

7c solarparken



7C SOLARPARKEN AG

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
JAHRESABSCHLUSS FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM 1. JANUAR 2024 BIS 31. DEZEMBER 2024	86
VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER	115
BESTÄTIGUNGSVERMERK DES ABSCHLUSSPRÜFERS	116

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. betrugen.

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-Erhöhung 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

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis

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 Befangenheit 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 (<i>BERICHTERSTATTUNG AUF BASIS DES IFRS KONZERNABSCHLUSSES</i>)	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
GESAMTBURTEILUNG	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

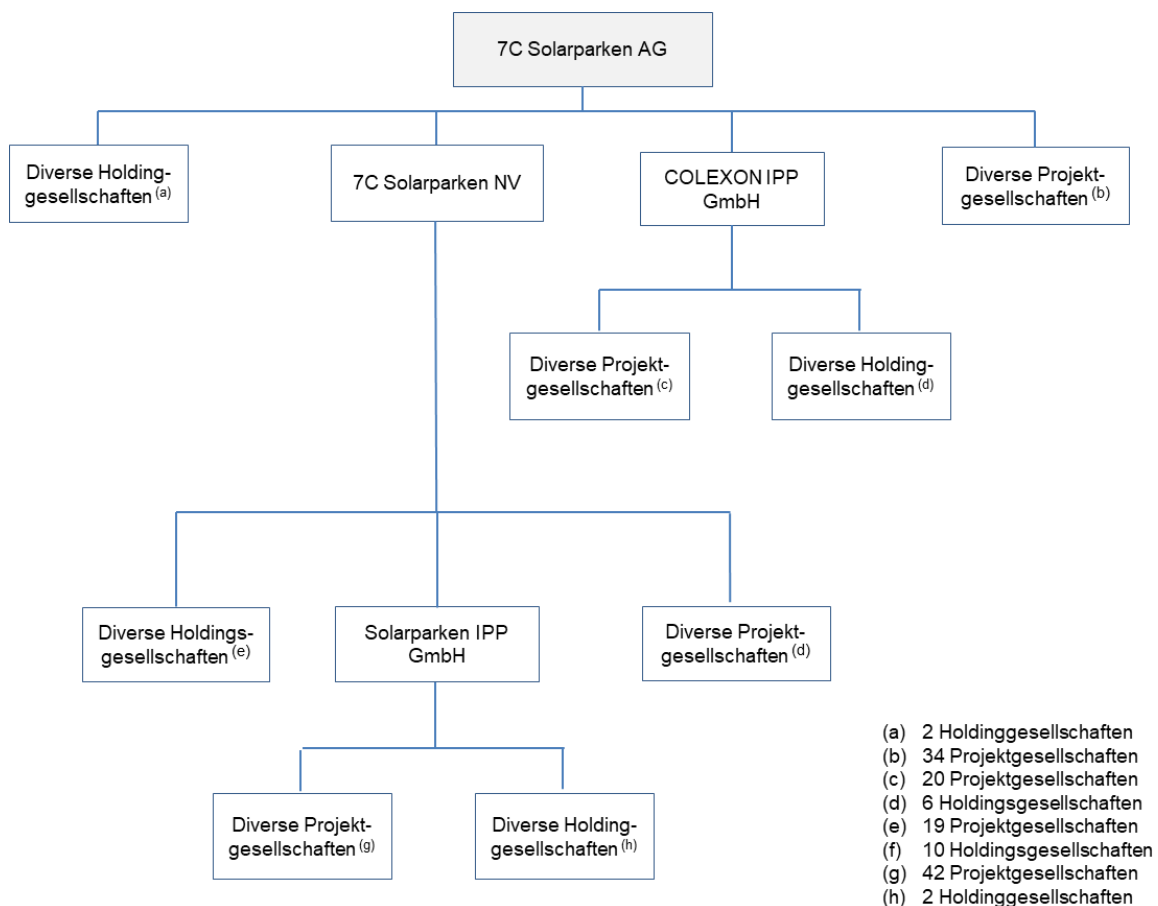
GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR

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:



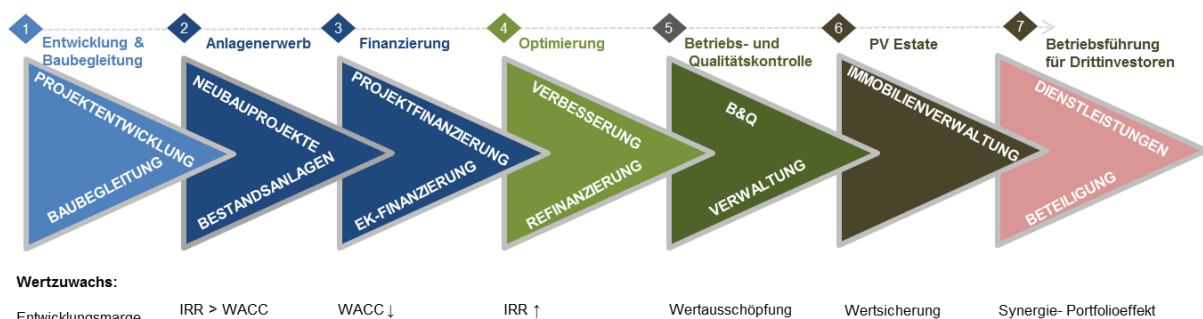
Mutterunternehmen des Konzerns ist die 7C Solarparken AG mit Sitz in Bayreuth. Sie nimmt die Funktion einer operativen Holdinggesellschaft wahr. Ihr obliegt die Steuerung im Rahmen eines aktiven Anlagenmanagements, die Finanzierung von Konzerngesellschaften sowie die kaufmännische und technische

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 Solarparks 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 Solarparks 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.

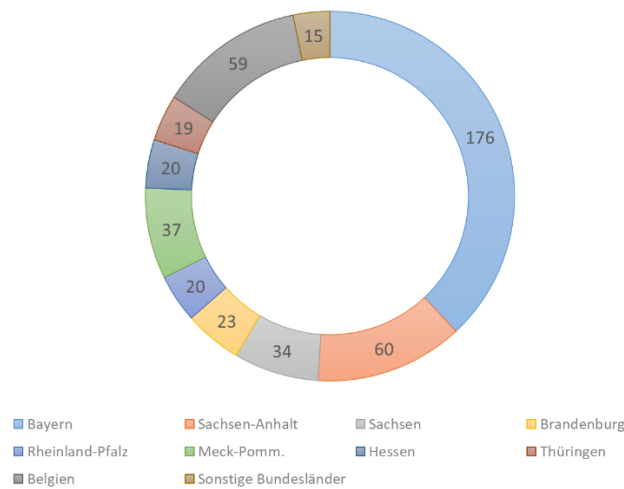
Das Gesamtportfolio generiert pro Jahr ungefähr 433 GWh elektrischer Energie. Dies reicht aus, um mehr als 124.000 Drei-Personen-Haushalte mit Strom zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 474.000 Tonnen CO₂ eingespart.

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)

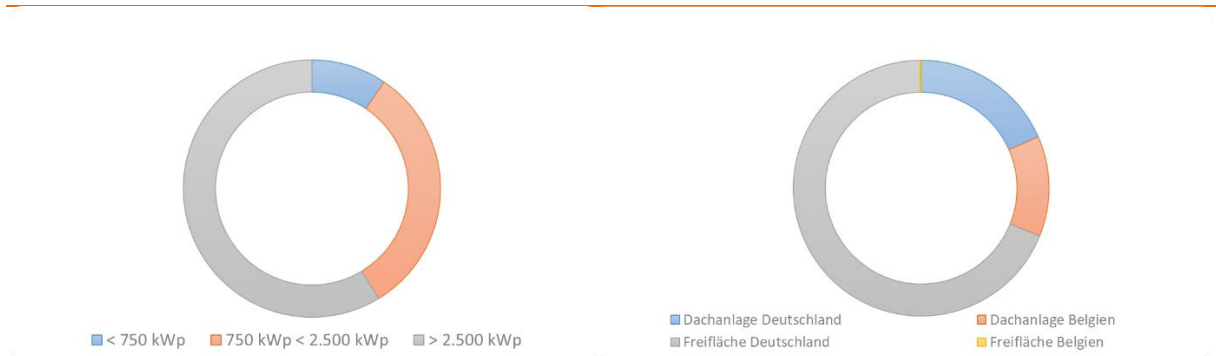


Quelle: Eigene Darstellung

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

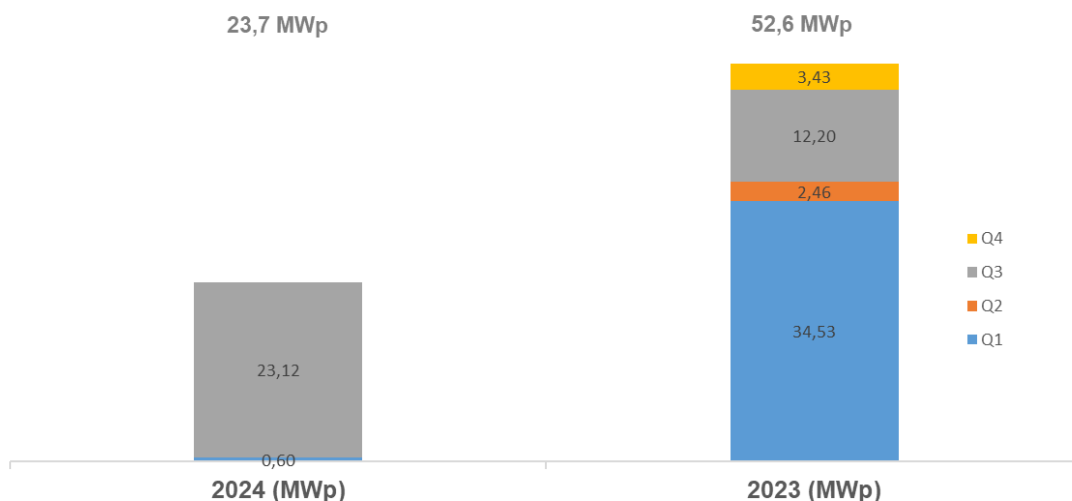
In den Angaben zum Anlagenportfolio sowie in der Entwicklung des Anlagenportfolios und in anderen Angaben über das Anlagenportfolio in diesem Geschäftsbericht ist die Solaranlage Reuden Süd nicht enthalten. Diese solare Aufdachanlage liegt in Sachsen-Anhalt und befindet sich derzeit im Bau und hat eine 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.

