

7c solarparken



7C SOLARPARKEN

KONZERN

GESCHÄFTSBERICHT 2024

INHALTVERZEICHNIS

BERICHT DES VORSTANDS	3
BERICHT DES AUFSICHTSRATS	5
ZUSAMMENGEFASSTER LAGEBERICHT FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM 1. JANUAR 2024 BIS 31. DEZEMBER 2024	10
KONZERNABSCHLUSS FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM 1. JANUAR 2024 BIS 31. DEZEMBER 2024	86
VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER	207
BESTÄTIGUNGSVERMERK DES ABSCHLUSSPRÜFERS	208

BERICHT DES VORSTANDS

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

Sehr geehrte Damen und Herren,

Selbstverständlich freuen wir uns, Ihnen auch dieses Jahr unseren Geschäftsbericht präsentieren zu dürfen, auch wenn wir im Geschäftsjahr 2024 unsere Ziele nicht erreicht haben. Denn im Geschäftsjahr 2024 hatte der Konzern mit inneren und äußeren Herausforderungen zu kämpfen.

Die Kombination aus einer stagnierenden Stromnachfrage und einem massiven Anstieg der deutschen PV-Kapazität auf fast 100 GWp zum Ende 2024 hat die Strompreise während einstrahlungsreicher Stunden erheblich unter Druck gesetzt. Deshalb gab es im Geschäftsjahr einen Rekord von 460 Stunden, an denen negative Strompreise verzeichnet wurden. Das Erneuerbare Energiegesetz (EEG) sieht vor, dass für Solaranlagen, die nach dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen sind, bei einer festgelegten Anzahl von aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen kein Anspruch auf Einspeisevergütung besteht.

Der Konzern reagiert auf diese Marktentwicklung einerseits durch die Beschränkung des Portfoliowachstums und andererseits durch die Erschließung von neuen Marktmodellen. Bereits im Geschäftsjahr 2022 hat der Konzern die erste Strompreisswap-Vereinbarung abgeschlossen und weitere solche Vereinbarungen wurden im Geschäftsjahr 2023 und 2024 unterschrieben. Durch den Abschluss von Strompreisswap-Vereinbarungen ist der Konzern imstande die Effekte von Strompreisschwankungen in beiden Richtungen (teilweise) abzufedern. Darüber hinaus wurde im Geschäftsjahr angefangen unsere erzeugten Strommengen aktiver zu handeln und die Preisunterschiede zwischen dem Day-Ahead Markt und dem Intraday Markt unter Anwendung von einer eigenen Abschaltungsstrategie auszunutzen. Schließlich stellte jedoch auch die solare Einstrahlung selbst eine Herausforderung dar, denn der spezifische Ertrag für Solaranlagen war auf dem niedrigsten Stand seit 10 Jahren. Der Konzern kann lediglich einen spezifischen Ertrag von 861 kWh/kWp berichten, was spürbar unter der Prognose von >952 kWh/kWp lag.

Weiteren Gegenwind bekam der Konzern durch die Erwartung, dass die (PV-)Strompreise auch mittel- und langfristig auf niedrigem Niveau bleiben werden, sowie durch das wieder anziehende Zinsniveau. Dies führte dazu, dass die außerplanmäßigen Wertminderungen der Sachanlagen und Projektrechte im Berichtszeitraum EUR 4,4 Mio. betragen.

Die Herausforderungen, welchen wir ausgesetzt sind, sind jedoch teilweise auch interner Natur, denn der Konzern hat ein großes Bestandsportfolio an Solaranlagen mit hohen Einspeisevergütungssätzen, die in den nächsten Jahren auslaufen werden. Diese Altanlagen wurden mit Modulen mit niedrigem Wirkungsgrad ausgestattet und können durch leistungskräftigere Module ersetzt werden, wenn das Land in unseren Besitz übergeht oder der Pachtvertrag verlängert wird. Das bestehende Repowering Potenzial birgt es in sich die Leistung mindestens zu verdoppeln, wobei die Investitionskosten für ein Repowering geringer sind als bei einem Neubauprojekt.

Die schlechteste Nachricht des Geschäftsjahres war jedoch die Wertminderung einer Forderung, die wir für EUR 5,4 Mio. vollständig abschreiben mussten. Die Forderung wurde an den Konzern abgetreten im Rahmen eines beabsichtigten späteren Erwerbs der Gesellschaft, die eine solare Aufdachanlage in Reuden Süd mit einer Leistung von ca. 20 MWp betreiben soll. Leider wurde der Konzern Opfer von Betrug. Der Verkäufer hatte die von 7C erworbene Forderung bereits zu einem früheren Zeitpunkt an eine andere Partei verkauft, weshalb die durch den Konzern erworbene Forderung wertlos ist. Nichtsdestotrotz hat der Konzern im Geschäftsjahr die Beherrschung über die Gesellschaft erlangt, die die Solaranlage betreiben soll, da auch die Gesellschaft Betrugsopfer ist, gibt es

mehrere Parteien mit denen der Konzern eine langfristige Lösung anstrebt. Außerdem machen wir von allen rechtlichen Möglichkeiten gegenüber dem Verkäufer Gebrauch.

Diese belastende Investition in Reuden-Süd hat uns gezwungen, die Prognose 2024 zu kürzen und die Dividende zu streichen, was zu einem starken Rückgang des Aktienkurses führte. Für das laufende Jahr sehen die Signale für eine EBITDA-Erhölung jedoch gut aus. Die meisten unserer Anlagen, die mit negativen Preisen konfrontiert sind, sind mit Strompreisswap-Vereinbarungen abgesichert, wenn auch zu niedrigeren Festpreisen als im Jahr 2024. Wir erwarten ein normales Einstrahlungsjahr, müssen aber geplante Ausfälle einiger älterer solarer Aufdachanlagen berücksichtigen, die saniert werden müssen, sowie eine längere Vorlaufzeit für die Anlagen im Bau mit einer Leistung von 24 MWp, die derzeit auf den Netzanschluss warten. Auf Basis von dem erwarteten Marktpreis für Solarstrom von EUR 51 / MWh prognostizieren wir ein EBITDA von EUR 51 Mio. und ein Cashflow pro Aktie von EUR 0,50.

Der Vorstand freut sich berichten zu können, dass er zum heutigen Tag beschlossen hat mit Zustimmung des Aufsichtsrats einen zweiten Rückkaufprogramm für eigene Aktien aufzulegen. Es sollten Aktien bis zu einem Gesamtkaufpreis von EUR 10,0 Mio. zu einem Kursniveau von maximal EUR 2,20 je Aktie durchgeführt werden. Das Rückkaufprogramm wird am 4. April 2025 beginnen und spätestens am 31. Dezember 2025 enden.

Im Laufe des Geschäftsjahres 2025 durften wir Herrn Philippe Cornelis, der schon seit Jahren technischer Leiter des Konzerns ist, im Vorstand und Frau Andrea Meyer im Aufsichtsrat begrüßen. Wir freuen uns auf die künftige Zusammenarbeit.

Wir möchten an dieser Stelle allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern von 7C Solarparks unseren Dank für die im Laufe des Berichtsjahres erzielten Fortschritte aussprechen. Unser Dank gilt auch den Mitgliedern des Aufsichtsrats für ihren geleisteten Beitrag, sowie unseren zahlreichen Stakeholdern und Geschäftspartnern. Schließlich möchten wir unseren Aktionären für Ihr Vertrauen danken und unsere Freude zum Ausdruck bringen, dass sie uns auf unserem künftigen Weg begleiten werden.

Bayreuth, 3. April 2025

Steven De Proost

Koen Boriau

Philippe Cornelis

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Finanzvorstand (CFO)

Vorstand

BERICHT DES AUFSICHTSRATS

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Aufsichtsrat kann sich selbstverständlich mit dem Verlauf im Geschäftsjahr 2024 nicht zufrieden zeigen. Aus verschiedenen Gründen hat der Konzern die Prognose 2024 verfehlt: eine schlechte Einstrahlung, gesunkene PV-Strompreise, sowie auch den Betrugsfall im Rahmen des Erwerbs der Solaranlage Reuden-Süd, was zu einer beträchtlichen Forderungswertminderung führte. Wichtig ist dem Aufsichtsrat jedoch auch wie der Konzern mit den Herausforderungen, die sich stellen umgeht. Daher ist zum Beispiel positiv zu werten, dass der Vorstand neue Vermarktungsmodelle erarbeitet, die in einem Umfeld von geringen Strompreise Ihre positive Wirkung zeigen und im Geschäftsjahr 2024 auch gezeigt haben. Außerdem erweist sich das eigene IPP-Portfolio als solides Fundament für den Konzern.

Die vom IPP-Portfolio erzeugte Energie reicht aus, um ungefähr 124.000 Drei-Personen-Haushalte mit Strom zu versorgen und mehr als 474.000 Tonnen CO₂ einzusparen. Damit trägt das Unternehmen wesentlich zum Wandel zu einer nachhaltigen Volkswirtschaft bei.

Der Aufsichtsrat hat im Berichtsjahr die Arbeit des Vorstands auf Basis dessen ausführlicher schriftlicher und mündlicher Berichterstattung regelmäßig überwacht und beratend begleitet. Dabei hat er alle ihm nach Gesetz, Satzung, Geschäftsordnung und Deutschen Corporate Governance Kodex obliegenden Aufgaben wahrgenommen.

Dabei war der Aufsichtsrat in seiner Funktion jedoch zu keiner Zeit eingeschränkt und konnte sich jederzeit mit dem Vorstand über die wichtigen Themen des Geschäftsjahres austauschen und beraten.

GRUNDLEGENDE INFORMATIONEN

Der Aufsichtsratsvorsitzende und der Vorstand standen auch außerhalb der Aufsichtsratssitzungen in einem regelmäßigen Austausch. Der Aufsichtsrat wurde vom Vorstand schriftlich und mündlich über alle für die Gesellschaft und den Konzern relevanten Fragen der Strategie, der Planung, der Geschäftsentwicklung, der Risikolage, der Risikoentwicklung und der Compliance unterrichtet. Abweichungen des Geschäftsverlaufs von den aufgestellten Plänen und Zielen wurden dem Aufsichtsrat jeweils im Einzelnen erläutert und begründet. Seine Berichtspflicht hat der Vorstand demnach vollumfänglich erfüllt.

Sieben Aufsichtsratssitzungen wurden als Präsenzsitzung und eine Sitzung als eine Videokonferenz abgehalten. Darüber hinaus wurden wichtige und eilbedürftige Beschlüsse im Umlaufverfahren gefasst. Es gab im Geschäftsjahr drei Sitzungen des Prüfungsausschusses als Präsenzsitzung. Der Vorstand war in allen Aufsichtsratssitzungen und Prüfungsausschusssitzungen vollständig vertreten, soweit die Erörterungen im Aufsichtsrat nicht Vorstandsangelegenheiten betrafen. In der nachstehenden Tabelle steht eine Übersicht über die Sitzungspräsenz der einzelnen Aufsichtsratsmitglieder.

	Aufsichtsrat	Prüfungsausschuss
Herr Joris De Meester, <i>Vorsitzender des Aufsichtsrats</i>	8/8	3/3
Frau Bridget Woods, <i>stellv. Vorsitzende des Aufsichtsrats</i> <i>Vorsitzende Prüfungsausschuss</i>	8/8	3/3
Herr Paul Decraemer	8/8	3/3
Herr Paul De fauw († 20.09.2024)	5/6*	1/1*

*Sitzungen vor dem 20.09.2024

Die Prüfungsausschüsse wurden alle in Präsenz abgehalten. Sämtliche Prüfungsausschussmitglieder waren auf allen Sitzungen des Prüfungsausschusses anwesend.

In alle für das Unternehmen bedeutsamen Entscheidungen ist der Aufsichtsrat im Berichtsjahr einbezogen worden und hat zu einzelnen Geschäftsvorgängen seine Zustimmung erteilt, soweit dies nach Gesetz, Satzung oder Geschäftsordnung erforderlich war.

WESENTLICHE THEMENSTELLUNGEN IM BERICHTSZEITRAUM

Der Aufsichtsrat befasste sich im Rahmen seiner Beratungs- und Überprüfungstätigkeit im Berichtszeitraum mit den folgenden thematischen Schwerpunkten:

- der strategischen Unternehmensplanung inklusive der Betrachtung/Diskussion von M&A, Finanzierungs- sowie allgemeinen Geschäftschancen;
- der Überprüfung der Geschäftsentwicklung aller Konzerngesellschaften sowie der Liquiditäts- und Finanzlage;
- Die Neufinanzierung des Konzerns durch den Abschluss von verschiedenen Projektfinanzierungen mit einem Gesamtvolumen von EUR 16,5 Mio. sowie von verschiedenen Corporate Krediten mit einem Gesamtvolumen von EUR 25,3 Mio.
- die zeitliche Verlängerung des Zeitraums des Aktienrückkaufprogramms 1
- der Implementierung einer Nachhaltigkeitsberichterstattung (ESG) nach der CSDR Richtlinie sowie der EU Taxonomie ab dem Geschäftsjahr 2025;
- der Beobachtung des Risikomanagements der Gesellschaft;
- die Besprechung des Themenkomplex i.V.m. dem Erwerb der Solaranlage Reuden-Süd
- Die Besprechung der Gründe für die Verringerung der Jahresergebnisprognose sowie den Ausfall einer Ausschüttung für das Geschäftsjahr 2024
- der Verfolgung/Erfüllung der Zielvorgaben des strategischen Geschäftsplans 2021-24, des Geschäftsplans „Mehr Wert, selektives Wachstum“ und „Fokus 2024-25“.

WESENTLICHE BESCHLÜSSE DES AUFSICHTSRATS

Im Einzelnen wurden folgende wesentlichen Beschlüsse gefasst:

- Feststellung des Jahresabschlusses für das Geschäftsjahr 2023 nebst zusammengefasstem Lagebericht; der Jahresabschluss war damit festgestellt (27. März 2024);
- Verabschiedung der Einladung für die ordentliche Hauptversammlung 2024 in einer Präsenzsitzung am 6. Juni 2024 (12. April 2024);
- Zustimmung des Abschlusses von drei Projektfinanzierungsverträgen mit einem gesamten Kreditvolumen von bis zu EUR 10,5 Mio. (25. Juni 2024);
- Zustimmung des Abschlusses einer Projektfinanzierung mit einem Kreditvolumen von bis zu EUR 6,0 Mio.
- Die Zustimmung des Erwerbs eines Grundstücks in Gera (28. August 2024)
- Zustimmung des Abschlusses eines Betriebsmittelkredits mit einem gesamten Kreditvolumen von EUR 5,3 Mio. (4. November 2024);
- Zustimmung des Abschlusses eines Konsortialkredits mit einem gesamten Kreditvolumen von bis zu EUR 20,0 Mio. (22. November 2024);

Soweit der Vorstand in diesen oder anderen Fällen eine Beschlussfassung durch den Aufsichtsrat beantragt hat, lag dem Aufsichtsrat die entsprechende schriftliche Beschlussvorlage jeweils zur Vorbereitung der Beschlussfassung vor.

PERSONELLE VERÄNDERUNGEN IM VORSTAND UND IM AUFSICHTSRAT

VORSTAND

Der Vorstand der 7C Solarparken AG setzte sich im Berichtsjahr unverändert aus Herrn Steven De Proost und Herrn Koen Boriau zusammen.

AUFSICHTSRAT

Der Aufsichtsrat bedauert es sehr, über das Ableben von Aufsichtsratsmitglied Herrn Paul De fauw am 20. September 2024 berichten zu müssen. Herr De fauw war seit dem Geschäftsjahr 2020 im Aufsichtsrat der 7C Solarparken aktiv. Er hat seinen Kollegen im Aufsichtsrat sowie im Prüfungsausschuss mit seinen Fachkenntnissen, seiner kritischen Haltung sowie seinen fundierten Fragen, mehr noch aber mit seiner warmen und respektvollen Persönlichkeit sehr beeindruckt und berührt. Wir möchten seiner Frau, seiner Familie und Angehörigen, sowie Allen, die ihm nah waren, unser herzliches Beileid zum Ausdruck bringen. Wir sind sehr dankbar ihn als Mensch gekannt haben zu dürfen.

Seit dem 20. September 2024 bestand der Aufsichtsrat sowie der Prüfungsausschuss aus drei Mitgliedern. Es gab im Geschäftsjahr keine anderen personellen Änderungen im Aufsichtsrat.

Am 8. Januar 2025 wurde Frau Andrea Meyer mit einem gerichtlichen Beschluss in den Aufsichtsrat der 7C Solarparken berufen, sodass der Aufsichtsrat seit diesem Tag erneut aus vier Mitgliedern besteht.

DEUTSCHER CORPORATE GOVERNANCE KODEX

Aufsichtsrat und Vorstand haben am 8. März 2024 die Entsprechenserklärung nach § 161 AktG des Geschäftsjahres 2024 verabschiedet und auf der Website des Unternehmens (www.solarparken.com) dauerhaft zugänglich gemacht. Etwaige Abweichungen vom Deutschen Corporate Governance Kodex werden in dieser Erklärung offengelegt und erläutert. Über die Corporate Governance bei 7C Solarparken berichtet der Vorstand auch für den Aufsichtsrat im Corporate Governance Teil des Geschäftsberichts.

Interessenskonflikte von Vorstands- oder Aufsichtsratsmitgliedern, die dem Aufsichtsrat hätten offengelegt werden müssen, sind nicht aufgetreten.

JAHRESABSCHLUSS 2024

Auf der ordentlichen Hauptversammlung am 6. Juni 2024 haben die Aktionäre der Gesellschaft die Baker Tilly GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Niederlassung Nürnberg, zum Abschlussprüfer für den Jahres- und Konzernabschluss 2024 der 7C Solarparken AG gewählt. Der Aufsichtsrat hat der Baker Tilly GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft unter Beachtung der Regelungen des Deutschen Corporate Governance Kodex hinsichtlich der Zusammenarbeit zwischen Aufsichtsrat und Wirtschaftsprüfer den Prüfungsauftrag erteilt.

Den vom Vorstand erstellten Jahres- und Konzernabschluss samt zusammengefasstem Lagebericht hat die Baker Tilly GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft geprüft und jeweils mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

Allen Aufsichtsratsmitgliedern wurden die Jahresabschlussunterlagen und die Prüfungsberichte des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2024 rechtzeitig vor der bilanzfeststellenden Sitzung für eine eigene Prüfung zugesendet. Diese Unterlagen waren in der Bilanzaufsichtsratssitzung am 3. April 2025 im Beisein des Abschlussprüfers Gegenstand umfangreicher Erörterungen. Der Abschlussprüfer berichtete über die wesentlichen Ergebnisse seiner Prüfungen und stand für Fragen des Aufsichtsrats zur Verfügung. Ferner berichtete er, dass keine Umstände vorliegen, die die Besorgnis einer Befangeneheit begründen könnten. Der Aufsichtsrat stimmte den Ergebnissen der Abschlussprüfung zu. Nach dem abschließenden Ergebnis seiner eigenen Prüfung billigte er den Jahres- und den Konzernabschluss 2024. Damit ist der Jahresabschluss gemäß § 172 AktG festgestellt.

GEWINNVERWENDUNGSVORSCHLAG

Am 23. September 2024 hat die 7C Solarparken bekanntgegeben, dass der Vorstand auf der nächsten Hauptversammlung keine Dividende vorschlagen wird.

Im Einklang mit dieser Bekanntmachung schlägt der Vorstand der Gesellschaft, den Bilanzgewinn von EUR 5.818.602,19 zur auf neue Rechnung vorzutragen. Der Aufsichtsrat hat dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands zugestimmt.

Wir bedanken uns bei den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sowie dem Vorstand für die geleistete Arbeit und ihren persönlichen Einsatz im Berichtsjahr. Unseren Aktionärinnen und Aktionären danken wir für das entgegengebrachte Vertrauen.

Mit Zustimmung der Aktionäre hoffen wir, die Grundlagen für den zukünftigen Unternehmenserfolg zu schaffen.

Bayreuth, 3. April 2025

Hr. Joris De Meester

Vorsitzender des Aufsichtsrats

ZUSAMMENGEFASSTER LAGEBERICHT

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM

1. JANUAR 2024 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2024

7C Solarparken AG, Bayreuth

INHALTSVERZEICHNIS

GRUNDLAGEN DES KONZERNS	12
GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR.....	12
ANLAGENBESTAND	16
ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS	18
VERMARKTUNGSMODEL DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS	20
REDISPATCH 2.0	24
VERMARKTUNGSMODEL DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS.....	25
ZIELE UND STRATEGIEN	28
INTERNES STEUERUNGSSYSTEM	33
WIRTSCHAFTSBERICHT	35
GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMEN-BEDINGUNGEN	35
WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS (BERICHTERSTATTUNG AUF BASIS DES IFRS KONZERNABSCHLUSSES)	55
WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DER 7C SOLARPARKEN AG	62
PROGNOSEBERICHT.....	66
MUTTERGESELLSCHAFT	66
KONZERN	66
RISIKO- UND CHANCENBERICHT	68
RISIKEN.....	68
CHANCEN	76
WESENTLICHE MERKMALE DES INTERNEN KONTROLLSYSTEMS UND DES RISIKOMANAGEMENTSYSTEMS IM HINBLICK AUF DEN RECHNUNGS-LEGUNGSPROZESS	78
GESAMTBEURTEILUNG	79
WEITERE GESETZLICHE ANGABEN	80
I. ERKLÄRUNG ZUR UNTERNEHMENSFÜHRUNG GEMÄß §§ 315D, 289F HGB	80
II. ZUSAMMENSETZUNG DES AUFSICHTSRATS	80
III. ANGABEN GEMÄß § 315A ABS. 1 UND § 289A ABS.1 HGB SOWIE ERLÄUTERNDER BERICHT DES VORSTANDS	82

GRUNDLAGEN DES KONZERNS

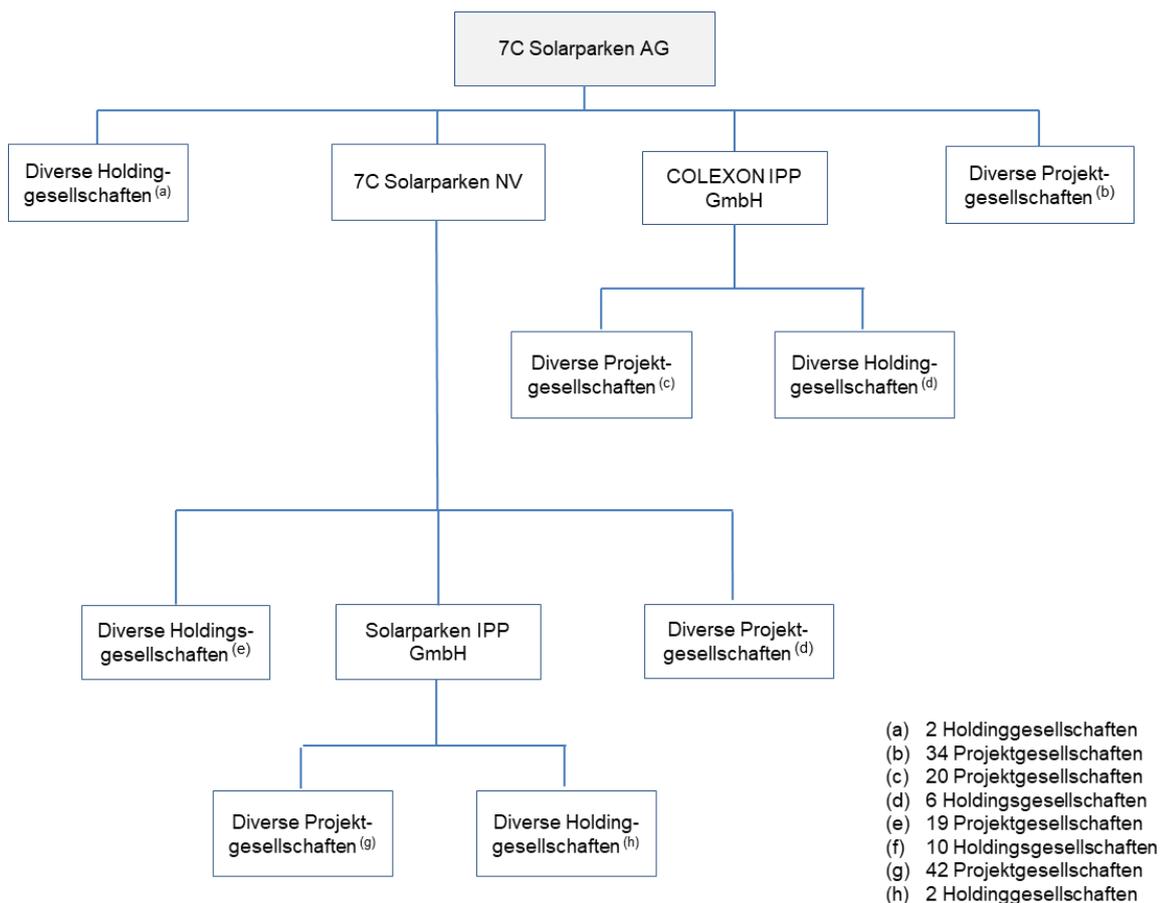
GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR

Der 7C Solarparken-Konzern (im Folgenden kurz 7C Solarparken oder der Konzern genannt) hat als Tätigkeitsschwerpunkt den Verkauf von Strom aus Solar-/Windenergieanlagen, sowie den Erwerb, den Betrieb und die laufende Optimierung dieser Anlagen.

Der Konzern erwirbt Bestandsanlagen oder entwickelt neue Standorte für Photovoltaik (PV)-Anlagen mit einem eigenen Entwicklungsteam und lässt diese in der Regel von Drittfirmen errichten. Gelegentlich tritt der Konzern auch als Generalunternehmer für eigene PV-Anlagen auf.

Darüber hinaus verwaltet der Konzern sein im Eigentum befindliches Immobilienportfolio im sogenannten PV Estate, in dem sich eigene Grundstücke und Gebäude befinden, auf welchen Solaranlagen betrieben werden. Der Konzern baut seine Aktivitäten im PV Estate in Deutschland kontinuierlich aus.

Die Betriebsführung von Anlagen von Drittinvestoren gehört seit 2019 zu den Aktivitäten des Konzerns. Zum Bilanzstichtag wurden noch 41,5 MWp PV-Bestandsanlagen vom Konzern betreut. Die Konzernstruktur zum 31. Dezember 2024 stellt sich wie folgt dar:



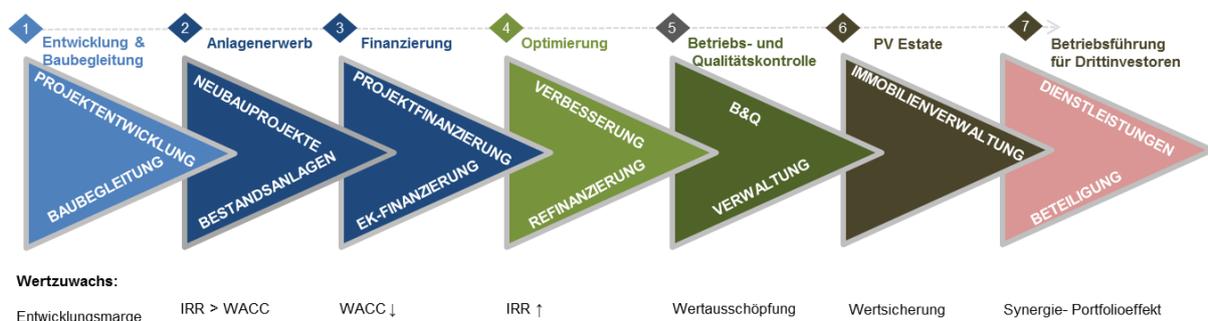
Mutterunternehmen des Konzerns ist die 7C Solarparken AG mit Sitz in Bayreuth. Sie nimmt die Funktion einer operativen Holdinggesellschaft wahr. Ihr obliegt die Steuerung im Rahmen eines aktiven Anlagenmanagements, die Finanzierung von Konzerngesellschaften sowie die kaufmännische und technische

Betreuung der einzelnen Anlagen. Der Konzern bestand am Bilanzstichtag aus dem Mutterunternehmen sowie insgesamt 126 inländischen und 11 ausländischen Tochterunternehmen nebst 5 inländischen und 1 ausländischen Unternehmen, die nicht vom Konzern beherrscht werden, sondern auf die der Konzern einen maßgeblichen Einfluss ausübt.

Die 7C Solarparken AG, Bayreuth, stellt in ihrer Funktion als oberstes Mutterunternehmen des Konzerns einen Konzernabschluss nach den Regelungen der IFRS sowie den ergänzenden Bestimmungen nach § 315e Abs. 1 in Verbindung mit Abs. 3 HGB auf.

WERTSCHÖPFUNGSMODEL

7C Solarparken positioniert sich als unabhängiger Eigentümer/Betreiber von Solar- und Windkraftanlagen (Independent Power Producer oder kurz: IPP) mit der Einspeisung des generierten Stroms, hauptsächlich in Deutschland. Im zweit größten Markt in Belgien, wird in etwa die Hälfte des erzeugten Stroms an Gebäudenutzer und die andere Hälfte durch Einspeisung verkauft.



Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) profitiert nahezu das gesamte deutsche Anlagenportfolio des Konzerns von festen Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien über einen Zeitraum von 20 Jahren. Investments dieser Art erwirtschaften demzufolge planbare Cashflows. Da mit dem Jahr der Inbetriebnahme der geförderte Einspeisevergütungssatz (hiernach auch die „Einspeisevergütung“) festgelegt wird – bzw. im Falle einer Ausschreibung mit dem Zeitpunkt der Ausschreibungsbekanntgabe (schon vor Baubeginn) – sind Bestandsanlagen nicht von den zunehmenden Reduzierungen der Einspeisevergütungen für neue Anlagen bzw. von sinkenden Strompreisen betroffen.

Wenn der von einer deutschen Erneuerbare-Energieanlage generierte Strom durch die freiwillige oder verpflichtende Direktvermarktung über die EEX-Strombörse veräußert wird, erhält der Konzern den Marktpreis für Solarstrom vom Direktvermarkter sowie die positive Differenz mit der Einspeisevergütung (hiernach auch „die Marktprämie“) vom Netzbetreiber. Da die Marktprämie nicht negativ werden kann, erhält der Konzern den höheren Wert zwischen Marktpreis und Einspeisevergütung. Für Solaranlagen, die freiwillig in der Direktvermarktung sind, gibt es darüber hinaus eine zusätzliche Förderung von EUR 4 je erzeugter MWh.

Der Konzern ist durch den Umfang des Anlagenportfolios in der Lage, Strompreisswap-Vereinbarungen (oder ähnliche) abzuschließen, um sich für üblicherweise ein bis zwei Jahre Strompreise zu sichern, die oberhalb der Einspeisevergütung der betreffenden Anlagen liegen.

Durch die im Anlageportfolio befindlichen Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von zusammen 5,9 MW und weiteren Investitionen in Windkraftanlagen bis 10 % des Gesamtportfolios sollen Schwankungen im Stromertrag des Konzerns verringert werden, d. h., dass schlechte Einstrahlungsjahre von der Produktion der

Windkraftanlagen tendenziell gestützt, schlechtere Windverhältnisse hingegen tendenziell durch gute Einstrahlungsjahre kompensiert werden.

Die Kernkompetenz des Konzerns ist das professionelle Management von Solar- und Windkraftanlagen von der Akquisition und Finanzierung über den Betrieb bis hin zur Optimierung der Anlagen.

Ein wesentlicher Bestandteil der Wertschöpfung ist die Ertragssteigerung durch technische und kaufmännische Optimierung der Solar- und Windkraftanlagen. Dabei achtet das Management darauf, dass die Solar- und Windkraftanlagen auch tatsächlich über ihre gesamte technische Nutzungsdauer unter Berücksichtigung einer effizienten Kostenstruktur betrieben werden können. Ziel ist es, die Anlagen während der Laufzeit der Einspeisevergütung und, soweit möglich, darüber hinaus in ihrer Substanz zu erhalten. Angesichts der langfristigen planbaren Cashflows sind die Solar- und Windparks der Gesellschaft grundsätzlich in einem Verhältnis von 35 % Eigenkapital und 65 % Fremdkapital finanziert. Dadurch, dass rechtlich unabhängige Projektgesellschaften (Special Purpose Vehicles oder kurz: SPVs) die Solar- und Windparks erwerben und betreiben, ergibt sich eine Risikostreuung und damit Risikominimierung für den Konzern.

Der Konzern verfügt auch über ein eigenes Projektentwicklungsgeschäft in den beiden großen Märkten Deutschland und Belgien. Die Aufgaben der Projektentwicklung bestehen im Wesentlichen darin, neue PV-Projektansätze bis zur Baureife zu bringen. Insbesondere die Identifizierung von geeigneten Flächen, die Vereinbarung von Pacht-/ Nutzungs- und Gestattungsverträgen, die Bauplanung und -genehmigung sowie der Netzanschluss sind Inhalte der Projektentwicklung. Darüber hinaus gehört auch die Auswahl des Generalunternehmers für den Bau der Anlage zu den Aufgaben des Projektentwicklungsteams ebenso wie die Angebotsvorbereitung für Anlagen, deren Einspeisetarif durch das Ausschreibungsverfahren nach der Freiflächenanlagenausschreibungsverordnung (FFAV) vergeben werden. In Belgien ist auch das Verhandeln von Strompreisen mit potenziellen Stromkunden, sowohl für die Stromlieferung von Kunden vor Ort als auch über das öffentliche Netz, in Stromabnahme- oder PPA-Verträgen (vom englischen Power Purchase Agreements) Teil des Projektentwicklungsgeschäfts.

Gelegentlich engagiert sich die 7C Solarparken bei Neubauprojekten auch für die Bauplanung, die Anschaffung der Hauptkomponenten (vor allem Module; Wechselrichter) sowie die Bauüberwachung, sodass der Konzern von der Wertschöpfung in der Projektentwicklungs- und Realisierungsphase profitieren kann. Der Konzern beteiligt sich auch an der Beschaffung von Komponenten für hauptsächlich eigene belgische Projekte, in die der Konzern seine deutschen Einkaufskonditionen einbringen kann.

Weiterhin ist der Konzern seit 2019 in Deutschland in der Anlagen- und Fondsverwaltung für Drittinvestoren aktiv. Diese Aktivität bildet eine zusätzliche Einnahmequelle und es kann ein Mehrwert durch Synergieeffekte beim Einkauf u. a. von technischen Dienstleistungen oder Versicherungen realisiert werden. Schließlich kann der Konzern den Fondsgesellschaften zusätzliche Dienstleistungen, z. B. Optimierungen anbieten.

Neben der Produktion und dem Verkauf von Strom zu fixen und regulierten Preisen an oft öffentliche und gewerbliche Abnehmer (z. B. Netzbetreiber, Energiehändler und lokale Konsumenten) erwirbt die 7C Solarparken im PV Estate Eigentum an Grundstücken und Gebäuden/Hallen in Bezug auf unternehmenseigene oder unternehmensfremde PV-Anlagen sowie neue Solarprojektentwicklungen. Diese Investitionen ermöglichen der Gesellschaft, die Einsparung von jährlichen Pachtkosten für die PV-Parks und gewährleisten eine Unabhängigkeit im Weiterbetrieb der PV-Anlage über die Laufzeit eines Pachtvertrages hinaus. Gelegentlich ermöglicht die PV Estate-Aktivität zusätzliche Mieteinnahmen von Drittkunden, welche Teile der konzerneigenen Grundstücke nutzen.

ANLAGENPORTFOLIO

Der strategische Fokus des Geschäftsmodells liegt in der Größenordnung von PV-Anlagen zwischen 1 und 20 MWp, da dies die derzeitigen Maximalgröße für Teilnahmen am Ausschreibungsverfahren zum Erhalt einer Einspeisevergütung ist. In Zukunft jedoch erwartet der Konzern auch Solaranlagen in einer Leistungsklasse > 20 MWp, d.h. Anlagen, die ohne gesetzliche Vergütung, sondern mit einem Stromverkaufsvertrag (PPA), betrieben werden.

Zum Ende des Jahres 2024 summierte sich das Solar- und Windkraftanlagenportfolio auf eine Leistung von 468 MWp, davon waren 462 MWp Solaranlagen (98,7 % des Gesamtportfolios) und 6 MW Windkraftanlagen (1,3 % des Gesamtportfolios). Insgesamt befanden sich noch Solaranlagen mit einer Leistung von 25 MWp des Portfolios zum Jahresende 2024 im Bau.

Es werden in der untenstehenden Beschreibung des Anlagenbestands, wie auch im Geschäftsbericht 2024, nur die erneuerbaren Energieanlagen, die bereits vom Konzern betrieben werden und in dessen Eigentum stehen, beschrieben.

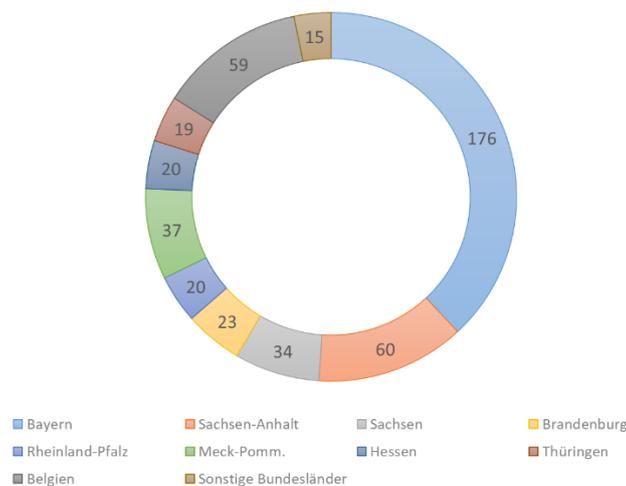
Das Gesamtportfolio generiert pro Jahr ungefähr 433 GWh elektrischer Energie. Dies reicht aus, um mehr als 124.000 Drei-Personen-Haushalte mit Strom zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 474.000 Tonnen CO₂ eingespart.

ANLAGENBESTAND

A. Solaranlagen

Zum Bilanzstichtag betrieb 7C Solarparken 265 Solarparks (inklusive der sich im Bau befindlichen) mit einer Gesamtkapazität von 462 MWp. Der Großteil des Portfolios an PV-Anlagen befindet sich in Deutschland (403 MWp). Dabei ist der Konzern vor allem in sonnenreichen Teilen der Bundesrepublik, nämlich in Bayern (176 MWp) und Sachsen-Anhalt (60 MWp) sowie auch in Mecklenburg-Vorpommern (37 MWp) präsent. Darüber hinaus besteht das Anlagenportfolio auch aus Dachanlagen in Belgien (59 MWp). Das Portfolio verteilt sich auf folgende Standorte:

Solaranlagen nach Region (Angaben in MWp)



Quelle: Eigene Darstellung

Änderungen in der Zusammenstellung der geografischen Zuordnung des Anlagenportfolios (z. B. künftige Investitionen in weniger sonnenreiche deutsche und belgische Regionen) sowie der Anteil an – tendenziell suboptimal ausgerichteten – Dachanlagen im Portfolio können zu einer Verringerung des spezifischen Ertrags (kWh/kWp) sowie der Performance Ratio führen.

Die durchschnittliche Größe der Solarparks liegt derzeit bei 1,7 MWp pro Anlage.

Zusammensetzung des Solaranlagenportfolios nach Größe in MWp (links) und nach Typ (rechts)



Quelle: Eigene Darstellung

Der Konzern verfügt in seinem Portfolio sowohl über solare Freiflächen als auch über Dachanlagen. Den größten Anteil an den Solaranlagen bilden die deutschen Freiflächenanlagen mit 69 %. Im Vergleich zu anderen größeren Solaranlagenbetreibern auf dem deutschen Markt hat der Konzern mit ca. 18 % des Gesamtportfolios einen relativ hohen Anteil an Dachanlagen in Deutschland im Bestand. Die Anlagen in Belgien machen 13 % des gesamten Solarportfolios aus. Dachanlagen sind zwar typischerweise operativ schwieriger zu betreiben und durch eine häufig suboptimale Ausrichtung der Module ertragsschwächer je installierter kW, erhalten dafür aber eine höhere Einspeisevergütung und haben oft auch eine bessere Chance auf einen guten Strompreis nach Ablauf des Einspeisevergütungszeitraums, da sich Stromverbraucher meist in unmittelbarer Nähe der Solaranlage befinden.

B. Windkraftanlagen

Das Windenergieportfolio des Konzerns besteht aus zwei im Jahr 2019 erworbenen und operativen Windkraftanlagen. Beide Anlagen liegen in einer windreichen Region in Rheinland-Pfalz. Die Gesamtkapazität der Anlagen liegt bei 5,9 MW. Während die Anlage Medard 2 (2,8 MW) 2016 in Betrieb genommen wurde und mit einer Turbine von General Electric ausgestattet ist, wird die 2015er Anlage Stetten 2 (3,1 MW) mit einer Vestas-Turbine betrieben.

C. Solaranlage im Bau Reuden Süd

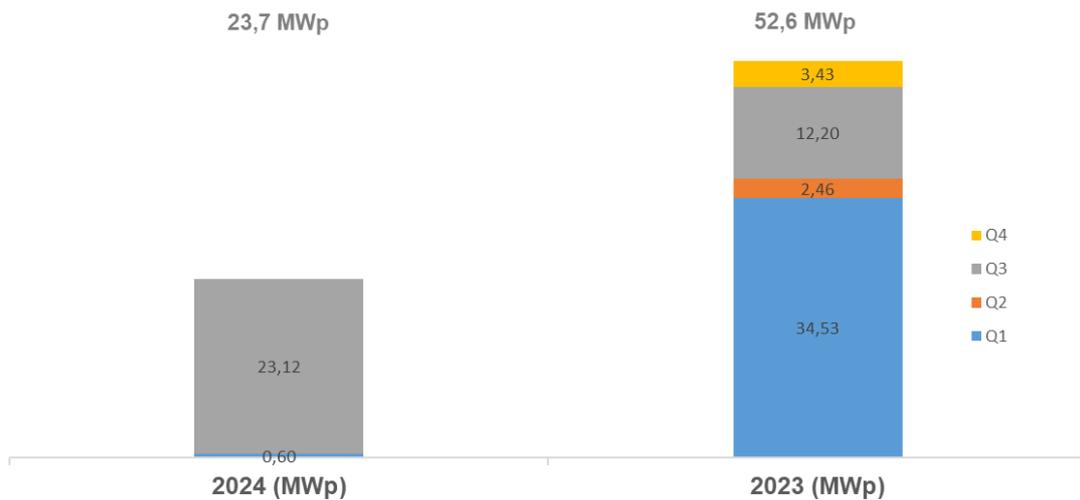
In den Angaben zum Anlagenportfolio sowie in der Entwicklung des Anlagenportfolios und in anderen Angaben über das Anlagenportfolio in diesem Geschäftsbericht ist die Solaranlage Reuden Süd nicht enthalten. Diese solare Aufdachanlage liegt in Sachsen-Anhalt und befindet sich derzeit im Bau und hat eine geplante Leistung von 23 MWp, von denen nach heutiger Einschätzung lediglich 20 MWp wirtschaftlich realisiert werden können. Der Bau der Solaranlage Reuden-Süd wurde von der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG, bereits im Geschäftsjahr 2021 in Auftrag gegeben. Letztere Gesellschaft sollte auch die Betreiberin der Solaranlage sein. Es werden weitere Investitionen von mindestens EUR 8 Mio. benötigt, um die Solaranlage Reuden Süd fertigzustellen. Dem Konzern obliegt keine Verpflichtung diese Mittel zu investieren, er beherrscht jedoch seit Oktober 2024 die Gesellschaft. Der Konzern bearbeitet sukzessive die Bedingungen, um eine Vollendung des Baus zu ermöglichen. Es gibt derzeit jedoch viele rechtliche, finanzielle und technische Ungewissheiten, die entweder die Vollendung des Projekts oder ein weiteres Investment durch den Konzern ermöglichen oder verhindern können.

ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS

INVESTITIONEN

Das IPP-Portfolio der 7C Solarparks stieg von 445 MWp zum Jahresende 2023 auf 468 MWp zum Jahresende 2024 an. Wie die folgende Grafik zeigt, ist das IPP-Portfolio insgesamt weniger stark als in 2023 gewachsen.

Portfoliowachstum (MWp) nach Quartal 2024 zu 2023



Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt wurden im Geschäftsjahr 2024 neue Anlagen mit einer Leistung von 23,7 MWp (i. VJ: 52,6 MWp) gekauft bzw. errichtet. Davon waren 23,1 MWp (i. VJ: 35,7 MWp) Freiflächenanlagen in Deutschland und 0,6 MWp Anlagen in Belgien (i. VJ.: 16,9 MWp), 23,1 MWp davon waren zum Jahresende 2024 noch nicht ans Stromnetz angeschlossen.

DESINVESTITIONEN

Der Konzern hat im Geschäftsjahr keine Solaranlagen veräußert. Im Vorjahr hat der Konzern eine Solaranlage mit einer Leistung von 2,3 MWp vertragsgemäß an einen Grundstückseigentümer veräußert.

VERWALTETES ANLAGENPORTFOLIO

Der Konzern führt die kaufmännische Verwaltung für insgesamt 41,5 MWp Solaranlagen in Deutschland.

Das kaufmännische Management der deutschen Anlagen bezieht sich auf die Verwaltung von vier Fondsgesellschaften, die insgesamt fünf solare Freiflächenanlagen mit einer Leistung von 41,5 MWp (i. VJ.: 41,5 MWp) betreiben.

Die Solaranlagen befinden sich hauptsächlich an Standorten in Süd- und Ostdeutschland. Die Leistungsklasse der Solarparks bewegt sich zwischen 2,0 MWp und 11,5 MWp und ist somit vergleichbar mit dem Anlagenportfolio des Konzerns.

Das verwaltete Anlagenportfolio produziert pro Jahr ungefähr 49 GWh Energie. Dies reicht aus, um mehr als 12.500 Drei-Personen-Haushalte zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 49.000 Tonnen CO₂ eingespart.

PV ESTATE PORTFOLIO

Neben dem Erwerb von Solar- und Windkraftanlagen tätigt der Konzern Investitionen in Immobilien, die mehrheitlich für die Erzeugung von Solarstrom genutzt werden, das sogenannte PV Estate. Insgesamt hatte der Konzern am Ende des Geschäftsjahres 2024 199 ha Grundfläche im Eigentum, auf der Solaranlagen mit einer Leistung von 85 MWp installiert waren oder sich im Bau befanden. Dies entspricht etwa einem Fünftel im Verhältnis zum Anlagenportfolio von 468 MWp per 31.12.2024.

Das PV Estate befindet sich in verschiedenen Bundesländern Deutschlands, dort allerdings hauptsächlich in den sonnenreichsten Regionen des Landes: Sachsen, Sachsen-Anhalt und Bayern, wie sich aus der unterstehenden grafischen Darstellung entnehmen lässt.

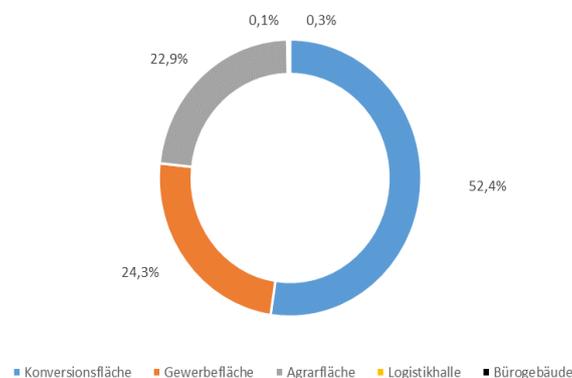
Geografische Verteilung des PV Estate zum 31. Dezember 2024



Quelle: eigene Darstellung unter Angabe der Größe und der auf der Fläche (bereits) installierten Leistung

Auf den Grundstücken oder Gebäuden des PV Estate werden entweder (teilweise) bereits eigene Solaranlagen betrieben bzw. neue Solarprojekte entwickelt oder es werden Grundstücke oder Flächen von der 7C Solarparks langfristig an Dritte verpachtet, die darauf ihre eigenen Solaranlagen betreiben.

PV Estate nach Immobilientyp zum 31. Dezember 2024



Quelle: eigene Darstellung

Bei den PV Estate Grundstücken handelt es sich vor allem um Konversionsflächen (52 %) und in einzelnen Fällen auch um Gewerbe- bzw. Agrarflächen. Die Bürogebäude (0,3 %) betreffen den Hauptsitz des Konzerns in Bayreuth und einen Sitz in Belgien.

Das PV Estate Portfolio blieb im Geschäftsjahr unverändert.

VERMARKTUNGSMODELL DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS

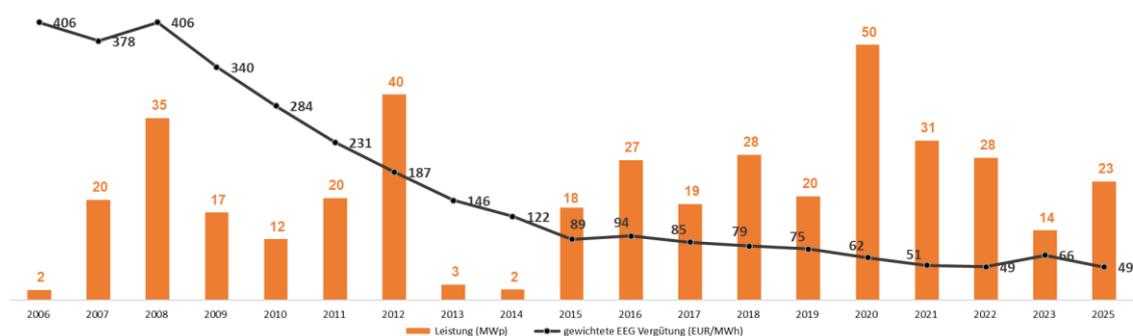
In Deutschland werden Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bestimmt. Seit dem Jahr 2000 regelt das EEG unter anderem, unter welchen Umständen und in welcher Höhe der mittels Solar- und Windenergieanlagen generierte Strom vergütet wird.

Ein wesentlicher Baustein des bisherigen EEG ist, dass der von der Solaranlage produzierte Strom prinzipiell vollständig ins öffentliche Netz eingespeist wird. Der reguläre Einspeisevergütungssatz, der für Freiflächenanlagen ein anderer ist als für Dachanlagen, wird für einen Zeitraum von 20 Jahren zuzüglich des Jahres der ersten Inbetriebnahme garantiert.

Es gilt seit der Einführung des EEG 2017 die Pflicht, sich für größere Anlagen (typisch: > 750 kWp) einen Förderungstarif über eine Ausschreibung zu sichern. Der Zuschlag, den man in solchen Ausschreibungsverfahren erhält, ist dann für 20 Jahre nach Inbetriebnahme der reguläre Einspeisevergütungssatz für dieses Projekt.

Das deutsche Anlagenportfolio des Konzerns besteht nahezu ausschließlich aus Solar- bzw. Windkraftanlagen die einen festen Einspeisevergütungssatz aufgrund ihres Inbetriebnahmedatums bzw. aus einer Ausschreibung erhalten. In der nachstehenden Grafik wird die Leistung in MWp sowie das Inbetriebnahmejahr der deutschen Anlagen, die einen festen Einspeisevergütungssatz haben, unter Angabe des jeweiligen Einspeisevergütungssatzes (in EUR je MWh) auf der schwarzen Linie dargestellt.

Deutsches Anlagenportfolio (Solar- und Windkraftanlagen) zum 31. Dezember 2024



Quelle: eigene Darstellung – die Jahrangabe betrifft das Inbetriebnahmejahr der jeweiligen Solaranlage(n) – Das GJ 2025 ist das erwartete Inbetriebnahmejahr von den Freiflächenanlagen, die sich zum 31. Dezember 2024 im Bau befanden. Die Einspeisevergütung dieser Anlagen im Bau wurde bereits in der Ausschreibung gesichert.

Seit 2012 bemüht sich die deutsche Regierung, die Solaranlagen mittels der Direktvermarktung in den Markt zu integrieren. Dabei haben Anlagenbetreiber für Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis 2016 die Wahl, ihren Strom auch an der EEX-Strompreisbörse anzubieten, wohingegen für Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2016 das Angebot an der EEX-Strompreisbörse verpflichtend ist. Die Betreiber erhalten in der Direktvermarktung zusätzlich zum aktuellen Preis an der EEX-Strombörse, auch der „Marktwert Solar“ genannt, eine Marktprämie in Höhe der Differenz zwischen der gesetzlich bzw. vertraglich zugesicherten Einspeisevergütung und dem aktuellen Preis an der EEX-Strompreisbörse zuzüglich 4 EUR/MWh für diejenigen, die freiwillig teilnehmen. Nach dem derzeit

geltenden Recht kann die Marktprämie nicht negativ werden, das bedeutet, dass bei höheren Strompreisen, vor allem bei Anlagen, die einen geringen Einspeisevergütungssatz haben, ein Potenzial besteht, Mehrerlöse über einen höheren Marktpreis zu erzielen.

Die Mehrzahl der Anlagen des Konzerns sind entweder freiwillig oder verpflichtend in der Direktvermarktung.

Zum besseren Verständnis haben wir in der obenstehenden Grafik die Eingliederung der Leistung des Anlageportfolios nach Inbetriebnahmejahr dargestellt. Durchschnittlich stammt das Anlagenportfolio des Konzerns aus dem Jahr 2015. Die schwarze Linie zeigt aber, dass die Einspeisevergütungssätze der Anlagen aus dem jeweiligen Inbetriebnahmejahr stark unterschiedlich sind. Wie sich aus der Grafik herauslesen lässt, ist die Förderung für neue Solaranlagen von Jahr zu Jahr (gemeinsam mit den Entstehungskosten) gesunken. Die älteren Anlagen erweisen sich für den Konzern mit ihren höheren Einspeisevergütungssätzen als „Cash Cows“, denn je erzeugter MWh erwirtschaftet eine Anlage aus dem Jahr 2006 in etwa viermal mehr Umsatzerlöse als eine Anlage aus dem Jahr 2016.

Die jüngeren Anlagen hingegen stellen hinsichtlich des Strompreises sowohl eine Chance als auch ein Risiko dar. Sofern der Marktpreis über den festen Einspeisevergütungssatz steigt, wie es im Vorjahr häufig der Fall war (Siehe Abschnitt „Entwicklung der Strompreise“), erhält man für diese Anlage – vorbehaltlich anderer vertraglicher Regelungen, wie zum Beispiel einer Strompreisswapvereinbarung (Siehe unten) oder einer Abschöpfung des Strompreises (Siehe Abschnitt Regulatorische Eingriffe in den Strompreis) – den Höchstpreis. Der tatsächlich vereinnahmte Strompreis, d.h. Umsatzerlöse geteilt durch die Produktion, wird daher in dem Jahresbericht in Abgrenzung der Einspeisevergütung auch als „Einspeisepreis“ bezeichnet.

Die jüngeren Erneuerbare-Energieanlagen sind jedoch auch größeren Preisrisiken nach unten ausgesetzt, denn sofern sie ab dem 1. Januar 2016 in Betrieb gegangen sind, findet die sogenannte Sechs-Stunden-Regel (§ 24 EEG 2014) bzw. Vier-Stunden-Regel (§ 51 Absatz 1 EEG 2021) Anwendung. Für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb gegangen sind, wird sich diese Negativstundenzahl schrittweise verringern von vier Stunden im Jahr 2023 bis auf eine Stunde ab dem Jahr 2027. Dadurch sinkt die Marktprämie (bzw. die Entschädigungszahlung gem. Redispatch 2.0) auf null, sobald der Strompreis während mindestens sechs bzw. vier aufeinanderfolgenden Stunden (prospektiv: mindestens eine Stunde) negativ ist. Schließlich wird für Anlagen, die ab dem 25. Februar 2025 in Betrieb genommen sind, das Solarspitzengesetz (Siehe Abschnitt Wirtschaftsbericht - Solarspitzengesetz 2025) gelten. Danach werden Anlagen bereits im Jahr 2025 keine Marktprämie mehr erzielen können, sobald der Strompreis negativ wird. Diese unterschiedlichen gesetzlichen Regelungen bedeuten, dass an Tagen, an denen der Strompreis (für längere Zeit und unterschiedlich je nach anwendbarem Gesetz) negativ ist, die Förderung der Anlagen gekürzt wird und der Konzern somit Umsatzerlösen einbüßt.

Da momentan Überschüsse auf dem Strommarkt bestehen, insbesondere an sonnenreichen Tagen, kommen Negativpreise (Siehe Abschnitt Entwicklung der „Strompreise“ im Berichtszeitraum) bzw. Unterregelungen nach Redispatch 2.0 (Siehe Abschnitt Redispatch 2.0) erneut häufiger vor, sodass dieses Risiko auch im Berichtszeitraum eingetreten ist.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das deutsche Anlagenportfolio zunehmend Preisschwankungen auf den Strommärkten ausgesetzt ist, was sich sowohl positiv (bei hohen Strompreisen) als auch negativ (in Perioden mit negativen Strompreisen) auswirken kann. Dieser Effekt sowie die Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum werden im Wirtschaftsbericht genauer erläutert.

Gelegentlich schließt der Konzern jedoch zur kurzfristigen und mittelfristigen Absicherung eines Einspeisepreises oberhalb des Einspeisevergütungssatzes seit 2022 Strompreisswap-Vereinbarungen ab. Die Bedingungen der bisherigen abgeschlossen Strompreisswap-Vereinbarungen wurden in der unterstehenden Tabelle dargestellt.

Strompreisswap-Vereinbarungen des deutschen Anlagenportfolios für die Geschäftsjahre 2022-2024

	Swap-Vereinbarung vom April 2022	Swap-Vereinbarung vom Sept. 2023	Swap-Vereinbarung vom Nov. 2023	1. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024	2. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024	Swap-Vereinbarung vom Oktober 2024	2. Swap-Vereinbarung vom Oktober 2024
Vertragspartner	Europäisches Nutzerunternehmen*						Deutscher Direktvermarkter
Leistung	93 MWp	110 MWp bis April 2024*** 60 MWp ab Mai 2024***	22 MWp	22 MWp	41 MWp	23 MWp	7 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung (EUR / MWh)**	57,9	57,3	58,7	50,8	57,6	50,6	49,0
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlagenportfolios im Zeitraum der Swap-Vereinbarung						
Zeitraum	Juni 2022 bis Dez 23	Januar 2024 bis Dezember 2024**	Januar 2023 bis Dez 25	Juni 2024 bis Dez 25	Januar 2025 bis Dez 25	Januar 2025 bis Dez 27	Januar 2025 bis Dez 25
Fester Strompreis (EUR / MWh)	149,50	106,00	89,00	65,00	72,00	56,00	58,00
Variabler (Strom-)preis	Höchstpreis zwischen dem EEX Marktwert Solar und dem anzulegenden Wert (Einspeisevergütungssatz)			EPEX Spot Solar		Höchstpreis zwischen dem EEX Marktwert Solar und dem anzulegenden Wert (Einspeisevergütungssatz)	EPEX Spot Solar

*nicht unbedingt derselbe Vertragspartner **gewichtet nach Leistung **die Swap-Vereinbarung wurde im Geschäftsjahr 2024 teilaufgelöst.

Im Rahmen einer Swap-Vereinbarung erhält der Konzern vom Vertragspartner für den vereinbarten Zeitraum anstelle des Strompreises an der EEX Marktwert Solar bzw. den Strompreis EPEX Spot Solar den vereinbarten Festpreis. Dabei wird vom Vertragspartner entweder die Differenz zwischen der tatsächlich erhaltenen Einspeisevergütung oder auch dem EPEX Spot Solar mit dem vereinbarten Festpreis ausgeglichen. Sollte jedoch, wie im Vorjahr der Fall, der Höchstpreis zwischen EEX Marktwert Solar und dem Einspeisevergütungssatz (bzw. den EPEX Spot Solar) über dem Festpreis liegen, so führt der Konzern die Differenz an den Vertragspartner ab. Die Strompreisswap-Vereinbarungen decken dabei die realen Produktionsvolumina der Solaranlagen ab.

Im Geschäftsjahr hat der Konzern erstmalig einen Optionsvertrag zum Strompreis abgeschlossen. Dieser Optionsvertrag wies die folgenden Konditionen auf:

Optionsvertrag des deutschen Anlagenportfolios für das Geschäftsjahr 2025

Swap-Vereinbarung vom November 2024

Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	22 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung**	Marktwert
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlageportfolios im Zeitraum der Swapvereinbarung
Zeitraum	Januar 2025 bis Dezember 2025
Fester Strompreis	75,00 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	EPEX Spot Solar

Der Konzern enthielt somit für den Verkauf des potenziellen Mehrerlös zwischen dem EEX Spot Solar und dem Festpreis multipliziert mit den tatsächlichen Produktionsmengen der jeweiligen Anlagen eine unveränderliche Optionsprämie.

Der Konzern schließt in der Regel einen Direktvermarktungsvertrag mit einem Direktvermarkter ab, um den durch die Anlagen des Konzerns erzeugten Strom an der EEX-Strombörse zu veräußern. Der Stromverkauf erfolgt üblicherweise am Marktwert-Solar bzw. am EPEX Spot. Der Konzern (bzw. der Direktvermarkter) kann jedoch durch die aktive Steuerung der Produktionsmengen, d.h. durch die An- und Abschaltung einzelner Solaranlagen, z.B. bei Negativpreisen am Spotmarkt, Mehrerlöse erwirtschaften im Vergleich zum Marktwert-Solar oder EPEX Spot, welche Preisindices sind, die auf Basis von Day-Ahead Preisen, d.h. Terminpreisen am Vortag gebildet werden. Seit dem Geschäftsjahr 2024 hat der Konzern diese aktive Steuerung der eigenen Solaranlagen in Zusammenarbeit mit einem Direktvermarkter implementiert und daraus zusätzliche Umsatzerlöse erzielt (Siehe Abschnitt Ertrags-Vermögens- Finanzlage des Konzerns).

In der Summe soll das Vermarktungsmodell des Konzerns dazu führen, dass der Konzern für die reale Produktion der betroffenen Solaranlagen einerseits einen Einspeisepreis, welcher oberhalb des festen Einspeisevergütungssatzes der jeweiligen Solaranlage liegt, erwirtschaften kann und andererseits das Strompreissrisiko dieser Solaranlagen verringern kann. Dies geschieht entweder durch die Erwirtschaftung eines Festpreises, der während der Laufzeit der Swap-Vereinbarung bzw. durch die Einnahme einer Optionsprämie deutlich oberhalb des Einspeisevergütungssatzes liegt, unabhängig von den PV-Strompreisen an der EEX-Strombörse, oder durch die aktive Steuerung der Produktionsmengen, um von dem Auftreten von Negativpreisen profitieren zu können.

Die Strompreisswap-Vereinbarung, der Optionsvertrag sowie die aktive Steuerung haben außerdem den Vorteil, dass die in diesem Vertrag involvierten Solaranlagen – im Gegensatz zu einem PPA-Vertrag – weiterhin im EEG-Vergütungsregime verbleiben können und sich daher keine Auswirkungen auf die Projektfinanzierungen der einzelnen Solaranlagen ergeben.

REDISPATCH 2.0

Zum 1. Oktober 2021 kam im Zuge der zweiten Auflage des Netzausbau-Beschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) das Redispatch 2.0 und stellte nicht nur die Netzbetreiber, sondern auch die Anlagenbetreiber von Solaranlagen vor große Veränderungen. Netzbetreiber sind seit der Einführung des Redispatch 2.0 durch die Bundesnetzagentur dazu verpflichtet, sich an der Engpass-Behebung der Netze zu beteiligen und damit einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten. Darüber hinaus wurde der bisherige Vorrang von Erneuerbare-Energien-Anlagen bei der Stromeinspeisung mit den neuen Regelungen an bestimmte Rahmenbedingungen geknüpft.

Vor dem 1. Oktober 2021 konnte eine Solaranlage im Rahmen des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber untergeregelt werden. Redispatch 2.0 führt ein neues Konzept für den Umgang mit Engpässen im Stromnetz ein. Durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0) verschmelzen das bisherige Redispatch, welches für die konventionellen Kraftwerke galt, und das Einspeisemanagement zum Redispatch 2.0. Hiernach sind ab dem 1. Oktober 2021 alle konventionellen Anlagen und Anlagen der Erneuerbaren Energien ab 100 kW installierter Leistung sowie alle Verteilnetzbetreiber (VNB) verpflichtet, am Redispatch teilzunehmen.

Dies führt für viele der deutschen Solaranlage des Konzerns zu Zusatzaufgaben, die sich auf das Führen von Stammdaten, sowie das Abgeben von Produktionsprognosen und technische (Un)Verfügbarkeiten der Anlage in Echtzeit beziehen. Diese Aufgaben werden durch einen vom Konzern angestellten Dienstleister, der dann als Einsatzverantwortlicher (EIV) und Betreiber der technischen Ressource (BTR) bestellt wird, abgedeckt.

Außer der Erfüllung der obenstehenden Aufgaben zeigt sich Redispatch 2.0 in der Durchführung von Maßnahmen, die mithilfe eines sogenannten „Kraftwerkpärchens“ durchgeführt werden. Während ein Kraftwerk, das vor dem prognostizierten Engpass liegt, die Anweisung erhält, weniger ins Stromnetz einzuspeisen, wird das andere Kraftwerk, welches sich hinter dem geplanten Engpass befindet, im Gegensatz dazu aufgefordert, mehr elektrische Energie bereit zu stellen. So ändert sich also insgesamt nicht die Menge an Strom, die ins öffentliche Netz eingespeist wird, sondern lediglich der Standort der Produktion bzw. Einspeisung. Generell sind diese Redispatch Maßnahmen dabei nicht auf eine bestimmte Regelzone begrenzt. Sie können zum einen innerhalb einer Regelzone, zum anderen aber auch im bundesweiten Verbundnetz vollzogen werden.

Klar ist, dass sich mehrere Anlagen des Konzerns seit der Einführung von Redispatch 2.0 in Regelzonen befanden, die vielen von diesen Redispatch 2.0-Unterregelungen unterliegen. Dadurch kommt es zum häufigen Ertragsausfall. Die Errechnung und Abrechnung des Schadenersatzanspruchs für diesen Ertragsausfall hat sich durch die Einführung von Redispatch 2.0 allerdings ebenfalls geändert.

Grundsätzlich soll ein Anlagebetreiber für den nicht-erzeugten Strom vergütet werden, sodass der Anlagebetreiber durch Redispatch 2.0 wirtschaftlich nicht schlechter gestellt wird. Prinzipiell sollte die Vergütung des Marktwertes dabei durch den Dienstleister erfolgen und die der Marktprämie durch den Netzbetreiber. Dies setzt allerdings voraus, dass die Ausfallmengen auch tatsächlich durch den Netzbetreiber an den Dienstleister (in seiner Funktion als EIV bzw. BTR) kommuniziert werden.

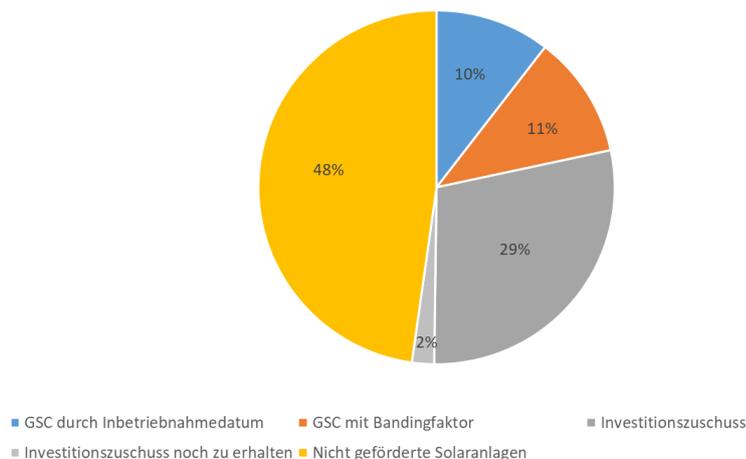
Im Geschäftsjahr ist es bei der Abrechnung der Entschädigungen für die Abschaltungen, die im Rahmen von Redispatch 2.0 vorgenommen wurden, zu erheblichen Verbesserungen gekommen. Insgesamt konnte der Konzern durch intensiven Austausch mit den Dienstleistern und den Netzbetreibern EUR 2,1 Mio. eintreiben.

VERMARKTUNGSMODELL DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS

Der Konzern hat seinen zweiten Heimmarkt in Belgien. Im Gegensatz zum deutschen Markt, wo ein Einspeisevergütungssatz im Austausch zur Einspeisung und Abtretung des Stroms an den Netzbetreiber gezahlt wird, erzielt der Konzern für belgische Anlagen Erlöse aus dem Stromverkauf an Kunden (Vorortverbrauch vom Gebäudenutzer) sowie an Energiehändler im Falle der Einspeisung, zuzüglich einer Förderung (in Form von Grünstromzertifikaten oder direkten Investitionszuschüssen). Für etwas weniger als die Mehrheit der Anlagen jedoch erhält der Konzern lediglich die Erlöse aus dem Stromverkauf.

In der unterstehenden Grafik wird dargestellt, welche Leistung der belgischen Anlagen eine Förderung erhält. Die Grünstromzertifikate werden für einen bestimmten Zeitraum (zwischen 10 und 20 Jahren) mit einem Anspruch auf eine feste Vergütung beim örtlichen Netzbetreiber verkauft. Für ältere Solaranlagen (bis zum Jahr 2013) wird für jede erzeugte MWh ein Grünstromzertifikat (GSC) gewährt. Für neuere Solaranlagen (ab dem Jahr 2013) wird die Zuteilung von Grünstromzertifikaten jedes Jahr in einem sog. Bandingfaktor erneut festgelegt und ist u. a. von der theoretischen Rentabilität der Solaranlage (u.a. errechnet mit den Strompreisen) abhängig. Der Gesetzgeber ist dabei bestrebt, bestimmte Renditekorridore einzuhalten und Übersubventionierung zu vermeiden. Grundsätzlich wurde die Förderung in Form von Grünstromzertifikaten für Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2013 wegen des hohen Strompreises ab August 2022 auf null gesetzt.

Belgisches Solaranlagenportfolio – Zusammensetzung der Leistung nach Förderungsart



Quelle: eigene Darstellung

Das System der Grünstromzertifikate wurde in der Flämischen Region im Mai 2021 durch ein Ausschreibungsverfahren mit direkten Investitionszuschüssen ersetzt. Dies bedeutet, dass ein bestimmtes Volumen an Erneuerbare-Energieanlagen in einer Ausschreibung nach Errichtung der Anlagen einen direkten Investitionszuschuss bekommt. Der Konzern hat dabei 28 Zuschlüsse für insgesamt 14,8 MWp bekommen, die insgesamt einen Investitionszuschuss von EUR 1,2 Mio. ausmachen, wovon die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme hinreichend sicher ist. Der Konzern hat 18 Monate Zeit, um diese Projekte ans Netz anzuschließen und damit Anspruch auf den Zuschuss zu haben. Am Bilanzstichtag waren von den gewonnenen Zuschlüssen bereits 27 Projekte mit einer Leistung von insgesamt 14,5 MWp, die einen Investitionszuschuss von EUR 1,0 Mio. auf sich versammeln, ans Netz gegangen.

