thomas, Fachanwalt für Aktien- und Kapitalmarktrecht, Partner der Kanzlei GSK Stockmann, Pullach im Isartal (ab 27.04.2023).

Weitere Mitglieder

Prof. Dr. Uwe Leprich, Professor für Wirtschaftspolitik und Energiewirtschaft an der saarländischen Fachhochschule für Wirtschaft und Technik, Saarbrücken bis 27.10.2023),

Eveline Lemke, Geschäftsführerin der Eveline Lemke Consulting, Volksfeld,

Maike Schmidt, Wissenschaftlerin, Leiterin des Fachgebiets Systemanalyse am Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart (bis 27.10.2023),

Martin Giehl, Vorstand der Mainova AG, Heiligenhaus (bis 27.10.2023),

Natalie Hahner, Betriebswirtin, Mitarbeiterin ABO Wind AG, Mainz (ab 10.12.2023).

Die Bezüge des Aufsichtsrates beliefen sich insgesamt auf 85 TEUR (Vorjahr: 91 TEUR).

8. Nachtragsbericht

Eine außerordentliche Hauptversammlung am 27. Oktober 2023 hat den Formwechsel in eine Kommanditgesellschaft auf Aktien (KGaA) beschlossen. Gegen diesen Beschluss wurde eine Anfechtungsklage erhoben und die Gesellschaft hat als Folge einen gerichtlichen Antrag auf ein Freigabeverfahren gestellt.

Das Oberlandesgericht Frankfurt am Main hat mit Beschluss vom 29.02.2024 und Zustellung am 01.03.2024 dem Freigabeverfahren zugestimmt, sodass die Eintragung der neuen Rechtsform gemäß § 198 Abs. 1 UmwG in das Handelsregister Wiesbaden erfolgen kann.

Darüber hinaus sind nach dem 31.12.2023 keine weiteren Ereignisse eingetreten, die für die ABO Wind AG von wesentlicher Bedeutung für den Geschäftsverlauf sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage sind und zu einer veränderten Beurteilung der Lage führen könnten.

Wiesbaden, 1. März 2024

Dr. Karsten Schlageter
Vorstandssprecher

Dr. Jochen Ahn
Vorstand

Matthias Hollmann
Vorstand

Susanne von Mutius
Vorstand

Alexander Reinicke
Vorstand

Anlagespiegel

	Werte in T€	Anschaffungskosten							Abschreibungen							Buchwerte	
		01.01 2023	Kons-Kreis	Wäh-rungs-effekt	Zugän-ge	Abgän-ge	Um-buch-ugen	Stand 31.12. 2023	01.01. 2023	Kons-Kreis	Wäh-rungs-effekt	Zugän-ge	Abgän-ge	Umbu-chun-gen	Stand 31.12. 2023	31.12. 2023	31.12. 2022
I.	Immaterielle Vermögens-gegenstände																
1,	Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	3.869	5	-1	791	-	-	4.665	2.945	3	-134	914	-	-	3.728	937	924
2,	Geleistete Anzahlungen	185	-	-	17	-	-	202	-	-	-	15	-	-	15	188	465
3,	Geschäfts- oder Firmenwert	531	-	-	-	-	-	531	66	-		465			531	-	185
	Summe Immaterielle Vermö-gensgegenstände	**4.585**	**5**	**-1**	**809**	**-**	**-**	**5.398**	**3.011**	**3**	**-134**	**1.393**	**-**	**-**	**4.274**	**1.125**	**1.574**
II.	Sachanlagen																
1,	Grundstücke, grundstücks-gleiche Rechte und Bauten einschl. der Bauten auf frem-den Grundstücken	428	-	-	-	-	-	428	7	-	-	-	-	-	7	420	420
2,	Technische Anlagen und Maschinen	680		-	20	-501	-72	127	210	-	-	41	-177	-45	29	98	470
3,	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	20.282	24	-400	3.542	-985	792	23.254	12.817	9	-170	2.878	-921	45	14.658	8.596	7.465
4,	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	687	-		988		-719	956		-						956	687
	Summe Sachanlagen	**22.077**	**24**	**-400**	**4.550**	**-1.487**	**-**	**24.765**	**13.035**	**9**	**-170**	**2.919**	**-1.098**	**-**	**14.694**	**10.071**	**9.043**
III.	Finanzanlagen																
1,	Anteile an verbundenen Unternehmen	527	-3	-	-	-15	-	509	15	-	-	200	-15	-	200	309	512
2,	Ausleihungen an verbundene Unternehmen	5.054	-	-	-	-	-	5.054	3.519	-	-	-	-	-	3.519	1.535	1.535
3,	Beteiligungen	966	-	-	-	-	-	966	506	-	-	-	-	-	506	460	460
4,	Ausleihungen an Unterneh-men, mit denen ein Beteili-gungsverhältnis besteht	518	-	-	-	-57	-	462	-	-	-	-	-	-	-	462	518
	Summe Finanzanlagen	**7.066**	**-3**	**-**	**-**	**-71**	**-**	**6.991**	**4.040**	**-**	**-**	**200**	**-15**	**-**	**4.225**	**2.766**	**3.026**
Summe Anlagevermögen		**33.728**	**27**	**-400**	**5.358**	**-1.558**	**-**	**37.155**	**20.086**	**12**	**-304**	**4.512**	**-1.113**	**-**	**23.193**	**13.961**	**13.642**

Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der ABO Wind AG, Wiesbaden, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2023, der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, der Kapitalflussrechnung und dem Eigenkapitalspiegel für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2023 bis zum 31. Dezember 2023 sowie dem Konzernanhang, einschließlich der Darstellung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Konzernlagebericht der ABO Wind AG, Wiesbaden, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2023 bis zum 31. Dezember 2023 geprüft. Die im Abschnitt „Sonstige Informationen“ unseres Bestätigungsvermerks genannten Bestandteile des Konzernlageberichtes sowie der übrigen Teile des Geschäftsberichtes haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2023 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2023 bis zum 31. Dezember 2023 und
- vermittelt der beigefügte Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Konzernlagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der im Abschnitt „Sonstige Informationen“ genannten nicht inhaltlich geprüften Bestandteile des Konzernlageberichts und den Geschäftsbericht.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt.

Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts“

unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten

in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht zu dienen.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen die Folgenden, nicht inhaltlich geprüften Bestandteile des Konzernlageberichts und die übrigen Teile des Geschäftsberichts der ABO Wind AG, aber nicht den Jahresabschluss, nicht die inhaltlich geprüften Angaben im Konzernlagebericht und nicht unseren dazugehörigen Bestätigungsvermerk:

- die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f Abs. 4 HGB (Angaben zur Frauenquote),
- die im Konzernlagebericht enthalten ist, die im Konzernlagebericht enthaltenen lageberichtsfremden und als ungeprüft gekennzeichneten Angaben,
- den Geschäftsbericht der ABO Wind AG.

Unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht erstrecken sich nicht auf die sonstigen Informationen, und dementsprechend geben wir weder ein Prüfungsurteil noch irgendeine andere Form von Prüfungsschlussfolgerung hierzu ab.

Im Zusammenhang mit unserer Konzernabschlussprüfung haben wir die Verantwortung, die oben genannten sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Konzernabschluss, zu den inhaltlich geprüften Angaben im Konzernlagebericht oder zu unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Falls wir auf Grundlage der von uns durchgeführten Arbeiten zu dem Schluss gelangen, dass eine wesentliche falsche Darstellung dieser sonstigen Informationen vorliegt, sind wir verpflichtet,

über diese Tatsache zu berichten. Wir haben in diesem Zusammenhang nichts zu berichten.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie in Übereinstimmung mit den deutschen Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen (d.h. Manipulationen der Rechnungslegung und Vermögensschädigungen) oder Irrtümern ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen.

Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, sofern dem nicht tatsächliche oder rechtliche Gegebenheiten entgegenstehen.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des Konzernlageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Konzernlagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts. Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts.

