

Zwischenbericht 2022

tion-renewables.com

TION

2022H1 im Überblick

T€	2022H1	2021H1
Umsatzerlöse	17.811	6.311
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	12.067	4.121
Adjustiertes operatives EBITDA	14.158	4.998
Adjustiertes operatives EBIT	7.538	1.021
Ergebnis je Aktie (€)	0,03	-0,23



44 %

Deutschland



18 %

Niederlande



5 %

Tschechien



31 %

Polen



2 %

Italien

166
MW



58 %



42 %

Inhalt

01. Vorwort des Vorstandes	04
02. Die Aktie der Tion	06
03. Konzernzwischenlagebericht	08
03.1. Grundlagen des Konzerns	09
03.2. Wirtschaftsbericht	13
03.3. Segmente	24
03.4. Vermögens-, Finanz- und Ertragslage	36
03.5. Chancen	39
03.6. Prognosebericht	39
04. Verkürzter Konzernzwischenabschluss	41
04.1. Konzern-Gesamtergebnisrechnung	42
04.2. Konzern-Bilanz	43
04.3. Konzern-Kapitalflussrechnung	45
04.4. Konzern-Eigenkapitalveränderungsrechnung	46
04.5. Anhang	47
05. Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht	66

01.

Vorwort des Vorstandes

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,
sehr geehrte Damen und Herren,

das erste Halbjahr 2022 war ein spannender Zeitraum für unser Unternehmen, ebenso ist zwischen dem 30. Juni 2022 und heute viel passiert. All dies schafft die Grundlage, dass unsere Zukunft noch aufregender und vielversprechender wird als unser rasantes Wachstum der letzten drei Jahre.

Ganz besonders freut es uns, diesen Halbjahresbericht erstmals als Tion präsentieren zu dürfen, mit der offiziellen Umfirmierung in Tion Renewables AG rechnen wir in Kürze. Wieso benennen wir unsere Gesellschaft um, obwohl wir in den letzten Jahren so rasant gewachsen sind und diese Wachstumsgeschichte mit unserem alten Namen Pacifico Renewables Yield AG in Verbindung gebracht wird? Die Antwort darauf findet sich in den Schlagworten, die in unserem neuen Namen stecken:

„Tion“ ist der letzte Teil des englischen Begriffs der Energiewende „**energy transition**“. Die Energiewende bietet uns mehr Möglichkeiten denn je und wir wollen uns diesen stellen und über den reinen Betrieb von Solar- und Windparks hinauswachsen. Darüber hinaus steckt die Endung „-tion“ in weiteren englischen Begriffen, anhand derer sich unsere Ambitionen beschreiben lassen.

ACCELERATION: Es ist unser Anspruch, die Energiewende zu beschleunigen. Die Transaktion mit der clearvise AG dient als Beispiel dafür, wie wir gemeinsam mit dem Management der clearvise AG das nächste Level erreichen wollen.

INNOVATION: Der Erfolg der Energiewende wird von neuen und innovativen Technologien abhängen. Mit unserem bevorstehenden Eintritt in den Batteriespeichermarkt wollen wir einen aktiven Beitrag dazu leisten.

MOTION: Wir wollen ein agiles und anpassungsfähiges Unternehmen sein. Wir wollen dynamisch als Unternehmen in Bewegung bleiben, um von neuen Chancen zu profitieren.

Daneben enthält der neue Name auch das Wort „**Ion**“. Ionen stehen im Zusammenhang mit elektrischer Ladung und sollen den Kontext unserer Unternehmenstätigkeit – Energie – beschreiben.

Die Umbenennung unserer Gesellschaft ist somit Ausdruck gewachsener Ambitionen und geht mit einer strategischen Weiterentwicklung unseres Geschäftsmodells einher. Unsere Gesellschaft soll sich zu einem modernen und zukunftssträchtigen Unternehmen für Investitionen in die Energiewende entwickeln.

Im Mittelpunkt dieser strategischen Weiterentwicklung stehen vor allem Investitionen in grüne, skalierbare Technologien wie zum Beispiel Batteriespeicheranlagen. Die Energiewende bietet so viele zusätzliche erfolgsversprechende Möglichkeiten über den reinen Betrieb von Solar- und Windparks hinaus. Es ist klar, dass erneuerbare Energien im Zentrum der Energiewende stehen werden. Aber mit dem fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien, werden auch darüber hinaus immer mehr Investitionen notwendig werden. Es wird erwartet, dass über 70 % der bis 2050 benötigten Investitionen in die Energiewende in Bereiche außerhalb von erneuerbaren Energien fließen sollen. Das stellt beindruckend das Potential dieser Bereiche dar. Neben Themen, die derzeit aus unserer Sicht noch auf dem



Weg zu wirtschaftlicher Skalierbarkeit sind, wie zum Beispiel die Speicherung von CO₂ ist die Ermöglichung der Integration von immer mehr erneuerbaren Energien in unser Stromnetz schon heute ein wichtiges Thema. Und in diesem Kontext kommen Batteriespeicher ins Spiel. Großflächige Batteriespeicher stellen auf Grund des rasanten Ausbaus der E-Mobilität schon jetzt kosteneffiziente Lösungen zur Stabilisierung des Netzes dar und werden in gewissen Märkten vermehrt ausgebaut. Wir sehen in dieser Technologie großes Zukunftspotenzial und wollen deshalb schon früh in diesen Bereich investieren. Die perspektivische Bündelung des Betriebs von utility-scale onshore Solar- und Windparks in Europa in der clearvise AG dient dazu, sowohl die monetären wie auch personellen Ressourcen auf dieses Thema zu konzentrieren. Als Ankeraktionär wird die Gruppe durch die Beteiligung an der clearvise AG weiterhin vom Betrieb der utility-scale onshore Solar- und Windparks in Europa profitieren.

Unsere strategische Weiterentwicklung fußt auf dem Aufbau eines profitablen Wind- und Solarportfolios mit einer installierten Leistung von 166 MW, das wir in weniger als drei Jahren aufgebaut haben. Im ersten Halbjahr 2022 stieg der Umsatz um fast 182 % auf 17,8 Mio. € (2021H1: 6,3 Mio. €). Mit einem bereinigten operativen EBITDA von 14,2 Mio. € (Marge: 79 %) und einem bereinigten operativen EBIT von 7,5 Mio. € (Marge: 42 %) blieben unsere operativen Margen stabil, während unser Portfolio und unser operatives Ergebnis im Vergleich zum ersten Halbjahr 2021

deutlich wuchsen. Dieses operative Ergebnis wird von einem Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit in Höhe von 12,1 Mio. € begleitet. Nach dem erstmaligen Erreichen eines positiven Konzernergebnisses im Jahr 2021 mit einem Gewinn von 643,80 T€ und einem Ertrag pro Aktie von 0,17 € wird die Profitabilität im ersten Halbjahr 2022 mit einem Halbjahresergebnis von 128,23 T€ und einem Ertrag pro Aktie von 0,03 € fortgeführt. Profitabilität und Wachstum im Infrastrukturbereich zu verbinden ist eine Herausforderung, die wir früh gemeistert haben. Wir werden auch bei der strategischen Weiterentwicklung unseres Unternehmens weiterhin auf finanzwirtschaftliche Disziplin achten. Unsere Profitabilität ist nicht nur auf die positiven Auswirkungen der gestiegenen Strompreise zurückzuführen, sondern auch auf die jüngste Optimierung unserer Kapitalstruktur und die Vereinfachung unserer Unternehmensstruktur im Rahmen der Emission unseres ersten grünen Darlehens im Februar dieses Jahres.

Die Notwendigkeit, der globalen Erwärmung entgegenzutreten und unabhängig von fossilen Brennstoffen zu werden war nie größer. Unsere strategische Weiterentwicklung zu einem Unternehmen, das sich der ganzen Energiewende widmet, soll unsere Antwort darauf sein.

Wir danken Ihnen für Ihr Vertrauen und freuen uns darauf, gemeinsam mit Ihnen unseren Wachstumspfad fortzusetzen.

Grünwald, den 30. September 2022

Dr. Martin Siddiqui

Christoph Strasser

02.

Die Aktie der Tion

Stabile Aktienkursentwicklung im ersten Halbjahr 2022

Die Kapitalmärkte wurden im ersten Halbjahr im Wesentlichen vom Ukraine-Krieg bzw. Verwerfungen globaler Lieferketten, steigender Inflation und der Geldpolitik der Notenbanken geprägt.



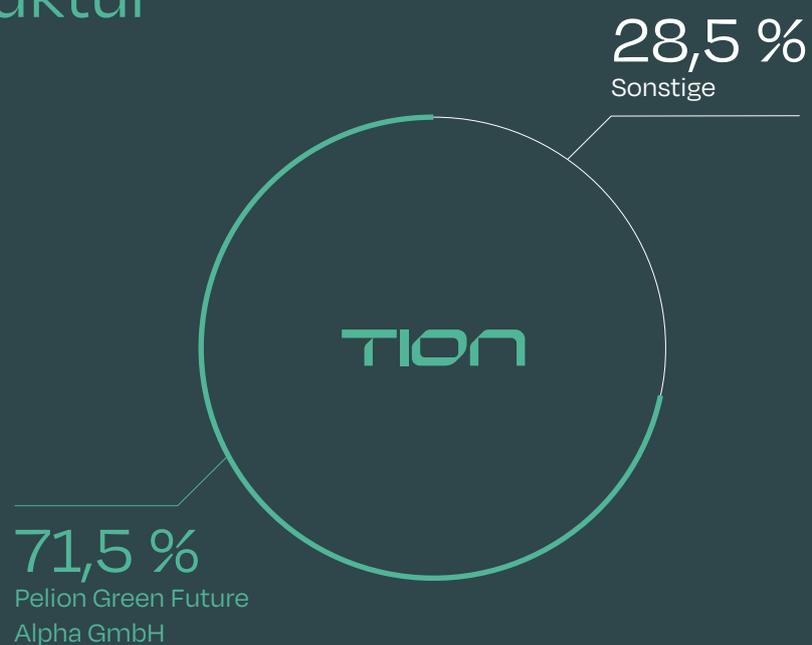
Gemessen an relevanten Indizes (SDAX, DAX 50 ESG) entwickelte sich die Aktie von Tion im ersten Halbjahr 2022 besser als die Vergleichsindizes.

Derzeit bieten vier Broker Research-Coverage an, die allesamt für die Aktie von Tion eine Kaufempfehlung aussprechen:

Broker	Analyst	Datum	Preisziel	Empfehlung
Warburg Research	Jan Bauer	28.08.2022	47,00 €	Buy
Berenberg	Igor Kim	27.07.2022	42,00 €	Buy
Hauck & Aufhäuser	Simon Jouck	12.07.2022	47,00 €	Buy
Stifel	Martin Tessier	11.07.2022	41,50 €	Buy

Aktionärsstruktur

26. August 2022



03.

Konzernzwischenlagebericht

3.1. Grundlagen des Konzerns	09
3.2. Wirtschaftsbericht	13
3.3. Segmente	24
3.4. Vermögens-, Finanz- und Ertragslage	36
3.5. Chancen	39
3.6. Prognosebericht	39

3.1. Grundlagen des Konzerns

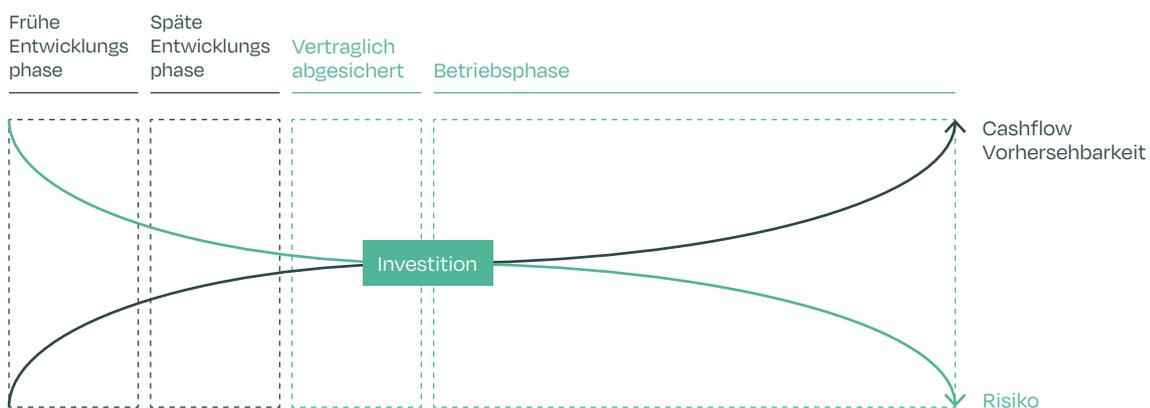
Die Tion Renewables AG (wird aktuell von Pacifico Renewables Yield AG umfirmiert, die neue Firma wird mit Eintragung im Handelsregister wirksam, „Tion“) stellt den Konzernabschluss nach den Rechnungslegungsgrundsätzen der International Financial Reporting Standards (IFRS) auf.

3.1.1. Geschäftsmodell und Weiterentwicklung

Die Tion (einschließlich ihrer Tochterunternehmen, „Konzern“ oder „Gruppe“) ist ein unabhängiger Energieerzeuger aus erneuerbaren Ressourcen, der sich zu einem Unternehmen entwickelt, das auf breiterer Basis in die Energiewende investiert. Im ersten Halbjahr 2022 verwaltete die Gruppe ein Portfolio von Solar- und Windparks¹ mit einer derzeitigen Leistung von 166 Megawatt („MW“) in vier Mitgliedstaaten der Europäischen Union.

Ursprung des Geschäftsmodells

Der Effizienzgewinn durch die Trennung der Entwicklungsrisiken von anderen Aktivitäten, insbesondere dem Betrieb der Anlagen, im Lebenszyklus von Projekten im Bereich erneuerbarer Energien ist im Kern des Geschäftsmodell der Gruppe verankert. Der Investitionsschwerpunkt liegt auf dem Erwerb von Projekten, die bereits in Betrieb sind oder sich in der Bauphase befinden. Dieses klare Profil ermöglicht es, stabile und prognostizierbare Cashflows zu erwirtschaften und gleichzeitig Entwicklungsrisiken zu vermeiden.



Als Eckpfeiler ihrer Akquisitionsstrategie hat sich die Gruppe vertraglich den vorrangigen Zugang zu den von ihren Partnern entwickelten Projekten von über fünf Gigawatt gesichert und fungiert damit als Plattform zum Kapitalmarkt für kleine und mittelgroße Entwickler.

¹„Windparks“ bezieht sich auf Onshore Windparks. „Solarparks“ bezieht sich auf Photovoltaik.

Weiterentwicklung zu einem Unternehmen für Investitionen in die Energiewende

Die Gruppe strebt eine Weiterentwicklung ihres Geschäftsmodells an, um sich von einem im Bereich erneuerbarer Energien gewachsenen Unternehmen hin zu einem modernen Unternehmen für Investitionen in die Energiewende zu entwickeln.

Neue strategische Initiativen sollen es der Gruppe ermöglichen, über erneuerbare Energien hinaus Investitionen in andere grüne, skalierbare Technologien zu tätigen, sowie maßgeschneiderte Lösungen – ohne Beschränkung durch die eigene Bilanz – für institutionelle Investoren anzubieten, um das gesamte Spektrum der Möglichkeiten innerhalb der Energiewende und der deutlich gewachsenen Pipeline der Gruppe zu nutzen.

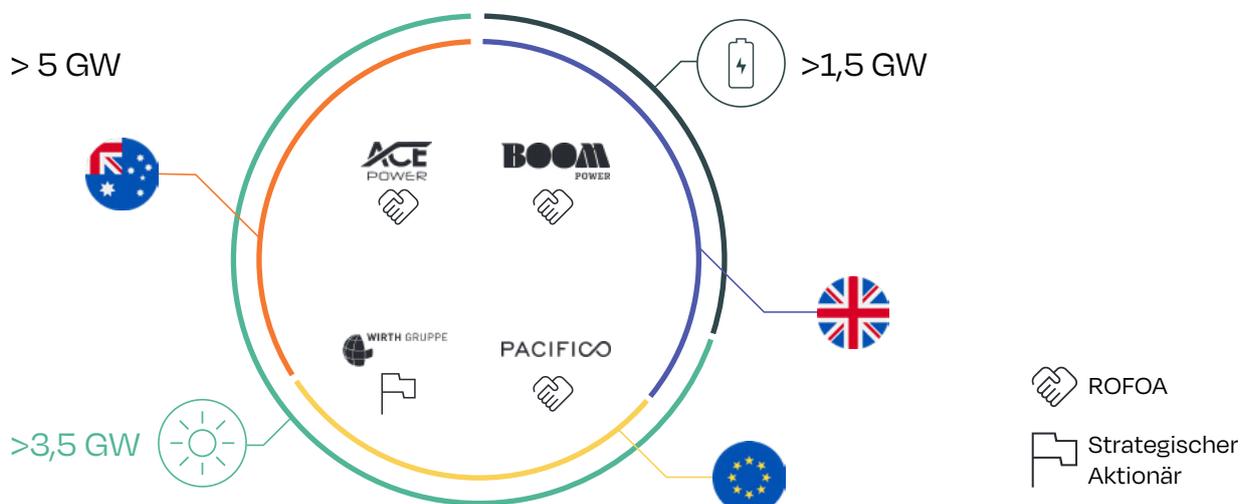
Als Teil davon hat die Gruppe einen Anteil von 21,9 % an der clearvise AG erworben und beabsichtigt, diese Beteiligung in einem zweiten Schritt durch eine Sacheinlage ihres Portfolios von utility-scale Solar- und Windparks in Europa in die clearvise AG gegen zusätzliche Aktien und Barmittel zu erhöhen, wodurch der zweitgrößte gelistete unabhängige Produzent von Strom aus

erneuerbaren Energien (IPP) in Deutschland mit der Tion als starkem Ankeraktionär entstehen soll.

Im Mittelpunkt dieser strategischen Weiterentwicklung stehen vor allem die zukünftigen Investitionen in grüne skalierbare Technologien wie zum Beispiel Batteriespeicheranlagen. Um sowohl die monetären wie auch personellen Ressourcen auf dieses Thema zu konzentrieren, dient die perspektivische Bündelung des Betriebs von utility-scale onshore Wind- und Solarparks in Europa in der clearvise AG. Als Ankeraktionär wird die Gruppe weiterhin vom Betrieb der utility-scale onshore Wind- und Solarparks in Europa durch seine Beteiligung an der clearvise AG profitieren. Die Kombination beider Portfolios in der clearvise AG hat für beide Parteien, für die Gruppe als maßgeblicher Aktionär und die clearvise AG als Betreiber, den Vorteil, dass sich hieraus vielfältige Skaleneffekte realisieren lassen. Hier seien vor allem eine höhere Schulden tragfähigkeit des Portfolios oder eine frühere Dividendenfähigkeit der clearvise AG genannt. Die Pipeline der Gruppe gehört zu den Synergien dieser Gesamttransaktion.

3.1.1.1. Pipeline

Für die Gruppe ist der vertraglich gesicherte vorrangige Zugang zu Projekten, die von den Partnern der Gruppe entwickelt werden, von strategischer Bedeutung, um von einer hohen Visibilität auf Wachstumsmöglichkeiten zu profitieren, selektiv Projekte zu erwerben oder anderwärtig zum Vorteil der Aktionäre von Tion davon zu profitieren und um nicht von einem bestimmten Partner abhängig zu sein.



3.1.1.2. Partnerschaften

BOOM POWER

Der Konzern hat im März 2021 mit Boom Power Ltd und Boom Developments Ltd („**Boom Power**“), einem Solarpark- und Energiespeicherentwickler mit Sitz im Vereinigten Königreich, eine Erstangebotsvereinbarung getroffen („**Boom ROFOA**“).

Die Partnerschaft gewährt der Gruppe vorrangigen Zugang zu Boom Power's Pipeline an Solar- und Batteriespeicherkraftwerken im Vereinigten Königreich, die von einem erfahrenen Team von Branchenexperten entwickelt werden, die zusammen international mehr als ein Gigawatt an Solarenergie entwickelt und gebaut haben.

Gemäß dem Boom ROFOA erhält der Konzern das Recht, aber nicht die Verpflichtung, das erste Angebot für den Erwerb eines von Boom Power entwickelten Projekts für erneuerbare Energien oder Energiespeicherung abzugeben. Die enge Partnerschaft und die Möglichkeit, Projekte vor ihrem kommerziellen Betriebsdatum zu erwerben, ermöglicht es der Gruppe, maßgeschneiderte Energieabnahme- und Finanzierungsvereinbarungen zu entwerfen.

ACE POWER

Der Konzern hat im Oktober 2021 mit ACE Power Development Pty Ltd und ACE Power Operations Pty Ltd („**ACE Power**“), einem Projektentwickler für erneuerbare Energien mit Sitz in Australien, eine Erstangebotsvereinbarung getroffen („**ACE ROFOA**“).

Im Rahmen dieser Partnerschaft erhält der Konzern vorrangigen Zugang zu ACE Power's Pipeline, vor allem an Solar- und Batteriespeicherkraftwerken in Australien.

Durch die Erstangebotsvereinbarung erhält der Konzern das Recht, aber nicht die Verpflichtung, das erste Angebot für den Erwerb von Projekten abzugeben, die von ACE Power entwickelt werden, sobald ein Projekt als baureif eingestuft wird. In enger Abstimmung werden ACE Power und der Konzern die Finanzierung und die Stromabnahmeverträge vor dem Datum des kommerziellen Betriebs entwerfen, um die Finanzstruktur genau auf die Anforderungen der Gruppe als langfristige Eigentümerin der Anlagen abzustimmen.