Neben etwaigen Förderungen wird der Strom für alle belgische Anlagen auch (privat) vermarktet. Der Strom wird dabei unter Berücksichtigung von Inflationsanpassungen vorrangig zu langfristig (bis zu 30 Jahre) festgelegten

Preisen – häufig Preise zum Vorortverbrauch – dem Gebäudenutzer angeboten. Dieser hat in den meisten Fällen nur eine Abnahmeverpflichtung, sofern er selbst Strom verbraucht. Der unverbrauchte Teil wird dann zum Verkauf an Stromhändler ins Netz eingespeist. Der Strompreis, zu dem der produzierte Strom an Stromhändler verkauft wird, ist zumeist der Marktpreis minus einem Abschlag. In der unterstehenden Grafik wird dargestellt, wie sich die Produktion (in MWh) zusammensetzt aus „Verkauf an den Gebäudenutzer für Vorortverbrauch“ im Vergleich zur Einspeisung.

**Belgisches Solaranlagenportfolio – Zusammensetzung der Produktion (in MWh)
nach Liefertyp im Geschäftsjahr 2024**



Quelle: eigene Darstellung

Wie aus der Grafik hervorgeht, wurde etwas weniger als die Hälfte der Produktion der belgischen Anlagen dem Gebäudenutzer zu vertraglich festgelegten Strompreisen verkauft, die andere Hälfte der Produktion wurde durch Einspeisung zu Strompreisen gemäß kurzfristig angelegter Einspeiseverträge an Energiehändler verkauft.

Der Energiehändler verkauft den eingespeisten Strom üblicherweise auf dem Day-Ahead Markt, d.h. der Handel für den Folgetag. In der Regel erfolgt der Verkauf „as injected“; d.h. die produzierte Menge unter Abzug des Verkaufs an den Gebäudenutzer, ohne dass eine Mengenverpflichtung seitens des Konzerns besteht. Weiterhin wird im Stromeinspeisungsvertrag mit dem Konzern am häufigsten ein variabler Preis vereinbart, welcher unter Anrechnung des Balancing-Ergebnisses abgerechnet wird. Da der Energiehändler die eingespeiste Menge am Vortag lediglich schätzen kann, wird der Konzern mehr oder weniger Strom liefern als am Vortag auf dem Day-Ahead Markt verkauft wurde. Dies führt dazu, dass der Energiehändler bei geringerer Lieferung den Strom am Spotmarkt hinzukaufen muss bzw. bei der Lieferung von größeren Mengen verkaufen muss. Abhängig davon, ob in diesem Moment am Strommarkt Elektrizität zu negativen oder positiven Preisen gehandelt wird, führt dies zu Balancing-Kosten- oder Erträgen. Dies bedeutet, dass der Konzern neben einem Risiko auf Fehleinschätzungen des eingespeisten Volumens, insbesondere, wenn Strompreise und somit auch die Balancingkosten oder -erträge sehr volatil sind, auch einem Strompreisisiko aus diesen Fehleinschätzungen ausgesetzt ist.

Dieser Marktmechanismus erfordert, dass der Konzern ein aktiveres Management für die Volumen- und Strompreisisiken des belgischen Portfolios anstrebt. Im Geschäftsjahr hat der Konzern daher die aktive Steuerung der Produktionsmengen der belgischen Solaranlagen durch die An- bzw. Abschaltung einzelner Solaranlagenbetrieben. Zielsetzung dieser aktiven Steuerung ist die Minimierung von Balancingkosten bzw. die Realisierung von Balancingerträgen.

Darüber hinaus schließt der Konzern, wie auch für das deutsche Portfolio, für belgische Anlagen gelegentlich Strompreisswap-Vereinbarungen ab, um einen festen Preis zu sichern. Im Mai 2024 hat der Konzern für die

Gesamtproduktion eines Anlagenteils von 10 MWp bis zum Jahresende einen Preis von nahezu 62 EUR / MWh festgelegt. Es betrifft drei Solaranlagen, für die der Verkauf an den Eigentümer in der Summe weniger als 3% der Gesamtproduktion beträgt.

3. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024

Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	10 MWp
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlagenportfolios im Zeitraum der Swap-Vereinbarung
Zeitraum	Juni 2024 bis Dezember 2024
Fester Strompreis	61,7 EUR/MWh
Variabler (Strom-)preis	EEX Marktwert Solar

ZIELE UND STRATEGIEN

GESCHÄFTSPLANUNGSPROZESS

In Abstimmung mit dem Aufsichtsrat stellt der Vorstand jährlich einen Geschäftsplan für einen zwei bzw. drei Jahre umfassenden Zeitraum auf, in dem die strategischen Ziele und Maßnahmen festgelegt werden. Maßgeblich für den Konzern sind die Verfolgung und Erreichung dieses strategischen Plans. Bisher wurden sieben solcher Geschäftspläne veröffentlicht:

GESCHÄFTSPLAN	PERIODE	STATUS
Geschäftsplan 2021-24	2021-2024	Die Umsetzung des Plans ist im Gange
Mehr Wert, selektives Wachstum	2024-2025	Die Umsetzung des Plans ist im Gange
Fokus 2024-25	2024-2025	Die Umsetzung des Plans ist im Gange

GESCHÄFTSPLAN 2021-2024

Der Vorstand hat am 25. November 2021 den Geschäftsplan 2021-2024 in einer Analystenkonferenz bekannt gegeben. Dabei wurden folgende Zielsetzungen für den Konzern gesetzt:

Die Leistung des konzerneigenen Portfolios soll sich wie folgt entwickeln:

Angaben in MWp	Deutschland	Belgien	Gesamtes eigenes Anlagenportfolio
Zielsetzung bis Ende 2022	355	45	400
Zielsetzung bis Ende 2023	400	60	460
Zielsetzung bis Ende 2024	450	75	525

Die Performance Ratio des konzerneigenen Portfolios sollte von 78,5 % (für das Geschäftsjahr 2021) auf 80,0 % für das Geschäftsjahr 2024 ansteigen.

Die Neuinvestitionen i. H. v. geschätzt EUR 155 Mio. für die Zunahme der Leistung von 338 MWp (zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Plans 2021-2024) auf 525 MWp sollten zu EUR 96,0 Mio. mit Projektfinanzierungen – zuzüglich alternativer Finanzierungen (wie z. B. Schuldscheine oder Green Bonds) i. H. v. EUR 43,0 Mio. – und nur für die Differenz i. H. v. EUR 16,0 Mio. mit einer neuen Kapitalerhöhung (in einem oder mehreren Schritten) finanziert werden.

GESCHÄFTSPLAN 2024-2025 MEHR WERT, SELEKTIVES WACHSTUM

Der Vorstand hat am 27. November 2023 den neuen Geschäftsplan für die kommenden zwei Geschäftsjahre vorgestellt. Der Plan hat grundsätzlich vier Bausteine:

Baustein 1: Operative Exzellenz

Optimierung von Bestandsanlagen: Der Konzern hat eine Analyse der Performance Ratio jener Bestandsanlagen gemacht, die mit hohen Einspeisevergütungssätzen ausgestattet sind und unter Gesichtspunkt der langfristigen Sicherung des Standorts und der Netzkapazitätsverfügbarkeit verschiedene Projekte ausgewählt, die in den kommenden Jahren umgebaut werden sollen, d.h. Austausch von Modulen und Wechselrichtern. Die Auswahl der Projekte zielt dabei darauf ab, dass schlecht performende oder (teil-)defekte Module oder

Wechselrichter durch Neugeräte mit höheren Effektivitätsgraden ausgetauscht werden. Dadurch soll einerseits die Ertragskraft der Bestandsanlage zunehmen, andererseits wird die Leistung der Gesamtanlage vergrößert, da mit neuen Modulen auf der gleichen Fläche mehr Leistung installiert werden kann, d.h. Repowering von Bestandsanlagen.

Erzielung eines Einspeisepreises oberhalb des Einspeisevergütungssatzes: Der Konzern plant weiterhin, Umsatzsteigerungen zu realisieren, indem höhere als die zunächst vorgegebenen Einspeisevergütungssätze realisiert werden können. Dazu hat der Konzern verschiedene Strategien entwickelt. So ermöglicht z. B. der Abschluss von Strompreisswap-Vereinbarungen für jüngere Anlagen mit geringeren Einspeisevergütungssätzen die Sicherung eines Strompreises oberhalb des einkalkulierten Einspeisevergütungssatzes. Darüber hinaus wird der Konzern weiterhin auf die Entwicklung von Solaranlagen (Siehe Baustein 2) setzen, deren Strom dem Gebäudenutzer für den Vorortverbrauch zu festen Strompreisen angeboten wird. Ein drittes Beispiel wäre die Generierung einer zusätzlichen Ertragsquelle, nämlich der Verkauf von Herkunftsnachweisen.

Baustein 2: Selektives Wachstum

Repowering von Bestandsanlagen: der Konzern plant derzeit den Komponentenaustausch (Module nebst Wechselrichtern) in eigenen Anlagen. Das Solarpaket I ermöglicht es nämlich, Module mit Erhalt der Einspeisevergütung nicht nur nach erwiesenen Defekten auszutauschen, sondern auch wenn keine Mängel vorliegen. Das Repowering kann somit mit einer Optimierung der Bestandsanlage (Siehe oben) einhergehen, dies ist jedoch nicht zwangsläufig der Fall. Auf jeden Fall wird das Repowering die Leistung der Anlage erhöhen. Diese Zusatzleistung wird zwar nicht mit dem gleichen hohen Einspeisevergütungssatz wie die Bestandsanlage vergütet werden, stellt aber ein internes Wachstum des Anlagenportfolios dar, welches zu geringeren Entstehungskosten umgesetzt werden kann.

Fokus auf die eigene Projektpipeline: der Konzern hat in den vergangenen Jahren aus eigener Kraft und in Zusammenarbeit mit kleineren Projektentwicklern eine Projektpipeline von nahezu 500 MWp aufgebaut. Die Umsetzung dieser Pipelines sollte dem Konzern ermöglichen, mit einem besseren Risiko-Ertrag-Verhältnis im Vergleich zum Kauf von schlüsselfertigen Anlagen bzw. dem Erwerb von baureifen Projektrechten wachsen zu können.

Baustein 3 Projektentwicklung und schlüsselfertiger Verkauf von Projekten

Eigenmittelwiederverwendung: der Konzern beabsichtigt hinsichtlich der neuen Verhältnisse auf dem Kapitalmarkt keine neuen Kapitalmaßnahmen vorzunehmen. Es wird geplant die Eigenmittel nicht vorrangig nur für selektives Wachstum einzusetzen, sondern Eigenmittel nach Realisierung des selektiven Wachstums wieder freizusetzen und wiederzuverwenden, um diesen Baustein zu verwirklichen. Dies wird sowohl durch die Aufnahme von Projektfinanzierung, falls dies finanziell sinnvoll ist, als auch durch den Verkauf von Projektrechten- bzw. schlüsselfertigen Anlagen versucht zu realisieren.

Verkauf von Projektrechten und Anlagen: der Konzern plant, die eigene Projektpipeline unter Anwendung eines Selbstfinanzierungsmodells umzusetzen, weshalb der gelegentliche Verkauf von Projektrechten oder von schlüsselfertigen Anlagen angestrebt wird. Durch solche Verkäufe sollte der Konzern eine Rendite von mindestens 12,0 % erwirtschaften können.

Baustein 4 Aktienrückkaufprogramm(e)

Der Vorstand hat im November 2023 mit Zustimmung des Aufsichtsrats ein (erstes) Aktienrückkaufprogramm beschlossen. Im Rahmen dieses Aktienrückkaufprogramms 2023 sollten bis Ende Februar 2024 bis zu 1.666.666 Aktien zu einem Höchstkurs von EUR 3,60 je Aktie zurückgekauft werden. Das entsprach einem Multiplikator von 6,0 gerechnet auf den prognostizierten Cashflow je Aktie von EUR 0,60 für das Geschäftsjahr 2023. Somit summiert sich das Aktienrückkaufprogramm 2023 auf eine Investition von maximal EUR 6,0 Mio. Am 28. Februar 2024 hat der Vorstand das Aktienrückkaufprogramm bis zum 29. März 2024 verlängert und den Höchstkurs auf EUR 3,30 je Aktie verringert. Der Konzern meint, dass mit dem Rückkauf von eigenen Anteilen bis zu diesem Kurs mehr Wert geschaffen werden kann im Vergleich zu einer Maximierung des Wachstums.

GESCHÄFTSPLAN UPDATE: „FOKUS 2024-25“

Der Geschäftsplan Update „Fokus 2024-25“ passt sowohl den Geschäftsplan 2021-2024 als auch den Geschäftsplan 2024-2025 „Mehr Wert, Selektives Wachstum“ an die neuen Entwicklungen an den unterschiedlichen Märkten an, wie z.B. dem Kapital- und dem Strommarkt, denen der Konzern ausgesetzt ist, sowie auch an die Ereignisse bezüglich des Konzerns und des Bestandsportfolios.

Der Geschäftsplan Update besteht grundsätzlich aus vier Bestandteilen, die unten näher beschrieben werden.

Bestandteil 1: die Cashflows des Bestandsportfolios schützen

Das Bestandsportfolio ist das eigentliche Herz des Konzerns und wird in den kommenden zwei Jahren besonders in den Vordergrund gestellt werden: (1) die Refinanzierung von den Schuldscheinverschreibungen, die im 1. Quartal 2025 fällig werden, wird unter anderem mit Projektfinanzierungen von Solaranlagen, die zuvor mit 100% Eigenmitteln finanziert wurden, angestrebt (2) Ältere Bestandsanlagen werden zunehmend optimiert werden und dazu werden die ersten Schritte für den Neuaufbau eines eigenen technischen Serviceteams eingeleitet (3) einer Verlängerung von bestehenden Gestattungsverträgen für Solaranlagen nach dem Einspeisevergütungszeitraum wird nachgestrebt und schließlich wird vermehrt ein Energiemanagement, d.h. die Verstärkung der operativen Ergebnisse durch eine andere Positionierung auf dem Strommarkt eingesetzt. Letzteres kann erreicht werden durch u.a. den Abschluss von Strompreisswap-vereinbarungen, den Verkauf auf dem Intradaymarkt/Spotmarkt statt lediglich auf dem Vortagesmarkt (Day-Ahead Markt) sowie ein Pilotprojekt mit einer Batterie bei einem Endverbraucher/Gebäudeeigentümer, für den der Konzern bereits ein Stromlieferant ist.

Bestandteil 2: Opportunistisches Wachstum, kein selektives Wachstum

Im Geschäftsplan 2021-2024 war es noch Zielsetzung, um selektiv zu wachsen im Hinblick auf sich verschlechternde Marktumstände für Neuinvestitionen, wie z.B. höhere Zinsen nebst geringeren Strompreisen.

Der Vorstand hat eine eigene Einschätzung der Marktsituation für Solaranlagen für 2030 eruiert. Er hat dazu angenommen, dass es eine Zunahme der Stromnachfrage in Deutschland auf 700 TWh, sowie eine Zunahme des PV-Anlagenbestands mit 12 GWp pro Jahr geben wird. Darüber hinaus sollte der Kohleausstieg in der Stromproduktion erst im Jahr 2034 erfolgen. Dies führt dazu, dass der Strompreis über die Merit Order entweder von der Verstromung von Gas in Gas- und Dampfkraftwerke (CCGT) oder von den erneuerbaren Energien bestimmt wird. Die Bestimmung vom Strompreis durch erneuerbare Energien sorgt dabei für das Vorkommen von Negativpreisen. In diesem Szenario sieht der Vorstand den EEX Strompreis bei EUR 68 / MWh und den PV Strompreis mit einer Capture Ratio von 53% bei EUR 36 / MWh. Außerdem würde es in dem Szenario des Konzerns 538 Negativstunden im Jahr geben. Für Neuinvestitionen wird dabei nicht generell auf den PV Strompreis, sondern auf den geförderten Ausschreibungstariff unter Abzug der Produktion während

Stunden mit negativen Preisen abgestellt. Dies führt dazu, dass der Konzern für ein Neuprojekt an einem guten Standort in Deutschland (1.000 kWh/kWp vor Unterregelungen) in einem unveränderten Zinsumfeld (Projektfinanzierung auf 18 Jahren mit einer Verzinsung von 4,0%), keine Eigenkapitalrendite mehr oberhalb 6,0% erreichen kann, sodass Wachstum bei unveränderten Umständen grundsätzlich finanziell unattraktiv ist.

Dies führt dazu, dass der Vorstand beschlossen hat das selektive Wachstum zu verlassen und nur noch opportunistisch zu schauen, welches Wachstum für den Konzern finanziell vorteilhaft ist. Dies hat zur Folge, dass die Wachstumsziele des Geschäftsplans 2021-2024 ausdrücklich verlassen werden.

Opportunistisches Wachstum wird aus der Vollendung der Solaranlagen bestehen, welche sich bereits im Bau befinden, die Erweiterung oder das Repowering von Bestandsanlagen sowie eine opportunistische Haltung bei der Umsetzung von Neubauanlagen aus der eigenen Pipeline oder von Anlagen, die von Dritten entwickelt wurden.

Bestandteil 3: Eintreibung der wertgeminderten Forderung i.V.m. Reuden Süd

Die Solaranlage in Reuden Süd ist eine der größten solaren Dachanlagen in Deutschland. Mit dem Bau der Anlage wurde im Jahr 2021 durch einen Projektentwickler begonnen, der ebenfalls der Generalunternehmer der Solaranlage war. Die Anlage verfügt über verschiedene Ausschreibungstarife, die bei einer Leistung von 20 MWp durchschnittlich ca. 85 EUR / MWh erzielen würden. Die Investition in die Solaranlage wurde, wie üblich, durch eine Projektgesellschaft vorgenommen. Diese Projektgesellschaft hat die Rechtsform einer Kommanditgesellschaft und wurde von einem großen deutschen Finanzinstitut mit einer Projektfinanzierung für die Realisierung der Solaranlage ausgestattet. Zum Tag der Veröffentlichung des Geschäftsberichtes ist die Anlage weder fertiggestellt noch an das Stromnetz angeschlossen.

Eine Tochtergesellschaft des Generalunternehmers, die die einzige Kommanditistin der Projektgesellschaft war, hatte die benötigten Eigenmittel zur Realisierung des Projekts in die Projektgesellschaft in Form eines Gesellschafterdarlehens eingebracht. Im Juni 2023 hat der 7C Solarparken Konzern einen Kauf- und Abtretungsvertrag mit der einzigen Kommanditistin der Projektgesellschaft (hiernach: „die Verkäuferin“) geschlossen mit dem Zweck die Kommanditanteile und das Gesellschafterdarlehen an den Konzern abzutreten. Das Gesellschafterdarlehen i.H.v. rd. EUR 5,3 Mio. wurde sofort lastenfrei an die 7C Solarparken abgetreten und bezahlt, die Kommanditanteile sowie die Geschäftsführung über die Projektgesellschaft sollten erst nach erfolgtem Netzanschluss an die 7C Solarparken übertragen werden.

Im Laufe des dritten Quartals 2023 wurde klar, dass weitere Bauverzögerungen beim Projekt eintreten bzw. eintraten, aber der Generalunternehmer und die Verkäuferin lieferten hierfür glaubwürdige und nachvollziehbare Erklärungen und konnten den (kurzfristig geplanten) Fortschritt des Baus mit Unterlagen belegen. Im Laufe des zweiten Quartals 2024 wurde jedoch zunehmend deutlich, dass trotz Erklärungen und Versprechen (wie z.B. die Lieferung von Trafostationen) der Bau der Solaranlage nicht oder unzureichend schnell vorankam. Die 7C Solarparken hat daraufhin bei der Verkäuferin darauf gedrängt, dass die Geschäftsführung der Projektgesellschaft auszutauschen sei, sodass die 7C Solarparken notfalls selbst den Bau erfolgreich vollziehen könnte oder mindestens auf den Generalunternehmer, der schließlich zur gleichen Unternehmensgruppe wie die Verkäuferin gehört, einwirken könnte. Am 6. Juni 2024 hat die 7C Solarparken in Anschluss an die Hauptversammlung in Köln, die Geschäftsführung über die Projektgesellschaft erlangt.

Infolgedessen wurde der Konzern von einem Drittinvestor kontaktiert, der behauptete, dass sowohl die Kommanditanteile als auch die Gesellschafterdarlehen, welche im Juni 2023 an den Konzern abgetreten worden waren, bereits beim Baustart im Jahr 2021 an ihn sicherungsabgetreten bzw. verpfändet worden waren. Dies hing damit zusammen, dass dieser Investor der Verkäuferin ein Darlehen mit einem hohen Volumen gewährt hatte,

für das sowohl die Gesellschafterdarlehen als auch die Kommanditanteile als Sicherheit abgetreten wurden. Zusammengefasst die Verkäuferin konnte weder die Gesellschafterdarlehen noch die Kommanditanteile lastenfrei an die 7C Solarparken abtreten, was einen klaren Verstoß gegen die Garantiebedingungen des Kauf- und Abtretungsvertrag vom Juni 2023 darstellt. Dies hat dazu geführt, dass die 7C Solarparken Ihr Gesamtinvestment bereits in den Halbjahreszahlen wertgemindert hat, da der Konzern davon ausgeht, dass die Verkäuferin nicht in der Lage ist die zu Unrecht vereinnahmten bezahlten Beträge zurückzuerstatten. Sowohl die Verkäuferin als auch der Generalunternehmer haben im September 2024 Insolvenz angemeldet. Der Konzern wird alle möglichen (Regress-) Ansprüche gegen die Verkäuferin und den Generalunternehmer in Erwägung ziehen und im Anschluss auch geltend machen. Die Erfolgsaussichten auf Erfüllung werden jedoch in Anbetracht der Finanzlage der Gegenseite als gering eingeschätzt.

Seit Juli 2024 hat der Konzern festgestellt, dass für die Fertigstellung der Solaranlage Reuden Süd nach heutiger Einschätzung ein Budget zwischen EUR 6-8 Mio. erforderlich sein wird. Es wird derzeit eruiert, ob die Solaranlage Reuden Süd mit der Unterstützung vom Konzern noch zu retten ist. Der Konzern hat dazu den Beteiligten im Projekt technische und finanzielle Lösungsmöglichkeiten vorgeschlagen, die ohne Mitwirkung aller Beteiligten nicht umgesetzt werden können. Der Konzern hat jedoch selbst keine Verpflichtung zu dieser Rettung beizutragen. Ein Investment wird nur erfolgen wenn die (finanziellen) Interessen des Konzerns an der tatsächlichen Lösung ausreichend berücksichtigt werden und das Risikoprofil des Vorhabens gesenkt werden kann.

Bestandteil 4: Verfügbare Liquidität macht weitere Aktienrückkäufe möglich

Der Konzern hat heute einen Finanzplan für die Jahre 2024-2027 veröffentlicht. Daraus geht hervor, dass bis Ende 2027 eine verfügbare Liquidität mit einem Sollwert i.H.v. EUR 50 Mio. budgetiert ist. Diese Liquidität kann nicht nur für Cash-Dividenden oder die Umsetzung des opportunistischen Wachstums eingesetzt werden, sondern auch für weitere Aktienrückkäufe. Letztere stehen im heutigen Marktumfeld besonders im Fokus.

Gleichwohl hat der Vorstand bekanntgegeben, dass er für das Geschäftsjahr 2024 nicht plant, der Hauptversammlung 2025 eine Cash-Dividende vorzuschlagen. Dies auf Grundlage der bestehenden Dividendenpolitik, dass eine Cash Dividende der Entwicklung des Cashflows je Aktie (CFPS) folgen sollte. Der prognostizierte CFPS für das Gesamtjahr mit EUR 0,42 je Aktie (Siehe Prognosebericht) liegt unter der Schwelle von einem CFPS von EUR 0,50, aufgrund der schlechten Witterung und der ungeplanten Wertminderung der Forderung i.V.m. der Solaranlage Reuden Süd und ist deshalb zu schwach, um eine Cash Dividende zu ermöglichen.

INTERNES STEUERUNGSSYSTEM

Der Konzern verfügt über ein internes Managementinformationssystem für die Planung, Steuerung und Berichterstattung. Das Managementinformationssystem sichert die Transparenz über die aktuelle Geschäftsentwicklung und gewährleistet den permanenten Abgleich zur Unternehmensplanung. Die Planungsrechnung umfasst einen Zeitraum von mindestens drei Jahren und wird kontinuierlich an die Rahmenbedingungen des Marktes angepasst.

Neben der Unternehmensstrategie bilden in erster Linie die Umsatzerlöse und das EBITDA (Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen) für Konzernzwecke wie auch für die Muttergesellschaft sowie der CFPS (Cashflow je Aktie) für Konzernzwecke die zentralen Bezugsgrößen für die operative Steuerung. Es erfolgt eine kontinuierliche Sicherstellung der verfügbaren Liquidität der operativen Solar- und Windparks in den Konzerngesellschaften

Des Weiteren werden auch die technischen Leistungsindikatoren, wie Produktion, Ertrag pro installierter Anlagenleistung (kWh/kWp) und Performance Ratio, im Rahmen der Steuerung für Konzernzwecke wie auch für die Muttergesellschaft täglich verfolgt.

Mit dem Geschäftsbericht wird auch die Prognose der wesentlichen Leistungsindikatoren und Entwicklungen für das folgende Geschäftsjahr veröffentlicht. Diese basiert auf detaillierten Planungen für die einzelnen Konzerngesellschaften. Die veröffentlichte Prognose wird monatlich überprüft und bei Bedarf vom Vorstand angepasst.

STEUERUNGSGRÖSSEN / KONTROLLSYSTEM

Formal gilt es darauf hinzuweisen, dass nach DRS 20 die bedeutsamsten Steuerungskennzahlen Bestandteil des Prognoseberichts und des hierauf basierenden Vergleichs mit der tatsächlichen Geschäftsentwicklung im Folgejahr sind.

Falls freiwillige Prognosen anderer Kennzahlen erfolgen, sind diese nicht mehr im Prognosebericht, sondern in den entsprechenden Kapiteln des zusammengefassten Lageberichts zu finden. Grundsätzlich werden die Kennzahlen für den Konzern auf Basis der Rechnungslegung nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) ermittelt und die für die Muttergesellschaft nach deren nationalen Rechnungslegungsstandards (HGB). Andernfalls wäre ein Hinweis auf eine andere Definition angegeben.

STEUERUNGSKENNZAHLEN DER ERTRAGS-, FINANZ- UND VERMÖGENSLAGE

Für die Steuerung des Konzerns sind die folgenden finanziellen Leistungsindikatoren von zentraler Bedeutung zur zielorientierten und nachhaltigen Umsetzung der Unternehmensplanung und -strategie:

- Umsatzerlöse;
- EBITDA (Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen);
- CFPS (Cashflow je Aktie).

Der CFPS wird wie in untenstehender Tabelle berechnet. Der Netto Cashflow wird um die effektiven Zins- und Steuerzahlungen, die den Zeitraum unmittelbar vor einer Akquisition betreffen, um Zinszahlungen bezüglich der Refinanzierung eines Darlehens, sowie um den gezahlten Pacht Aufwand, der durch Anwendung von IFRS16 „Leasingverhältnisse“ nicht im Betriebsaufwand enthalten ist, bereinigt. Dieser korrigierte Netto Cashflow wird durch die durchschnittliche Anzahl der Aktien geteilt, so dass sich der CFPS ergibt.

EBITDA = Konzern- EBITDA

NETTO CASHFLOW = EBITDA minus effektive Zinszahlungen minus effektive Steuerzahlungen minus Pacht Aufwand

- Bereinigung um die effektiven Zins- und Steuerzahlungen, die den Zeitraum vor einer Akquisition betreffen
- Bereinigung um die einmaligen Zinszahlungen aus Refinanzierung
- Bereinigung um den gezahlten Pacht Aufwand, der nicht im Betriebsaufwand enthalten ist

CFPS = Netto Cashflow dividiert durch die durchschnittliche Anzahl der Aktien

Für die Berechnung der durchschnittlichen Anzahl der Aktien bereinigt der Konzern diese Anzahl um die Anzahl der eigenen Aktien, unbeschadet ob diese Aktien im betreffenden Geschäftsjahr eingezogen wurden oder nicht.

TECHNISCHE STEUERUNGSKENNZAHLEN

In Ergänzung zu den vorgenannten bedeutsamsten finanziellen Leistungsindikatoren setzt 7C Solarparken im Konzern stark auf die individuellen quantitativen Indikatoren der Solaranlagen, Produktion (GWh, MWh bzw. kWh), und Ertrag pro installierter Anlagenleistung (kWh/kWp). Diese werden in monatlichen Budgets erneuert und in einem Management Reporting dargestellt. Bedeutsame nicht finanzielle Leistungsindikatoren wurden nicht festgelegt.

Der Vorstand beabsichtigt ab dem Geschäftsjahr 2026 die durch das Geschäft des Konzerns eingesparte CO₂-Menge als technische Steuerungskennzahl mit einzubeziehen. Ursprüngliches Ziel war es diese Kennzahl bereits im Berichtsjahr festzulegen und anzuwenden, was aufgrund interner Verschiebungen auf das Geschäftsjahr 2026 verschoben wurde. Ziel ist es, die Nachhaltigkeit entsprechend den Vorschriften des deutschen Corporate Governance Kodex als wesentliche Kennzahl in die Unternehmensplanung einzubringen. Es misst darüber hinaus auch den Beitrag, der vom Konzern geleistet wird, um das gesetzliche Ziel im EEG 2023, die Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045, zu erreichen. Der Vorstand plant dabei, die Berechnung der Kennzahl grundsätzlich auf das eigene Anlagenportfolio sowie auf die Zusammensetzung der fossilen Nettostromproduktion in Deutschland aufzusetzen, da diese durch den Ausbau der erneuerbaren Energien als zu ersetzen gilt.

WIRTSCHAFTSBERICHT

GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMENBEDINGUNGEN

DEUTSCHE VOLKSWIRTSCHAFT

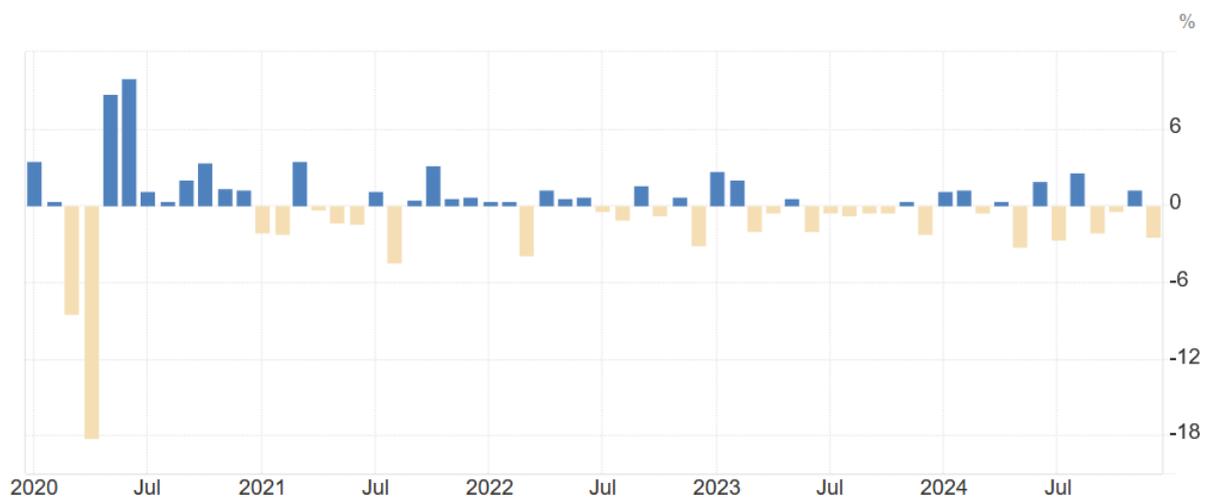
Die deutsche Wirtschaft ist im Geschäftsjahr 2024 wiederum um 0,2% geschrumpft, dabei war das Bruttoinlandsprodukt im Vorjahr bereits um 0,3% gesunken. Andere EU-Länder wie Frankreich oder Spanien und auch Belgien sind jedoch um 1% deutlich gewachsen. Es gibt für diese Wirtschaftskrise verschiedene systemische Gründe, wie die mangelnde Digitalisierung der Gesellschaft, den hohen Bürokratieaufwand und fehlende Investitionen in Infrastruktur. Die voranschreitende Deglobalisierung schließlich ist für eine Volkswirtschaft, die sehr auf den Welthandel ausgerichtet ist, eine besonders negative Entwicklung. Darüber hinaus gibt es auch akute Faktoren, die die Flaute in der Volkswirtschaft noch verstärkt haben, denn die Kombination aus höheren Inputkosten wegen dem Wegfall der Anlieferung von billigem russischem Pipelinegas, eine Inflationsspirale nebst höheren Zinsen hatten die deutsche Volkswirtschaft im Geschäftsjahr 2023 bereits erheblich ausgebremst.

Diese Effekte wirkten sich im Berichtszeitraum weiter aus. Im Folgenden gehen wir tiefer auf die Entwicklung der industriellen Produktion, die unmittelbar mit ihrem Stromverbrauch sowie auch mittelbar durch das (beschränkte) Einsetzen von Gas in industriellen Prozessen, einen wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung der Strompreise im Berichtsjahr hatte, ein.

DEUTSCHE INDUSTRIEPRODUKTION

Wenn man die deutsche Industrieproduktion im Zeitraum 2020-2024 betrachtet, stellt man fest, dass nach der Flaute durch die Corona-Pandemie im Geschäftsjahr 2020 ein rasanter Anstieg der Produktion im Jahr 2021 folgte. Die steigenden Strom- und Gaspreise seit dem Spätsommer vom gleichen Jahr 2021 bis Ende 2022 haben die Industrieproduktion jedoch erheblich zurückgefahren und eine Verbesserung kann man bisher nicht verzeichnen.

Monatliche Entwicklung der deutschen industriellen Produktion in % (2020-2024)



Quelle: Trading Economics, Bundesstatistisches Amt

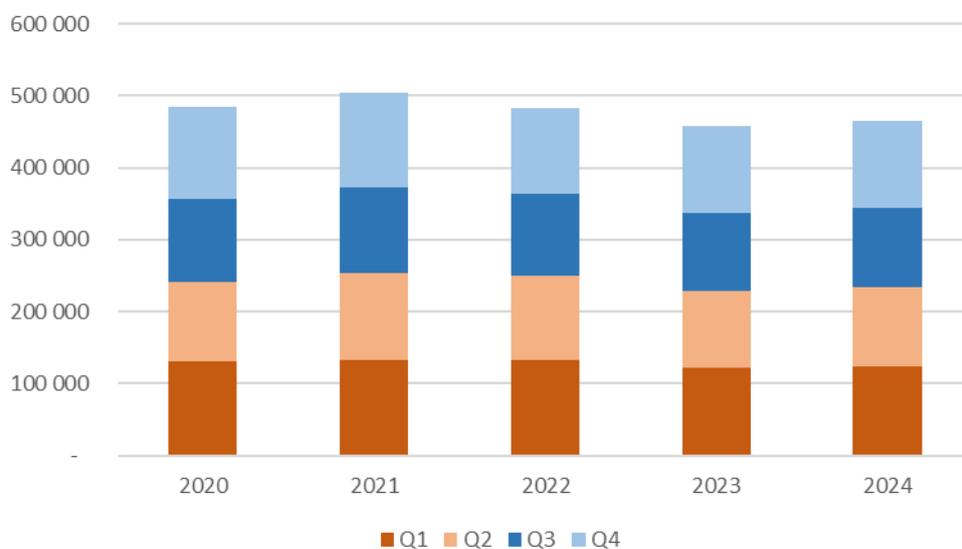
In der Folge wurde die Industrieproduktion in den letzten zwei Jahren weiter zurückgeschraubt. Ursächlich hierfür sind nicht nur die Folgen des Energiepreisbooms im Geschäftsjahr 2022 sowie die damit einhergehenden inflationären Spannungen, sondern auch der dadurch ausgelöste Zinsanstieg. Darüber hinaus wurden Neuinvestitionen vor sich hergeschoben oder gar gecancel, und es gab eine beträchtliche Verschlechterung der Konkurrenzfähigkeit der deutschen Industrie im Vergleich zu anderen Produktionsstandorten. Dies liegt nicht nur daran, dass die Gaspreise in Europa vielmals höher als z.B. der amerikanische Marktpreis (Henry Hub) waren, sondern auch an der Einführung von staatlichen konjunkturellen Unterstützungsprogrammen, die dazu dienten, die heimischen Produktion zu stärken, wie z.B. der Inflation Reduction Act (IRA) oder der Build Back Better Act (BBB) der US-amerikanischen Regierung unter Präsident Biden.

Im Geschäftsjahr 2024 verbrauchte die deutsche Industrie nach Angaben des BDEW ca. 44% des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland. Eine Abnahme der deutschen industriellen Produktion hat somit einen wesentlichen Einfluss auf die Gesamtstromnachfrage.

ENTWICKLUNG DER DEUTSCHEN STROMNACHFRAGE

Nach zwei aufeinanderfolgenden Jahren mit rückläufigem Nettostromverbrauch (-4,5 % im Jahr 2022 und -5,1 % im Jahr 2023), zeigt sich im Strommarkt eine vorsichtige Trendwende auf, denn im Geschäftsjahr stieg die deutsche Stromnachfrage um 0,9 % auf 462 TWh an.

Nettostromverbrauch (GWh) vom GJ 2020-2024 mit Quartalsangabe



Quelle: Energy-Charts, eigene Darstellung

Gemessen an den Zielsetzungen der deutschen Energiepolitik jedoch ist die Stromnachfrage noch weit entfernt von den angenommenen 750 TWh Bruttostromverbrauch (ca. 700 TWh Nettostromverbrauch), welcher bis 2030 den Ausbaupläne für Erneuerbare Energien zugrunde gelegt wurden. Die Stromnachfrage leidet derzeit weiterhin von einem wirtschaftlichen Abschwung in der großen verarbeitenden Industrie, während die Neuverbraucher wie E-Mobilität, Wärmepumpen, (KI-)Datenzentren und Wasserstoffproduktion noch nicht den erwarteten Beitrag an der Stromnachfrage leisten. Wenn die Stromnachfrage nicht durch die Elektrifizierung von Wirtschaft und Gesellschaft angekurbelt wird oder in der Alternative der Ausbau von Erneuerbaren Energien (insbesondere von

Solarenergie) ausgebremst wird, dann werden die unter beschriebene Marktphänomene wie sinkende Capture Ratios für Solarstrom und vermehrtes Aufkommen von Negativpreisen weiter bestehen bzw. verstärkt werden.

ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND IM JAHR 2024

Die deutsche Nettostromproduktion stieg im Berichtszeitraum insgesamt um mithin 0,9 % im Vergleich zum Geschäftsjahr 2023 an und folgte damit genau der Entwicklung der Stromnachfrage. Im Geschäftsjahr gab es erstmalig keine Stromerzeugung aus Kernkraftwerken mehr und wurde Steinkohlekraftwerken mit einer Gesamtleistung von 2 GW abgeschaltet, was zu einem Rückgang der Kohleproduktion um 27,6 % auf 71,1 TWh führte. Es wurde im Geschäftsjahr 2024 jedoch wieder mehr Erdgas verstromt, denn die Stromerzeugung in Gaskraftwerken nahm um 9,4 % auf 48,4 TWh zu. Gaskraftwerke sind relativ schnell einsetzbar, um Strommangel am Netz aufzufangen, sodass diese Zunahme von Gasverstromung auf das vermehrte Vorkommen der sog. Dunkelflaute im 4. Quartal 2024, d.h. das Zusammentreffen geringen Windgeschwindigkeiten und schwache Einstrahlung zurückzuführen ist.

NETTOSTROMPRODUKTION (TWh)	2024	2023	VERÄNDERUNG	GESAMTANTEIL IN %
Markt	438,4	434,7	0,9%	100,0%
Kernenergie	-	6,7	-100,0%	0,0%
Braunkohle	71,1	77,6	-8,4%	16,2%
Steinkohle	24,2	33,4	-27,6%	5,5%
Erdgas	48,4	44,3	9,4%	11,0%
Andere	41,1	20,2	103,6%	9,4%
Erneuerbare Energien	253,6	252,5	0,4%	57,8%
davon:				
Wasser	20,6	19,1	8,1%	4,7%
Wind	136,3	139,4	-2,3%	31,1%
PV	59,7	52,9	12,7%	13,6%
Biomasse	37,0	41,1	-10,0%	8,4%

Quelle: Energy Charts: 2024-2023 – Eigene Darstellung

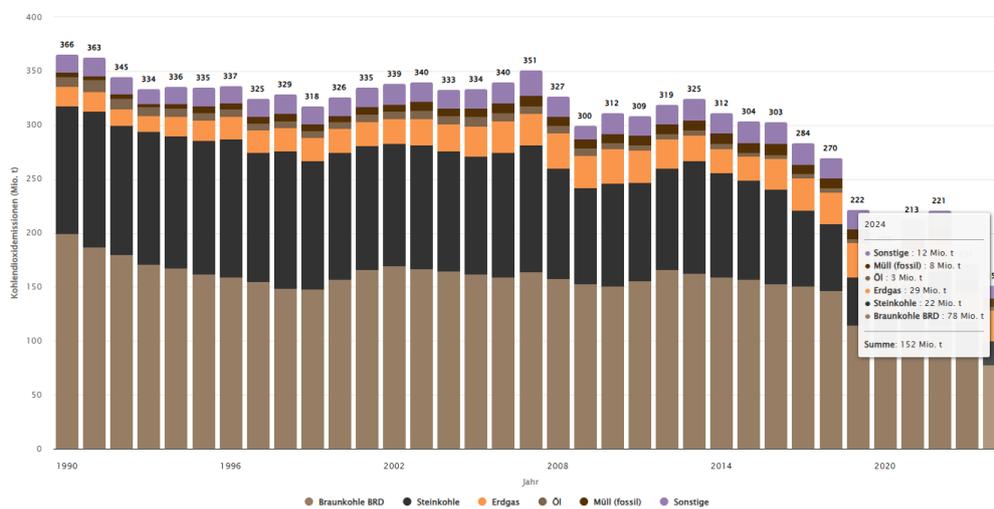
Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien stieg um 0,6 % auf 254 TWh und machte damit 58 % der Nettostromerzeugung aus. Solarstrom stieg um 12,7 % auf 59,7 TWh an, und das trotz des massiven Anstiegs der installierten Kapazität (von 82,7 GWp am Ende 2023 auf 99,8 GWp am Ende 2024). Ursächlich hierfür waren die schlechten Einstrahlungswerte im Berichtszeitraum (1.113 kWh/m²) im Vergleich zum Vorjahr (1.197 kWh/m²).

Die Zunahme der erneuerbaren Energien im deutschen Strommix sind für die Ertragslage und die Entwicklungschancen des Konzerns nicht nur positiv zu werten. Dies hängt damit zusammen, dass der Strompreis durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, welches benötigt wird, um die Nachfrage abzudecken, bestimmt wird. Erneuerbare Energien wie Wind- und Solarenergie werden häufig als „inframarginale“ Technologiearten der Stromerzeugung bezeichnet. Da sie keine Rohstoffe für die Erzeugung von Elektrizität aufwenden sind die Grenzkosten dieser Anlagen, d. h. deren unmittelbaren operativen Erzeugungskosten nämlich nahezu gleich null.

Daraus folgt, dass, wenn die gesamte Stromnachfrage durch erneuerbare Energie abgedeckt wird, der Strompreis sehr gering (oder sogar negativ) ist. Dabei ist es für erneuerbaren Energien geschäftsimmanent, dass sie dann Strom erzeugen, wenn die Sonne scheint bzw. der Wind weht. Üblicherweise findet dabei die jeweilige Einstrahlung (bzw. die Windgeschwindigkeit) in verschiedenen deutschen Regionen zum gleichen Moment statt. Die Kombination aus den geringen Grenzkosten und Netzwerkeffekten in den Produktionszeiten wirkt sich insgesamt negativ auf die erzielten Strompreise für diese Technologien aus. (Siehe Preisbildung – wie kommt der Strompreis zustande?).

Gesellschaftlich positiv zu werten ist jedoch, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Abschaltung von Kohlekraftwerken schrittweise zu einer erheblichen Verringerung der CO₂-Emissionen führen. Im Berichtszeitraum wurden insgesamt 152 metrische Tonnen CO₂ emittiert im Vergleich zu 171 metrische Tonnen im Vorjahr. Im Vergleich zum Referenzjahr 1990 beträgt die Verringerung der CO₂-Emissionen bereits 58 %.

Chart: CO₂ Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland



Source: Energy Charts

ENTWICKLUNG DER ENERGIEROHSTOFFPREISE

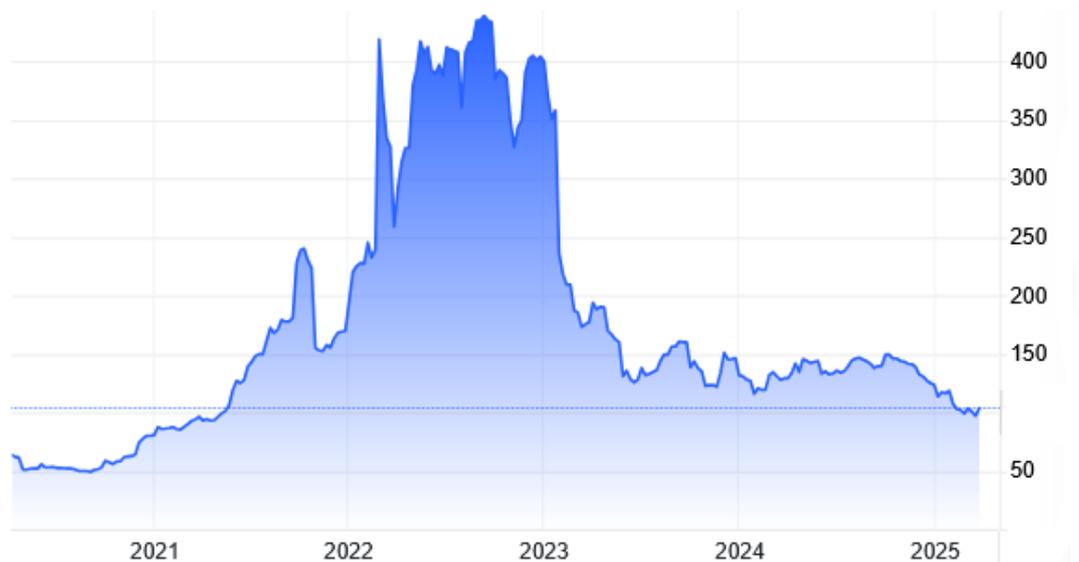
In den Vorjahren waren von starken Schwankungen auf den Rohstoffmärkten gekennzeichnet, aber im Berichtszeitraum weisen die Energierohstoffpreise ein gemischtes Bild auf. Im Allgemeinen kann man sagen, dass die auf den globalen Märkten bestimmten Preise sich im Laufe des Geschäftsjahres stabilisiert haben. Während der Ölpreis (Brent Crude) sich im Bereich von USD 70-80 pro Fass eingependelt hat, entwickelt sich der Preis für Steinkohle in Richtung USD 100 pro metrische Tonne.

Ölpreis (Brent Crude) in USD pro Fass März 2021-März 2025



Quelle: Trading economics

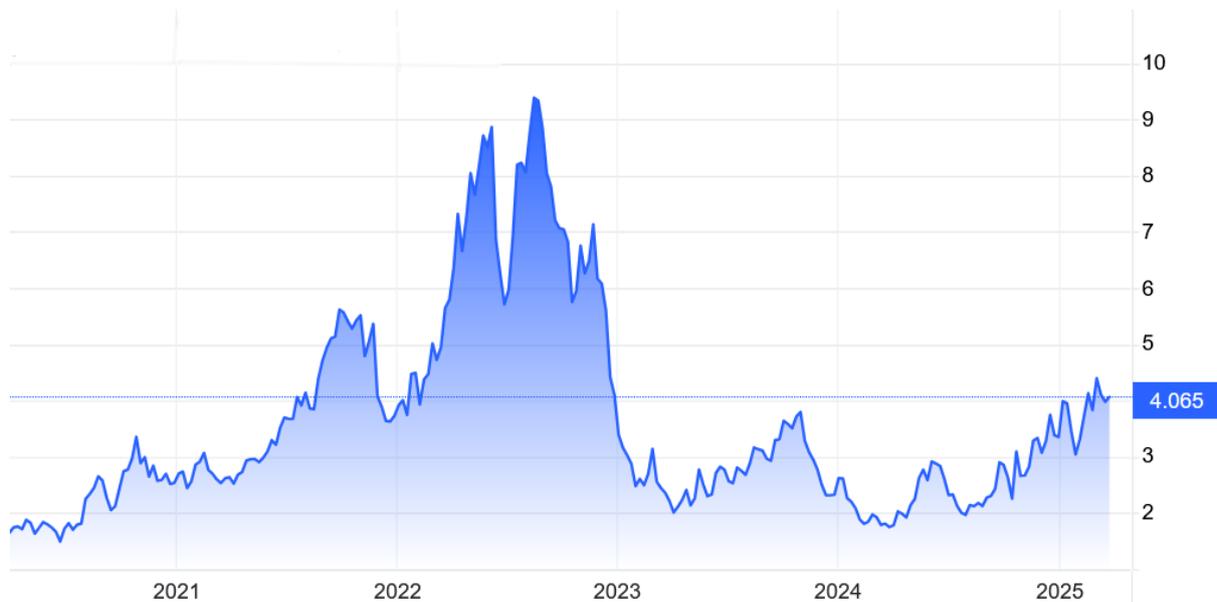
Steinkohle in USD per metrischer Tonne März 2021 – März 2025



Quelle: Trading economics

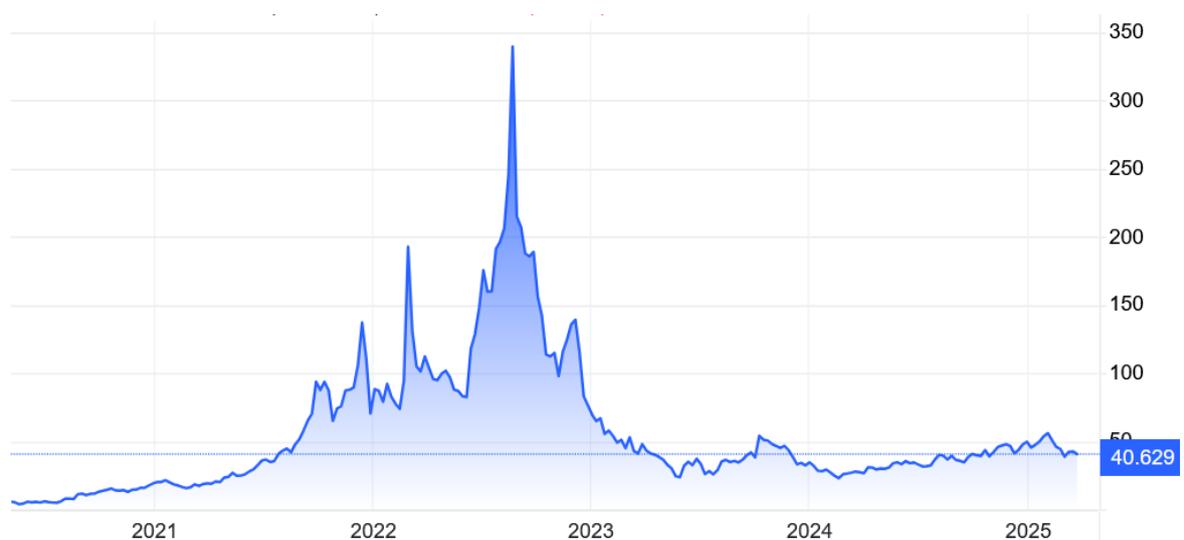
Der Henry Hub Gaspreis stabilisierte ebenfalls und erreichte im Berichtszeitraum Preise zwischen 2-3 USD pro mmBtu. Die europäischen Gaspreise zeigen sich volatil, da die Erdgaspreise im Europa (TTF) und die CO2-Preise in der zweiten Jahreshälfte und bis in das laufende Geschäftsjahr 2025 schrittweise anstiegen. Die Gründe dafür sind in erster Linie die geopolitischen Spannungen in Russland und im Nahen Osten, einschließlich der Vorwegnahme der Wahl von Präsident Trump in den USA. Daneben gab es eine relativ rasche Entleerung der Gasvorräte in Europa wie im Vereinigten Königreich. Der CO2-Preis fiel in Q1'25 auf 52 EUR/t zurück, was vor allem auf Short-Positionen auf dem Markt zurückzuführen war, erholte sich jedoch rasch aufgrund der Divergenz zwischen Kohle- und Gaspreisen.

Gaspreis Henry HUB in USD pro mmBtu März 2021 – März 2025



Quelle: Trading economics

Gaspreis (TTF) in EUR per MWh März 2021- März2025



Quelle: Trading economics

CO₂-Preis in EUR per metrischer Tonne März 2021 – März 2025



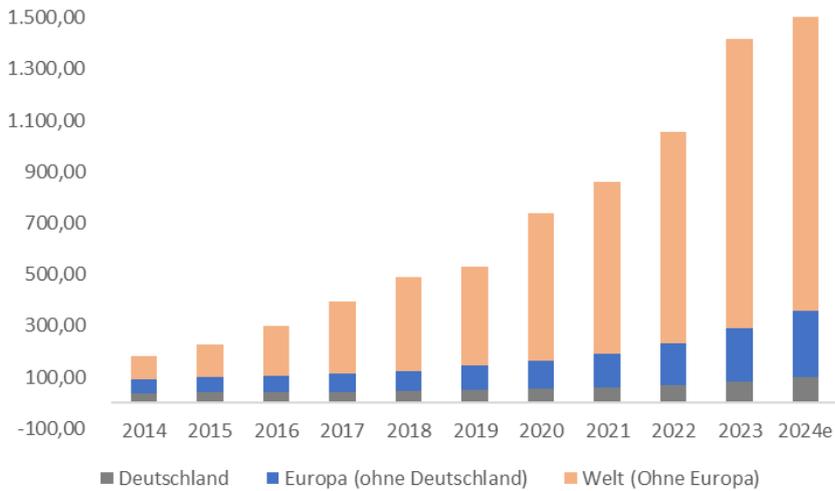
Quelle: Trading economics

Die Preise für die Energierohstoffe und die CO₂-Zertifikate sind für die Preisbildung am Strommarkt (Siehe die folgenden beiden Abschnitte) und für die Ertragslage des Konzerns mittelbar von Bedeutung. Dies hängt damit zusammen, dass der Strompreis durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, welches benötigt wird, um die Nachfrage abzudecken, bestimmt wird. Derzeit sind dies häufig Gasverstromungskraftwerke, für die der Gaspreis und der CO₂-Preis den wesentlichen Teil der Grenzkosten ausmacht.

GLOBALER PHOTOVOLTAIKMARKT

Der globale Photovoltaikmarkt hat im Jahr 2024 die installierte Leistung von 2 TW geschätzt überschritten. Der Ausbau von Solaranlagen ging somit im Geschäftsjahr 2024 an einem geringen Tempo als noch im Vorjahr weiter voran. Der deutsche Markt hat im Jahr 2024 erneut einen gesteigerten Zubau von knapp 18 GW (i. Vj. 15 GW) verzeichnen können. Auch im restlichen Europa hat sich der Zubau weiter kontinuierlich von 45 GW auf knapp 49 GW im Jahr 2024 erhöht. Es liegen etwa 18 % aller Solaranlagen auf dem europäischen Kontinent. Die Gesamtleistung aller Solaranlagen stieg auf 2.018 GW, davon 357 GW in Europa (18 %) und 99 GW in Deutschland (5 %).

Globaler Leistungsausbau an Solaranlagen



Quelle: IRENA; BNA, IEA, Bloomberg, eigene Darstellung

Der geplante Ausbaupfad für die erneuerbare Energien in Deutschland wird im EEG festgelegt. Nach dem „EEG 2023“ wurde der weitere Ausbau der Solaranlagenleistung auf 215 GWp bis 2030 festgelegt. Der Ausbaupfad bis zur beabsichtigten Leistung wurde auf der unterstehenden Grafik im Verhältnis zur Bestandsleistung auf dem deutschen Markt dargestellt.

Installierte Leistung der deutschen Solaranlagen zwischen 2024 2030



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, eigene Darstellung

Wie aus der Grafik hervorgeht, beinhaltet das Erreichen des Ausbauziel mehr als eine Verdoppelung der Leistung vom Jahresende 2024. Es wird daher auch im Hinblick auf die Entwicklung der Strompreise (Siehe unten) notwendig sein, im Rahmen des EEG oder mit anderen flankierenden politischen Maßnahmen günstige Voraussetzungen für ein Investment in deutschen Solaranlagen zu schaffen bzw. beizubehalten. Das Solarspitzenengesetz 2025 (Siehe unten) wird nach heutiger Erwartung schon dazu beitragen, dass Solaranlagen mit

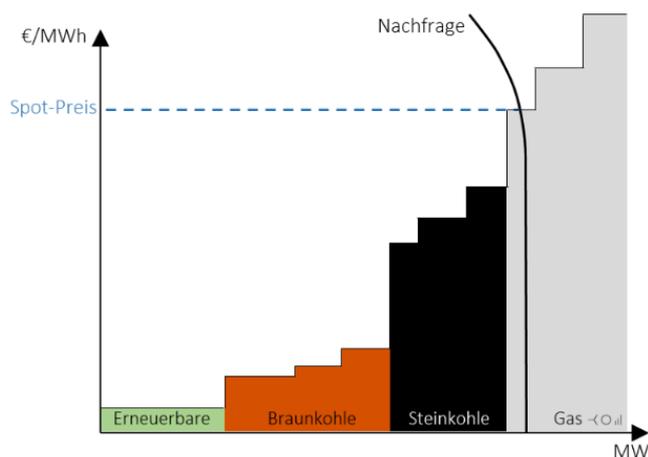
einer Inbetriebnahme nach dem 25. Februar 2025 bei negativen Strompreisen nicht mehr produzieren werden (und somit das Problem der Negativpreise nicht vergrößern).

PREISBILDUNG – WIE KOMMT DER STROMPREIS ZUSTANDE?

Die Preisbildung am deutschen, resp. europäischen Strommarkt, erfolgt nach dem sogenannten Merit-Order-Prinzip und orientiert sich an den niedrigsten Grenzkosten der unterschiedlichen Strombereitstellungsarten. Zur Deckung der jeweiligen Nachfrage nach Strom zu einer bestimmten Tageszeit oder am Folgetag (Day-Head) wird demnach zuerst das Stromangebot der Kraftwerke mit den niedrigsten Produktionskosten herangezogen.

Erst wenn die Kapazität des günstigeren Angebots ausgeschöpft ist, folgt die zum nächsthöheren Preis angebotene Strommenge. Die nachgefragte Strommenge wird so lange mit den jeweils nächstteureren Angeboten aufgefüllt, bis der Bedarf gedeckt ist. Das letzte zur Deckung der Nachfrage benötigte Angebot bestimmt den Verkaufs- oder Markträumungspreis für alle bei einer Auktion berücksichtigten Stromerzeuger (Siehe nachfolgende Grafik). Vorbehaltlich anderer vertraglichen Regelungen (z.B. langfristige Stromverkaufsverträge, abgeschlossene Strompreiserivate usw.) erhalten also alle Marktparteien denselben, nach diesem Prinzip ermittelten Strompreis, der je nach der von den Marktparteien angewandten Technologie unterschiedlich gewinnbringend ist.

Preisbildung am deutschen Strommarkt



Schematische Darstellung der Strompreisbildung an EEX Strombörse, Quelle: Neo EN Energy

Da Solar-, Wasser- und Windkraftwerke die Stromanbieter mit den geringsten marginalen Erzeugungskosten sind, weil sie keine Brennstoffe verbrauchen, wird der Bedarf zuerst mit den von ihnen generierten Strommengen gefüllt gefolgt von Braun- und Steinkohle-, Öl- und schließlich Gaskraftwerken.

Dies bedeutet, dass, wenn unzureichend erneuerbare Energien vorhanden sind, um den gesamten Strombedarf zu decken, der Strompreis von den variablen Erzeugungskosten der Braun- und Steinkohle-, Öl- und schließlich Gaskraftwerken gedeckt werden. Diese variablen Erzeugungskosten umfassen neben dem Aufwand für den direkten Brennstoff der jeweiligen Technologie (z.B. Steinkohle oder Gas) ebenfalls den CO₂-Preis für die durch diese Erzeugungsart emittierten Kohlenstoffdioxid.

Für die Erzeugung von Strom durch Wasserkraft ist es erforderlich, dass ausreichend Wasser vorhanden ist, um Strom zu erzeugen. Für die anderen Technologien sind es vor allem die Preise der für die Erzeugung benötigten Energierohstoffe, die die Grenzkosten bestimmen.

Die Tatsache, dass erneuerbare Energien nur beschränkt steuerbar sind, führt einerseits regelmäßig dazu, dass der Räumungspreis am Day-Ahead Markt ungefähr null ist, bzw. nach Unterschätzung der Produktion durch erneuerbare Energie am Spotmarkt zu Negativpreisen führt, welcher gemäß EEG-Gesetzeslage eine Einschränkung der Vergütungsfähigkeit von erneuerbaren Energien nach sich zieht (Siehe Abschnitt „Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios“).

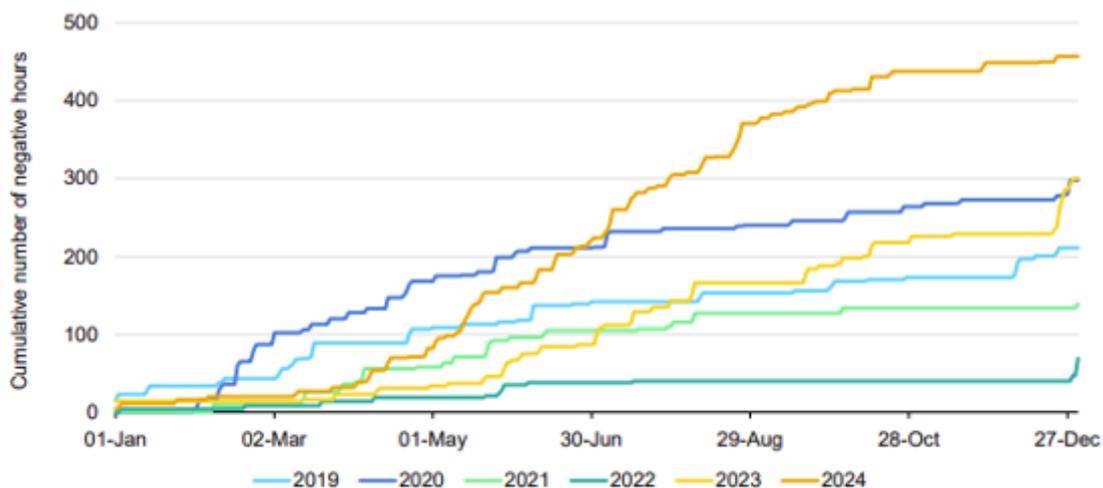
Daraus folgt somit, dass eine Zunahme der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien, z.B. durch gute Witterungsverhältnisse oder durch Zunahme der installierten Leistung, bei gleichbleibender Stromnachfrage zunehmend einen deflatorischen Preisdruck auf die Strompreise ausübt. Im Geschäftsjahr hat daher eine abnehmende Stromnachfrage mit einer zugenommenen installierten Leistung von Solar- und Windanlage zu einem solchen Preisdruck geführt.

ENTWICKLUNG DER „STROMPREISE“ IM BERICHTSZEITRAUM

Der Konzern ist mit dem Anlagenportfolio prinzipiell auf zwei Märkten aktiv: nämlich auf dem Spotmarkt sowie auf dem Terminmarkt. Für Anlagen ab 2016 gibt es eine verpflichtende „Direktvermarktung“, bei der die Betreiber den monatlichen PV-Marktpreis und eine Marktprämie erhalten (Siehe Abschnitt Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios). Der PV-Marktpreis ist der durchschnittlich stündliche Spotpreisen gewichtet für die Volumina Solarstrom, die bundesweit an diesen Stunden erzeugt wurden. Da die Preisbildung auf dem Markt von den Grenzkosten der letzten Produktionseinheit abhängt, lässt sich beobachten, dass der PV-Marktpreis in den Sommermonaten niedriger ist, da der Preis in den meisten Stunden durch inframarginalen Technologien (wie Solaranlagen) bestimmt wird. Ein Zusammentreffen von geringerer Nachfrage (z. B. am Wochenende) einerseits und guten Windgeschwindigkeiten und/oder Einstrahlungswerten andererseits, kann die Preise auch negativ machen.

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und die (zu) geringe Stromnachfrage sind negative Strompreise auf dem deutschen Markt immer häufiger geworden und erreicht im Berichtszeitraum mit 460 Negativstunden ein Rekordwert, wie aus dem unterstehenden Grafik hervorgeht.

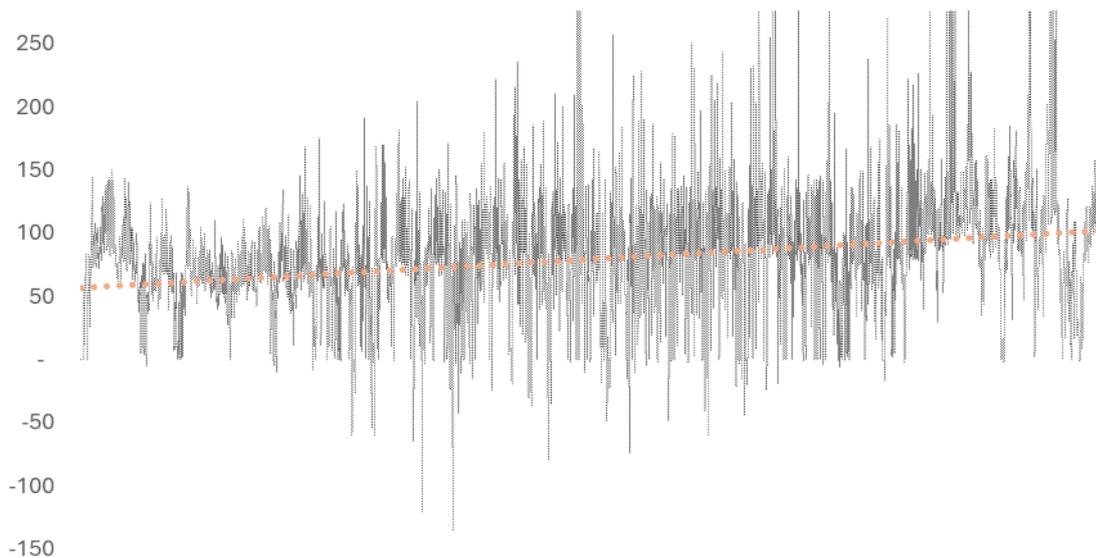
Anzahl der Negativstunden auf dem deutschen Markt (kumulativ pro Monat nach Jahr)



Quelle: IEA

Wenn man die Preissituation im Strommarkt als Ganzes betrachten möchte, dann kann man sich den Grundlastpreis (d. h. den Durchschnitt aller Stunden unabhängig der eingesetzten Technologie) näher anschauen. Im Laufe des Geschäftsjahres 2024 war insgesamt ein Anstieg des Grundlastpreises zu verzeichnen, der auf den Anstieg von Gas und CO₂-Preis in der zweiten Jahreshälfte zurückzuführen ist. Dennoch sank der Durchschnittspreis im Jahr 2024 auf 79,6 EUR/MWh, verglichen mit 95,2 EUR/MWh im Jahr 2023, das noch von den überhöhten Gaspreisen geprägt war.

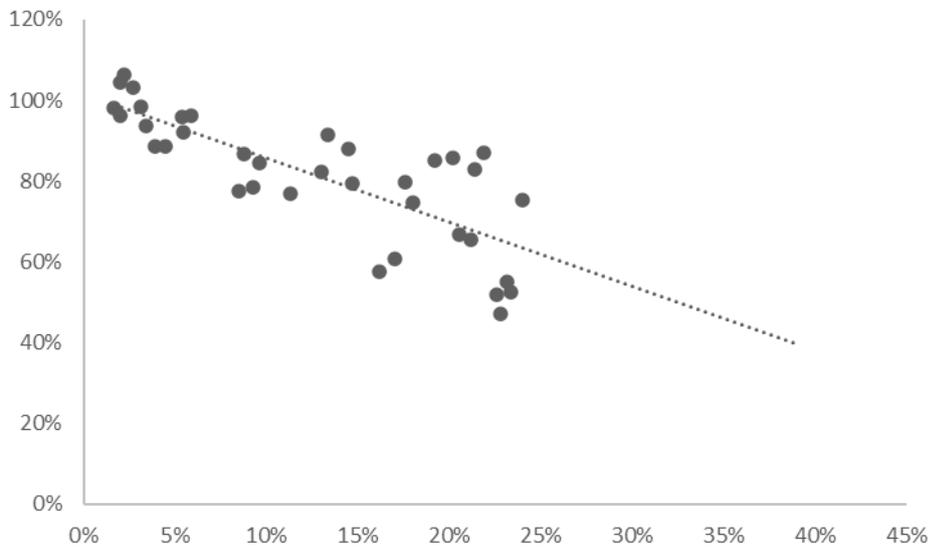
EPEX Spot (Day-Ahead) pro Viertelstunde im Geschäftsjahr 2024 in EUR pro MWh



Quelle: Energy charts, Netztransparenz, eigene Darstellung

Diese Verbesserung der Grundlastpreise konnte sich jedoch nicht in besseren PV-Marktpreisen umsetzen, denn der Einspeisepreis (d. h. der monatliche PV-Marktpreis geteilt durch den Grundlastpreis in diesem Monat) ist im Geschäftsjahr 2024 unter Druck geraten. Das Verhältnis zwischen dem PV-Marktpreis und dem Grundlastpreis wird im Weiteren „Capture Ratio“ genannt. Capture Ratios sind umgekehrt proportional zum Marktanteil des Solarstroms in einem bestimmten Monat, denn für die Stunden, für die Solarstrom die Grenzkosten des Marktes setzt, ist der Strompreis null (oder sogar negativ). Durchschnittlich lag der Marktanteil von PV-Strom im gesamten Strommix im Berichtszeitraum bei rd. 13%. Solarstrom wird jedoch selbstverständlich nicht in allen Monaten gleichverteilt produziert.