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss als Ganzes frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist, und ob der Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführte Prüfung eine wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie einzeln oder insgesamt die auf der Grundlage dieses Konzernabschlusses und Konzernlageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als das Risiko, dass aus Irrtümern resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- gewinnen wir ein Verständnis von dem für die Prüfung des Konzernabschlusses relevanten internen Kontrollsystem und den für die Prüfung des Konzernlageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Systeme abzugeben.

- beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit des Konzerns zur Fortführungder Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen,dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Konzernabschluss und im Konzernlageberichtaufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind,unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungenauf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass der Konzern seine Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir Darstellung, Aufbau und Inhalt des Konzernabschlusses insgesamt einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.
- holen wir ausreichende geeignete Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungsinformationen der Unternehmen oder Geschäftstätigkeiten innerhalb des Konzerns ein, um Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht abzugeben Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Beaufsichtigung und Durchführung der Konzernabschlussprüfung. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unsere Prüfungsurteile.
- beurteilen wir den Einklang des Konzernlageberichts mit dem Konzernabschluss seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.
- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Konzernlagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unsere Prüfung feststellen.

Köln, den 4. März 2024

Rödl & Partner GmbH

Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
Steuerberatungsgesellschaft

RÖDL & PARTNER GMBH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
Wirtschafts-
prüfungs-
gesellschaft
SIEGEL
Zweigniederlassung Köln
* NÜRNBERG *

Groll	Schambeck
Wirtschaftsprüfer	Wirtschaftsprüferin

Wesentliche Beteiligungen der ABO Wind AG

Name, Sitz (Land)	Anteil	Jahr	Währung	Eigenkapital in Tsd.	Ergebnis in Tsd.
Vollkonsolidierung					
ABO Energy Services GmbH, Ingelheim am Rhein (Deutschland)	100%	2023	EUR	-2.956	-2.584
ABO Wind Betriebs GmbH, Wiesbaden (Deutschland)	100%	2023	EUR	1.308	30
ABO Wind Carthage SARL, Tunis (Tunesien)	99%	2023	TND	-241	170
ABO WIND ENERGIAS RENOVABLES SA, BUENOS AIRES (Argentinien)	94%	2023	ARS	258.960	-66.197
ABO Wind España, S.A.U., VALENCIA (Spanien)	100%	2023	EUR	5.468	4.991
ABO Wind Hellas Energy S.A., CHALANDRI (Griechenland)	100%	2023	EUR	-453	-1.350
ABO Wind Hungary KFT, Budapest (Ungarn)	100%	2023	EUR	1.838	1.741
ABO Wind Ireland Ltd., Dublin (Irland)	100%	2023	EUR	-1.463	-1.886
ABO Wind Mezzanine GmbH & Co. KG, Wiesbaden (Deutschland)	100%	2023	EUR	8.641	11
ABO Wind Mezzanine II GmbH & Co. KG, Wiesbaden (Deutschland)	100%	2023	EUR	5.264	5
ABO Wind NI Ltd., Lisburn, Northern Ireland (Nord Irland)	100%	2023	GBP	-1.658	-289
ABO Wind Oy, Helsinki (Finnland)	100%	2023	EUR	7.557	4.669
ABO Wind Polska Sp.z o.o., Łódź (Polen)	100%	2023	PLN	-5.600	4.742
ABO Wind Renovables Colombia SAS, Bogota (Kolumbien)	100%	2023	COP	2.563.584	1.491.133
ABO Wind SARL, Toulouse (Frankreich)	100%	2023	EUR	7.382	6.991
ABO Wind UK Ltd., Falkirk, Scotland (Großbritanien)	100%	2023	GBP	179	78