PACIFICO PARTNERS

Zudem besteht eine Erstangebotsvereinbarung zwischen der Gruppe, Pacifico Energy Partners GmbH und Pacifico Green Development GmbH („**Pacifico Partners**“, das „**PEP ROFOA**“). Pacifico Partners ist ein Entwickler, Vermittler von Investitionsobjekten und Betriebsführer von Solar- Wind- und Batterieparken mit einer Leistung zwischen einem und 150 MW, dessen Fokus sich auf über Europa verteilte Entwicklungsprojekte in unterschiedlichen Projektphasen erstreckt.

Der Konzern hat sich vertraglich den vorrangigen Zugang zu den von Pacifico Partners entwickelten Projekten durch das PEP ROFOA gesichert. Die Partnerschaft der Gruppe mit Pacifico Partners geht über die Erstangebotsvereinbarung hinaus und umfasst auch die Betriebsführung von Solar- und Windparks sowie die Vermittlung von Investitionsobjekten.

WIRTH GRUPPE

Durch eine Sacheinlage wurden die beiden geschäftsführenden Gesellschafter der WIRTH GRUPPE, Markus und Andreas Wirth, im Juli 2022 strategische Gesellschafter und langfristige Partner der Gruppe. Gemeinsam mit ihrem Team haben die Wirth-Brüder international Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als zwei Gigawatt sowie große Batteriespeichersysteme entwickelt und gebaut. Mit ihnen gewann die Gruppe zwei Pioniere der deutschen Solarindustrie als strategische Gesellschafter.

Es besteht keine Erstangebotsvereinbarung zwischen dem Konzern und der WIRTH GRUPPE, sondern eine Absichtserklärung für eine langfristige Partnerschaft. Die Entwicklungsaktivitäten der WIRTH GRUPPE sowie das bestehende Portfolio der Wirth-Brüder sollen dem Konzern die Möglichkeit geben, sein Portfolio durch den Erwerb von baureifen und betriebsbereiten Solaranlagen im In- und Ausland weiter auszubauen.

3.1.2. Portfolio

Im ersten Halbjahr 2022 erzeugten die 40 Solar- und Windparks des Konzerns 168,1 GWh Strom, was zu Umsatzerlösen in Höhe von 17,8 Mio. € führte. Gemessen an der installierten Leistung ist das operative Portfolio der Gruppe nach Technologien (42 % Solarparks and 58 % Windparks) und Ländern (46 % Deutschland, 33 % Polen, 19 % Niederlande und 2 % Italien) diversifiziert.

Da die Gruppe im Juli 2022 ihr tschechisches Portfolio von vier Solarparks veräußert hat, wurden die Umsatzerlöse dieser Solarparks bis zu diesem Zeitpunkt vereinnahmt, aus Bilanzierungssicht wird das Segment jedoch als aufgegebenener Geschäftsbereich betrachtet, weshalb das Ergebnis des Segments in einer separaten Position in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen wird. Dies führt unter Berücksichtigung des aufgegebenen Segments Tschechien dazu, dass im ersten Halbjahr 2022 44 Solar- und Windparks des Konzerns 172,6 GWh Strom erzeugten, was zu Umsatzerlösen in Höhe von 21,2 Mio. € führte.

3.1.3. Konzernstruktur

Die Tion ist das Mutterunternehmen des Konzerns. Sie hält zum 30. Juni 2022 unmittelbar oder mittelbar 100 % der Anteile an 37 Gesellschaften² („Tochtergesellschaften“), welche vollständig in den Konzernabschluss einbezogen werden.

²vier tschechische Gesellschaften verkauft im Juli 2022.

3.2. Wirtschaftsbericht

3.2.1. Energiewende

Der Begriff Energiewende beschreibt die fundamentale Wende in der globalen Energieversorgung, weg von der Atomenergie und fossilen Brennstoffen wie Kohle, Öl und Gas hin zu erneuerbaren Energieressourcen, wie Windkraft, Sonnenenergie, Wasserkraft, Biomasse und Erdwärme. Das Ziel der Energiewende ist es, eine langfristig nachhaltige Energieproduktion zu sichern und so dem Klimawandel entgegenzuwirken.

Laut dem World Energy Transition Outlook 2022: 1.5°C Pathway, herausgegeben von der International Renewable Energy Agency („IRENA“) umfasst das gesamte benötigte Investitionsvolumen in die Energiewende bis 2050 114,3 Mrd. USD, um das Ziel zu erreichen die globale Erwärmung auf 1,5°C zu begrenzen. Davon entfallen 28,4 Mrd. USD oder 24,8 % auf den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktionskapazität, unter anderem Solar, Wind, Bioenergie, Erdwärme und Wasserkraft. Dies bedeutet, dass 85,9 Mrd. USD oder 75,2 % der benötigten Investitionen nicht in den Ausbau der Erneuerbaren, sondern in andere Technologien wie etwa Wasserstoff, Batteriespeicher und Kohlenstoffsequestrierung investiert werden muss.³

Neben diesen klimapolitisch getriebenen Entwicklungen führen auch aktuelle geopolitische Ereignisse zu einer Beschleunigung der Energiewende. Die russische Invasion der Ukraine im Februar 2022 und die damit verbundene Anspannung im Markt für fossile Ressourcen trieb die Energiepreise in der ersten Hälfte des Jahres 2022 auf neue Rekordhöhen. Russland stellt nach wie vor einen der größten Produzenten von

fossilen Brennstoffen und den weltweit größten Gasexporteur dar. Besonders stark betroffen war dadurch auch der europäische Energiemarkt, der eine starke Abhängigkeit von russischen Energieproduzenten aufweist. Im Jahr 2020 bezog Europa beispielsweise 30 % seines Gases und 20% seines Öls aus Russland.⁴ Zusätzlich schwächten die hohen Energiepreise das Wirtschaftswachstum signifikant ab.⁵ Diese negative Entwicklung im ersten Halbjahr 2022 unterstreicht die Relevanz des Umstiegs auf eine widerstandsfähige bzw. unabhängige und erneuerbare Energieproduktion. Dadurch kann sowohl das Risiko einer erneuten Energiekrise reduziert als auch eine stabile Energieversorgung sichergestellt werden, was Grundlage für ein langfristig nachhaltiges Wirtschaftswachstum ist.⁶

Diese klima- und geopolitisch getriebenen Entwicklungen spiegeln sich auch in aktuellen Zahlen wider. Dem aktuellen Renewable Energy Investment Tracker von Bloomberg New Energy Finance („BNEF“) zufolge stiegen die Investitionen in erneuerbare Energien in der ersten Jahreshälfte 2022 auf ein Allzeithoch von 226 Mrd. USD, wovon die große Mehrheit in die Projektentwicklung floss. Im Jahresvergleich stiegen die Investitionen in Solarprojekte um 33 % während Investitionen in Windprojekte einen Anstieg um 17 % verzeichneten. Mit einem Investitionsvolumen von 98 Mrd. USD im ersten Halbjahr 2022 stellt China erneut den größten Wachstumsmarkt für erneuerbare Energieprojekte dar.⁷

³ IRENA. World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway. März 2022.

⁴ IEA. Electricity Market Report. July 2022.

⁵ IMF. World Economic Outlook (imf.org).

⁶ NYT. <https://www.nytimes.com/2021/09/27/business/economy/china-electricity.html>.

⁷ Renewable Energy Investment Tracker 2H 2022. BloombergNEF. August 2022.

3.2.2. Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Wirtschaftswachstum

Das Wirtschaftswachstum im Jahr 2022 wird weltweit auf 3,2 % und im Euroraum auf 2,6 % geschätzt. Einige europäische Länder erholten sich schneller als andere von den Folgen der Covid-19-Pandemie. So wird das Wachstum im Vereinigten Königreich auf 3,2 %, in Frankreich auf 2,3 %, in Italien auf 3,0 % und in Spanien auf 4,0 % geschätzt, während die Wirtschaft in Deutschland nur um geschätzte 1,2 % wächst. Dies ist insbesondere auf die hohe Inflation und das steigende Risiko einer Rezession zurückzuführen, welche durch den andauernden Ukraine-Krieg angetrieben werden. Für das Jahr 2023 prognostiziert der Internationale Währungsfonds („IWF“) Wachstumsraten von 2,9 % weltweit und 1,2 % im Euroraum.⁸

Obwohl der IWF für alle großen Volkswirtschaften im Jahr 2022 ein Wachstum erwartet, gibt es immer noch einige Abwärtsrisiken. Das Auftreten neuer COVID-19-Varianten und der Krieg in der Ukraine könnten zu erneuten wirtschaftlichen Beeinträchtigungen wie Störungen der Lieferketten, Energiepreisschwankungen und Unsicherheiten in Bezug auf Finanzpolitik und Inflation führen. Dies hat den IWF veranlasst, seine globale Wachstumsprognose aus dem April 2022 von 3,6 % für das Jahr 2022 in seinem im Juli 2022 veröffentlichten Juli-Update auf 3,2 % zu senken.⁹

Europäische Geld- und Wirtschaftspolitik

Um die wirtschaftlichen Auswirkungen der Pandemie abzumildern und die Erholung zu beschleunigen, hat die Europäische Zentralbank („EZB“) expansive geldpolitische Maßnahmen ergriffen. Im März 2020 kündigte sie das Pandemie-Notfallkaufprogramm („PEPP“)¹⁰ in Höhe von 750 Mrd. € an, mit dem sie die Finanzierungsbedingungen im Euroraum durch

den Ankauf von Finanzaktiva, einschließlich Staatsanleihen, auf dem Sekundärmarkt günstig halten will. Im März 2021 kündigte der EZB-Rat an, dass das Gesamtvolumen des Programms um 1,85 Mrd. € aufgestockt wird und bis März 2022 laufen soll.¹¹ Im März 2022 lief das PEPP Programm aus; dennoch werden die Kapitalrückzahlungen aus fällig werdenden Wertpapieren, die im Rahmen des PEPP erworben wurden noch bis mindestens Ende 2024 reinvestiert, und die Nettokäufe könnten wieder aufgenommen werden, um gegebenenfalls negativen Auswirkungen der Pandemie entgegenzuwirken.¹² Außerdem erließ die EZB im Juni 2022 das „Transmission Protection Instrument“ („TPI“), welches es der EZB ermöglicht, unbegrenzt viele Staatsanleihen ihrer Mitglieder zu kaufen, um aus EZB Sicht ungerechtfertigten, ungeordneten Marktdynamiken entgegen zu wirken.¹³ Dadurch werden die Kreditzinsen der gekauften Staatsanleihen gesenkt. Aufgrund dessen tätigte die EZB im August 2022 Anleihenkäufe in Höhe von ca. 17,3 Mrd. €, wovon 9,8 Mrd. € allein in italienische Bonds flossen. Der Spread zwischen Deutschen und italienischen Anleihen sank anschließend von 2,5 % auf 2,1 %.¹⁴

Ein weiterer wichtiger Faktor für die wirtschaftliche Erholung in Europa ist die Fiskalpolitik. Nahezu alle europäischen Regierungen haben nationale Konjunkturprogramme in verschiedenen Formen verabschiedet. Darüber hinaus hat die Europäische Kommission („EK“) im Jahr 2020 ein befristetes Konjunkturprogramm in Höhe von 750 Mrd. € (806,9 Mrd. € nach inflationsbereinigten, aktuellen Preisen)¹⁵ mit dem Namen Next Generation EU beschlossen.¹⁶ Dieses Instrument stellt nach der Ratifizierung durch alle Mitgliedstaaten der Europäischen Union („EU“) im Laufe des Jahres 2021 die Finanzierung von Investitionen in nachhaltige Infrastruktur und die digitale Transformation der Mitgliedsländer sicher und soll den wirtschaftlichen Zusammenhalt innerhalb der EU stärken. Die größten Netto-Empfänger

⁸ IMF. World Economic Outlook. Update July 2022.

⁹ IMF. World Economic Outlook. Update July 2022.

¹⁰ ECB. Press Release. <https://www.ecb.europa.eu/mopo/implement/pepp/html/index.en.html>. March 2020.

¹¹ ECB. Economic Bulletin. <https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/html/eb202102.en.html>. March 2021.

¹² ECB. Press Release. <https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2022/html/ecb.mp220203~90f9e94662.en.html>. February 2022.

¹³ ECB. Press Conference. <https://www.ecb.europa.eu/press/pressconf/2022/html/ecb.is220721~51ef267c68.en.html>.

¹⁴ Tagesschau. <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/finanzen/ezb-italien-anleihen-101.html>. August 2022.

¹⁵ ECB. Recovery Plan for Europe. https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_en.

¹⁶ ECB. Recovery Plan for Europe. https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_en.

des Programms, das durch direkt von der EU-Kommission aufgenommene Schulden finanziert werden, sind Spanien und Italien, die im Jahr 2020 die stärksten wirtschaftlichen Kontraktionen verzeichneten. Die Investitionen werden auf den Zeitraum 2021 bis 2027 verteilt.

Um das Ziel der mittelfristigen Einhaltung des 2 % Inflationsziels zu erreichen, entschied sich die EZB zu einer Erhöhung von drei elementaren EZB-Zinssätzen um 75 Basispunkte. Dabei wurde der Hauptrefinanzierungszinssatz auf 1,25 %, der Spitzenrefinanzierungssatz auf 1,50 % und der Einlagenzinssatz auf 0,75 % angehoben. Ferner betrachtet die EZB-Möglichkeiten zur Verzinsung von Überschussliquidität.¹⁷

Inflation

Die EZB meldet einen Anstieg der Inflation in der Eurozone auf 8,6 % im Juni; 8,9 % im Juli und 9,1% im August 2022. Nach Angaben der EZB ist dieser Anstieg hauptsächlich auf den starken Anstieg der Energie- und Nahrungsmittelpreise infolge des Ukraine Kriegs zurückzuführen. Zusätzlich wird die Inflation durch Lieferengpässe für Industrieerzeugnisse sowie die steigende Nachfrage im Dienstleistungssektor verstärkt.^{18,19}

3.2.2.1. Politische Rahmenbedingungen

Globale und EU-weite Vereinbarungen zur Klimakrise und Energiewende

An der UN-Klimakonferenz 2021 (COP26), die im November 2021 in Glasgow stattfand, nahmen führende Politiker und Delegierte aus der ganzen Welt teil, um die verschiedenen Dimensionen des Klimawandels zu erörtern. Nach zweiwöchigen Verhandlungen wurde der Glasgower Klimapakt unterzeichnet. Er unterstreicht die Notwendigkeit, die Kohlendioxidemissionen bis 2030 um 45 % zu senken, um bis 2050 eine Netto-Null-Emission zu erreichen. Außerdem werden Länder aufgefordert, bis 2022 strengere nationale Aktionsziele vorzulegen, um den Temperaturanstieg auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen, wobei eine Begrenzung auf 1,5 °C angestrebt wird.²⁰ Obwohl mehr als 50 Länder und die gesamte Europäische Union auf der COP26 zugesagt haben, Netto-Null-Emissionsziele zu erreichen, können diese Zusagen nicht als gesichert angesehen werden. In einem von der Internationalen Energieagentur modellierten Szenario der angekündigten Zusagen beginnen die globalen Emissionen zu sinken, wenn der jährliche Zubau von Solar- und Windenergie bis 2030 bei 500 GW liegt.²¹ Von dem Szenario ausgehend, dass alle Länder ihre gesetzten Klimaziele erreichen, würden die globalen Emissionen ab dem Jahr

2030 sinken. Um dies zu ermöglichen, müsste der jährliche Zubau von Solar- und Windenergieanlagen bei mindestens 500 GW liegen. In diesem Szenario würden die energie-verursachten Emissionen bis 2050 um 40% sinken.²²

Im Dezember 2019 legte die EU-Kommission den European Green Deal vor, eine neue politische Richtlinie zur Bekämpfung des Klimawandels und Förderung nachhaltigen Wachstums. Der Green Deal zielt unter anderem auf die Versorgung mit sauberer, erschwinglicher und sicherer Energie sowie auf die Mobilisierung der Industrie für eine saubere Kreislaufwirtschaft ab. Mit dieser Leitlinie verfolgt die EU-Kommission das Ziel, Europa bis 2050 unter Beteiligung verschiedener Wirtschaftssektoren und wissenschaftlicher Disziplinen zum ersten klimaneutralen Kontinent zu machen.²³ Im Dezember 2020 einigte sich der Europäische Rat auf ein neues EU-Ziel zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % bis 2030, das von der EU-Kommission im Rahmen eines geplanten europäischen Klimagesetzes im Zusammenhang mit dem Green Deal vorgeschlagen wurde.²⁴ Im Mai 2021 wurde eine vom EU-Rat und -Parlament vorgeschlagene vorläufige Vereinbarung gebilligt und als europäisches Klimagesetz verabschiedet.

¹⁷ ECB. Pressemitteilung. <https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2022/html/ecb.mp220908~c1b6839378.de.html>.

¹⁸ ECB. Pressekonferenz. <https://www.ecb.europa.eu/press/pressconf/2022/html/ecb.is220721~51ef267c68.de.html>.

¹⁹ Eurostat. August 2022.

²⁰ <https://www.un.org/en/climatechange/cop26>.

²¹ IEA. World Energy Outlook 2021. October 2021.

²² IEA. World Energy Outlook 2021. October 2021.

²³ European Commission. The European Green Deal. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.

²⁴ European Council. <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/timeline-european-green-deal/>.

In der Vereinbarung werden das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030, um mindestens 55 % zu reduzieren, und das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 für die Europäische Union gesetzlich verankert.²⁵ Die Vorschläge und Initiativen zur Aktualisierung der Rechtsvorschriften im Hinblick auf die Erreichung des Ziels für 2030 sind Teil des Pakets „Fit for 55“. Dazu gehört ein Vorschlag zur Erhöhung des für 2030 angestrebten Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Energieerzeugung von 32 % auf 40 %.²⁶

Im Juli 2020 trat die Taxonomie-Verordnung in Kraft, die Umweltziele festlegt und die Grundlage für die EU-Taxonomie bildet, ein Klassifizierungssystem für nachhaltige Wirtschaftstätigkeiten. Die Delegierte Verordnung zur EU-Klimataxonomie, die im Juni 2021 angenommen wurde, vermittelt ein klareres Verständnis dafür, welche Tätigkeiten am besten zur Erfüllung der EU-Umweltziele beitragen.²⁷ Im Februar 2022 legte die Europäische Kommission im Rahmen der Delegierten Verordnung zum Klimawandel spezifische Bedingungen fest, unter denen auch Tätigkeiten im Nuklear- und Gassektor von der EU-Taxonomie erfasst werden.²⁸

Weitere energiepolitische Entwicklungen in Europa

Viele EU-Mitgliedstaaten und andere europäische Länder haben Maßnahmen zum Ausstieg aus konventionellen Kraftwerken, insbesondere aus Kohlekraftwerken, zugesagt. Im Zeitraum von 2022 bis 2030 werden in Europa voraussichtlich fast 100 GW an Stromerzeugungsleistung aus Kohle stillgelegt.²⁹ In vier EU-Ländern wurden Kohlekraftwerke bereits vollständig vom Netz genommen, und die neu gewählte deutsche Regierung kündigte an, dass ein vollständiger Ausstieg bereits bis 2030 statt wie bisher geplant bis 2038 erreicht werden soll.³⁰

Mehrere EU-Länder wie Deutschland und Belgien sind ebenfalls dabei, aus der Nutzung der Kernenergie auszusteigen. Andere EU-Mitglieder, darunter Frankreich, Ungarn und die Tschechische Republik, planen den Ausbau der bestehenden Kernkraftwerke.³¹ In einer umstrittenen Entscheidung gab die Europäische Kommission im Februar 2022 bekannt, dass sowohl Erdgas als auch Kernenergie als nachhaltig eingestuft werden können, wenn sie bestimmte Kriterien erfüllen. Dies hat zu Widerspruch in Ländern wie Deutschland, Österreich, Luxemburg und Spanien geführt.³²

Neben den Bemühungen des öffentlichen Sektors erfahren die erneuerbaren Energien auch eine starke Unterstützung durch den privaten Sektor. Diese Unterstützung spiegelt sich zum Beispiel in der RE100-Initiative wider. Bisher haben sich mehr als 340 große internationale Unternehmen dieser Initiative angeschlossen und verfolgen das Ziel, bis spätestens 2040 100 % des von ihnen verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen.³³ Einige große Technologiekonzerne gehen sogar noch weiter und wollen ab 2030 rund um die Uhr kohlenstofffreie Energie nutzen, was bedeutet, dass jede verbrauchte Kilowattstunde Strom aus kohlenstofffreien Quellen bezogen werden muss.³⁴

Maßnahmen der EU und EU-Mitgliedsstaaten als Reaktion auf hohe Strommarktpreise

Der Trend zu höheren Strompreisen hat sich in den letzten Monaten durch die zunehmende Knappheit fossiler Energieträger, insbesondere Erdgas, verstärkt. Bereits vor seinem Angriffskrieg auf die Ukraine hat Russland begonnen, Gasexporte in die europäische Union zu verringern und Energie in Europa dadurch zu verteuern.³⁵ Da die Nachfrage nach Strom inelastisch ist, stiegen die Marktpreise stark an. Im Vergleich zu Zeiten billiger Gasimporte aus Russland und niedriger CO₂-

²⁵ European Council. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2021/05/05/european-climate-law-council-and-parliament-reach-provisional-agreement/>.

²⁶ European Council. <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/>.

²⁷ European Commission. https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/sustainable-finance/eu-taxonomy-sustainable-activities_en.

²⁸ European Commission. https://ec.europa.eu/info/publications/220202-sustainable-finance-taxonomy-complementary-climate-delegated-act_en.