Capture Ratio (Y-Achse) pro Monat (Zeitraum 2022-2024) im Vergleich zum Marktanteil Solarstrom im Gesamtstrommix (X-Achse)

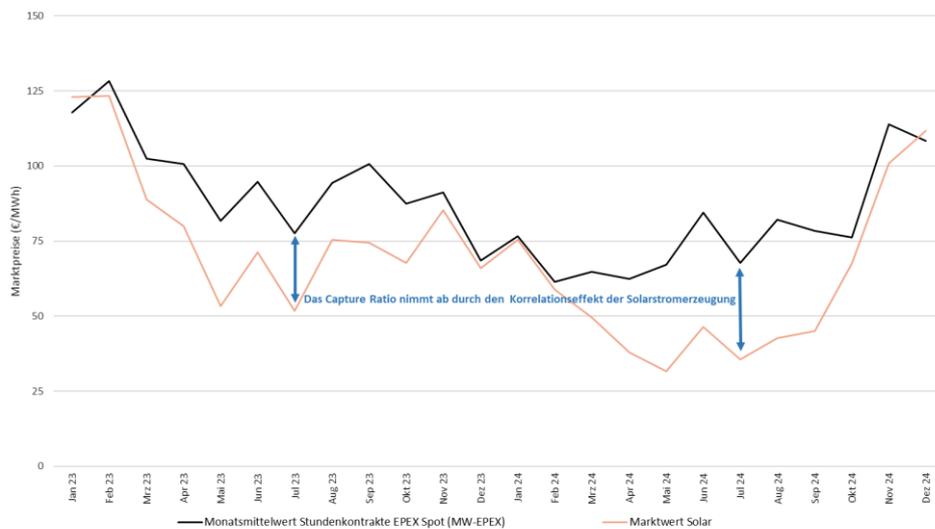


Quelle: Energy Charts, Referenzmarktwerte, eigene Darstellung

In der obenstehenden Grafik wird die Capture Rate bei unterschiedlichen Marktanteilen (auf Monatsbasis) von PV-Strom im gesamten Strommix dargestellt. Demzufolge liegt auf Monatsbasis der Marktanteil von Solarstrom im Strommix in den PV-Produktionszeiten eher bei 25-30%. Deshalb konnte man im Berichtszeitraum ein Capture Ratio von lediglich etwa 59% beobachten. Im Vorjahr betrug der durchschnittliche Capture Ratio noch 76% und im Geschäftsjahr 2022 sogar 95%.

Das EEG-Gesetz sieht einen Ausbau der PV-Gesamtleistung auf 215 GWp bis 2030 vor (Siehe Ausbau(Pfad) im Deutschen PV-Markt). Das bedeutet eine Produktion von etwa 200 TWh auf einen geschätzten deutschen Gesamtstromverbrauch von 700 TWh im Geschäftsjahr 2030, d.h. ein Marktanteil am Strommix von rd. 28%. Es sieht jedoch derzeit nicht danach aus, dass die Stromnachfrageschätzungen bewahrheitet werden würden, stattdessen befinden wir uns eher auf einem Pfad, in dem 40 % des Stromverbrauchs durch Solarstrom gedeckt werden wird, sodass die Capture Ratio für Solarstrom auf ein Niveau von etwa 40 % sinken würde, dies würde den Neubau von PV nahezu unwirtschaftlich machen, da der PV Strompreis die Stromgestehungskosten (LCOE) nicht decken würde.

EEX-Strompreis in EUR per MWh 2023-2024



Quelle: Netztransparenz – eigene Darstellung

Im Geschäftsjahr ist der EEX-Strompreis, der sich auf Solarstrom bezieht (in braun in der obenstehenden Grafik, im Bericht auch PV-Strompreis genannt), sowohl absolut als auch relativ im Vergleich zum Grundlastpreis drastisch zurückgegangen. In den ertragsreichen Monaten lag der PV Strompreis im Vorjahr zwischen rd. 50-75 EUR per MWh, während im Berichtsjahr dies zwischen rd. 25-50 EUR per MWh war. Wie bereits erläutert, ist zu befürchten, dass das Capture Ratio auch in der Zukunft weiter niedrig bleiben wird bzw. noch weiter verringern wird. Es ist dennoch nicht unwichtig, wie sich der Grundlastpreis in der Zukunft entwickelt.

Daher sollte man sich der zweite wichtige Markt des Konzern näher anschauen, nämlich der Terminmarkt. Der Konzern ist an diesem Markt v.a. für den Abschluss von Strompreisswap-vereinbarungen (bzw. Optionsverträgen) präsent. Der Konzern schließt solche Vereinbarungen ab, damit er für den Stromverkauf weniger den Bewegungen auf dem Spotmarkt ausgesetzt ist.

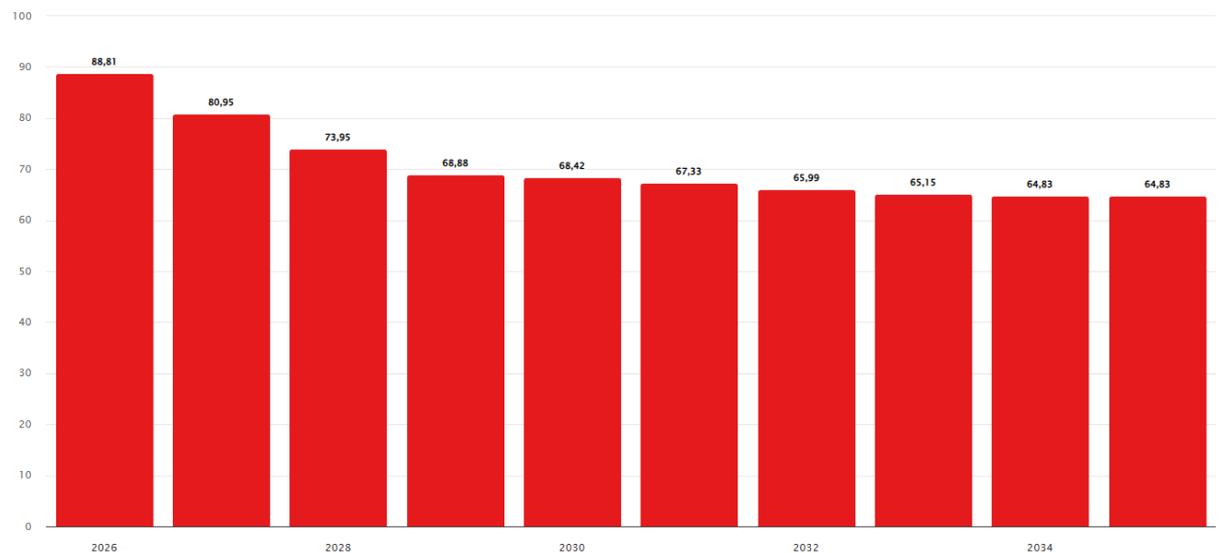
Die Preise auf dem Terminmarkt folgen grundsätzlich der gleichen Dynamik wie auf dem Spotmarkt, d. h. den Gas- und CO₂-Preisen, aber sie spiegeln auch die erwarteten Veränderungen im Strommix mit einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien wider. Im Jahr 2023 erreichte der Terminmarktpreis 2025, was ein Grundlastpreis ist, immer noch einen Spitzenwert von ca. 150 EUR/MWh, aber dieser Preis halbierte sich im ersten Quartal von 2024. In der zweiten Jahreshälfte erholte sich der Terminpreis in einem Bereich zwischen 80 und 100 EUR/MWh. Für den Zeitraum 2026-35 signalisiert die Terminkurve weitere Rückgänge von 89 EUR/MWh 2026 auf 65 EUR/MWh 2035.

Terminpreise für das Geschäftsjahr 2025 in (EUR / MWh) im Zeitraum 2023-2024



Quelle: Energy Charts

Terminpreise für die Geschäftsjahre 2026-2034 in (EUR / MWh) am 31.12.2024



Quelle: Energy Charts

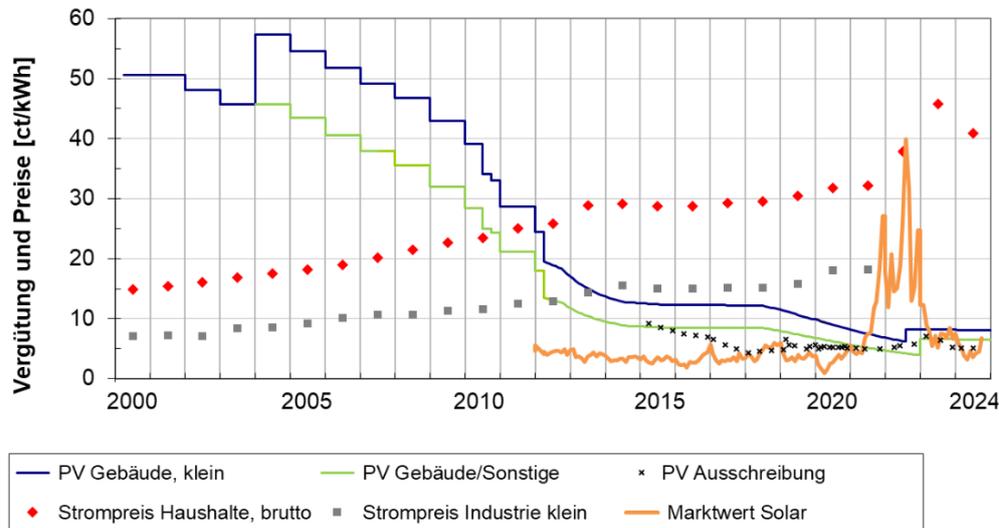
Der Terminpreis, welcher ein Grundlastpreis gleichzusetzen ist, wirkt sich wie bereits erläutert nur mittelbar auf die Ertragslage des Konzerns aus. Dieser Terminpreis fließt namentlich nur unter Anwendung eines Capture Ratios sowie Produktionsschätzungen in die Verhandlung eines Festpreises für Strompreisswap-Vereinbarungen ein.

ENTWICKLUNGEN AUF DEM DEUTSCHEN PV-MARKT

Die Verringerung der Einspeisevergütungen und Ausschreibungstarife (Siehe nachfolgende Grafik) korrelierte in der Vergangenheit mit der Entwicklung der Systempreise. Etwa seit Anfang 2021 verteuern sich die Systempreise jedoch (vgl. Abschnitt Entwicklung der Systempreise). Mit Vorlage des Osterpaketes der Bundesregierung und dessen Umsetzung im neuen EEG 2023 stiegen auch die Tarife für die Einspeisung von regenerativ erzeugtem

Strom erstmalig wieder an (Siehe Abschnitt EEG-Novelle 2023 und Solarpaket 1). Dies ist mit Blick auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien als positiv zu bewerten.

Entwicklung der deutschen Einpeiservergütungen und Ausschreibungstarife 2000-2024

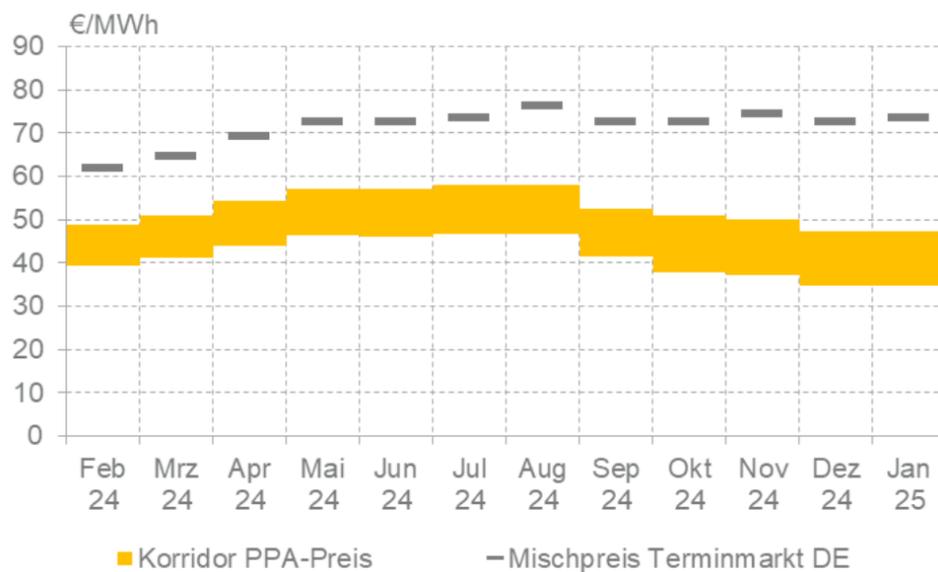


Quelle: Fraunhofer Institut

Oberhalb von 1 MWp haben Betreiber von deutschen Solaranlagen als Alternative einen Einspeisepreis über Stromabnahmeverträge (englisch: Power Purchase Agreements oder PPAs), also mittel- oder langfristige Festpreis-Abnahmeverträge mit einem Netzbetreiber oder Energiehändler, zu sichern. Große Freiflächenanlagen, die ihren Strom in das Netz einspeisen, die die Obergrenze für die Leistung von 20 MWp zur Teilnahme an der Ausschreibung überschreiten, sind für die mittel- bis langfristigen Sicherung eines Strompreises auf den Abschluss eines PPAs angewiesen. Da sich die festgelegten Preise in den PPAs an den Strommarktpreisen orientieren, wurden sie mit sinkenden Strompreisen im Geschäftsjahr 2024 unattraktiver (Siehe nachfolgende Grafik).

Am Ende vom Berichtszeitraum lag der PPA-Preis für 10-jährige Verträge noch um die EUR 40/MWh, was der Abschluss von PPA-Strompreisverträgen aus Sicht des Konzern unwirtschaftlich macht.

Entwicklung der PPA Strompreisverträge mit einer Laufzeit von 10 Jahren [Januar 2025]



Quelle: Enervis

Langfristige Stromverträge mit dem Kunden vor Ort jedoch haben sich auch als neue Möglichkeit für Dachanlagen eröffnet. Solche Kunden können z. B. Unternehmen sein, die für ihre Produktion direkt grünen Strom vor Ort abnehmen können. Auch die Abschaffung der EEG-Umlage infolge des Inkrafttretens der EEG-2023 hilft dabei, ein solches Stromvermarktungsmodell, wie der Konzern es bereits aus dem belgischen Markt kennt, in Deutschland zu etablieren, denn bisher musste auch auf derart gelieferten Strom die EEG-Umlage entrichtet werden.

SOLARSPITZENGESETZ 2025

Als Reaktion auf die zunehmende Häufigkeit von Negativpreisen hat das Bundesministerium eine Novellierung des EEG-Gesetzes initiiert und für eine breite gesellschaftliche Mehrheit geworben. Der Gesetzesentwurf wurde im Bundestag mit einer Mehrheit von Regierungs- und der größten Oppositionspartei und später auch im Bundesrat verabschiedet. Photovoltaikanlagen, die nach dem Inkrafttreten des Gesetzes am 25. Februar 2025 in Betrieb genommen wurden, werden in Stunden, in denen negative Börsenstrompreise am Day-Ahead Markt vorherrschen, keine Marktprämie, d.h. Einspeisevergütung abzüglich Marktwert-Solar mehr erhalten. Im bisherigen EEG 2023 war diese „1-Stunden“-Regelung zunächst erst ab dem Geschäftsjahr 2027 vorgesehen (Siehe Abschnitt Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios), während Solaranlagen, die vorigen EEG-Novellen unterliegen (EEG 2016 bzw. EEG 2021) die 4 bzw. 6 Stunden Regelung unterliegen.

Die Begründung dieser Gesetzesänderung besteht darin, dass Betreiber den Strom ihrer Solaranlagen nicht mehr in den Day-Ahead Markt anmelden werden, in den (Viertel-)Stunden in denen negative Strompreise vorherrschen und ihre Solaranlagen während diesen Uhrzeiten entsprechend abschalten werden. Bisher gab es Anreize den Strom zu einem beliebigen Preis zu verkaufen, da sie, soweit sie nicht bereits von der 4- oder 6-Stunden-Regel betroffen sind, um sowieso die Marktprämie einnehmen zu können.

Um die Marktintegration von PV-Anlagen durch die Förderung von Leistungsregelung und Flexibilität zu verbessern und letztlich die Anzahl der negativen Stunden zu reduzieren, wird der Gesetzgeber die Zeiten mit negativen Preisen durch eine feste Formel kompensieren, bei der die betroffenen Stunden an das Ende des Einspeisezeitraums angehängt werden und somit den regulierten Vergütungszeitraum erhöhen.

Das Gesetz sieht vor, dass während des Förderungszeitraums die Anzahl der negativen (Viertel-)Stunden auf dem Day-Ahead Markt aufgezählt wird und die Summe der Viertelstunden am Tag mit negativen Preisen mit einem Faktor von 0,5x multipliziert wird, um auszugleichen, dass die reale Einspeisung immer unter der theoretischen Maximalleistung liegt. Die Berechnung des Verlängerungszeitraums basiert auf 950 Volllaststunden (950 kWh/kWp) pro Jahr für eine Solaranlage, die sich entsprechend der normalen Solarkurven (dargestellt in der unterstehenden Tabelle) auf die einzelnen Monate verteilen. Da der Day-Ahead Markt künftig von stündlichen auf viertelstündliche Verträge umgestellt wird, ergibt daraus 3.800 Volllast-Viertelstunden. Aus der Anzahl der Negativ(viertel-)stunden multipliziert mit dem Faktor 0,5, welche sich während des Einspeisezeitraums ergeben, ergibt sich dann den Zeitraum in Monaten mit welchem den Förderungszeitraum verlängert wird.

Monat	Laststunden	Viertelstunden
Januar	22	87
Februar	47	189
März	85	340
April	111	442
Mai	123	490
Juni	127	508
Juli	125	498
August	113	453
September	93	371
Oktober	58	231
November	30	118
Dezember	18	73
Jahr	950	3.800

Konkret bedeutet dies, dass sollte im originären Förderungszeitraum (von i.d.R. 20 Jahren) 4.000 Negativviertelstunden auf dem Markt beobachtet worden sind, dann gilt es 2.000 Lastviertelstunden (d.h. $4.000 \times 0,5$) zu kompensieren. Wenn die eine betreffende Anlage somit im Dezember in Betrieb genommen wurde, dann verlängert sich den Förderungszeitraum um sechs Monate, denn Januar bis Juni haben nach der Tabelle 2.056 Viertelstunden, denn es wird auf dem nächsten vollen Monat gerundet. Die Verlängerung läuft dann ab dem Ende des originären Förderungszeitraum.

Die Regierung hat außerdem ein Konzept eingeführt, wonach bestehende Anlagen ebenfalls zum Kompensationsmechanismus wechseln können und im Austausch eine Erhöhung des Einspeisevergütungssatzes von 6 EUR/MWH für den originären Förderungszeitraum beanspruchen können. Der Konzern wird analysieren ob und für welche Anlage einen solchen Wechsel kaufmännisch sinnvoll sein könnte.

ENTWICKLUNG DER SYSTEMPREISE

Die Modulpreise in Europa, die üblicherweise in China hergestellt werden bzw. von chinesischen Produzenten verkauft werden, sind im Geschäftsjahr weiter gesunken. Die Gründe hierfür sind vielschichtig. Die Einführung des Inflation Reduction Act (IRA) in den Vereinigten Staaten hat zwar zu einer starken Zunahme der Investitionen in Solaranlagen in diesem Land geführt, allerdings ist eine amerikanische Fertigung der Module erforderlich, um von den Steuerbegünstigungen aus dem IRA Gebrauch machen zu können, sodass der amerikanische Absatzmarkt für die chinesischen Hersteller im Geschäftsjahr stark rückläufig war und die chinesische Waren zunehmen auf dem europäischen Markt angeboten wurden. Zweitens haben die Senkung der Strompreise und die höheren Zinsen eine Abnahme der Ausbaugeschwindigkeit von Solaranlagen nach sich gezogen. Dies hat dazu geführt, dass die Lager in den europäischen Häfen über sehr hohe Solarmodulbeständen verfügen, die zu immer mehr sinkenden

Modulpreisen auf den Markt angeboten werden. Es ist zu erwarten, dass dieser Bestandreinigungseffekt noch im laufenden Geschäftsjahr andauern wird.

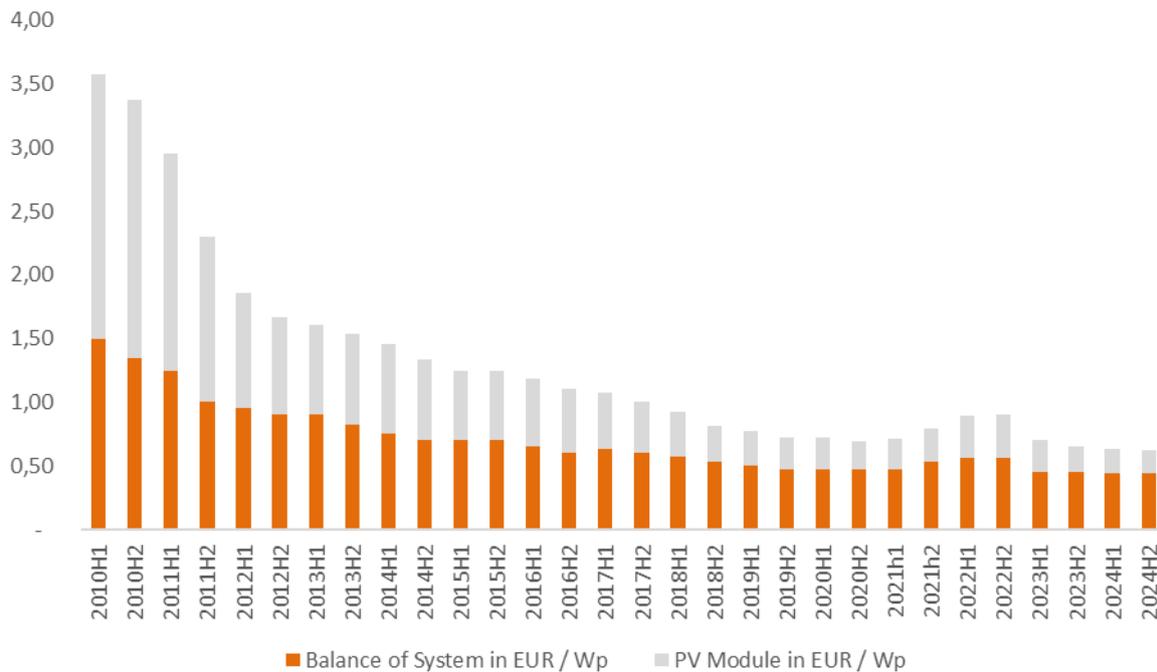
Entwicklung der Modulpreise in Deutschland in 2021-2024 in EUR / Wp



Quelle: pvxchange; eigene Darstellung

Obwohl die anderen Systemkosten (auch BOS für Balance of System) tendenziell mit den Jahren ebenfalls fallen, verhindern die hohen Rohstoffpreise (Kupfer, Aluminium, Stahl) sowie die beschränkte Verfügbarkeit von Monteuren und Technikern bzw. Komponenten wie z. B. Trafostationen wesentliche Senkungen in den BOS-Kosten. Die Wartezeiten auf bestimmte projektspezifische Komponenten (wie z. B. Übergabestationen und Trafos) sind allerdings deutlich kürzer geworden.

Insgesamt lässt sich nämlich in den letzten Jahren aufgrund des stärkeren Rückgangs der Modulpreise eine Verschiebung bei den Gesamtsystempreisen hin zu den BOS-Kosten (ohne Berücksichtigung spezifischer Standortfaktoren) wahrnehmen. Konnte man bei den Gesamtkosten für Module und BOS 2010 noch ein Verhältnis von 60/40 feststellen, lag das Verhältnis Module/BOS Ende 2024 bei 20/80.

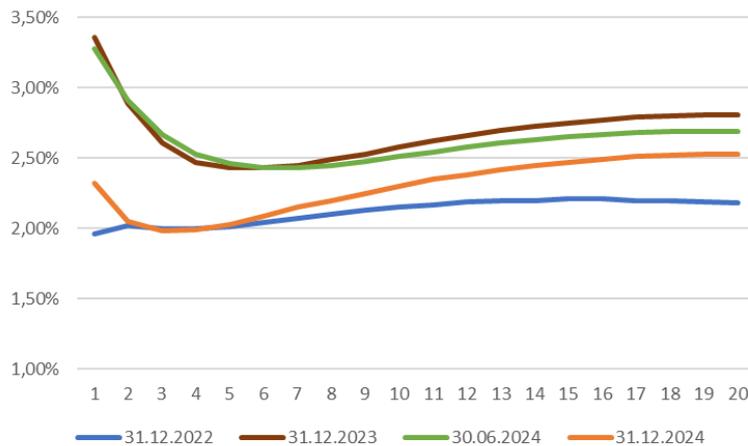


Quelle: IRENA, Eigene Darstellung

ZINSENTWICKLUNG IM GESCHÄFTSJAHR 2024

Nach einer langen Nullzinsphase bis Juli 2022 hat die Europäische Zentralbank in Reaktion auf die rege Inflation in der Eurozone eine geldpolitische Kehrwende eingeleitet und die Leitzinsen sukzessive erhöht. Diese Leitzinssteigerung wirkt sich auf die Projektfinanzierungsraten für neue Solaranlagen sowie auch auf Refinanzierungszinssätze für Bestandsanlagen aus. Die Finanzverbindlichkeiten des Konzerns sind jedoch fast ausschließlich mit festen Zinsen abgeschlossen worden, sodass der unmittelbare Effekt der Zinssteigerung beschränkt blieb.

Zinsstruktur der Deutschen Bundesanleihen (Laufzeiten 1-20 Jahre)



Quelle: Basiszinssatz.de, Eigene Darstellung

Seit Juni 2024 zeichnet sich eine Entspannung auf den Zinsmärkten auf, die mit der kontinuierlichen Senkung des EZB-Leitzins ab diesem Monat in Verbindung steht. Die mittel- und langfristigen Zinsen, z.B. gemessen an den Zinssätzen für deutsche Bundesanleihen haben sich in der zweiten Jahreshälfte 2024 ebenfalls etwas entspannt.

Der Konzern hat im Geschäftsjahr verschiedene Solaranlagen mit einem Gesamtvolumina von EUR 20 Mio. (re-)finanziert mit einer meist 10-jährigen Zinsbindung. Darüber hinaus wurde die Refinanzierung der Schuldscheinverschreibungen aus dem Jahr 2018 und 2020 mit einem Volumen von EUR 21 Mio. im Erstellungszeitraum mit der Sicherung von Bankdarlehen mit einem Volumen von EUR 23 Mio. erfolgreich beendet.

WETTBEWERB

Der Wettbewerb des Konzerns spielt sich vor allem im Einkauf bzw. in der Projektentwicklung von neuen Projekten ab. Im deutschen und belgischen Markt beteiligt sich der Konzern an relativ kleinen (Dach-) Anlagen auf gewerblichen Dachflächen. Der Wettbewerb besteht hier vor allem in der Abwägung des Dacheigentümers zwischen einer eigenen Investition oder einem Drittinvestor. In Deutschland werden solche kleineren Anlagen durch die höheren Entstehungskosten und die geringen Ausschreibungsvergütungen sowie die schwierige regulatorische Lage beim Stromverkauf an den Gebäudenutzer erschwert.

Der Konzern hält hauptsächlich Erneuerbare-Energieanlagen zwischen 1 bis 20 MWp, die eine Einspeisevergütung (aus dem EEG oder aus der Ausschreibung) erhalten. In diesem Segment gibt es eine beträchtliche Konkurrenz mit sehr unterschiedlichen Wettbewerbern, wie z. B. Privatiere, geschlossene Fonds, andere IPP-Player, Versicherer usw. Der Konzern versucht sich durch Eigenentwicklung und durch den Ausbau von langfristigen Beziehungen mit Projektentwicklern und Generalunternehmern einen exklusiven Zugang zu verschaffen.

WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS (BERICHTERSTATTUNG AUF BASIS DES IFRS KONZERNABSCHLUSSES)

GESCHÄFTSVERLAUF 2024

STAND DER UMSETZUNGEN DER ZIELE DES GESCHÄFTSPLANS 2021-2024

Stand der bisherigen Portfolioerweiterung

Das geplante Portfoliowachstum des Geschäftsplans 2021-24 sah einen Ausbau zum Jahresende 2024 um auf 525 MWp, davon 450 MWp in Deutschland und 75 MWp in Belgien vor. Zum Bilanzstichtag hat der Konzern ein Anlagenportfolio von 468 MWp, darin ist die solare Aufdachanlage Reuden-Süd, die sich noch im Bau befindet nicht enthalten. Das Ziel wurde somit für sowohl das deutsche Anlagenportfolio, welches eine Leistung von 409 MWp (Planwert: 450 MWp) als auch für das belgische Anlagenportfolio von 59 MWp (Planwert: 75 MWp) verfehlt.

Die Neuinvestitionen lagen unter Berücksichtigung von übernommenen Zahlungsmittel- und Zahlungsmitteläquivalenten bisher bei EUR 104,4 Mio., zuzüglich Beträge i.H.v. EUR 3,5 Mio. für noch nicht abgerechneten Bauleistungen, für die Zunahme der Leistung von 338 MWp (zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Plans 2021-2024) auf 468 MWp. Zur Finanzierung wurden Projektfinanzierungen i.H.v. EUR 28,7 Mio. übernommen oder bis zum Bilanzstichtag aufgenommen, alternative Finanzierungen (wie z. B. Corporate Finanzierung oder die Optionsanleihe 2023) i. H. v. EUR 26,7 Mio. neu abgeschlossen sowie EUR 12,0 Mio. Leasingverbindlichkeiten neu aufgenommen. – und durch Kapitalerhöhungen in mehreren Schritten i. H. v. EUR 27,8 Mio. unter Anwendung des Zahlungsmittelbestands für den Restbetrag i.H.v. EUR 0,8 Mio. finanziert.

STAND DER UMSETZUNGEN DER ZIELE DES GESCHÄFTSPLANS 2023-2024

Dieser Geschäftsplan bestand aus vier Bestandteilen mit unterschiedlichen Zielen, deren Erfüllung unten nach Bestandteil dargestellt werden:

Bestandteil 1: die Cashflows des Bestandsportfolios schützen

Der Konzern konnte im Erstellungszeitraum Corporate Darlehen mit einem Gesamtvolumen von EUR 23 Mio. sichern, die hauptsächlich zur Tilgung der beiden Schuldscheintranchen i.H.v. EUR 21 Mio. angewendet werden.

Darüber hinaus war der Konzern mit unterschiedlichen Instrumenten auf dem Strommarkt aktiv: dabei werden derzeit Strompreisswap-Vereinbarungen, Optionsverträge und aktive Steuerung des eigenen Anlagenportfolios in Belgien und Deutschland eingesetzt. Im Geschäftsjahr 2024 konnten zusätzliche Umsatzerlöse aus den Strompreisswap-Vereinbarungen i.H.v. EUR 4,0 Mio. und durch die aktive Steuerung des eigenen Anlagenportfolios EUR 1,4 Mio. erwirtschaftet werden.

Bestandteil 2: Opportunistisches Wachstum, kein selektives Wachstum

Der Konzern hat zum zweiten Bestandteil keine Umsetzung zu berichten.

Bestandteil 3: Eintreibung der wertgeminderten Forderung i.V.m. Reuden Süd

Der Konzern schätzt die Gestehungskosten für die Fertigstellung der Solaranlage Reuden-Süd nunmehr um EUR 8,0 Mio. Der Konzern hat keine Verpflichtung diese Investition zu tätigen. Der Konzern hat dazu noch keinen Beschluss genommen. Der Investitionsbeschluss des Konzerns hängt von mehreren rechtlichen, finanziellen und technischen Kriterien ab. Der Konzern spannt sich jedoch ein, zu bezwecken, dass diese Kriterien erfüllt werden.

Der Verkäufer der Kommanditanteile der Zweckgesellschaft sowie der Generalunternehmer der Solaranlage Reuden-Süd haben im dritten Quartal 2024 Insolvenz angemeldet. Der Konzern erwartet nach heutiger Sicht nicht, dass wesentliche Summen aus diesen Insolvenzen wiedergutmachen zu können. Dem nicht zu trotz wird der Konzern rechtliche Schritten gegen die involvierten (Rechts-)Personen einleiten bzw. hat dies bereits gemacht.

Bestandteil 4: Verfügbare Liquidität macht weitere Aktienrückkäufe möglich

Der Konzern hat zum zweiten Bestandteil keine Umsetzung zu berichten.

PROGNOSE-IST-VERGLEICH

Der Vorstand war für das Geschäftsjahr 2024 in seiner ursprünglichen Prognose im Geschäftsbericht 2023 von einer durchschnittlichen operativen Anlagenleistung von 440 MWp sowie von normalen Witterungsbedingungen im Jahr 2024 (952 kWh/kWp) und einer durchschnittlichen Aktienzahl von 81,4 Mio. ausgegangen. Schließlich wurde ein durchschnittlicher solarer Strompreis von EUR 52 pro MWh unterstellt.

Die prognostizierten Umsatzerlöse (> EUR 69,4 Mio.) wurden im Geschäftsjahr 2024 nicht erreicht, denn die Umsatzerlöse lagen mit EUR 63,3 Mio. unter dem Mindestwert. Das EBITDA des Geschäftsjahres beträgt EUR 47,2 Mio. Die EBITDA-Prognose (> EUR 57,0 Mio.) wurde somit um EUR 9,8 Mio. verfehlt.

Der Vorstand hat während des Geschäftsjahres die EBITDA-Prognose zweimal angepasst: in einer Ad-hoc-Mitteilung vom 1. Juli 2024 erfolgte aufgrund der Wertminderung der Forderung gegenüber der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG i.H.v. EUR 5,4 Mio. sowie aufgrund der schlechteren Witterungsbedingungen (EUR 5,0 Mio.) eine Anpassung der EBITDA-Prognose auf einer Spanne „von EUR 46 bis 52 Mio.“ Im Halbjahresbericht erfolgte dann eine Festlegung der EBITDA-Prognose auf „EUR 46,0 Mio.“ Entsprechend wurde die Prognose für das Cashflow pro Aktie (CFPS) für 2024 am 1. Juli 2024 auf eine Spanne“ von EUR 0,43 bis 0,50 pro Aktie“ verringert und im Halbjahresbericht auf „EUR 0,43 pro Aktie“ festgelegt.

Der CFPS lässt sich wie folgt ableiten:

in TEUR	2024
1. EBITDA	47.219
2. Minus effektive Nettozinszahlungen	-5.451
3. Minus effektive Steuerzahlungen	-2.816
4. Minus Pacht Aufwand (nicht im Betriebsaufwand enthalten)	-2.964
= Netto Cashflow	35.987
Durchschnittliche Anzahl der Aktien	81.573
CFPS (in EUR)	0,44

Die Produktion betrug im Berichtszeitraum 369 Gigawattstunden (GWh) und lag damit 11,9 % unterhalb der Prognose i. H. v. 419 GWh. Hiermit wurde ein Ertrag pro installierter Leistungseinheit von 861 kWh/kWp für das Anlagenportfolio erreicht, der 9,6 % unterhalb des prognostizierten Werts von 952 kWh/kWp liegt.

ERTRAGSLAGE

UMSATZ

7C Solarparken erzielte im Geschäftsjahr 2024 Umsatzerlöse i. H. v. EUR 63,3 Mio. (i. VJ: EUR 69,8 Mio.) Die Umsatzerlöse bestehen im Geschäftsjahr zu 98,9 % aus Stromverkäufen (Vorjahr: 98,0 %). Demzufolge ist der Stromverkauf von EUR 68,4 Mio. auf EUR 62,6 Mio. gesunken. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in den Umsatzerlösen Erträge aus der Strompreisswap-Vereinbarung mit mehreren europäischen Energieversorger i.H.v. EUR 4,0 Mio. (i.VJ. 6,2 Mio.) enthalten sind.

	2024 FY	2023 FY	Änderung
GWh (Solar und Wind)	369	374	-1,3 %
kWh/kWp (nur Solar)	844	883	-4,4 %
kWh/kWp (Solar und Wind)	861	908	-5,2 %
Gewichtete durchschnittliche Leistung (Solar und Wind)	428	421	1,8 %
Durchschnittlicher Einspeisepreis (EUR/MWh)*	170	183	-7,3 %

*Umsatzerlöse aus Stromverkauf (inkl. Strompreisswap-vereinbarung) geteilt durch Produktion

Die spürbare Abnahme der Stromverkäufe (-8,5%) ist auf die kräftige Senkung der Strompreise und des damit einhergehenden durchschnittlichen Einspeisepreises (-7,3%) in Zusammenhang mit der leichten Abnahme der Produktion um 1,3% im Vergleich zum Vorjahr- zurückzuführen.

Die Abnahme der Produktion auf 369 GWh, die 1,3% unter der Vorjahresproduktion lag, ist hauptsächlich auf den schlechteren spezifischen Ertrag aufgrund der Witterungsverhältnisse und der Abschaltung der Solaranlagen aufgrund von Redispatch 2.0 sowie der aktiven Steuerung (-5,2%) im Berichtszeitraum im Vergleich zum Vorjahr zurückzuführen. Das Portfoliowachstum auf eine gewichtete durchschnittliche Leistung von 428 MWp (+1,8%) konnte den Produktionsrückgang abmildern, jedoch nicht ausgleichen. Die Strompreissenkungen hauptsächlich aufgrund der Flaute in der Stromnachfrage einerseits, sowie der Ablauf der ersten Strompreisswap-Vereinbarung (Siehe Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios) zum 31. Dezember 2023 andererseits, führten zu einer Verringerung des durchschnittlich erzielten Einspeisepreises auf EUR 170 pro MWh. Die Strompreisswap-Vereinbarungen mit verschiedenen großen europäischen Energieversorgern sowie die aktive Steuerung des Anlagenportfolios seit Mitte des Geschäftsjahres haben die Senkung der Stromverkäufe aufgrund Strompreissenkungen um EUR 5,4 Mio. (i.VJ.: EUR 6,2 Mio.) entgegengewirkt.

Die Umsatzerlöse aus Dienstleistungen sind von EUR 1,0 Mio. im Jahr 2023 auf EUR 0,5 Mio. gesunken. Dies entspricht 0,8 % vom Gesamtumsatz (Vorjahr: 1,5 %).

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparken i. H. v. EUR 5,2 Mio. (i. VJ.: EUR 7,5 Mio.).

Besonders hervorzuheben sind Ausgleichszahlungen i. V. m. Anlagenabschaltungen infolge der Einführung von Redispatch 2.0 i. H. v. EUR 2,1 Mio. (i. VJ.: EUR 4,8 Mio.). Darüber hinaus konnte im Berichtszeitraum ein Ertrag durch die Teilauflösung von einer Strompreisswap-vereinbarung i.H.v. EUR 1,7 Mio. erwirtschaftet werden. Daneben konnten Rückstellungen i. H. v. EUR 0,4 Mio. (i. VJ. EUR 1,0 Mio.) aufgelöst werden. Schließlich wurden weitere EUR 0,3 Mio. (i.VJ. EUR 0,3 Mio.) periodenfremde Erträge erfolgswirksam vereinnahmt.

PERSONALAUFWAND

Der Personalaufwand nahm im Berichtszeitraum auf EUR 2,2 Mio. (i. VJ.: EUR 2,3 Mio.) ab. Der Konzern beschäftigte zum 31. Dezember 2024 neben den beiden Vorständen 22 Mitarbeiter (i. VJ.: 19 Mitarbeiter), davon 10 bei der 7C Solarparken AG (i. VJ.: 7 Mitarbeiter). Durchschnittlich beschäftigte der Konzern während der Berichtsperiode 20 Mitarbeiter (i. VJ.: 23 Mitarbeiter), davon 8 bei der 7C Solarparken AG (i. VJ.: 10 Mitarbeiter).

SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

Die betrieblichen Aufwendungen beliefen sich in der Berichtsperiode auf EUR 19,1 Mio. (i. VJ.: EUR 13,3 Mio.).

Dieser rasante Anstieg ist auf die Zunahme der Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte i.H.v. EUR 6,3 Mio. (i.VJ.: EUR 0,6 Mio.) zurückzuführen. Dieser Posten bestand neben der Wertminderung auf die Vorräte infolge der Abnahme der Modulpreise (EUR 0,7 Mio.) nahezu ausschließlich aus einer einzelnen Wertminderung auf Forderungen aufgrund Uneinbringlichkeit i.H.v. EUR 5,4 Mio., welchen der Konzern ertragswirksam im Geschäftsjahr bilanzieren musste.

Der Konzern hat im Juni 2023 einen Kauf- und Abtretungsvertrag unterschrieben, um die Kommanditanteile sowie die Gesellschafterdarlehen des Altkommanditisten an die FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG zu erwerben. Die Abtretung der Gesellschafterdarlehen wurde bereits im Jahr 2023 vollzogen und wurde entsprechend als Forderung am Bilanzstichtag des Vorjahres ausgewiesen. Der Kauf der Kommanditanteile hingegen sollte jedoch erst nach der Fertigstellung des Baus der Solaranlage vollzogen werden. Wie sich im Juni 2024 herausstellte, hatte der Verkäufer im Vorfeld zu dem Verkauf an 7C sowohl die Gesellschafterdarlehen als auch die Kommanditanteile der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG einem Dritten als Sicherheit gestellt. Dadurch hat der Konzern erhebliche Zweifel an der zukünftigen Erfüllung dieser Forderung und minderte diese vollumfänglich. Der Verkäufer hat im Laufe des Geschäftsjahres 2024 einen Insolvenzantrag gestellt. Der Konzern hat seit Juni 2024 die Geschäftsführung der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG übernommen und infolge einer Kapitalerhöhung in der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG, die Beherrschung erlangt. Dies hat jedoch keinen Einfluss auf die Einbringlichkeit der abgewerteten Forderung. Durch die Abtretung an Dritten konnte diese nicht rechtmäßig veräußert und durch uns erworben werden.

Neben den Wertminderungen der Vorräte und Forderungen, ist der Anstieg des sonstigen Betriebsaufwandes im Wesentlichen auf die erhöhten Kosten für den Betrieb der Solarparks (+EUR 1,0 Mio.), sowie für Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten (+EUR 0,3 Mio.) zurückzuführen. Gegenläufig wirkte sich der im Vergleich zum Vorjahr geringe Zuführungsbetrag zu Rückstellungen (minus EUR 0,8 Mio.) kompensierend aus.

Die Kosten für den Betrieb der Solarparks umfassen Aufwendungen wie Reparaturen und Instandhaltung sowie Versicherungen, Eigenstrombedarf, Materialkosten und Kosten für die Rasen-/Grünpflege. Diese Aufwendungen stiegen von EUR 7,1 Mio. im Vorjahr auf EUR 8,0 Mio. an. Die Hauptgründe für diesen Anstieg dieser Kosten i. H. v. EUR 1,0 Mio. sind die Auslagerung der Wartungsarbeiten für die Solar- und Windparks (+ EUR 0,8 Mio.), die Zunahme der Kosten für die Grünpflege der Anlagen und Ausgleichsflächen i. H. v. EUR 0,4 Mio. Gegenläufig verringerten sich die Direktvermarktungskosten um EUR 0,4 Mio im Vergleich zum Vorjahr.

EBITDA

Der 7C Solarparken Konzern hat ein EBITDA von EUR 47,2 Mio. erzielt (i. VJ.: EUR 61,6 Mio.), was einem Rückgang von 23,3 % entspricht. Die EBITDA-Marge verringerte sich im Geschäftsjahr und liegt bei 74,6 % (i. VJ. 88,2 %).

ABSCHREIBUNGEN UND WERTMINDERUNGEN

Die Abschreibungen und Wertminderungen i. H. v. EUR 41,1 Mio. (i. VJ.: EUR 39,9 Mio.) betreffen Abschreibungen bzw. Wertminderungen auf Sachanlagen, Nutzungsrechte sowie immaterielle Vermögenswerte. Die Erhöhung der planmäßigen Abschreibungen ist fast ausschließlich auf die Erweiterung des Anlagenportfolios (+EUR 0,7 Mio.) zurückzuführen. Es wurden Wertminderungen der Sachanlagen, Nutzungsrechte oder der immateriellen Vermögenswerte i. H. v. EUR 4,4 Mio. (i. VJ.: EUR 4,0 Mio.) vorgenommen.

EBIT

Das Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit (EBIT) ist von EUR 21,8 Mio. im Vorjahr auf EUR 6,1 Mio. im Jahr 2024 zurückgegangen. Dies entspricht einer EBIT-Marge von 9,7 % (i. VJ.: 31,2 %).

BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS

Das Beteiligungs- und Finanzergebnis verbesserte sich mit minus EUR 5,8 Mio. im Vergleich zum Vorjahr (minus EUR 6,6 Mio.) deutlich. Diese Zunahme des Beteiligungs- und Finanzergebnisses um EUR 0,8 Mio. resultiert im Wesentlichen aus der Zunahme der Verzinsung auf Festgeldkonten, die als sonstige finanzielle Vermögenswerte bilanziert werden (+EUR 0,6 Mio.) sowie aus der Auflösung eines Zinsswaps (+EUR 0,2 Mio.). Daneben gab es eine Abnahme der Zinsaufwendungen (EUR 0,2 Mio.) und der Bankgebühren (EUR 0,3 Mio.) Gegenläufig wirkten sich der Anstieg der Aufzinsung von Leasingverbindlichkeiten (EUR 0,1 Mio.) sowie des Ergebnisses aus der Equity Method um EUR 0,3 Mio. aus.

PERIODENERGEBNIS

Der in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesene Steuerertrag belief sich im Geschäftsjahr 2024 insgesamt auf EUR 0,6 Mio. (i. VJ.: ein Steueraufwand i.H.v. EUR 3,7 Mio.). Diese Verbesserung ergibt sich als Folge des verschlechterten Ergebnisses vor Ertragsteuern (EBT), welches sich um EUR 14,8 Mio. verringert hat. Der Steueraufwand beinhaltet laufende Steuern i.H.v. EUR 3,2 Mio. und latenten Steuerertrag i.H.v. EUR 3,8 Mio. Der Konzernjahresüberschuss von EUR 0,9 Mio. (i. VJ.: EUR 11,4 Mio.) setzt sich aus dem Ergebnis der Anteilseigner der Muttergesellschaft i. H. v. EUR 0,5 Mio. sowie dem Ergebnis nicht beherrschender Gesellschafter von EUR 0,5 Mio. zusammen.

VERMÖGENS- UND FINANZLAGE

VERMÖGENSLAGE

Die Vermögenslage der 7C Solarparks setzt sich zu rund 81 % (i.VJ.: 82 %) aus langfristigen Vermögenswerten zusammen.

Die immateriellen Vermögenswerte von 7C Solarparks beliefen sich zum 31. Dezember 2024 auf EUR 2,9 Mio. (i. VJ.: EUR 2,1 Mio.) und beinhalteten u. a. Serviceverträge für die Betriebsführung von Anlagen Dritter, die im Zuge der Unternehmensakquisitionen in den Vorjahren erworben wurden, i. H. v. EUR 1,1 Mio. sowie Projektrechte für Solaranlagen, die sich in unterschiedlichen Entwicklungsphasen befinden i. H. v. EUR 1,9 Mio. Es wurden im Geschäftsjahr derartige Projektrechte i.H.v. EUR 1,7 Mio. erworben. Gegenläufig waren die planmäßigen Abschreibungen i. H. v. EUR 0,1 Mio. und die Wertminderungen i.H.v. EUR 0,7 Mio. Darüber hinaus wurden immaterielle Vermögenswerte i.H.v. EUR 0,1 Mio. in die Solaranlagen umgegliedert

Der Konzern hat im Berichtszeitraum EUR 3,8 Mio. in die Erweiterung des Solar- und Windanlagenportfolios investiert. Darüber hinaus wurden Solarparks im Bau i. H. v. EUR 14,9 Mio. sowie Projektrechte i.H.v. EUR 0,1 Mio.

durch die Realisierung der Projekte in die Solarparks umgegliedert. Die planmäßigen Abschreibungen betragen EUR 33,9 Mio. und Wertminderungen in den Solaranlagen EUR 3,7 Mio. Schließlich wurde eine Korrektur der Anschaffungskosten von Solaranlagen gemacht, was zu einem Rückgang des Anlagevermögens i. H. v. EUR 1,2 Mio. führte. Demzufolge hat sich der Buchwert der Solar- und Windparks mit EUR 355,3 Mio. im Vergleich zum Vorjahr (EUR 375,6 Mio.) in der Summe um EUR 18,1 Mio. verringert.

Die Solarparks im Bau hatten zum Stichtag einen Buchwert von EUR 15,0 Mio. (i. VJ.: EUR 16,1 Mio.). Es wurde im Berichtszeitraum ein Betrag von EUR 13,8 Mio. für neue Solaranlagen, die sich zum Bilanzstichtag noch im Bau befanden, investiert und ein Betrag von EUR 14,9 Mio. für Solaranlagen im Bau in die Solarparks umgegliedert.

Der Betrag für die Nutzungsrechte, welche im Wesentlichen die Nutzung von Grundstücken und Dächern für den Betrieb der Solar- und Windkraftanlagen betreffen, blieb nahezu unverändert bei EUR 42,5 Mio. an. Hier standen den Zugängen durch Investitionen und durch Erweiterung des Konsolidierungskreises i. H. v. EUR 2,5 Mio. Abschreibungen i. H. v. EUR 2,4 Mio. gegenüber.

Die Grundstücke und Gebäude, d. h. das sog. PV Estate, haben unter Berücksichtigung von Abschreibungen i. H. v. EUR 0,1 Mio. auf EUR 14,3 Mio. (i. VJ.: EUR 14,4 Mio.) leicht abgenommen. Insgesamt blieb das, dem PV Estate zugehörige, Portfolio unverändert bei 199 ha.

Die aktiven latenten Steuern resultieren aus voraussichtlich steuerlich nutzbaren Verlustvorträgen sowie aus temporären Differenzen. Sie haben sich von EUR 5,2 Mio. im Vorjahr auf EUR 8,4 Mio. erhöht.

Die kurzfristigen Vermögenswerte haben sich von EUR 104,1 Mio. am Jahresende 2023 auf EUR 104,3 Mio. zum 31. Dezember 2024 nur sehr geringfügig erhöht. Der Konzern hat im Geschäftsjahr EUR 10,7 Mio. (i. VJ.: EUR 18,3 Mio.) auf Festgeldkonten angelegt mit einer Laufzeit von mehr als 3 Monaten. Diese Festgeldkonten werden daher als kurzfristige Vermögenswerte ausgewiesen. Am Bilanzstichtag verfügte der Konzern über liquide Mittel i. H. v. EUR 82,1 Mio. (i. VJ.: EUR 62,3 Mio.). Hiervon sind EUR 15,2 Mio. (i. VJ.: EUR 12,1 Mio.) mit Verfügungsbeschränkungen für Projektreserven und Avale belegt.

Die Bilanzsumme ist von EUR 564,4 Mio. auf EUR 547,1 Mio. geringfügig gesunken.

Das Eigenkapital belief sich zum 31. Dezember 2024 auf EUR 238,6 Mio. (i. VJ.: EUR 250,2 Mio.). Diese Abnahme um rd. EUR 11,6 Mio. resultiert auf der Zunahme der Rücklagen für eigene Anteile i.H.v. EUR 4,1 Mio.; der Verringerung der Hedging-reserve um EUR 2,7 Mio., die Verringerung der nicht-beherrschende Anteile um EUR 1,0 Mio. sowie der an die Aktionäre des Konzerns ausgezahlten Dividende i.H.v. EUR 4,9 Mio. Gegenläufig hat sich das positive Periodenergebnis (EUR 1,0 Mio.) sowie die ausgeübten Optionen aus der Optionsanleihe (EUR 0,7 Mio.) ausgewirkt.

Die Eigenkapitalquote, die vom Konzern ohne die Hedging Reserve ermittelt wird, verringerte sich leicht von 44,3 % zum 31. Dezember 2023 auf solide 43,6 % zum 31. Dezember 2024.

Die lang- und kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten im Konzern beliefen sich zum 31. Dezember 2024 insgesamt auf EUR 204,5 Mio. (i. VJ.: EUR 210,1 Mio.). Es handelt sich hier um die Darlehen zur Finanzierung der Solar- und Windparks, der Immobilien des sog. PV Estate sowie auch um die emittierten Schuldscheindarlehen. Es wurden im Geschäftsjahr EUR 20,7 Mio. neue Darlehen gesichert sowie EUR 2,9 Mio. neue Darlehen durch Akquise von neuen Tochtergesellschaften in den Konsolidierungskreis aufgenommen. Gegenläufig haben sich die Tilgungen von Finanzverbindlichkeiten i. H. v. EUR 28,9 Mio. ausgewirkt.

Die lang- und kurzfristigen Leasingverbindlichkeiten betragen zum Bilanzstichtag EUR 42,2 Mio. (i. VJ.: 42,4 Mio.). Zu der geringfügigen Veränderung trugen im Wesentlichen zum einen neue Leasingverbindlichkeiten aus der

Erweiterung des Konsolidierungskreises bzw. durch Erwerb von Nutzungsverträgen (EUR 0,8 Mio.) neu abgeschlossene Leasingverträge i. H. v. EUR 1,7 Mio. sowie die Aufzinsung von bestehenden Leasingverbindlichkeiten i. H. v. EUR 0,8 Mio. bei. Gegenläufig wirkten sich die regulären Tilgungen i. H. v. EUR 3,4 Mio. aus.

Bei den langfristigen Rückstellungen war eine Zunahme um rd. EUR 1,5 Mio. zu verzeichnen. Dies war vor allem auf die Rückbaurückstellungen zurückzuführen, die im Wesentlichen aufgrund von Neubauprojekten (EUR 1,0 Mio.) und der Aufzinsung um EUR 0,9 Mio. anstiegen. Dahingegen sanken die Rückstellungen für technische Gewährleistungen um EUR 0,3 Mio. und die Rückstellungen für Grundbesitz und Leasingverhältnisse ebenfalls um EUR 0,1 Mio.

FINANZLAGE UND KAPITALFLUSSRECHNUNG

Die Veränderung des Finanzmittelfonds betrug im Berichtsjahr EUR 19,8 Mio. (i. VJ.: minus EUR 28,2 Mio.). Dabei betrug der „Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit“ EUR 49,2 Mio., welchem der Zahlungsmittelabfluss aus der Investitionstätigkeit i. H. v. EUR 7,7 Mio. sowie der „Netto-Cash-Flow aus der Finanzierungstätigkeit“ i. H. v. EUR 21,8 Mio. gegenüberstanden und per Saldo zu einer Zunahme des Finanzmittelfonds führten. Die einzelnen Zahlungsmittelzu- bzw. Abflüsse stellten sich wie folgt dar:

Der Nettomittelzufluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit erhöhte sich von EUR 45,0 Mio. auf EUR 49,2 Mio. Er resultiert im Wesentlichen aus dem operativen Geschäft der Solarparks und den hieraus generierten Einzahlungen abzüglich der gezahlten Zinsen i. H. v. EUR 5,5 Mio. (i. VJ.: EUR 5,2 Mio.) sowie der gezahlten Ertragssteuern i. H. v. EUR 2,8 Mio. (i. VJ.: EUR 3,3 Mio.).

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit betrug minus EUR 7,7 Mio. (i. VJ.: minus EUR 44,2 Mio.) und resultierte im Wesentlichen aus Anzahlungen aus Solaranlagen im Bau (EUR 10,8 Mio.) sowie aus dem Nettzahlungsmittelabfluss für die Investitionen in Sachanlagen (EUR 3,7 Mio.) und in Projektrechte (EUR 1,7 Mio.). Gegenläufig haben sich das Freiwerden von Zahlungsmitteln aus Festgeldkonten (EUR 7,6 Mio.), die erhaltenen Zinsen (EUR 0,8 Mio.) auf Bank- und Festgeldkonten, sowie aus der Netto-einzahlung von Zahlungsmitteln aus dem Erwerb von Tochterunternehmen (EUR 0,1 Mio.) ausgewirkt.

Der negative Cashflow aus Finanzierungstätigkeit belief sich auf minus EUR 21,8 Mio. (i. VJ.: minus EUR 29,0 Mio.). Dieser Betrag umfasst im Wesentlichen die Tilgung von Krediten i. H. v. EUR 28,9 Mio., die Ausschüttung von Dividenden i. H. v. EUR 6,4 Mio. sowie die Tilgungen der Leasingverbindlichkeiten gemäß IFRS 16 von EUR 3,4 Mio. und den Rückkauf von eigenen Anteilen i. H. v. EUR 4,1 Mio. Gegenläufig haben sich die Einzahlung von neuen Bankfinanzierungen i. H. v. EUR 20,7 Mio. sowie die Einzahlung aus der Ausübung von Optionen i.H.v. EUR 0,6 Mio. ausgewirkt.

Der Konzern war zu jeder Zeit in der Lage, seine Zahlungsverpflichtungen zu erfüllen.

Zusammenfassend ist die Entwicklung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage als positiv zu betrachten. Die sich abzeichnende Verbesserung des EBITDA sowie die Erweiterung des Anlagenportfolios spiegelt die Unternehmensplanung und Intention einer nachhaltigen und kontinuierlichen Geschäftsentwicklung erfolgreich wider.

WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DER 7C SOLARPARKEN AG

(Berichterstattung auf Basis des handelsrechtlichen Jahresabschlusses - HGB)

GESCHÄFTSVERLAUF 2024

Im Vergleich zu ihren Tochtergesellschaften hatte die 7C Solarparks AG bisher eine relativ geringe Bedeutung für den Konzern als Ganzes, da die wesentlichen Vermögensgegenstände des Konzerns – dessen Solar- und Windanlagen – in der Mehrzahl von anderen Konzerngesellschaften gehalten werden. Der Stellenwert der 7C Solarparks AG gewinnt jedoch immer mehr an Bedeutung, nicht nur weil die Muttergesellschaft zunehmend auch unmittelbar Solaranlagen betreibt, sondern in steigendem Maße auch die Finanzierung des Erwerbs von Bestandsanlagen sowie die Errichtung neuer Anlagen in anderen Konzerngesellschaften sichert.

Die 7C Solarparks AG hat sowohl ihre Umsatz- als auch ihre EBITDA-Prognose deutlich übertroffen. Der Geschäftsverlauf im Jahr 2024 ist im strategischen und finanziellen Sinne als positiv zu betrachten.

PROGNOSE-IST-VERGLEICH

Der Umsatz der 7C Solarparks AG hat mit EUR 6,8 Mio. die Prognose von EUR 4,2 Mio. deutlich übertroffen. Während sich der Umsatz aus Stromverkäufen verringerten, verbesserte sich die Ertragssituation aus Dienstleistungsverträgen. Infolge der schlechteren Witterungsbedingungen sowie der geringeren Strompreise schmäleren sich der Umsatz aus Stromverkäufen um rd. EUR 0,5 Mio. auf EUR 1,7 Mio. im Geschäftsjahr 2024. Die Entwicklung der Umsatzerlöse wurde jedoch durch die Erträge aus der Erbringung von Dienstleistungen, wie zum Beispiel die Wartung und Reparatur für die Photovoltaikanlagen der konzerninternen Kunden, i.H.v. (EUR 5,1 Mio.) erheblich unterstützt und führte so zu einer Überkompensation des rückgängigen Umsatzes aus Stromverkäufen.

Vor allem die insgesamt gute Umsatzentwicklung hat sich auch auf das EBITDA positiv ausgewirkt, das den prognostizierten Wert (minus EUR 1,5 Mio.) um EUR 2,3 Mio. übertroffen konnte.

in TEUR	2024 (IST)	2024 (Prognose)
1. Umsatzerlöse	6.828	4.200
2. Sonstige betriebliche Erträge	242	
3. = Gesamtleistung	7.070	
4. Materialaufwand		
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	-1.813	
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	-2.193	
5. Personalaufwand		
a) Löhne und Gehälter	-580	
b) Soziale Abgaben	-77	
6. Sonstige betriebliche Aufwendungen	-1.605	
7. EBITDA	802	-1.500

Die Produktion betrug im Berichtszeitraum 10,0 GWh, was 3,9 % unter der Prognose i. H. v. 10,4 GWh liegt. Hiermit wurde ein Ertrag pro installierter Leistungseinheit von 937 kWh/kWp erreicht und hat somit den prognostizierten Wert von 933 kWh/kWp um 0,4 % überschritten.

ERTRAGSLAGE

UMSATZ

Die Umsatzerlöse der 7C Solarparken AG betragen im Geschäftsjahr 2024 EUR 6,8 Mio. (i. VJ.: EUR 4,8 Mio.) und sind damit gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen. Die Umsatzerlöse bestanden im Wesentlichen aus den Dienstleistungen (EUR 5,2 Mio.) sowie aus Stromverkäufen (EUR 1,6 Mio.) Die 7C Solarparken AG hat Mieteinnahmen i. H. v. TEUR 29 durch die Vermietung Ihrer Immobilienobjekte erzielt (i. VJ: TEUR 29).

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind im Vergleich zu 2023 um EUR 0,3 Mio. auf EUR 0,3 Mio. deutlich gesunken (i. VJ.: EUR 0,6 Mio.).

Die sonstigen betrieblichen Erträge bestanden im Berichtsjahr fast ausschließlich aus der Auflösung von Rückstellungen, i.H.v. rd. EUR 0,1 Mio.

MATERIALAUFWAND – AUFWENDUNGEN FÜR BEZOGENE LEISTUNGEN

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sind aufgrund mehrerer Moduleinkäufe von EUR 0,1 Mio. auf EUR 1,8 Mio. gestiegen. Die Aufwendungen für bezogene Leistungen sind jedoch von EUR 2,1 Mio. im Jahr 2023 auf EUR 2,2 Mio. im Geschäftsjahr leicht angestiegen. Ausschlaggebend hierfür war vor allem der um EUR 0,7 Mio. höhere konzerninternen Leistungsbezug.

PERSONALKOSTEN

Die Personalaufwendungen haben sich auf EUR 0,7 Mio. (i. VJ.: EUR 0,6 Mio.) leicht erhöht. Die Anzahl der Mitarbeiter zum Jahresende betrug 8 (i. VJ: 7) Mitarbeiter.

SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind im Geschäftsjahr um EUR 0,2 Mio. auf EUR 1,6 Mio. gesunken. Diese betreffen im Wesentlichen, wie im Vorjahr, die Aufwendungen für die Verwaltung, eingekaufte Dienstleistungen und Kosten in Verbindung mit der im Geschäftsjahr durchgeführten Kapitalerhöhung.

ABSCHREIBUNGEN

Die Abschreibungen betreffen planmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen i. H. v. EUR 0,9 Mio. (i. VJ: EUR 0,9 Mio.).

ZINSEN – STEUERN

Die Zinserträge belaufen sich wie im Vorjahr auf rd. EUR 5,3 Mio. (EUR 5,3 Mio.). Die ausschlaggebende Auswirkung der Zinserträge im Jahresergebnis der Muttergesellschaft, hängt vor allem mit der Rolle der 7C Solarparken AG als Finanzierungsgesellschaft des Konzerns zusammen.

Die Zinsaufwendungen erhöhten sich leicht um EUR 0,4 Mio. auf EUR 2,1 Mio. aufgrund der neu abgeschlossen konzernin- und externer Darlehensverträge.

Die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag verringert sich im Geschäftsjahr 2024 leicht um EUR 0,1 Mio. auf EUR 0,3 Mio. Ursächlich für den Rückgang ist im Wesentlichen das geringere Jahresergebnis, welches einer Mindestbesteuerung unterliegt aufgrund der Verwendung von Verlustvorträgen.

Die sonstigen Steuern lagen bei TEUR 11 (2023: TEUR 8). Im Ergebnis erwirtschaftete die Gesellschaft einen Jahresüberschuss von EUR 3,8 Mio. (i. VJ: EUR 3,7 Mio.).

VERMÖGENS- UND FINANZLAGE

ANLAGEVERMÖGEN

Das Sachanlagevermögen verringerte sich um EUR 0,7 Mio. auf EUR 8,7 Mio. im Vergleich zu EUR 9,4 Mio. im Vorjahr. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf die regulären Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen zurückzuführen.

Die Finanzanlagen i. H. v. EUR 65,4 Mio. (i. VJ.: EUR 65,5 Mio.) beinhalten die unmittelbaren Anteile an Tochterunternehmen und Beteiligungen und entfallen mit EUR 33,8 Mio. zu einem großen Teil auf die Anteile an der 7C Solarparken NV, Mechelen, Belgien.

UMLAUFVERMÖGEN

Das Umlaufvermögen ist um EUR 4,2 Mio. auf EUR 172,2 Mio. gesunken (i. VJ: EUR 176,4 Mio.). Der leichte Rückgang resultierte im Wesentlichen aus der Tilgung der ausgereichten konzerninternen Forderungen auf EUR 149,4 Mio. (i. VJ: EUR 168,8 Mio.). Das Vorratsvermögen ist von EUR 2,8 Mio. im Vorjahr auf EUR 1,2 Mio. gesunken. Diese Abnahme ist nahezu ausschließlich auf die Verwendung des Modulbestandes für den geplanten Bau von Solarparks im Geschäftsjahr 2024 zurückzuführen. Die liquiden Mittel haben sich um EUR 16,1 Mio. erhöht. Die Bilanzsumme minderte sich von EUR 252,1 Mio. im Vorjahr auf EUR 246,9 Mio. zum Bilanzstichtag.

EIGENKAPITAL

Das Eigenkapital der 7C Solarparken AG verringerte sich um EUR 4,5 Mio. und betrug zum Jahresende EUR 185,3 Mio. Hierbei stehen Eigenkapitalmindernde Transaktionen den Erhöhungen aufgrund des erwirtschafteten Jahresergebnisses gegenüber. Die Schmälerung des Eigenkapitals resultiert aus den Dividendenzahlungen an die Aktionäre der Gesellschaft im Geschäftsjahr i.H.v. EUR 4,9 Mio. sowie der Aufstockung der Rücklagen für eigene Anteile i.H.v. EUR 1,2 Mio. und der Verringerung der Kapitalrücklage i.H.v. EUR 2,4 Mio. Eigenkapitalstärkend wirkte das realisierte positive Jahresergebnis i.H.v. EUR 3,8 Mio. sowie die Optionsausübungen i.H.v. EUR 0,7 Mio. Beide Kapitalzuflüsse konnten die Abflüsse nicht vollständig kompensieren, sodass sich da Eigenkapital insgesamt verringerte.

RÜCKSTELLUNGEN

Im Wesentlichen aufgrund geringerer potenzieller Gewährleistungsverpflichtungen verringerten sich die Rückstellungen um EUR 0,3 Mio. auf EUR 1,7 Mio. im Geschäftsjahr 2024.

VERBINDLICHKEITEN

Die Verbindlichkeiten verringerten sich um EUR 0,3 Mio. auf EUR 59,9 Mio. zum Bilanzstichtag gesunken. Im Wesentlichen stehen dabei planmäßige Tilgungen von Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten i. H. v. EUR 2,5 Mio. einem Anstieg der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen um EUR 0,5 Mio. sowie um EUR 1,5 Mio. höheren Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen gegenüber.

FINANZLAGE

Primäres Ziel der finanziellen Aktivitäten der Gesellschaft ist es, die Finanzierung des laufenden Geschäftsbetriebes sowie die Steuerung der Finanzierungsaktivitäten innerhalb des Konzerns sicherzustellen. Der Kassenbestand erhöhte sich im Berichtsjahr um EUR 16,2 Mio. auf EUR 19,4 Mio. (i. VJ: EUR 3,3 Mio.).

Dabei stehen den Zahlungsmittelzuflüssen aus der Finanzierungs- und Investitionstätigkeit i.H.v. EUR 17,0 Mio, Zahlungsmittelabflüssen aus der betrieblichen Tätigkeit i.H.v. EUR 0,9 Mio. gegenüber.

Der Cashflow aus Finanzierungstätigkeit wurde im Wesentlichen determiniert durch vereinnahmte liquide Mittel aus Forderungsrückzahlungen i.H.v. EUR 26,5 Mio. sowie aus Zahlungsmittelzuflüssen aus Optionsausübungen i.H.v.; EUR 0,7 Mio. einerseits und Dividendenzahlungen an Aktionäre i.H.v. EUR 4,9 Mio., Ausgaben für Aktienrückkäufe i.H.v. EUR 4,1 Mio. und der Tilgung von Bankdarlehen i.H.v. EUR 2,5 Mio. andererseits.

Die Mittelzuflüsse aus Investitionstätigkeit bestanden vor allem aus erhaltenen Dividenden (EUR 0,7 Mio.) sowie aus dem Kapitalrückgewähr aus Tochterunternehmen (EUR 0,1 Mio.).

Insgesamt resultiere aus der betrieblichen Tätigkeit ein Zahlungsmittelabfluss i. H. v. EUR 1,3 Mio. diese bestand aus dem Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit i.H.v. EUR 1,5 Mio. abzüglich den gezahlten Zinsen (EUR 2,5 Mio.) und Ertragsteuern (EUR 0,3 Mio.).

Die Gesellschaft war zu jeder Zeit in der Lage, ihre Zahlungsverpflichtungen zu erfüllen. Außerbilanzielle Verpflichtungen bestanden aus Rückkaufverpflichtungen einzelner Anlagen, die in früheren Jahren von der Gesellschaft gebaut wurden. Diese Rückbauverpflichtungen könnten frühestens in fünf Jahren zum Tragen kommen.

Zusammenfassend ist die Entwicklung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage als positiv zu betrachten. Der Vorstand ist mit der Entwicklung sehr zufrieden. Die 7C Solarparken AG konnte im Berichtszeitraum jederzeit ihren Zahlungsverpflichtungen nachkommen.

PROGNOSEBERICHT

MUTTERGESELLSCHAFT

Aufgrund des strategischen Fokus des Konzerns werden die Erlöse der 7C Solarparken AG hauptsächlich aus dem Betrieb, der Wartung und den Managementdienstleistungen des eigenen IPP-Portfolios generiert. Auch wird die 7C Solarparken AG aus ihren eigenen Solaranlagen und PV Estate Umsatzerlöse generieren können. Weil einmalige Erträge und Aufwendungen des Berichtsjahres für das kommende Geschäftsjahr nicht im gleichen Umfang erwartet werden können, plant der Vorstand einen Umsatz von EUR 4,4 Mio. sowie ein negatives EBITDA von EUR 0,5 Mio.

