

---

**PRÜFUNGSBERICHT GEMÄSS §§ 327C ABS. 2, 293E ABS. 1 AKTG**

IM ZUSAMMENHANG MIT DER BEABSICHTIGTEN ÜBERTRAGUNG DER AKTIEN  
DER MINDERHEITSAKTIONÄRE DER

**TION RENEWABLES AG, GRÜNWALD**  
"Tion Renewables"

auf die

**HOPPER BIDCO GMBH, FRANKFURT AM MAIN**  
"Hopper BidCo"

---

BERICHT ÜBER DIE PRÜFUNG DER ANGEMESSENHEIT  
DER BARABFINDUNG FÜR DIE BEABSICHTIGTE  
ÜBERTRAGUNG DER AKTIEN DER  
MINDERHEITSAKTIONÄRE DER TION RENEWABLES  
AKTIENGESELLSCHAFT AUF DIE HOPPER BIDCO GMBH

12. Januar 2024

---



A&M GMBH WIRTSCHAFTSPRÜFUNGSGESELLSCHAFT

---

# **INHALTSVERZEICHNIS**

Inhaltsverzeichnis .....	1
Abkürzungsverzeichnis.....	3
1 Auftrag und Auftragsdurchführung .....	8
1.1 Auftrag.....	8
1.2 Auftragsdurchführung.....	8
2 Gegenstand, Art und Umfang der Prüfung gemäss § 327c AktG .....	11
3 Prüfung der Angemessenheit der Barabfindung .....	12
3.1 Bewertungsobjekt.....	12
3.1.1 Rechtliche und steuerliche Verhältnisse.....	12
3.1.2 Unternehmenshistorie.....	13
3.1.3 Wirtschaftliche Verhältnisse.....	15
3.1.3.1 Geschäftsmodell und -strategie.....	15
3.1.3.2 Portfolio .....	17
3.1.3.3 Markt und regulatorisches Umfeld.....	18
3.1.4 Vergangenheitsanalyse .....	29
3.1.4.1 Vermögenslage .....	31
3.1.4.2 Ertragslage .....	38
3.1.4.3 Überführung der historischen Ertragslage zur Konzernplanung .....	46
3.1.4.4 Bereinigungen der Ertragslage.....	47
3.1.5 Vergleichsunternehmen.....	49
3.1.5.1 Auswahl der Peer Group .....	49
3.1.5.2 Prüfung der Peer Group der Bewertungsgutachterin.....	52
3.2 Bewertungsstichtag.....	53
3.3 Prüfung der Angemessenheit der Abfindung.....	54
3.3.1 Anforderungen an die Festlegung der angemessenen Abfindung gemäß 327b Abs. 1 Satz 1 AktG.....	54
3.3.2 Angemessenheit der Bewertungsmethode zur Ermittlung der Abfindung.....	54
3.3.2.1 Anwendbarkeit von Börsenkursen.....	54
3.3.2.2 Anwendbarkeit des Ertragswertverfahrens .....	55
3.3.2.3 Anwendbarkeit des vergleichsorientierten Multiplikator- Bewertungsverfahrens .....	57
3.3.2.4 Anwendbarkeit des Liquidations- und Substanzwertverfahrens .....	58
3.3.2.5 Würdigung der methodischen Vorgehensweise der Bewertungsgutachterin.....	59
3.4 Planungsanalyse.....	62
3.4.1 Planungsprozess, Aufbau und Aktualität der Planung .....	62
3.4.2 Planungstreue.....	63
3.4.3 Planungsrechnung.....	65
3.4.3.1 Umsatzerlöse.....	66
3.4.3.2 Laufende Betriebskosten.....	71

3.4.3.3	Weitere Aufwendungen .....	72
3.4.3.4	EBITDA.....	72
3.4.3.5	Investitionen und Abschreibungen .....	73
3.4.3.6	EBIT.....	73
3.4.3.7	Abschließende Würdigung .....	74
3.5	Ableitung der zu kapitalisierenden Ergebnisse .....	75
3.5.1	Überführung der Planung in einen eingeschwungenen Zustand .....	75
3.5.2	Nachhaltiges Ergebnis .....	76
3.5.3	Investitions- und Abschreibungsniveau .....	76
3.5.4	Nettoumlaufvermögen und sonstige Bilanzpositionen.....	77
3.5.5	Operative Kasse .....	78
3.5.6	Finanzergebnis .....	78
3.5.7	Unternehmenssteuern .....	79
3.5.8	Nettoeinnahmen.....	80
3.6	Kapitalisierungszinssatz.....	82
3.6.1	Grundlagen .....	82
3.6.2	Ableitung des Basiszinssatzes .....	82
3.6.3	Ableitung der Marktrisikoprämie .....	83
3.6.4	Ableitung des Betafaktors .....	86
3.6.5	Wachstumsabschlag.....	90
3.6.6	Ermittlung der Kapitalkosten.....	91
3.7	Überprüfung der Unternehmensbewertung der Tion Renewables AG .....	92
3.7.1	Ertragswertermittlung.....	92
3.7.2	Sonderwerte.....	92
3.7.2.1	Steuerliches Einlagekonto.....	92
3.7.2.2	Plausibilisierung der Bewertung der clearwise AG .....	93
3.7.2.3	Weitere Sonderwerte und nicht betriebsnotwendiges Vermögen .....	99
3.7.3	Börsenkurs als Untergrenze der Abfindung.....	100
3.7.4	Plausibilisierung anhand vergleichender Multiplikatorenbewertung .....	103
3.8	Vorerwerbe.....	107
3.9	Angemessenheit der festgelegten Barabfindung .....	108
3.10	Besondere Schwierigkeiten bei der Prüfung der Bewertung .....	110
4	Abschliessende Erklärung.....	111
	Anhangsverzeichnis .....	112
	Anlagenverzeichnis .....	122

## **ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS**

<b>Abkürzung</b>	<b>Definition</b>
A&M	A&M GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, München
A/S	Aktieselskab
AB	Aktiebolag
Abs.	Absatz
AG	Aktiengesellschaft
AktG	Aktiengesetz
AngVO	Angebotsverordnung
Ankünd.	Ankündigung
APV	Adjusted Present Value
AS	Aktieselskab
B.V.	Besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid
BaFin	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
BAS	Bid-Ask-Spread
BESS	Battery energy storage system (Batteriespeichersystem)
Bewertungsgutachterin; EY	Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Stuttgart
BGH	Bundesgerichtshof
BGHZ	Entscheidungen des Bundesgerichtshofes in Zivilsachen
bspw.	beispielsweise
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BVerfGE	Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichts
BvR	Aktenzeichen einer Verfassungsbeschwerde zum Bundesverfassungsgericht
bzw.	beziehungsweise
CAGR	Compound Annual Growth Rate (durchschnittliche jährliche Wachstumsrate)
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CDAX	Composite DAX
CEO	Chief Executive Officer
CFO	Chief Financial Officer
CHF	Schweizer Franken
CIO	Chief Information Officer
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
COVID-19	Coronavirus-Disease-2019
d.h.	das heißt
DAX	Deutscher Aktienindex
DCF	Discounted Cashflow

Abkürzung	Definition
Decreto FER 1	Erlass des Ministeriums für wirtschaftliche Entwicklung vom 4. Juli 2019
EBIT	Earnings before interest and taxes (Operatives Ergebnis vor Zinsen und Steuern)
EBITDA	Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization (Operatives Ergebnis vor Zinsen Steuern und Abschreibungen)
EBT	Earnings before taxes (Ergebnis vor Steuern)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EPEX	European Power Exchange
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
EUR	Euro
EV	Enterprise Value
EV/EBITDA	Verhältnis Enterprise Value zu EBITDA
EV/MW	Verhältnis Enterprise Value zu Megawatt
EZB	Europäische Zentralbank
FAUB	Fachausschuss für Unternehmensbewertung und Betriebswirtschaft des IDW
FC	Forecast
ff.	Folgend
FV	Fair Value
GewStG	Gewerbsteuergesetz
ggf.	gegebenenfalls
GJ	Geschäftsjahr
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GmbH & Co. KG	Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Compagnie Kommanditgesellschaft
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HGB	Handelsgesetzbuch
Hist	Historie
HR	Hochrechnung
HRB	Handelsregister Abteilung B
i.d.F.	in der Fassung
i.H.v.	in Höhe von
i.S.	Im Sinne
i.V.m.	in Verbindung mit

Abkürzung	Definition
IDW	Institut der Wirtschaftsprüfer in Deutschland e.V.
IDW S 1	IDW Standard: Grundsätze zur Durchführung von Unternehmensbewertungen (IDW S 1 i.d.F. 2008)
IFRS	International Financial Reporting Standards
Impliz.	Implizit
IMRP	Implizite Marktrisikoprämie
ISIN	International Securities Identification Number
IWR	Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien
KapZins	Kapitalisierungszinssatz
KStG	Körperschaftssteuergesetz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowattpeak
L.P.	Limited Partnership
LLC	Limited Liability Company
Ltd.	Limited
LTM	Last Twelve Months
M&A	Mergers and Acquisitions
MAR	Market Abuse Regulation
Max	Maximum
MDAX	Mid-Cap-DAX
Min	Minimum
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWp	Megawattpeak
N.V.	Naamloze vennootschap
o.g.	oben genannt
OLG	Oberlandesgericht
OPEX	Operating Expenses (Betriebskosten)
Peer Group	Gruppe von Unternehmen, die zu den Bewertungsobjekten vergleichbar sind
pers. Est	Persönliche Ertragsteuer
PLC	Public Limited Company
PLN	Polnischer Zloty
PPA	Power Purchase Agreement
Prog	Prognose
rd.	rund

Abkürzung	Definition
RENIXX	Renewable Energy Industrial Index
RES 1	Förderprogramm auf Basis vom Erlass des Ministeriums für wirtschaftliche Entwicklung vom 4. Juli 2019
Rz.	Randziffer
S&P	Standard and Poor's
S.	Satz
S.A.	Sociedad Anónima
s.a.r.l.	Société à responsabilité limitée
S.C.S	Société en commandite simple
S.L.	Sociedad de responsabilidad limitada
S.p.A.	Società per azioni
S.r.l.	Società a responsabilità limitata
s.r.o.	Společnost s ručením omezeným
SA	Sociedade Anónima
SCA	Société en commandite par actions
SCSp	Special Limited Partnership
SDE	De stimuleringsregeling duurzame energieproductie
sog.	sogenannt
SolZ	Solidaritätszuschlag
sonst.	sonstige
sp.z.o.o.	Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
SPV	Special Purpose Vehicle
TCF	Total Cashflow
Trans	Übergangsjahr (Unternehmensplanung)
Tsd.	Tausend
TV	Terminal Value
TWh	Terawattstunde
Tz.	Teilziffer
u.a.	unter anderem
übern.	übernommen
unlev.	unlevered
v.	vor
vgl.	vergleiche
VWAP	Volume Weighted Average Price
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WpHG	Wertpapierhandelsgesetz
WpÜG	Wertpapiererwerbs- und Übernahmegesetz
XETRA	Exchange Electronic Trading

Abkürzung	Definition
z.B.	zum Beispiel

# **1 AUFTRAG UND AUFTRAGSDURCHFÜHRUNG**

## **1.1 Auftrag**

- 1 Die Hopper BidCo GmbH, Frankfurt am Main („Hopper BidCo“) beabsichtigt, die Übertragung der Aktien der Minderheitsaktionäre der Tion Renewables AG, Grünwald, (die „Gesellschaft“, zusammen mit ihren unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften: „Tion Renewables“) gegen Gewährung einer angemessenen Barabfindung herbeizuführen.
- 2 Die Beschlussfassung über die Übertragung der Aktien der Minderheitsaktionäre der Tion Renewables auf die Hopper BidCo soll auf der außerordentlichen Hauptversammlung der Hopper BidCo am 22. Februar 2024 erfolgen. In dem Entwurf des Übertragungsbeschlusses hat die Hauptaktionärin eine Barabfindung i.H.v. EUR 29,19 je Aktie der Gesellschaft festgelegt.
- 3 Die Angemessenheit der den Minderheitsaktionären zu gewährenden Barabfindung ist gemäß §§ 327c Abs. 2 Satz 2, 3 und Satz 4 293c Abs. 1 AktG durch einen oder mehrere sachverständige Prüfer zu prüfen. Diese werden auf Antrag der Hauptaktionärin, der Hopper BidCo, vom Gericht ausgewählt und bestellt.
- 4 Mit Beschluss vom 8. November 2023 hat das Landgericht München I – 5. Kammer für Handelssachen – die A&M GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, München („A&M“ oder „wir“) zur sachverständigen Prüferin der Angemessenheit der Barabfindung bestellt (Anlage A&M-001 „Beschluss des Landgerichts München I vom 8. November 2023“). Die Barabfindung ist regelmäßig aus den objektivierten Unternehmenswerten abzuleiten. Die Hopper BidCo hat die Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Stuttgart („EY“ oder „Bewertungsgutachterin“) beauftragt, einen objektivierten Unternehmenswert der Gesellschaft auf Basis der in der Praxis der Unternehmensbewertung und Rechtsprechung anerkannten Bewertungsmethoden zu ermitteln. In diesem Zusammenhang unterstützt EY die Geschäftsführung der Hopper BidCo GmbH bei der Ermittlung der angemessenen Abfindung gemäß § 327b Abs. 1 AktG.
- 5 EY hat am 11. Januar 2024 eine „Stellungnahme zum Unternehmenswert zum 22. Februar 2024 und zur angemessenen Barabfindung im Rahmen des Ausschlusses der Minderheitsaktionäre der Tion Renewables AG, Grünwald“ vorgelegt. Der Vorstand der Hopper BidCo macht sich die Ausführungen von EY in dem genannten Bewertungsgutachten zum Unternehmenswert der Gesellschaft sowie zur angemessenen Barabfindung vollständig zu eigen.
- 6 Der finale Entwurf zum Übertragungsbericht mit Datum vom 11. Januar 2024 enthält das Bewertungsgutachten in vollständiger Fassung.

## **1.2 Auftragsdurchführung**

- 7 Wir haben die Prüfung in Anwendung der §§ 293b bis 293e AktG – nach der vorgelagerten Prüfung unserer Unabhängigkeit und Unbefangenheit sowie der anschließenden Kenntnisnahme unserer gerichtlichen Bestellung – am 8. November 2023 aufgenommen und bis zum heutigen Tag in unseren Büros in Frankfurt und München sowie aus dem häuslichen Arbeitszimmer durchgeführt.
- 8 Die Tion Renewables und die Bewertungsgutachterin haben uns die zur Durchführung von Bewertung und Prüfung relevanten Dokumente mittels eines gesicherten digitalen Datenraums zur Verfügung gestellt. Für unsere Prüfung haben uns insbesondere folgende Unterlagen vorgelegen:
  - Mit uneingeschränktem Bestätigungsvermerk versehene Konzernabschlüsse sowie Konzernlageberichte nach dem Handelsgesetzbuch („HGB“) der Tion Renewables für das Geschäftsjahr („GJ“) 2020 sowie nach International Financial Reporting Standards („IFRS“) für die Geschäftsjahre 2021 und 2022;
  - Ungeprüfter Halbjahresabschluss sowie Halbjahreslagebericht der Tion Renewables AG für das erste Halbjahr 2023;

- Mit uneingeschränktem Bestätigungsvermerk versehene Einzelabschlüsse sowie Lageberichte nach HGB der Tion Renewables AG für die Geschäftsjahre 2020, 2021 und 2022;
  - Hochrechnung („HR“) der Gewinn- und Verlustrechnung („GuV“) der Tion Renewables für das Geschäftsjahr 2023;
  - Berichte der Baker Tilly GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, über die Prüfung des Konzernabschlusses der Tion Renewables zum 31. Dezember 2020, 31. Dezember 2021 sowie zum 31. Dezember 2022;
  - Planungsrechnung für die Tion Renewables für die Jahre 2023 bis 2057, bestehend aus GuV- und Cashflow-Planungen auf Basis der einzelnen Special Purpose Vehicle („SPVs“);
  - Weitere bewertungsrelevante Unterlagen und Informationen, darunter wesentliche Finanzierungs-, Direktvermarktungs- und Rahmenverträge;
  - Handelsregisterauszug der Tion Renewables AG, HRB 251232, des Amtsgerichts München (Stand: 16. Februar 2023);
  - Satzung der Tion Renewables AG (Stand: 29. August 2022);
  - „Stellungnahme zum Unternehmenswert zum 22. Februar 2024 und zur angemessenen Barabfindung im Rahmen des Ausschlusses der Minderheitsaktionäre der Tion Renewables AG, Grünwald“ von EY mit Datum 11. Januar 2024;
  - Finaler Entwurf des Übertragungsbeschlusses;
  - Finaler Entwurf des Übertragungsberichts mit Datum vom 11. Januar 2024.
- 9 Weiterhin wurde uns am 11. Dezember 2023 eine Einsicht in die Protokolle der Aufsichtsratssitzungen der Tion Renewables gewährt.
- 10 Darüber hinaus haben wir auf weitere, öffentlich zugängliche Informationen, insbesondere Marktstudien und Kapitalmarktdaten, zurückgegriffen. Bei der Ermittlung von Kapitalmarktdaten haben wir uns insbesondere auf die von Finanzinformationsdienstleistern S&P Capital IQ und Bloomberg bereitgestellten Daten gestützt.
- 11 Die gutachtliche Stellungnahme und der Übertragungsbericht haben uns vor ihrer Fertigstellung jeweils bereits im Entwurf vorgelegen.
- 12 Die Geschäftsführung der Hopper BidCo und der Vorstand der Tion Renewables AG haben uns mit Datum vom 12. Januar 2024 bzw. 11. Januar 2024 Vollständigkeitserklärungen abgegeben.
- 13 Unsere Prüfungsarbeiten haben wir vor Abschluss der Bewertungsarbeiten durch EY im Sinne einer Parallelprüfung aufgenommen. Diese Vorgehensweise ist im Rahmen von Vertrags- bzw. Angemessenheitsprüfungen üblich und durch höchstrichterliche Rechtsprechung anerkannt.
- 14 Unsere Prüfungsergebnisse beruhen im Wesentlichen auf der Prüfung von Unterlagen der Tion Renewables, auf Auskünften der uns benannten Auskunftspersonen sowie auf dem Bewertungsgutachten und ergänzend durch die Bewertungsgutachterin erteilten Informationen. Über die so erhaltenen Informationen hinaus haben wir ergänzende eigene Untersuchungen und Berechnungen durchgeführt.
- 15 Über das Ergebnis unserer Prüfung erstatten wir gemäß § 372c Abs. 2, § 293e AktG den folgenden Bericht.
- 16 Sollten sich in der Zeit zwischen dem Abschluss unserer Prüfung am heutigen Tag und dem geplanten Zeitpunkt der Beschlussfassung der Hauptversammlung der Gesellschaft wesentliche Veränderungen gegenüber den Annahmen bei Erstattung des Bewertungsgutachtens bzw. dieses Prüfungsberichts ergeben, wären solche bei der Beurteilung der angemessenen Barabfindung zu berücksichtigen. Hierzu werden wir am Tag der Hauptversammlung entsprechende Stichtagserklärungen einholen und ggf. Aktualisierungen vornehmen.
- 17 Der vorliegende Prüfungsbericht ist ausschließlich für die eingangs dargestellten Zwecke erstellt. Diese umfassen die Bereitstellung des Prüfungsberichts im Vorfeld der

beschlussfassenden außerordentlichen Hauptversammlung der Gesellschaft und die Vorlage beim zuständigen Gericht.

- 18 Eine darüber hinausgehende Weitergabe unseres Prüfungsberichts darf – vorbehaltlich unserer ausdrücklichen schriftlichen Zustimmung – nur im vollen Wortlaut einschließlich einer schriftlichen Erklärung über den Zweck des zugrunde liegenden Auftrags sowie den mit dem Auftrag verbundenen Weitergabebeschränkungen und Haftungsbedingungen und nur dann an Dritte erfolgen, wenn der jeweilige Dritte sich zuvor mit den Allgemeinen Auftragsbedingungen, ergänzt um eine individuelle Haftungsvereinbarung, sowie seinerseits einer verbindlichen Vertraulichkeitsverpflichtung uns gegenüber schriftlich einverstanden erklärt hat.
- 19 Für die Durchführung des Auftrags und unsere Verantwortlichkeit sind, auch im Verhältnis zu Dritten, die als Anlage A&M-002 beigefügten „Standard Terms of Business for Valuation Services“ der A&M GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft in der Fassung vom Mai 2020 maßgeblich.

## **2 GEGENSTAND, ART UND UMFANG DER PRÜFUNG GEMÄSS** **§ 327C AKTG**

- 20 Die Angemessenheit der von der Hauptaktionärin festgelegten Barabfindung ist gemäß § 327c Abs. 2 Satz 2 AktG Gegenstand unserer Prüfung. Dementsprechend ist der Prüfungsbericht gemäß § 327c Abs. 2 Satz 4 AktG i.V.m. § 293e Abs. 1 Satz 2 und 3 AktG mit einer Erklärung abzuschließen, ob die festgelegte Barabfindung angemessen ist. Dabei ist im Prüfungsbericht anzugeben,
- nach welchen Methoden die Barabfindung ermittelt worden ist;
  - aus welchen Gründen die Anwendung dieser Methoden angemessen ist;
  - welche Barabfindung sich bei der Anwendung verschiedener Methoden, sofern mehrere angewandt worden sind, jeweils ergeben würde; zugleich ist darzulegen, welches Gewicht den verschiedenen Methoden bei der Bestimmung der vorgeschlagenen Abfindung und der ihnen zugrunde liegenden Werte beigemessen worden ist und welche besonderen Schwierigkeiten bei der Bewertung aufgetreten sind.
- 21 Gemäß § 327c Abs. 2 Satz 1 AktG hat die Hauptaktionärin der beschlussfassenden Hauptversammlung einen schriftlichen Bericht zu erstatten, in dem die Voraussetzungen für die Übertragung des Aktienbesitzes der Minderheitsaktionäre auf die Hauptaktionärin dargelegt und die Angemessenheit der Barabfindung erläutert und begründet werden. Dieser Bericht ist nicht Gegenstand unserer Prüfung. Ferner ist nicht Aufgabe des gesetzlichen Prüfers, die Zweckmäßigkeit oder das Vorliegen der Voraussetzungen der Übertragung zu beurteilen. Soweit der Bericht der Hauptaktionärin jedoch die Höhe der Barabfindung erläutert und begründet, haben wir ihn als eine wichtige Unterlage zur Überprüfung der Angemessenheit der Barabfindung verwendet.
- 22 Wir weisen darauf hin, dass wir keine Prüfung der Buchführung, der Konzernabschlüsse, Konzernlageberichte sowie der Jahresabschlüsse und Lageberichte oder der Geschäftsführung der beteiligten Gesellschaften vorgenommen haben. Solche Prüfungsschritte sind nicht Gegenstand unserer Prüfung.
- 23 Wir weisen zudem darauf hin, dass wir eine weitergehende rechtliche Prüfung, insbesondere der steuerrechtlichen Auswirkungen, ebenso wenig vorgenommen haben, wie eine Prüfung des Vorgehens.

### 3 PRÜFUNG DER ANGEMESSENHEIT DER BARABFINDUNG

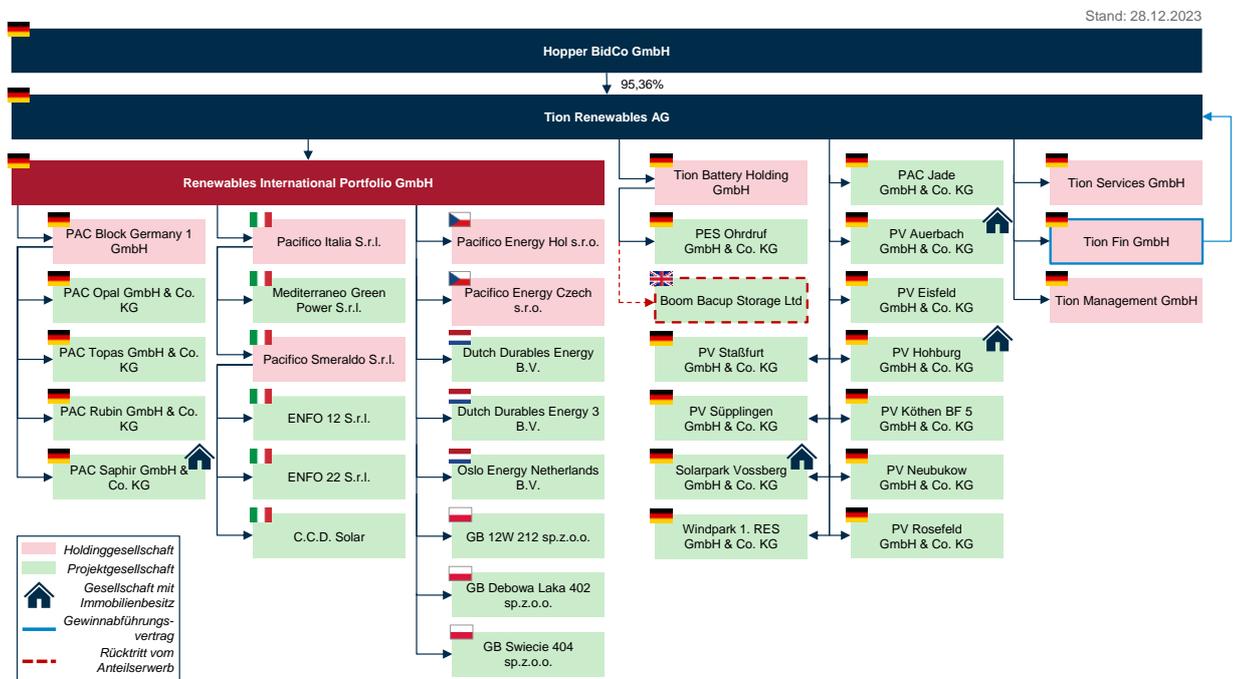
#### 3.1 Bewertungsobjekt

##### 3.1.1 Rechtliche und steuerliche Verhältnisse

###### Rechtliche Verhältnisse

- 24 Die Tion Renewables Aktiengesellschaft ist eine Aktiengesellschaft mit Sitz in Grünwald. Sie ist im Handelsregister unter der Nummer HRB 251232 beim Amtsgericht München (Bayern) eingetragen. Das Geschäftsjahr entspricht dem Kalenderjahr.
- 25 Die Konzernstruktur ist von einer hohen Anzahl an konsolidierten Tochterunternehmen geprägt, die sich in Projekt- und Holdinggesellschaften unterteilen. Die Mehrzahl der Tochterunternehmen sind Projektgesellschaften und dienen ausschließlich der Haltung von erneuerbaren Energieanlagen.
- 26 Vereinfacht stellt sich die Unternehmensstruktur der Tion Renewables zum 28. Dezember 2023 wie folgt dar:

Abbildung 1: Vereinfachte Konzern- und Aktionärsstruktur der Tion Renewables AG zum 28. Dezember 2023



- 27 Wie aus der obigen Abbildung ersichtlich wird, hält die Tion Renewables direkt insgesamt 16 Gesellschaften und indirekt Anteile an 20 weiteren Gesellschaften. Unter den 16 direkt gehaltenen Gesellschaften befindet sich auch die Renewables International Portfolio GmbH, welche Anteile an insgesamt 19 Projekt- und Holdinggesellschaften hält, sowie die Tion Battery Holding GmbH, welche 100% der Anteile an einer in Großbritannien ansässigen Gesellschaft, Boom Bacup Storage Ltd, sowie der in Deutschland ansässigen Gesellschaft PES Ohrdruf GmbH & Co. KG hält.<sup>1</sup> Zum 28. Dezember 2023 hat das Management der Tion Renewables

<sup>1</sup> Laut der Konzernstruktur der Tion Renewables vom 16.08.2023 („20230816 - TION Corporate Structure (incl. BidCo, real estate and tax groups).pdf“). Die zur Verfügung gestellte Konzernstruktur wurde im Zuge der Ankündigung der Ausübung einer Option zur Rückabwicklung des Erwerbs der Boom Bacup Storage Ltd. sowie der Ankündigung des Erwerbs der PES Ohrdruf GmbH & Co. KG zum 28. Dezember 2023 ergänzt.

die Ausübung einer Option zur Rückabwicklung des Erwerbs der Boom Bacup Storage Ltd verkündet.<sup>2</sup>

28 Weiterhin sind die Gesellschaften PAC Saphir GmbH & Co. KG, PV Auerbach GmbH & Co. KG, PV Hohburg GmbH & Co. KG und die Solarpark Vossberg GmbH & Co. KG im Besitz von Immobilien. Zudem besteht ein Gewinnabführungsvertrag zwischen der Tion Fin GmbH und der Tion Renewables AG.

29 Gemäß der Satzung vom 29. August 2022 ist Gegenstand der Gesellschaft der Erwerb, das Halten, Verwalten und Verwerten von Beteiligungen und Vermögensanlagen aller Art mit Bezug zur Energiewende im In- und Ausland, einschließlich des Betriebs von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien sowie von Energiespeicheranlagen. Darüber hinaus ist Gegenstand des Unternehmens die Einbringung von Dienstleistungen aller Art mit Bezug zur Energiewende im In- und Ausland.

30 Das Grundkapital der Gesellschaft ist per 31. Juni 2023 vollständig eingezahlt, beläuft sich auf EUR 4.745.957 und besteht aus 4.745.957 stimmrechtsgleichen nennwertlosen Stückaktien, die auf den Inhaber lauten.<sup>3</sup>

31 Die Aktie der Gesellschaft wird unter der ISIN DE000A2YN371 an der Börse Düsseldorf im Freiverkehr gehandelt. Des Weiteren werden die Aktien der Gesellschaft im Freiverkehr an den Börsen in Frankfurt, Berlin, München, Stuttgart sowie in Xetra und Tradegate Exchange gehandelt.

32 Dem Aufsichtsrat der Gesellschaft sitzt Frau Dr. Bettina Mittermeier vor. Der Vorstand besteht aus Herrn Dr. Martin Siddiqui (Co-CEO und CFO) sowie Herrn Christoph Strasser (Co-CEO und CIO).

### Steuerliche Verhältnisse

33 Zum 31. Dezember 2022 hatte die Gesellschaft unter Berücksichtigung der körper- sowie gewerbesteuerlichen Verlustvträge auf Ebene der einzelnen Gesellschaften der Tion Renewables einen körperschaftsteuerlichen Verlustvortrag in Höhe von insgesamt EUR 12,0 Mio. sowie einen gewerbesteuerlichen Verlustvortrag in Höhe von insgesamt EUR 16,3 Mio.

34 Zum 31. Dezember 2023 bestand für die Gesellschaft ein steuerliches Einlagekonto (§ 27 Abs. 1, 2 KStG) in Höhe von EUR 121,9 Mio.

### 3.1.2 Unternehmenshistorie

35 Die Tion Renewables AG (ehemals Pacifico Renewables Yield AG) ist das ausgegliederte Anlagenportfolio der Pelion Capital GmbH und besteht unter dieser Firmierung seit 2019.<sup>4</sup>

36 Im Jahr 2019 hat die Gründungsgesellschafterin Pelion Capital GmbH (jetzt Pelion Green Future GmbH) erste operative Portfolios von Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Deutschland, Italien und den Niederlanden per Sacheinlage in die damalige Pacifico Renewables Yield AG eingelegt. Darüber hinaus konnten vier Photovoltaikanlagen in der Tschechischen Republik erworben werden, die im Juni und Juli 2019 in die damalige Pacifico-Gruppe aufgenommen wurden.<sup>5</sup>

37 Am 30. Oktober 2019 unterzeichnete die damalige Pacifico Renewables Yield AG eine Erstgebotsvereinbarung („Right of First Offer Agreement“) und Rahmenverträge mit der Pacifico Energy Partners GmbH. Im Rahmen dieser Vereinbarung ist Pacifico Energy Partners GmbH verpflichtet, jedes zum Verkauf stehende Entwicklungsprojekt zu präsentieren, welches den Investitionskriterien der Investment-Charter von Tion Renewables entspricht, wobei Tion Renewables einen vertraglich zugesicherten, vorrangigen Zugang zu den Projekten hat. Weiterhin wurde am 29. Oktober 2019 ein Vermögensverwaltungsvertrag zur Betriebsführung von Wind- und Solarkraftanlagen zwischen beiden Parteien geschlossen. Diese Partnerschaft

<sup>2</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Pressemitteilung, 28. Dezember 2023.

<sup>3</sup> Vgl. Auszug aus dem Handelsregister vom 16. Februar 2023; Tion Renewables AG, Halbjahresbericht 2023, S. 28.

<sup>4</sup> Vgl. Pacifico Energy Partners GmbH, Unternehmenswebsite.

<sup>5</sup> Vgl. EU-Wachstumsprospekt der Pacifico Renewables Yield AG vom 13. November 2020, S. 28 ff.

legte den Grundstein für zukünftige Projekte im Bereich erneuerbare Energien und markierte den Einstieg in den Sektor erneuerbarer Energien.<sup>6</sup>

- 38 Am 19. November 2019 erfolgte die Erstnotiz der Gesellschaft, die zu diesem Zeitpunkt noch als Pacifico Renewables Yield AG bekannt war. Der Börsengang stellte einen wichtigen Schritt zur Kapitalbeschaffung für zukünftige erneuerbare Energieprojekte dar. Zu diesem Zeitpunkt umfasste das Portfolio der Tion Renewables AG Photovoltaik- und Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 40 Megawatt („MW“).<sup>7</sup>
- 39 Am 12. März 2020 schloss Tion Renewables einen Kaufvertrag ab, um acht bereits in Betrieb befindliche Solaranlagen in Deutschland in den Städten Auerbach, Hohburg, Staßfurt, Rosefeld, Köthen, Neubukow und Süplinen zu erwerben. Mit einer Gesamtleistung von 21,2 MW verteilen sich diese Anlagen auf fünf deutsche Bundesländer und wurden zwischen 2008 und 2012 in Betrieb genommen. Der Kaufpreis des Portfolios, einschließlich der Übernahme langfristiger Projektfinanzierungen, wurde auf EUR 36,80 Mio. beziffert.<sup>8</sup>
- 40 Am 30. März 2021 hat die Tion Renewables den erfolgreichen Erwerb eines Onshore-Windparks in der Nähe von Reudelsturz (Rheinland-Pfalz) abgeschlossen. Der Windpark verfügt über eine Gesamtleistung von 15,6 MW und besteht aus fünf Turbinen, die im Januar und Februar 2021 in Betrieb genommen wurden.<sup>9</sup>
- 41 Im Juli 2021 veröffentlichte die Tion Renewables den erfolgreichen Erwerb eines Solarparks in der Nähe von Voßberg (Brandenburg). Der Solarpark verfügt über eine installierte Gesamtleistung von 7,6 MW und wurde im Jahr 2012 und 2013 in Betrieb genommen. Dem bisherigen Eigentümer des Solarparks wurde eine Rückkaufoption zum 31. Dezember 2032 gewährt.<sup>10</sup>
- 42 Am 24. November 2021 hat die Tion Renewables den Erwerb von drei Onshore-Windparks mit insgesamt 20 Windkraftanlagen in Nordpolen erfolgreich abgeschlossen. Die drei Windparks verfügen über eine Gesamtleistung von 51,8 MW und wurden am Ende des ersten Halbjahrs 2021 in Betrieb genommen. Der Kaufpreis des Portfolios, einschließlich der Übernahme langfristiger Projektfinanzierungen, wurde auf EUR 104,0 Mio. beziffert.<sup>11</sup>
- 43 Im Oktober 2021 hat die Tion Renewables einem im Bau befindlichen Freiflächen-Solarpark mit einer Gesamtleistung von 14,1 MW in Hernen (Niederlande) erworben. Die Inbetriebnahme des Solarparks erfolgte im Mai 2022. Der Kaufpreis des Portfolios, einschließlich der Übernahme langfristiger Projektfinanzierungen, wurde auf EUR 14,5 Mio. beziffert.<sup>12</sup>
- 44 Im Juli 2022 hat die Gesellschaft 21,9% der Anteile an der clearvise AG zu aktivierten Anschaffungskosten, einschließlich der Anschaffungsnebenkosten, zu einem Preis von EUR 34,2 Mio. durch die Ausgabe eigener, neuer Aktien erworben. Dies entspricht bei 13.897.848 übernommenen Aktien einem Preis von EUR 2,46 je Aktie. Im Rahmen des Erwerbs wurde eine Absichtserklärung („Memorandum of Understanding“) zur Einbringung des europäischen Solar- und Windportfolios von Tion Renewables gegen zusätzliche Aktien und Barmittel in die clearvise AG am 13. Juli 2022 unterzeichnet. Am 21. November 2022 hat die clearvise AG ein Bezugsrechtsangebot von 11.898.240 Aktien durchgeführt. Hieran hat sich Tion Renewables nicht beteiligt, so dass der Anteil der Tion Renewables an der clearvise AG mittlerweile noch 18,4% beträgt.<sup>13</sup>
- 45 Im Juli 2022 verkaufte Tion Renewables vier Solarparks in der Tschechischen Republik mit einer Gesamtleistung von 7,5 MW. Der Kaufvertrag basierte auf einem kombinierten Kaufpreis der vier Anlagen von etwa 20 Millionen Euro, einschließlich Projektfinanzierung und

<sup>6</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Geschäftsbericht 2019, S. 13.

<sup>7</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Geschäftsbericht 2019, S. 4 ff.

<sup>8</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Ad-hoc Mitteilung, 12. März 2020.

<sup>9</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Pressemitteilung, 30. März 2021.

<sup>10</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Ad-hoc Mitteilung, 1. Juli 2021.

<sup>11</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Pressemitteilung, 25. November 2021; Pacifico Renewables Yield AG, Pressemitteilung, 11. Oktober 2021.

<sup>12</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Pressemitteilung, 19. Mai 2022; EQS News, Pacifico Renewables Yield AG, 14. Oktober 2021.

<sup>13</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Zwischenbericht 2023, S. 6.

Leasingverpflichtungen.<sup>14</sup> Die Erlöse aus dem Verkauf des tschechischen Portfolios sollten die Akquisition erster Projekte im Bereich Batteriespeicher im Vereinigten Königreich ermöglichen.

- 46 In der Folge hat die Tion Renewables am 24. November 2022 den Erwerb eines im Bau befindlichen Batteriespeichersystems („BESS“) in Bacup (Vereinigtes Königreich) abgeschlossen. Das BESS besteht aus fünf Batteriecontainern, die Lithium-Ionen Batteriezellen mit einer Kapazität von 8,0 MW enthalten und direkt an das Stromnetz angeschlossen werden.<sup>15</sup> Durch anschließende Verzögerungen in der Bauphase hat das Management der Tion Renewables am 28. Dezember 2023 die Ausübung einer Option zur Rückabwicklung des Erwerbs der Boom Bacup Storage Ltd., Vereinigtes Königreich, zum Ende des Jahres 2023 veröffentlicht.<sup>16</sup> Als Alternative dazu wurde der Eintritt in den deutschen Batteriespeichermarkt in Thüringen verkündet (siehe Tz. 50).
- 47 Am 24. März 2023 kündigte EQT Active Core Infrastructure den Erwerb einer Mehrheitsbeteiligung von 71,7% an Tion Renewables durch die indirekt gehaltene Erwerbsgesellschaft Boè TopCo GmbH & Co. KG an. Darüber hinaus hat die Tochtergesellschaft der Boè TopCo GmbH & Co. KG, die Hopper BidCo GmbH, Aktienkaufverträge über weitere 20,1% an Tion Renewables abgeschlossen, woraus sich ein erworbener Gesamtanteil von 91,8% ergibt. Darüber hinaus hat EQT am 26. März eine Bank beauftragt, bis zu 3,2% an Tion Renewables Aktien zu kaufen mit einem Preis Cap von EUR 29,00. Dieser Auftrag wurde ohne weitere Instruktionen von EQT an die Bank durchgeführt und am 8. August abgeschlossen, nachdem 3,2% der Aktien gekauft wurden. Die an der Börse getätigten Zukäufe wurden zu Preisen zwischen EUR 28,59 und EUR 29,00 pro Aktie realisiert.
- 48 Infolge des Erwerbs durch EQT Active Core Infrastructure hat der Vorstand der clearvise AG am 25. März 2023 die Absichtserklärung mit der Tion Renewables gekündigt. Kern der Absichtserklärung war der mögliche vollständige Erwerb des Wind- und Solarportfolios der Tion Renewables.<sup>17</sup>
- 49 Am 24. Oktober 2023 informierte die Hopper BidCo GmbH, eine Erwerbsgesellschaft im indirekten Besitz von EQT Active Core Infrastructure SCSp, die Gesellschaft darüber, dass sie mehr als 95 % der Aktien des Unternehmens erworben hat. Zugleich übermittelte die Hopper BidCo GmbH der Gesellschaft das Verlangen, dass die Hauptversammlung der Gesellschaft die Übertragung der Aktien der verbleibenden Aktionäre auf die Hopper BidCo GmbH beschließen möge, wobei diesen eine angemessene Barabfindung gewährt wird.<sup>18</sup>
- 50 Am 28. Dezember 2023 veröffentlichte die Tion Renewables den Eintritt in den deutschen Batteriespeichermarkt durch den erfolgreichen Erwerb eines BESS in Thüringen. Das BESS soll über eine installierte Speicherkapazität von 10 MW verfügen und im zweiten Halbjahr 2024 in Betrieb genommen werden. Tion Renewables wird dabei 90% des BESS in zwei Phasen erwerben, wobei der Projektentwickler und -verkäufer mit einem Anteil von 10% am BESS investiert bleibt.<sup>19</sup>

### 3.1.3 Wirtschaftliche Verhältnisse

#### 3.1.3.1 Geschäftsmodell und -strategie

- 51 Tion Renewables ist ein unabhängiger Energieerzeuger und verfolgt dabei das Ziel, ein schrittweise wachsendes Portfolio von Anlagen zur Energiegewinnung aus erneuerbaren Energiequellen aufzubauen, um die vielfältigen Chancen der weltweiten Dekarbonisierung des Energiesystems zu nutzen.
- 52 Ein zentrales Element des Geschäftsmodells von Tion Renewables ist der Betrieb eines Portfolios von Wind- und Solarkraftwerken in Europa, verteilt über vier EU-Mitgliedstaaten (Deutschland, Polen, Italien und die Niederlande) und dem Vereinigten Königreich. Dabei konzentriert sich das Unternehmen auf den Erwerb und Betrieb von kleinen und mittelgroßen

<sup>14</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Zwischenbericht 2022, S. 34; EQS News, Tion Renewables AG, 8. Juli 2022.

<sup>15</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Pressemitteilung, 25. November 2022.

<sup>16</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Pressemitteilung, 28. Dezember 2023.

<sup>17</sup> Vgl. Clearvise AG, Ad-hoc Mitteilung, 25. März 2023.

<sup>18</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Ad-hoc Mitteilung, 24. Oktober 2023.

<sup>19</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Pressemitteilung, 28. Dezember 2023.

operativen oder kurz vor der Inbetriebnahme befindlichen Anlagen für erneuerbare Energien, wodurch Entwicklungsrisiken vermieden werden. Dies entspricht dem Geschäftsmodell einer Investment-Gesellschaft, die ausschließlich Portfolios von Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien ohne Entwicklungsrisiko hält und dabei von vertraglich gebundenen, stabilen Zahlungsströmen profitiert. Im angelsächsischen Raum werden diese Investment-Gesellschaften als „YieldCo“ bezeichnet. Als Eckpfeiler der Portfolio-Wachstumsstrategie hat sich Tion Renewables vertraglich den vorrangigen Zugang zu Projekten im erneuerbaren Energiesektor gesichert, die von ihren Partnern Pacifico Energy Partners GmbH, ACE Power, Boom Power Ltd und der Wirth Gruppe entwickelt werden.<sup>20</sup>

- 53 Laut dem Halbjahresbericht 2023 verfügt die Gesellschaft über 40 Wind- und Solarparks mit einer Gesamtkapazität von 167 MW. Mit Onshore-Wind- und Solarkraftwerken setzt Tion Renewables auf etablierte und wettbewerbsfähige Technologien, die mit vergleichsweise geringen Risiken am Markt verbunden sind. Durch die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen trägt Tion Renewables zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und zur Förderung einer nachhaltigen Energiezukunft bei.
- 54 Eine weitere strategische Säule im Geschäftsmodell von Tion Renewables ist das Engagement im Batteriespeicherbereich. Dies ermöglicht es dem Unternehmen, neben der Energieerzeugung auch in die Speicherung erneuerbarer Energiequellen zu investieren. Durch die Integration von Batteriespeichersystemen in das Portfolio plant Tion Renewables, die Flexibilität und Zuverlässigkeit erneuerbarer Energiequellen zu erhöhen, um Schwankungen im Energieangebot auszugleichen und eine kontinuierliche Energieversorgung sicherzustellen.
- 55 Weiterhin prüft Tion Renewables regelmäßig ihre bestehenden Anlagen auf Möglichkeiten zur technischen und finanziellen Optimierung. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der wirtschaftlich sinnvollen Nutzung der Anlagen nach dem Auslaufen der gesicherten Einspeisevergütung. Die Optionen beinhalten dabei den Betrieb der vollständig abgeschriebenen und schuldenfreien Anlagen über das Auslaufen der Förderung hinaus, wobei der Strom entweder direkt auf dem Markt oder im Rahmen eines Power Purchase Agreements („PPA“) verkauft werden soll.<sup>21</sup>

---

<sup>20</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Geschäftsbericht 2022, S. 14 ff.

<sup>21</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Geschäftsbericht 2022, S. 39.

### 3.1.3.2 Portfolio

- 56 Das Anlagenportfolio der Tion Renewables besteht aus über 40 Wind- und Solarparks sowie Batteriespeichersystemen. Die Gesamtkapazität des Anlagenportfolios von Tion Renewables umfasst zum 30. Juni 2023 insgesamt 167 MW, von denen rund 94 MW (56%) auf Windanlagen, 65 MW (39%) auf Solaranlagen und 8 MW (5%) auf Batteriespeichersysteme entfallen.
- 57 Abbildung 2 zeigt die Aufteilung der gesamten MW-Gesamtkapazität in Höhe von 167 MW von Tion Renewables auf die fünf Standorte Deutschland, Polen, die Niederlande, Italien sowie das Vereinigte Königreich.<sup>22</sup>
- 58 Die Wind- und Solarparks in Deutschland weisen mit rund 73,5 MW (44%) den größten Anteil an der Gesamtkapazität von Tion Renewables auf. Darauf folgt der Standort in Nordpolen mit einer Kapazität von 50,1 MW (30%), die ausschließlich auf Windparks entfällt. Die Solarparks in den Niederlanden weisen mit 30,1 MW (18%) den drittgrößten Anteil an der Gesamtkapazität auf. Weitere Kapazitäten entfallen auf Batteriespeichersysteme im Vereinigten Königreich mit 8,4 MW (5%) sowie auf Solarparks in Italien mit 3,3 MW (2%). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass am 28. Dezember 2023 die Ausübung einer Option zur Rückabwicklung des Erwerbs der Boom Bacup Storage Ltd. sowie der Erwerb eines BESS in Thüringen mit einer Speicherkapazität von 10 MW, welches voraussichtlich im zweiten Halbjahr 2024 in Betrieb genommen wird, verkündet wurden.<sup>23</sup>

---

<sup>22</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Halbjahresbericht 2023, S. 8.

<sup>23</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Pressemitteilung, 28. Dezember 2023.

Abbildung 2: MW-Kapazität des Anlagenportfolios der Tion Renewables



Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung

(1) Die vorgelegten Zahlen datieren zum Bewertungsstichtag.

(2) Am 28. Dezember 2023 wurde die Ausübung einer Option zur Rückabwicklung des Erwerbs der BESS im Vereinigten Königreich beschlossen.

(3) Die vorgelegten Zahlen inkludieren nicht das im Dezember 2023 erworbene BESS in Thüringen, welches voraussichtlich im zweiten Halbjahr 2024 in Betrieb genommen wird.

### 3.1.3.3 Markt und regulatorisches Umfeld

- 59 Zur Bewertung der zukünftigen Ertragslage von Tion Renewables haben wir die zentralen Werttreiber der Märkte für erneuerbare Energien sowie das regulatorische Umfeld untersucht.
- 60 Ein maßgeblicher Werttreiber ist dabei das makroökonomische Umfeld, wobei sich unsere Analyse auf die Entwicklung der Inflationsrate – auch im Hinblick auf die Ewige Rente – fokussiert. Da die vom Management zur Verfügung gestellte Planungsrechnung unterschiedliche Annahmen zur Inflationsrate für die Eurozone und Polen enthält, haben wir die Entwicklung der Inflationsrate für die Eurozone und Polen separat analysiert.
- 61 Als weiteren Werttreiber haben wir das Zinsniveau identifiziert, da Tion Renewables und vergleichbare Wettbewerber im Bereich der erneuerbaren Energien einen wesentlichen Teil ihrer Projekte mittels Fremdkapitals finanzieren. Ein Anstieg des Zinsniveaus und somit höhere Finanzierungskosten wirken sich daher negativ auf die Ertragslage und Eigenkapitalausstattung des Unternehmens aus. Die Darstellung des historischen Zinsniveaus beschränkt sich auf die Eurozone, da die Fremdkapitalfinanzierung von Tion Renewables

vollständig in Euro erfolgt und ein etwaiges Kursrisiko in Polnischen Zloty durch Hedging abgesichert wird.

62 Weiterhin haben wir die aktuelle Lage der Märkte für erneuerbare Energien in Europa sowie die Großhandelsstrompreise analysiert. Für den Vergleich der Tion Renewables mit relevanten Wettbewerbern verweisen wir auf Kapitel 3.4.3 dieses Berichts.

63 Die Umsätze von Tion Renewables basieren zum Teil auf unterschiedlichen Formen von staatlichen Fördermechanismen, insbesondere auf garantierten Einspeisevergütungen. Dabei gewährleisten staatliche Förderprogramme für erneuerbare Energien Tion Renewables stabile und vorhersehbare Zahlungsströme, die weitgehend unabhängig vom Marktpreis für Strom sind. Deshalb haben wir als weiteren Werttreiber das regulatorische Umfeld in den vier Standorten von Tion Renewables, Deutschland, Polen, Niederlande und Italien, im Hinblick auf die Förderung erneuerbarer Energien skizziert.

## Makroökonomisches Umfeld

### Inflation – Eurozone

64 Während die Inflationsraten in der Eurozone in den Jahren 2018 und 2019 auf einem stabilen Niveau von 1,2% bis 1,8% verharrten, gingen diese mit Ausbruch der COVID-19 Pandemie deutlich zurück. Durch eine gedämpfte Nachfrage in Verbindung mit unterbrochenen Lieferketten und volatiler Arbeitsmarktentwicklung fiel die Inflationsrate in der Eurozone im Jahr 2020 auf 0,3%.<sup>24</sup>

65 Nach den pandemiebedingten Rückgängen der Inflationsraten war im Jahr 2021 eine deutliche Inflationssteigerung in der Eurozone auf 2,6% (Anstieg von 2,3%-Punkten) sichtbar. Als Folge von geopolitischen Spannungen im Jahr 2022, maßgeblich beeinflusst durch den Ukrainekrieg und der daraus anhaltenden Verteuerung der Energie- und Lebensmittelpreise, ist die Inflationsrate in der Eurozone auf 8,4% angestiegen (Anstieg von 5,8%-Punkten), was einem Rekordniveau der letzten 40 Jahre entspricht.<sup>25</sup>

66 Nachfolgend sind die prognostizierten Inflationsraten für die Jahre 2023 bis 2028 in der Eurozone dargestellt.

**Tabelle 1: Inflationserwartungen für die Eurozone von 2023 bis 2028**

Quelle	Veröffentlicht	Prog 2023	Prog 2024	Prog 2025	Prog 2026	Prog 2027	Prog 2028	Prog Ø 23-28
Bloomberg <sup>1</sup>	Nov/Dez23	5,5%	2,6%	2,0%				3,4%
Consensus Economics	Okt23	5,6%	2,5%	1,9%			2,1%	3,0%
Europäische Kommission	Nov23	5,6%	3,2%	2,2%				3,7%
Europäische Zentralbank	Sep23	5,6%	3,2%	2,1%				3,6%
IWF	Okt23	5,6%	3,3%	2,2%	2,0%	1,9%	1,9%	2,8%
OECD	2023	5,5%	2,9%					4,2%
Survey of Professional Forecasters	Okt23	5,6%	2,7%	2,1%			2,1%	3,1%
<b>Mittelwert</b>		<b>5,6%</b>	<b>2,9%</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,9%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,8%</b>
<b>Median</b>		<b>5,6%</b>	<b>2,9%</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,9%</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,8%</b>

Quelle: Bloomberg; ConsensusEconomics; Europäische Kommission; Europäische Zentralbank; IWF; OECD; Survey of Professional Forecasters; Eigene Darstellung.

(1) Anmerkung: Die Prognosen von Bloomberg beziehen sich auf Analysten-Konsensschätzungen.

67 Für das Jahr 2023 wurde im Durchschnitt eine Inflationsrate von 5,6% prognostiziert. Für das Jahr 2024 wird ein weiterer Rückgang der Inflationsrate auf 2,9% im Durchschnitt erwartet. In den Folgejahren werden stabile Preissteigerungen in der Bandbreite von 1,9% bis 2,1% prognostiziert, was der avisierten Zielmarke der Europäischen Zentralbank („EZB“) von rd. 2,0% entspricht.

<sup>24</sup> Vgl. Internationaler Währungsfonds (IWF), World Economic Outlook, Oktober 2023.

<sup>25</sup> Vgl. Internationaler Währungsfonds (IWF), World Economic Outlook, Oktober 2023.

## Inflation – Polen

- 68 Die Inflationsrate in Polen bewegte sich zwischen 2018 und 2019 auf einem stabilen Niveau von 1,8% bis 2,2%, leicht über der Inflationsrate in der Eurozone. Im Kontrast zur Eurozone sank die Inflationsrate im Jahr 2020 mit dem Ausbruch der COVID-19 Pandemie nicht, sondern stieg auf 3,4% an. Dieser Trend setzte sich im Jahr 2021 aufgrund deutlich gestiegener Energie- und Lebensmittelpreise und Störungen in Lieferkette mit einem Anstieg der Inflationsrate auf 5,1% fort. Durch den Ukrainekrieg und einen weiteren Anstieg der Energie- und Lebensmittelpreise ist die Inflationsrate in Polen auf 14,4% angestiegen (Anstieg von 9,3%-Punkten), was dem Rekordwert der letzten 24 Jahre entspricht.<sup>26</sup>
- 69 Nachfolgend sind die prognostizierten Inflationsraten für die Jahre 2023 bis 2028 in Polen dargestellt.

**Tabelle 2: Inflationserwartungen für Polen von 2023 bis 2028**

Quelle	Veröffentlicht	Prog 2023	Prog 2024	Prog 2025	Prog 2026	Prog 2027	Prog 2028	Prog Ø 23-28
Bloomberg <sup>1</sup>	Nov/Dez23	11,4%	5,5%	4,0%				7,0%
Europäische Kommission	Nov23	11,1%	6,2%	3,8%				7,0%
IWF	Okt23	12,0%	6,4%	4,5%	3,6%	2,9%	2,5%	5,3%
OECD	2023	11,8%	4,7%					8,2%
Polnische Nationalbank	Nov23	11,4%	4,6%	3,7%				6,6%
Polnisches Wirtschaftsinstitut	Nov23	11,7%	6,1%	5,4%				7,7%
<b>Mittelwert</b>		<b>11,6%</b>	<b>5,6%</b>	<b>4,3%</b>	<b>3,6%</b>	<b>2,9%</b>	<b>2,5%</b>	<b>5,1%</b>
<b>Median</b>		<b>11,6%</b>	<b>5,8%</b>	<b>4,0%</b>	<b>3,6%</b>	<b>2,9%</b>	<b>2,5%</b>	<b>5,1%</b>

Quelle: Bloomberg; Europäische Kommission; IWF; OECD; Polnische Nationalbank (Narodowy Bank Polski); Polnisches Wirtschaftsinstitut (Polski Instytut Ekonomiczny); Statista; Eigene Darstellung.

(1) Anmerkung: Die Prognosen von Bloomberg beziehen sich auf Analysten-Konsensschätzungen.

- 70 Für das Jahr 2023 wird im Durchschnitt eine Inflationsrate von 11,6% prognostiziert, was einem Rückgang von 2,3%-Punkten zu 2022 entspräche. Für das Jahr 2024 wird ein weiterer Rückgang der Inflationsrate auf 5,6% im Durchschnitt erwartet. In den Folgejahren werden schrittweise Rückgänge der Inflationsrate bis auf ein Niveau von 2,5% prognostiziert.

## Zinsniveau – Eurozone

- 71 Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Zinsniveaus anhand der Renditen von 10-jährigen deutschen Staatsanleihen sowie die indexierte Marktkapitalisierung von Vergleichsunternehmen der Tion Renewables zwischen Januar 2022 und Dezember 2023. Die Herleitung der Vergleichsunternehmen ist im Detail in Abschnitt 3.1.5.1 dargestellt.

<sup>26</sup> Vgl. Internationaler Währungsfonds (IWF), World Economic Outlook, Oktober 2023.

**Abbildung 3: Vergleich der Marktkapitalisierung von Vergleichsunternehmen und 10-jährigen deutschen Staatsanleihen**



Quelle: S&P Capital IQ, A&M Analyse

- 72 Der Entwicklung der indexierten Marktkapitalisierung der Vergleichsunternehmen und der 10-jährigen deutschen Staatsanleihe deutet auf eine inverse Beziehung hin. Dies wird insbesondere ab Juni 2022 deutlich, wobei die Marktkapitalisierung der Vergleichsunternehmen aufgrund eines Rückgangs des Zinsniveaus zunahm und anschließend ab September 2022 sukzessive durch einen Anstieg des Zinsniveaus abgesunken ist.
- 73 Zu Beginn des Jahres 2022 ist die indexierte Marktkapitalisierung jedoch trotz eines steigenden Zinsniveaus ebenfalls angestiegen, wobei diese Entwicklung hauptsächlich durch einen signifikanten Anstieg der Stromgroßhandelspreise und den damit einhergehenden Ertragspotentialen getrieben wurde.
- 74 Die jüngste Entwicklung ab Oktober 2023 zeigt auf, dass sich die indexierte Marktkapitalisierung der Vergleichsunternehmen durch einen leichten Rückgang des Zinsniveaus im Aufwärtstrend befindet.

### Aktuelle Lage der Märkte für erneuerbare Energien

#### Europäische Union

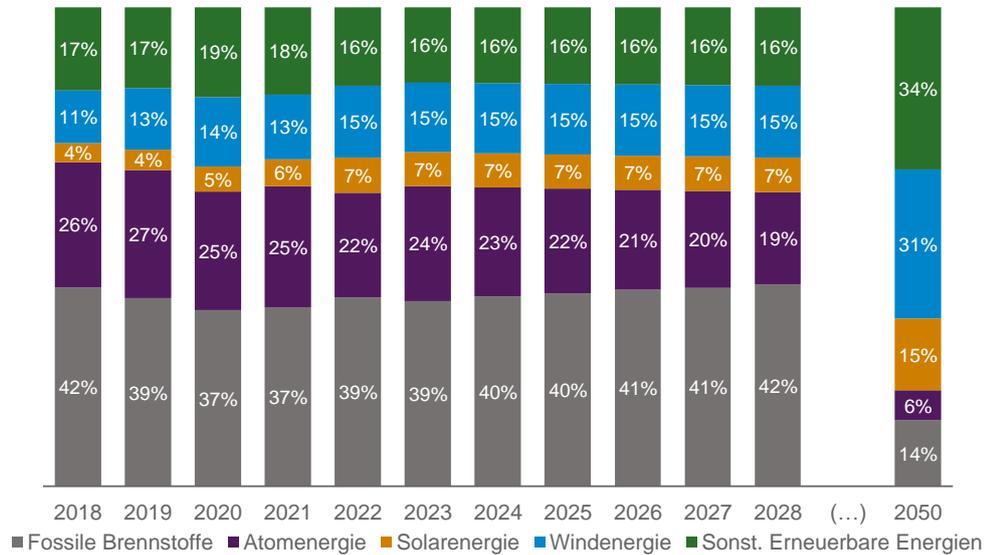
- 75 Die Europäische Union („EU“) strebt eine Modernisierung und Umstellung auf eine klimaneutrale Wirtschaft an, wobei Europa als erster großer Wirtschaftsraum bis 2050 klimaneutral werden soll. Zu diesem Zweck veröffentlichte die Europäische Kommission am 18. November 2018 ihre strategische Langzeit-Vision „Ein sauberer Planet für alle“ sowie im Dezember 2019 den „EU Green Deal“, in dem das Ziel definiert wurde, bis 2050 klimaneutral zu werden und über 80% des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu gewinnen. Durch das im Juli 2021 verabschiedete europäische Klimagesetz wurden die nachhaltigen Strategien und Transformationspfade aus dem EU Green Deal für alle EU-Mitgliedsstaaten rechtlich verbindlich.<sup>27</sup>
- 76 Erneuerbare Energien sollen dazu beitragen, die entstehende Lücke in der Energiekapazität Europas zu schließen. Diese Lücke entsteht primär aufgrund einer wachsenden Stromnachfrage, unter anderem durch Trends zur Elektrifizierung und Digitalisierung, sowie durch ein abnehmendes Angebot aus konventionellen Energiequellen aufgrund der bereits beschlossenen Dekarbonisierung der europäischen Wirtschaft.

<sup>27</sup> Vgl. Umweltbundesamt, Klima- und Energiepolitik in der EU, 2023.

77

Im Folgenden werden die Entwicklung des relativen Anteils von konventionellen und erneuerbaren Energiequellen an der gesamten Stromproduktion in der EU zwischen 2018 und 2028 sowie ein langfristiger Ausblick bis 2050 dargestellt.

**Abbildung 4: Entwicklung des relativen Anteils von konventionellen und erneuerbaren Energiequellen für die Stromproduktion in der EU zwischen 2018 und 2050**



Anmerkung: (1) Der Zielwert der Europäischen Kommission, bis 2050 80% des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu erzeugen, wurde auf Grundlage der relativen Anteile im Jahr 2028 hochgerechnet.  
 (2) Sonstige erneuerbare Energien beinhalten Geothermie, Wasserkraft, Bio- und Meeresenergie.

Quelle: Statista

78

Der relative Anteil von erneuerbaren Energiequellen an der gesamten Stromproduktion in der EU ist zwischen 2018 und 2022 von 32,3% auf 38,7% angestiegen (Anstieg von 940 Terawattstunden („TWh“) auf 1.080 TWh). Dabei hatte die Stromerzeugung aus Windenergie mit 15,1% bzw. 420 TWh den größten Anteil an der Stromerzeugung in der EU im Jahr 2022 (gesamt: 2.790 TWh). Die Stromerzeugung aus Solarenergie hatte im Jahr 2022 einen relativen Anteil von 7,3% an der gesamten Stromproduktion der EU, was 204 TWh entspricht. Zwischen 2023 und 2028 wird prognostiziert, dass der Anteil von erneuerbaren Energien an der gesamten Stromproduktion in der EU relativ konstant bleiben soll und zwischen 37,3% und 38,7% schwanken könnte. Die absolute produzierte Strommenge aus erneuerbaren Energien soll jedoch von 1.080 TWh im Jahr 2023 auf 1.127 TWh im Jahr 2028 ansteigen.

79

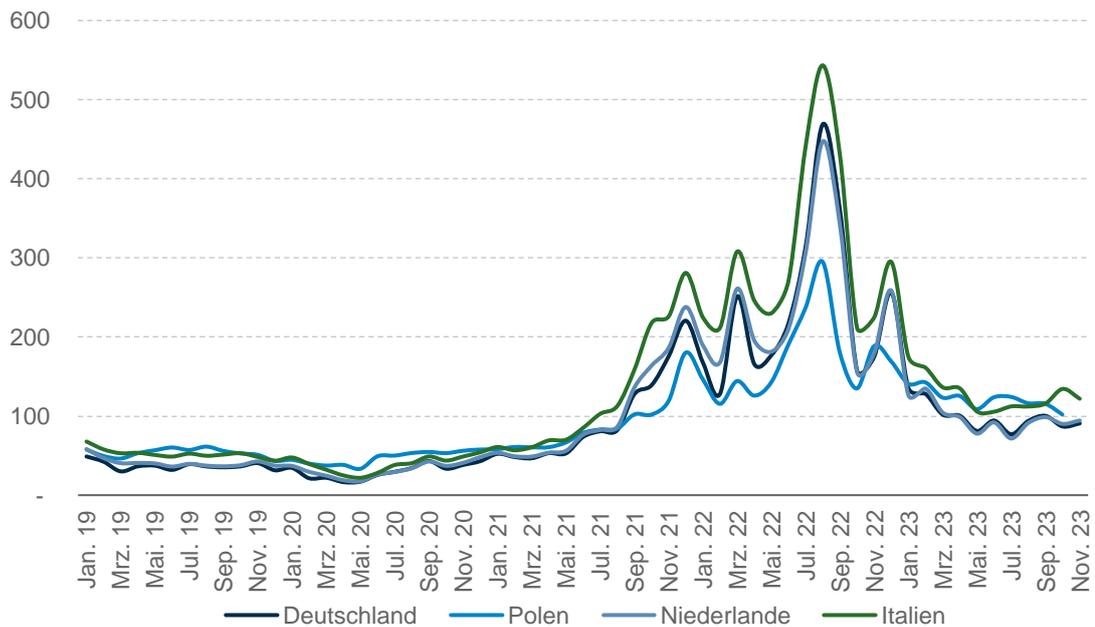
Basierend auf den relativen Anteilen der Energiequellen an der Stromproduktion aus dem Jahr 2028 soll sich der Anteil an Windenergie von 15,1% auf 31,2%, der Anteil von Solarenergie von 7,3% auf 15,0% und der sonstigen erneuerbaren Energien von 16,3% auf 33,8% bis 2050 erhöhen, was einem CAGR von jeweils 3,4% entspricht.