²⁹ Bloomberg New Energy Finance.

³⁰ <https://beyond-coal.eu/coal-exit-timeline/>.

³¹ <https://www.wired.com/story/europe-nuclear-power-plants/>.

³² BBC. <https://www.bbc.com/news/world-europe-60229199>.

³³ RE100. <https://www.there100.org/re100-members>.

³⁴ UN. The 24/7 Carbon Free Energy Compact.

³⁵ <https://www.politico.eu/article/russia-energy-eu-prices-gas-vladimir-putin-ukraine-war-sanctions/>.

Zertifikatspreise in der europäischen Union haben sich die durchschnittlichen Strommarktpreise in den meisten europäischen Ländern vervielfacht. Im Sommer 2022 trug dazu auch der Ausfall zahlreicher französischer Atomkraftwerke aufgrund von Wartungen und Niedrigwasser in den zur Kühlung benötigten Flüssen bei.³⁶ Diese Preissignale sind ein Anreiz zur Reduzierung des Verbrauchs von Strom und Gas in Bereichen mit Einsparpotenzial. Für manche Konsumenten, insbesondere Privathaushalte, stellen die gestiegenen Preise jedoch eine zu große Belastung dar. Um diese Konsumenten vor den Auswirkungen hoher Strompreise zu schützen, bedarf es politischer Unterstützungsmaßnahmen.

Seit Beginn des Jahres wurden in vielen europäischen Ländern Subventionen eingeführt oder Steuern gesenkt, um von den steigenden Strompreisen betroffene Konsumenten zu entlasten. So begannen beispielsweise die Regierungen in Spanien und Portugal, den Verbrauch von Erdgas in der Stromproduktion zu subventionieren, was neben niedrigeren Strompreisen für Konsumenten auch eine Steigerung des Gasverbrauchs zur Folge hatte.³⁷ Zunächst wurden diese Entlastungsmaßnahmen aus den regulären Staatshaushalten finanziert. Im September 2022 veröffentlichte die EU-Kommission einen Vorschlag, weitreichende staatliche Zuschüsse für private und industrielle Stromverbraucher durch Sonderabgaben für Energieproduzenten zu finanzieren. Neben einer Übergewinnsteuer für Mineralölkonzerne ist die Abschöpfung der Umsätze von Stromproduzenten

vorgesehen, wenn diese einen Höchstwert von 180 €/MWh übersteigen. Ausgenommen ist Strom, der aus Erdgas oder Steinkohle produziert wird, da die Grenzkosten mancher Produzenten in diesem Bereich oberhalb des Höchstwertes liegen. Die Maßnahme soll ab dem 1. Dezember 2022 und bis zum 31. März 2023 gültig sein und von den Mitgliedsstaaten umgesetzt werden. Mitgliedsstaaten haben die Möglichkeit, technologiespezifische Obergrenzen unterhalb von 180 €/MWh festzulegen.³⁸

Produzenten erneuerbaren Stroms sind von dieser Maßnahme betroffen, sofern sie Strom zu aktuellen Marktpreisen verkaufen. Zwar ist zu erwarten, dass die Obergrenze weiterhin einen profitablen Betrieb der betroffenen Wind- und Solarparks zulässt, jedoch erhöht sich durch die Maßnahme die Unsicherheit für Investitionen in der europäischen Union. Die EU-Kommission möchte im Anschluss an diese kurzfristigen Maßnahmen einen Vorschlag für eine tiefergehende Reform des europäischen Strommarktes erarbeiten. Das Merit-Order-System, in dem wie auch in anderen Rohstoffmärkten die Grenzkosten des teuersten noch zur Nachfragedeckung benötigten Produzenten preisbildend sind, soll grundsätzlich überdacht werden. Eine solche Reform kann für Betreiber von Wind- und Solarparks sowie Stromspeichern langfristig Chancen bieten, falls die neuen Marktmechanismen besser auf diese Technologien zugeschnitten sind und dadurch neue Einnahmequellen erschließen. In der Zwischenzeit steigt jedoch die Unsicherheit für langfristige Investitionen.

3.2.2.2. Technologische Rahmenbedingungen und Entwicklungen

Erneuerbare Energien

In den letzten zehn Jahren hat die Erzeugung von Solar- und Onshore-Windstrom von technologischen Fortschritten und Größenvorteilen profitiert. Infolgedessen sind diese erneuerbaren Energiequellen im Vergleich zu konventionellen Technologien zunehmend wettbewerbsfähig geworden. So sind beispielsweise die globalen gewichteten durchschnittlichen Stromgestehungskosten („**LCOE**“) für Solarenergie laut BNEF von 304 USD pro Megawattstunde

(„**MWh**“) im Jahr 2009 auf 45 USD pro MWh im Jahr 2022 gesunken, was einem Rückgang um 85 % entspricht.³⁹ Im Vergleich zum Jahr 2021 stiegen die Kosten jedoch von 40 USD um 12,5 % an. Die Stromgestehungskosten für Onshore-Windenergie sanken um 50 % von 93 USD pro MWh im Jahr 2009 auf 46 USD pro MWh im Jahr 2022, stiegen jedoch im Vergleich zu 2021 von 43 um 7 % an. Aufgrund dieser beträchtlichen Kostensenkung liegen die Stromgestehungskosten für Solar- und Onshore-Windkraftanlagen nun größtenteils innerhalb oder unterhalb der Kostenspanne für fossile Brennstoffe.

³⁶ <https://www.energyquantified.com/blog/french-nuclear-outages-winter-2022-23-and-power-balance-outlook>.

³⁷ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-08-17/spain-burns-more-gas-in-costly-setback-to-drive-for-clean-power#xj4y7vzkg>.

³⁸ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_5489.

³⁹ 1H 2022 LCOE Update. BNEF. Juni 2022.

Für das Jahr 2022 liegen die LCOEs für fossile Brennstoffe zwischen 74 USD pro MWh für Kohle und 81 USD pro MWh für Gaskraftwerke („CCGT“). Große Batteriespeicher (mit einer Laufzeit von 4 Stunden) haben ebenfalls einen starken Rückgang der LCOE von 721 USD pro MWh im Jahr 2012 auf 153 USD pro MWh im Jahr 2022 verzeichnet. Im Vorjahresvergleich stiegen die Kosten jedoch von 141 USD um 8,5 % an.⁴⁰

In den letzten 15 Jahren hat die Leistung der erneuerbaren Energien enorm zugenommen. Im Jahr 2006 erzeugten Solar- und Windenergie weltweit nur 6 TWh bzw. 133 TWh. Bis 2020 stieg die Produktion erneuerbarer Energien auf 833 TWh für Solar- und fast 1.600 TWh für Windenergie.⁴¹ Im Jahr 2021 wurden in Europa 17 GW neue Windkraftleistung installiert (davon 14 GW an Land), was einer installierten Gesamtleistung von 236 GW entspricht.⁴²

Die Internationale Energieagentur („IEA“) berichtet in ihrem World Energy Outlook 2021, dass sich die Stromerzeugung in Europa unter dem angegebenen politischen Rahmen im Jahr 2030 auf etwa 4.601 TWh belaufen wird (2020: 3.952 TWh). Bis 2030 dürften sich die Auswirkungen der Elektrifizierung auf die Nachfrage zunehmend bemerkbar machen, vor allem im Straßenverkehr und im Wärmesektor.⁴³

Batteriespeicher

Der steigende Anteil von Wind- und Solarstrom in den Stromnetzen ist eine große Herausforderung für die Netzinfrastruktur. In den meisten Netzen stellten bisher Kohlekraftwerke und Atomkraftwerke die Grundlast zur Verfügung. Reservekraftwerke, die meistens mit Erdgas betrieben werden, wurden zum Ausgleich von Spitzenlasten genutzt. In manchen Ländern spielt zudem die Wasserkraft eine wichtige Rolle, die sowohl Grundlast als auch Spitzenlast bereitstellen kann, sofern die Reservoirs gefüllt sind. Die Produktion aus Wind- und Solarkraft ist nicht steuerbar und variiert innerhalb von Sekunden, Stunden und über das Jahr hinweg stark, daher muss regelmäßig die entstehende Differenz zwischen Angebot und Nachfrage ausgeglichen werden. Eine Möglichkeit hierfür sind leistungsfähige Übertragungsnetze, die Strom über weite Strecken von Orten mit überschüssiger Erzeugung zu solchen mit Defiziten leiten können.

Je größer ein Netzverbund ist, desto besser können Schwankungen so ausgeglichen werden. In Kontinentaleuropa war es so bisher möglich, Wind- und Solarstrom in das bestehende Netz einzugliedern. Höhere Anteile würden jedoch einen deutlichen Ausbau der Netze erfordern, der nicht nur sehr teuer wäre, sondern auch zu lange dauern würde, um den wichtigen Ausbau der erneuerbaren Energien nicht zu bremsen. Entscheidende Projekte, wie beispielsweise die Stromtrasse „Südlink“, die die Übertragungskapazität zwischen Nord- und Süddeutschland erhöhen soll, verzögern sich unter anderem durch Anwohnerproteste voraussichtlich um mindestens 6 Jahre bis zum Jahr 2028.⁴⁴

Eine Alternative zum Netzausbau sind Flexibilitätslösungen wie Stromspeicher. In Ländern, deren Topographie sich nicht für Pumpspeicherkraftwerke eignet, sind Lithium-Ionen-Batterien die führende Stromspeichertechnologie. Insbesondere in Elektrizitätsnetzen die wenige Verbindungen |zu den Netzen anderer Länder haben, wie beispielsweise Großbritannien und Australien, werden Batteriespeicher schon jetzt in großem Stil genutzt, um die Netze zu stabilisieren und durch Wind und Sonne ausgelöste Schwankungen teilweise auszugleichen.

Volatile Energiequellen belasten das Netz nicht nur dadurch, dass sie stundenweise mehr oder weniger produzieren als gerade benötigt wird. Sie entziehen dem Netz auch physikalische Trägheit, die benötigt wird, um die Netzfrequenz konstant zu halten. Konventionelle Kraftwerke können kurzfristige Schwankungen der Netzfrequenz, die bei plötzlichen Änderungen der Produktion oder des Verbrauchs entstehen, durch die gleichmäßige Rotation ihrer Dampfturbinen kurzzeitig ausgleichen. Falls ein Produktions- oder Nachfrageüberschuss mehrere Sekunden anhält, werden konventionelle Kraftwerke heruntergefahren oder ständig bereitgehaltene Reservekapazitäten, zum Beispiel Gaskraftwerke, abgerufen. Volatile Energiequellen erhöhen den Bedarf nach Reservekapazität und nach Abnehmern überschüssiger Produktion und stellen dem Netz keine physikalische Trägheit zur Verfügung, da sie keine Dampfturbinen enthalten. Da sich die Produktion aus Wind- und Solarkraft innerhalb von Sekunden verändern kann, muss die Reservekapazität schnell verfügbar sein.

Batterien erfüllen diese Anforderungen sehr gut. Sie können innerhalb von Millisekunden einen Lade-

⁴⁰ 1H 2022 LCOE Update. BNEF. June 2022.

⁴¹ IEA. World Energy Outlook 2021. October 2021.

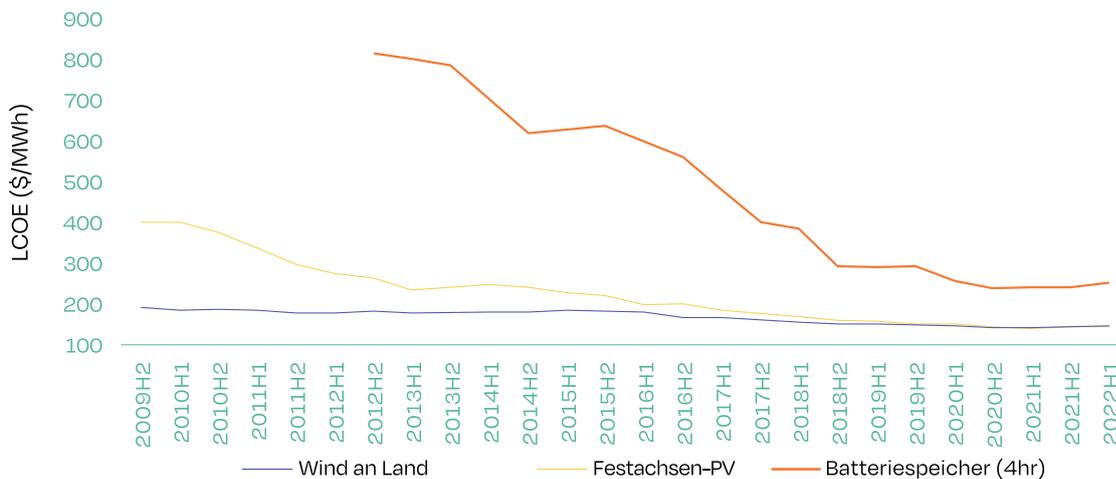
⁴² WindEurope. Wind Energy in Europe: 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026.

⁴³ IEA. World Energy Outlook 2021. October 2021.

⁴⁴ <https://www.swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/transnet-stromautobahn-ausbau-verzoegert-100.html>.

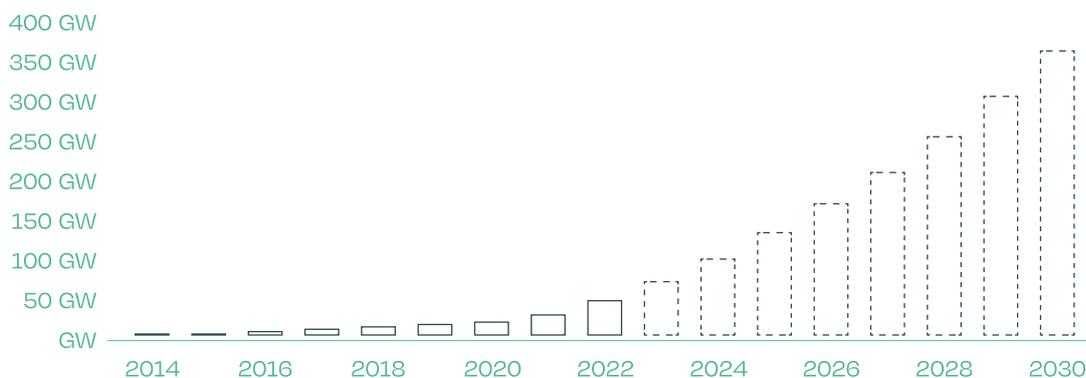
oder Entladevorgang starten und dadurch zur Stabilisierung der Netzfrequenz beitragen. Zudem können sie einen Teil des überschüssigen Stroms in Stunden hoher Produktion aus Wind- und Solarenergie speichern und zu einem späteren Zeitpunkt, wenn die Produktion niedriger ist, wieder ins Netz einspeisen. Dadurch ermöglichen sie einen gleichmäßigeren Stromverbrauch trotz schwankender Produktion und verringern die Volatilität der Strompreise am Spotmarkt. Zudem können Batterien direkt mit Wind- oder Solarparks verbunden werden, um deren Einspeisung in das Netz gleichmäßiger zu machen.

Bis vor wenigen Jahren waren Lithium-Ionen Batterien noch zu teuer, um als Stromspeicher eingesetzt zu werden. Auch aufgrund der Zunahme der Elektromobilität hat sich die Technologie, die es bereits seit den 1970er Jahren in kommerziellen Anwendungsbereichen wie zum Beispiel Taschenrechnern gibt⁴⁵, enorm verbessert, und auch die Lieferketten wurden ausgebaut, sodass die Kosten stark gesunken sind. Während das namensgebende Lithium im Elektrolyt der Batterien enthalten ist, können für die Kathode verschiedene Metalle verwendet werden. Bis vor einigen Jahren war vor allem NMC (Nickel-Mangan-Cobalt) als Kathodenmaterial verbreitet. Heutzutage werden für Batteriespeicher überwiegend LFP (Lithium-Eisen-Phosphate) Kathoden genutzt. Diese beinhalten nicht die knappen und teuren Metalle Nickel und Cobalt, und sind daher langfristig besser für die Massenproduktion geeignet. Wie in nachfolgender Abbildung zu sehen, sanken die LCOE für Batteriespeicher seit 2010 noch deutlicher als für Wind und Solar.⁴⁶



Aufgrund dieser Eigenschaften und der Erkenntnis, dass ein rechtzeitiger Netzausbau nicht realistisch ist, werden in zahlreichen Ländern Batteriespeicher installiert. Wie in nachfolgender Abbildung ersichtlich, schätzt BNEF, dass die weltweit installierte Batteriespeicherkapazität bis zum Jahr 2030 um durchschnittlich 30 % pro Jahr steigen wird.⁴⁷

Globale Batteriespeicherkapazität (GW)



⁴⁵ <https://www.mdpi.com/1996-1944/13/8/1884/html>.

⁴⁶ 1H 2022 LCOE Update. BNEF. June 2022.

⁴⁷ 2022 Energy Storage Market Outlook, BNEF 2022.

3.2.3. Geschäftsverlauf

3.2.3.1. Wesentliche Ereignisse

Erstes grünes Darlehen zur Optimierung der Kapitalstruktur und Finanzierung weiteren Wachstums

Am 26. Februar 2022 unterzeichnete eine Tochtergesellschaft der Gruppe erstmalig ein grünes Darlehen in Höhe von 35 Mio. € per Privatplatzierung mit der UBS Asset Management. Die besicherte Finanzierung kam im Rahmen einer Privatplatzierung zustande. Der Zinssatz ist über die Laufzeit des grünen Darlehens bei 4,85 % fixiert, wodurch die Gruppe keinem Zinsänderungsrisiko ausgesetzt ist. Die Laufzeit des Darlehens beträgt fünf Jahre ab Vertragsunterzeichnung mit endfälliger Rückzahlung. Rund 26 Mio. € wurden zur Refinanzierung bestehender Verbindlichkeiten und zur Optimierung der Kapitalstruktur der Gruppe verwendet. Davon wurden rund 9,3 Mio. € genutzt, um ein bestehendes nachrangiges Darlehen abzulösen, das zu etwa einem Prozentpunkt höher verzinst war als die gesicherte Privatplatzierung. Die Refinanzierung des bestehenden nachrangigen Darlehens ermöglichte zudem eine Vereinfachung der Konzernstruktur, die zu einer signifikanten Kostenersparnis führt. Weitere ungefähr 16,5 Mio. € wurden zur Refinanzierung der revolvingierenden Kreditfazilität der Gruppe verwendet. Dadurch verbessert sich das Refinanzierungsprofil der Gruppe, indem eine revolvingierende Kreditfazilität mit kurzer Laufzeit durch eine längerfristige Finanzierung ersetzt wird. Daneben trägt der feste Zinssatz positiv zum ohnehin limitierten Zinsänderungsrisikos der Gruppe bei. Das nach den genannten Refinanzierungen verbleibende Netto-Darlehensvolumen dient der Finanzierung des weiteren Ausbaus des bestehenden Portfolios der Gruppe und zur Finanzierung zukünftiger Akquisitionen.

Umsatzprognose für das Geschäftsjahr 2022 veröffentlicht

Am 31. März 2022 gab Tion seine Umsatzprognose für das Geschäftsjahr 2022 bekannt. Das Management sieht für das Jahr 2022 ein signifikantes Umsatzwachstumspotenzial durch das gewachsene Portfolio und hohe Strompreise. Im Jahr 2022 kann der Anteil der Stromproduktion, der zu Marktpreisen abgesetzt werden kann, bei

bis zu 50% liegen, abhängig von der tatsächlichen Produktion und den Marktbedingungen. Dem liegen zwei wesentliche Komponenten zugrunde:

1. Ungefähr 30 % der erwarteten Stromproduktion in Polen wird 2022 zu Marktpreisen verkauft werden, die deutlich über den historischen Durchschnittswerten liegen könnten, worauf aktuelle Preise für Futures hinweisen;
2. Durch die Einspeisevergütung geförderte Solar- und Windparks in Deutschland können an Marktpreisen partizipieren, wenn der monatliche Referenzpreis über der zugewiesenen Einspeisevergütung liegt. Einige der in Deutschland gelegenen Anlagen der Gruppe könnten wie bereits im ersten Quartal 2022 aufgrund der hohen Strompreise im Jahr 2022 weiterhin von diesem Mechanismus profitieren.

Die Umsatzprognose der Gruppe basiert auf bereits guten Windverhältnissen in Kombination mit hohen Strompreisen im Januar und Februar 2022 sowie der Möglichkeit anhaltend hoher Strompreise. Der Vorstand erwartet für das Geschäftsjahr 2022 Umsatzerlöse zwischen 33,0 Mio. € und 43,0 Mio. €. Selbst am unteren Ende der Prognose würden die Umsatzerlöse noch immer um 50% gegenüber den 22,0 Mio. € im Jahr 2021 zunehmen. Das Management geht davon aus, dass speziell die Strompreise in Polen und Deutschland, die langfristige Höchststände erreicht haben, die Umsatzerlöse über die bisherigen Erwartungen hinaus steigern werden. Jedoch unterliegen Strompreise derzeit einer erheblichen Volatilität, wodurch sich eine breite Spanne der prognostizierten Umsatzerlöse ergibt. Anlässlich der Veräußerung ihres tschechischen Portfolios im Juli dieses Jahres passte der Vorstand seine Umsatzprognose für das Geschäftsjahr 2022 von 33,0 Mio. € bis 43,0 Mio. € auf 30,0 Mio. € bis 40,0 Mio. €. Diese Anpassung basiert auf (i) dem Abzug der erwarteten Umsatzerlöse des tschechischen Portfolios, (ii) den Erwartungen entsprechenden konzernweiten Produktionszahlen im bisherigen Jahresverlauf in Verbindung mit hohen Strompreisen, (iii) der Möglichkeit weiterhin hoher Strompreise, (iv) keiner Reinvestition des Veräußerungserlöses und (v) der Annahme, dass keine weiteren Zukäufe getätigt werden.