Name, Sitz (Land)	Anteil	Jahr	Währung	Eigenkapital in Tsd.	Ergebnis in Tsd.
Kein Einbezug nach § 296 Abs. 2 HGB (nicht wesentlich)					
ABO Energy 2. Verwaltungs GmbH, Ingelheim am Rhein (Deutschland)	100%	2022	EUR	10	0
ABO Pionier AG, Wiesbaden (Deutschland)	100%	2022	EUR	37	-31
ABO Tanzania Limited, Dar Es Salaam (Tansania)	99%	2022	TZS	20.307	-75.873
ABO Wind Biomasse GmbH, Ingelheim am Rhein (Deutschland)	100%	2022	EUR	66	2
ABO Wind Bürgerbeteiligung GmbH & Co. KG, Wiesbaden (Deutschland)	100%	2022	EUR	-5	-10
ABO Wind Büroleistungen GmbH, Wiesbaden (Deutschland)	100%	2022	EUR	23	-2
ABO Wind Canada Ltd., Calgary (Kanada)	100%	2022	CAD	600	381
ABO Wind Forst Briesnig GmbH, Ingelheim am Rhein (Deutschland)	100%	2021	EUR	-1.362	-11
ABO Wind Hellas O&M S.A, CHALANDRI (Griechenland)	100%	2022	EUR	-84	-102
ABO Wind Hellas Verwaltungs GmbH, Wiesbaden (Deutschland)	100%	2022	EUR	23	-1
ABO Wind Nederland B.V., Amsterdam (Niederlande)	100%	2023	EUR	118	48
ABO Wind OMS Ireland Ltd., Dublin (Irland)	100%	2022	EUR	18	20
ABO Wind Renewable Energies Pty Ltd., Cape Town (Südafrika)	100%	2022	ZAR	2.637	1.879
ABO Wind Sachverständigen GmbH, Ingelheim am Rhein (Deutschland)	100%	2022	EUR	151	6
ABO Wind Services OY, Helsinki (Finnland)	100%	2021	EUR	1	-137
ABO Wind Solutions GmbH, Wiesbaden (Deutschland)	100%	2022	EUR	-388	-183
ABO Wind Verwaltungs GmbH, Ingelheim am Rhein (Deutschland)	100%	2022	EUR	153	1
B & F Windpark GmbH, Ingelheim am Rhein (Deutschland)	24%	2022	EUR	61	8
Ekmetalleusi Akiniton Megala Kalivia Single Member S.A. , CHALANDRI (Griechenland)	100%	2022	EUR	-258	-150
Upepo Tanzania Limited, Mwanza (Tansania)	50%	2022	TZS	-669.500	-147.013
Verwaltungsgesellschaft WP Hocheifel II GmbH, Wiesbaden (Deutschland)	100%	2022	EUR	24	0
Kein Einbezug nach § 296 Abs. 1 Nr. 3 HGB (zur Veräußerung gehalten)					
ABO Kraft & Wärme AG, Wiesbaden (Deutschland)	23%	2022	EUR	24.383	224
United Battery Management GmbH, Berlin (Deutschland)	70%	2022	EUR	73	62

Bilanz der ABO Wind AG

Aktiva

Zum 31.12. / in T€		2023	2022
A.	**Anlagevermögen**	**9.281**	**11.260**
I.	Immaterielle Vermögensgegenstände	931	884
1.	Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	746	698
2.	Geleistete Anzahlungen	185	185
II.	Sachanlagen	3.388	3.125
1.	Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	420	420
2.	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	2.968	2.475
3.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	0	230
III.	Finanzanlagen	4.962	7.251
1.	Anteile an verbundenen Unternehmen	2.505	4.738
2.	Ausleihungen an verbundenen Unternehmen	1.535	1.535
3.	Beteiligungen	460	460
4.	Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	462	518
B.	**Umlaufvermögen**	**448.640**	**401.995**
I.	Vorräte	185.254	132.202
1.	Unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen	245.805	173.406
2.	Fertige Erzeugnisse und Waren	0	0
3.	Geleistete Anzahlungen	28.492	11.434
4.	Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	-89.043	-52.639
II.	Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	223.040	184.451
1.	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	13.420	16.213
2.	Forderungen gegen verbundene Unternehmen	203.200	157.312
3.	Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsvehältnis besteht		0
4.	Sonstige Vermögensgegenstände - davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr 225 (Vorjahr: 195)	6.420	10.927
III.	Wertpapiere	9.248	8.829
1.	Anteile an verbundenen Unternehmen	2.407	3.756
2.	Sonstige Wertpapiere	6.841	5.073
IV.	Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks	31.098	76.513
C.	**Rechnungsabgrenzungsposten**	**577**	**361**
	Bilanzsumme	**458.498**	**413.617**