Das Anlagenportfolio der Muttergesellschaft sollte eine Produktion von 10,3 GWh sowie einen Ertrag pro installierter Anlagenleistung von 938 kWh/kWp

KONZERN

Der Vorstand berücksichtigt für seine Prognose das Bestandsportfolio von insgesamt 468 MWp. Dieses besteht aus dem Portfolio von 443 MWp welches am Bilanzstichtag bereits ans Netz angeschlossen war zuzüglich den Anschluss der sich am Bilanzstichtag noch im Bau befindlichen Anlagen (25 MWp). Darüber hinaus wird mit dem Erwerb bzw. dem Bau sowie Netzanschluss im Geschäftsjahr 2025 von Anlagen mit einer Leistung von 4 MWp gerechnet. Insgesamt wird mit einer durchschnittlichen operativen Anlagenleistung von 455 MWp ausgegangen, da die Anlagen im Bau erst sukzessive im Geschäftsjahr 2025 ans Netz angeschlossen werden. Mit dem durchschnittlichen Anlagenportfolio erwartet der Vorstand, im Geschäftsjahr 2025 eine Stromproduktion i. H. v. rd. 431 GWh zu realisieren, ausgehend von normalen Witterungsbedingungen im Geschäftsjahr 2025. Das bedeutet einen Ertrag pro installierter (operativen) Anlagenleistung (kWh/kWp) von mindestens 946 kWh/kWp.

Weiterhin geht der Vorstand von einem EEX Strompreis für Solaranlagen i. H. v. 51 EUR/MWh aus. Der Vorstand erwartet demzufolge Umsatzerlöse i.H.v. EUR 66,0 Mio., ein EBITDA von EUR 51,0 Mio. und ein Cashflow je Aktie von EUR 0,50 für den Konzern im Geschäftsjahr 2025.

Prognose Konzernzahlen 2025

IN MIO. EUR	2024 (IST)	2025 (PROGNOSE)
Umsatzerlöse	63,2	66,0
EBITDA	47,2	51,0
CFPS (EUR)	0,44	0,50

Dieser Ausblick basiert auf den folgenden wesentlichen Annahmen

- Es wird von einem durchschnittlichen Anlagenportfolio von 455 MWp in den prognostizierten Finanzkennzahlen ausgegangen. Die Solaranlagen, die sich zum Jahresende im Bau befanden (25 MWp) werden im 3. Quartal 2025 ans Netz angeschlossen sein. Darüber hinaus wird der Konzern Solaranlagen mit insgesamt 4 MWp dem Portfolio zufügen.
- Es wird einen Ausfall der Solaranlage Neuhaus-Stetten angenommen infolge des geplanten Repowerings in diesem Zeitraum. Es werden weiteren Ausfällen i.H.v. EUR 1 Mio. eingeplant infolge der folgenden Ereignisse im Erstellungszeitraum: (i) ein Defekt in der Windkraftanlage Medard 2 neben (ii) einem Defekt des gemeinsamen Kabels für die Anlagen Zerre IV, V und V sowie (iii) wegen einem Diebstahl der Wechselrichter in der Anlage Krakow und schließlich (iv) durch einen Brand in der belgischen Anlage Sleidinge.
- Keine signifikanten Abweichungen von den langjährigen Wetterprognosen des Deutschen Wetterdienstes von März bis Dezember 2025.
- Es werden keine weiteren Kapitalerhöhungen angenommen. Die eigenen Anteile (d.h. 1.666.666 Aktien zum Tage der Veröffentlichung des zusammenfassten Lageberichts) werden für die Ermittlung des CFPS in der Gesamtaktienzahl nicht berücksichtigt. Die der Prognose zugrunde liegende Aktienanzahl beträgt daher 81.367.767 Aktien. Es wird nicht mit weiteren Anteilsrückkäufen gerechnet.
- Der durchschnittliche solare Strompreis an der EEX-Strombörse bei 51 EUR/MWh. Es werden die fixierten Strompreise aus den bereits abgeschlossenen Swap-Vereinbarungen (Siehe Abschnitt Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolio) unterstellt.
- keine (rückwirkenden) regulatorischen Eingriffe.
- Die operativen Kosten enthalten EUR 1 Mio. einmalige Aufwendungen (z.B. Rechts- und Beratungskosten und Aufhebungskosten für Wartungsverträge)
- Redispatch 2.0 Vergütungen i.H.v. EUR 1,0 Mio., welche dem Konzern im ersten Quartal 2025 zugeflossen sind.
- Zinsaufwendungen für Finanzverbindlichkeiten basieren auf dem Darlehensstand zum 31. Dezember 2024 unter Berücksichtigung der planmäßigen Tilgungen.
- Keine neuen Fremdfinanzierungen, außer die Refinanzierung des Schuldscheins, welche im Erstellungszeitraum erfolgte (Siehe Nachtragsbericht bzw. Ereignisse nach dem Bilanzstichtag im Anhang)
- Pachtzinsen auf Basis der bis zum 31. Dezember 2024 abgeschlossenen Gestattungsverträge.

RISIKO- UND CHANCENBERICHT

RISIKEN

RISIKOMANAGEMENT UND INTERNES KONTROLLSYSTEM

Die 7C Solarparken AG und die mit ihr konsolidierten Einzelgesellschaften sind durch ihre Geschäftstätigkeit Risiken ausgesetzt, die nicht vom unternehmerischen Handeln zu trennen sind. Ziel des Risikomanagementsystems (RMS) sowie des internen Kontrollsystems (IKS) von 7C Solarparken ist es zu gewährleisten, dass alle relevanten Risiken identifiziert, erfasst, analysiert, bewertet sowie in entsprechender Form an die zuständigen Entscheidungsträger kommuniziert werden. Das RMS hat die externen Anforderungen nach dem Kontroll- und Transparenzgesetz, dem Deutschen Corporate Governance-Kodex (DCGK), den Deutschen Rechnungslegungsstandards sowie den Prüfungsstandards des Instituts der Wirtschaftsprüfer in Deutschland sowie weiteren gesetzlichen Anforderungen unter Hinzuziehung der Unternehmensgröße und Unternehmenstätigkeit grundsätzlich berücksichtigt.

Der betriebswirtschaftliche Nutzen des RMS zeigt sich nicht nur in der Schaffung von Transparenz und der Sicherstellung einer Frühwarnfunktion, sondern auch in der Erhöhung der Planungssicherheit und der Senkung von Risikokosten. Generell umfassen das RMS und IKS auch rechnungslegungsbezogene Prozesse sowie sämtliche Risiken und Kontrollen im Hinblick auf die Rechnungslegung. Dies bezieht sich auf alle Teile des RMS und des IKS, die relevanten ergebniswirksamen Auswirkungen auf die Gesellschaft haben können. Ziel des RMS und des IKS von 7C Solarparken im Hinblick auf die Rechnungslegungsprozesse ist die sachgerechte Identifizierung und Bewertung von Einzelrisiken, die dem Ziel der Regelungskonformität des Konzernabschlusses entgegenstehen kann. Erkannte Risiken werden hinsichtlich ihrer Auswirkung auf den Konzernabschluss analysiert und bewertet. Hierbei liegt der Fokus der Risikoidentifizierung, -steuerung und -kontrolle auf den verbleibenden wesentlichen Bereichen mit folgenden enthaltenen Risiken:

- Monitoring der Performance des PV-Portfolios: Stillstandzeiten werden durch ein Online-Monitoring in Echtzeit minimiert. Die Überwachung obliegt dem Konzern selbst.
- Projektreservekonten: Für die Solaranlagen werden Projektreservekonten aus den laufenden Cashflows angespart, die für den Austausch von Komponenten verwendet oder in einem einstrahlungsarmen Jahr in Anspruch genommen werden können.
- Liquiditäts- und Finanzierungsmanagement: Um Finanzierungsrisiken zu minimieren, stellt der Konzern sicher, dass die finanzierenden Banken keinen Zugriff auf andere Gesellschaften als die jeweilige Darlehensnehmerin haben. Prinzipiell werden ausschließlich sogenannte Non-recourse-Finanzierungen abgeschlossen, bei denen die Haftungsmasse für die Bank auf die jeweilige Darlehensnehmerin beschränkt ist. Im Rahmen der Vereinfachung der Konzernstruktur werden jedoch in zunehmendem Maße mehrere Anlagen in einer Gesellschaft gehalten.
- Rechtsfälle im Zusammenhang mit der Abwicklung vorhandener Gewährleistungsfälle.

Für die letzten beiden Risiken ist der Vorstand direkt verantwortlich und berichtet dem Aufsichtsrat regelmäßig.

Als Stellungnahme zur Angemessenheit und Wirksamkeit des IKS und RMS wird, auf die in der Darstellung der jeweiligen Systeme sowie im Folgenden zum IKS ausgeführten Maßnahmen zur Überprüfung und Verbesserung verwiesen, die vom Vorstand veranlasst worden sind.

Grundsätzlich ist jedoch zu berücksichtigen, dass Risiko und Kontrollsysteme wie das IKS und das RMS unabhängig von Ihrer Ausgestaltung keine absolute Sicherheit liefern, dass sämtlich tatsächlich eintretende Risiken vorab aufgedeckt oder alle Prozessverstöße verhindert werden können.

RISIKOMANAGEMENTPROZESS

Das Risikomanagement von 7C Solarparken ist nach den von der Unternehmensführung definierten Vorgaben sowie den Vorgaben der Gesetzgebung für das Risikomanagement ausgerichtet. Nach der erstmaligen Erfassung und Bewertung der Risiken werden sie in den regelmäßigen Dialog mit dem Aufsichtsrat eingebracht.

IDENTIFIZIERUNG

Die Risiken können teilweise durch entsprechende Maßnahmen vermieden oder vermindert werden. Es bestehen Herstellergarantien für den unwahrscheinlichen Fall einer Leistungsminderung sowie entsprechende Versicherungsverträge, die Schäden aus Ertragsausfällen absichern. Die verbleibenden Risiken müssen vom Unternehmen selbst getragen werden. Der Konzern fokussiert sich auf den Betrieb von Bestandsanlagen, um so das Risiko der Projektierung und des Baus zu vermindern. Als Gesamtsicht auf die Risikosituation werden die identifizierten und bewerteten Risiken aktualisiert und es wird regelmäßig an den Aufsichtsrat Bericht erstattet. Um die mit der Geschäftstätigkeit verbundenen Risiken frühzeitig erkennen zu können, sind verschiedene Maßnahmen und Analysetools zur Risikofrüherkennung in die Berichterstattung integriert. In vierteljährlichen Meetings werden die identifizierten Risiken prozessseitig überprüft. An den Besprechungen nehmen mindestens ein Vorstandsmitglied und eine Führungskraft aus Monitoring, O&M oder der kaufmännischen Verwaltung teil. Diese Instrumente des Risikomanagements zur Risikofrüherkennung umfassen u. a. die kontinuierliche Liquiditätsplanung sowie ein prozessorientiertes Controlling in den Geschäftsbereichen und ein unternehmensübergreifendes, kaufmännisches und technisches Reporting. Der Vorstand erachtet das Risikomanagementsystem für angemessen und wirksam.

BEWERTUNG UND EINTEILUNG IN RISIKOKLASSEN

In der „Risk Map“ hat der Konzern die Rahmenbedingungen für ein ordnungsgemäßes und zukunftsorientiertes Risikomanagement formuliert. Das Handbuch regelt die konkreten Prozesse im Risikomanagement. Es zielt auf die systematische Identifikation, Beurteilung, Kontrolle und Dokumentation von Risiken ab. Indikatoren stellen Informationen über die spezifischen Eigenschaften von Risiken zur Verfügung und machen sie dadurch messbar. In einigen Fällen ist es schwierig, quantitative Indikatoren zu definieren, wohingegen qualitative Faktoren einfach zu ermitteln sind. Trotzdem sollte immer eine finanzielle Schätzung (z. B. Größenordnung) abgegeben werden.

RISIKOPOSITIONEN AUFGRUND VON EINTRITTSWAHRSCHEINLICHKEIT UND FINANZIELLER SCHADENSHÖHE

Die Schadenskategorie und Eintrittswahrscheinlichkeit muss geschätzt werden, um die Brutto- und Nettorisiken quantifizieren zu können. Die Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenskategorie führt zu einer finanziellen Schätzung der Risikoposition und damit zu Prioritätsabstufungen. Die Addition dieser so ermittelten Risiken zeigt somit eine Gesamtsicht auf die Risiken des Unternehmens. Die Einteilung nach Prioritäten macht es möglich, die Risiken einzuordnen und sie in einem Risikoportfolio zu veranschaulichen. Die Eintrittswahrscheinlichkeit zeigt an, wie wahrscheinlich ein Risiko ist, aber trifft keine Aussage dazu, zu welchem Zeitpunkt das Problem voraussichtlich eintritt.

Um die Angabe der Wahrscheinlichkeit zu vereinfachen, wird anhand eines Faktors abgeschätzt, wie häufig ein Risikoereignis innerhalb eines Jahres auftaucht und wie dies das operative Ergebnis von 7C Solarparken beeinflusst.

Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist in sechs Kategorien eingeteilt:

KATEGORIE	VERGANGENE / AKTUELLE SCHÄTZUNG	HÄUFIGKEIT	FAKTOR	WAHRSCHEINLICHKEIT
6	Sehr häufig	Monatlich	12,0	Höchstwahrscheinlich
5	Häufig	Zweimal pro Jahr	2,0	Sehr wahrscheinlich
4	Regelmäßig	Einmal pro Jahr	1,0	Wahrscheinlich
3	Manchmal	Alle 2 Jahre	0,5	Möglich
2	Selten	Alle 5 Jahre	0,2	Unwahrscheinlich
1	Unbedeutend	Alle 10 Jahre	0,1	Fast unmöglich

Um das Risiko zu bewerten, werden Schadenskategorien in einem Bereich definiert, in den der Umfang des Risikos voraussichtlich fallen wird. Die Schadenskategorien sind:

KATEGORIE	SCHADENSGEWICHTUNG	BEWERTUNG ANHAND DES EBITDA
6	Kritisch; existenzgefährdend	EUR 5,0 Mio.
5	Sehr hoch	EUR 2,0 Mio.
4	Hoch	EUR 1,0 Mio.
3	Mittel	EUR 0,5 Mio.
2	Gering	EUR 0,2 Mio.
1	Unbedeutend	EUR 0,1 Mio.

Die Faktoren, von denen erwartet wird, dass sie das Ergebnis des Unternehmens beeinflussen, werden von der Bewertung der individuellen Risiken aus der Schadenskategorie und der Eintrittswahrscheinlichkeit abgeleitet. Diese Einflussfaktoren werden in verschiedene Ebenen unterteilt, um Maßnahmen priorisieren zu können, die implementiert oder aufrechterhalten werden müssen. Auf der Basis einer farblichen Bewertungsskala, die das finanzielle Risiko der Eintrittswahrscheinlichkeit gegenüberstellt, definiert 7C Solarparken die Ebenen der Prioritäten mit „gering“, „mittel“ und „hoch“.

RISIKOPOSITIONEN

Risikostufe	5.000 T€	kritisch	mittel	mittel	hoch	hoch	hoch	hoch
	2.000 T€	Sehr hoch	mittel	mittel	hoch	hoch	hoch	hoch
	1.000 T€	Hoch	gering	gering	mittel	mittel	mittel	hoch
	500 T€	Mittel	gering	gering	gering	gering	mittel	hoch
	200 T€	Gering	gering	gering	gering	gering	gering	mittel
	100 T€	unbedeutend	gering	gering	gering	gering	gering	mittel
			Fast unmöglich Alle 10 Jahre 0,1	Unwahrscheinlich Alle 5 Jahre 0,2	Möglich Alle 2 Jahre 0,5	Wahrscheinlich Jährlich 1,0	Sehr wahrscheinlich Halbjährlich 2,0	Höchstwahrscheinlich Monatlich 12,0
Eintrittswahrscheinlichkeit								

BESTANDSGEFÄHRDENDE RISIKEN UND WEITERE EINZELRISIKEN

In regelmäßigen Zeitabständen werden auf Vorstandsebene die Angemessenheit und Effizienz des Risikomanagements sowie die dazugehörigen Kontrollsysteme kontrolliert und entsprechend angepasst. Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass weder IKS noch RMS absolute Sicherheit bezüglich des Erreichens der damit verbundenen Ziele geben können. Wie alle Ermessensentscheidungen können auch solche zur Einrichtung angemessener Systeme grundsätzlich fehlerhaft sein. Kontrollen können aus simplen Fehlern oder Irrtümern heraus in Einzelfällen nicht greifen oder Veränderungen von Umgebungsvariablen können trotz entsprechender Überwachung verspätet erkannt werden.

Im Vergleich zum Vorjahr konnten Risiken, die sich im Zusammenhang mit Gewährleistungsthemen ergaben, weiterhin reduziert werden. Ein bestandsgefährdendes Risiko besteht derzeit nicht. Aktuell werden im Rahmen des Risikomanagementprozesses insbesondere die folgenden Einzelrisiken intensiv bewertet.

HOHE EINZELRISIKEN:

- **Liquiditätsabflüsse für Garantiefälle:** Verschiedene Gewährleistungsrisiken stammen aus der früheren EPC-Tätigkeit der 7C Solarparken AG (damals: Colexon Energy AG) und dem Großhandel mit Modulen, genauso wie aus dem laufenden externen O&M Geschäft. Gewährleistungsansprüche können plötzlich durch Herstellungs-, Designfehler oder technische Defekte auftauchen, die durch Beschädigungen (Feuer, Undichtheit usw.) oder anhand von Inspektionen am Ende des Gewährleistungszeitraumes oder O&M Vertrages ausgelöst werden. Nicht immer sind die Risiken das Resultat von Fehlern beim EPC oder der Ausführung der O&M Tätigkeit, sondern es gibt ebenso rechtliche Risiken, wenn ein Gerichtsverfahren aufgenommen werden sollte. 7C Solarparken steuert dieses Risiko, indem sie die Ausführung der O&M Vereinbarungen verbessert und sich mit verschiedenen Strategien auseinandersetzt, um diesen Ansprüchen entgegenzuwirken. Im Jahr 2024 könnten rund EUR 0,6 Mio. an Liquidität für Instandhaltung, Präventivmaßnahmen und (außer-) gerichtliche Vergleiche für in der Vergangenheit gebaute Solarparks abfließen. Diese möglichen Instandhaltungsmaßnahmen sind von zahlreichen Faktoren beeinflusst und derzeit nicht vollumfänglich planbar.

MITTELSCHWERE EINZELRISIKEN:

- **Abhängigkeit von staatlicher Förderung:** 7C Solarparken ist davon abhängig, dass keine rückwirkenden Änderungen zu den Gesetzen und regulatorischen Rahmenbedingungen, vor allem im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie keine Modifizierung an ähnlichen regulatorischen Rahmenbedingungen in Belgien vorgenommen werden (vgl. Grünstromzertifikatabschaffung bei den hohen Einzelrisiken). Investitionen in Wind- und Solaranlagen sind gekennzeichnet von erheblichen Investitionsvolumina, die mit sehr geringen Erhaltungsaufwendungen Umsatzerlöse über feste Einspeisevergütungen oder Grünstromzertifikate und zunehmend auch Stromverkauf für einen langen Zeitraum generieren (meistens 20 Jahre). Dadurch ist 7C Solarparken abhängig von politischen Systemen, der Gesetzgebung und der Rechtsprechung, die diese regulatorischen Rahmenbedingungen (im weitesten Sinne) hinsichtlich der Tarife und Grünstromzertifikaten sowie die Möglichkeit zur Belieferung von Stromkunden konstant halten. Sowohl rückwirkende Eingriffe, eine andere Interpretation oder Anwendung der bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen sowie weitere (Pflicht-) Investitionsausgaben, z. B. zur Stärkung der Netzstabilität, könnten die Kapitalrendite verringern.
- **Regulatorisches Risiko:** In der Konsequenz existiert ein erhebliches regulatorisches Risiko im Rahmen der Investitionsaktivitäten in Wind- und Solaranlagen, welches nicht entschärft werden kann. Der Konzern

akzeptiert dieses Risiko jedoch nur in einem Land, in dem er sich sicher fühlt und in dem die Regierungen wahrscheinlich keine rückwirkenden politischen Entscheidungen treffen werden. Für den Konzern sind Indikatoren dafür z. B. die Investitionen von Privathaushalten in Solaranlagen, die für den Gesetzgeber ein Risiko bei den Wahlen und die politische Stabilität eines bestimmten Landes darstellen. Aus diesem Grund konzentriert sich 7C Solarparks hauptsächlich auf Deutschland und zunehmend auf Belgien. Im EEG 2017 wurde der Bestandsschutz für 20 Jahre aufgenommen, so dass es höchst unwahrscheinlich ist, dass sich dieses politische Risiko tatsächlich einstellt. Eine Verringerung von 10 % bei der deutschen Einspeisevergütung hätte einen negativen Einfluss i. H. v. EUR 5,0 Mio. auf das prognostizierte Konzern-EBITDA zur Folge.

- **Entwicklungsrisiko:** der Konzern betätigt sich an Projektentwicklung in Deutschland und in Belgien. Die im Rahmen der Projektierung von Solarparks durchgeführten Tätigkeiten (Flächenakquise und -sicherung; Bauleitplanung und Baugenehmigung; Netzanschluss und Trassensicherung) stellen für den Konzern eine neue Risikokategorie dar. Insbesondere kann man z. B. ohne Vorsatz gegen öffentliche Genehmigungen verstoßen. Weiterhin könnten sich Verträge und Genehmigungen unwirksam zeigen, es könnte zu Fehlinterpretationen von Gesetzen, Verordnungen und öffentlichen Auflagen kommen oder man könnte versehentlich (Form-)Verstöße gegen Fristen, Anzeigen, Meldungen, (...) machen, es könnte vom Netzbetreiber die Einspeisebewilligung für einen bestimmten Standort nicht erteilt werden, bei Ausschreibungsprojekten könnte die an die Bundesnetzagentur entrichtete Sicherheit durch Verzug verloren gehen, schließlich könnte sich auch die wirtschaftliche Projektierung als falsch herausstellen, sodass im schlimmsten Fall der Betrieb der selbstentwickelten Anlage und somit die Gesamtinvestition gefährdet ist. Durch die Erfahrung der Mitarbeiter des Konzerns sowie das gezielte hinzuziehen von anderen Spezialisten in Sachen Entwicklung von Solaranlagen in Deutschland und in Belgien, schätzt der Konzern das Projektierungsrisiko mittelschwer ein. Darüber hinaus wird das Risiko durch die Umsetzung des Vieraugenprinzips für wesentliche Projektunterlagen minimiert. Nach Auffassung des Vorstandes überwiegen im Übrigen die sich aus der Projektentwicklung ergebenden Wachstumschancen wesentlich die Risiken dieser Aktivität. Zusätzliche Risiken aus dem Bau bzw. der Errichtung der Anlagen ergeben sich nur bedingt, da die Projektrealisierung grundsätzlich an ein Generalunternehmen vergeben wird. Aus den vorgenannten Gründen hält der Konzern das mit dieser Aktivität verbundene Gesamtrisiko für den Konzern daher für vertretbar.
- **Zahlungsrisiken aus Lieferungen und Leistungen:** Aufgrund der Fokussierung auf das Wind- und Solarkraftwerksgeschäft entstehen die Forderungen fast hauptsächlich auf Basis von Gesetzen in den jeweiligen Ländern aber zunehmend auch aus Verträgen mit Direktvermarktern und Stromkunden. Daraus folgt, dass die Zahlungsrisiken aus Lieferungen und Leistungen von der Bonität der Stromnetzbetreiber sowie der Direktvermarkter und Stromkunden abhängen. Es ist nur selten zu einem Zahlungsausfall gekommen. Es besteht für 7C Solarparks also ein marktübliches Zahlungsrisiko aus Lieferungen und Leistungen oder aus finanziellen Forderungen. Ein verspätetes Begleichen offener Forderungen bzw. deren Ausfall hätte negative Auswirkungen auf den Cashflow der Gesellschaft. Daher werden alle Kunden, die mit 7C Solarparks Geschäfte abschließen möchten, vorab einer detaillierten Bonitätsprüfung unterzogen. Das Zahlungsrisiko verbunden mit Direktvermarktern und Stromkunden wird durch die gezielte vertragliche Vergabe von Bank-, Konzernbürgschaften oder Patronatserklärungen gemanagt. Die Forderungsbestände werden laufend überwacht.
- **Projektfinanzierung:** 7C Solarparks betreibt Wind- und Solaranlagen meistens über Projektgesellschaften, deren bestehende langfristige Fremdfinanzierungen gemäß Tilgungsplan bedient werden. Die Verfügbarkeit von Projektfinanzierungen ist für den Ankauf von Neuprojekten von wesentlicher Bedeutung. Darüber hinaus sollen die Bedingungen, zu denen neue Projektfinanzierungen

festgelegt werden können, ausreichend attraktiv sein, um die Umsetzung von Neuprojekten zu erlauben. Insofern ist das Wachstum von 7C Solarparks und die Erreichung der Zielsetzungen aus dem Geschäftsplan 2021-2024 von dieser Verfügbarkeit sowie attraktiven Konditionen abhängig. Für bestehende Projektfinanzierungen müssen finanzielle Covenants (Auflagen) beachtet werden, um eine vorzeitige Rückzahlung der Darlehen zu vermeiden.

- **Risiken der Eigenkapitalbeschaffung:** 7C Solarparks ist teilweise abhängig von der Stimmung am Kapitalmarkt und der Wahrnehmung der Investoren bezüglich des Eigenkapitals des Konzerns. Hauptsächlich verlangen institutionelle Investoren von Unternehmen eine gewisse Stabilität, ausreichende Marktkapitalisierung und tägliche Verfügbarkeit an der Börse. Sollte das Unternehmen keine neuen Investoren akquirieren können, wird 7C Solarparks nicht in der Lage sein, analog dem Marktstandard zweistellig zu wachsen.
- **Preisrisiken auf dem Strommarkt:** 7C Solarparks ist grundsätzlich nur sehr beschränkt Preisrisiken am Strommarkt ausgesetzt. Dies hängt einerseits damit zusammen, dass das deutsche Portfolio (87% des Gesamtportfolios) fast ausschließlich mit festen Einspeisetarifen vergütet wird, während beim belgischen Portfolio (13% des Gesamtportfolios) etwa die Hälfte des erzeugten Stroms zu einem festen Strompreis für den Vorortverbrauch an Gebäudenutzer verkauft wird. Wie bereits im Abschnitt „Vermarktungsmodell des belgischen Anlagenportfolios“ erläutert wurde, stellen höhere Strompreise insbesondere hinsichtlich der jüngeren Solaranlagen eine Chance für den Konzern dar, da man den Höchstpreis zwischen dem Strompreis und der Einspeisevergütung erwirtschaften kann. Entsprechend stellt eine (längere) Flaute in den Strompreisen aber auch den Verlust dieser Chance (und somit ein Risiko) dar. Eine hohe Preisvolatilität insbesondere in Verbindung mit dem Vorkommen von Negativpreisen, stellt eine Chance für den Konzern da, weil er über die aktive Steuerung des Anlagenportfolios von diesen Marktbewegungen profitieren kann. Der Konzern versucht das Risiko auf längeren Perioden von geringeren Strompreisen zu senken, indem er sich einerseits z. B. durch den opportunistischen Abschluss von Strompreisswap-Vereinbarungen einen Strompreis oberhalb der Einspeisevergütung und andererseits durch den Abschluss von langfristigen Verträgen einen festen Strompreis durch den Verkauf von Strom für den Vorortverbrauch eines Gebäudenutzers sichert.
- **Erweiterung des Anteils an erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt:** der Anteil der erneuerbaren Energien in der Nettostromproduktion in Deutschland lag im Geschäftsjahr 2024 bei 59 %, was eine Steigerung von 9,5 Prozentpunkte bedeutet im Vergleich zum Vorjahr. Grundsätzlich kann der Anstieg des Anteils an erneuerbaren Energien im Strommix sowohl durch den (künftigen) Ausbau von erneuerbaren Energien als auch durch die Abnahme der Gesamtstromnachfrage ausgelöst werden. Da es sich bei erneuerbaren Energien um sogenannte inframarginale Technologien handelt (vgl. Abschnitt „Preisbildung – wie kommt der Strompreis zustande?“), führt der Anstieg des Anteils an erneuerbaren Energien über das System des Merit Orders generell zu geringeren Beräumungspreisen auf dem Strommarkt, also auch zu einem Absenken des Marktwerts Solar. Der Marktwert Solar ist der mit dem Volumenanteil des Solarstroms an der Gesamtstromerzeugung gewichtete Strompreis. Es ist dieser Preis, welcher die Grundlage für die Abrechnung des direktvermarkteten Stroms von Solaranlagen (vgl. Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios) bildet. Die Bedeutung dieses Marktwerts Solar wurde bereits im vorigen Punkt bezüglich der Preisrisiken am Strommarkt näher erläutert. Der Konzern versucht dieses Risiko zu mindern, indem er sich beim Ausbau des Portfolios auf den Erhalt von Zuschlägen in der Ausschreibung fokussiert, sodass eine langfristige Einspeisevergütung für eine Anlage, angenommen das keine Negativpreise vorherrschen, gesichert werden kann.
- **Negativpreise:** für einen Teil seines Portfolios besteht für den Konzern das Risiko negativer Strompreise auf dem deutschen Markt. Im Allgemeinen treten negative Strompreise auf, wenn ein geringerer

Strombedarf mit hoher Produktion aus Solar- und Windparks zusammentreffen. In der Vergangenheit trat ein solches Szenario normalerweise am Wochenende auf und summierte sich auf nicht mehr als 1-2 % der Gesamtstunden pro Jahr. Mittelfristig dürften negative Preise aufgrund der zunehmenden Stromnachfrage durch die Elektrifizierung des Verkehrs und des Heizungssektors seltener werden. Allerdings treten negative Strompreise aufgrund des aktuell gesunkenen Strombedarfs in Deutschland wieder häufiger auf. Deutsche solare Anlagen, die ab 2016 in Betrieb genommen wurden, werden durch einen Mechanismus vergütet, der die Einspeisevergütungen nach 6 aufeinanderfolgenden Stunden negativer Preise auf null senkt (für Anlagen ab Inbetriebnahmedatum 1. Januar 2021 nach 4 Stunden, für Anlagen ab Inbetriebnahmedatum 2027 sogar nach 1 Stunde). Künftig wird durch den Solarspitzengesetz bereits der Mechanismus bereits ab der ersten (Viertel-)Stunde greifen. Vor 2016 in Betrieb genommene Anlagen bleiben von negativen Preisen unberührt. 2024 hat der Konzern etwa EUR 0,4 Mio. Ertragseinbußen durch die Negativpreisregel erlitten. Der Vorstand geht davon aus, dass sich das Risiko auch 2025 maximal in dieser Größenordnung bewegt. Der Konzern ist aufgrund seiner ungeordneten Bedeutung im gesamten Strommarkt nicht in der Lage das Risiko auf Negativpreise zu verringern. Der Konzern geht somit dieses Risiko ein. Dabei soll bemerkt werden, dass das Vorkommen von Negativpreisen über längeren Zeiträumen die Investitionen in neuen (erneuerbaren) Erzeugungskapazität ausbremsen wird.

- **Witterungsverhältnisse:** Die Witterungsverhältnisse haben einen unmittelbaren Einfluss auf die PV/Wind-Stromproduktion der eigenen Anlagen. Darüber hinaus können starker Schneefall oder Sturm zu Schäden an den Solaranlagen führen. Dies kann Einfluss auf die Liquiditätslage des Unternehmens haben. Obwohl die jährliche Schwankung bei der Sonneneinstrahlung für Solaranlagen bis zu 10 % betragen kann, reduziert sich die Unsicherheit so auf weniger als 2 % über einen Zeitraum von 20 Jahren.

GERINGE EINZELRISIKEN:

- **Bautätigkeit:** Vereinzelt übernimmt der Konzern auch weitergehende Aufgaben bei konzerninternen Neubauprojekten, wie z. B. das Design, die Bauüberwachung oder die Auswahl bzw. den Erwerb von Hauptkomponenten (Module; Wechselrichter), um von der Wertschöpfungskette zu profitieren. Daraus können sich neue Risiken ergeben wie z. B. Designfehler, Inkompatibilität und Unzuverlässigkeit von ausgewählten Komponenten sowie Risiken, die in Verbindung mit der Bestellung von Komponenten stehen und die z. B. zu niedrigen Erträgen der gebauten Solaranlagen oder zu höheren Entstehungskosten führen können. Insgesamt schätzt der Vorstand die sich ergebenden Risiken aus diesem Bereich als geringfügig ein.
- **Internationalisierung:** Mit der Entscheidung für Belgien als zweiten Kernmarkt könnten zukünftig die Aktivitäten und die mit diesem Markt verbundenen Risiken steigen. Insbesondere sind Risiken verbunden mit den Kunden im Hinblick auf Vorortverbrauch und Kreditrisiko hervorzuheben. Während im deutschen Solarmarkt der Strom tendenziell ins Netz eingespeist wird, wird in Belgien ein wesentlicher Anteil des Stroms an den Gebäudebetreiber verkauft, um bessere Bedingungen als am Strommarkt erzielen zu können. Daraus ergibt sich einerseits das Risiko, dass sich der Stromverbrauch dieses Endkunden verringert und somit der durchschnittliche Strompreis sinkt. Ein weiteres Risiko ist der Ausfall des Kunden. Der Vorstand schätzt das Risiko für das Portfolio insgesamt als gering ein. Erstens ist der Stromverkauf in Belgien von untergeordneter Bedeutung, zweitens wird durch die Vielzahl an Projekten eine Risikostreuung erreicht. Der Anteil des Konzern-EBITDA außerhalb von Deutschland betrug 2024 ungefähr EUR 1,8 Mio. (i. VJ.: EUR 3,8 Mio.).

- **Personal:** Die bisherige wirtschaftliche Entwicklung von 7C Solarparken beruhte maßgeblich auf der Leistung der Mitarbeiter. Für den zukünftigen wirtschaftlichen Erfolg ist es daher wichtig, dass Schlüsselpersonen weiterhin für 7C Solarparken tätig sind.
- **Technische Abhängigkeit:** Die Fokussierung des Konzerns auf Investitionen in Wind- und Solaranlagen mit Schwerpunkt in Deutschland und Belgien macht den Konzern von der Technik der Wind- und Solaranlagen, den Ertragsprognosen, sowie der Stabilität des deutschen Netzes abhängig. Wir weisen diesem Risiko ein geringes Schadenspotenzial zu, da die Parks von 7C Solarparken bereits eine gute Erfolgsgeschichte vorweisen können.
- **Technologische Entwicklung:** Die technologische Entwicklung auf dem Wind- und PV-Markt wird weiterhin aufmerksam beobachtet, sodass das Anlagenportfolio mit sinnvollen technologischen Entwicklungen ergänzt werden kann oder es gewährleistet wird, dass Möglichkeiten in der Erweiterung bzw. Ergänzung des Geschäftsmodells nicht verpasst werden.
- **Finanzierungsinstrumente:** 7C Solarparken hat im Februar 2018 ein erstes Schuldscheindarlehen und im März 2020 ein zweites Schuldscheindarlehen über EUR 11,5 Mio. bei verschiedenen Kreditinstituten und Pensionskassen emittiert. Das erste Schuldscheindarlehen hat eine letzte Tranche mit Fälligkeit im Februar 2025 (EUR 10 Mio.). Das zweite Schuldscheindarlehen hat eine Laufzeit bis März 2025. Darüber hinaus hat der Konzern im Juni 2023 ein Bankdarlehen i. H. v. EUR 9,8 Mio. aufgenommen. Die Schuldscheindarlehen und das Bankdarlehen wurden mit marktüblichen Covenants auf Konzernebene (minimale Eigenkapitalratio) sowie auf Ebene der 7C Solarparken AG (minimaler Buchwert der gehaltenen Beteiligungen) abgeschlossen. Darüber hinaus wurden verschiedene Auflagen, die mit der Konzernstruktur und der Veräußerung von Solaranlagen in Verbindung stehen, vereinbart. Sollte der Konzern die Auflagen nicht einhalten (können), könnte dies im schlimmsten Fall zur (Teil-) Kündigung der Schuldscheindarlehen bzw. des Bankdarlehens führen. Das Risiko wird jedoch derzeit als gering eingestuft.
- **Zins- und Währungsrisiken:** Durch die Reduzierung der internationalen Präsenz außerhalb der europäischen Währungsunion bestehen für 7C Solarparken keine Fremdwährungsrisiken. Die Inanspruchnahme von Krediten hat sich entweder durch Verwendung derivativer Finanzinstrumente (Zinsswaps) oder durch die Festlegung von Festzinsen über einen mittelfristigen Zeitraum (bis zu 10 Jahren) fast ausschließlich auf festverzinsliche Darlehen reduziert, sodass die Gesellschaft für das bestehende Geschäft gegenwärtig keinen wesentlichen Marktzinssatz-schwankungen ausgesetzt ist.
- **Thesaurierungsaktivitäten:** Im Rahmen der Thesaurierung kauft und verkauft 7C Solarparken Wertpapiere und schließt auch Derivate ab. Diese Aktivitäten erfolgen auf Basis einer klar definierten Strategie und innerhalb einer vorgegebenen Bandbreite. Dennoch ergeben sich aus dieser Aktivität für den Konzern geringe Einzelrisiken.
- **Steuerliche Außenprüfungen:** Es können sich generell gewisse zusätzliche Steuerrisiken im Rahmen von steuerlichen Außenprüfungen ergeben, die der Konzern jedoch als geringfügig einstuft. Auch kann der Konzern Zollüberprüfungen unterliegen – insbesondere im Zusammenhang mit der Einfuhr von Modulen, die für neue Projekte genutzt werden. Auch hier sieht der Vorstand nur ein geringes finanzielles Risiko.
- **Auflagen für die Unterlagen von Solaranlagen:** zunehmend wird von (semi-)öffentlichen Instanzen und Behörden verlangt, dass ein Solarbetreiber, u. U. auch zu bestimmten Fristen, rechtliche und technische Unterlagen vorhält, anzeigt bzw. übersendet, um z. B. dem Netzzugang einer Solaranlage zu behalten bzw. den geförderten Einspeisevergütungssatz oder die Marktprämie zu erhalten. In Falle ein Betreiber diese Vorschriften nicht einhält bzw. eingehalten hat, kann es zu Netzsperrungen, Kürzungen der Einspeisevergütung bzw. Marktprämie oder gar Strafzahlungen kommen. Der Konzern hat verschiedene

Solaranlagen als Bestandsanlagen erworben, sodass Dokumentation im Zeitpunkt des Erwerbs lückenhaft sein kann bzw. nicht mehr nachvollzogen werden kann, ob alle diesbezüglichen Vorschriften zu jeder Zeit eingehalten wurden. Der Konzern stellt darüber hinaus fest, dass die vorannten Vorschriften zunehmend von den verantwortlichen (semi-)öffentlichen Instanzen überwacht werden. Der Konzern versucht derartige Risiken zu vermeiden bzw. zu verringern durch die Einhaltung der Vorschriften ständig zu überwachen und beim Kauf einer Bestandsanlage während der rechtlichen bzw. technischen Prüfung darauf besonderen Wert zu legen. Der Vorstand stuft das Risiko insgesamt als gering ein und hat im Geschäftsjahr dafür insgesamt eine Rückstellung i. H. v. EUR 0,5 Mio. gebildet.

- **Technische (Produktions-)Risiken:** 7C Solarparken ist abhängig von der technischen Zuverlässigkeit ihrer Wind- und Solaranlagen, dem Ausbleiben von Naturkatastrophen und der Stabilität des deutschen Stromnetzes. Ein „Totalverlust“ einer Anlage oder ein Ausfall der Stromproduktion über einen längeren Zeitraum kann aufgrund des Verschuldungsgrades die Existenz der jeweiligen Projektgesellschaft bedrohen. Die 7C Solarparken versucht dieses Risiko abzumildern, indem sie Komponenten auswählt, deren Leistungspotenzial über dem Durchschnitt liegt, wenn sie eine Anlage erwirbt oder baut und zusätzlich ein intensives Anlagenmonitoring betreibt, um frühzeitig potenzielle Probleme zu erkennen. Der Konzern versucht zudem das Risiko zu minimieren, indem der Betrieb und die Wartung im Unternehmen verbleiben und die Finanzierung im Moment der Investitionsentscheidung über die Projektgesellschaft ohne Rückgriffmöglichkeit auf den Konzern festgelegt wird. Zudem versucht der Konzern das Risiko teilweise an eine Versicherungsgesellschaft zu übertragen, die das Risiko eines Einnahmeausfalls für 6-12 Monate abdeckt. Trotzdem können einige Risiken wie z. B. der Ausfall des deutschen Stromnetzes, Naturkatastrophen, Krieg, Terrorismus und Nuklearunfälle nicht vermieden oder versichert werden. Demzufolge akzeptiert 7C Solarparken diese Risiken.

Der Konzern ist aus heutiger Sicht grundsätzlich in der Lage den aufgezeigten Risiken zu begegnen, diese zu steuern oder gegebenenfalls auch tragen zu können.

CHANCEN

als Wind- und Solarkraftwerksbetreiber mit einem klaren Fokus auf den deutschen und den belgischen Markt:

- Die **Net Cash Flows von Bestandsanlagen** in den letzten 3-5 Jahre ihres Einspeisevergütungszeitraums sind erwartungsgemäß unverändert hoch, aber sie werden nicht mehr (im wesentlichen Umfang) für den Schuldendienst gebraucht, denn die Projektfinanzierungen wurden meist auf 15-17 Jahre aufgelegt. Der Konzern hat verschiedenen Anlagen, die in den nächsten 3 bis 5 Jahren Ihre Einspeisevergütung verlieren werden (Siehe Abschnitt Anlagenportfolio). Für diese Anlagen werden die Net Cash Flows dieser Bestandsanlagen dem Konzern wahlweise für Ausschüttungen, Aktienrückkäufe, Repowering oder neues Wachstum zur Verfügung stehen werden.
- **Repowering:** durch die Einführung des Energiesicherheitsgesetz (ENSIG) in Deutschland ab dem Geschäftsjahr 2023 entsteht die Möglichkeit, bestehende deutsche Solaranlagen mit leistungskräftigeren Modulen auszustatten (das sog. Repowering). Dies bedeutet, dass man bei bestehenden Anlagen die Leistung erheblich erhöhen kann. Die bestehende EEG-Vergütung bleibt dann, allerdings nur für die Leistung, die bereits vorhanden war, erhalten. Die zusätzliche Leistung wird einen anderen (niedrigeren) Vergütungssatz bzw. Strompreis erzielen. Ein erfolgreiches Repoweringverfahren setzt allerdings eine Neuplanung der Bestandsanlage (Baurecht, Netzanschluss, Pacht- und Gestattungsverträge) und eine Neuinvestition voraus. Die Eröffnung dieser Möglichkeit zum Repowering jedoch stellt eine Chance dar,

weil es dem Konzern die Möglichkeit erschließt, gezielt Bestandsanlagen zu erweitern, wo eine Neuplanung möglich und die Neuinvestition wirtschaftlich sinnvoll ist.

- **Belgischer Markt:** Der relativ kleine belgische Markt bietet für 7C Solarparken sehr gute Chancen, Da Belgien bisher die Klimaziele verfehlt hat und die älteren Atomkraftwerke zwar länger geöffnet bleiben sollen, aber keine neuen geplant werden, steht das Land unter Druck, den Anteil an erneuerbaren Energien wesentlich auszubauen. Das größte Wachstumssegment bei PV-Anlagen werden dabei gewerbliche Dachanlagen sein.
- **Möglichkeit zur Selbstfinanzierung des Wachstums:** Eine höhere Marktkapitalisierung, eine solide Bilanzstruktur, eine verbesserte Liquidität in der Aktie, eine feste Zinsstruktur (bis 10 Jahren) bei der bestehenden Verschuldung, aber vor allem ein Verhältnis von Nettoverschuldung zu EBITDA von ca. 2,4 führt allmählich dazu, dass der Konzern besser abscheidet im Vergleich zu anderen IPP-Bestandhaltern und Projektentwicklern in der Branche, die in einem größeren Ausmaß abhängig von günstigen Kapitalkosten sind. Dies ist in einem Umfeld von deutlich angestiegenen Zinsen ein Vorteil bei der Finanzierung, Akquise bzw. bei der Umsetzung von einem Selbstfinanzierungsmodell neuen PV-Projekten.
- **Konzerninterne Projektpipeline:** der Konzern hat in den vergangenen 1,5 Jahre eigenständig sowie auch in Kooperationen mit einigen Projektentwicklern am Aufbau einer Projektpipeline gearbeitet. Insgesamt beträgt diese Pipeline zum Bilanzstichtag fast 500 MWp und befindet sich in unterschiedlichen Stufen der Entwicklung. Der Konzern wird bei der etwaigen Umsetzung dieses Pipelines im Hinblick auf die neue Gegebenheiten auf dem Markt (geringere Einspeisevergütungssätze, die Häufigkeit von Negativpreisen und Redispatch 2.0, ein höheres Zinsumfeld im Vergleich zu einigen Jahren her), lediglich opportunistisch in neue Anlage investieren.
- **Solarspitzenengesetz:** erstens ergibt sich aus dem Gesetz die Möglichkeit (aber nicht die Verpflichtung) für ausgewählte Solaranlagen, die vor dem 25. Februar 2025 in Betrieb genommen sind im Austausch für eine Prämie i.H.v. EUR 6 pro MWh freiwillig sich den gesetzlichen Regelungen aus dem Solarspitzenengesetz zu unterwerfen. Zweitens wird das Gesetz dafür sorgen, dass der negative Effekt von Zubau von Solaranlagen auf der Preisbildung im Day-Ahead Markt gebremst wird, da die neuen Anlage, insoweit sie dem Solarspitzenengesetz unterliegen, nach Erwartung Ihre Produktion nicht auf dem Markt anbieten werden (bzw. sich auszuschalten) in Uhrzeiten in denen negativen Strompreise vorherrschen. Dies wird die Erhöhung der Anzahl von Negativpreisstunden auf dem Day Ahead-Markt ausbremsen, was sich positiv auf das Bestandsportfolio des Konzerns auswirken wird.
- **Anpassung der Vermarktungsmodellen:** der Konzern hat im Geschäftsjahr wie im Vorjahr auf den sich ändernden Marktgegebenheiten (wie z.B. Strompreisvolatilität sondern auch Negativpreise) reagiert durch die Erschließung von anderen Vermarktungsmodellen, wie z.B. den Abschluss von Strompreisswapsvereinbarungen oder Optionsverträgen zur Verringerung der Variabilität in den Stromverkäufen, aber im Geschäftsjahr hat der Konzern auch die aktive Steuerung des Anlagenportfolios erstmalig betrieben, sodass zusätzliche Umsatzerlöse i.H.v. EUR 1,4 Mio. vereinnahmt werden konnte. Die Möglichkeit das eigene Anlagenportfolio zu drosseln als Reaktion auf Preissignalen auf den Strommärkte, stellt daher eine Chance für den Konzern dar.

RISIKOBERICHTERSTATTUNG IN BEZUG AUF DIE VERWENDUNG VON FINANZINSTRUMENTEN

Die sich aus den Finanzinstrumenten ergebenden wesentlichen Risiken des Konzerns umfassen Cashflow-Risiken sowie Liquiditäts- und Ausfallrisiken. Ziel der Unternehmenspolitik ist es, diese Risiken so weit wie möglich zu vermeiden bzw. zu begrenzen. Der Umgang mit diesen Risiken wurde bereits im Risikobericht in den entsprechenden Abschnitten ausführlich behandelt. Die 7C Solarparken verwendet im Bedarfsfall derivative Finanzinstrumente, deren Zweck in der Absicherung gegen Zins- und Marktrisiken besteht. Außerdem wird im Rahmen der Thesaurierungsaktivitäten im beschränkten Umfang Handel mit Wertpapieren und Derivaten betrieben. Eine ausführliche Beschreibung dazu ist im Anhang zum Konzernabschluss zu finden.

WESENTLICHE MERKMALE DES INTERNEN KONTROLLSYSTEMS UND DES RISIKOMANAGEMENTSYSTEMS IM HINBLICK AUF DEN RECHNUNGSLEGUNGSPROZESS

Der Vorstand der 7C Solarparken AG ist verantwortlich für die Erstellung des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts der 7C Solarparken AG nach den Vorschriften des deutschen Handelsgesetzbuches (HGB) und des Aktiengesetzes (AktG). Ferner erfolgt die Aufstellung des Konzernabschlusses in Übereinstimmung mit den International Financial Reporting Standards (IFRS) sowie des zusammengefassten Lageberichts unter Anwendung des Deutschen Rechnungslegungsstandards (DRS) Nr. 20.

Um die Richtigkeit und Vollständigkeit der Angaben in der Berichterstattung einschließlich der Ordnungsmäßigkeit der Rechnungslegung zu gewährleisten, hat der Vorstand ein internes Kontrollsystem eingerichtet.

Das interne Kontrollsystem ist so konzipiert, dass eine zeitnahe, einheitliche und korrekte buchhalterische Erfassung aller geschäftlichen Prozesse bzw. Transaktionen gewährleistet werden soll. Es soll die Einhaltung der gesetzlichen Normen und der Rechnungslegungsvorschriften sicherstellen. Änderungen der Gesetze, Rechnungslegungsstandards und andere Verlautbarungen werden fortlaufend bezüglich Relevanz und Auswirkungen auf den Jahres- und Konzernabschluss analysiert. Das interne Kontrollsystem basiert ferner auf einer Reihe von prozessintegrierten Überwachungsmaßnahmen. Diese prozessintegrierten Überwachungsmaßnahmen beinhalten organisatorische Sicherungsmaßnahmen, laufende Maßnahmen (Funktionstrennung, Zugriffsbeschränkungen, Organisationsanweisungen wie beispielsweise Vertretungsbefugnisse) und Kontrollen, die in die Arbeitsabläufe integriert sind.

Das Rechnungswesen aller vollkonsolidierten Unternehmen, mit Ausnahme der Gesellschaften in Belgien, den Niederlande und Dänemark, ebenso wie die Konsolidierungsmaßnahmen erfolgen zentral bei der 7C Solarparken AG in Bayreuth in enger Zusammenarbeit mit Steuerberatungsbüros. Hierdurch ist sichergestellt, dass die Abschlüsse der Gesellschaften nach einheitlichen Richtlinien und Standards erfolgen.

Die in den Rechnungslegungsprozess involvierten Mitarbeiter werden dazu regelmäßig geschult.

Dem Aufsichtsrat der 7C Solarparken AG obliegt die regelmäßige Überwachung der Wirksamkeit der Steuerungs- und Überwachungssysteme. Er lässt sich regelmäßig vom Vorstand darüber unterrichten.

GESAMTBEURTEILUNG

Das Unternehmen hat eine Organisation und ein Geschäftsmodell, welche als Plattform dienen, um die Strategie und weitere Entwicklung voranzutreiben. Die Hauptrisiken, die die Gesellschaft bedrohen, haben sich von dem Altlastenrisiko der Vergangenheit hin zu den Risiken, die mit der Projektentwicklung, sowie mit dem Eigentum und Betrieb von Solaranlagen hauptsächlich in Deutschland einhergehen verändert.

Der Konzern beweist, dass er mit seinem Anlagenportfolio, welcher hauptsächlich nunmehr von festen Einspeisevergütungssätzen profitiert und dessen Umsatzerlöse auch im laufenden Geschäftsjahr von den bereits im Berichtsjahr abgeschlossen Strompreisswap-Vereinbarungen auch in einem Umfeld von senkenden Strompreisen eine starke Prognose vorlegen kann. Der Konzern steuert das Anlagenportfolio nun auch aktiv bei negativen Preisen, sodass daraus auch zusätzliche Einnahmequellen entstanden sind.

Der Vorstand bestrebt zwar nur noch opportunistisches Wachstum für das Anlagenportfolio, aber ist für die Realisierung von ausgewählten Projekte aus der Projektpipeline nicht abhängig von den Kapital- bzw. Kreditmärkten, sondern kann diese auch durch Selbstfinanzierung bzw. mit sparsamem Einsatz von Eigenmitteln umsetzen. Die freie Net Cash Flows können jedoch auch für andere Maßnahmen wie Repowering des Bestandsportfolio, Aktienrückkäufe oder Ausschüttungen eingesetzt werden, denn die solide Bilanz mit hoher Eigenkapitalquote und niedrige Nettoverschuldung, ermöglicht, anders als derzeit bei anderen Gesellschaften im Sektor beobachtet werden kann, ein hoher Maß an Flexibilität.

WEITERE GESETZLICHE ANGABEN

I. ERKLÄRUNG ZUR UNTERNEHMENSFÜHRUNG GEMÄß §§ 315D, 289F HGB

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat eine Erklärung zur Unternehmensführung erstellt. Diese enthält die jährliche Entsprechenserklärung zum Corporate Governance Kodex, Angaben zu den Unternehmensführungspraktiken, eine Beschreibung der Arbeitsweise von Vorstand und Aufsichtsrat sowie die Informationen zur Festlegung der Frauenquote. Die Ausführungen hierzu sind den Aktionären auf der Website der Gesellschaft unter <https://www.solarparken.com/entsprechenserklaerung.php> dauerhaft zugänglich gemacht worden. Auf eine Darstellung im zusammengefassten Lagebericht wird daher verzichtet.

II. ZUSAMMENSETZUNG DES AUFSICHTSRATS

Der Aufsichtsrat der Gesellschaft hatte während des Jahres 2024 und danach folgende Mitglieder:

Joris De Meester	
Mitglied	Seit 15. Februar 2013
Vorsitzender	Seit 15. Juli 2016
Stellvertretender Vorsitzender	Bis 15. Juli 2016
Berufliche Tätigkeit	Geschäftsführer OakInvest BV, Antwerpen/Belgien
Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:	
<ul style="list-style-type: none">- Verwalter, HeatConvert U.A., Goor/Niederlande- Verwalter, PE Event Logistics Invest NV, Leuven/Belgien- Verwalter Family Backed Real Estate NV, Antwerpen/Belgien- Verwalter Sebiog-Invest BV, Brecht, Antwerpen/Belgien- Verwalter JPJ Invest NV, Sint-Martens-Latem/Belgien- Verwalter NPG Bocholt NV, Bocholt/Belgien- Verwalter Biopower Tongeren NV, Tongeren/Belgien- Verwalter, Sebiog Group NV, Bocholt/Belgien- Verwalter, Agrogas BV, Geel/Belgien- Verwalter, Caloritem NV, Antwerpen, Belgien- Verwalter, ExCausa BV, Geel, Belgien	

Paul Decraemer

Mitglied Seit 14. Juli 2017

Berufliche Tätigkeit Geschäftsführer Paul Decraemer BV, Lochristi/Belgien

Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:

- Verwalter, Seelution AB, Göteborg/Schweden
- Verwalter, ABO-Group Environment NV, Gent/Belgien

Paul De fauw († 20.09.2024)

Mitglied Seit 17. Juli 2020 bis 20. September 2024

Berufliche Tätigkeit Geschäftsführer/Verwalter der DEFADA BV, Brügge/Belgien
CEO/Verwalter der Vlaamse Energieholding CVBA, Torhout/Belgien

Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:

- Vorsitzender des Verwaltungsrats der Luminus NV, Brüssel/Belgien,
- Verwalter der Northwind NV, Brüssel/Belgien,
- Verwalter der Publipart NV, Brüssel/Belgien,
- Verwalter der Publi-T NV, Brüssel/Belgien,
- Verwalter der V.L.E.E.M.O. NV, Antwerpen/Belgien,
- Verwalter der V.L.E.E.M.O. II NV, Antwerpen/Belgien,
- Verwalter der V.L.E.E.M.O. III NV, Antwerpen/Belgien

Bridget Woods

Mitglied Seit 17. Dezember 2015

Stellvertretende Vorsitzende Seit 15. Juli 2016

Berufliche Tätigkeit Unternehmensberaterin

Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:

- Verwalterin Quintel Intelligence Ltd., London/Großbritannien
- Verwalterin Quintel Advisory Services Ltd., London/Großbritannien

Andrea Meyer

Mitglied Seit 08. Januar 2025

Berufliche Tätigkeit Stabstelle der Stadtwerke Ansbach

Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:

- Kuratoriumsmitglied, Hans-Frisch-Stiftung, Nürnberg

III. ANGABEN GEMÄß § 315A ABS. 1 UND § 289A ABS.1 HGB SOWIE ERLÄUTERNDER BERICHT DES VORSTANDS

ZUSAMMENSETZUNG DES KAPITALS (§ 315A ABS. 1 NR. 1 UND § 289A ABS. 1 NR. 1 HGB)

ZUSAMMENSETZUNG DES GEZEICHNETEN KAPITALS

Das gezeichnete Kapital der Gesellschaft zum Berichtsstichtag betrug EUR83.034.433,00. Es ist eingeteilt in 83.034.433 nennwertlose, auf den Inhaber lautende Stammaktien (Stückaktien). Die mit diesen Stammaktien verbundenen Rechte und Pflichten ergeben sich insbesondere aus den §§ 12, 53a ff., 118 ff., 186 AktG. Da die Gesellschaft lediglich eine Aktiengattung emittiert hat, ergeben sich somit (insbesondere) keine Stimmrechtsbenachteiligungen oder -beschränkungen für einzelne Aktionäre.

DIREKTE ODER INDIREKTE BETEILIGUNGEN AM KAPITAL

Personen, die direkte oder indirekte Beteiligungen am Grundkapital halten und einen Anteil von 10 % der Stimmrechte überschreiten, bestanden zum Bilanzstichtag nicht.

BESCHRÄNKUNGEN, DIE ÜBERTRAGUNGEN VON AKTIEN BETREFFEN, AUCH WENN SIE SICH AUS VEREINBARUNGEN ZWISCHEN GESELLSCHAFTERN ERGEBEN KÖNNEN, SOWEIT SIE DEM VORSTAND DER GESELLSCHAFT BEKANNT SIND (§ 315A ABS. 1 NR. 2 UND § 289A ABS. 1 NR. 2)

Dem Vorstand der Gesellschaft sind keine solche Vereinbarungen bekannt.

BESTIMMUNGEN ÜBER DIE ERNENNUNG UND ABBERUFUNG DES VORSTANDS UND ÄNDERUNG DER SATZUNG (§ 315A ABS. 1 NR. 6 UND § 289A ABS. 1 NR. 6 HGB)

ERNENNUNG UND ABBERUFUNG DES VORSTANDS

Die Bestellung und Abberufung des Vorstands ist im Aktiengesetz (§ 84 AktG ff.) sowie in der Satzung der Gesellschaft geregelt. Ist nur ein Vorstandsmitglied bestellt, so vertritt es die Gesellschaft allein. Sind mehrere Vorstandsmitglieder bestellt, so wird die Gesellschaft durch zwei Vorstandsmitglieder oder durch ein Vorstandsmitglied gemeinsam mit einem Prokuristen vertreten. Stellvertretende Vorstandsmitglieder stehen hinsichtlich der Vertretungsmacht ordentlichen Vorstandsmitgliedern gleich. Der Aufsichtsrat kann bestimmen, dass Mitglieder des Vorstands einzelvertretungsbefugt sind. Der Aufsichtsrat kann alle oder einzelne Mitglieder des Vorstands und zur gesetzlichen Vertretung gemeinsam mit dem Vorstand berechnigte Prokuristen von dem Verbot der Mehrvertretung gemäß § 181.2 Alt-BGB befreien; § 112 AktG bleibt unberührt. Der Aufsichtsrat hat eine Geschäftsordnung für den Vorstand erlassen. Der Geschäftsverteilungsplan des Vorstands bedarf der Zustimmung des Aufsichtsrats. Sogenannte „Golden Parachute“-Regelungen, die eine Abbestellung oder Neubesetzung des Vorstands erschweren, bestehen nicht.

BEFUGNISSE DES VORSTANDS (§ 315A ABS. 1 NR. 7 UND § 289A ABS. 1 NR. 7 HGB)

ERHÖHUNG DES GRUNDKAPITALS

BEDINGTES KAPITAL 2022

Das Grundkapital ist um bis zu EUR 38.181.236,00 durch Ausgabe von bis zu 38.181.236 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien mit Gewinnberechtigung ab Beginn des letzten Geschäftsjahrs, für das noch kein Gewinnverwendungsbeschluss gefasst wurde, bedingt erhöht (Bedingtes Kapital 2022). Die bedingte Kapitalerhöhung wird nur insoweit durchgeführt, wie (i) die Inhaber von Wandel- und/oder Optionsschuldverschreibungen und/oder von Genussrechten mit Umtausch- oder Bezugsrechten, die von der Gesellschaft oder ihr nachgeordneten Konzernunternehmen aufgrund des in der Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 gefassten Ermächtigungsbeschlusses bis zum 20. Juli 2027 ausgegeben wurden, von ihrem Umtausch- oder Bezugsrecht Gebrauch machen und die Gesellschaft sich entschließt, die Umtausch- bzw. Bezugsrechte aus diesem Bedingten Kapital 2022 zu bedienen, oder (ii) die zur Wandlung verpflichteten Inhaber von Wandel- und/oder Optionsschuldverschreibungen und/oder von Genussrechten mit Umtausch- oder Bezugsrechten, die von der Gesellschaft oder ihren nachgeordneten Konzernunternehmen aufgrund des in der Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 gefassten Ermächtigungsbeschlusses bis zum 20. Juli 2027 ausgegeben wurden, ihre Pflicht zum Umtausch erfüllen und die Gesellschaft sich entschließt, die Umtausch- bzw. Bezugsrechte aus diesem Bedingten Kapital 2022 zu bedienen.

Die Ausgabe der Aktien erfolgt gemäß den Vorgaben des Ermächtigungsbeschlusses der Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 unter Tagesordnungspunkt 10, d. h. insbesondere zu mindestens 80 % des durchschnittlichen Börsenkurses der Aktie der Gesellschaft an den letzten 10 Börsenhandelstagen vor der Beschlussfassung des Vorstandes über die Ausgabe der Schuldverschreibungen in der Eröffnungsauktion im XETRA®-Handel an der Frankfurter Wertpapierbörse (oder einem von der Deutschen Börse AG bestimmten Nachfolgesystem) oder, sofern ein XETRA®-Handel in Aktien der Gesellschaft nicht stattfindet, derjenigen Börse an der in diesen 10 Börsenhandels-tagen die meisten Aktien (Anzahl) der Gesellschaft in Summe gehandelt wurden, vor der Beschlussfassung des Vorstandes über die Ausgabe der jeweiligen Schuldverschreibungen unter Berücksichtigung von Anpassungen gemäß der im Beschluss der vorgenannten Hauptversammlung unter Tagesordnungspunkt 10 bestimmten Verwässerungsschutzregeln. Der Aufsichtsrat ist ermächtigt, die Fassung der Satzung entsprechend dem jeweiligen Umfang der Grundkapitalerhöhung aus dem Bedingten Kapital 2022 abzuändern.

Das bedingte Kapital 2022 beträgt nach teilweiser Ausnutzung im Geschäftsjahr 2023 noch EUR 34.722.836,00, nach der Ausgabe von 3.458.400 Optionen im Zusammenhang mit der am 23. Mai 2023 begebenen Optionsanleihe.

GENEHMIGTES KAPITAL 2022

Die Hauptversammlung der 7C Solarparken AG vom 12. Juni 2023 hat das genehmigte Kapital 2022 aufgehoben.

GENEHMIGTES KAPITAL 2023

Die Hauptversammlung der 7C Solarparken AG vom 12. Juni 2023 hat den Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft in der Zeit bis zum 11. Juni 2028 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um insgesamt bis zu EUR 41.423.991,00 durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer auf den Inhaber lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (Genehmigtes Kapital 2023). Den Aktionären steht grundsätzlich ein Bezugsrecht zu.

Der Vorstand wird jedoch ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats das Bezugsrecht der Aktionäre ganz oder teilweise auszuschließen. Der Ausschluss des Bezugsrechts ist dabei nur in den folgenden Fällen zulässig: (i) bei Kapitalerhöhungen gegen Bareinlagen, wenn Aktien der Gesellschaft an der Börse gehandelt werden (regulierter Markt oder Freiverkehr bzw. die Nachfolger dieser Segmente), die ausgegebenen Aktien 10 % des Grundkapitals nicht übersteigen und der Ausgabepreis der neuen Aktien den Börsenpreis der bereits an der Börse gehandelten Aktien der Gesellschaft gleicher Gattung und Ausstattung nicht wesentlich im Sinne der §§ 203 Abs. 1 und 2, 186 Abs. 3 Satz 4 AktG unterschreitet und alle eventuellen weiteren Voraussetzungen von § 186 Abs. 3 Satz 4 AktG gewahrt sind. Auf den Betrag von 10 % des Grundkapitals ist der Betrag anzurechnen, der auf Aktien entfällt, die während der Laufzeit dieser Ermächtigung bis zum Zeitpunkt ihrer Ausnutzung aufgrund anderer entsprechender Ermächtigungen unter Ausschluss des Bezugsrechts in unmittelbarer oder entsprechender Anwendung des § 186 Abs. 3 Satz 4 AktG ausgegeben beziehungsweise veräußert werden, soweit eine derartige Anrechnung gesetzlich geboten ist. Im Sinne dieser Ermächtigung gilt als Ausgabebetrag bei Übernahme der neuen Aktien durch einen Emissionsmittler unter gleichzeitiger Verpflichtung des Emissionsmittlers, die neuen Aktien einem oder mehreren von der Gesellschaft bestimmten Dritten zum Erwerb anzubieten, der Betrag, der von dem oder den Dritten zu zahlen ist; (ii) bei Kapitalerhöhungen gegen Sacheinlagen, insbesondere zum Erwerb von Unternehmen, Unternehmensteilen und Beteiligungen an Unternehmen, gewerblichen Schutzrechten, wie z.B. Patenten, Marken oder hierauf gerichtete Lizenzen, oder sonstigen Produktrechten oder sonstigen Sacheinlagen, auch Schuldverschreibungen, Wandelschuldverschreibungen und sonstigen Finanzinstrumenten; (iii) soweit dies erforderlich ist, um den Inhabern bzw. Gläubigern von Schuldverschreibungen mit Options- oder Wandlungsrechten bzw. -pflichten, die von der Gesellschaft oder ihren Konzerngesellschaften ausgegeben wurden, ein Bezugsrecht auf neue Aktien in dem Umfang einzuräumen, wie es ihnen nach Ausübung ihres Options- oder Wandlungsrechts bzw. nach Erfüllung einer Options- bzw. Wandlungspflicht zustünde; (iv) für Spitzenbeträge, die infolge des Bezugsverhältnisses entstehen.

Der Vorstand wird ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats den weiteren Inhalt der Aktienrechte und die sonstigen Einzelheiten der Kapitalerhöhung und ihrer Durchführung festzulegen. Der Vorstand wird ermächtigt zu bestimmen, dass die neuen Aktien gemäß § 186 Abs. 5 AktG von einem Kreditinstitut oder einem nach § 53 Abs. 1 Satz 1 oder § 53b Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 7 KWG tätigen Unternehmen mit der Verpflichtung übernommen werden sollen, sie den Aktionären zum Bezug anzubieten. Der Aufsichtsrat wird ermächtigt, die Fassung der Satzung entsprechend dem jeweiligen Umfang der Grundkapitalerhöhung aus dem Genehmigten Kapital 2021 abzuändern.

Das genehmigte Kapital 2023 wurde im Geschäftsjahr 2024 nicht in Anspruch genommen.

WESENTLICHE VEREINBARUNGEN, DIE UNTER DER BEDINGUNG EINES KONTROLLWECHSELS STEHEN (§ 315A ABS. 1 NR. 8 UND § 289A ABS. 1 NR. 8 HGB)

Die 7C Solarparken AG hat 2019 und 2020 jeweils einen Schuldschein aufgenommen, dessen zwei Tranchen zum Jahresende 2024 noch nicht fällig waren und damit noch nicht zurückgezahlt worden sind. Die Schuldscheinverträge sehen im Falle eines Kontrollwechsels ein außerordentliches Kündigungsrecht der Schuldscheininvestoren vor.

Darüber hinaus hat die 7C Solarparken im Geschäftsjahr 2023 eine Optionsanleihe ausgegeben, der die Investoren das Recht gibt, die Optionsanleihe zu kündigen im Falle eines Kontrollwechsels.

Schließlich gibt es noch eine Bankfinanzierung der 7C Solarparken AG, die in einem außerordentliches Kündigungsrecht der Bank im Falle eines Kontrollwechsels vorsieht.

Es bestehen keine weiteren Vereinbarungen, die unter der Bedingung des Kontrollwechsels kündbar sind.

ENTSCHÄDIGUNGSVEREINBARUNGEN BEI KONTROLLWECHSELN (§ 315A ABS. 1 NR. 9 UND § 289A ABS. 1 NR. 9 HGB)

Entschädigungsvereinbarungen der Gesellschaft, die für den Fall eines Übernahmeangebots mit den Mitgliedern des Vorstands oder Arbeitnehmern getroffen worden sind, bestehen nicht.