### Strompreise

80

Im Folgenden wird die historische Entwicklung des durchschnittlichen monatlichen Stromgroßhandelspreises in Deutschland, Polen, Niederlande und Italien zwischen Januar 2019 und November 2023 dargestellt.

**Abbildung 5: Entwicklung des durchschnittlichen monatlichen Stromgroßhandelspreis**



Anmerkung: Werte in EUR/MWh; Die Strompreise in Polen wurden von Zloty in Euro umgerechnet.  
Quelle: Statista

- 81 Zwischen Januar 2019 und Dezember 2019 verzeichneten die monatlichen Durchschnittspreise am Stromgroßhandel ein relativ stabiles Niveau. Der Strompreis schwankte in Deutschland zwischen 30,61 EUR/Megawattstunde („MWh“) und 49,41 EUR/MWh, in Polen zwischen 43,25 EUR/MWh und 61,23 EUR/MWh, in den Niederlanden zwischen 36,23 EUR/MWh und 58,30 EUR/MWh und in Italien zwischen 43,34 EUR/MWh und 67,65 EUR/MWh. Mit einem Jahresdurchschnittspreis in 2019 von 53,63 EUR/MWh in Polen bzw. 52,36 EUR/MWh in Italien lagen beide Länder deutlich über den Niederlanden mit 41,22 EUR/MWh und Deutschland mit 37,70 EUR/MWh.
- 82 Infolge des Ausbruchs der COVID-19 Pandemie und der daraus resultierenden gesunkenen Nachfrage aus energieintensiven Industrien sind die monatlichen Durchschnittspreise am Stromgroßhandel zwischen Januar 2020 und Juni 2020 deutlich gesunken. Durch das schrittweise Hochfahren der Industrie ab Juli 2020 stiegen die monatlichen Durchschnittspreise am Stromgroßhandel in allen vier Ländern wieder sukzessiv bis zum Juni 2021 moderat an.
- 83 Ab Juli 2021 sind die Strompreise auf den europäischen Märkten rasant angestiegen und haben sich im Laufe des Jahres 2021 mehr als verdreifacht. Der monatliche Durchschnittspreis am Stromgroßhandel erreichte dabei zwischen Juli 2021 und Januar 2022 Höchstwerte von 220,96 EUR/MWh in Deutschland, 179,96 EUR/MWh in Polen, 237,80 EUR/MWh in den Niederlanden und 280,97 EUR/MWh in Italien. Haupttreiber für diese Entwicklung waren gestiegene Preise für Erdgas, Steinkohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate, die zu höheren Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke führten. Insbesondere hat die Volatilität des monatlichen Durchschnittspreises am Stromgroßhandel deutlich zugenommen.<sup>28</sup>
- 84 Durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und die damit verbundene Energiekrise ist der monatliche Durchschnittspreis auf dem Stromgroßhandel ab März 2022 auf Rekordwerte von bis zu 543,48 EUR/MWh angestiegen. Erst im Laufe des Jahres 2023 konnte sich der monatliche Durchschnittspreis am Stromgroßhandel auf ein Niveau von August 2021 erholen. Der monatliche Durchschnittspreis am Stromgroßhandel erreichte dabei zum März 2023 ein Niveau von 102,40 EUR/MWh in Deutschland, 123,21 EUR/MWh in Polen, 104,44 EUR/MWh in den Niederlanden und 136,25 EUR/MWh in Italien. Zwischen März 2023 und November 2023 sind die Stromgroßhandelspreise zeitweise auf monatliche Tiefstände von 77,48

<sup>28</sup> Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Januar 2022.

EUR/MWh in Deutschland, 101,74 EUR/MWh in Polen, 71,69 EUR/MWh in den Niederlanden und 105,39 EUR/MWh in Italien abgesunken.

- 85 Für die voraussichtliche Entwicklung der Stromgroßhandelspreise auf Basis von Prognosen und Future-Preisen zur Plausibilisierung der Planungsrechnung verweisen wir auf Abschnitt 3.4.3.1 des Berichts.

### Regulatorisches Umfeld und staatliche Förderprogramme

- 86 Im nachfolgenden Abschnitt wird das regulatorische Umfeld in den vier Standorten von Tion Renewables, Deutschland, Polen, Niederlande und Italien, im Hinblick auf die Förderung erneuerbarer Energien skizziert.

#### Deutschland

- 87 Die Regulierung und Förderung erneuerbarer Energien wird in Deutschland in erster Linie durch Bundesgesetze geregelt und von der Bundesregierung, insbesondere durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, sowie der Bundesnetzagentur festgelegt.<sup>29</sup> Dabei wurden aktuelle Regelungen für den Ausbau erneuerbarer Energien zuletzt in der am 1. Januar 2023 in Kraft getretenen Gesetzesnovelle Erneuerbare-Energien-Gesetz („EEG“) 2023 definiert.<sup>30</sup>

- 88 Staatliche Förderprogramme für Wind- und Solarparks in Deutschland basieren im Wesentlichen auf drei Modellen:

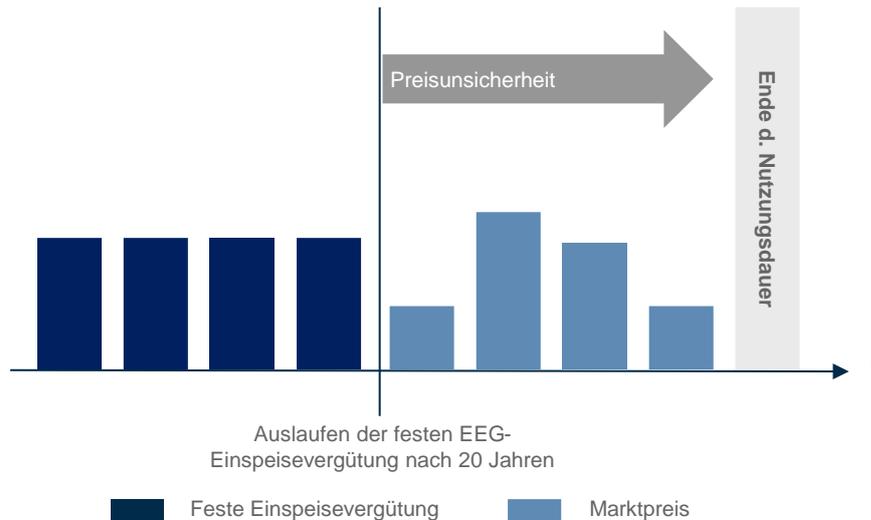
- a) **Feste EEG-Einspeisevergütung (2000 bis 2014)**<sup>31</sup>: Projektbetreiber verkaufen den erzeugten Strom an lokale Übertragungsnetzbetreiber zu einer jährlich festgesetzten festen Einspeisevergütung und sind dabei gegen Preisrisiken abgesichert. Die Höhe der EEG-Vergütung wird dabei maßgeblich durch den Inbetriebnahmezeitpunkt, den Montageort sowie die Anlagengröße bestimmt und bleibt für 20 Jahre zzgl. der verbleibenden Monate des Inbetriebnahmejahres konstant. Ab dem Jahr 2014 konnten jedoch nur noch relativ kleine Projekte (unter 500 kW zwischen 2014 und 2016 und unter 100 kW ab 2016) für das Programm zugelassen werden, weshalb die feste EEG-Einspeisevergütung primär für Anlagen mit einem Inbetriebnahmezeitpunkt vor 2014 relevant ist. Abbildung 6 zeigt ein beispielhaftes Vergütungsschema für Projektbetreiber auf Basis der festen EEG-Einspeisevergütung.

<sup>29</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Erneuerbare Energien, aufgerufen am 20. Dezember 2023.

<sup>30</sup> Die am 1. Januar 2023 in Kraft getretene Gesetzesnovelle EEG 2023 als Teil des „Osterpakets“ der Bundesregierung enthält Regelungen zum Ausbau von erneuerbaren Energien, sodass bis 2030 mindestens 80% des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt werden sollen, um den 1,5-Grad-Pfad des Pariser Klimaabkommens zu erfüllen. Dies würde einer jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von bis zu 600 TWh Strom entsprechen. Weiterhin regelt das EEG 2023 höhere Vergütungssätze für Solaranlagen, einen gesetzlichen Vorrang für erneuerbare Energien bei Abwägungsentscheidungen, sowie eine Abschaffung der EEG-Umlage für Stromkunden. Insbesondere durch das Windenergieflächenbedarfsgesetz soll der Ausbau von Windkraftanlagen beschleunigt und vereinfacht werden; Vgl. Bundesregierung, EEG 2023 – Ausbau erneuerbarer Energien massiv beschleunigen, 1. März 2023.

<sup>31</sup> Vgl. Florence School of Regulation, Review of different national approaches to supporting renewable energy development, Mai 2022, S. 41-44.

Abbildung 6: Vergütungsschema nach der festen EEG-Einspeisevergütung

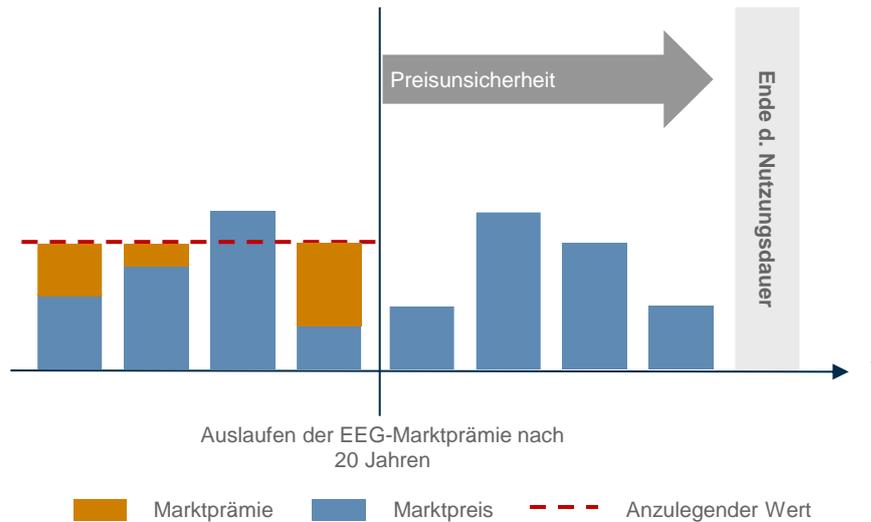


Quelle: Eigene Darstellung

- b) **Einseitiges EEG-Direktvermarktungssystem mit festgelegtem Referenzwert (2012 bis 2017)**<sup>32</sup>: Das im Jahr 2012 eingeführte einseitige Direktvermarktungssystem regelt den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energiequellen mithilfe eines Direktvermarktungsunternehmers an der Strombörse. Der Direktvermarkter vermarktet dabei den erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien an der Strombörse und bietet ihn Dritten zum Verkauf an. Für die Vermarktungsdienstleistung erhält der Direktvermarkter vom Anlagenbetreiber eine Vermarktungsgebühr, welche in der Regel vom durchschnittlichen monatlichen Marktpreis abgezogen wird. Der Betreiber von EEG-Anlagen erhält vom Netzbetreiber eine Marktprämie je kWh eingespeister elektrischer Energie für 20 Jahre ab dem Jahr der Inbetriebnahme der Anlage sowie eine Managementprämie für Transaktionskosten und die verbundenen Risiken im Zusammenhang mit dem Vermarktungsverfahren. Die Marktprämie variiert aufgrund der Differenz zwischen dem gesetzlichen festgelegten Referenzwert für jede Erzeugungsart („Anzulegender Wert“) und einem monatlichen Durchschnitts-Spotpreis für Strom an der European Power Exchange („EPEX“), auch als Monatsmarktwert bezeichnet. Ein Hauptunterschied zur festen EEG-Einspeisevergütung besteht darin, dass bei dem Direktvermarktungssystem die Anlagenbetreiber selbst dafür verantwortlich sind, einen Käufer für ihre Stromproduktion auf dem Markt zu finden. Die Marktprämie ist einseitig, indem akkreditierte Erzeuger die Prämie erhalten, wenn sie positiv ist; im Falle einer negativen Prämie besteht jedoch keine Verpflichtung zur Rückzahlung seitens der Erzeuger. Die Marktprämie kann situativ auf den tatsächlichen Marktpreis reduziert werden, falls gewisse EEG-Auflagen nicht erfüllt werden (z.B. durch einen Verstoß gegen die Mehrfachvermarktung von Strom). Die Direktvermarktung ist für alle EEG-Anlagen verpflichtend, die eine installierte Leistung ab 500 kW bzw. 100 kW aufweisen und ab dem 01.08.2014 bzw. 01.01.2016 in Betrieb genommen wurden. Das Direktvermarktungssystem wurde durch die Einführung des EEG 2017 für Anlagen über einer installierten Kapazität von 750 kW durch das Ausschreibungsmodell ersetzt. Abbildung 7 zeigt ein beispielhaftes Vergütungsschema für Projektbetreiber auf Basis des EEG-Direktvermarktungssystems.

<sup>32</sup> Vgl. Florence School of Regulation, Review of different national approaches to supporting renewable energy development, Mai 2022, S. 45-49.

Abbildung 7: Vergütungsschema nach dem einseitigen EEG-Direktvermarktungssystem



Quelle: Eigene Darstellung

- c) **Einseitiges EEG-Direktvermarktungssystem mit Ausschreibungsmodell (2017 bis heute)<sup>33</sup>**: Das einseitige EEG-Direktvermarktungssystem auf Basis eines Ausschreibungsmodells ist derzeit der Hauptmechanismus zur Zuweisung finanzieller Unterstützung für erneuerbare Energiequellen in Deutschland. Nach ersten Pilotauktionen im Jahr 2015 wurde mit dem EEG 2017 die Höhe des Unterstützungsniveaus (Ausübungspreise, die zur Berechnung von Marktprämien verwendet werden) nicht wie bisher staatlich festgelegt, sondern durch Ausschreibungen ermittelt. Dabei gilt das Prinzip, dass die staatliche Förderung für den wirtschaftlichen Betrieb einer neuen EEG-Anlage demjenigen gewährt wird, der in der Ausschreibung die geringste Prämie fordert. Das Auktionsverfahren ist im Sinne einer „Pay-as-a-bid“-Auktion gestaltet, wobei der erfolgreichste Bieter den Preis seines Gebots erhält. Jede Ausschreibungsrunde dient dabei der Förderung eines bestimmten Volumens an geförderter Leistung in MW und begrenzt damit die Anzahl der förderfähigen Projekte, um wettbewerbsfähige Preise zu gewährleisten und den Ausbau von erneuerbaren Energien besser zu strukturieren.

#### Polen

- 89 In Polen wird die Regulierung und Förderung erneuerbarer Energien hauptsächlich durch nationale Gesetze festgelegt und von der Regierung, insbesondere dem Ministerium für Klima und Umwelt und der Energieaufsichtsbehörde („Urząd Regulacji Energetyki“), koordiniert.
- 90 Zwischen 2005 und 2016 war die Ausgabe von „grünen“ Zertifikaten das grundlegende Fördermodell für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Polen. Dabei wurden Projektbetreibern „grüne“ Zertifikate in Abhängigkeit der produzierten Strommenge zugeteilt, die wiederum an der polnischen Strombörse („Towarowa Giełda Energii“) veräußert werden konnten. Aufgrund von Preisschwankungen der „grünen“ Zertifikate sowie durch eine steigende Nachfrage nach erneuerbaren Energien in der Wirtschaft wurde das System am 1. Juli 2016 durch ein Auktionsmodell ersetzt.<sup>34</sup>
- 91 Alternativ dazu kann ein Stromproduzent den erzeugten Strom durch ein Power Purchase Agreement (PPA) an einen Stromabnehmer veräußern, wobei das PPA individuell ausgehandelt wird und von einer staatlichen Förderung unberührt bleibt. Das PPA ist dabei ein Instrument für Stromerzeuger aus erneuerbaren Energiequellen, um sich gegen schwankende Einnahmen aus dem Direktverkauf von Strom auf dem Markt abzusichern. In Polen erfolgt die Kategorisierung von PPAs darauf basierend, ob für den Transport des erzeugten Stroms das

<sup>33</sup> Vgl. Florence School of Regulation, Review of different national approaches to supporting renewable energy development, Mai 2022, S. 50-54.

<sup>34</sup> Vgl. International Energy Agency, Poland 2022 – Energy Policy Review, Mai 2022, S. 75 ff; Wędzik et al. (2017), Green certificates market in Poland – The sources of crisis, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Heft 75, S. 490-503.

öffentliche Stromnetz genutzt werden muss oder nicht. Sofern das öffentliche Stromnetz für den Transport genutzt wird, ist eine Zahlung einer Übertragungsgebühr notwendig.<sup>35</sup>

- 92 Der Stromproduzent kann dabei sog. Herkunftsgarantien („Guarantees of Origin“) an den Stromabnehmer ausgeben, die separat zur erzeugten Strommenge vergütet werden. Diese technologiespezifischen Herkunftsgarantien sind ein Instrument zur Offenlegung an den Endverbraucher, dass eine bescheinigte Menge an Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wurde, und weisen eine Gültigkeitsdauer von 12 Monaten ab dem Datum der Stromerzeugung auf. Herkunftsnachweise sind dabei ein Instrument, dass innerhalb der EU, des Europäischen Wirtschaftsraums, der Energiegemeinschaft und mit der Schweiz gehandelt werden kann. Der Handel findet dabei in der Regel unabhängig vom physikalischen Transport des Stroms innerhalb Europas statt. Der Preis der Herkunftsnachweise bildet sich dabei unabhängig vom Preis des Stroms durch Angebot und Nachfrage und wird in der Regel im PPA spezifiziert.<sup>36</sup>
- 93 Tion Renewables vermarktet den Strom aus ihren Windparks in Polen ausschließlich in Form von Power Purchase Agreements (PPA). Dabei ist Tion Renewables vertraglich verpflichtet, Herkunftsgarantien („Guarantees of Origin“) für den Stromabnehmer bereitzustellen, die wiederum am Markt veräußert werden können.

#### Niederlande

- 94 In den Niederlanden wird die Regulierung und Förderung erneuerbarer Energien hauptsächlich durch nationale Gesetze festgelegt und von der Regierung, insbesondere dem Ministerium für Wirtschaft und Klima („Ministerie van Economische Zaken en Klimaat“) und der Netherlands Enterprise Agency („Rijksdienst voor Ondernemend Nederland“), koordiniert. Dabei trat das erste Förderprogramm SDE (de stimuleringsregeling duurzame energieproductie) bereits im Jahr 2008 in Kraft.<sup>37</sup> Da die niederländischen Solarparks von Tion Renewables frühestens im Jahr 2020 in Betrieb genommen wurden, wird im Folgenden lediglich auf die Novellierungen SDE+ und SDE++ eingegangen.
- 95 Staatliche Förderprogramme für Solarparks in den Niederlanden basieren im Wesentlichen auf zwei Modellen:
- a) **Einseitiges, auktionenbasiertes Vergütungsmodell (SDE+, 2011 bis 2020)**<sup>38</sup>: Das im Jahr 2011 eingeführte einseitige, auktionenbasierte Vergütungsmodell SDE+ regelt den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energiequellen mithilfe einer gleitenden Einspeiseprämie pro kWh, die in einem Mehrunden-Auktionsverfahren ermittelt wird. Das Grundprinzip ist dabei die Kompensation des Mehrpreises für die Erzeugung nachhaltiger Energie und wird jährlich auf Basis von zwei Beträgen ermittelt, dem Grund- und Korrekturbetrag. Der **Grundbetrag** wird mittels eines Auktionsverfahrens ermittelt und ist an eine Liste vorausgewählter Technologien gebunden, für die individuelle Höchstpreise festgelegt werden. Der Grundbetrag spiegelt dabei die Produktionskosten der Stromerzeugung wider. Das Auktionsverfahren ist im Sinne einer „Pay-as-a-bid“-Auktion gestaltet, wobei der erfolgreichste Bieter den Preis seines Gebots erhält. Das Förderbudget wird dabei vor dem Beginn einer Auktion technologieübergreifend festgelegt. Der Preis pro kWh ist dabei das einzige Zuschlagskriterium, der Grundbetrag ist für die gesamte Förderdauer fixiert. Der **Korrekturbetrag** wird jährlich auf der Grundlage der tatsächlichen Marktpreise berechnet und ist der durchschnittliche Strompreis pro Technologiekatgorie, wobei der Basisenergiepreis die Untergrenze des Korrekturbetrags bildet. Sofern ein Projekt die Auktion erfolgreich durchlaufen hat, richtet sich die Höhe der Einspeiseprämie nach der Differenz zwischen dem Grundbetrag und dem Korrekturbetrag,

<sup>35</sup> Vgl. European Investment Bank, Commercial Power Purchase Agreements, April 2022; EU-Wachstumsprospekt der Pacifico Renewables Yield AG vom 13. November 2020, S. 49 ff.

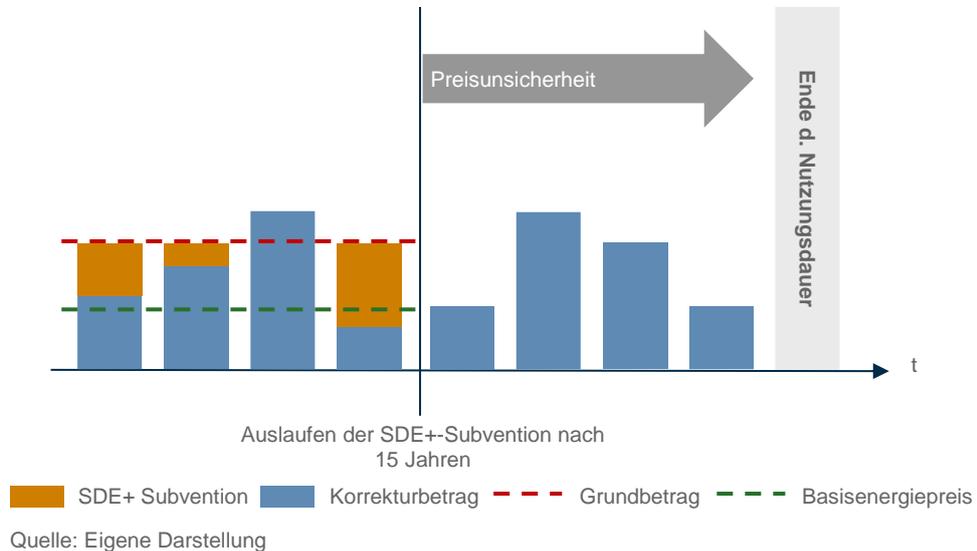
<sup>36</sup> Vgl. Petryk und Adamik (2023), The guarantees of origin as a market-based energy transition mechanism in Poland, Journal of Water and Land Development, Heft 58, S. 11 ff.; Konrad Adenauer Stiftung, Herkunftsnachweise für grüne Energie, April 2022; Umweltbundesamt, 05. August 2013.

<sup>37</sup> Vgl. Government of the Netherlands, Progress report: energy from renewable sources in the Netherlands 2009-2010, September 2011, S. 11.

<sup>38</sup> Vgl. Aures II, Auctions for the support of renewable energy in the Netherlands, Dezember 2019, S. 6 ff.

wobei eine Einspeiseprämie lediglich in dem Fall gezahlt wird, dass der Korrekturbetrag unterhalb des Grundbetrags liegt. Solarprojekte werden nach dem Vergütungsmodell SDE+ für einen Zeitraum von 15 Jahren gefördert. Abbildung 8 zeigt ein beispielhaftes Vergütungsschema für Projektbetreiber auf Basis der SDE+ Einspeisevergütung.

**Abbildung 8: Vergütungsschema nach der SDE+ Einspeisevergütung**



- b) **Einseitiges, auktionenbasiertes Vergütungsmodell unter Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Reduktion (SDE++, 2020 bis heute)<sup>39</sup>:** Das einseitige, auktionenbasierte Vergütungsmodell SDE++ ist derzeit der Hauptmechanismus zur Zuweisung finanzieller Unterstützung für erneuerbare Energiequellen in den Niederlanden. Das Vergütungsschema basiert dabei weiterhin auf den Regelungen des SDE+, wobei neben Projekten zur Erzeugung nachhaltiger Energie ebenfalls CO<sub>2</sub>-reduzierende Projekte förderfähig sind. Dabei ist bei der Zuweisung von Einspeisevergütungen relevant, wie viele Tonnen an CO<sub>2</sub>-Emissionen durch ein Projekt vermieden werden, anstatt auf die produzierte nachhaltige Energie in kWh abzustellen. Die verschiedenen Messeinheiten pro Technologiekatgorie werden in die Menge der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen umgerechnet und nach ihrer Effizienz eingestuft. Die effizientesten Projekte mit der größten Einsparung an CO<sub>2</sub>-Emissionen erhalten im Vergütungsmodell SDE++ als Erstes einen Anspruch auf eine Förderung. Seit Herbst 2020 wird ebenfalls der Wert von Herkunftsgarantien („Guarantees of Origin“) in die Berechnung des Korrekturbetrags für Wind- und Solaranlagen einbezogen.

### Italien

- 96 In Italien wird die Regulierung und Förderung erneuerbarer Energien hauptsächlich durch nationale Gesetze festgelegt und von der Regierung, insbesondere dem Ministerium für Umwelt und Energiesicherheit („Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica“), sowie dem staatlichen Unternehmen „Gestore dei Servizi Energetici“ (GSE) und der Regulierungsbehörde „Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente“, koordiniert.
- 97 Staatliche Förderprogramme für Solarparks in Italien basieren im Wesentlichen auf dem Energiekonto („Conto Energia“), welches von 2006 bis 2013 von der italienischen Regierung als Hauptmechanismus zur Förderung der Stromerzeugung durch Photovoltaiksysteme eingesetzt wurde.<sup>40</sup> Zwischen 2006 und 2013 wurden insgesamt fünf verschiedene Versionen des Conto Energia eingeführt, die den Betreibern von Photovoltaiksystemen fixe

<sup>39</sup> Vgl. Aures II, Auctions for the support of renewable energy in the Netherlands, Dezember 2019, S. 6 ff; Netherlands Enterprise Agency, SDE++ Features, 22. Juli 2020.

<sup>40</sup> Vgl. Florence School of Regulation, Review of different national approaches to supporting renewable energy development, Mai 2022, S. 78-82.

Einspeisetarife für ihre Stromerzeugung für einen Zeitraum von 20 Jahre gewährten. Der fixe Einspeisetarif richtete sich dabei primär an der Kapazitätsleistung der jeweiligen Photovoltaiksysteme. Zusätzlich konnte der produzierte Strom für Anlagen mit einer Kapazität von weniger als 20 kWp am Spotmarkt veräußert werden.<sup>41</sup>

- 98 Nachfolgende Versionen des Conto Energia I beinhalteten Vereinfachungen des Verfahrens zur Erlangung von Einspeisetarifen, Kürzungen bei der Höhe fixer Einspeisetarife und der maximal geförderten installierten Kapazität sowie jährliche Obergrenzen für Gesamtförderzahlungen. Die im August 2012 in Kraft getretene fünfte und letzte Version des Conto Energia V beinhaltete neben einer Reduzierung der festen Einspeisetarife auch die Einführung eines gleitenden Einspeisetarifs für Solaranlagen mit einer Nennleistung von mehr als einem MW. Neben einer Prämie für den vor Ort erzeugten und verbrauchten Strom (Net-Metering) wurde die Zahlung eines festen Einspeisetarifs in einen gleitenden Einspeisetarif umgewandelt. Der gleitende Einspeisetarif wurde für den erzeugten und ins Netz eingespeisten Nettostrom gewährt und berechnete sich aus dem festen Einspeisetarif abzüglich des lokalen Stundenpreises des ins Netz eingespeisten Stroms. Das staatliche Förderprogramm Conto Energia wurde im Juli 2013 eingestellt und durch weitere Förderprogramme ersetzt.<sup>42</sup>
- 99 Nachfolgende Förderprogramme beinhaltet das im Jahr 2019 eingeführte Förderprogramm „RES 1“ auf Basis des „Decreto FER 1“, welches ein Auktionssystem für alle Anlagen mit einer installierten Kapazität von über 1 MW vorsieht.<sup>43</sup>

#### 3.1.4 Vergangenheitsanalyse

- 100 Die Analyse der in der Vergangenheit erzielten Ergebnisse bildet die Grundlage für die Schätzung zukünftiger leistungs- und finanzwirtschaftlicher Entwicklungen und für die Vornahme von Plausibilitätsüberlegungen hinsichtlich der geplanten zukünftigen Ergebnisse und finanziellen Überschüsse.
- 101 Unsere Analysen zur historischen Vermögens- und Ertragslage der Tion Renewables erfolgten auf Basis der für die Jahre 2020, 2021 und 2022 nach IFRS geprüften Konzernbilanzen und Konzern-Gewinn-und-Verlustrechnungen („GuV“).
- 102 Die Darstellung der historischen Vermögens- und Ertragslage für die Geschäftsjahre 2021 und 2022 basiert auf dem Geschäftsbericht des Jahres 2022. Aufgrund von Fehlerkorrekturen weichen die Finanzinformationen des Jahres 2021 aus dem Geschäftsbericht 2022 leicht von dem im Geschäftsjahr 2021 veröffentlichten Konzernabschluss ab. Für die Darstellung der Finanzdaten des Geschäftsjahres 2020 wurde aus Gründen der Vergleichbarkeit auf den Geschäftsbericht 2021 abgestellt, da der Konzernabschluss des Jahres 2020 nach den Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätzen des Handelsgesetzbuches („HGB“) gemäß den § 297 ff. HGB aufgestellt wurde.
- 103 Wir weisen darauf hin, dass die ausgewiesenen Zahlen der Ertragslage für das Geschäftsjahr 2020 den aufgegebenen Geschäftsbereich in Tschechien enthalten, der im Juli 2022 veräußert wurde. Die ausgewiesenen Zahlen der Ertragslage für das Geschäftsjahr 2021 und 2022 hingegen wurden um den aufgegebenen Geschäftsbereich in Tschechien bereinigt, wobei das Ergebnis aus Tschechien separat unter dem Posten „Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen“ dargestellt wurde.
- 104 Weiterhin basieren unsere Analysen auf den von Tion Renewables zur Verfügung gestellten ungeprüften Zahlen für die Ertragslage vom 1. Januar 2023 bis einschließlich 31. Oktober 2023 und einer Hochrechnung der Ertragslage auf das Gesamtjahr 2023 („HR GJ23“) unter einer pro rate Fortschreibung der verbleibenden Monate November und Dezember.
- 105 Der vorliegende Abschnitt ist in folgende Prüf- bzw. Analyseschritte unterteilt:

<sup>41</sup> Vgl. Florence School of Regulation, Review of different national approaches to supporting renewable energy development, Mai 2022, S. 78-82.

<sup>42</sup> Vgl. Florence School of Regulation, Review of different national approaches to supporting renewable energy development, Mai 2022, S. 78-82.

<sup>43</sup> Vgl. International Energy Agency (IEA), Italy 2023 Energy Policy Review, März 2023, S. 89-91; Dentons, Italy: The 2019-2020 incentive regime for renewable energy plants, Dezember 2020, S. 3-6.

- Analysen bezogen auf die historische Vermögenslage der Tion Renewables auf Basis der Jahre 2020 bis 2022;
- Analysen bezogen auf die historische Ertragslage der Tion Renewables auf Basis der Jahre 2020 bis 2023 sowie die Ableitung einer bereinigten Ertragslage.

106 Wir verweisen in der Folge auch auf die Darstellung der historischen Vermögens- und Ertragslage im Gutachten der Bewertungsgutachterin (Kapitel 3 „Vergangenheitsanalyse“).

### 3.1.4.1 Vermögenslage

107 Der Konzernabschluss der Tion Renewables wurde nach den Grundsätzen der internationalen Rechnungslegungsstandards IFRS aufgestellt. Die Tabellen in diesem Abschnitt beziehen sich auf den Zeitraum 31. Dezember 2020 bis 31. Dezember 2022 („Vergangenheitszeitraum“).

108 Nachstehende Tabelle fasst die Vermögenslage der Tion Renewables im historischen Betrachtungszeitraum 31. Dezember 2020 bis 31. Dezember 2022 zusammen. Die Kennziffern-Spalte („Ø Ist GJ20-22“) weist den durchschnittlichen Anteil an der Bilanzsumme im Vergangenheitszeitraum aus.

**Tabelle 3: Tion Renewables – Vermögenslage vom 31. Dezember 2020 bis 31. Dezember 2022**

EUR Tsd.	Ist Dez20	Ist Dez21	Ist Dez22	Hist Ø 20-22
Immaterielle Vermögenswerte	247	227	74	0,1%
Sachanlagen	97.006	251.084	219.467	72,6%
Derivative Finanzinstrumente	1	9.132	12.011	2,3%
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	42.208	7.145	38.194	13,9%
Aktive latente Steuern	2.327	2.882	4.411	1,3%
<b>Anlagevermögen</b>	<b>141.788</b>	<b>270.470</b>	<b>274.158</b>	<b>90,2%</b>
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1.368	5.220	3.161	1,2%
Sonstige kurzfristige finanzielle Vermögenswerte	-	-	584	0,1%
Nichtfinanzielle Vermögenswerte	1.134	1.704	2.240	0,7%
Forderungen aus Ertragsteuern	174	373	1.487	0,2%
Sonstige kurzfristige Forderungen	1.432	1.631	11	0,5%
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	9.860	13.324	32.806	7,1%
<b>Umlaufvermögen</b>	<b>13.969</b>	<b>22.251</b>	<b>40.289</b>	<b>9,8%</b>
<b>Aktiva</b>	<b>155.757</b>	<b>292.721</b>	<b>314.447</b>	<b>100,0%</b>
Gezeichnetes Kapital	3.310	3.721	4.746	1,6%
Kapitalrücklage	77.594	89.160	121.768	39,7%
Sonstige Rücklagen	(532)	(3.704)	(5.528)	(1,1%)
Gewinnrücklagen	(3.379)	(2.283)	(12.570)	(2,3%)
<b>Eigenkapital</b>	<b>76.993</b>	<b>86.894</b>	<b>108.416</b>	<b>37,9%</b>
Langfristige finanzielle Verbindlichkeiten	46.923	124.636	137.621	38,8%
Derivative Finanzinstrumente	611	299	11.207	1,4%
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	4.986	16.847	16.410	4,7%
Langfristige sonstige Verbindlichkeiten	912	706	1.530	0,4%
Langfristige sonstige Rückstellungen	3.618	8.982	8.164	2,7%
Passive latente Steuern	602	2.743	722	0,5%
<b>Langfristige Verbindlichkeiten</b>	<b>57.651</b>	<b>154.213</b>	<b>175.655</b>	<b>48,5%</b>
Verbindlichkeiten aus Ertragsteuern	999	1.618	1.707	0,6%
Kurzfristige finanzielle Verbindlichkeiten	16.465	42.229	22.206	10,7%
Kurzfristige Leasingverbindlichkeiten	499	1.072	1.068	0,3%
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.830	4.614	2.259	1,2%
Kurzfristige sonstige Verbindlichkeiten	625	1.080	2.176	0,5%
Kurzfristige sonstige Rückstellungen	694	1.000	961	0,4%
<b>Kurzfristige Verbindlichkeiten</b>	<b>21.113</b>	<b>51.614</b>	<b>30.376</b>	<b>13,6%</b>
<b>Passiva</b>	<b>155.757</b>	<b>292.721</b>	<b>314.447</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

109 Der kontinuierliche Anstieg der Bilanzsumme von EUR 155,8 Mio. in 2020 auf EUR 314,4 Mio. zum 31. Dezember 2022 ist im Wesentlichen von Investitionen in Solar- und Windparks sowie in Beteiligungen geprägt.<sup>44</sup>

<sup>44</sup> Die Summe der zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte des angegebenen Geschäftsbereichs in Tschechien beläuft sich zum 22. Juli 2022 auf EUR 24,6 Mio. Die Summe der Schulden im Zusammenhang mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten beläuft sich zum 22. Juli 2022 auf EUR 10,1 Mio.

## Aktiva

### Anlagevermögen

#### Immaterielle Vermögenswerte

- 110 Zum 31. Dezember 2022 beliefen sich die immateriellen Vermögenswerte von Tion Renewables auf EUR 74 Tsd. Sie bestanden im Wesentlichen aus erworbenen Lizenzen, die zur Inbetriebnahme bzw. für den Betrieb der Solar- und Windanlagen benötigt wurden. Weiterhin beinhalteten immaterielle Vermögenswerte erworbene Konsolidierungssoftware auf Konzern-Ebene.

#### Sachanlagen

- 111 Die Sachanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

**Tabelle 4: Tion Renewables – Sachanlagen**

EUR Tsd.	Ist Dez20	Ist Dez21	Ist Dez22	Hist Ø 20-22
Anlagen im Bau	-	2.128	4.524	1,0%
Windkraft- und Solaranlagen	89.932	229.100	196.421	91,2%
Grundstücke und Gebäude	7.055	19.809	18.483	7,9%
Sonstiges	18	47	39	0,0%
<b>Sachanlagen</b>	<b>97.006</b>	<b>251.084</b>	<b>219.467</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

- 112 Die Sachanlagen von Tion Renewables sind zwischen dem 31. Dezember 2020 und 31. Dezember 2022 von EUR 97,0 Mio. auf EUR 219,5 Mio. angestiegen. Sie bestanden zum 31. Dezember 2022 aus Anlagen im Bau (EUR 4,5 Mio.), Windkraft- und Solaranlagen (EUR 196,4 Mio.), Grundstücken und Gebäuden (EUR 18,5 Mio.) sowie sonstigen Sachanlagen als Sicherheiten für bestehende Finanzierungen (EUR 39 Tsd.). Zum 31. Dezember 2022 bildeten die Sachanlagen mit 72,6% die größte Position innerhalb der Aktiva.
- 113 Der Anstieg der Sachanlagen um EUR 154,1 Mio. zwischen dem 31. Dezember 2020 und 31. Dezember 2021 ist im Wesentlichen auf Investitionen in Solar- und Windparks in Deutschland, Polen und den Niederlanden zurückzuführen. Der nachfolgende Rückgang der Sachanlagen um EUR 31,6 Mio. zwischen dem 31. Dezember 2021 und 31. Dezember 2022 resultiert primär aus der Veräußerung von vier Solarparks in der Tschechischen Republik im Juli 2022 sowie aus fortlaufenden Abschreibungen. Gegenläufig hat der Erwerb eines im Bau befindlichen Batteriespeichersystems im Vereinigten Königreich zu einem Anstieg der Sachanlagen im Jahr 2022 beigetragen.

#### Derivative Finanzinstrumente

- 114 Die derivativen Finanzinstrumente sind von EUR 1 Tsd. am 31. Dezember 2020 auf EUR 12,0 Mio. am 31. Dezember 2022 angestiegen. Sie bestanden zum 31. Dezember 2022 aus Zins-Swaps und Zins- und Währungsswaps mit positivem beizulegendem Zeitwert. Der Anstieg der derivativen Finanzinstrumente im Geschäftsjahr 2022 ist überwiegend auf das polnische Windportfolio zurückzuführen.

#### Sonstige finanzielle Vermögenswerte

- 115 Die sonstigen finanziellen Vermögenswerte setzen sich wie folgt zusammen:

**Tabelle 5: Tion Renewables – Sonstige finanzielle Vermögenswerte**

EUR Tsd.	Ist Dez20	Ist Dez21	Ist Dez22	Hist Ø 20-22
Kapitalanlagen	-	-	33.934	29,6%
Wertpapiere	11	1.162	1.040	6,3%
Sonstige Ausleihungen	37.200	-	-	29,4%
Guthaben mit Verfügungsbeschränkung	4.997	5.983	3.220	34,7%
<b>Sonstige finanzielle Vermögenswerte</b>	<b>42.208</b>	<b>7.145</b>	<b>38.194</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

- 116 Zum 31. Dezember 2022 beinhalteten die sonstigen finanziellen Vermögenswerte Kapitalanlagen betreffend die Beteiligung an der clearvise AG (EUR 33,9 Mio.), Wertpapiere (EUR 1,0 Mio.) sowie Guthaben mit Verfügungsbeschränkung, die als Sicherheiten für die kreditgebenden Banken der Wind- und Solaranlagen dienen (EUR 3,2 Mio).
- 117 Die sonstigen finanziellen Vermögenswerte sind von EUR 42,2 Mio. am 31. Dezember 2020 auf EUR 7,1 Mio. am 31. Dezember 2021 gesunken. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf das im Jahr 2020 an die PAC Poland 2 GmbH vergebene Darlehen i.H.v. EUR 37,2 Mio. zurückzuführen, welches seit dem Erwerb der PAC Poland 2 GmbH im November 2021 vollkonsolidiert wird.
- 118 Der Anstieg der sonstigen finanziellen Vermögenswerte um EUR 31,0 Mio. zwischen dem 31. Dezember 2021 und 31. Dezember 2022 ist auf den Erwerb eines 21,9%-igen Anteils an der clearvise AG im Juli 2022 zurückzuführen (zum Akquisitionsverlauf siehe Abschnitt 3.1.2). Zum 31. Dezember 2022 hielt die Gesellschaft 18,4% des Aktienkapitals der clearvise AG, was einem beizulegenden Zeitwert der Beteiligung von EUR 33,9 Mio. entspricht.

#### *Aktive latente Steuern*

- 119 Zum 31. Dezember 2022 betragen die aktiven latenten Steuern EUR 4,4 Mio. und setzen sich hauptsächlich aus aktiven latenten Steuern aus derivativen Finanzinstrumenten, Leasingverbindlichkeiten, Rückbaurückstellungen sowie steuerlichen Verlustvorträgen zusammen. Die Erhöhung zum 31. Dezember 2021 um EUR 1,5 Mio. resultiert im Wesentlichen aus den Wertänderungen der neu abgeschlossenen virtuellen Power Purchase Agreements in Polen.

#### **Umlaufvermögen**

##### *Forderungen aus Lieferung und Leistung*

- 120 Die Forderungen aus Lieferung und Leistung sind von EUR 1,4 Mio. am 31. Dezember 2020 auf EUR 3,2 Mio. am 31. Dezember 2022 angestiegen. Es handelt sich hierbei um Zahlungsbeträge, die für den erzeugten Strom von Stromabnehmern oder Direktvermarktern geschuldet wurden und innerhalb von 30 bis 60 Tagen fällig sind. Tion Renewables bewertet die Forderungen aus Lieferung und Leistung zu laufenden Anschaffungskosten unter Anwendung der Effektivzinsmethode.
- 121 Zum 31. Dezember 2022 wurden Sicherheiten i.H.v. EUR 2,8 Mio. für die Forderungen aus Lieferung und Leistung hinterlegt. In diesen Sicherheiten sind sowohl die Übertragung des Vergütungsanspruchs aus der Stromeinspeisung bei der jeweiligen Netzgesellschaft als auch die Abtretung von Zahlungs- und Vergütungsansprüchen an Dritten aus etwaigen Direktvermarktungsverträgen enthalten.

##### *Nichtfinanzielle Vermögenswerte*

- 122 Die nichtfinanziellen Vermögenswerte umfassen im Wesentlichen Umsatzsteuerforderungen und sind von EUR 1,1 Mio. am 31. Dezember 2020 auf EUR 2,2 Mio. am 31. Dezember 2022 umsatzproportional angestiegen.

##### *Forderungen aus Ertragsteuern*

- 123 Die Forderungen aus Ertragsteuern betragen zum 31. Dezember 2022 EUR 1,5 Mio. und sind im Vergleich zum 31. Dezember 2020 um EUR 1,3 Mio. angestiegen.

##### *Sonstige kurzfristige Forderungen*

- 124 Die sonstigen kurzfristigen Forderungen sind von EUR 1,4 Mio. am 31. Dezember 2020 auf EUR 11 Tsd. am 31. Dezember 2022 gesunken. Sie umfassen im Wesentlichen aktive Rechnungsabgrenzungsposten sowie übrige Vermögenswerte und Forderungen.

##### *Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente*

- 125 Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente entsprechen Barmitteln und Guthaben bei Kreditinstituten und sind von EUR 9,9 Mio. am 31. Dezember 2020 auf EUR 32,8 Mio. am 31. Dezember 2022 angestiegen. Zum 31. Dezember 2022 wurden davon EUR 12,9 Mio. als Sicherheiten bei den kreditgebenden Banken hinterlegt. Der Anstieg der Zahlungsmittel

zwischen dem 31. Dezember 2021 und 31. Dezember 2022 um EUR 19,5 Mio. ist im Wesentlichen durch den Verkauf des tschechischen Solarportfolios begründet.

## Passiva

### Eigenkapital

- 126 Das Eigenkapital von Tion Renewables belief sich zum 31. Dezember 2022 auf EUR 108,4 Mio. Der Anstieg des Eigenkapitals um EUR 31,4 Mio. im Vergleich zum 31. Dezember 2020 resultiert im Wesentlichen aus den folgenden Gründen:
- Im Juli 2021 hat die Gesellschaft (ehemals Pacifico Renewables Yield AG) eine Sachkapitalerhöhung beschlossen, wobei der Einbringungsgegenstand der Sacheinlage der Kommanditanteil der Solarpark Voßberg GmbH & Co. KG durch die Andreas & Markus Wirth Solaranlagen GmbH & Co. KG war. Das Grundkapital von Tion Renewables wurde im Zuge der Sachkapitalerhöhung von EUR 3.309.766 um EUR 73.000 auf EUR 3.382.766 durch die Ausgabe von 73.000 neuen, auf den Inhaber laufenden Stückaktien zu einem Ausgabebetrag von jeweils EUR 34,77 erhöht.<sup>45</sup>
  - Im November 2021 hat die Gesellschaft (ehemals Pacifico Renewables Yield AG) eine Kapitalerhöhung beschlossen, wobei das Grundkapital der Gesellschaft um EUR 338.276 durch die Ausgabe von 338.276 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien gegen Bareinlagen ohne Bezugsrecht zu einem Platzierungspreis von EUR 29,00 erhöht wurde.<sup>46</sup>
  - Im Juli 2022 schloss Tion Renewables (ehemals Pacifico Renewables Yield AG) einen Einbringungsvertrag mit der Pelion Green Future Alpha GmbH ab, wobei 13.897.848 Aktien der clearwise AG durch die Pelion Green Future Alpha GmbH als Sacheinlage eingebracht wurden. Als Gegenleistung wurden der Pelion Green Future Alpha GmbH 1.024.915 neue nennwertlose Stückaktien der Tion Renewables mit einem anteiligen Betrag am Grundkapital der Gesellschaft von EUR 1,00 je Aktie gewährt, was einem Tauschverhältnis auf Basis volumengewichteter Durchschnittskurse von 13,56 clearwise-Aktien je Tion Renewables Aktie entsprach. Daraus resultierend hat sich das Grundkapital von Tion Renewables von EUR 3.721.042 auf EUR 4.745.975 sowie die Kapitalrücklage um EUR 32,6 Mio. erhöht.<sup>47</sup>
- 127 Weiterhin führten Neubewertungen im Sachanlagevermögen, die direkt im Eigenkapital verbucht werden, zu einem weiteren Anstieg der Kapitalrücklage zwischen dem 31. Dezember 2021 und 31. Dezember 2022.
- 128 Die sonstigen Rücklagen setzen sich im Betrachtungszeitraum wie folgt zusammen:

**Tabelle 6: Tion Renewables – Sonstige Rücklagen**

EUR Tsd.	Ist Dez20	Ist Dez21	Ist Dez22	Hist Ø 20-22
Währungsumrechnungsrücklage	(508)	(4.311)	(8.592)	122,5%
Hedge-Rücklage	(23)	606	3.275	(23,7%)
Bewertungsrücklage Eigenkapitalinstrumente	-	-	(211)	1,3%
<b>Sonstige Rücklagen</b>	<b>(532)</b>	<b>(3.704)</b>	<b>(5.528)</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

- 129 Zum 31. Dezember 2022 betragen die sonstigen Rücklagen der Tion Renewables EUR -5,5 Mio. und setzten sich aus Währungsumrechnungsrücklagen betreffend die Umrechnung polnischer Zloty in Euro (EUR -8,6 Mio.), Hedge-Rücklagen betreffend die Gewinne und Verluste von Zins-Swaps sowie von Zins- und Währungs-Swaps (EUR 3,3 Mio.) sowie Bewertungsrücklagen für Eigenkapitalinstrumente (EUR -0,2 Mio.) zusammen.

<sup>45</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Ad-hoc Mitteilung, 1. Juli 2021.

<sup>46</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Ad-hoc Mitteilung, 10. November 2021; Pacifico Renewables Yield AG, Geschäftsbericht 2021, S. 13.

<sup>47</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Pressemitteilung, 18. Juli 2022.

## Finanzielle Verbindlichkeiten

- 130 Die kurz- und langfristigen finanziellen Verbindlichkeiten von Tion Renewables setzen sich im Betrachtungszeitraum wie folgt zusammen:

**Tabelle 7: Tion Renewables – Finanzielle Verbindlichkeiten**

EUR Tsd.	Ist Dez20	Ist Dez21	Ist Dez22	Hist Ø 20-22
Verbindlichkeiten gegenüber Banken und sonstigen Darlehen	46.923	124.636	137.621	78,3%
<b>Langfristige finanzielle Verbindlichkeiten</b>	<b>46.923</b>	<b>124.636</b>	<b>137.621</b>	<b>78,3%</b>
Verbindlichkeiten gegenüber Banken und sonstigen Darlehen	16.465	40.441	21.242	21,2%
Verbindlichkeiten aus Kaufpreiszahlung	-	1.788	964	0,6%
<b>Kurzfristige finanzielle Verbindlichkeiten</b>	<b>16.465</b>	<b>42.229</b>	<b>22.206</b>	<b>21,7%</b>
<b>Finanzielle Verbindlichkeiten</b>	<b>63.389</b>	<b>166.865</b>	<b>159.827</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

### Verbindlichkeiten gegenüber Banken und sonstigen Darlehen

- 131 Die Verbindlichkeiten gegenüber Banken und sonstigen Darlehen von Tion Renewables sind von EUR 63,4 Mio. (EUR 46,9 Mio. langfristig, EUR 16,5 Mio. kurzfristig) am 31. Dezember 2020 auf EUR 158,8 Mio. (EUR 137,6 Mio. langfristig, EUR 21,2 Mio. kurzfristig) am 31. Dezember 2022 angestiegen. Die Bankdarlehen und sonstigen Darlehen bestehen im Betrachtungszeitraum primär aus externen Darlehen gegenüber Kreditinstituten, einer nachrangigen Anleihe eines externen Fremdkapitalgebers sowie aus einer revolvingenden Kreditlinie der Muttergesellschaft Tion Renewables AG bei der Triodos Bank N.V. Deutschland.
- 132 Im März 2022 wurden EUR 9,3 Mio. der nachrangigen Anleihe sowie EUR 16,5 Mio. der revolvingenden Kreditlinie durch die Aufnahme eines unbesicherten, grünen Darlehens i.H.v. EUR 31,0 Mio. auf Ebene einer Tochtergesellschaft per Privatplatzierung mit UBS Asset Management vollständig refinanziert. Der Zinssatz des grünen Darlehens beträgt 4,85% ohne Zinsänderungsrisiko, die Laufzeit des Darlehens beträgt 5 Jahre mit endfälliger Rückzahlung.
- 133 Zum September 2023 wurde das grüne Darlehen von der UBS Management infolge der Übernahme von Tion Renewables durch EQT Active Core Infrastructure vorläufig getilgt. Hierzu wurde ein Teil von EUR 14,3 Mio. (unter Berücksichtigung einer Vorfälligkeitsentschädigung von EUR 0,3 Mio.) aus frei verfügbaren Mitteln der Tion Renewables getilgt. Der Restbetrag von EUR 17,0 Mio. wurde durch ein Gesellschafterdarlehen von EQT refinanziert. Der Zinssatz des Gesellschafterdarlehens beträgt 9,0% mit einer voraussichtlichen Laufzeit bis zum Jahr 2025.

### Verbindlichkeiten aus Kaufpreiszahlung

- 134 Die kurzfristigen Verbindlichkeiten aus Kaufpreiszahlung i.H.v. EUR 1,0 Mio. zum 31. Dezember 2022 betreffen die an die Fertigstellung der Anlagen bedingten Kaufpreiszahlungen aus dem Erwerb des polnischen Portfolios, der Oslo Energy Netherlands B.V. sowie der Dutch Durables Energy 3 B.V.

## Derivative Finanzinstrumente

- 135 Die derivativen Finanzinstrumente betreffen Zins-Swaps und Zins- und Währungs-Swaps mit negativen Marktwerten, sowie derivative Finanzinstrumente ohne Hedge-Beziehung, welche aus negativen beizulegenden Zeitwerten von virtuellen Power Purchase Agreements resultieren.
- 136 Zum 31. Dezember 2022 betragen die derivativen Finanzinstrumente (Verbindlichkeiten) EUR 11,2 Mio. und sind im Vergleich zum 31. Dezember 2021 (EUR 0,3 Mio.) um EUR 10,9 Mio. angestiegen. Der Anstieg resultiert primär aus virtuellen Power Purchase Agreements mit negativem Zeitwert (EUR 11,2 Mio.), welche ab dem 1. Januar 2025 für eine Laufzeit von 15 Jahren abgeschlossen wurden.

## Leasingverbindlichkeiten

- 137 Die kurz- und langfristigen Leasingverbindlichkeiten von Tion Renewables setzen sich im Betrachtungszeitraum wie folgt zusammen:

**Tabelle 8: Tion Renewables – Leasingverbindlichkeiten**

EUR Tsd.	Ist Dez20	Ist Dez21	Ist Dez22	Hist Ø 20-22
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	4.986	16.847	16.410	92,9%
Kurzfristige Leasingverbindlichkeiten	499	1.072	1.068	7,1%
<b>Leasingverbindlichkeiten</b>	<b>5.485</b>	<b>17.920</b>	<b>17.478</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

- 138 Die Leasingverbindlichkeiten von Tion Renewables sind von EUR 5,5 Mio. (EUR 5,0 Mio. langfristig, EUR 0,5 Mio. kurzfristig) am 31. Dezember 2020 auf EUR 17,5 Mio. (EUR 16,4 Mio. langfristig, EUR 1,1 Mio. kurzfristig) am 31. Dezember 2022 angestiegen und resultieren aus aktivierten Nutzungsrechten für Grundstücke und Gebäude. Der Anstieg der Leasingverbindlichkeiten um EUR 12,4 Mio. vom 31. Dezember 2020 bis 31. Dezember 2021 resultiert hauptsächlich aus Veränderungen des Konsolidierungskreises. Zum 31. Dezember 2022 sind die Leasingverbindlichkeiten geringfügig um EUR 0,4 Mio. zurückgegangen.

#### Sonstige Verbindlichkeiten

- 139 Die kurz- und langfristigen sonstigen Verbindlichkeiten von Tion Renewables setzen sich im Betrachtungszeitraum wie folgt zusammen:

**Tabelle 9: Tion Renewables – Sonstige Verbindlichkeiten**

EUR Tsd.	Ist Dez20	Ist Dez21	Ist Dez22	Hist Ø 20-22
Langfristige sonstige Verbindlichkeiten	912	706	1.530	46,7%
Kurzfristige sonstige Verbindlichkeiten	625	1.080	2.176	53,3%
<b>Sonstige Verbindlichkeiten</b>	<b>1.537</b>	<b>1.786</b>	<b>3.705</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

- 140 Die sonstigen Verbindlichkeiten sind von EUR 1,5 Mio. (EUR 0,9 Mio. langfristig, EUR 0,6 Mio. kurzfristig) am 31. Dezember 2020 auf EUR 3,7 Mio. (EUR 1,5 Mio. langfristig, EUR 2,2 Mio. kurzfristig) am 31. Dezember 2022 angestiegen.

- 141 Die langfristigen sonstigen Verbindlichkeiten umfassten zum 31. Dezember 2022 personalbezogene Verbindlichkeiten aus der aktienbasierten Vergütung des Vorstands (EUR 1,5 Mio.). Die kurzfristigen sonstigen Verbindlichkeiten setzten sich aus sonstigen Umsatzsteuerverbindlichkeiten (EUR 0,6 Mio.) sowie sonstigen kurzfristigen Verbindlichkeiten (EUR 1,6 Mio.) zusammen.

#### Sonstige Rückstellungen

- 142 Die kurz- und langfristigen sonstigen Rückstellungen von Tion Renewables haben sich über den Betrachtungszeitraum wie folgt entwickelt:

**Tabelle 10: Tion Renewables – Sonstige Rückstellungen**

EUR Tsd.	Ist Dez20	Ist Dez21	Ist Dez22	Hist Ø 20-22
Langfristige sonstige Rückstellungen	3.618	8.982	8.164	87,8%
Kurzfristige sonstige Rückstellungen	694	1.000	961	12,2%
<b>Sonstige Verbindlichkeiten</b>	<b>4.312</b>	<b>9.982</b>	<b>9.126</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

- 143 Die sonstigen Rückstellungen von Tion Renewables sind von EUR 4,3 Mio. (EUR 3,6 Mio. langfristig, EUR 0,7 Mio. kurzfristig) am 31. Dezember 2020 auf EUR 9,1 Mio. (EUR 8,2 Mio. langfristig, EUR 1,0 Mio. kurzfristig) am 31. Dezember 2022 angestiegen.

- 144 Die langfristigen sonstigen Rückstellungen bestehen aus Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen und sind von EUR 3,6 Mio. zum 31. Dezember 2020 auf EUR 8,2 Mio. zum 31. Dezember 2022 gestiegen. Die Rückbauverpflichtungen resultieren aus dem Abriss der Wind- und Solaranlagen nach dem Ablauf der Restnutzungsdauer sowie aus der Wiederherstellung des Betriebsgeländes. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf den Zuwachs des Portfolios an Wind- und Solaranlagen zurückzuführen.

145 Die kurzfristigen sonstigen Rückstellungen betragen EUR 1,0 Mio. zum 31. Dezember 2022 und umfassten Rückstellungen für Jahresabschluss- und Prüfungskosten sowie ungewisse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen.

#### **Passiv latente Steuern**

146 Zum 31. Dezember 2022 betragen die passiven latenten Steuern EUR 0,7 Mio. und setzten sich hauptsächlich aus passiven latenten Steuern aus Nutzungsrechten aus Leasingverträgen sowie derivativen Finanzinstrumenten zusammen.

#### **Verbindlichkeiten aus Ertragsteuern**

147 Die Verbindlichkeiten aus Ertragsteuern sind von EUR 1,0 Mio. zum 31. Dezember 2020 auf EUR 1,7 Mio. zum 31. Dezember 2022 angestiegen. Sie umfassen alle voraussichtlich zu leistenden Ertragssteuern an die Finanzämter für das aktuelle Geschäftsjahr sowie die in den Vorjahren angefallenen, aber noch nicht abgeführten Ertragssteuern.

#### **Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung**

148 Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen bestehen hauptsächlich aus Rechnungen von Dienstleistern und betragen zum 31. Dezember 2022 EUR 2,3 Mio. Der Rückgang der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen um EUR 2,4 Mio. im Vergleich zum 31. Dezember 2021 ist hauptsächlich auf den verstärkten Portfolioausbau an Wind- und Solaranlagen im Jahr 2021 zurückzuführen.

### 3.1.4.2 Ertragslage

- 149 Die historische Ertragslage basiert auf den historischen nach IFRS aufgestellten Konzernabschlüssen der Jahre 2021 und 2022 sowie den ungeprüften Zahlen des Jahres 2023 auf Basis der HR GJ23.
- 150 Die Tabellen in diesem Abschnitt beziehen sich auf den Vergangenheitszeitraum von GJ20 bis HR GJ23. Die zusammenfassenden Kennzahlen für den Vergangenheitszeitraum (Spalte „Ø Ist GJ20-23“) sind wie folgt definiert:
- Die ausgewiesenen annualisierten Wachstumsraten beziehen sich auf das durchschnittliche Wachstum der Perioden GJ20 bis GJ23 (3 Jahre).
  - Die ausgewiesenen Durchschnitts-Margen für den Vergangenheitszeitraum entsprechen dem nach der jeweiligen Bezugsgröße (z.B. Umsatzerlöse) gewichteten Durchschnitt der Perioden GJ20 bis GJ23 (4 Jahre).
- 151 Nachfolgende Tabelle zeigt die unbereinigte Ertragslage der Tion Renewables für den Vergangenheitszeitraum GJ20 bis GJ23.

**Tabelle 11: Tion Renewables – Historische Ertragslage**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-23
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>14.994</b>	<b>16.820</b>	<b>34.052</b>	<b>27.664</b>	<b>22,6%</b>
Materialaufwand	(2.545)	(3.623)	(5.994)	(6.002)	33,1%
Personalkosten	(1.231)	(1.604)	(1.845)	(2.947)	33,8%
Sonstige betriebliche Erträge	95	275	730	303	47,3%
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(2.294)	(2.601)	(7.103)	(5.065)	30,2%
<b>EBITDA</b>	<b>9.020</b>	<b>9.268</b>	<b>19.838</b>	<b>13.954</b>	<b>15,7%</b>
Abschreibungen	(7.511)	(8.967)	(14.681)	(13.522)	21,6%
<b>EBIT</b>	<b>1.508</b>	<b>301</b>	<b>5.157</b>	<b>432</b>	<b>(34,1%)</b>
Finanzerträge	55	2.119	415	n/a	n/a
Finanzaufwendungen	(2.630)	(1.680)	(17.948)	n/a	n/a
<b>EBT</b>	<b>(1.067)</b>	<b>740</b>	<b>(12.376)</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>
Ertragssteuern	183	(662)	2.334	n/a	n/a
<b>Ergebnis aus laufenden Geschäftsbereichen</b>	<b>(884)</b>	<b>78</b>	<b>(10.042)</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>
<b>Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen</b>	<b>-</b>	<b>1.019</b>	<b>(246)</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>
Währungsumrechnungsdifferenz	(508)	(3.802)	(4.282)	n/a	n/a
FV-Bewertung von derivativen Finanzinstr. in Sicherungsbez. <sup>1</sup>	(53)	630	2.668	n/a	n/a
FV-Bewertung von ergebnisneutr. bewerteten EK-Instrum. <sup>2</sup>	-	-	(211)	n/a	n/a
<b>Sonstiges Ergebnis</b>	<b>(562)</b>	<b>(3.173)</b>	<b>(1.824)</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>
<b>Jahresüberschuss/-fehlbetrag</b>	<b>(1.445)</b>	<b>(2.076)</b>	<b>(12.112)</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>
<i>Umsatzwachstum (in %)</i>	<i>n/a</i>	<i>12,2%</i>	<i>102,4%</i>	<i>(18,8%)</i>	<i>32,0%</i>
<i>EBITDA-Marge (in % der Umsatzerlöse)</i>	<i>60,2%</i>	<i>55,1%</i>	<i>58,3%</i>	<i>50,4%</i>	<i>56,0%</i>
<i>EBIT-Marge (in % der Umsatzerlöse)</i>	<i>10,1%</i>	<i>1,8%</i>	<i>15,1%</i>	<i>1,6%</i>	<i>7,1%</i>
<i>EBT-Marge (in % der Umsatzerlöse)</i>	<i>(7,1%)</i>	<i>4,4%</i>	<i>(36,3%)</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>
<i>Steuerquote (in % des EBT)</i>	<i>17,2%</i>	<i>89,5%</i>	<i>18,9%</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-23" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2023 (3 Jahre) sowie die durchschnittlichen Margen der Jahre 2020 bis 2023 dar.

Die Ertragslage im Jahr 2023 (HR GJ23) wurde auf Basis der ersten zehn Monate des Jahres 2023 und unter einer pro-rata Fortschreibung der verbleibenden Monate November und Dezember 2023 hochgerechnet.

(1) Fair-Value-Bewertung von derivativen Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehungen

(2) Fair-Value-Bewertung von ergebnisneutral bewerteten Eigenkapitalinstrumenten

## Umsatzerlöse

- 152 Die Umsatzerlöse der Gesellschaft lassen sich in die Technologiekategorien Solar- und Windkraftanlagen auf Länderebene unterteilen und umfassen ausschließlich Erlöse aus der Einspeisung von Strom.

**Tabelle 12: Tion Renewables – Umsatzerlöse**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-23
Wind Deutschland	3.743	5.876	10.383	7.172	29,1%
Wind Polen	-	3.150	8.820	9.002	19,3%
Solar Deutschland	4.315	5.511	8.281	6.088	27,0%
Solar Niederlande	292	467	4.784	3.382	7,8%
Solar Italien	1.654	1.815	1.783	1.811	8,4%
Solar Tschechien <sup>1</sup>	4.990	-	-	-	8,3%
TopCo	n/a	n/a	n/a	209	n/a
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>14.994</b>	<b>16.820</b>	<b>34.052</b>	<b>27.664</b>	<b>100,0%</b>
<b>Umsatzwachstum</b>	<b>n/a</b>	<b>12,2%</b>	<b>102,4%</b>	<b>(18,8%)</b>	<b>22,6%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-23" die durchschnittlichen Anteile der Segmente an den Umsatzerlösen sowie den CAGR für die Jahre 2020 bis 2023 (3 Jahre) dar.

(1) Die Geschäftsjahre 2021 bis 2023 enthalten keine Umsatzerlöse aus aufgegebenen Geschäftsbereichen in Tschechien.

- 153 Während im Geschäftsjahr 2020 Gesamtumsatzerlöse i.H.v. EUR 15,0 Mio. erzielt wurden, sind diese im Jahr 2021 trotz der Aufgabe des Portfolios in Tschechien um EUR 1,8 Mio. (12,2%) auf EUR 16,8 Mio. angestiegen. Wesentlicher Treiber des Umsatzwachstums waren steigende Stromgroßhandelspreise sowie die Akquisition von Windparks in Nordpolen und Reudelsterz (Rheinland-Pfalz) sowie von Solarparks in Voßberg.