Erfolgreiche finale Abnahme des 14,1 MW Solarparks in den Niederlanden

Tion hat im Oktober 2021 einen sich im Bau befindlichen Solarpark in der Nähe von Hernen in den Niederlanden mit einer Gesamtleistung von ungefähr 14,1 MW erworben. Der Solarpark wurde planmäßig im ersten Quartal 2022 fertiggestellt und Mitte Mai final abgenommen. Seit Anfang Februar produziert der gesamte Solarpark Strom und profitiert von dem niederländischen staatlichen Subventionsregime (SDE+). Ähnlich wie die deutsche Einspeisevergütung erlaubt dieses Subventionsregime eine Partizipation an Marktpreisen für Strom welche die staatlich garantierten Förderungen überschreiten.

12 von 13 Nachhaltigkeitszielen im Jahr 2021 erfüllt und neue ambitionierte Ziele für 2022 und darüber hinaus

Am 6. Juli 2022 wurde der zweite Nachhaltigkeitsbericht der Gruppe veröffentlicht. Dieser Bericht, der zweite in der Geschichte der Gruppe, zeigt wie Tion Nachhaltigkeit bereits als noch junges Unternehmen als zentrales Element in seine Wachstumsstrategie integriert hat und erläutert, wie Nachhaltigkeitsbemühungen in Zukunft noch ehrgeiziger gestaltet werden sollen. Des Weiteren legt der Bericht die Leistungen der Gesellschaft im Jahr 2021 dar und definiert, was Tion im Jahr 2022 und darüber hinaus zu erreichen hofft, um Bemühungen ihren positiven Einfluss auf die Umwelt, Menschen und Partner zu erhöhen und ihre negativen Auswirkungen zu minimieren.

Die Gruppe hat bis auf eine Ausnahme alle Nachhaltigkeitsziele erreicht, die sie sich für 2021 gesetzt hatte. Unter anderem gelang es der Gruppe, ihr erstes Treibhausgasinventar zu erstellen, das eine detaillierte Übersicht der CO₂-Emissionen der Gesellschaft liefert und es der Gesellschaft ermöglicht, besser zu verstehen, wo Emissionen entstehen und wie sie reduziert werden können. Darüber hinaus hat Tion ein Umweltmanagementsystem („UMS“) eingeführt. Das UMS verbessert die Begrenzung von Umweltrisiken und stellt einen weiteren Schritt zur Minimierung der durch die Geschäftstätigkeit der Gesellschaft verursachten negativen Umweltauswirkungen dar. Parallel dazu wurde ein Sozialmanagementsystem entwickelt und eingeführt, um die sozialen Risiken zu minimieren und abzuschwächen. Zusätzlich wurde eine erste Compliance-Schulung durchgeführt, welche den

Verhaltenskodex, die Antikorruptionsrichtlinie, und die Kapitalmarktrichtlinie abdeckt. Außerdem wurde ein Verhaltenskodex für Zulieferer eingeführt. Des Weiteren konnte die Gruppe Fortschritte bei der Erreichung ihrer mittelfristigen Ziele erzielen, indem sie den Anteil erneuerbarer Energien an ihrem Stromverbrauch von 60,8 % im Jahr 2020 auf 71,4 % im Jahr 2021 und damit näher an das für 2023 angestrebte Ziel von 75 % erhöhte. Auch konnte die Gruppe ihr Portfolio an erneuerbaren Energien um 84 MW auf 166 MW vergrößern und somit ihrem Ziel von 400 MW für 2023 näherkommen.

Aufgrund der Bestrebungen der Gruppe, ihren positiven Einfluss auf die Umwelt, Menschen und Partner kontinuierlich zu steigern und negative Auswirkungen zu minimieren, hat sich die Gesellschaft zusätzliche ehrgeizige Ziele für das Jahr 2022 und die Folgejahre gesetzt. Mehrere der neuen Ziele legen einen besonderen Schwerpunkt auf die Verbesserung der Zusammenarbeit mit Entwicklungspartnern der Gesellschaft, um sicherzustellen, dass auch die ökologischen und sozialen Auswirkungen in der Entwicklungsphase von Projekten berücksichtigt und gegebenenfalls gemildert werden.

Darüber hinaus hat die Gruppe ein neues wesentliches Thema – „Beziehungen zu Gemeinschaften“ – in ihre Liste der wesentlichen Themen aufgenommen. Dieses erläutert detailliert, welche Initiativen die Gruppe ergriffen hat und welche Ideen sie in Initiativen umsetzen möchte, um kontinuierlich positive Beziehungen zu den Gemeinschaften, mit denen sie in Kontakt kommt und steht, zu gewährleisten.

Portfoliorotation eingeleitet, um Markteintritt in das Vereinigte Königreich sowie Batteriespeichermarkt zu ermöglichen

Am 11. Juli 2022 unterschrieb die Gruppe Verträge über die Veräußerung ihres tschechischen Portfolios, das vier Solarparks mit einer installierten Gesamtleistung von 7,5 MW umfasst. Der Verkauf wurde im Juli 2022 auch vollzogen. Die Veräußerungserlöse sollen den Erwerb erster Projekte im Vereinigten Königreich sowie potentiell den Eintritt in den Batteriespeichermarkt ermöglichen. Darüber hinaus würde diese erste Portfoliorotation ein weiteres Portfoliowachstum durch eine noch effizientere Nutzung des Eigenkapitals der Gesellschaft ermöglichen.

Weiterentwicklung zu einem Unternehmen für Investitionen in die Energiewende

Am 14. Juli gab die Gruppe bekannt, sich von einem im Bereich erneuerbarer Energien gewachsenen Unternehmen zu einem zukunftssträchtigen Unternehmen für Investitionen in die Energiewende zu entwickeln. Diese Initiativen umfassen die Bündelung der Kräfte mit der clearwise AG, einem in Deutschland gelisteten IPP mit einem Wind- und Solarportfolio in mehreren europäischen

Ländern, die Entwicklung maßgeschneiderter Lösungen für institutionelle Investoren und Investitionen in skalierbare grüne Technologien. Diese Initiativen werden den Schwerpunkt von Tion über den klassischen Erwerb und Betrieb von Solar- und Windprojekten hinaus verlagern, um von den Möglichkeiten zu profitieren, die sich durch die zunehmenden globalen Bemühungen zur Dekarbonisierung unseres Stromsystems und die umfangreiche Pipeline der Gruppe bieten.

3.2.3.1. Wesentliche Leistungsindikatoren

Adjustiertes operatives EBITDA und EBIT

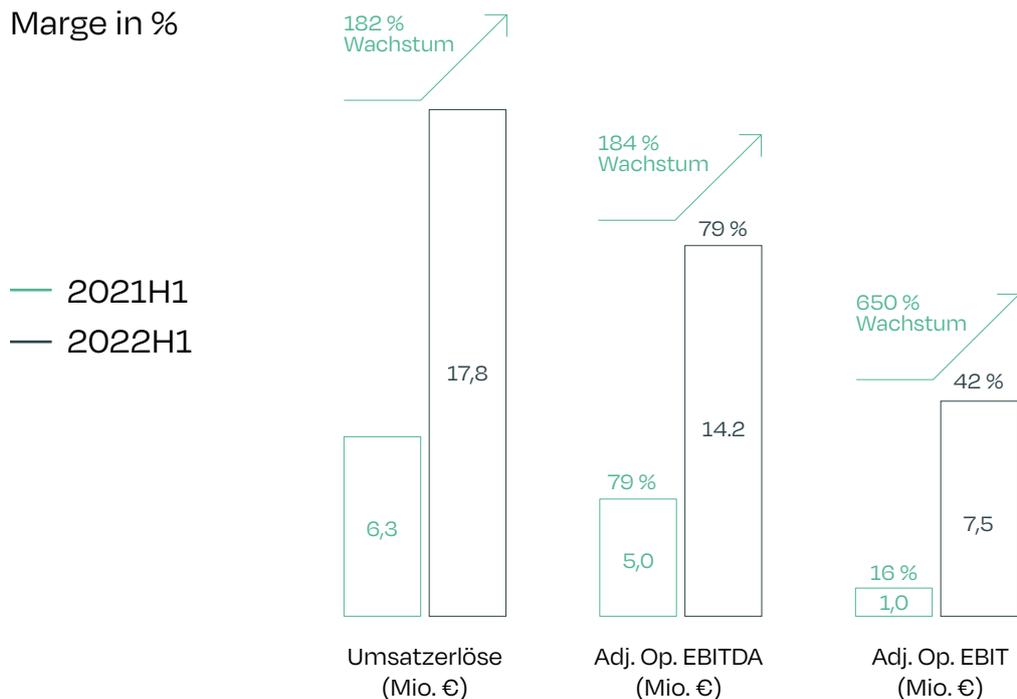
Umsatzerlöse und Stromproduktion stiegen im ersten Halbjahr 2022 auf 17,8 Mio. € (2021H1: 6,3 Mio. €) bzw. auf 168,1 GWh (2021H1: 50,8 GWh).

Das um Einmaleffekte adjustierte Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) auf Portfolioebene belief sich auf 14,2 Mio. € (2021H1: 5,0 Mio. €). Das um Einmaleffekte bereinigte

Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBIT) auf Portfolioebene betrug 7,5 Mio. Euro (2021H1: 1,0 Mio. Euro).

Daraus ergab sich eine adjustierte operative EBITDA-Marge von 79 % (2021H1: 79 %) und eine adjustierte operative EBIT-Marge von 42 % (2021H1: 16 %), welche die operative Ertragskraft des Portfolios illustrieren.

Marge in %

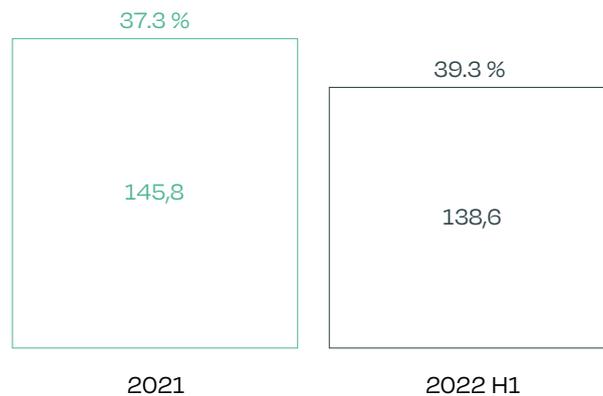


Netto-Verschuldung

Die Gruppe betrachtet die Entwicklung der Verschuldung und insbesondere der bereinigten Nettoverschuldung als zentrale finanzwirtschaftliche Kennziffer. Die vorgenannte Kennziffer erfasst den Betrag der finanziellen Verbindlichkeiten abzüglich der Barmittel und der sonstigen kurzfristigen finanziellen Vermögenswerte. Die bereinigte Nettoverschuldung belief sich zum Halbjahr des Geschäftsjahres 2022

auf 138,6 Mio. € (2021: 145,8 Mio. €). Der Rückgang der bereinigten Nettoverschuldung ist auf die laufende Tilgung der finanziellen Verbindlichkeiten zurückzuführen. Die bereinigten Eigenkapitalquoten der Gruppe spiegeln das bilanzielle Eigenkapital geteilt durch das bilanzielle Eigenkapital zuzüglich der bereinigten Nettoverschuldung wider und betragen zum Ende des Geschäftsjahres 2022 39,3 % (2021H1: 37,3 %).

Bereinigte Nettoverschuldung (Mio. €) und bereinigte Eigenkapitalquote (%)



3.3. Segmente

Für die operativen Segmente werden das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) und das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) um einmalige Posten bereinigt. Da im nicht-operativen Segment alle Beteiligungen des Konzerns einschließlich der obersten Muttergesellschaft Tion zusammengefasst sind, die weder Solar- noch Windparks betreiben, werden die operativen Segmente naturgemäß um Holdingkosten einschließlich Personalkosten bereinigt. Das um Einmaleffekte bereinigte EBIT(DA) der operativen Segmente entspricht daher konzeptionell dem bereinigten operativen EBIT(DA) auf Portfolioebene, wird aber auf verschiedene operative Segmente heruntergebrochen.

Wind Deutschland

Im ersten Halbjahr 2022 entsprachen die Windgeschwindigkeiten in Deutschland weitgehend den Erwartungen. Technische Ausfälle einzelner Turbinen führten an den Standorten Berg und Reudelsterz zeitweise zu reduzierter Produktion. Alle Schäden wurden durch die Full-Service-Wartungsverträge abgedeckt und werden in die Verfügbarkeitsgarantie einbezogen. Aufgrund der hohen Strommarktpreise, die die EEG-Mindestvergütung aller Windparks der Gruppe in jedem Monat überstiegen, konnten Umsätze erzielt werden, die die erwarteten Mindestumsätze um mehr als 40% überstiegen.

Der vergleichsweise hohe Materialaufwand ist dem fortgeschrittenen Alter einiger Anlagen

und dem Umstand geschuldet, dass die Windparks mit Vollwartungsverträgen inklusive Großkomponententausch ausgestattet sind. Die Vollwartungsverträge sollen nicht nur einen aktuellen Versicherungsschutz bieten, sondern auch perspektivisch den technischen Weiterbetrieb der Anlagen über die Einspeisevergütung hinaus sicherstellen.

Die in Deutschland gelegenen Windparks der Gruppe erzielten im ersten Halbjahr 2022 einen Umsatz von 5,1 Mio. € (2021H1: 2,3 Mio. €) und produzierten eine Strommenge von 30,3 GWh (2021H1: 29,8 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2022H2 (GWh)	Produktion 2021H1 (GWh)	Jährl. Prod. veränd. in %	Summe Umsatzerlöse 2022H1 (T€)	Summe Umsatzerlöse 2021H1 (T€)	Jährl. Ums. veränd. in %
Reudelsterz	WP	15,6	Q1-41	12,5	11,6	n/a	2.086,3	614,4	n/a
Kampehl	WP	6,0	Q4-25	3,2	3,1	-12 %	524,3	280,3	87 %
Berg	WP	4,5	Q4-24	3,8	4,0	-20 %	630,2	366,0	72 %
Etgersleben	WP	4,5	Q4-22	3,2	3,2	-9 %	544,6	302,5	80 %
Titz	WP	4,5	Q4-23	2,8	2,8	-25 %	462,3	265,0	74 %
Süderbrarup	WP	3,0	Q4-31	2,7	2,9	-6 %	437,5	223,1	96 %
Berthelsdorf	WP	3,0	Q4-22	2,1	2,2	-13 %	382,4	209,7	82 %
Wind Deutschland		41,1		30,3	29,8	45 %	5.067,6	2.261,0	57 %
Prozent Wind von Deutschland insgesamt		56 %		57 %	72 %		56 %	43 %	
Prozent der Gruppe		26 %		18 %	64 %		28 %	36 %	

Anmerkungen:

- "Subventionsende" bezieht sich auf das erste Datum, an dem zumindest ein Teil der geltenden Förderregelung ausläuft.
- Die PAC Saphir GmbH & Co. KG (SPV für die Windparks Berthelsdorf, Etgersleben und Titz) und PAC Topas GmbH & Co. KG (SPV für die Windparks Berg und Kampehl) haben mit der Pacifico Energy Partners GmbH Optionskaufverträge über den Verkauf der Windparks abgeschlossen, um ein mögliches Repowering und eine Erweiterung der Windparks nach dem Auslaufen der EEG-Förderung zu ermöglichen. Bei Ausübung der Optionen hätte die Gruppe einen vorrangigen Zugang zum Rückkauf der repowerten und potenziell erweiterten Windparks.

Das bereinigte operative EBITDA belief sich im Berichtszeitraum auf 4,3 Mio. € (2021H1: 1,5 Mio. €) und das bereinigte operative EBIT auf 2,7 Mio. € (2021H1: 68,6 T€).

Marge in %



Solar Deutschland

Die deutschen Solarparks der Gruppe übertrafen die erwartete Produktion im ersten Halbjahr 2022 leicht. Insbesondere im März waren die Bedingungen überdurchschnittlich gut. Aufgrund der höheren EEG-Mindestvergütungen war der Effekt der hohen Strommarktpreise auf den Umsatz der Solarparks geringer als bei den Windparks. Dennoch konnte fast ein Drittel des Stroms zu

Preisen oberhalb der Mindestpreise abgesetzt werden. In Summe lagen die Umsätze ca. 15 % über den Erwartungen.

Die Solarparks der Gruppe in Deutschland erwirtschafteten im Jahr 2022 einen Umsatz von 4,0 Mio. € (2021H1: 3,0 Mio. €) und eine Strommenge von 23,0 GWh (2021H1: 11,7 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2022H1 (GWh)	Produktion 2021H1 (GWh)	Järl. Prod. veränd. in %	Summe Umsatzerlöse 2022H1 (T€)	Summe Umsatzerlöse 2021H1 (T€)	Järl. Ums. veränd. in %
Vossberg	PV	7,6	Q4-32	7,3	n/a	n/a	728,9	n/a	n/a
Auerbach	PV	6,4	Q4-31	4,0	3,2	16 %	733,7	685,4	7 %
Staßfurt	PV	5,0	Q4-31	3,3	2,4	25 %	632,2	539,1	17 %
Eisfeld	PV	2,9	Q4-31	1,9	1,4	29 %	345,0	304,4	13 %
Köthen	PV	2,2	Q4-30	1,7	1,2	34 %	412,8	355,4	16 %
Hedersleben I	PV	1,5	Q4-30	1,9	1,3	-4 %	358,1	366,8	16 %
Hedersleben II	PV	1,8	Q4-38						
Hohburg	PV	1,6	Q4-31	1,1	0,8	19 %	202,0	171,8	18 %
Rosefeld	PV	1,4	Q4-30	0,8	0,6	24 %	229,9	205,6	12 %
Neubukow	PV	1,3	Q4-28	0,8	0,6	17 %	289,2	263,1	10 %
Süplingen	PV	0,4	Q4-28	0,2	0,2	23 %	75,6	68,3	11 %
Solar Deutschland		32,0		23,0	11,7	37 %	4.031,0	2.960,0	28 %
Prozent PV von Deutschland insgesamt		44 %		43 %	28 %		44 %	57 %	
Prozent der Gruppe		20 %		14 %	25 %		23 %	47 %	

Anmerkungen:

- „Subventionsende“ bezieht sich auf das erste Datum, an dem zumindest ein Teil der geltenden Förderregelung ausläuft.
- PV Hedersleben II umfasst drei Anlagen. Die Förderung für zwei dieser drei Anlagen endet in Q4/38, die Förderung für die dritte Anlage endet in Q4/39.

Das bereinigte operative EBITDA belief sich im Berichtszeitraum auf 3,4 Mio. € (2021H1: 2,6 Mio. €) und das bereinigte operative EBIT auf 1,8 Mio. € (2021H1: 1,2 Mio. €).

Marge in %



— 2021H1
— 2022H1



Polen

Am 25. November 2021 schloss die Gruppe den Erwerb von drei Onshore-Windparks im Norden Polens mit einer Gesamtkapazität von 51,8 MW erfolgreich ab. Nachdem der Strom im restlichen Jahr 2021 direkt am Strommarkt verkauft wurde, findet seit dem 1. Januar 2022 ein privater Stromabnahmevertrag Anwendung. Unter diesem sogenannten „Baseload PPA“ wird in jeder Stunde ein Teil der geplanten Produktion zu einem Festpreis an den Abnehmer verkauft. Die über diese Mindestproduktion hinausgehende Produktion wird zu Marktpreisen vergütet. Wird die Mindestproduktion unterschritten, muss die Differenz zu Marktpreisen nachgekauft werden und

wird der Gruppe in Rechnung gestellt. Durch diesen Mechanismus hatten die hohen Strompreise in den Monaten mit hoher Produktion (Januar und Februar) einen positiven Einfluss auf den Umsatz und in den Monaten mit niedriger Produktion (März und Juni) einen negativen. Insgesamt lagen sowohl die Produktion als auch die Umsätze im ersten Halbjahr im Rahmen der Erwartungen.