Bayreuth, 3. April 2025

Steven De Proost
Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau
Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis
Vorstand

KONZERNABSCHLUSS

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM

1. JANUAR 2024 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2024

7C Solarparken AG, Bayreuth

KONZERN-BILANZ

ZUM 31. DEZEMBER 2024

AKTIVA

in TEUR	Anhangsziffer	31.12.2024	31.12.2023
Langfristige Vermögenswerte			
Geschäfts- oder Firmenwert	18.1	1.199	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	18.1	2.941	2.111
Grundstücke und Gebäude	17.1	14.329	14.437
Solarparks	17.1	347.119	366.271
Windparks	17.1	8.217	9.308
Solarparks im Bau	17.1	14.973	16.050
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	17.1	472	454
Nutzungsrechte	17.2	42.539	42.541
Nach der Equity-Methode bewertete Finanzanlagen	19	548	554
Andere Finanzanlagen	20	1.602	1.677
Sonstige langfristige Vermögenswerte	15	348	495
Aktive latente Steuern	13	8.447	5.181
Summe langfristige Vermögenswerte		442.733	460.277
Kurzfristige Vermögenswerte			
Vorräte	14	1.329	2.960
Geleistete Anzahlungen	15	56	30
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	15	4.588	4.955
Steuererstattungsansprüche		880	1.564
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	15	3.821	14.020
Kurzfristige Finanzanlagen	16.1	11.591	18.273
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	16.2	82.077	62.282
Summe kurzfristige Vermögenswerte		104.342	104.084
Bilanzsumme		547.076	564.361

PASSIVA

in TEUR	Anhangsziffer	31.12.2024	31.12.2023
Eigenkapital			
Gezeichnetes Kapital	21.1	83.034	82.853
Kapitalrücklagen	21.2.A	103.833	103.356
Rücklage für eigene Anteile	21.2.C	-5.649	-1.573
Sonstiges Ergebnis aus Hedging	21.2.D	646	3.353
Gewinnrücklagen	21.2.B	37.871	42.303
Währungsumrechnungsrücklage	21.2.C	-10	-7
Nicht-beherrschende Anteile		18.824	19.875
Eigenkapital		238.551	250.162
Schulden			
Langfristige Schulden			
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	23, 26	148.348	172.844
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	23	38.895	39.095
Langfristige Rückstellungen	25	28.217	26.857
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	24	1.014	773
Passive latente Steuern	13	21.591	24.410
Summe langfristige Schulden		238.065	263.979
Kurzfristige Schulden			
Steuerschulden		2.649	3.078
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	23, 26	56.143	37.242
Kurzfristige Leasingverbindlichkeiten	23	3.337	3.269
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	24	4.962	4.459
Sonstige Verbindlichkeiten	24	3.368	2.171
Summe kurzfristige Schulden		70.459	50.219
Summe Schulden		308.524	314.199
Bilanzsumme		547.076	564.361

KONZERN GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2024

in TEUR	Anhangs- ziffer	2024	2023
Umsatzerlöse	9.1	63.276	69.815
Sonstige betriebliche Erträge	9.2	5.248	7.451
Personalaufwand	10.1	-2.167	-2.344
Sonstige Betriebsaufwendungen	10.2	-19.138	-13.313
Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA)		47.218	61.609
Abschreibungen und Wertminderungen	17,18	-41.078	-39.855
Ergebnis der betrieblichen Geschäftstätigkeit (EBIT)		6.140	21.755
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	11	1.166	492
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	11	-6.942	-7.313
Ergebnis aus der Equity-Methode	11,19	-11	257
Beteiligungs- und Finanzergebnis		-5.788	-6.564
Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)		353	15.190
Ertragsteuern	13	604	-3.749
Periodenergebnis		957	11.441
davon Aktionäre der 7C Solarparks AG	12.1.A	451	10.082
davon nicht-beherrschende Anteile		506	1.358
Ergebnis je Aktie			
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.1.B	0,01	0,12
Verwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.2.B	0,01	0,12

KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2024

in TEUR	Anhangs- ziffer	2024	2023
Periodenergebnis		957	11.441
Posten, die in die Gewinn- oder Verlustrechnung umgegliedert werden können:			
Marktwertänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente	21.2.E	-3.833	5.591
Währungsumrechnung	21.2.D	-2	-17
Steuern	21.2.E	1.127	-1.600
Sonstiges Ergebnis nach Steuern		-2.709	3.974
Konzerngesamtergebnis		-1.751	15.415

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2024

in TEUR	Anhangs- ziffer	2024	2023
Periodenergebnis		957	11.441
– Abschreibungen und Wertminderungen auf Sachanlagen	17	36.577	35.800
– Abschreibungen und Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte	17, 18	90	100
– Wertminderung auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	7	4.412	3.953
– Sonstige nicht zahlungswirksame Aufwendungen / Erträge		110	-111
– Wertminderungen von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Vermögenswerte	9.2, 10.2	5.431	316
– Wertminderungen von Vorräten	10.2, 14	651	203
– Netto-Finanzierungsaufwendungen	11	5.788	6.564
– Gewinn- oder Verlustanteil aus dem Verkauf von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen bzw. Finanzanlagen		-	-69
– (plus) Steueraufwendungen	13	-604	3.749
Veränderungen bei:			
– Vorräten	7, 14	980	-2.089
– Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Vermögenswerten	7, 15	2.558	-2.997
– Vorauszahlungen	7	-26	110
– Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen	7, 24, 25	593	-3.443
Cash-Zufluss aus der betrieblichen Tätigkeit		57.515	53.529
Gezahlte Zinsen	11	-5.451	-5.186
Gezahlte Vorfälligkeitsentschädigungen	11	-	-
Gezahlte Ertragsteuern	13	-2.816	-3.328
Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit		49.247	45.015

in TEUR	Anhangs- ziffer	2024	2023
Erhaltene Zinsen	11	829	364
Einzahlungen aus dem Verkauf von Sachanlagen/Immateriellen Vermögenswerten		5	2.074
Tätigung von Kurzfristige Finanzanlagen		7.580	-18.273
Erwerb von Tochterunternehmen, abzüglich erworbener liquider Mittel abzüglich ungezählter bedingter Kaufpreise	7.1	52	-5.465
Erwerb von Finanzanlagen an mit Equity Methode bilanzierte Unternehmen		-5	-
Erhaltene Dividenden	11	113	78
Erwerb von Sachanlagen	17	-3.694	-10.848
Anzahlungen auf Anlagen im Bau	17	-10.819	-11.375
Netto-Investitionen in andere Finanzanlagen	20	-	-749
Erwerb von immateriellen Vermögenswerten	18	-1.694	-
Veräußerung eines Tochterunternehmens, abzüglich veräußerter liquider Mittel	7.2	-51	-
Cashflow aus der Investitionstätigkeit		-7.685	-44.194
Einzahlungen aus der Ausgabe von Anteilen	21	-	11.250
Einzahlungen aus der Ausgabe von ungesicherten Anleihen		-	6.917
Einzahlungen aus ausgeübten Optionen der Optionsanleihe	21	657	20
Erwerb von eigenen Anteilen	21	-4.076	-1.576
Einzahlungen aus Finanzverbindlichkeiten	23	20.662	20.243
Einzahlungen aus Leasingverbindlichkeiten		-	-
Transaktionskosten in Bezug auf Kredite und Ausleihungen	11	-319	-142
Transaktionskosten in Bezug auf Kapitalerhöhungen		-1	-192
Erwerb von nicht-beherrschenden Anteilen	7	-	-333
Veräußerung von nicht beherrschenden Anteilen	7	-	569
Rückzahlung von Krediten / Tilgungen	23	-28.890	-35.936
Rückzahlung von Schuldschein		-	-15.000
Auszahlungen für Leasingverbindlichkeiten	23	-3.361	-3.602
Gezahlte Dividenden		-6.440	-11.244
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit		-21.768	-29.026
Nettoveränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente		19.795	-28.204
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 1. Januar*	16	62.282	90.486
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 31. Dezember*		82.077	62.282

* Hinsichtlich der Verfügbarkeit der Mittel verweisen wir auf die Anhangsziffer 16; von den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten entfällt ein Betrag von TEUR 4.345 (i. VJ.: TEUR 4.626) auf die nicht-beherrschenden Anteile.

VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS

2024

in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Rücklage für eigene Anteile	Währungsumrechnungsrücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinnrücklage	Summe	Nicht beherrschende Anteile	Gesamtes Eigenkapital
Stand zum 1. Januar 2024	82.853	103.356	-1.573	-7	3.353	42.303	230.287	19.875	250.162
Periodenergebnis						451	451	506	957
Sonstiges Ergebnis				-2	-2.706		-2.709		-2.709
Gesamtergebnis	0	0	0	-2	-2.706	451	-22.258	506	-1.751
Transaktionskosten direkt in Equity		-1					-1		-1
Ausgabe von Stamaktien							-		-
Erwerb eigene Anteile			-4.076				-4.076		-4.076
Zugang aufgrund Emission							-		-
Optionanleihe Ausgeübte Optionen von Optionanleihe	181	476					657		657
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen – GSI 3 Kauf							-		-
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen – GSI 3 Rückkauf							-		-
Änderung der nicht beherrschenden Anteile infolge einer Konsolidierung							-		-
Dividenden						-4.882	-4.882	-1.558	-6.440
Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens	181	475	-4.076	0	0	-4.882	-8.302	-1.558	-9.860
Stand zum 31. Dezember, 2024	83.034	103.833	-5.649	-10	647	37.871	219.727	18.824	238.551
in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Rücklage für eigene Anteile	Währungsumrechnungsrücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinnrücklage	Summe	Nicht beherrschende Anteile	Gesamtes Eigenkapital

Stand zum 1. Januar 2023	79.848	94.655	0	10	-638	42.172	216.047	11.131	227.179
Periodenergebnis						10.082	10.082	1.358	11.441
Sonstiges Ergebnis				-17	3.991		3.974		3.974
Gesamtergebnis	0	0	0	-17	3.991	10.082	14.056	1.358	15.415
Transaktionskosten direkt in Equity		-185					-185		-185
Ausgabe von Stammaktien	3.000	8.250					11.250		11.250
Erwerb eigene Anteile			-1.573				-1.573		-1.573
Zugang aufgrund Emission Optionanleihe		622					622		622
Ausgeübte Optionen von Optionanleihe	5	14					20		20
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen – GSI 3 Kauf						-7	-7	-326	-333
Transaktion mit nicht beherrschenden Anteilen – GSI 3 Rückkauf						-2	-2	571	569
Änderung der nicht beherrschenden Anteile infolge einer Konsolidierung								8.443	8.443
Dividenden						-9.942	-9.942	-1.302	-11.244
Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens	3.005	8.701	-1.573	0	0	-9.951	183	7.386	7.569
Stand zum 31. Dezember, 2023	82.853	103.356	-1.573	-7	3.353	42.303	230.287	19.875	250.162

ANHANG ZUM KONZERNABSCHLUSS

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM

1. JANUAR 2024 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2024

7C Solarparken AG, Bayreuth

INHALTSVERZEICHNIS

1. BERICHTENDES UNTERNEHMEN	100
2. GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG	100
3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG	100
4. VERWENDUNG VON ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN UND SCHÄTZUNGEN	101
4.1 ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN	101
5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN	103
6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN	107
6.1 RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN	107
6.2 KONSOLIDIERUNGSGRUNDSÄTZE	107
6.3 FREMDWÄHRUNG	110
6.4 UMSATZERLÖSE: ERLÖSE AUS VERTRÄGEN MIT KUNDEN	111
6.5 LEISTUNGEN AN ARBEITNEHMER	112
6.6 ZUWENDUNGEN DER ÖFFENTLICHEN HAND	113
6.7 FINANZERTRÄGE UND FINANZIERUNGSaufWENDUNGEN	113
6.8 ERTRAGSTEUERN	113
6.9 VORRÄTE	114
6.10 SACHANLAGEN	115
6.11 IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE	116
6.12 FINANZINSTRUMENTE	117
6.13 GEZEICHNETES KAPITAL	121
6.14 WERTMINDERUNGEN	121
6.15 SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN	124
6.16 LEASINGVERHÄLTNISSE	124
7. ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN	128
7.1 ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM GESCHÄFTSJAHR 2024	128
7.2 VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM GESCHÄFTSJAHR 2024	129
8. GESCHÄFTSBEREICHE	131
9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE	133
9.1 UMSATZERLÖSE	133
9.2 SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE	134
10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN	135
10.1 PERSONALAUFWAND	135
10.2 SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND	135

10.3.	ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN	136
11.	BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS	137
12.	ERGEBNIS JE AKTIE.....	138
12.1.	UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE.....	138
12.2.	VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE.....	138
12.3.	OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL	139
13.	ERTRAGSTEUERN	140
13.1.	IM GEWINN UND VERLUST ERFASSTE STEUERN	140
13.2.	IM SONSTIGEN ERGEBNIS ERFASSTE STEUER.....	140
13.3.	ÜBERLEITUNG DES EFFEKTIVEN STEUERSATZES	141
13.4.	NICHT ERFASSTE LATENTE STEUERANSPRÜCHE	141
13.5.	VERÄNDERUNG DER LATENTEN STEUERN IN DER BILANZ	141
14.	VORRÄTE	143
15.	FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN, SONSTIGE FORDERUNGEN UND SONSTIGE LANGFRISTIGE VERMÖGENSWERTE.....	143
16.	KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN SOWIE ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE.....	145
16.1.	KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN	145
16.2.	ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE.....	145
17.	SACHANLAGEN.....	147
17.1.	SACHANLAGEN.....	147
17.2.	DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE.....	150
18.	GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE	152
18.1.	ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES	152
18.2.	ABSCHREIBUNGEN	153
18.3.	WERTMINDERUNGEN	153
19.	NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN	155
19.1.	AUFSTELLUNG DER NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETEN FINANZANLAGEN	155
19.2.	ASSOZIIERTE UNTERNEHMEN	155
20.	ANDERE FINANZANLAGEN.....	156
21.	EIGENKAPITAL.....	156
21.1.	GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE	156
21.2.	ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN	157
22.	KAPITALMANAGEMENT	161

23. FINANZVERBINDLICHKEITEN	162
23.1. KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL.....	162
23.2. BANKDARLEHEN	163
23.3. LEASINGVERBINDLICHKEITEN	167
23.4. UNGESICHERTE ANLEIHEN	168
24. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN	170
25. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN	171
26. FINANZINSTRUMENTE – BEIZULEGENDE ZEITWERTE UND RISIKOMANAGEMENT	173
26.1. EINSTUFUNGEN UND BEIZULEGENDE ZEITWERTE	174
26.2. BESTIMMUNG DER BEIZULEGENDEN ZEITWERTE	183
26.3. FINANZIELLEN RISIKOMANAGEMENT.....	184
27. LEASINGVERHÄLTNISSE	197
27.1. LEASINGVERHÄLTNISSE ALS LEASINGNEHMER	197
27.2. LEASINGVERHÄLTNISSE ALS LEASINGGEBER	197
28. EVENTUALVERBINDLICHKEITEN	198
29. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN	198
29.1. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGERMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN	198
30. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG	201
30.1. NEUE BANKFINANZIERUNGEN.....	201
31. ANGABEN NACH § 315A HGB	201
31.1. HONORAR DES ABSCHLUSSPRÜFERS	201
31.2. CORPORATE GOVERNANCE.....	201
31.3. MITARBEITER.....	201
32. NEUE STANDARDS UND INTERPRETATIONEN, DIE NOCH NICHT ANGEWENDET WURDEN	201
32.1. ERSTMALIG IM GESCHÄFTSJAHR ANGEWENDET	202
32.2. NOCH NICHT IM GESCHÄFTSJAHR ANGEWENDET.....	202
33. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS	203
34. ORGANE DER GESELLSCHAFT	204

1. BERICHTENDES UNTERNEHMEN

Die 7C Solarparken AG (das „Unternehmen“ oder „7C Solarparken“) ist ein Unternehmen mit Sitz in Bayreuth, Deutschland. Die Adresse des eingetragenen Sitzes des Unternehmens lautet: An der Feuerwache 15, 95445 Bayreuth. Der Konzernabschluss des Unternehmens umfasst das Unternehmen und seine Tochterunternehmen (zusammen als der „Konzern“ und einzeln als „Konzernunternehmen“ bezeichnet). Der Konzern investiert in und betreibt Solar- und Windkraftanlagen mit stetigem Kapitalrückfluss und geringem Risiko v. a. in Deutschland und Belgien (siehe Anhangsziffer 5 und 8).

Hinsichtlich verwendeter Abkürzungen verweisen wir auf das in Anhangsziffer 33 dargestellte Abkürzungsverzeichnis.

2. GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG

Der Konzernabschluss wurde in Übereinstimmung mit den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind, aufgestellt. Ergänzend wurden bei der Aufstellung des Konzernabschlusses die nach § 315e Abs. 1 i. V. m. Abs. 3 HGB anzuwendenden handelsrechtlichen Vorschriften berücksichtigt. Die Grundsätze über Ansatz, Bewertung und Ausweis werden von allen Gesellschaften innerhalb des Konsolidierungskreises einheitlich angewendet.

Die Darstellung in der Gewinn- und Verlustrechnung erfolgt nach dem Gesamtkostenverfahren. Die Gliederung wird durch Zwischensummen (EBITDA/ EBIT) erweitert.

Der Vorstand geht von der Unternehmensfortführung aus. Der Abschluss vermittelt ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Finanz-, Vermögens- und Ertragslage.

Der Konzernabschluss zum 31. Dezember 2024 und der zusammengefasste Lagebericht für den Zeitraum vom 1. Januar 2024 bis 31. Dezember 2024 wird am 3. April 2025 zur Veröffentlichung genehmigt.

Einzelheiten zu den wesentlichen Rechnungslegungsmethoden einschließlich der Änderungen von Rechnungslegungsmethoden finden sich in der Anhangsziffer 6.

3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG

Dieser Konzernabschluss wird in Euro, der funktionalen Währung der 7C Solarparken AG (Mutterunternehmen) aufgestellt und in Tausend Euro (TEUR) dargestellt, wodurch es zu Rundungsdifferenzen kommen kann.

4. VERWENDUNG VON ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN UND SCHÄTZUNGEN

Die Erstellung des Konzernabschlusses verlangt vom Vorstand Ermessensentscheidungen, Schätzungen und Annahmen, die die Anwendung von Rechnungslegungsmethoden und die ausgewiesenen Beträge der Vermögenswerte, Verbindlichkeiten, Erträge und Aufwendungen betreffen. Tatsächliche Ergebnisse können von diesen Schätzungen abweichen.

Schätzungen und zugrundeliegende Annahmen werden laufend überprüft. Überarbeitungen von Schätzungen werden prospektiv erfasst.

4.1 ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN

Informationen über Ermessensentscheidungen bei der Anwendung der Rechnungslegungsmethoden sowie Informationen über Annahmen und Schätzungsunsicherheiten, die die im Konzernabschluss erfassten Beträge wesentlich beeinflussen bzw. ein beträchtliches Risiko darstellen können, sind in den nachstehenden Anhangsziffern enthalten:

- **Anhangsziffer 7** – Erwerb von Tochterunternehmen bzw. Solaranlagen. Annahmen und Schätzungen werden insbesondere im Rahmen der Einnahmen, Ausgaben und Kapitalkosten getroffen, die der Ermittlung der Anschaffungskosten der erworbenen Vermögenswerte und Schulden bzw. der Kaufpreisallokation zugrunde liegen.
- **Anhangsziffer 13** – Zum Ansatz von aktiven latenten Steuern: Es besteht Unsicherheit bzgl. der künftigen zu versteuernden Ergebnisse der jeweiligen Konzerngesellschaften. Es werden die geplanten Geschäftsergebnisse sowie Ergebniswirkungen aus der Umkehr von zu versteuernden temporären Differenzen dem Ansatz von aktiven latenten Steuern zugrunde gelegt. Darüber hinaus ist der Ansatz von aktiven latenten Steuern unsicher in Bezug auf die anzuwendenden künftigen Steuersätze, etwaige künftige Beschränkungen auf die Nutzung oder im temporären Charakter der aktiven latenten Steuern aus dem Gesetz bzgl. aus Verordnungen, sowie deren Auslegung durch die Finanzverwaltung bzw. Rechtsprechung.

Der Konzern ist für mehrere Jahre noch nicht endgültig steuerlich veranlagt, dies beinhaltet eine Unsicherheit i. V. m. den tatsächlichen Ertragssteuern, die vom Konzern prospektiv geschätzt und daraufhin bilanziell abgebildet werden. Es kann dabei nicht ausgeschlossen werden, dass es zu nachträglichen Steuerzahlungen/-erstattungen kommen kann. Darüber hinaus ist die prospektive Schätzung von tatsächlichen Ertragssteuern unsicher in Bezug auf die anzuwendenden künftigen Steuersätze, die anzuwendende Steuergesetzgebung sowie deren Auslegung durch die Finanzverwaltung bzw. Rechtsprechung, insbesondere i. V. m. etwaigen nachträglichen steuerlichen Außenprüfungen.

- **Anhangsziffer 15** – Der Konzern bilanziert Wertminderungen für erwartete Kreditverluste (ECL) für finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden. Der Konzern bemisst die Wertminderungen in Höhe der über die Laufzeit zu erwartenden Kreditverluste, außer für die folgenden Wertberichtigungen, die in Höhe des erwarteten 12-Monats-Kreditverlusts bemessen werden.
- **Anhangsziffer 17** – Laufzeit des Leasingvertrags: Bestimmung, ob die Ausübung von Verlängerungsoptionen oder Kaufoptionen ausreichend sicher ist. Diese Bestimmung wirkt sich sowohl auf die Nutzungsrechte als auch auf die Nutzungsdauer der Solar- und Windparks aus.

- **Anhangsziffer 18** – Wertminderungstest der immateriellen Vermögenswerte und Geschäfts- oder Firmenwerte: Wesentliche Annahmen, die der Ermittlung des erzielbaren Betrags zugrunde gelegt wurden.
- **Anhangsziffer 19** – Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen: Bestimmung, ob der Konzern maßgeblichen Einfluss auf die Finanzanlage hat.
- **Anhangsziffer 15 und 24** – Schätzung der Sicherheit, mit der die Auszahlung der Zuwendungen durch die öffentliche Hand an den Konzern erfolgen wird.
- **Anhangsziffer 21, 15 und 24** – Schätzungen der erwarteten zukünftigen Strompreise nebst Produktionsvolumina, zur Bewertung der Swaps (aus dem Hedging-Vertrag mit einem großen europäischen Energieversorger) am beizulegenden Zeitwert (Fair Value) zum Bilanzstichtag.
- **Anhangsziffer 25** – Ansatz und Bewertung von Rückstellungen: Wesentliche Annahmen über die Wahrscheinlichkeit und das Ausmaß des Nutzenzu- oder -abflusses.

BESTIMMUNG DER BEIZULEGENDEN ZEITWERTE

Eine Reihe von Rechnungslegungsmethoden und Angaben des Konzerns verlangen die Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte für finanzielle und nicht-finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten.

Der Konzern hat ein Kontrollrahmenkonzept hinsichtlich der Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte festgelegt. Dazu gehört eine hausinterne Überwachung aller wesentlichen Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert.

Der Vorstand führt eine regelmäßige Überprüfung der wesentlichen, nicht beobachtbaren Inputfaktoren sowie der Bewertungsanpassungen durch. Wenn Informationen von Dritten, beispielsweise Preisnotierungen von Brokern oder Kursinformationsdiensten, zur Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte verwendet werden, prüft das Unternehmen die von den Dritten erlangten Nachweise für die Schlussfolgerung, dass derartige Bewertungen die Anforderungen der IFRS erfüllen, einschließlich der Stufe in der Fair Value-Hierarchie, in der diese Bewertungen einzuordnen sind.

Bei der Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes eines Vermögenswertes oder einer Verbindlichkeit verwendet der Konzern so weit wie möglich am Markt beobachtbare Daten. Basierend auf den in den Bewertungstechniken verwendeten Inputfaktoren werden die beizulegenden Zeitwerte in unterschiedliche Stufen in der Fair Value-Hierarchie eingeordnet:

- Stufe 1: Notierte Preise (unbereinigt) auf aktiven Märkten für identische Vermögenswerte und Verbindlichkeiten;
- Stufe 2: Bewertungsparameter, bei denen es sich nicht um die in Stufe 1 berücksichtigten, notierten Preise handelt, die sich aber für den Vermögenswert oder die Verbindlichkeit entweder direkt (d. h. als Preis) oder indirekt (d. h. als Ableitung von Preisen) beobachten lassen;
- Stufe 3: Bewertungsparameter für Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten, die nicht auf beobachtbaren Marktdaten beruhen.

Wenn die zur Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes eines Vermögenswertes oder einer Verbindlichkeit verwendeten Inputfaktoren in unterschiedliche Stufen der Fair Value-Hierarchie eingeordnet werden können, wird die Bewertung zum beizulegenden Zeitwert in ihrer Gesamtheit der Stufe der Fair Value-Hierarchie zugeordnet, die dem Output der niedrigsten Stufe entspricht, der für die Bewertung insgesamt wesentlich ist.

Der Konzern erfasst Umgruppierungen zwischen verschiedenen Stufen der Fair Value-Hierarchie zum Ende der Berichtsperiode, in der die Änderung eingetreten ist.

Weitere Informationen zu den Annahmen bei der Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte sind in den nachstehenden Anhangsziffern enthalten:

- Anhangsziffer 7 – Erwerb von Tochterunternehmen;
- Anhangsziffer 26 – Finanzinstrumente.

5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.2 A.

Nachstehend sind die wesentlichen Tochterunternehmen des Konzerns aufgeführt.

In den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2024 sind alle Tochterunternehmen einbezogen. Tochterunternehmen sind vom Konzern beherrschte Unternehmen. Der Konzern beherrscht ein Unternehmen, wenn die Gesellschaft schwankenden Renditen aus seinem Engagement bei dem Unternehmen ausgesetzt ist bzw. Anrechte auf diese besitzt und die Fähigkeit hat, diese Renditen mittels ihrer Verfügungsgewalt über das Unternehmen zu beeinflussen. Ein Tochterunternehmen wird ab dem Zeitpunkt des Erlangens der Beherrschung konsolidiert. Vereinfachend stellt der Konzern jeweils auf den ersten Tag oder den letzten Tag des Monats in dem die Beherrschung erlangt wurde, ab. Eine Entkonsolidierung erfolgt, sobald die Beherrschung endet.

Nachfolgende Tochterunternehmen werden von der 7C Solarparken AG im Wege der Vollkonsolidierung in den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2024 einbezogen. Tochterunternehmen, welche die Befreiungsmöglichkeiten gemäß § 264b HGB für die Offenlegung des Abschlusses oder die Aufstellung des Lageberichts bzw. Anhangs in Anspruch nehmen, sind darüber hinaus in dieser Aufstellung kenntlich gemacht (mit Stern * markiert). Für diese Gesellschaften ist der Konzernabschluss der 7C Solarparken AG der befreiende Konzernabschluss.

Gesellschaft	Sitz	Beteiligung%	
Solarpark Oberhörbach GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Longuich GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solarpark Heretsried GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark CBG GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solarpark green GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Colexon Solar Energy ApS, Søborg	Dänemark	100,00	
Amatec Projects Management GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Renewagy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Renewagy 21. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Renewagy 22. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Tristan Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Zschornowitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark WO GmbH & Co. KG	Deutschland	100,00	*
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	Deutschland	100,00	*
REG PVA Zwei GmbH & Co. KG	Deutschland	100,00	*
MES Solar XX GmbH & Co. KG	Deutschland	100,00	*
Melkor UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00	
HCI Energy 1 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	42,91	
HCI Solarpark Igling-Buchloe GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	42,91	
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	42,91	
Solarpark Floating GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
ProVireo Projektverwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
ProVireo Solarpark 3. Schönebeck GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solar Park Blankenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Colexon IPP GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec Grundbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 21 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 25 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 30 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 31 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 32 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 33 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 34 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 35 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 36 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Rötze GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solardach Derching GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*

Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Windpark Stetten II GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG, Köln	Deutschland	55,14	*
Photovoltaikkraftwerk Ansbach GmbH & Co. KG, Köln	Deutschland	55,14	*
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG, Köln	Deutschland	55,14	*
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
HCI Energy 2 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	41,81	
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	41,81	
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	41,81	
7C Solarparken NV, Mechelen	Belgien	100,00	
7C Rooftop Exchange BV, Mechelen	Belgien	100,00	
Siberië Solar BV, Mechelen	Belgien	100,00	
Sabrina Solar BV, Mechelen	Belgien	100,00	
Solar4Future Diest NV, Mechelen	Belgien	99,99	
Solarpark Neudorf GmbH, Kasendorf	Deutschland	100,00	
Solarpark Hohenberg GmbH, Marktleugast	Deutschland	83,00	
Solarpark Morbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Draisdorf-Eggenbach GmbH & Co KG	Deutschland	100,00	*
High Yield Solar Investments BV, Amsterdam	Deutschland	100,00	
Solardach Gutenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark MGGS Landbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Tannhäuser Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00	
Lohengrin Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00	
PV Görke GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarparken AM GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
GSI Helbra Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
GSI Leasing GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
GSI Solarfonds Zwei Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
GSI Solarfonds Drei Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solarpark Energy Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
SonnenSolarPark GmbH, Hausen	Deutschland	100,00	
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Isolde Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Pirk-Hochdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Kohlberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Reuth-Premenreuth GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarparken IPP GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG, Maisach	Deutschland	100,00	*
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Siebente Solarpark Zerze GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Zerze IV GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Sonnendach K19 Haftungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Säugling Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solardach Walternienburg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*

Solarpark Carport Wolnzach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Gemini GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Sphinx Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solardach Bündel 1 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Vardar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00	
7C Solarentwicklung GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solardach Wandersleben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	84,12	*
Solardach LLG GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solardach Stieten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solardach Steinburg GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solardach Neubukow GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solardach Halberstadt GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	81,82	*
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Folcwalding Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
PV Gumtow GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Photovoltaik-Park Dessau-Süd GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Projekt OS3 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS4 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS5 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS6 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS7 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS8 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS9 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS10 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Solarpark Schwerin GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
RS Infrastruktur GmbH & Co. KG	Deutschland	100,00	
FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG	Deutschland	100,00	
7C Solarparken Belgium BV, Gent	Belgien	100,00	
IRIS 67 BV, Mechelen	Belgien	100,00	
7C Groeni BV, Mechelen	Belgien	100,00	

Am 6. Juni 2024 wurde die Gesellschaft RS Infrastruktur GmbH & Co. KG mit Sitz in Bayreuth, Deutschland, gegründet.

Am 2. August 2024 wurde die Gesellschaft Solarpark Espenhain Verwaltungs GmbH veräußert.

Am 23. Oktober 2024 hat der Konzern die Beherrschung über FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG erlangt.

Folgende Gesellschaften werden nach der Equity-Methode in den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2024 einbezogen:

- Viriflux BV, Lokeren, Belgien (50,00 %)
- Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG, Bayreuth, Deutschland (20,00 %)
- Solarpark Zerre Infrastruktur GbR, Wiesbaden, Deutschland (28,60 %)

- Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG, Wörstadt, Deutschland (19,40 %)
- Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH, Bayreuth, Deutschland (20,00%)

6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN

6.1. RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN

Siehe auch Anhangsziffer 7.

Der Konzern wendet im Vergleich zum Geschäftsjahr 2023 grundsätzlich die gleichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden an. Dennoch wurden im Geschäftsjahr die neuen Standards und Interpretationen angewandt, die verpflichtend für Geschäftsjahre beginnend nach dem 1. Januar 2024 sind (siehe Anhangsziffer 32).

Im Jahr 2024 hat der Konzern die folgenden Gesellschaften gegründet:

Gesellschaft	Beteiligung des Konzerns	Gründung am
Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH	20,00 %	29. Mai 2024
RS Infrastruktur GmbH & Co. KG	100,00 %	6. Juni 2024

Im Jahr 2024 hat der Konzern des Konsolidierungskreis um folgende Gesellschaft durch Erwerb erweitert:

Gesellschaft	Beteiligung des Konzerns	Erwerb am
FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG	100,00 %*	23. Oktober 2024*

*sukezessiver Erwerb: 99% ab dem 23. Oktober 2024, 100% ab dem 4. November 2024

Im Jahr 2024 hat der Konzern den Konsolidierungskreis um folgende Gesellschaft verkleinert:

Gesellschaft	Beteiligung des Konzerns	Veräußert am
Solarpark Espenhain Verwaltungs GmbH	100,00 %	2. August 2024

6.2. KONSOLIDIERUNGSGRUNDSÄTZE

A. TOCHTERUNTERNEHMEN

Tochterunternehmen sind vom Konzern beherrschte Unternehmen. Der Konzern beherrscht ein Unternehmen, wenn die Gesellschaft schwankenden Renditen aus seinem Engagement bei dem Unternehmen ausgesetzt ist bzw. Anrechte auf diese besitzt und die Fähigkeit hat, diese Renditen mittels ihrer Verfügungsgewalt über das Unternehmen zu beeinflussen. Ein Tochterunternehmen wird ab dem Zeitpunkt des Erlangens der Beherrschung konsolidiert. Vereinfachend stellt der Konzern jeweils auf den ersten Tag oder den letzten Tag des Monats, in dem die Beherrschung erlangt wurde ab. Eine Entkonsolidierung erfolgt sobald die Beherrschung endet.

B. ERWERBE VON VERMÖGENSWERTEN UND SCHULDEN

Gemäß IFRS 3 gilt als Geschäftsbetrieb eine integrierte Gruppe von Tätigkeiten und Vermögenswerten, die mit dem Ziel geführt werden, kann Leistungen, d. h., Güter, Dienstleistungen, Kapitalerträge oder sonstige Erträge aus

gewöhnlicher Tätigkeit zu erwirtschaften. Der Geschäftsbetrieb besteht hierbei aus Ressourceneinsatz (Input), der mittels eines substantziellen Verfahrens signifikant zu der Möglichkeit beiträgt, Leistungen (Output) zu erzeugen.

Darüber hinaus enthält der Standard IFRS 3 Regelungen zur Durchführung eines optionaler Konzentrationstests. Anhand dieses Tests kann überprüft werden, ob der gesamte beizulegende Zeitwert der erworbenen Bruttovermögenswerte im Wesentlichen auf einen einzelnen identifizierbaren Vermögenswert oder auf eine Gruppe von gleichartigen identifizierbaren Vermögenswerten zurückzuführen ist. Sofern das Erstere bejaht werden kann, ist kein Geschäftsbetrieb vorhanden und ist der Geschäftsvorfall demzufolge nicht als ein Unternehmenserwerb im Sinne von IFRS 3 einzustufen, sondern vielmehr als ein Erwerb von Vermögenswerten und Schulden.

Der Konzern hat für alle Erwerbe des Geschäftsjahres den freiwilligen Konzentrationstest durchgeführt. Für die Bestimmung, ob der gesamte beizulegende Zeitwert des zugegangenen Bruttovermögens im Wesentlichen auf einen einzelnen Vermögenswert oder auf eine Gruppe von gleichartigen Vermögenswerten zurückzuführen ist, legt der Konzern eine Grenze von 75 % zugrunde. Die beizulegenden Zeitwerte von erworbenen Solaranlagen werden dabei mit dem Wert des zugehörigen Nutzungsrechts gemäß IFRS 16 oder dem beizulegenden Zeitwert des Landes zusammengefasst, da sich das Nutzungsrecht auf die Pacht für die Grundstücke bezieht, auf denen die Solaranlage steht bzw. das erworbene Land das Grundstück betrifft auf dem die Solaranlage steht. Das heißt, wenn beizulegender Zeitwert der Solaranlage und Wert des Nutzungsrecht nach IFRS 16 oder beizulegender Zeitwert des erworbenen Landes gemeinsam 75 % der beizulegenden Zeitwerte aller erworbenen Vermögenswerte betragen gilt der Konzentrationstest als positiv. In solchen Fällen erfolgt dann keine weitere Würdigung mehr und der Geschäftsvorfall wird als Erwerb von Vermögenswerten und Schulden abgebildet.

In dem Fall, dass der Konzentrationstest negativ ausfällt, soll anhand von Standard IFRS 3 untersucht werden, ob der Erwerb einen Geschäftsbetrieb betrifft. Für den Erwerb von Projektgesellschaften, die Solar- und Windkraftanlagen betreiben, fehlt es in der Regel an mindestens einem substantziellen Prozess.

Folglich sind solche Erwerbe in der Regel als Erwerbe von Vermögenswerten und Schulden abzubilden. Hierfür werden die Anschaffungskosten grundsätzlich auf die im Rahmen des Erwerbs identifizierbaren Vermögenswerte und Schulden auf Basis derer beizulegenden Zeitwerte aufgeteilt. Der Ansatz von Nutzungsrecht und Leasingverbindlichkeit erfolgt in analoger Anwendung von IFRS 3.28B mit dem Wert, der sich nach IFRS 16 ergibt. Liquide Mittel und Forderungen werden mit deren Nominalwert angesetzt. Latente Steuern, die sich z. B. aufgrund von erworbenen Verlustvorträgen ergeben, werden mit dem Wert gemäß IAS 12 angesetzt. Ein positiver oder negativer Unterschiedsbetrag kann hierbei nicht entstehen. Sollte in diesem Zusammenhang festgestellt werden, dass der beizulegende Zeitwert einzelner Vermögenswerte die zuzuordnenden Anschaffungskosten unterschreiten, wird infolgedessen direkt nach der erstmaligen Aktivierung eine erfolgswirksame außerplanmäßige Abschreibung vorgenommen. Sollte der beizulegende Zeitwert in der Folge steigen, so erfolgt, falls vom betreffenden Standard gefordert, eine Zuschreibung, gemäß den Regelungen des einschlägigen Standards.

C. UNTERNEHMENSZUSAMMENSCHLÜSSE

Sofern der Konzentrationstest negativ ausfällt bzw. für diejenigen Erwerbe, die vor der Überarbeitung von IFRS 3 d. h. vor dem Geschäftsjahr 2020 stattgefunden haben und es sich definitionsgemäß um einen Unternehmenszusammenschluss handelt(e), bilanziert der Konzern diese nach der Erwerbsmethode. Die erworbenen identifizierbaren Vermögenswerte, Schulden und Eventualverbindlichkeiten sind mit ihren beizulegenden Zeitwerten zum Erwerbszeitpunkt zu bewerten.

Der Geschäfts- oder Firmenwert entspricht dem Betrag, um den die Summe aus der übertragenen Gegenleistung, dem Wertansatz aller nicht-beherrschenden Anteile an dem erworbenen Unternehmen und dem beizulegenden

Zeitwert etwaiger zuvor vom Erwerber gehaltener Eigenkapitalanteile an dem erworbenen Unternehmen das Nettovermögen des Akquisitionsobjektes übersteigt.

Wenn die erstmalige Bilanzierung eines Unternehmenszusammenschlusses am Ende des Geschäftsjahres, in der der Zusammenschluss stattfindet, unvollständig ist, gibt der Konzern für die Posten mit unvollständiger Bilanzierung vorläufige Beträge an. Die vorläufig angesetzten Beträge sind während des maximal ein Jahr umfassenden Bewertungszeitraumes retrospektiv zu korrigieren. Zusätzliche Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten sind anzusetzen, um neue Informationen über Fakten und Umstände zu berücksichtigen, die zum Erwerbszeitpunkt bestanden und die die Bewertung der zu diesem Stichtag angesetzten Beträge beeinflusst hätten, wenn sie bekannt gewesen wären.

Sofern der Erwerb zu einem Preis unter dem beizulegenden Zeitwert des Nettovermögens erfolgt ist, wird die Differenz unmittelbar als erfolgswirksam erfasst. Transaktionskosten werden sofort als Aufwand erfasst, sofern sie nicht mit der Emission von Schuldverschreibungen oder Dividendenpapieren verbunden sind.

Etwaige bedingte Gegenleistungen werden zum Erwerbszeitpunkt zum beizulegenden Zeitwert bewertet. Nachträgliche Änderungen des beizulegenden Zeitwerts einer als Vermögenswert oder als Verbindlichkeit eingestuft bedingten Gegenleistung werden als Gewinn oder Verlust erfasst. Wird die bedingte Gegenleistung als Eigenkapital eingestuft, wird sie nicht neu bewertet, und eine Abgeltung wird im Eigenkapital bilanziert.

D. NICHT BEHERRSCHENDE ANTEILE

Nicht beherrschende Anteile werden für den Fall, dass es sich um den Erwerb von Vermögenswerten und Schulden handelt, mit ihrem Zeitwert zum Erwerbszeitpunkt bilanziert. Sofern es sich um einen Unternehmenszusammenschluss handelt, werden sie zum Erwerbszeitpunkt mit ihrem entsprechenden Anteil am identifizierbaren Nettovermögen des erworbenen Unternehmens bewertet.

Änderungen des Anteils des Mutterunternehmens an einem Tochterunternehmen, die nicht zu einem Verlust der Beherrschung führen, werden als Eigenkapitaltransaktionen bilanziert.

E. VERLUST DER BEHERRSCHUNG

Verliert der Konzern die Beherrschung über ein Tochterunternehmen, bucht er die Vermögenswerte und Schulden des Tochterunternehmens und alle zugehörigen, nicht beherrschenden Anteile und anderen Bestandteile am Eigenkapital aus. Jeder entstehende Gewinn oder Verlust wird erfolgswirksam erfasst. Jeder zurückbehaltene Anteil an dem ehemaligen Tochterunternehmen wird zum beizulegenden Zeitwert zum Zeitpunkt des Verlustes der Beherrschung bewertet.

F. ANTEILE AN UNTERNEHMEN, DIE NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTET WERDEN

Die Anteile des Konzerns an nach der Equity-Methode bilanzierten Finanzanlagen bzw. Anteilen umfassen Anteile an assoziierten Unternehmen.

Assoziierte Unternehmen sind Unternehmen, bei denen der Konzern einen maßgeblichen Einfluss, jedoch keine Beherrschung oder gemeinschaftliche Führung in Bezug auf die Finanz- und Geschäftspolitik hat.

Anteile an assoziierten Unternehmen werden beim erstmaligen Ansatz zu Anschaffungskosten bewertet, wozu auch Transaktionskosten zählen. In der Folge erfasst der Konzern das anteilige Gesamtergebnis, bis der

maßgebliche Einfluss endet. Im Falle von sukzessiven Anteilsenerwerbungen, die zur Erlangung der Beherrschung führen, werden die nach der Equity-Methode bilanzierten Finanzanlagen zu deren Zeitwert zum Zeitpunkt des Erlangens der Beherrschung erfolgswirksam ausgebucht.

6.3. FREMDWÄHRUNG

A. GESCHÄFTSVORFÄLLE IN FREMDWÄHRUNG

Die in den Abschlüssen der einzelnen Gesellschaften des Konzerns erfassten Posten werden auf der Grundlage der jeweiligen funktionalen Währung bewertet. Der Konzernabschluss wird in Euro erstellt, der funktionalen Währung der Muttergesellschaft. Geschäftsvorfälle in Fremdwährung werden zum Kassakurs am Tag der Transaktion in die entsprechende funktionale Währung der Konzernunternehmen umgerechnet.

Monetäre Vermögenswerte und Verbindlichkeiten, die am Abschlussstichtag auf eine Fremdwährung lauten, werden zum Stichtagskurs in die funktionale Währung umgerechnet. Nicht-monetäre Vermögenswerte und Verbindlichkeiten, die mit dem beizulegenden Zeitwert in einer Fremdwährung bewertet werden, werden zu dem Kurs umgerechnet, der zum Zeitpunkt der Ermittlung des Zeitwertes gültig ist. Umrechnungsdifferenzen aus der Umrechnung in die funktionale Währung werden im Konzernabschluss direkt in der Rücklage aus Fremdwährungsumrechnung kumuliert bzw. in der Konzern-Gesamtergebnisrechnung gezeigt. Nicht-monetäre Posten, die zu historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten in einer Fremdwährung bewertet werden, werden nicht umgerechnet.

Der Stichtagskurs der dänischen Krone zum Euro zum 31. Dezember 2024 betrug DKK/EUR 7,4588 (i. VJ.: DKK/EUR 7,4557). Der durchschnittliche Kurs des Geschäftsjahres 2024 der dänischen Krone zum Euro betrug DKK/EUR 7,4590 (i. VJ.: DKK/EUR 7,4511).

B. AUSLÄNDISCHE TOCHTERUNTERNEHMEN

Vermögenswerte und Schulden aus ausländischen Tochterunternehmen werden mit dem Stichtagskurs am Abschlussstichtag in Euro umgerechnet. Die Erträge und Aufwendungen aus den ausländischen Tochterunternehmen werden mit dem Kurs zum Zeitpunkt des jeweiligen Geschäftsvorfalles umgerechnet.

Währungsumrechnungsdifferenzen werden in der Währungsumrechnungsrücklage im Eigenkapital ausgewiesen, soweit die Währungsumrechnungsdifferenz nicht den nicht-beherrschenden Anteilen zugewiesen ist bzw. in der Konzern-Gesamtergebnisrechnung gezeigt wird.

Bei Abgang eines ausländischen Tochterunternehmens, der zum Verlust der Beherrschung oder des maßgeblichen Einflusses führt, wird der entsprechende, bis zu diesem Zeitpunkt kumuliert in der Währungsumrechnungsrücklage erfasste Betrag in den Gewinn oder Verlust als Teil des Abgangserfolgs umgegliedert. Bei nur teilweisem Abgang ohne Verlust der Beherrschung eines Tochterunternehmens wird der entsprechende Teil der kumulierten Umrechnungsdifferenz den nicht-beherrschenden Anteilen zugeordnet. Soweit der Konzern ein assoziiertes oder gemeinschaftlich geführtes Unternehmen teilweise veräußert, jedoch der maßgebliche Einfluss bzw. die gemeinschaftliche Führung erhalten bleibt, wird der entsprechende Anteil der kumulierten Währungsumrechnungsdifferenz in die Konzern-Gewinn oder Verlustrechnung umgegliedert.

6.4. UMSATZERLÖSE: ERLÖSE AUS VERTRÄGEN MIT KUNDEN

Es werden „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ (d. h. Umsatzerlöse) dann realisiert, wenn der Kunde die Verfügungsmacht über die vereinbarten Güter und Dienstleistungen erhält. Weiterhin wird der Umsatz mit dem Betrag der Gegenleistung bewertet, den das Unternehmen zu erhalten erwartet.

Die folgende Auflistung gibt Auskunft über Art und Zeitpunkt der Erfüllung von Leistungsverpflichtungen aus Verträgen mit Kunden und die damit verbundenen Grundsätze der Erlösrealisierung:

- **Verkauf von Strom:** der Konzern erzielt durch die Produktion bzw. den Verkauf von Strom Umsatzerlöse. Der Kunde erhält die Verfügungsmacht über das vereinbarte Gut mit der Einspeisung, d. h. die Übergabe, ins (öffentliche) Netz oder durch Direktverbrauch. Dieser Verkauf stellt jeweils eine einzelne Leistungsverpflichtung da. Die Umsatzerlöse aus dem Verkauf von Strom werden anhand der Messung des ausgehenden Stroms bestimmt und realisiert. Etwaige periodenfremde Erlösvermehrungen und -schmälerungen auf Basis von Messungsabweichungen oder Fehlmessungen des Konzerns im Vergleich zum Kunden, die sich erst nach Abschluss der jeweiligen Berichtsperiode ergeben, werden ebenfalls in den Umsatzerlösen realisiert. Etwaige Abweichungen zwischen den Messungen des Konzerns und des Kunden finden jedoch erfahrungsgemäß nur in sehr eingeschränktem Umfang statt.
- Die erzielten Strompreise für die Verträge mit Kunden in Deutschland werden im Wesentlichen durch die EEG-Regelungen festgelegt. Mit Wirkung zum 1. Januar 2012 ist in § 33 g EEG die sogenannte Marktprämie eingeführt worden. Die Marktprämie zahlt der Netzbetreiber an Betreiber von Anlagen zur Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien, die anstelle des EEG-Vergütungsmodells die Direktvermarktung ihres Stroms an der Strombörse wählen. An der Strombörse erhalten die Anlagenbetreiber den regulären Marktpreis, der unterhalb des Vergütungsanspruchs nach den EEG liegt. Die Differenz zwischen der EEG-Abnahmevergütung und dem durchschnittlichen monatlichen Marktpreis an der Strombörse gleicht die Marktprämie aus. Die Marktprämie kann dabei nicht negativ werden. Die tatsächliche Menge des direkt vermarkteten Stroms wird über Zählerstände festgestellt. Bei Zahlung der Marktprämie sowie der Managementprämie nach §§ 33 g und 33 i des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) durch den Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber handelt es sich um echte, nicht umsatzsteuerbare Zuschüsse.
- Die im sonstigen Ergebnis erfassten erwarteten Zahlungsmittelabflüsse in Zusammenhang mit den Strompreisswap-Vereinbarungen (Cashflow Hedge), werden zum Auszahlungszeitpunkt in die Umsatzerlöse umgegliedert, da der Konzern es für sachgerecht erachtet, diese Zahlungen direkt in den Umsatzerlösen zu zeigen, da die Auszahlungen aus den Cashflow Hedge unmittelbar mit den Umsatzerlösen verbunden sind (siehe Anhangsziffer 26.3.E).
- In Belgien erzielt der Konzern neben dem Verkauf von Strom Umsatzerlöse aus dem Verkauf von Grünstromzertifikaten. Letztere werden dem Konzern vom Netzbetreiber gemäß aktueller Gesetzeslage für jede erzeugte MWh für eine Dauer von 10 bis 20 Jahren ab Inbetriebnahme der jeweiligen Solaranlage gewährt. Der Konzern verkauft diese Grünstromzertifikate anschließend dem Netzbetreiber zu festen regulierten Preisen für die gleiche Dauer (Rückkaufverpflichtung). Die Erlösrealisierung erfolgt zum Zeitpunkt der Gewährung der Grünstromzertifikate, da zu diesem Zeitpunkt die Rückkaufverpflichtung des Netzbetreibers entsteht und der Netzbetreiber das volle Entgelt schuldet unabhängig von seiner möglichen Nutzungsdauer.
- Verkauf von eingeeisten Strom erfolgt sowohl in Belgien als in Deutschland auf dem Day Ahead Markt (Vortagsmarkt), Dadurch weichen die am Vortrag geschätzten von den tatsächlichen

eingespeisten Mengen ab, z.B. durch Differenzen in der Einstrahlung, ein technischer Defekt in der Anlage oder, in Belgien, auch höhere oder geringe als die geschätzte Abnahme des Direktverbrauchers. Wenn Volumendifferenzen zwischen den am Vortag verkauften und den eingespeisten Mengen auftreten, dann muss die zu wenig gelieferte Menge am Intraday Markt hinzugekauft bzw. der produzierte Überschuss auf diesem Markt veräußert werden. In Deutschland sowie in Belgien hat der Konzern Stromhändler beauftragt. In Deutschland wird das oben beschriebene Volumenrisiko von diesem Stromhändler (d.h. der Direktvermarkter) abgedeckt. In Belgien werden diese Volumendifferenzen durch den Stromhändler als Erträge bzw. Kosten aus Onbalancing in Rechnung gestellt bzw. gutgeschrieben. Seit dem Geschäftsjahr steuert der Konzern ein Teil des Anlagenportfolios aktiv, d.h. dass er die Aufstellung der Schätzungen der eingespeisten Menge (mit-)ermittelt und die Handelspositionen, die am Vortagesmarkt eingenommen werden (mit-)bestimmt. Es werden dann am Folgetag einzelne Anlage teilweise an- und abschalten, um die vorgenannten Erträge aus Volumendifferenzen zu erhöhen bzw. Kosten aus Volumendifferenzen zu vermeiden. In Deutschland hat der Konzern mit dem Direktvermarkter der betroffenen Anlagen vereinbart, dass er an dem sich so erwirtschafteten positiven Ergebnis beteiligt. In Belgien fließt das Ergebnis dieser aktiven Steuerung in die Onbalancing Position auf den Stromverkaufsrechnungen ein. Die Umsatzrealisierung erfolgt dabei über den Zeitraum der Leistungserbringung.

- Neben dem Verkauf vom Strom, verkauft der Konzern ebenfalls die Herkunftsnachweise der erzeugten Elektrizität aus ihren Erneuerbare Energieanlagen. Die Herkunftsnachweise können nur verkauft werden für Strom, welcher nicht mit einer Einspeisevergütung (Deutschland) eingespeist wird bzw. nicht mit Grünstromzertifikaten (Belgien) gefördert wird. Aus diesem Grund ist diese Einnahmequelle im Geschäftsjahr sowie im Vorjahr von geringer Bedeutung.
- **Dienstleistungen:** es betrifft hauptsächlich Dienstleistungen für die Projektentwicklung von belgischen Anlagen für Dritte, die technische Wartung bzw. kaufmännische Führung von Solaranlagen für Dritte in Belgien und in Deutschland. Der Verkauf von Dienstleistungen stellt im Regelfall nur eine einzelne Leistungsverpflichtung dar. Die Erlöse werden entsprechend der Leistungserbringung realisiert.
- **Verkauf anderer Güter:** der Konzern verkauft in Einzelfällen Module bzw. andere Komponenten für Solaranlagen sowie Ladestationen an Dritte. Die Umsatzerlösrealisation erfolgt, sobald der Kunde Kontrolle über die Ware erhalten hat.

6.5. LEISTUNGEN AN ARBEITNEHMER

A. KURZFRISTIG FÄLLIGE LEISTUNGEN AN ARBEITNEHMER

Verpflichtungen aus kurzfristig fälligen Leistungen an Arbeitnehmer werden als Aufwand erfasst, sobald die damit verbundene Arbeitsleistung erbracht wird. Eine Schuld ist für den erwartungsgemäß zu zahlenden Betrag zu erfassen, wenn der Konzern gegenwärtig eine rechtliche oder faktische Verpflichtung hat, diesen Betrag aufgrund einer vom Arbeitnehmer erbrachten Arbeitsleistung zu zahlen und die Verpflichtung verlässlich geschätzt werden kann.

B. LEISTUNGEN AUS ANLASS DER BEENDIGUNG DES ARBEITSVERHÄLTNISSSES

Leistungen aus Anlass der Beendigung des Arbeitsverhältnisses werden zum früheren der folgenden Zeitpunkte als Aufwand erfasst: Wenn der Konzern das Angebot derartiger Leistungen nicht mehr zurückziehen kann oder wenn der Konzern Kosten für eine Umstrukturierung erfasst. Ist nicht zu erwarten, dass Leistungen innerhalb von zwölf Monaten nach dem Abschlussstichtag vollständig abgegolten werden, werden sie abgezinst.

6.6. ZUWENDUNGEN DER ÖFFENTLICHEN HAND

Sonstige Zuwendungen der öffentlichen Hand in Bezug auf Vermögenswerte werden zunächst als passivische Abgrenzungsposten zum beizulegenden Zeitwert erfasst, wenn eine angemessene Sicherheit darüber besteht, dass sie gewährt werden und der Konzern die mit der Zuwendung verbundenen Bedingungen erfüllen wird. Anschließend werden diese sonstigen Zuwendungen der öffentlichen Hand planmäßig über den Zeitraum der Nutzungsdauer des Vermögenswertes als sonstige Erträge im Gewinn oder Verlust erfasst. Die Zuwendungen betreffen Förderungen, welche in Belgien für den Bau von Solaranlagen gewährt werden.

6.7. FINANZERTRÄGE UND FINANZIERUNGSaufWENDUNGEN

Die Finanzerträge und Finanzierungsaufwendungen des Konzerns umfassen:

- Zinserträge;
- Zinsaufwendungen;
- Dividendenerträge;
- Nettogewinn oder -verlust aus finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden (FVTPL);
- Fremdwährungsgewinne und -verluste aus finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten;
- Gewinne und Verluste aus der Zeitwertbewertung bedingter Gegenleistungen, die als finanzielle Verbindlichkeiten eingestuft sind;
- Erfasste Wertminderungsaufwendungen für finanzielle Vermögenswerte, die als Anschaffungskosten geführt werden (AC) (mit der Ausnahme von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen);
- Nettogewinn oder -verlust aus Sicherungsinstrumenten, die infolge ihrer Unwirksamkeit zur Absicherung von Zahlungsströmen in der Gewinn- oder Verlustrechnung erfasst werden;
- Umgliederungen von Nettoverlusten, die zuvor im sonstigen Ergebnis erfasst wurden
- Erträge und Verluste aus dem Abgang vom Finanzanlagen.

Zinserträge und -aufwendungen werden nach der Effektivzinsmethode erfolgswirksam erfasst. Dividendenerträge werden zu dem Zeitpunkt erfolgswirksam erfasst, an dem der Rechtsanspruch des Konzerns auf Zahlung entsteht.

6.8. ERTRAGSTEUERN

Der Steueraufwand umfasst tatsächliche und latente Steuern. Tatsächliche Steuern und latente Steuern werden erfolgswirksam erfasst, ausgenommen in dem Umfang, in dem sie mit einem Unternehmenszusammenschluss oder mit einem direkt im Eigenkapital oder einem im sonstigen Ergebnis erfassten Posten verbunden sind.

A. TATSÄCHLICHE STEUERN

Tatsächliche Steuern sind die erwartete Steuerschuld oder Steuerforderung auf das für das Geschäftsjahr zu versteuernde Einkommen oder den steuerlichen Verlust, und zwar auf der Grundlage von Steuersätzen, die am Abschlussstichtag gelten oder in Kürze gelten werden, sowie alle Anpassungen der Steuerschuld hinsichtlich früherer Jahre. Tatsächliche Steuerschulden beinhalten auch alle Steuerschulden, die als Folge der Festsetzung von Dividenden entstehen.

Tatsächliche Steueransprüche und -schulden werden nur unter bestimmten Bedingungen miteinander verrechnet.

B. LATENTE STEUERN

Latente Steuern werden im Hinblick auf temporäre Differenzen zwischen den Buchwerten der Vermögenswerte und Verbindlichkeiten für Konzernrechnungslegungszwecke und den verwendeten Beträgen für steuerliche Zwecke erfasst. Latente Steuern werden nicht erfasst für:

- temporäre Differenzen beim erstmaligen Ansatz von Vermögenswerten oder Verbindlichkeiten bei einem Geschäftsvorfall, bei dem es sich nicht um einen Unternehmenszusammenschluss handelt und der weder das bilanzielle Ergebnis vor Steuern noch das zu versteuernde Ergebnis beeinflusst;
- temporäre Differenzen in Verbindung mit Anteilen an Tochterunternehmen, assoziierten Unternehmen und gemeinschaftlich geführten Unternehmen, sofern der Konzern in der Lage ist, den zeitlichen Verlauf der Auflösung der temporären Differenzen zu steuern und es wahrscheinlich ist, dass sie sich in absehbarer Zeit nicht auflösen werden, und
- zu versteuernde temporäre Differenzen beim erstmaligen Ansatz des Geschäfts- oder Firmenwertes.

Ein latenter Steueranspruch wird für noch nicht genutzte steuerliche Verluste und abzugsfähige temporäre Differenzen in dem Umfang erfasst, in dem es wahrscheinlich ist, dass künftige, zu versteuernde Ergebnisse zur Verfügung stehen werden, für die sie genutzt werden können. Latente Steueransprüche werden an jedem Abschlussstichtag bewertet und nur in dem Umfang angesetzt, in dem es wahrscheinlich ist, dass der damit verbundene Steuervorteil realisiert werden wird;

Latente Steuern werden anhand der Steuersätze bewertet, die erwartungsgemäß auf temporäre Differenzen angewendet werden, sobald sie sich umkehren, und zwar unter Verwendung von Steuersätzen, die am Abschlussstichtag gültig oder angekündigt sind.

Die Bewertung latenter Steuern spiegelt die steuerlichen Konsequenzen wider, die sich aus der Erwartung des Konzerns im Hinblick auf die Art und Weise der Realisierung der Buchwerte seiner Vermögenswerte bzw. der Erfüllung seiner Verbindlichkeiten zum Abschlussstichtag ergeben.

Latente Steueransprüche und latente Steuerschulden werden verrechnet, wenn die Voraussetzungen hierfür erfüllt sind.

6.9. VORRÄTE

Vorräte werden mit dem niedrigeren Wert aus Anschaffungs- oder Herstellungskosten und Nettoveräußerungswert bewertet. Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Vorräten basieren auf dem First-In-First-Out-Verfahren.

Etwaige Wertminderungen der Vorräte werden in den sonstigen Betriebsaufwendungen dargestellt.

6.10. SACHANLAGEN

Siehe Anhangsziffer 6.16 Leasingverhältnisse bzgl. Nutzungsrechten.

A. ERFASSUNG UND BEWERTUNG

Sachanlagen werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten abzüglich kumulierter Abschreibungen und kumulierter Wertminderungsaufwendungen bewertet. Anlagen im Bau werden mit deren Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Eine Abschreibung erfolgt hier nicht. Etwaige Wertminderungen werden auch bei den Anlagen im Bau berücksichtigt.

Jeder Teil einer Sachanlage mit einem bedeutsamen Anschaffungswert im Verhältnis zum gesamten Wert des Gegenstands wird getrennt abgeschrieben.

Gewinne oder Verluste aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens werden in den sonstigen Erträgen oder Aufwendungen berücksichtigt.

Der Abschreibungszeitraum und die Abschreibungsmethode werden am Ende eines jeden Geschäftsjahres überprüft. Vermögenswerte des Sachanlagevermögens werden über deren voraussichtliche wirtschaftliche Nutzungsdauer pro rata temporis abgeschrieben.

B. NACHTRÄGLICHE ANSCHAFFUNGS- ODER HERSTELLUNGSKOSTEN

Nachträgliche Ausgaben werden nur aktiviert, wenn es wahrscheinlich ist, dass der mit den Ausgaben verbundene künftige wirtschaftliche Nutzen dem Konzern zufließen wird.

C. ABSCHREIBUNGEN

Durch die Abschreibungen werden die Anschaffungs- und Herstellungskosten von Sachanlagen abzüglich ihrer geschätzten Restwerte linear über den Zeitraum ihrer geschätzten Nutzungsdauern verteilt. Die Abschreibungen werden erfolgswirksam erfasst. Grundstücke werden nicht abgeschrieben.

Die geschätzten Nutzungsdauern für das laufende Jahr und Vergleichsjahre von bedeutenden Sachanlagen lauten wie folgt:

- | | |
|---|-------------|
| • Solarparks | 10-30 Jahre |
| • Windparks | 20-25 Jahre |
| • Gebäude | 30-40 Jahre |
| • Technische Anlagen sowie Betriebs- und Geschäftsausstattung | 3–12 Jahre |
| • Einbauten und Zubehör | 5–10 Jahre |
| • Nutzungsrechte | 1–30 Jahre |

Solarparks und Windparks bestehen grundsätzlich aus zwei wesentlichen Bestandteilen, die zu unterschiedlichen Nutzungsdauern linear abgeschrieben werden (Komponentenansatz), nämlich das Recht auf eine gesetzliche Vergütung je erzeugte MWh (Einspeisevergütung bzw. Grünstromzertifikat), welches über den Zeitraum der gesetzlichen Vergütungszusage abgeschrieben wird, sowie die technischen Komponenten der Solaranlage bzw. Windanlage, die über ihre (längere) technische Nutzungsdauer abgeschrieben werden, soweit eine Nutzung nach dem Zeitraum der gesetzlichen Vergütungszusage technisch, rechtlich bzw. wirtschaftlich nach Einschätzung des Konzerns möglich bzw. geplant ist.

Abschreibungsmethoden, Nutzungsdauern und Restbuchwerte werden an jedem Abschlussstichtag überprüft und gegebenenfalls angepasst.

6.11. IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

A. ERFASSUNG UND BEWERTUNG

Immaterielle Vermögenswerte, die vom Konzern erworben werden und begrenzte Nutzungsdauern haben, werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten abzüglich kumulierter Amortisationen und kumulierter Wertminderungsaufwendungen bewertet.

B. NACHTRÄGLICHE ANSCHAFFUNGS- ODER HERSTELLUNGSKOSTEN

Nachträgliche Ausgaben werden nur aktiviert, wenn sie den künftigen wirtschaftlichen Nutzen des Vermögenswertes, auf den sie sich beziehen, erhöhen. Alle sonstigen Ausgaben werden erfolgswirksam erfasst.

C. ABSCHREIBUNGEN

Immaterielle Vermögenswerte verfügen über eine begrenzte Nutzungsdauer und sie werden (mit Ausnahme von Projektrechten, siehe unten) über den Zeitraum ihrer geschätzten Nutzungsdauern linear abgeschrieben. Liegt der beizulegende Zeitwert am Bilanzstichtag unter dem Buchwert, so wird auf diesen Wert abgewertet. Bei Fortfall der Gründe für früher vorgenommene Wertminderungen werden Zuschreibungen erfolgswirksam vorgenommen.

Die Abschreibungen werden erfolgswirksam erfasst. Geschäfts- oder Firmenwerte werden nicht planmäßig abgeschrieben.

Die geschätzten Nutzungsdauern lauten:

- Software 5 Jahre
- Erworbene Verträge 15–20 Jahre

Abschreibungsmethoden, Nutzungsdauern und Restbuchwerte, wie unter A. erläutert, werden an jedem Abschlussstichtag überprüft und gegebenenfalls angepasst.

Projektrechte werden als immaterielle Vermögenswerte bilanziert, bis die Sachanlagen (Solaranlagen), mit denen die Projektrechte in Verbindung stehen, in Betrieb genommen werden. Die immateriellen Vermögenswerte werden dann in die Sachanlagen umgegliedert und über die Nutzungsdauer der Sachanlagen abgeschrieben. Sie werden während der Umsetzung des Projekts nicht abgeschrieben. Projekte, die aus mehreren Anlagenabschnitten bestehen, werden erst mit der Realisierung des letzten Projektabschnitts und somit mit der Inbetriebnahme der letzten Sachanlage vollständig in die Sachanlagen umgegliedert. Planmäßige Abschreibungen finden bis zur vollständigen Umsetzung aller Projektabschnitte nicht statt.

6.12. FINANZINSTRUMENTE

A. ANSATZ UND ERSTMALIGE BEWERTUNG VON FINANZINSTRUMENTEN

Alle finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten werden erstmals am Handelstag bilanziell erfasst, an dem das Unternehmen Vertragspartei nach den Vertragsbestimmungen des Instruments wird.

Ein finanzieller Vermögenswert (außer einer Forderung aus Lieferungen und Leistungen ohne wesentliche Finanzierungskomponente) oder eine finanzielle Verbindlichkeit wird beim erstmaligen Ansatz zum beizulegenden Zeitwert bewertet. Bei einem Posten, der nicht zu FVTPL bewertet wird, kommen hierzu die Transaktionskosten, die direkt seinem Erwerb oder seiner Ausgabe zurechenbar sind. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen ohne wesentliche Finanzierungskomponente werden beim erstmaligen Ansatz zum Transaktionspreis bewertet.

B. KLASSIFIZIERUNG VON FINANZIELLEN VERMÖGENSWERTEN

Bei der erstmaligen Erfassung wird ein finanzieller Vermögenswert wie folgt eingestuft und bewertet:

- zu fortgeführten Anschaffungskosten (AC);
- erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert (FVOCI);
- erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet (FVTPL).

IFRS 9 verlangt, dass die Klassifizierung von finanziellen Vermögenswerten sowohl auf Grundlage des Geschäftsmodells, das für die betroffenen finanziellen Vermögenswerte verwendet wird, als auch der vertraglichen Zahlungsstromeigenschaften des individuellen finanziellen Vermögenswertes (Solely Payments of Principal and Interest (SPPI) – Kriterium) bestimmt werden.

Für die Einordnung des Geschäftsmodells wird unterschieden in Halteabsicht („Hold to Collect“), Halte- und Verkaufsabsicht („Hold to Collect and Sell“) und sonstige („other“).

Die Beurteilung des Geschäftsmodells erfordert eine Prüfung auf der Grundlage von Fakten und Umständen zum Zeitpunkt der Beurteilung. Das Grundmodell des Konzerns ist „Halteabsicht“. Demnach werden die finanziellen Vermögenswerte mit dem Ziel gehalten, die vertraglichen Zahlungsströme zu vereinnahmen. Trotz Zuordnung zu diesem Geschäftsmodell sind ungeplante Verkäufe im normalen Geschäftsverlauf möglich und ändern auch nach IFRS 9 nichts an der Zuordnung. Dies könnte im Konzern beispielweise durch Verkauf einer Solaranlage nebst angelaufenen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen ohne wesentliche Finanzierungskomponente gelegentlich vorkommen.

Ein finanzieller Vermögenswert wird zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet, wenn beide der folgenden Bedingungen erfüllt sind und er nicht als FVTPL designiert wurde:

- Er wird im Rahmen eines Geschäftsmodells gehalten, dessen Zielsetzung darin besteht, finanzielle Vermögenswerte zur Vereinnahmung der vertraglichen Zahlungsströme zu halten, und
- die Vertragsbedingungen des finanziellen Vermögenswerts führen zu festgelegten Zeitpunkten zu Zahlungsströmen, die ausschließlich Tilgungs- und Zinszahlungen auf den ausstehenden Kapitalbetrag darstellen.

Ein Schuldinstrument wird zu FVOCI designiert, wenn beide der folgenden Bedingungen erfüllt sind und es nicht als FVTPL designiert wurde:

- Es wird im Rahmen eines Geschäftsmodells gehalten, dessen Zielsetzung sowohl darin besteht, finanzielle Vermögenswerte zur Vereinnahmung der vertraglichen Zahlungsströme zu halten als auch in dem Verkauf finanzieller Vermögenswerte; und
- seine Vertragsbedingungen führen zu festgelegten Zeitpunkten zu Zahlungsströmen, die ausschließlich Tilgungs- und Zinszahlungen auf den ausstehenden Kapitalbetrag darstellen.

Für die vertraglichen Zahlungsstromeigenschaften des individuellen finanziellen Vermögenswertes kommt es darauf an, ob die Vertragsbedingungen des finanziellen Vermögenswertes zu festgelegten Zeitpunkten zu Zahlungsströmen führen, die ausschließlich Tilgungs- und Zinszahlungen auf den ausstehenden Kapitalbetrag darstellen oder ob darüberhinausgehende Zahlungsströme zu erwarten sind.

Beim erstmaligen Ansatz eines Eigenkapitalinvestments, das nicht zu Handelszwecken gehalten wird, kann der Konzern unwiderruflich wählen, Folgeänderungen im beizulegenden Zeitwert des Investments im sonstigen Ergebnis zu zeigen. Diese Wahl wird einzelfallbezogen für jedes Investment getroffen.

Der Konzern hat im Berichtsjahr von seinem Wahlrecht ein Eigenkapitalinvestment als FVOCI zu designieren keinen Gebrauch gemacht.

Alle finanziellen Vermögenswerte, die nicht zu fortgeführten Anschaffungskosten oder zu FVOCI bewertet werden, werden zu FVTPL bewertet.

C. FOLGEBEWERTUNG VON FINANZIELLEN VERMÖGENSWERTEN

Finanzielle Vermögenswerte zu FVTPL

Diese Vermögenswerte werden zum beizulegenden Zeitwert folgebewertet. Nettogewinne und -verluste, einschließlich jeglicher Zins- oder Dividendenerträge, werden im Gewinn oder Verlust erfasst. Für Derivate die als Sicherungsinstrumente designiert worden sind, siehe Anhangsziffer 26.B.

Finanzielle Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten

Diese Vermögenswerte werden zu fortgeführten Anschaffungskosten mittels der Effektivzinsmethode folgebewertet. Die fortgeführten Anschaffungskosten werden durch Wertminderungsaufwendungen gemindert. Zinserträge, Währungskursgewinne und -verluste sowie Wertminderungen werden im Gewinn oder Verlust erfasst. Ein Gewinn oder Verlust aus der Ausbuchung wird im Gewinn oder Verlust erfasst.

Schuldinstrumente zu FVOCI

Diese Vermögenswerte werden zum beizulegenden Zeitwert folgebewertet. Zinserträge, die mit der Effektivzinsmethode berechnet werden, Wechselkursgewinne und -verluste sowie Wertminderungen werden im Gewinn oder Verlust erfasst. Andere Nettogewinne oder -verluste werden im sonstigen Ergebnis erfasst. Bei der Ausbuchung wird das kumulierte sonstige Ergebnis in den Gewinn oder Verlust umgliedert. Der Konzern hält gegenwärtig keine Schuldinstrumente zu FVOCI.

Eigenkapitalinvestments zu FVOCI

Diese Vermögenswerte werden zum beizulegenden Zeitwert folgebewertet. Dividenden werden als Ertrag im Gewinn oder Verlust erfasst, es sei denn, die Dividende stellt offensichtlich eine Deckung eines Teils der Kosten

des Investments dar. Andere Nettogewinne oder -verluste werden im sonstigen Ergebnis erfasst und nie in den Gewinn oder Verlust umgegliedert. Der Konzern hält gegenwärtig keine Eigenkapitalinstrumente zu FVOCI.