- 154 Das Wachstum der Umsatzerlöse konnte im Geschäftsjahr 2022 mit einem Anstieg um EUR 17,2 Mio. auf EUR 34,1 Mio. fortgesetzt werden. Der signifikante Anstieg der Umsatzerlöse im Jahr 2022 ist im Wesentlichen durch zwei Effekte getrieben:

1. Wachstum durch stark angestiegene Stromgroßhandelspreise auf bis zu circa 530 EUR/MWh im Jahr 2022. Tion Renewables hat im Jahr 2022 lediglich EUR 1,3 Mio. Zuwendungen der öffentlichen Hand aus der staatlichen Förderung von erneuerbaren Energien erhalten. Daraus resultierend haben die Entwicklungen der Stromgroßhandelspreise zu einem unmittelbaren Anstieg der Vergütungen von Direktvermarktern geführt.
2. Wachstum durch die Inbetriebnahme weiterer Windkraft- und Solarparks in den Niederlanden, Polen und Deutschland, die zu einem Anstieg der erzeugten Gesamtenergie im Jahr 2022 geführt haben. Die erzeugte Energie betrug im Jahr 2022 302,3 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr (123,8 GWh) um 244,2% angestiegen.

- 155 Für das Hochrechnungsjahr 2023 wird mit einem Rückgang der Umsatzerlöse um EUR 6,4 Mio. auf EUR 27,7 Mio. gerechnet, was im Wesentlichen durch die Stabilisierung der Stromgroßhandelspreise auf ein Niveau von 2021 zurückzuführen ist.

## Materialaufwand

- 156 Der Materialaufwand der Tion Renewables setzt sich im Wesentlichen aus Betrieb- und Instandhaltungsaufwendungen, Kosten für die technische Betriebsführung, Pacht aufwendungen sowie sonstigem Materialaufwand zusammen.

**Tabelle 13: Tion Renewables – Materialaufwand**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-23
Betrieb- und Instandhaltungsaufwendungen	(1.952)	(2.756)	(4.575)	(4.486)	32,0%
Technische Betriebsführung	(123)	(181)	(701)	(743)	82,3%
Pachtaufwendungen	(113)	(311)	(207)	(144)	8,4%
Stromverbrauch	-	(75)	(211)	(229)	n/a
Versicherungen	(157)	(150)	(96)	(92)	(16,3%)
Sonstiges	(201)	(150)	(204)	(310)	15,6%
<b>Materialaufwand</b>	<b>(2.545)</b>	<b>(3.623)</b>	<b>(5.994)</b>	<b>(6.002)</b>	<b>33,1%</b>
<i>Materialaufwandsquote</i>	<i>17,0%</i>	<i>21,5%</i>	<i>17,6%</i>	<i>21,7%</i>	<i>19,5%</i>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-23" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2023 (3 Jahre) dar.

Die Geschäftsjahre 2021 bis 2023 enthalten keinen Materialaufwand aus aufgegebenen Geschäftsbereichen in Tschechien.

157 Der Materialaufwand der Tion Renewables ist von EUR 2,5 Mio. im Jahr 2020 auf EUR 6,0 Mio. im Jahr 2022 angestiegen, was einem Anstieg der Materialaufwandsquote von 17,0% auf 17,6% entspricht. Der Anstieg des Materialaufwands um EUR 2,4 Mio. zwischen 2021 und 2022 ist im Wesentlichen auf weitere Akquisitionen in Windkraft- und Solarparks und den damit verbundenen Betriebs- und Instandhaltungsaufwendungen sowie Kosten für die technische Betriebsführung zurückzuführen. Für das Jahr 2023 wird ein geringfügiger Anstieg um EUR 8 Tsd. auf EUR 6,0 Mio. erwartet, was jedoch aufgrund sinkender Umsatzerlöse zu einer Steigerung der Materialaufwandsquote auf 21,7% führen soll.

158 Die größte Kostenposition im Bereich des Materialaufwands stellen Betrieb- und Instandhaltungsaufwendungen dar, welche einen Anteil von 76,3% am gesamten Materialaufwand im Jahr 2022 aufwiesen. Diese umfassen im Wesentlichen Kosten für das Asset Management/Asset Stewardship und somit für alle Aktivitäten, die über den täglichen operativen Betrieb von Windkraft- und Solaranlagen hinausgehen. Dazu zählt beispielweise die technische Optimierung der Anlage, eine Optimierung der externen Projektfinanzierung, die Entwicklung von Instandhaltungskonzepten sowie die Planung eines möglichen Weiterbetriebs einer Anlage nach dem Ende der Einspeisevergütungen. Der Zuwachs des Windkraft- und Solarportfolios der Tion Renewables und die damit verbundenen Mehrausgaben im Bereich des Asset Managements sind dabei der Haupttreiber für den Anstieg.

159 Ferner wirkte sich die Akquisition von Windkraft- und Solaranlagen ebenfalls auf die Kosten für die technische Betriebsführung aus, die von EUR 0,1 Mio. im Jahr 2020 auf EUR 0,7 Mio. im Jahr 2022 angestiegen ist. Für das Jahr 2023 wird ein leichter Anstieg um EUR 42 Tsd. im Vergleich zum Vorjahr erwartet.

### Personalaufwendungen

160 Der Personalaufwand setzt sich über den Betrachtungszeitraum wie folgt zusammen:

**Tabelle 14: Tion Renewables – Personalaufwand**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-23
Gehälter	(1.186)	(1.434)	(1.607)	(2.648)	30,7%
Sozialabgaben	(45)	(170)	(238)	(298)	87,8%
<b>Personalaufwand</b>	<b>(1.231)</b>	<b>(1.604)</b>	<b>(1.845)</b>	<b>(2.947)</b>	<b>33,8%</b>
<i>Personalaufwandsquote</i>	<i>8,2%</i>	<i>9,5%</i>	<i>5,4%</i>	<i>10,7%</i>	<i>8,5%</i>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-23" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2023 (3 Jahre) dar.

Die Geschäftsjahre 2021 bis 2023 enthalten keinen Personalaufwand aus aufgegebenen Geschäftsbereichen in Tschechien.

161 Der Personalaufwand der Tion Renewables ist von EUR 1,2 Mio. im Jahr 2020 auf EUR 1,8 Mio. im Jahr 2022 angestiegen, was im Wesentlichen durch einen Anstieg der Mitarbeiterzahl begründet war – so stieg die Anzahl an Mitarbeitern neben dem Vorstand (in Vollzeitäquivalenten) von 2 Mitarbeitern in 2020 auf 9 Mitarbeiter in 2021 sowie auf 12

Mitarbeiter in 2022 an. Die Personalaufwandsquote fiel dagegen aufgrund des starken Anstiegs der Umsatzerlöse zwischen 2020 und 2022 von 8,2% auf 5,4%.

- 162 Für das Jahr 2023 wird ein weiterer Anstieg des Personalaufwands auf EUR 2,9 Mio. erwartet, was zu einem Anstieg der Personalaufwandsquote auf 10,7% führen soll. Dies kann im Wesentlichen durch Neueinstellungen begründet werden, wobei die Anzahl der Mitarbeiter (in Vollzeitäquivalenten) von 12 Mitarbeitern im Jahr 2022 auf durchschnittlich 16 Mitarbeiter im Jahr 2023 gestiegen ist.

### Sonstige betriebliche Erträge

- 163 Die sonstigen betrieblichen Erträge bestehen hauptsächlich aus Erträgen aus Währungsumrechnungen der ausländischen Konzerngesellschaften, periodenfremden Erträgen, Erträgen aus der Auflösung von Rückstellungen sowie aus Entschädigungen aufgrund von Abregelungen. Letztere werden im Falle einer Abschaltung von Windkraft- und Solaranlagen durch den Netzbetreiber aufgrund von Engpässen im Netz oder anderen technischen Gründen oder durch den Direktvermarkter aufgrund einer zu geringen Vergütung an der Strombörse gewährt.

**Tabelle 15: Tion Renewables – Sonstige betriebliche Erträge**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-23
Erträge aus Währungsumrechnung	66	8	290	52	(7,8%)
Periodenfremde Erträge	1	10	147	37	258,8%
Bestandsveränderung fertige Erzeugnisse	-	(116)	116	-	- %
Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	24	125	96	118	70,6%
Erträge aus Entschädigungen aufgrund Abregelungen	-	43	66	35	n/a
Übrige sonstige Erträge	4	205	15	61	151,5%
<b>Sonstige betriebliche Erträge</b>	<b>95</b>	<b>275</b>	<b>730</b>	<b>303</b>	<b>47,3%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-23" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2023 (3 Jahre) dar.

Die Geschäftsjahre 2021 bis 2023 enthalten keine sonstigen Erträge aus aufgegebenen Geschäftsbereichen in Tschechien.

- 164 Die sonstigen betrieblichen Erträge sind von EUR 0,1 Mio. im Jahr 2020 auf EUR 0,7 Mio. im Jahr 2022 angestiegen und sind folglich mit den Umsätzen gewachsen. Die größte Position im Bereich der sonstigen betrieblichen Erträge stellten im Jahr 2022 die Erträge aus Währungsumrechnung mit einem Anteil von 39,7% an der Gesamtsumme dar. Für das Jahr 2023 wird ein Rückgang der sonstigen betrieblichen Erträge auf EUR 0,3 Mio. erwartet.

### Sonstige betriebliche Aufwendungen

- 165 Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich wie folgt zusammen:

**Tabelle 16: Tion Renewables – Sonstige betriebliche Aufwendungen**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-23
Rechts- und Beratungskosten	(631)	(265)	(2.438)	(1.098)	20,3%
Sonstige Steuern	(311)	(61)	(825)	(806)	37,4%
Abschreibungen von Forderungen	-	(17)	(682)	-	- %
Abschluss- und Prüfungskosten	(323)	(490)	(430)	(401)	7,5%
Börsenkosten	(56)	(100)	(330)	(434)	97,4%
Accounting	(337)	(94)	(285)	(399)	5,8%
Abgänge von Finanzanlagen zum Restbuchwert	-	(49)	(233)	-	- %
Fremdwährungsverluste	-	(20)	(174)	(22)	n/a
Aufsichtsratsvergütung	(30)	(151)	(169)	(81)	38,9%
Aufwendungen für Lizenzen, Konzessionen	-	(95)	(158)	(229)	n/a
Kosten des Geldverkehrs	(37)	(197)	(151)	(176)	67,5%
Kosten aus der Übergewinnabschöpfung	-	-	(106)	(11)	n/a
Sonstige	(567)	(1.061)	(1.122)	(1.407)	35,4%
<b>Sonstige betriebliche Aufwendungen</b>	<b>(2.294)</b>	<b>(2.601)</b>	<b>(7.103)</b>	<b>(5.065)</b>	<b>30,2%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-23" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2023 (3 Jahre) dar.

Die Geschäftsjahre 2021 bis 2023 enthalten keine sonstigen Aufwendungen aus aufgegebenen Geschäftsbereichen in Tschechien.

- 166 Während die sonstigen betrieblichen Aufwendungen zwischen 2020 und 2021 leicht von EUR 2,3 Mio. auf EUR 2,6 Mio. umsatzproportional gewachsen sind, erfolgte im Jahr 2022 ein signifikanter Anstieg auf EUR 7,1 Mio. Maßgeblich für diesen Anstieg waren Rechts- und Beratungskosten, die im Vergleich zum Jahr 2021 durch Transaktions- und Finanzierungsaktivitäten um EUR 2,2 Mio. angestiegen sind. Weiterhin haben die sonstigen Steuern auf Grundstücke und Gebäude in Polen (Anstieg um EUR 0,8 Mio.) sowie die Abschreibungen auf Forderungen (Anstieg um EUR 0,7 Mio.) zu einem weiteren Anstieg der sonstigen betrieblichen Aufwendungen im Jahr 2022 beigetragen. Die Abschreibungen auf Forderungen betreffen im Wesentlichen die Abschreibung einer Einlage, die bei der Zuteilung des staatlichen Vergütungsmechanismus in Polen seitens Tion Renewables geleistet wurde. Durch den Abschluss eines Power Purchase Agreements mit Saint-Gobain und dem daraus folgenden Austritt aus dem staatlichen Vergütungsmechanismus in Polen ist die geleistete Einlage verfallen.
- 167 Für das Jahr 2023 wird ein Rückgang der sonstigen betrieblichen Aufwendungen um EUR 2,0 Mio. auf EUR 5,1 Mio. erwartet, was im Wesentlichen auf einen geplanten Rückgang der Rechts- und Beratungskosten zurückzuführen sein soll.

### EBITDA

- 168 Infolge der zuvor beschriebenen Entwicklungen ist das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) von EUR 9,0 Mio. im Jahr 2020 (EBITDA-Marge: 60,2%) auf EUR 19,8 Mio. im Jahr 2022 (EBITDA-Marge: 58,3%) angestiegen. Für das Jahr 2023 wird ein EBITDA von EUR 14,0 Mio. erwartet, wobei die EBITDA-Marge auf 50,4% absinken soll. Hauptsächlich hierfür soll der prognostizierte Umsatzrückgang aufgrund sinkender Stromgroßhandelspreise bei steigenden Material- und Personalaufwendungen sein.
- 169 Zwischen 2020 und 2022 weist das Windkraft- und Solarsegment in Deutschland den größten Anteil am EBITDA auf. Das EBITDA verteilt sich über den Betrachtungszeitraum auf folgende Technologiekategorien und Länder:

Tabelle 17: Tion Renewables – EBITDA

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-22
Wind Deutschland	2.600	4.475	8.610	n/a	82,0%
Wind Polen	-	2.660	5.787	n/a	n/a
Solar Deutschland	3.670	4.890	7.316	n/a	41,2%
Solar Niederlande	210	227	4.236	n/a	349,1%
Solar Italien	1.350	1.389	1.600	n/a	8,9%
Solar Tschechien <sup>1</sup>	4.190	-	-	n/a	(100,0%)
BESS Vereinigtes Königreich	-	-	(1)	n/a	n/a
Holdingkosten	(3.000)	(4.374)	(7.710)	n/a	60,3%
<b>EBITDA</b>	<b>9.020</b>	<b>9.268</b>	<b>19.838</b>	<b>13.954</b>	<b>48,3%</b>
<b>EBITDA-Marge</b>	<b>60,2%</b>	<b>55,1%</b>	<b>58,3%</b>	<b>50,4%</b>	<b>57,8%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-22" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2022 (2 Jahre) dar.

(1) Die Geschäftsjahre 2021 bis 2023 enthalten keinen EBITDA-Beitrag aus aufgegebenen Geschäftsbereichen in Tschechien.

- 170 Das EBITDA ist von EUR 9,0 Mio. im Jahr 2020 leicht auf EUR 9,3 Mio. im Jahr 2021 trotz des aufgegebenen Geschäftsbereichs in Tschechien angestiegen. Dabei wurde der EBITDA-Beitrag durch die Akquisition weiterer Windkraftanlagen in Polen und Deutschland sowie von Solaranlagen in Deutschland kompensiert. Dies spiegelt sich in einem Anstieg des EBITDA-Beitrags im Windkraftsegment Deutschland um EUR 1,9 Mio., im Windkraftsegment Polen um EUR 2,7 Mio. sowie im Solarsegment in Deutschland um EUR 1,2 Mio. wider.
- 171 Der Anstieg des EBITDA von EUR 9,3 Mio. im Jahr 2021 auf EUR 19,8 Mio. im Jahr 2022 ist hauptsächlich durch die Inbetriebnahme und Erweiterung des Portfolios an Windkraft- und Solaranlagen begründet. Maßgeblich zu diesem EBITDA-Anstieg haben die im Februar 2022 in Betrieb genommenen Solaranlagen in den Niederlanden (Anstieg um EUR 4,0 Mio.), Windkraft- und Solaranlagen in Deutschland (Anstieg um jeweils EUR 4,1 Mio. und EUR 2,4 Mio.) und Windkraftanlagen in Polen (Anstieg um EUR 3,1 Mio.) beigetragen. Weiterhin wurde der EBITDA-Beitrag über alle Technologiekategorien und Länder durch den signifikanten Anstieg der Stromgroßhandelspreise verstärkt.

## Abschreibungen

172 Die Abschreibungen setzen sich wie folgt zusammen:

**Tabelle 18: Tion Renewables – Abschreibungen**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-23
Abschreibungen immaterieller Vermögenswerte	(37)	(20)	(89)	(9)	(37,2%)
Abschreibungen des Sachanlagevermögens	(7.474)	(8.946)	(14.592)	(13.513)	21,8%
<i>davon auf Windkraft- und Solaranlagen</i>	<i>(6.672)</i>	<i>(8.139)</i>	<i>(13.389)</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>
<b>Abschreibungen</b>	<b>(7.511)</b>	<b>(8.967)</b>	<b>(14.681)</b>	<b>(13.522)</b>	<b>21,6%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-23" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2023 (3 Jahre) dar.

Die Geschäftsjahre 2021 bis 2023 enthalten keine Abschreibungen aus aufgegebenen Geschäftsbereichen in Tschechien.

173 Die Abschreibungen von Tion Renewables sind von EUR 7,5 Mio. im Jahr 2020 auf EUR 14,7 Mio. im Jahr 2022 angestiegen. Wesentlicher Treiber für den Anstieg der Abschreibungen ist dabei die fortlaufende Akquisition von Windkraft- und Solaranlagen, was zu einem Anstieg des Buchwerts der Sachanlagen von EUR 97,0 Mio. im Jahr 2020 auf EUR 219,5 Mio. im Jahr 2022 geführt hat. Für das Jahr 2023 werden Abschreibungen in Höhe von EUR 13,5 Mio. prognostiziert.

174 Windkraftanlagen werden linear über einen Zeitraum von 20 bis 30 Jahren und Solaranlagen linear über einen Zeitraum von 25 bis 30 Jahren abgeschrieben.

## EBIT

175 Das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) hat sich im Betrachtungszeitraum von EUR 1,5 Mio. im Jahr 2020 (EBIT-Marge: 10,1%) auf EUR 5,2 Mio. im Jahr 2022 (EBIT-Marge: 15,1%) erhöht. Für das Jahr 2023 wird ein EBIT von nur EUR 0,5 Mio. (EBIT-Marge: 1,8%) erwartet. Der Rückgang resultiert aus sinkenden Umsatzerlösen bei steigenden Material- und Personalaufwendungen.

176 Das EBIT setzt sich über den Betrachtungszeitraum wie folgt zusammen:

**Tabelle 19: Tion Renewables – EBIT**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-22
Wind Deutschland	(670)	(27)	3.981	n/a	n/a
Wind Polen	-	2.316	2.442	n/a	n/a
Solar Deutschland	1.610	1.797	3.059	n/a	37,8%
Solar Niederlande	(100)	28	2.751	n/a	n/a
Solar Italien	820	732	901	n/a	4,8%
Solar Tschechien <sup>1</sup>	3.370	-	-	n/a	(100,0%)
BESS Vereinigtes Königreich	-	-	(7)	n/a	n/a
Holdingkosten	(3.522)	(4.545)	(7.970)	n/a	50,4%
<b>EBIT</b>	<b>1.508</b>	<b>301</b>	<b>5.157</b>	<b>432</b>	<b>84,9%</b>
<i>EBIT-Marge</i>	<i>10,1%</i>	<i>1,8%</i>	<i>15,1%</i>	<i>1,6%</i>	<i>9,0%</i>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-22" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2022 (2 Jahre) dar.

(1) Die Geschäftsjahre 2021 bis 2023 enthalten keinen EBIT-Beitrag aus aufgegebenen Geschäftsbereichen in Tschechien.

177 Das EBIT ist von EUR 1,5 Mio. im Jahr 2020 auf EUR 0,3 Mio. im Jahr 2021 gesunken. Dabei konnte der EBIT-Beitrag des aufgegebenen Geschäftsbereichs in Tschechien nicht durch den EBIT-Beitrag der akquirierten Windkraft- und Solaranlagen in Deutschland und Polen kompensiert werden.

178 Analog zur Entwicklung des EBITDA ist der Anstieg des EBIT von EUR 0,3 Mio. im Jahr 2021 auf EUR 5,2 Mio. im Jahr 2022 durch die Erweiterung des Portfolios an Windkraft- und Solaranlagen begründet.

## Finanzerträge und -aufwendungen

179 Die Finanzerträge und -aufwendungen setzen sich wie folgt zusammen:

**Tabelle 20: Tion Renewables – Finanzergebnis**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-22
<b>Finanzerträge</b>	<b>55</b>	<b>2.119</b>	<b>415</b>	<b>n/a</b>	<b>173,7%</b>
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	(2.562)	(1.680)	(6.725)	n/a	62,0%
Fair-Value Änderungen virtueller PPAs	(69)	-	(11.222)	n/a	1.179,9%
<b>Finanzaufwendungen</b>	<b>(2.630)</b>	<b>(1.680)</b>	<b>(17.948)</b>	<b>n/a</b>	<b>161,2%</b>
<b>Finanzergebnis</b>	<b>(2.575)</b>	<b>439</b>	<b>(17.533)</b>	<b>n/a</b>	<b>160,9%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-22" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2022 (2 Jahre) dar.

Die Geschäftsjahre 2021 bis 2022 enthalten kein Finanzergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen in Tschechien.

180 Das Finanzergebnis ist von EUR -2,6 Mio. im Jahr 2020 auf EUR -17,5 Mio. im Jahr 2022 angestiegen. Maßgeblicher Treiber waren dabei die Finanzaufwendungen, die sich im Jahr 2022 zum Vorjahr um EUR 16,3 Mio. auf EUR 17,9 Mio. erhöht haben. Der Anstieg im Jahr 2022 ist im Wesentlichen durch Fair-Value Änderungen von virtuellen Power Purchase Agreements mit negativem Zeitwert (Abschluss eines 15-jährigen Stromabnahmevertrags mit Saint-Gobain) sowie durch Aufzinsungseffekte aus passivierten Leasingverbindlichkeiten getrieben.

181 Die signifikant gestiegenen Finanzerträge im Jahr 2021 (Anstieg um EUR 2,1 Mio.) resultierten aus dem im Jahr 2020 vergebenen Darlehen i.H.v. EUR 37,2 Mio. an die damals externe PAC Poland 2 GmbH. Seit dem Erwerb der PAC Poland 2 GmbH im November 2021 wird das Darlehen zwischen den Konzerngesellschaften konsolidiert.

#### Ertragsteuern

182 Die im Jahresabschluss ausgewiesenen Ertragssteuern setzen sich aus Steuerzahlungen sowie dem latenten Steuerertrag bzw. -aufwand aufgrund temporärer Differenzen zusammen. Über dem Betrachtungszeitraum haben sich die Ertragssteuern wie folgt entwickelt:

**Tabelle 21: Tion Renewables – Ertragssteuern**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-22
Steuerzahlung	(391)	(1.344)	(1.071)	n/a	65,6%
Latenter Steuerertrag/Steueraufwand aufgr. temporärer Diff.	574	682	3.406	n/a	81,1%
<b>Ertragssteuern</b>	<b>183</b>	<b>(662)</b>	<b>2.334</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>
<i>Steuerquote</i>	<i>17,2%</i>	<i>89,5%</i>	<i>18,9%</i>	<i>n/a</i>	<i>41,8%</i>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-23" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2022 (2 Jahre) dar.

Die Geschäftsjahre 2021 bis 2022 enthalten keine Ertragssteuern aus aufgegebenen Geschäftsbereichen in Tschechien.

183 Die Steuerzahlungen sind von EUR 0,4 Mio. im Jahr 2020 auf EUR 1,0 Mio. im Jahr 2022 angestiegen und werden auf Ebene der einzelnen Gesellschaften entrichtet.

#### Ergebnis aus laufenden Geschäftsbereichen

184 Das Ergebnis aus laufenden Geschäftsbereichen hat sich im Betrachtungszeitraum von EUR -0,9 Mio. im Jahr 2020 auf EUR -10,0 Mio. im Jahr 2022 reduziert. Diese Entwicklung wurde maßgeblich durch einen Rückgang der Finanzaufwendungen getrieben.

#### Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen

185 Als Folge des Verkaufs der tschechischen Tochtergesellschaften im Juli 2022 hat Tion Renewables das operative Segment der Solarkraftwerke in Tschechien als aufgegebenen Bereich gemäß IFRS 5.32 (a) umgliedert. Das Ergebnis aus dem aufgegebenen Geschäftsbereich in Tschechien für das Jahr 2021 und 2022 setzt sich wie folgt zusammen:

**Tabelle 22: Tion Renewables – Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 21-22
<b>Umsatzerlöse</b>	n/a	<b>5.075</b>	<b>3.845</b>	n/a	(24,2%)
Materialaufwand	n/a	(419)	(276)	n/a	(34,2%)
Sonstige betriebliche Erträge	n/a	94	25	n/a	(73,7%)
Sonstige betriebliche Aufwendungen	n/a	(560)	(738)	n/a	31,6%
<b>EBITDA</b>	n/a	<b>4.190</b>	<b>2.857</b>	n/a	<b>(31,8%)</b>
Abschreibungen	n/a	(1.542)	(2.388)	n/a	54,9%
<b>EBIT</b>	n/a	<b>2.648</b>	<b>468</b>	n/a	<b>(82,3%)</b>
Finanzerträge	n/a	82	179	n/a	119,1%
Finanzaufwendungen	n/a	(1.265)	(380)	n/a	(70,0%)
<b>EBT</b>	n/a	<b>1.464</b>	<b>268</b>	n/a	<b>(81,7%)</b>
Ertragssteuern	n/a	(445)	(514)	n/a	15,4%
<b>Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen</b>	n/a	<b>1.019</b>	<b>(246)</b>	n/a	n/a

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 21-22" die CAGRs für die Jahre 2021 bis 2022 (1 Jahr) dar.

### Sonstiges Ergebnis

186 Im sonstigen Ergebnis von Tion Renewables sind Währungsdifferenzen aus in Fremdwährung geführten Gesellschaften des Konzerns enthalten, ebenso wie Wertveränderungen aus derivativen Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung und die entsprechende Berücksichtigung der latenten Steuern auf Finanzinstrumente. Weiterhin beinhaltet das sonstige Ergebnis Wertveränderungen von Eigenkapitalinstrumenten betreffend die erworbenen Aktien der clearvise AG und die damit verbundenen latenten Steuern.

187 Das sonstige Ergebnis hat sich über den Betrachtungszeitraum wie folgt entwickelt:

**Tabelle 23: Tion Renewables – Sonstiges Ergebnis**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-22
Währungsumrechnungsdifferenz	(508)	(3.802)	(4.282)	n/a	190,2%
Fair-Value-Bewertung von derivativen Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehungen	(53)	630	2.668	n/a	n/a
Fair-Value-Bewertung von ergebnisneutral bewerteten Eigenkapitalinstrumenten	-	-	(211)	n/a	n/a
<b>Sonstiges Ergebnis</b>	<b>(562)</b>	<b>(3.173)</b>	<b>(1.824)</b>	n/a	<b>80,2%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-22" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2022 (2 Jahre) dar.

188 Das sonstige Ergebnis ist über dem Betrachtungszeitraum von EUR -0,6 Mio. im Jahr 2020 auf EUR -1,8 Mio. im Jahr 2022 gesunken. Maßgeblicher Treiber für diese Entwicklung ist der Unterschied aus Währungsumrechnung durch die Erweiterung des Konsolidierungskreises um das polnische Windkraft-Portfolio und der damit zusammenhängenden Erfassungen der Währungsdifferenzen aus konzerninternen Darlehen in polnischen Zloty.

189 Die Fair-Value-Bewertung von derivativen Finanzinstrumenten bezieht sich auf die Bewertung von Zins-Swaps und Zins- und Währungs-Swaps. Die Fair-Value-Bewertung der Eigenkapitalinstrumente resultiert aus den im Juli 2022 erworbenen Aktien der clearvise AG.

### Jahresüberschuss/-fehlbetrag

190 Der Jahresfehlbetrag ist im Betrachtungszeitraum von EUR -1,5 Mio. im Jahr 2020 signifikant auf EUR -12,1 Mio. im Jahr 2022 angestiegen. Der Anstieg des Jahresfehlbetrags im Jahr 2022 ist dabei im Wesentlichen durch den Anstieg der Finanzaufwendungen aus der Fair-Value Änderung virtueller Power Purchase Agreements sowie aus Währungsumrechnungsdifferenzen durch die Erweiterung des Konsolidierungskreises um das polnische Windkraft-Portfolio getrieben.

### 3.1.4.3 Überführung der historischen Ertragslage zur Konzernplanung

191 Die Beschreibung der historischen Ertragslage basiert auf einer für die GJ20 bis GJ22 geprüften IFRS Datenbasis. Zur besseren Vergleichbarkeit der historischen Ertragslage mit der Planungsrechnung haben wir zwei Überleitungsschritte durchgeführt:

- a) Überführung der historischen Ertragslage auf Basis des IFRS-Konzernabschlusses auf die Struktur der Planungsrechnung; und
- b) Überleitung der historischen Ertragslage in der strukturellen Darstellung der Planungsrechnung auf die Berücksichtigung von Leasingaufwendungen (IFRS 16).

192 In einem ersten Schritt wurde die historische Ertragslage auf Basis der Struktur des IFRS-Konzernabschlusses auf Basis einer Zuordnung der einzelnen Ertrags- und Aufwandspositionen in die strukturelle Darstellung der Planungsrechnung überführt.

**Tabelle 24: Tion Renewables – Darstellung der historischen Ertragslage auf Basis des IFRS-Konzernabschlusses in der Struktur der Planungsrechnung**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-23
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>14.994</b>	<b>16.820</b>	<b>34.117</b>	<b>27.673</b>	<b>22,7%</b>
Betriebskosten	(5.179)	(6.506)	(11.476)	(11.686)	31,2%
Asset Management	(485)	(985)	(1.979)	(1.227)	36,2%
Sonstige Steuern	(311)	(61)	(825)	(806)	37,4%
<b>EBITDA, IFRS</b>	<b>9.020</b>	<b>9.268</b>	<b>19.838</b>	<b>13.954</b>	<b>15,7%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-23" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2023 (3 Jahre) dar.

Die Ertragslage im Jahr 2023 (HR GJ23) wurde auf Basis der ersten zehn Monate des Jahres 2023 und unter einer pro-rata Fortschreibung der verbleibenden Monate November und Dezember 2023 hochgerechnet.

193 Die Planungsrechnung weist im Gegensatz zum IFRS-Konzernabschluss die folgenden wesentlichen Ertrags- und Aufwandspositionen aus:

- **Umsatzerlöse:** Die Umsatzerlöse beinhalten in der Planungsstruktur neben den Umsatzerlösen der externen IFRS-Berichterstattung ebenfalls Erlöse aus Entschädigungen.
- **Betriebskosten:** Die Betriebskosten umfassen sämtliche Material- und Personalaufwendungen sowie die sonstigen betrieblichen Aufwendungen mit Ausnahme der Kosten für das Asset Management/Asset Stewardship. Weiterhin werden die Betriebskosten mit den sonstigen betrieblichen Erträgen mit Ausnahme der Erlöse aus Entschädigungen saldiert.
- **Asset Management:** Die Aufwendungen umfassen die Kosten für das Asset Management/Asset Stewardship, die in der externen IFRS-Berichterstattung als Teil der Betrieb- und Instandhaltungsaufwendungen im Materialaufwand ausgewiesen werden (siehe Abschnitt 3.1.4.2).
- **Sonstige Steuern:** Die lokalen Steuern beziehen sich auf länderspezifische Steueraufwendungen, die gemäß der externen Berichterstattung den sonstigen betrieblichen Aufwendungen zugeordnet werden.

194 In einem zweiten Schritt wurden zur verbesserten Vergleichbarkeit der historischen Ertragslage mit der Planungsrechnung die Leasingaufwendungen analog zur Darstellung in der Planungsrechnung den Betriebskosten zugeordnet.

195 Nachstehende Tabelle fasst die historische Ertragslage in der Struktur der Planungsrechnung nach einer Anpassung der Leasingaufwendungen zusammen und leitet das EBITDA in der Darstellung der Struktur der Planungsrechnung auf das EBITDA in der Struktur des IFRS-Konzernabschlusses über.

**Tabelle 25: Tion Renewables – Historische Ertragslage in der Struktur der Planungsrechnung und Überleitung des EBITDA auf den IFRS-Konzernabschluss**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23	Hist Ø 20-23
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>14.994</b>	<b>16.820</b>	<b>34.117</b>	<b>27.673</b>	<b>22,7%</b>
Betriebskosten	(5.578)	(7.328)	(12.707)	(12.712)	31,6%
Asset Management	(485)	(985)	(1.979)	(1.227)	36,2%
Sonstige Steuern	(311)	(61)	(825)	(806)	37,4%
<b>EBITDA, Planungsstruktur</b>	<b>8.620</b>	<b>8.446</b>	<b>18.607</b>	<b>12.927</b>	<b>14,5%</b>
(+) Korrektur: IFRS 16 (Leasing)	399	822	1.231	1.026	37,0%
<b>EBITDA, IFRS</b>	<b>9.020</b>	<b>9.268</b>	<b>19.838</b>	<b>13.954</b>	<b>15,7%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "Ist Ø 20-23" die CAGRs für die Jahre 2020 bis 2023 (3 Jahre) dar.

Die Ertragslage im Jahr 2023 (HR GJ23) wurde auf Basis der ersten zehn Monate des Jahres 2023 und unter einer pro-rata Fortschreibung der verbleibenden Monate November und Dezember 2023 hochgerechnet.

### 3.1.4.4 Bereinigungen der Ertragslage

- 196 Zur besseren Vergleichbarkeit mit der Planungsperiode wurde die historische Ertragslage um außerordentliche, einmalige oder nicht wiederkehrende Ergebnisse bereinigt.
- 197 Die Bereinigungen wurden in Zusammenarbeit mit dem Management der Gesellschaft sowie der Bewertungsgutachterin auf Gruppenebene identifiziert sowie quantifiziert. Ausgangsbasis hierfür waren die seitens des Managements identifizierten Bereinigungen als Teil der regulären finanziellen Berichterstattung.
- 198 Im nächsten Schritt wurden diese Bereinigungen seitens der Bewertungsgutachterin und von uns hinsichtlich ihrer Sachgerechtigkeit für Zwecke dieser Bewertung geprüft.
- 199 Die Bereinigungen dienen lediglich der Beurteilung der Planzahlen und haben keinen Ergebniseffekt im Rahmen der Bewertungsmethodik.
- 200 Die nachstehende obere Tabelle stellt die Überleitung der Ertragslage ausgehend von der geprüften IFRS-Zahlenbasis für die Jahre 2020 bis 2022 und der Hochrechnung der ungeprüften IFRS-Zahlenbasis zum 31. Oktober 2023 auf den 31. Dezember 2023 zur bereinigten Ertragslage dar. Die untere Tabelle setzt auf dem EBITDA gemäß der Planungsstruktur auf.

**Tabelle 26: Tion Renewables – Bereinigungen EBITDA**

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>14.994</b>	<b>16.820</b>	<b>34.117</b>	<b>27.673</b>
EBITDA, IFRS, vor Bereinigungen	9.020	9.268	19.838	13.954
Einmalige Aufwendungen auf Konzernebene	205	88	1.839	1.264
<i>davon Rechts- und Beratungskosten</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	1.839	771
<i>davon aufgelaufene Vorauszahlungsgebühren</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	-	173
<i>davon Sonstiges</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	-	248
Einmalige Reparatur- und Instandhaltungskosten	455	232	704	1.106
Einmalige sonstige betriebliche Erträge	(24)	(275)	(135)	(153)
Periodenfremde Erträge	(1)	(10)	(147)	(37)
Periodenfremde Aufwendungen	46	37	65	40
Auflösung von Rückstellungen für Prozesskosten	59	(59)	-	-
Normalisierung der Aufsichtsratsvergütung	(127)	-	-	-
Abschreibung von Forderungen	-	-	682	-
Zuführung zu Rückstellungen für virtuelle Aktien	-	-	-	714
Doppelbuchung von Aufwendungen	-	-	-	127
Umbuchung von Umsatzerlösen	-	-	(103)	103
Umbuchung von Finanzierungskosten	-	-	-	172
<b>Summe Bereinigungen</b>	<b>613</b>	<b>13</b>	<b>2.905</b>	<b>3.336</b>
<b>EBITDA, IFRS, nach Bereinigungen</b>	<b>9.633</b>	<b>9.281</b>	<b>22.743</b>	<b>17.289</b>
<i>EBITDA-Marge vor Bereinigungen (in % der Umsatzerlöse)</i>	<i>60,2%</i>	<i>55,1%</i>	<i>58,1%</i>	<i>50,4%</i>
<i>EBITDA-Marge nach Bereinigungen (in % der Umsatzerlöse)</i>	<i>64,2%</i>	<i>55,2%</i>	<i>66,7%</i>	<i>62,5%</i>

EUR Tsd.	Ist GJ20	Ist GJ21	Ist GJ22	HR GJ23
EBITDA, Planungsstruktur, vor Bereinigungen	8.620	8.446	18.607	12.927
Summe Bereinigungen	613	13	2.905	3.336
<b>EBITDA, Planungsstruktur, nach Bereinigungen</b>	<b>9.233</b>	<b>8.459</b>	<b>21.512</b>	<b>16.263</b>
<i>EBITDA-Marge vor Bereinigungen (in % der Umsatzerlöse)</i>	<i>57,5%</i>	<i>50,2%</i>	<i>54,5%</i>	<i>46,7%</i>
<i>EBITDA-Marge nach Bereinigungen (in % der Umsatzerlöse)</i>	<i>61,6%</i>	<i>50,3%</i>	<i>63,1%</i>	<i>58,8%</i>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

### Erläuterungen der Bereinigungen

- 201 Einmalige Aufwendungen auf Konzernebene enthalten im GJ22 und in der Hochrechnung für GJ23 im Wesentlichen Rechts- und Beratungskosten im Zusammenhang mit der Portfolioerweiterung und der Aufnahme eines unbesicherten Darlehens. Für das GJ20 und GJ21 lagen keine detaillierten Informationen zu der Unterteilung der einmaligen Aufwendungen auf Konzernebene vor.
- 202 Einmalige Reparatur- und Instandhaltungskosten umfassen unter anderem Reparaturen nach Blitzeinschlägen, Schneeabhebungen oder Serviceleistungen in Zusammenhang mit der Instandhaltung der Anlagen und sind als außerordentlich zu klassifizieren.
- 203 Sonstige betriebliche Erträge mit nicht wiederkehrendem Charakter beinhalten Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen, Versicherungsentschädigungen, Erstattungen im Zusammenhang mit dem Aufwendungsausgleichsgesetz sowie sonstige unregelmäßige Erträge.
- 204 Des Weiteren wurde das EBITDA um periodenfremde Erträge und Aufwendungen bereinigt.
- 205 Im GJ20 wurde eine Rückstellung für Prozesskosten gebucht, die im GJ21 aufgelöst wurde. Die Anpassung stellt den Periodenbezug wieder her.
- 206 Im GJ20 wurden Vergütungen für den Aufsichtsrat unterhalb des marktüblichen Niveaus gezahlt. Daher wurde eine Anpassung an das Marktniveau vorgenommen.
- 207 Die Abschreibung von Forderungen umfasst im Wesentlichen die Abschreibung einer Einlage, die bei der Zuteilung des staatlichen Vergütungsmechanismus in Polen getätigt wurde. Im Zuge des Austritts aus dem staatlichen Vergütungsmechanismus zugunsten des Stromabnahmevertrages mit Saint-Gobain verfiel diese.

- 208 Die Zuführung zur Rückstellungen für virtuelle Aktien wurde im Personalaufwand verbucht. Aufgrund des Einmalcharakters wurde dieser Aufwand im Zuge der Bereinigung dem EBITDA hinzuaddiert.
- 209 Zwei Rechnungen für die technische Betriebsführung und Wartung wurden doppelt erfasst und daher von uns eliminiert.
- 210 Im GJ22 wurde ein um EUR 103 Tsd. zu hoher Umsatz für das jährliche Settlement aus einem Stromabnahmevertrag gebucht. Im GJ23 wurde diese Differenz als Aufwand verbucht. Die Anpassung stellt den Periodenbezug wieder her.
- 211 Im GJ23 wurden Finanzierungskosten unter den Betriebskosten ausgewiesen. Daher erfolgt eine Hinzurechnung in dieser Höhe.
- 212 Im Ergebnis beträgt die von uns bereinigte EBITDA-Marge auf der geprüften IFRS-Zahlenbasis im GJ23 62,5%. Gemäß der Planungsstruktur ergibt sich im GJ23 eine bereinigte EBITDA-Marge von 58,8%.
- 213 Die von der Bewertungsgutachterin vorgenommene Bereinigung der Ertragslage weicht in den GJ20 und GJ21 geringfügig von unseren Ergebnissen ab. Insgesamt ergeben sich jedoch keine Beanstandungen.

### 3.1.5 Vergleichsunternehmen

- 214 Die Identifikation von Vergleichsunternehmen (sog. „Peer Group“) ist essentieller Bestandteil einer Unternehmensbewertung. Die Peer Group hat dabei unterschiedliche Zwecke zu erfüllen:
- a) **Kapitalkosten (siehe Kapitel 3.6: „Kapitalkosten“):** Bei der Ermittlung der Eigenkapitalkosten erfolgt die Bestimmung eines angemessenen Betafaktors über eine Gruppe börsennotierter Vergleichsunternehmen, sofern das Bewertungsobjekt nicht börsennotiert ist oder die zugrundeliegenden Kapitalmarktdaten des Bewertungsobjekts nicht aussagekräftig sind.
  - b) **Wachstums- und Margen-Analysen (siehe Kapitel 3.4.3: „Planungsrechnung“):** Die der Unternehmensplanung zugrunde liegenden prognostizierten finanziellen Überschüsse sind im Rahmen von Plausibilitätsüberlegungen zu überprüfen.<sup>48</sup> Als Anhaltspunkt für die Plausibilität der geplanten Überschüsse kann insbesondere ein Vergleich des geplanten Wachstums und der geplanten Margen mit dem Wachstum und den Margen der Peer-Unternehmen dienen.
  - c) **Multiplikatorverfahren (siehe Kapitel 3.7.4: „Plausibilisierung anhand vergleichender Multiplikatorenbewertung“):** Zur Untersuchung der Plausibilität von ermittelten Unternehmenswerten nach dem Ertragswertverfahren bzw. nach dem DCF-Verfahren können vereinfachte Preisfindungen durch die Anwendung von Multiplikator-Verfahren herangezogen werden.<sup>49</sup> Diese können aus den Kursdaten und den Geschäftsberichten sowie weiteren öffentlich zugänglichen Informationen der Peer-Unternehmen abgeleitet werden.
- 215 So hat die Bewertungsgutachterin eine Peer Group zur Kapitalkostenbestimmung für Zwecke der Risikoeinschätzung der zu erwartenden Zahlungsströme des Bewertungsobjekts bestimmt, wie auch zur Analyse und Plausibilisierung der Ertragskraft über marktorientierte Bewertungsverfahren.
- 216 Entsprechend dem Beschluss des Landgerichts Münchens über unsere Bestellung konstatieren wir folgend eigene Feststellungen zur Vorgehensweise und Auswahl der Peer Group an.

#### 3.1.5.1 Auswahl der Peer Group

- 217 Bei der Definition der Peer Group kommen grundsätzlich Unternehmen der gleichen Branche mit einer ähnlichen Produkt- und Marktstruktur in Frage. Eine absolute Deckungsgleichheit der

<sup>48</sup> IDW S 1 i.d.F. 2008, Tz. 68, 81, 107, 108.

<sup>49</sup> IDW S 1 i.d.F. 2008, Tz. 143 und Tz. 164 ff.

Vergleichsunternehmen mit dem zu bewertenden Unternehmen ist weder möglich noch erforderlich. Allerdings sollten die künftigen Zahlungsüberschüsse der Vergleichsunternehmen und des Bewertungsobjekts aus einem weitgehend übereinstimmenden Geschäftsmodell resultieren.

- 218 Im Hinblick auf die Ableitung von Kapitalkosten (und der damit verbundenen Ermittlung der Bewertungsparameter wie der Betafaktoren) und die marktorientierte Bewertung (wie die Multiplikator-Methode) ist die Verfügbarkeit von Kapitalmarktdaten unabdingbar. Aus diesem Grund werden in der Bewertungspraxis vorrangig börsennotierte Unternehmen als Vergleichsunternehmen herangezogen, da diese im Vergleich zu nicht-börsengelisteden Gesellschaften weitreichende relevante Daten und Informationen veröffentlichen.
- 219 Werden die Kriterien sehr eng gesetzt, so ergeben sich meistens nur sehr kleine Gruppen von oft recht gut vergleichbaren Unternehmen, während bei breit ausgelegten Kriterien der Umfang der Peer Group auf Kosten der Vergleichbarkeit erhöht wird.
- 220 Zur eigenen Feststellung von börsennotierten Unternehmen mit vergleichbarem Geschäftsmodell und Leistungsspektrum sind wir nach folgenden qualitativen und quantitativen Kriterien vorgegangen.
- 221 Ausgehend von am Kapitalmarkt gelisteten Unternehmen haben wir im ersten Schritt solche mit dem qualitativen Kriterium der operativen Vergleichbarkeit identifiziert. So haben wir die Liste potentieller Vergleichsunternehmen auf solche beschränkt, die in derselben Branche wie das Bewertungsobjekt operieren. Aufgrund von Recherchen auf der Plattform des Finanzmarktdaten-Anbieters S&P Global Market Intelligence wurde die Industrie als „*Independent Power and Renewable Electricity Producers*“ klassifiziert. Die resultierende Anzahl an börsennotierten Unternehmen nach diesem Filterschritt beträgt 1.877.
- 222 Weiterhin spielt die Vergleichbarkeit im Sinne des quantitativen Kriteriums der Unternehmensgröße bei Auswahl der Peer Group eine Rolle. Vor dem Hintergrund der Börsenbewertung für die Bewertungsobjekte haben wir nur Unternehmen mit einer Marktkapitalisierung von mehr als EUR 100 Mio. als vergleichbar angesehen. Die EUR 100 Mio.-Grenze wurde gewählt, da die Aussagekraft von Aktienkursen auch durch die Höhe der zugrundeliegenden Marktkapitalisierung beeinflusst wird. Je geringer die Marktkapitalisierung ist, desto weniger wird das entsprechende Unternehmen am Kapitalmarkt gehandelt und desto weniger werden die zugrundeliegenden wirtschaftlichen Fundamentalentwicklungen im Aktienkurs widergespiegelt. Das gleiche Prinzip gilt ebenfalls für einen zu geringen Streubesitz. Befindet sich nur ein kleiner Anteil der insgesamt ausstehenden Aktien eines Unternehmens im Streubesitz, so wird die wirtschaftliche Entwicklung im Allgemeinen nur unzureichend im Aktienkurs reflektiert. Nachdem wir diese Unternehmensmindestgröße definiert haben, reduziert sich die Liste potentieller Peer Unternehmen auf 1.093.
- 223 Zur Erfüllung des qualitativen Kriteriums der geographischen Vergleichbarkeit haben wir uns auf Unternehmen in Europa beschränkt, da der operative Fokus von Tion Renewables auf dem europäischen Raum liegt. Die Anzahl der potentiellen Peer-Unternehmen nach diesem Filterschritt beträgt 173.
- 224 Wie bereits erläutert, ist ein ausreichender Streubesitz Grundlage für die adäquate Abbildung der zugrundeliegenden wirtschaftlichen Fundamentalentwicklungen im Börsenkurs. Daher wurden nur solche Unternehmen berücksichtigt, die einen Streubesitzanteil von mehr als 20% aufwiesen. Dieser Filterschritt resultierte in einer Anzahl von 135 börsennotierten Vergleichsunternehmen.
- 225 Diese 135 potentiellen Vergleichsunternehmen umfassen jedoch auch vertikal integrierte Unternehmen, die beispielsweise die Entwicklung und Errichtung von Wind- und Solarparks übernehmen oder als Dienstleister agieren. Daher wurden die Unternehmen bezüglich ihres Geschäftsmodells analysiert und nur solche Unternehmen berücksichtigt, die Wind- und Solarparks erwerben und betreiben. Dies umfasst ebenfalls reine Investment-Gesellschaften („YieldCos“), die ausschließlich Portfolios von Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien ohne Entwicklungsrisiko halten. Nach diesem Filterungsschritt umfasst die Peer Group neun Vergleichsunternehmen.
- 226 Im letzten Schritt haben wir separat Investment-Gesellschaften („YieldCos“) mit einem geographischen Fokus in Europa als potentielle Vergleichsunternehmen in einschlägigen

Markt- und Analystenberichten analysiert, die aufgrund einer eingeschränkten Datenverfügbarkeit (z.B. Industrieklassifikation) in S&P Global Market Intelligence aus unserer Vorauswahl exkludiert wurden. Hierbei konnten wir eine weitere YieldCo identifizieren, die hinsichtlich der oben genannten Auswahlkriterien als Vergleichsunternehmen geeignet ist. Durch die Aufnahme dieses weiteren Unternehmens umfasst die Peer Group in der finalen Version insgesamt zehn Vergleichsunternehmen.

#### **7C Solarparken AG**

- 227 7C Solarparken AG („7C Solaranlagen“) erwirbt, besitzt und betreibt Solaranlagen in Deutschland und Belgien. Über 90% der Anlagen aus dem Portfolio der Gesellschaft liegen in Deutschland, primär in Bayern und Sachsen. 7C Solarparken AG verfügt sowohl über Anlagen auf Freiflächen als auch über Dachanlagen, wobei die Freiflächenanlagen den größten Anteil am Portfolio bilden. Neben Solaranlagen betreibt die Gesellschaft außerdem zwei in 2019 erworbene Windkraftanlagen. Insgesamt kommt die Gesellschaft mit ihrem Portfolio auf ein Gesamtanlagenvolumen von 449 Megawattpeak (MWp). Die 7C Solarparken AG hat ihren Sitz in Bayreuth, Deutschland.

#### **Alerion Clean Power S.p.A.**

- 228 Alerion Clean Power S.p.A. („Alerion“) ist ein Stromerzeuger mit Fokus auf erneuerbare Energiequellen, und konzentriert sich hierbei auf Windkraft und Solarenergie. Das Unternehmen erwirtschaftet einen Großteil seiner Umsatzerlöse in Italien, besitzt jedoch auch Anlagen in Spanien, dem Vereinigten Königreich, Rumänien und Bulgarien. Mit Stand Dezember 2022 betreibt Alerion Clean Power S.p.A. Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 893 MW. Das Unternehmen wurde 2003 gegründet und hat ihren Sitz in Mailand, Italien.

#### **clearvise AG**

- 229 clearvise AG („clearvise“) ist ein unabhängiger Stromproduzent im Markt der erneuerbaren Energien. Das Portfolio umschließt Wind- und Solarparks in Deutschland, Frankreich, Finnland und Irland. Von dem Gesamtanlagenvolumen i.H.v. rd. 303 MW mit Stand Dezember 2022 entfallen 133 MW auf Solarparks und 169 MW auf Windparks. 0,8 MW generiert das Unternehmen außerdem mit Biogasanlagen. Die clearvise AG wurde im Jahr 2010 gegründet und hat ihren Sitz in Wiesbaden, Deutschland.

#### **Edisun Power Europe AG**

- 230 Edisun Power Europe AG („Edisun“) ist ein Solarstromproduzent und betreibt Solarstromanlagen in Spanien, Frankreich, Deutschland, Schweiz, Portugal und Italien. Insgesamt besitzt die Gesellschaft 36 Solarstromanlagen mit einer Gesamtleistung von 106 MW. Das Unternehmen wurde 1997 gegründet und hat seinen Hauptsitz in Zürich, Schweiz.

#### **Encavis AG**

- 231 Encavis AG („Encavis“) ist ein unabhängiger Stromerzeuger und erwirbt und betreibt Solar- und Windparks in Europa. Das Portfolio des Unternehmens umfasst über 200 Solarparks sowie über 100 Windparks in Deutschland, Italien, Frankreich, Dänemark und weiteren Ländern Europas mit einer Gesamtleistung von mehr als 3,4 GW. Davon betreibt das Unternehmen mehr als 30 Solar- und über 50 Windparks für Dritte. Die Encavis AG hat ihren Hauptsitz in Hamburg, Deutschland.

#### **ERG S.p.A.**

- 232 Die ERG S.p.A. („ERG“) ist über ihre Tochtergesellschaften in Italien, Frankreich, Deutschland, dem Vereinigten Königreich, Polen, Bulgarien, Schweden, Rumänien und Spanien in der Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen tätig. Die Gesellschaft fokussiert sich hierbei auf Wind- und Solarkraft und besitzt Windparks mit einer installierten Kapazität von 2.717 MW und Solarparks mit einer installierten Kapazität von 370 MW. Das Unternehmen wurde 1938 gegründet und hat seinen Hauptsitz in Genua, Italien.

#### **Aquila European Renewables Plc**

- 233 Aquila European Renewables Plc („Aquila“) betreibt Wind- und Solarparks in Spanien, Dänemark, Norwegen, Portugal, Griechenland und Finnland. Außerdem besitzt die

Gesellschaft 18% an einem Wasserkraftwerk. Die Windparks erreichen eine Gesamtleistung von 213,7 MW, während die Solaranlagen ein Volumen von 230,7 MWp besitzen.

#### Greencoat Renewables PLC

234 Greencoat Renewables PLC („Greencoat“) investiert in Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien in Europa. Das Unternehmen besitzt und betreibt mit Stand Dezember 2022 insgesamt 39 Windfarmen zum Großteil in Irland, aber auch in Deutschland, Frankreich, Schweden, Finnland und Spanien. Das Portfolio erreicht eine Erzeugungskapazität von rund 1.316 MW. Greencoat Renewables PLC wurde im Jahr 2017 gegründet und hat ihren Sitz in Dublin, Irland.

#### Octopus Renewables Infrastructure Trust plc

235 Octopus Renewables Infrastructure Trust plc („Octopus“) ist eine Investmentgesellschaft, die in Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien in Europa investiert. Zum Dezember 2022 besitzt das Unternehmen 39 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 668 MW. Geographisch konzentriert sich die Gesellschaft im Wesentlichen auf das Vereinigte Königreich, Irland, Frankreich, Finnland und Polen. Das Portfolio besteht zum größten Teil aus Onshore-Windparks und Solaranlagen. Das Unternehmen wurde im Jahr 2019 gegründet und hat seinen Sitz in London, Vereinigtes Königreich.

#### The Renewables Infrastructure Group Limited

236 The Renewables Infrastructure Group Limited („TRIG“) ist eine Investmentgesellschaft, die sich auf Anlagen im Bereich erneuerbare Energien fokussiert. Das Unternehmen ist insgesamt in 86 Anlagen investiert, wobei es bei etwas mehr als die Hälfte eine Beteiligung von 100% hält. Geographisch fokussiert sich das Unternehmen auf das Vereinigte Königreich, Frankreich, Irland, Deutschland und Skandinavien. Die Anlagen bestehen im Wesentlichen aus Solar- und Windparks.

**Tabelle 27: Peer Group im Vergleich zum Bewertungsobjekt**

EUR Mio.	Hauptsitz	LTM Umsatz	LTM EBITDA	LTM EBIT
<b>Vergleichsunternehmen</b>				
7C Solarparken AG	Deutschland	79	63	32
Alerion Clean Power S.p.A.	Italien	211	183	137
clearvise AG	Deutschland	61	42	18
Edisun Power Europe AG	Schweiz	19	14	8
Encavis AG	Deutschland	486	293	170
ERG S.p.A.	Italien	693	451	230
Aquila European Renewables Plc	Vereinigtes Königreich	69	n/a	n/a
Greencoat Renewables PLC	Irland	406	277	n/a
Octopus Renewables Infrastructure Trust plc	Vereinigtes Königreich	156	99	n/a
The Renewables Infrastructure Group Limited	Guernsey	n/a	n/a	n/a
<b>Bewertungsobjekt</b>				
Tion Renewables AG	Deutschland	34	18	5

Quelle: S&P Capital IQ, Unternehmensinformationen, A&M Analyse

Anmerkung: Für die YieldCos wurden die Kennzahlen des zugrunde liegenden Portfolios abgefragt.

#### 3.1.5.2 Prüfung der Peer Group der Bewertungsgutachterin

237 Wir haben die Auswahl der Vergleichsunternehmen durch die Bewertungsgutachterin detailliert nachvollzogen. Unsere eigenen Recherche- und Analyseschritte hinsichtlich vergleichbarer Betreiber von Wind- und Solaranlagen in Europa ergaben im ersten Schritt eine abweichende Peer Group im Vergleich zur Auswahl der Bewertungsgutachterin. Daher wird im Folgenden die Vorgehensweise und Auswahl der Vergleichsunternehmen durch die Bewertungsgutachterin kurz erläutert.

238 Die vorgenommenen Filterungsschritte durch die Bewertungsgutachterin sind im Wesentlichen mit unserer Vorgehensweise vergleichbar. Im Gegensatz zu unserer Vorgehensweise berücksichtigte die Gutachterin jedoch nicht nur Unternehmen, die Wind- und Solarparks erwerben und betreiben, sondern auch vertikal integrierte Unternehmen, die beispielsweise die

Entwicklung und Errichtung von Wind- und Solarparks übernehmen oder als Dienstleister agieren. Die Bewertungsgutachterin berücksichtigte zudem Unternehmen, deren operativer Schwerpunkt in der Stromerzeugung aus weiteren erneuerbaren Energiequellen (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) und dem Stromgroßhandel besteht oder zu einem wesentlichen Teil außerhalb Europas liegt. Weiterhin wiesen die berücksichtigten Unternehmen zum Teil eine eingeschränkte Liquidität auf, was sich in einer hohen Geld-Brief-Spanne und einem unregelmäßigen Handel der Aktien widerspiegelte.

239 Grundsätzlich weisen Unternehmen, die in der Entwicklung und Errichtung von Wind- und Solarparks oder dem Stromgroßhandel tätig sind, ein deutlich höheres operatives Risiko im Vergleich zu reinen Betreibern von Wind- und Solarparks auf.<sup>50</sup> Weiterhin sollten die Unternehmen der Peer Group hinsichtlich des geographischen Fokus und der Energiequellen für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vergleichbar sein. Aus diesem Grund haben wir der Bewertungsgutachterin die Exklusion folgender Unternehmen der Peer Group vorgeschlagen:

- Energiekontor AG (Projektentwickler);
- Arise AB (Projektentwickler);
- Brookfield Renewables Partners L.P. (Geographischer Fokus in Nord- und Lateinamerika sowie Asien).
- Enefit Green AS (Operativer Fokus in der Kraft-Wärme-Kopplung);
- Audax Renovables, S.A. (Tätigkeiten im Stromgroßhandel und -vertrieb);
- Clere AG (Unzureichende Liquiditätskriterien, Geld-Brief-Spanne über 2,00%).

240 Neben unseren Vorschlägen zur Exklusion von unzutreffenden Vergleichsunternehmen der Peer Group beinhalteten unsere Vorschläge auch die Inkludierung von zusätzlichen Unternehmen, die im Wesentlichen auf den Betrieb von Wind- und Solarparks im europäischen Raum ausgerichtet sind und teilweise auch börsennotierte Investmentgesellschaften (YieldCo) umfassen. Folgende Unternehmen wurden dabei von uns als weitere relevante Vergleichsunternehmen der Peer Group vorgeschlagen:

- Alerion Clean Power S.p.A.;
- Clearwise AG;
- Edison Power Europe AG;
- Aquila European Renewables Plc (YieldCo);
- Greencoat Renewables Plc (YieldCo);
- Octopus Renewables Infrastructure Trust Plc (YieldCo);
- The Renewables Infrastructure Group Limited (YieldCo).

241 Die von der Bewertungsgutachterin angepasste Peer Group auf Basis unserer Vorschläge ergab eine übereinstimmende Peer Group von insgesamt zehn Unternehmen. Daher erachten wir die von EY zugrunde gelegte Vergleichsgruppe für sachgerecht.

### **3.2 Bewertungsstichtag**

242 Der maßgebliche Bewertungsstichtag für die Ermittlung des Unternehmenswerts als Grundlage für die Ableitung der Barabfindung ist der Tag der Hauptversammlung der Tion Renewables AG, auf der der Beschluss zur Übertragung der Aktien der Minderheitsaktionäre gefasst werden soll. Die Beschlussfassung ist im Rahmen der außerordentlichen Hauptversammlung am 22. Februar 2024 vorgesehen (der „Bewertungsstichtag“).

---

<sup>50</sup> Vgl. Mitidieri (2020), The Evolution of the YieldCo Structure in the United States, Glucksman Institute for Research in Securities Markets, S. 6.

### 3.3 Prüfung der Angemessenheit der Abfindung

#### 3.3.1 Anforderungen an die Festlegung der angemessenen Abfindung gemäß 327b Abs. 1 Satz 1 AktG

243 Gemäß § 327a Abs. 1 S. 1 AktG kann die Hauptversammlung einer Aktiengesellschaft auf Verlangen eines Aktionärs, dem Aktien der Gesellschaft i.H.v. mindestens 95 Prozent des Grundkapitals gehören (Hauptaktionär), die Übertragung der Aktien der übrigen Aktionäre (Minderheitsaktionäre) auf den Hauptaktionär gegen Gewährung einer angemessenen Barabfindung beschließen. Hierbei wird die Höhe der Barabfindung nach § 327b Abs. 1 S. 1 AktG auf Basis der Verhältnisse der Gesellschaft zum Zeitpunkt der Beschlussfassung ihrer Hauptversammlung ermittelt.

244 Zur Ermittlung der Barabfindung nach § 327b Abs. 1 S. 1 AktG wird nach der Rechtsprechung zu gesellschaftsrechtlichen Strukturmaßnahmen und der allgemeinen Bewertungspraxis der Wert des Unternehmens als Ganzes herangezogen.<sup>51</sup>

245 Für die Ermittlung der angemessenen Barabfindung stehen gemäß dem „IDW Standard: Grundsätze zur Durchführung von Unternehmensbewertungen (IDW S 1 i.d.F. 2008)“ („IDW S 1“) sowie dem aktuellen Stand der Rechtsprechung und der Bewertungspraxis verschiedene Methoden zur Verfügung, die im Folgenden dargestellt werden.

#### 3.3.2 Angemessenheit der Bewertungsmethode zur Ermittlung der Abfindung

246 Die im Folgenden wiedergegebenen Bewertungsgrundsätze gelten heute in der Theorie und Praxis für die Unternehmensbewertung als gesichert und haben ihren Niederschlag in der Literatur und in den Verlautbarungen des Instituts der Wirtschaftsprüfer („IDW“), insbesondere in dem „IDW Standard: Grundsätze zur Durchführung von Unternehmensbewertungen (IDW S 1 i.d.F. 2008)“ („IDW S 1“), gefunden.

##### 3.3.2.1 Anwendbarkeit von Börsenkursen

247 Der IDW S 1 beschreibt in Tz. 16, dass bei einigen speziellen Unternehmensbewertungsanlässen, z.B. Abfindung gemäß §§ 327a f. AktG, der Verkehrswert von börsennotierten Aktien nicht ohne Rücksicht auf den Börsenkurs zu ermitteln ist.

248 So darf nach höchstrichterlicher Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts („BVerfG“) und des Bundesgerichtshofs („BGH“) zu – an einem organisierten Kapitalmarkt – börsennotierten Aktiengesellschaften die Bemessung der Abfindung nicht ohne Berücksichtigung des Börsenkurses als Untergrenze der Abfindung erfolgen, wenn der Börsenkurs den Verkehrswert der Aktie widerspiegelt (Beschluss des BVerfG vom 27. April 1999 - 1 BvR 1613/94, BVerfGE 100, 289 ff.; Beschluss des BGH vom 12. März 2001 - II ZB 15/00, BGHZ 147, 108 ff.).

249 Hinsichtlich der Frage nach dem relevanten Referenzzeitraum hat der BGH mit Beschluss vom 19. Juli 2010 - II ZB 18/09 entschieden, dass der der Abfindung als Untergrenze zugrunde zu legende Börsenwert der Aktie grundsätzlich auf Basis eines nach dem Handelsvolumen gewichteten Durchschnittskurses innerhalb einer dreimonatigen Referenzperiode vor Bekanntmachung der Strukturmaßnahme zu ermitteln ist.

250 Der BGH bezieht sich in seiner Begründung unter anderem auf die normative Wertung in § 5 Abs. 1 WpÜG-Angebotsverordnung („WpÜG-AngVO“), wonach es für den Mindestangebotspreis bei Übernahme- und Pflichtangeboten auf den gewichteten Durchschnittskurs der drei Monate vor Veröffentlichung der Entscheidung zur Abgabe des Angebots bzw. vor Veröffentlichung des Erreichens der Kontrollschwelle ankommt.

251 Auch mit dem Börsenkurs soll, so der BGH, der Verkehrswert der Aktie ermittelt werden, den sie ohne die anstehende Strukturmaßnahme hätte. Ab Bekanntwerden der Maßnahme wird diese aber in den Kurs eingepreist, sodass dieser Kurs nicht mehr den Verkehrswert ohne die Maßnahme widerspiegelt.

252 Außerdem ist – wie der BGH betont – der Durchschnittskurs aus dem Dreimonatszeitraum vor der beschlussfassenden Hauptversammlung aus technischen Gründen schon deshalb kaum

<sup>51</sup> Vgl. Beschluss des Bundesverfassungsgerichts vom 27. April 1999, 1 BvR 1613/94, BVerfGE 100, 289 ff.

praktikabel, weil die Abfindung mit der Einberufung bekannt gegeben werden muss, der Kurs unmittelbar vor der Hauptversammlung wegen der zu beachtenden Einberufungsfrist (§ 123 Abs. 1 AktG) zu diesem Zeitpunkt aber noch gar nicht feststehen kann.