Im ersten Halbjahr von 2022 erzielten die in Polen gelegenen Windparks der Gruppe einen Umsatz von 6,0 Mio. € (2021H1: N/A) und produzierten eine Strommenge von 97,7 GWh (2021: N/A).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2022H1 (GWh)	Produktion 2021H1 (GWh)	Järl. Prod. veränd. in %	Summe Umsatzerlöse 2022H1 (T€)	Summe Umsatzerlöse 2021H1 (T€)	Järl. Ums. veränd. in %
Dębowa Łąka	WP	33,3	Q4-37	62,9	-	n/a	3.786,1	-	n/a
Świecie	WP	16,3	Q4-37	30,0	-	n/a	1.861,2	-	n/a
12W	WP	2,2	Q4-37	4,8	-	n/a	324,2	-	n/a
Polen		51,8		97,7	-	n/a	5.971,5	-	n/a
Prozent der Gruppe		33 %		58 %	-		34 %	-	

Anmerkungen:

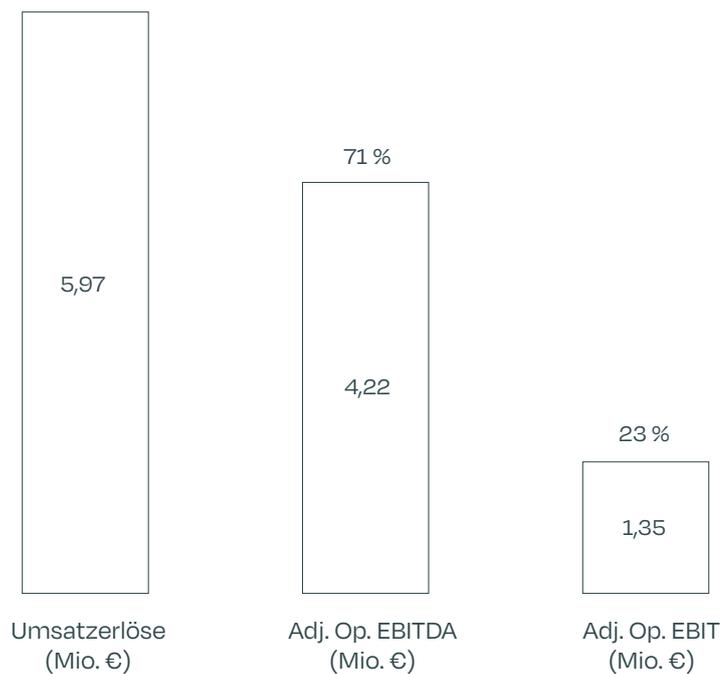
- „Subventionsende“ ist hier einschränkend zu verstehen, da die Anlagen ein diversifiziertes Stromvergütungsprofil haben (inflationsgebundener CfD, PPA, Merchant, GoO) und ein Teil der Produktion bereits vor Subventionsende zu Marktpreisen abgesetzt wird.
- Die polnischen Windparks wurden im November 2021 Teil des Portfolios der Gruppe, als die Gesellschaften GB 12W 212 sp.z.o.o., GB Debowa Laka 402 sp.z.o.o. und GB Swiecie 404 sp.z.o.o. konsolidiert wurden.

Im ersten Halbjahr 2022 betrug das bereinigte operative EBITDA 4,2 Mio. € (2021H1: N/A) und das bereinigte operative EBIT 1,4 Mio. € (2021H1: N/A).

Marge in %



— 2021H1
— 2022H1



Niederlande

Ende 2021 erwarb die Gruppe zwei neue Anlagen in den Niederlanden: einen 14,1-MW-Freiflächensolarpark in Hernen und ein 10-MW-Portfolio bestehend aus neun Aufdach- und Freiflächensolaranlagen. Der Solarpark in Hernen begann im Januar 2022 mit der Stromproduktion, die finale Abnahme fand im Mai statt. Im Juni wurde zudem die letzte Anlage aus dem 2021 erworbenen 10-MW-Portfolio fertiggestellt. Die Planproduktion des Segments konnte durch die günstigen meteorologischen Bedingungen um 6 % übertroffen werden. Der relevante Vergütungsmechanismus in den Niederlanden (SDE+) sieht ähnlich wie die

EEG-Mindestvergütung in Deutschland den Verkauf des Stroms zu Marktpreisen vor, wenn diese den Mindestpreis übersteigen. Dies war während des ersten Halbjahres in den Niederlanden der Fall, sodass die erzielten Umsätze die erwarteten Mindestumsätze deutlich überstiegen.

In der ersten Hälfte von 2022 erzielten die in den Niederlanden gelegenen Solarparks der Gruppe einen Umsatz von 1,9 Mio. € (2021H1: 292,8 T€) und produzierten eine Strommenge von 14,8 GWh (2021H1: 2,4 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2022H1 (GWh)	Produktion 2021H1 (GWh)	Jährl. Prod. verändert. in %	Summe Umsatzerlöse 2022H1 (T€)	Summe Umsatzerlöse 2021H1 (T€)	Jährl. Ums. verändert. in %
Hernen	PV	14,1	Q4-35	7,5	n/a	n/a	960,3	n/a	n/a
Oslo	PV	9,9	Q4-34	4,2	n/a	n/a	557,5	n/a	n/a
Tilburg	PV	2,8	Q2-35	1,5	1,3	56 %	171,3	160,9	6 %
Oud Gastel	PV	1,7	Q4-34	0,9	0,9	-7 %	108,1	92,0	17 %
Lunteren	PV	0,9	Q2-35	0,5	n/a	n/a	58,0	n/a	n/a
Vianen	PV	0,5	Q4-34	0,2	0,2	-9 %	28,9	39,9	-28 %
Niederlande		30,0		14,8	2,4	27 %	1.884,1	292,8	60 %
Prozent der Gruppe		19 %		9 %	5 %		11 %	5 %	

Anmerkungen:

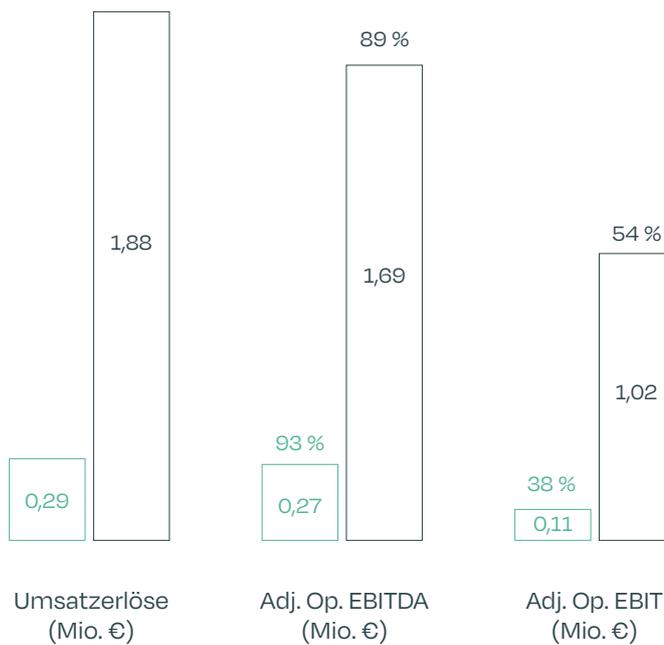
- „Subventionsende“ bezieht sich auf das erste Datum, an dem zumindest ein Teil der geltenden Förderregelung ausläuft.
- Das Auslaufen der Förderregelung für niederländische Anlagen wird mit dem frühesten Ende des FiT angegeben. Der tatsächliche Förderungszeitraum kann länger dauern, wenn die erzielte Produktion unter einem Mindestniveau liegt.
- Das aktualisierte Auslaufdatum der Förderregelung wird an das tatsächliche Datum des kommerziellen Betriebs angepasst und von der niederländischen Regulierungsbehörde genehmigt.
- Lunteren wurde im Juli 2021 fertiggestellt.
- Hernen wurde mit der Konsolidierung der Dutch Durables Energy 3 B.V. im Oktober 2021 Teil des Portfolios der Gruppe.
- Oslo wurde mit der Konsolidierung der Oslo Dutch Energy B.V. im Dezember 2021 Teil des Portfolios der Gruppe.

Das bereinigte operative EBITDA belief sich im Berichtszeitraum auf 1,7 Mio. € (2021H1: 271,4 T€) und das bereinigte operative EBIT auf 1,0 Mio. € (2021H1: 112,2 T€).

Marge in %



— 2021H1
— 2022H1



Italien

In Italien lag die Produktion im ersten Halbjahr 2022 leicht unter Plan. Grund hierfür war neben den meteorologischen Bedingungen ein einmonatiger Produktionsausfall des Solarparks Ugento nach einem Kabeldiebstahl zu Beginn des Jahres. Hohe Strompreise konnten die niedrige Produktion nur teilweise ausgleichen, da die italienische Regierung die marktpreisabhängige Vergütungskomponente

vorübergehend ausgesetzt und stattdessen einen Preis festgelegt hat, der nur leicht über dem der Vorjahre liegt.

Im Jahr 2022 erzielten, die in Italien gelegenen Solarparks der Gruppe einen Umsatz von 857,0 T€ (2021H1: 801,3 T€) und produzierten eine Strommenge von 2,2 GWh (2021H1: 2,5 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2022H1 (GWh)	Produktion 2021H1 (GWh)	Järl. Prod. verändert. in %	Summe Umsatzerlöse 2022H1 (T€)	Summe Umsatzerlöse 2021H1 (T€)	Järl. Ums. verändert. in %
Ugento	PV	1,0	Q2-30	0,4	0,7	-10 %	252,9	234,1	8 %
Ferrandina I	PV	1,0	Q4-31	0,7	0,4	-29 %	188,0	163,0	15 %
Ferrandina II	PV	1,0	Q4-31	0,7	0,7	-7 %	191,6	179,9	6 %
Bariano	PV	1,0	Q2-31	0,4	0,7	-4 %	224,6	224,3	0 %
Italien		4,0		2,2	2,5	-13 %	857,0	801,3	10 %
Prozent der Gruppe		2 %		1 %	5 %		5 %	13 %	

Anmerkungen:

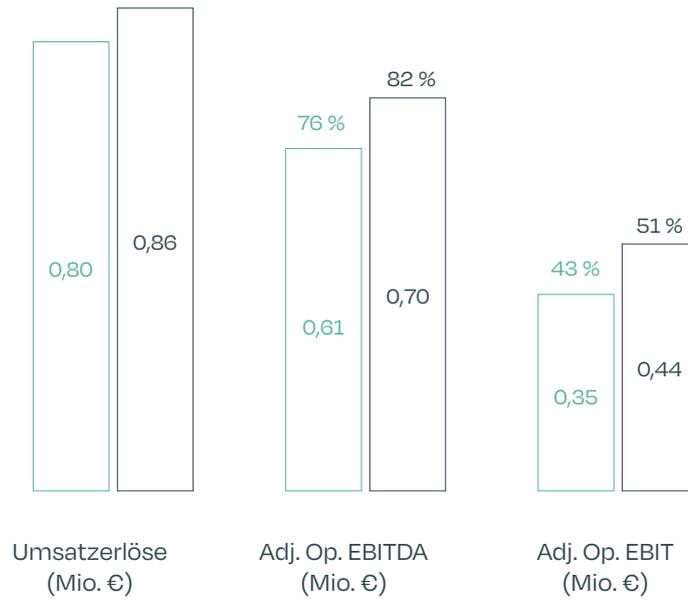
- „Subventionsende“ bezieht sich auf das erste Datum, an dem zumindest ein Teil der geltenden Förderregelung ausläuft. Diese Produktionszahlen entsprechen den Zahlen, die von Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A. zur Berechnung des FIT (Tariffa incentivante) verwendet werden. Die tatsächliche Einspeisung in das Netz ist aufgrund von Transformatorverlusten zwischen Wechselrichtern und Netzanschlusspunkt etwas geringer.

Das bereinigte operative EBITDA belief sich im Berichtszeitraum auf 703,7 T€ (2021H1: 611,5 T€) und das bereinigte operative EBIT auf 437,7 T€ (2021H1: 345,4 T€).

Marge in %



— 2021H1
— 2022H1



Corporate

In diesem Segment sind alle Beteiligungen der Gruppe zusammengefasst, einschließlich der obersten Muttergesellschaft Tion, die weder Solar- noch Windparks betreibt. Die Gesamtkosten dieses Segments beliefen sich auf 2,7 Mio. € (2021H1: 1,4 Mio. €). Die wesentlichen Kostenbestandteile sind Gehälter und Vergütungen in Höhe von 1,2 Mio. € (2021H1: 795,6 T€). Darin enthalten ist die Zuführung zu den Rückstellungen für virtuelle aktienbasierte Vergütungen. Weitere Aufwendungen stellen Rechts- und Beratungskosten dar sowie Kosten die dem Betrieb eines kapitalmarktnotierten Unternehmens zuzurechnen sind. Die laufenden Kosten für alle nicht operativen Gesellschaften der Gruppe, bereinigt um einmalige Aufwendungen, nicht wiederkehrende Posten und Kosten, die an die operativen Einheiten der Gruppe verrechnet werden, belaufen sich auf 1,5 Mio. € (2021H1: 982,0 T€).

Tschechien (im Juli verkaufter Geschäftsbereich)

Durch gute meteorologische Bedingungen lag die Produktion der tschechischen Solarparks im ersten Halbjahr über den Erwartungen. Die hohen Strommarktpreise hatten in Tschechien keine direkten Auswirkungen auf den Umsatz, da der Vergütungsmechanismus eine Festpreiskomponente enthält, die den Anteil der marktpreisabhängigen Komponente deutlich übersteigt.

Im Rahmen einer Portfolio-Rotation hat die Gruppe ihr tschechisches Portfolio im Juli 2022 zu einem Unternehmenswert von ca. 20 Mio. € veräußert. Da es sich bei dem Geschäftsbereich um einen eigenen geografischen Geschäftsbereich darstellt, sind die Anforderungen an einen aufgegebenen Geschäftsbereich nach IFRS 5.32 (a) erfüllt. Somit wurde das operative Segment Tschechien als aufgebener Geschäftsbereich umklassifiziert.

In der ersten Hälfte von 2022 erzielten die in Tschechien gelegenen Solarparks der Gruppe einen Umsatz von 3,4 Mio. € (2021H1: 2,6 Mio. €) und produzierten eine Strommenge von 4,5 GWh (2021H1: 4,3 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2022H1 (GWh)	Produktion 2021H1 (GWh)	Järl. Prod. veränd. in %	Summe Umsatzerlöse 2022H1 (T€)	Summe Umsatzerlöse 2021H1 (T€)	Järl. Ums. veränd. in %
Osečná	PV	3,0	Q4-30	1,3	1,5	-9 %	1.256,5	920,2	37 %
Hodonice	PV	2,1	Q1-29	1,6	1,4	0 %	1.097,2	870,5	26 %
Úsilné	PV	1,2	Q4-30	0,8	0,7	-5 %	500,9	408,2	23 %
Troskotovice	PV	1,1	Q4-29	0,8	0,7	-2 %	535,3	418,8	28 %
Tschechien		7,5		4,5	4,3	-5 %	3.389,8	2.617,6	2 %

Anmerkungen:

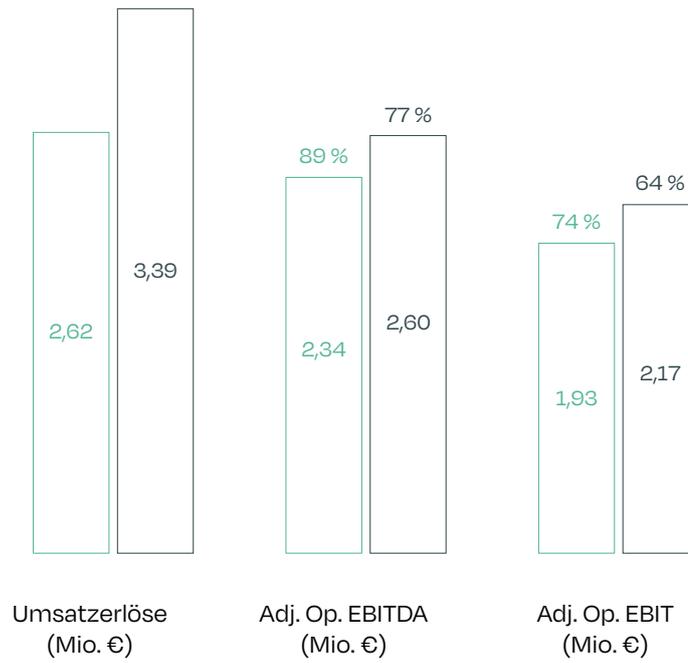
- „Subventionsende“ bezieht sich auf das erste Datum, an dem zumindest ein Teil der geltenden Förderregelung ausläuft.

Das bereinigte operative EBITDA belief sich im Berichtszeitraum auf 2,6 Mio. € (2021H1: 2,3 Mio. €) und das bereinigte operative EBIT auf 2,2 Mio. € (2021H1: 1,9 Mio. €).

Marge in %



— 2021H1
— 2022H1



3.4. Vermögens-, Finanz- und Ertragslage

Vermögenslage

Die Bilanzsumme des Konzerns beläuft sich zum 30. Juni 2022 auf 269,3 Mio. € (2021: 292,7 Mio. €). Den größten Anteil an der Bilanzsumme haben die Sachanlagen, die zum Stichtag mit einem Betrag von 222,6 Mio. € (2021: 251,1 Mio. €) ausgewiesen werden.

Im Jahr 2022 nahmen die Sachanlagen im Vergleich zum 31. Dezember 2021 um rund 28,5 Mio. € ab. Dies ist auf die Umklassifizierung des Geschäftsbereichs Tschechien sowie die laufende Abschreibung zurückzuführen. Die derivativen Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung nahmen aufgrund des geänderten Zinsumfelds um 4,8 Mio. € zu, da zinssichernde Derivate bei steigenden Zinsen an Wert gewinnen. Die Guthaben bei Kreditinstituten in Höhe von 16,3 Mio. € (2021: 13,3 Mio. €) beziehen sich auf die Summe aller Guthaben im Konzern.

Finanzlage

Eigenkapital

Das Eigenkapital, das sich aus dem gezeichneten Kapital, der Kapitalrücklage, den sonstigen Rücklagen sowie den Gewinnrücklagen des Konzerns zusammensetzt, erhöhte sich im Berichtszeitraum durch Erhöhung der Hedge-Rücklage um 2,9 Mio. €. Die Hedge-Rücklage umfasst Gewinne oder Verluste aus dem effektiven Teil von Cashflow Hedges, die aufgrund von Änderungen im beizulegenden Zeitwert der Sicherungsgeschäfte entstanden sind. Die Erhöhung resultiert korrespondierend zu den derivativen Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung aufgrund des geänderten Zinsumfelds.

Im Nachgang der Berichtsperiode bzw. im Juli dieses Jahres wurde eine Sachkapitalerhöhung im Zusammenhang mit dem Erwerb eines 21,9 % Anteils an der clearvise AG erfolgreich durchgeführt. Vorstand und Aufsichtsrat haben im Rahmen dieser Transaktion beschlossen, 1.024.915 neue Aktien der Gesellschaft gegen Sacheinlage von 13.897.848 Aktien an der clearvise AG, Wiesbaden, (entspricht 21,9 % an der clearvise AG) an ihren Ankeraktionär, die Pelion Green Future Alpha GmbH, auszugeben.

Die Gesellschaft hat das Grundkapital somit von 3.721.042 € um 1.024.915 € auf 4.745.957 € gegen Sacheinlage der clearvise AG unter Ausschluss des Bezugsrechts der Altaktionäre erhöht.

Fremdkapital

Die Finanzverbindlichkeiten der Gruppe bestehen hauptsächlich aus Bankverbindlichkeiten, davon hauptsächlich Projektfinanzierungen, dem im Februar dieses Jahres emittierten grünen Darlehen, Leasingverbindlichkeiten und Rückstellungen. Zum Ende des Berichtszeitraums beliefen sich die Finanzverbindlichkeiten auf 179,4 Mio. € (2021: 194,0 Mio. €).

Der Konzern finanziert sich zu großen Teilen durch sogenannte regresslose Projektfinanzierungen („non-recourse“), deren Tilgung sich vollumfänglich aus den Rückflüssen der Anlagen trägt. Projektfinanzierungen sollen planmäßig vor dem Ende des jeweiligen Fördermechanismus einer Anlage getilgt sein. Das Zinsänderungsrisiko der Projektfinanzierungen ist limitiert, da ein Großteil des Volumens an fixe Zinssätze gebunden oder gegen Zinsänderungen abgesichert ist. Bei planmäßiger Tilgung besteht kein Refinanzierungsrisiko. Alle Projektfinanzierungen sind in lokaler Währung abgeschlossen.

Am 26. Februar 2022 gelang es der Gruppe erstmals, eine sogenannte Holding-Finanzierung umzusetzen. Auf Ebene einer Zwischenholding der Gruppe wurde eine Privatplatzierung eines besicherten grünen Darlehens in Höhe von 35,0 Mio. € mit der UBS Asset Management unterzeichnet. Der feste Zinssatz des grünen Darlehens beträgt 4,85 %. Bisher wurden 31,0 Mio. € des grünen Darlehens in Anspruch genommen. Davon wurden 9,4 Mio. € zur Refinanzierung einer bestehenden nachrangigen Anleihe verwendet (2021: 9,4 Mio. €). Weitere 16,2 Mio. € wurden zur Refinanzierung der revolving Kreditfazilität der Gruppe verwendet (2021: 16,2 Mio. €), wodurch das Refinanzierungsprofil der Gruppe optimiert wurde, indem eine kurzfristige Fazilität durch eine langfristige Finanzierung ersetzt wurde. Die Refinanzierung der nachrangigen Anleihe ermöglichte auch eine kostensparende Vereinfachung der Unternehmensstruktur.

Kapitalflussrechnung

Die Veränderung der Guthaben bei Kreditinstituten beläuft sich im Berichtszeitraum auf 3,4 Mio. € (2021H1: -1,4 Mio. €) und setzt sich wie folgt zusammen:

Der Nettomittelzufluss aus der operativen Geschäftstätigkeit des operativen Portfolios beträgt 12,1 Mio. € (2021H1: 4,1 Mio. €) und resultiert im Wesentlichen aus dem Betrieb von Solar- und Windparks durch den Konzern. Die Erhöhung um 8,0 Mio. € ist vor allem auf das Portfoliowachstum der Gruppe im zweiten Halbjahr 2021 zurückzuführen. Ein Großteil der im zweiten Halbjahr 2021 erworbenen Solar- und Windparks haben im ersten Halbjahr 2022 Cashflow generiert.

Der Cashflow aus Investitionstätigkeit beläuft sich auf -1,8 Mio. € (2021H1: -13,5 Mio. €) und resultiert aus Investitionen zur Fertigstellung bei den niederländischen Gesellschaften Dutch Durables Energy 3 B.V. sowie Oslo Energy Netherlands B.V.