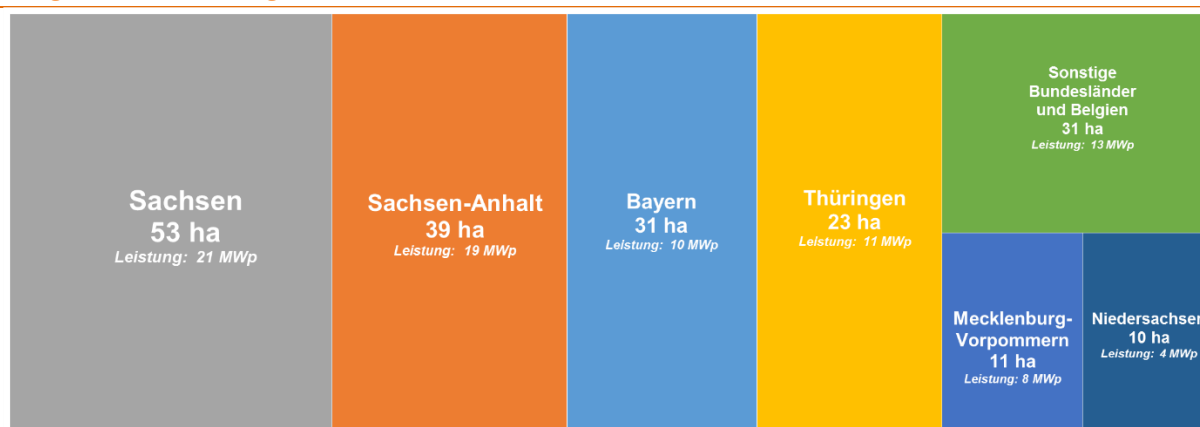
Das verwaltete Anlagenportfolio produziert pro Jahr ungefähr 49 GWh Energie. Dies reicht aus, um mehr als 12.500 Drei-Personen-Haushalte zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 49.000 Tonnen CO₂ eingespart.

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.

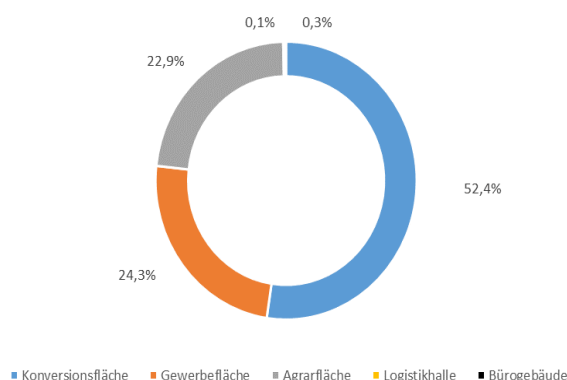
Geografische Verteilung des PV Estate zum 31. Dezember 2024



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

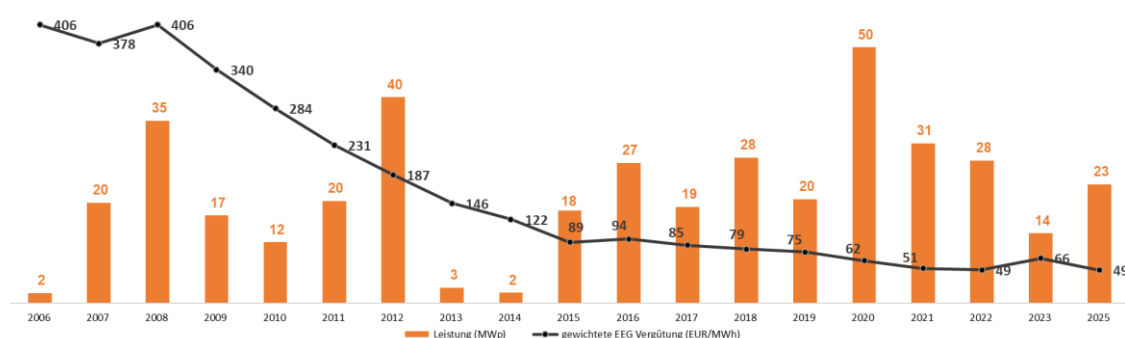
In Deutschland werden Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bestimmt. Seit dem Jahr 2000 regelt das EEG unter anderem, unter welchen Umständen und in welcher Höhe der mittels Solar- und Windenergieanlagen generierte Strom vergütet wird.

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 Jahrangebe 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 Nutzunternehmen*						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 Preisindizes 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 Strompreisisiko 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.

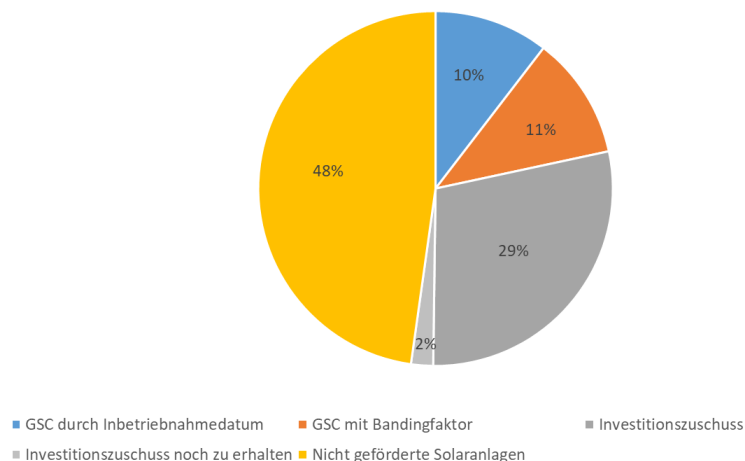
Im Geschäftsjahr ist es bei der Abrechnung der Entschädigungen für die Abschaltungen, die im Rahmen von Redispatch 2.0 vorgenommen wurden, zu erheblichen Verbesserungen gekommen. Insgesamt konnte der Konzern durch intensiven Austausch mit den Dienstleistern und den Netzbetreibern EUR 2,1 Mio. eintreiben.

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



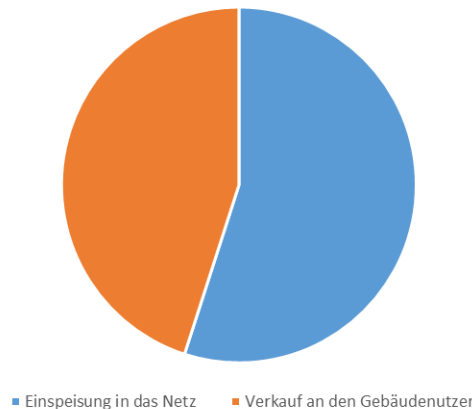
Quelle: eigene Darstellung

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 Zuschläge 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 Zuschlägen 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 Strompreissrisiko aus diesen Fehleinschätzungen ausgesetzt ist.

Dieser Marktmechanismus erfordert, dass der Konzern ein aktiveres Management für die Volumen- und Strompreissrisiken 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 Pachtantrag, 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 Pachtaufwand

- *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 Pachtaufwand, 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

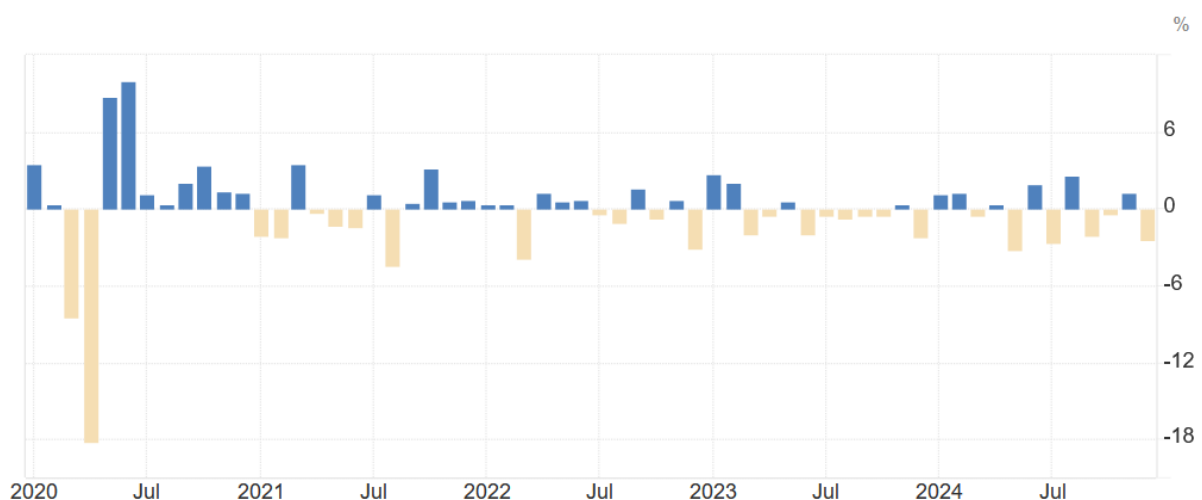
Die deutsche Wirtschaft ist im Geschäftsjahr 2024 wiederum um 0,2% geschrumpft, dabei war das Bruttoinlandsprodukt im Vorjahr bereits um 0,3% gesunken. Andere EU-Länder wie Frankreich oder Spanien und auch Belgien sind jedoch um 1% deutlich gewachsen. Es gibt für diese Wirtschaftskrise verschiedene systemische 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