- 253 Es kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass der Börsenkurs den Verkehrswert der Aktien widerspiegelt, wenn (BGH, Urteil vom 12. März 2001, Aktenzeichen II ZB 15/00):
- über einen längeren Zeitraum praktisch kein Handel mit den Aktien der Gesellschaft stattgefunden hat;
  - der einzelne außenstehende Aktionär aufgrund einer Marktengung nicht in der Lage war, seine Aktien zum Börsenkurs zu veräußern; oder
  - eine Manipulation des Börsenpreises vorlag.
- 254 In diesem Fall kommt der Börsenwert nicht als Wertuntergrenze in Betracht. Dies gilt sowohl bei einer Barabfindung als auch bei der Abfindung in Aktien (ebenfalls BGH, Urteil vom 12. März 2001, Aktenzeichen II ZB 15/00).
- 255 Ferner besagt § 5 Abs. 4 WpÜG-AngVO, dass der Börsenwert dann nicht als Wertuntergrenze anwendbar ist, wenn kumulativ folgende Bedingungen erfüllt sind:
- Es konnte an weniger als einem Drittel der Handelstage im Dreimonatszeitraum vor Bekanntgabe der Strukturmaßnahme ein Börsenkurs festgestellt werden;
  - Es bestehen im Betrachtungszeitraum bei mehreren nacheinander festgestellten Börsenkursen Abweichungen um mehr als 5%.
- 256 Das OLG Karlsruhe hat eine analoge Anwendbarkeit dieser Kriterien für aktienrechtliche Strukturmaßnahmen bestätigt (OLG Karlsruhe vom 22. Juni 2015, Az. 12a W5/15).
- 257 In seinem aktuellen Beschluss vom 21. Februar 2023, Az. II ZB 12/21, hat der BGH klargestellt, dass der Börsenkurs (allein) eine geeignete Grundlage darstellen kann, um die Barabfindung nach § 305 AktG und den Ausgleich nach § 304 AktG zu bestimmen. Somit wird in diesem Urteil dem Börsenkurs eine deutlich höhere Bedeutung als eigenständige Bewertungsmethode und nicht nur als Untergrenze der Barabfindung beigemessen. Wird der Börsenkurs als alleinige maßgebliche Bewertungsmethode angewendet, werden an ihn erheblich höhere Anforderungen gestellt als lediglich die Verkehrsfähigkeit der Aktie und der Ausschluss einer Marktengung nach den Kriterien des § 5 Abs. 4 WpÜG-AngVO.
- 258 Als zentrales Kriterium für die Ableitung des Unternehmenswerts aus dem Börsenkurs wird für den konkreten Fall eine effektive Informationsbewertung durch den Markt gefordert, weil nur unter dieser Bedingung eine Verbindung zwischen dem „wahren“, „wirklichen“ Wert der Beteiligung und dem Börsenkurs besteht. Für eine solche Analyse wurden noch keine allgemein gültigen Standards entwickelt. Zur Beurteilung der Aussagekraft des Börsenkurses sind neben der oben erwähnten Analyse der Verkehrsfähigkeit der Aktie umfangreiche Untersuchungen der vorhandenen Informationsbasis und des Informationsflusses sowie eine tiefgehende Analyse der Aktienliquidität notwendig.

### 3.3.2.2 Anwendbarkeit des Ertragswertverfahrens

- 259 Der Wert des Eigenkapitals nach IDW S 1 bestimmt sich unter der Voraussetzung ausschließlich finanzieller Ziele durch den Barwert der finanziellen Überschüsse an die Unternehmenseigner (sog. Zukunftserfolgswert) zuzüglich des Werts etwaiger nicht betriebsnotwendiger Vermögenswerte. Die Wertermittlung erfolgt grundsätzlich unter der Annahme der Fortführung des Unternehmens. Zur Ableitung des Barwerts der finanziellen Überschüsse werden Kapitalkosten verwendet, welche die Rendite aus einer zur Investition in das zu bewertende Unternehmen adäquaten Alternativenanlage repräsentieren. Die Nettoeinnahmen der Unternehmenseigner hängen in erster Linie von der Fähigkeit des Unternehmens ab, finanzielle Überschüsse zu erwirtschaften.<sup>52</sup>
- 260 In der theoretischen und praktischen Anwendung kommen hierbei das Ertragswertverfahren und die Varianten der DCF-Methode zur Verwendung. Nur für den Fall, dass der Barwert der finanziellen Überschüsse, die sich bei Liquidation des gesamten Unternehmens ergeben (sog.

---

<sup>52</sup> Vgl. IDW S 1, Rz. 25.

Liquidationswert), den Fortführungswert übersteigt, kommt der Liquidationswert als Unternehmenswert in Betracht (vgl. Abschnitt 3.3.2.5).<sup>53</sup>

- 261 Der Zukunftserfolgswert ergibt sich grundsätzlich aus den finanziellen Überschüssen, die bei Fortführung des Unternehmens und Veräußerung etwaigen nicht betriebsnotwendigen Vermögens erwirtschaftet werden. Eine Unternehmensbewertung setzt daher die Prognose der entziehbaren künftigen finanziellen Überschüsse des Unternehmens voraus. Wertbestimmend sind aber nur diejenigen finanziellen Überschüsse des Unternehmens, die in den Verfügungsbereich der Eigentümer gelangen (sog. Zuflussprinzip).
- 262 Der Unternehmenswert lässt sich rechentechnisch direkt (einstufig) durch Nettokapitalisierung ermitteln, indem die um Fremdkapitalkosten verminderten finanziellen Überschüsse in einem Schritt diskontiert werden (z.B. Ertragswertverfahren). Alternativ kann der Wert des Eigenkapitals auch indirekt durch Brutto-Kapitalisierung nach dem Konzept der durchschnittlichen gewogenen Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital - WACC) mit dem sog. WACC-Ansatz, dem Adjusted Present Value- oder dem Total Cashflow-Ansatz (APV-Ansatz bzw. TCF-Ansatz) ermittelt werden. Bei der direkten Ermittlung werden die finanziellen Überschüsse um die Fremdkapitalkosten vermindert und danach in einem Schritt diskontiert. Bei der indirekten Ermittlung werden die finanziellen Überschüsse aus der Geschäftstätigkeit diskontiert und anschließend der so ermittelte Unternehmensgesamtwert (Enterprise Value) um den Marktwert der verzinslichen Verbindlichkeiten gekürzt.
- 263 Bei der Abfindungsbemessung im Rahmen von aktienrechtlichen Strukturmaßnahmen wird von der Rechtsprechung regelmäßig auf die Wertrelevanz persönlicher Steuern hingewiesen, sodass unsere Prüfung die Ermittlung des Werts des Eigenkapitals unter der Annahme der unmittelbaren Typisierung gemäß IDW S 1 zugrunde legt, d.h. unter Berücksichtigung typisierter persönlicher Einkommensteuern aus der Perspektive einer inländischen unbeschränkt steuerpflichtigen natürlichen Person als Anteilseigner (Wert des Eigenkapitals nach persönlichen Steuern).

#### Vorgehensweise einer Bewertung anhand des Ertragswertverfahrens

- 264 Der Wert des Eigenkapitals kann gemäß IDW S 1, wie zuvor beschrieben, nach der Ertragswert-Methode oder auf Basis einer oder mehrerer Varianten der DCF-Methode ermittelt werden.<sup>54</sup> Bei sachgerechter Anwendung und konsistenten Annahmen hat die Wahl der Bewertungsmethode keinen Einfluss auf den Wert des Eigenkapitals: Gemäß IDW S 1 sind die auf Kapitalwertkalkülen beruhenden Bewertungsmethoden zueinander gleichwertig.<sup>55</sup>
- 265 Die Planung der finanziellen Überschüsse wird hierbei üblicherweise in mindestens zwei Phasen vorgenommen. Die erste, sogenannte Detailplanungsphase umfasst häufig einen Zeitraum von drei bis fünf Jahren und basiert in der Regel auf einer hinreichend detaillierten Planungsrechnung. Kann eine hinreichend detaillierte Planungsrechnung auch für einen längeren Zeitraum erstellt werden, verlängert sich der Zeitraum der Detailplanungsphase entsprechend.
- 266 Für den Fall, dass sich das zu bewertende Unternehmen zum Ende der Detailplanungsphase noch nicht in einem zum Ansatz der Fortführungsphase notwendigen Gleichgewichts- oder Beharrungszustand befindet, sind im Rahmen einer zweiten Phase, der sog. „Konvergenzphase“, entsprechende Annahmen zur Ableitung der nachhaltigen finanziellen Überschüsse zu treffen.
- 267 In der zweiten oder dritten Phase, der Fortführungsphase (auch bekannt als „Terminal Value“ oder „Ewige Rente“), wird für das zu bewertende Unternehmen ein Gleichgewichts- oder Beharrungszustand unterstellt. In diesem Zustand wird angenommen, dass sich die jährlichen Überschüsse konstant oder konstant wachsend verhalten.<sup>56</sup>
- 268 Bei Anwendung der Ertragswert-Methode wird der Ertragswert direkt durch Diskontierung der den Eigenkapitalgebern zustehenden Ausschüttungen nach persönlichen Steuern mit den

<sup>53</sup> Vgl. IDW S 1, Rz. 101.

<sup>54</sup> Vgl. IDW S 1, Rz. 7.

<sup>55</sup> Vgl. IDW S 1, Rz. 101.

<sup>56</sup> Vgl. IDW S 1, Rz. 75ff.

verschuldeten Eigenkapitalkosten nach persönlichen Steuern zum Bewertungsstichtag berechnet.

- 269 Aufgrund der Berücksichtigung persönlicher Steuern im Rahmen der Ertragswert-Methode nach IDW S 1 sind Annahmen bezüglich der Dividendenausschüttungspolitik bzw. Dividendenausschüttungsquote erforderlich.
- 270 Die konsistente Berücksichtigung typisierter persönlicher Besteuerungsfolgen erfordert eine bewertungstechnische Aufteilung der finanziellen Überschüsse (nach Gewinnthesaurierung, d.h. notwendigen Thesaurierungen aufgrund der Planannahmen zum Investitionsprogramm und zur Kapitalstruktur) in einen Dividendenanteil einerseits und einen fiktiv thesaurierten Anteil andererseits. Diese Unterscheidung ist notwendig, da Dividenden und Kursgewinne (fiktive Thesaurierungen) mit unterschiedlichen effektiven Steuersätzen auf Ebene der Anteilseigner belastet werden.
- 271 Sollten Sachverhalte im Rahmen der Ermittlung des Ertragswerts nicht oder nur unvollständig abgebildet werden können, so sind diese gesondert zu bewerten. Als Sonderwerte kommen insbesondere nicht betriebsnotwendige Vermögenswerte in Frage. Als nicht betriebsnotwendig gelten solche Vermögenswerte, die nicht zur Erzielung von finanziellen Überschüssen im Rahmen der eigentlichen operativen Unternehmensaufgabe erforderlich sind. Hierzu zählen beispielsweise nicht betriebsnotwendige liquide Mittel, nicht mehr genutzte Betriebsgrundstücke oder Kunstgegenstände.
- 272 Weiterhin können u.a. auch besondere steuerliche Sachverhalte als Sonderwert ermittelt werden. Die Berücksichtigung von Sonderwerten ergänzend zum Ertragswert führt zum Wert des Eigenkapitals des Bewertungsobjekts.

### **3.3.2.3 Anwendbarkeit des vergleichsorientierten Multiplikator-Bewertungsverfahrens**

- 273 Neben der Anwendbarkeit des Ertragswerts und von Börsenkursen findet die Ermittlung von Unternehmenswerten mit Hilfe der Multiplikator-Methode Anwendung.
- 274 Analog zu Ertragswert- und DCF-Methode können sog. „Enterprise-Multiplikatoren“ und „Equity-Multiplikatoren“ verwendet werden. Bei den Enterprise-Multiplikatoren wird zunächst der Unternehmensgesamtwert ermittelt, welcher durch Abzug der verzinslichen Verbindlichkeiten und Minderheiten sowie Berücksichtigung der Sonderwerte auf den Wert des Eigenkapitals überzuleiten ist. Bei den Equity-Multiplikatoren hingegen ist ein Abzug der verzinslichen Verbindlichkeiten nicht erforderlich.
- 275 Gemäß den Grundsätzen des IDW S 1 stellt die Multiplikator-Methode keine gleichrangige Methode der Unternehmensbewertung dar, sondern ein vereinfachtes Preisfindungsverfahren. Entsprechend der Grundsätze des IDW S 1 verwenden wir die Multiplikator-Methode im Rahmen unserer Prüfung lediglich zur Plausibilitätskontrolle der Ergebnisse der Bewertungsgutachterin im Zusammenhang mit ihrer Bewertung nach der Ertragswert-Methode.<sup>57</sup>
- 276 Bewertungen auf der Grundlage von Multiplikatoren stellen im Transaktionsgeschäft eine wesentliche Grundlage zur Ableitung eines potentiellen Transaktionspreises dar.
- 277 Unsere Prüfung unterscheidet Börsen- und Transaktionsmultiplikatoren:
- Börsenmultiplikatoren**
- 278 Während bei der Ertragswertmethode die erwarteten Zahlungsströme explizit in die Berechnung des Unternehmenswertes eingehen, basieren die Multiplikatoren in der Regel jeweils auf einer Ertragsgröße eines Basisjahres. Die längerfristigen Ertragserwartungen, der charakteristische Ertragsverlauf und das Risiko finden ihren Niederschlag einerseits im Multiplikator sowie andererseits in der abgeleiteten Umsatz- oder Ergebnisgröße, welche im Vergleich zu der verwendeten Peer Group ein repräsentatives Niveau widerspiegelt.
- 279 Kritische Erfolgsfaktoren einer vergleichenden Marktbewertung sind die prognostizierten Ergebnisgrößen und die Auswahl der Vergleichsunternehmen zur Ableitung der Multiplikatoren. Für die Multiplikatorbewertung legen wir daher die zuvor beschriebene Gruppe

---

<sup>57</sup> Vgl. IDW S 1, Rz. 143 ff.

aus Vergleichsunternehmen sowie die Konsensschätzungen der Ergebnis- und weiterer Bezugsgrößen durch die Analystengemeinde zugrunde.

280 Unter Berücksichtigung der Geschäftstätigkeit der Bewertungsobjekte stellen wir zur Ableitung der Multiplikatoren auf folgende Bezugsgrößen ab:

- Kapazitätsleistung der installierten Anlagen in Megawatt („MW“);
- EBITDA.

281 Im ersten Schritt führen wir eine Plausibilisierung des Ertragswerts mithilfe von branchentypischen *EV/MW-Multiplikatoren* sowie *EV/EBITDA-Multiplikatoren* durch. Hierbei werden die Gesamtunternehmenswerte der Vergleichsunternehmen in Relation ihrer installierten Gesamtkapazität in MW sowie zu den prognostizierten zukünftigen EBITDA-Werten gesetzt.

282 Die *EV/MW-Multiplikatoren* sind dabei eine branchentypische Kennzahl zur Bewertung von Stromproduzenten bzw. Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und in der Wissenschaft sowie der Praxis anerkannt.<sup>58</sup>

#### Transaktionsmultiplikatoren

283 Neben der Bewertung anhand von Börsenmultiplikatoren können alternativ Transaktionsmultiplikatoren verwendet werden. Der Unternehmenswert wird hierbei mithilfe beobachtbarer Transaktionen von Vergleichsunternehmen bestimmt, welche nicht zwingend börsennotiert sein müssen. Zur Ableitung dieser Multiplikatoren wird der bei vergleichbaren Transaktionen gezahlte Kaufpreis – anstelle der Marktkapitalisierung (bzw. des auf dieser Basis ermittelten Unternehmensgesamtwerts) – ins Verhältnis zu einer Bezugsgröße gesetzt.

284 Im Rahmen der Analyse der auf Basis von Transaktionspreisen abgeleiteten Multiplikatoren ist einschränkend darauf hinzuweisen, dass tatsächlich gezahlte Kaufpreise durch die subjektiven Interessenlagen der Transaktionspartner beeinflusst werden. Die Transaktionspreise können beispielsweise Synergieeffekte und andere subjektive Erwartungshaltungen berücksichtigen, die erst aufgrund der beabsichtigten Transaktion realisierbar werden. Ferner sind Interdependenzen zwischen gezahlten Preisen und der Kaufvertragsgestaltung (zum Beispiel Garantien etc.) vorhanden. So können gezahlte Kaufpreise für Mehrheitsanteile Zu- oder Abschläge für bspw. sog. Übernahmeprämien enthalten. Dies ist in der Praxis häufig beobachtbar, lässt sich jedoch in der Regel nicht einzeln quantifizieren oder separieren.

285 Darüber hinaus ist bei Transaktionsmultiplikatoren auf den Zeitbezug der Transaktion zum Bewertungsstichtag zu achten. Transaktionspreise mit zeitlich großem Abstand zum Bewertungsstichtag sind nur eingeschränkt übertragbar, da sie zum Teil großen (Markt-) Schwankungen unterliegen können. Insofern ist die Aussagekraft dieses Ansatzes – insbesondere gegenüber aus Börsenpreisen abgeleiteten Multiplikatoren – für die Unternehmensbewertung eingeschränkt. Zudem ist im vorliegenden Falle auch die Möglichkeit von Marktverzerrungen und eine unzureichende Informationslage nicht auszuschließen.

286 Im Rahmen der Bewertung anhand von Transaktionsmultiplikatoren haben wir, sofern entsprechende Daten verfügbar waren, auf die gleiche Bezugsgröße, d.h. die Kapazitätsleistung in MW-Werten, wie bei der Bewertung anhand von Börsenmultiplikatoren abgestellt. Dies erfolgt vor dem Hintergrund, dass eine beträchtliche Anzahl der beobachtbaren Transaktionen keine vollwertigen Unternehmen umfassen, sondern es sich primär um Projektgesellschaften oder einzelne Wind- oder Solarparkportfolios handelt. In solchen Fällen werden klassische Finanzkennzahlen in der Regel nicht veröffentlicht oder sind bei reinen Portfoliotransaktionen nicht eindeutig bestimmbar.

#### 3.3.2.4 Anwendbarkeit des Liquidations- und Substanzwertverfahrens

287 Im Gegensatz zu den Gesamtbewertungsverfahren stellen Liquidationswerte und Substanzwerte sog. Einzelbewertungsverfahren dar. Insbesondere bei schlechter

<sup>58</sup> Vgl. Hürlimann, Valuation of Renewable Energy Investments – Practices among German and Swiss Investment Professionals, Springer Verlag, 2019, S. 74 ff. und S. 384; Berenberg, Analystenreport Pacifico Renewables Yield AG, 30. September 2021, S. 18.

Ergebnislage kann der Barwert der finanziellen Überschüsse, die sich bei Liquidation des gesamten Unternehmens ergeben, den Fortführungswert übersteigen.

- 288 In diesem Falle bildet grundsätzlich der Liquidationswert des Unternehmens die Wertuntergrenze für den Unternehmenswert; nur bei Vorliegen eines rechtlichen oder tatsächlichen Zwangs zur Unternehmensfortführung ist gleichwohl auf den Fortführungswert des Unternehmens abzustellen. Der Liquidationswert ist demnach den Ergebnissen anderer Bewertungsmethoden gegenüberzustellen.<sup>59</sup>
- 289 Der Liquidationswert wird ermittelt als Barwert der Nettoerlöse, die sich aus der Veräußerung der Vermögensgegenstände abzüglich Schulden und Liquidationskosten ergeben. Dabei ist ggf. zu berücksichtigen, dass zukünftig entstehende Ertragsteuern diesen Barwert mindern.
- 290 Im Gegensatz zum Liquidationswert als Verkaufs- oder Zerschlagungswert handelt es sich bei dem Substanzwert um den Gebrauchswert der betrieblichen Substanz. Der Substanzwert ergibt sich als Rekonstruktions- oder Wiederbeschaffungswert aller im Unternehmen vorhandenen immateriellen und materiellen Werte (und Schulden). Er ist insoweit Ausdruck vorgeleisteter Ausgaben, die durch den Verzicht auf den Aufbau eines identischen Unternehmens erspart bleiben. Dem Alter der Substanz ist durch Abschläge vom Rekonstruktionsneuwert Rechnung zu tragen, die sich aus dem Verhältnis der Restnutzungszeit zur Gesamtnutzungszeit der Vermögensteile bzw. aus dem Verhältnis des Restnutzungspotenzials zum Gesamtnutzungs- potenzial ergeben (Rekonstruktionszeitwert).
- 291 Aufgrund der Schwierigkeiten, die sich in der Praxis bei der Ermittlung nicht bilanzierungsfähiger, vor allem immaterieller Werte ergeben, wird ein Substanzwert i.S. eines (Netto-) Teilrekonstruktionszeitwerts ermittelt. Dem Substanzwert, verstanden als (Netto-) Teilrekonstruktionszeitwert, fehlt grundsätzlich der direkte Bezug zu künftigen finanziellen Überschüssen. Daher kommt ihm bei der Ermittlung des Unternehmenswerts keine eigenständige Bedeutung zu.<sup>60</sup>
- 292 Liquidations- oder Substanzwerte wurden im Hinblick auf den Bewertungsanlass nicht ermittelt.

### 3.3.2.5 Würdigung der methodischen Vorgehensweise der Bewertungsgutachterin

- 293 Die methodische Vorgehensweise ist im Gutachten der Bewertungsgutachterin in dem Kapitel 5 „Ermittlung des Unternehmenswerts“, Kapitel 6 „Liquidationswert“ und Anhang A „Methodische Grundsätze“ beschrieben. Im Folgenden geben wir sie kurz wieder:
- 294 Die Bewertungsgutachterin leitete den Unternehmenswert der Tion Renewables AG als Summe aus dem Ertragswert des laufenden Geschäfts (Zukunftserfolgswert) und eines Sonderwertes – der Wert der 18,4%-igen Beteiligung an der clearvise AG – ab, der im Rahmen der Ertragswertermittlung nicht abgebildet werden konnte.
- 295 Die Planungsrechnung der Tion Renewables schließt die clearvise AG nicht ein und der Bewertungsgutachterin lag im Rahmen der Ertragswertermittlung keine gesonderte Planungsrechnung für die clearvise AG und deren Tochtergesellschaften vor. Daher hat die Bewertungsgutachterin die Anwendbarkeit der folgenden Bewertungsmethoden zur Ermittlung des Anteilswertes an der clearvise AG überprüft: Börsenkursanalyse, Analyse der Anschaffungskosten; vereinfachte Ertragswertermittlung. Die Bewertungsgutachterin kommt dabei zu dem Schluss, dass im Einzelnen keine der Bewertungsmethoden für sich exklusive Wertgenauigkeit oder eine besondere Belastbarkeit der Wertableitung beansprucht. Aus diesem Grund hat die Bewertungsgutachterin nach gutachterlichem Ermessen den Sonderwert für die Beteiligung der Tion an der clearvise AG auf Basis der Börsenkursentwicklung bestimmt.
- 296 Zum Abschluss der Arbeiten der Bewertungsgutachterin hatte die Tion Renewables AG noch keinen Konzernabschluss zum 31. Dezember 2023 erstellt. Somit hat die Bewertungsgutachterin für Zwecke der Aufsatzbilanz auf eine zum 31. Dezember 2022 hochgerechnete Konzernbilanz der Tion Renewables AG abgestellt.

<sup>59</sup> Vgl. IDW S 1, Tz. 5, 140f.

<sup>60</sup> Vgl. u.a. Ballwieser/Hachmeister, 2013, S. 207; IDW S 1 i.d.F. 2008, Tz. 6.

- 297 Als technischen Bewertungsstichtag hat die Bewertungsgutachterin den 01. Januar 2024 gewählt. Konsistent hierzu wurden in die Bewertung nur diejenigen zukünftigen Erträge einbezogen, die auf Folgeperioden entfallen.
- 298 Seitens des Managements der Gesellschaft wurde ein langfristiger, jedoch endlicher Planungshorizont unter Abbildung des Bestandsgeschäfts unterstellt. Die Planungsrechnung der Tion Renewables umfasst den Zeitraum GJ23 bzw. GJ24 bis GJ58 und unterstellt keine Reinvestitionen frei werdender liquider Mittel. Darauf aufbauend hat die Bewertungsgutachterin im Rahmen der Ertragswertermittlung die Planungsrechnung um Reinvestitionen in weitere Kapazitäten ab dem GJ29 bis in das GJ64 ergänzt, um ein ewiges Rentenmodell als Grundlage für die Unternehmensbewertung zu verwenden. Somit wurde unterstellt, dass die Gesellschaft über die Akquisition jeweils vergleichbarer Projekte (bzw. entsprechende Reinvestitionen) ein in der Kapazität langfristig stabiles Anlagenportfolio erhalten und bewirtschaften kann.
- 299 Die Langfristplanung dient der Überführung der Erträge aus typisierten Investitionen hin zu einem eingeschwungenen Zustand. Für Darstellungszwecke wurden die GJ29 bis GJ64 durch die Bewertungsgutachterin in einem barwertäquivalenten Übergangsjahr GJ29 zusammengefasst. Für die Wertermittlung ist die Langfristplanung bis zum GJ64 mit dem darauffolgenden Jahr der Ewigen Rente im GJ65 ff. maßgeblich. Die Zusammenfassung der Langfristplanung in einer Annuität im Übergangsjahr GJ29 wurde rein aus Gründen einer vereinfachten Darstellung gewählt und führt zum selben Bewertungsergebnis wie eine Berücksichtigung der Planjahre GJ29 bis GJ64 und einer Ewigen Rente im GJ65 ff.
- 300 Die prognostizierten Ergebnisse vor Ertragsteuern wurden unter Berücksichtigung der steuerlichen Verhältnisse der Gesellschaft um Unternehmenssteuern gekürzt. Zur Bemessung der Unternehmenssteuern wurde die geplanten Steuerbelastung unter Berücksichtigung der Planung auf Einzelgesellschaftsebene und steuerlicher Sachverhalte auf Konzernebene unter Berücksichtigung des § 8 b KStG und des § 9 GewStG von der Bewertungsgutachterin neu berechnet. Bestehende steuerliche Verlustvorträge wurden bei der Steuerplanung berücksichtigt und waren daher nicht als Sonderwert abzubilden.
- 301 Entsprechend den Vorgaben des IDW S 1 ist grundsätzlich bei der Bemessung der persönlichen Ertragsteuer von den Verhältnissen einer inländischen natürlichen unbeschränkt steuerpflichtigen Person als Anteilseigner auszugehen. Unter Berücksichtigung des Abgeltungssteuersystems wurde die persönliche Steuer auf Ausschüttungen mit 25,0% zuzüglich Solidaritätszuschlag berücksichtigt.
- 302 Aus dem steuerlichen Einlagenkonto ergibt sich laut der Bewertungsgutachterin kein Wertbeitrag bzw. kein zusätzlicher Sonderwert, da die geplanten jährlichen Ausschüttungen der Tion Renewables den steuerlich ausschüttbaren Gewinn nicht übersteigen.
- 303 Der Besteuerung eines im Zeitablauf entstehenden Wertzuwachses in Form von Kursgewinnen hat die Bewertungsgutachterin mit einer jährlichen effektiven Veräußerungsgewinnbesteuerung von 12,5 % entsprechend dem hälftigen Abgeltungssteuersatz zuzüglich des Solidaritätszuschlags Rechnung getragen.
- 304 Im Ergebnis wurden die zu diskontierenden Netto-Ausschüttungen abgeleitet, welche den Anteilseignern der Gesellschaft zuzurechnen sind. Diese wurden auf den technischen Bewertungsstichtag abgezinst. Anschließend wurde der sich ergebende Ertragswert auf den Tag der beschlussfassenden Hauptversammlung, den 22. Februar 2024, aufgezinst.
- 305 Den Liquidationswert hat die Bewertungsgutachterin überschlägig auf Basis des Nettovermögens von Tion Renewables zu Buchwerten gemäß der Bilanzierung nach IFRS ermittelt (vor Ansatz von Liquidations- und Auslaufkosten, Sozialplan und Remanenzkosten). Die Bewertungsgutachterin begründete die überschlägige Berechnung damit, dass es sich bei ihrer Betrachtung grundsätzlich um einen Fortführungswert und damit nicht um einen Liquidationswert handelt. Da im Fall der Gesellschaft keinerlei Gründe für eine Liquidation bestehen, ist laut der Bewertungsgutachterin die Liquidation keine Alternative zur Unternehmensfortführung. Unter Liquidationsgesichtspunkten ging die Bewertungsgutachterin davon aus, dass insbesondere unter einer zusätzlichen Berücksichtigung von Liquidationskosten der zu erwartende Liquidationserlös nicht ausreicht, um den Wert des Eigenkapitals gemäß des Ertragswertverfahrens zu übersteigen.

- 306 Wir halten die Wahl des Ertragswertverfahrens als Bewertungsmethode, mit der die Bewertungsgutachterin das operative Geschäft der Tion Renewables bewertet hat, für sachgerecht.
- 307 Mit Bezug auf den Beschluss des BGH vom 21. Februar 2023, Az. II ZB 12/21, haben wir zusätzlich untersucht, ob der Börsenkurs der Tion Renewables AG als maßgebliche Bewertungsmethode herangezogen werden kann. Hierzu haben wir zunächst eine Analyse der Verkehrsfähigkeit und Liquidität der Tion-Aktien für unterschiedliche Zeiträume vorgenommen. Die wichtigsten Ergebnisse unserer Untersuchung sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

**Tabelle 28: Analyse der Verkehrsfähigkeit und Liquidität der Tion-Aktien**

Kriterium	Einheit	3 Monate v. Bekanntmachung	1 Jahr v. Bekanntmachung	2 Jahre v. Bekanntmachung	4 Jahre v. Bekanntmachung
<b>ANALYSE DER VERKEHRSFÄHIGKEIT DER AKTIE</b>					
<b>Kriterien zur Bestimmung der Marktengengemäß § 5 Abs. 4 der WpÜG-AngebotsVO</b>					
Prozent der Handelstage mit Handelsvolumen > 0	%	59%	68%	73%	67%
Anzahl der Sprünge von +/- 5% bei Tagesschlusskursen davon an nacheinander folgenden Tagen	- -	3 1	6 1	10 1	35 5
Kumulative Erfüllung der Kriterien nach § 5 Abs. 4 WpÜG-AngebotsVO		nein	nein	nein	nein
<b>ANALYSE DER LIQUIDITÄT DER AKTIE</b>					
<b>Handelstage</b>					
Anzahl der möglichen Handelstage	-	66	257	513	1.001
Anzahl der Handelstage mit Handelsvolumen > 0 in % zur Anzahl der möglichen Handelstage	- %	39 59%	174 68%	374 73%	673 67%
<b>Tägliches Handelsvolumen</b>					
Min	Stück	3	3	3	1
Max	Stück	3.374	50.758	50.758	50.758
Durchschnitt	Stück	517	1.341	1.387	1.398
Median	Stück	298	548	486	536
<b>Täglicher Handelsumsatz</b>					
Min	EUR	75	75	75	30
Max	EUR	97.830	1.448.055	1.448.055	1.448.055
Durchschnitt	EUR	14.762	36.304	39.191	44.614
Median	EUR	7.628	14.616	13.436	16.145
<b>Streubesitz (Free Float)*</b>					
Ø-Streubesitz in % zur Anzahl der ausstehenden Aktien	%	28,30%	28,44%	31,32%	34,20%
<b>Durchschn. Handelsvolumen zum durchschn. Streubesitz und Handelsquote *</b>					
Ø-Handelsvolumen zum Ø-Streubesitz	%	0,04%	0,10%	0,10%	0,13%
Handelsquote	%	0,01%	0,03%	0,03%	0,04%
<b>Relative Geld-Brief-Spanne (BAS)</b>					
Durchschnitt	%	6,07%	7,20%	7,30%	6,11%
Median	%	5,80%	7,49%	7,84%	6,45%
Anzahl der Tage, an denen					
BAS > 1,00%	Tage	39	174	373	663
	% der Beobacht.	100%	100%	100%	99%
BAS > 1,50%	Tage	39	174	370	646
	% der Beobacht.	100%	100%	99%	96%
BAS > 2,00%	Tage	39	174	369	628
	% der Beobacht.	100%	100%	99%	93%

Quelle: Bloomberg, S&P Capital IQ, Geschäftsberichte der Tion Renewables AG (vormals: Pacifico Renewables Yield AG).

\* - In Ermangelung der Daten zur genauen Entwicklung des Streubesitzes wurde dieser durch Anteile ohne Beteiligung der Pelion Green Future Alpha GmbH angenähert.

- 308 Die Kriterien des § 5 Abs. 4 WpÜG-AngVO zur Marktengewaren in keiner der betrachteten Perioden kumulativ erfüllt. Die Tion-Aktien waren verkehrsfähig und deren Börsenkurs kann einen Hinweis auf einen möglichen Desinvestitionswert liefern. Die Notierung des Unternehmens allein im Freiverkehr stellt im vorliegenden Fall keinen Grund dar, um den Börsenkurs als Untergrenze der Abfindung abzulehnen.<sup>61</sup>
- 309 Gleichzeitig deuten die Liquiditätskennzahlen – vor allem der unregelmäßige Handel an höchstens 73% der Börsentage und die ausgesprochen hohen durchschnittlichen Geld-Brief-

<sup>61</sup> Vgl. hierzu Abschnitt 3.7.3.

Spannen von über 6,00%<sup>62</sup> – auf eine eingeschränkte Liquidität der Tion-Aktie hin. Insofern kann der Börsenkurs bereits infolge der eingeschränkten Liquidität der Tion-Aktie als alleinige Bewertungsmethode nicht herangezogen werden. Auf eine weitergehende Untersuchung der vorhandenen Informationsbasis und des Informationsflusses wurde deshalb verzichtet.

- 310 Angesichts der fehlenden Planung für die clearvise AG halten wir die von der Bewertungsgutachterin vorgenommene Bewertung der clearvise AG anhand des Aktienkurses zwar für die einzige Möglichkeit. Im Rahmen einer aktienrechtlichen Strukturmaßnahme muss dann jedoch sichergestellt werden, dass Beurteilungsspielräume im Sinne der abzufindenden Minderheitsaktionäre ausgewählt werden.

### **3.4 Planungsanalyse**

#### **3.4.1 Planungsprozess, Aufbau und Aktualität der Planung**

- 311 Der reguläre Planungsprozess der Gesellschaft beinhaltet eine Planung der Umsatzerlöse und eine Planung der kurzfristigen Liquidität mit einem Planungshorizont von bis zu einem Jahr. Hierfür erstellt die Gesellschaft keine vollumfängliche Planung der GuV und Bilanz.
- 312 Die Liquiditätsplanung der Gesellschaft wird durch den Aufsichtsrat auf jährlicher Basis (üblicherweise zum Dezember) genehmigt. In den letzten Jahren erfolgte keine turnusmäßige Genehmigung der Konzernplanung durch entsprechende Gremien der Tion Renewables.
- 313 Die der Bewertungsgutachterin vorgelegte Planungsrechnung basiert auf einem Planungsmodell, welches ursprünglich im Jahr 2022 für Refinanzierungszwecke erstellt wurde und sich konzeptionell am Entscheidungsprozess für Investitionsentscheidungen orientiert.
- 314 Die Planungsrechnung wird in der Währung Euro und polnische Zloty (für polnische SPVs) erstellt. Die Fremdwährungsumrechnung betreffend der SPVs aus Polen erfolgt in Euro auf konsolidierter Ebene.
- 315 Die Planungsrechnung basiert auf den sich im Bestand der Tion Renewables befindlichen Wind- und Solarparks und bildet die Ergebnisbeiträge ab, die das Management auf Basis einzelner Wind- und Solarpark langfristig über die jeweilige Laufzeit erwartet. Die Planung der Ertragslage erfolgt hierbei grundsätzlich auf Ebene der einzelnen operativen Portfoliogesellschaften/SPVs sowie der Holdinggesellschaften („Bottom-Up“).
- 316 Die Planung auf Ebene der SPV enthält eine Planung der Umsatzerlöse und wesentlicher Aufwandspositionen und weist ein Nachsteuerergebnis auf Ebene der einzelnen SPV aus. Weiterhin beinhaltet die Planungsrechnung eine Cashflow-Rechnung sowie eine Finanzierungs- und Liquiditätsplanung auf SPV-Ebene. Die Unternehmensplanung auf SPV-Ebene berücksichtigt eine Planung der zum Bewertungsstichtag bestehenden Verträge, staatlichen Subventionen, Finanzierungen sowie der Betriebskosten („OPEX“).
- 317 Nicht-operative Zwischengesellschaften/-holdings werden gemeinsam unter einer sogenannten „TopCo“ abgebildet, wobei die Ertragslage aus Gründen der Wesentlichkeit nicht auf Ebene jeder Zwischengesellschaft/-holding geplant wird. Die relevanten Erfolgsgrößen der TopCo umfassen dabei im Wesentlichen Aufwendungen für Verwaltungsfunktionen, Finanzierungskosten und Ertragsteuern.
- 318 Anschließend erfolgt eine Konsolidierung der Unternehmensplanung auf Basis aller SPVs und der TopCo, wobei keine konsolidierte Bilanzplanung erstellt wird. Die Bewertungsgutachterin hat eine konsolidierte Bilanzplanung anhand der Cashflow- und GuV-Rechnung aus der Unternehmensplanung abgeleitet.

<sup>62</sup> Es existiert zwar keine allgemein anerkannte, einheitliche Grenzwelle für die Geld-Brief-Spanne, deren Überschreitung eindeutig auf die Illiquidität des Wertpapiers hindeutet. In der Rechtsprechung werden aber deutlich niedrigere Geld-Brief-Spannen als Zeichen mangelnder Liquidität gesehen, z.B. 1,25% als Obergrenze - LG München I, Beschluss v. 30.05.2018, Az. 5HK O 10044/1, Rn. 149 (zit. nach Bayern.Recht); bei 1,56% und 1,88% kein hinreichend liquider Handel – OLG Frankfurt, Beschluss v. 26.01.2015, Az. 21 W 26/13, Rn. 55 (zit. nach LaReDa); bei 1,59% und 1,60% mangelnde Liquidität – LG München I, Beschluss v. 08.02.2017, Az. 5 HK 7347/15, Rn. 134 (zit. nach openjur); bei über 1,63% mangelnde Liquidität – LG München I, Beschluss v. 02.12.2016, Az. 5 HK 5781/15, Rn. 152 (zit. nach openjur); bei 1,70% fehlende Liquidität – LG Stuttgart, Beschluss v. 05.11.2012, Az. 31 O 55/08 KfH, Rn. 120 (zit. nach Landesrechtsprechungsdatenbank Baden-Württemberg); bei 1,88% Illiquidität der Aktie – OLG Düsseldorf, Beschluss v. 22.03.2018, Az. 26 W 20/14, Rn. 103 (zit. nach juris); bei deutlich über 2,00% erhebliche Bedenken an der Liquidität - OLG Frankfurt, Beschluss v. 26.01.2017, Az. 21 W 75/15, Rn. 40 (zit. nach openjur).

- 319 Die der Bewertung zugrundeliegende Planung wurde durch den Vorstand der Tion Renewables im Januar 2024 beschlossen. Der finale Planungsstand wurde dabei der Bewertungsgutachterin am 8. Januar 2024 zur Verfügung gestellt.
- 320 Die vorliegende Planung umfasst die Jahre 2023 bzw. 2024 bis 2058, wobei das vom Management erstellte Planungsmodell als „No-Growth-Modell“ konzipiert wurde, indem es keine laufenden Reinvestitionen im Sinne von Projekt-Pipelines oder Repowering-Optionen enthält. Die Bewertungsgutachterin hat die operative Planung um Investitionen in typisierte Wind- und Solarparks ab dem Jahr 2029 bis zum Jahr 2064 ergänzt. Zur Verfügung stehende Investitionsmittel werden dabei in typisierte Modellparks angelegt.
- 321 Im Ergebnis setzt sich die der Unternehmensbewertung zugrundeliegende Planungsrechnung damit aus zwei Wesentlichen Komponenten zusammen:
- der vom Vorstand verabschiedeten operativen Konzernplanungsrechnung, die den aktuellen Wind- und Solarpark-Bestand umfasst, sowie
  - den von der Bewertungsgutachterin erstellten zusätzlich geplanten Investitionen, die Wachstumsbeiträge aus geplanten, sich aktuell noch nicht im Bestand befindlichen, Wind- und Solarparks berücksichtigen.

#### *Würdigung der Aktualität der vorliegenden Planung*

- 322 Die Bewertungsgutachterin hat im Rahmen der Bewertung eine Planung mit dem Stand vom Januar 2024 verwendet.
- 323 Die Planungsrechnung berücksichtigt bereits bedeutende makroökonomische Entwicklungen, die im Laufe des Jahres 2022 und 2023 eingetreten sind. Im Wesentlichen zählen hierzu die Auswirkungen des Kriegs in der Ukraine, den Anstieg der Großstromgroßhandelspreise, die Inflationsentwicklung sowie das aktuelle Zinsumfeld. Die zur Ableitung der Planung verwendeten Marktdaten, darunter Wechselkurse, Inflationserwartungen und Strom-Terminkontrakte, wurden zum 4. Quartal 2023 abgefragt.
- 324 Im Rahmen unserer Prüfungshandlungen haben wir eigene Recherchen durchgeführt, um die Aktualität der vorliegenden Planung vor dem Hintergrund makroökonomischer Entwicklungen würdigen zu können. Hierbei haben wir die erwartete Entwicklung der Stromgroßhandelspreise sowie der Inflationsentwicklung untersucht. Hinsichtlich der Aktualität der vorliegenden Planungsrechnung haben sich keine Beanstandungen ergeben.

#### **3.4.2 Planungstreue**

- 325 Zur Beurteilung der Planungsgenauigkeit hat die Bewertungsgutachterin eine Analyse der Planungstreue der Tion Renewables durchgeführt. In Rahmen dieser Analyse wurde ein Plan-Ist-Vergleich für die Geschäftsjahre 2021 bis 2023 (Hochrechnung) vorgenommen.
- 326 Im Ergebnis der Analyse der Planungstreue gelangt die Bewertungsgutachterin zur Schlussfolgerung, dass die historischen Planungen von Tion Renewables in der Gesamtschau plausibel seien und die erzielten Ergebnisgrößen innerhalb der Bandbreitenprognose liegen würden. Folglich ließen sich aus der historischen Planungsgenauigkeit keine wesentlichen Anhaltspunkte für eine systematische Über- oder Unterschätzung der Planungsgrößen erkennen.
- 327 Wir verweisen für Einzelheiten der Analyse der Planungstreue auf Kapitel 3 „Vergangenheitsanalyse – Analyse der historischen Planungstreue“ im Gutachten der Bewertungsgutachterin.
- 328 Im Rahmen unserer Prüfung haben wir zur Beurteilung der Planungsgenauigkeit die von der Bewertungsgutachterin angefertigten Analyse der Planungstreue nachvollzogen und für die Geschäftsjahre 2020 bis 2023 ebenfalls einem Plan-Ist-Vergleich unterzogen. Dieser wird nachfolgend erläutert.
- 329 Wie bereits im vorangegangenen Kapitel skizziert, erstellt Tion Renewables auf Ebene des Gesamtkonzerns eine kurzfristige Umsatz- und Liquiditätsplanung, wobei im regulären Planungsprozess auf eine vollständige GuV- und Bilanzplanung verzichtet wird. Folglich war ein Plan-Ist-Vergleich auf Ebene des EBITDA bzw. EBIT nicht möglich. Grundsätzlich beschränkt sich die im Geschäftsbericht veröffentlichte Planung auf eine Bandbreitenprognose

der Umsatzerlöse sowie der erzeugten Leistung in Gigawattstunden („GWh“), wobei kein Erwartungswert innerhalb der Bandbreite kommuniziert wird. Im Fall von wesentlichen Ereignissen mit Einfluss auf die im Geschäftsbericht kommunizierte Planung wird die Bandbreitenprognose unterjährig aktualisiert.

330 Der Plan-Ist-Vergleich für die Geschäftsjahre 2020 bis 2023 hat die folgenden Ergebnisse ergeben:

- Geschäftsjahr 2020: Im Geschäftsbericht 2019 wurden für das Geschäftsjahr 2020 Umsatzerlöse von circa EUR 15,0 Mio. sowie eine erzeugte Leistung von mehr als 75 GWh prognostiziert.<sup>63</sup> Die tatsächlichen Umsatzerlöse entsprachen mit EUR 15,0 Mio. dabei genau dem prognostizierten Wert, wobei die erzeugte Leistung mit 81,8 GWh leicht über der Prognose lag.
- Geschäftsjahr 2021: Im Geschäftsbericht 2020 wurden für das Geschäftsjahr 2021 Umsatzerlöse zwischen EUR 17,3 Mio. und EUR 19,3 Mio. bei einer erzeugten Leistung von 103 GWh prognostiziert.<sup>64</sup> Die tatsächlichen Umsatzerlöse (inklusive des aufgegebenen Geschäftsbereichs in Tschechien) sowie die erzeugte Leistung lagen mit EUR 21,9 Mio. bzw. 123,8 GWh über der Bandbreitenprognose. Diese Zielüberreichung lässt sich durch die Akquisition der Windkraftanlagen in Polen sowie steigenden Strompreisen begründen. Aus diesem Grund wurde die Umsatzprognose unterjährig zweimal angehoben. Zuletzt wurde eine Prognose der Umsatzerlöse am 16. Dezember 2021 zwischen EUR 20,5 Mio. und EUR 23,5 Mio. kommuniziert.<sup>65</sup>
- Geschäftsjahr 2022: Im Geschäftsbericht 2021 wurden für das Geschäftsjahr 2022 Umsatzerlöse zwischen EUR 33,0 Mio. und EUR 43,0 Mio. bei einer erzeugten Leistung zwischen 300 GWh und 350 GWh prognostiziert. Die relativ große Bandbreite wurde dabei durch die Volatilität der Strompreise begründet.<sup>66</sup> Anlässlich der Veräußerung des tschechischen Solarportfolios wurde die Umsatzprognose am 8. Juli 2022 auf EUR 30,0 Mio. bis EUR 40,0 Mio. gesenkt.<sup>67</sup> Die tatsächlichen Umsatzerlöse sowie die erzeugte Leistung lagen mit EUR 34,1 Mio. bzw. 302,3 GWh innerhalb beider Bandbreitenprognosen.
- Geschäftsjahr 2023: Im Geschäftsbericht 2022 wurden für das Geschäftsjahr 2023 Umsatzerlöse zwischen EUR 26,0 Mio. und EUR 30,0 Mio. bei einer erzeugten Leistung zwischen 285 GWh und 325 GWh prognostiziert.<sup>68</sup> Auf Basis der Hochrechnung für das Jahr 2023 liegen die Umsatzerlöse mit EUR 27,7 Mio. innerhalb der Bandbreitenprognose.

331 Weiterhin haben wir den Plan-Ist-Vergleich um Prognosen zur geplanten Gesamtkapazität der Wind- und Solaranlagen von Tion Renewables ergänzt. Hierfür haben wir Prognosen aus dem Wertpapierprospekt der Gesellschaft (ehemals Pacifico Renewables Yield AG) vom 13. November 2020 herangezogen. Hierbei hat Tion Renewables prognostiziert, dass das zum November 2020 bestehende Anlagenportfolio mit einer Gesamtkapazität von 81 MW bis zum Ende des Jahres 2023 auf ungefähr 400 MW erhöht werden soll. Der Anstieg der Gesamtkapazität sollte dabei in zwei Phasen erfolgen, wobei die Gesamtkapazität bis zum Ende des Jahres 2021 um circa 140 MW und bis zum Ende des Jahres 2023 um weitere 180 MW erhöht werden sollte.<sup>69</sup> Zum Bewertungsstichtag umfasst die Gesamtkapazität des Anlagenportfolios 192,2 MW (basierend auf dem 167 MW Anlagenportfolio von Tion Renewables sowie dem relativen Anteil am Anlagenportfolio der clearvise AG i.H.v. 25,2 MW) und liegt damit deutlich unter dem prognostizierten Wert aus dem Wertpapierprospekt.

332 Die Unterschreitung ist im Wesentlichen auf die angespannte Marktlage sowie dem Anstieg des Zinsniveaus im Jahr 2023 zurückzuführen. Durch die gestiegene Eigenkapitalrendite

<sup>63</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Geschäftsbericht 2019, S. 40.

<sup>64</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Geschäftsbericht 2020, S. 56-57.

<sup>65</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Geschäftsbericht 2021, S. 41.

<sup>66</sup> Vgl. Pacifico Renewables Yield AG, Geschäftsbericht 2021, S. 68.

<sup>67</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Geschäftsbericht 2022, S. 42.

<sup>68</sup> Vgl. Tion Renewables AG, Geschäftsbericht 2022, S. 42.

<sup>69</sup> Vgl. EU-Wachstumsprospekt der Pacifico Renewables Yield AG vom 13. November 2020, S. 31.

konnte Tion Renewables auskunftsgemäß keine neuen Projekte zu einem attraktiven Preisniveau identifizieren sowie die benötigte Eigenkapitalfinanzierung beschaffen.

- 333 Wie der Plan-Ist-Vergleich zeigt, fällt die Planungstreue auf Ebene der Umsatzerlöse und erzeugten Energie in eine vertretbare Bandbreite. Insbesondere vor dem Hintergrund eines volatilen Marktumfelds durch aktuelle geopolitische Ereignisse im Betrachtungszeitraum weist Tion Renewables eine hohe Planungstreue in Bezug auf kurzfristig erzeugte Strommengen und die im laufenden Jahr erwirtschafteten Umsatzerlöse auf. Bei Betrachtung der prognostizierten Gesamtkapazität des Anlagenportfolios aus dem Wertpapierprospekt nimmt die Planungstreue in Bezug auf zukünftige Portfolioakquisitionen jedoch deutlich ab.
- 334 Insgesamt haben sich beim Vergleich der von der Bewertungsgutachterin vorgelegten Analyse zur Planungstreue sowie unserem eigenständig durchgeführten Plan-Ist-Vergleich keine Beanstandungen ergeben.

### 3.4.3 Planungsrechnung

- 335 Die Tabellen in diesem Abschnitt beziehen sich auf den Planungszeitraum GJ24 bis GJ28 (zusammen: „Planungszeitraum“ bzw. „Detailplanungshorizont“). Zu Vergleichszwecken wird auch das Hochrechnungsjahr 2023 nach Bereinigungen ausgewiesen.<sup>70</sup>
- 336 Die zusammenfassenden Kennzahlen für den Detailplanungszeitraum (Spalte „Ø Plan 24-28“) sind wie folgt definiert:
- Der CAGR für den Detailplanungszeitraum bezieht sich auf das geometrische Mittel des Umsatzwachstums der Jahre 2023-28.
  - Die ausgewiesenen Durchschnitts-Margen für den Detailplanungszeitraum entsprechen dem arithmetischen Mittel der Jahre 2024-2028.
- 337 Die entsprechenden Kennzahlen für den Vergangenheitszeitraum werden, wenn vorhanden, ebenfalls dargestellt. Diese beziehen sich auf die bereinigte Ertragslage (siehe Abschnitt 3.1.4.4).
- 338 Nachfolgende Tabelle zeigt die Plan-GuV der Tion Renewables AG.

**Tabelle 29: Tion Renewables – Plan-GuV**

EUR Tsd.	HR GJ23	Plan GJ24	Plan GJ25	Plan GJ26	Plan GJ27	Plan GJ28	CAGR 24-28
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>27.673</b>	<b>25.978</b>	<b>30.722</b>	<b>30.061</b>	<b>30.521</b>	<b>30.281</b>	<b>1,8%</b>
Betriebskosten	(9.377)	(8.070)	(8.819)	(9.108)	(9.041)	(9.162)	(0,5%)
Asset Management	(1.227)	(1.302)	(1.247)	(1.135)	(1.050)	(957)	(4,8%)
Sonstige Steuern	(806)	(875)	(839)	(763)	(744)	(742)	(1,7%)
<b>EBITDA</b>	<b>16.263</b>	<b>15.731</b>	<b>19.816</b>	<b>19.055</b>	<b>19.686</b>	<b>19.420</b>	<b>3,6%</b>
Abschreibungen	(14.401)	(13.456)	(13.646)	(13.534)	(12.961)	(12.482)	(2,8%)
<b>EBIT</b>	<b>1.862</b>	<b>2.274</b>	<b>6.171</b>	<b>5.521</b>	<b>6.725</b>	<b>6.939</b>	<b>30,1%</b>
<i>Umsatzwachstum (in %)</i>	<i>n/a</i>	<i>(6,1%)</i>	<i>18,3%</i>	<i>(2,2%)</i>	<i>1,5%</i>	<i>(0,8%)</i>	<i>1,8%</i>
<i>EBITDA-Marge (in % der Umsatzerlöse)</i>	<i>58,8%</i>	<i>60,6%</i>	<i>64,5%</i>	<i>63,4%</i>	<i>64,5%</i>	<i>64,1%</i>	
<i>EBIT-Marge (in % der Umsatzerlöse)</i>	<i>6,7%</i>	<i>8,8%</i>	<i>20,1%</i>	<i>18,4%</i>	<i>22,0%</i>	<i>22,9%</i>	

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

- 339 Wir weisen darauf hin, dass die Planungsrechnung keine Erträge aus der Beteiligung an der clearvise AG beinhaltet. Entsprechend wird der Wertbeitrag der Beteiligung im Rahmen der Unternehmensbewertung als Sonderwert behandelt (siehe Abschnitt 3.7.2) und geht nicht in die Ertragswertberechnung ein.
- 340 Im Folgenden wird die Entwicklung der Ertragslage in den Perioden GJ23 bis GJ28 kurz zusammengefasst. Eine detailliertere Beschreibung ist in den folgenden Abschnitten zu finden.
- Die Umsatzerlöse sollen von EUR 27,7 Mio. im GJ23 auf EUR 30,7 Mio. im GJ25 ansteigen, hauptsächlich durch das Inkrafttreten eines PPA mit Saint-Gobain für die Kapazitäten in Polen im GJ25. Aufgrund rückläufiger Strompreisprognosen, begleitet von der technischen Degradation der Anlagen sollen die Umsatzerlöse einen Rückgang

<sup>70</sup> Für eine Diskussion der vorgenommenen Bereinigungen der historischen Ertragslage verweisen wir auf Abschnitt 3.1.4.3.

auf EUR 30,1 Mio. im GJ26 verzeichnen. Daraufhin sollen die Umsatzerlöse weitgehend stabil verlaufen.

- Die Betriebskosten sollen von EUR 9,4 Mio. im GJ23 bis zum GJ26 auf EUR 9,1 Mio. sinken und anschließend, analog zu den Umsatzerlösen, weitgehend konstant bleiben.
- Die Kosten für das Asset Management sollen von EUR 1,2 Mio. im GJ23 auf EUR 1,0 Mio. im GJ28 sinken, was einem jährlichen Rückgang von 4,8% entspricht. Weiterhin sollen die sonstigen Steuern um 1,7% pro Jahr sinken. Die durchschnittliche EBITDA-Marge zwischen GJ24 und GJ28 beträgt 63,4%.
- Die Abschreibungen sollen ab dem GJ25 stetig abnehmen. Dies wird zum einen durch die vollständige Abschreibung des verbleibenden Buchwerts einzelner Anlagen und durch den abwertenden Wechselkurseffekt, basierend auf Forward-Kursen, für die Anlagen in Polen begründet. Insbesondere durch den Umsatzanstieg im GJ25 soll die EBIT-Marge von 6,7% im GJ23 auf 22,9% im GJ28 ansteigen.

Im Folgenden diskutieren wir die Entwicklung der Umsatzerlöse, der laufenden Betriebskosten und weiteren Aufwendungen, des EBITDA sowie der Investitionen und Abschreibungen und des EBIT der Tion Renewables für die Hochrechnung des GJ23 sowie für den Planungszeitraum vom GJ24 bis zum GJ28.

### 3.4.3.1 Umsatzerlöse

- 341 Die Umsatzerlöse werden mithilfe eines Preis-Mengen-Gerüsts nach einem Bottom-Up-Ansatz auf Ebene der einzelnen SPV geplant und auf Konzernebene aggregiert. Die anlagenspezifischen erzeugten Strommengen sowie der Preis pro MWh, zu dem der erzeugte Strom verkauft werden soll, stellen die wichtigsten Input-Parameter dar. Nachfolgende Tabelle zeigt die Planung der Umsatzerlöse nach Land und Erzeugungstechnologie für das GJ23 (Hochrechnung) sowie für den Planungszeitraum der GJ24 bis GJ28.

**Tabelle 30: Tion Renewables – Umsatzerlöse**

EUR Tsd.	HR GJ23	Plan GJ24	Plan GJ25	Plan GJ26	Plan GJ27	Plan GJ28	FC Ø 24-28
Wind Deutschland	7.172	5.498	5.919	5.791	6.312	5.956	20,0%
Wind Polen	9.002	8.316	12.359	12.327	12.304	12.533	39,0%
Solar Deutschland	6.088	6.468	6.427	6.386	6.345	6.304	21,7%
Solar Niederlande	3.382	2.638	2.615	2.595	2.575	2.551	8,8%
Solar Italien	1.811	1.927	2.015	1.999	2.040	1.991	6,8%
BESS Deutschland	-	1.131	1.386	963	945	946	3,7%
TopCo	218	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>27.673</b>	<b>25.978</b>	<b>30.722</b>	<b>30.061</b>	<b>30.521</b>	<b>30.281</b>	<b>100,0%</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die obige Tabelle stellt in der Spalte "FC Ø 24-28" die durchschnittlichen Anteile der Segmente an den Umsatzerlösen dar.

- 342 Die Umsatzerlöse sollen im Wesentlichen durch Wind- und Solarparks in Deutschland sowie durch Windparks in Polen generiert werden. Nachfolgend wird die geplante Umsatzentwicklung auf Segmentebene erläutert:

- Wind Deutschland: Schwankungen in den Umsatzerlösen der deutschen Windparks sind vor allem auf die Strompreisprognosen der jeweiligen Jahre, die Stabilisierung der erzeugten Strommengen, sowie die geplante Veräußerung eines Windparks im GJ24 zurückzuführen. Der Strompreis soll dabei im Planungszeitraum in einer Bandbreite von 83,3 EUR/MWh und 96,8 EUR/MWh liegen. Der relative Anteil an den Umsatzerlösen soll von 21,2% im GJ24 auf 19,7% im GJ28 sinken, wobei der relative Anteil an der Produktionsmenge auf einem konstanten Niveau verbleiben soll.
- Wind Polen: Die Umsatzerlöse in Polen sollen von EUR 9,0 Mio. im GJ23 auf EUR 8,3 Mio. im GJ24 zurückgehen. Dies ist hauptsächlich auf die niedrigere erwartete Einspeisevergütung aus dem PPA mit Statkraft zurückzuführen. Der Anstieg der Umsatzerlöse im GJ25 auf EUR 12,4 Mio. resultiert aus dem Inkrafttreten des PPAs mit Saint-Gobain. Als Folge soll der Anteil der Umsatzerlöse aus polnischen Windparks an den Gesamtumsätzen von 32,0% im GJ24 auf 41,4% im GJ28 ansteigen. Diese Entwicklung soll im Wesentlichen durch einen Anstieg des Strompreises getrieben werden.

- Solar Deutschland: Die Umsatzerlöse für die Solaranlagen in Deutschland sollen auf einem konstanten Niveau im Planungszeitraum liegen, was im Wesentlichen aus einem fixierten Strompreis aus Einspeisevergütungen von 213,4 EUR/MWh resultieren soll.
- Solar Niederlande: Der Rückgang der Umsatzerlöse für die Solaranlagen in den Niederlanden im GJ24 auf EUR 2,6 Mio. resultiert hauptsächlich aus dem rückläufigen Strompreisniveau. Im weiteren Verlauf sollen die Umsatzerlöse sowie die Produktionsmenge im Planungszeitraum auf einem konstanten Niveau liegen. Der durchschnittliche Strompreis soll dabei im Planungszeitraum rd. 102 EUR/MWh betragen und dabei nur geringfügig schwanken.
- Solar Italien: Durch einen durchschnittlichen Strompreis von 365,0 EUR/MWh soll der relative Anteil der Umsatzerlöse für Solaranlagen in Italien deutlich über dem relativen Anteil der Produktionsmenge liegen. Die geplanten Strompreise aus der Erzeugung durch Solaranlagen in Italien liegen dabei deutlich über den Strompreisen aus Deutschland, Polen und den Niederlanden, was im Wesentlichen aus hohen, garantieren Einspeisevergütungen aus dem Conto Energia resultieren soll (siehe hierzu Abschnitt 3.1.3.3).
- BESS Deutschland: Durch den Erwerb eines Batteriespeichersystems in Thüringen sowie die voraussichtliche Inbetriebnahme im Laufe des Jahres 2024 plant die Gesellschaft ab dem GJ24 mit jährlichen Umsatzerlösen zwischen EUR 0,9 Mio. und EUR 1,1 Mio. Der relative Anteil an den gesamten Umsatzerlösen soll sich dabei im Planungszeitraum zwischen 3,1% und 4,5% bewegen.

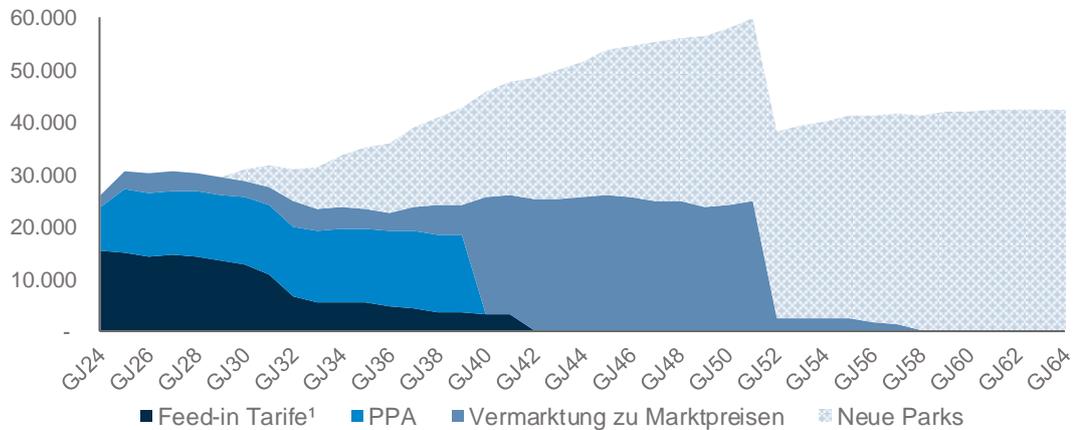
343 Bei der Planung der Umsatzerlöse differenziert Tion Renewables grundlegend zwischen drei Vermarktungskonzepten:

- Feed-in Tarif: Hierunter fallen insbesondere die in Abschnitt 3.1.3.3 beschriebenen staatlichen Förderprogramme. Umsatzerlöse aus Feed-in Tarifen beinhalten somit EEG-Einspeisevergütungen sowie staatliche Förderungen durch das EEG-Direktvermarktungssystem in Deutschland. In den Niederlanden werden Umsatzerlöse aus den auktionbasierten Vergütungsmodellen SDE+ und SDE++ berücksichtigt. Diese Einspeisevergütungen werden jedoch nur berücksichtigt, wenn diese über den erwarteten Marktpreisen liegen. Für die Solaranlagen in Italien wird zusätzlich zu den Einspeisevergütungen durch Conto Energia auch eine marktorientierte Vergütung berücksichtigt.
- PPA: PPAs sind ausschließlich für Windparks in Polen geplant und beinhalten einen vertraglich festgelegten Preis über eine definierte Laufzeit. Bis zum GJ24 vermarktet Tion Renewables ihre polnischen Kapazitäten über ein Baseload PPA an Statkraft Markets GmbH. In diesem Vertrag wurde im Voraus eine festgelegte Menge von 134 GWh an zu lieferndem Strom vereinbart. Durch Über- oder Unterproduktion in Relation zu der vereinbarten Menge kann es jedoch zu Abweichungen des effektiven Preis im Vergleich zum festgelegten Preis kommen. Für die Geschäftsjahre über das GJ24 hinaus hat Tion Renewables ein sogenanntes pay-as-produced PPA mit Saint-Gobain in Polen abgeschlossen. Saint-Gobain verpflichtet sich dabei, sämtlichen erzeugten Strom abzunehmen und zu einem festen Preis zu vergüten. Die Laufzeit dieses PPA erstreckt sich bis zum GJ39.
- Vermarktung zu Marktpreisen: Feed-in Tarife und PPAs sind durch vertragliche Laufzeiten gekennzeichnet. Nach Ablauf dieser Laufzeiten werden Umsatzerlöse bis zum Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer auf Grundlage langfristiger Strompreisprognosen geplant. Zudem wird eine Vermarktung zu Marktpreisen für überschüssige Mengen sowie für erzeugte Mengen aus zukünftigen Investitionen in neue Wind- und Solarparks angenommen.

344 Des Weiteren plant Tion Renewables Umsatzerlöse aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen für polnische Windparks sowie niederländische Solarparks. Diese sind insgesamt jedoch von untergeordneter Bedeutung.

345 Nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Umsatzerlöse nach Vermarktungskonzepten für die GJ24 bis GJ64, welche, wie in Abschnitt 3.3.2.5 dargestellt, den gesamten von der Bewertungsgutachterin angesetzten Planungszeitraum abbilden:<sup>71</sup>

**Abbildung 9: Kontrahierte Umsatzerlöse (EUR Tsd.)**



Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

<sup>1</sup> Umfasst Erlöse aus der Veräußerung von Herkunftsnachweisen.

346 In den kommenden Geschäftsjahren wird ein wesentlicher Teil der Umsatzerlöse durch Feed-in Tarife und PPAs erwartet. Ab dem GJ30 sind erste Umsatzerlöse aus den Reinvestitionsprojekten in neue Wind- und Solarparks geplant, die kontinuierlich ansteigen sollen. Aufgrund der geplanten Stilllegung von drei Windparks im GJ32 bzw. GJ33 zeigt sich eine Abnahme der vorgesehenen Umsatzerlöse. Im GJ39 endet das PPA mit Saint-Gobain Polen, wodurch keine Erlöse mehr aus PPAs generiert werden. Stattdessen wird von einer Vermarktung zu Marktpreisen ausgegangen. Als Folge soll der Anteil der Umsatzerlöse signifikant steigen, die durch die Vermarktung zu Marktpreisen generiert werden, was zu einer Erhöhung des Risikoprofils der Gesellschaft beitragen wird. Mit dem Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der polnischen Windkraftanlagen im GJ51 soll ein signifikanter Teil der Umsatzerlöse entfallen. In den folgenden Jahren sollen die prognostizierten Umsatzerlöse hauptsächlich aus den neuen Wind- und Solarparks generiert werden. Ab dem GJ58 werden die Umsatzerlöse ausschließlich aus neuen Wind- und Solarparks generiert.