Der Cashflow aus Finanzierungstätigkeit in Höhe von -6,8 Mio. € (2021H1: 8,0 Mio. €) beinhaltet neben der Refinanzierung einer revolving Kreditlinie und einer nachrangigen Anleihe durch das grüne Darlehen der UBS Asset Management auch die laufende Tilgung der Projektfinanzierungen.

Der Konzern war zu jeder Zeit zahlungsfähig.

Ertragslage

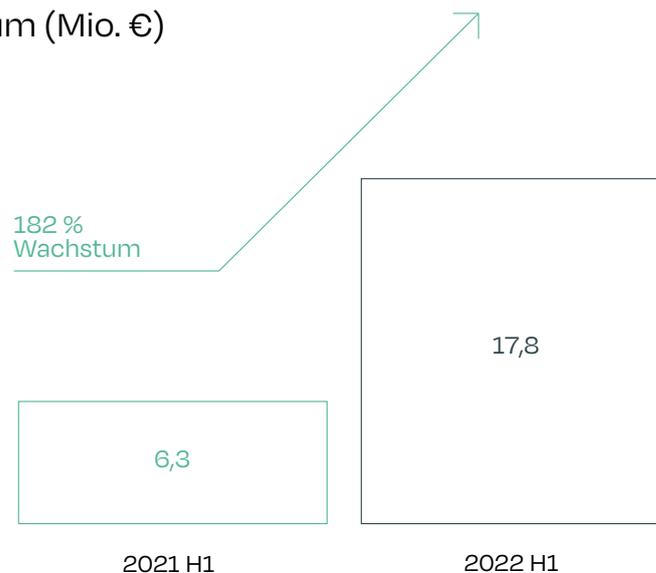
Umsatzerlöse

Im Allgemeinen haben weder die COVID-19-Pandemie noch der russische Einmarsch in die Ukraine den Betrieb der Anlagen der Gruppe gestört. Alle Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten konnten und können wie geplant durchgeführt werden, und die Produktion wurde nicht beeinträchtigt.

Auf der Grundlage der Stromerzeugung und der Umsatzrealisierung der Solar- und Windkraftanlagen erzielte die Gruppe im Jahr 2022 einen Umsatz von 17,8 Mio. € (2021H1: 6,3 Mio. €).

Die Umsatzerlöse des im Juli 2022 veräußerten tschechischen Solarparkportfolios wurden bis zu diesem Zeitpunkt vereinnahmt, werden aus Bilanzierungssicht jedoch als aufgegebenen Geschäftsbereich betrachtet, weshalb das Ergebnis des Segments in einer separaten Position in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen wird. Unter Berücksichtigung des aufgegebenen Segments Tschechien wurden im ersten Halbjahr 2022 Umsatzerlöse in Höhe von 21,2 Mio. € (2021H1: 8,9 Mio. €) erwirtschaftet.

Umsatzwachstum (Mio. €)



Aufschlüsselung der von der Gruppe erzielten Umsätze nach Ländern und Technologien:



9,1 Mio. €

Deutschland



1,9 Mio. €

Niederlande

21,2 Mio. €



3,4 Mio. €

Tschechien



6,0 Mio. €

Polen



0,9 Mio. €

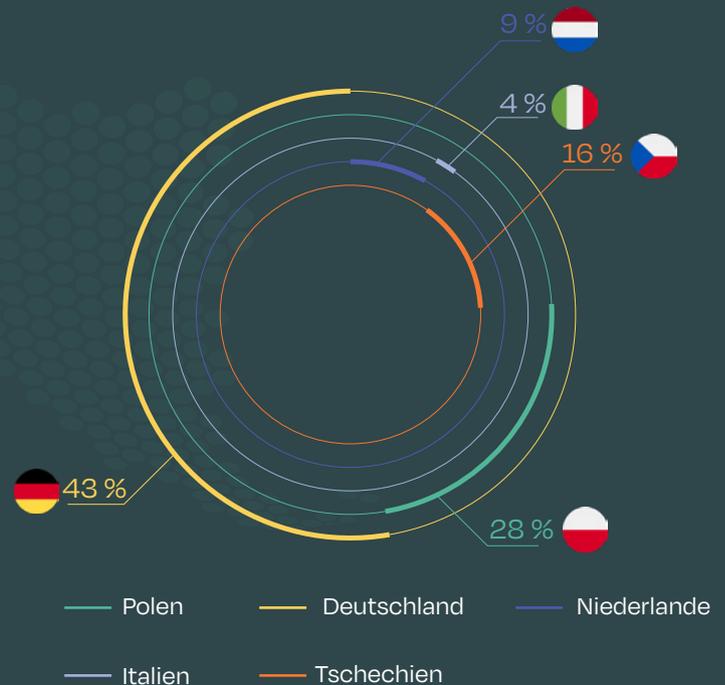
Italien



59 %



41 %



3.5. Chancen

Die Chancen und Risiken haben sich seit der Veröffentlichung des Geschäftsberichtes 2021 zum 24. Juni 2022 nicht wesentlich verändert. Daher wird an dieser Stelle auf die entsprechenden Kapitel im Geschäftsbericht 2021 verwiesen.

Es ist anzumerken, dass regulatorisch neben einer Übergewinnsteuer für Mineralölkonzerne die Abschöpfung der Umsätze von Stromproduzenten vorgesehen ist, wenn diese einen Höchstwert von 180 €/MWh übersteigen. Dieser regulatorische Eingriff soll ab dem 1. Dezember 2022 und bis zum 31. März 2023 in Kraft sein und von den Mitgliedsstaaten umgesetzt werden. Mitgliedsstaaten haben die Möglichkeit, technologiespezifische Obergrenzen unterhalb von 180 €/MWh festzulegen. Die EU-Kommission möchte im Anschluss an diese kurzfristigen

Maßnahmen einen Vorschlag für eine tiefergehende Reform des europäischen Strommarktes erarbeiten. Das Merit-Order-System, in dem wie auch in anderen Rohstoffmärkten die Grenzkosten des teuersten noch zur Nachfragedeckung benötigten Produzenten preisbildend sind, soll grundsätzlich überdacht werden. Eine solche Reform kann für Betreiber von Wind- und Solarparks sowie Stromspeichern langfristig Chancen bieten, falls die neuen Marktmechanismen besser auf diese Technologien zugeschnitten sind und dadurch neue Einnahmequellen erschließen. In der Zwischenzeit steigt jedoch die Unsicherheit für langfristige Investitionen. Hieraus entsteht eine gewisse regulatorische Unsicherheit, die zu geringeren Ergebnisaussichten für den Betrieb von Solar- und Windparks in Zukunft führen können.

3.6. Prognosebericht

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Obwohl der IWF für alle großen Volkswirtschaften im Jahr 2022 ein Wachstum erwartet, gibt es immer noch einige Abwärtsrisiken. Das Auftreten neuer COVID-19-Varianten und der Krieg in der Ukraine könnten zu erneuten wirtschaftlichen Beeinträchtigungen wie Störungen der Lieferketten, Energiepreisschwankungen und Unsicherheiten in Bezug auf Finanzpolitik und Inflation führen.

Neben der makroökonomischen Unsicherheit resultiert aus der geplanten Abschöpfung der Umsätze von Stromproduzenten oberhalb eines Höchstwerts von 180 €/MWh und einer möglichen Reform des europäischen Strommarktes auch regulatorische Unsicherheit, die in einem Widerspruch zu den bisherigen politischen Klima- und Ausbauzielen der regenerativen Stromerzeugung stehen.

Gesamtaussage zur Entwicklung des Konzerns

Der Vorstand plant, sein Portfolio durch Akquisitionen im zweiten Halbjahr 2022 weiter auszubauen. Der Fokus des Portfolioausbaus wird entsprechend der strategischen Weiterentwicklung der Gruppe fortan jedoch vor allem auf Batteriespeicheranlagen liegen. Bis die Einbringung der europäischen Solar- und Windportfolios in die clearvis AG nicht abgeschlossen ist, wird die Gruppe allerdings auch weiterhin in diesem Bereich wachsen bzw. ihr Portfolio kontinuierlich optimieren.

Aufgrund des realisierten Portfoliowachstums und der derzeit hohen Strompreise hat der Konzern neben der bereits am 31. März 2022 veröffentlichten und am 11. Juli 2022 angepassten Umsatzprognose auch seine Stromproduktionsprognose für das Geschäftsjahr 2022 im Vergleich zum Ergebnis des Geschäftsjahres 2021 angehoben. Die Umsatz- und Stromproduktionsprognose für 2022 bezieht sich auf das bestehende Portfolio



von Anlagen, die bereits in Betrieb sind bzw. im Berichtszeitraum in Betrieb gehen werden. Die Umsatzprognose der Gruppe basiert auf planmäßigen Wetterbedingungen in Verbindung mit hohen Strompreisen seit Jahresbeginn sowie auf der Wahrscheinlichkeit anhaltend hoher Strompreise sowie einer möglichen Abschöpfung der Umsätze von Stromproduzenten zwischen dem 1. Dezember 2022 und dem 31. März 2023. Für das Geschäftsjahr 2022 erwartet der Vorstand weiterhin Umsätze zwischen 30,0 Mio. € und 40,0 Mio. € und bestätigt damit seine am 11. Juli 2022 veröffentlichte Umsatzprognose. Das Management geht davon aus, dass sich der positive Einfluss der Strompreise, die insbesondere in Deutschland und Polen historische Höchststände erreicht haben, auch in der zweiten Jahreshälfte fortsetzen wird. Allerdings sind die Strompreise derzeit erheblichen Schwankungen unterworfen, was

zu der großen Spannweite der prognostizierten Umsatzerlöse führt. Aufgrund dieser Volatilität ist noch keine Präzisierung der Umsatzprognose möglich. Die Gruppe erwartet, im Geschäftsjahr 2022 zwischen 300 GWh und 350 GWh grünen Strom zu produzieren. Die Umsatz- und Stromproduktionsprognose beruht auf den folgenden Annahmen: (i) keine wesentlichen rückwirkenden Änderungen der Gesetzgebung, (ii) keine wesentlichen Abweichungen von den Wettervorhersagen und den historischen Produktionsniveaus und (iii) keine Erwerbe oder Veräußerungen operativer Anlagen, (iv) keiner Reinvestition des Veräußerungserlöses aus dem Verkauf des tschechischen Solarportfolios und (v) der Annahme, dass keine weiteren Zukäufe getätigt werden.

04.

Verkürzter Konzernzwischenabschluss

4.1. Konzern-Gesamtergebnisrechnung	42
4.2. Konzern-Bilanz	43
4.3. Konzern-Kapitalflussrechnung	45
4.4. Konzern-Eigenkapitalveränderungsrechnung	46
4.5. Anhang	47

4.1. Konzern-Gesamtergebnisrechnung

€	Anhang	2022 H1	2021 H1
Fortgeführte Geschäftsbereiche			
Umsatzerlöse	A.1	17.811.371	6.310.846
Sonstige Erträge		182.232	211.952
Materialaufwand		-2.834.775	-1.290.411
Personalaufwand		-1.215.720	-795.581
davon aus anteilsbasierter Vergütung		-412.581	-291.706
Sonstige Aufwendungen		-2.397.690	-795.628
Betriebsergebnis vor Abschreibung (EBITDA)		11.545.418	3.641.178
Abschreibungen		-6.717.482	-4.044.386
Betriebsergebnis (EBIT)		4.827.936	-403.208
Finanzerträge		-	1.212.916
Finanzaufwendungen		-3.721.785	-1.387.652
Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)		1.106.152	-577.944
Ertragsteuern		-977.924	-191.954
Ergebnis aus fortgeführten Geschäftsbereichen, nach Steuern		128.229	-769.897
Aufgegebene Geschäftsbereiche			
Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen, nach Steuern		-136.906	1.071.767
Posten, die zukünftig ergebniswirksam umzugliedern sind			
Unterschied Währungsumrechnung		-828.369	-
Marktbewertung derivative Finanzinstrumente in Sicherheitsbeziehung		3.960.226	118.905
Sonstiges Ergebnis aus fortgeführten Geschäftsbereichen		3.131.858	118.905
Aufgegebene Geschäftsbereiche			
Unterschied Währungsumrechnung		-212.702	-51.654
Marktbewertung derivative Finanzinstrumente in Sicherheitsbeziehung		29.559	51.363
Sonstiges Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen		-183.143	-291
Sonstiges Ergebnis		2.948.715	118.614
Konzerngesamtergebnis		2.940.037	420.484
Ergebnis je Aktie			
Ergebnis je Aktie aus fortzuführenden Geschäftsbereichen, unverwässert (€)	C.5	0,03	-0,23
Ergebnis je Aktie aus fortzuführenden Geschäftsbereichen, verwässert (€)	C.5	0,03	-0,23

4.2. Konzern-Bilanz

Aktiva

€	Anhang	2022 H1	2021
Langfristige Vermögenswerte			
Immaterielle Vermögenswerte		4.357	227.143
Sachanlagen		222.622.977	251.083.582
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung		13.952.400	9.132.229
Finanzielle Vermögenswerte		5.501.112	7.145.076
Aktive latente Steuern		2.960.868	2.882.277
Summe langfristige Vermögenswerte		245.041.713	270.470.307
Kurzfristige Vermögenswerte			
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		4.387.086	5.220.060
Nichtfinanzielle Vermögenswerte		1.446.970	1.703.626
Forderungen aus Ertragsteuern		315.418	372.812
Sonstige kurzfristige Forderungen		1.750.398	1.630.796
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente		16.336.877	13.323.870
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte		24.770.797	-
Summe kurzfristige Vermögenswerte		49.007.546	22.251.164
Bilanzsumme		294.049.259	292.721.471

Passiva

€	Anhang	2022 H1	2021
Eigenkapital			
Gezeichnetes Kapital	B.1	3.721.042	3.721.042
Kapitalrücklage	B.1	89.160.140	89.160.140
Sonstige Rücklagen	B.1	-302.812	-3.251.527
Gewinnrücklagen	B.1	-2.743.964	-2.735.287
Summe Eigenkapital		89.834.406	86.894.368
Langfristige Schulden			
Langfristige finanzielle Verbindlichkeiten	B.2	141.614.783	124.636.297
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung		52.488	299.471
Langfristige Leasingverbindlichkeiten		16.206.626	16.847.294
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten		-	705.532
Sonstige langfristige Rückstellungen		9.795.808	8.981.791
Passive latente Steuern		3.355.669	2.743.045
Summe langfristige Schulden		171.025.375	154.213.430
Kurzfristige Schulden			
Verbindlichkeiten aus Ertragsteuern		2.129.632	1.618.004
Kurzfristige finanzielle Verbindlichkeiten	B.2	10.485.686	42.228.883
Kurzfristige Leasingverbindlichkeiten		1.036.860	1.072.274
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		6.044.905	4.613.703
Sonstige kurzfristige Verbindlichkeiten		2.276.789	1.080.350
Sonstige kurzfristige Rückstellungen		274.725	1.000.459
Schulden im Zusammenhang mit zur Veräußerung gehaltenen langfristigen Vermögenswerten		10.940.880	-
Summe kurzfristige Schulden		33.189.478	51.613.673
Bilanzsumme		294.049.259	292.721.471

4.3. Konzern-Kapitalflussrechnung

€	Anhang	2022 H1	2021
Konzernjahresüberschuss		128.229	-769.897
Abschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens		6.717.482	4.044.386
Zunahme der Rückstellungen		483.866	447.058
Zunahme anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzurechnen sind		-376.121	-288.161
Abnahme der Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind		291.786	-798.153
Veränderung aus Abgang von Gegenständen		-	-500
Zinsaufwendungen/Zinserträge		3.626.934	174.830
Ertragsteueraufwand /-ertrag		977.924	191.954
Ertragsteuerzahlungen		-1.096.306	-1.110
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit - aufgegebene Geschäftsbereiche		1.313.326	1.121.054
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit		12.067.120	4.121.461
Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen		-1.819.638	-483.079
Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen		-	-213.784
Einzahlungen aus Abgängen aus dem Konsolidierungskreis		-	500
Auszahlungen für Zugänge zum Konsolidierungskreis		-	-12.759.529
Erhaltene Zinsen		-	122
Cashflow aus Investitionstätigkeit - aufgegebene Geschäftsbereiche		-	-
Cashflow aus Investitionstätigkeit		-1.819.638	-13.455.770
Einzahlungen aus Begebung von Anleihen und Aufnahme von Krediten		32.985.298	12.846.459
Auszahlung aus Tilgung von Anleihen von Krediten		-33.698.701	-2.619.848
Tilgung von Leasingverbindlichkeiten		-738.473	-560.489
Gezahlte Zinsen		-3.299.783	-1.097.303
Veränderung Guthaben mit Verfügungsbeschränkung		-620.052	805.228
Cashflow auf Finanzierungstätigkeit - aufgegebene Geschäftsbereiche	-	-1.474.204	-1.412.316
Cashflow aus Finanzierungstätigkeit		-6.845.915	7.961.731
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds (Summe aus dem laufendem CF sowie CF aus Finanzierung und Investition)		3.401.567	-1.372.578
Wechselkursbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds		138.049	-92.883
Konsolidierungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds		-	269.962
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode		13.323.870	9.860.077
Finanzmittelfonds am Ende der Periode		16.863.486	8.664.578

4.4. Konzern-Eigenkapitalveränderungs- rechnung

€	Gezeichnetes Kapital	Kapital- rücklagen	Sonstige Rücklagen			Summe
			Rücklage aus Fremdwährungs- umrechnung	Hedge- Rücklage	Gewinn- rücklage	
Stand zum 1. Januar 2021	3.309.766	77.594.401	-508.449	-23.316	-3.379.083	76.993.319
Konzernergebnis	-	-	-	-	301.870	301.870
Sonstiges Ergebnis	-	-	-51.653	170.267	-	118.614
Konzerngesamtergebnis	-	-	-51.653	170.267	301.870	420.484
Veränderungen aus Kapitalmaßnahmen	-	-	-	-	-	-
Emissionskosten	-	-	-	-	-	-
Stand zum 30. Juni 2021	3.309.766	77.594.401	-560.102	146.951	-3.077.213	77.413.803
Stand zum 1. Januar 2022	3.721.042	89.160.140	-4.310.646	1.059.119	-2.735.287	86.894.368
Konzernergebnis	-	-	-	-	-8.677	-8.677
Sonstiges Ergebnis	-	-	-1.041.070	3.989.785	-	2.948.715
Konzerngesamtergebnis	-	-	-1.041.070	3.989.785	-8.677	2.940.038
Veränderungen aus Kapitalmaßnahmen	-	-	-	-	-	-
Stand zum 30. Juni 2022	3.721.042	89.160.140	-5.351.716	5.048.904	-2.743.964	89.834.406

4.5. Konzernanhang

4.5.1. Allgemeine Angaben

Die Tion Renewables AG (wird aktuell von Pacifico Renewables Yield AG umfirmiert, die neue Firma wird mit Eintragung im Handelsregister wirksam) ist im Handelsregister des Amtsgerichts München, unter HRB 251232, eingetragen. Der Gesellschaftssitz ist Bavariafilmplatz 7, Gebäude 49, 82031 Grünwald.

Die Tion bildet zusammen mit ihren direkten und indirekten Tochtergesellschaften eine „Gruppe“ bzw. einen „Konzern“.

Gemäß der aktuellen Satzung vom 22. Dezember 2021 umfasst die Geschäftstätigkeit des Konzerns den Erwerb, das Halten, Verwalten und Verwerten von Beteiligungen und Vermögensanlagen aller Art im Bereich erneuerbarer Energien und Energiespeicheranlagen, einschließlich Batteriespeicheranlagen, im In- und Ausland, einschließlich des Betriebs von Anlagen zur Produktion von Energie aus erneuerbaren Energien sowie von Energiespeicheranlagen durch die Tion oder ihre Tochtergesellschaften. Weitere Informationen enthält die Segmentberichterstattung unter [C.1](#).

Die Tion, Grünwald, stellt den Konzernabschluss für den kleinsten und die Arvantis Group Holding GmbH, Grünwald, für den größten Konsolidierungskreis auf. Der Konzernabschluss wurde gemäß den International Financial Reporting Standards, wie sie in der Europäischen Union anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden handelsrechtlichen Vorschriften aufgestellt. Dieser wird im elektronischen Bundesanzeiger veröffentlicht. Der verkürzte Konzernzwischenabschluss wurde in Übereinstimmung mit IAS 34 Zwischenberichterstattung erstellt.

Die angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätze sowie die wesentlichen Ermessensentscheidungen und Schätzungen des verkürzten Konzernzwischenabschlusses entsprechen grundsätzlich den im Vorjahr angewandten Methoden mit Ausnahme der pflichtmäßig neu anzuwendenden Standards, die im Folgenden kurz genannt sind. Bei der Ermittlung der Höhe der Rückbaukosten wurde mit einer Teuerungsrate von 6,8 % (2021: 2,0 %) gerechnet. Der Konzernabschluss wurde unter der Annahme der Unternehmensfortführung aufgestellt.

4.5.2. Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte und aufgegebene Geschäftsbereiche

Zu den zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten und aufgegebenen Geschäftsbereichen zählen einzelne langfristige Vermögenswerte oder Gruppen von Vermögenswerten sowie direkt mit ihnen im Zusammenhang stehende Schulden (Veräußerungsgruppe), wenn deren Buchwerte hauptsächlich durch Veräußerung und nicht durch betriebliche Nutzung realisiert werden sollen.