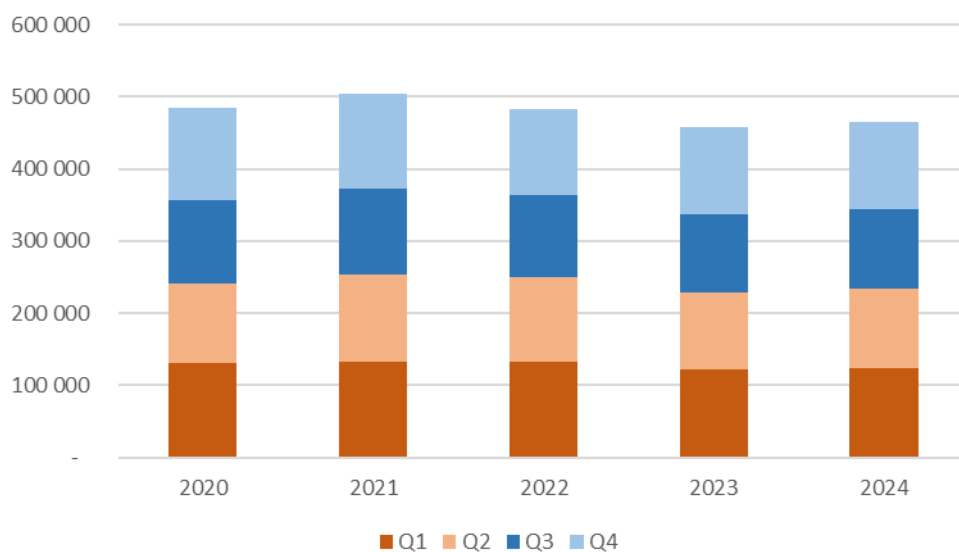
In der Folge wurde die Industrieproduktion in den letzten zwei Jahren weiter zurückgeschraubt. Ursächlich hierfür sind nicht nur die Folgen des Energiepreisbooms im Geschäftsjahr 2022 sowie die damit einhergehenden inflationären Spannungen, sondern auch der dadurch ausgelöste Zinsanstieg. Darüber hinaus wurden Neuinvestitionen vor sich hergeschoben oder gar gecancelt, 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

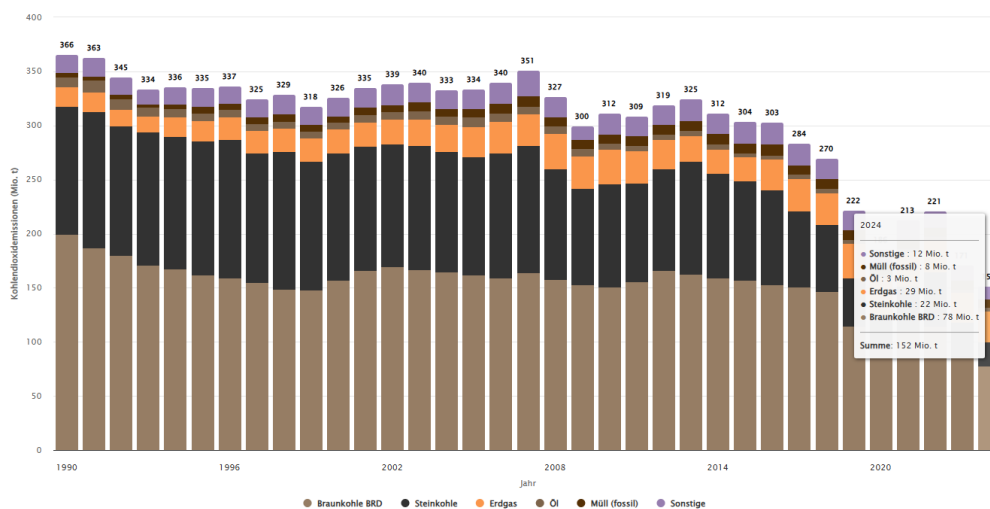
Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien stieg um 0,6 % auf 254 TWh und machte damit 58 % der Nettostromerzeugung aus. Solarstrom stieg um 12,7 % auf 59,7 TWh an, und das trotz des massiven Anstiegs der installierten Kapazität (von 82,7 GWp am Ende 2023 auf 99,8 GWp am Ende 2024). Ursächlich hierfür waren 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

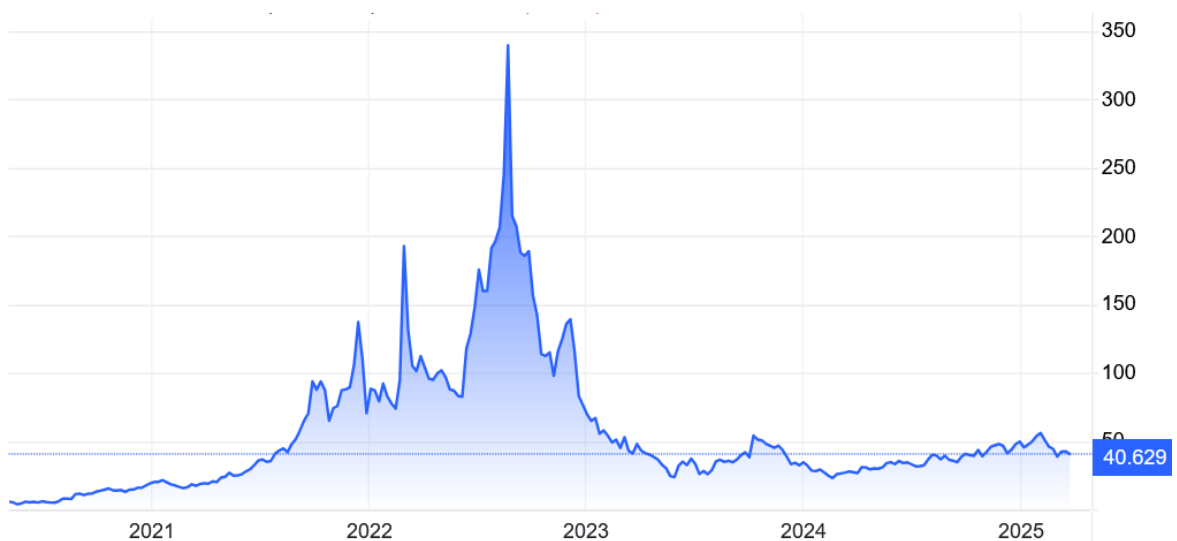
Der Henry Hub Gaspreis stabilisierte ebenfalls und erreichte im Berichtszeitraum Preise zwischen 2-3 USD pro mmBtu. Die europäischen Gaspreise zeigen sich volatil, da die Erdgaspreise im Europa (TTF) und die CO₂-Preise in der zweiten Jahreshälfte und bis in das laufende Geschäftsjahr 2025 schrittweise 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



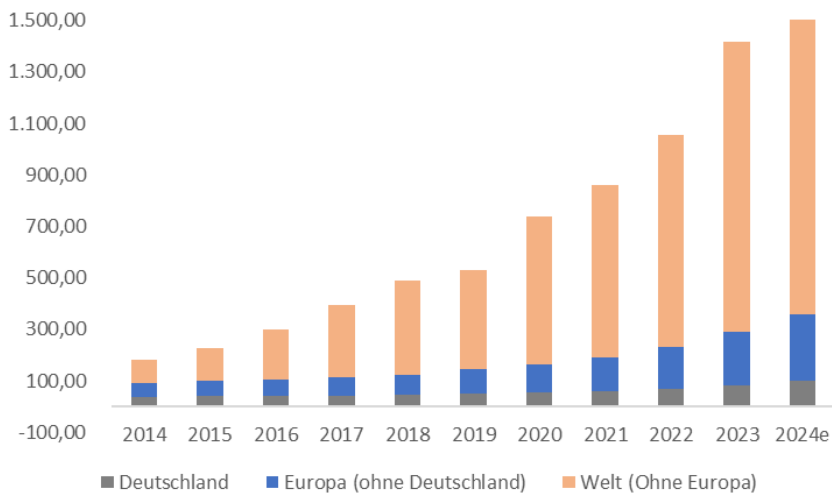
Quelle: Trading economics

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 %).