347 Im Folgenden gehen wir auf die Annahmen zur Ableitung der Produktionsmengen und der Marktpreise ein.

### Produktionsmenge

348 Die generierten Strommengen sind abhängig von diversen Einflussfaktoren, darunter die technische Nennleistungskapazität, der Standort, die Auswirkungen der Witterungsverhältnisse, Instandhaltungs- und Verfügbarkeitszeiten sowie die Nutzungsdauer und Degradationsrate der jeweiligen Anlagen. Die im Planungsmodell angenommenen Produktionsmengen stützen sich vornehmlich auf historische Produktionsdaten. In Fällen, in denen diese historischen Daten nicht zukunftsrepräsentativ sind – etwa bei neu angeschafften Anlagen ohne ausreichende Datenverfügbarkeit – erfolgt die Schätzung der Produktionsmengen auf Grundlage von Gutachten und technischen Due-Diligence-Berichten.

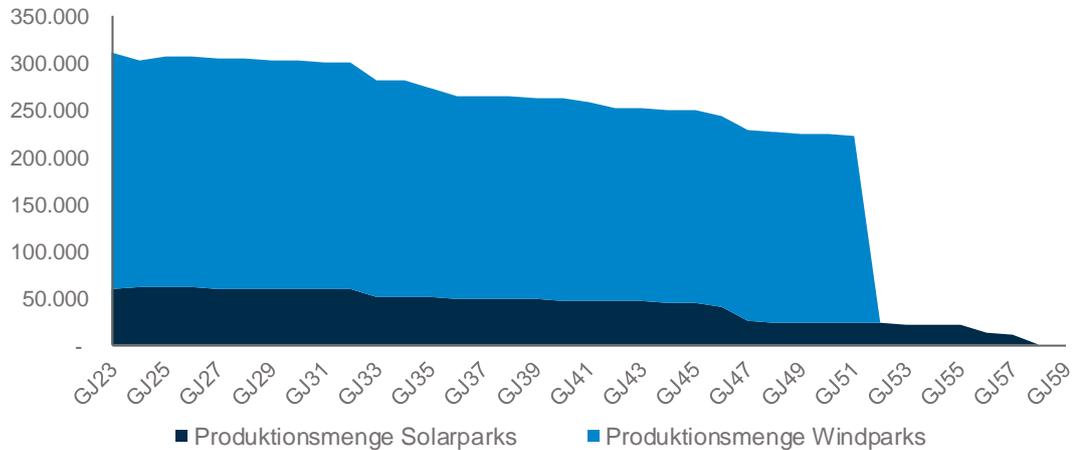
349 Ausgehend von einer Basis-Produktionsmenge wird der planungsgemäß zu erzeugende Strom unter Anwendung technologiespezifischer Degradationsraten bestimmt. Für Photovoltaikanlagen liegt die angenommene Degradationsrate bei 0,64% pro Jahr, während sie bei Windenergieanlagen 0,10% pro Jahr beträgt. Die im Planungsmodell festgelegten Degradationsraten konnten durch eine Überprüfung anhand externer Quellen und Studien nachvollzogen werden; sie bewegen sich innerhalb der marktüblichen Bandbreite<sup>72</sup>.

<sup>71</sup> Für das GJ23 lag keine Unterteilung der Umsatzerlöse nach Vermarktungskonzepten vor.

<sup>72</sup> Vgl. Olczak, P. (2023). Evaluation of degradation energy productivity of photovoltaic installations in long-term case study, Applied Energy, Elsevier, vol. 343(C) für PV-Anlagen; und Mathew, M. S., Kandukuri, S. T., & Omlin, C. W.

350 Folgende Abbildung stellt die Entwicklung der Produktionsmenge des Bestandsportfolios in MWh in Abhängigkeit der Erzeugertechnologie, wie in der vom Management zur Verfügung gestellten Planungsrechnung abgebildet, dar:

**Abbildung 10: Entwicklung der Produktionsmenge des Bestandsportfolio nach Erzeugertechnologie in MWh**



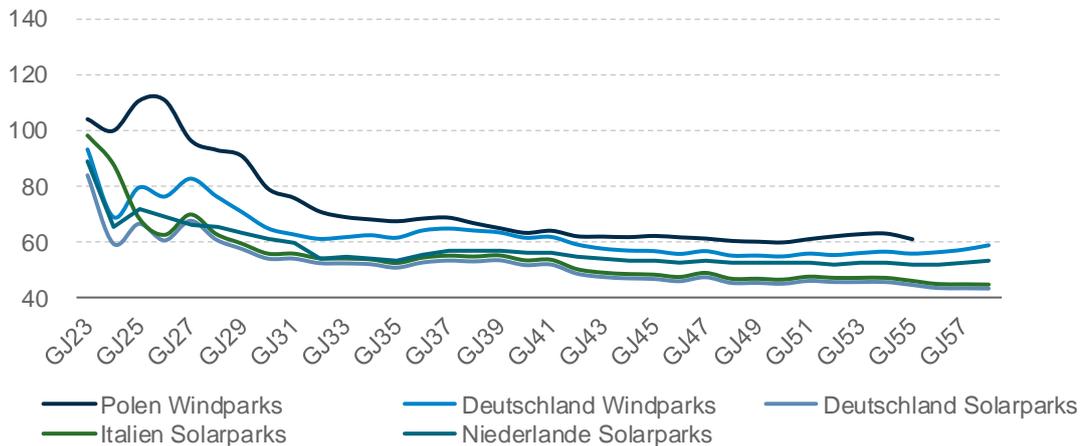
Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

351 Der Großteil der Produktionsmenge wird bis zum GJ51 durch die Windparks generiert. Die kontinuierliche Abnahme der Produktionsmenge lässt sich durch die angenommene Degradationsrate erklären. Nach der geplanten Stilllegung des letzten Windparks besteht das Bestandsportfolio der Tion Renewables ab dem GJ52 ausschließlich aus Solarparks. Zum Ende des GJ57 wird erwartungsgemäß der letzte Solarpark stillgelegt.

### Marktpreis

352 Nachfolgende Abbildung stellt die realen Strompreisprognosen in Abhängigkeit vom Land und Erzeugungstechnologie dar:

**Abbildung 11: Reale Strompreisprognosen nach Land und Erzeugungstechnologie**



Anmerkung: Werte in EUR/MWh; Die Strompreise in Polen wurden mit einem konstanten Wechselkurs umgerechnet. Quelle: Unternehmensinformationen; Aurora Energy Research; Eigene Darstellung.

353 Die zukünftigen Umsatzerlöse werden im Planungsmodell von Tion Renewables mithilfe von Strompreisprognosen ermittelt. Die Prognosen sind nach Ländern und der spezifischen Erzeugertechnologie unterteilt. Diese Prognosen berücksichtigen bereits den sogenannten „Capture Price“. Der Capture Price bezieht sich auf den Preis, zu dem Wind- und Solarparks ihren erzeugten Strom am Markt verkaufen können. Dieser Preis liegt im Durchschnitt unter

(2022). Estimation of Wind Turbine Performance Degradation with Deep Neural Networks. PHM Society European Conference, 7(1) für Windenergieanlagen

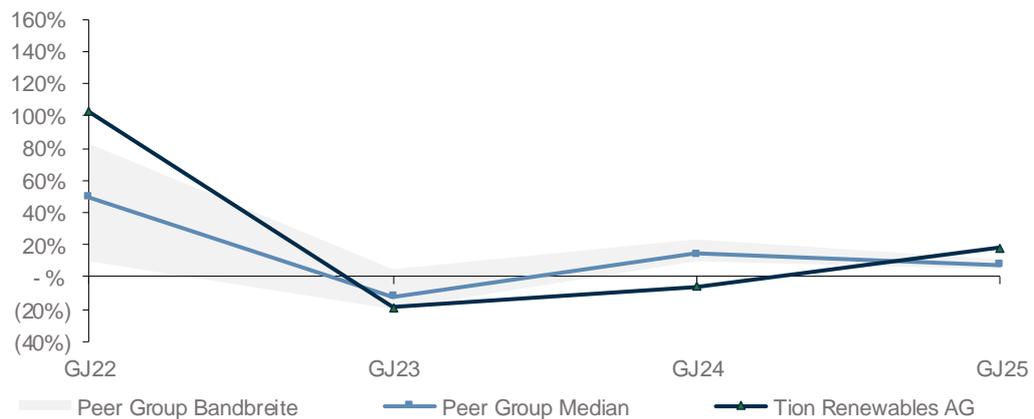
dem Marktpreis, da die Tatsache berücksichtigt wird, dass Wind- und Solarparks häufig dann Strom produzieren, wenn die Nachfrage gering ist oder die Stromproduktion anderer Energiequellen hoch ist.

- 354 Die Strompreisprognosen für die GJ24 bis GJ26 stützen sich auf Future-Preise vom Informationsdienstleistungsunternehmen Bloomberg. Ab GJ27 wurde auf Strompreisprognosen des Energieanalysedienstleisters Aurora Energy Research zurückgegriffen. Da keine langfristigen Prognosen für den italienischen Markt verfügbar waren, wurde der Future-Preis aus dem GJ26 für Italien fortgeschrieben.
- 355 Wie aus der Abbildung 11 hervorgeht, zeigt sich, dass die Capture Prices aller Länder bzw. Erzeugertechnologien aufgrund kurzfristiger Marktvolatilitäten und der kurzen Laufzeit von Futures vorerst hohe Schwankungen aufweisen. Die Entwicklung des Capture Prices in Polen ist für die Umsatzentwicklung der Tion Renewables bis zum GJ39 jedoch unerheblich, da die polnischen Kapazitäten über ein PPA vermarktet werden, dessen Vergütung unabhängig von der Strompreisentwicklung ist. Um das GJ35 herum zeichnet sich eine weitergehende Normalisierung der Capture Prices ab. Gegen Ende des beobachteten Zeitraums sind leichte Anstiege für deutsche Wind- und Solarparks zu verzeichnen. Die dargestellten Strompreisprognosen repräsentieren reale Werte und werden zur Berechnung der Umsatzerlöse unter Berücksichtigung des Inflationsfaktors des jeweiligen Landes angepasst.
- 356 Wir haben den Verlauf der Strompreisprognosen nachvollzogen und durch Verwendung von verfügbaren Marktdaten plausibilisiert. Hierbei stützen wir uns insbesondere auf Daten zu Future-Preisen vom Bloomberg sowie auf die Einschätzung von Branchenexperten des Finanzdienstleisters S&P Global Commodity Insights. In einem weiteren Schritt haben wir die von Tion Renewables verwendeten Strompreisprognosen mit denen der Vergleichsunternehmen verglichen. Hierbei haben wir unseren Vergleich vor allem auf Daten der YieldCos Aquila, Octopus, TRIG und Greencoat gestützt, die in ihren Quartalsberichten regelmäßig ihre Prognosen zu der Strompreisentwicklung veröffentlichen. Nach eingehender Prüfung halten wir die angesetzten Strompreisprognosen von Tion Renewables für angemessen.

### Peer-Vergleich

- 357 Zu Plausibilisierungszwecken haben wir das geplante Wachstum der Umsatzerlöse mit den Konsensschätzungen der Analysten für die Peer Group-Unternehmen gespiegelt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der Vergleich des Umsatzwachstums durch das vorwiegend anorganische Wachstum, insbesondere bei Investment-Gesellschaften, eingeschränkt sein kann.
- 358 Die der Analyse zugrundeliegenden Kennzahlen-Prognosen für die Vergleichsunternehmen wurden der S&P Capital IQ-Datenbank entnommen. Für den Vergleich wurden die Unternehmen Aquila, Octopus, TRIG und Greencoat nicht berücksichtigt. Dies resultiert aus der Tatsache, dass diese Unternehmen ihre Projektgesellschaften nicht vollkonsolidieren, was zu erheblichen Unterschieden in der GuV-Struktur im Vergleich zu Tion Renewables führt.
- 359 Nachfolgende Abbildung vergleicht die Wachstumsraten der Umsatzerlöse der Tion Renewables mit dem Wachstum der Peer-Unternehmen für das GJ22, die Hochrechnung des GJ23 sowie für die Planung der GJ24 und GJ25. Die dargestellte Peer Group-Bandbreite entspricht dem zweiten bis achten Dezil der vorhandenen Kennzahlen-Prognosen.

**Abbildung 12: Peer-Vergleich – Wachstum der Umsatzerlöse**



Quelle: S&P Capital IQ; Unternehmensinformationen; A&M Analyse.

- 360 Aufgrund des starken Stromgroßhandelspreisanstieges im GJ22 fiel das Umsatzwachstum von Tion Renewables als auch der Peer Group im Vergleich zu den folgenden Jahren signifikant höher aus. Aus den Konsensschätzungen geht jedoch ein rückläufiges Wachstum im GJ23 (Peer Group Median von -12,0%) hervor. Hintergrund ist eine Stabilisierung des Stromgroßhandelspreises.
- 361 Ab dem GJ24 gehen die Analysteneinschätzungen von einem weitestgehend homogenen Umsatzwachstum innerhalb der Peer Group aus. Während das Wachstum vom GJ23 auf das GJ24 wieder ansteigen soll (Peer Group Median von 14,2%), wird im GJ25 wieder ein Wachstumsrückgang erwartet (Peer Group Median von 7,5%).
- 362 Das höhere Umsatzwachstum der Tion Renewables im GJ22 lässt sich insbesondere durch die Inbetriebnahme weiterer Windkraftanlagen und dem damit einhergehenden Anstieg der erzeugten Gesamtenergie begründen. In den folgenden Jahren erscheint das erwartete Umsatzwachstum der Tion Renewables im Hinblick auf die Vergleichsunternehmen angemessen.

#### 3.4.3.2 Laufende Betriebskosten

- 363 Die laufenden Betriebskosten werden jeweils auf Ebene der einzelnen Wind- und Solarparks als auch auf Ebene der TopCo geplant. Auf Ebene der einzelnen Wind- und Solarparks umfassen diese primär Ausgaben für die technische Betriebsführung, Miet- und Pachtgebühren für Grundstücke, Versicherungsaufwendungen, Eigenverbrauch von Strom, Buchführungskosten, Kosten für Infrastrukturdienstleistungen, Vertriebsaufwendungen sowie sonstige laufende Betriebskosten. Potentielle Kosten für Ersatzteile sind bereits in den Aufwendungen für die technische Betriebsführung bzw. den übrigen laufenden Betriebskosten enthalten.
- 364 Insofern vertragliche Vereinbarungen existieren, erfolgt die Kostenplanung anhand der festgelegten Konditionen. Bei fehlenden Verträgen werden die zukünftigen Betriebskosten anhand historischer Werte prognostiziert. Dabei wird vorab bestimmt, ob die jeweilige Kostenposition einer Inflation unterliegt. Dies führt zu einem prozentualen Anteil der Gesamtbetriebskosten zum Umsatz jeder Anlage, der im Zuge der Planung mit den jeweils prognostizierten länderspezifischen Inflationsraten angepasst wird. Dieser Anteil entspricht im gewichteten Durchschnitt 52,5%.
- 365 Für die polnischen Windparks entstehen für der Vertragslaufzeit des PPA mit Saint-Gobain ab dem GJ25 zusätzlich variable Ausgleichskosten, weshalb die Betriebskosten im Vergleich zum GJ24 um EUR 0,7 Mio. ansteigen. Solche Ausgleichskosten beschreiben nötige Aufwendungen um das allgemeine Stromangebot auf die Stromnachfrage anzupassen. Die Ausgleichskosten werden mit 2% des erwarteten Stromgroßhandelspreis pro MWh basierend auf Kostenvoranschlägen geplant.
- 366 Laufende Betriebskosten auf Ebene der TopCo beinhalten im Wesentlichen Personalaufwendungen sowie in begrenztem Umfang Mietkosten, Energiekosten, Reisekosten

und Buchführungskosten. Die Grundlage für die Planung bildet die Hochrechnung der Betriebskosten für das GJ23. Diese wurden um Aufwendungen für das Investment-Team bereinigt, da in den kommenden Jahren keine Investitionstätigkeiten geplant sind. Darauf basierend wird ein Kostenfaktor pro MW Gesamtkapazität ermittelt und unter Berücksichtigung der Inflationserwartungen auf die prognostizierte Gesamtkapazität der nachfolgenden Geschäftsjahre angewendet.

### 3.4.3.3 Weitere Aufwendungen

367 Zu den weiteren Aufwendungen gehören Aufwendungen für das Asset Management, welches auch das Asset Stewardship umfasst, sowie länderspezifische sonstige und nicht gewinnabhängige Steuern. Asset Management bezeichnet dabei Dienstleistungen zum operativen Betrieb und Überwachung der Wind- und Solarparks. Die Aufwendungen sind auf Grundlage vertraglicher Vereinbarungen festgelegt und betragen 1,5% des Umsatzes. Das Asset Stewardship hingegen umfasst Verwaltungsaufgaben mit Fokus auf Liquiditäts- und Finanzplanung, Optimierung der Anlagen, Unterstützung bei der Einhaltung der regulatorischen, handelsrechtlichen und steuerlichen Anforderungen, kontinuierliche Optimierung der Arbeitsabläufe. Analog zu den Aufwendungen für das Asset Management wird die Planung der Ausgaben auf Basis vertraglicher Vereinbarungen vorgenommen und beträgt in der Regel 0,5% des Anlagenwertes pro Jahr. Die lokalen Steuern fallen im Wesentlichen für die polnischen Windparks an und werden separat geplant und ausgewiesen.

### 3.4.3.4 EBITDA

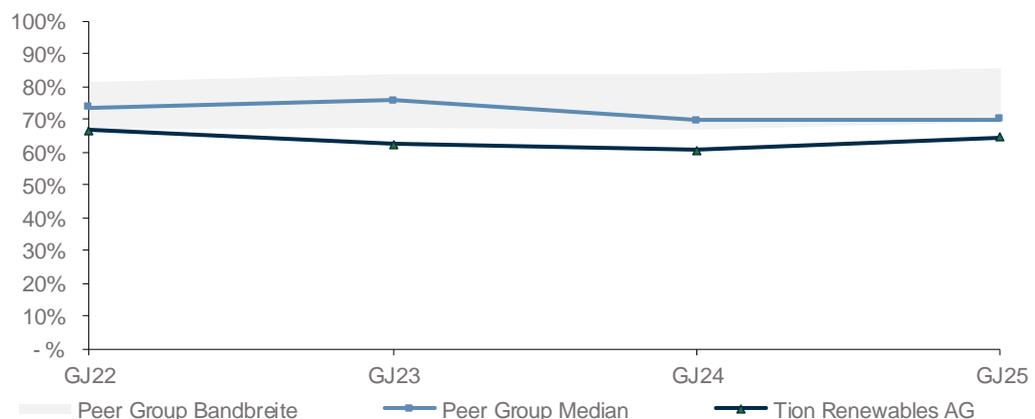
368 Das EBITDA soll infolge der zuvor beschriebenen Entwicklungen von EUR 16,3 Mio. im GJ23 auf EUR 19,4 Mio. im GJ28 steigen. Die EBITDA-Marge soll sich von 58,8% im GJ23 auf 64,1% im GJ28 verbessern. Hauptsächlich für den Anstieg der Marge ist das PPA mit Saint-Gobain.

369 Die Durchschnittsmarge liegt im Zeitraum GJ23 bis GJ28 bei 62,6%. Die Verbesserung gegenüber dem Vergangenheitszeitraum GJ20 bis GJ22 (57,8%) spiegelt die Veränderung aufgrund des oben genannten Punktes wider.

### Peer-Vergleich

370 Die folgende Abbildung vergleicht, analog zum Peer-Vergleich des Umsatzwachstums, die Entwicklung der EBITDA-Marge der Tion Renewables mit der der Vergleichsunternehmen für das GJ22, die Hochrechnung des GJ23 sowie für die Planung der GJ24 und GJ25. Die dargestellte Peer Group-Bandbreite entspricht dem zweiten bis achten Dezil der vorhandenen Kennzahlen-Prognosen. Die EBITDA-Marge der Tion Renewables basiert für das GJ22 und GJ23 auf der IFRS-Zahlenbasis nach Bereinigungen.

Abbildung 13: Peer-Vergleich – Entwicklung der EBITDA-Marge



Quelle: S&P Capital IQ; Unternehmensinformationen; A&M Analyse.

371 Im GJ22 lag die EBITDA-Marge der Tion Renewables mit 66,7% unter dem Niveau der Peer Group mit einem Median von 73,8%. Im GJ23 soll die EBITDA-Marge der Tion Renewables auf 62,5% sinken, während der Median der Peer Group ebenfalls leicht auf 75,8% ansteigen

soll. Im GJ24 gehen die Analysteneinschätzungen von sinkenden EBITDA-Margen der Peer Group aus (Peer Group Median von 69,8%). Im GJ25 nähern sich die EBITDA-Margen der Peer Group (69,9%) und der Tion Renewables (64,5%) weiter an.

372 Insgesamt lässt sich feststellen, dass die EBITDA-Marge innerhalb des beobachteten Zeitraums sowohl unterhalb des Medians der Peer Group als auch unterhalb der Bandbreite der Peer Group liegt. Hintergrund ist, dass die Vergleichsunternehmen teilweise deutlich größere Portfolios unterhalten, wodurch Skaleneffekte, insbesondere im Bereich der operativen Kosten auf Holdingebene, realisiert werden.

### 3.4.3.5 Investitionen und Abschreibungen

373 Die geplanten Investitionen beinhalten Instandhaltungsinvestitionen sowie einmalige Investitions- und Transaktionskosten bzw. -erträge. Nachfolgende Tabelle zeigt die Investitions- und Abschreibungsplanung der Tion Renewables für die Hochrechnung für das GJ23 und für den Detailplanungszeitraum vom GJ24 bis GJ28.

**Tabelle 31: Tion Renewables – Investitionen und Abschreibungen**

EUR Tsd.	HR GJ23	Plan GJ24	Plan GJ25	Plan GJ26	Plan GJ27	Plan GJ28
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>27.673</b>	<b>25.978</b>	<b>30.722</b>	<b>30.061</b>	<b>30.521</b>	<b>30.281</b>
<b>Investitionen</b>	<b>2.283</b>	<b>(3.557)</b>	<b>99</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Abschreibungen</b>	<b>(14.401)</b>	<b>(13.456)</b>	<b>(13.646)</b>	<b>(13.534)</b>	<b>(12.961)</b>	<b>(12.482)</b>
<i>Investitionen in % Umsatzerlöse</i>	<i>8,3%</i>	<i>(13,7%)</i>	<i>0,3%</i>	<i>- %</i>	<i>- %</i>	<i>- %</i>
<i>Abschreibungen in % Umsatzerlöse</i>	<i>52,0%</i>	<i>51,8%</i>	<i>44,4%</i>	<i>45,0%</i>	<i>42,5%</i>	<i>41,2%</i>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

Anmerkung: Investitionen mit einem negativem Betrag beziehen sich auf Desinvestitionen.

374 Im GJ23 umfassen die Investitionskosten vor allem Kosten im Zusammenhang mit der Akquisition eines Batteriespeicherbetriebs in Deutschland sowie Modernisierungskosten für eine Solaranlage in Italien i.H.v. EUR 0,5 Mio.

375 Die Desinvestitionen im GJ24 lassen sich hauptsächlich auf zwei Faktoren zurückführen. Erstens hat die Pacifico Energy Partners GmbH im Oktober 2023 eine Kaufoption für einen Windpark in Deutschland von Tion Renewables i.H.v. EUR 2,6 Mio. ausgeübt. Zweitens wurde im Dezember 2023 eine Option zur Rückabwicklung des Erwerbs der Boom Bacup Storage Ltd. ausgelöst, wobei die Rückzahlung des Kaufpreises rd. EUR 3,0 Mio. betragen soll.

376 Zudem entstanden im GJ24 weitere Transaktionskosten für den Erwerb des deutschen Batteriespeicherbetriebs. Weitere, nicht im Detail aufgeschlüsselte Investitionskosten im GJ24 beinhalten unter anderem Modernisierungskosten.

377 Die Investitionskosten sollen sich im GJ25 auf EUR 0,1 Mio. belaufen. In den kommenden Jahren sind keine weiteren Investitionen geplant.

378 Die Berechnung der jährlichen Abschreibungshöhe erfolgt linear und basiert auf steuerlichen Nutzungsdauern, die im Vergleich zu den wirtschaftlichen Nutzungsdauern kürzer ausfallen. Im Betrachtungszeitraum sollen die Abschreibungen einen Rückgang von EUR 14,4 Mio. im GJ23 auf EUR 12,5 Mio. in GJ28 verzeichnen. Dieser Abnahme liegt zum einen das Ende der steuerlichen Nutzungsdauern zweier deutscher Anlagen zugrunde. Zum anderen wird erwartet, dass der polnische Zloty gegenüber dem Euro an Wert verliert, was zu einer Verringerung der Abschreibungen der polnischen Anlagen führt, welche rund ein Drittel der gesamten Abschreibungen im Betrachtungszeitraum darstellen.

### 3.4.3.6 EBIT

379 Das EBIT soll von EUR 1,9 Mio. (EBIT-Marge von 6,7%) im GJ23 auf EUR 2,3 Mio. (EBIT-Marge von 8,8%) im GJ24 steigen. Hintergrund sind vor allem geringere Betriebskosten. Durch das PPA mit Saint-Gobain soll das EBIT im GJ25 weiter auf EUR 6,2 Mio. steigen, entsprechend einer EBIT-Marge von 20,1%.

380 Im GJ26 sollen sinkende Umsatzerlöse zur Folge haben, dass auch das EBIT um rd. EUR 0,7 Mio. auf EUR 5,5 Mio. sinkt. Durch das Ende der steuerlichen Nutzungsdauern zweier Anlagen

im GJ26 werden jedoch geringere zukünftige Abschreibungen erwartet, wodurch das EBIT im GJ27 wieder auf EUR 6,7 Mio. ansteigen soll. Im GJ28 wird ein EBIT von EUR 6,9 Mio. prognostiziert, was einer EBIT-Marge von 22,9% entspricht.

#### **3.4.3.7 Abschließende Würdigung**

- 381 Zur Gewährleistung einer konsistenten Ableitung zukünftiger Zahlungsströme und Wachstumsraten sind die wesentlichen Annahmen und Prämissen der Planungsrechnungen analysiert und im Rahmen einer Benchmarking-Analyse plausibilisiert worden.
- 382 So ging Tion Renewables bei der Planung der Umsatzerlöse von angemessenen Wachstumsraten aus, die sich im GJ25 aufgrund des PPAs mit Saint-Gobain leicht über dem Niveau der Peer Group einordnen. Auch die EBITDA-Marge soll sich im Wesentlichen durch das PPA von 58,8% im GJ23 auf 64,5% im GJ25 verbessern und anschließend ein konstantes Niveau aufzeigen.
- 383 Insgesamt waren keine Anzeichen erkennbar, dass die vorliegende, verabschiedete Planungsrechnung nicht eine adäquate Ausgangsbasis für eine Unternehmensbewertung bildet.

### 3.5 Ableitung der zu kapitalisierenden Ergebnisse

#### 3.5.1 Überführung der Planung in einen eingeschwungenen Zustand

- 384 Die Planungsrechnung der Tion Renewables umfasst den Zeitraum GJ23 bzw. GJ24 bis GJ58 und unterstellt keine Reinvestitionen frei werdender liquider Mittel. Demzufolge markiert das GJ58 den Zeitpunkt, an dem gemäß der technischen Nutzungsdauern der Wind- und Solarparks keine Kapazitäten mehr vorhanden sind. Um dennoch eine bewertungstechnische ewige Rente abzuleiten, hat die Bewertungsgutachterin die Planungsrechnung um fortlaufende Reinvestitionen in weitere Kapazitäten ab dem GJ29 bis in das GJ64 ergänzt (Langfristplanung). Das GJ64 markiert somit das letzte geplante Jahr vor dem Eintritt der ewigen Rente im GJ65.
- 385 Die Langfristplanung dient der Überführung der Erträge aus typisierten Investitionen hin zu einem eingeschwungenen Zustand. Für Darstellungszwecke wurden die GJ29 bis GJ64 durch die Bewertungsgutachterin in einem barwertäquivalenten Übergangsjahr GJ29 zusammengefasst. Für die Wertermittlung ist die Langfristplanung bis zum GJ64 mit dem darauffolgenden Jahr der Ewigen Rente im GJ65 ff. maßgeblich. Die Zusammenfassung der Langfristplanung in einer Annuität im Übergangsjahr GJ29 wurde rein aus Gründen einer vereinfachten Darstellung gewählt und führt zum selben Bewertungsergebnis wie eine Berücksichtigung der Planjahre GJ29 bis GJ64 und einer Ewigen Rente im GJ65 ff.
- 386 Zur Ableitung des eingeschwungenen Zustandes mit dem Ziel der Abbildung eines nachhaltig wachsenden Ertrages wurden durch die Bewertungsgutachterin – auf Basis einer langfristigen Projektion der Ergebnisbeiträge aus den Bestandsparks mittels der vom Management zur Verfügung gestellten Planungsrechnung – folgende Effekte berücksichtigt:
- (i) Nach Auslaufen der fixierten Einspeisevergütungen durch Feed-in Tarife oder PPAs wurden die Absatzpreise auf ein prognostiziertes Marktpreisniveau zum jeweiligen parkindividuellen Zeitpunkt angepasst. Die Marktpreisprognosen basieren hierbei auf einer langfristigen Einschätzung des spezialisierten Dienstleisters Aurora Energy Research.
  - (ii) Die Bewertungsgutachterin plant entgegen der Planungsrechnung der Tion Renewables ab dem GJ29 Investitionen in Solar- und Windparks zur Erhaltung einer stabilen Anlagenbasis. Der Investitionsbeginn im GJ29 lässt sich einerseits darauf zurückführen, dass Tion Renewables zum derzeitigen Stand keine weiteren Investitionsprojekte plant. Andererseits gibt das Management an, dass aufgrund einer angespannten Marktlage vor dem GJ29 nicht genügend Eigenkapital für Investitionsprojekte bereitgestellt werden kann. Erst ab dem GJ29 können Reinvestitionen durch einbehaltende Gewinne aus dem Bestandsportfolio erfolgen. Das Sachanlagevermögen ab dem Jahr 2048 beinhaltet dabei ausschließlich die von der Bewertungsgutachterin modellierten Neuinvestitionen in Wind- und Solarparks.
  - (iii) Auf Basis von bestehenden Wind- und Solarparks hat die Bewertungsgutachterin hierbei entsprechende Ergebnisbeiträge der Reinvestitionen unter der Annahme nachhaltig zu erzielender Renditen in der Langfristplanung berücksichtigt. Die Ergebnisbeiträge werden anhand der Kapitalbindung ermittelt, die mit dem WACC, zuzüglich einer Überrendite auf die Eigenkapitalkosten, multipliziert wird. Die Kapitalbindung ist als das Investitionsvolumen nach Abschreibung definiert, wobei die Abschreibungen auf der wirtschaftlichen Nutzungsdauer beruhen. Resultierende Steuerersparnisse aufgrund der Differenz zwischen wirtschaftlicher und steuerlicher Abschreibung werden separat erfasst (siehe hierzu Abschnitt 3.5.7). Der WACC wird durch Anwendung einer typisierten Kapitalstruktur ermittelt, um eine typisierte Rendite zu erhalten. Dabei wird eine Fremdkapitalquote am Gesamtkapital von 70% und eine Eigenkapitalquote von 30% zugrunde gelegt. Die Fremdkapitalkosten betragen 4,00%, während die Eigenkapitalkosten dem der Bewertung zugrundeliegenden Kapitalisierungszinssatz zuzüglich der Überrendite entsprechen (siehe hierzu Abschnitt 3.6).
  - (iv) Ab dem GJ33 hat die Bewertungsgutachterin eine Ausschüttungsquote von 100% des Konzernergebnisses angesetzt, wovon 50% als Dividendenausschüttung für steuerliche Zwecke behandelt werden. Darauf entfällt die Abgeltungssteuer zuzüglich des Solidaritätszuschlags. Die verbleibenden 50% werden als fiktive Zurechnung behandelt, die lediglich mit dem hälftigen Steuersatz von 13,19% versteuert werden.

- (v) In Abhängigkeit der Ausschüttungsquote sowie der jährlich vorhandenen Liquidität hat die Bewertungsgutachterin die Höhe der Reinvestitionen ermittelt. Diese erfolgen dabei jährlich in gleichmäßiger Höhe.

387 Wir haben uns die Annahmen zur Ableitung des Übergangsjahres und des eingeschwungenen Zustandes von der Bewertungsgutachterin erläutern lassen. Die Vorgehensweise der Bewertungsgutachterin ist plausibel und haben wir nachvollziehen können.

### 3.5.2 Nachhaltiges Ergebnis

388 Zur Bestimmung des Unternehmenswerts der Tion Renewables muss der Detailplanungshorizont um den Zeitraum der sogenannten „Ewigen Rente“ ergänzt werden. Die Ewige Rente („Terminal Value“ bzw. „TV“) spiegelt den Fortführungswert des Unternehmens nach dem letzten Planjahr wider. Dabei ist die Grundannahme, dass sich das Unternehmen in einem sogenannten „eingeschwungenen“ Zustand befindet.

389 Der eingeschwungene Zustand bildet ein nachhaltiges Niveau der Umsatzerlöse, EBITDA-Margen und Investitionen ab. Ebenso bewegen sich das Nettoumlaufvermögen, das Finanzergebnis und die Unternehmenssteuern zum Eintritt in die Ewige Rente auf einem nachhaltigen Niveau. Aus diesen Bestandteilen lassen sich die zu kapitalisierenden Ergebnisse ableiten. Im Folgenden gehen wir auf die Ableitung der einzelnen Ergebnis-Komponenten in der Ewigen Rente ein.

390 Alle Ergebnis-Komponenten wachsen im Zeitraum der Ewigen Rente mit einer einheitlichen Wachstumsrate („nachhaltiges Wachstum“ bzw. „Wachstumsabschlag“). Zur Ableitung des Wachstumsabschlags verweisen wir auf Abschnitt 3.6.5.

391 Analog zur Vorgehensweise der Bewertungsgutachterin wurde das Übergangsjahr 2029 („Trans“) und die Ewige Rente ab dem GJ30 für Darstellungszwecke annuitätisch auf Basis der Langfristplanung abgeleitet. Somit bildet das Übergangsjahr 2029 die Entwicklung der Gesellschaft ab dem Jahr 2029 bis zum Eintritt der ewigen Rente im Jahr 2064 sowie den darauf folgenden Zeitraum ab.

392 Nachfolgende Tabelle zeigt die Entwicklung des EBITDA im Detailplanungshorizont und dem Zeitraum der Ewigen Rente.

**Tabelle 32: Tion Renewables – Nachhaltiges Ergebnis**

EUR Tsd.	Plan GJ24	Plan GJ25	Plan GJ26	Plan GJ27	Plan GJ28	Trans GJ29	TV GJ30
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>25.978</b>	<b>30.722</b>	<b>30.061</b>	<b>30.521</b>	<b>30.281</b>	<b>31.284</b>	<b>31.753</b>
Betriebskosten	(8.070)	(8.819)	(9.108)	(9.041)	(9.162)	(10.557)	(10.716)
Asset Management	(1.302)	(1.247)	(1.135)	(1.050)	(957)	(699)	(709)
Sonstige Steuern	(875)	(839)	(763)	(744)	(742)	(724)	(734)
<b>EBITDA</b>	<b>15.731</b>	<b>19.816</b>	<b>19.055</b>	<b>19.686</b>	<b>19.420</b>	<b>19.304</b>	<b>19.594</b>
<i>Umsatzwachstum (in %)</i>	<i>(6,1%)</i>	<i>18,3%</i>	<i>(2,2%)</i>	<i>1,5%</i>	<i>(0,8%)</i>	<i>3,3%</i>	<i>1,5%</i>
<i>EBITDA-Marge (in % der Umsatzerlöse)</i>	<i>60,6%</i>	<i>64,5%</i>	<i>63,4%</i>	<i>64,5%</i>	<i>64,1%</i>	<i>61,7%</i>	<i>61,7%</i>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

#### Nachhaltiges Umsatzniveau

393 Ausgehend von der Entwicklung der Umsatzerlöse gemäß der Langfristplanung GJ29 bis GJ64 hat die Bewertungsgutachterin ein nachhaltiges Umsatzniveau in Höhe von EUR 31.284 Tsd. für das Übergangsjahr 2029 abgeleitet. Die Umsatzerlöse umfassen die Ergebnisbeiträge aus dem Bestandsportfolio sowie den von der Gutachterin geplanten Neuinvestitionen. Im GJ30 wird das im GJ29 erzielte Ergebnis mit 1,5% fortgeschrieben.

#### Nachhaltige EBITDA-Marge

394 Die Bewertungsgutachterin hat eine nachhaltige EBITDA-Marge i.H.v. 61,7% bestimmt. Die Höhe der angesetzten EBITDA-Marge ergibt sich aus der über den Zeitraum der Langfristplanung GJ29 bis GJ64 abgeleiteten EBITDA-Marge.

### 3.5.3 Investitions- und Abschreibungsniveau

395 Nachfolgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Investitionen und Abschreibungen im Detailplanungszeitraum GJ24 bis GJ28, dem Übergangsjahr 2029 sowie dem TV-Jahr 2030.

**Tabelle 33: Tion Renewables – Investitions- und Abschreibungsniveau**

EUR Tsd.	Plan GJ24	Plan GJ25	Plan GJ26	Plan GJ27	Plan GJ28	Trans GJ29	TV GJ30
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>25.978</b>	<b>30.722</b>	<b>30.061</b>	<b>30.521</b>	<b>30.281</b>	<b>31.284</b>	<b>31.753</b>
<b>Investitionen</b>	<b>(3.557)</b>	<b>99</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9.820</b>	<b>9.967</b>
<b>Abschreibungen</b>	<b>(13.456)</b>	<b>(13.646)</b>	<b>(13.534)</b>	<b>(12.961)</b>	<b>(12.482)</b>	<b>(7.572)</b>	<b>(7.686)</b>
<i>Investitionen in % Umsatzerlöse</i>	<i>(13,7%)</i>	<i>0,3%</i>	<i>- %</i>	<i>- %</i>	<i>- %</i>	<i>31,4%</i>	<i>31,4%</i>
<i>Abschreibungen in % Umsatzerlöse</i>	<i>51,8%</i>	<i>44,4%</i>	<i>45,0%</i>	<i>42,5%</i>	<i>41,2%</i>	<i>24,2%</i>	<i>24,2%</i>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

### Investitionen

396 Im Rahmen der Ertragswertermittlung wird ein Going Concern-Szenario mit einer unendlichen Laufzeit unterstellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Windkraft- und Solaranlagen der Gesellschaft eine begrenzte Lebensdauer haben. Zum Substanzerhalt der Wind- und Solaranlagen in der Ewigen Rente muss folglich ein nachhaltiges Investitionsniveau festgelegt werden. Hierfür wurden von der Bewertungsgutachterin ab dem GJ29 Investitionen in Solar- und Windparks zur Erhaltung einer stabilen Anlagenbasis geplant. Das geplante Reinvestitionsvolumen umfasst jährlich eine Erweiterung um 6 MW durch Windkraftanlagen sowie 2 MW durch Photovoltaikanlagen.

397 Zur Ableitung des nachhaltigen Investitionsniveaus im GJ30 hat die Bewertungsgutachterin die Investitionen ab dem Jahr 2029 kontinuierlich mit der nachhaltigen Wachstumsrate von 1,5% wachsen lassen.

### Abschreibungen

398 Das im Rahmen der Ertragswertberechnung angesetzte nachhaltige Abschreibungsniveau ergibt sich aus der Summe der Abschreibungen auf bestehende und neue Wind- und Solarparks ab dem Jahr 2029, welches ebenfalls im GJ30 mit der nachhaltigen Wachstumsrate von 1,5% fortgeschrieben wird.

399 Die sich aus den steuerlichen Abschreibungen ergebenden Vorteile wurden bei der Unternehmensbewertung gesondert in der Steuerberechnung berücksichtigt (siehe hierzu Abschnitt 3.5.7).

## 3.5.4 Nettoumlaufvermögen und sonstige Bilanzpositionen

### Nettoumlaufvermögen

400 Das Nettoumlaufvermögen (bzw. „Trade Working Capital“) entspricht der Differenz aus dem operativen Umlaufvermögen und den operativen kurzfristigen Verbindlichkeiten. Folgende Bilanz-Positionen werden dem Trade Working Capital zugerechnet:

- Forderungen aus Lieferung und Leistung
- Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistung

401 Das Trade Working Capital beträgt zum 31. Dezember 2023 EUR 903 Tsd. und setzt sich aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen i.H.v. EUR 3.161 Tsd. sowie Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen i.H.v. EUR 2.259 Tsd. zusammen. Die beiden Trade Working Capital-Posten wurden von der Bewertungsgutachterin im Detailplanungszeitraum vereinfachend konstant geplant. Zur Gewährleistung des nachhaltigen Unternehmenswachstums werden in der Ewigen Rente Investitionen in das Nettoumlaufvermögen von EUR 14 Tsd. angesetzt, was der nachhaltigen Wachstumsrate von 1,5% entspricht.

### Sonstige Bilanzposten

402 Die sonstigen Bilanzposten betragen zum 31. Dezember 2023 saldiert EUR -4.596 Tsd. und wurden analog zum Nettoumlaufvermögen im Detailplanungszeitraum vereinfachend konstant geplant, weshalb sich aus der Planung der sonstigen Bilanzposten keine wesentlichen Effekte ergeben. Der nachhaltige Finanzierungsvorteil aus den sonstigen Bilanzposten beläuft sich in der Ewigen Rente auf EUR -69 Tsd.

### 3.5.5 Operative Kasse

403 Die liquiden Mittel der Tion Renewables setzen sich aus den frei verwendbaren überschüssigen Mitteln sowie den operativ gebundenen Mitteln zusammen. Für die Wertableitung muss der Anteil der operativen Mittel bestimmt werden. Ein operativer Kassenbestand ist notwendig, um den laufenden Zahlungsverpflichtungen der Gesellschaft nachzukommen sowie Sicherheiten bei kreditgebenden Banken zu hinterlegen.

404 Die Höhe des operativen Kassenbestands wurde durch die Bewertungsgutachterin auf Basis von Managementauskünften ermittelt und im Detailplanungszeitraum vereinfachend auf EUR 5.000 Tsd. angesetzt. Ein Teil der operativen Kasse wird dabei als Sicherheit bei den kreditgebenden Banken hinterlegt, wobei der Restbetrag zur Deckung der sonstigen betrieblichen Aufwendungen auf kurzer Frist verwendet wird.

### 3.5.6 Finanzergebnis

405 Die Netto-Finanzverbindlichkeiten der Tion Renewables umfassen im Wesentlichen bestehende Finanzverbindlichkeiten gegenüber Banken sowie Gesellschafterdarlehen von EQT Active Core Infrastructure SCSp gegenüber der Renewables International Portfolio GmbH („Bestandsfinanzierung“), Finanzverbindlichkeiten im Zusammenhang mit einer angenommenen Neuverschuldung der Refinanzierungsprojekte („Neufinanzierung“), sowie Leasingverbindlichkeiten, gekürzt um den Bestand der überschüssigen Kasse.

406 Aus der Verzinsung der Netto-Finanzverbindlichkeiten ergibt sich das Finanzergebnis. Nachfolgende Tabelle fasst die Berechnung des Finanzergebnisses im Hochrechnungsjahr 2023, dem Detailplanungszeitraum 2024-28, dem Übergangsjahr 2029 sowie dem TV-Jahr 2030 zusammen.

**Tabelle 34: Tion Renewables – Finanzergebnis**

EUR Tsd.	HR GJ23	Plan GJ24	Plan GJ25	Plan GJ26	Plan GJ27	Plan GJ28	Trans GJ29	TV GJ30
<b>Netto-Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>145.745</b>	<b>132.125</b>	<b>117.067</b>	<b>101.982</b>	<b>86.241</b>	<b>70.568</b>	<b>77.317</b>	<b>78.476</b>
Bestandsfinanzierung	139.062	124.316	114.025	101.837	90.062	78.203	9.780	9.927
Neufinanzierung	-	-	-	-	-	-	106.150	107.742
Leasingverbindlichkeiten	17.478	17.478	17.478	17.478	17.478	17.478	13.227	13.426
Kasse, überschüssig	(10.796)	(9.669)	(14.435)	(17.333)	(21.299)	(25.113)	(51.841)	(52.619)
<b>Finanzergebnis</b>	<b>(5.013)</b>	<b>(5.109)</b>	<b>(4.099)</b>	<b>(3.400)</b>	<b>(2.917)</b>	<b>(2.417)</b>	<b>(2.465)</b>	<b>(2.502)</b>
Bestandsfinanzierung		(5.457)	(4.375)	(3.821)	(3.441)	(3.086)	(428)	(434)
Neufinanzierung		-	-	-	-	-	(3.974)	(4.034)
Leasingverbindlichkeiten		n/a						
Kasse, überschüssig		424	340	484	586	730	1.950	1.979
Sonstiges Finanzergebnis		(76)	(64)	(63)	(61)	(61)	(13)	(13)

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

### Netto-Finanzverbindlichkeiten

407 Die Netto-Finanzverbindlichkeiten betragen zum 31. Dezember 2023 rd. EUR 145.745 Tsd. Darin enthalten ist ein überschüssiger Kassenbestand von rd. EUR 10.796 Tsd.

408 Die Bewertungsgutachterin hat die implizite Annahme getroffen, dass die überschüssigen Mittel zur Tilgung der bestehenden Finanzverbindlichkeiten genutzt werden. Ergänzend zur Tilgung der bestehenden Finanzverbindlichkeiten werden die überschüssigen Mittel durch Neuinvestitionen und Dividendenausschüttungen im Zeitablauf vollständig aufgebraucht.

409 Zur Abbildung der nachhaltigen Nettoverschuldung in der Ewigen Rente hat die Bewertungsgutachterin die Nettoverschuldung des Übergangsjahrs 2029 mit der Wachstumsrate der Ewigen Rente fortgeschrieben. Bezüglich der von der Bewertungsgutachterin gewählten Vorgehensweise zur Berücksichtigung einer nachhaltigen Höhe der Nettoverschuldung haben wir keine Beanstandungen.

### Zinsergebnis

410 Im Zinsergebnis ist der Zinsaufwand für die Bestandsfinanzierung und Neufinanzierung sowie der Zinsertrag aus der Verzinsung der überschüssigen Mittel enthalten. Das Zinsergebnis enthält keine Zinsaufwendungen aus den Leasingverbindlichkeiten, da diese bereits in der Planungsrechnung als Teil der laufenden Betriebskosten ausgewiesen wurden.

411 Zur Ableitung des Zinsergebnisses hat die Bewertungsgutachterin kreditsspezifische Sollzinssätze für die bestehenden Finanzverbindlichkeiten zwischen 1,1% und 3,8% mit einzelnen Ausschlägen mit bis zu 5,7% berücksichtigt. Das von der Bewertungsgutachterin abgeleitete Zinsergebnis bildet bereits den Effekt aus abgeschlossenen Zinsswaps für das Bestandsportfolio ab, woraus der Zinsaufwand weitestgehend von einem Zinsänderungsrisiko abgesichert ist.

412 Weiterhin berücksichtigt die Bewertungsgutachterin den Zinsaufwand aus der Ergänzung der operativen Planung um die Investitionen in typisierte Wind- und Solarparks ab dem Jahr 2029. Hierfür werden die Zinszahlungen für den mit Fremdkapital finanzierten Anteil der Refinanzierungsprojekte mit einem durchschnittlichen Fremdkapitalzinssatz vergleichbarer Wind- und Solarparks i.H.v. 4,00% berechnet.

### EBT

413 Nach Abzug der Abschreibungen und der Zinsaufwendungen ergibt sich das EBT. Nachfolgende Tabelle fasst die Berechnung des Vorsteuerergebnisses zusammen.

**Tabelle 35: Tion Renewables – Vorsteuerergebnis**

EUR Tsd.	Plan GJ24	Plan GJ25	Plan GJ26	Plan GJ27	Plan GJ28	Trans GJ29	TV GJ30
<b>EBITDA</b>	<b>15.731</b>	<b>19.816</b>	<b>19.055</b>	<b>19.686</b>	<b>19.420</b>	<b>19.304</b>	<b>19.594</b>
Abschreibungen	(13.456)	(13.646)	(13.534)	(12.961)	(12.482)	(7.572)	(7.686)
<b>EBIT</b>	<b>2.274</b>	<b>6.171</b>	<b>5.521</b>	<b>6.725</b>	<b>6.939</b>	<b>11.732</b>	<b>11.908</b>
Finanzergebnis	(5.109)	(4.099)	(3.400)	(2.917)	(2.417)	(2.465)	(2.502)
<b>EBT</b>	<b>(2.835)</b>	<b>2.072</b>	<b>2.121</b>	<b>3.808</b>	<b>4.521</b>	<b>9.267</b>	<b>9.406</b>
<i>EBITDA-Marge (in % der Umsatzerlöse)</i>	60,6%	64,5%	63,4%	64,5%	64,1%	61,7%	61,7%
<i>EBIT-Marge (in % der Umsatzerlöse)</i>	8,8%	20,1%	18,4%	22,0%	22,9%	37,5%	37,5%
<i>EBT-Marge (in % der Umsatzerlöse)</i>	(10,9%)	6,7%	7,1%	12,5%	14,9%	29,6%	29,6%

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

### 3.5.7 Unternehmenssteuern

414 Nachfolgende Tabelle fasst die Berechnung der Unternehmenssteuern im Detailplanungszeitraum 2024-28, dem Übergangsjahr 2029 sowie dem TV-Jahr 2030 zusammen.

**Tabelle 36: Tion Renewables – Unternehmenssteuern**

EUR Tsd.	Plan GJ24	Plan GJ25	Plan GJ26	Plan GJ27	Plan GJ28	Trans GJ29	TV GJ30
<i>Ergebnis vor Steuern</i>							
Management-Planung	(3.258)	1.732	1.638	3.223	3.791	5.050	5.126
(+) Reinvestitionsplanung	424	340	484	586	730	4.217	4.280
<b>EBT</b>	<b>(2.835)</b>	<b>2.072</b>	<b>2.121</b>	<b>3.808</b>	<b>4.521</b>	<b>9.267</b>	<b>9.406</b>
<i>Unternehmenssteuern</i>							
Management-Planung	(454)	(469)	(440)	(870)	(1.115)	(1.179)	(1.196)
(+) Reinvestitionsplanung	(106)	(92)	(130)	(158)	(215)	(1.028)	(1.043)
(+) Steuervorteil Abschreibungen	-	-	-	-	-	260	264
<b>Zu zahlende Steuer</b>	<b>(559)</b>	<b>(561)</b>	<b>(570)</b>	<b>(1.028)</b>	<b>(1.330)</b>	<b>(1.947)</b>	<b>(1.976)</b>
<i>in % des EBT</i>	<i>(19,7%)</i>	<i>27,1%</i>	<i>26,9%</i>	<i>27,0%</i>	<i>29,4%</i>	<i>21,0%</i>	<i>21,0%</i>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

415 Die Unternehmenssteuern im Detailplanungszeitraum beruhen auf der Steuerrechnung der Gesellschaft. Die Steuerrechnung basiert dabei auf den generierten Erlösen der Projektgesellschaften, die über Gesellschafterdarlehen und die damit verbundene Zinszahlung oder durch Dividendenausschüttungen an die Muttergesellschaft abgeführt werden. Bei der Ermittlung der Steuerlast der Projektgesellschaften werden bereits vorhandene bzw. in der Zukunft entstehende Verlustvorträge in der Steuerrechnung berücksichtigt, weshalb auf den Ansatz eines Sonderwerts für Verlustvorträge durch die Bewertungsgutachterin verzichtet wurde.

416 Weiterhin hat die Bewertungsgutachterin die Unternehmenssteuern um die Ergebnisbeiträge aus den von der Bewertungsgutachterin modellierten Neuinvestitionen in Wind- und Solarparks ergänzt („Reinvestitionsplanung“). Hierbei berücksichtigte sie die impliziten,

periodenspezifischen Steuerquoten gemäß der Steuerrechnung für das Bestandsportfolio. Nach dem vollständigen Auslaufen des Bestandsportfolios wurde eine Steuerquote auf Basis eines durchschnittlichen Steuersatzes aus der Planungsrechnung der Tion Renewables für das Bestandsportfolio zwischen 2024 und 2055 i.H.v. 25,0% verwendet. Die letzten Planjahre 2056 und 2057 wurden aufgrund eines stark abgebauten Bestandsportfolios als nicht repräsentativ erachtet und daher nicht in die Durchschnittsberechnung einbezogen.

- 417 Zusätzlich hat die Bewertungsgutachterin den Vorteil aus der steuerlich abweichenden Abschreibung von Reinvestitionen in neue Wind- und Solarparks bei der Berechnung der Unternehmenssteuern berücksichtigt („Steuervorteil Abschreibungen“). Der Steuervorteil ergibt sich dabei aus der steuerlichen Nutzungsdauer der Neuinvestitionen, die sowohl bei Wind- und Solarparks zehn Jahre unter der wirtschaftlichen Nutzungsdauer liegt. Der daraus resultierende Steuervorteil mindert die Steuerlast der Gesellschaft in den jeweiligen Jahren der Steuerabweichung. Ab dem Jahr 2064 ergeben sich für die Gesellschaft keine weiteren Steuerersparnisse mehr.
- 418 Wie bereits erwähnt wurde, hat die Bewertungsgutachterin keine Sonderwerte für den Vorteil aus der steuerlich abweichenden Abschreibung oder etwaige Verlustvträge in der Bewertung angesetzt, da diese bereits in der Steuerrechnung der Gesellschaft abgebildet sind.
- 419 Die steuerlichen Verlustvträge der SPVs sind zum Ende der Planungsrechnung, mit Ausnahme einer Gesellschaft in Deutschland, aufgebraucht. Aufgrund unzureichender Profitabilität gelingt es der Gesellschaft nicht, die Verlustvträge bis zum Auslaufen der technischen Nutzungsdauer ihrer Anlagen aufzubreuchen.
- 420 Weiterhin bestehen auf Ebene der TopCo körperschaftssteuerliche sowie gewerbsteuerliche Verlustvträge. Die gewerbsteuerlichen Verlustvträge der TopCo werden zum Ende der Planungsrechnung nicht aufgebraucht, da die TopCo lediglich allgemeine Verwaltungskosten bündelt und die steuerliche Basis somit über den gesamten Planungszeitraum negativ bleibt. Die körperschaftssteuerlichen Verlustvträge werden hingegen bis zum Ende der Planungsrechnung aufgebraucht, da der TopCo zusätzlich die Erträge aus den deutschen Kommanditgesellschaften zur steuerlichen Basis hinzugerechnet werden.
- 421 Die Bewertungsgutachterin hat für die Ewige Rente eine nachhaltige Steuerquote i.H.v. 21,0% bestimmt. Die Höhe der angesetzten Steuerquote ergibt sich aus der durchschnittlichen Steuerquote in der Langfristplanung ab dem Jahr 2029.

#### Jahresüberschuss/-fehlbetrag

- 422 Nachfolgende Tabelle fasst die Berechnung des Jahresüberschusses/-fehlbetrags im Detailplanungszeitraum 2024-28, dem Übergangsjahr 2029 sowie dem TV-Jahr 2030 zusammen.

**Tabelle 37: Tion Renewables – Jahresüberschuss/-fehlbetrag**

EUR Tsd.	Plan GJ24	Plan GJ25	Plan GJ26	Plan GJ27	Plan GJ28	Trans GJ29	TV GJ30
<b>EBT</b>	<b>(2.835)</b>	<b>2.072</b>	<b>2.121</b>	<b>3.808</b>	<b>4.521</b>	<b>9.267</b>	<b>9.406</b>
Ertragssteuern	(559)	(561)	(570)	(1.028)	(1.330)	(1.947)	(1.976)
<b>Jahresüberschuss/-fehlbetrag</b>	<b>(3.394)</b>	<b>1.511</b>	<b>1.551</b>	<b>2.781</b>	<b>3.191</b>	<b>7.320</b>	<b>7.430</b>
<i>EBT-Marge (in % der Umsatzerlöse)</i>	<i>(10,9%)</i>	<i>6,7%</i>	<i>7,1%</i>	<i>12,5%</i>	<i>14,9%</i>	<i>29,6%</i>	<i>29,6%</i>
<i>Steuerquote (in % des EBT)</i>	<i>(19,7%)</i>	<i>27,1%</i>	<i>26,9%</i>	<i>27,0%</i>	<i>29,4%</i>	<i>21,0%</i>	<i>21,0%</i>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

### 3.5.8 Nettoeinnahmen

- 423 Nachfolgende Tabelle fasst die Ableitung der zu kapitalisierenden Ergebnisse bzw. Nettoeinnahmen im Detailplanungszeitraum 2024-28, dem Übergangsjahr 2029 sowie dem TV-Jahr 2030 zusammen.

**Tabelle 38: Tion Renewables – Ableitung der zu kapitalisierenden Ergebnisse**

EUR Tsd.	Plan GJ24	Plan GJ25	Plan GJ26	Plan GJ27	Plan GJ28	Trans GJ29	TV GJ30
<b>Jahresüberschuss/-fehlbetrag</b>	<b>(3.394)</b>	<b>1.511</b>	<b>1.551</b>	<b>2.781</b>	<b>3.191</b>	<b>7.320</b>	<b>7.430</b>
Ausschüttung	-	-	-	-	-	3.342	3.392
(Wachstums-)Thesaurierung	-	1.511	1.551	2.781	3.191	637	646
Wertbeitrag aus der Thesaurierung (WBaT)	-	-	-	-	-	3.342	3.392
<i>Ausschüttungsquote</i>	- %	- %	- %	- %	- %	45,7%	45,7%
Pers. Ertragsteuer Ausschüttung	-	-	-	-	-	(881)	(895)
Pers. Ertragsteuer WBaT	-	-	-	-	-	(441)	(447)
<b>Nettoeinnahmen</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.362</b>	<b>5.442</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

424 Wie aus der obigen Tabelle ersichtlich wird, nimmt die Gesellschaft im Planungszeitraum der Jahre 2024 bis 2028 keine Ausschüttungen vor. Der Verzicht auf die Dividendenzahlungen im Detailplanungszeitraum ist auf den Abbau der bestehenden Verlustvträge sowie der bestehenden finanziellen Verbindlichkeiten zurückzuführen.

425 Für das Übergangsjahr ergibt sich eine effektive Ausschüttungsquote von 45,7%. Diese setzt sich aus einer Ausschüttungsquote von 0,0% zwischen den Jahren 2029 und 2032 sowie einer Ausschüttungsquote von 100,0% zwischen den Jahren 2033 und 2064 zusammen, von der 50% als Wertbeitrag aus Thesaurierung berücksichtigt werden. Ausschüttungen werden erst ab dem Jahr 2033 vorgenommen, da erst ab diesem Zeitraum die Gewinnrücklagen nicht mehr negativ sind. Ab dem Jahr 2065 wird die nachhaltige Ausschüttungsquote analog, jedoch unter einer zusätzlichen Berücksichtigung einer Wachstumsthesaurierung, angenommen.

426 Die Wachstumsthesaurierung in der Ewigen Rente bildet ab, dass das Wachstum der GuV-Posten und des Nettovermögens i.H.v. 1,5% finanziert werden muss.

#### Fiktive Zurechnung thesaurierter Beträge

427 Beim Wertbeitrag aus Thesaurierung handelt es sich um eine fiktive Zurechnung der einbehaltenen Gewinne bzw. um eine wertneutrale Wiederanlage der Ergebnisse vor persönlichen Einkommensteuern.

428 Von der Unternehmensbewertungstheorie und -praxis sowie der Rechtsprechung ist die Notwendigkeit der Berücksichtigung persönlicher Ertragsteuern allgemein anerkannt. Daher sind die wertrelevanten steuerlichen Verhältnisse der Anteilseigner bei der Ermittlung des objektivierten Unternehmenswertes im Bewertungskalkül sachgerecht zu typisieren.<sup>73</sup>

429 In Übereinstimmung mit den Empfehlungen des IDW ist die Bewertungsgutachterin grundsätzlich aus der Perspektive einer inländischen unbeschränkt steuerpflichtigen natürlichen Person als Anteilseigner ausgegangen.<sup>74</sup> Gemäß dem seit 2009 in Deutschland geltenden Abgeltungssteuersystem sind die Ausschüttungen mit dem Steuersatz i.H.v. 26,38%<sup>75</sup> zu besteuern. Auf den Wertbeitrag aus Thesaurierung fällt der hälftige Steuersatz i.H.v. 13,19% an, um die in der Zukunft zu steuernden Kapitalerträge zu berücksichtigen.

<sup>73</sup> Vgl. IDW S 1 i.d.F. 2008, Rn. 43.

<sup>74</sup> Vgl. IDW S 1 i.d.F. 2008, Rn. 31, 46.

<sup>75</sup> Abgeltungssteuer i.H.v. 25% zzgl. Solidaritätszuschlag.

## 3.6 Kapitalisierungszinssatz

### 3.6.1 Grundlagen

- 430 Für die Bewertung eines Unternehmens sind die künftigen finanziellen Überschüsse mit einem geeigneten Zinssatz auf den Bewertungsstichtag zu diskontieren. Dieser Kapitalisierungszinssatz orientiert sich an der (erwarteten) Rendite einer im Vergleich zum Bewertungsobjekt adäquaten alternativen Kapitalverwendung. Bei der Ermittlung objektiver Unternehmenswerte ist zur Bemessung der Alternativrendite grundsätzlich typisierend von erzielbaren Renditen aus einem Bündel von am Kapitalmarkt notierten Unternehmensanteilen (Aktienportfolio) auszugehen und eine Anpassung an die Risikostruktur des Bewertungsobjekts vorzunehmen.
- 431 Ein unternehmerisches Engagement ist stets mit Risiken und Chancen verbunden. Deshalb können die zukünftigen finanziellen Überschüsse nicht mit Sicherheit prognostiziert werden. Die Übernahme dieser unternehmerischen Unsicherheit (des Unternehmerrisikos) lassen sich Marktteilnehmer durch Risikoprämien (Risikozuschläge) auf den quasi-sicheren Basiszinssatz abgelten (die sog. Risikozuschlagsmethode).<sup>76</sup> Um Risikoäquivalenz mit dem zu diskontierenden Zahlungsstrom herzustellen, muss sich die Ermittlung des Risikozuschlags an der Risikostruktur des zu bewertenden Unternehmens orientieren.
- 432 Zur Bemessung des Risikozuschlags für das zu bewertende Unternehmen kann entsprechend der Definition der Alternativinvestition auf Modelle zur Preisbildung an Kapitalmärkten zurückgegriffen werden, die ausgehend von der für ein Marktportfolio gegebenen Marktrisikoprämie eine Abschätzung der unternehmensindividuellen Risikoprämie ermöglichen. Entsprechend den berufsständischen Verlautbarungen haben wir zur Bemessung des Risikozuschlags das Tax-CAPM herangezogen.
- 433 Das Tax-CAPM erweitert das nach der obergerichtlichen Rechtsprechung anerkannte CAPM um die explizite Berücksichtigung persönlicher Einkommensteuern bei der Ableitung des Basiszinssatzes und des Risikozuschlags. Die Kürzung des Kapitalisierungszinssatzes um persönliche Ertragsteuern ist nötig, weil im Falle der unmittelbaren Typisierung der persönlichen Ertragsteuern die zu diskontierenden finanziellen Überschüsse um persönliche Ertragsteuern vermindern werden und dementsprechend der Kapitalisierungszinssatz ebenfalls nach Abzug der persönlichen Ertragsteuern anzusetzen ist.
- 434 Auf der Grundlage des Tax-CAPM ergeben sich die Eigenkapitalkosten nach persönlichen Steuern ( $k_{EK \text{ nach pers. Steuern}}$ ) als Summe aus dem risikofreien Basiszinssatz ( $r_f$ ) nach Steuern und der unternehmensspezifischen Risikoprämie, die durch Multiplikation des unternehmensspezifischen Betafaktors ( $\beta_{versch.}$ ) mit der Marktrisikoprämie nach Steuern ( $MRP_{nach \text{ pers. Steuern}}$ ) ermittelt wird:

$$k_{EK \text{ nach pers. Steuern}} = r_f \cdot (1 - s) + MRP_{nach \text{ pers. Steuern}} \cdot \beta_{versch.}$$

mit  $s$  – typisierter Steuersatz.

- 435 Durch die explizite Berücksichtigung persönlicher Ertragsteuern im Tax-CAPM führt dessen Anwendung im Rahmen der Bewertung zu einer realitätsgerechten Abbildung steuerlicher Zusammenhänge. Das Tax-CAPM ist sowohl in der Wissenschaft als auch unter Bewertungspraktikern allgemein anerkannt und wird auch in der Rechtsprechung nicht beanstandet.
- 436 Im Folgenden wird die Ermittlung der Parameter Basiszins, Marktrisikoprämie und Betafaktor erläutert und Stellung zur Angemessenheit der von der Bewertungsgutachterin angesetzten Parameter der Kapitalkosten genommen.

### 3.6.2 Ableitung des Basiszinssatzes

- 437 Der Basiszinssatz repräsentiert eine risikofreie und fristadäquate Alternativanlage zur Investition in das zu bewertende Unternehmen. Die Ermittlung des quasi-risikolosen Basiszinses im Rahmen der objektivierte Unternehmensbewertung erfolgt anhand der Zinsstrukturkurven. Die Zinsstrukturkurve beschreibt den Zusammenhang zwischen den

<sup>76</sup> Alternativ kann die Übernahme der unternehmerischen Unsicherheit durch einen Abschlag von den erwarteten finanziellen Überschüssen (die sog. Sicherheitsäquivalenzmethode) erfasst werden.

Zinssätzen und Laufzeiten von Zerobonds ohne Kreditausfallrisiko. Mit Blick auf ihren quasi-sicheren Charakter erfüllen in Deutschland Bundesanleihen weitestgehend die Forderung nach Risikofreiheit.