Langfristige Vermögenswerte, die einzeln oder zusammen in einer Veräußerungsgruppe als zur Veräußerung gehalten klassifiziert sind, werden in der Bilanz als separate Posten ausgewiesen. Im Anwendungsbereich von IFRS 5 erfolgt die Bewertung zum niedrigeren Betrag aus Buchwert und beizulegendem Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten; eine planmäßige Abschreibung wird nicht mehr vorgenommen. Im Falle einer späteren Erhöhung des beizulegenden

Zeitwerts abzüglich Veräußerungskosten erfolgt eine entsprechende Wertaufholung. Die Wertaufholung ist auf die zuvor für die jeweiligen Vermögenswerte erfassten Wertminderungen begrenzt.

Bei einem aufgegebenen Geschäftsbereich handelt es sich um einen Unternehmensteil, der ein wesentliches Geschäftsfeld des Konzerns darstellt und zur Veräußerung gehalten wird oder veräußert wurde. Die Vermögenswerte und Schulden eines aufgegebenen Geschäftsbereichs werden bis zum Abschluss des Verkaufs in der Bilanz als zur Veräußerung gehalten ausgewiesen und mit dem niedrigeren Wert aus Buchwert und beizulegendem Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten bewertet.

Das Ergebnis aus dieser Bewertung, die Gewinne und Verluste aus der Veräußerung sowie das Ergebnis aus der laufenden Geschäftstätigkeit des aufgegebenen Geschäftsbereichs werden in der Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns gesondert als „Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen“ ausgewiesen. Vorjahreswerte werden in der Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns angepasst. Aufgegebene Geschäftsbereiche werden in der Konzern-Kapitalflussrechnung separat ausgewiesen. Auch hier werden Vorjahreswerte entsprechend angepasst.

4.5.3. Neue und geänderte Standards und Interpretationen

Der Konzern hat im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022 die nachfolgend dargestellten neuen bzw. geänderten Standards und Interpretationen erstmalig angewandt.

Neue und geänderte Standards und Interpretationen (angewendet)

		Verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem genannten Datum beginnen	Status des EU-Endorsements (Stand 30. Juni 2022)	Status der Anwendung des Konzerns
IAS 16	Änderung - Verrechnung Erlöse aus Verkäufen mit Herstellungskosten während der Herstellung	01.Januar 2022	Übernahme erfolgt	Keine wesentlichen Auswirkungen
IAS 37	Änderung - Definition der Erfüllungskosten	01.Januar 2022	Übernahme erfolgt	Keine wesentlichen Auswirkungen
diverse	Jährliche Verbesserungen an den IFRS	01.Januar 2022	Übernahme erfolgt	Keine wesentlichen Auswirkungen

Diese Änderungen hatten keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss und werden sich voraussichtlich auch in Zukunft nicht wesentlich auf den Konzern auswirken.

Status zu geänderten IFRS und Interpretationen, die noch nicht verpflichtend anzuwenden sind und die nicht vorzeitig durch den Konzern angewendet werden

Vom IASB oder IFRIC wurden folgende neue Standards oder Interpretationen veröffentlicht bzw. geändert, deren verpflichtender Anwendungszeitpunkt noch in der Zukunft liegt oder die von der Europäischen Kommission noch nicht zur Anwendung anerkannt wurden:

Neue und geänderte Standards und Interpretationen (nicht angewendet)

		Verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem genannten Datum beginnen	Status des EU-Endorsements (Stand 09. September 2022)	Status der Anwendung des Konzerns
IAS 1	Änderung - Klassifikation von Verbindlichkeiten als kurzfristig oder langfristig	01. Januar 2023	Übernahme nicht erfolgt	Keine wesentliche Auswirkungen erwartet
IAS 1	Änderung - Angaben zu Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden	01. Januar 2023	Übernahme erfolgt	Keine wesentliche Auswirkungen erwartet
IAS 8	Änderung - Definition von rechnungslegungs-bezogenen Schätzungen	01. Januar 2023	Übernahme erfolgt	Keine wesentliche Auswirkungen erwartet
IFRS 17	Erstmalige Anwendung - Versicherungsverträge	01. Januar 2023	Übernahme erfolgt	Keine wesentliche Auswirkungen erwartet
IFRS 17	Änderung - Erstmalige Anwendung von IFRS 9 und IFRS 17	01. Januar 2023	Übernahme erfolgt	Keine wesentliche Auswirkungen erwartet
IAS 12	Änderung - Latente Steuern im Zusammenhang mit Vermögenswerten und Schulden, die aus einer einheitlichen Transaktion entstehen	01. Januar 2023	Übernahme erfolgt	Angewendet

Die Gruppe geht auch bei den neu veröffentlichten Anpassungen bezüglich der noch nicht verpflichtend anzuwendenden neuen und geänderten Standards/Interpretationen, bei denen keine vorzeitige Anwendung im Konzern stattfand, nicht davon aus, dass diese einen wesentlichen Einfluss auf den Konzern haben werden.

4.5.4. Konsolidierungskreis

In den Konzernabschluss sind neben der Tion alle unmittelbar oder mittelbar beherrschten Tochterunternehmen einbezogen. Der Konzern erlangt die Beherrschung, wenn er Verfügungsmacht über das Beteiligungsunternehmen ausüben kann, schwankenden Renditen aus seiner Beteiligung ausgesetzt ist, und die Renditen aufgrund seiner Verfügungsmacht der Höhe nach beeinflussen kann. Die Gruppe nimmt eine Neubeurteilung vor, ob sie ein Beteiligungsunternehmen beherrscht oder nicht, wenn Tatsachen und Umstände darauf hinweisen, dass sich eines oder mehrere der oben genannten drei Kriterien der Beherrschung verändert haben.

Der Konzern hält an allen Konzerngesellschaften unmittelbar bzw. mittelbar 100 % der Anteile. In den Konzernabschluss sind in den ersten sechs Monaten des Geschäftsjahres 2022 folgende Tochtergesellschaften im Wege der Vollkonsolidierung einbezogen worden:

Segment	Unternehmen	Sitz	Anteil in %
Corporate	Pacifico Renewables Management GmbH ¹⁾	München, Deutschland	100
Corporate	Pacifico Renewables Fin GmbH ¹⁾	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	Pacifico Management GmbH ¹⁾	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	PAC Block Germany 1 GmbH	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	Pacifico Italia S.r.l.	Bozen, Italien	100
Corporate	Pacifico Smeraldo S.r.l.	Bozen, Italien	100
Corporate	Renewables International Portfolio GmbH ¹⁾²⁾³⁾	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	Pacifico Energy Czech S.r.o.	Prag, Tschechien	100
Corporate	Pacifico Energy Hol S.r.o.	Prag, Tschechien	100
Wind Deutschland	PAC Opal GmbH & Co. KG	Grünwald, Deutschland	100
Wind Deutschland	PAC Saphir GmbH & Co. KG	Grünwald, Deutschland	100
Wind Deutschland	PAC Topas GmbH & Co. KG	Grünwald, Deutschland	100
Wind Deutschland	Windkraft 1. RES GmbH & Co. KG ¹⁾	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PAC Rubin GmbH & Co. KG	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Süpplingen GmbH & Co. KG ¹⁾	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Auerbach GmbH & Co. KG ¹⁾	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Eisfeld GmbH & Co. KG ¹⁾	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Hohburg GmbH & Co. KG ¹⁾	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Köthen BF 5 GmbH & Co. KG ¹⁾	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Rosefeld GmbH & Co. KG ¹⁾	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Neubukow GmbH & Co. KG ¹⁾	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Staßfurt GmbH & Co. KG ¹⁾	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	Solarpark Voßberg GmbH & Co. KG ¹⁾	Grünwald, Deutschland	100
Wind Polen	GB Dębowa Łąka 402 sp. z o.o.	Warschau, Polen	100
Wind Polen	GB 12W 212 sp. z o.o.	Warschau, Polen	100
Wind Polen	GB Świecie 404 sp. z o.o.	Warschau, Polen	100
Solar Italien	C.C.D. Solar S.r.l.	Bozen, Italien	100
Solar Italien	Energia Fotovoltaica 12 S.r.l.	Bozen, Italien	100
Solar Italien	Energia Fotovoltaica 22 S.r.l.	Bozen, Italien	100
Solar Italien	Mediterraneo Greenpower S.r.l.	Bozen, Italien	100
Solar Niederlande	Dutch Durables Energy B.V.	Soest, Niederlande	100
Solar Niederlande	Dutch Durables Energy 3 B.V.	Bosch en Duin, Niederlande	100
Solar Niederlande	Oslo Energy Netherlands B.V.	Utrecht, Niederlande	100
Solar Tschechien	FVE Osečná S.r.o. ⁴⁾	Prag, Tschechien	100
Solar Tschechien	FVE Úsilné S.r.o. ⁴⁾	Prag, Tschechien	100
Solar Tschechien	FVE Hodonice S.r.o. ⁴⁾	Prag, Tschechien	100
Solar Tschechien	FVE Troskotovice S.r.o. ⁴⁾	Prag, Tschechien	100

¹⁾ Unternehmen, mit denen ein direktes Beteiligungsverhältnis bestand.

²⁾ Verschmolzen mit Renewables International Portfolio GmbH (ehemals PAC Poland 2 GmbH) am 25.03.2022.

³⁾ Umfirmiert von PAC Poland zu Renewables International Portfolio GmbH am 25.03.2022.

⁴⁾ Kaufvertrag unterzeichnet am 08. Juli 2022.

4.5.5. Zur Veräußerung gehaltene langfristige Vermögenswerte und aufgegebenene Geschäftsbereiche

Am 27. Mai 2022 wurde ein Memorandum of Understanding bzgl. des Verkaufs der tschechischen Gesellschaften FVE Osečná, FVE Úsilné, FVE Hodonice sowie FVE Troskotovice unterschrieben. Da es sich bei dem Geschäftsbereich Solar Tschechien um einen Unternehmensbestandteil handelt, der als zur Veräußerung gehalten wird und einen geografischen Geschäftsbereich darstellt, sind die Anforderungen an einen aufgegebenen Geschäftsbereich nach IFRS 5.32 (a) erfüllt. Somit wurde das operative Segment Tschechien als aufgebener Geschäftsbereich umklassifiziert. Damit erfolgte eine Gegenüberstellung von Buchwert sowie beizulegendem Zeitwert abzgl. Veräußerungskosten. Der beizulegende Zeitwert i. H. v. 13,93 Mio. € stellt den gezahlten Verkaufspreis dar (Fair Value Bewertungsstufe 2). Es ergab sich eine Abschreibung i.H.v. 1,68 Mio. €. Der Verkauf wurde am 8. Juli 2022 abgeschlossen, als die Beherrschung über die Tochterunternehmen in Tschechien auf den Erwerber übergegangen ist.

Das Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen, das im Ergebnis nach Steuern enthalten ist, wird in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung separat ausgewiesen und stellt sich wie folgt dar:

€	2022 H1	2021 H1
Umsatzerlöse	3.389.802	2.617.644
Sonstige Erträge	9.489	43.888
Materialaufwand	-189.866	-267.548
Sonstige Aufwendungen	-509.057	-184.503
Abschreibungen	-2.336.772	-776.973
Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen, vor Steuern (EBIT)	363.596	1.432.508
Finanzerträge	-	-
Finanzaufwendungen	-74.791	-186.022
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-425.711	-174.719
Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen, nach Steuern	-136.906	1.071.767
Ergebnis pro Aktie	-0,04	0,32



Die wichtigsten Klassen von Vermögenswerten und Verbindlichkeiten des Geschäftsbereichs Tschechien stellen sich zum 30. Juni 2022 wie folgt dar:

€	
Immaterielle Vermögenswerte	104.234
Sachanlagen	19.671.902
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung	215.883
Finanzielle Vermögenswerte	2.111.955
Aktive latente Steuern	3.449
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1.432.766
Sonstige kurzfristige Forderungen	703.999
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	526.608
Summe der zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte	24.770.797
Langfristige finanzielle Verbindlichkeiten	6.704.575
Langfristige Rückstellungen	413.459
Verbindlichkeiten aus Ertragssteuern	27.130
Kurzfristige finanzielle Verbindlichkeiten	3.061.518
Passive latente Steuern	546.817
Sonstige kurzfristige Verbindlichkeiten	187.380
Summe der Schulden im Zusammenhang mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten	10.940.880

4.5.6. Erläuterung zur Gewinn- und Verlustrechnung

A.1 Umsatzerlöse

Die Umsatzerlöse des Konzerns in den ersten sechs Monate des Geschäftsjahrs 2022 in Höhe von 17,81 Mio. € (2021 H1: 6,31 Mio. €) verteilen sich wie folgt auf die einzelnen Segmente:

€	2022 H1	2021 H1
Wind Deutschland	5.067.563	2.260.495
Solar Deutschland	4.031.013	2.956.149
Polen	5.971.517	-
Niederlande	1.884.281	292.819
Italien	856.997	801.383
Gesamt	17.811.371	6.310.846

Zeitpunkt der Umsatzrealisierung	2022 H1	2021 H1
Über einen bestimmten Zeitraum erbrachte Leistungen	17.811.371	6.310.846

Die Umsatzerlöse des Konzerns umfassen ausschließlich Erlöse aus der Einspeisung von Strom.

Die Umsatzerlöse enthalten 634.748 € (2021H1: 847.100 €) Zuwendungen der öffentlichen Hand aus staatlichen Subventionen, die Erzeugern erneuerbarer Energien gewährt werden, da Vergütung von Direktvermarktern keine Zuwendungen der öffentlichen Hand i. S. d. IAS 20 darstellen.

4.5.7. Erläuterung zur Gewinn- und Verlustrechnung

B.1 Eigenkapital

Das gezeichnete Kapital von Tion beträgt zum Stichtag 30. Juni 2022 3,72 Mio. € (31. Dezember 2021: 3,72 Mio. €). Das gezeichnete Kapital ist eingeteilt in 3.721.042 (31. Dezember 2021: 3.721.042) auf den Inhaber lautende Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am gezeichneten Kapital von 1,00 € je Aktie.

Die Kapitalrücklage beträgt 89,16 Mio. € (31. Dezember 2021: 89,16 Mio. €).

Zum Stichtag 30. Juni 2022 bestehen keine sonstigen Verpflichtungen aus Bezugsrechten, Wandelschuldverschreibungen oder vergleichbaren Wertpapieren.

B.2 Finanzielle Verbindlichkeiten

Zum Stichtag 30. Juni 2022 betragen die finanzielle Verbindlichkeiten 152,10 Mio. € (31. Dezember 2021: 166,86 Mio. €), davon sind 141,61 Mio. € (31. Dezember 2021: 124,64 Mio. €) langfristig.

Am 26. Februar 2022 unterzeichnete eine Konzerngesellschaft eine Privatplatzierung eines besicherten grünen Darlehens in Höhe von 35,00 Mio. € mit der UBS Asset Management. Der feste Zinssatz des grünen Darlehen beträgt 4,85 %. Bisher wurden 31,00 Mio. € des grünen Darlehens in Anspruch genommen. Damit wurden 9,41 Mio. € Euro zur Refinanzierung einer

bestehenden nachrangigen Anleihe verwendet (31. Dezember 2021: 9,41 Mio. €). Weitere 16,21 Mio. € werden zur Refinanzierung der revolving Kreditfazilität der Gruppe verwendet (31. Dezember 2021: 16,21 Mio. €), wodurch das Refinanzierungsprofil der Gruppe optimiert wurde, indem eine kurzfristige Fazilität durch eine langfristige Finanzierung ersetzt wird. Die Refinanzierung der nachrangigen Anleihe ermöglicht auch eine kostensparende Vereinfachung der Unternehmensstruktur.

4.5.8. Sonstige Pflichtangaben

C.1 Segmentberichterstattung

Der Fokus der Geschäftstätigkeit des Konzerns liegt auf dem Betrieb der bestehenden Solar- und Windparks und dem weiteren Ausbau des Portfolios. Der Konzern setzt sich aus den berichtspflichtigen operativen Segmenten Wind Deutschland, Solar Deutschland, Wind Polen, Solar Niederlande und Solar Italien sowie dem nicht berichtspflichtigen Segment Corporate zusammen. Das Segment Corporate fasst die Konzerngesellschaften zusammen, in denen keine Wind- bzw. Solaranlagen betrieben werden, wie die Muttergesellschaft, die konzerninterne Service-Gesellschaft und Zwischenholdings.

Die folgenden Segmente des Konzerns sind demnach gem. IFRS 8 berichtspflichtig:

Solar Deutschland, Italien, Niederlande

Die Segmente enthalten die deutschen, niederländischen und italienischen Solarparks.

Die wesentliche Geschäftstätigkeit der Segmente ist die Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen in den jeweiligen Ländern. Die in diesem Segment erzielten Umsätze bestehen im Wesentlichen aus den Einspeiseerlösen gegenüber den jeweiligen Versorgern vor Ort und aus der Erzielung von Marktprämien durch die Direktvermarktung an der Energiebörse.

Wind Deutschland und Polen

In den Segmenten sind sämtliche Windparks in Deutschland sowie Polen enthalten.

Die wesentliche Geschäftstätigkeit dieses Segments ist die Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen. Die in diesem Segment erzielten Umsätze bestehen im Wesentlichen aus den Einspeiseerlösen gegenüber den jeweiligen Versorgern vor Ort oder aus Marktprämien durch die Direktvermarktung an der Energiebörse.

Im Folgenden sind die Umsatzerlöse und Ergebnisse der einzelnen berichtspflichtigen Segmente des Konzerns für den ersten sechs Monaten des Geschäftsjahres 2022 dargestellt.

Segmentberichterstattung

€		Wind Deutschland	Solar Deutschland	Polen
Umsatzerlöse	2022H1	5.067.563	4.031.013	5.971.517
	2021H1	2.260.494	2.956.149	-
Betriebsergebnis vor Abschreibungen (EBITDA)	2022H1	4.231.900	3.404.661	4.200.920
	2021H1	1.519.961	2.631.640	-
EBITDA-Marge %	2022H1	84%	84%	70%
	2021H1	67%	89%	-
Abschreibungen	2022H1	-2.433.734	-1.734.747	-1.537.465
	2021H1	-2.066.315	-1.426.080	-
Betriebsergebnis (EBIT)	2022H1	1.798.166	1.669.914	2.663.456
	2021H1	-546.354	1.205.559	-

Segmentberichterstattung

€		Niederlande	Italien
Umsatzerlöse	2022H1	1.884.281	856.997
	2021H1	292.819	801.383
Betriebsergebnis vor Abschreibungen (EBITDA)	2022H1	1.688.655	631.918
	2021H1	267.531	579.292
EBITDA-Marge %	2022H1	90%	74%
	2021H1	91%	72%
Abschreibungen	2022H1	-578.202	-335.774
	2021H1	-159.413	-325.526
Betriebsergebnis (EBIT)	2022H1	1.110.452	296.144
	2021H1	108.118	253.766

Segmentberichterstattung

€		Summe berichtspflichtiger operativer Segmente	Corporate	Summe
Umsatzerlöse	2022H1	17.811.371	-	17.811.371
	2021H1	6.310.846	-	6.310.846
Betriebsergebnis vor Abschreibungen (EBITDA)	2022H1	14.158.054	-2.511.465	11.646.589 ⁴⁸
	2021H1	4.998.424	-1.357.153	3.641.271
EBITDA-Marge %	2022H1	79%	-	65%
	2021H1	79%	-	58%
Abschreibungen	2022H1	-6.619.923	-97.559	-6.717.482
	2021H1	-3.977.334	-67.052	-4.044.386
Betriebsergebnis (EBIT)	2022H1	7.538.132	-2.609.024	4.929.108 ⁴⁸
	2021H1	1.021.090	-1.424.205	-403.115

⁴⁸ EBITDA und EBIT beinhalten nicht den Materialaufwand, der an das verkaufte Segment Tschechien weiterbelastet wurde und daher weicht die Darstellung von der Konzern-Gesamtergebnisrechnung ab.

Die Erlöserfassung der in der Segmentberichterstattung dargestellten Umsatzerlöse findet zeitraumbezogen statt. Die Umsatzerlöse verteilen sich folgendermaßen auf die einzelnen operativen Segmente:

Umsatzerlöse nach Ländern

€	2022 H1	Anteil in %	2021 H1	Anteil in %
Wind Deutschland	5.067.563	28 %	2.260.494	36 %
Solar Deutschland	4.031.013	23 %	2.956.149	47 %
Polen	5.971.517	34 %	-	-
Niederlande	1.884.281	11 %	292.819	5 %
Italien	856.997	5 %	801.383	13 %
Gesamt	17.811.371	100%	6.310.846	100%

Von den Umsatzerlöse aus dem Segment Wind Deutschland entfallen ungefähr 5,06 Mio. € (2021 H1: 848.365 €) auf Umsätze mit einem Kunden des Konzerns. Alle Umsatzerlöse aus dem Segment Polen mit 5,97 Mio. € (2021 H1: 0 €) entfallen auf einen Kunden des Konzerns. Keine anderen einzelnen Kunden haben in den ersten sechs Monaten des Geschäftsjahres 2022 bzw. 2021 10 % oder mehr zum Konzernumsatz beigetragen.