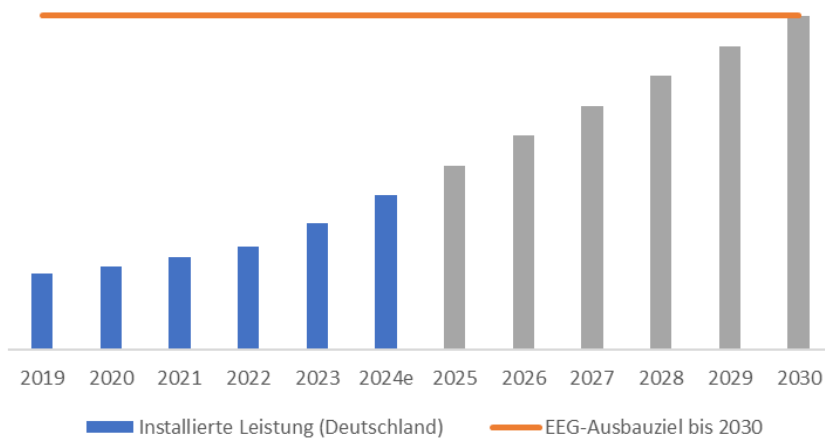
Globaler Leistungsausbau an Solaranlagen



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 Ausbaupfad 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

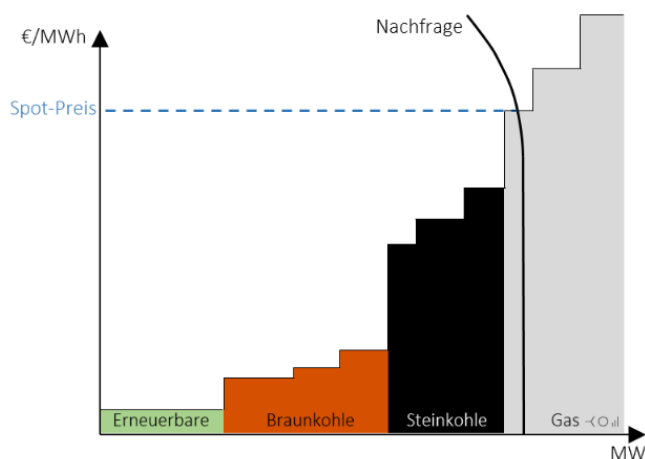
einer Inbetriebnahme nach dem 25. Februar 2025 bei negativen Strompreisen nicht mehr produzieren werden (und somit das Problem der Negativpreise nicht vergrößern).

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 Strompreisderivate 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“).

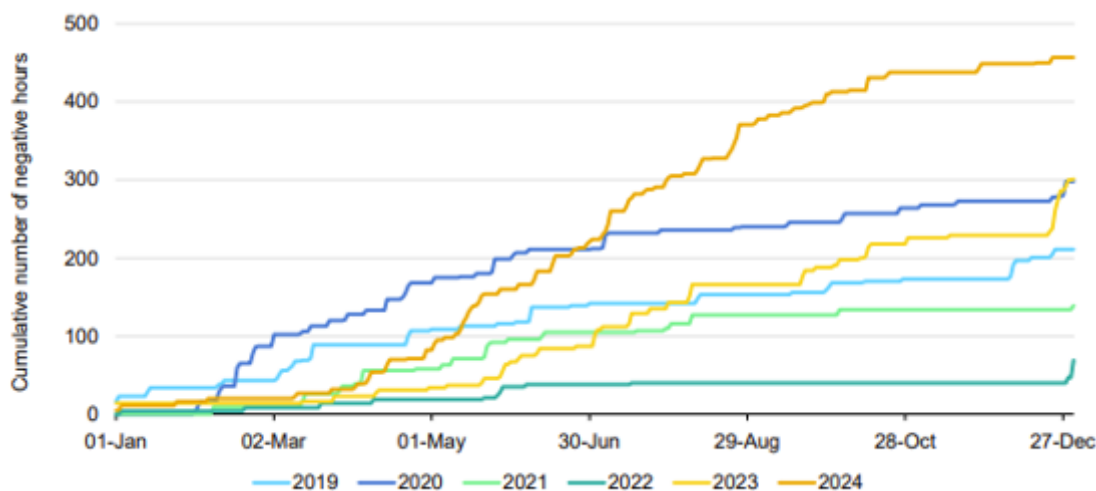
Daraus folgt somit, dass eine Zunahme der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien, z.B. durch gute Witterungsverhältnisse oder durch Zunahme der installierten Leistung, bei gleichbleibender Stromnachfrage zunehmend einen deflatorischen Preisdruck auf die Strompreise ausübt. Im Geschäftsjahr hat 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 Marktpremie 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.

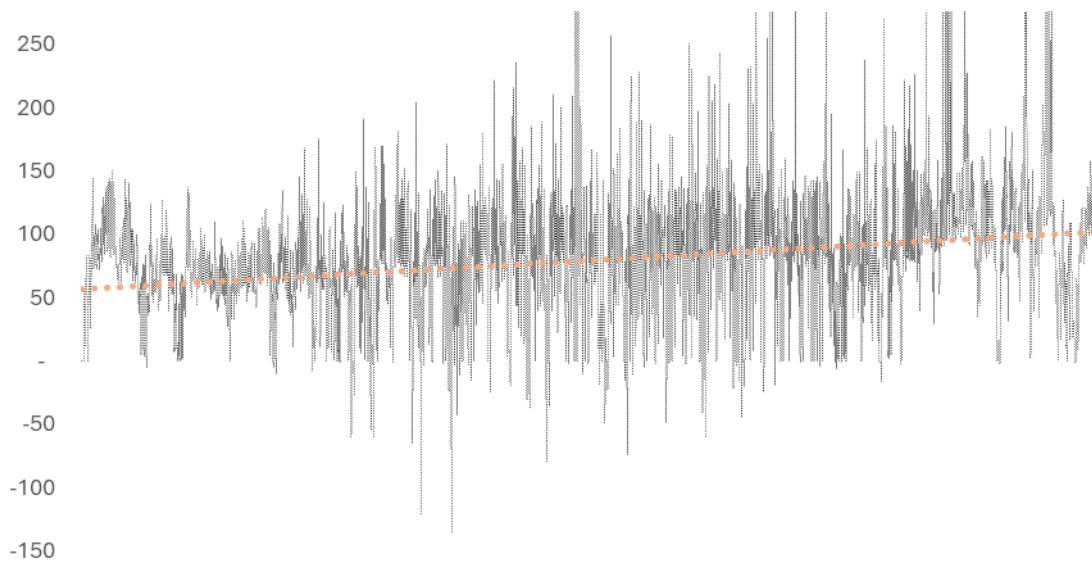
Anzahl der Negativstunden auf dem deutschen Markt (kumulativ pro Monat nach Jahr)



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.

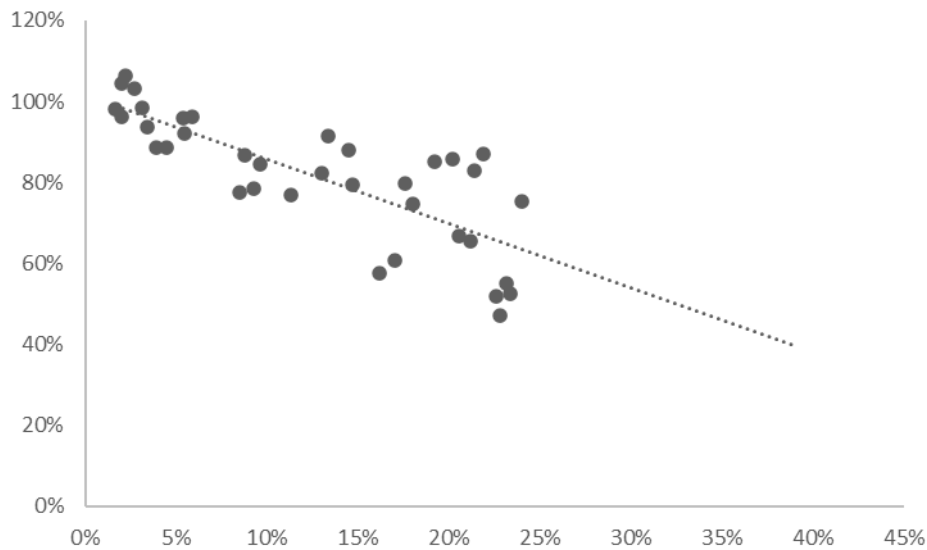
EPEX Spot (Day-Ahead) pro Viertelstunde im Geschäftsjahr 2024 in EUR pro MWh



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)

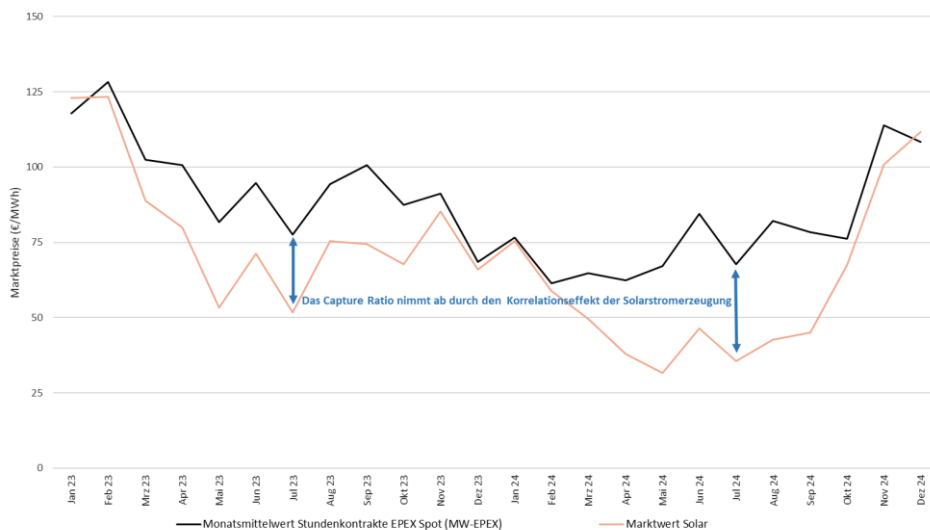


Quelle: Energy Charts, Referenzmarktwerte, eigene Darstellung

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.