- 438 Die Deutsche Bundesbank veröffentlicht regelmäßig Schätzungen von Zinsstrukturkurven nach der Svensson-Methode. Die von der Deutschen Bundesbank zur Verfügung gestellten Zinsstrukturdaten ermöglichen die Ableitung einer Zinsstrukturkurve für einen dreißigjährigen Zeitraum. Bei der Bewertung eines Unternehmens mit einer zeitlich unbegrenzten Lebensdauer wäre als Basiszinssatz gemäß dem Prinzip der Laufzeitäquivalenz grundsätzlich die am Bewertungsstichtag zu erzielende Rendite einer zeitlich ebenfalls nicht begrenzten Anleihe der öffentlichen Hand heranzuziehen. Da solche Ewigen Anleihen jedoch nicht vorliegen bzw. nicht gehandelt werden, kann hilfsweise für die über 30 Jahre hinausgehende Schätzung der Zerobond-Zinssätze auf den Zerobond-Zinssatz mit der längsten verfügbaren Restlaufzeit abgestellt werden.
- 439 Zur Glättung von Schwankungen können die durchschnittlichen Zinsstrukturdaten für die drei dem Bewertungsstichtag vorausgehenden Monate verwendet werden.
- 440 Bei unmittelbarer Heranziehung der Zinsstrukturkurve ist der geplante finanzielle Überschuss eines jeden Jahres mit dem entsprechenden laufzeitäquivalenten Zinssatz zu diskontieren. Aus Praktikabilitätsgründen kann aber bei nicht stark schwankenden Zahlungsreihen finanzmathematisch auch ein barwertäquivalenter einheitlicher Basiszinssatz abgeleitet werden, der zum gleichen Ergebnis führt. Der so ermittelte barwertäquivalente einheitliche Basiszinssatz wird gemäß den Empfehlungen des Fachausschusses für Unternehmensbewertung und Betriebswirtschaft (FAUB) des IDW auf 1/4%-Punkte gerundet.
- 441 Die Bewertungsgutachterin hat den Basiszinssatz auf Grundlage von Zinsstrukturdaten der Deutschen Bundesbank abgeleitet und über einen 3-Monats Zeitraum vor dem Tag der Unterzeichnung ihrer gutachtlichen Stellungnahme geglättet. Der errechnete gerundete barwertäquivalente einheitliche Basiszinssatz beträgt nach den Ausführungen der Bewertungsgutachterin 2,75% vor Steuern und 2,02% nach persönlichen Einkommensteuern.
- 442 Wir haben die Ableitung des barwertäquivalenten einheitlichen Basiszinssatzes durch die Bewertungsgutachterin anhand eigener Berechnungen nachvollzogen.
- 443 Wir halten den von der Bewertungsgutachterin angesetzten risikolosen Basiszinssatz i.H.v. 2,75% vor persönlichen Ertragsteuern und 2,02% nach persönlichen Ertragsteuern für sachgerecht und angemessen.

### 3.6.3 Ableitung der Marktrisikoprämie

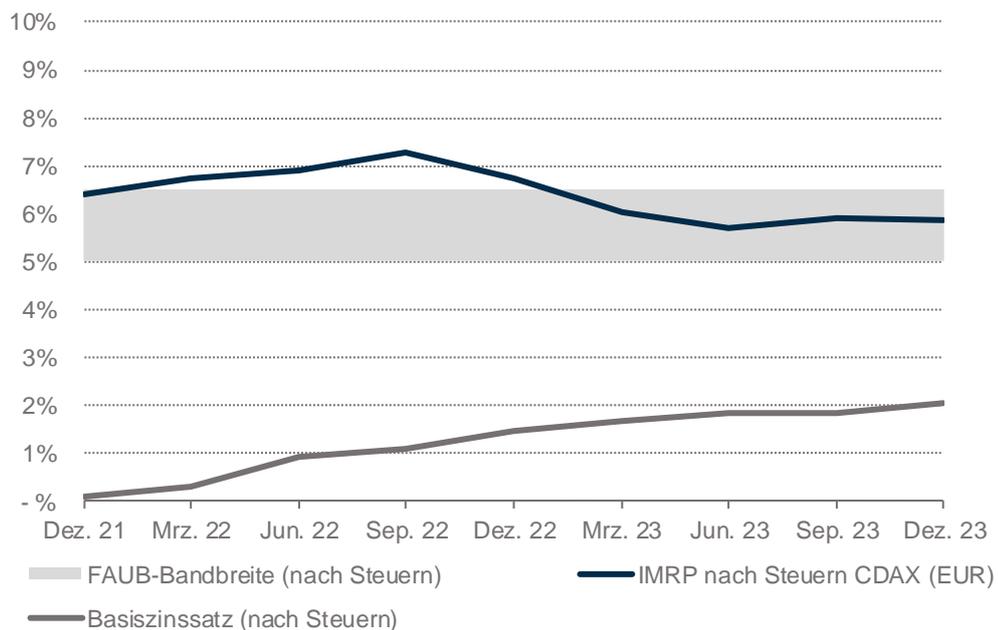
#### Die Empfehlung des FAUB

- 444 Die Marktrisikoprämie ist die marktdurchschnittliche, von Investoren geforderte Überrendite von Aktienanlagen gegenüber der Rendite risikofreier Wertpapiere.
- 445 Der Fachausschuss für Unternehmensbewertung und Betriebswirtschaft (FAUB) des IDW veröffentlicht regelmäßig Empfehlungen zur Schätzung der Höhe der Marktrisikoprämie. Die Bandbreitenempfehlungen des FAUB basieren auf einem pluralistischen Ansatz, dem historisch gemessene Aktienrenditen bzw. Marktrisikoprämien, langfristige reale Aktienrenditen sowie ex-ante-Analysen impliziter Marktrisikoprämien zugrunde liegen.
- 446 In seiner Sitzung am 22.10.2019 hat der FAUB beschlossen, seine bisherige Empfehlung für die Marktrisikoprämie vor persönlichen Steuern auf 6% - 8% anzuheben. Dies führt zu einer entsprechenden leichten Anpassung der Empfehlung für die Marktrisikoprämie nach persönlichen Steuern auf eine Bandbreite von nunmehr 5% - 6,5% (vgl. *Neue Kapitalkostenempfehlungen des FAUB 25.10.2019*).
- 447 Mit der Veröffentlichung des FAUB zu *Auswirkungen der Ausbreitung des Coronavirus auf Unternehmensbewertungen* vom 25.03.2020 sowie zu *Auswirkungen von Russlands Krieg gegen die Ukraine auf Unternehmensbewertungen* vom 20.03.2022 wurde der Ansatz der o.g. Bandbreite der Marktrisikoprämie nochmals bestätigt.

## Ableitung impliziter Marktrisikoprämien vor Steuern

- 448 Da Unternehmensbewertungen zukunftsorientiert erfolgen, erachten wir ex ante-Analysen für die Ableitung impliziter (erwarteter) Aktienrenditen und damit entsprechender Marktrisikoprämien als aussagekräftiger im Vergleich zu ex post-Analysen. Diese Modelle ermöglichen eine stichtagsbezogene zukunftsorientierte Ableitung der Marktrisikoprämie unter der Berücksichtigung der erwarteten Renditen und der Interdependenzen der jeweiligen Renditebestandteile (Basiszinssatz und Risikoprämien).
- 449 Das von A&M entwickelte Modell zur Ableitung impliziter Marktrisikoprämien setzt die Marktkapitalisierung der betrachteten Unternehmen mit den Unternehmenswerten dieser Unternehmen gleich. Die Unternehmenswerte der betrachteten Unternehmen werden im Rahmen der Berechnungen basierend auf Konsensprognosen zukünftiger Dividenden für jedes Unternehmen abgeleitet. Die Summe der erwarteten Dividenden wird mit einem für alle Unternehmen einheitlichen Kapitalkostensatz diskontiert, der die Summe der Barwerte der erwarteten Cashflows mit der Gesamtmarktkapitalisierung gleichsetzt. Dieser Zinssatz wird iterativ ermittelt und reflektiert die erwartete Aktienrendite vor Einkommensteuern. Bei Abzug des risikolosen Zinssatzes ergibt sich die Marktrisikoprämie vor Einkommensteuern. Wird hingegen die erwartete Aktienrendite um Effekte aus Einkommensteuern und in einem zweiten Schritt um den risikolosen Zinssatz nach Einkommensteuern gekürzt, resultiert aus dieser Berechnung die implizite Marktrisikoprämie nach Einkommensteuern.<sup>77</sup>
- 450 Die von uns ermittelte Marktrisikoprämie reagiert sensitiv auf die Verwendung der inflationsbedingten Wachstumsrate in der Ewigen Rente. Je niedriger die inflationsbedingte Wachstumsrate in der Ewigen Rente ist, desto niedriger ist auch die ermittelte Marktrisikoprämie. In Einklang mit der überwiegenden Anzahl der durchgeführten Squeeze-outs haben wir die inflationsbedingte Wachstumsrate der Ewigen Rente für unser Modell mit 1,00% angesetzt.
- 451 Unsere Ergebnisse für die Marktrisikoprämie vor Steuern für den Zeitraum von Dezember 2021 bis einschließlich Dezember 2023 sind in der folgenden Abbildung zusammengefasst:

**Abbildung 14: Implizite Marktrisikoprämie vor Steuern (CDAX)**



Quelle: S&P Capital IQ; IWF; Eigene Darstellung.

<sup>77</sup> Vgl. Laas/Makarov: Die Berechnung impliziter Marktrisikoprämien in Zeiten von Krisen, in: WPg 2020, S. 982 ff.

452 Wie der Abbildung zu entnehmen ist, befinden sich die anhand des CDAX ermittelten impliziten Marktrisikoprämien zwischen Dezember 2021 und September 2022 entweder am oberen Rand des Korridors der aktuellen FAUB-Empfehlung oder liegen leicht darüber. Ab September 2022 sind diese abgesunken, befinden sich jedoch weiterhin innerhalb der FAUB-Bandbreite.

### Ableitung impliziter Marktrisikoprämien nach Steuern

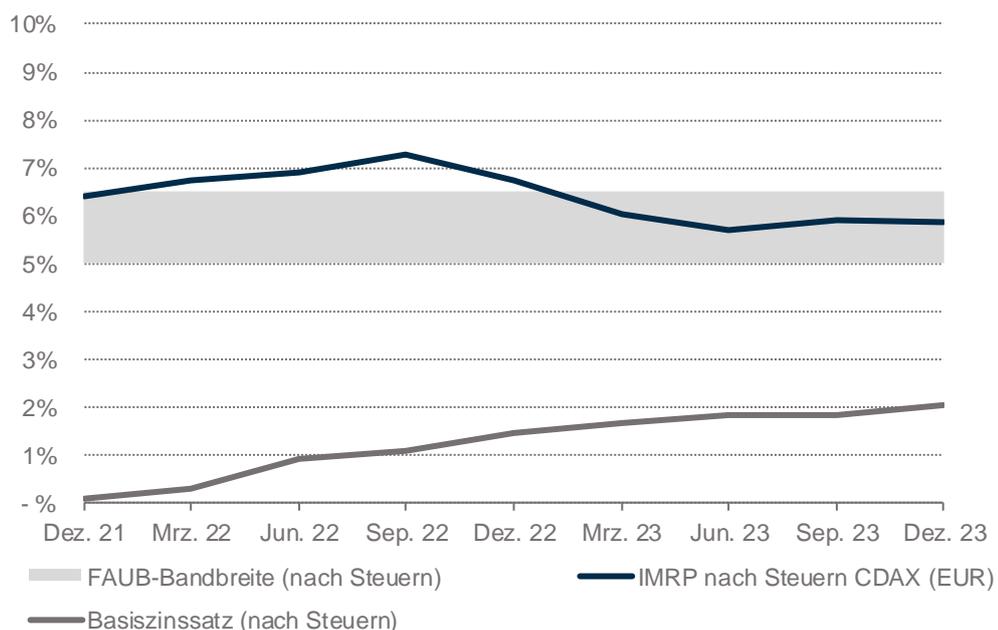
453 Für die Ableitung der Kapitalkosten nach Einkommensteuern wird die erwartete Aktienrendite in eine Kursgewinnrendite (50%) und eine Dividendenrendite (50%) aufgeteilt. Der FAUB geht von einer Steuerbelastung der Dividenden i.H.v. 26,38% aus. Die Steuerbelastung auf Kursgewinne wird wiederum vereinfachend mit dem hälftigen Steuersatz für die Dividenden angesetzt. Der niedrigere Steuersatz für Kursgewinne ergibt sich aus der Annahme, dass Kursgewinne erst bei Veräußerung realisiert werden und damit teilweise einem erheblichen Zeitverzug unterliegen. Es ergibt sich eine Einkommensteuerbelastung der impliziten Vorsteuer-Rendite aus Aktien i.H.v. 19,78%.

454 Ausgehend von einer impliziten Aktienrendite für den CDAX vor Einkommensteuern i.H.v. 9,81% zum 31.12.2023 ergibt sich demnach eine Aktienrendite nach Einkommensteuern i.H.v. 7,87%, aufgeteilt in eine Dividendenrendite nach Einkommensteuern i.H.v. 3,61% und in eine Kursgewinnrendite nach Einkommensteuer i.H.v. 4,26%.

455 Bei einem Basiszins i.H.v. 2,75%<sup>78</sup> vor Einkommensteuern bzw. 2,02% nach Einkommensteuern ergibt sich folglich eine Marktrisikoprämie i.H.v. rd. 5,85% für den CDAX nach Einkommensteuern.

456 Die Entwicklung der nationalen Marktrisikoprämie nach Steuern anhand des CDAX ist der folgenden Abbildung zu entnehmen:

**Abbildung 15: Implizite Marktrisikoprämie nach Steuern (CDAX)**



Quelle: S&P Capital IQ; Wf; Eigene Darstellung.

457 Die Abbildung zeigt, dass sich auch die Marktrisikoprämie nach Steuern in der vom FAUB empfohlenen Bandbreite oder leicht darüber bewegt.

### Vorgehensweise der Bewertungsgutachterin

458 Im vorliegenden Fall hat die Bewertungsgutachterin die Marktrisikoprämie nach persönlichen Steuern i.H.v. 5,75% festgelegt. Diese entspricht dem Mittelwert der vom FAUB empfohlenen Bandbreite nach Steuern, der in den meisten Fällen bei den Bewertungen im Rahmen der

<sup>78</sup> Zum 31.12.2023 betrug der gerundete barwertäquivalente einheitliche Basiszinssatz 2,75% vor Steuern und 2,02% nach Steuern.

aktienrechtlichen Strukturmaßnahmen herangezogen wird. Aufgrund der eigenen oben beschriebenen Analysen erachten wir eine Marktrisikoprämie nach persönlichen Steuern i.H.v. 5,75% als angemessen.

### 3.6.4 Ableitung des Betafaktors

459 Die Risikoprämie muss auf die Risikostruktur des zu bewertenden Unternehmens angepasst werden. Im Rahmen des CAPM geschieht dies mithilfe des sog. Betafaktors. Der Betafaktor ist das Maß für die Sensitivität der Unternehmensrendite gegenüber den Veränderungen der Gesamtmarktrendite. Er beschreibt, inwiefern der Aktienkurs die Wertentwicklung eines Marktindex nachvollzieht, der das Marktportfolio repräsentiert. Der Betafaktor reflektiert das durch die Wertpapiermischung nicht eliminierbare, sog. systematische, Risiko einer Investition im Verhältnis zur Investition in das Marktportfolio. Er wird wie folgt ermittelt:

$$\beta_i = \frac{\text{cov}(r_M, r_i)}{\text{Var}(r_M)}$$

mit  $\beta_i$  – der unternehmensspezifische Betafaktor,  
 $r_i$  – Aktienrendite,  
 $r_M$  – Marktrendite bzw. Rendite eines Aktienindexes,  
 $\text{Var}(r_M)$  Varianz der Marktrenditen bzw. Varianz der Renditen des Aktienindexes.

460 Ein Betafaktor größer eins bedeutet, dass die Rendite der betrachteten Aktie überproportional auf Schwankungen des Marktes reagiert. Ein Betafaktor von eins besagt, dass die Rendite der Aktie in gleichem Maße wie der Markt schwankt. Ein positiver Betafaktor kleiner eins drückt aus, dass die Rendite der Aktie zwar in die gleiche Richtung wie die Marktrendite schwankt, aber unterproportional auf deren Änderungen reagiert.

461 Für die Unternehmensbewertung sind zukunftsorientierte Betafaktoren relevant. In der Bewertungspraxis erfolgt aber die Schätzung des künftigen Betafaktors aus den historischen Kapitalmarktdaten.

462 Für börsennotierte Unternehmen können grundsätzlich unternehmenseigene Betafaktoren auf Basis von am Kapitalmarkt beobachteten Renditen hergeleitet werden. Auch in der Rechtsprechung wird der Anwendung des unternehmenseigenen Betafaktors oftmals Vorrang vor der Ermittlung des Betafaktors anhand einer Peer Group eingeräumt. Die unternehmenseigenen Betafaktoren werden anhand einer linearen Regression mit unternehmensspezifischen Aktienrenditen als abhängige Variable und den Renditen eines Aktienindexes als unabhängige Variable ermittelt. Falls der historische unternehmenseigene Betafaktor nicht existiert, nicht verlässlich ermittelt werden kann oder sich für die Prognose des künftigen Betafaktors nicht eignet, wird der Betafaktor anhand einer Gruppe der Vergleichsunternehmen geschätzt.

463 Die empirisch gewonnenen Betafaktoren der Vergleichsunternehmen stellen die sog. verschuldeten (oder levered) Betas dar, die neben dem Geschäftsrisiko das durch den Verschuldungsgrad der Unternehmen beeinflusste Kapitalstrukturrisiko ausdrücken. Um Unternehmen mit verschiedenen Kapitalstrukturen vergleichen zu können, werden die verschuldeten Betafaktoren der Vergleichsunternehmen unter Berücksichtigung deren individueller Verschuldungsgrade in die unverschuldeten (oder unlevered) Betas überführt. Hierzu wurden in Literatur und Praxis unterschiedliche Anpassungsformeln entwickelt. Die erhaltenen unverschuldeten Betafaktoren werden anschließend zu einem unlevered Betafaktor verdichtet. Dieser wird mit dem Verschuldungsgrad des zu bewertenden Unternehmens „relevered“, um zum gesuchten verschuldeten Betafaktor des zu bewertenden Unternehmens zu gelangen.

464 Im Folgenden beschreiben wir zunächst die Vorgehensweise der Bewertungsgutachterin bei der Ableitung des Betafaktors. Danach gehen wir auf unsere Feststellungen bei der Überprüfung des Betafaktors ein, den die Bewertungsgutachterin für Tion Renewables ermittelt hat.

## Vorgehensweise der Bewertungsgutachterin

- 465 Da die Aktie der Tion Renewables AG börsennotiert ist, hat die Bewertungsgutachterin zunächst den unternehmenseigenen Betafaktor analysiert. Hierzu wurden die Daten des Finanzinformationsdienstleisters S&P Global Market Intelligence LLC (vormals S&P Capital IQ) herangezogen. Die Bewertungsgutachterin hat festgestellt, dass die Aktie der Gesellschaft seit der Erstnotierung einen geringen Free Float aufweist und wiederholt durch Kurssprünge und regelmäßig auftretende Handelstage ohne Umsatz gekennzeichnet ist, was auf eine Einschränkung der Aussagekraft der Kurse hindeutet. Weiterhin wiesen die ermittelten Betafaktoren auf wöchentlicher Basis für einen Zwei-Jahres-Zeitraum sowie auf monatlicher Basis für einen Fünf-Jahres-Zeitraum zum 24. Oktober 2023 und 31. Dezember 2023 keine statistische Signifikanz auf. Infolgedessen konnte im Ergebnis kein aussagekräftiger und unverzerrter empirischer Betafaktor aus den Handelsdaten der Tion Renewables AG-Aktie abgeleitet werden.
- 466 Aus diesem Grund hat die Bewertungsgutachterin den Betafaktor für die Bewertung der Tion Renewables anhand einer Gruppe von Vergleichsunternehmen ermittelt. Hierzu hat sie ebenfalls auf Kapitalmarktdaten von S&P Global Market Intelligence LLC zurückgegriffen. Die Bewertungsgutachterin leitete die Betafaktoren der Vergleichsunternehmen aus einer Regression der wöchentlichen Aktienrenditen der Unternehmen gegen die Renditen des jeweils breitesten nationalen Landesindizes auf einem einjährigen Regressionsintervall für insgesamt fünf Jahre ab. Dabei wurde für jedes Vergleichsunternehmen der Durchschnitt über die fünf unabhängigen Jahresscheiben gebildet. Die fünf betrachteten Jahre enden jeweils am 31. Dezember.
- 467 Die Bewertungsgutachterin ist zum Ergebnis gekommen, dass die unterschiedlichen Vergleichsunternehmen zu einer Bandbreite des unverschuldeten Betafaktors von durchschnittlich rund 0,16 bis 0,58 führen. Auf Basis der vorgenommenen Analysen hat die Bewertungsgutachterin Ihrer Bewertung einen unverschuldeten Betafaktor von 0,34 (Median) zugrunde gelegt.
- 468 Im Rahmen unserer Prüfungshandlungen haben wir die Verwendbarkeit des unternehmenseigenen Betafaktors sowie die Ableitung des Betafaktors auf Basis der Vergleichsunternehmen anhand eigener Analysen untersucht.

## Unternehmenseigener Betafaktor

- 469 Eine wichtige Voraussetzung zur Verwendbarkeit des unternehmenseigenen Betafaktors besteht in der Heranziehung nicht verzerrter Marktdaten. Die Vorbedingung hierzu ist zum einen die regelmäßige Publizität kapitalmarktrelevanter Informationen und zum anderen eine effiziente Verarbeitung der veröffentlichten kapitalmarktrelevanten Informationen in den Börsenkursen. Die Effizienz der Informationsverarbeitung, die u.a. die zeitnahe Anpassung der Aktienkurse an Änderungen der Rahmenbedingungen beschreibt, wird in der Praxis u.a. anhand der Liquiditätskennzahlen beurteilt.
- 470 Wie wir im Abschnitt 3.3.2.5 gezeigt haben, weist die Tion-Aktie eine eingeschränkte Liquidität auf. Aus diesem Grund ist der Börsenkurs der Tion Renewables AG nicht belastbar, um einen aussagekräftigen unternehmenseigenen Betafaktor abzuleiten. Insofern halten wir es für sachgerecht, dass die Bewertungsgutachterin von der Anwendung des unternehmenseigenen Betafaktors der Tion Renewables AG abgesehen hat.

## Ableitung des Betafaktors auf Basis der Vergleichsgruppe

- 471 Da im vorliegenden Fall der eigene Betafaktor der Tion Renewables infolge der eingeschränkten Liquidität ihrer Aktien nicht zur Anwendung kommen konnte, wurde er anhand einer Peer Group geschätzt. Diese Vorgehensweise steht im Einklang mit den Vorgaben des IDW S 1 und ist auch in der Fachliteratur anerkannt.<sup>79</sup> Die Bildung der Peer Group wurde im Abschnitt 3.1.5 erläutert. Die von uns zur Schätzung des Betafaktors herangezogene Peer Group stimmt mit der Peer Group der Bewertungsgutachterin überein.

<sup>79</sup> Vgl. IDW S 1 i.d.F. 2008, Rn. 121; Baetge/Kümmel/Schulz/Wiese, in: Peemöller (Hrsg.), Praxishandbuch der Unternehmensbewertung, 7. Aufl., NWB, Herne 2019, S. 454 f.; Ihlau/Duscha: Besonderheiten bei der Bewertung von KMU, 2. Aufl., Springer Gabler, Wiesbaden 2019, S. 217.

- 472 Zur Ableitung des Peer Group-Betafaktors haben wir sowohl einen 2-jährigen Regressionszeitraum mit wöchentlichen Renditen (104 Datenpunkte) als auch einen 5-jährigen Regressionszeitraum mit monatlichen Renditen (60 Datenpunkte) analysiert. Da Tion Renewables als auch die Peer Group überwiegend im europäischen Raum tätig ist, haben wir neben einer lokalen und globalen Perspektive auch eine europäische Sichtweise eingenommen. Als Referenzindizes wurden die folgenden Indizes herangezogen:
- S&P 1200 Global;
  - S&P Europe 350 sowie
  - der jeweils breiteste lokale Aktienindex.
- 473 Um möglichen Verzerrungen der historischen Betafaktoren durch die COVID-19-Pandemie, die Niedrigzinsphase sowie durch den Krieg in der Ukraine entgegenzuwirken und eventuelle Ausreißer zu eliminieren, haben wir im Rahmen der Untersuchung der Peer Group-Betafaktoren die in die Regression einfließenden Aktien- und Indexrenditen winsorisiert. Hierzu haben wir die Renditen unterhalb des 2,5-Perzentils auf das 2,5-Perzentil und Renditen oberhalb des 97,5-Perzentils auf das 97,5-Perzentil gesetzt.
- 474 Die im Rahmen der Regression ermittelten verschuldeten Betafaktoren wurden unter Berücksichtigung der jeweiligen Verschuldungsgrade der Vergleichsunternehmen im Regressionszeitraum in unverschuldete Betafaktoren überführt. Zur Überführung der verschuldeten in die unverschuldeten Betafaktoren haben wir die sog. Modigliani-Miller-Anpassung herangezogen. Die unverschuldeten Betafaktoren der Vergleichsunternehmen nach Winsorizing sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst:

**Tabelle 39: Unverschuldete Betafaktoren der Vergleichsunternehmen zum 31.12.2023 nach Winsorizing (5% der Verteilung)**

Unternehmen	5 Jahre			2 Jahre		
	Beta unlev.	t-Test	R <sup>2</sup>	Beta unlev.	t-Test	R <sup>2</sup>
<b>Lokal</b>						
7C Solarparken AG	0,35	4,2	23%	0,30	3,7	12%
Alerion Clean Power S.p.A.	Insig.	Insig.	Insig.	0,45	3,1	9%
clearvise AG	Insig.	Insig.	Insig.	0,25	2,9	8%
Edisun Power Europe AG	0,34	3,2	15%	Insig.	Insig.	Insig.
Encavis AG	0,41	3,2	15%	0,56	4,3	15%
ERG S.p.A.	0,32	2,5	10%	0,47	4,6	17%
Aquila European Renewables Plc	0,22	2,3	9%	0,18	2,2	5%
Greencoat Renewables PLC	Insig.	Insig.	Insig.	0,16	3,4	10%
Octopus Renewables Infrastructure Trust plc	Insig.	Insig.	Insig.	0,48	4,7	18%
The Renewables Infrastructure Group Limited	Insig.	Insig.	Insig.	0,23	3,4	10%
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,33</b>			<b>0,34</b>		
<b>Median</b>	<b>0,34</b>			<b>0,30</b>		
<b>Europa</b>						
7C Solarparken AG	0,47	4,4	25%	0,41	4,2	15%
Alerion Clean Power S.p.A.	Insig.	Insig.	Insig.	0,74	4,4	16%
clearvise AG	Insig.	Insig.	Insig.	0,30	2,9	7%
Edisun Power Europe AG	0,28	2,9	12%	Insig.	Insig.	Insig.
Encavis AG	0,58	3,5	18%	0,85	5,9	25%
ERG S.p.A.	0,49	3,2	15%	0,60	4,8	19%
Aquila European Renewables Plc	0,18	2,2	8%	Insig.	Insig.	Insig.
Greencoat Renewables PLC	Insig.	Insig.	Insig.	0,22	3,4	10%
Octopus Renewables Infrastructure Trust plc	0,35	3,4	20%	0,36	4,0	14%
The Renewables Infrastructure Group Limited	0,21	3,1	14%	0,16	2,5	6%
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,37</b>			<b>0,46</b>		
<b>Median</b>	<b>0,35</b>			<b>0,39</b>		
<b>Global</b>						
7C Solarparken AG	0,51	5,0	30%	0,38	3,7	12%
Alerion Clean Power S.p.A.	0,54	2,7	11%	0,54	3,0	8%
clearvise AG	0,43	2,2	16%	0,22	2,0	4%
Edisun Power Europe AG	0,28	2,9	13%	Insig.	Insig.	Insig.
Encavis AG	0,64	4,1	22%	0,72	4,6	17%
ERG S.p.A.	0,48	3,2	15%	0,52	4,0	13%
Aquila European Renewables Plc	0,17	2,1	8%	Insig.	Insig.	Insig.
Greencoat Renewables PLC	Insig.	Insig.	Insig.	0,23	3,4	10%
Octopus Renewables Infrastructure Trust plc	0,30	2,9	15%	0,34	3,6	12%
The Renewables Infrastructure Group Limited	0,18	2,6	11%	0,18	2,7	7%
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,39</b>			<b>0,39</b>		
<b>Median</b>	<b>0,43</b>			<b>0,36</b>		

Quelle: S&P Capital IQ, A&M Analyse

- 475 Wie aus Tabelle 39 hervorgeht, bewegen sich die durchschnittlichen unverschuldeten Betafaktoren der Vergleichsunternehmen in Abhängigkeit von der eingenommenen Perspektive in einer Bandbreite von 0,33 bis 0,46.
- 476 Aufgrund von möglichen Verzerrungen der unverschuldeten Betafaktoren in einzelnen Jahren haben wir zusätzlich und analog zu der Vorgehensweise der Bewertungsgutachterin die Jahresscheiben der letzten fünf Jahre untersucht. Die Analyse der unverschuldeten Betafaktoren der Vergleichsunternehmen in Ein-Jahres-Scheiben ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

**Tabelle 40: Entwicklung der unverschuldeten Betafaktoren der Peer Group zum 31.12.2023 nach Winsorizing (5% der Verteilung) in Jahresscheiben**

Unternehmen	Jahr 1 2019	Jahr 2 2020	Jahr 3 2021	Jahr 4 2022	Jahr 5 2023	Ø
<b>Lokal</b>						
7C Solarparken AG	Insig.	0,19	0,45	0,24	0,41	<b>0,32</b>
Alerion Clean Power S.p.A.	Insig.	0,32	0,87	Insig.	0,55	<b>0,58</b>
clearvise AG	N/A	N/A	Insig.	Insig.	0,34	<b>0,34</b>
Edisun Power Europe AG	Insig.	0,44	Insig.	Insig.	Insig.	<b>0,44</b>
Encavis AG	0,18	0,55	1,03	0,54	0,68	<b>0,60</b>
ERG S.p.A.	Insig.	0,54	0,50	0,48	0,54	<b>0,52</b>
Aquila European Renewables Plc	Insig.	Insig.	Insig.	Insig.	0,25	<b>0,25</b>
Greencoat Renewables PLC	Insig.	0,12	Insig.	Insig.	0,27	<b>0,20</b>
Octopus Renewables Infrastructure Trust plc	N/A	0,18	0,45	0,41	0,58	<b>0,41</b>
The Renewables Infrastructure Group Limited	Insig.	0,27	Insig.	Insig.	0,31	<b>0,29</b>
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,18</b>	<b>0,33</b>	<b>0,66</b>	<b>0,42</b>	<b>0,44</b>	<b>0,41</b>
<b>Median</b>	<b>0,18</b>	<b>0,29</b>	<b>0,50</b>	<b>0,45</b>	<b>0,41</b>	<b>0,37</b>
<b>Europa</b>						
7C Solarparken AG	Insig.	0,25	0,42	0,36	0,50	<b>0,38</b>
Alerion Clean Power S.p.A.	Insig.	0,39	1,01	0,78	0,78	<b>0,74</b>
clearvise AG	N/A	N/A	Insig.	Insig.	0,38	<b>0,38</b>
Edisun Power Europe AG	Insig.	0,39	Insig.	Insig.	Insig.	<b>0,39</b>
Encavis AG	0,25	0,67	0,99	0,92	0,83	<b>0,73</b>
ERG S.p.A.	Insig.	0,69	0,74	0,62	0,64	<b>0,67</b>
Aquila European Renewables Plc	Insig.	0,08	Insig.	Insig.	Insig.	<b>0,08</b>
Greencoat Renewables PLC	Insig.	0,18	0,21	Insig.	0,46	<b>0,28</b>
Octopus Renewables Infrastructure Trust plc	N/A	0,31	0,60	0,33	0,42	<b>0,41</b>
The Renewables Infrastructure Group Limited	Insig.	0,34	Insig.	Insig.	Insig.	<b>0,34</b>
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,25</b>	<b>0,37</b>	<b>0,66</b>	<b>0,60</b>	<b>0,57</b>	<b>0,49</b>
<b>Median</b>	<b>0,25</b>	<b>0,34</b>	<b>0,67</b>	<b>0,62</b>	<b>0,50</b>	<b>0,47</b>
<b>Global</b>						
7C Solarparken AG	Insig.	0,29	0,44	0,32	0,57	<b>0,40</b>
Alerion Clean Power S.p.A.	Insig.	0,28	1,06	Insig.	0,89	<b>0,74</b>
clearvise AG	N/A	N/A	Insig.	Insig.	0,40	<b>0,40</b>
Edisun Power Europe AG	Insig.	0,40	Insig.	Insig.	Insig.	<b>0,40</b>
Encavis AG	0,22	0,69	1,00	0,70	0,86	<b>0,69</b>
ERG S.p.A.	Insig.	0,83	0,83	0,49	0,77	<b>0,73</b>
Aquila European Renewables Plc	Insig.	0,11	Insig.	Insig.	Insig.	<b>0,11</b>
Greencoat Renewables PLC	Insig.	0,23	0,26	0,15	0,47	<b>0,28</b>
Octopus Renewables Infrastructure Trust plc	N/A	0,38	0,49	0,36	0,40	<b>0,41</b>
The Renewables Infrastructure Group Limited	Insig.	0,44	Insig.	0,18	Insig.	<b>0,31</b>
<b>Durchschnitt</b>	<b>0,22</b>	<b>0,40</b>	<b>0,68</b>	<b>0,37</b>	<b>0,62</b>	<b>0,46</b>
<b>Median</b>	<b>0,22</b>	<b>0,38</b>	<b>0,66</b>	<b>0,34</b>	<b>0,57</b>	<b>0,43</b>

Quelle: S&P Capital IQ, A&M Analyse

477 Wie aus Tabelle 40 hervorgeht, bewegen sich die Durchschnitte der Mediane der unverschuldeten Betafaktoren der Vergleichsunternehmen in einer Bandbreite von 0,37 bis 0,47.

478 Die Bewertungsgutachterin hat den unverschuldeten Betafaktor auf 0,34 auf Basis lokaler Betafaktoren geschätzt, die sich aus dem Median der durchschnittlichen Jahresscheiben der Vergleichsunternehmen ergeben haben. Da dieser Wert am unteren Ende der von uns ermittelten Bandbreite liegt, halten wir ihn im Sinne der Minderheitsaktionäre für angemessen.

### 3.6.5 Wachstumsabschlag

479 Künftiges Wachstum der finanziellen Überschüsse resultiert zum einen aus Thesaurierungen und deren Wiederanlage und zum anderen organisch aus Preis-, Mengen- und Struktureffekten. Im Detailplanungszeitraum sind diese Wachstumspotenziale in der Unternehmensplanung und somit in den finanziellen Überschüssen abgebildet.

- 480 Für die Phase der ewigen Rente ist das thesaurierungsbedingte Wachstum im sog. Wertbeitrag aus Thesaurierungen in den finanziellen Überschüssen angesetzt. Darüber hinausgehende Wachstumspotenziale werden für die Phase der Ewigen Rente bewertungstechnisch durch einen Wachstumsabschlag im Kapitalisierungszinssatz berücksichtigt. Dieser Wachstumsabschlag soll das inflationsbedingte Gewinnwachstum, das im langfristigen Mittel erwartet wird, zum Ausdruck bringen. Das inflationsbedingte Wachstum schlägt sich in der GuV über Preissteigerungen der Erträge und Aufwendungen nieder. Das Nettovermögen beinhaltet den inflationsbedingten Preisanstieg der Ersatzinvestitionen und wächst ebenfalls mit der nachhaltigen Wachstumsrate.
- 481 Die Höhe des Wachstumsabschlags ist davon abhängig, inwiefern das zu bewertende Unternehmen nachhaltig in der Lage ist, die in seinem Fall erwarteten, nicht notwendigerweise mit der Inflationsrate identischen, Preissteigerungen auf der Beschaffungsseite durch entsprechende Preissteigerungen an seine Kunden weiterzugeben.
- 482 Bei der Ableitung des Wachstumsabschlags hinsichtlich der Gesellschaft haben wir neben den Inflationserwartungen die historische und prognostizierte Entwicklung des Marktes für erneuerbare Energien sowie die Entwicklung des Stromgroßhandelspreises analysiert. Hierbei verweisen wir auf die im Abschnitt 3.1.3.3 und 3.4.3 erläuterten Tendenzen.
- 483 Die Bewertungsgutachterin hat den Wachstumsabschlag i.H.v. 1,5% angesetzt. Vor dem Hintergrund der durchgeführten Analysen erachten wir den Wachstumsabschlag von 1,5% für angemessen.

### 3.6.6 Ermittlung der Kapitalkosten

- 484 Die nachfolgende Tabelle fasst die Ableitung der Kapitalkosten der Tion Renewables für den Detailplanungszeitraum 2024-64 sowie für die Ewige Rente auf Basis der zuvor erläuterten einzelnen Komponenten zusammen:

**Tabelle 41: Ableitung der Kapitalkosten**

	Plan GJ24	Plan GJ25	Plan GJ26	Plan GJ27	Plan GJ28	Trans GJ29	TV GJ30
Basiszinssatz vor pers. ESt	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%
Pers. ESt-Satz (inkl. SolZ)	26,38%	26,38%	26,38%	26,38%	26,38%	26,38%	26,38%
<b>Basiszinssatz nach pers. ESt</b>	<b>2,02%</b>	<b>2,02%</b>	<b>2,02%</b>	<b>2,02%</b>	<b>2,02%</b>	<b>2,02%</b>	<b>2,02%</b>
Marktrisikoprämie nach pers. Est	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%
Beta-Faktor unverschuldet	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Verschuldungsgrad zu Periodenbeginn (D/E)	140,88%	120,43%	100,96%	83,42%	67,08%	96,84%	96,84%
Steuersatz	24,96%	27,07%	26,89%	26,98%	29,42%	21,00%	21,00%
<b>Beta-Faktor verschuldet</b>	<b>0,70</b>	<b>0,64</b>	<b>0,59</b>	<b>0,55</b>	<b>0,50</b>	<b>0,60</b>	<b>0,60</b>
<b>KapZins vor Wachstumsabschlag</b>	<b>6,05%</b>	<b>5,70%</b>	<b>5,42%</b>	<b>5,17%</b>	<b>4,91%</b>	<b>5,48%</b>	<b>5,48%</b>
Wachstumsabschlag							(1,50%)
<b>Kapitalisierungszinssatz</b>	<b>6,05%</b>	<b>5,70%</b>	<b>5,42%</b>	<b>5,17%</b>	<b>4,91%</b>	<b>5,48%</b>	<b>3,98%</b>

Quelle: Eigene Darstellung.

Abkürzungen: Pers. Est = Persönliche Ertragsteuer; SolZ = Solidaritätszuschlag; KapZins = Kapitalisierungszinssatz.

### 3.7 Überprüfung der Unternehmensbewertung der Tion Renewables AG

#### 3.7.1 Ertragswertermittlung

485 Nachfolgende Tabelle fasst die Ertragswertberechnung aus den zuvor bestimmten Nettoeinnahmen und den Kapitalkosten der Tion Renewables zusammen.

**Tabelle 42: Ableitung des Ertragswerts**

EUR Tsd.	Plan GJ24	Plan GJ25	Plan GJ26	Plan GJ27	Plan GJ28	Trans GJ29	TV GJ30
<b>Jahresüberschuss-/fehlbetrag</b>	<b>(3.394)</b>	<b>1.511</b>	<b>1.551</b>	<b>2.781</b>	<b>3.191</b>	<b>7.320</b>	<b>7.430</b>
Ausschüttung	-	-	-	-	-	3.342	3.392
(Wachstums-)Thesaurierung	-	1.511	1.551	2.781	3.191	637	646
Wertbeitrag aus der Thesaurierung (WBaT)	-	-	-	-	-	3.342	3.392
<i>Ausschüttungsquote</i>	- %	- %	- %	- %	- %	45,65%	45,65%
Pers. Ertragsteuer Ausschüttung	-	-	-	-	-	(881)	(895)
Pers. Ertragsteuer WBaT	-	-	-	-	-	(441)	(447)
<b>Nettoeinnahmen</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.362</b>	<b>5.442</b>
Kapitalisierungszinssatz	6,05%	5,70%	5,42%	5,17%	4,91%	5,48%	3,98%
Diskontierungsfaktor	1,000	0,943	0,892	0,846	0,805	0,767	18,294
<b>Marktwert des Eigenkapitals</b>	<b>103.454</b>	<b>109.710</b>	<b>115.960</b>	<b>122.248</b>	<b>128.569</b>	<b>136.898</b>	
<b>Ertragswert zum 31.12.2023</b>	<b>103.454</b>						
<b>Ertragswert zum 22.02.2024</b>	<b>104.338</b>						

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

486 Nach unserer Analyse ergibt sich zum 22. Februar 2024 ein Ertragswert von EUR 104.338 Tsd. vor der Berücksichtigung von Sonderwerten.

#### 3.7.2 Sonderwerte

487 Auf Basis des IDW S 1 sind Vermögensteile, die veräußert werden können, ohne dass dadurch die eigentliche Unternehmensaufgabe berührt wird, getrennt zu bewerten. Als nicht betriebsnotwendig sind im Rahmen dieser Betrachtungsweise sämtliche Vermögensteile anzusehen, die nicht für betriebliche Belange erforderlich sind und deren Wertbeiträge nicht in der Planung reflektiert sind.

488 Nachfolgende Tabelle zeigt den Unternehmenswert der Tion Renewables unter Berücksichtigung von Sonderwerten und den daraus resultierenden Wert je Aktie.

**Tabelle 43: Unternehmenswert und Wert je Aktie**

EUR Tsd.	22.02.2024
<b>Ertragswert zum 22.02.2024</b>	<b>104.338</b>
(+) Sonderwert: Einlagekonto	-
(+) Sonderwert: Beteiligung an clearwise AG	34.212
<b>Unternehmenswert zum 22.02.2024</b>	<b>138.550</b>
Anzahl der Aktien im Umlauf (Tsd.)	4.746
<b>Wert je Aktie (EUR)</b>	<b>29,19</b>

Quelle: Unternehmensinformationen; Eigene Darstellung.

489 Nach Hinzurechnung der Sonderwerte ergibt sich ein Unternehmenswert der Tion Renewables von EUR 138.550 Tsd. Unter Berücksichtigung der Anzahl der Aktien im Umlauf von 4.745.957 lässt sich ein Wert von EUR 29,19 je Aktie ableiten. Nachfolgend gehen wir auf die Bestimmung der Sonderwerte im Einzelnen ein.

#### 3.7.2.1 Steuerliches Einlagekonto

490 Zum 31. Dezember 2023 besteht für die Tion Renewables ein steuerliches Einlagekonto (§ 27 Abs. 1, 2 KStG) in Höhe von EUR 121,9 Mio. Durch das steuerliche Einlagenkonto wird gewährleistet, dass die von den Anteilseignern einer Kapitalgesellschaft geleisteten Gesellschaftereinlagen von den durch die Kapitalgesellschaft selbst erwirtschafteten Gewinnen getrennt werden. Während eine Rückgewähr von Einlagen steuerfrei gestellt ist, sind Ausschüttungen aus dem steuerlichen Bilanzgewinn entsprechend zu versteuern. Ausschüttungen gelten dann als aus dem steuerlichen Einlagekonto geleistet und somit

steuerfrei, wenn der Auszahlungsbetrag den ausschüttbaren Gewinn übersteigt und das steuerliche Einlagekonto noch nicht komplett aufgezehrt wurde.

491 Gemäß der Bewertungsgutachterin übersteigen die jährlichen Ausschüttungen der Tion Renewables über dem Planungszeitraum nicht den steuerlich ausschüttbaren Gewinn. Daher erfolgt keine Ausschüttung aus dem steuerlichen Einlagenkonto, wodurch sich kein Wertbeitrag, bzw. kein zusätzlicher Sonderwert ergibt.

### **3.7.2.2 Plausibilisierung der Bewertung der clearvise AG**

492 Zum Zeitpunkt der Berichtserstattung hält die Tion eine strategische Beteiligung i.H.v. 18,4% an der clearvise AG. Als Minderheitsaktionär hat Tion keinen Einblick in die interne Managementplanung der clearvise AG. Mangels vorliegender Managementplanung war auskunftsgemäß eine Bewertung anhand des Ertragswertverfahrens nicht möglich.

493 Zur Ermittlung des Sonderwerts der Beteiligung an der clearvise AG hat die Bewertungsgutachterin u.a. Bewertungsüberlegungen anhand folgender Methoden angestellt:

- Börsenkursanalyse,
- Analyse der Anschaffungskosten,
- vereinfachte Ertragswertermittlung.

Nach Würdigung der Ergebnisse aller angewandten Bewertungsmethoden hat die Bewertungsgutachterin bei der Schätzung des Beteiligungswertes auf die historischen Anschaffungskosten i.H.v. EUR 34,2 Mio. abgestellt, was einem Aktienpreis von EUR 2,46 entspricht.

494 Wir haben den von der Bewertungsgutachterin angesetzten Beteiligungswert anhand des Börsenkurses plausibilisiert. Im Folgenden gehen wir auf unsere Prüfungshandlungen ein. .

#### **Anwendung der Börsenwertmethode im vorliegenden Bewertungsfall**

##### *Ermittlung des umsatzgewichteten Drei-Monats-Durchschnittskurses*

495 Wir haben den umsatzgewichteten Drei-Monats-Durchschnittskurs der clearvise AG basierend auf Daten des Finanzinformationsdienstleisters Bloomberg ermittelt. Als relevanten Zeitraum haben wir den Drei-Monats-Zeitraum herangezogen, der am 5. Januar 2024 endet. Der von uns in Anlehnung an § 31 Abs. 7 WpÜG i.V.m. § 5 Abs. 3 WpÜG-AngVO abgeleitete umsatzgewichtete Durchschnittskurs der Aktie der clearvise AG im Zeitraum vom 6. Oktober 2023 bis zum 5. Januar 2024 beläuft sich auf EUR 2,03. Dieser Kurs liegt unter dem Wert von EUR 2,46 pro Aktie, den die Bewertungsgutachterin angesetzt hat.

496 Da für die Bewertung jedoch nicht der Kurs am 5. Januar 2024, sondern der zum Tag der Durchführung der beschlussfassenden Hauptversammlung maßgeblich ist, wird die Ermittlung im Rahmen der Stichtagserklärung auf den Tag der Durchführung der beschlussfassenden Hauptversammlung aktualisiert.

##### *Plausibilisierungen*

497 Im Rahmen der Plausibilisierungen haben wir folgende Prüfungshandlungen vorgenommen:

1. In einem ersten Schritt untersuchten wir die Liquiditätskennzahlen der clearvise-Aktien. Als Voraussetzung für die Anwendung der Börsenwertmethode sieht die Rechtsprechung eine effektive Informationsbewertung. Die Analyse der Liquiditätskennzahlen liefert Hinweise auf die Aussagekraft des Aktienkurses und dessen grundsätzliche Anwendbarkeit im Rahmen der Bewertung.
2. In einem nächsten Schritt analysierten wir die Verfügbarkeit von kursrelevanten Informationen bei der clearvise AG, da eine effektive Informationsverarbeitung nur bei ausreichenden Informationen möglich ist.
3. Ferner haben wir die Entwicklung des Börsenkurses der clearvise AG analysiert. Die Analyse des Kursverlaufs ermöglicht zum einen, eventuelle Kursverzerrungen sowie Abkopplungen von der Branchenentwicklung aufzudecken. Zum anderen kann anhand der Analyse des Kursverlaufs die Bandbreite festgestellt werden, in der sich der Aktienkurs bewegt.

### *Analyse der Liquiditätskennzahlen der clearvise-Aktien*

- 498 Die Liquidität im Börsenhandel bezieht sich auf die Handelbarkeit eines Wertpapiers und beschreibt, in welchem Maß ein Wertpapier jederzeit ver- und gekauft werden kann. Bei liquiden Wertpapieren gibt es ausreichend Angebot und Nachfrage, sodass eine hohe Anzahl von Wertpapieren jederzeit in Bargeld umgewandelt werden kann.
- 499 Die Aktie der clearvise AG ist seit 2011 börsennotiert und wird aktuell im Freiverkehr verschiedener deutscher Börsen sowie via XETRA unter der ISIN DE000A1EWXA4 gehandelt.
- 500 Die Liquidität eines Wertpapiers und die Aussagekraft der Börsenkurse kann anhand verschiedener quantitativer Kennzahlen beurteilt werden, wie z.B.:
1. die Anzahl der Handelstage, an denen das Wertpapier gehandelt wird,
  2. das Handelsvolumen,
  3. der Streubesitz (Free Float),
  4. das Verhältnis des Handelsvolumens zum Streubesitz,
  5. die Geld-Brief-Spannen (auch Bid-Ask-Spread (BAS) genannt),
  6. Kriterien zur Bestimmung der Marktengeng gemäß § 5 Abs. 4 der WpÜG-AngVO und andere.
- 501 Wir haben die wichtigsten Liquiditätskennzahlen der clearvise AG sowohl für den zur Bewertung festgelegten Zeitraum vom 6. Oktober 2023 bis zum 5. Januar 2024 als auch für weitere Zeiträume analysiert:
1. den Drei-Monats-Zeitraum vor der Ankündigung der Strukturmaßnahme durch die Tion Renewables AG;
  2. ein Jahr vor dem 5. Januar 2024,
  3. zwei Jahre vor dem 5. Januar 2024 sowie
  4. fünf Jahre vor dem 5. Januar 2024.
- 502 Die Betrachtung der zusätzlichen Zeiträume ermöglicht u.a. die Beurteilung, inwiefern die Plausibilisierungen anhand der historischen Aktienkurse belastbar sind.
- 503 Die wichtigsten Ergebnisse der von uns durchgeführten Liquiditätsanalyse sind in Tabelle 44 zusammengefasst.

Tabelle 44: Liquiditätskennzahlen der clearvise AG

Kriterium	Einheit	3 Monate vor dem 05.01.2024	3 Monate vor dem 23.10.2023	1 Jahr vor dem 05.01.2024	2 Jahre vor dem 05.01.2024	5 Jahre vor dem 05.01.2024
<b>ANALYSE DER VERKEHRSFÄHIGKEIT DER AKTIE</b>						
<b>Kriterien zur Bestimmung der Marktengengemäß § 5 Abs. 4 der WpÜG-AngebotsVO</b>						
Prozent der Handelstage mit Handelsvolumen > 0	%	98%	98%	97%	97%	97%
Anzahl der Sprünge von +/- 5% bei Tagesschlusskursen	-	3	2	8	26	42
davon an nacheinander folgenden Tagen	-	1	-	2	2	5
Kumulative Erfüllung der Kriterien nach § 5 Abs. 4 WpÜG-AngebotsVO		nein	nein	nein	nein	nein
<b>ANALYSE DER LIQUIDITÄT DER AKTIE</b>						
<b>Handelstage</b>						
Anzahl der möglichen Handelstage	-	63	66	255	513	1.273
Anzahl der Handelstage mit Handelsvolumen > 0	-	62	65	248	498	1.233
in % zur Anzahl der möglichen Handelstage	%	98%	98%	97%	97%	97%
<b>Tägliches Handelsvolumen</b>						
Min	Stück	238	40	35	35	10
Max	Stück	139.857	104.298	155.873	279.819	1.053.326
Durchschnitt	Stück	23.546	18.367	18.740	24.404	34.622
Median	Stück	15.048	11.600	10.649	14.473	16.454
<b>Täglicher Handelsumsatz</b>						
Min	EUR	488	87	87	87	16
Max	EUR	288.374	216.427	355.567	667.336	2.191.176
Durchschnitt	EUR	47.888	38.691	41.246	56.782	74.841
Median	EUR	30.330	25.621	24.465	33.317	36.767
<b>Streubesitz (Free Float)*</b>						
Ø-Streubesitz in % zur Anzahl der ausstehenden Aktien	%	70,50%	70,50%	71,65%	73,56%	79,83%
<b>Durchschn. Handelsvolumen zum durchschn. Streubesitz und Handelsquote *</b>						
Ø-Handelsvolumen zum Ø-Streubesitz	%	0,04%	0,03%	0,03%	0,05%	0,08%
Handelsquote	%	0,03%	0,02%	0,02%	0,04%	0,06%
<b>Relative Geld-Brief-Spanne (BAS)</b>						
Durchschnitt	%	3,54%	3,14%	3,09%	3,53%	3,32%
Median	%	3,47%	2,96%	2,99%	3,80%	3,30%
Anzahl der Tage, an denen						
BAS > 1,00%	Tage	62	64	241	488	1.153
	% der Beobacht.	100%	98%	97%	98%	94%
BAS > 1,50%	Tage	58	59	233	476	1.111
	% der Beobacht.	94%	91%	94%	96%	90%
BAS > 2,00%	Tage	56	51	207	441	975
	% der Beobacht.	90%	78%	83%	89%	79%

Quelle: Bloomberg, S&P Capital IQ, Geschäftsberichte und Halbjahresfinanzberichte der clearvise AG.

504 Wie aus der obigen Tabelle ersichtlich, wurden die Aktien der clearvise AG in sämtlichen betrachteten Perioden fast täglich gehandelt. Kurssprünge von +/- 5% an nacheinander folgenden Tagen waren nicht oder selten zu verzeichnen. Somit sind die Kriterien zur Bestimmung der Marktengengemäß § 5 Abs. 4 der WpÜG-AngVO nicht erfüllt. Die Aktie war verkehrsfähig und der Börsenkurs der clearvise AG kann einen belastbaren Hinweis auf den Desinvestitionswert liefern.

505 Bei der Analyse der Liquiditätskennzahlen fallen jedoch die hohen Geld-Brief-Spannen auf: Diese übersteigen in allen betrachteten Perioden im Durchschnitt den Wert von 3% und liegen auch im Median entweder bei rd. 3% oder darüber. Wie oben bereits erwähnt, existiert keine allgemein anerkannte, einheitliche Grenzwelle für die Geld-Brief-Spanne, deren Überschreitung eindeutig auf die Illiquidität des Wertpapiers hinweist. In der Rechtsprechung werden aber die Geld-Brief-Spannen, die deutlich niedriger als 3% sind, als Zeichen mangelnder Liquidität gesehen.<sup>80</sup>

506 Angesichts der hohen Geld-Brief-Spannen halten wir die Aktien der clearvise AG für eingeschränkt liquide.

#### Analyse der Informationsverfügbarkeit bei der clearvise AG

507 An der Heimatbörse München ist die clearvise AG in m:access notiert. M:access ist ein Segment des Freiverkehrs, das gegenüber dem regulierten Markt sehr viel weniger Anforderungen an das Unternehmen stellt, zum Schutze des Anlegers jedoch ein höheres

<sup>80</sup> Vgl. hierzu Fn. 62.

Transparenzniveau als der allgemeine Freiverkehr einfordert.<sup>81</sup> So gehören zu den Folgepflichten in m:access u.a.:<sup>82</sup>

1. Veröffentlichung der Kernaussagen des geprüften Jahresabschlusses,
2. unterjähriger Emittentenbericht,
3. unverzügliche Veröffentlichung von Ad-hoc Mitteilungen und Directors' Dealings auf der Website des Emittenten,
4. Unternehmenskalender auf der Webseite des Emittenten,
5. mindestens jährliche Teilnahme an einer von der Börse München ausgerichteten Analystenkonferenz (oder unterjährige Darstellung der Finanzkennzahlen und der aktuellen Geschäftsentwicklung in vergleichbarer Form).

508 Clearvise AG erfüllt diese Informationspflichten.

509 Im Ergebnis erachten wir, dass infolge der Notierung im Freiverkehr die verfügbaren Informationen zu clearvise AG zwar geringer als am regulierten Markt sein können, jedoch keine wesentlichen Informationsdefizite bestehen.

#### Entwicklung des Aktienkurses der clearvise AG

510 Um eventuelle Kursverzerrungen aufzudecken, haben wir die Kursentwicklung der Gesellschaft untersucht. Unserer Analyse liegt ein Zeitraum von ungefähr zwei Jahren vom 1. Januar 2022 bis zum 5. Januar 2024 zugrunde. Abbildung 16 zeigt die Kursentwicklung sowie das Handelsvolumen der clearvise AG im betrachteten Zeitraum.

**Abbildung 16: Entwicklung des Aktienkurses der clearvise AG im Zeitraum vom 1. Januar 2022 bis zum 5. Januar 2024**



Quelle: Bloomberg, EQS News, eigene Darstellung.

511 Wir ordneten viele Kursbewegungen den Ereignissen zu, die diese Kursbewegungen nach unserem Verständnis verursachen konnten. Tabelle 45 enthält die Übersicht dieser Zuordnung, wobei die Nummern in Spalte 1 den Nummern in Abbildung 16 entsprechen. Die beobachteten Kursbewegungen sind nach unserem Verständnis plausibel.

**Tabelle 45: Ausgewählte kursbeeinflussende Ereignisse im Zeitraum vom 1. Januar 2022 bis zum 5. Januar 2024**

Nr.	Datum	Ereignis
1	03.05.2022	clearvise AG erreicht nach vorläufigen Zahlen die Prognose 2021 und startet erfolgreich in das Jahr 2022

<sup>81</sup> Vgl. Börse München: Geschäftsbedingungen für den Freiverkehr an der Börse München, Stand: 3. Januar 2018; Börse München: m:access - die Börse für den Mittelstand, abrufbar unter [www.boerse-muenchen.de](http://www.boerse-muenchen.de) (abgerufen am 28.12.2023).

<sup>82</sup> Vgl. Börse München: Geschäftsbedingungen für den Freiverkehr an der Börse München, Stand: 3. Januar 2018; § 14.

Nr.	Datum	Ereignis
2	05.05.2022	clearvise AG baut mit Inbetriebnahme des Solarparks Klettwitz-Nord das operative Portfolio auf 303 MW aus
3	13.07.2022	clearvise und Pacifico Renewables Yield schließen Memorandum of Understanding
	14.07.2022	clearvise AG kann durch möglichen Erwerb des Pacifico-Wind- und Solarportfolios gegen Aktien und Barausgleich zum zweitgrößten börsennotierten IPP aus erneuerbaren Energien in Deutschland aufsteigen
4	08.08.2022	clearvise AG erhöht Umsatz- und Ergebnisprognose für das Geschäftsjahr 2022
5	16.12.2022	Mehrere Mitteilungen zu Directors' Dealings
6	25.03.2023	clearvise AG kündigt Memorandum of Understanding mit Tion Renewables AG
	27.03.2023	Eigene Pipeline sichert Wachstumsinitiative clearSCALE 2025
7	12.04.2023	clearvise AG übertrifft Erwartungen im Geschäftsjahr 2022 deutlich
8	07.06.2023	clearvise AG erhält Baugenehmigung für Solarpark Heiligenfelde
9	17.07.2023 / 18.07.2023	clearvise unterzeichnet Verkauf ihrer finnischen Windparks an Glennmont Partners und rechnet mit Veräußerungserfolg in Höhe von bis zu EUR 8,3 Mio.;
		clearvise AG erhält Baugenehmigung für Solarpark Wolfsgarten
10	28.08.2023	clearvise AG und ABO Wind s.a.r.l. vereinbaren weitere Repowering-Kooperationen für französische Windparks
11	31.10.2023	clearvise AG: EQT meldet Anteils- und Kontrollerwerb beim Bundeskartellamt an

512 Des Weiteren haben wir die Entwicklung des Börsenkurses der clearvise AG der Branchenentwicklung gegenübergestellt, wobei die Branchenentwicklung durch die Entwicklung der Peer Group und des Renewable Energy Industrial Indexes (RENIXX) abgebildet wurde. Der RENIXX wurde vom Internationalen Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) entwickelt und bildet die dreißig nach Marktkapitalisierung weltweit größten Unternehmen der regenerativen Energiewirtschaft ab. Der von uns betrachtete Zeitraum erstreckt sich vom 1. Januar 2023 bis zum 5. Januar 2024.<sup>83</sup> Abbildung 17 veranschaulicht die Ergebnisse unserer Analyse.

**Abbildung 17: Entwicklung des Börsenkurses der clearvise AG vs. Branchenentwicklung**



Quelle: Bloomberg, www.wallstreet-online.de, eigene Darstellung.

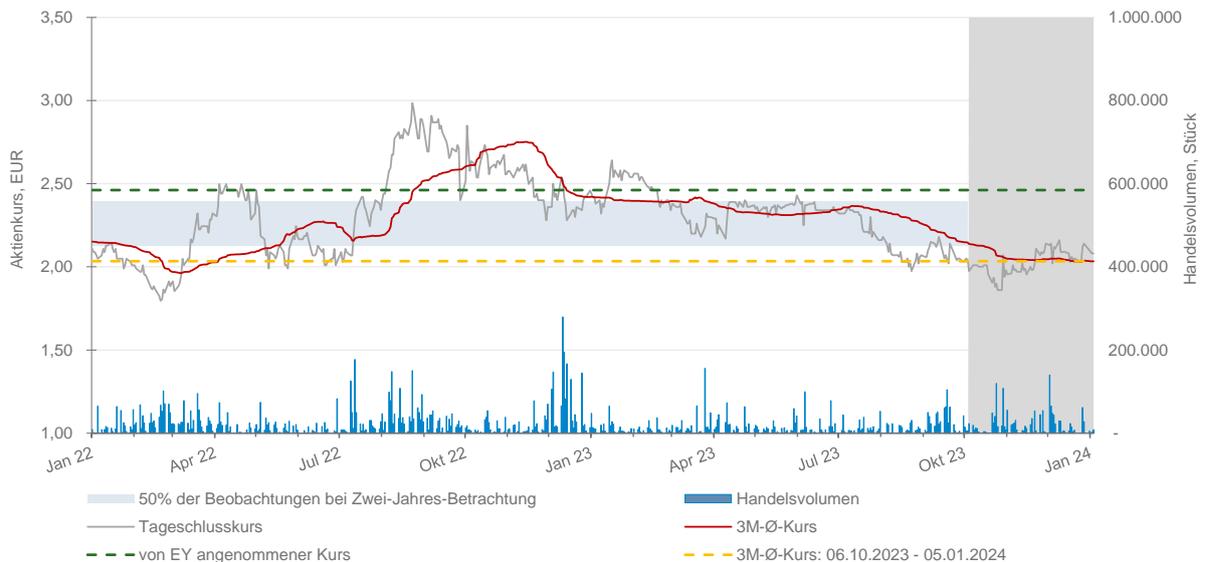
513 Der obigen Abbildung ist zu entnehmen, dass sich der Aktienkurs der clearvise AG im untersuchten Zeitraum grundsätzlich sowohl in Einklang mit dem aggregierten Aktienkurs der Vergleichsunternehmen als auch in Einklang mit dem RENIXX entwickelt hat. Insbesondere

<sup>83</sup> Die Aktienkurse der clearvise AG und der Vergleichsunternehmen sowie der Stand des RENIXX am 01.01.2023 wurden mit 100% angesetzt. Ausgehend von diesem Stand, wurden die prozentualen Änderungen des Aktienkurses der clearvise AG und deren Vergleichsunternehmen sowie die Änderungen des Kursstandes im Zeitablauf gemessen.

war keine Abkopplung des Aktienkurses der clearvise AG von der Branchenentwicklung zu beobachten.

514 Des Weiteren haben wir die Schwankungsbreite des umsatzgewichteten Drei-Monats-Durchschnittskurses untersucht. Abbildung 18 stellt die Entwicklung des umsatzgewichteten Drei-Monats-Durchschnittskurses im Zeitraum vom 1. Januar 2022 bis zum 5. Januar 2024 dar.

**Abbildung 18: Entwicklung des umsatzgewichteten Drei-Monats-Durchschnittskurses im Zeitraum vom 1. Januar 2022 bis zum 5. Januar 2024**



Quelle: Bloomberg, eigene Darstellung.

515 Die wichtigsten statistischen Kennzahlen, die den Verlauf dieses Kurses beschreiben, sind in Tabelle 46 zusammengefasst.

**Tabelle 46: Verlauf des umsatzgewichteten Drei-Monats-Durchschnittskurses der clearvise AG – statistische Kennzahlen zum 5. Januar 2024**

Kennzahl	Einheit	3 Monate	1 Jahr	2 Jahre
Min	EUR	2,03	2,03	1,96
Max	EUR	2,14	2,42	2,75
Durchschnitt	EUR	2,06	2,27	2,29
Standardabweichung	-	0,03	0,13	0,20
1. Quartil	EUR	2,04	2,15	2,12
Median	EUR	2,05	2,32	2,31
3. Quartil	EUR	2,06	2,37	2,40

Quelle: Bloomberg; eigene Analyse.

516 Wie aus Abbildung 18 und Tabelle 46 ersichtlich, bewegte sich der umsatzgewichtete Drei-Monats-Durchschnittskurs im Zeitraum von zwei Jahren vor dem 5. Januar 2024 in einer Bandbreite von EUR 1,96 bis EUR 2,75 und lag im Durchschnitt bei EUR 2,29 mit einer Standardabweichung von 0,20. Bei einer Ein-Jahres-Betrachtung betrug der Börsenkurs im Durchschnitt EUR 2,27, schwankte aber in einem engeren Korridor von EUR 2,03 bis EUR 2,42 mit einer geringeren Standardabweichung von 0,13.

517 Der Medianwert blieb bei den beiden Betrachtungsperspektiven ebenso stabil und lag bei EUR 2,32 (Ein-Jahres-Betrachtung) bzw. EUR 2,31 (Zwei-Jahres-Betrachtung). 50% der beobachteten umsatzgewichteten Drei-Monats-Durchschnittskurse schwankten bei der Zwei-Jahres-Betrachtung in einer Bandbreite zwischen EUR 2,12 (unteres bzw. 1. Quartil) und EUR 2,40 (oberes bzw. 3. Quartil). Diese Bandbreite ist in Abbildung 18 durch den blaugrauen Streifen gekennzeichnet. Bei der Ein-Jahres-Betrachtung verengt sich die

Schwankungsbandbreite geringfügig auf EUR 2,15 (unteres bzw. 1. Quartil) bis EUR 2,37 (oberes bzw. 3. Quartil).