Die Segmentvermögen (langfristige Vermögenswerte ohne Finanzinstrumente, latente Steuern und sonstige finanzielle Vermögenswerte) verteilen sich folgendermaßen auf die einzelnen Regionen:

Segmentvermögen

€	Wind Deutschland	Solar Deutschland	Deutschland	Polen	Niederlande
Langfristige Vermögenswerte	48.674.646	44.327.203	93.001.849	87.281.033	32.524.967
(2021)	51.108.380	46.056.903	97.165.283	90.494.846	31.309.457

€	Tschechien (aufgegebener Geschäftsbereich)	Italien	Corporate	Summe
Langfristige Vermögenswerte	19.776.136	9.260.087	559.398	242.403.470
(2021)	22.127.211	9.585.661	628.266	251.310.724

Die Nettoverschuldung (bereinigte finanzielle Verbindlichkeiten) stellt sich zum 30. Juni 2022 wie folgt dar:

Nettoverschuldung

€	Wind Deutschland	Solar Deutschland	Deutschland	Polen	Niederlande
finanzielle Verbindlichkeiten	25.567.429	28.599.537	54.166.966	44.425.471	19.256.538
finanzielle Verbindlichkeiten bereinigt	20.670.425	26.177.042	46.847.467	42.163.717	15.243.539
finanzielle Verbindlichkeiten (2021)	26.735.586	30.434.756	57.170.342	49.747.062	18.154.670
finanzielle Verbindlichkeiten bereinigt (2021)	23.351.618	28.545.597	51.897.215	44.121.678	15.422.032

Nettoverschuldung

€	Tschechien (aufgegebener Geschäftsbereich)	Italien	Corporate	Summe
finanzielle Verbindlichkeiten	7.327.230	1.081.195	35.609.163	161.866.563
finanzielle Verbindlichkeiten bereinigt	4.688.666	451.889	31.433.435	138.551.916
finanzielle Verbindlichkeiten (2021)	8.827.867	1.206.052	31.759.187	166.865.181
finanzielle Verbindlichkeiten bereinigt (2021)	5.851.475	922.786	27.600.744	145.815.929
Adjustierte Eigenkapitalquote				39.3%
Adjustierte Eigenkapitalquote (2021)				37.3%

C.2 Zusätzliche Angaben zu den finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten

Klassen und Kategorien von Finanzinstrumenten sowie deren beizulegende Zeitwerte

Die folgende Tabelle umfasst Informationen über:

- Klassen von Finanzinstrumenten, basierend auf ihrer Art und ihren Eigenschaften;
- die Buchwerte der Finanzinstrumente;
- die beizulegenden Zeitwerte der Finanzinstrumente (mit Ausnahme von Finanzinstrumenten, deren Buchwert dem beizulegenden Zeitwert entspricht); und
- die Einordnung zu den Hierarchiestufen zur Bewertung zum beizulegenden Zeitwert.

Die Einteilung der Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert in die nachfolgend aufgeführten Hierarchiestufen erfolgt in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit beobachtbarer Eingangsparameter und der Bedeutung dieser Parameter für die Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts:

- Stufe 1-Bewertungen ergeben sich aus notierten Preisen (unbereinigt) auf aktiven Märkten für identische Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten;
- Stufe 2-Bewertungen ergeben sich aus anderen Eingangsparametern als die auf Stufe 1 enthaltenen notierten Preise, die für den Vermögenswert oder die Schuld entweder direkt beobachtbar sind oder indirekt aus anderen Preisen abgeleitet werden können; und
- Stufe 3-Bewertungen ergeben sich aus Bewertungsmodellen, die nicht am Markt beobachtbare Eingangsparameter verwenden.

Die Gruppe wendet die Erleichterung von IFRS 7.29(a) an, wonach der beizulegende Zeitwert nicht angegeben wird, wenn der Buchwert des Finanzinstruments annähernd dem beizulegenden Zeitwert entspricht. Dies ist der Fall für kurzfristige finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten sowie Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung. Für diese Posten erfolgt auch keine Levelangabe.

Buchwerte, Wertansätze und beizulegende Zeitwerte nach Klassen und Bewertungskategorien nach IFRS 9:

Klassen von Finanzinstrumenten zum 30. Juni 2022	Bewertungskategorie nach IFRS 9	Buchwert zum 30. Juni 2022	Fortgeführte Anschaffungskosten	Beizulegender Zeitwert erfolgsneutral	Beizulegender Zeitwert erfolgswirksam	Beizulegender Zeitwert zum 30. Juni 2022
€						
Finanzielle Vermögenswerte						
Finanzielle Vermögenswerte	AC	7.613.067	7.613.067	-	-	7.613.067
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	AC	5.819.852	5.819.852	-	-	-
Sonstige kurzfristige Forderungen	AC	2.454.396	2.454.396	-	-	-
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	AC	16.863.486	16.863.486	-	-	-
Derivative finanzielle Vermögenswerte						
Derivative Finanzinstrumente (Swaps)	FVOCI	14.168.283	-	14.168.283	-	14.168.283
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Finanzielle Verbindlichkeiten	AC	161.866.563	161.866.563	-	-	159.138.898
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	AC	6.044.905	6.044.905	-	-	-
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten						
Derivate mit Hedgebeziehung (Swap)	FVOCI	52.488	-	52.488	-	52.488

Klassen von Finanzinstrumenten zum 31. Dezember 2021	Bewertungskategorie nach IFRS 9	Buchwert zum 31. Dezember 2021	Fortgeführte Anschaffungskosten	Beizulegender Zeitwert erfolgsneutral	Beizulegender Zeitwert erfolgswirksam	Beizulegender Zeitwert zum 31. Dezember 2021
--	---------------------------------	--------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	--

Finanzielle Vermögenswerte

Finanzielle Vermögenswerte	AC	7.145.076	7.145.076	-	-	7.145.076
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	AC	5.220.060	5.220.060	-	-	-
Sonstige kurzfristige Forderungen	AC	1.630.796	1.630.796	-	-	-
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	AC	13.323.870	13.323.870	-	-	-

Derivative finanzielle Vermögenswerte

Derivative Finanzinstrumente (Swaps)	FVOCI	9.132.229	-	9.132.229	-	9.132.229
--------------------------------------	-------	-----------	---	-----------	---	-----------

Finanzielle Verbindlichkeiten

Finanzielle Verbindlichkeiten	AC	166.865.180	166.865.180	-	-	172.757.749
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	AC	4.613.703	4.613.703	-	-	-

Derivative finanzielle Verbindlichkeiten

Derivate mit Hedgebeziehung (Swap)	FVOCI	299.471	-	299.471	-	299.471
------------------------------------	-------	---------	---	---------	---	---------

Die folgende Tabelle stellt die in der Gewinn- und Verlustrechnung berücksichtigten Nettogewinne oder -verluste von Finanzinstrumenten dar.

Nettoergebnis 2022 H1 €	Finanzielle Vermögenswerte AC	Finanzielle Verbindlichkeiten AC
Zinsertrag und Zinsaufwand 2022 H1	-	-3.450.902

Nettoergebnis 2021 H1 €	Finanzielle Vermögenswerte AC	Finanzielle Verbindlichkeiten AC
Zinsertrag und Zinsaufwand 2022 H1	1.212.916	-1.525.933

Das Nettoergebnis der zu fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten finanziellen Vermögenswerte nach IFRS 9 enthält im Wesentlichen Zinserträge aus sonstigen Ausleihungen.

Das Nettoergebnis der zu fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten finanziellen Verbindlichkeiten nach IFRS 9 enthält im Wesentlichen Zinsaufwendungen aus den finanziellen Verbindlichkeiten.

Fair Value Hierarchie

Bewertungsstufen €	Stufe		
	1	2	3

Aktiva

Derivative Finanzinstrumente (Swaps) 30. Juni 2022	-	14.168.283	-
Derivative Finanzinstrumente (Swaps) 31. Dezember 2021	-	9.132.229	-

Passiva

Fair Value Hierarchie

Derivative Finanzinstrumente (Swaps) in Sicherungsbeziehung 30. Juni 2022	-	52.488	-
Derivative Finanzinstrumente (Swaps) in Sicherungsbeziehung 31. Dezember 2021	-	299.471	-
Finanzielle Verbindlichkeiten (langfristig) in Sicherungsbeziehung 30. Juni 2022	-	159.138.898	-
Finanzielle Verbindlichkeiten (langfristig) in Sicherungsbeziehung 31. Dezember 2021	-	172.757.749	-

Die Bewertung der derivativen Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung sowie der finanziellen Verbindlichkeiten erfolgt unter Zugrundelegung von Marktdaten (mark-to-model). Die in der Bilanz angesetzten Marktwerte entsprechen damit dem Level 2 der Fair-Value-Hierarchie des IFRS 13. Ein Wechsel zwischen den Leveln hat weder im aktuellen noch im abgelaufenen Geschäftsjahr stattgefunden.

Zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente

Art	Bewertungstechnik	Bedeutende, nicht beobachtbare Inputfaktoren
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung	Die beizulegenden Zeitwerte werden mittels der zukünftig erwarteten Zahlungsströme bestimmt, die unter Anwendung allgemein beobachtbarer Marktdaten der entsprechenden Zinsstrukturkurven abgezinst werden.	Nicht anwendbar
Finanzielle Verbindlichkeiten	Die Bewertung der finanziellen Verbindlichkeiten erfolgt durch Diskontierung der erwarteten Zahlungsströme mit dem individuell ermittelten Zinssatz. Dieser setzt sich aus der jeweils zugrundeliegenden Risikoprämie sowie dem risikofreiem Marktzinssatz zum Abschlussstichtag zusammen.	Nicht anwendbar

C.3 Haftungsverhältnisse und sonstige Verpflichtungen

€	Sonstige Verpflichtungen bis zu 1 Jahre in €'000	Sonstige Verpflichtungen von 1 bis 5 Jahre in €'000	Sonstige Verpflichtungen von mehr als 5 Jahre in €'000	Summe
Instandhaltungs- und Betriebsmanagement Verträge	2.070	5.162	5.289	12.522
2021	1.179	2.819	1.114	5.112
Asset Stewardship Services (ASF)	793	1.699	-	2.492
2021	1.027	3.282	1.628	5.937
Commercial Asset Management Agreement (CAMA)	434	1.687	1.021	3.142
2021	522	2.019	1.455	3.996

Darüber hinaus bestehen zum 30. Juni 2022 Eventualverbindlichkeiten in Höhe von 3,42 Mio. € (31. Dezember 2021: 4,86 Mio. €) mit einer Restlaufzeit von mehr als fünf Jahren. Sie enthalten unter anderem aufschiebend bedingte finanzielle Verpflichtungen aus Kaufverträgen.

C.4 Beziehungen zu nahestehenden Personen und Unternehmen

Im Zuge der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit unterhält der Konzern Beziehungen zu Tochtergesellschaften und weiteren nahestehenden Personen (Hauptaktionäre, Mitglieder des Aufsichtsrats und des Vorstands).

Zum Bilanzstichtag übten die Pelion Green Future Alpha GmbH, Grünwald, Pelion Green Future GmbH, München, Arvantis Group Holding GmbH, Grünwald und Herr Alexander Samwer, München, beherrschenden Einfluss auf die Gesellschaft aus.

Transaktionen mit Unternehmen, deren Anteilseigner einen maßgeblichen Einfluss auf die Muttergesellschaft ausüben:

Zum Bilanzstichtag stellten unter anderem die folgenden Gesellschaften nahestehende Personen dar: Pacifico Energy Partners GmbH, München, Pacifico Development GmbH, München, Pacifico Green Development GmbH, München, Boom Developments Ltd, Arundel, Vereinigtes Königreich, ACE Power Development Pty Ltd, Lavender Bay, Australien, und ACE Power Operations Pty Ltd, Lavender Bay, Australien.

Zum Ende des Berichtszeitraums sind die im Vorjahr abgeschlossenen Erstgebotsvereinbarungen mit Pacifico Partners, Boom Power und ACE Power weiterhin in Kraft.

Am 11. Oktober 2021 kaufte die Gesellschaft von der Pacifico Development GmbH (einem von der Pelion Green Future GmbH beherrschten Unternehmen) drei von Pacifico Partners entwickelte Windparks in Polen mit einer Gesamtleistung von 51,8 MW. Im Berichtszeitraum wurden für diesen Vertrag Kaufpreiszahlungen in Höhe von 1,44 Mio. € geleistet.

Am 14. Oktober 2021 schloss die Gesellschaft einen Kaufvertrag mit Pacifico Green Development GmbH (einem von der Pelion Green Future GmbH beherrschten Unternehmen) zum Erwerb eines von Pacifico Partners entwickelten Solarparks in den Niederlanden mit einer Gesamtleistung von 14,1 MW. Am 31. Mai 2022 hat die Gesellschaft nach endgültigem Abschluss der Arbeiten und der finalen Abnahme noch eine Kaufpreisrate i. H. v. 1,14 Mio. € entrichtet.

Am 7. November 2021 schloss die Gesellschaft einen Kaufvertrag zum Erwerb eines schlüsselfertigen Portfolios von Solarparks in den Niederlanden mit einer Gesamtleistung von 9,9 MW ab, der Vertrag wurde am 13. Dezember 2021 vollzogen. Pacifico Partners agierte als Broker und erhielt eine Vermittlungsgebühr i. H. v. 81.46 €.

Zwischen Pacifico Partners und der Gesellschaft besteht ein Commercial Asset Management Agreement („CAMA“) und ein Master Services Agreement („MSA“) (gemeinsam die „Betriebsführungsverträge“). Auch die Betriebsführungsverträge bestehen bis zum Jahr 2029. Das Leistungsspektrum der Betriebsführungsverträge ermöglicht einen modularen Regelungsrahmen. Dieser modulare Rahmen bietet der Gesellschaft zusätzliche Flexibilität, um ihre Strategie zu verfolgen, für eine Vielzahl von Projektentwicklern eine Plattform zum Kapitalmarkt zu werden. Im Berichtszeitraum kam es im Rahmen der Betriebsführungsverträge zu den folgenden Aufwendungen im Zusammenhang mit Pacifico Partners:

€	
	Master Services Agreement (MSA)
	(2021 H1)
	Commercial Asset Management Agreement (CAMA)
	(2021 H1)
649.877	
452.392	
157.237	
163.328	

Geschäftsvorfälle mit Mitgliedern des Managements in Schlüsselpositionen

Die Mitglieder des Vorstands als Personen in Schlüsselpositionen sind Begünstigte von kurzfristigen Leistungen und anderen langfristig fälligen Leistungen.

Die Mitglieder des Aufsichtsrates als Personen in Schlüsselpositionen sind Begünstigte von kurzfristigen Leistungen.

C.5 Ergebnis je Aktie

Die gewichtete durchschnittliche Anzahl von Stammaktien, die für die Berechnung des verwässerten Ergebnisses je Aktie herangezogen wurde, wird aus der gewichteten durchschnittlichen Anzahl von Stammaktien, die für die Berechnung des unverwässerten Ergebnisses je Aktie herangezogen wurde, im Folgenden abgeleitet. Im Geschäftsjahr bestanden keine Verwässerungseffekte.

	2022 H1	2021 H1
Gewichtete durchschnittliche Anzahl von für die Berechnung des unverwässerten Ergebnisses je Aktie verwendeten Stammaktien (Stück)	3.721.042	3.309.766
Gewichtete durchschnittliche Anzahl von für die Berechnung des verwässerten Ergebnisses je Aktie verwendeten Stammaktien (Stück)	3.721.042	3.309.766
Ergebnis je Aktie aus fortzuführenden Geschäftsbereichen, unverwässert (€)	0,03	-0,23
Ergebnis je Aktie aus fortzuführenden Geschäftsbereichen, verwässert (€)	0,03	-0,23
Ergebnis je Aktie aus aufgegebenen Geschäftsbereichen, unverwässert (€)	-0,04	0,32
Ergebnis je Aktie aus aufgegebenen Geschäftsbereichen, verwässert (€)	-0,04	0,32

C.6 Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Im Nachgang der Berichtsperiode bzw. im Juli dieses Jahres wurde eine Sachkapitalerhöhung im Zusammenhang mit dem Erwerb eines 21,9 % Anteils an der clearvise AG erfolgreich durchgeführt. Vorstand und Aufsichtsrat haben im Rahmen dieser Transaktion beschlossen, 1.024.915 neue Aktien der Gesellschaft gegen Sacheinlage von 13.897.848

Aktien an der clearvise AG, Wiesbaden, (entspricht 21,9 % an der clearvise AG) an ihren Ankeraktionär, die Pelion Green Future Alpha GmbH, auszugeben. Die Gesellschaft hat das Grundkapital somit von 3.721.042 € um 1.024.915 € auf 4.745.957 € gegen Sacheinlage der clearvise AG unter Ausschluss des Bezugsrechts der Altaktionäre erhöht.

C.7 Mitteilungspflichten nach § 20 AktG

Schriftliche Mitteilung nach § 20 Abs. 6 AktG vom 20. August 2021:

Die Pelion Green Future Alpha GmbH, Grünwald, hat uns mitgeteilt, dass ihr weiterhin gemäß § 20 Abs. 1 und Abs. 3 AktG unmittelbar mehr als der vierte Teil der Aktien unserer Gesellschaft sowie gemäß § 20 Abs. 4 AktG unmittelbar eine Mehrheitsbeteiligung an unserer Gesellschaft gehören.

Ferner wurde uns hinsichtlich der folgenden juristischen und natürlichen Personen mitgeteilt, dass

1. der Pelion Green Future Neo GmbH, München, kraft Zurechnung gemäß § 16 Abs. 4 AktG mittelbar mehr als der vierte Teil der Aktien (§ 20 Abs. 1 und 3 AktG) und mittelbar eine Mehrheitsbeteiligung an der Gesellschaft (§ 20 Abs. 4 AktG) gehören, wobei diese Zurechnungen durch von der Pelion Green Future Alpha GmbH unmittelbar gehaltene Anteile vermittelt werden.
2. der Arvantis Group Holding GmbH (vormals Pelion Green Future GmbH), Schönefeld, kraft Zurechnung gemäß § 16 Abs. 4 AktG weiterhin mittelbar mehr als der vierte Teil der Aktien (§ 20 Abs. 1 und 3 AktG) und mittelbar eine Mehrheitsbeteiligung an der Gesellschaft (§ 20 Abs. 4 AktG) gehören, wobei diese Zurechnungen durch von der Pelion Green Future Alpha GmbH unmittelbar gehaltene Anteile vermittelt werden.
3. der Felicis Holding GmbH, München, kraft Zurechnung gemäß § 16 Abs. 4 AktG weiterhin mittelbar mehr als der vierte Teil der Aktien (§ 20 Abs. 1 und 3 AktG) und mittelbar eine Mehrheitsbeteiligung an unserer Gesellschaft (§ 20 Abs. 4 AktG) gehören, wobei diese Zurechnungen durch von der Pelion Green Future Alpha GmbH unmittelbar gehaltene Anteile vermittelt werden.
4. Herrn Alexander Samwer, c/o Arvantis Group, Karlstraße 14, 80333 München, kraft Zurechnung gemäß § 16 Abs. 4 AktG weiterhin mittelbar mehr als der vierte Teil der Aktien (§ 20 Abs. 1 AktG) und mittelbar eine Mehrheitsbeteiligung an unserer Gesellschaft (§ 20 Abs. 4 AktG) gehören, wobei diese Zurechnungen durch von der Pelion Green Future Alpha GmbH unmittelbar gehaltene Anteile vermittelt werden.

05.

Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht

An die Pacifico Renewables Yield AG (zukünftig: Tion Renewables AG), Grünwald

Wir haben den verkürzten Konzernzwischenabschluss – bestehend aus Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, Konzerngesamtergebnisrechnung, Konzernbilanz, Konzernkapitalflussrechnung, Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung sowie ausgewählten erläuternden Anhangangaben – und den Konzernzwischenlagebericht der Pacifico Renewables Yield AG (zukünftig: Tion Renewables AG), Grünwald, für den Zeitraum vom 1. Januar 2022 bis 30. Juni 2022 einer prüferischen Durchsicht unterzogen. Die Aufstellung des verkürzten Konzernzwischenabschlusses nach den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und des Konzernzwischenlageberichts nach den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG liegt in der Verantwortung der gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, eine Bescheinigung zum verkürzten Konzernzwischenabschluss und zum Konzernzwischenlagebericht auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht abzugeben.

Wir haben die prüferische Durchsicht des verkürzten Konzernzwischenabschlusses und des Konzernzwischenlageberichts unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze für die prüferische Durchsicht von Abschlüssen [sofern zutreffend: unter ergänzender Beachtung des International Standard on Review Engagements „Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity“ (IS-RE 2410)] vorgenommen. Danach ist die prüferische Durchsicht so zu planen und durchzuführen, dass wir bei kritischer Würdigung mit einer gewissen Sicherheit ausschließen können, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind.

Eine prüferische Durchsicht beschränkt sich in erster Linie auf Befragungen von Mitarbeitern des Konzerns und auf analytische Beurteilungen und bietet deshalb nicht die durch eine Abschlussprüfung erreichbare Sicherheit. Da wir auftragsgemäß keine Abschlussprüfung vorgenommen haben, können wir einen Bestätigungsvermerk nicht erteilen.

Auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht sind uns keine Sachverhalte bekannt geworden, die uns zu der Annahme veranlassen, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, oder dass der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte entsprechend anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind.

München, 29. September 2022

Baker Tilly GmbH & Co. KG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
(Düsseldorf)

Abel
Wirtschaftsprüfer

Merget
Wirtschaftsprüferin

TION

Future in motion.

ir@tion-renewables.com

T: + 49 89 693191190
F: + 49 89 9995 0931

tion-renewables.com

Tion Renewables AG (wird aktuell von Pacifico Renewables Yield AG umfirmiert, die neue Firma wird mit Eintragung im Handelsregister wirksam) | Bavariafilmplatz 7, Gebäude 49, 82031 Grünwald | Tion Renewables AG ist eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts München unter HRB 251232
Steuer-Nr. 143/101/42906 | Vorstand: Dr. Martin Siddiqui and Christoph Strasser
Vorsitzende des Aufsichtsrats: Dr. Bettina Mittermeier