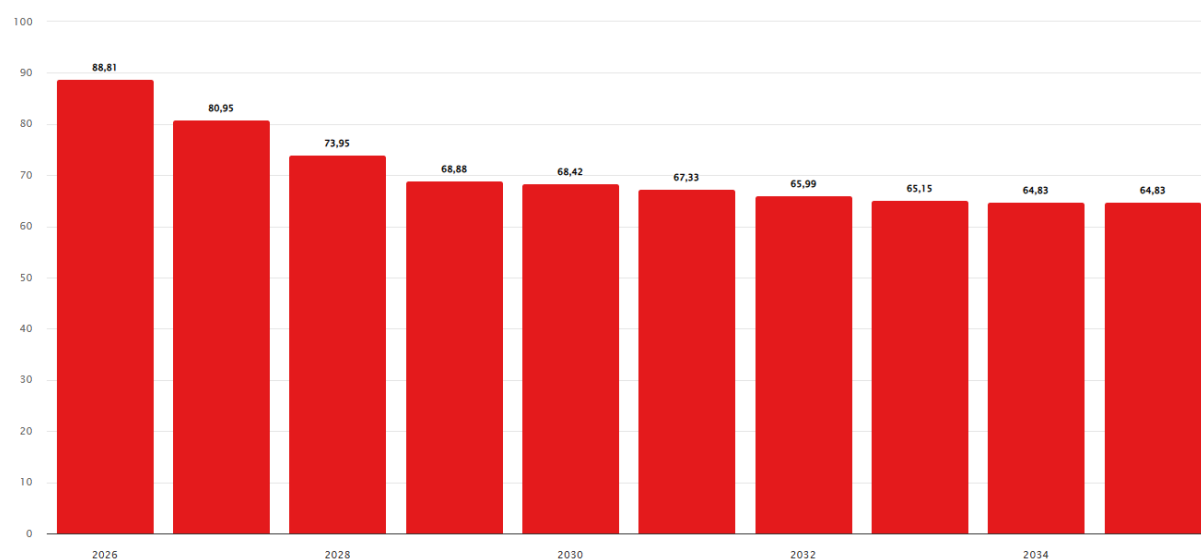
Die Preise auf dem Terminmarkt folgen grundsätzlich der gleichen Dynamik wie auf dem Spotmarkt, d. h. den Gas- und CO₂-Preisen, aber sie spiegeln auch die erwarteten Veränderungen im Strommix mit einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien wider. Im Jahr 2023 erreichte der Terminmarktpreis 2025, was 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

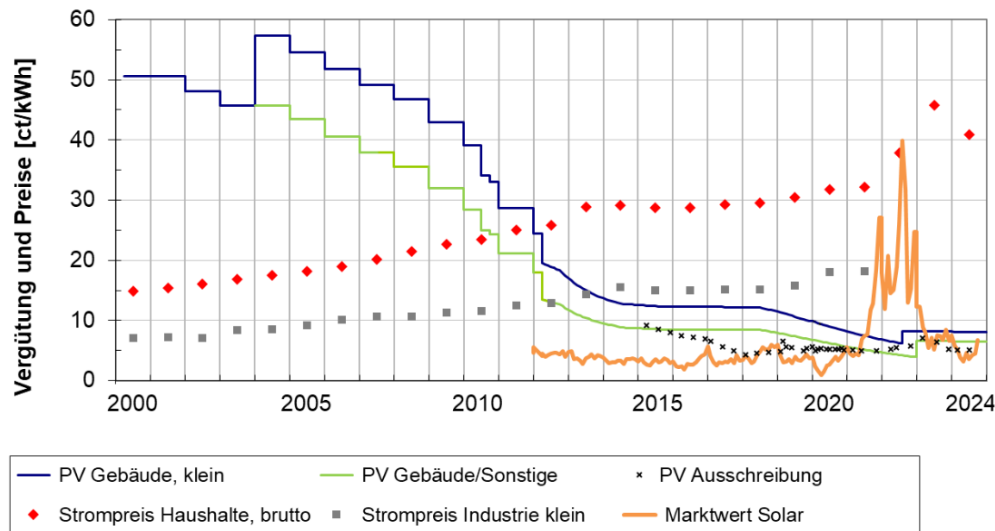
Der Terminpreis, welcher ein Grundlastpreis gleichzusetzen ist, wirkt sich wie bereits erläutert nur mittelbar auf die Ertragslage des Konzerns aus. Dieser Terminpreis fließt namentlich nur unter Anwendung eines Capture Ratios sowie Produktionsschätzungen in die Verhandlung eines Festpreises für Strompreisswap-Vereinbarungen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

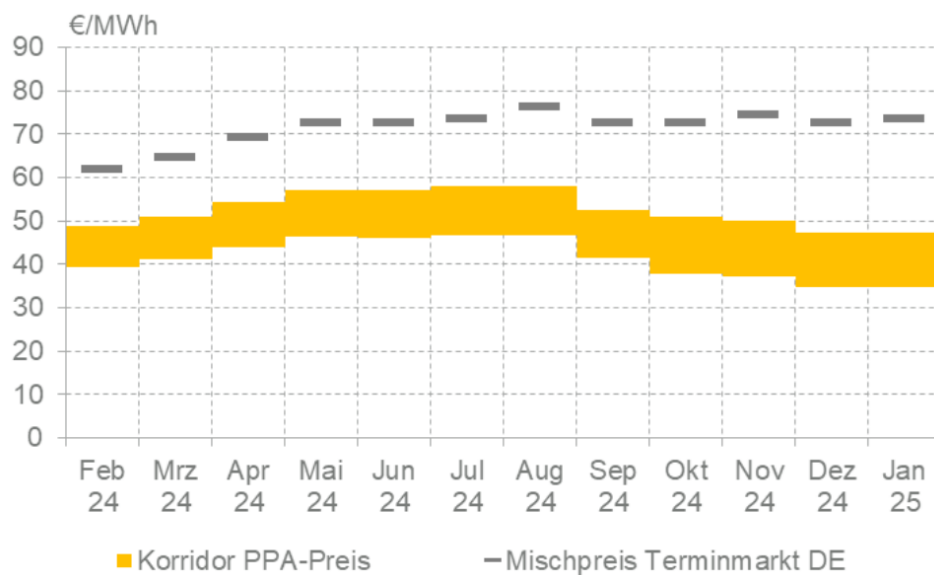
Entwicklung der deutschen Einpeisevergütungen und Ausschreibungstarife 2000-2024



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.



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.

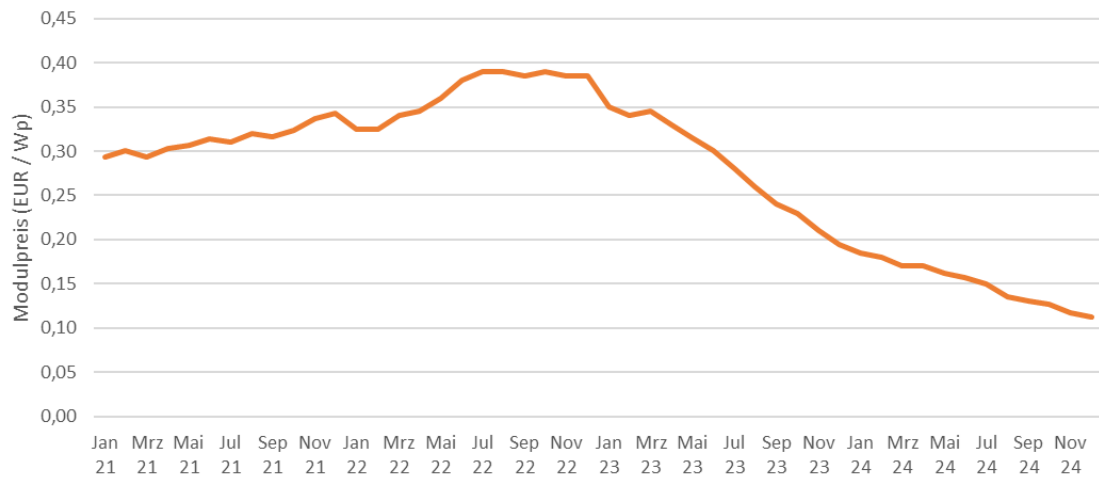
Die Regierung hat außerdem ein Konzept eingeführt, wonach bestehende Anlagen ebenfalls zum Kompensationsmechanismus wechseln können und im Austausch eine Erhöhung des Einspeisevergütungssatzes von 6 EUR/MWH für den originären Förderungszeitraum beanspruchen können. Der Konzern wird analysieren ob und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

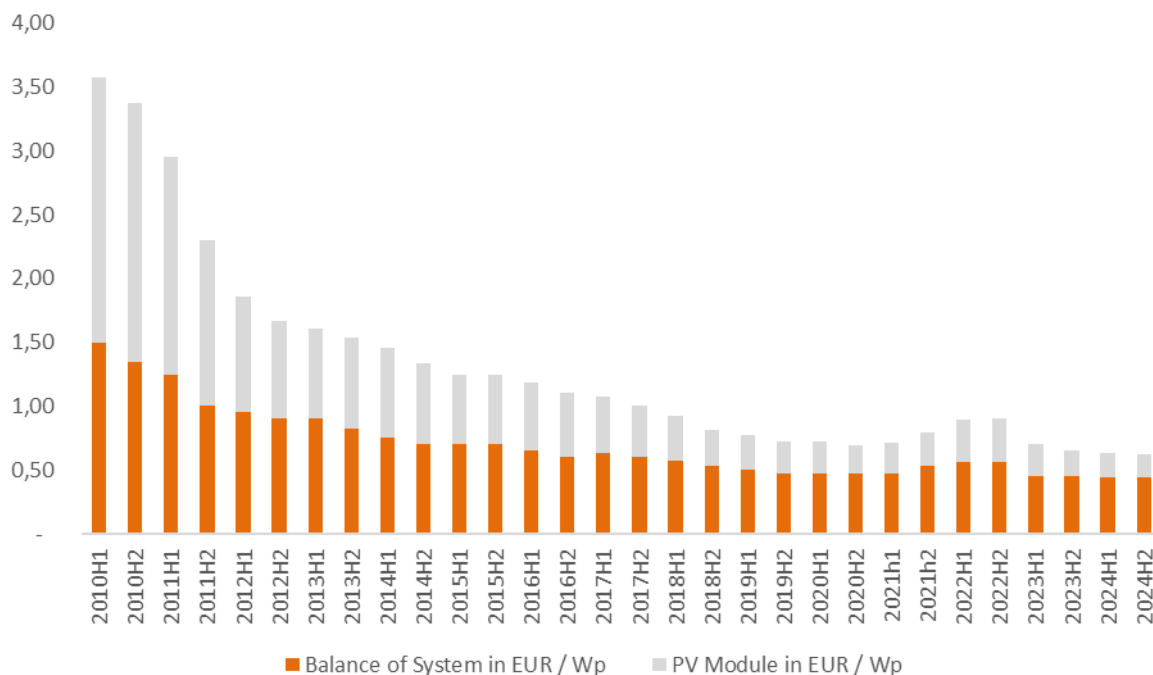
Entwicklung der Modulpreise in Deutschland in 2021-2024 in EUR / Wp



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.