- 518 Somit lässt sich festhalten, dass der von der Bewertungsgutachterin angesetzte Wert von EUR 2,46 pro Aktie der clearvise AG den umsatzgewichtete Drei-Monats-Durchschnittskurs i.H.v. EUR 2,03 zum 5. Januar 2024 deutlich übersteigt und über dem oberen Quartil sowohl bei der Ein-Jahres-Betrachtung als auch bei der Zwei-Jahres-Betrachtung liegt

#### **Ergebnis unserer Prüfungshandlungen zur Plausibilisierung der Bewertung der clearvise AG**

- 519 Die Bewertungsgutachterin hat den Wert der 18,4%igen Beteiligung an der clearvise AG i.H.v. den historischen Anschaffungskosten von EUR 34,2 Mio. angesetzt.. Dieser Wert entspricht dem Buchwert der Beteiligung gemäß dem Jahresabschluss der Tion Renewables zum 31. Dezember 2022 und stellt einen Wert von EUR 2,46 pro Aktie dar.
- 520 Die Durchführung einer Unternehmensbewertung der clearvise AG zur Bestimmung des Beteiligungswertes war im vorliegenden Fall nicht möglich, da die Tion Renewables keinen Einblick in die Unternehmenspläne der clearvise AG hat. Für die Bewertung einer Beteiligung werden in der Rechtsprechung in bestimmten Fällen jedoch auch andere Methoden, wie der Rückgriff auf den Buchwert der Beteiligung oder auf das anteilige Eigenkapital, nicht beanstandet.<sup>84</sup> Mangels der Unternehmensplanung der clearvise AG war im vorliegenden Bewertungsfall die Anwendung der alternativen Bewertungsmethoden durch die Bewertungsgutachterin nach unserer Einschätzung geboten und vertretbar.
- 521 Im Rahmen unserer Prüfungshandlungen haben wir den von der Bewertungsgutachterin angesetzten Beteiligungswert pro Aktie anhand des Börsenkurses plausibilisiert. Bei analoger Anwendung höchstrichterlicher Rechtsprechung zum Börsenkurs wäre die alleinige Maßgeblichkeit des Börsenkurses für die Bewertung der clearvise AG zu verneinen. Für die Bewertung einer Beteiligung wird jedoch der Rückgriff auf den Börsenkurs in der Rechtsprechung akzeptiert.<sup>85</sup> Der von der Bewertungsgutachterin angesetzte Beteiligungswert pro Aktie liegt deutlich über dem nach Umsatz gewichteten Drei-Monats-Durchschnittskurs kurz vor der Unterzeichnung dieser Stellungnahme und übersteigt die Mehrheit der in den letzten zwei Jahren beobachteten nach Umsatz gewichteten Drei-Monats-Durchschnittskurse.
- 522 Im Ergebnis erachten wir den Ansatz des Beteiligungswertes i.H.v. EUR 2,46 pro Aktie im Sinne der Minderheitsaktionäre am oberen Ende einer möglichen Bandbreite und damit als angemessen.<sup>86</sup>

#### **3.7.2.3 Weitere Sonderwerte und nicht betriebsnotwendiges Vermögen**

- 523 Weitere Sonderwerte wurden von der Bewertungsgutachterin nicht angesetzt.
- 524 Bei der Prüfung der als Sonderwerte angesetzten Wertbestandteile haben sich keine Beanstandungen ergeben.

---

<sup>84</sup> Vgl. OLG Stuttgart, Beschluss vom 05.06.2013, Az. 20 W 6/10.

<sup>85</sup> Vgl. OLG München, Beschluss vom 16.10.2018, Az. 415/16.

<sup>86</sup> Der Vollständigkeit halber sei zu erwähnen, dass der von der Bewertungsgutachterin angesetzte Beteiligungswert der clearvise AG auch über dem anteiligen Eigenkapital der clearvise AG liegt.

### 3.7.3 Börsenkurs als Untergrenze der Abfindung

525 Wir haben die grundsätzliche Verwendbarkeit des Börsenkurses der Tion Renewables AG als Untergrenze der Abfindung, den von der Bewertungsgutachterin herangezogenen Zeitraum für die Ermittlung des durchschnittlichen Börsenkurses, die Kriterien zum Vorliegen einer Marktengemäß § 5 Abs. 4 der WpÜG-AngVO sowie die von der Bewertungsgutachterin vorgenommene Durchschnittsbildung überprüft. Im Folgenden gehen wir auf unsere Feststellungen ein.

#### Grundsätzliche Verwendbarkeit des Börsenkurses der Tion Renewables AG als Untergrenze der Abfindung

526 Die Aktien der Tion Renewables AG werden unter der ISIN DE000A2YN371 im Freiverkehr an den Börsen Düsseldorf, Berlin, Frankfurt, München, Stuttgart, Tradegate sowie auf XETRA gehandelt. Die Heimatbörse ist die Börse Düsseldorf.

527 Zunächst haben wir die grundsätzliche Eignung von Freiverkehrskursen der Tion Renewables AG zur Bildung der Untergrenze der Abfindung untersucht. Die Tauglichkeit von Freiverkehrskursen – zumindest als Untergrenze der Abfindung – wird mittlerweile von mehreren Oberlandesgerichten bestätigt.<sup>87</sup> In seiner jüngsten Rechtsprechung stellte z.B. das OLG Düsseldorf klar, dass die Notierung allein im Freiverkehr der Heranziehung des Börsenkurses als Bewertungsmethode nicht entgegensteht, wenn die Aktien auf einem Teilsegment mit einem den gesetzlichen Publizitäts- und Transparenzvorschriften vergleichbaren Informationsregime gehandelt wurden und konkrete Informationsdefizite nicht geltend gemacht sind.

528 Um die grundsätzliche Eignung der Freiverkehrskurse der Tion Renewables AG zur Bildung der Untergrenze der Abfindung zu beurteilen, sind zwei Perioden zu unterscheiden:

1. Bis zum 30. September 2023 waren die Aktien der Tion Renewables AG am Primärmarkt der Heimatbörse gelistet. Der Primärmarkt der Börse Düsseldorf stellt ein Teilsegment des Freiverkehrs dar, in dem erhöhte Publizitätsanforderungen einzuhalten und sämtliche wichtigen Informationen rund um das Unternehmen fortlaufend bekannt zu geben sind.<sup>88</sup> So müssen Unternehmen in diesem Teilsegment einen testierten Jahresfinanzbericht samt Lagebericht bzw. einen Konzernabschluss und einen Konzernlagebericht spätestens innerhalb von sechs Monaten nach Beendigung des Berichtszeitraums<sup>89</sup> veröffentlichen, ebenso einen Halbjahresfinanzbericht innerhalb von drei Monaten<sup>90</sup>. Zudem müssen Unternehmensnachrichten, die den Börsenpreis beeinflussen können, sofort publiziert werden. Wir erachten die erhöhten Publizitäts- und Transparenzanforderungen des Primärmarktes der Börse Düsseldorf für ausreichend, um der Entstehung der eventuellen Informationsdefizite entgegenzuwirken, die die Heranziehung des Börsenkurses der Tion Renewables AG als Untergrenze der Abfindung ausschließen.
2. Mit Ablauf des 30. September 2023 ist das von der Gesellschaft beantragte Downlisting der Tion-Aktien in den allgemeinen Freiverkehr der Börse Düsseldorf wirksam geworden. Mit dem Downlisting der Tion-Aktien fallen u.a. die Pflichten der Folgepublizität weg, die mit dem Handel im Primärmarkt verbunden sind. Dies betrifft insbesondere die Veröffentlichung des Jahres- sowie Halbjahresfinanzberichts auf Konzernebene.

Aus unserer Sicht hat das Downlisting der Tion-Aktien keine Informationsdefizite hervorrufen können, um die Verwendung des Börsenkurses der Tion Renewables AG

<sup>87</sup> Vgl. OLG Hamburg, Beschluss vom 07.09.2020, Az. 13 W 122/20, Rn. 26, 29; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 11.05.2015, Az. 26 W 2/13, Rn. 40; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.09.2016, Az. 26 W 3/16, Rn. 37 i.V.m. Rn. 5.; OLG München, Beschluss vom 17.07.2014, Az. 31 Wx 407/13, Rn. 19 (zitiert nach openJur); Brandenstein/Höfling: Sind Freiverkehrskurse eine taugliche Untergrenze der Barabfindung in Spruchverfahren?, in: NZG 2021, S. 20 f.

<sup>88</sup> Vgl. hier und folgend Börse Düsseldorf: Geschäftsbedingungen der BÖAG Börsen AG für den Freiverkehr an der Börse Düsseldorf, insb. § 18 Folgepflichten des Emittenten, Stand: 03. Oktober 2022.

<sup>89</sup> Zum Vergleich: Emittenten an einem organisierten Markt haben gemäß § 114 Abs. 1 Satz 1 WpHG den Jahresfinanzbericht spätestens vier Monate nach Ablauf eines jeden Geschäftsjahrs der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen.

<sup>90</sup> Diese Regelung entspricht den Vorschriften des § 115 Abs. 1 Satz 1 WpHG für Emittenten an einem organisierten Markt.

als Untergrenze der Abfindung abzulehnen. Unsere Einschätzung ist auf die folgenden Überlegungen zurückzuführen:

- Seit dem 1. Oktober 2023 bis zum 23. Oktober 2023 (dem Tag vor der Mitteilung über die beabsichtigte Strukturmaßnahme<sup>91</sup>) verstreichen lediglich 16 Börsentage, an denen die Tion-Aktien im allgemeinen Freiverkehr ohne erhöhte Publizitätsanforderungen gehandelt wurden.
- Sämtliche Aktien im allgemeinen Freiverkehr unterliegen der Marktmissbrauchsverordnung (MAR), somit auch der Pflicht der Ad-hoc-Publizität<sup>92</sup> und den Pflichten der Meldung der Eigengeschäfte von Führungskräften.<sup>93</sup> Ferner werden auch die Aktien im allgemeinen Freiverkehr im Hinblick auf die Regeln zu Insiderhandel und Marktmissbrauch von der BaFin beaufsichtigt.
- Im Zeitraum vom 1. Oktober 2023 bis zum 23. Oktober 2023 sollten keine Jahres- oder Halbjahresfinanzberichte veröffentlicht werden.

529 Unter Berücksichtigung der vorangegangenen Ausführungen halten wir die Freiverkehrskurse der Tion Renewables AG grundsätzlich für tauglich, die Untergrenze der Abfindung zu bilden.

#### **Relevanter Zeitraum für die Bildung des durchschnittlichen Börsenkurses**

530 Am 24. Oktober 2023 veröffentlichte die Tion Renewables AG durch eine Ad-hoc-Mitteilung das Verlangen der Hopper BidCo GmbH, einer indirekt von EQT Active Core Infrastructure SCSp gehaltenen Erwerbsgesellschaft, dass die Hauptversammlung der Tion Renewables AG die Übertragung der Aktien der Minderheitsaktionäre auf die Hopper BidCo GmbH gegen Gewährung einer angemessenen Barabfindung beschließen solle.

531 Die Bewertungsgutachterin hat als Referenzperiode für die Ermittlung des durchschnittlichen Börsenkurses den dreimonatigen Zeitraum festgelegt, der am 23. Oktober 2023, dem letzten Tag vor der Mitteilung über den beabsichtigten Squeeze-out, endet. Die Vorgehensweise der Bewertungsgutachterin ist nicht zu beanstanden.

532 Gemäß der Rechtsprechung des BGH<sup>94</sup> ist der Börsenwert entsprechend der allgemeinen oder branchentypischen Wertentwicklung hochzurechnen, wenn zwischen der Bekanntgabe der Strukturmaßnahme und dem Tag der Hauptversammlung ein längerer Zeitraum verstreicht und die Entwicklung der Börsenkurse eine Anpassung geboten erscheinen lässt. In der Stollwerck-Entscheidung hielt der BGH einen Zeitraum von siebeneinhalb Monaten für einen „längeren Zeitraum“. Ein Zeitraum von bis zu sechs Monaten wird jedoch als üblich und damit nicht als längerer Zeitraum angesehen.<sup>95</sup> Im vorliegenden Bewertungsfall liegt zwischen der Bekanntgabe der Strukturmaßnahme am 24. Oktober 2023 und dem Tag der Hauptversammlung am 22. Februar 2024 ein deutlich kürzerer Zeitraum. In Übereinstimmung mit der Bewertungsgutachterin halten wir die Hochrechnung des ermittelten Börsenkurses für nicht erforderlich.

#### **Überprüfung der Kriterien zur Marktengemäß § 5 Abs. 4 der WpÜG-AngVO**

533 Ferner haben wir geprüft, ob die Kriterien zur Marktengemäß § 5 Abs. 4 der WpÜG-AngVO bei analoger Anwendung auf einen Squeeze-out im vorliegenden Fall erfüllt sind und ob der durchschnittliche Börsenkurs der Tion Renewables AG einen belastbaren Hinweis auf die Untergrenze der Abfindung darstellt.

534 Die nachstehende Abbildung zeigt den Kursverlauf, die Handelsvolumina sowie den umsatzgewichteten Dreimonatsdurchschnittskurs der Aktien der Tion Renewables AG im Zeitraum vom Oktober 2022 bis Oktober 2023. Grau schraffiert ist der Drei-Monats-Zeitraum vor der Bekanntgabe der Strukturmaßnahme.

<sup>91</sup> Zur Festlegung des relevanten Zeitraums für die Bildung des durchschnittlichen Börsenkurses vgl. den nächsten Unterabschnitt.

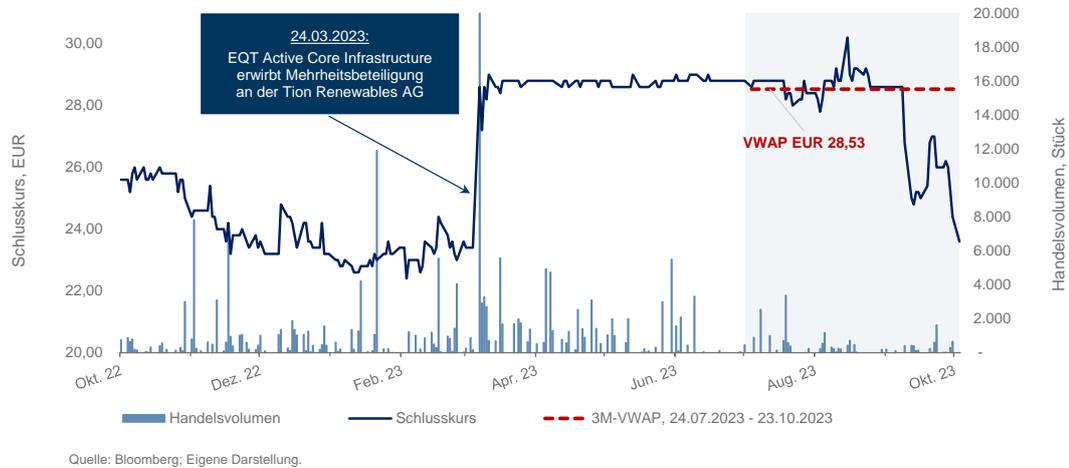
<sup>92</sup> Vgl. Artikel 17 MAR.

<sup>93</sup> Vgl. Artikel 19 MAR.

<sup>94</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 19.07.2010, Az. II ZB 18/09, Stollwerck-Entscheidung.

<sup>95</sup> Vgl. OLG Stuttgart, Beschluss vom 04.05.2022, Az. 20 W 11/08.

**Abbildung 19: Entwicklung des Börsenkurses und des Handelsvolumens der Aktien der Tion Renewables AG vom 24. Oktober 2022 bis zum 23. Oktober 2023**



535 Im Drei-Monats-Zeitraum vor der Bekanntgabe der Strukturmaßnahme sind die Kriterien des § 5 Abs. 4 WpÜG-AngVO zum Vorliegen einer Marktengung nicht erfüllt, da der Handel mit den Tion-Aktien auf Grundlage von Daten des Finanzinformationsdienstleisters Bloomberg an 39 von 66 Börsentagen und somit an 59% der Börsentage stattfand.

536 Basierend auf unserer Untersuchung sehen wir für den Betrachtungszeitraum keine Anzeichen, dass Aktionäre nicht in der Lage gewesen wären, ihre Aktien zum Börsenkurs zu handeln, und halten den umsatzgewichteten Durchschnittskurs der Tion Renewables AG für einen hinreichend belastbaren Hinweis auf den Desinvestitionswert bzw. die Untergrenze der Abfindung.

537 Der Vollständigkeit halber sei zu erwähnen, dass die Anwendung des Börsenkurses als maßgebliche Bewertungsmethode im vorliegenden Fall aufgrund der im Abschnitt 3.3.2.5 bereits erläuterten eingeschränkten Liquidität der Tion-Aktien nicht möglich ist.

### Durchschnittsbildung

538 Da die Aktien der Tion Renewables AG nicht im regulierten Markt, sondern im Freiverkehr notiert werden, wird von der BaFin kein gültiger Mindestpreis nach den Vorgaben des § 5 Abs. 3 WpÜG-AngVO errechnet. Aus diesem Grund hat die Bewertungsgutachterin den umsatzgewichteten 3-Monats-Durchschnittskurs für den maßgeblichen Referenzzeitraum selbst abgeleitet. Dieser beträgt nach den Ausführungen der Bewertungsgutachterin EUR 28,53.

539 Wir haben den genannten Wert basierend auf Daten der Finanzinformationsdienstleister Bloomberg überprüft. Der gemäß § 31 Abs. 7 WpÜG i.V.m. § 5 Abs. 3 WpÜG-AngVO von uns ermittelte umsatzgewichtete Durchschnittskurs der Aktie der Tion Renewables AG im Zeitraum vom 24. Juli 2023 bis zum 23. Oktober 2023 liegt ebenso bei EUR 28,53.

### Ergebnis

540 Wir halten die Freiverkehrskurse der Tion Renewables AG grundsätzlich für tauglich, die Untergrenze der Abfindung zu bilden. Der von uns ermittelte umsatzgewichtete Durchschnittskurs der Aktie der Tion Renewables AG im Zeitraum vom 24. Juli 2023 bis zum 23. Oktober 2023 beträgt EUR 28,53 und stimmt mit dem von der Bewertungsgutachterin abgeleiteten Kurs überein. Wir erachten die Einschätzung der Bewertungsgutachterin für sachgerecht, dass im vorliegenden Bewertungsfall keine Marktengung nach Kriterien des § 5 Abs. 4 WpÜG-AngVO vorliegt und der ermittelte umsatzgewichtete Börsenkurs als Indikator für die Untergrenze der Abfindung angesehen werden kann.

### 3.7.4 Plausibilisierung anhand vergleichender Multiplikatorenbewertung

- 541 Ergänzend zu dem mittels des Ertragswertverfahrens ermittelten Unternehmenswert haben wir anhand von vereinfachten Preisfindungen Plausibilitätsbeurteilungen bzw. vertiefende Wertanalysen vorgenommen und die von der Bewertungsgutachterin abgeleiteten Werte nachvollzogen.
- 542 Plausibilitätsbeurteilungen mithilfe von Multiplikator-Verfahren stellen vereinfachte, pauschale Preisfindungen dar. Gleichwohl sind sie zur Plausibilisierung der Ergebnisse der Bewertung nach dem Ertragswertverfahren relevant, da sie anhand einer Bandbreite von Werten aufzeigen, welche Marktpreise üblicherweise für Unternehmen mit ähnlichen Kennzahlen gezahlt werden.

#### Bewertung anhand von Börsenmultiplikatoren

- 543 Zur Plausibilisierung der Ergebnisse der Bewertung nach dem Ertragswertverfahren haben wir eine vergleichende Marktbewertung basierend auf dem EV/EBITDA-Multiplikator und dem branchenüblichen EV/MW-Multiplikator der Gruppe börsennotierter Vergleichsunternehmen durchgeführt. Die Anwendbarkeit des EV/EBITDA-Multiplikators und EV/MW-Multiplikators als vereinfachtes Preisfindungsverfahren zur Plausibilitätskontrolle des Ertragswertes wurde in Abschnitt 3.3.2.3. beschrieben.
- 544 Basis unserer Analyse bildet die durchschnittliche Marktkapitalisierung der Vergleichsunternehmen in den letzten 20 Handelstagen zum Stichtag 31. Dezember 2023.
- 545 Die nachfolgende Tabelle 47 stellt eine Übersicht der Vergleichsunternehmen sowie ihres Unternehmenswertes auf Basis der Marktkapitalisierung und Nettofinanzverbindlichkeiten, ihres EBITDA, der Gesamtkapazität in MW sowie dem sich daraus ergebenden EV/EBITDA-Multiplikators und EV/MW-Multiplikators dar. Auf Basis dieser Multiplikatoren wurde im Anschluss eine Wertbandbreite abgeleitet.

**Tabelle 47: Wertableitung über Börsenmultiplikatoren**

Vergleichs- unternehmen	Kapazität		EBITDA		EV/EBITDA	
	in MW		in Mio. EUR		EV/MW	EV/EBITDA
	EV in Mio.	Ist 2023	HR GJ23	Ist GJ23	HR GJ23	HR GJ23
7C Solaranlagen	497	461	59	1,08x	8,36x	
Alerion	1.721	867	180	1,99x	9,56x	
clearvise	285	274	37	1,04x	7,67x	
Edisun <sup>3</sup>	374	106	18	N/A	N/A	
Encavis	3.740	3.500	324	1,07x	11,55x	
ERG	5.866	3.313	505	1,77x	11,61x	
Aquila	473	464	N/A	1,02x	N/A	
Octopus	1.016	668	N/A	1,52x	N/A	
TRIG <sup>2</sup>	5.275	2.800	586	1,88x	N/A	
Greencoat <sup>2</sup>	2.092	1.320	128	1,58x	N/A	
<b>Obere Bandbreite (A&amp;M)</b>				<b>1,62x</b>	<b>10,00x</b>	
<b>Median</b>				<b>1,52x</b>	<b>9,56x</b>	
<b>Untere Bandbreite (A&amp;M)</b>				<b>1,42x</b>	<b>9,00x</b>	
<b>Tion Renewables MW / EBITDA in Mio. EUR<sup>1</sup></b>				<b>167,0</b>	<b>17,3</b>	
Gesamtunternehmenswert vor Anpas. in Mio. EUR	Höchstwert			270,5	172,9	
	Tiefstwert			237,1	155,6	
(+) Wert der clearvise Anteile in Mio. EUR				34,2	34,2	
Gesamtunternehmenswert in Mio. EUR	Höchstwert			304,8	207,1	
	Tiefstwert			271,4	189,8	
(-) Netto-Finanzverbindlichkeiten in Mio. EUR				(145,7)	(145,7)	
<b>Wert des Eigenkapitals in Mio. EUR</b>	<b>Höchstwert</b>			<b>159,0</b>	<b>61,4</b>	
	<b>Tiefstwert</b>			<b>125,6</b>	<b>44,1</b>	
Anzahl der Aktien in Mio.				4,7	4,7	
<b>Wert pro Aktie in EUR</b>	<b>Höchstwert</b>			<b>33,50</b>	<b>12,93</b>	
	<b>Tiefstwert</b>			<b>26,47</b>	<b>9,29</b>	

Quelle: S&P Capital IQ; Unternehmensinformationen; A&M Analyse.

<sup>1</sup> Es wurde das bereinigte EBITDA herangezogen.

<sup>2</sup> Der EV/EBITDA-Multiple wurde für die Investmentgesellschaften TRIG und Greencoat nicht für Plausibilisierungszwecke herangezogen, da die Investment-Gesellschaften ihre Projektgesellschaften nicht vollkonsolidieren, was zu erheblichen Unterschieden in der GuV-Struktur im Vergleich zu Tion Renewables führt.

<sup>3</sup> Der EV/MW- und EV/EBITDA-Multiple wurde für Edisun Power nicht für Plausibilisierungszwecke herangezogen, da dieser durch einen Erwerb eines Solarportfolios mit einer Kapazität von 941 MW mit einer Baureife im Jahr 2024 verzerrt ist.

- 546 Die derzeitige Gesamtkapazität der Vergleichsunternehmen in MW haben wir aus den jeweils aktuellsten veröffentlichten Informationen abgeleitet. Der sich aus den ermittelten EV/MW-Multiplikatoren ergebende Median beträgt 1,52x. Auf Basis der ermittelten EV/MW-Multiplikatoren der Vergleichsunternehmen sowie deren Median haben wir zur Ermittlung des Unternehmenswertes eine Wertbandbreite der Multiplikatoren von 1,42x bis 1,62x, entsprechend -0,1x bzw. 0,1x des Medians von 1,52x, festgelegt.
- 547 Zur Herleitung der EV/EBITDA-Multiplikatoren haben wir das laufende GJ23 herangezogen. Diese Multiplikatoren beruhen auf EBITDA-Konsensus-Schätzungen von Analysten. Aufgrund der beobachtbaren Marktverzerrungen durch den signifikanten Anstieg der Großhandelsstrompreise im GJ22 (siehe Abschnitt 3.1.3.3) haben wir auf eine Darstellung des GJ22 verzichtet. Die daraus resultierende Bandbreite hätte jedoch unterhalb des von uns ermittelten Wertes im Ertragswertverfahren gelegen.
- 548 Insgesamt ergibt sich ein EV/EBITDA-Median von 9,56x. Analog zu der Ermittlung von EV/MW-Multiplikatoren haben wir zur Ermittlung des Unternehmenswertes eine Wertbandbreite von 9,0x bis 10,0x festgelegt.
- 549 Anschließend haben wir den Höchst- bzw. Tiefstwert der Multiplikatorenbandbreite mit den entsprechenden Kennzahlen der Tion Renewables multipliziert. Die Bandbreiten der daraus abgeleiteten Gesamtunternehmenswerte der Tion Renewables haben wir um den Wert der clearvise-Beteiligung angepasst sowie durch Abzug der Netto-Finanzverbindlichkeiten auf

Marktwerte des Eigenkapitals überführt. Auf Basis von 4.745.957 ausstehenden Aktien resultieren die Wertbandbreiten pro Aktie.

550 Im Ergebnis führt dies zu einer Wertbandbreite von EUR 26,47 bis EUR 33,50 unter Anwendung der EV/MW-Multiplikatoren. Diese Bandbreite bestätigt den im Ertragswertverfahren ermittelten Wert pro Aktie von EUR 29,19.

551 Die ermittelte Wertbandbreite anhand der EV/EBITDA-Multiplikatoren liegt mit EUR 9,29 bis EUR 12,93 jedoch signifikant unter dem im Ertragswertverfahren ermittelten Wert von EUR 29,19.

552 Unter Berücksichtigung der von uns zuvor dargestellten Berechnungen und Ergebnisse ergeben sich keine Anhaltspunkte, dass die durch die Bewertungsgutachterin anhand des Multiplikatorverfahrens ermittelte Wertbandbreite pro Aktie nicht angemessen ist.

### **Bewertung anhand von Transaktionsmultiplikatoren**

553 Aus einer Vielzahl von M&A-Transaktionen vergleichbarer Unternehmen wurden diejenigen ausgewählt, für die entsprechende Informationen und Kennzahlen öffentlich zugänglich sind. Der Analysezeitraum umfasst Transaktionen der letzten zwei Jahre.

554 Im Zuge unserer Analyse wurde ausschließlich der branchenübliche EV/MW-Multiplikator berücksichtigt. Wie bereits in Abschnitt 3.3.2.3 beschrieben wurde, erfolgte dies aufgrund der beobachteten Transaktionen, die in der Regel Projektgesellschaften oder einzelne Windkraft- oder Solarportfolios umfassen. In solchen Fällen werden neben dem Transaktionsvolumen sowie der Kapazitätsleistung in MW keine klassischen Finanzkennzahlen veröffentlicht oder sind bei reinen Portfoliotransaktionen nicht bestimmbar.

555 Für die Suche nach M&A-Transaktionen vergleichbarer Unternehmen wurde neben der Plattform des Finanzinformationsdienstleisters S&P Global Market Intelligence auch auf die Plattform Mergermarket vom Marktanalysenanbieter ION Analytics zurückgegriffen. Analog zur Vorgehensweise bei der Auswahl der Peer Group wurden die Filterungsschritte nach Industrie und geographischen Fokus übernommen.

556 Für die Suche bei Mergermarket bzw. S&P Global Market Intelligence haben wir im ersten Schritt nur Unternehmen bzw. Portfolios berücksichtigt, die in den von Mergermarket klassifizierten Industrien „Solar Electric Power Generation“ oder „Wind Electric Power Generation“ bzw. in der von S&P Global Market Intelligence klassifizierten Industrie „Renewable Electricity“ tätig sind. Davon ausgehend haben wir nur solche Unternehmen bzw. Portfolios berücksichtigt, die innerhalb der EU tätig sind. In einem letzten Filterschritt wurden nur Transaktionen berücksichtigt, bei denen der Verkaufspreis veröffentlicht wurde.

557 Nach den oben beschriebenen Kriterien haben wir somit insgesamt 178 Transaktionen identifiziert. Des Weiteren haben wir nur solche Transaktionen berücksichtigt, bei denen mindestens 50% der Anteile erworben wurden, da der Verkauf von Minderheitsanteilen in der Regel Abschlüsse für fehlende Kontrollrechte mit sich zieht.

558 Da die Filterungsschritte nicht unmittelbar zu M&A-Transaktionen vergleichbarer Unternehmen bzw. Portfolios führten, wurden von uns die Geschäftsmodelle der jeweiligen Zielunternehmen bzw. Portfolio genauer analysiert. Daher wurden nur Transaktionen berücksichtigt, die eine übertragene Kapazität von mindestens 50 MW aufweisen. Ferner wurden keine Transaktionen berücksichtigt, bei denen das Zielunternehmen als Projektentwickler tätig ist oder primär Offshore-Windparks betreibt. Die Liste der Transaktionen von vergleichbaren Unternehmen verkürzte sich nach diesem Schritt auf 14 Transaktionen. Eine Übersicht dieser Transaktionen kann dem Anhang A&M-002 entnommen werden.

559 Die Liste der Transaktionen von vergleichbaren Unternehmen beinhaltet zehn Windparkbetreiber bzw. Windparkportfolios und vier Solarparkbetreiber bzw. Solarparkportfolios. Wie in Tabelle 48 ersichtlich unterscheidet sich der Median der EV/MW-Multiplikatoren zwischen Wind- und Solarparks. Daher wurden die Multiplikatoren anhand des relativen Anteils von Wind- und Solarkapazitäten an der Gesamtkapazität der Tion Renewables gewichtet. Der resultierende gewichtete Median beläuft sich somit auf 1,5x.

560 Analog zu unserer Vorgehensweise bei der Bewertung durch Börsenmultiplikatoren haben wir eine Wertbandbreite abgeleitet, den Wert der clearwise Beteiligung hinzuaddiert sowie die Netto-Finanzverbindlichkeiten zum Abzug gebracht.

Die ermittelte Wertbandbreite des Eigenkapitals beträgt somit zwischen EUR 122 Mio. und EUR 156 Mio. Dies entspricht einem Wert pro Aktie von EUR 25,76 bis EUR 32,80 und bestätigt die im Zuge der Bewertung anhand von EV/MW-Börsenmultiplikatoren ermittelten Werte. Der durch das Ertragswertverfahren ermittelte Wert pro Aktie von EUR 29,19 liegt somit innerhalb der Wertbandbreite basierend auf einer Bewertung durch Transaktionsmultiplikatoren.

**Tabelle 48: Wertableitung über Transaktionsmultiplikatoren**

Datum	Verkäufer	Land	Erwerber	Transaktionsdetails			
				übern. Anteile	Impliz. EV in Mio	Kapazität in MW	EV/MW
<b>Windparks</b>							
18.10.2023	Tuulivoimayhtiö	Finnland	Aquila Capital	100%	120	70	1,71x
31.08.2023	Breze Two Energy	Deutschland	Statkraft	100%	407	337	1,21x
25.07.2023	EDP Renewables	Spanien	VERBUND AG	100%	460	257	1,79x
10.02.2023	Skovgaard Energy	Dänemark	Cloudberry	80%	267	133	2,02x
16.05.2023	Ardian	Spanien	Naturgy Energy	100%	650	422	1,54x
17.03.2023	Onex Renewables	Portugal	Finerge SA	100%	550	221	2,48x
24.01.2023	Marguerite Investment	Schweden	Aneo AS	100%	100	89	1,12x
21.12.2022	ENERCON	Schweden	Svenska Cellulosa	100%	72	85	0,85x
29.07.2022	EDP Renewables	Italien	ERG	100%	420	172	2,44x
28.07.2022	Copelouzos Group	Griechenland	Hellenic Wind Farms	100%	90	55	1,63x
<b>Median</b>							<b>1,67x</b>
<b>Solarparks</b>							
05.05.2023	IBV Solar Parks	Spanien	ERG	100%	187	149	1,26x
15.06.2023	Grenergy	Spanien	N/A	100%	174	150	1,16x
29.12.2022	Lightsource	Ver. Königgr.	Plenium Partners	100%	313	247	1,27x
01.06.2022	NatWest Markets	Niederlande	ERG	100%	128	34	3,76x
<b>Median</b>							<b>1,26x</b>
<b>Obere Bandbreite (A&amp;M)</b>							<b>1,60x</b>
<b>Gewichteter Median, gerundet</b>							<b>1,50x</b>
<b>Untere Bandbreite (A&amp;M)</b>							<b>1,40x</b>
<b>Tion Renewables Gesamtkapazität (MW)</b>							<b>167</b>
<b>Wertbandbreite des Gesamtunternehmens (vor clearwise Beteil.) in Mio. EUR</b>					<b>234</b>	<b>-</b>	<b>267</b>
(+ ) Wert der clearwise Beteiligung in Mio. EUR					34,2		34,2
<b>Wertbandbreite des Gesamtunternehmens in Mio. EUR</b>					<b>268</b>	<b>-</b>	<b>301</b>
(- ) Netto-Finanzverbindlichkeiten in Mio. EUR					(145,7)		(145,7)
<b>Wertbandbreite des Eigenkapitals in Mio. EUR</b>					<b>122</b>	<b>-</b>	<b>156</b>
Anzahl der Aktien in Mio.					4,7		4,7
<b>Wert pro Aktie in EUR</b>					<b>25,76</b>	<b>-</b>	<b>32,80</b>

Quelle: S&P Capital IQ, Unternehmensinformationen, A&M Analyse

### 3.8 Vorerwerbe

- 562 Der IDW S 1 erlaubt, dass Preise, die für Unternehmensanteile gezahlt wurden, zur Beurteilung der Plausibilität von Unternehmenswerten herangezogen werden können, sofern eine Vergleichbarkeit mit dem Bewertungsobjekt und eine zeitliche Nähe vorliegen.<sup>96</sup>
- 563 Die aktuelle Rechtsprechung konkretisiert zudem, dass die außerbörslichen Erwerbspreise, die eine Hauptaktionärin in sachlichem und zeitlichem Zusammenhang mit einem Squeeze-out entrichtet, für die Bemessung der angemessenen Barabfindung grundsätzlich keine Rolle spielen.<sup>97</sup>
- 564 Am 24. März 2023 kündigte EQT Active Core Infrastructure den Erwerb einer Mehrheitsbeteiligung von 71,7% an Tion Renewables durch die indirekt gehaltene Erwerbsgesellschaft Boè TopCo GmbH & Co. KG an. Darüber hinaus hat die Tochtergesellschaft der Boè TopCo GmbH & Co. KG, die Hopper BidCo GmbH, Aktienkaufverträge über weitere 20,2% an Tion Renewables in einer Bandbreite von EUR 31,00 bis EUR 31,61 pro Aktie abgeschlossen, woraus sich ein erworbener Gesamtanteil von 92,2% ergibt.
- 565 Dies wurde zusätzlich durch eine am Markt platzierte Limit-Order zu einem festgelegten Grenzpreis von EUR 29,00 je Aktie unterstützt, wodurch ein weiterer Anteil von 3,2% an der Tion Renewables zu Preisen zwischen EUR 28,59 und EUR 29,00 je Aktie erworben wurde.
- 566 Legt man ausschließlich die von der Hauptaktionärin für die Minderheitsanteile über die Börse gezahlten Preise von durchschnittlich EUR 28,93 je Aktie zugrunde, übertrifft die durch die Bewertungsgutachterin ermittelte Barabfindung von EUR 29,19 den durchschnittlich für Minderheitenanteile gezahlten Preis.

---

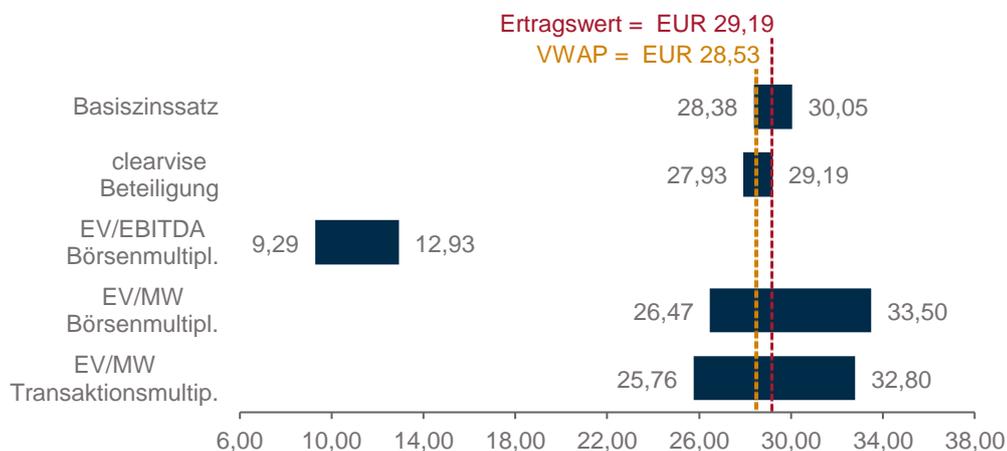
<sup>96</sup> Vgl. IDW S 1, Rz. 13.

<sup>97</sup> Vgl. OLG München, Beschluss v. 09.04.2021 – 31 Wx 2/19, 31 Wx 142/19, Rn. 55

### 3.9 Angemessenheit der festgelegten Barabfindung

- 567 Die Ermittlung der Barabfindung ist der dem Übertragungsbericht beigefügten gutachtlichen Stellungnahme der Bewertungsgutachterin ausführlich dargelegt.
- 568 So wurde von der Bewertungsgutachterin für die Tion Renewables ein objektiverer Unternehmenswert zum 22. Februar 2024 i.H.v. EUR 138.550 Tsd. ermittelt. Auf Basis der 4.745.957 im Umlauf befindlichen Stückaktien der Gesellschaft ergibt sich ein anteiliger Unternehmenswert von EUR 29,19 pro Aktie.
- 569 Die Hauptaktionärin der Tion Renewables AG hat auf dieser Basis die Höhe der Barabfindung auf EUR 29,19 je Aktie festgelegt.
- 570 Zu Plausibilisierungszwecken haben wir Sensitivitäten des nach dem Ertragswertverfahrens ermittelten Unternehmenswerts durch die Variation wesentlicher Bewertungsparameter berechnet und eine Multiplikator-Analyse durchgeführt. Nachfolgende Abbildung fasst die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse zusammen und ordnet die von der Hauptaktionärin der Tion Renewables AG festgelegte Barabfindung in die jeweilig ermittelte Bandbreite der einzelnen Sensitivitätsrechnung ein:

Abbildung 20: Wert je Aktie – Ergebnisübersicht



Quelle: Eigene Darstellung.

- 571 Die Sensitivitätsrechnungen basieren auf den folgenden Annahmen:
- **Basiszinssatz:** Im Rahmen der Ertragswertberechnung haben wir einen Basiszinssatz von 2,50% bzw. 3,00% angesetzt. Daraus ergibt sich eine Wertbandbreite der Barabfindung zwischen EUR 28,38 je Aktie bis EUR 30,05 je Aktie.
  - **clearwise Beteiligung:** Mangels Vorliegen einer Unternehmensplanung für die clearwise wurde der Wertbeitrag der clearwise von der Bewertungsgutachterin anhand der historischen Anschaffungskosten festgelegt. Bei einer Variation des Aktienpreises der clearwise ausgehend vom VWAP i.H.v. EUR 2,03 je Aktie und des der Bewertung der Bewertungsgutachterin zugrundeliegenden Aktienkurses von EUR 2,46 je Aktie ergibt sich eine Wertbandbreite der Barabfindung zwischen EUR 27,93 je Aktie bis EUR 29,19 je Aktie.
  - **EV/EBITDA Börsenmultiplikator:** Die Wertbandbreite der Barabfindung auf der Grundlage einer Variation des auf Basis der Vergleichsunternehmen ermittelten EV/EBITDA Börsenmultiplikators beträgt zwischen EUR 9,29 je Aktie bis EUR 12,93 je Aktie.
  - **EV/MW Börsenmultiplikator:** Die Wertbandbreite der Barabfindung auf der Grundlage einer Variation des auf Basis der Vergleichsunternehmen ermittelten EV/MW Börsenmultiplikators beträgt zwischen EUR 26,47 je Aktie bis EUR 33,50 je Aktie.

- **EV/MW Transaktionsmultiplikator:** Die Wertbandbreite der Barabfindung auf der Grundlage einer Variation des auf Basis von vergleichbaren M&A-Transaktionen ermittelten EV/MW Transaktionsmultiplikators beträgt zwischen EUR 25,76 je Aktie bis EUR 32,80 je Aktie.

572 Im Ergebnis liegt die von der Bewertungsgutachterin ermittelte Barabfindung pro Aktie von EUR 29,19 innerhalb der für die Plausibilitätsprüfung berücksichtigten Wertbandbreiten.

### 3.10 Besondere Schwierigkeiten bei der Prüfung der Bewertung

- 573 Im Rahmen der Bewertung der Tion und der Durchsicht des Übertragungsberichts sind folgende besondere Schwierigkeiten im Sinne der § 293e Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. § 327c Abs. 2 Satz 4 AktG bei der Prüfung der Bewertung aufgetreten:
- 574 Kein vollumfänglicher Planungsprozess
- Der reguläre Planungsprozess der Gesellschaft beinhaltet lediglich eine Planung der Umsatzerlöse und eine Planung der kurzfristigen Liquidität mit einem Planungshorizont von bis zu einem Jahr. Im regulären Planungsprozess erstellt die Gesellschaft keine vollumfängliche Planung der GuV und Bilanz.
  - In den letzten Jahren erfolgte ferner keine turnusmäßige Genehmigung der Konzernplanung durch entsprechende Gremien der Gesellschaft.
  - Die der Bewertungsgutachterin vorgelegte Planungsrechnung basiert damit auf einem Planungsmodell, welches ursprünglich im Jahr 2022 für Refinanzierungszwecke erstellt wurde und weiterhin für den internen Entscheidungsprozess hinsichtlich der Budgetierung und künftiger Investitionen genutzt wird.
- 575 Fehlende Going Concern Planung
- Die vom Management vorgelegte Planung umfasst die Jahre 2023 bzw. 2024 bis 2058, wobei das vom Management erstellte Planungsmodell als „No-Growth-Modell“ konzipiert wurde, indem es keine laufenden Reinvestitionen im Sinne von Projekt-Pipelines oder Repowering-Optionen enthält.
  - Die Bewertungsgutachterin hat die operative Planung um Investitionen in typisierte Wind- und Solarparks ab dem Jahr 2029 bis zum Jahr 2064 ergänzt. Zur Verfügung stehende Investitionsmittel werden dabei in typisierte Modellparks angelegt.
- 576 Fehlende Planungsrechnung clearwise AG
- Im Rahmen der Ertragswertermittlung wurde keine Planungsrechnung für die clearwise AG und ihre Tochtergesellschaften vorgelegt. Auskunftsgemäß hat Tion nur einen eingeschränkten Zugriff auf Informationen bei der clearwise AG.
  - Aufgrund dessen konnte eine entsprechende Fundamentalbewertung auf Basis des Ertragswertverfahrens nicht durchgeführt werden und der Wertbeitrag der clearwise AG wurde auf Basis des Börsenkurses angesetzt.
- 577 Die zuvor beschriebenen besonderen Schwierigkeiten bei der Prüfung der Bewertung beziehen sich somit im Wesentlichen auf unternehmenseigene Risikofaktoren (unzureichender Planungsprozess und fehlende Going Concern Planung) sowie die Datenqualität (fehlende Planungsrechnung clearwise AG).

#### 4 ABSCHLIESSENDE ERKLÄRUNG

Als gerichtlich bestellte Prüferin haben wir die Angemessenheit der von der Hopper BidCo GmbH, Frankfurt am Main, als Hauptaktionärin festgelegten Barabfindung für die Übertragung der Aktien der Minderheitsaktionäre der Tion Renewables AG, Grünwald geprüft.

Wir erteilen die abschließende Erklärung gemäß §§ 327c Abs. 2 Satz 4 i.V.m. 293e AktG wie folgt:

*„Nach unseren Feststellungen ist aus den dargelegten Gründen die von der Hauptaktionärin festgelegte Barabfindung für die Minderheitsaktionäre der Tion Renewables Aktiengesellschaft, Grünwald i.H.v. EUR 29,19 je Aktie angemessen.“*

Frankfurt, 12. Januar 2024

A&M GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft



Dr. Tim Laas  
Wirtschaftsprüfer

Dr. Christian Büchelhofer

## **ANHANGSVERZEICHNIS**

<b>Anhang</b>	<b>Beschreibung</b>
A&M-001	Vergleichsgruppe: Unternehmensprofile
A&M-002	Beschreibung der vergleichbaren Transaktionen

# PRÜFUNGSBERICHT GEMÄSS §§ 327C ABS. 2, 293E ABS.1 AKTG

IM ZUSAMMENHANG MIT DER BEABSICHTIGTEN ÜBERTRAGUNG DER AKTIEN  
DER MINDERHEITSAKTIONÄRE DER

**TION RENEWABLES AG, GRÜNWALD**  
"Tion Renewables"

auf die

**HOPPER BIDCO GMBH, FRANKFURT AM MAIN**  
"Hopper BidCo"

---

Anhang A&M-001:  
Vergleichsgruppe – Unternehmensprofile

---



A&M GMBH WIRTSCHAFTSPRÜFUNGSGESELLSCHAFT

## Peer 1: 7C Solarparken AG

Snapshot: 7C Solarparken AG																																																																																																																																															
<b>Geschäftsbeschreibung</b>					<b>Schlüsselinformationen</b>																																																																																																																																										
7C Solarparken AG erwirbt, besitzt und betreibt Solaranlagen in Deutschland und Belgien. Über 90% der Anlagen aus dem Portfolio der Gesellschaft liegen in Deutschland, primär in Bayern und Sachsen. 7C Solarparken AG verfügt sowohl über solare Freiflächen als auch über Dachanlagen, wobei die Freiflächenanlagen den größten Anteil am Portfolio bilden. Neben Solaranlagen betreibt die Gesellschaft außerdem seit 2019 erwerbsfähige Windkraftanlagen. Insgesamt kommt die Gesellschaft mit ihrem Portfolio auf ein Gesamtanlagenvolumen von 449 Megawattpeak (MWp). Die 7C Solarparken AG hat ihren Sitz in Bayreuth, Deutschland.					<b>Hauptsitz:</b> Deutschland <b>Branche:</b> Erneuerbare Energien <b>Geographien:<sup>1</sup></b> Deutschland (92%), Belgien (8%) <b>Segmente:<sup>1</sup></b> Stromverkauf (100%)																																																																																																																																										
<b>Gesamtunternehmenswert (EURm, LTM)</b>					<b>Finanzübersicht</b>																																																																																																																																										
<b>Marktkapitalisierung (20-Tagesdurchschn.)</b> 280,2 (+) Finanzverbindlichkeiten, langfristig 200,9 (+) Finanzverbindlichkeiten, kurzfristig 22,0 (+) Verbindlichkeiten mit Schuldcharakter 42,2 (-) Liquide Mittel (80,6) <b>Netto-Finanzverbindlichkeiten</b> 184,4 <b>Gesamtunternehmenswert (WACC)</b> 464,6 (+) Minderheitenanteile (Marktwert) 19,4 (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) (4,4) (-) Steuerliche Verlustvorträge (0,4) (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> 14,7 <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 479,3 <b>Marktkapitalisierung (angepasst)</b> 279,9 <b>Netto-Finanzverb./Marktkapitalisierung</b> 66%					<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">EURm, FYE 31. Dez</th> <th colspan="2">Historisch</th> <th>LTM</th> <th colspan="3">Prognose</th> <th colspan="2">CAGR</th> </tr> <tr> <th>FY21A</th> <th>FY22A</th> <th>Jun23A</th> <th>FY23E</th> <th>FY24F</th> <th>FY25F</th> <th>FY21-23</th> <th>FY23-25</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Umsatzerlöse</td> <td>56,2</td> <td>85,8</td> <td>78,7</td> <td>69,1</td> <td>77,3</td> <td>81,3</td> <td>10,8%</td> <td>8,5%</td> </tr> <tr> <td>%Wachstum</td> <td>11,1%</td> <td>52,6%</td> <td>N/A</td> <td>(19,5%)</td> <td>11,9%</td> <td>5,3%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Rohertrag</td> <td>56,2</td> <td>85,8</td> <td>78,7</td> <td>69,1</td> <td>77,3</td> <td>81,3</td> <td>10,8%</td> <td>8,5%</td> </tr> <tr> <td>% Marge</td> <td>100,0%</td> <td>100,0%</td> <td>100,0%</td> <td>100,0%</td> <td>100,0%</td> <td>100,0%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td><b>EBITDA, angepasst</b></td> <td><b>45,5</b></td> <td><b>70,2</b></td> <td><b>63,2</b></td> <td><b>59,5</b></td> <td><b>66,9</b></td> <td><b>69,8</b></td> <td><b>14,4%</b></td> <td><b>8,3%</b></td> </tr> <tr> <td>% Marge</td> <td>80,9%</td> <td>81,8%</td> <td>80,3%</td> <td>86,1%</td> <td>86,6%</td> <td>85,8%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>EBIT, angepasst</td> <td>16,2</td> <td>39,2</td> <td>31,7</td> <td>23,6</td> <td>28,4</td> <td>30,2</td> <td>20,6%</td> <td>13,0%</td> </tr> <tr> <td>% Marge</td> <td>28,9%</td> <td>45,7%</td> <td>40,3%</td> <td>34,2%</td> <td>36,7%</td> <td>37,1%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Jahresüberschuss, ang.</td> <td>9,9</td> <td>23,5</td> <td>17,6</td> <td>13,1</td> <td>16,1</td> <td>17,2</td> <td>15,0%</td> <td>14,8%</td> </tr> <tr> <td>% Marge</td> <td>17,5%</td> <td>27,4%</td> <td>22,3%</td> <td>18,9%</td> <td>20,8%</td> <td>21,1%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Operativer Cash Flow</td> <td>40,2</td> <td>61,8</td> <td>46,2</td> <td>45,9</td> <td>51,1</td> <td>55,8</td> <td>6,9%</td> <td>10,2%</td> </tr> <tr> <td>Capex</td> <td>(21,1)</td> <td>(23,8)</td> <td>(23,8)</td> <td>(59,4)</td> <td>(56,3)</td> <td>(52,0)</td> <td>67,7%</td> <td>(6,5%)</td> </tr> <tr> <td>OCF - Capex</td> <td>19,1</td> <td>38,0</td> <td>22,4</td> <td>(13,5)</td> <td>(5,3)</td> <td>3,8</td> <td>N/M</td> <td>- %</td> </tr> </tbody> </table>					EURm, FYE 31. Dez	Historisch		LTM	Prognose			CAGR		FY21A	FY22A	Jun23A	FY23E	FY24F	FY25F	FY21-23	FY23-25	Umsatzerlöse	56,2	85,8	78,7	69,1	77,3	81,3	10,8%	8,5%	%Wachstum	11,1%	52,6%	N/A	(19,5%)	11,9%	5,3%			Rohertrag	56,2	85,8	78,7	69,1	77,3	81,3	10,8%	8,5%	% Marge	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%			<b>EBITDA, angepasst</b>	<b>45,5</b>	<b>70,2</b>	<b>63,2</b>	<b>59,5</b>	<b>66,9</b>	<b>69,8</b>	<b>14,4%</b>	<b>8,3%</b>	% Marge	80,9%	81,8%	80,3%	86,1%	86,6%	85,8%			EBIT, angepasst	16,2	39,2	31,7	23,6	28,4	30,2	20,6%	13,0%	% Marge	28,9%	45,7%	40,3%	34,2%	36,7%	37,1%			Jahresüberschuss, ang.	9,9	23,5	17,6	13,1	16,1	17,2	15,0%	14,8%	% Marge	17,5%	27,4%	22,3%	18,9%	20,8%	21,1%			Operativer Cash Flow	40,2	61,8	46,2	45,9	51,1	55,8	6,9%	10,2%	Capex	(21,1)	(23,8)	(23,8)	(59,4)	(56,3)	(52,0)	67,7%	(6,5%)	OCF - Capex	19,1	38,0	22,4	(13,5)	(5,3)	3,8	N/M	- %
EURm, FYE 31. Dez	Historisch		LTM	Prognose			CAGR																																																																																																																																								
	FY21A	FY22A	Jun23A	FY23E	FY24F	FY25F	FY21-23	FY23-25																																																																																																																																							
Umsatzerlöse	56,2	85,8	78,7	69,1	77,3	81,3	10,8%	8,5%																																																																																																																																							
%Wachstum	11,1%	52,6%	N/A	(19,5%)	11,9%	5,3%																																																																																																																																									
Rohertrag	56,2	85,8	78,7	69,1	77,3	81,3	10,8%	8,5%																																																																																																																																							
% Marge	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%																																																																																																																																									
<b>EBITDA, angepasst</b>	<b>45,5</b>	<b>70,2</b>	<b>63,2</b>	<b>59,5</b>	<b>66,9</b>	<b>69,8</b>	<b>14,4%</b>	<b>8,3%</b>																																																																																																																																							
% Marge	80,9%	81,8%	80,3%	86,1%	86,6%	85,8%																																																																																																																																									
EBIT, angepasst	16,2	39,2	31,7	23,6	28,4	30,2	20,6%	13,0%																																																																																																																																							
% Marge	28,9%	45,7%	40,3%	34,2%	36,7%	37,1%																																																																																																																																									
Jahresüberschuss, ang.	9,9	23,5	17,6	13,1	16,1	17,2	15,0%	14,8%																																																																																																																																							
% Marge	17,5%	27,4%	22,3%	18,9%	20,8%	21,1%																																																																																																																																									
Operativer Cash Flow	40,2	61,8	46,2	45,9	51,1	55,8	6,9%	10,2%																																																																																																																																							
Capex	(21,1)	(23,8)	(23,8)	(59,4)	(56,3)	(52,0)	67,7%	(6,5%)																																																																																																																																							
OCF - Capex	19,1	38,0	22,4	(13,5)	(5,3)	3,8	N/M	- %																																																																																																																																							
<b>Börsenmultiplikatoren</b>																																																																																																																																															
					EV/Sales 5,6x 6,1x 6,9x 6,2x 5,9x <b>EV/EBITDA</b> <b>6,8x</b> <b>7,6x</b> <b>8,1x</b> <b>7,2x</b> <b>6,9x</b> EV/EBIT 12,2x 15,1x 20,3x 16,9x 15,9x P/E 11,9x 15,9x 21,4x 17,4x 16,3x																																																																																																																																										

Quelle: S&P Capital IQ; A&M Analyse.

Anmerkung: (1) Repräsentative Auswahl. Keine Konsolidierungseffekte gezeigt.

## Peer 2: Alerion Clean Power S.p.A.

Snapshot: Alerion Clean Power S.p.A.																																																																																																																																															
<b>Geschäftsbeschreibung</b>					<b>Schlüsselinformationen</b>																																																																																																																																										
Alerion Clean Power S.p.A. ist ein Stromerzeuger mit Fokus auf erneuerbare Energiequellen, mit Fokus auf Windkraft und Solarenergie. Das Unternehmen erwirtschaftet einen Großteil ihrer Umsatzerlöse in Italien, besitzt jedoch auch Anlagen in Spanien, dem Vereinigten Königreich, Rumänien und Bulgarien. Mit Stand Dezember 2022 betreibt Alerion Clean Power S.p.A. mit einer installierten Gesamtleistung von 893 MW. Das Unternehmen wurde 2003 gegründet und hat ihren Sitz in Mailand, Italien.					<b>Hauptsitz:</b> Italien <b>Branche:</b> Erneuerbare Energien <b>Geographien:<sup>1</sup></b> Italien - Festland (45%), Italien - Inseln (42%), Spanien (6%), Andere (4%), Bulgarien (2%) <b>Segmente:<sup>1</sup></b> Operative Tätigkeiten (98%), Holding (2%)																																																																																																																																										
<b>Gesamtunternehmenswert (EURm, LTM)</b>					<b>Finanzübersicht</b>																																																																																																																																										
<b>Marktkapitalisierung (20-Tagesdurchschn.)</b> 1.282,1 (+) Finanzverbindlichkeiten, langfristig 640,2 (+) Finanzverbindlichkeiten, kurzfristig 68,8 (+) Verbindlichkeiten mit Schuldcharakter 17,3 (-) Liquide Mittel (239,4) <b>Netto-Finanzverbindlichkeiten</b> 486,9 <b>Gesamtunternehmenswert (WACC)</b> 1.769,0 (+) Minderheitenanteile (Marktwert) 34,5 (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) (125,1) (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> (90,5) <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.678,5 <b>Marktkapitalisierung (angepasst)</b> 1.282,1 <b>Netto-Finanzverb./Marktkapitalisierung</b> 38%					<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">EURm, FYE 31. Dez</th> <th colspan="2">Historisch</th> <th>LTM</th> <th colspan="3">Prognose</th> <th colspan="2">CAGR</th> </tr> <tr> <th>FY21A</th> <th>FY22A</th> <th>Jun23A</th> <th>FY23E</th> <th>FY24F</th> <th>FY25F</th> <th>FY21-23</th> <th>FY23-25</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Umsatzerlöse</td> <td>148,3</td> <td>271,1</td> <td>237,4</td> <td>223,0</td> <td>276,0</td> <td>303,0</td> <td>22,6%</td> <td>16,6%</td> </tr> <tr> <td>%Wachstum</td> <td>40,2%</td> <td>82,7%</td> <td>N/A</td> <td>(17,7%)</td> <td>23,8%</td> <td>9,8%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Rohertrag</td> <td>133,7</td> <td>255,0</td> <td>221,3</td> <td>N/A</td> <td>N/A</td> <td>N/A</td> <td>N/A</td> <td>N/A</td> </tr> <tr> <td>% Marge</td> <td>90,1%</td> <td>94,1%</td> <td>93,2%</td> <td>N/A</td> <td>N/A</td> <td>N/A</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td><b>EBITDA, angepasst</b></td> <td><b>113,6</b></td> <td><b>220,6</b></td> <td><b>182,7</b></td> <td><b>180,0</b></td> <td><b>231,0</b></td> <td><b>260,0</b></td> <td><b>25,9%</b></td> <td><b>20,2%</b></td> </tr> <tr> <td>% Marge</td> <td>76,6%</td> <td>81,4%</td> <td>77,0%</td> <td>80,7%</td> <td>83,7%</td> <td>85,8%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>EBIT, angepasst</td> <td>74,2</td> <td>179,4</td> <td>137,2</td> <td>131,0</td> <td>177,0</td> <td>169,0</td> <td>32,9%</td> <td>13,6%</td> </tr> <tr> <td>% Marge</td> <td>50,0%</td> <td>66,2%</td> <td>57,8%</td> <td>58,7%</td> <td>64,1%</td> <td>55,8%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Jahresüberschuss, ang.</td> <td>48,7</td> <td>71,0</td> <td>78,0</td> <td>77,0</td> <td>125,0</td> <td>148,0</td> <td>25,7%</td> <td>38,6%</td> </tr> <tr> <td>% Marge</td> <td>32,9%</td> <td>26,2%</td> <td>32,9%</td> <td>34,5%</td> <td>45,3%</td> <td>48,8%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Operativer Cash Flow</td> <td>116,9</td> <td>218,6</td> <td>160,1</td> <td>33,0</td> <td>174,0</td> <td>195,0</td> <td>(46,9%)</td> <td>143,1%</td> </tr> <tr> <td>Capex</td> <td>(61,1)</td> <td>(83,6)</td> <td>(60,1)</td> <td>(137,0)</td> <td>(231,0)</td> <td>(397,0)</td> <td>49,7%</td> <td>70,2%</td> </tr> <tr> <td>OCF - Capex</td> <td>55,8</td> <td>135,0</td> <td>99,9</td> <td>(104,0)</td> <td>(57,0)</td> <td>(202,0)</td> <td>N/M</td> <td>- %</td> </tr> </tbody> </table>					EURm, FYE 31. Dez	Historisch		LTM	Prognose			CAGR		FY21A	FY22A	Jun23A	FY23E	FY24F	FY25F	FY21-23	FY23-25	Umsatzerlöse	148,3	271,1	237,4	223,0	276,0	303,0	22,6%	16,6%	%Wachstum	40,2%	82,7%	N/A	(17,7%)	23,8%	9,8%			Rohertrag	133,7	255,0	221,3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	% Marge	90,1%	94,1%	93,2%	N/A	N/A	N/A			<b>EBITDA, angepasst</b>	<b>113,6</b>	<b>220,6</b>	<b>182,7</b>	<b>180,0</b>	<b>231,0</b>	<b>260,0</b>	<b>25,9%</b>	<b>20,2%</b>	% Marge	76,6%	81,4%	77,0%	80,7%	83,7%	85,8%			EBIT, angepasst	74,2	179,4	137,2	131,0	177,0	169,0	32,9%	13,6%	% Marge	50,0%	66,2%	57,8%	58,7%	64,1%	55,8%			Jahresüberschuss, ang.	48,7	71,0	78,0	77,0	125,0	148,0	25,7%	38,6%	% Marge	32,9%	26,2%	32,9%	34,5%	45,3%	48,8%			Operativer Cash Flow	116,9	218,6	160,1	33,0	174,0	195,0	(46,9%)	143,1%	Capex	(61,1)	(83,6)	(60,1)	(137,0)	(231,0)	(397,0)	49,7%	70,2%	OCF - Capex	55,8	135,0	99,9	(104,0)	(57,0)	(202,0)	N/M	- %
EURm, FYE 31. Dez	Historisch		LTM	Prognose			CAGR																																																																																																																																								
	FY21A	FY22A	Jun23A	FY23E	FY24F	FY25F	FY21-23	FY23-25																																																																																																																																							
Umsatzerlöse	148,3	271,1	237,4	223,0	276,0	303,0	22,6%	16,6%																																																																																																																																							
%Wachstum	40,2%	82,7%	N/A	(17,7%)	23,8%	9,8%																																																																																																																																									
Rohertrag	133,7	255,0	221,3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A																																																																																																																																							
% Marge	90,1%	94,1%	93,2%	N/A	N/A	N/A																																																																																																																																									
<b>EBITDA, angepasst</b>	<b>113,6</b>	<b>220,6</b>	<b>182,7</b>	<b>180,0</b>	<b>231,0</b>	<b>260,0</b>	<b>25,9%</b>	<b>20,2%</b>																																																																																																																																							
% Marge	76,6%	81,4%	77,0%	80,7%	83,7%	85,8%																																																																																																																																									
EBIT, angepasst	74,2	179,4	137,2	131,0	177,0	169,0	32,9%	13,6%																																																																																																																																							
% Marge	50,0%	66,2%	57,8%	58,7%	64,1%	55,8%																																																																																																																																									
Jahresüberschuss, ang.	48,7	71,0	78,0	77,0	125,0	148,0	25,7%	38,6%																																																																																																																																							
% Marge	32,9%	26,2%	32,9%	34,5%	45,3%	48,8%																																																																																																																																									
Operativer Cash Flow	116,9	218,6	160,1	33,0	174,0	195,0	(46,9%)	143,1%																																																																																																																																							
Capex	(61,1)	(83,6)	(60,1)	(137,0)	(231,0)	(397,0)	49,7%	70,2%																																																																																																																																							
OCF - Capex	55,8	135,0	99,9	(104,0)	(57,0)	(202,0)	N/M	- %																																																																																																																																							
<b>Börsenmultiplikatoren</b>																																																																																																																																															
					EV/Sales 6,2x 7,1x 7,5x 6,1x 5,5x <b>EV/EBITDA</b> <b>7,6x</b> <b>9,2x</b> <b>9,3x</b> <b>7,3x</b> <b>6,5x</b> EV/EBIT 9,4x 12,2x 12,8x 9,5x 9,9x P/E 18,0x 16,4x 16,7x 10,3x 8,7x																																																																																																																																										

Quelle: S&P Capital IQ; A&M Analyse.

Anmerkung: (1) Repräsentative Auswahl. Keine Konsolidierungseffekte gezeigt.