Passiva

Zum 31.12. / in T€		2023	2022
A.	**Eigenkapital**	**176.346**	**154.333**
I.	Gezeichnetes Kapital	9.221	9.221
II.	Kapitalrücklage	45.490	45.490
III.	Gewinnrücklagen	94.642	84.080
1.	Gesetzliche Rücklage	490	490
2.	Andere Gewinnrücklagen	94.153	83.591
IV.	Bilanzgewinn	26.993	15.542
B.	**Rückstellungen**	**25.745**	**21.297**
1.	Steuerrückstellungen	9.486	6.537
2.	Sonstige Rückstellungen	16.259	14.760
C.	**Verbindlichkeiten**	**255.293**	**236.594**
1.	Anleihen - davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr 42.636 (Vorjahr: 42.636)	42.636	42.636
2.	Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten - davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr 3.221 (Vorjahr: 2.460)	157.443	137.941
3.	Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen - davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr 9.169 (Vorjahr: 2.945)	9.169	2.945
4.	Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen - davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr 37.708 (Vorjahr: 42.706)	38.033	42.706
5.	Sonstige Verbindlichkeiten - davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr 8.011 (Vorjahr: 10.365) - davon aus Steuern 5.788 (Vorjahr 8.225)	8.012	10.365
D.	**Rechnungsabgrenzungsposten**	**1.114**	**1.394**
	Bilanzsumme	**458.498**	**413.617**

Gewinn- und Verlustrechnung der ABO Wind AG

	Vom 1.1. bis 31.12. / in T€	2023	2022
1.	Umsatzerlöse	180.814	140.797
2.	Erhöhung des Bestands an fertigen und unfertigen Erzeugnissen	84.788	57.714
3.	Andere aktivierte Eigenleistungen	0	0
	Gesamtleistung	265.602	198.512
4.	Sonstige betriebliche Erträge	4.639	2.536
5.	Materialaufwand	-156.454	-108.252
a)	Aufwendungen für Hilfs-, Betriebsstoffe und bezogene Waren	-31	-30
b)	Aufwendungen für bezogene Leistungen	-156.423	-108.222
6.	Personalaufwand	-62.821	-49.734
a)	Löhne und Gehälter	-53.726	-42.309
b)	Soziale Abgaben, Altersversorgung und Unterstützung	-9.095	-7.426
7.	Abschreibungen	-14.067	-12.333
a)	auf immaterielle Vermögensgegenständes des Anlagevermögens und Sachanlagen	-1.678	-1.488
b)	auf Vermögensgegenstände des Umlaufvermögens, soweit diese die in der Kapitalgesellschaft üblichen Abschreibungen überschreiten	-12.389	-10.846
8.	Sonstige betriebliche Aufwendungen	-25.702	-18.137
9.	Erträge aus Beteiligungen - davon aus verbundenen Unternehmen 27.536 (Vorjahr: 13.396)	27.635	13.446
10.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge - davon aus verbundenen Unternehmen: 6.779 (Vorjahr: 3.086)	7.014	3.112
11.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens	-3340	-2861
12.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen - davon an verbundenen Unternehmen: 597 (Vorjahr: 0)	-7.130	-4.056
13.	Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-8.349	-6.658
14.	**Ergebnis nach Steuern**	**27.027**	**15.574**
15.	Sonstige Steuern	-34	-32
16.	**Jahresüberschuss**	**26.993**	**15.542**
17.	**Bilanzgewinn**	**26.993**	**15.542**