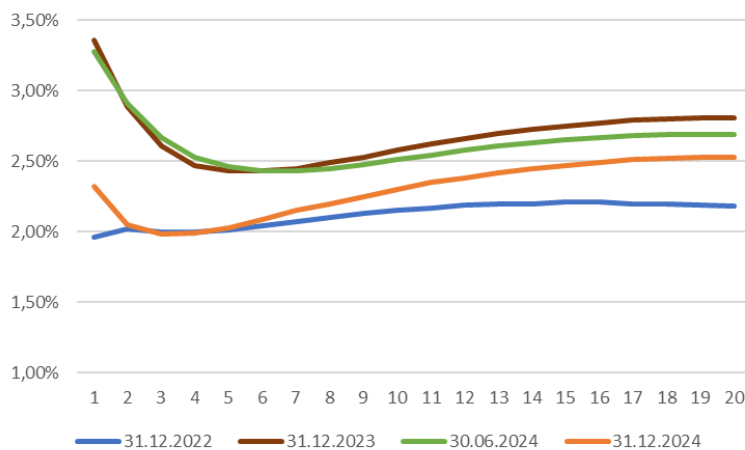


Quelle: IRENA, Eigene Darstellung

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 einen 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 übernommen 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. neuabgeschlossen 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 Pachtaufwand (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 betrugen 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 betrugen 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 Nettozahlungsmittelabfluss 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 Solarparks 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 Solarparks 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 das 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 anschlossen 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 abgeschlossen 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 Solarparks 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 Solarparks 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 Solarparken 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 Solarparken 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 Solarparken nicht in der Lage sein, analog dem Marktstandard zweistellig zu wachsen.
- **Preisrisiken auf dem Strommarkt:** 7C Solarparken 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 „Vermarktungsmodel 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. Vermarktungsmodel 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 Solarspitzensteuergesetz 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 vorgenannten 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 Solarparks 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 Strompreisswapvereinbarungen 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 abgeschlossenen 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 freien 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 hohes 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:	
- 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	

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

JAHRESABSCHLUSS

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM

1. JANUAR 2024 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2024

7C Solarparken AG, Bayreuth

BILANZ

ZUM 31. DEZEMBER 2024

AKTIVA	31.12.2024 EUR	31.12.2023 EUR
A. Anlagevermögen	74.040.180	74.945.733
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	501	501
1. Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	501	501
2. Geleistete Anzahlungen	0	0
II. Sachanlagen	8.647.985	9.408.538
1. Grundstücke und Gebäude	1.489.111	1.536.429
2. Solaranlagen	6.958.832	7.715.175
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	200.042	156.934
III. Finanzanlagen	65.391.694	65.536.694
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	58.609.241	58.754.241
2. Beteiligungen	6.782.453	6.782.453
B. Umlaufvermögen	172.263.420	176.389.861
I. Vorräte	1.183.447	2.844.382
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	95.850	67.420
2. Fertige Erzeugnisse und Waren	1.087.597	2.776.961
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	151.450.628	170.083.345
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	337.731	286.843
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	149.396.539	168.847.504
3. Sonstige Vermögensgegenstände	1.806.358	948.998
III. Wertpapiere	192.384	192.384
1. Sonstige Wertpapiere	192.384	192.384
IV. Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten	19.436.961	3.269.751
C. Rechnungsabgrenzungsposten	604.620	721.139
SUMME AKTIVA	246.998.220	252.056.733

PASSIVA		31.12.2024	31.12.2023
		EUR	EUR
A.	Eigenkapital	185.331.621	189.796.300
I.	Gezeichnetes Kapital	83.034.433	82.853.383
1.	Eigene Anteile	-1.666.666	-449.139
II.	Kapitalrücklage	98.145.252	100.527.752
III.	Bilanzgewinn	5.818.602	6.864.304
B.	Rückstellungen	1.676.266	2.027.596
1.	Steuerrückstellungen	162.980	162.980
2.	Sonstige Rückstellungen	1.513.721	1.864.616
C.	Verbindlichkeiten	59.959.019	60.209.656
1.	Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	48.206.548	50.748.778
2.	Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	682.774	143.381
3.	Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	3.358.853	1.830.546
4.	Sonstige Verbindlichkeiten	7.710.844	7.486.950
	davon aus Steuern EUR 9.022 (i.VJ. EUR 7.251)		
	davon im Rahmen der sozialen Sicherheit EUR 2.905 (i.VJ. EUR 1.879)		
D.	Rechnungsabgrenzungsposten	31.314	23.181
SUMME PASSIVA		246.998.220	252.056.733

GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG 2024

VOM 1. JANUAR BIS 31. DEZEMBER 2024

	2024	2023
	EUR	EUR
1. Umsatzerlöse	6.828.045	4.787.372
2. Sonstige betriebliche Erträge	242.414	553.496
3. Materialaufwand		
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	1.813.041	142.951
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	2.193.488	2.149.348
4. Personalaufwand		
a) Löhne und Gehälter	580.445	550.614
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	77.321	82.556
davon für Altersversorgung TEUR 2 (i.VJ. TEUR 6)		
5. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	858.876	859.949
6. Sonstige betriebliche Aufwendungen	1.605.394	1.837.842
7. Erträge aus Beteiligungen	925.760	740.733
davon aus verbundenen Unternehmen TEUR 372 (i.VJ. TEUR 303)		
8. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	5.334.209	5.337.304
davon aus verbundenen Unternehmen TEUR 5.282 (i.VJ. TEUR 5.335)		
9. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	2.050.569	1.696.566
davon aus verbundenen Unternehmen TEUR 75 (i.VJ. TEUR 66)		
10. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	303.942	432.261
11. Ergebnis nach Steuern	3.847.351	3.666.818
12. Sonstige Steuern	10.987	7.805
13. Jahresüberschuss	3.836.364	3.659.013
14. Gewinnvortrag	1.982.238	3.205.292
15. Entnahme aus der Kapitalrücklage gem. §272 Abs. 2 Nr. 4 HGB	-	-
16. Bilanzgewinn	5.818.602	6.864.304

ANHANG ZUM JAHRESABSCHLUSS

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM

1. JANUAR 2024 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2024

7C Solarparken AG, Bayreuth

INHALTSVERZEICHNIS

1.	ALLGEMEINE ANGABEN	92
1.1	ERLÄUTERUNGEN ZUR BILANZ	95
1.2	ERLÄUTERUNGEN ZUR GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG	20
1.3	SONSTIGE ANGABEN	104
1.4	NACHTRAGSBERICHT	112
1.5	ENTSPRECHENSERKLÄRUNG	112
1.6	KONZERNVERHÄLTNISSE	112

1. ALLGEMEINE ANGABEN

Die 7C Solarparken AG ist eine große Kapitalgesellschaft im Sinne des § 267 Abs. 3 S.2 HGB i. V. m. § 264d HGB. Der Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2024 wurde nach den gesetzlichen Vorschriften des deutschen Handelsgesetzbuchs (HGB) sowie den Vorschriften des deutschen Aktiengesetzes (AktG) aufgestellt. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt worden. Das Geschäftsjahr ist das Kalenderjahr. Der Jahresabschluss wurde unter der Annahme der Unternehmensfortführung aufgestellt.

Die Gesellschaft hat ihren Sitz in Bayreuth und ist im Handelsregister des Amtsgerichts Bayreuth in der Abteilung B mit der Handelsregisternummer 6106 eingetragen.

Für die Bilanz sowie Gewinn- und Verlustrechnung wird das gesetzliche Gliederungsschema angewendet. Zur besseren Verständlichkeit und Klarheit des Jahresabschlusses wurde innerhalb des Anlagevermögens das Gliederungsschema des § 266 Abs. 2.A II bzw. Abs. 3.B Nr. 3 HGB erweitert um die Posten Solaranlagen

BILANZIERUNGS- UND BEWERTUNGSMETHODEN

Die bestehenden Ansatz- und Bewertungsvorschriften wurden stetig ausgeübt. Das Prinzip der Darstellungsstetigkeit wurde beachtet. Für die Aufstellung des Jahresabschlusses waren die Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden, gegenüber dem Vorjahr unverändert.

A. IMMATERIELLE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

Die immateriellen Vermögensgegenstände werden zu Anschaffungskosten, vermindert um planmäßige, nutzungsbedingte und ggf. außerplanmäßige Abschreibungen angesetzt. Die planmäßigen Abschreibungen erfolgen nach der linearen Methode über eine Nutzungsdauer von in der Regel 3 bis 5 Jahren.