## Peer 3: clearvise AG

Snapshot: clearvise AG									
<b>Geschäftsbeschreibung</b>					<b>Schlüsselinformationen</b>				
clearvise AG ist ein unabhängiger Stromproduzent im Markt der erneuerbaren Energien. Das Portfolio umschließt Wind- und Solarparks in Deutschland, Frankreich, Finnland und Irland. Von dem Gesamtanlagenvolumen i.H.v. rd. 303 MW zu Dezember 2022 entfallen 133 MW auf Solarparks und 169 MW auf Windparks. 0,8 MW generiert das Unternehmen außerdem mit Biogasanlagen. Die clearvise AG wurde im Jahr 2010 gegründet und hat ihren Sitz in Wiesbaden, Deutschland.					<b>Hauptsitz:</b> Deutschland <b>Branche:</b> Erneuerbare Energien <b>Geographien:¹</b> Deutschland (59%), Frankreich (16%), Finnland (13%), Irland (11%) <b>Segmente:¹</b> Unregulierte Versorgung (100%)				
<b>Finanzübersicht</b>									
EURm, FYE 31. Dez	Historisch		LTM	Prognose			CAGR		
	FY21A	FY22A	Jun23A	FY23E	FY24F	FY25F	FY21-23	FY23-25	
Umsatzerlöse	32,9	64,0	60,8	44,4	42,9	55,9	16,2%	12,2%	
%Wachstum	(9,8%)	94,7%	N/A	(30,7%)	(3,4%)	30,4%			
Rohertrag	27,9	63,7	60,5	44,1	42,5	55,6	25,7%	12,3%	
% Marge	84,8%	99,6%	99,4%	99,3%	99,2%	99,4%			
<b>EBITDA, angepasst</b>	<b>20,4</b>	<b>46,4</b>	<b>41,9</b>	<b>37,2</b>	<b>28,6</b>	<b>39,5</b>	<b>35,1%</b>	<b>3,1%</b>	
% Marge	62,0%	72,4%	68,9%	83,8%	66,7%	70,6%			
EBIT, angepasst	1,5	23,8	18,3	13,3	4,6	9,4	201,9%	(15,7%)	
% Marge	4,4%	37,2%	30,1%	29,9%	10,7%	16,9%			
Jahresüberschuss, ang.	(3,3)	11,6	7,5	5,2	(3,6)	(2,8)	N/M	- %	
% Marge	(10,0%)	18,1%	12,4%	11,7%	(8,4%)	(4,9%)			
Operativer Cash Flow	18,5	48,2	42,2	29,2	26,1	35,6	25,7%	10,3%	
Capex	(15,8)	(27,8)	(6,6)	(60,6)	(216,4)	(260,1)	95,6%	107,3%	
OCF - Capex	2,7	20,4	35,7	(31,3)	(190,3)	(224,6)	N/M	- %	
<b>Börsenmultiplikatoren</b>									
EV/Sales		4,3x	4,6x	6,2x	6,5x	5,0x			
<b>EV/EBITDA</b>		<b>6,0x</b>	<b>6,6x</b>	<b>7,5x</b>	<b>9,7x</b>	<b>7,0x</b>			
EV/EBIT		11,7x	15,1x	20,9x	60,5x	29,4x			
P/E		13,1x	20,2x	29,3x	N/M	N/M			

Quelle: S&P Capital IQ; A&M Analyse.

Anmerkung: (1) Repräsentative Auswahl. Keine Konsolidierungseffekte gezeigt.

## Peer 4: Edisun Power Europe AG

Snapshot: Edisun Power Europe AG									
<b>Geschäftsbeschreibung</b>					<b>Schlüsselinformationen</b>				
Edisun Power Europe AG ist ein Solarstromproduzent und betreibt Solarstromanlagen in Spanien, Frankreich, Deutschland, Schweden, Portugal und Italien. Insgesamt besitzt die Gesellschaft 36 Solarstromanlagen mit einer Gesamtleistung von 106 MW. Das Unternehmen wurde 1997 gegründet und hat seinen Hauptsitz in Zürich, Schweden.					<b>Hauptsitz:</b> Schweden <b>Branche:</b> Erneuerbare Energien <b>Geographien:¹</b> Andere (100%), (FY22 Revenue) <b>Segmente:¹</b> Spanien (46%), Portugal (22%), Frankreich (14%), Deutschland (10%), Schweden (6%), Andere (3%)				
<b>Finanzübersicht</b>									
CHFm, FYE 31. Dez	Historisch		LTM	Prognose			CAGR		
	FY21A	FY22A	Jun23A	FY23E	FY24F	FY25F	FY21-23	FY23-25	
Umsatzerlöse	17,1	18,8	18,5	55,0	131,0	105,0	79,5%	38,2%	
%Wachstum	45,3%	10,2%	N/A	192,4%	138,2%	(19,8%)			
Rohertrag	17,1	18,8	18,5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
% Marge	100,0%	100,0%	100,0%	N/A	N/A	N/A			
<b>EBITDA, angepasst</b>	<b>13,0</b>	<b>14,2</b>	<b>14,0</b>	<b>18,0</b>	<b>41,0</b>	<b>56,0</b>	<b>17,5%</b>	<b>76,4%</b>	
% Marge	76,4%	75,3%	75,5%	32,7%	31,3%	53,3%			
EBIT, angepasst	7,0	8,2	8,2	11,0	34,0	48,0	25,6%	108,9%	
% Marge	40,8%	43,7%	44,5%	20,0%	26,0%	45,7%			
Jahresüberschuss, ang.	4,5	10,2	6,2	7,0	25,0	38,0	24,6%	133,0%	
% Marge	26,4%	54,4%	33,8%	12,7%	19,1%	36,2%			
Operativer Cash Flow	10,2	3,1	0,5	(11,0)	56,0	59,0	N/M	- %	
Capex	(16,3)	(13,9)	(4,4)	(20,0)	(124,0)	(25,0)	10,8%	11,8%	
OCF - Capex	(6,1)	(10,8)	(3,9)	(31,0)	(68,0)	34,0	N/M	- %	
<b>Börsenmultiplikatoren</b>									
EV/Sales		19,8x	20,1x	6,8x	2,8x	3,5x			
<b>EV/EBITDA</b>		<b>26,3x</b>	<b>26,6x</b>	<b>20,6x</b>	<b>9,1x</b>	<b>6,6x</b>			
EV/EBIT		45,2x	45,1x	33,8x	10,9x	7,7x			
P/E		10,5x	17,2x	15,4x	4,3x	2,8x			

Quelle: S&P Capital IQ; A&M Analyse.

Anmerkung: (1) Repräsentative Auswahl. Keine Konsolidierungseffekte gezeigt.

## Peer 5: Encavis AG

Snapshot: Encavis AG									
<b>Geschäftsbeschreibung</b>					<b>Schlüsselinformationen</b>				
Encavis AG ist ein unabhängiger Stromerzeuger und erwirbt und betreibt Solar- und Windparks in Europa. Das Unternehmen betreibt über 200 Solarparks sowie über 100 Windparks in Deutschland, Italien, Frankreich, Dänemark und weiteren Ländern Europas. Mit einer Gesamtleistung von mehr als 3,4 GW. Davon betreibt das Unternehmen mehr als 30 Solar- und über 50 Windparks für Dritte. Die Encavis AG hat ihren Hauptsitz in Hamburg, Deutschland.					<b>Hauptsitz:</b> Deutschland <b>Branche:</b> Erneuerbare Energien <b>Geographien:<sup>1</sup></b> Deutschland (39%), Italien (19%), Spanien (13%), Frankreich (9%), Dänemark (8%), Andere (12%) <b>Segmente:<sup>1</sup></b> Solarparks (69%), Windparks (25%), Asset Management (5%), Services (3%)				
<b>Finanzübersicht</b>									
		Historisch		LTM	Prognose			CAGR	
EURm, FYE 31. Dez	FY21A	FY22A	Sep23A	FY23E	FY24F	FY25F	FY21-23	FY23-25	
Umsatzerlöse	332,7	487,3	486,4	459,2	503,1	556,6	17,5%	10,1%	
%Wachstum	13,8%	46,5%	N/A	(5,8%)	9,5%	10,6%			
Rohertrag	313,0	456,1	436,4	446,0	489,9	542,1	19,4%	10,2%	
% Marge	94,1%	93,6%	89,7%	97,1%	97,4%	97,4%			
<b>EBITDA, angepasst</b>	<b>231,8</b>	<b>323,1</b>	<b>293,3</b>	<b>323,7</b>	<b>353,5</b>	<b>384,8</b>	<b>18,2%</b>	<b>9,0%</b>	
% Marge	69,7%	66,3%	60,3%	70,5%	70,3%	69,1%			
EBIT, angepasst	93,2	183,6	169,6	188,8	205,1	231,9	42,3%	10,8%	
% Marge	28,0%	37,7%	34,9%	41,1%	40,8%	41,7%			
Jahresüberschuss, ang.	81,6	83,2	68,7	95,0	101,3	118,6	7,9%	11,8%	
% Marge	24,5%	17,1%	14,1%	20,7%	20,1%	21,3%			
Operativer Cash Flow	251,9	327,2	239,5	270,0	286,1	310,8	3,5%	7,3%	
Capex	(43,1)	(42,2)	(42,2)	(384,3)	(562,0)	(632,4)	198,5%	28,3%	
OCF - Capex	208,8	285,1	197,3	(114,3)	(275,9)	(321,6)	N/M	- %	
<b>Börsenmultiplikatoren</b>									
EV/Sales		7,3x	7,3x	7,8x	7,1x	6,4x			
<b>EV/EBITDA</b>	<b>11,1x</b>	<b>12,2x</b>	<b>11,0x</b>	<b>11,0x</b>	<b>10,1x</b>	<b>9,3x</b>			
EV/EBIT	19,5x	21,1x	18,9x	17,4x	15,4x				
P/E	25,9x	31,4x	22,7x	21,3x	18,2x				

Quelle: S&P Capital IQ; A&M Analyse.

Anmerkung: (1) Repräsentative Auswahl: Keine Konsolidierungseffekte gezeigt.

## Peer 6: ERG S.p.A.

Snapshot: ERG S.p.A.									
<b>Geschäftsbeschreibung</b>					<b>Schlüsselinformationen</b>				
Die ERG S.p.A. ist über ihre Tochtergesellschaften in Italien, Frankreich, Deutschland, dem Vereinigten Königreich, Polen, Bulgarien, Schweden, Rumänien und Spanien in der Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen tätig. Die Gesellschaft fokussiert sich hierbei auf Wind- und Solarkraft und besitzt Windparks mit einer installierten Kapazität von 2.717 MW und Solarparks mit einer installierten Kapazität von 370 MW. Das Unternehmen wurde 1938 gegründet und hat seinen Hauptsitz in Genua, Italien.					<b>Hauptsitz:</b> Italien <b>Branche:</b> Erneuerbare Energien <b>Geographien:<sup>1</sup></b> Italien (56%), Osteuropa (14%), Frankreich (14%), Deutschland (13%), Vereinigtes Königreich (5%) <b>Segmente:<sup>1</sup></b> Wind (84%), Solar (16%)				
<b>Finanzübersicht</b>									
		Historisch		LTM	Prognose			CAGR	
EURm, FYE 31. Dez	FY21A	FY22A	Jun23A	FY23E	FY24F	FY25F	FY21-23	FY23-25	
Umsatzerlöse	1.043,4	713,8	714,5	759,7	867,4	912,3	(14,7%)	9,6%	
%Wachstum	6,7%	(31,6%)	N/A	6,4%	14,2%	5,2%			
Rohertrag	509,7	533,8	522,4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
% Marge	48,9%	74,8%	73,1%	N/A	N/A	N/A			
<b>EBITDA, angepasst</b>	<b>453,7</b>	<b>475,4</b>	<b>465,8</b>	<b>505,2</b>	<b>599,5</b>	<b>623,6</b>	<b>5,5%</b>	<b>11,1%</b>	
% Marge	43,5%	66,6%	65,2%	66,5%	69,1%	68,4%			
EBIT, angepasst	201,6	248,6	237,6	282,9	343,8	350,6	18,4%	11,3%	
% Marge	19,3%	34,8%	33,3%	37,2%	39,6%	38,4%			
Jahresüberschuss, ang.	172,9	378,9	52,7	206,1	237,4	238,9	9,2%	7,7%	
% Marge	16,6%	53,1%	7,4%	27,1%	27,4%	26,2%			
Operativer Cash Flow	30,6	458,9	433,0	475,8	515,9	537,6	294,4%	6,3%	
Capex	(254,8)	(307,0)	(315,6)	(529,1)	(650,4)	(680,5)	44,1%	13,4%	
OCF - Capex	(224,2)	151,9	117,4	(53,3)	(134,5)	(142,9)	N/M	- %	
<b>Börsenmultiplikatoren</b>									
EV/Sales		7,8x	7,8x	7,3x	6,4x	6,1x			
<b>EV/EBITDA</b>	<b>11,7x</b>	<b>11,9x</b>	<b>11,0x</b>	<b>11,0x</b>	<b>9,3x</b>	<b>8,9x</b>			
EV/EBIT	22,4x	23,4x	19,7x	16,2x	15,9x				
P/E	9,9x	71,2x	18,2x	15,8x	15,7x				

Quelle: S&P Capital IQ; A&M Analyse.

Anmerkung: (1) Repräsentative Auswahl: Keine Konsolidierungseffekte gezeigt.

## Peer 7: Aquila European Renewables Plc

Snapshot: Aquila European Renewables Plc	
<b>Geschäftsbeschreibung</b>	<b>Schlüsselinformationen</b>
Aquila European Renewables Plc betreibt Windparks und Solarparks in Spanien, Dänemark, Norwegen, Portugal, Griechenland und Finnland. Außerdem besitzt die Gesellschaft 18% an einem Wasserkraftwerk. Die Windparks besitzen eine Gesamtleistung von 213,7 MW während die Solaranlagen ein Volumen von 230,7 MWp besitzen.	<b>Hauptsitz:</b> Vereinigtes Königreich <b>Branche:</b> Vermögensverwaltung <b>Geographien:<sup>1</sup></b> N/A <b>Segmente:<sup>1</sup></b> N/A
<b>Gesamtunternehmenswert (EURm, LTM)</b>	<b>Finanzübersicht</b>
<b>Marktkapitalisierung (20-Tagesdurchschn.)</b> 279,4	
(+) Finanzverbindlichkeiten, langfristig 195,6	
(+) Finanzverbindlichkeiten, kurzfristig -	
(+) Verbindlichkeiten mit Schuldcharakter -	
(-) Liquide Mittel (4,1)	
<b>Netto-Finanzverbindlichkeiten</b> 191,5	
<b>Gesamtunternehmenswert (WACC)</b> 470,9	
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) -	
(-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) -	
(-) Steuerliche Verlustvorträge -	
(-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) -	
<b>Anpassungen</b> -	
<b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 470,9	
<b>Marktkapitalisierung (angepasst)</b> 279,4	
<b>Netto-Finanzverb./Marktkapitalisierung</b> 69%	
	<b>Finanzübersicht</b>
	<b>Historisch</b> <b>LTM</b> <b>Prognose</b> <b>CAGR</b>
<b>EURm, FYE 31. Dez</b>	<b>FY21A</b> <b>FY22A</b> <b>Dec22A</b> <b>FY23E</b> <b>FY24F</b> <b>FY25F</b> <b>FY21-23</b> <b>FY23-25</b>
Umsatzerlöse	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
%Wachstum	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
Rohrertrag	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
% Marge	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
<b>EBITDA, angepasst</b>	<b>N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A</b>
% Marge	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
EBIT, angepasst	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
% Marge	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
Jahresüberschuss, ang.	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
% Marge	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
Operativer Cash Flow	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
Capex	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
OCF - Capex	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
	<b>Börsenmultiplikatoren</b>
EV/Sales	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
<b>EV/EBITDA</b>	<b>N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A</b>
EV/EBIT	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A
P/E	N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A N/A

Quelle: S&P Capital IQ; A&M Analyse.

Anmerkung: (1) Repräsentative Auswahl. Keine Konsolidierungseffekte gezeigt.

## Peer 8: Greencoat Renewables PLC

Snapshot: Greencoat Renewables PLC	
<b>Geschäftsbeschreibung</b>	<b>Schlüsselinformationen</b>
Greencoat Renewables PLC investiert in Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien in Europa. Das Unternehmen besitzt und betreibt mit Stand Dezember 2022 insgesamt 39 Windfarmen zum Großteil in Irland, aber auch in Deutschland, Frankreich, Schweden, Finnland und Spanien. Das Portfolio erreicht eine Erzeugungskapazität von rund 1.316 MW. Greencoat Renewables PLC wurde im Jahr 2017 gegründet und hat ihren Sitz in Dublin, Irland.	<b>Hauptsitz:</b> Irland <b>Branche:</b> Erneuerbare Energien <b>Geographien:<sup>1</sup></b> Irland (100%) <b>Segmente:<sup>1</sup></b> Investitionen in Windparks (100%)
<b>Gesamtunternehmenswert (EURm, LTM)</b>	<b>Finanzübersicht</b>
<b>Marktkapitalisierung (20-Tagesdurchschn.)</b> 1.082,1	
(+) Finanzverbindlichkeiten, langfristig 1.154,1	
(+) Finanzverbindlichkeiten, kurzfristig -	
(+) Verbindlichkeiten mit Schuldcharakter -	
(-) Liquide Mittel (190,4)	
<b>Netto-Finanzverbindlichkeiten</b> 963,7	
<b>Gesamtunternehmenswert (WACC)</b> 2.045,8	
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) -	
(-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) -	
(-) Steuerliche Verlustvorträge -	
(-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) -	
<b>Anpassungen</b> -	
<b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 2.045,8	
<b>Marktkapitalisierung (angepasst)</b> 1.082,1	
<b>Netto-Finanzverb./Marktkapitalisierung</b> 89%	
	<b>Finanzübersicht</b>
	<b>Historisch</b> <b>LTM</b> <b>Prognose</b> <b>CAGR</b>
<b>EURm, FYE 31. Dez</b>	<b>FY21A</b> <b>FY22A</b> <b>Jun23A</b> <b>FY23E</b> <b>FY24F</b> <b>FY25F</b> <b>FY21-23</b> <b>FY23-25</b>
Umsatzerlöse	0,1 0,0 0,4 158,5 161,8 178,1 4,764% 6,0%
%Wachstum	(98,2%) (80,6%) N/A N/A 2,1% 10,1%
Rohrertrag	0,1 0,0 0,4 N/A N/A N/A N/A N/A
% Marge	100,0% 100,0% 100,0% N/A N/A N/A N/A N/A
<b>EBITDA, angepasst</b>	<b>N/A N/A N/A 127,7 123,3 141,0 N/A 5,1%</b>
% Marge	N/A N/A N/A 80,5% 76,2% 79,2%
EBIT, angepasst	(10,2) (15,2) (15,2) 144,2 147,5 155,8 N/M 3,9%
% Marge	N/A N/A N/A N/A 91,0% 91,1% 87,5%
Jahresüberschuss, ang.	71,1 136,6 106,8 101,0 97,2 96,2 19,2% (2,4%)
% Marge	N/A N/A N/A 63,7% 60,1% 54,0%
Operativer Cash Flow	16,1 101,8 141,2 203,2 182,7 168,5 255,6% (8,9%)
Capex	N/A N/A N/A (540,5) (307,3) (301,0) N/A (25,4%)
OCF - Capex	N/A N/A N/A (337,3) (124,6) (132,5) N/A -%
	<b>Börsenmultiplikatoren</b>
EV/Sales	157,370x 4,735,7x 12,9x 12,6x 11,5x
<b>EV/EBITDA</b>	<b>N/A N/A 16,0x 16,6x 14,5x</b>
EV/EBIT	N/M N/M 14,2x 13,9x 13,1x
P/E	7,9x 10,1x 10,7x 11,1x 11,3x

Quelle: S&P Capital IQ; A&M Analyse.

Anmerkung: (1) Repräsentative Auswahl. Keine Konsolidierungseffekte gezeigt.

## Peer 9: Octopus Renewables Infrastructure Trust plc

### Snapshot: Octopus Renewables Infrastructure Trust plc

Geschäftsbeschreibung		Schlüsselinformationen								
<p>Octopus Renewables Infrastructure Trust plc ist eine Investmentgesellschaft, die in Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien in Europa investiert. Zum Dezember 2022 besitzt das Unternehmen 39 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 668 MW. Geographisch konzentriert sich die Gesellschaft im Wesentlichen auf das Vereinigte Königreich, Irland, Frankreich, Finnland und Polen. Das Portfolio besteht zum größten Teil aus Onshore-Windparks und Solaranlagen. Das Unternehmen wurde im Jahr 2019 gegründet und hat seinen Sitz in London, Vereinigtes Königreich.</p>		<p><b>Hauptsitz:</b> Vereinigtes Königreich  <b>Branche:</b> Vermögensverwaltung  <b>Geographien:¹</b> N/A  <b>Segmente:¹</b> Investitionen in Infrastrukturanlagen für erneuerbare Energien (100%)</p>								
Gesamtunternehmenswert (GBPm, LTM)		Finanzübersicht								
<b>Marktkapitalisierung (20-Tagesdurchschn.)</b> 513,3		Historisch		LTM	Prognose			CAGR		
(+) Finanzverbindlichkeiten, langfristig 511,9 (+) Finanzverbindlichkeiten, kurzfristig - (+) Verbindlichkeiten mit Schuldcharakter - (-) Liquide Mittel (0,3) <b>Netto-Finanzverbindlichkeiten</b> 511,6		GBPm, FYE 31. Dez	FY21A	FY22A	Jun23A	FY23E	FY24F	FY25F	FY21-23	FY23-25
<b>Gesamtunternehmenswert (WACC)</b> 1.024,9		Umsatzerlöse	40,4	77,9	18,4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		%Wachstum	310,2%	92,9%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		Rohrertrag	40,4	77,9	18,4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		% Marge	100,0%	100,0%	100,0%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		<b>EBITDA, angepasst</b>	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		% Marge	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		EBIT, angepasst	34,8	69,8	10,9	64,1	66,6	69,1	35,7%	3,8%
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		% Marge	86,2%	89,6%	59,4%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		Jahresüberschuss, ang.	34,8	69,8	11,1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		% Marge	86,1%	89,6%	60,2%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		Operativer Cash Flow	20,3	29,9	23,0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		Capex	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		OCF - Capex	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		<b>Börsenmultiplikatoren</b>								
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		EV/Sales	13,2x	55,7x	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		<b>EV/EBITDA</b>	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		EV/EBIT	14,7x	93,7x	16,0x	15,4x	14,8x	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 1.024,9		P/E	7,3x	46,3x	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Quelle: S&P Capital IQ; A&M Analyse.

Anmerkung: (1) Repräsentative Auswah! Keine Konsolidierungseffekte gezeigt.

## Peer 10: The Renewables Infrastructure Group Limited

### Snapshot: The Renewables Infrastructure Group Limited

Geschäftsbeschreibung		Schlüsselinformationen								
<p>The Renewables Infrastructure Group Limited ist eine Investmentgesellschaft, die sich auf Anlagen im Bereich erneuerbare Energien fokussiert. Das Portfolio ist insgesamt in 86 Anlagen investiert, wobei es bei etwa der Hälfte eine Beteiligung von 100% hält. Geographisch fokussiert sich das Unternehmen auf das Vereinigte Königreich, Frankreich, Irland, Deutschland und Skandinavien. Die Anlagen bestehen im Wesentlichen aus Solar- und Windparks.</p>		<p><b>Hauptsitz:</b> Guernsey  <b>Branche:</b> Erneuerbare Energien  <b>Geographien:¹</b> N/A  <b>Segmente:¹</b> Investitionen in Infrastrukturanlagen für erneuerbare Energien (100%)</p>								
Gesamtunternehmenswert (GBPm, LTM)		Finanzübersicht								
<b>Marktkapitalisierung (20-Tagesdurchschn.)</b> 2.702,0		Historisch		LTM	Prognose			CAGR		
(+) Finanzverbindlichkeiten, langfristig 2.566,1 (+) Finanzverbindlichkeiten, kurzfristig - (+) Verbindlichkeiten mit Schuldcharakter - (-) Liquide Mittel (23,4) <b>Netto-Finanzverbindlichkeiten</b> 2.542,7		GBPm, FYE 31. Dez	FY21A	FY22E	Jun23A	FY23F	FY24F	FY25F	FY21-23	FY23-25
<b>Gesamtunternehmenswert (WACC)</b> 5.244,7		Umsatzerlöse	174,8	550,0	124,0	284,3	237,2	225,7	27,5%	(10,9%)
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		%Wachstum	46,7%	214,7%	N/A	(48,3%)	(16,6%)	(4,8%)	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		Rohrertrag	174,8	N/A	124,0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		% Marge	100,0%	N/A	100,0%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		<b>EBITDA, angepasst</b>	N/A	586,0	N/A	243,0	335,0	319,0	N/A	14,6%
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		% Marge	N/A	106,5%	N/A	85,5%	141,3%	141,4%	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		EBIT, angepasst	172,9	549,3	120,9	352,5	293,9	288,1	42,8%	(9,6%)
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		% Marge	98,9%	99,9%	97,5%	124,0%	123,9%	127,7%	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		Jahresüberschuss, ang.	210,5	531,0	122,7	279,3	222,8	252,0	15,2%	(5,0%)
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		% Marge	120,4%	96,5%	99,0%	98,3%	93,9%	111,7%	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		Operativer Cash Flow	156,6	195,0	190,1	242,3	313,4	335,5	24,4%	17,7%
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		Capex	N/A	N/A	N/A	(0,1)	(0,1)	(0,1)	N/A	- %
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		OCF - Capex	N/A	N/A	N/A	242,2	313,3	335,4	N/A	17,7%
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		<b>Börsenmultiplikatoren</b>								
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		EV/Sales	9,5x	42,3x	18,5x	22,1x	23,2x	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		<b>EV/EBITDA</b>	9,0x	N/A	21,6x	15,7x	16,4x	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		EV/EBIT	9,5x	43,4x	14,9x	17,8x	18,2x	N/A	N/A	N/A
(+) Minderheitenanteile (Marktwert) - (-) Verbundene Unternehmen (Marktwert) - (-) Steuerliche Verlustvorträge - (-) Zum Verkauf geh. Vermögenswerte (Netto) - <b>Anpassungen</b> - <b>Gesamtunternehmenswert (angepasst)</b> 5.244,7		P/E	5,1x	22,0x	9,7x	12,1x	10,7x	N/A	N/A	N/A

Quelle: S&P Capital IQ; A&M Analyse.

Anmerkung: (1) Repräsentative Auswah! Keine Konsolidierungseffekte gezeigt.

# PRÜFUNGSBERICHT GEMÄSS §§ 327C ABS. 2, 293E ABS.1 AKTG

IM ZUSAMMENHANG MIT DER BEABSICHTIGTEN ÜBERTRAGUNG DER AKTIEN  
DER MINDERHEITSAKTIONÄRE DER

**TION RENEWABLES AG, GRÜNWALD**  
"Tion Renewables"

auf die

**HOPPER BIDCO GMBH, FRANKFURT AM MAIN**  
"Hopper BidCo"

---

Anhang A&M-002:  
Beschreibung der vergleichbaren Transaktionen

---



A&M GMBH WIRTSCHAFTSPRÜFUNGSGESELLSCHAFT

*Transaktion 1: Aquila Capital erwirbt zwei Windparks von Tuulivoimayhtiö Pohjoistuuli Oy*

578 Mit Veröffentlichung am 18. Oktober 2023 gab Aquila Capital, ein privater Hedge-Fund-Sponsor mit Fokus auf erneuerbare Energien und nachhaltige Infrastrukturen, die Akquisition von den zwei Windparks Soidinmäki Wind Park und Tyrinselkä Wind Park mit einer Gesamtkapazität von 70 MW von dem finnischen Unternehmen Tuulivoimayhtiö Pohjoistuuli Oy für EUR 120 Mio bekannt. Die Windparks liegen in Finnland und werden auch nach der Transaktion weiterhin von Tuulivoimayhtiö Pohjoistuuli Oy betrieben.

*Transaktion 2: Statkraft AS erwirbt ein Windpark-Portfolio von Breeze Two Energy GmbH & Co. KG*

579 Am 31. August 2023 gab Statkraft AS bekannt, insgesamt 39 Windparks von Breeze Two Energy GmbH & Co. KG zu übernehmen. Davon liegen 35 Windparks mit einer Leistung von 310 MW in Deutschland und weitere vier Windparks mit einer Leistung von 27 MW in Frankreich. Die Windparks besitzen ein Alter zwischen 15 und 21 Jahren. Der Kaufpreis betrug EUR 407 Mio.

*Transaktion 3: VERBUND AG erwirbt ein Windpark-Portfolio von EDP Renewables Europe, S.L.*

580 Mit Wirkung zum 25. Juli 2023 erwarb VERBUND AG, ein österreichischer Stromversorger, ein Windparkportfolio in Spanien der EDP Renewables Europe, S.L. Die Transaktion umfasst neun Windparks mit einem Durchschnittsalter von 14 Jahren und einer Gesamtkapazität von 257 MW zu einem Kaufpreis von EUR 460 Mio.

*Transaktion 4: Cloudberry Clean Energy AS erwirbt ein Windpark-Portfolio von Skovgaard Energy A/S*

581 Am 10. Februar 2023 gab Cloudberry Clean Energy AS, ein Betreiber von Wasserkraftwerken und Windparks, die Akquisition eines Anteils von 80% an einem Windpark-Portfolios bestehend aus 51 Windturbinen, davon 47 Turbinen in Dänemark und vier Turbinen in Schweden, bekannt. Die Turbinen haben eine Restnutzungsdauer von rd. 23 Jahren und besitzen eine Gesamtkapazität von 133 MW. Der Kaufpreis betrug EUR 267 Mio.

*Transaktion 5: Naturgy Energy Group, S.A. erwirbt ein Windpark-Portfolio von Ardian Infrastructure Fund VB S.C.S*

582 Am 16. Mai 2023 gab Naturgy Energy Group, S.A., ein spanisches Versorgungsunternehmen, den Erwerb von zwölf Windparks in Spanien bekannt. Die Turbinen umfassen eine Gesamtkapazität von 422 MW und besitzen eine durchschnittliche Restnutzungsdauer von 16 Jahren. Der Kaufpreis betrug EUR 650 Mio.

*Transaktion 6: Finerge SA erwirbt fünf Windparks von Onex Renewables S.a.r.l.*

583 Finerge gab am 17. März 2023 eine Einigung über den Erwerb von fünf Windparks von Onex Renewables S.a.r.l. bekannt. Die Windparks liegen in Portugal in den Bezirken Guarda, Coimbra, Leiria und Viseu. Die Turbinen haben ein Durchschnittsalter von 2,4 Jahren und eine Gesamtkapazität von 221 MW. Der Kaufpreis betrug EUR 550 Mio.

*Transaktion 7: Aneo AS erwirbt zwei Windparks von Marguerite Investment Management S.A.*

584 Am 24. Januar 2023 gab Marguerite Investment Management S.A. den Verkauf von zwei Windparks in Schweden an Aneo SA bekannt. Die Windparks umfassen insgesamt 23 Windturbinen und erreichen eine Kapazität von 85 MW. Der Kaufpreis betrug EUR 100 Mio.

*Transaktion 8: Svenska Cellulosa Aktiebolaget SCA erwirbt einen Windpark von ENERCON GmbH*

585 Am 21. Dezember 2022 gab Svenska Cellulosa Aktiebolaget SCA den Erwerb eines Windparks von ENERCON GmbH bekannt. Der Windpark besteht aus 36 Windturbinen und liegt im nördlichen Teil von Schweden. Der Windpark wurde in 2014 gebaut und besitzt eine Gesamtkapazität von 85 MW. Der Kaufpreis betrug EUR 72 Mio.

*Transaktion 9: ERG, S.p.A erwirbt ein Windpark-Portfolio von EDP Renováveis, S.A.*

586 Mit Veröffentlichung am 29. Juli 2022 gab EDP Renováveis, S.A. den Verkauf eines Windparkportfolios in Italien an ERG S.p.A. bekannt. Das Portfolio besteht aus sieben

Windparks mit einem Durchschnittsalter von rd. 3 Jahren. Das Windpark-Portfolio umfasst eine Gesamtkapazität von 172 MW. Der Kaufpreis betrug EUR 420 Mio.

*Transaktion 10: Hellenic Petroleum Renewable Wind Farms of Mani S.A. erwirbt zwei Windparks von COPELOUZOS GROUP und International Constructional S.A.*

587 Am 28. Juli 2022 hat Hellenic Petroleum Renewable Wind Farms of Mani S.A. die Akquisition von zwei Windparks von COPELOUZOS GROUP und International Constructional S.A. bekanntgegeben. Die Windparks liegen in Griechenland und bestehen aus 24 Windturbinen mit einer installierten Gesamtkapazität von rd. 55 MW. Der Kaufpreis betrug EUR 90 Mio.

*Transaktion 11: ERG, S.p.A. erwirbt Garnacha Solar SL von IBV Solar Parks, BV*

588 Am 5. Mai 2023 gab ERG, S.p.A. die Transaktion von Garnacha Solar SL bekannt. Garnacha Solar SL betreibt Solarparkanlagen im Nordwesten Spaniens mit einer installierten Gesamtkapazität von 149 MWp. Der Kaufpreis betrug EUR 187 Mio.

*Transaktion 12: Grenergy Renovables, S.A. verkauft Solarpark an unbekanntem Käufer*

589 Am 15. Juni 2023 gab Grenergy Renovables, S.A. den Verkauf einer Solaranlage in Spanien an einen Europäischen unabhängigen Stromerzeuger bekannt. Die Anlage umfasst eine Kapazität von 150 MW. Der Kaufpreis wird auf EUR 174 Mio. taxiert.

*Transaktion 13: Plenium Partners Asset Management, S.G.E.I.C., S.A. erwirbt mehrere Solaranlagen von Lightsource bp Renewable Energy Investments Limited*

590 Die Transaktion beinhaltet fünf Solaranlagen in Spanien mit einer Gesamtkapazität von 247 MW, die seit 2021 in Betrieb sind. Der Kaufpreis betrug EUR 313 Mio.

*Transaktion 14: : ERG, S.p.A. erwirbt MP Solar BV von NatWest Markets N.V.*

591 Am 1. Juni 2022 gab ERG, S.p.A. den Erwerb der MP Solar BV von NatWest Markets N.V. bekannt. MP Solar BV hat ihren Sitz in Rotterdam, Niederlande und besitzt 18 Photovoltaik-Anlagen in diversen Regionen in Italien. Die Anlagen wurden größtenteils in 2011 errichtet und umfassen eine installierte Gesamtkapazität von rd. 34 MW. Der Kaufpreis betrug EUR 128 Mio.

## **ANLAGENVERZEICHNIS**

<b>Anlage</b>	<b>Beschreibung</b>
A&M-001	Beschluss des Landgerichts München vom 8. November 2023
A&M-002	Standard Terms of Business for Valuation Services

# PRÜFUNGSBERICHT GEMÄSS §§ 327C ABS. 2, 293E ABS.1 AKTG

IM ZUSAMMENHANG MIT DER BEABSICHTIGTEN ÜBERTRAGUNG DER AKTIEN  
DER MINDERHEITSAKTIONÄRE DER

**TION RENEWABLES AG, GRÜNWALD**  
"Tion Renewables"

auf die

**HOPPER BIDCO GMBH, FRANKFURT AM MAIN**  
"Hopper BidCo"

---

Anlage A&M-001:  
Beschluss des Landgerichts München I vom 8. November 2023

---



A&M GMBH WIRTSCHAFTSPRÜFUNGSGESELLSCHAFT

Beglaubigte Abschrift

## Landgericht München I

Az.: 5 HK O 14145/23



In dem Verfahren

**Hopper BidCo GmbH**, vertreten durch die Geschäftsführer, Friedrich-Ebert-Anlage 56, 60325 Frankfurt  
Frankfurt  
- Antragstellerin -

Verfahrensbevollmächtigte:

Rechtsanwälte **Milbank LLP**, Neue Mainzer Straße 74, 60311 Frankfurt

wegen Prüferbestellung

erlässt das Landgericht München I - 5. Kammer für Handelssachen - durch Vorsitzenden Richter am Landgericht Dr. Krenk am 08.11.2023 folgenden

### Beschluss:

1. Auf Antrag der

**Hopper BidCo GmbH**  
diese vertreten durch die Geschäftsführer  
Friedrich-Ebert-Anlage 56  
60325 Frankfurt am Main

bestellt der Vorsitzende der 5. Kammer für Handelssachen beim LG München I gem. §§  
327 c Abs. 2 Satz 3 und Satz 4, 293 c Abs. 1 AktG die

**A&M GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft**  
Herrn WP Dr. Tim Laas  
c/o Alvarez Marsal  
Thierschplatz 6  
80538 München

zum Prüfer für die Überprüfung der Angemessenheit einer von der Antragstellerin zu gewährenden Barabfindung an die Aktionäre der Tion Renewables AG mit Sitz in Grünwald, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts – Registergericht – München, HRB 251232.

2. Der Geschäftswert wird auf € 5.000,– festgesetzt, § 36 Abs. 3 GNotKG.

### Gründe :

Ein Hinderungsgrund für die Bestellung der als Abfindungsprüfer genannten Wirtschaftsprüfungsgesellschaft ist nicht erkennbar, so dass dieser vom Gericht entsprechend der Anregung der Antragstellerin aus den drei genannten Wirtschaftsprüfungsgesellschaften ausgewählt werden konnte.

gez.

Dr. Krenek  
Vorsitzender Richter am Landgericht



Für die Richtigkeit der Abschrift  
München, 08.11.2023

Spensberger, JAng  
Urkundsbeamtin der Geschäftsstelle

**PRÜFUNGSBERICHT GEMÄSS §§ 327C ABS. 2, 293E ABS.1 AKTG**

IM ZUSAMMENHANG MIT DER BEABSICHTIGTEN ÜBERTRAGUNG DER AKTIEN DER  
MINDERHEITSAKTIONÄRE DER

**TION RENEWABLES AG, GRÜNWALD**  
“Tion Renewables”

auf die

**HOPPER BIDCO GMBH, FRANKFURT AM MAIN**  
“Hopper BidCo”

---

Anlage A&M-002:  
Standard Terms of Business for Valuation Services

---



A&M GMBH WIRTSCHAFTSPRÜFUNGSGESELLSCHAFT

---

## SCHEDULE I

A&M GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

### STANDARD TERMS OF BUSINESS FOR VALUATION SERVICES; May 2020

These Standard Terms of Business (including any relevant Supplements) form part of the Contract which will apply to the Services we provide to you pursuant to the Engagement Letter.

<p>1. <b>Defined Terms</b></p> <p>1.1.1 <b>“Alvarez &amp; Marsal Entities”</b> means A&amp;M and any other entity carrying on business under all or any part of the Alvarez &amp; Marsal name, or which is otherwise within (or associated or connected with an entity within) the Alvarez &amp; Marsal network of firms worldwide (to exclude Alvarez &amp; Marsal Capital, LLC and subsidiaries).</p> <p>1.1.2 <b>“A&amp;M”, “we” or “us”</b> (or derivatives) means A&amp;M GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, a limited liability company incorporated in Munich, Germany (number HRB 202 025) and whose registered office is at Thierschplatz 6, D-80538 Munich.</p> <p>1.2 <b>“Addressees” or “you”</b> (or derivatives) means the Client, together with any Beneficiary.</p> <p>1.3 <b>“Affiliates”</b> means an entity controlling, controlled by or under common control with the first named entity.</p> <p>1.4 <b>“Assurance”, “Audit”, “Compilation”, “Examination”, “Opinion”, “Review”</b> each have the meanings given to them in the professional standards issued by German Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW), the International Auditing and Assurance Standards Board or any similar body.</p> <p>1.5 <b>“Beneficiary” or “Beneficiaries”</b> means the persons (a) whom we and the Client have agreed may have the benefit of and rely on the Services and/or the Report and (b) to whom we have assumed a duty of care in respect of the Services and/or the Report and who have accepted the terms of the Contract under written arrangements with A&amp;M.</p> <p>1.6 The <b>“Client”</b> means the original addressees of the Engagement Letter.</p> <p>1.7 <b>“Confidential Information”</b> means information or documents which we receive or produce for the purposes of providing the Services and which are marked confidential or are manifestly confidential but does not include any information which:</p> <p style="margin-left: 20px;">(a) is received from a third party who owes no obligation of confidence in respect of the information; or</p> <p style="margin-left: 20px;">(b) is or becomes generally available to the public other than as a result of a breach of an obligation under clause 6.1; or</p> <p style="margin-left: 20px;">(c) is known to A&amp;M prior to starting to provide the Services.</p> <p>1.8 The <b>“Contract”</b> means the Engagement Letter and its schedules (including these Standard Terms of Business and any Supplements), in each case, as amended by us, from time to time, in accordance with the terms of the Contract.</p>	<p>1.9 <b>“Contractor”</b> means any third party entity or individual engaged by A&amp;M (or by any other Alvarez &amp; Marsal Entity), including sub-contractors and agents, whether in respect of the Services or more generally to support the administration and management of Alvarez &amp; Marsal Entities and/or their businesses.</p> <p>1.10 <b>“Damage”</b> means the aggregate of all losses, costs, expenses, liabilities or damages (including interest thereon, if any) suffered or incurred, directly or indirectly, by the Addressees under this Contract or in connection with the Services or our Report, whether as a result of breach of contract, breach of statutory duty, tort (including negligence), or other act or omission by A&amp;M.</p> <p>1.11 <b>“Data Controller”, “Data Processor”, and “Data Subject”</b> each have the same meanings in this Contract as in the GDPR, as amended from time to time.</p> <p>1.12 <b>“Data Protection Laws”</b> means the Regulation (EU) 2016/679 of the European Parliament of the Council of 27 April 2016 on the protection of personal data and on the free movement of such data (the General Data Protection Regulation; the <b>“GDPR”</b>) and such national legislation implementing the GDPR.</p> <p>1.13 <b>“Each of us”, “Either of us”</b> or any similar expressions refer to A&amp;M, the Client and any other Addressee.</p> <p>1.14 <b>“Engagement Letter”</b> means the letter sent to you (with these Standard Terms of Business and any Supplements), setting out details of the Services and the terms of the Contract between us.</p> <p>1.15 <b>“Management”</b> means the managers of any entity or business that supplies information to A&amp;M in connection with the Services, as the context requires.</p> <p>1.16 <b>“Personal Data”</b> has the meaning given to it in the GDPR, as amended from time to time.</p> <p>1.17 <b>“Personnel”</b> means each of those individuals who is a member, partner, managing director, director or employee of any Alvarez &amp; Marsal Entity or who is a Contractor or a member, partner, managing director, director or employee of a Contractor. This definition covers Personnel of any Alvarez &amp; Marsal Entity whether they are employed by that Alvarez &amp; Marsal Entity directly or through a service company or similar entity.</p> <p>1.18 <b>“Report”</b> means any oral comments and draft or final documents (including presentations and correspondence), whether in hard copy or electronic form, provided to you in connection with the Services. “Report” includes reference to any part of any Report.</p> <p>1.19 The <b>“Services”</b> are those services to be provided under the terms of this Contract as described in the Engagement Letter. The Services also</p>
--	---

	include any changes agreed under clause 8.2 below to the scope of our work.	2.8.1	This clause 2.8 applies where the Services include consideration of any financial information about the future (projections).
<b>2.</b>	<b>The Services</b>		
2.1	We will provide the Services with reasonable skill and care.	2.8.2	Our work will not constitute an Examination or Compilation engagement and we will not prepare projections. Where we comment on bases and assumptions underlying the projections, our Report may include tables aggregating quantified vulnerabilities, upsides and/or sensitivities in order to illustrate effects of possible alternative assumptions. Those tables should not be regarded as a restatement of Management's projections, or preparation of revised projections.
2.2	The Services will cover the areas agreed with the Client in the Engagement Letter. The Services will not include an Audit conducted in accordance with generally accepted auditing standards, an Examination of internal controls, or other Review or Assurance services. Accordingly, we will not express an Opinion or any other form of Assurance on the financial statements of the Client or any other financial information (including projections), or operating or internal controls of the Client. Except to the extent expressly agreed to the contrary, where we comment on the use of internet technologies in key business processes, we will do so as providers of due diligence rather than as information technology specialists.	2.8.3	If projections presented to A&M for comment are of such a poor standard that suggesting adjustments in our Report would amount to preparation or re-preparation of projections, we will instead discuss with you whether revised projections will be prepared for A&M to consider.
2.3	You shall provide (or cause others to provide) to us promptly the information and assistance that we reasonably require to perform the Services. You confirm that the provision of information to us will not infringe any copyright or any other third party rights.	2.8.4	You acknowledge that when considering information presented in our Report, including (where applicable) likely future profitability and cash flows, it is your responsibility to consider our comments and make your own decision based on the information available to you.
2.4	Except to the extent otherwise stated in our Report, our work will be carried out on the basis that any information supplied (whether or not in writing and by Management or otherwise) to A&M and on which our work is based is accurate and not misleading and we will not verify it, perform audit procedures that would enable A&M to express an audit opinion on information included in our Report or check it in any other way.	2.8.5	Since events and circumstances frequently do not occur as expected, there will usually be differences between predicted and actual results and those differences may be material. We assume no responsibility for the achievement of predicted results. It is understood and agreed that A&M's work may include advice and recommendations, but all decisions in connection with the implementation of such advice and recommendations shall be the responsibility of, and made by, the Client. Further, A&M assumes no responsibility for the selection, approval, or implementation of any actions which it assists the Client in formulating.
2.5	There is no assurance that all matters of significance to you will be disclosed by our work. It is your responsibility to determine whether the areas we are to cover and the extent of verification or other checking included in the Services are adequate for your purposes and we make no representations, warranties or other statements in this regard.	2.9	Except as provided in this clause 2.9, the Services do not include the provision of legal advice or legal due diligence services and we make no representations, warranties or other statements concerning questions of legal interpretation.
2.6	We are entitled to assume that any instructions, notices or requests (whether in writing or not and however communicated to us) have been properly authorised by you if they are given or purported to be given by an individual or person who is or purports to be and is reasonably believed by A&M to be a director or employee of your authorised agent. A&M shall be entitled to rely on all decisions and approvals of the Client.	2.10	You acknowledge that you do not require A&M to do any of the following: make investment decisions; provide investment advice (which includes such services as recommending whether any transaction should proceed and advising on the price); determine levels of finance; act or negotiate on your behalf, or act as management. These matters are your responsibility.
2.7	Where a timetable is agreed for the provision of the Services, each of us will use reasonable efforts to carry out our respective obligations in accordance with the timetable. However, unless both of us specifically agree otherwise in writing, dates contained in the timetable are intended for planning and project management purposes only and are not contractually binding.	<b>3.</b>	<b>Costs and Fees</b>
		3.1	The Client agrees to pay for the Services and for any reasonable out-of-pocket expenses. Our fees are exclusive of taxes or similar charges, as well as customs, duties or tariffs imposed in respect of the Services, all of which you shall pay.

- 3.2 Our invoices are payable on receipt or at such other time as may be specified in the Engagement Letter. We may claim appropriate advances for remuneration and reimbursement of outlays and make rendering of our Services dependent upon complete satisfaction of our claims.
- 3.3 Any fee estimates we give are not contractually binding and will be subject to any stated caveats and assumptions and to any factors outside our control.
- 3.4 Our fees will reflect such factors as complexity, specialist input (including the use of techniques, expertise, and know-how developed within any Alvarez & Marsal Entity) and time spent, and will take into account urgency and inherent risks.
- 3.5 If we are required by applicable law, legal process or government action to provide information or personnel as witnesses with respect to the Services or this Engagement Letter, you shall reimburse us for any professional time and expenses (including reasonable external legal costs) incurred to respond to the request, unless we are party to the proceedings or the subject of the investigation or unless we do get fully reimbursed by public authorities.
- 3.6. We reserve the right to defer or postpone providing additional services or to cease work on any matter for which we have not received any requested payment within the agreed payment terms. We reserve the right to charge interest at the rate of five percent (5%) per annum on a daily basis over the Basiszinssatz published by the Deutsche Zentralbank on all sums not paid within 30 days of presentation of our invoice, calculated and compounded monthly (based on a three hundred sixty (360) day year of twelve (12) thirty (30) day months), but not to exceed the maximum rate permitted by law ("Prime Rate"), and you agree to pay such interest if applicable. You agree that our fees are exclusive of any withholding tax or other taxes and that, to the extent that any such taxes are applicable, you and not A&M shall be liable for payment. All payments due to A&M shall be made without withholding or deduction on account of any taxes whatsoever.
- 4. Our Report**
- 4.1 You agree not to use our Report for any purpose other than for the purposes of the Services.
- 4.2 In providing the Services to you we may provide oral comments, drafts of the written Report, presentations, letters, schedules or hard or soft copies of computer models. As these represent work in progress and/or are not our final findings, we do not assume any duty of care or responsibilities, whether in contract, tort, statute or otherwise to you or anyone else in respect of any of them. The final results of our work will be contained in our final Report. There may be events, developments or changes in circumstances subsequent to the date of our Report which may affect the continuing validity of the Report, and you agree that we have no obligation to update the Report or to notify you of any such matter of which we or any Alvarez & Marsal Entities have become or may become aware.
- 4.3 You agree that, save as provided in clause 4.5 or otherwise in this Contract, you will not pass our Report or any other deliverables of the Services to any third party by any means without our prior written consent. We may, at our discretion, withhold consent or give our consent subject to certain conditions, for example receiving a letter in a form acceptable to A&M signed by the proposed recipient third party seeking access.
- 4.4 We accept no liability or responsibility to any third party who, with or without our consent, gains access to our Report.
- 4.5 You may disclose copies of our Report where you are required to do so by law, legal process or regulation, provided that, where reasonably and legally possible, you notify us of such requirement prior to disclosure. You may also make copies of our Report (in full) available to your directors, officers and employees and your legal and other professional advisers, provided that in each case you take reasonable steps to ensure that they fully understand that:
- (a) we accept no duty of care or responsibility to them in respect of any use they may make of our Report and they may not to bring any claims or actions against us in respect of our Report or the Services;
  - (b) our Report is confidential and may not be disclosed to any other person without our prior written consent;
  - (c) in respect of Personal Data, they are required to comply with the German Data Protection Act ("Bundesdatenschutzgesetz").
- 4.6 We own the intellectual property rights (including, without limitation, any copyright) in our working papers, our Report and any other product or deliverable of the Services. You may, however, make copies of our Report for use in accordance with the provisions of this Clause 4. We retain all intellectual property rights in any data, software, database, system, technique, methodology, idea, concept, information and know-how we may use in performing the Services, including in any developments of such materials occurring in the performance of the Services.
- 5. IT**
- 5.1 We will each be responsible for protecting our own systems and interests in relation to electronic communications and, subject to clause 7.1, neither you nor A&M or its Personnel will have any liability to each other on any basis, whether in contract, tort (including negligence) or

otherwise, in respect of any error, damage, loss, cost or omission arising from or in connection with the electronic communication of information between us, or A&M's use of your network and internet connection.

- 5.2 We do not guarantee that any electronic communication or electronic transmission of information sent during the engagement is secure, virus-free or error-free.
- 6. Confidentiality**
- 6.1.1 We will keep Confidential Information confidential and secure.
- 6.1.2 Notwithstanding clause 6.1.1, we may disclose Confidential Information:
- (a) to the extent it is or comes into the public domain other than through a breach of this confidentiality provision;
  - (b) to the extent that we believe that disclosure is required by law or professional obligation or other regulation;
  - (c) to other Alvarez & Marsal Entities and/or Contractors on the understanding that we shall take reasonable steps to ensure that recipients are required to safeguard confidentiality; and
  - (d) to our insurers and/or professional advisers (including our legal advisers) provided that Confidential Information remains confidential.
- 6.1.3 Subject to clause 6.1.1 we may cite the performance of the Services to our clients and prospective clients as an indication of our experience.
- 6.2.1 You agree to comply with Data Protection Laws in respect of any Personal Data provided to you by A&M in connection with the Services and undertake to keep such data confidential and secure.
- 6.2.2 A&M will be a data controller of Personal Data provided to us in conjunction with the Services or otherwise processed in connection with providing the Services. We agree to comply with our obligations under Data Protection Laws in respect of any Personal Data provided to A&M in connection with the Services and undertake to keep such data confidential and secure.
- 6.2.3 In respect of any Personal Data provided to A&M in connection with the Services, you undertake to ensure that processing such data in accordance with the terms of this Contract will not place A&M or any other Alvarez & Marsal Entities in breach of Data Protection Laws.
- 6.2.4 In providing the Services under the Contract, A&M may have access to personal, sensitive or

confidential data relating to third parties (including the Target) ("Third Party Confidential Information") and such Third Party Confidential Information may be provided to you or third parties as part of the Report or otherwise in connection with the Services. The processing or transfer of such Third Party Confidential Information may be subject to Data Protection Laws. The Client confirms as follows: (a) you are responsible for the security of Third Party Confidential Information provided to you and will implement and maintain industry-standard or better administrative, technical and physical safeguards with respect to such Third Party Confidential Information; (b) where applicable, you and not A&M shall be responsible for obtaining all necessary consents for the processing and transfer of Third Party Confidential Information to you or third parties in connection with the Services; (c) you will comply with Data Protection Laws in connection with such Third Party Confidential Information; and (d) processing and transferring Third Party Confidential Information in accordance with the terms of the Contract will not place A&M in breach of any Data Protection Laws.

- 6.2.5 A&M's privacy policy describes why and how we collect and use personal data and provides information about individuals' rights. This is available on A&M's website at: <https://www.alvarezandmarsal.com/terms-use>.
- 6.2.6 Objection to marketing: at any time, including at the time of entering into this Contract, the Client, its personnel and employees have the right to object to A&M's processing of data about you in order to send you marketing information. To stop receiving an email from an A&M or other Alvarez & Marsal Entity marketing list, please click on the unsubscribe link in the relevant email received from us; or please email us at [data.protection.office@alvarezandmarsal.com](mailto:data.protection.office@alvarezandmarsal.com).
- 6.3 You acknowledge to A&M that it is not the responsibility of A&M to: (i) design, establish and maintain a system of internal accounting controls in compliance with the U.S. Securities Exchange Act of 1934 and applicable Securities and Exchange Commission regulations (collectively, the "SEC Rules"), including "disclosure controls and procedures" and "internal controls and procedures for financial report", as each such term is used and defined under the Sarbanes-Oxley Act of 2002 and the interpretive guidance and regulations relating to such Act, and (ii) make such disclosures with respect to this engagement that are required by applicable SEC Rules.
- 7. Liability**
- 7.1 Our liability for claims of compensatory damages of any kind for an individual case of Damage resulting from negligence is limited to EUR 4 million ("**Maximum Liability Amount**"). This also applies if liability to any person other than you is established. Any exclusion or restriction of a liability or remedy is only valid to the extent that the liability or remedy (a) does not arise from death or personal injury; (b) may by law be excluded or limited; and (c) does not arise from

	fraud or dishonesty of the person relying on the exclusion or restriction.	7.7.1	In assessing our proportionate share of responsibility for such loss, damage, costs and expenses in accordance with clause 7.7 above, it is agreed that no account is to be taken of:
7.2	An individual case of Damage also exists in relation to a uniform damage arising from a number of breaches of duty. The individual case of Damage encompasses all consequences from a breach of duty without taking into account whether the Damage incurred in one year or in a number of years. In this case multiple acts or omissions of acts based on a similar source of error or on a source of error of an equivalent nature are deemed to be a uniform breach of duty if the matters in question are legally or economically connected to one another. In this event the claim against us is limited to EUR 5 million.		(a) any exclusion or restriction imposed or agreed between you and any other person in connection with their responsibility or liability to you for Damage for which they are or might otherwise be responsible or liable;
			(b) whether or not any such other person is or could be made a party to the proceedings in which our liability in accordance with this clause 7.7 is to be determined (and, for the avoidance of any doubt, we shall have no responsibility whatsoever to take any steps to ensure that they are made a party thereto); and
7.3	If legitimate claims falling within our limitation of liability are brought against us by you and/or one or more third parties who are entitled to invoke this Contract, the Maximum Liability Amount will be – in accordance with Section 428 BGB (German Civil Code) – available only once to all – including all future – claimants collectively. Hence, any payment by us to you has a discharging effect towards all claimants. In case the sum of all claims (including future claims) to which these liability provisions apply exceeds the Maximum Liability Amount, the allocation of this Maximum Liability Amount amongst all claimants (including you) is entirely a matter of discussion amongst all the claimants.		(c) the ability or otherwise of any such other person to satisfy in whole or in part any liability to you for any such Damage.
		7.8	We shall not be liable for any indirect, consequential damages or loss (including interest thereon, if any), or for any loss of profits, loss of data or loss of opportunity, suffered or incurred by the Addressees under this Contract or in connection with the Services or our Report, whether as a result of breach of contract, breach of statutory duty, tort (including negligence), or other act or omission by A&M.
7.4	A compensatory damages claim may only be lodged within a preclusive deadline of one year of the rightful claimant having become aware of the Damage and of the event giving rise to the claim – at the very latest, however, within 3 years subsequent to the event giving rise to the claim. The claim expires if legal action is not taken within a six months deadline subsequent to the written refusal of acceptance of the indemnity and you were informed of this consequence. The right to assert the bar of the preclusive deadline remains unaffected.	7.9	The Services are not designed to and are not likely to reveal fraud or misrepresentation. Accordingly we cannot accept responsibility for detecting fraud (whether by management or by external parties) or misrepresentation.
		7.10	We will not be liable to you to the extent that any Damage is due to the provision to us of false, misleading, inaccurate or incomplete information or documentation or due to the acts or omissions of any person other than us or any other Alvarez & Marsal Entities or Personnel for whom we are responsible under the terms of this Contract.
7.5	Should, as an exception in an individual case, any person other than you, our Client, have a right to invoke this Contract, the provisions of clauses 7.1. to 7.4 also apply to any such third party. Section 334 BGB (German Civil Code) shall apply.	<b>8.</b>	<b>Termination / alteration / survival</b>
		8.1	The Contract may be terminated by either of us giving to the other written notice which will have immediate effect. Where the Contract is terminated by either of us, you will pay A&M's reasonable fees and expenses, taking into account the circumstances of termination and time spent in providing the Services up to the date of termination. Where you terminate the Contract before its completion other than for material breach by us, you will pay any additional costs that we reasonably incur in connection with the early termination.
7.6	You may not make a contractual claim or bring proceedings arising from the provision of the Services or otherwise based on this Contract against any Alvarez & Marsal Entity other than A&M, nor against any Personnel. You shall make any contractual claims or bring such proceedings only against us. The limitations in clauses 7.1 to 7.4 and this clause 7.6 are intended to benefit the other Alvarez & Marsal Entities and Personnel, who shall be entitled to enforce them.	8.2	Alterations to the Services may be requested by either of us and must be agreed between us in writing. Alterations will be subject to reasonable adjustments to the fees and timetable.
		8.3	The provisions of this Contract which expressly or by implication are intended to survive its
7.7	Our liability to you for compensatory damage will further be limited to such proportion thereof as is determined to be just and equitable having regard to the extent to which (a) A&M; (b) you, your agents, officers, and employees; and (c) any other person is or was responsible for the occurrence of any such Damage.		

	termination or expiry will survive and continue to bind both of us.		partner. Neither of us have the right or power to bind the other.
<b>9.</b>	<b>Third Parties</b>	11.2	You confirm that you have all requisite power and authority to enter into the Contract.
9.1	To the fullest extent permitted by law, the Client will reimburse A&M, other Alvarez & Marsal Entities, Contractors and Personnel and hold each of us harmless in respect of any liabilities, losses, expenses and other costs (including legal fees) any of us may incur in connection with any third party claim (whether in contract, tort (including negligence) or otherwise and including any claim by any of your Affiliates that is not a party to this Contract) arising directly or indirectly out of or in connection with the Services or the Report.	11.3	Neither of the parties may transfer, charge or otherwise seek to deal with our rights or obligations under this Contract without the prior written consent of the other party, except that we may each transfer our respective rights and obligations under this Contract to any partnership or legal entity authorised to take over all or part of our business. This Contract is binding on each party hereto and on each of its permitted successors, assigns and legal representatives.
9.2.1	The provisions of clauses 7.6 and 9.1 are expressly for the benefit of, respectively, other Alvarez & Marsal Entities, Contractors and Personnel and clause 11.9 is expressly for the benefit of other Alvarez & Marsal Entities. You agree that, subject to clause 9.2.2, each of those persons has the right to rely on these provisions as if it were a party to this Contract. Each of the Alvarez & Marsal Entities, Contractors and Personnel which agrees to assist in the provision of the Services does so in reliance on the protections afforded to it by this clause 9, the benefit of which we formally accept on his, her or its behalf.	11.4	Neither of the parties will be liable to the other for any failure to fulfil obligations caused by circumstances outside our reasonable control.
9.2.2	Any rights conferred on third parties by this Contract are subject to the right of you and A&M, by agreement, to rescind or vary any term of this Contract without the consent of any third party.	11.5	In the event of any conflict between the Engagement Letter and these Standard Terms of Business or any other document which forms part of the Contract, the Standard Terms of Business will take precedence, except to the extent amended in the Engagement Letter by specific reference to the relevant clause of these Standard Terms of Business. In the event and only to the extent of any conflict between the Engagement Letter and any other document which forms part of the Contract, other than the Standard Terms of Business, the Engagement Letter will take precedence.
<b>10.</b>	<b>Legal Agreements</b>	11.6	Unless stated expressly to the contrary in the Contract, no person who is not a party to the Contract will have the right to enforce any of the terms or provisions of the Contract.
10.1	Our Services may be conducted alongside your legal advisers, acting separately for you. Where specifically requested by you and agreed by us, we will read and make comments and suggestions on specific clauses of an accounting and/or taxation nature in draft agreements prepared or being reviewed by your legal advisers but we are not qualified to provide legal advice. In particular, given its legal nature, any agreement is likely to reflect matters beyond our competence and, as a result, any comments and suggestions that we provide should not be relied upon as being suitable for incorporation into any agreement without further consideration by your legal advisors.	11.7	This Contract forms the entire agreement between you and A&M relating to the Services and supersedes all prior agreements, understandings and representations with respect to the Services, including any confidentiality agreements between us. You represent that in agreeing to enter this Contract you have not relied on any other statement or representation made by A&M.
10.2	If you are considering imposing or accepting a contractual term which would commit you to providing or obtaining any report from A&M (for example, in connection with completion accounts or compliance with loan covenants), you agree to consult with A&M first so that we can advise on the scope and wording of any such report and the terms on which we would undertake such work.	11.8	Neither we nor any other Alvarez & Marsal Entity will be prevented or restricted by virtue of our relationship with you under this Contract from providing services to other clients, including clients who may be in competition with you or whose interests may be in conflict with your own, subject to our professional obligations. You understand and agree that the deployment of our industry experts or other specialists is not exclusive and, as a result, we may deploy such Personnel at any time for the benefit of other clients, which may include others in your sector.
<b>11.</b>	<b>Miscellaneous</b>	11.9.1	The Client agrees, effective from the date of this Contract and continuing (in respect of each Engagement Personnel) for a period of two years subsequent to the date upon which the relevant Engagement Personnel ceases to be involved in or connected with the provision of Services pursuant to or as a consequence of this Contract
11.1	We will provide the Services as an independent contractor and not as your employee, agent, or		

- (the "**Relevant Period**"), that neither it nor its Affiliates will solicit, entice, induce or encourage any Engagement Personnel to leave or seek to leave his or her position with A&M or any other Alvarez & Marsal Entities for the purposes of being employed or engaged in any capacity by the Client (or any of its Affiliates) and regardless of whether or not that Engagement Personnel acts in breach of his or her contract of employment with A&M or any other Alvarez & Marsal Entities by so doing. For these purposes "**Engagement Personnel**" means Personnel who are senior members of the engagement team providing the Services (to include Managing Directors, Senior Directors and Directors) and any other senior Personnel who may assist in respect of or be connected with the Services from time to time.
- 11.9.2 As a separate obligation the Client agrees, effective from the date of this Contract and continuing (in respect of each Engagement Personnel) during the Relevant Period, that neither it nor its Affiliates will directly or indirectly employ, engage or retain any Engagement Personnel (or seek to do any such things) in any capacity, and regardless of whether or not that Engagement Personnel acts in breach of his or her contract of employment with A&M or any other Alvarez & Marsal Entities by so doing. For the avoidance of doubt and without limiting the ambit of this clause in any way, it will be a breach of this clause if the Client contracts with a third party, for the provision of the services of the Engagement Personnel or where the services contracted for will in practice be provided wholly or mainly by the Engagement Personnel. Furthermore and for the avoidance of doubt actions contrary to this clause 11.9.2 will remain a breach of this clause regardless of whether or not the Engagement Personnel has ceased to be employed by A&M or any Alvarez & Marsal Entity for any reason at the time the employment engagement or retention is offered to the Engagement Personnel.
- 11.9.3 Without prejudice to the foregoing if, during the Relevant Period, the Client (or any of its Affiliates) extends offers of employment to any Engagement Personnel and should such an offer be accepted, the Client will pay to A&M the following agreed upon amount which is the estimated cost (based on billable hours) to A&M of the loss and replacement of such Engagement Personnel: a fee based upon such Engagement Personnel's hourly rates multiplied by an assumed billing (over a one year period) of 4,000 hours for a Managing Director, 3,000 hours for a Senior Director and 2,000 hours for any other A&M employee. This fee would be payable at the time of the individual's acceptance of employment.
- 11.9.4 Each part of this clause 11.9 constitutes an entirely separate and independent obligation and does not operate to limit any other obligation owed by you, whether that obligation is express or implied by law. If any restriction is held to be invalid or unenforceable by a court of competent jurisdiction, it is intended and understood by the parties that such invalidity or unenforceability will not affect the remaining restrictions.
- 11.10 If any term or terms of the Contract shall be held to be invalid, illegal or unenforceable, such term or terms shall be deemed not to form part of the Contract without prejudice to the enforceability of the remaining terms of the Contract, provided always that if any such deletion substantially affects or alters the commercial basis of the Contract, the parties to the Contract will negotiate in good faith to amend and modify them as may be necessary or desirable in the circumstances.
- 12. Governing Law and Jurisdiction**
- 12.1 This Agreement, and any non-contractual obligations arising out of this Agreement or the Services, shall be governed by, and construed in accordance with, the laws of Germany.
- 12.2 Any controversy or claim arising out of or relating to this Agreement, including any question regarding its existence, shall be finally settled in accordance with the Arbitration Rules of the German Institution of Arbitration e.V. (DIS) without recourse to the ordinary courts of law.
- 12.3 The place of the arbitration shall be Munich. There shall be one arbitrator. The language of the arbitration shall be German.
- 12.4 Notwithstanding the foregoing, the parties shall be entitled to obtain interim relief from a competent court. Such relief may be overturned, upheld or amended by the arbitrator at the request of one of the parties.