D. AUSBUCHUNG VON FINANZINSTRUMENTEN

Der Konzern bucht einen finanziellen Vermögenswert aus, wenn die vertraglichen Rechte hinsichtlich der Zahlungsströme aus dem finanziellen Vermögenswert auslaufen oder er die Rechte zum Erhalt der Zahlungsströme in einer Transaktion überträgt, in der auch alle wesentlichen mit dem Eigentum des finanziellen Vermögenswertes verbundenen Risiken und Chancen übertragen werden.

Eine Ausbuchung findet ebenfalls statt, wenn der Konzern alle wesentlichen mit dem Eigentum verbundenen Risiken und Chancen weder überträgt noch behält und er die Verfügungsgewalt über den übertragenen Vermögenswert nicht behält.

Der Konzern bucht eine finanzielle Verbindlichkeit aus, wenn die vertraglichen Verpflichtungen erfüllt, aufgehoben oder ausgelaufen sind. Der Konzern bucht des Weiteren eine finanzielle Verbindlichkeit aus, wenn dessen Vertragsbedingungen geändert werden und die Zahlungsströme der angepassten Verbindlichkeit signifikant anders sind. In diesem Fall wird eine neue finanzielle Verbindlichkeit basierend auf den angepassten Bedingungen zum beizulegenden Zeitwert erfasst.

Bei der Ausbuchung einer finanziellen Verbindlichkeit wird die Differenz zwischen dem Buchwert der getilgten Verbindlichkeit und dem gezahlten Entgelt (einschließlich übertragener unbarer Vermögenswerte oder übernommener Verbindlichkeiten) im Gewinn oder Verlust erfasst.

E. DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE UND BILANZIERUNG VON SICHERUNGSGESCHÄFTEN

Der Konzern hält derivative Finanzinstrumente zur Absicherung von Umsatz- und Zinsrisiken.

Grundsätzlich werden Derivate beim erstmaligen Ansatz sowie im Rahmen der Folgebewertung zum beizulegenden Zeitwert bewertet. Sich daraus ergebende Änderungen werden grundsätzlich im Gewinn oder Verlust erfasst.

Der Konzern designiert jedoch bestimmte Derivate als Sicherungsinstrumente, um die Schwankungen in Zahlungsströmen abzusichern, die mit höchstwahrscheinlich erwarteten Transaktionen verbunden sind, die aus Änderungen von Umsätzen und Zinssätzen resultieren.

Zum Beginn der designierten Sicherungsbeziehungen dokumentiert der Konzern die Risikomanagementziele und -strategien, die er im Hinblick auf die Absicherung verfolgt. Der Konzern dokumentiert des Weiteren die wirtschaftliche Beziehung zwischen dem gesicherten Grundgeschäft und dem Sicherungsinstrument und ob erwartet wird, dass sich Veränderungen der Zahlungsströme des gesicherten Grundgeschäfts und des Sicherungsinstruments kompensieren. Diese Dokumentation wird zu jedem Bewertungsstichtag aktualisiert.

Wenn ein Derivat demzufolge als ein Instrument zur Absicherung von Zahlungsströmen (Cashflow Hedge) designiert ist, wird der wirksame Teil der Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im sonstigen Ergebnis erfasst und kumuliert in die Rücklage für Sicherungsbeziehungen eingestellt. Der wirksame Teil der Änderungen des beizulegenden Zeitwertes, der im sonstigen Ergebnis erfasst wird, ist begrenzt auf die kumulierte Änderung des beizulegenden Zeitwertes des gesicherten Grundgeschäfts (berechnet auf Basis des Barwertes) seit Absicherungsbeginn. Ein unwirksamer Teil der Veränderungen des beizulegenden Zeitwertes des Derivats wird unmittelbar im Gewinn oder Verlust erfasst.

Der Konzern wendet für die Bilanzierung von allen Sicherungsgeschäften IFRS 9 an.

In Falle von Transaktionen wird der kumulierte Betrag, der in die Rücklage für Sicherungsbeziehungen und die Rücklage für die Kosten der Absicherung, eingestellt worden ist, in dem Zeitraum oder den Zeiträumen in den Gewinn oder Verlust umgliedert, in denen die abgesicherten erwarteten zukünftigen Zahlungsströme den Gewinn oder Verlust beeinflussen. Die Rücklage für Sicherungsbeziehungen und die Rücklage für die Kosten der Absicherung werden einheitlich im sonstigen Ergebnis aus Hedging im Eigenkapital zusammengefasst und dargestellt.

Wenn die Absicherung nicht mehr die Kriterien für die Bilanzierung von Sicherungsgeschäften erfüllt oder das Sicherungsinstrument verkauft wird, ausläuft, beendet wird oder ausgeübt wird, wird die Bilanzierung der Sicherungsbeziehung prospektiv beendet.

Wenn die Bilanzierung von Sicherungsbeziehungen zur Absicherung von Zahlungsströmen beendet wird, verbleibt der Betrag, der in die Rücklage für Sicherungsbeziehungen eingestellt worden ist, im Eigenkapital, bis dieser Betrag in dem Zeitraum oder den Zeiträumen in den Gewinn oder Verlust umgliedert wird, in denen die abgesicherten erwarteten zukünftigen Zahlungsströme den Gewinn oder Verlust beeinflussen.

Falls nicht mehr erwartet wird, dass die abgesicherten zukünftigen Zahlungsströme eintreten, werden die Beträge, in das sonstige Ergebnis aus Hedging eingestellt bzw. eingestellte Kosten der Absicherung unmittelbar in den Gewinn oder Verlust umgliedert.

F. FINANZIELLE VERBINDLICHKEITEN, VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN SOWIE SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

Finanzielle Verbindlichkeiten, Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Verbindlichkeiten werden erfasst, wenn der Konzern Vertragspartei des die finanzielle Verbindlichkeit begründenden Finanzinstruments wird. Sämtliche finanziellen Verbindlichkeiten werden beim erstmaligen Ansatz zum beizulegenden Zeitwert bewertet.

Für die Folgebewertung werden finanzielle Verbindlichkeiten entweder als erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Verbindlichkeiten oder als zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten klassifiziert. Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Verbindlichkeiten umfassen insbesondere die Fremdkapitalkomponente in Zusammenhang mit der Optionsanleihe und vom Konzern abgeschlossene derivative Finanzinstrumente, die nicht als Sicherungsinstrumente in Sicherungsbeziehungen gemäß IFRS 9 designiert sind.

Transaktionskosten, die direkt der Emission von finanziellen Verbindlichkeiten, die nicht erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, zuzurechnen sind, reduzieren den beizulegenden Zeitwert der finanziellen Verbindlichkeit bei Zugang.

6.13. GEZEICHNETES KAPITAL

A. STAMMAKTIEN

Die der Emission von Stammaktien unmittelbar zurechenbaren Kosten werden als Abzug vom Eigenkapital (gegebenenfalls netto nach Steuern) erfasst.

B. RÜCKERWERB UND WIEDERAUSGABE VON EIGENKAPITALANTEILEN (EIGENE ANTEILE)

Wenn im Eigenkapital ausgewiesenes gezeichnetes Kapital zurückgekauft wird, wird der gezahlte Betrag einschließlich der direkt zurechenbaren Kosten unter Berücksichtigung von Steuereffekten vom Eigenkapital abgezogen. Die erworbenen Anteile werden als eigene Anteile klassifiziert. Aufgelder werden in der Kapitalrücklage ausgewiesen. Werden eigene Anteile später veräußert oder erneut ausgegeben, führt dies zur Erhöhung des Eigenkapitals. Ein etwaiger Differenzbetrag ist innerhalb der Kapitalrücklage zu berücksichtigen.

6.14. WERTMINDERUNGEN

A. FINANZIELLE VERMÖGENSWERTE, DIE ZU FORTGEFÜHRTEN ANSCHAFFUNGSKOSTEN ODER MIT DEM BEIZULEGENDEN ZEITWERT BEWERTET WERDEN

Der Konzern bilanziert Wertminderungen für erwartete Kreditverluste (Expected Credit Losses oder kurz ECL) generell für:

- finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden;

- Schuldinstrumente bewertet zu FVOCI und;
- Vertragsvermögenswerte.

Der Konzern bemisst die Wertminderungen in Höhe der über die Laufzeit zu erwartenden Kreditverluste, außer für die folgenden Wertberichtigungen, die in Höhe des erwarteten 12-Monats-Kreditverlusts bemessen werden:

- Schuldverschreibungen, die ein geringes Ausfallrisiko zum Bilanzstichtag aufweisen und
- andere Schuldverschreibungen und Bankguthaben, bei den sich das Ausfallrisiko (zum Beispiel das Kreditausfallrisiko über die erwartete Laufzeit des Finanzinstruments) seit dem erstmaligen Ansatz nicht signifikant erhöht hat.

Wertminderungen für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen werden immer in Höhe des über die Laufzeit zu erwartenden Kreditverlusts bewertet.

Bei der Festlegung, ob das Ausfallrisiko eines finanziellen Vermögenswertes seit der erstmaligen Erfassung signifikant angestiegen ist, und bei der Schätzung von erwarteten Kreditverlusten berücksichtigt der Konzern angemessene und belastbare Informationen, die relevant und ohne unangemessenen Zeit- und Kostenaufwand verfügbar sind. Dies umfasst sowohl quantitative als auch qualitative Informationen und Analysen, die auf vergangenen Erfahrungen des Konzerns und fundierten Einschätzungen, inklusive zukunftsgerichteter Informationen, beruhen.

Der Konzern nimmt an, dass das Ausfallrisiko eines finanziellen Vermögenswertes signifikant angestiegen ist, wenn er mehr als 90 Tage überfällig ist. Die 90 Tagen ergeben sich auf Basis einer individuell durchgeführten Analyse.

Der Konzern betrachtet einen finanziellen Vermögenswert als ausgefallen, wenn:

- es unwahrscheinlich ist, dass der Schuldner seine Kreditverpflichtung vollständig an den Konzern zahlen kann, ohne dass der Konzern auf Maßnahmen wie die Verwertung von Sicherheiten (falls welche vorhanden sind) zurückgreifen muss oder
- der finanzielle Vermögenswert mehr als 180 Tage überfällig ist.

Über die Laufzeit erwartete Kreditverluste sind erwartete Kreditverluste, die aus allen möglichen Ausfallereignissen während der erwarteten Laufzeit des Finanzinstruments resultieren.

12-Monats-Kreditverluste sind der Anteil der erwarteten Kreditverluste, die aus Ausfallereignissen resultieren, die innerhalb von zwölf Monaten nach dem Abschlussstichtag (oder einem kürzeren Zeitraum, falls die erwartete Laufzeit des Instruments weniger als zwölf Monate beträgt) möglich sind.

Der bei der Schätzung von erwarteten Kreditverlusten maximal zu berücksichtigende Zeitraum ist die maximale Vertragslaufzeit, in der der Konzern einem Kreditrisiko ausgesetzt ist.

Bemessung erwarteter Kreditverluste

Erwartete Kreditverluste sind die wahrscheinlichkeitsgewichteten Schätzungen der Kreditverluste. Kreditverluste werden als Barwert der Zahlungsausfälle (d. h., die Differenz zwischen den Zahlungen, die einem Unternehmen vertragsgemäß geschuldet werden, und den Zahlungen, die das Unternehmen voraussichtlich einnimmt) bemessen.

Erwartete Kreditverluste werden mit dem Effektivzinssatz des finanziellen Vermögenswertes abgezinst.

Darstellung der Wertminderung für erwartete Kreditverluste in der Bilanz

Wertminderungen auf finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet sind, werden vom Bruttobuchwert der Vermögenswerte abgezogen.

Bei Schuldverschreibungen, die zu FVOCI bewertet sind, wird die Wertminderung im Gewinn oder Verlust erfasst und in das sonstige Ergebnis eingestellt.

Wertminderung

Der Bruttobuchwert eines finanziellen Vermögenswertes wird wertgemindert, wenn der Konzern nach angemessener Einschätzung nicht davon ausgeht, dass der finanzielle Vermögenswert ganz oder teilweise realisierbar ist.

Der Konzern wendet für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen im Einklang mit dem Standard IFRS 9 den vereinfachten Ansatz des Wertminderungsmodells an. Dieser basiert auf den erwarteten künftigen noch nicht eingetretenen Kreditausfällen.

Der Konzern kategorisiert dazu die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Verkauf von Strom in weitestgehend homogenen Gruppen, die ähnliche Charakteristika aufweisen hinsichtlich ihrer geschätzten Ausfallrisiken. Dabei ist von besonderer Bedeutung, ob die Rechte des Konzerns sich unmittelbar aus dem Gesetz ergeben, d. h., ob der Kunde, die dem Konzern zu zahlende Forderung an eigene Stromkunden weiterberechnen kann (EEG-Umlage), oder ob der Kunde ein staatliches Unternehmen oder ein Unternehmen mit u.a. staatlicher Beteiligung ist. Darüber hinaus wird differenziert, ob eine Sicherheit für die Forderungen gestellt wurde und ob diese Sicherheit aus einer Bankbürgschaft oder aus einer Patronatserklärung besteht.

Das Risiko auf Kreditausfall für sonstige Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, d. h., die nicht aus dem Verkauf von Strom stammen, wird auf Einzelbasis der Charakteristika der betreffenden Kunden sowie etwaige gestellten Sicherheiten vom Konzern eingeschätzt.

Für sonstige finanzielle Vermögenswerte führt der Konzern eine individuelle Einschätzung über den Zeitpunkt und die Höhe der Abschreibung durch, basierend darauf, ob eine angemessene Erwartung an die Einziehung vorliegt. Der Konzern erwartet keine signifikante Einziehung des abgeschrieben Betrags. Abgeschriebene finanzielle Vermögenswerte können dennoch Vollstreckungsmaßnahmen zur Einziehung überfälliger Forderungen unterliegen, um in Einklang mit der Konzernrichtlinie zu handeln.

Aufgrund des Geschäftsmodells von 7C Solarparks sind die Kunden des Konzerns zum überwiegenden Teil Netzbetreiber und andere Anlagenbetreiber. Bzgl. der Analyse der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen verweisen wir auf Anhangsziffer 26.3.B.

B. NICHT FINANZIELLE VERMÖGENSWERTE

Für nicht finanzielle Vermögenswerte des Konzerns – mit Ausnahme von Vorräten und latenten Steueransprüchen – wird an jedem Abschlussstichtag überprüft, ob ein Anhaltspunkt für eine Wertminderung vorliegt. Ist dies der Fall, wird der erzielbare Betrag des Vermögenswertes geschätzt.

Um zu prüfen, ob eine Wertminderung vorliegt, werden Vermögenswerte in die kleinste Gruppe von Vermögenswerten zusammengefasst, die Mittelzuflüsse aus der fortgesetzten Nutzung erzeugen, die weitestgehend unabhängig von den Mittelzuflüssen anderer Vermögenswerte oder zahlungsmittelgenerierender Einheiten (ZGEs) sind.

Der erzielbare Betrag eines Vermögenswertes oder einer ZGE ist der höhere der beiden Beträge aus Nutzungswert und beizulegendem Zeitwert abzüglich Verkaufskosten. Bei der Beurteilung des Nutzungswertes werden die geschätzten künftigen Cashflows auf ihren Barwert abgezinst, wobei ein Abzinsungssatz vor Steuern verwendet wird, der gegenwärtige Marktbewertungen des Zinseffekts und der speziellen Risiken eines Vermögenswertes oder einer ZGE widerspiegelt.

Eine Wertminderung wird erfasst, wenn der Buchwert eines Vermögenswertes oder einer ZGE seinen/ihren erzielbaren Betrag übersteigt. Wertminderungen werden erfolgswirksam erfasst. Wertminderungen, die im Hinblick auf ZGEs erfasst werden, werden zuerst etwaigen der ZGE zugeordneten Geschäfts- oder Firmenwerten zugeordnet und anschließend den Buchwerten der anderen Vermögenswerte der ZGE (Gruppe von ZGEs) auf anteiliger Basis zugeordnet. Dabei gehen die anderen Vermögenswerte der ZGE inkl. Geschäfts- oder Firmenwert mit deren „bewerteten“ Buchwert in den Wertminderungstest inkl. Geschäfts- oder Firmenwert ein. Das heißt ein individuell auf einzelne Vermögenswerte entfallender Wertminderungsbedarf ist in dem Buchwert der ZGE inklusive Geschäfts- oder Firmenwert bereits berücksichtigt.

Eine Wertminderung des Geschäfts- oder Firmenwertes wird bei eventuellen Wertsteigerungen nicht aufgeholt. Bei anderen Vermögenswerten wird eine Wertminderung nur insofern aufgeholt, als der erzielbare Betrag der zahlungsmittelgenerierenden Einheit deren fortgeführte Anschaffungskosten nicht übersteigt.

6.15. SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Rückstellungen werden für sämtliche externe Verpflichtungen gebildet, soweit die Inanspruchnahme eher wahrscheinlich ist und die Höhe der Rückstellung zuverlässig geschätzt werden kann. Daneben werden Drohverlustrückstellungen für sog. „belastende Verträge“ entsprechend den Vorschriften von IAS 37 gebildet. Bei der Bewertung der Rückstellung wird der wahrscheinlichste Wert, bei einer Bandbreite unterschiedlicher Werte der Erwartungswert angesetzt. Die Ermittlung und Bewertung erfolgen, sofern möglich, anhand vertraglicher Vereinbarungen. Ansonsten basieren die Berechnungen auf Erfahrungen aus der Vergangenheit und Schätzungen des Vorstands.

Langfristige Rückstellungen werden mit dem Barwert angesetzt. Die Ab- bzw. Aufzinsung erfolgt mit Marktzinssätzen, die für den Zeitraum bis zur Erfüllung gelten. Die ergebniswirksame Anpassung wird innerhalb des Finanzierungsaufwands dargestellt.

6.16. LEASINGVERHÄLTNISSE

Siehe auch Anhangsziffer 6.9 Sachanlagen und 17.

Der Konzern wendet seit dem 1. Januar 2019 den Standard IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ nach dem modifiziert retrospektiven Ansatz an.

Im Einklang mit dem Standard IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ bilanziert der Konzern grundsätzlich die Rechte und Pflichten aus Leasingverhältnissen als Leasingnehmer. Dabei handelt es sich im Konzern v. a. um Nutzungsverträge (Miet-, Pacht oder Gestattungsverträge) bzgl. Dach- und Freiflächen sowie Kabeltrassen, die vom Konzern für den Betrieb von Solar-/Windparks langfristig geleast werden.

A. DER KONZERN ALS LEASINGNEHMER

Der Konzern beurteilt bei Vertragsbeginn, ob ein Vertrag ein Leasingverhältnis begründet oder beinhaltet. Dies ist der Fall, wenn der Vertrag dazu berechtigt, die Nutzung eines identifizierten Vermögenswertes gegen Zahlung eines Entgeltes für einen bestimmten Zeitraum zu kontrollieren. Um zu beurteilen, ob der Vertrag das Recht zur Kontrolle eines identifizierten Vermögenswertes beinhaltet, legt der Konzern die Definition eines Leasingverhältnisses nach IFRS 16 zugrunde.

Am Bereitstellungsdatum, also der Tag, an dem der Vermögenswert zur Nutzung durch den Konzern verfügbar ist, erfasst der Konzern einen Vermögenswert innerhalb der Sachanlagen für das Nutzungsrecht („die Nutzungsrechte“) sowie eine Leasingverbindlichkeit. Die Anschaffungskosten dieses Vermögenswertes beinhalten die vorgenannte Leasingverbindlichkeit zuzüglich aller entstandenen anfänglichen direkten Kosten, sowie aller bereits vor oder am Bereitstellungsdatum geleisteten Leasingzahlungen abzüglich etwaiger erhaltener Leasinganreize sowie aller geschätzten Kosten für Rückbau und vergleichbare Verpflichtungen. Der Konzern nimmt die Erleichterungen in Bezug auf den Ansatz von Leasingverhältnissen unterhalb von EUR 5.000,00 nicht in Anspruch.

Der Konzern rechnet dabei aber die Rückbaukosten für Wind- und Solaranlagen diesen Vermögenswerten (Solarparks und Windparks) zu. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Rückbauverpflichtung immanent an den Bau und Betrieb dieser Anlagen (Wind- und Solaranlagen) gebunden ist.

Anschließend werden die Nutzungsrechte vom Bereitstellungsdatum über den kürzeren Zeitraum der jeweiligen Nutzungsdauer der mit dem Nutzungsrecht verbundenen Wind- und Solaranlagen und der Laufzeit des Leasingvertrags (ggf. unter Ansetzung von Verlängerungsoptionen) abgeschrieben. Verfügt der Konzern über eine Kaufoption, was in der Regel nicht der Fall ist, und schätzt diese als hinreichend sicher ein, erfolgt die Abschreibung über die Nutzungsdauer des zugrundeliegenden Vermögenswertes, welche nach den Vorschriften für Sachanlagen ermittelt wird.

Die Folgebewertung erfolgt zu Anschaffungskosten abzüglich etwaiger linearer Abschreibungen und Wertminderungen und angepasst um Neubewertungen der Leasingverbindlichkeit.

Erstmalig wird die Leasingverbindlichkeit zum Barwert der am Bereitstellungsdatum noch nicht geleisteten Leasingzahlungen abgezinst mit dem Leasingverhältnis zugrunde liegenden Zinssatz, oder, wenn sich dieser nicht ohne Weiteres bestimmen lässt, mit dem dem Grenzfremdkapitalzinssatz des Konzerns. Da der dem Leasingverhältnis zugrundeliegende implizite Zinssatz im Regelfall nicht ohne Weiteres bestimmt werden kann, wendet der Konzern in der Regel den Grenzfremdkapitalzinssatz an. Der Grenzfremdkapitalzinssatz wird ermittelt als der Zinssatz, den ein Leasingnehmer zahlen müsste, wenn er für eine vergleichbare Laufzeit mit vergleichbarer Sicherheit die Mittel aufnehmen würde, die er in einem vergleichbaren wirtschaftlichen Umfeld für einen Vermögenswert mit einem dem Nutzungsrecht vergleichbaren Wert benötigen würde. Dazu ermittelt der Konzern Zinssätze aus verschiedenen Finanzquellen und macht bestimmte Anpassungen, um die Leasingbedingungen und die Art des Vermögenswertes zu berücksichtigen.

Sofern Leasingverhältnisse im Rahmen eines Erwerbs einer Gruppe von Vermögenswerten erworben werden, wendet der Konzern IFRS 3.28B analog an, sodass der Konzern die Leasingverbindlichkeit zum Barwert der verbleibenden Leasingzahlungen (im Sinne von IFRS 16) so berechnet, als handele es sich bei der erworbenen Leasingvereinbarung um eine zum Erwerbszeitpunkt neu geschlossene Vereinbarung. Der Konzern bewertet das Nutzungsrecht mit demselben Betrag wie die Leasingverbindlichkeit und passt diesen Betrag gegebenenfalls an,

je nachdem, ob die Bedingungen der Leasingvereinbarung verglichen mit den Marktbedingungen günstig oder ungünstig sind.

Die in die Bewertung der Leasingverbindlichkeit einbezogenen Leasingzahlungen umfassen:

- Feste Zahlungen, einschließlich de facto fester Zahlungen und Mindestzahlungen von variablen Leasingzahlungen;
- Variable Leasingzahlungen, die an einen Index gekoppelt sind, erstmalig bewertet anhand des am Bereitstellungsdatum gültigen Indexes bzw. (Zins-) Satzes;
- Beträge, die aufgrund einer Restwertgarantie voraussichtlich zu zahlen sind und
- den Ausübungspreis einer Kaufoption, wenn der Konzern hinreichend sicher ist, diese auszuüben;
- Leasingzahlungen für eine Verlängerungsoption, wenn der Konzern hinreichend sicher ist, diese auszuüben, sowie
- Strafzahlungen für eine vorzeitige Kündigung des Leasingverhältnisses, es sei denn, der Konzern ist hinreichend sicher, nicht vorzeitig zu kündigen.

Die Leasingverbindlichkeit wird zum fortgeführten Buchwert unter Nutzung der Effektivzinsmethode bewertet. Sie wird neu bewertet, wenn sich die künftigen Leasingzahlungen aufgrund einer Index- oder (Zins-)Satzänderung verändern, wenn der Konzern seine Schätzung zu den voraussichtlichen Zahlungen im Rahmen einer Restwertgarantie anpasst, wenn der Konzern seine Einschätzung über die Ausübung einer Kauf-, Verlängerungs- oder Kündigungsoption ändert oder sich eine de facto feste Leasingzahlung ändert.

Bei einer solchen Neubewertung der Leasingverbindlichkeit wird eine entsprechende Anpassung des Buchwertes des Nutzungsrechtes vorgenommen bzw. wird diese erfolgswirksam vorgenommen, wenn sich der Buchwert des Nutzungsrechtes auf null verringert hat.

Kurzfristige Leasingverhältnisse und Leasingverhältnisse, die ausschließlich produktionsabhängigen Leasingzahlungen zugrunde liegen:

Der Konzern hat beschlossen, Nutzungsrechte und Leasingverbindlichkeiten für Leasingverhältnisse kürzer als 12 Monate nicht anzusetzen. Der Konzern erfasst die mit diesen Leasingverhältnissen in Zusammenhang stehenden Leasingzahlungen über die Laufzeit des Leasingverhältnisses linear als Aufwand.

Darüber hinaus weist der Konzern keine Nutzungsrechte- und Leasingverbindlichkeiten aus für Leasingverhältnisse, die ausschließlich produktionsabhängigen Leasingzahlungen unterliegen. Diese vollkommen variablen Leasingzahlungen werden im Aufwand erfasst.

Weiterhin wird für Leasingverhältnisse, die einer von der Produktion abhängigen Leasingzahlung unter Ansetzung einer festen Mindestzahlung unterliegen, der über die Mindestzahlung hinausgehende Betrag im Aufwand erfasst.

B. DER KONZERN ALS LEASINGGEBER

Bei Vertragsbeginn oder bei Änderung eines Vertrags, der eine Leasingkomponente enthält, teilt der Konzern das vertraglich vereinbarte Entgelt auf Basis der relativen Einzelveräußerungspreise auf.

Wenn der Konzern als Leasinggeber auftritt, stuft er bei Vertragsbeginn jedes Leasingverhältnis entweder als Finanzierungsleasing oder als Operating-Leasingverhältnis ein.

Zur Einstufung jedes Leasingverhältnisses hat der Konzern eine Gesamteinschätzung vorgenommen, ob das Leasingverhältnis im Wesentlichen alle Risiken und Chancen, die mit dem Eigentum an dem zugrunde liegenden Vermögenswert verbunden sind, überträgt.

Wenn dies der Fall ist, wird das Leasingverhältnis als Finanzierungsleasing eingestuft; wenn nicht, ist es ein Operating-Leasingverhältnis. Im Rahmen dieser Beurteilung berücksichtigt der Konzern bestimmte Indikatoren, wie zum Beispiel, ob das Leasingverhältnis den überwiegenden Teil der wirtschaftlichen Nutzungsdauer des Vermögenswertes umfasst.

Der Konzern bilanziert das Hauptleasingverhältnis und das Unterleasingverhältnis separat, wenn er als zwischengeschalteter Leasinggeber auftritt. Er stuft das Unterleasingverhältnis auf Grundlage seines Nutzungsrechtes aus dem Hauptleasingverhältnis und nicht auf Grundlage des zugrunde liegenden Vermögenswertes ein. Wenn es sich bei dem Hauptleasingverhältnis um ein kurzfristiges Leasingverhältnis handelt, auf das der Konzern die oben beschriebene Ausnahme anwendet, stuft er das Unterleasingverhältnis als Operating-Leasingverhältnis ein.

Wenn eine Vereinbarung Leasing- und Nichtleasingkomponenten enthält, wendet der Konzern IFRS 15 zur Aufteilung des vertraglich vereinbarten Entgeltes an.

Der Konzern wendet die Ausbuchungs- und Wertminderungsvorschriften von IFRS 9 auf die Nettoinvestition in das Leasingverhältnis an. Die bei der Berechnung der Bruttoinvestition in das Leasingverhältnis angesetzten geschätzten, nicht garantierten Restwerte werden vom Konzern regelmäßig überprüft. Leasingzahlungen aus Operating-Leasingverhältnissen werden vom Konzern über die Laufzeit des Leasingverhältnisses linear als Ertrag in den sonstigen Umsatzerlösen erfasst.

7. ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.2

Üblicherweise erfolgt der Erwerb von Solaranlagen durch den Kauf von Unternehmen, welche die Anlagen als Vermögenswerte halten. Da es sich bei den erworbenen Unternehmen dabei i. d. R. nicht um Unternehmenszusammenschlüsse (siehe Anhangsziffer 6.2.C) handelt, werden solche Erwerbe als Erwerb einer Gruppe von Vermögenswerten und Schulden bilanziert. Diese Erwerbe werden in Anhangsziffer 7.1 dargestellt.

Gelegentlich kommt es auch zum Erwerb von Tochterunternehmen, die als Unternehmenszusammenschluss einzustufen sind. Im Geschäftsjahr jedoch hat es keine solche Erwerbe gegeben.

7.1. ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM GESCHÄFTSJAHR 2024

Im Geschäftsjahr 2024 fand der Erwerb von Tochterunternehmen statt, die nach Durchführung des Konzentrationstests als Erwerb von Vermögenswerten und Schulden zu bilanzieren waren.

Die angeschafften Vermögenswerte werden mit ihren jeweiligen Anschaffungskosten angesetzt. In diesem Zusammenhang werden die Anschaffungskosten grundsätzlich entsprechend den beizulegenden Zeitwerten der identifizierbaren Vermögenswerte und Schulden auf diese aufgeteilt. Der Ansatz von Nutzungsrecht und Leasingverbindlichkeit erfolgt in analoger Anwendung von IFRS 3.28B mit dem Wert, der sich nach IFRS 16 ergibt. Liquide Mittel und Forderungen werden mit deren Nominalwert angesetzt. Latente Steuern, die sich z. B. aufgrund von erworbenen Verlustvorträgen ergeben, werden mit dem Wert gemäß IAS 12 angesetzt. In der Regel werden folgende Vermögenswerte und Schulden erworben:

- Immaterielle Vermögenswerte, z. B. erworbene Verträge oder Projektrechte für Solaranlagen, die errichtet sind oder deren Errichtung beabsichtigt wird (siehe Anhangsziffer 18);
- Solaranlagen sowie Nutzungsrechte aus Leasingverhältnissen (siehe Anhangsziffer 17);
- Gebäude und Grundstücke: hauptsächlich diejenigen, auf denen die Wind- und Solaranlagen errichtet wurden oder werden können (siehe Anhangsziffer 17);
- Fremdfinanzierung: hierbei handelt es sich meistens um Projektfinanzierungen mit längeren Laufzeiten sowie Leasingverbindlichkeiten (siehe Anhangsziffer 23);
- Verbindlichkeiten gegenüber dem Veräußerer: im Grundsatz bestehen solche Verbindlichkeiten aus Rechnungen für den Bau oder die Entwicklung der erworbenen Wind- und Solaranlagen;
- Rückbauverpflichtungen für die Wind- und Solaranlagen: diese werden gem. den Bewertungsmethoden (siehe Anhangsziffer 25) des Konzerns angesetzt sowie
- Steueransprüche oder Steuerschulden, die gemäß IAS 12 wie Ertragsteuern zu bewerten sind.

Zum vereinbarten Kaufpreis gehören fest vereinbarte Kaufpreiszahlungen sowie der Barwert solcher Kaufpreisbestandteile (z. B. im Rahmen von Earn-Out Klauseln), bei denen bereits zum Zeitpunkt des Erwerbs mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 50 % damit gerechnet wird, dass sie fällig werden. Die Bestandteile, bei denen die Wahrscheinlichkeit für deren Fälligkeit weniger als 50 % beträgt, werden zunächst nicht als Kaufpreis berücksichtigt. Sollten sich hier im Nachhinein Verpflichtungen ergeben, so werden die dann fälligen Zahlungen mit deren Barwert zum Erwerbszeitpunkt zu dem Zeitpunkt, zu dem sich die Verpflichtung konkretisiert, als werterhellende Erkenntnisse den Anschaffungskosten der erworbenen Solar- oder Windkraftanlage zugerechnet. Gleiches gilt für den Fall, dass zunächst berücksichtigte Bestandteile nicht zum Zuge kommen.

In diesem Fall werden die Anschaffungskosten um diesen Betrag gekürzt. Nicht beherrschende Anteile werden mit deren Zeitwert zum Zeitpunkt des Erlangens der Beherrschung berücksichtigt.

Im Rahmen des erstmaligen Ansatzes werden latente Steuern auf Unterschiede zwischen den Anschaffungskosten nach IFRS und Steuerrecht nicht angesetzt.

A. ERWERB DER FPM SOLAR EPSILON GMBH & CO; KG

Mit Wirkung zum 23. Oktober 2024 hat der Konzern die Beherrschung über die FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG erlangt. Dies erfolgte durch die Aufstockung der Beteiligung des Konzerns in der Gesellschaft auf 99% bis zu diesem Tag. Der Kaufpreis betrug TEUR 1. Gesellschaftszweck der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG ist der Bau und Betrieb einer solaren Aufdachanlage von ca. 20 MWp in Reuden-Süd, die sich am Erwerbstichtag sowie am Bilanzstichtag noch im Bau befand. Am 4. November 2024 wurden die nicht-beherrschenden Anteile aus der Gesellschaft ausgeschlossen, sodass die Beteiligung seit diesem Tag um 1% auf 100% angestiegen ist.

in TEUR	Ermittlung der Anschaffungskosten der Gruppe
Kaufpreis	1
Übernommene Verbindlichkeiten:	
Finanzverbindlichkeiten	2.900
Leasingverbindlichkeiten	786
Sonstige Verbindlichkeiten	1.092
Gesamtanschaffungskosten der Gruppe	4.779
in TEUR	Aufteilung der Anschaffungskosten der Gruppe
Solarparks im Bau	2.988
Nutzungsrechte – Gestattungsverträge	786
Kurzfristige Finanzanlagen	898
Sonstige Vermögenswerte	54
Flüssige Mittel	53
Gesamt	4.779
Netto gezahlte Flüssige Mittel im Berichtszeitraum	52

7.2. VERÄUßERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM GESCHÄFTSJAHR 2024

A. VERÄUßERUNG DER SOLARPARK ESPENHAIN VERWALTUNGS GMBH

Mit Wirkung zum 2. August 2024 wurde der Solarpark Espenhain Verwaltungs GmbH veräußert (Siehe Anhangangabe 29) und die Gesellschaft infolgedessen entkonsolidiert.

in TEUR		Buchwert zum Zeitpunkt des Verkaufs
Sachanlagen		11
Flüssige Mittel		51
Steuerschulden		-2
Sonstige Verbindlichkeiten		-4
Gesamtes veräußertes Nettovermögen		56
<u>Verkaufspreis</u>		
Verkaufspreis		0
Gesamtverkaufspreis		0
Verlust aus der Entkonsolidierung	10.2	56
Nettoabfluß flüssiger Mittel im Berichtszeitraum		-51

8. GESCHÄFTSBEREICHE

Der Konzern ist fokussiert auf den Verkauf von Strom, den dieser mit eigenen Wind- und Solaranlagen produziert, sodass über 98,9 % der Umsatzerlöse aus diesem Geschäft erzielt werden (i. VJ.: 98,0 %). Daneben gibt es einige Aktivitäten von untergeordneter Bedeutung (jeweils 1,1 % im Geschäftsjahr und 2,0 % im Vorjahr). Diese Nebenaktivitäten beziehen sich auf Verträge für technische und kaufmännische Dienstleistungen bzgl. bestimmter Fondsgesellschaften bzw. Solaranlagen konzernfremder Dritter im In- und Ausland sowie aus Mieteinnahmen von Dritten aus dem PV-Estate (siehe Anhangsziffer 9.1).

Der Konzern verfügt nur über ein Geschäftssegment, welches einheitlich durch den Gesamtvorstand gesteuert wird. Insgesamt dienen unmittelbar 92 % (i. VJ.: 92 %) des langfristigen Vermögens der Erzeugung und dem Verkauf von Strom. Die Organisationsstruktur und das interne Reporting des Konzerns erfolgen entsprechend nicht nach unterschiedlichen Geschäftsbereichen.

Die eigenen Solar- und Windkraftanlagen nebst den Nutzungsrechten, die alle damit in Verbindung stehen, stellen zum Ende des Berichtszeitraums 92 % (i. VJ.: 92 %) des langfristigen Vermögens (ohne latente Steuern) des Konzerns dar. Im Vergleich zum vorherigen Berichtszeitraum hat sich der Anteil der Solar- und Windkraftanlagen am langfristigen Vermögen nicht verändert.

in TEUR	31.12.2024	31.12.2023
Solarparks	347.119	366.271
Windparks	8.217	9.308
Nutzungsrechte	42.539	42.541
Langfristige Vermögenswerte des Stromverkaufsbetriebs	397.875	418.119
Sämtliche langfristige Vermögenswerte (exkl. latente Steuern)	434.286	455.096
Anteil des Stromverkaufsbetriebs	92%	92%

Die Fokussierung des Konzerns auf den deutschen Markt spiegelt sich deutlich in den Umsatzanteilen nach geographischen Märkten wider. Im Geschäftsjahr 2024 wurde 93,1 % des Umsatzes in Deutschland erzielt (i. VJ.: 91,5 %). Die restlichen Umsatzerlöse erwirtschaftete der Konzern mit einem Anteil von 6,9 % in Belgien (i. VJ.: 8,5 %).

in TEUR	2024		2023	
	Umsatz	%	Umsatz	%
Deutschland	58.886	93,1 %	63.857	91,5 %
Belgien	4.389	6,9 %	5.958	8,5 %
Gesamt	63.276		69.815	

Das langfristige Vermögen (ohne latente Steuern) wird in den untenstehenden Tabellen dargestellt. Vom gesamten langfristigen Vermögen auf Konzernebene waren 89 % zum Ende des Berichtszeitraums (im Vorjahr 89 %) geographisch Deutschland zuzuordnen.

31.12.2024

in TEUR	Deutschland	Belgien	Gesamt
Geschäfts- oder Firmenwert	1.199	-	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	2.877	64	2.941
Grundstücke und Gebäude	13.317	1.012	14.329
Solarparks	304.776	42.343	347.119
Windparks	8.217	-	8.217
Solarparks im Bau	14.555	418	14.973
Nutzungsrechte	37.640	4.899	42.539
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	275	197	472
Sonstige langfristige Vermögenswerte	1.920	578	2.498
Gesamt	384.775	49.511	434.286
	89%	11%	100%

31.12.2023

in TEUR	Deutschland	Belgien	Gesamt
Geschäfts- oder Firmenwert	1.199	-	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	2.108	3	2.111
Grundstücke und Gebäude	13.401	1.036	14.437
Solarparks	329.568	36.702	366.271
Windparks	9.308	-	9.308
Solarparks im Bau	9.556	6.494	16.050
Nutzungsrechte	37.350	5.191	42.541
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	242	211	454
Sonstige langfristige Vermögenswerte	2.133	594	2.727
Gesamt	404.865	50.231	455.097
	89 %	11 %	100 %

9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.4.

9.1. UMSATZERLÖSE

in TEUR	2024	2023
Verkaufter Strom	62.562	68.446
<i>davon Einnahmen aus der Strompreisswap-Vereinbarung</i>	3.964	6.166
Erlöse aus Dienstleistungen	531	1.031
Sonstige	182	337
Gesamt	63.276	69.815

Die Hauptaktivität des Konzerns besteht in der Produktion und dem Verkauf von Strom aus Solar- und Windkraftanlagen. Darüber hinaus erbringt der Konzern Dienstleistungen technischer und kaufmännischer Art, die v. a. Fernüberwachung, Reparatur und Wartung von Solaranlagen sowie deren Betriebsführung betreffen. Die sonstigen Umsatzerlöse bestehen im Wesentlichen aus Mieteinnahmen aus dem sog. PV Estate Portfolio.

Die Abnahme der Umsatzerlöse (-9%) beim Stromverkauf wurde sowohl durch Strompreis- als Volumeneffekte verursacht. Der Verringerung des durchschnittlich erzielten Einspeisepreises (minus EUR 7,7 Mio.) wurde teilweise durch erhöhte Einnahmen aus der Steuerung der Solaranlagen entgegengewirkt (+ EUR 1,4 Mio.). Die schlechteren Witterungsbedingungen im Vergleich zum Vorjahr haben die Umsatzerlöse um EUR 0,9 Mio. verringert. Gegenläufig haben ist der Stromverkauf im Jahr 2024 durch neu erworbenen bzw. angeschlossen Solarparks, die (nunmehr vollständig) zum Umsatz im Geschäftsjahr beitrugen (+EUR 1,4 Mio.).

Die Auswirkung der Swap-Vereinbarungen mit großen europäischen Energieversorgern auf den erzielten Preis des verkauften Stroms wird erlösmindernd oder -erhöhend in den Umsatzerlösen erfasst. Im Berichtszeitraum wurde eine positive Auswirkung auf die Umsatzerlöse von EUR 4,0 Mio. (i. VJ: EUR 6,2 Mio.) aus den Swap-Vereinbarungen verzeichnet, da die Strommarktpreise im Berichtsjahr niedriger waren als die durch die Swaps festgelegten Strompreise.

Die Erträge aus der Erbringung von Dienstleistungen verringerte sich von EUR 1,0 Mio. auf EUR 0,5 Mio. im Vergleich zum Vorjahr. Ursächlich hierfür sind vor allem geringere Serviceleistungen an Fondsunternehmen, die sich im Portfolio befinden.

Der Konzern erwirtschaftete Umsatzerlöse i. H. v. rund EUR 19,1 Mio. mit zwei Kunden, die mehr als 10 % zum Umsatz beitrugen.

9.2. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.4.

in TEUR	2024	2023
Ertrag aus der Auflösung von Strompreisswap-Vereinbarungen	1.680	-
Schadenersatz	238	252
Erträge aus "Redispatch 2.0"	2.127	4.800
Periodenfremde Erträge	293	330
Verkauf von Anlagevermögen	8	69
Auflösung von Rückstellungen	441	1.029
Erlass von Verbindlichkeiten	-	368
Umkehr von Wertminderungen auf Forderungen	55	223
Sonstige Erträge	405	380
Gesamt	5.248	7.451

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparks i. H. v. EUR 5,2 Mio. (i. VJ.: EUR 7,5 Mio.).

Infolge des Netzstabilitätssteuerungssystems „Redispatch 2.0“ regeln die Netzbetreiber bei Netzüberlastungen im Netzgebiet die Wind- und Solarparks des Konzerns regelmäßig herunter. Der Konzern kann diese Abschaltungen nicht verhindern. Die Netzbetreiber sind dabei fallbezogen gesetzlich zur Zahlung eines Ausgleichs an den Konzern verpflichtet. Diese Ausgleichszahlungen stellen für den Konzern sonstige betriebliche Erträge dar. Bei der Ermittlung der Ausgleichszahlungen sowie bei deren Abrechnung und Auszahlung kann es zu erheblichen Verzögerungen kommen. Solche Ausgleichszahlungen wurden im Berichtszeitraum i. H. v. EUR 2,1 Mio. (i.VJ.: EUR 4,8 Mio.) erfolgswirksam vereinnahmt. Darüber hinaus wurde im Berichtszeitraum eine Strompreisswap-Vereinbarung vorzeitig einvernehmlich aufgelöst. Der Ertrag i. H. v. EUR 1,7 Mio., welchen der Konzern durch die Auflösung vereinnahmen konnte, stellt einen sonstigen betrieblichen Ertrag dar.

Weiterhin konnten im Berichtszeitraum sowie in der Vorjahresperiode periodenfremde Erträge i. H. v. EUR 0,3 Mio. (i.VJ. EUR 0,3 Mio.) und Erträge aus Schadenersatz i. H. v. EUR 0,2 Mio. (i. VJ.: EUR 0,3 Mio.) erfolgswirksam vereinnahmt werden. Schließlich konnten im Geschäftsjahr Rückstellungen i. H. v. EUR 0,4 Mio. (i.VJ.: EUR 1,0 Mio.) aufgelöst werden.

Es wurden im Berichtszeitraum Zuwendungen der öffentlichen Hand i. H. v. TEUR 49 (i.VJ.: TEUR 36) ertragswirksam vereinnahmt. Diese sind in den sonstigen Erträgen enthalten.

10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

10.1. PERSONALAUFWAND

in TEUR	2024	2023
Löhne und Gehälter	1.289	1.407
Vorstandsvergütung	576	625
Soziale Abgaben	199	185
Sonstiger Personalaufwand	103	127
Gesamt	2.167	2.344

Die Personalkosten reduzierten sich im Geschäftsjahr 2024 um TEUR 177 auf TEUR 2.167. Die durchschnittliche Anzahl der Beschäftigten lag im Berichtszeitraum unverändert zum Vorjahr bei 23. Zum Ende des Berichtszeitraums waren im Konzern neben den beiden Vorständen insgesamt 24 Mitarbeiter tätig (i. VJ.: 19 Mitarbeiter).

Der sonstige Personalaufwand erfasst hauptsächlich variable Vergütungen für Mitarbeiter sowie Aufwendungen für die Altersversorgung.

10.2. SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

in TEUR	2024	2023
Verwaltungskosten	1.644	1.636
Kosten Solarparks	8.039	7.086
Erhöhung der Rückstellungen	67	953
Materialaufwand	8	560
Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten	1.354	1.067
KfZ- und Reisekosten	226	223
Versicherungen	698	669
Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte	6.293	616
Periodenfremde Aufwendungen	341	200
Verlust aus dem Verkauf Anlagevermögen	8	-
Verlust aus dem Verkauf von Tochterunternehmen	56	-
Sonstige	354	302
Gesamt	19.138	13.313

Der sonstige Betriebsaufwand wurde im Berichtszeitraum von Forderungsverlusten und Wertminderungen auf Vorräte i. H. v. EUR 6,3 Mio. (i. VJ.: EUR 0,6 Mio.) signifikant beeinflusst. Dies ist fast ausschließlich auf einen Forderungsverlust i. H. v. EUR 5,4 Mio. zurückzuführen, welchen der Konzern aufwandswirksam bilanzieren musste.

Der Konzern hat im Juni 2023 einen Kauf- und Abtretungsvertrag unterschrieben, um die Kommanditanteile sowie die Gesellschafterdarlehen des Altkommanditisten an die FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG zu erwerben. Die Abtretung der Gesellschafterdarlehen wurde bereits im Jahr 2023 vollzogen und wurde entsprechend als Forderung am Bilanzstichtag des Vorjahres ausgewiesen. Der Kauf der Kommanditanteile dahingegen sollte jedoch erst nach der Fertigstellung des Baus der Solaranlage vollzogen werden. Im Juni 2024 stellte sich heraus dass der Verkäufer sowohl die Gesellschafterdarlehen als auch die Kommanditanteile in der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG bereits im Moment des Vertragsabschlusses mit dem Konzerns, an einen fremden Dritten abgetreten hatte.

Dadurch stellte sich die Forderung des Konzerns als nicht erfüllbar dar, weswegen sie im Juni 2024 vollumfänglich wertgemindert wurde. Der Verkäufer hat im Laufe des Geschäftsjahres 2024 einen Insolvenzantrag gestellt. Der Konzern hat seit Juni 2024 die Geschäftsführung der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG übernommen und infolge einer Kapitalerhöhung in der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG, die Beherrschung über die Zweckgesellschaft im Oktober 2024 erlangt. All dies führte jedoch nicht zu einer Wertbestätigung bzw. Wertaufholung der bereits abgewerteten Forderung. Darüber hinaus war aufgrund der Senkung der Modulpreise eine Wertminderung von EUR 0,7 Mio. (i. VJ.: EUR 0,3 Mio.) auf das Vorrätsvermögen erforderlich.

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind v.a. die Kosten für den Betrieb der Solarparks des Konzerns enthalten. Dies betrifft u. a. Aufwendungen für Reparaturen und Instandhaltung sowie Direktvermarktungskosten und Kosten für die Rasen-/Grünpflege. Die Hauptgründe für den Anstieg dieser Kosten i. H. v. EUR 1,0 Mio. sind die Auslagerung der Wartungsarbeiten für die Solar- und Windparks (+ EUR 0,8 Mio.), die Zunahme der Kosten für die Grünpflege der Anlagen und Ausgleichsflächen i. H. v. EUR 0,4 Mio. Gegenläufig verringerten sich die Direktvermarktungskosten um EUR 0,4 Mio im Vergleich zum Vorjahr.

Die Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten stiegen im Geschäftsjahr 2024 um rund EUR 0,3 Mio. an. Ursächlich hierfür war v. a. die Klärung von verschiedenen Rechtsfragen sowie Aufwendungen für mehrere rechtliche Auseinandersetzungen i.V.m. dem Erwerb der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG.

10.3. ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN

Der Konzern verfügt über keine leistungsorientierten Versorgungspläne im Berichtszeitraum. Ebenfalls bestehen keine beitragsorientierten Versorgungspläne, die über die Zahlungen in die deutsche gesetzliche Rentenversicherung hinausgehen. Vorgenannte Beiträge sind in Anhangsziffer 10.1 vollumfänglich in den Sozialen Abgaben dargestellt.

11. BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.7.

in TEUR	2024	2023
Zinserträge aus:		
- Zahlungsmitteln & Zahlungsmitteläquivalenten	15	136
- Sonstigen finanziellen Vermögenswerten zu fortgeführten Anschaffungskosten	814	228
Gesamtzinserträge aus finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden	828	364
Ergebnis aus der Equity-Methode	-	257
Marktwertänderungen des ineffektiven Teils der Zinsswaps	-	-
Dividenden	113	77
Sonstige Finanzerträge	221	37
Währungsumrechnungsdifferenzen	3	13
Ertrag aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-	-
Sonstige Finanzerträge	326	384
Finanzerträge	1.166	749
Finanzielle Verbindlichkeiten bewertet zu fortgeführten Anschaffungskosten:		
Zinsaufwendungen	-4.686	-4.892
Aufzinsung der Rückstellungen	-934	-878
Bankkosten, Courtagen und sonstige Finanzaufwendungen	-370	-689
Aufzinsung der Leasingverbindlichkeiten	-778	-699
Ergebnis aus der Equity-Methode	-11	-
Marktwertänderungen des ineffektiven Teils der Zinsswaps	-	-3
Währungsumrechnungsdifferenzen	-	-
Aufwand aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-175	-151
Finanzaufwendungen	-6.954	-7.313
Beteiligungs- und Finanzergebnis	-5.788	-6.564

Die Zinserträge stammen aus flüssigen Mitteln sowie aus Festgeldkonten, die als kurzfristige Finanzanlagen ausgewiesen werden, neben Zinserträgen aus Darlehen, die vom Konzern Dritten gewährt wurden. Die Festgeldkonten sowie die gewährten Darlehen werden zu fortgeführten Anschaffungskosten geführt.

Die Zinsaufwendungen i. H. v. TEUR 4.686 (i. VJ.: TEUR 4.892) betreffen fast hauptsächlich Projektfinanzierungen von Solar-, Windkraftanlagen und PV-Estate i. H. v. TEUR 3.886 (i. VJ.: TEUR 3.943), zuzüglich der Zinsen auf emittierte ungesicherten Anleihen i. H. v. TEUR 755 (i. VJ.: TEUR 740) sowie die Zinsaufwendungen von Leasingverbindlichkeiten i. V. m. Solaranlagen i. H. v. TEUR 45 (i. VJ.: TEUR 52).

Im Posten Banken, Courtagen und sonstige Finanzaufwendungen ist insbesondere der Aufwand aus der Neubewertung von Projektfinanzierungen i. H. v. TEUR 0 (i. VJ.: TEUR 431) aufgrund der Anpassung des Zinssatzes nach Ablauf der Zinsbindungsfrist enthalten.

12. ERGEBNIS JE AKTIE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.13.

12.1. UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE

Die Berechnung des unverwässerten Ergebnisses je Aktie basiert auf dem den Stammaktionären zurechenbaren Gewinn und einem gewichteten Durchschnitt der im Umlauf befindlichen Stammaktien, wie im Folgenden dargestellt.

A. ZURECHNUNG DES GEWINNS AUF STAMMAKTIONÄRE (UNVERWÄSSERT)

in TEUR	2024	2023
Gewinn, den Eigentümern des Mutterunternehmens zurechenbar	451	10.082
Gewinn, den Inhabern der Stammaktien zurechenbar	451	10.082

B. GEWICHTETER DURCHSCHNITT DER STAMMAKTIE (UNVERWÄSSERT)

in Tausend Aktien	2024	2023
Ausgegebene Stammaktien zum 1. Januar	82.853	79.848
Auswirkung der ausgeübten Aktienoptionen	181	52
Auswirkung von eigenen Anteilen	-1.667	-6
Auswirkungen von Privatplatzierungen (durchschnittlich)	-	2.150
Gewichteter Durchschnitt der Stammaktien zum Ende der Berichtsperiode	81.573	81.383

in EUR	2024	2023
Ergebnis je Aktie		
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (gerundet)	0,01	0,12

Bzgl. stattgefundenener Kapitalmaßnahmen mit Stammaktien, die nach dem Bilanzstichtag zustande kamen, wird auf die Anhangsziffer 21.A verwiesen.

12.2. VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE

Für die Berechnung des verwässerten Ergebnisses je Aktie und des verwässerten Gesamtergebnisses je Aktie verweisen wir auf die Berechnung des unverwässerten Ergebnisses sowie des unverwässerten Gesamtergebnisses, da keine Verwässerungseffekte potenzieller junger Stammaktien bestehen.

12.3. OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL

A. BEDINGTES KAPITAL 2022

Die ordentliche Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat beschlossen, dass das Grundkapital um bis zu EUR 38.181.236,00 durch Ausgabe von bis zu 38.181.236 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien mit Gewinnberechtigung ab Beginn des letzten Geschäftsjahres, für das noch kein Gewinnverwendungsbeschluss gefasst wurde, bedingt erhöht wird (Bedingtes Kapital 2022).

13. ERTRAGSTEUERN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.8.

13.1. IM GEWINN UND VERLUST ERFASSTE STEUERN

Die Ertragsteuern setzen sich wie folgt zusammen:

in TEUR	2024	2023
Tatsächlicher Steueraufwand		
Laufendes Jahr	2.904	2.749
Ertragsteuern Vorjahr	336	184
Latenter Steuerertrag/-aufwand		
davon aus Entstehung bzw. Auflösung temporärer Differenzen	-2.672	-854
davon aus Verlustvorträgen	-379	2.581
Ansatz von bisher nicht berücksichtigten steuerlichen Verlusten	-792	-911
Steuerertrag (-) / Steueraufwand (+)	-604	3.749

Der latente Steueraufwand betrifft im Wesentlichen temporäre Unterschiede bei der Erfassung und Bewertung von Aktiva und Passiva nach den IFRS sowie aus erfolgswirksamen Konsolidierungsvorgängen und Änderungen im Bestand der Verlustvorträge, die sich nicht durch Änderungen des Konsolidierungskreises ergeben.

Sie werden auf Basis der Steuersätze ermittelt, die nach der derzeitigen Rechtslage in den einzelnen Ländern zum Realisationszeitpunkt gelten bzw. erwartet werden.

Der tatsächliche Steueraufwand bestand aus dem Steueraufwand des laufenden Jahres i. H. v. TEUR 2.904 (i. VJ.: TEUR 2.749) zuzüglich dem Ertrag aus Anpassungen des Vorjahres i. H. v. TEUR 336 (i. VJ.: Ertrag i. H. v. TEUR 184). Tatsächlich wurden im Berichtszeitraum TEUR 2.816 an Ertragsteuern gezahlt (i. VJ.: TEUR 3.328).

13.2. IM SONSTIGEN ERGEBNIS ERFASSTE STEUER

Die im sonstigen Ergebnis erfasste Steuer setzt sich wie folgt zusammen:

in TEUR	2024			2023		
	Vor Steuern	Steuerertrag/ -aufwand	Nach Steuern	Vor Steuern	Steuerertrag/ aufwand	Nach Steuern
Absicherung von Zahlungsströmen	-3.833	1.127	-2.706	5.591	-1.600	3.991
Ausländische Geschäftsbetriebe – Währungsumrechnungsdifferenzen	-2	-	-2	-17	-	-17

13.3. ÜBERLEITUNG DES EFFEKTIVEN STEUERSATZES

Der Konzernsteuersatz ist der in Bayreuth anwendbare deutsche Steuersatz und beträgt für das Geschäftsjahr 29,48 % (i. VJ.: 29,48 %).

Die Überleitungsrechnung vom erwarteten zum ausgewiesenen Steuerergebnis ist nachfolgend dargestellt:

in TEUR	%	2024	%	2023
Ergebnis vor Ertragsteuern	29,48%	353	29,48%	15.190
Steuern auf der Grundlage des inländischen Steuersatzes		104		4.478
Steuersatzeffekte ausländischer Steuerrechtskreise	41,21%	145	-0,44%	-67
Steuersatzsänderung	- %	-	-10,48%	924
Nicht abziehbare Aufwendungen/ nicht steuerbare Erträge	43,63%	154	0,49%	74
Steuervergünstigungen				
Temporäre Differenzen und Verluste, für die keine latenten Steuern erfasst wurden	33,48%	118	-1,12%	-170
Ertragsteuern Vorjahr	95,12%	336	1,21%	184
Minderung auf grund bisher nicht berücksichtigte steuerliche Verluste sowie bisher nicht berücksichtigte temporäre Unterschiede einer früheren Periode	-404,84%	-1.428	-0,40%	-61
Sondereffekte auf Änderung der erfassten latenten Steuern	- %	-	-10,48%	-1.593
Sonstige Steuereffekte	-9,32%	-33	-0,13%	-19
Effektiver Steuersatz	-171,25%	-604	24,68%	3.749

Die Abnahme des effektiven Steuersatzes im Berichtsjahr im Vergleich zum Vorjahr ist im Wesentlichen auf im Vorjahr nicht berücksichtigte aktive latente Steuern (EUR 1,4 Mio.) zurückzuführen. Gegenläufig haben sich Ertragssteuern bezüglich dem Vorjahr (EUR 0,3 Mio.), nicht abziehbare Aufwendungen (EUR 0,2 Mio.) und Effekte ausländischer Steuersätze (EUR 0,1 Mio.) ausgewirkt.

13.4. NICHT ERFASSTE LATENTE STEUERANSPRÜCHE

Der Konzern hat für drei deutsche Konzerngesellschaften im Geschäftsjahr aktive latente Steuern i. H. v. EUR 1,2 Mio. auf körperschaftsteuerlichen Verlustvorträgen sowie aktive latente Steuern i. H. v. EUR 0,5 Mio. auf gewerbesteuerlichen Verlustvorträgen nicht angesetzt, da der Konzern für die Beurteilung der Nutzbarkeit einen Planungszeitraum von 6 Jahren zugrunde legt und diese Verluste auf Basis der Steuerplanung zugrunde liegenden Prämissen innerhalb dieses Zeitraumes nicht genutzt werden können. Darüber hinaus wurden aus dem gleichen Grund für eine belgische Konzerngesellschaft aktive latente Steuern i. H. v. EUR 0,4 Mio. auf Verlustvorträge nicht angesetzt.

Auf temporäre Unterschiede in Zusammenhang mit Anteilen an Tochtergesellschaften wurden i. H. v. TEUR 495 (i. VJ.: TEUR 427) keine latenten Steuerschulden angesetzt, da es nicht wahrscheinlich ist, dass sich diese temporären Differenzen in absehbarer Zeit umkehren werden.

13.5 VERÄNDERUNG DER LATENTEN STEUERN IN DER BILANZ

Die aktiven und passiven latenten Steuern zeigen die folgende Entwicklung:

Aktive latente Steuern (in TEUR)	2024	2023	Änderung
Immaterielle Vermögenswerte	212	39	k.A.
Sachanlagen	3.162	2.798	11%
Finanzielle Verbindlichkeiten und Leasingverbindlichkeiten	8.952	8.899	1%
Sonstige langfristige Rückstellungen	4.243	4.048	5%
Steuerliche Verlustvorträge	13.146	12.767	3%
Andere Posten	2.531	868	192%
Gesamt	32.245	29.420	9%
Saldierung der aktiven und passiven latenten Steuern	-23.797	-24.239	-2%
Aktive latente Steuern nach Saldierung	8.447	5.181	62%

Passive latente Steuern (in TEUR)	2024	2023	Änderung
Immaterielle Vermögenswerte	-432	-825	-48%
Sachanlagen (inkl. Nutzungsrechte)	-43.567	-45.401	-4%
Finanzielle Verbindlichkeiten und Leasingverbindlichkeiten	-1.135	-2.076	-45%
Sonstige langfristige Rückstellungen	-53	-86	-38%
Andere Posten	-201	-261	-23%
Gesamt	-45.388	-48.649	-7%
Saldierung der aktiven und passiven latenten Steuern	23.797	24.239	-2%
Passive latente Steuern nach Saldierung	-21.591	-24.410	-10%

Eine Aktivierung latenter Steuern aus der Nutzung steuerlicher Verlustvorträge ist insoweit vorzunehmen, als die Wahrscheinlichkeit gegeben ist, dass zukünftige Erträge erwirtschaftet werden und mit bestehenden Verlustvorträgen verrechnet werden können.

Der Konzern hat in mehreren Unternehmen in der laufenden Periode oder der Vorperiode Verluste erlitten. Bei diesen Unternehmen werden, nach Verrechnung mit passiven latenten Steuern, latente Steueransprüche i. H. v. TEUR 3.779 angesetzt. Der Konzern geht davon aus, dass die zukünftigen zu versteuernden Ergebnisse wahrscheinlich ausreichen, um diese latenten Steueransprüche realisieren zu können.

Am Ende des Berichtszeitraums ergab sich somit ein Nettobetrag der passiven latenten Steuern i. H. v. TEUR 13.144 (i. VJ.: TEUR 19.229). Die Veränderung des Nettobetrags der passiven latenten Steuern wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

in TEUR	2024	2023
Nettobetrag der passiven (+) bzw. aktiven (-) latenten Steuern zum 1. Januar	19.229	15.672
Korrektur des Nettobetrags der passiven latenten Steuern zum 1. Januar (vgl. Anhangsangabe 17)	-1.158	-
Latenter Steueraufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung	-3.843	816
im sonstigen Ergebnis erfasste latente Steuern	-1.087	1.600
Nettozugang passiver latenter Steuern aus Unternehmenserwerben	-	1.130
Nettoabgang passiver latenter Steuern durch Unternehmensliquidation	-	-
Sonstige Veränderung	4	12
Nettobetrag der passiven (aktiven) latenten Steuern (+/-) zum 31. Dezember	13.144	19.229

14. VORRÄTE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.9

in TEUR	31.12.2024	31.12.2023
Rohstoffe und Verbrauchsgüter	189	52
Module	1.140	2.908
Gesamt	1.329	2.960

Der Konzern bevorrät grundsätzlich Module für die Errichtung von Solaranlagen für den Eigenbestand sowie Ersatzteile für (Not-)Reparaturen an PV-Anlagen, z. B. Wechselrichter, Module und Verschleißteile.

Der Rückgang der Vorräte ist hauptsächlich auf den Baubeginn neuer Solarparks, insbesondere auf die Projekte Rötz V, Pirk, Kohlberg und Reuth-Premenreuth zurückzuführen.

Wertmindernd wirkte sich zudem die Bewertung zum Jahresende aus. Entsprechend den Bewertungsgrundsätzen und der Preisentwicklung am Markt wurden die Module zum Jahresende zum Nettoveräußerungserlös bewertet, der unter den Anschaffungskosten lag. Die erforderliche Wertminderung i. H. v. TEUR 651 (i. VJ.: TEUR 333) wurde im sonstigen Betriebsaufwand erfasst.

15. FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN, SONSTIGE FORDERUNGEN UND SONSTIGE LANGFRISTIGE VERMÖGENSWERTE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.1, 6.12 sowie auch Anhangsziffer 26.

in TEUR	31.12.2024	31.12.2023
Geleistete Anzahlungen	56	30
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	4.588	4.955
Sonstige langfristige Vermögenswerte	348	495
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	3.821	14.020
Gesamt	8.814	19.500
Davon Langfristige Vermögenswerte	348	495
Davon Kurzfristige Vermögenswerte	8.465	19.005
Gesamt	8.814	19.500

Die kurzfristigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen beinhalten im Wesentlichen Gutschriftanzeigen oder Rechnungen aus dem Stromverkauf an Netzbetreiber, deren Bonität als gut und die Forderungen als einbringlich betrachtet werden.

Die langfristigen Forderungen verringern sich von EUR 0,5 Mio. auf EUR 0,3 Mio., hauptsächlich aufgrund des Rückgangs der Änderung des beizulegenden Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarungen (-0,2 Mio.).

Die Abnahme der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen im Vergleich zum Vorjahr (- EUR 0,5 Mio.) ist hauptsächlich auf die Zahlung einer Forderung i. H. v. 0,8 Mio. aus dem Verkauf einer Solaranlage im Bau Ende Dezember 2023 und die Erweiterung des Solarportfolios (+ EUR 0,3 Mio.) zurückzuführen, weil die Netzbetreiber regelmäßig ein bis zwei Monate nach erfolgter Lieferung die Gutschrift auszahlen.

Die sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte verringerten sich von EUR 14,0 Mio. auf EUR 3,8 Mio. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf die Änderung des beizulegenden Zeitwerts der Strompreisswap-

Vereinbarungen (- EUR 3,5 Mio.) sowie auf die Wertminderung einer Forderung gegenüber FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG zurückzuführen (- EUR 5,4 Mio.) (weitere Informationen hierzu finden Sie in Anhang 10.2), sowie eine Reduzierung i. H. v. TEUR 858 der Umsatzsteuervorauszahlungen.

Die sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte beinhalten die derivativen Vermögenswerte i. H. v. TEUR 614 (i. VJ.: TEUR 4.134), die aus dem beigelegten positiven Zeitwert von abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarungen mit europäischen Nutzunternehmen resultiert, sowie Forderungen aus Umsatzsteuervorauszahlungen i. H. v. TEUR 1.121 (i. VJ.: TEUR 1.979) sowie Rechnungsabgrenzungen i. H. v. TEUR 426 (i. VJ.: TEUR 442) und sonstige kurzfristige Forderungen i. H. v. TEUR 408 (i. VJ.: TEUR 994).

Die Kredit- und Marktrisiken des Konzerns, die Wertminderungen von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen werden in Anhangsziffer 26 erläutert.

16. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN SOWIE ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.12.

16.1. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN

in TEUR	31.12.2024	31.12.2023
Kurzfristige Finanzanlagen	11.592	18.273
Kurzfristige Finanzanlagen	11.592	18.273

Aufgrund des geänderten Zinsumfeldes hat der Konzern im Laufe des Geschäftsjahres Zahlungsmittel- und Zahlungsmitteläquivalente bei verschiedenen europäischen Banken auf Festgeldkonten mit einer Laufzeit länger als drei Monate zum Zeitpunkt der Investition angelegt. Die Gelder auf den Festgeldkonten werden unter sonstigen Investitionen ausgewiesen.

Zum Bilanzstichtag betragen die kurzfristigen Finanzanlagen insgesamt EUR 11,6 Mio., davon hatten EUR 3,3 Mio. noch eine Laufzeit von länger als drei Monate am Bilanzstichtag.

16.2. ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

in TEUR	31.12.2024	31.12.2023
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	15.196	12.103
Sofort abrufbare Sichteinlagen	66.881	50.179
In der Kapitalflussrechnung dargestellte Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	82.077	62.282

Bei den Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung handelt es sich um Projektreservekonten i. H. v. TEUR 14.585 (i. VJ.: TEUR 11.466), Bausparkonten i. H. v. TEUR 264 (i. VJ.: TEUR 212) sowie sonstige Konten i. H. v. TEUR 347 (i. VJ.: TEUR 425). Diese Konten sind für die jeweilige zugehörige Finanzierung einer Solaranlage an die Bank oder Leasinggesellschaft als Sicherheit hinterlegt, damit die vereinbarten regelmäßigen Kapitaldienstzahlungen (insbesondere in den Monaten Dezember bis Februar) geleistet werden können. Diese gewährten Sicherheiten sind geschäftsartimmanent und dienen damit der Aufrechterhaltung der Zahlungsverpflichtungen im Rahmen der alltäglichen Geschäftsabläufe. Aufgrund der sehr guten Liquiditätssituation wurden diese im Berichtsjahr nicht im Rahmen der gewöhnlichen Kapitaldienstzahlungen in Anspruch genommen.

Die Projektreservekonten dienen der Liquiditätssicherung der betreffenden Gesellschaften für Zeiten, in denen es z. B. wenig Einstrahlung gibt oder es zu technischen Ausfällen kommt, da beides eine unmittelbare Cash-Wirkung hat. Die Gesellschaft soll so in der Lage bleiben, die weiter anfallenden Kosten und Kapitaldienste zu bedienen bzw. notwendige Reparaturen durchführen zu können. Die auf den Projektreservekonten vorzuhaltende Liquidität orientiert sich dabei an den Cashflows (im Wesentlichen dem zu leistenden Kapitaldienst für Finanzierungen) der betreffenden Gesellschaften. Sie werden permanent an den Bedarf angepasst, dies bedeutet insbesondere, dass sie laufend herabgemindert werden, sofern das Finanzierungsvolumen sinkt und auch bei Bedarf zur Bedienung von Reparaturkosten zur Verfügung stehen. Es bestehen Beschränkungen hinsichtlich der Verfügung, die u. a.

Ausschüttungen betreffen können. Die Beschränkungen gehen jedoch nicht so weit, dass die Gelder nicht für den operativen Betrieb der betreffenden Gesellschaften verwendet werden könnten.

Im Geschäftsjahr wurden durch Konsolidierungskreiserweiterungen (siehe Anhangsziffer 7) Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente i. H. v. insgesamt TEUR 950 (i. VJ.: TEUR 4.625) miterworben.

Die Zahlungsmittel, die eingeschränkt und uneingeschränkt Verfügungsberechtigt sind, werden separat in Anhangsziffer 26 dargestellt.