B. SACHANLAGEN

Die bilanzierten Vermögensgegenstände des Sachanlagevermögens werden mit den Anschaffungskosten, vermindert um planmäßige, lineare Abschreibungen entsprechend der voraussichtlichen wirtschaftlichen Nutzungsdauer, aktiviert. Soweit erforderlich, werden auch außerplanmäßige Abschreibungen vorgenommen. Den planmäßigen Abschreibungen des Sachanlagevermögens liegen im Wesentlichen Nutzungsdauern zwischen 3 bis 33 Jahren zu Grunde.

C. FINANZANLAGEN

Die Finanzanlagen werden zu Anschaffungskosten bzw. zu dem am Bilanzstichtag niedrigeren beizulegenden Wert angesetzt. Bei Wegfall der Gründe für die Abschreibungen werden entsprechende Zuschreibungen vorgenommen.

D. VORRÄTE

Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie fertige Erzeugnisse und Waren werden mit ihren Anschaffungskosten oder mit dem niedrigeren beizulegenden Wert am Bilanzstichtag bewertet. Alle erkennbaren Risiken im Vorratsvermögen, die sich aus überdurchschnittlicher Lagerdauer, geminderter Verwertbarkeit und niedrigeren Wiederbeschaffungskosten ergeben, sind durch angemessene Wertberichtigungen berücksichtigt.

Geleistete Anzahlungen auf Vorräte wurden zum Nominalbetrag angesetzt.

E. FORDERUNGEN UND SONSTIGE KURZFRISTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

Sämtliche Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände sind zum Nennwert angesetzt. Allen risikobehafteten Posten ist durch die Bildung angemessener Einzelwertberichtigungen Rechnung getragen; das allgemeine Kreditrisiko ist durch pauschale Abschläge berücksichtigt. Die Pauschalwertberichtigung auf nicht einzelwertberichtigte Nettoforderungen wird in Höhe von einem Prozent vorgenommen.

F. WERTPAPIERE

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

G. KASSENBESTAND, GUTHABEN BEI KREDITINSTITUTEN

Die Bilanzierung der laufenden Bankguthaben und der Kassenbestände (Zahlungsmittel bzw. liquide Mittel) erfolgt mit dem jeweiligen Nennbetrag.

H. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN

Als Rechnungsabgrenzungsposten werden auf der Aktivseite der Bilanz Ausgaben vor dem Abschlussstichtag ausgewiesen, sofern sie Aufwand für eine bestimmte Zeit nach diesem Tag darstellen.

I. EIGENKAPITAL

Das Eigenkapital wird zum Nennbetrag bilanziert. Es besteht aus dem gezeichneten Kapital, der Kapitalrücklage, aufgeteilt in die Kapitalrücklage gem. § 272 Abs 2 Nr. 1, § 272 Abs. 2 Nr. 2 und Nr. 4 HGB, sowie dem Bilanzgewinn.

J. RÜCKSTELLUNGEN

Die Rückstellungen berücksichtigen alle erkennbaren Risiken und sonstigen Verpflichtungen und werden mit ihrem Erfüllungsbetrag angesetzt. Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr werden ihrer Restlaufzeit entsprechend mit dem durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre abgezinst. Es wurden Rückstellungen für Gewährleistungen gebildet, die ehemaligen Kunden eingeräumt wurden. Die tatsächliche Inanspruchnahme war zum Zeitpunkt der Umsatzrealisierung und der Erstellung des Abschlusses nicht präzise zu prognostizieren und basiert demnach auf einer Schätzung. Für diese Schätzung wurden Annahmen getroffen, die die Höhe dieser Rückstellungen beeinflussen. Prozessrisiken, bekannte und vermutete Mängel sowie sich künftig verändernde Produktivität, Materialien und Personalkosten sowie Qualitätsverbesserungsprogramme haben Einfluss auf diese Schätzung.

Die Schätzungen werden einzelfallbezogen vorgenommen. Es wurden voraussichtliche Preissteigerungen von zwei Prozent zugrunde gelegt. Die Gewährleistungsrückstellungen werden in voller Höhe als kurzfristig angesehen, da mit einer Inanspruchnahme aus Gewährleistungen bzw. der Beseitigung der Gewährleistungen in überwiegender Zahl im Laufe des nächsten Geschäftsjahres zu rechnen ist und dies auch aufgrund der hohen Unsicherheit über das zeitliche Profil der Inanspruchnahmen als sachgerecht angesehen wird.

Ebenso wurden Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen der Photovoltaikanlagen gebildet, für die eine vertragliche Rückbauverpflichtung besteht.

K. VERBINDLICHKEITEN

Die Verbindlichkeiten (Anleihen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und sonstige Verbindlichkeiten) sind mit ihrem Erfüllungsbetrag angesetzt. Die Gesellschaft hat Schuldscheindarlehen aufgenommen, welche unter den Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten ausgewiesen werden. Der Ausweis erfolgt nach der Nettomethode, demnach wird unter den Verbindlichkeiten der Ausgabebetrag bilanziert.

L. FREMDWÄHRUNGSUMRECHNUNG

Geschäftsvorfälle in fremder Währung werden grundsätzlich mit dem historischen Kurs zum Zeitpunkt der Erstverbuchung erfasst. Langfristige Fremdwährungsforderungen werden zum Devisenbriefkurs bei Entstehung der Forderung oder zum niedrigeren beizulegenden Wert, unter Zugrundelegung des Devisenkassamittelkurses am Abschlussstichtag, angesetzt (Imparitätsprinzip). Kurzfristige Fremdwährungsforderungen (Restlaufzeit von einem Jahr oder weniger) sowie liquide Mittel oder andere kurzfristige Vermögensgegenstände in Fremdwährungen werden gemäß 256a HGB zum Devisenkassamittelkurs am Bilanzstichtag umgerechnet.

M. VERWENDUNG VON ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN

Im Rahmen der Aufstellung des Jahresabschlusses wurden Annahmen getroffen und Schätzungen zu Grunde gelegt, die sich auf den Ansatz, den Ausweis und die Bewertung der bilanzierten Vermögensgegenstände, Schulden und Aufwendungen ausgewirkt haben. Die zu Grunde gelegten Annahmen und Schätzungen beziehen sich dabei im Wesentlichen auf die Festlegung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer langfristiger Vermögensgegenstände und auf die Bewertung von Rückstellungen.

N. LATENTE STEUERN

Der Steuersatz für die Berechnung der aktiven latenten Steuern beträgt 29,48 Prozent. Von dem Aktivierungswahlrecht für den Aktivüberhang der aktiven latenten Steuern gemäß § 274 Abs. 1 Satz 2 HGB wurde kein Gebrauch gemacht. Sachverhalte, die den Ansatz passiver latenter Steuern erfordern, lagen nicht vor.

O. DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE UND BEWERTUNGSEINHEITEN

Derivate Finanzinstrumente werden ausschließlich zu Sicherungszwecken eingesetzt. Bei Vorliegen der Voraussetzungen werden die Derivaten Finanzinstrumente mit den abgesicherten Grundgeschäften zu Bewertungseinheiten gemäß §254 HGB zusammengefasst. Für die Bilanzierung der Bewertungseinheiten wendet

die Gesellschaft die Einfrierungsmethode an, sodass sich ausgleichende positive und negative Wertänderungen nicht erfasst werden.

1.1 ERLÄUTERUNGEN ZUR BILANZ

A. ENTWICKLUNG DES ANLAGEVERMÖGENS

Die Entwicklung der Gegenstände des Anlagevermögens sind dem beigefügten Anlagenspiegel zu entnehmen.

ANLAGENSPIEGEL

Anschaffungs- und Herstellungskosten zum 31. Dezember 2024

	Stand Beginn Gj. TEUR	Zugänge TEUR	Ausbuchungen TEUR	Abgänge TEUR	Stand 31.12.2024 TEUR
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten; Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögensgegenstände	44	-	-	-	44
Grundstücke und Gebäude	-	-	-	-	0
Solaranlagen	1.919	-	-	-	1.919
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	13.399	-	-	-	13.399
Solaranlagen im Bau	496	98	-	-	594
Anteile an verbundenen Unternehmen	-	-	-	-	-
Beteiligungen	58.753	5	-	150	58.609
Gesamt	6.782	-	-	-	6.782
	81.395	103	-	150	81.348

Abschreibungen zum 31. Dezember 2024

	Stand				Stand	Buchwert	Buchwert
	Beginn Gj.	Zugänge	Ausbuchung	Abgänge	31.12.2024	31.12.2024	31.12.2023
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR
entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten; Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögensgegenstände	44	-	-	-	44	1	1
Grundstücke und Gebäude	382	47	-	-	430	1.489	1.535
Solaranlagen	5.684	756	-	-	6.440	6.959	7.715
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	340	55	-	-	395	200	156
Solaranlagen im Bau	-	-	-	-	-	-	-
Anteile an verbundenen Unternehmen	-	-	-	-	-	58.609	58.754
Beteiligungen	-	-	-	-	-	6.782	6.782
Gesamt	5.780	860	131	62	7.309	74.040	74.945

FINANZANLAGEVERMÖGEN

Die Finanzanlagen betreffen die in der folgenden Übersicht aufgeführten unmittelbaren und mittelbaren Beteiligungen gemäß § 285 Nr. 11 HGB i.V.m. § 16 Abs. 4 AktG.