17. SACHANLAGEN

17.1. SACHANLAGEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffern 6.10 und 6.14.

2024

in TEUR	Anhangsziffer	Grundstücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzungsrechte	BGA*	Solarparks im Bau	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten								
Stand zum 1. Januar 2024		15.253	583.374	12.366	50.955	1.405	16.073	679.425
Abgänge durch Korrektur von Anschaffungskosten am 1. Januar 2024	13.5		-1.158					-1.158
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen	7.1				786		2.988	3.775
Zugänge durch Investitionen		5	2.563	10	1.686	102	10.819	15.185
Sonstige Zugänge	25		1.015					1.015
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen						-20		-20
Umgliederung			14.884				-14.884	-
Umgliederung von Immateriellen Anlagevermögen	18		86					86
Neubewertung					-13			-13
Stand zum 31. Dezember 2024		15.258	600.762	12.376	53.414	1.487	14.997	698.293
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen								
Stand zum 1. Januar 2024		-815	-217.101	-3.055	-8.416	-951	-25	-230.366
Abschreibungen		-114	-33.248	-673	-2.459	-83		-36.577
Wertminderungen			-3.294	-429				-3.723
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen		4				20		20
Stand zum 31. Dezember 2024		-929	-253.643	-4.157	-10.871	-1.015	-25	-270.646
Buchwerte								
Stand zum 1. Januar 2024		14.437	366.271	9.308	42.541	454	16.050	449.060
Stand zum 31. Dezember 2024		14.329	347.119	8.217	42.539	472	14.974	427.649

2023

in TEUR	Anhangs- ziffer	Grund- stücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzungs- rechte	BGA*	Solar- parks im Bau	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten								
Stand zum 1. Januar 2023		14.067	529.867	12.361	44.389	1.342	15.598	617.622
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen	7	337	34.826		5.566			40.729
Zugänge durch Investitionen		855	8.916	5	2.047	255	11.375	23.423
Sonstige Zugänge	25		848					848
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen		-7	-1.292		-484	-161	-690	-2.635
Umgliederung			10.209				-10.209	-
Neubewertung					-562			-562
Stand zum 31. Dezember 2023		15.253	583.374	12.366	50.955	1.405	16.073	679.425
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen								
Stand zum 1. Januar 2023		-704	-180.607	-2.383	-5.994	-967	-25	-190.678
Abschreibungen		-115	-32.541	-672	-2.425	-46		-35.800
Wertminderungen			-3.953					-3.953
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen		4				62		66
Stand zum 31. Dezember 2023		-815	-217.101	-3.055	-8.416	-951	-25	-230.366
Buchwerte								
Stand zum 1. Januar 2023		13.364	349.259	9.975	38.398	375	15.574	426.943
Stand zum 31. Dezember 2023		14.437	366.271	9.308	42.541	454	16.050	449.060

Es wurden im Berichtszeitraum Wertminderungen von Solar- und Windanlagen i. H. v. EUR 3,7 Mio. (i. VJ.: EUR 4,0 Mio.) vorgenommen aufgrund von anlagenspezifischen Faktoren im Wesentlichen aufgrund erhöhter operativer Aufwendungen sowie auch infolge der Erhöhung des bei der Bewertung der Solaranlagen zu verwendenden Vorsteuer-Diskontierungsszinssatzes.

Wir haben zum Bilanzstichtag einen erhaltigkeitstest für unsere Solar- und Windkraftanlagen, durchgeführt insofern es hierfür Anhaltspunkte gab.

Für Zwecke des Werthaltigkeitstests wurden die Vermögenswerte in zahlungsmittelgenerierende Einheiten (ZGE) zusammengefasst, die den niedrigsten Ebenen entsprechen, auf denen weitgehend unabhängige Cashflows identifizierbar sind. Die Ermittlung des erzielbaren Betrags erfolgte auf Basis des Nutzungswerts. Dabei wurden die erwarteten künftigen Cashflows auf Basis der aktuellen Planungen des Managements abgeleitet und mit einem Abzinsungssatz (WACC) vor Steuern von 5,7% diskontiert.

Die Planannahmen umfassen im Wesentlichen den jeweiligen Einspeisevergütungssatz, die erwarteten Strompreise, den Abschluss von künftigen Strompreisswap-Vereinbarungen bzw. Strompreisoptionsverträgen, die Produktionsmengen, die Betriebskosten sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen. Wesentliche Parameter wie die erwartete Anlagenverfügbarkeit und Instandhaltungskosten wurden ebenfalls berücksichtigt.

Auf Grundlage der durchgeführten Werthaltigkeitstests ergab sich eine Wertminderung in Höhe von EUR 3,7 Mio.

Sensitivitätsanalysen wurden durchgeführt, um die Auswirkungen möglicher Änderungen wesentlicher Parameter auf den erzielbaren Betrag zu bewerten. Eine Erhöhung des Abzinsungssatzes (WACC) um +1 Prozentpunkt würde zu einem zusätzlichen Wertminderungsbedarf in Höhe von EUR 6,8 Mio. führen. Eine Abnahme des EPEX Spot

Solar Strompreises um 10 EUR würde zu einem zusätzlichen Wertminderungsbedarf in Höhe von EUR 3,5 Mio. führen. Eine Zunahme der operativen Kosten um 10% würde zu einem zusätzlichen Wertminderungsbedarf in Höhe von EUR 3,2 Mio. führen. Sollte der Konzern künftig weder Strompreisswap-Vereinbarungen noch Optionsverträge abschließen können, würde dies zu einem zusätzlichen Wertminderungsbedarf in Höhe von EUR 1,1 Mio. führen.

Solarparks, Windkraftanlagen sowie Gebäude und Grundstücke mit einem Buchwert i. H. v. EUR 272 Mio. dienen zur Sicherung der in Anhangsziffer 23.1 erläuterten Finanzverbindlichkeiten.

Am Bilanzstichtag gab es noch finanzielle Verpflichtungen i. V. m. dem Bau von Solaranlagen i. H. v. EUR 3,2 Mio. (i. VJ.: EUR 2,2 Mio.). Diese nicht-bilanzierten Verpflichtungen stehen mit noch nicht-erfüllten Leistungen bzgl. den sich am Jahresende im Bau befindlichen Anlagen in Verbindung.

17.2. DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE

2024

ANSCHAFFUNGSWERTE						
Nutzungsverträge i. V. m.	Grundstücke	Solarparks	Gestattungsverträge Solarparks	Gestattungsverträge Windparks	Sonstigem Anlagevermögen	Summe
in TEUR						
Stand zum 1. Januar 2024	91		48.986	1.589	291	50.955
Konsolidierungskreisänderung			786			2.822
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge			1.686			1.619
Neubewertung			-13			-13
Stand zum 31. Dezember 2024	91		51.445	1.589	291	53.412
KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN						
Stand zum 1. Januar 2024			-7.918	-308	-190	-8.416
Zugänge durch Abschreibungen			-2.366	-68	-44	-2.459
Stand zum 31. Dezember 2024			-10.284	-376	-215	-10.873
BUCHWERTE						
Stand zum 1. Januar 2024	91		41.068	1.281	101	42.541
Stand zum 31. Dezember 2024	91		41.161	1.213	76	42.539

2023

ANSCHAFFUNGSWERTE						
Nutzungsverträge i. V. m.	Grundstücke	Solarparks	Gestattungsverträge Solarparks	Gestattungsverträge Windparks	Sonstigem Anlagevermögen	Summe
in TEUR						
Stand zum 1. Januar 2023	91	-	42.516	1.589	193	44.389
Konsolidierungskreisänderung			5.566			5.566
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge			2.047			2.047
Neubewertung			-562			-562
Abgänge			-484			-484
Umgliederung			-98		98	-
Stand zum 31. Dezember 2023	91		48.986	1.589	291	50.955
KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN						
Stand zum 1. Januar 2023		-	-5.605	-240	-146	-5.993
Zugänge durch Abschreibungen			-2.313	-68	-44	-2.425
Stand zum 31. Dezember 2023			-7.918	-308	-190	-8.416
BUCHWERTE						
Stand zum 1. Januar 2023	91	-	36.911	1.349	47	38.398
Stand zum 31. Dezember 2023	91		41.068	1.281	101	42.541

Der Konzern leaset mehrere Vermögenswerte, darunter ein Grundstück, eine Solaranlage sowie Gebäudedächer, Freiflächen, Kabeltrassen für Solar- und Windparks und im geringen Umfang Büroräume. Die durchschnittliche Laufzeit der Nutzungsrechte i. V. m. Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks beträgt zum Bilanzstichtag 19,2 Jahre.

Für die Leasingverhältnisse i. V. m. Gestattungsverträgen hat der Konzern im Regelfall weder Option noch Verpflichtung, geleaste Vermögenswerte zum Ende des Leasingverhältnisses zu erwerben. Die Verpflichtungen zur Zahlung des Nutzungsentgeltes des Konzerns bzgl. der Gestattungsverträge sind prinzipiell ungesichert, da der Leasinggeber im Regelfall auf sein Vermieterpfandrecht verzichtet hat. Die Absicherung des Rückbaus von Solar- und Windparks, die auf geleaste Vermögenswerten errichtet wurden, erfolgt häufig in Form von Bürgschaften bzw. Verpfändung von Bankkonten. Der Leasinggeber ist im Regelfall zur Kündigung des Leasingverhältnisses berechtigt, sofern der Konzern seine Verpflichtungen (auch z. B. die Leasingzahlung) versäumt.

Es sind keine Nutzungsverträge im Geschäftsjahr (außer-)planmäßig ausgelaufen.

Der Konzern hat eine Kaufoption bzgl. eines Grundstücks (TEUR 10).

18. GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffern 6.11 und 6.14.B.

18.1. ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES

2024

in TEUR	Anhangs- ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten						
Stand zum 1. Januar 2024		5.688	1.786	1.932	113	9.519
Abgänge aus sonstigen Konsolidierungskreisänderungen			-64			-64
Erwerbe				1.694		1.694
Umgliederung in die Sachanlagen				-86		-86
Stand zum 31. Dezember 2024		5.688	1.722	3.540	113	11.063
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen						
Stand zum 1. Januar 2024		-4.489	-606	-1.005	-109	-6.209
Abschreibungen			-89			-89
Wertminderungen				-677		-677
Abgänge aus sonstigen Konsolidierungskreisänderungen			53			53
Stand zum 31. Dezember 2024		-4.489	-642	-1.682	-109	-6.922
Buchwerte						
Stand zum 1. Januar 2024		1.199	1.180	927	4	3.309
Stand zum 31. Dezember 2024		1.199	1.080	1.859	4	4.140

2023

in TEUR	Anhangs- ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten						
Stand zum 1. Januar 2023		5.688	2.158	2.015	113	8.995
Abgänge aus sonstigen Konsolidierungskreisänderungen			-372			-372
Abgänge				-83		-83
Stand zum 31. Dezember 2023		5.688	1.786	1.932	113	9.519
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen						
Stand zum 1. Januar 2023		-4.489	-569	-1.005	-109	-5.192
Abschreibungen			-100			-100
Abgänge aus sonstigen Konsolidierungskreisänderungen			64			64
Stand zum 31. Dezember 2023		-4.489	-606	-1.005	-109	-6.209
Buchwerte						
Stand zum 1. Januar 2023		1.199	1.588	1.012	4	3.803
Stand zum 31. Dezember 2023		1.199	1.180	927	4	3.309

Der Konzern bilanziert verschiedene Dienstleistungsverträge, die im Rahmen von Unternehmenserwerben in Vorjahren erworben wurden, in den immateriellen Vermögenswerten. Dies betrifft u. a. Verträge für die kaufmännischen Verwaltung von Fondsgesellschaften.

Der Konzern erwarb im Geschäftsjahr neuen Projektrechte für die Entwicklung von Solarparks i. H. v. EUR 1,7 Mio. (i. VJ.: EUR 0,0 Mio.).

18.2. ABSCHREIBUNGEN

Da die erworbenen Verträge zeitlich befristet sind, unterlagen sie im Geschäftsjahr planmäßigen Abschreibungen i. H. v. TEUR 89 (i. VJ.: TEUR 100).

18.3. WERTMINDERUNGEN

Zum Jahresende wies der Konzern Geschäfts- oder Firmenwerte i. H. v. TEUR 1.199 (i. VJ.: TEUR 1.199) aus, die aus den Unternehmenseinzelzusammenschlüssen „Sun-X PV-Portfolio (inkl. Säritz Solar)“ (TEUR 551) und „Betriebsführungsgeschäft“ (TEUR 648) resultierten.

Bei der Überprüfung der Werthaltigkeit dieser Geschäfts- und Firmenwerte ergab sich kein Wertminderungsbedarf auf die jeweiligen Geschäfts- oder Firmenwerte. Dabei hat der Konzern für die Überprüfung zahlungsmittelgenerierende Einheiten auf Ebene des jeweiligen Portfolios „Sun-X PV Portfolio“, dem „Betriebsführungsgeschäft“ und GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG gebildet. Für jede zahlungsmittelgenerierende Einheit war deren erzielbarer Betrag größer als deren Buchwert, sodass keine Wertminderung vorgenommen wurde. Der dabei verwendete Vorsteuer-Diskontierungszinssatz beträgt 5,70 %. Eine Erhöhung dieses Vorsteuer-Diskontierungszinssatzes um einen Prozentpunkt hätte bei keinem der drei durchgeführten Tests zu einer Wertminderung der Geschäfts- oder Firmenwerte geführt.

Die weiteren Annahmen, die der Konzern dabei getroffen hat, sind wie folgt:

A. SUN-X-PV PORTFOLIO

Die Annahmen, die der Konzern bei der Überprüfung des Geschäfts- oder Firmenwertes des Sun-X-PV-Portfolios (inkl. Säritz Solar) getroffen hat, beziehen sich erstens auf die Ertragskraft der Solaranlagen, insbesondere durch Annahmen bzgl. Einstrahlung, Performance Ratio, Einspeisevergütung sowie geschätzter Strompreise nach dem Einspeisevergütungszeitraum. Daneben wurden Annahmen in Bezug auf die angesetzten Kosten des Sun-X-PV-Portfolios getroffen. Die Detailplanungsphase beträgt dabei 20 Jahre, was der erwarteten Restlaufzeit der im Sun-X-PV Portfolio befindlichen Solaranlagen entspricht. Eine ewige Rente wurde nicht angenommen. Die angesetzten Kosten basieren auf bestehenden Verträgen und auf erwarteten Kosten auf Basis von Erfahrungswerten der Vergangenheit.

B. BETRIEBSFÜHRUNGSGESCHÄFT

Annahmen zur Ertragskraft der verwalteten Solaranlagen, insbesondere durch Annahmen bzgl. Einstrahlung, Performance Ratio und Einspeisevergütung. Die Detailplanungsphase beträgt dabei 8 Jahre, was der erwarteten Restlaufzeit des Betriebsführungsgeschäfts entspricht. Dieses wiederum leitet sich aus der erwarteten Restnutzungsdauer der verwalteten Solaranlagen ab. Eine ewige Rente wurde nicht angenommen. Die angesetzten Kosten basieren auf bestehenden Verträgen und auf erwarteten Kosten auf Basis von Erfahrungswerten der Vergangenheit.

C. PROJEKTRECHTE

Zum 31. Dezember 2024 hat der Konzern eine Wertminderung auf die Projektrechte eines 80-MWp-Solarprojekts erfasst. Die Werthaltigkeitsprüfung wurde aufgrund von Indikatoren für einen Rückgang des erzielbaren Betrags

durchgeführt, die hauptsächlich auf Veränderungen der Marktbedingungen, regulatorische Entwicklungen und projektspezifische Faktoren zurückzuführen sind, welche die erwarteten zukünftigen Zahlungsströme beeinflussen. Der erzielbare Betrag wurde anhand einer Nutzungswertberechnung unter Verwendung eines gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC) von 3,49 % ermittelt. Infolgedessen wurde eine Wertminderung i. H. v EUR 0,7 Mio. erfasst. Der Konzern wird die Entwicklungen, die sich auf die Bewertung dieses Vermögenswerts auswirken könnten, weiterhin beobachten.

19. NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffern 6.12, 6.14.

19.1. AUFSTELLUNG DER NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETEN FINANZANLAGEN

in TEUR	2024	2023
Viriflux BV	538	547
Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG	8	8
Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH	4	-
Solarpark Zerre Infrastruktur GbR	-	-
Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG	-	-
Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen	548	554

Am 29. Mai 2024 war der Konzern Mitgründer der Gesellschaft Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH, an der er seitdem eine 20%ige Beteiligung hält.

Bzgl. der Gesellschaften Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG, Solarpark Zerre Infrastruktur GbR sowie Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG werden keine weiteren Angaben gemacht, da sie für den Konzern von untergeordneter Bedeutung sind.

19.2. ASSOZIIERTE UNTERNEHMEN

A. VIRIFLUX BV

in TEUR	2024	2023
Eigentumsanteil	50 %	50 %
Langfristige Vermögenswerte	1.173	1.215
Kurzfristige Vermögenswerte (einschließlich Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten – 2024: 56 TEUR/2023: 163 TEUR)	265	253
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich langfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2024: 360 TEUR/2023: 359 TEUR)	-359	-359
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich kurzfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2023: -3 TEUR/2022: -6 TEUR)	-2	-10
Nettovermögen (100%)	1.076	1.095
Anteil des Konzerns am Nettovermögen (50 %)	538	548
Buchwert des Anteils		
Umsatzerlöse	51	157
Zinsaufwendungen	-12	-12
Gewinn und Gesamtergebnis (100 %)	-19	515
Gesamtergebnis (50 %)	-11	257

Der Konzern erwarb am 4. Oktober 2021 50% der Anteile an Viriflux BV. Viriflux betreibt eine Solardachanlage in Lokeren mit einer Leistung von 1.288,50 kWp, die am 14. September 2021 an das Stromnetz angeschlossen wurde.

20. ANDERE FINANZANLAGEN

Die anderen Finanzanlagen in dieser Angabe stellen finanzielle Vermögenswerte, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden, dar.

in TEUR	31.12.2024	31.12.2023
Genossenschaftsanteile	85	85
Aktien- und Anteilbestand	1.256	1.431
Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps	260	161
Andere Finanzanlagen	1.601	1.677

Die anderen Finanzanlagen bestehen einerseits, wie im Vorjahr, aus Genossenschaftsanteilen an Finanzinstituten, die der Konzern in Rahmen von Geschäftsverbindungen mit den jeweiligen Banken hält. Hauptsächlich bestehen diese Finanzanlagen jedoch aus Geschäftsanteilen an Fondsgesellschaften, die vom Konzern verwaltet werden. Die Anschaffungskosten der am Bilanzstichtag ausgewiesenen anderen Finanzanlagen betragen TEUR 1.256 (i. VJ.: TEUR 1.346). Schließlich enthält diese Bilanzposition auch Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps (EUR 0,3 Mio.), die der Konzern zur Abdeckung von Zinsrisiken abgeschlossen hat. Informationen darüber, inwieweit der Konzern Zinsänderungs-, Währungs- und Liquiditätsrisiken ausgesetzt ist, sind in der Anhangsziffer 26 dargestellt.

21. EIGENKAPITAL

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.13.

Für eine Darstellung der Entwicklung des Eigenkapitals wird auf die Eigenkapitalveränderungsrechnung verwiesen.

21.1. GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE

A. AUSGABE VON STAMMAKTIEN

Im Berichtszeitraum wurden 181.050 neue, auf den Inhaber lautende Stückaktien gegen Bareinlagen ausgegeben. Diese Aktien wurden infolge der Ausübungen von 181.050 Optionen, welche im Rahmen der Optionsanleihe 2023/2028 begeben wurden, zu einem Aktienkurs von je EUR 3,63 je Aktie emittiert.

Zum Ende der Berichtsperiode hat der Konzern 449.176 eigenen Aktien gehalten.

B. ENTWICKLUNG DER ANZAHL DER IM UMLAUF BEFINDLICHEN AKTIEN

	Tsd. Aktien
Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2023	79.848
Ausgabe von Stammaktien im Jahr 2023	3.005
Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2024	82.853
<i>davon durch den Konzern gehaltene eigene Aktien</i>	<i>449</i>
Ausgabe von Stammaktien im Jahr 2024	181
Im Umlauf befindliche Aktien zum 31. Dezember 2024	83.034
<i>davon durch den Konzern gehaltene eigene Aktien</i>	<i>1.667</i>

C. BEDINGTES KAPITAL 2022

Die ordentliche Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat beschlossen, dass das Grundkapital um bis zu EUR 38.181.236,00 durch Ausgabe von bis zu 38.181.236 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien mit Gewinnberechtigung ab Beginn des letzten Geschäftsjahres, für das noch kein Gewinnverwendungsbeschluss gefasst wurde, bedingt erhöht wird (Bedingtes Kapital 2022). Das bedingte Kapital 2022 beträgt nach teilweiser Ausnutzung durch die Ausgabe von 3.458.400 Optionen im Zusammenhang mit der am 23. Mai 2023 begebenen Optionsanleihe (siehe Anhangsziffer 12) im Berichtsjahr noch EUR 34.722.836,00.

D. GENEHMIGTES KAPITAL 2023

Die ordentliche Hauptversammlung vom 12. Juni 2023 hat den Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft in der Zeit bis zum 28. Juni 2028 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um insgesamt bis zu EUR 41.423.991,00, durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Inhaber lautender Stückaktien gegen Bar und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (Genehmigtes Kapital 2023), wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann. Der Beschluss wurde am 21. Juni 2023 in das Handelsregister eingetragen.

21.2. ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN

A. KAPITALRÜCKLAGE

in TEUR	2024	2023
Stand zu Beginn des Jahres	103.356	94.655
Veränderung des Aufgeldes (siehe Tz. 21.1)	-	8.250
Ausgeübte Optionen von Optionsanleihe	476	14
Zugang aufgrund Emission Optionsanleihe	-	622
Transaktionskosten direkt im Eigenkapital erfasst	-1	-185
Stand zum Ende des Jahres	103.833	103.356

Die Kapitalrücklage des Konzerns entspricht nicht der Kapitalrücklage der Muttergesellschaft im Jahresabschluss nach HGB, da sich das Eigenkapital des Konzerns infolge des umgekehrten Unternehmenserwerbs aus dem Jahr 2014 gem. den IFRS-Standards nicht nach dem Eigenkapital der Muttergesellschaft im Jahresabschluss richtet.

Die Transaktionskosten i. H. v. TEUR 1 (i. VJ.: TEUR 185) wurden direkt im Eigenkapital erfasst. Ein latenter Steueraufwand wurde auf solche Transaktionskosten nicht angesetzt.

B. GEWINNRÜCKLAGE

in TEUR	2024	2023
Stand zu Beginn des Jahres	42.303	42.172
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen	-	-9
Auf Aktionäre der 7C Solarparken AG entfallendes Periodenergebnis	451	10.082
Dividenden	-4.882	-9.942
Stand zum Ende des Jahres	37.871	42.303

Im Geschäftsjahr wurden EUR 0,06 je Aktie (i. VJ.: EUR 0,12 je Aktie) an die Aktionäre der 7C Solarparken AG ausgeschüttet. Dies entspricht einer Gesamtausschüttung von TEUR 4.882 (i. VJ.: TEUR 9.942).

Der Vorstand der 7C Solarparks AG hat beschlossen, auf der nächsten Hauptversammlung 2025 keine Dividendenausschüttung vorzuschlagen.

C. RÜCKLAGE FÜR EIGENE ANTEILE

Am 27. November 2023 hat der Vorstand der 7C Solarparks mit Zustimmung des Aufsichtsrats der Gesellschaft beschlossen, einen Rückkauf von bis zu 1.666.666 Aktien der Gesellschaft zu einem Gesamtkaufpreis (ohne Erwerbsnebenkosten) von bis zu EUR 6,0 Mio. über die Börse durchzuführen. Der Aktienrückkauf erfolgt auf der Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung der Gesellschaft vom 17. Juli 2020.

Am Ende des Berichtszeitraums hatte die Gesellschaft 1.666.667 Aktien zu einem durchschnittlichen Kurs von EUR 3,43 je Aktie zurückgekauft und dafür TEUR 5.649 aufgewendet. In Höhe dieses Betrags wurde eine Rücklage für eigene Anteile gebildet.

in TEUR	
Rücklage für eigene Anteile zum 1. Januar 2023	0
Erwerb von eigenen Anteilen im Jahr 2023	-1.573
Rücklage für eigene Anteile zum 1. Januar 2024	-1.573
Erwerb von eigenen Anteilen im Jahr 2024	-4.076
Rücklage für eigene Anteile zum 31. Dezember 2024	-5.649

D. WÄHRUNGSUMRECHNUNGSRÜCKLAGE

Die Währungsumrechnungsrücklage umfasst alle Fremdwährungsdifferenzen aufgrund der Umrechnung von Abschlüssen von ausländischen Geschäftsbetrieben sowie den wirksamen Teil von etwaigen Fremdwährungsdifferenzen aufgrund von Absicherungen einer Nettoinvestition in einem ausländischen Geschäftsbetrieb (siehe Anhangsziffer 6.3). Die Entwicklung dieses Kontos wird in der unterstehenden Tabelle dargestellt.

in TEUR	
Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2023	10
Sonstiges Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2023	-17
Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2024	-7
Sonstiges Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2024	-3
Währungsumrechnungsrücklage zum 31. Dezember 2024	-10

E. SONSTIGES ERGEBNIS AUS HEDGING

Die Rücklage aus Sicherungsgeschäften umfasst die kumulierten Nettoveränderungen des beizulegenden Zeitwertes der zur Absicherung von Zahlungsströmen verwendeten Sicherungsinstrumente bis zur späteren Erfassung der abgesicherten Zahlungsströme im sonstigen Ergebnis.

in TEUR	
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2023	-638
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2023 inkl. latenten Steuern	3.991
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2024	3.353
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2024 inkl. latenten Steuern	-2.706
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 31. Dezember 2024	646

Die Änderungen des sonstigen Ergebnisses resultieren aus Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente i. H. v. - EUR 2,7 Mio. Sie beziehen sich auf die bilanzielle Abbildung von im Berichtszeitraum mit großen europäischen Stromversorgern abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarungen nebst der bilanziellen Weiterführung einer solchen Strompreisswap-Vereinbarung aus dem Vorjahr sowie auf die Zinsswaps, die bereits in vergangenen Berichtsperioden bestanden.

Es handelt sich um das sonstige Ergebnis aus neuen Strompreisswap-Vereinbarungen für die kommenden drei Geschäftsjahren i. H. v. EUR 0,7 Mio. (vgl. Anhangsziffer 15). Gegenläufig hat sich das positive sonstige Ergebnis nach Steuern aus dem effektiven Teil der Zinsswaps, die bereits in vergangenen Berichtsperioden bestanden, i. H. v. EUR 0,3 Mio. ausgewirkt.

Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2023:

in TEUR

Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Oktober 2023 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2023	3.752
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2023	-
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2023 zum 31. Dezember 2023	3.752
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-6.523
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	2.771
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2023 zum 31. Dezember 2024	0

Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023:

in TEUR

Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im November 2023 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2023	646
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2023	-
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023 zum 31. Dezember 2023	646
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-1.147
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	946
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023 zum 31. Dezember 2024	445

Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024:

in TEUR

Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Mai 2024 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-235
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	193
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024 zum 31. Dezember 2024	-42

Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024:

in TEUR

Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Mai 2024 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-55
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	55
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024 zum 31. Dezember 2024	-0

Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024:

in TEUR

Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Mai 2024 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-66
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	-
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024 zum 31. Dezember 2024	-66

Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024:

in TEUR

Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Oktober 2024 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-235
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	193
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024 zum 31. Dezember 2024	-42

Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024:

in TEUR

Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Oktober 2024 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-1
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	-
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024 zum 31. Dezember 2024	-1

22. KAPITALMANAGEMENT

Siehe Anhangsziffern 16 und 23 sowie den Eigenkapitalspiegel.

Ziel des Konzerns ist es, eine starke Kapitalbasis beizubehalten, um das Vertrauen der Anleger, Gläubiger und der Märkte zu wahren und die nachhaltige Entwicklung des Unternehmens sicherzustellen.

Der Vorstand strebt ein ausgewogenes Verhältnis zwischen der Steigerung der Rendite, die mit einer höheren Fremdkapitalquote erzielt werden könnte und den Vorteilen einer stabilen Kapitalbasis an.

Der Konzern überwacht das Kapital mit Hilfe des Verhältnisses der bereinigten Nettoverschuldung zu bereinigtem Eigenkapital. Die bereinigte Nettoverschuldung umfasst neben prinzipiell zinstragenden Krediten und Anleihen ebenfalls Leasingverbindlichkeiten abzüglich der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, Kurzfristige Finanzanlagen auf Festgeldkonten sowie Leasingverbindlichkeiten, die mit Nutzungsrechten aus Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks in Verbindung stehen. Das bereinigte Eigenkapital umfasst alle Bestandteile des Eigenkapitals mit Ausnahme der Rücklage aus Sicherungsgeschäften.

Die Ermittlung der Nettoverschuldung sowie das Verhältnis der Eigenkapitalquote stellt sich wie folgt dar:

in TEUR	31.12.2024	31.12.2023
Kurzfristige und langfristige Finanzverbindlichkeiten	204.491	210.085
Kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten	42.232	42.364
Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-260	-161
Abzüglich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente*	-82.077	-62.282
Abzüglich Kurzfristige Finanzanlagen	-11.592	-18.273
Abzüglich kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten gem. IFRS 16 i. V. m. Nutzungsrechten aus Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks	-38.942	-38.416
Nettoverschuldung	113.852	133.317
Eigenkapital ohne Hedging Reserve	238.020	246.810
Bilanzsumme	547.076	564.361
Eigenkapitalquote (in %)	43,5	43,7

* davon TEUR 15.196 (i. VJ.: TEUR 12.103) mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung.

23. FINANZVERBINDLICHKEITEN

23.1. KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL

in TEUR	31.12.2024	31.12.2023
Langfristige Schulden		
Gesicherte Bankdarlehen	141.593	144.397
Ungesicherte Anleihen	6.750	28.442
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	38.895	39.095
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	5	5
Gesamt	187.243	211.939
Kurzfristige Schulden		
Kurzfristig fälliger Teil gesicherter Bankdarlehen sowie Zinsabgrenzungen	34.039	36.693
Kurzfristiger fälliger Teil ungesicherter Anleihen sowie Zinsabgrenzungen	22.104	549
Kurzfristig fälliger Teil der Leasingverbindlichkeiten	3.337	3.269
Gesamt	59.480	40.510

Informationen darüber, inwieweit der Konzern Zinsänderungs-, Währungs- und Liquiditätsrisiken ausgesetzt ist, sind in der Anhangsziffer 26 dargestellt.

23.2. BANKDARLEHEN

Die ausstehenden Darlehen wurden alle in Euro abgeschlossen und weisen folgende Konditionen auf:

in TEUR	Zins- bindung	Zinssatz	Fälligkeits- jahr	31. Dezember 2024		31. Dezember 2023	
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
7C Solarparken NV	k.A.	EURIBOR3M +1,75 %	2025-27	437	450	611	636
7C Solarparken AG	05.05.26	1,76 %	2017-26	653	653	747	747
	31.07.27	1,51 %	2017-31	764	679	764	764
	31.12.32	1,55 %	2017-32	1.358	1.345	1.527	1.513
	31.12.32	2,10 %	2017-32	229	296	336	333
	30.06.24	2,30 %	2017-24	-	-	200	200
	30.12.26	1,68 %	2019-36	4.602	4.571	5.529	5.496
	30.09.29	1,13 %	2019-37	366	366	395	395
	k.A.	EURIBOR 3M +1,50 %	2023-29	9.750	9.725	9.750	9.719
	k.A.	EURIBOR 3M +1,20 %	2023-33	9.000	8.967	10.000	9.963
Tannhäuser Solar UG	30.12.34	1,90 %	2017-34	373	373	411	411
Solardach Gutenberg GmbH & Co.	30.03.25	2,04 %	2019-28	495	496	627	628
Sabrina Solar BV	16.08.29	1,69 %	2017-29	257	257	312	312
Solar4Future Diest NV	31.12.26	5,70 %	2017-26	957	957	1.361	1.412
Solarpark Green GmbH	30.06.25	4,75 %	2017-25	62	62	252	252
Solarpark Heretsried GmbH	30.12.24	2,00 %	2017-24	-	-	578	575
	30.12.25	2,13 %	2017-25	730	728	1.460	1.451
	30.03.25	3,49 %	2017-25	255	256	726	734
	30.03.25	2,16 %	2017-29	1.854	1.854	2.225	2.225
Solarpark Longuich GmbH	30.12.25	2,13 %	2017-25	760	757	1.520	1.511
Solarpark Oberhörbach GmbH	30.12.25	2,13 %	2017-25	515	511	1.030	1.020
Solarpark Neudorf GmbH	k.A.	EURIBOR 3M +1,6 %	2017-24	-	-	78	78
	31.05.28	1,35 %	2020-27	171	171	220	220
	30.06.27	1,95 %	2017-27	497	497	695	695
	30.03.25	3,99 %	2019-26	156	159	246	253
SonnenSolarPark GmbH	31.03.24	2,00 %	2017-25	-	-	127	127
Melkor UG	30.11.27	2,75 %	2017-27	145	144	195	194
	31.01.27	3,07 %	2017-28	99	99	148	148
	30.06.26	1,96 %	2017-26	251	251	418	418
Solardach Wandersleben GmbH & Co. KG	31.03.26	2,59 %	2017-26	315	315	566	570
	30.12.25	2,53 %	2018-25	9	9	19	19
Solardach LLG GmbH	31.12.32	1,65 %	2017-32	475	470	534	529
	30.12.34	2,10 %	2017-34	657	650	723	715
	30.12.31	2,30 %	2018-36	410	410	445	445
	30.12.28	1,80 %	2019-37	299	299	322	322
Solardach Stieten GmbH & Co. KG	31.12.26	2,26 %	2017-26	414	414	621	623
Solardach Steinburg GmbH	30.03.27	1,45 %	2017-35	452	451	493	491
Solardach Neubukow GmbH & Co. KG	31.12.26	2,07 %	2017-26	373	373	559	560
ProVireo Solarpark 3 Schönebeck GmbH & Co. KG	30.09.30	1,54 %	2017-30	1.397	1.402	1.640	1.647
	30.09.30	1,99 %	2017-30	198	202	233	237
Lohengrin Solar UG	31.12.34	2,10 %	2017-34	477	472	525	520
	30.09.28	1,83 %	2019-36	427	424	462	458
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG	30.06.26	2,79 %	2017-26	383	383	638	638
	30.06.26	1,74 %	2017-26	126	126	211	211
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG	30.09.26	1,00 %	2017-26	228	228	343	343
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG	30.06.27	1,48 %	2017-27	176	176	247	247
	30.06.27	1,59 %	2017-27	60	60	83	83
	k.A.	EURIBOR 3M + 1,59%	2017-26	55	55	81	81
Säugling Solar GmbH & Co. KG	30.06.26	1,99 %	2019-26	1.600	1.592	2.667	2.653
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG	30.06.29	1,10 %	2017-29	441	435	539	530
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG	30.12.35	2,10 %	2018-35	1.864	1.856	2.033	2.025
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG	30.03.25	3,49 %	2017-25	796	823	947	986
	31.12.29	1,95 %	2018-29	822	814	987	977
Solarpark Carport Wolnzach GmbH & Co. KG	30.09.29	2,04 %	2017-29	512	525	611	618
	31.12.29	2,50 %	2017-29	437	427	523	509

Solarpark Gemini GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,66%	2017-31	2.345	2.416	2.681	2.785
Sphinx Solar GmbH & Co. KG	31.07.25	2,40 %	2017-25	38	38	76	76
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG	31.03.28	1,00 %	2017-24	-	-	196	195
	30.06.27	3,50 %	2017-27	1.858	1.858	2.532	2.541
Solarpark Zschornowitz GmbH & Co. KG	30.06.28	1,90 %	2019-37	1.053	1.040	1.141	1.127
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG	30.06.30	1,15 %	2020-38	3.993	3.976	4.289	4.271
Siebente Solarpark Zerre GmbH & Co. KG	30.06.26	3,40 %	2017-26	309	309	515	515
	30.06.25	4,60 %	2017-25	2	2	5	5
	30.01.29	2,35 %	2017-29	188	186	234	231
	k.A.	0,00 %	2017-31	235	197	244	200
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG	30.06.26	1,05 %	2017-26	209	209	348	348
	30.01.29	3,60 %	2017-29	140	140	168	168
Vardar UG	31.08.25	2,37 %	2017-25	187	187	220	220
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	31.03.30	3,60 %	2017-30	2.530	2.410	3.011	2.845
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG	31.12.27	3,10 %	2017-27	223	224	297	299
	31.12.27	3,18 %	2017-27	625	627	833	838
Colexon 1. Solarprojectgesellschaft mbH & Co. KG	30.06.24	2,30 %	2017-24	-	-	115	115
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG	30.06.27	1,80 %	2018-27	1.146	1.147	1.251	1.250
	30.12.29	1,40 %	2020-37	371	371	400	400
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG	31.12.28	4,50 %	2018-28	164	173	200	213
	31.12.28	2,25 %	2018-28	127	128	159	160
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG	30.03.35	2,65 %	2018-35	2.289	2.369	2.512	2.608
	30.03.36	3,15 %	2018-36	383	408	417	466
Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG	31.12.27	1,85 %	2019-34	853	844	938	928
Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG	30.06.26	1,90 %	2019-33	2.796	2.811	3.125	3.144
Windpark Stetten II GmbH & Co. KG	30.06.31	2,10 %	2019-31	2.214	2.255	2.555	2.609
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.06.26	2,15 %	2017-26	2.769	2.769	4.159	4.159
	30.12.25	1,79 %	2017-25	1.727	1.710	3.453	3.419
	31.12.31	1,15 %	2022-39	1.910	1.899	2.046	2.033
Renewagy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	31.12.26	2,20 %	2017-26	709	707	1.066	1.060
Renewagy 21. Solarprojektgesellschaft mbH	k.A.	EURIBOR 3M + 1,3 %	2017-23	1.083	1.051	2.167	2.168
	31.12.25	2,30 %	2017-25	9	9	18	18
Renewagy 22. Solarprojektgesellschaft mbH	31.12.25	2,50 %	2017-25	564	557	1.127	1.114
	30.09.26	1,35 %	2017-34	401	401	443	443
Tristan Solar GmbH & Co. KG	30.12.29	2,16 %	2018-29	1.679	1.679	1.934	1.934
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG	30.03.28	1,82 %	2019-35	353	351	383	380
	31.12.28	1,78 %	2019-36	576	574	624	622
	30.03.28	1,82 %	2018-36	383	381	415	412
	31.12.28	1,78 %	2019-36	280	287	312	311
	30.06.28	1,82 %	2018-36	353	349	383	379
	31.12.28	1,78 %	2019-36	288	287	312	311
	30.06.28	2,45 %	2018-37	441	441	476	476
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG	31.07.28	1,95 %	2018-36	482	482	519	519
Soldach Derching GmbH & Co. KG	23.02.28	2,13 %	2018-29	902	904	1.108	1.112
Amatec PV 31 GmbH & Co. KG	30.09.44	3,65 %	2024-44	6.000	6.000	-	-
Amatec PV 32 GmbH & Co. KG	30.06.34	3,98 %	2024-42	2.972	2.964	-	-
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M +1,87 %	2019-24	-	-	123	124
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co.	28.02.25	2,15 %	2018-33	1.369	1.380	1.510	1.524
Solarpark Rötze GmbH & Co. KG	30.10.27	1,25 %	2020-27	238	238	285	286
	30.12.27	1,40 %	2020-27	240	245	287	292
	30.12.27	1,03 %	2020-27	300	299	345	343
	30.06.34	3,90 %	2024-47	3.050	3.050	-	-
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG	28.02.25	2,80 %	2018-31	562	576	653	673
	30.06.26	1,40 %	2018-34	96	94	107	104
	28.02.25	2,80 %	2018-31	272	279	316	326
	28.02.25	2,80 %	2018-31	522	535	606	624
	30.06.26	1,40 %	2018-34	96	94	107	104
	28.02.25	2,80 %	2018-31	527	541	613	631
	30.06.26	1,40 %	2018-34	96	94	107	104
	30.09.26	2,00 %	2018-31	115	115	131	131
	30.03.24	2,75 %	2018-30	-	-	303	311
	30.09.26	2,00 %	2018-31	23	23	26	26
	28.02.25	2,80 %	2018-31	275	282	320	329
	30.03.25	2,80 %	2018-31	497	510	576	594

	30.03.25	2,80 %	2018-31	489	501	567	584
	31.12.27	3,70 %	2017-27	656	656	875	875
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG	30.06.30	1,15 %	2020-37	357	357	386	386
Solarpark Draisdorf-Eggenbach	30.12.31	1,01 %	2022-41	8.160	8.140	8.640	8.619
	30.12.31	0,86 %	2022-31	1.007	1.007	1.146	1.146
PV Görke GmbH & Co. KG	30.06.28	2,25 %	2019-37	2.135	2.227	2.306	2.412
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG	30.12.29	1,40 %	2020-38	196	194	209	207
	30.12.29	1,40 %	2020-38	190	188	204	202
PV Gumtow GmbH & Co. KG	30.09.29	1,03 %	2020-39	2.081	2.081	2.222	2.222
	30.09.29	1,03 %	2020-39	404	404	431	431
Photovoltaik-Park Dessau-Süd GmbH & Co. KG	30.03.30	3,25 %	2021-33	820	896	920	1.015
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG	30.03.45	EURIBOR 3M	2024-45	3.714	3.696	-	-
Solarpark Schwerin GmbH & Co. KG	31.12.33	2,23 %	2015-33	3.600	3.472	4.000	3.844
7C Groeni BV	31.07.29	2,86 %	2021-29	151	158	184	194
	31.01.30	2,91 %	2021-30	94	99	113	119
	31.12.29	2,81 %	2021-29	286	299	343	362
	31.12.27	2,23 %	2021-27	146	149	192	198
Solar Park Blankenberg GmbH & Co. KG	05.01.26	4,60 %	2019-28	114	119	149	158
	31.03.28	3,25 %	2019-28	371	367	485	479
Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG	30.07.25	3,25 %	2019-28	653	682	827	873
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,15%	k.A.	440	442	587	591
Solarpark WO GmbH & Co. KG	30.06.29	1,40 %	2020-37	379	376	408	405
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	30.12.26	1,18 %	2021-37	957	954	1.034	1.030
REG PVA zwei GmbH & Co. KG	01.07.31	2,10 %	2020-35	1.259	1.279	1.351	1.399
	01.09.34	2,10 %	2020-37	151	157	163	170
	01.04.33	1,99 %	2020-35	486	499	531	546
	01.09.34	2,10 %	2020-37	267	276	288	299
	01.09.34	2,10 %	2020-37	378	391	408	424
MES Solar XX GmbH & Co. KG	31.03.31	0,99 %	2022-32	3.729	3.716	3.843	3.831
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.08.31	1,03 %	2021-38	5.371	5.360	5.745	5.733
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.03.31	1,14 %	2021-39	2.386	2.376	2.551	2.540
Solarpark Floating GmbH & Co. KG	30.12.39	1,50 %	2020-39	262	261	262	261
	30.06.30	1,10 %	2020-30	147	145	173	170
FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG	31.03.32	1,31 %	2025	15.624	3.156	-	-
Solardach Walternierburg GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,15%	2013-29	316	311	379	372
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	30.12.38	1,20 %	2021-44	666	677	666	678
	k.A.	EURIBOR 3M + 1,34 %	2021-41	4.548	4.695	4.824	4.990
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG	30.12.38	1,21 %	2021-29	1.418	1.424	1.520	1.527
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG	30.09.38	1,33 %	2021-39	3.111	3.159	3.278	3.332
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	30.09.35	1,42 %	2021-35	1.496	1.481	1.592	1.622
	30.09.39	1,16 %	2021-39	541	543	577	580
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	30.12.40	1,34 %	2021-40	3.736	3.835	3.970	4.081
	k.A.	1,20 % bis 30.06.2030 dann EURIBOR 3M + 0,95 %	2021-43	663	692	663	693
Solarpark Kohlberg GmbH & Co. KG	30.11.34	3,50 %	2024-37	1.953	1.953	-	-
Solarpark Reuth-Premenreuth GmbH & Co. KG	30.06.34	3,90 %	2024-44	2.560	2.560	-	-
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG	30.09.30	2,15 %	2023-30	1.377	1.433	1.616	1.693
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG	30.09.25	1,25 %	2020-25	245	245	490	491
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG	30.03.25	3,85 %	2020-27	1.059	1.103	1.445	1.524
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG	30.03.25	3,85 %	2020-27	1.504	1.572	2.005	2.123
Kontokorrent	k.A.	k.A.		83	83	59	59
Gesamt				187.218	175.352	179.984	180.888

Die Bankdarlehen sind mit den Photovoltaikanlagen, Grundstücken und Gebäuden (siehe Anhangsziffer 17) sowie mit heutigen und zukünftigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Stromverkauf oder Mieteinzahlungen (siehe Anhangsziffer 15) branchenüblich besichert. Zudem wurden Sichteinlagen mit einem Buchwert von TEUR 14.585 (i. VJ.: TEUR 11.466) (siehe Anhangsziffer 16) für bestimmte Bankdarlehen verpfändet. Dies sind die Schuldendienstreservekonten bzw. Bausparkonten, auf die im Zuge von planmäßigen Kapitaldiensten zugegriffen werden kann.

Zum Bilanzstichtag gab es Zinsabgrenzungen auf die oben dargestellten Darlehen i. H. v. TEUR 122 (i. VJ.: TEUR 40), die in den kurzfristigen Teil gesicherter Bankdarlehen und Zinsabgrenzungen dargestellt wurden.

Am 31. Dezember 2024 wurden zwei Bankdarlehen im Zusammenhang mit Solarparks über einen Betrag von EUR 0,7 Mio. nicht vollständig ausgezahlt.

Es lagen zum Bilanzstichtag keine Verstöße gegen Covenants aus Bankverbindlichkeiten vor.

23.3. LEASINGVERBINDLICHKEITEN

Die ausstehenden Leasingverbindlichkeiten weisen zum Bilanzstichtag folgende Konditionen aus:

Leasingverbindlichkeiten in Verbindung mit				31.12.2024		31.12.2023	
in TEUR	Währung	Zinssatz *	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
einem Grundstück	EUR	2,0 %	2032	10	9	10	8
Solarparks Belgien	EUR		2029-2031	3.297	3.153	3.933	3.910
Gestattungsverträgen i. V. m. Solarparks	EUR	2,1 %	2020-2052	46.797	37.598	45.235	37.005
Gestattungsverträgen i. V. m. Windparks	EUR	1,6 %	2020-2043	1.067	1.290	1.561	1.346
Gestattungsverträgen i. V. m. sonstigen Vermögenswerten	EUR	2,2 %	2020-2027	71	68	98	94
Gesamt				51.242	42.232	50.837	42.364

* Es handelt sich um den Grenzfremdkapitalzinssatz

Im Geschäftsjahr 2024 wurden neue Leasingverträge i. V. m Solarparks abgeschlossen, die zu einer Erhöhung der Leasingverbindlichkeiten um EUR 1,6 Mio. (i. VJ.: EUR 1,7 Mio.) geführt haben. Die Leasingverbindlichkeiten wurden um EUR 0,8 Mio. (i. VJ.: EUR 0,7 Mio.) aufgezinnt. Gegenläufig haben sich Tilgungen im Berichtszeitraum i. H. v. EUR 3,4 Mio. (i. VJ.: EUR 3,0 Mio.) ausgewirkt.

Es lagen zum Bilanzstichtag keine Verstöße gegen Leasingverbindlichkeiten vor. Bedingte Mietzahlungen gab es im Berichtszeitraum wie auch im Vorjahrszeitraum nicht.

Die Entwicklung der Leasingverbindlichkeiten lässt sich folgender Tabelle entnehmen:

in TEUR	31.12.2024	31.12.2023
Stand zum Anfang des Berichtszeitraums	42.364	39.057
Konsolidierungskreisänderungen	788	5.566
Neue Leasingverhältnisse	1.684	1.708
Erworbene Leasingverhältnisse	-	-
Rückzahlung von Leasingverhältnissen	-3.361	-3.602
Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Windparks	-	-
Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Solarparks	-21	-568
Aufzinsung von Leasingverhältnissen	778	699
Abgänge	-	-496
Stand zum Ende des Berichtszeitraums	42.232	42.364

23.4. UNGESICHERTE ANLEIHEN

Der Konzern bilanziert eine Optionsanleihe aus dem Geschäftsjahr 2023, verschiedene Schuldscheindarlehen, sowie auch einige Crowdfunding-Darlehen, die als ungesicherte Anleihen ausgewiesen werden.

A. Optionsanleihe 2023

Am 30. Mai 2023 hat die 7C Solarparken AG eine Optionsanleihe bei ihren Aktionären platziert.

in TEUR

Optionsanleihe 2023	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	2024		2023	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Optionsanleihe 2023	2,50 %	2023-28	6.917	6.326	6.917	6.295
Gesamt			6.917	6.326	6.917	6.295

Die Optionsanleihe wurde zu einem festen Zinssatz von 2,5 % mit einer Endfälligkeit zum 30. Mai 2028 emittiert und hat ein Kreditvolumen i. H. v. EUR 6.916.800.

B. Schuldschein 2018

Im Februar 2018 hat die 7C Solarparken AG erstmalig ein Schuldscheindarlehen mit einem Nennbetrag i. H. v. EUR 25 Mio. zu einem überwiegend fixierten durchschnittlichen Zins von ca. 2,78 % am Kapitalmarkt begeben. Das Schuldscheindarlehen ist in drei Tranchen mit 5 bzw. 7 Jahren Laufzeit unterteilt.

in TEUR

Schuldschein 2018	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	2024		2023	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche C	3,29 %	2025	10.000	9.980	10.000	9.939
Gesamt			10.000	9.980	10.000	9.939

Der Schuldschein 2018 wurde am 28. Februar 2025 zurückgezahlt und wird aus diesem Grund in den kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten ausgewiesen.

C. Schuldschein 2020

Im März 2020 hat die 7C Solarparken AG ein weiteres Schuldscheindarlehen mit einem Nennbetrag i. H. v. EUR 11,5 Mio. zu einem festen Zinssatz von ca. 1,80 % am Kapitalmarkt begeben. Das Schuldscheindarlehen hat eine Laufzeit vom 5 Jahren.

in TEUR

Schuldschein 2020	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	2024		2023	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	1,80 %	2025	11.500	11.492	11.500	11.471
Gesamt			11.500	11.492	11.500	11.471

Der Schuldschein 2020 wurde am 31. März 2025 zurückgezahlt und wird aus diesem Grund in den kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten ausgewiesen.

D. Crowdfunding-Anleihen

Mit dem Erwerb des Tochterunternehmens 7C Groeni BV im Januar 2021 wurden projektbezogene Crowdfunding-Anleihen mit einem Buchwert vom EUR 1,3 Mio., die von individuellen Investoren gezeichnet wurden, übernommen. Die Projektanleihen dienen zur Finanzierung der Eigenmittel der Projekte der 7C Groeni BV. Am Bilanzstichtag stellen sich diese Anleihen wie folgt zusammen:

in TEUR

Projektanleihen	Fälligkeit	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	2024		2023	
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	Annuität	4,50 % 0-5,00 %	31.12.2028	432	473	526	585
Tranche B	Annuität	2,00 %	30.11.2025	17	20	30	34
Tranche C	Annuität	2,00 %	31.12.2025	7	7	7	7
Tranche D	Endfällig	2,00 %	31.12.2025	58	58	58	58
Tranche E	Annuität	1,75 %	28.11.2031	50	50	50	50
Gesamt				564	608	671	734

Die Zinsen für Schuldschein 2018, Tranche B und C und für Schuldschein 2020 sind einmal jährlich im Februar (Schuldschein 2018) und März (Schuldschein 2020) fällig. Die Zinsen für Tranche A (Schuldschein 2018) werden halbjährlich den Schuldscheininvestoren entrichtet (im Februar und August). Somit wurden zum Bilanzstichtag TEUR 257 Zinsaufwendungen bzgl. des Schuldscheindarlehens abgegrenzt, die im kurzfristigen Teil gesicherter Bankdarlehen und Zinsabgrenzungen dargestellt wurden. Für Schuldschein 2020 wurden TEUR 172 abgegrenzt.

Mit dem Erwerb des Tochterunternehmens 7C Groeni BV im Januar 2021 wurden projektbezogene Anleihen mit einem Buchwert vom EUR 1,3 Mio., die von individuellen Investoren gezeichnet wurden, übernommen. Die Projektanleihen dienen zur Finanzierung der Eigenmittel der Projekte der 7C Groeni BV. Am Bilanzstichtag stellen sich diese Anleihen wie folgt zusammen:

in TEUR

Projektanleihen	Fälligkeit	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	2024		2023	
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	Annuität	4,50 %-5,00 %	31.12.2028	526	585	617	699
Tranche B	Annuität	2,00 %	30.11.2025	30	34	47	51
Tranche C	Annuität	2,00 %	31.12.2025	7	7	11	11
Tranche D	Endfällig	2,00 %	31.12.2025	58	58	57	55
Tranche E	Annuität	1,75 %	28.11.2031	50	50	50	50
Gesamt				671	734	782	869

Der kurzfristige Teil dieser Anleihen betrug am 31. Dezember 2024 TEUR 175 (i. VJ.: TEUR 119).

24. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffern 6.1, 6.6, 6.12 A.

in TEUR	31.12.2024	31.12.2023
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.962	4.459
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	105	45
Lang- und Kurzfristige Zuwendungen der öffentlichen Hand	934	753
Sonstige kurzfristige Verbindlichkeiten	3.343	2.146
Gesamt	9.344	7.405

Zu den Währungs- und Liquiditätsrisiken des Konzerns hinsichtlich der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und den sonstigen Verbindlichkeiten siehe Anhangsziffer 26.

Die kurzfristigen sonstigen Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus Verbindlichkeiten i.V.m. dem Erwerb der FPM Solar Epsilon GmbH & Co KG (TEUR 1.544) sowie aus bedingten Gegenleistungen aus bedingten Kaufpreisen aus Konsolidierungskreisänderungen aus dem Vorjahr (TEUR 452) und aus erhaltenen Kautionen (TEUR 413). Daneben sind auch Personalverbindlichkeiten (TEUR 127) sowie Verbindlichkeiten aus der Umsatzsteuer (TEUR 137) und sowie aufgelaufenen Abgrenzungsposten (TEUR 243) in diesem Posten enthalten.

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sind stabil bei ca. EUR 4,5 Mio.. Diese Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus unbezahlten Rechnungen an Generalunternehmer für Solaranlagen in Deutschland und Belgien, die sich noch im Bau befinden, sowie ausstehende Betriebs- und Wartungsrechnungen.

Der Konzern hat in den belgischen Investitionszuschussausschreibungsverfahren mehrere Zuschläge erhalten, deren Auszahlung zum Bilanzstichtag noch nicht erfolgte, jedoch durch den Konzern als so gut wie sicher eingeschätzt wurde. Die Zuwendungen der öffentlichen Hand werden entsprechend den Rechnungslegungsmethoden 6.7 bilanziert. Zum Jahresende wies der Konzern solche Investitionszuschüsse i. H. v. TEUR 934 (i. VJ.: TEUR 753) bilanziell aus.

25. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.15.

2024

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Projekt- geschäft	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
Stand zum 1. Januar 2024	22.771	869	570	677	1.828	143	26.857
Neue Rückstellungen	1.015			3			1.018
Erhöhung der Rückstellungen		2	66				67
In Anspruch genommene Rückstellungen		-45		-6	-86	-77	-214
Auflösung von Rückstellungen		-249	-192				-441
Aufzinsung bzw. Abzinsung	928	5					932
Stand zum 31. Dezember 2024	24.711	581	444	674	1.742	66	28.217

2023

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Projekt- geschäft	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
Stand zum 1. Januar 2023	19.877	1.157	0	1.015	1.855	62	23.966
Zugang durch Konsolidierungskreisänderungen	1.597						1.597
Neue Rückstellungen	859		570			81	1.507
Erhöhung der Rückstellungen		226					226
In Anspruch genommene Rückstellungen		-283		-140	-24		-448
Auflösung von Rückstellungen	-427	-241		-198	-4		-868
Aufzinsung bzw. Abzinsung	867	11					878
Stand zum 31. Dezember 2023	22.771	869	570	677	1.828	143	26.857

A. RÜCKBAUVERPFLICHTUNGEN

Die Rückbauverpflichtungen betreffen die Kosten, die nach Betriebsende einer Solar- und Windkraftanlage, d. h., nach 10 bis 30 Jahren entstehen, wenn diese zurückgebaut wird. Die Rückbaukosten werden vom Konzern geschätzt. Es wird dabei ein vom Markt abgeleiteter Preis je kWp zum Rückbau angenommen, der mit einer geschätzten Preissteigerungsrate bis zum Zeitpunkt des Rückbaus aufgezinst wird. Dieser Betrag wird zum diskontierten Wert in einer Summe angesetzt und jedes Jahr aufgezinst.

B. GEWÄHRLEISTUNGEN

Die Rückstellung für Gewährleistungen bezieht sich hauptsächlich auf Anlagen, die in der Vergangenheit von der COLEXON gebaut wurden und für die es Gewährleistungsrisiken gibt. Die Risiken in Bezug auf die Wahrscheinlichkeit als auch auf den Umfang wurden im Rahmen der Kaufpreisallokation geschätzt und seit dem Erstantritt kontinuierlich überprüft. Für alle angesetzten Rückstellungen sind Beweissicherungsverfahren bzw. Rechtstreite eingeleitet.

Die Gewährleistungsrückstellungen betreffen Rechtstreite, welche sich in den meisten Fällen in der Berufungsinstanz, in einzelnen Fällen noch in der ersten Instanz befinden. Die Inanspruchnahmen dieser Garantien bzw. Urteile in erster oder zweiter Instanz werden nach größter Wahrscheinlichkeit in einem Zeitraum zwischen ein und zwei Jahren stattfinden. Die Schätzungen der Höhe und des Umfangs der Inanspruchnahme beruhen auf langjähriger Erfahrung mit Altkunden der COLEXON, die jedoch einer gewissen Unsicherheit unterliegen. Der Umfang und die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme ist als sehr hoch einzustufen, obwohl der Ausgang der Verfahren zum Bilanzstichtag äußerst schwer einzuschätzen ist. Bzgl. der Höhe der Inanspruchnahme bestehen abhängig von den Verfahrensausgängen naturgemäß erhebliche Unsicherheiten. Die Ressourcenabflüsse können daher deutlich niedriger oder signifikant höher ausfallen.

C. EINZELRISIKEN

Die Einzelrisiken bestehen aus übernommenen Eventualverbindlichkeiten (welche gemäß IFRS 3 im Rahmen der Kaufpreisallokation angesetzt wurden und nun fortgeführt werden).

Die Einzelrisiken ergeben sich im Wesentlichen aus Rückkaufverpflichtungen einzelner Anlagen, die von der COLEXON gebaut wurden. Die Rückkaufverpflichtungen können erst in 5 Jahren Auswirkungen zeigen.

D. GRUNDBESITZ UND LEASINGVERHÄLTNISSE

Der Konzern hat im Rahmen eines Unternehmenserwerbs nach IFRS 3 im Jahr 2017 die Verpflichtung im Rahmen eines Leasingverhältnisses übernommen, die Dächer, auf denen der Konzern eigene Solardachanlagen betreibt, instand zu halten. Der Konzern hat im Geschäftsjahr festgestellt, dass es bei der Instandhaltung der Dächer im Vorerwerbszeitraum zu Reparaturrückständen gekommen ist. Im Geschäftsjahr wurde der Konzern weiterhin von der Vertragspartei aufgefordert, die Instandhaltungsrückstände vorzunehmen. Der Konzern befindet sich derzeit mit der Vertragspartei in Verhandlungen, ob sowie in welchem Zeitraum und in welchem Umfang noch genauer zu definierende Instandhaltungsmaßnahmen vorzunehmen sind. Der Konzern stuft jedoch den Mittelabfluss als wahrscheinlich ein und hat entsprechend eine Rückstellung dafür gebildet. Bzgl. der Höhe der Inanspruchnahme bestehen jedoch abhängig von den Verhandlungen mit der Vertragspartei naturgemäß erhebliche Unsicherheiten. Die Ressourcenabflüsse können daher niedriger oder höher ausfallen.

Der Konzern hat ein Grundstück im Eigentum, auf dem im Berichtszeitraum Altlasten ausfindig gemacht worden sind. Die Pflicht zur Beseitigung der Altlasten obliegt nach Gesetz dem Grundstückseigentümer, sodass der Konzern einen Mittelabfluss als wahrscheinlich einstuft. Der Konzern hat im Berichtszeitraum dazu eine Rückstellung gebildet. Es bestehen erhebliche Unsicherheiten bzgl. des Umfangs der Altlasten, der Beseitigungskosten sowie des Zeitraums, in dem die Altlasten entfernt werden sollen, sodass die Inanspruchnahme der Rückstellung mit einer großen Unsicherheit verbunden ist. Die Ressourcenabflüsse können daher niedriger oder höher ausfallen.

E. RÜCKSTELLUNGEN I. V. M. DEM PROJEKTGESCHÄFT

Der Konzern betreibt derzeit eine Solaranlage, die aus Sicherheitsgründen mit hoher Wahrscheinlichkeit vom gegenwärtigen Standort abgebaut und an einem neuen Standort neu aufgebaut werden muss. Es wurde für den Fall, dass dieses Risiko tatsächlich eintritt eine Rückstellung i. H. v. EUR 0,2 Mio. gebildet.

Der Konzern hat außerdem Rückstellungen i. H. v. EUR 0,4 Mio. gebildet für Beträge, die u. U gezahlt werden müssen, wenn Unterlagen i. V. m. Solarparks, die die Vergangenheit, im vorliegenden Fall häufig den Vorerwerbszeitraum, betreffen, nach Aufforderung nicht, nicht vollständig oder nicht in angemessener Zeit vorgelegt werden können.

26. FINANZINSTRUMENTE – BEIZULEGENDE ZEITWERTE UND RISIKOMANAGEMENT

26.1. EINSTUFUNGEN UND BEIZULEGENDE ZEITWERTE

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Buchwerte und beizulegenden Zeitwerte von finanziellen Vermögenswerten und Finanzverbindlichkeiten, einschließlich ihrer Stufen in der Fair Value-Hierarchie. Sie enthält keine Informationen zum beizulegenden Zeitwert für finanzielle Vermögenswerte, die nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertet wurden, wenn der Buchwert einen angemessenen Näherungswert für den beizulegenden Zeitwert darstellt.

31. Dezember 2024

in TEUR	Buchwert				Gesamt
	<i>Anhangs- angabe</i>	Beizulegender Zeitwert Sicherungs- instrumente	Zwingend zu FVTPL - sonstige	Finanzielle Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten (AC)	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte					
Eigenkapitalinvestments	20		1.341		1.341
Strompreisswap-Vereinbarung		615			615
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	20	260			260
Gesamt		875	1.341		2.156
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen	15			4.588	4.588
Kurzfristige Finanzanlagen	16			10.693	10.693
Sofort abrufbare Sichteinlagen	16			67.779	67.779
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	16			15.196	15.196
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	15			3.206	3.206
Gesamt				101.462	101.462

31. Dezember 2024

Beizulegender Zeitwert

in TEUR	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte				
Eigenkapitalinvestments	1.341			1.341
Strompreisswap-Vereinbarung werden			615	615
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden		260		260
Gesamt	1.341	260	615	2.216
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte				
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen				
Kurzfristige Finanzanlagen				
Sofort abrufbare Sichteinlagen				
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung				
Sonstige langfristige Vermögenswerte				
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte				
Gesamt				

31. Dezember 2024

in TEUR	Anhangs- angabe	Buchwert			Gesamt
		Beizulegender Zeitwert Sicherungs- instrumente	Zwingend zu FVTPL - sonstige	Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden					
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	23, 26.3		-5		-5
Strompreisswap-Vereinbarung	26.E.3	-214			-214
Gesamt		-214	-5		-219
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden					
Bankdarlehen	23			-175.633	-175.633
Ungesicherte Anleihen	23			-28.854	-28.854
Optionanleihe	23.4			-6.569	-6.569
Leasingverbindlichkeiten	23			-42.232	-42.232
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	24			-4.962	-4.962
Sonstige Verbindlichkeiten	24			-3.343	-3.343
Gesamt				-261.225	-261.225

31. Dezember 2024

in TEUR	Beizulegender Zeitwert			Gesamt
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden				
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden		-5		-5
Strompreisswap-Vereinbarung			-214	-214
Gesamt		-5	-214	-219
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden				
Bankdarlehen			-148.067	-148.067
Ungesicherte Anleihen			-21.851	-21.851
Optionanleihe			-6.569	-6.569
Leasingverbindlichkeiten			-39.679	-39.679
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen				
Sonstige Verbindlichkeiten				
Gesamt			-216.167	-216.167

31. Dezember 2023

in TEUR	Buchwert				Gesamt
	Anhangs- angabe	Beizulegender Zeitwert Sicherungs- instrumente	Zwingend zu FVTPL - sonstige	Finanzielle Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten (AC)	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte					
Eigenkapitalinvestments	20		1.516		1.516
Strompreisswap-Vereinbarung		4.398			4.398
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	20	161			161
Gesamt		4.559	1.516		6.075
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen	15			4.955	4.955
Kurzfristige Finanzanlagen	16			18.273	18.273
Sofort abrufbare Sichteinlagen	16			50.179	50.179
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	16			12.103	12.103
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	15			9.886	9.886
Gesamt				95.396	95.396

31. Dezember 2023

Beizulegender Zeitwert

in TEUR	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte				
Eigenkapitalinvestments	1.516			1.516
Strompreisswap-Vereinbarung werden			4.398	4.398
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden		161		161
Gesamt	1.516	161	4.398	6.075
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte				
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen				
Kurzfristige Finanzanlagen				
Sofort abrufbare Sichteinlagen				
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung				
Sonstige langfristige Vermögenswerte				
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte				
Gesamt				

31. Dezember 2023

in TEUR	Anhangs- angabe	Buchwert			Gesamt
		Beizulegender Zeitwert Sicherungs- instrumente	Zwingend zu FVTPL - sonstige	Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden					
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	23, 26.3		-5		-5
Strompreisswap-Vereinbarung	26.E.3				
Gesamt			-5		-5
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden					
Bankdarlehen	23			-181.090	-181.090
Ungesicherte Anleihen	23			-22.680	-22.680
Optionsanleihe	23.4			-6.311	-6.311
Leasingverbindlichkeiten	23			-42.364	-42.364
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	24			-4.459	-4.459
Sonstige Verbindlichkeiten	24			-2.146	-2.146
Gesamt				-259.049	-259.049

31. Dezember 2023

in TEUR	Beizulegender Zeitwert			Gesamt
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden				
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden		-5		-5
Strompreisswap-Vereinbarung				
Gesamt		-5		-5
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden				
Bankdarlehen			-156.441	-156.441
Ungesicherte Anleihen			-21.461	-21.461
Optionanleihe			-6.311	-6.311
Leasingverbindlichkeiten			-39.221	-39.221
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen				
Sonstige Verbindlichkeiten				
Gesamt			-223.434	-223.434

26.2. BESTIMMUNG DER BEIZULEGENDEN ZEITWERTE

BEWERTUNGSTECHNIKEN UND WESENTLICHE, NICHT BEOBACHTBARE INPUTFAKTOREN

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Bewertungstechniken, die bei der Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte der Stufe 2 und Stufe 3 verwendet wurden, sowie die verwendeten wesentlichen, nicht beobachtbaren Inputfaktoren:

ZUM BEIZULEGENDEN ZEITWERT BEWERTETE FINANZINSTRUMENTE

Art	Bewertungstechnik	Wesentliche, nicht beobachtbare Inputfaktoren	Zusammenhang zwischen wesentlichen, nicht beobachtbaren Inputfaktoren und der Bewertung zum beizulegenden Zeitwert
Strompreisswap-Vereinbarung**	DCF-Verfahren: die Differenz zwischen den Terminstrompreisen und dem Festpreis der Swap-Vereinbarung werden unter Ansatz der erwarteten Produktionsmengen für die von der Swap-Vereinbarung betroffen Solaranlagen zum Zeitwert abgezinst.	Die Produktionsmengen sind keine Inputfaktoren die von einem konzernfremden Dritten beobachtet werden können.	Den Produktionsmengen liegen die Berechnungen der erwarteten Zahlungsströmen zugrunde.
Zinsswaps	Marktvergleichsverfahren: Die beizulegenden Zeitwerte basieren auf standardisierten Berechnungen unter Anwendung der Dollar-Offset Methode, eines angesehenen deutschen Kreditinstituts, wobei nur auf den Markt beobachtbare Inputfaktoren angesetzt werden.	Nicht anwendbar	Nicht anwendbar

NICHT ZUM BEIZULEGENDEN ZEITWERT BEWERTETE FINANZINSTRUMENTE

Art	Bewertungstechnik	Wesentliche, nicht beobachtbare Inputfaktoren
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten *	Abgezinste Cashflows in einem DCF-Verfahren unter Ansatz der Marktzinsen und der Laufzeit des Darlehens	Nicht anwendbar
Optionsanleihe	Abgezinste Cashflows in einem DCF-Verfahren unter Ansatz der Marktzinsen und der Laufzeit des Darlehens	Nicht anwendbar
Leasingverbindlichkeiten	Abgezinste Cashflows aus Leasingverhältnissen in einem DCF Verfahren unter Ansatz von marktgerechten Grenzfremdkapitalzinssätzen	Nicht anwendbar

* Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten enthalten gesicherte und ungesicherte Bankdarlehen sowie ungesicherte Anleihen.

**Eigenkapitalkomponente und Derivat stimmen zum Bilanzstichtag überein, da die zugrundeliegenden Verträgen erst ab dem 1. Januar 2025 cashflowwirksam werden.

26.3. FINANZIELLES RISIKOMANAGEMENT

Der Konzern ist den folgenden Risiken aus dem Einsatz von Finanzinstrumenten ausgesetzt:

- Ausfallrisiko (siehe B);
- Liquiditätsrisiko (siehe C);
- Marktrisiko (siehe D),
- Strompreisrisiko (siehe E).

A. GRUNDSÄTZE DES RISIKOMANAGEMENTS

Der Vorstand trägt die Verantwortung für den Aufbau und die Kontrolle des Konzernrisikomanagements. Der Vorstand hat dazu einen Risikomanagementausschuss eingesetzt, der für die Überwachung und Weiterentwicklung der Risikomanagementrichtlinien des Konzerns zuständig ist. Der Ausschuss berichtet dem Vorstand regelmäßig über seine Tätigkeit. Die Grundsätze des Risikomanagementsystems lassen sich auf die finanziellen Risiken übertragen, diesbezüglich wird auf den Risikobericht im zusammengefassten Lagebericht Seite 68 verwiesen.

Die Risikomanagementrichtlinien des Konzerns wurden zur Identifizierung und Analyse der Risiken des Konzerns entwickelt, um geeignete Risikolimits und Kontrollen einzuführen und die Entwicklung der Risiken und die Einhaltung der Limits zu überwachen. Die Risikomanagementrichtlinien und das Risikomanagementsystem werden regelmäßig überprüft, um Veränderungen der Marktbedingungen und der Aktivitäten des Konzerns aufgreifen zu können.

Durch die bestehenden Ausbildungs- und Managementstandards sowie die zugehörigen Prozesse soll ein zielführendes Kontrollumfeld sichergestellt werden, in dem alle Mitarbeiter ihre jeweiligen Aufgaben und Verantwortlichkeiten verstehen.

Der Aufsichtsrat überwacht die Einhaltung der Richtlinien und Prozesse des Konzernrisikomanagements durch den Vorstand und die Wirksamkeit des Risikomanagementsystems im Hinblick auf die Risiken, denen der Konzern ausgesetzt ist.

B. AUSFALLRISIKO

Das Ausfallrisiko ist das Risiko von finanziellen Verlusten, falls ein Kunde oder die Vertragspartei eines Finanzinstruments seinen vertraglichen Verpflichtungen nicht nachkommt. Das Ausfallrisiko entsteht grundsätzlich aus den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie den Schuldinstrumenten in Form von Darlehen, die der Konzern Dritten gewährt hat. Bei den Forderungen der Solarparks handelt es sich im Wesentlichen um Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Verkauf der generierten Kilowattstunden. Die Abnahme des produzierten Stroms, die auf vertraglichen Vergütungssätzen basiert, ist in allen Märkten, auf denen der Konzern aktiv ist, gesetzlich geregelt und sichergestellt. Es handelt sich dabei ausschließlich um kurzfristige Forderungen, die in der Regel innerhalb von zwei Monaten ausgeglichen werden.

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte entsprechen dem maximalen Ausfallrisiko.

Das Ausfallrisiko des Konzerns wird hauptsächlich durch die individuellen Merkmale der Kunden beeinflusst. Allerdings berücksichtigt der Vorstand auch die Merkmale der gesamten Kundenbasis, einschließlich des Ausfallrisikos der Branche und der Länder, in denen die Kunden tätig sind, da diese Faktoren das Ausfallrisiko ebenfalls beeinflussen können. Gleichwohl kann der Vorstand nur beschränkt Einfluss nehmen auf die Kundenbasis, da diese oftmals gesetzlich verpflichtet ist, Strommengen abzunehmen bzw. der Konzern verpflichtet ist, den erzeugten Strom zu liefern.

Ein überwiegender Teil der Kunden des Konzerns sind semi-öffentliche Netzunternehmen. Bisher sind alle Forderungen gegen diese Kunden im vollen Umfang eingegangen, sodass auch künftig kein Forderungsausfall erwartet wird. Daneben wird im Rahmen der Direktvermarktung auch im wesentlichen Umfang Strom an Energiehandelsunternehmen verkauft. Diese Unternehmen weisen üblicherweise ein höheres Ausfallrisiko als semi-öffentliche Netzunternehmen auf. Zur Überwachung des Ausfallrisikos wird v. a. auf die zeitliche Abrechnung, die üblicherweise von Seiten des Kunden erfolgt, und die zeitliche Zahlung der Abrechnung geachtet.

WERTMINDERUNGEN FORDERUNGEN AUS LIEFERUNG & LEISTUNGEN

Der Konzern wendet für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen im Einklang mit dem Standard IFRS 9 den vereinfachten Ansatz des Wertminderungsmodells an. Dieses basiert auf den erwarteten künftigen noch nicht eingetretenen Kreditausfällen (Expected Credit Losses oder ECL).

Der Konzern kategorisiert dazu die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Verkauf von Strom in weitestgehend homogene Gruppen, die ähnliche Charakteristika aufweisen hinsichtlich ihrer geschätzten Ausfallrisiken. Dabei ist von besonderer Bedeutung, ob die Rechte des Konzerns sich unmittelbar aus dem Gesetz ergeben, ob der Kunde die dem Konzern zu zahlende Forderung an eigene Stromkunden weiterberechnen kann (EEG-Umlage) oder ob der Kunde ein staatliches oder semi-öffentliches Unternehmen ist.

Darüber hinaus wird differenziert, ob eine Sicherheit für die Forderungen gestellt wurde und ob diese Sicherheit aus einer Bankbürgschaft oder aus einer Patronatserklärung besteht.

Das Risiko auf Kreditausfall für sonstige Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, die also nicht aus dem Verkauf von Strom stammen, wird auf Einzelbasis der Charakteristika der betreffenden Kunden sowie etwaigen gestellten Sicherheiten vom Konzern eingeschätzt.

Der Konzern führt ein Wertminderungskonto. Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen waren zum 31. Dezember 2024 im Nennwert von TEUR 1.932 (i. VJ.: TEUR 1.788) wertgemindert. In der laufenden Periode ergab sich somit eine Zunahme von TEUR 154 (i. VJ.: TEUR 190), die erfolgswirksam im sonstigen Betriebsaufwand erfasst wird.

in TEUR	2024	2023
Wertminderungskonto zum 1.1.	1.778	1.588
Zunahme	163	413
Zurücknahme	-9	-223
Wertminderungskonto zum 31.12.	1.932	1.778

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sind nicht verzinslich und weisen aufgrund des branchenüblichen Gutschriftverfahrens eine Fälligkeit von 15-30 Tagen aus.

Zum 31. Dezember stellt sich die Altersstruktur der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wie folgt dar:

in TEUR	Summe	weder überfällig noch wertgemindert	überfällig, aber nicht wertgemindert			
			< 30 Tage	30-60 Tage	60-90 Tage	>90 Tage
2024	4.588	4.193	143	8	25	219
2023	4.955	4.111	227	35	19	563

Für die hier aufgeführten Forderungen > 90 Tagen wurde eine individuell Bonitätsprüfung durchgeführt, die keinen Wertminderungsbedarf erforderlich machte.

WERTMINDERUNGEN SONSTIGER FINANZIELLER VERMÖGENSWERTE, DIE ZU FORTGEFÜHRTEN ANSCHAFFUNGSKOSTEN BEWERTET WERDEN

Sonstige finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden, betreffen v. a. Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, Kurzfristige Finanzanlagen, sowie auch Schuldinstrumente in der Form von Darlehen, die der Konzern an Dritte ausgereicht hat.

Wie in der Anhangsziffer 6.14 beschrieben, führt der Konzern für diese finanziellen Vermögenswerte eine individuelle Einschätzung über den Zeitpunkt und die Höhe der Wertminderung durch, basierend darauf, ob eine angemessene Erwartung an die Einziehung vorliegt. Insgesamt wies das für diese Vermögenswerte geführte Wertminderungskonto einen Betrag i. H. v. TEUR 5.642 (i. VJ.: TEUR 626) zum Jahresende aus.

KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN

Der Konzern hatte am 31. Dezember 2024 Kurzfristige Finanzanlagen von TEUR 11.592 (i. VJ.: TEUR 18.273) im Bestand. Es handelt sich dabei, um Festgeldkonten bei Banken aus der europäischen Union, die im Eröffnungszeitpunkt eine Laufzeit von länger als drei Monaten auswiesen. Diese Summe stellt somit das maximale Ausfallrisiko im Hinblick auf diese Vermögenswerte dar. Der Konzern hat bzgl. dieser Finanzvermögenswerte keine Wertminderungen gebildet. Der Konzern nimmt an, dass Kurzfristige Finanzanlagen unter der Form von Festgeldkonten ein unwesentliches Ausfallrisiko aufweisen.

ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

Der Konzern hatte am 31. Dezember 2024 Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente von TEUR 82.077 (i. VJ.: TEUR 62.282) im Bestand. Diese Summe stellt somit das maximale Ausfallrisiko im Hinblick auf diese Vermögenswerte dar. Der Konzern hat bzgl. dieser Finanzvermögenswerte keine Wertminderungen gebildet. Der Konzern nimmt an, dass seine Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente ein unwesentliches Ausfallrisiko aufweisen.

Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente werden bei unterschiedlichen Banken oder Finanzinstituten in ganz Deutschland, aber auch im beschränkten Ausmaß in anderen Ländern, wie z. B. Belgien, unterhalten.

ERHALTENE SICHERHEITEN

Der Konzern hat für den Verkauf von Strom durch Händler auf den Strombörsen (siehe Anhangsziffer 6.1 A, 6.4) Sicherheiten erhalten. Diese Sicherheiten sind meistens Bürgschaften. Am Ende des Berichtszeitraums betragen diese Sicherheiten EUR 0,2 Mio. (i. VJ.: EUR 2,5 Mio.).

C. LIQUIDITÄTSRISIKO

Das Liquiditätsrisiko beschreibt das Risiko, dass der Konzern nicht in der Lage ist, seine Verpflichtungen pünktlich bei Fälligkeit zu erfüllen. Liquiditätsrisiken aus den finanziellen Verbindlichkeiten ergeben sich nicht, da der Konzern zum Bilanzstichtag über Zahlungsmittel bzw. Zahlungsmitteläquivalente i. H. v. TEUR 82.077 (i. VJ.: TEUR 62.282) sowie über Kurzfristige Finanzanlagen (in Form von Festgeldkonten i. H. v. TEUR 11.592 (i. VJ.: TEUR 18.273) verfügt. Darüber hinaus werden mit hoher Sicherheit aus den laufenden Solarparks Zahlungsströme erwartet, die die Zins- und Tilgungszahlungen und die finanziellen Verbindlichkeiten hieraus laufzeitäquivalent bedienen können. In letzter Instanz liegt die Verantwortung für das Liquiditätsrisikomanagement beim Vorstand, der ein angemessenes Konzept zur Steuerung der kurz-, mittel- und langfristigen Finanzierungs- und Liquiditätsanforderungen aufgebaut hat. Der Konzern steuert Liquiditätsrisiken durch das Halten von angemessenen Rücklagen und durch ständiges Überwachen der prognostizierten und tatsächlichen Zahlungsströme und der Abstimmung der Fälligkeitsprofile von finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten.

IFRS 7 fordert weiterhin eine Fälligkeitsanalyse sowohl für derivative als auch originäre finanzielle Verbindlichkeiten. Die nachfolgende Fälligkeitsanalyse zeigt, inwieweit die undiskontierten Cashflows im Zusammenhang mit den Verbindlichkeiten per 31. Dezember 2024 (31. Dezember 2023) die zukünftige Liquiditätssituation des Konzerns beeinflussen.

BEDEUTUNG DES LIQUIDITÄTSRISIKOS

Im Folgenden werden die vertraglichen Restlaufzeiten der finanziellen Verbindlichkeiten am Abschlussstichtag einschließlich geschätzter Zinszahlungen dargestellt. Es handelt sich um undiskontierte Bruttobeträge inklusive geschätzter Zinszahlungen, jedoch ohne Darstellung der Auswirkung von Verrechnungen.

31. Dezember 2024

in TEUR	Buchwert	Nominalbetrag	Vertragliche Zahlungsströme			
			Gesamt	< 1 Jahr	< 5 Jahre	> 5 Jahre
Gesicherte Bankdarlehen inkl. Zinsswaps	175.392	174.594	190.358	34.414	82.178	73.766
Ungesicherte Anleihen	28.992	28.975	30.167	22.409	7.707	51
Leasingverbindlichkeiten i. V. m. Gestattungsverträgen	41.261	50.383	60.830	3.914	16.012	40.905
Sonstige Leasingverbindlichkeiten	9	10	11	1	-	10
Gesamt	245.654	253.962	281.366	60.465	105.897	114.732

31. Dezember 2023

in TEUR	Buchwert	Nominalbetrag	Vertragliche Zahlungsströme			
			Gesamt	< 1 Jahr	< 5 Jahre	> 5 Jahre
Gesicherte Bankdarlehen inkl. Zinsswaps	180.888	179.984	198.757	33.078	84.564	81.115
Ungesicherte Anleihen	29.095	29.087	31.018	854	22.950	7.214
Leasingverbindlichkeiten i. V. m. Gestattungsverträgen	42.296	51.387	62.270	3.810	17.255	41.605
Sonstige Leasingverbindlichkeiten	8	10	11	1	-	10
Gesamt	252.287	260.468	292.056	37.743	124.769	129.944

Die Bruttozuflüsse/-abflüsse, die in der vorhergehenden Tabelle angegeben werden, stellen die undiskontierten Zahlungsströme von Finanzverbindlichkeiten und Leasingverbindlichkeiten im Zusammenhang mit Zinsswaps, die zu Risikomanagementzwecken gehalten und normalerweise nicht vor ihrer vertraglichen Fälligkeit ausgeglichen werden, dar.

Wie in der Anhangsziffer 23 angegeben, verfügt der Konzern hauptsächlich über Bankdarlehen, die Auflagen enthalten. Ein künftiger Verstoß gegen die Auflagen kann dazu führen, dass das Darlehen früher als in der obigen Tabelle angegeben, zurückzuzahlen ist. Es handelt sich dabei ausschließlich um Projektfinanzierungen und es gibt prinzipiell keinen Rückgriff (non-recourse) auf andere Konzerngesellschaften.

Die Zinszahlungen für variabel verzinsliche Darlehen und Anleihen in der obigen Tabelle wurden, sofern sie durch Swaps eingedeckt sind, mit einem festen Zinssatz angesetzt. Sie spiegeln die Marktverhältnisse für Terminzinssätze am Ende des Geschäftsjahres wider. Diese können sich mit der Veränderung der Marktzinssätze wandeln.

D. MARKTRISIKO

Das Marktrisiko ist das Risiko, dass sich die Marktpreise, beispielsweise Wechselkurse, Zinssätze oder Aktienkurse ändern und dadurch die Erträge des Konzerns oder der Wert der gehaltenen Finanzinstrumente beeinflusst werden. Ziel des Marktrisikomanagements ist es, das Marktrisiko innerhalb akzeptabler Bandbreiten zu steuern und zu kontrollieren und gleichzeitig die Rendite zu optimieren.

Zur Steuerung der Marktrisiken erwirbt und veräußert der Konzern Derivate bzw. geht finanzielle Verbindlichkeiten ein. Sämtliche Transaktionen erfolgen innerhalb der Richtlinien des Risikomanagementausschusses. Zur Steuerung von Ergebnisvolatilitäten soll, soweit möglich, das Hedge-Accounting eingesetzt werden. Für den Konzern werden zum Ende des Berichtszeitraums keine Risikokonzentrationen für dessen Gesellschaften gesehen.

WÄHRUNGSRISIKO

Die Gesellschaft war Währungsrisiken nur im unwesentlichen Umfang ausgesetzt, da der Konzern lediglich über eine dänische Tochtergesellschaft verfügt, die keine eigenständige operative Tätigkeit ausübt, sondern vielmehr als Holdinggesellschaft einzuordnen ist. Die dänische Konzerntochter hat keine finanziellen Verbindlichkeiten und das Liquiditätsrisiko ist auf kurzfristige Vermögenswerte begrenzt, mit Ausnahme der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, da diese in Euro lauten. Es gab darüber hinaus in der dänischen Tochtergesellschaft keine wesentlichen Forderungen an Dritte, für die der Konzern das Währungsrisiko von dänischen Kronen zu Euro tragen müsste.

ZINSÄNDERUNGSRISIKO

Der Konzern ist im Wesentlichen einem Zinsänderungsrisiko im Rahmen der Finanzierung von Solaranlagen ausgesetzt. Aus Bankdarlehen mit variabler Verzinsung, die in der Anhangsziffer 20 und 23.2 aufgeführt sind, resultiert ein zinsbedingtes Cashflow-Risiko. Diese Verbindlichkeiten werden grundsätzlich mit Zinsswaps abgesichert.

Diese Zinsswaps stellen sich wie folgt zusammen:

in TEUR	Währung	Zinssatz	Fälligkeitsjahr	31.12.2024	31.12.2023
				Buchwert	Buchwert
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	EUR	2,00 % gg. EURIBOR (3M)	2016-34	-	-
7C Solarparks NV	EUR	3,35 % gg. EURIBOR (3M)	2017-27	5	5
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	EUR	1,30 % gg. EURIBOR (3M)	2021-43	-85	-77
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	EUR	1,50 % gg. EURIBOR (3M)	2021-44	-73	-66
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG	EUR	1,87 % gg. EURIBOR (3M)	2009-24	-	1
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG	EUR	2,74% gg. EURIBOR (3M)	2021-27	-4	-
Solarpark Walternienburg GmbH & Co. KG	EUR	1,95% gg. EURIBOR (3M)	2021-29	2	-7
Solarpark Wölbatendorf GmbH & Co. KG	EUR	2,78%% gg EURIBOR (3M)	2024-34	-101	-
Gesamt				-256	-144

Bzgl. des Nominalvolumens der Bankdarlehen, worauf sich die Zinsswaps beziehen, wird auf Anhangsziffer 20 und 23.2 verwiesen.

Die Überleitung der Zinsswaps während des Geschäftsjahres 2024 lässt sich wie folgt herleiten:

in TEUR	Währung	Zeitwert 31.12.2024	Zeitwert 31.12.2023	Differenz Perioden- ergebnis	Differenz im sonstigen Ergebnis
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	EUR	-	-	-	-
7C Solarparks NV	EUR	-5	-5	-	-
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	EUR	85	77	-	8
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	EUR	73	66	-	7
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG	EUR	-	-1	-	1
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG	EUR	4	-	-	4
Solarpark Walternienburg GmbH & Co. KG	EUR	-2	7	-	-9
Solarpark Wölbatendorf GmbH & Co. KG	EUR	101	-	-	101
Gesamt		256	144	-	112

Es gab am Bilanzstichtag keine Bankdarlehen mit variablem Zinssatz, für die keine Zinsswaps abgeschlossen wurden. Die 7C Solarparks NV (als Rechtsnachfolgerin der Swan Energy NV) verfügt über ein Darlehen i. H. v. TEUR 450 (i. VJ.: TEUR 636) mit einem variablen Zinssatz, für den ein anteiliger Zinsswap von 75 % des Kreditvolumens abgeschlossen wurde. Demzufolge besteht ein Zinsänderungsrisiko auf dem verbleibenden Darlehensbetrag von TEUR 113 (i. VJ.: TEUR 159).

Die folgende Tabelle zeigt die Auswirkung einer angenommenen Zinssatzänderung um +/-100 Basispunkte mit der Laufzeit von einem Jahr mit einer variablen verzinslichen Bankenfinanzierung, die nicht mit Zinsswaps abgesichert ist.

in TEUR	31.12.2024		31.12.2023	
	+100 Basispunkte	-100 Basispunkte	+100 Basispunkte	-100 Basispunkte
Zinsniveau				
Var. verzinsliche Bankfinanzierungen	239	-239	220	-220
Ergebniseffekte nicht-effektive derivative Finanzinstrumente	6	-6	8	-8
Gesamt	245	-245	228	-228

Zur Absicherung des Zinsrisikos ist die 7C Solarparken Zinssicherungsgeschäfte („Swaps“) eingegangen. Zinsänderungsrisiken werden gemäß IFRS 7 mittels Sensitivitätsanalysen dargestellt. Diese stellen die Effekte von Änderungen der Marktzinssätze auf Zinszahlungen, Zinserträge und -aufwendungen, andere Ergebnisteile sowie ggf. auf das Eigenkapital dar. Den Zinssensitivitätsanalysen liegen die folgenden Annahmen zugrunde.

Marktzinssatzänderungen von originären Finanzinstrumenten mit fester Verzinsung wirken sich nur dann auf das Ergebnis aus, wenn diese zum beizulegenden Zeitwert bewertet wurden. Demnach unterliegen alle zu fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten Finanzinstrumente mit fester Verzinsung keinen Zinsänderungsrisiken im Sinne des IFRS 7.

Marktzinsänderungen von Finanzinstrumenten, die als Sicherungsinstrumente im Rahmen („Swaps“) eines Cashflow Hedges zur Absicherung zinsbedingter Zahlungsschwankungen designiert wurden, haben Auswirkungen auf die Sicherungsrücklage im Eigenkapital und werden daher bei den eigenkapitalbezogenen Sensitivitätsrechnungen berücksichtigt.

Die folgende Tabelle zeigt die Auswirkung einer angenommenen Zinssatzänderung um +/-100 Basispunkte bei Konstanz aller übrigen Variablen für den effektiven Teil derivativer Finanzinstrumente auf das Eigenkapital:

in TEUR	31.12.2024		31.12.2023	
	+100 Basispunkte	-100 Basispunkte	+100 Basispunkte	-100 Basispunkte
Eigenkapitaländerungen effektive derivative Finanzinstrumente	320	43	297	-39

Die durchgeführten Effektivitätstests per 31. Dezember 2024 lieferten für sämtliche Sicherungsbeziehungen eine Effektivität in einer Bandbreite von 98 % bis 100 % und liegen damit innerhalb einer Bandbreite von 80 % bis 120 %.

E. STROMPREISRISIKO

Der Konzern vereinnahmt in Deutschland im Regelfall Erträge aus Stromverkauf gem. den Einspeisevergütungssätzen für Strom aus erneuerbaren Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Seit 2012 bemüht sich die deutsche Regierung, die Solaranlagen mittels der Direktvermarktung in den Markt zu integrieren. Dabei haben Anlagenbetreiber für Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis 2016 die Wahl, ihren Strom auch an der EEX-Strompreisbörse anzubieten, wohingegen für Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2016 das Angebot an der EEX-Strompreisbörse verpflichtend ist.

Die Betreiber erhalten in der Direktvermarktung zusätzlich zum aktuellen Preis an der EEX-Strombörse eine Marktprämie in Höhe der Differenz zwischen der gesetzlich bzw. vertraglich zugesicherten Einspeisevergütung und dem aktuellen Preis an der EEX-Strompreisbörse zuzüglich 4 EUR/MWh für diejenigen, die freiwillig teilnehmen. Nach dem derzeit geltenden Recht kann die Marktprämie nicht negativ werden, das bedeutet, dass bei höheren Strompreisen, v. a. bei Anlagen, die einen geringen Einspeisevergütungssatz als der Strompreis haben, ein Potenzial besteht, Mehrerlöse zu erzielen, wohingegen der Einspeisevergütungssatz das Minimum beträgt. Dabei ergibt sich insbesondere für Anlagen mit einem geringen Einspeisevergütungssatz eine hohe Volatilität.

Gleichwohl sind die Erneuerbare-Energieanlagen, die seit dem 1. Januar 2016 in Betrieb gegangen sind jedoch auch ein größeres Preisrisiko nach unten ausgesetzt. Dafür gibt es unterschiedliche anwendbare gesetzliche Regelungen je nach dem wann die Erneuerbare Energieanlage nach dem EEG in Betrieb genommen wurde. Im § 24 EEG 2014 wurde für diese Anlagen die sogenannte Sechs-Stunden-Regel festgelegt, während im § 51 Absatz 1 EEG 2021 den Vier-Stunden-Regel auferlegt wurde. Das EEG 2023 führte die prospektive Verringerung der Stunden-Regel bis auf eine Stunde ab dem Inbetriebnahmejahr 2027 ein (§ 51 EEG 2023). Solaranlagen, die ab dem 25. Februar 2025 in Betrieb gehen, unterliegen dem Solarspitzenengesetz 2025, welches eine 1 Stunde Regel ab Inbetriebnahme festlegt. Durch die Anwendung dieser unterschiedlichen Regel sinkt die Marktprämie (bzw. die Entschädigungszahlung gem. Redispatch 2.0) auf null, sobald der Strompreis während mindestens sechs, vier bzw. prospektiv bis eine oder eine (aufeinanderfolgenden) Stunde(n) negativ ist. Dies bedeutet, dass an Tagen, an denen der Strompreis für längere Zeit negativ ist, die Förderung der Anlagen gekürzt wird und der Konzern somit an Umsatzerlösen einbüßt.

Der Konzern managet das Strompreisrisiko im deutschen Markt einerseits durch den Abschluss von Strompreisswap-Vereinbarungen sowie auch durch die aktive Steuerung der Produktionsmengen durch die An- bzw. Abschaltung einzelner Solaranlagen. Im Geschäftsjahr hat der Konzern auch erstmalig einen Optionsvertrag zum Strompreis abgeschlossen. Diese Vereinbarungen werden unten weiter erläutert.

Der Konzern vereinnahmt in Belgien im Regelfall Erträge aus dem Verkauf von Grünstromzertifikaten, aber auch Erträge aus der Stromerzeugung durch den Verkauf des erzeugten Stroms an die Gebäudenutzer, welcher vor Ort verbraucht wird; zu vertraglich festgelegten Preisen sowie durch den Verkauf des Reststroms ins öffentlichen Netz. Diese Einspeisung erfolgt zu den vorherrschenden Strompreisen. Die Veräußerung des Reststroms wird meist über dem Day-Ahead-Markt einen Tag vor der tatsächlichen Einspeisung abgewickelt. Der Konzern muss daher Einschätzungen über die erwartete Einspeisung am Folgetag machen. Diese sind nicht nur abhängig von der Produktion der Solaranlage; sondern auch vom Vorortverbrauch des Gebäudenutzers. Wenn die am Day-Ahead Markt verkauften Einspeisemengen von den tatsächlichen eingespeisten Mengen abweichen, so muss der Konzern die Minder-/Mehreinspeisung über dem Onbalance-Markt ausgleichen. Wenn auf dem Onbalance-Markt positive Strompreise vorherrschen, so entsteht bei einer geringer als eingeschätzten Einspeisung einen Aufwand, während bei negativen Strompreisen ein Ertrag erwirtschaftet worden wäre.

Der Konzern managet das Strompreisswap-Risiko im belgischen Markt einerseits durch die aktive Steuerung der Produktionsmengen der belgischen Solaranlagen durch die An- bzw. Abschaltung einzelner Solaranlagen. Darüber hinaus schließt der Konzern gelegentlich Strompreisswap-Vereinbarungen ab. Dies wird unten weiter erläutert.

Gelegentlich schließt der Konzern jedoch zur Absicherung des Strompreisswaps Strompreisswap-Vereinbarungen, diese haben zum Zweck einen Strompreis oberhalb dem Einspeisevergütungssatz festzulegen. Die Bedingungen der abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarungen, die ausschließlich die Vorjahresperioden betreffen, wurden in die unterstehende Tabelle dargestellt.

Strompreisswap-Vereinbarung vom April 2022	
Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	93 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung**	EUR 57,90 / MWh
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlageportfolios zum Zeitraum der Swap-Vereinbarung
Zeitraum	Juni 2022 bis Dezember 2023
Fester Strompreis	149,50 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	Höchstpreis zwischen dem EEX Marktwert Solar und dem anzulegenden Wert (Einspeisevergütungssatz)

Die Bedingungen der abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarungen, die das Geschäftsjahr (teilweise) betreffen, wurden in die unterstehende Tabelle dargestellt.

	Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2023	Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024	Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023
Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*	Europäisches Nutzunternehmen*	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	110 MWp Bis April 2024 60 MWp Ab Mai 2024	10 MWp	22 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung	EUR 57,30 / MWh	k.A.	EUR 58,70 / MWh
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlageportfolios zum Zeitraum der Swap-Vereinbarung		
Zeitraum	Januar 2024 bis Dezember 2024	Juni 2024 bis Dezember 2024	Januar 2023 bis Dezember 2025
Fester Strompreis	106,00 EUR / MWh	61,70 EUR / MWh	89,00 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	Höchstpreis zwischen dem EEX Marktwert Solar und dem anzulegenden Wert (Einspeisevergütungssatz)	EPEX-Spot Solar	EPEX-Spot Solar

**Strompreisswap-
Vereinbarung vom
Mai 2024**

Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	22 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung**	EUR 50,00 / MWh
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlageportfolios zum Zeitraum der Swap-Vereinbarung
Zeitraum	Juni 2024 bis Dezember 2025
Fester Strompreis	65,00 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	EPEX Spot

Die Bedingungen der abgeschlossen Strompreisswap-Vereinbarungen, die ausschließlich künftige Geschäftsjahre wurden in die unterstehende Tabelle dargestellt.

	Strompreisswap- Vereinbarung vom Mai 2024	Strompreisswap- Vereinbarung vom Oktober 2024	Strompreisswap- Vereinbarung vom Oktober 2024
Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*	Deutscher Direktvermarkter	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	41 MWp	7 MWp	23 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung**	EUR 57,6 / MWh	EUR 49,0 / MWh	EUR 50,8 / MWh
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlagenportfolios im Zeitraum der Swap-Vereinbarung		
Zeitraum	Januar 2025 bis Dezember 2025	Januar 2025 bis Dezember 2025	Januar 2025 bis Dezember 2027
Fester Strompreis	72,00 EUR / MWh	58,00 EUR / MWh	56,00 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	EPEX-Spot Solar	EPEX-Spot Solar	Höchstpreis zwischen dem EEX Marktwert Solar und dem anzulegenden Wert (Einspeisevergütungssatz)

* nicht unbedingt derselbe Vertragspartner **gewichtet nach Leistung

Im Rahmen einer Swap-Vereinbarung erhält der Konzern vom Vertragspartner für den Zeitraum entweder anstelle des Strompreises an der EEX-Strombörse einen Festpreis abzüglich der etwaigen positiven Differenz zwischen dem Einspeisevergütungssatz und dem PV-Strompreis an der EEX-Strombörse oder den Festpreis anstelle des EPEX Spot Preis Solar. Die Swap-Vereinbarung deckt die realen Produktionsvolumina der Solaranlagen ab.

In der Summe soll dies dazu führen, dass der Konzern für die reale Produktion der betroffenen Solaranlagen während der Laufzeit der Swap-Vereinbarung den Festpreis erwirtschaftet, unabhängig von den vorherrschenden PV-Strompreisen an der EEX-Strombörse.

Grundsätzlich werden Derivate beim erstmaligen Ansatz sowie im Rahmen der Folgebewertung zum beizulegenden Zeitwert (Fair Value) bewertet (siehe Anhangsziffer 6.12 E). Sich daraus ergebende Änderungen werden grundsätzlich im Gewinn oder Verlust erfasst.

Der Konzern ordnet jedoch die Swap-Vereinbarungen zur Absicherung von Strompreissrisiken als ein Derivat ein, welches dazu dient, die Schwankungen in Zahlungsströmen, die mit höchstwahrscheinlich erwarteten Transaktionen als Resultat veränderter Strompreise verbunden sind, abzusichern.

Zum jeweiligen Anfang der Swap-Vereinbarung hat der Konzern die Risikomanagementziele und -strategien, die er im Hinblick auf die Absicherung verfolgt, dokumentiert. Der Konzern hat außerdem die wirtschaftliche Beziehung zwischen dem gesicherten Grundgeschäft und dem Sicherungsinstrument festgelegt. Demzufolge erwartet der Konzern, dass sich Veränderungen der Zahlungsströme des gesicherten Grundgeschäfts und des Sicherungsinstruments kompensieren.

Daher wurde die Swap-Vereinbarungen als Derivate, welche ein Instrument zur Absicherung von Zahlungsströmen (Cashflow Hedge) sind, eingestuft. Daraus folgt, dass der wirksame Teil der Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im sonstigen Ergebnis erfasst und kumuliert in die Rücklage für Sicherungsbeziehungen eingestellt wird. Dieser Teil ist begrenzt auf die kumulierte Änderung des beizulegenden Zeitwertes des gesicherten Grundgeschäfts (berechnet auf Basis des Barwertes) seit Absicherungsbeginn. Ein unwirksamer Teil der Veränderungen des beizulegenden Zeitwertes des Derivats wird unmittelbar im Gewinn oder Verlust erfasst.

Im Falle von Transaktionen wird der kumulierte Betrag, der in die Rücklage für Sicherungsbeziehungen und die Rücklage für die Kosten der Absicherung eingestellt worden ist, in dem Zeitraum oder den Zeiträumen, in denen die abgesicherten erwarteten zukünftigen Zahlungsströme den Gewinn oder Verlust beeinflussen, in den Gewinn oder Verlust umgegliedert. Die Rücklage für Sicherungsbeziehungen und die Rücklage für die Kosten der Absicherung werden einheitlich im sonstigen Ergebnis aus Hedging im Eigenkapital zusammengefasst und dargestellt.

Wenn die Absicherung durch eine Swap-Vereinbarung nicht mehr die Kriterien für die Bilanzierung von Sicherungsgeschäften erfüllt oder das Sicherungsinstrument ausläuft, verkauft, beendet oder ausgeübt wird, wird die Bilanzierung dieser Sicherungsbeziehung prospektiv beendet.

Wenn die Bilanzierung einer Swap-Vereinbarung beendet wird, verbleibt der Betrag, der in die Rücklage für Sicherungsbeziehungen eingestellt worden ist, im Eigenkapital, bis dieser Betrag in dem Zeitraum oder den Zeiträumen, in denen die abgesicherten erwarteten zukünftigen Zahlungsströme den Gewinn oder Verlust beeinflussen, in den Gewinn oder Verlust umgegliedert wird.

Falls nicht mehr erwartet wird, dass die abgesicherten zukünftigen Zahlungsströme eintreten, werden die Beträge, in das sonstige Ergebnis aus Hedging eingestellt bzw. eingestellte Kosten der Absicherung unmittelbar in den Gewinn oder Verlust umgegliedert.

Im Geschäftsjahr hat der Konzern erstmalig einen Optionsvertrag zum Strompreis abgeschlossen. Dieser Optionsvertrag wies den folgenden Konditionen auf:

**Strompreisswap-
Vereinbarung vom
November 2024**

Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	22 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung**	Marktwert
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlageportfolios zum Zeitraum der Swap- Vereinbarung
Zeitraum	Januar 2025 bis Dezember 2025
Fester Strompreis	75,00 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	EPEX Spot

Der Konzern erhielt somit für den Verkauf des potenziellen Mehrerlöses zwischen dem EEX Spot Solar und dem Festpreis multipliziert mit dem tatsächlichen Produktionsmengen der jeweiligen Anlagen ein unveränderliches Optionsprämium.

Optionsverträge werden als derivative Verbindlichkeiten erfasst und erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet (FVTPL). Zwischenzeitliche Änderungen im Wert der Option werden als Gewinn oder Verlust in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen. Bei Ausübung wird die Option aus der Bilanz entfernt, und alle finanziellen Auswirkungen einer Lieferung unter dem Marktwert werden in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Wenn die Option ohne Ausübung verfällt, wird die zuvor erhaltene Prämie als Gewinn verbucht.

Zum Bilanzstichtag wurde folgende derivative Forderungen (+)/Verbindlichkeiten (-) aus der Swap-Vereinbarungen bilanziell erfasst:

in TEUR	Währung	Tauschgeschäft	Fälligkeitsjahr	31.12.2024 Buchwert	31.12.2023 Buchwert
Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2023	EUR	Festpreis gg. PV- Strommarktpreis an der EEX-Strombörse	2023-2024	-	3.752
Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023	EUR	Festpreis gg. EPEX Spot PV an der EEX- Strombörse	2023-2025	445	646
Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024	EUR	Festpreis gg. EPEX Spot PV an der EEX- Strombörse	2024-2025	-43	
Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024	EUR	Festpreis gg. EPEX Spot PV an der EEX- Strombörse	2025	170	
Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024	EUR	Festpreis gg. EPEX Spot PV an der EEX- Strombörse	2025	-66	
Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024	EUR	Festpreis gg. EPEX Spot PV an der EEX- Strombörse	2025-2027	-1	
Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2024	EUR	Festpreis gg. EPEX Spot PV an der EEX- Strombörse	2025	-62	
Gesamt				443	4.398

* ggf. abzüglich der etwaigen positiven Differenz zwischen dem Einspeisevergütungssatz und dem PV-Strommarktpreis an der EEX-Strombörse

Für die Bilanzierung des beizulegenden Zeitwertes der Swap-Vereinbarung wurden zum Bilanzstichtag folgende Annahmen getroffen bzw. erfolgten folgende Schätzungen:

Die Terminstrompreise für den Zeitraum vom 1. Januar 2025 bis zum 31. Dezember 2025 i. H. v. durchschnittlich 76.48 EUR/MWh sowie eine geschätzte spezifische Produktion zwischen 895 kWh/kWp und 987 kWh/kWp für ein einzelnes Geschäftsjahr, welches auf Grundlage von Erfahrungswerten über den abgesicherten Monaten verteilt wird.

Zum Bilanzstichtag wurde folgende derivative Forderungen (+) / Verbindlichkeiten (-) aus dem Optionsvertrag bilanziell erfasst:

Optionskontrakte werden als derivative Verbindlichkeiten erfasst

Die folgende Tabelle zeigt die Auswirkung einer Änderung der Terminstrompreise um +/-10 EUR/MWh bezüglich der Restlaufzeit der Strompreisswap-Vereinbarungen, welche zum Bilanzstichtag abgeschlossen waren, auf das sonstige Ergebnis:

in TEUR	31.12.2024	
	+10 EUR/MWh	-10 EUR/MWh
Änderung des sonstigen Ergebnisses bei einer Änderung der Terminstrompreise um:		
Sonstiges Ergebnis aus der als Hedge-Accounting designierten Strompreisswap-Vereinbarungen vor Steuern	-1.309	+1.309
Latente Steuern auf das sonstige Ergebnis aus der als Hedge-Accounting designierten Strompreisswap-Vereinbarungen	384	-384
Sonstiges Ergebnis aus der als Hedge-Accounting designierten Strompreisswap-Vereinbarungen nach Steuern	-924	+924

27. LEASINGVERHÄLTNISSE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.16.

27.1. LEASINGVERHÄLTNISSE ALS LEASINGNEHMER

Der Konzern hat kurzfristige Leasingverträge und solche die ausschließlich variable Zahlungen beinhalten, welche nicht aktiviert werden. Dies betrifft einen angemieteten Büroraum mit einer Laufzeit von weniger als drei Monaten sowie verschiedene Gestattungsverträge, von welchen die Leasingzahlungen von den erwirtschafteten Umsätzen bzw. der Produktion der auf den Flächen betriebenen Anlagen abhängen. Eine Mindestleasingzahlung gibt es bei diesen Gestattungsverträgen nicht. Die variablen Leasingzahlungen aus diesen Gestattungsverträgen werden erfolgswirksam im sonstigen Betriebsaufwand erfasst. Die Variabilität resultiert daraus, da bei diesen Verträgen eine Komponente inkludiert ist, wonach ein Teil der Leasingzahlungen von den Umsatzerlösen der auf dem Grundstück befindlichen Solaranlage abhängt.

Die gesamten Zahlungsmittelabflüsse aus bilanzierten Leasingverhältnissen betragen TEUR 3.395 im Geschäftsjahr (i. VJ.: TEUR 3.602). Zahlungsmittelabflüsse aus nicht-bilanzierten Leasingverhältnissen betragen TEUR 153 im Geschäftsjahr (i.VJ. TEUR 179).

27.2. LEASINGVERHÄLTNISSE ALS LEASINGGEBER

Der Konzern hat ebenfalls einige Grundstücke und Gebäude im Eigentum, die neben der Eigennutzung auch teilweise langfristig vermietet werden. Dies betrifft meistens Operating-Leasingverhältnisse mit einer Laufzeit von über 20 Jahren für die Vermietung von Freiflächen für den Betrieb von Photovoltaikanlagen sowie kurz- bis mittelfristig vermietete Büroräume (bis zu fünf Jahre).

A. KÜNFTIGE MINDESTLEASINGZAHLUNGEN

Zum 31. Dezember 2024 stehen die folgenden künftigen Mindestleasingzahlungen im Rahmen von unkündbaren Leasingverhältnissen aus:

in TEUR	2024
2025	96
2026	96
2027	96
2028	96
2029	96
Länger als fünf Jahre	140
Gesamt	

Zum 31. Dezember 2023 stehen die folgenden künftigen Mindestleasingzahlungen im Rahmen von unkündbaren Leasingverhältnissen aus:

in TEUR	2023
2024	98
2025	96
2026	96
2027	96
2028	96
Länger als fünf Jahre	332
Gesamt	814

B. IM GEWINN ODER VERLUST ERFASSTE BETRÄGE

Im Jahr 2024 wurden Mieteinnahmen aus Immobilien von TEUR 230 (i. VJ.: TEUR 201) in den Umsatzerlösen erfasst:

in TEUR	2024	2023
Immobilien, mit denen Mieteinnahmen erzielt werden	230	201
Gesamt	230	201

28. EVENTUALVERBINDLICHKEITEN

Es existieren Bauverpflichtungen aus Investitionszuschussverfahren. Hierfür ist für einen Betrag i. H. v. TEUR 15 (i. VJ.: TEUR 39) als Bankbürgschaft hinterlegt worden, für den die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme kleiner 50 %, jedoch nicht unwahrscheinlich ist.

29. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN

29.1. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

A. VERGÜTUNG DER MITGLIEDER DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vergütung der Mitglieder des Managements in Schlüsselpositionen umfasst:

in TEUR	2024	2023
Kurzfristig fällige Leistungen	576	625
Gesamt	576	625

Die Vergütung für die bestehenden Mitglieder des Managements betrug für das Jahr 2024 TEUR 576 (i. VJ.: TEUR 625) für seine Funktionen im Konzern (mittelbar und unmittelbar).

B. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vorstandsmitglieder verfügen über 2,4 % der Stimmrechtsanteile des Unternehmens am Tag der Veröffentlichung.

Am 2. August 2024 hat der Konzern mit Zustimmung des Aufsichtsrats die Geschäftsanteile (100%) der Konzerngesellschaft Solarpark Espenhain Verwaltungs GmbH an das Vorstandsmitglied Herr Koen Boriau verkauft. Die Veräußerung erfolgte zu einem Verkaufspreis der geringer als der Buchwert dieser Konzerngesellschaft war. Es entstand durch diese Transaktion einen Verlust i.H.v. TEUR 56.

Der zusammengefasste Wert der Geschäftsvorfälle und der ausstehenden Salden in Zusammenhang mit Mitgliedern des Managements in Schlüsselpositionen und Unternehmen, über die sie die Beherrschung oder maßgeblichen Einflüsse haben, waren wie folgt:

in TEUR	Werte der Geschäftsvorfälle		Salden ausstehend zum 31. Dezember	
	2024	2023	2024	2023
Geschäftsvorfall				
Dienstleistung (*)	1	1	-	-
Fremdleistung (**)	79	69	8	-

(*) der Konzern erbringt Buchführungsdienstleistungen für eine Gesellschaft eines Vorstands des Konzerns.

(**) Ein Vorstand stellte dem Konzern mittelbar über eine Gesellschaft im Geschäftsjahr eine Mitarbeiterin zur Verfügung. Diese Transaktion wurde als Fremdleistung in den betrieblichen Aufwendungen erfasst und hier separat dargestellt. Die Überlassung von Mitarbeitern wird zu Marktwerten abgegolten.

C. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES AUFSICHTSRATS

Im Geschäftsjahr 2024 war Frau Bridget Woods, mittelbar über ein Beratungsunternehmen, in einer beratenden Funktion außerhalb Ihres Aufsichtsratsmandat für den Konzern tätig.

in TEUR	Werte der Geschäftsvorfälle		Salden ausstehend zum 31. Dezember	
	2024	2023	2024	2023
Geschäftsvorfall				
Dienstleistung	35	-	-	-

Darüber hinaus, gab es weder im Berichtszeitraum noch im Vorjahreszeitraum Geschäftsvorfälle oder ausstehende Salden aus solchen Geschäftsvorfällen im Zusammenhang mit Mitgliedern des Aufsichtsrats oder Unternehmen, über die sie die Beherrschung oder maßgeblichen Einflüsse haben.

D. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT UNTERNEHMEN, DIE NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTET WERDEN

in TEUR	Viriflux BV	Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG
Verkauf von Dienstleistungen	1	3
Sonstiger betrieblicher Ertrag	-	-

E. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT SONSTIGEN NAHESTEHENDEN PERSONEN

Ein Sohn eines Vorstandsmitglieds war im Geschäftsjahr als Werkstudent in Teilzeit angestellt.

in TEUR	Werte der Geschäftsvorfälle		Salden ausstehend zum 31. Dezember	
	2024	2023	2024	2023
Geschäftsvorfall				
Personalaufwand	1	-	-	-

Darüber hinaus, gab es Im Berichtszeitraum keine Geschäftsvorfälle mit sonstigen nahestehenden Personen.

30. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG

30.1. NEUE BANKFINANZIERUNGEN

Der Konzern hat im Erstellungszeitraum zum Zweck der Rückführung der Schuldscheindarlehen zwei Bankfinanzierungen aufgenommen: es wurden ein Bankkredit i.H.v. EUR 5,3 Mio. sowie ein Konsortialkredit bei verschiedenen Regionalbanken mit einem Gesamtvolumen i.H.v. EUR 18,0 Mio gesichert. Die neuen Kredite weisen Laufzeiten bis Juni 2030 auf und werden variabel über den EURIBOR 3 M + eine Kreditmarge von ca. 1,5% verzinst.

31. ANGABEN NACH § 315A HGB

31.1. HONORAR DES ABSCHLUSSPRÜFERS

in TEUR	2024	2023
Abschlussprüfungsleistungen	184	206
Andere Bestätigungsleistungen	8	4
Sonstige Leistungen	22	0
Gesamt	213	210

Das vom Abschlussprüfer für das Geschäftsjahr berechnete Honorar für Abschlussprüfungsleistungen zum 31. Dezember 2024 betragen insgesamt TEUR 213 (i. VJ.: TEUR 210). Neben den vorgenannten Abschlussprüfungsleistungen sind weitere Aufwendungen i. H. v. TEUR 8 (i. VJ.: TEUR 4) für andere Bestätigungsleistungen des Abschlussprüfers berücksichtigt.

31.2. CORPORATE GOVERNANCE

Die Entsprechungserklärung zum Corporate Governance Kodex gemäß § 161 AktG wurde abgegeben und den Aktionären auf der Website der Gesellschaft (<https://www.solarparken.com/entsprechenserklaerung.php>) dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht. Für genauere Angaben wird auf den Corporate Governance Bericht des Geschäftsberichtes verwiesen.

31.3. MITARBEITER

Im Jahr 2024 beschäftigte der Konzern durchschnittlich 23 Mitarbeiter (i. VJ.: 23), zum 31. Dezember 2024 waren 24 Mitarbeiter (i. VJ.: 19) im Konzern tätig.

32. NEUE STANDARDS UND INTERPRETATIONEN, DIE NOCH NICHT ANGEWENDET WURDEN

7C Solarparken wendet die Grundsätze des Framework sowie alle zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2024 durch die EU im Rahmen des Endorsement übernommenen und verpflichtend anzuwendenden IFRS des International Accounting Standards Board (IASB) sowie die verpflichtend anzuwendenden Auslegungsregeln des International Financial Reporting Interpretations Committee des IASB (IFRIC) an.

32.1. ERSTMALIG IM GESCHÄFTSJAHR ANGEWENDET

Die folgenden neuen Standards und Interpretationen bzw. Änderungen von bestehenden Standards und Interpretationen waren für das Geschäftsjahr 2024 erstmalig anzuwenden:

Standard (veröffentlicht am)	Anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach beginnen	Inhalt und Bedeutung	Auswirkung
IAS 1	1. Januar 2024	Langfristige Schulden mit Nebenbedingungen -Klassifizierung von Schulden als kurz- bzw langfristig	unwesentlich
IFRS 16	1. Januar 2024	Leasingverbindlichkeiten aus einer Sale-and-Lease-back-Transaktion	unwesentlich
IAS 7 & IFRS 17	1. Januar 2024	Lieferantenfinanzierungsvereinbarungen	unwesentlich

Die Änderungen hatten keinen wesentlichen Einfluss auf die Darstellung der Vermögens- Finanz- und Ertragslage des vorliegenden Konzernabschlusses.

32.2. NOCH NICHT IM GESCHÄFTSJAHR ANGEWENDET

Das IASB hat folgende, aus heutiger Sicht grundsätzlich relevante, neue beziehungsweise geänderte Standards verabschiedet. Da diese Standards jedoch noch nicht verpflichtend anzuwenden sind beziehungsweise eine Übernahme durch die EU zum Teil noch aussteht, hat 7C Solarparken diese Standards im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2024 nicht angewendet. Die neuen Standards beziehungsweise Änderungen von bestehenden Standards sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem jeweiligen Zeitpunkt des Inkrafttretens beginnen. Eine vorzeitige Anwendung erfolgt für gewöhnlich nicht, auch wenn einzelne Standards dies zulassen.

Standard (veröffentlicht am)	Anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach beginnen	Inhalt und Bedeutung
IAS 21	1. Januar 2025	Langfristige Schulden mit Nebenbedingungen - Klassifizierung von Schulden als kurz- bzw langfristig
IFRS 16	1. Januar 2026	Leasingverbindlichkeiten aus einer Sale-and-Lease-back- Transaktion
IAS 7 & IFRS 17	1. Januar 2027	Lieferantenfinanzierungsvereinbarungen
IAS 21	1. Januar 2025	Fehlende Umtauschbarkeit

Der Konzern erwartet keine wesentlichen Auswirkungen auf die Vermögens-Finanz- und Ertragslage des Konzerns.

33.ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS

EPC	Steht für Engineering, Procurement and Construction und betrifft den Vertragsgegenstand eines Kauf- oder Werkvertrages, der Design, Komponentenbeschaffung und den Bau einer PV-Anlage zum Vertragsgegenstand hat
B&W	Betrieb und Wartung, auch Operation & Maintenance (O&M) genannt
COLEXON	Der börsennotierte Konzern oder die Gesellschaft, bevor sie am 9. September 2014 übernommen wurde
Einspeisevergütung	Die Vergütung, die für den ins Netz eingespeisten Strom bezahlt wird
Direktvermarktung	Stromverkauf an der EEX-Börse
EEG	Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) in der jeweils anzuwendenden Fassung z.B. EEG 2017
GW	Gigawatt
GWp	Gigawatt Peak
Mitglied des Managements	Die Vorstandsmitglieder selbst, sowie auch die Gesellschaften, die von den Vorstandsmitgliedern beherrscht werden und die im Management tätig sind
MWp	Megawatt Peak
kWp	Kilowatt Peak
AktG	Aktiengesetz
HGB	Handelsgesetzbuch
IFRS	International Financial Reporting Standards
PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
PV Estate	Erwerb von Immobilienobjekten, die (teilweise) für die Erzeugung von Solarstrom genutzt werden

34. ORGANE DER GESELLSCHAFT

A. MITGLIEDER DES VORSTANDS

Steven De Proost	
CEO	Seit 01.06.2014
Wohnort	Betekom, Belgien
Ausbildung	Wirtschaftsingenieur

Koen Boriau	
CFO	Seit 28.05.2014
Wohnort	Antwerpen, Belgien
Ausbildung	Master Wirtschaftswissenschaften

Philippe Cornelis	
CTO	Seit 17.02.2025
Wohnort	Belsele, Belgien
Ausbildung	Bachelor Elektromechnik

B. MITGLIEDER DES AUFSICHTSRATS

Joris De Meester	
Mitglied	Seit 15. Februar 2013
Vorsitzender	Seit 15. Juli 2016
Stellvertretender Vorsitzender	Bis 15. Juli 2016
Berufliche Tätigkeit	Geschäftsführer OakInvest BV, Antwerpen, Belgien
Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:	
<ul style="list-style-type: none">- Verwalter, HeatConvert U.A., Goor, Niederlande- Verwalter, PE Event Logistics Invest NV, Leuven, Belgien- Verwalter, Family Backed Real Estate NV, Antwerpen, Belgien- Verwalter, Sebiog-Invest BV, Brecht, Antwerpen, Belgien- Verwalter, JPJ Invest NV, Sint-Martens-Latem, Belgien- Verwalter, NPG Bocholt NV, Bocholt, Belgien- Verwalter, Biopower Tongeren NV, Tongeren, Belgien- Verwalter, Sebiog Group NV, Bocholt, Belgien- Verwalter, Agrogas BV, Geel, Belgien- Verwalter, Caloritum NV, Antwerpen, Belgien- Verwalter, ExCausa BV, Geel, Belgien	

Bridget Woods

Mitglied Seit 17. Dezember 2015

Stellvertretender Vorsitzender Seit 15. Juli 2016

Berufliche Tätigkeit Unternehmensberaterin

Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:

- Verwalterin, Quintel Intelligence Ltd., London, Großbritannien
- Verwalterin, Quintel Advisory Services Ltd., London, Großbritannien

Paul Decraemer

Mitglied Seit 14. Juli 2017

Berufliche Tätigkeit Geschäftsführer Paul Decraemer BV, Lochristi, Belgien

Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:

- Verwalter, Seelution AB, Göteborg, Schweden
- Verwalter, ABO-Group Environment NV, Gent, Belgien

Andrea Meyer

Mitglied Seit 17. Februar 2025

Berufliche Tätigkeit Kaufmännische Angestellte, Stadtwerke Ansbach, Deutschland

Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:

- Kuratoriumsmitglied, Hans-Frisch-Stiftung, Nürnberg

Bayreuth, 3. April 2025

Steven De Proost
Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau
Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis
Vorstand

WEITERE INFORMATIONEN

VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER

„Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen der Jahresabschluss bzw. der Konzernabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft bzw. des Konzerns vermittelt und dass im zusammengefassten Lagebericht der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses sowie die Lage der Gesellschaft bzw. des Konzerns so dargestellt werden, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird und die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung der Gesellschaft bzw. des Konzerns beschrieben sind.“

Bayreuth, 3. April 2025

Steven De Proost

Koen Boriau

Philippe Cornelis

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Finanzvorstand (CFO)

Vorstand

BESTÄTIGUNGSVERMERK DES ABSCHLUSSPRÜFERS

An die 7C Solarparken AG

VERMERK ÜBER DIE PRÜFUNG DES KONZERNABSCHLUSSES UND DES ZUSAMMENGEFASSTEN LAGEBERICHTS

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der 7C Solarparken AG und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2024, der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, der Konzerngesamtergebnisrechnung, der Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2024 sowie dem Konzernanhang, einschließlich wesentlicher Informationen zu den Rechnungslegungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den zusammengefassten Lagebericht der 7C Solarparken AG für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2024 geprüft. Die „Erklärung zur Unternehmensführung gemäß §§ 315d, 289f HGB“ inklusive der Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex, auf welche in Abschnitt „Weitere gesetzliche Angaben“ des zusammengefassten Lageberichts verwiesen wird, sowie die Angaben im Abschnitt „Risikomanagement und internes Kontrollsystem“ haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den vom International Accounting Standards Board (IASB) herausgegebenen IFRS Accounting Standards (im Folgenden „IFRS Accounting Standards“), wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2024 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2024 und
- vermittelt der beigefügte zusammengefasste Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser zusammengefasste Lagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum zusammengefassten Lagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der oben genannten Erklärung zur Unternehmensführung inkl. der Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex und der Angaben in Abschnitt „Risikomanagement und internes Kontrollsystem“ im zusammengefassten Lagebericht.

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

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichtes in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-Abschlussprüferverordnung

(Nr. 537/2014; im Folgenden „EU-APrVO“) unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den europarechtlichen sowie den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Darüber hinaus erklären wir gemäß Artikel 10 Abs. 2 Buchst. f) EU-APrVO, dass wir keine verbotenen Nichtprüfungsleistungen nach Artikel 5 Abs. 1 EU-APrVO erbracht haben. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum zusammengefassten Lagebericht zu dienen.

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte in der Prüfung des Konzernabschlusses

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte sind solche Sachverhalte, die nach unserem pflichtgemäßen Ermessen am bedeutsamsten in unserer Prüfung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2024 waren. Diese Sachverhalte wurden im Zusammenhang mit unserer Prüfung des Konzernabschlusses als Ganzem und bei der Bildung unseres Prüfungsurteils hierzu berücksichtigt; wir geben kein gesondertes Prüfungsurteil zu diesen Sachverhalten ab.

Aus unserer Sicht war die Werthaltigkeit der Solarparks der bedeutsamste Sachverhalt in unserer Prüfung.

Unsere Darstellung dieses besonders wichtigen Prüfungssachverhalts haben wir jeweils wie folgt strukturiert:

- 1.) Sachverhalt und Problemstellung
- 2.) Prüferisches Vorgehen und Erkenntnisse
- 3.) Verweis auf weitergehende Informationen

Nachfolgend stellen wir den aus unserer Sicht besonders wichtigen Prüfungssachverhalt dar:

1.)

Im Konzernabschluss von 7C Solarparks werden unter dem Bilanzposten „Sachanlagen“ Solarparks in Höhe von TEUR 347.119 (63,4 % der Konzernbilanzsumme) ausgewiesen. Solarparks werden jährlich entsprechend ihrer voraussichtlichen Nutzungsdauer planmäßig abgeschrieben und zudem anlassbezogen einem Werthaltigkeitstest („Impairment-Test“) unterzogen, um eine mögliche Wertminderung zu ermitteln. Als Anhaltspunkt für mögliche Wertminderungen ist insbesondere die Entwicklung des operativen Geschäftes relevant, die über den sog. „EBITDA Yield“ gemessen wird (Impairment-Indikator). Unterschreitet der EBITDA Yield einen festen von 7C Solarparks ermittelten Referenzwert wird für den betroffenen Solarpark ein detaillierter Impairment-Test vorgenommen. Dabei wird der Nutzungswert der jeweiligen Anlage ermittelt und mit dem Buchwert der zahlungsmittelgenerierenden Einheit, welcher der betreffende Solarpark zugeordnet wird, verglichen. Hierbei werden insbesondere die erwartete Produktion, die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung, zukünftig erwartete Strompreise und zukünftig erwartete operative Kosten berücksichtigt. Die Diskontierung erfolgt mittels der durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten. Das Ergebnis dieser Bewertung ist stark von den Annahmen der einzelnen Bewertungsparameter abhängig. Die Bewertung ist daher mit wesentlichen Unsicherheiten behaftet. Vor dem Hintergrund, dass die Solarparks den

überwiegenden Teil der Bilanzsumme ausmachen und zudem eine Wertminderung geeignet ist, die Vermögens- und Ertragslage des Konzerns zu beeinflussen, handelt es sich um einen besonders wichtigen Prüfungssachverhalt.

2.)

Bei unserer Prüfung haben wir zunächst den Prozess zur Identifizierung eines Anhaltspunktes für eine Wertminderung (Triggering Event) aufgenommen. Im Anschluss haben wir im Rahmen des durchgeführten Tests dessen Geeignetheit zur Identifizierung eines Anhaltspunktes für eine Wertminderung gewürdigt. Wir haben weiterhin die zugrundeliegenden Parameter und Referenzwerte zur Identifizierung des Vorliegens eines Anhaltspunktes für eine Wertminderung auf Plausibilität geprüft (Ermittlung des Impairment-Indikators „EBITDA Yield“). Zudem haben wir überprüft, ob die in den zugrunde liegenden Berechnungen enthaltenen Daten konsistent sind und Schlussfolgerungen folgerichtig abgeleitet werden. Für Anlagen, für die ein Anhaltspunkt für eine Wertminderung identifiziert wurde und infolgedessen ein Wertminderungstest durchgeführt, haben wir sodann die wesentlichen Parameter zur Ermittlung des Nutzungswertes plausibilisiert, das Ergebnis rechnerisch nachvollzogen sowie die Konformität mit IAS 36 Wertminderung von Vermögenswerten geprüft. Für diejenigen Anlagen, für die eine Wertminderung auf Basis des durchgeführten Tests vorzunehmen war, haben wir geprüft, ob die ermittelte Wertminderung korrekt im Konzernabschluss abgebildet wurde. Wir kommen zu dem Ergebnis, dass das methodische Vorgehen zur Ermittlung des Impairment Indikators sachgerecht ist, die von den gesetzlichen Vertretern herangezogenen Bewertungsparameter und -annahmen plausibel sind, die Nutzungswerte zutreffend abgeleitet wurden und identifizierte Wertminderungen korrekt im Konzernabschluss abgebildet wurden. Die Werthaltigkeit der Solarparks wurde daher als sachgerecht beurteilt.

3.)

Die Angaben des Konzerns zu den Sachanlagen sind im Konzernanhang im Abschnitt „Wesentliche Rechnungslegungsmethoden“ im Unterpunkt „6.14 Wertminderungen“ und „Erläuterungen zur Bilanz“ im Unterpunkt „17.1. Sachanlagen“ enthalten.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter und der Aufsichtsrat sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen:

- den Bericht des Vorstands,
- den Bericht des Aufsichtsrats,
- die auf der Internetseite veröffentlichte Erklärung zur Unternehmensführung gemäß §§ 315d, 289f HGB inkl. der Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex,
- die im Abschnitt „Risikomanagement und internes Kontrollsystem“ im zusammengefassten Lagebericht enthaltenen Angaben und
- die Versicherung der gesetzlichen Vertreter.

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

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

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Konzernabschluss, zusammengefassten Lagebericht oder unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Konzernabschluss unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen (d.h. Manipulationen der Rechnungslegung und Vermögensschädigungen) oder Irrtümern ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, es sei denn, es besteht die Absicht den Konzern zu liquidieren oder der Einstellung des Geschäftsbetriebs oder es besteht keine realistische Alternative dazu.

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

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts

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

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

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

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen im Konzernabschluss und im zusammengefassten Lagebericht aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass eine aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellung nicht aufgedeckt wird, ist höher als das Risiko, dass eine aus Irrtümern resultierende wesentliche falsche Darstellung nicht aufgedeckt wird, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- erlangen wir ein Verständnis von den für die Prüfung des Konzernabschlusses relevanten internen Kontrollen und den für die Prüfung des zusammengefassten Lageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit der internen Kontrollen des Konzerns bzw. dieser Vorkehrungen und Maßnahmen abzugeben.
- beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Konzernabschluss und im zusammengefassten Lagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass der Konzern seine Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir Darstellung, Aufbau und Inhalt des Konzernabschlusses insgesamt einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der IFRS Accounting Standards, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen

Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.

- holen wir ausreichende geeignete Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungs-Informationen der Unternehmen oder Geschäftstätigkeiten innerhalb des Konzerns ein, um Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum zusammengefassten Lagebericht abzugeben. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Beaufsichtigung und Durchführung der Konzernabschlussprüfung. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unsere Prüfungsurteile.
- beurteilen wir den Einklang des zusammengefassten Lageberichts mit dem Konzernabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.
- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im zusammengefassten Lagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

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

Wir geben gegenüber den für die Überwachung Verantwortlichen eine Erklärung ab, dass wir die relevanten Unabhängigkeitsanforderungen eingehalten haben, und erörtern mit ihnen alle Beziehungen und sonstigen Sachverhalte, von denen vernünftigerweise angenommen werden kann, dass sie sich auf unsere Unabhängigkeit auswirken und sofern einschlägig, die zur Beseitigung von Unabhängigkeitsgefährdungen vorgenommenen Handlungen oder ergriffenen Schutzmaßnahmen.

Wir bestimmen von den Sachverhalten, die wir mit den für die Überwachung Verantwortlichen erörtert haben, diejenigen Sachverhalte, die in der Prüfung des Konzernabschlusses für den aktuellen Berichtszeitraum am bedeutsamsten waren und daher die besonders wichtigen Prüfungssachverhalte sind. Wir beschreiben diese Sachverhalte im Bestätigungsvermerk, es sei denn, Gesetze oder andere Rechtsvorschriften schließen die öffentliche Angabe des Sachverhalts aus.

SONSTIGE GESETZLICHE UND ANDERE RECHTLICHE ANFORDERUNGEN

Vermerk über die Prüfung der für Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts nach § 317 Abs. 3a HGB

Prüfungsurteil

Wir haben gemäß § 317 Abs. 3a HGB eine Prüfung mit hinreichender Sicherheit durchgeführt, ob die in der beigefügten Datei „7C_Konzern_2024.zip“ enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts (im Folgenden auch als „ESEF-Unterlagen“ bezeichnet) den Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat („ESEF-Format“) in allen wesentlichen Belangen entsprechen. In Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften erstreckt sich diese Prüfung nur auf die Überführung der Informationen des Konzernabschlusses und des zusammengefassten

Lageberichts in das ESEF-Format und daher weder auf die in diesen Wiedergaben enthaltenen noch auf andere in der oben genannten Datei enthaltene Informationen.

Nach unserer Beurteilung entsprechen die in der oben genannten Datei enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in allen wesentlichen Belangen den Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat. Über dieses Prüfungsurteil sowie unsere im voranstehenden „Vermerk über die Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts“ enthaltenen Prüfungsurteile zum beigefügten Konzernabschluss und zum beigefügten zusammengefassten Lagebericht für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2024 hinaus geben wir keinerlei Prüfungsurteil zu den in diesen Wiedergaben enthaltenen Informationen sowie zu den anderen in der oben genannten Datei enthaltenen Informationen ab.

Grundlage für das Prüfungsurteil

Wir haben unsere Prüfung der in der oben genannten Datei enthaltenen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in Übereinstimmung mit § 317 Abs. 3a HGB unter Beachtung des IDW Prüfungsstandards: Prüfung der für Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben von Abschlüssen und Lageberichten nach § 317 Abs. 3a HGB (IDW PS 410 (06.2022)) durchgeführt. Unsere Verantwortung danach ist im Abschnitt „Verantwortung des Konzernabschlussprüfers für die Prüfung der ESEF-Unterlagen“ weitergehend beschrieben. Unsere Wirtschaftsprüferpraxis hat die Anforderungen des IDW Qualitätsmanagementstandards: Anforderungen an das Qualitätsmanagement in der Wirtschaftsprüferpraxis (IDW QMS 1) angewendet.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für die ESEF-Unterlagen

Die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft sind verantwortlich für die Erstellung der ESEF-Unterlagen mit den elektronischen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts nach Maßgabe des § 328 Abs. 1 Satz 4 Nr. 1 HGB und für die Auszeichnung des Konzernabschlusses nach Maßgabe des § 328 Abs. 1 Satz 4 Nr. 2 HGB.

Ferner sind die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Erstellung der ESEF-Unterlagen zu ermöglichen, die frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – Verstößen gegen die Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat sind.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Prozesses der Erstellung der ESEF-Unterlagen als Teil des Rechnungslegungsprozesses.

Verantwortung des Konzernabschlussprüfers für die Prüfung der ESEF-Unterlagen

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob die ESEF-Unterlagen frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – Verstößen gegen die Anforderungen des § 328 Abs. 1 HGB sind. Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – Verstöße gegen die Anforderungen des § 328 Abs. 1 HGB, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.

- gewinnen wir ein Verständnis von den für die Prüfung der ESEF-Unterlagen relevanten internen Kontrollen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Kontrollen abzugeben.
- beurteilen wir die technische Gültigkeit der ESEF-Unterlagen, d.h. ob die die ESEF-Unterlagen enthaltende Datei die Vorgaben der Delegierten Verordnung (EU) 2019/815 in der zum Abschlussstichtag geltenden Fassung an die technische Spezifikation für diese Datei erfüllt.
- beurteilen wir, ob die ESEF-Unterlagen eine inhaltsgleiche XHTML-Wiedergabe des geprüften Konzernabschlusses und des geprüften zusammengefassten Lageberichts ermöglichen.
- beurteilen wir, ob die Auszeichnung der ESEF-Unterlagen mit Inline XBRL-Technologie (iXBRL) nach Maßgabe der Artikel 4 und 6 der Delegierten Verordnung (EU) 2019/815 in der am Abschlussstichtag geltenden Fassung eine angemessene und vollständige maschinenlesbare XBRL-Kopie der XHTML-Wiedergabe ermöglicht.

Übrige Angaben gemäß Artikel 10 EU-APrVO

Wir wurden von der Hauptversammlung am 6. Juni 2024 als Konzernabschlussprüfer gewählt. Wir wurden am 28. Oktober 2024 vom Aufsichtsrat beauftragt. Wir sind ununterbrochen seit dem Geschäftsjahr 2015 als Konzernabschlussprüfer der 7C Solarparken AG tätig.

Wir erklären, dass die in diesem Bestätigungsvermerk enthaltenen Prüfungsurteile mit dem zusätzlichen Bericht an den Prüfungsausschuss nach Artikel 11 EU-APrVO (Prüfungsbericht) in Einklang stehen.

Wir haben folgende Leistungen, die nicht im Konzernabschluss oder im zusammengefassten Lagebericht angegeben wurden, zusätzlich zur Abschlussprüfung für die Konzernunternehmen erbracht:

Wir haben im Geschäftsjahr 2024 an die 7C Solarparken AG sonstige Bestätigungsleistungen zur Einhaltung der mit den Schuldscheingebnern vereinbarten Covenants erbracht. Daneben haben wir 7C Solarparken AG bei der Beantwortung von Fragen der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) unterstützt. Diese haben keinerlei Einfluss auf den geprüften Abschluss. Der Aufsichtsrat hat alle erbrachten Nichtprüfungleistungen genehmigt.

SONSTIGER SACHVERHALT – VERWENDUNG DES BESTÄTIGUNGSVERMERKS

Unser Bestätigungsvermerk ist stets im Zusammenhang mit dem geprüften Konzernabschluss und dem geprüften zusammengefassten Lagebericht sowie den geprüften ESEF-Unterlagen zu lesen. Der in das ESEF-Format überführte Konzernabschluss und zusammengefasstem Lagebericht – auch die in das Unternehmensregister einzustellenden Fassungen – sind lediglich elektronische Wiedergaben des geprüften Konzernabschlusses und des geprüften zusammengefassten Lageberichts und treten nicht an deren Stelle. Insbesondere ist der ESEF-Vermerk und unser darin enthaltenes Prüfungsurteil nur in Verbindung mit den in elektronischer Form bereitgestellten geprüften ESEF-Unterlagen verwendbar.

VERANTWORTLICHER WIRTSCHAFTSPRÜFER

Die für die Prüfung verantwortliche Wirtschaftsprüferin ist Frau Alexandra Dittus.

Nürnberg, 3. April 2025

Baker Tilly GmbH & Co. KG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft



Gloth
Wirtschaftsprüfer

Dittus
Wirtschaftsprüferin

DISCLAIMER

Der vorliegende Bericht enthält in die Zukunft gerichtete Aussagen, die auf der Überzeugung des Vorstands der 7C Solarparken AG beruhen und dessen aktuelle Annahmen und Schätzungen widerspiegeln. Diese zukunftsbezogenen Aussagen sind Risiken und Unsicherheiten unterworfen. Viele derzeit nicht vorhersehbare Fakten könnten bewirken, dass die tatsächlichen Leistungen und Ergebnisse der 7C Solarparken AG bzw. des Konzerns anders ausfallen. Unter anderem können das sein: die Nichtakzeptanz neu eingeführter Produkte oder Dienstleistungen, Veränderungen der allgemeinen Wirtschafts- und Geschäftssituation, das Verfehlen von Effizienz- oder Kostenreduzierungszielen oder Änderungen der Geschäftsstrategie. Der Vorstand ist der festen Überzeugung, dass die Erwartungen dieser vorausschauenden Aussagen stichhaltig und realistisch sind. Sollten jedoch vorgenannte oder andere unvorhergesehene Risiken eintreten, kann die 7C Solarparken AG nicht dafür garantieren, dass die geäußerten Erwartungen sich als richtig erweisen.