		Beteiligung am 31.12.2024 %	Eigenkapital 31.12.2024 TEUR	Ergebnis 2024 TEUR
7C Solarparken NV, Mechelen	Belgien	100	31.150	-1.533
7C Rooftop Exchange BV, Mechelen	Belgien	100	339	30
Siberië Solar BV, Mechelen	Belgien	100	837	109
Sabrina Solar BV, Mechelen	Belgien	100	429	-49
Solar4Future Diest NV, Mechelen	Belgien	100	703	95
Viriflux BV, Lokeren	Belgien	50	639	-19
Iris 67 BV, Mechelen	Belgien	100	1.033	13
7C Groeni BV, Mechelen	Belgien	100	2.123	-197
SonnenSolarPark GmbH, Hausen	Deutschland	100	1.917	405
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1	211
Isolde Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	150	-21
Solarpark Pirk-Hochdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-14	-12
Solarpark Kohlberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	157	-13
Solarpark Reuth, Fremenreuth GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.159	-13
Solarpark Neudorf GmbH, Kasendorf	Deutschland	100	6.453	984
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	36	-13
Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	19	-32	-6
Solarpark Hohenberg GmbH, Marktleugast	Deutschland	83	682	248
Solarpark Morbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	605	58
Solarpark Draisdorf-Eggenbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	5	753
Solarparken IPP GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	12.003	-185
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG, Maisach	Deutschland	100	270	20
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	420	30
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	475	7
Siebente Solarpark Zerre GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	159	171
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	15	87
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	204	300
Zerre Infrastruktur GbR, Wiesbaden	Deutschland	29		
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-1.502	80
Sonnendach K19 Haftungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	758	132
Saugling Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	10.245	581
Soldach Walternienburg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1	13
Solarpark Carport Wolnzach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-129	-13
Solarpark Gemini GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.685	-21
Sphinx Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	276	24
Soldach-Bündel 1 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-213	-63
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1	163
Vardar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100	1.647	68
7C Solarentwicklung GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	-1.391	-294
Soldach Wandersleben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	82	1.040	143
Soldach Steinburg GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	-207	-38
Soldach Neubukow GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	369	-51
Soldach LLG GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	600	24
Soldach Stieten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	685	-135
Soldach Halberstadt GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	82	125	13
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	589	131
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.292	173
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	643	140

Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	581	8
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	182	-34
PV Guntow GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1	167
Photovoltaik Park Dessau Süd GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	471	-47
Projekt OS3 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-15	-6
Projekt OS4 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-9	-4
Projekt OS5 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-9	-2
Projekt OS6 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-9	-4
Projekt OS7 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-10	-4
Projekt OS8 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-9	-4
Projekt OS9 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-9	-4
Projekt OS10 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-9	-4
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	5	470
Solarpark Schwanen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	304	398
RS Infrastruktur GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	91	-10
FPM Solar Epsilon GmbH & Co KG	Deutschland	100	-1.367	-756
High Yield Solar Investments BV, Amsterdam	Niederlande	100	22	-149
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	76	1.356
Solarpark MGGS Landbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	622	4
Lohengrin Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100	-253	-116
Tannhäuser Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100	-311	-93
Solardach Gutenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	249	59
Solarparken AM GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	623	125
GSI Helbra Verwaltungs GmbH	Deutschland	100	15	-1
GSI Solarfonds Zwei Verwaltungs GmbH	Deutschland	100	36	2
GSI Solarfonds Drei Verwaltungs GmbH	Deutschland	100	44	-1
GSI Leasing GmbH	Deutschland	100	28	0
Solarparken Energy Verwaltungs GmbH	Deutschland	100	409	64
7C Solarparken Belgium BV	Belgien	100	-1.435	-500
Melkor UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100	3.102	790
Solarpark Floating GmbH & Co.KG, Bayreuth	Deutschland	100	46	14
HCI Energy 1 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	43	7.180	245
HCI Solarpark Igling-Buchloe GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	43	4.506	166
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	43	2.462	46
HCI Energy 2 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	42	1.854	588
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	42	634	271
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	42	71	316
COLEXON IFF GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	7.292	1.017
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-95	-186
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-33	-6
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-180	-59
Amatec Grundbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	887	11
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.486	-140
Amatec PV 21 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-203	57
Amatec PV 25 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	137	-9
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-388	-192
Amatec PV 30 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-5	-6
Amatec PV 31 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	98	-249	-253
Amatec PV 32 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-295	101
Amatec PV 33 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-12	-3
Amatec PV 34 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-12	-3
Amatec PV 35 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	364	-35
Amatec PV 36 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-64	-31
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	6	26
Solarpark Rötze GmbH Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	853	-108
Solardach Derching GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-5	-6
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	844	6
Windpark Medard II, GmbH CO & KG, Bayreuth	Deutschland	100	-1.251	-219
Windpark Stetten II, GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-1.486	-286

Solarpark CBG GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	-1.059	266
Solarpark green GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	6.344	1.866
COLEXON Solar Energy ApS, Søborg	Dänemark	100	17.803	553
Amatec Projects Management GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	83	4
Renew agy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	2.146	2.595
Renew agy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	431	39
Renew agy 21. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100	2.703	0
Renew agy 22. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100	1.659	0
Tristan Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	300	79
Solarpark Zschornowitz GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.574	42
PV Görike GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	256	156
REG PVA Zwei GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	644	-105
PWA Solarpark GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	541	8
Solarpark WO GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	110	-25
MES Solar XX GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	2.353	60
BBS Alpha GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1	189
Solarpark Heretsried GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	520	797
Energiepark Solarpark Theilenhofen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-187	-182
Solarpark Oberhörbach GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	-1.060	363
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.152	10
Solarpark Longuich GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	-286	402
ProVireo Solarpark 3. Schönebeck GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	120	102
ProVireo Projektverwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	20	0
Folcwalding Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	2	-2
Solarpark Blankenberg GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	148	183
Solarpark Glasewitz GmbH & CO. KG, Bayreuth	Deutschland	100	863	87
Terra-Werk Clean Energy Lerchenberg GmbH, Bayreuth	Deutschland	20	25	-4
GSI 3 Solarfonds Drei GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	55	15.098	1.333
Photovoltaikkraftwerk Ansbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	55	1.182	227
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	55	814	94

B. VORRÄTE

Die Vorräte der Gesellschaft betreffen Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, Handelswaren sowie im Vorjahr geleistete Anzahlungen auf Vorräte. Unter den Handelswaren werden erworbene PV-Module ausgewiesen.

C. FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN

Sämtliche Forderungen aus Lieferungen und Leistungen haben eine Restlaufzeit von bis zu einem Jahr.

D. FORDERUNGEN GEGEN VERBUNDENEN UNTERNEHMEN

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen sind von EUR 166,8 Mio. im Vorjahr auf EUR 149,4 Mio. gesunken.

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen betreffen Darlehensforderungen zur Finanzdisposition mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr i.H.v. 133,3 Mio. (VJ: EUR 147,2 Mio.).

Darüber hinaus gab es Darlehensforderungen i.H.v. EUR 12,0 Mio. (VJ: EUR 16,2 Mio.) zur Finanzdisposition mit einer Laufzeit bis zu einem Jahr.

Ebenso enthalten sind Forderungen aus Beteiligungserträgen i.H.v. EUR 1,1 Mio. (VJ: EUR 1,3 Mio.).

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen beinhalten zudem EUR 3,0 Mio. (VJ: EUR 4,2 Mio.) Forderungen aus Lieferungen und Leistungen mit einer Laufzeit bis zu einem Jahr.

E. SONSTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

Die sonstigen Vermögensgegenstände i.H.v. TEUR 1.806 haben eine Restlaufzeit von bis zu einem Jahr. Die sonstigen Vermögensgegenstände enthalten im Wesentlichen, Umsatzsteuererstattungsansprüche i.H.v. TEUR 817.

F. WERTPAPIERE

Der Bestand der erworbenen Wertpapiere wurde mit den Anschaffungskosten bzw. dem niedrigeren beizulegenden Wert bilanziert.

G. KASSENBESTAND, GUTHABEN BEI KREDITINSTITUTEN

Dieser Posten beinhaltet Guthaben bei Kreditinstituten i.H.v. TEUR 19.437 (VJ: TEUR 3.270). Guthaben bei Kreditinstituten i.H.v. TEUR 630 (VJ: TEUR 938) unterliegen Verfügungsbeschränkungen im Zusammenhang mit Vertragserfüllungsbürgschaften oder stellen Projektreservekonten für eigene Solaranlagen dar.

H. AKTIVE RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN

Es wurden Bearbeitungsentgelte für langfristige Bankfinanzierungen i.H.v. TEUR 40 in den aktiven Rechnungsabgrenzungsposten aktiviert. Dieses Agio wird über die Laufzeit der jeweiligen Bankfinanzierung aufgelöst.

I. GEZEICHNETES KAPITAL

Das gezeichnete Kapital bestand zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2024 aus insgesamt 83.034.433 Aktien mit einem Nennwert von EUR 1,00 je Stückaktie, sodass das Grundkapital der Gesellschaft EUR 83.034.433 betrug. Es gibt eine einheitliche Aktiengattung.

Die Entwicklung des gezeichneten Kapitals wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

in TEUR	
Gezeichnetes Kapital zum 01.01.2024	82.853
Kapitalerhöhung durch Optionsausübung	181
Gezeichnetes Kapital zum 31.12.2024	83.034
Nennbetrag der eigenen Anteile	-1.667

Im Berichtsjahr wurde keine Kapitalerhöhung durch Privatplatzierung vorgenommen.

Das gezeichnete Kapital erhöhte sich im Berichtsjahr durch die Ausübung von Optionen aus der Optionsanleihe während des Optionsausübungszeitraumes im Geschäftsjahr wie folgt:

- Aufgrund der Ausübung der ausgegebenen Optionsscheine erhöhte sich das gezeichnete Kapital insgesamt um EUR 181.050,00. Der Betrag von EUR 476.161,50 wurde in die Kapitalrücklage (Siehe 1.2.I Kapitalrücklage) überführt.

Der Vorstand hat verschiedene strategische Szenarien für die Gesellschaft erarbeitet und kam zum Ergebnis, dass durch den Rückkauf eigener Anteile der Gesellschaft ein höherer Wert zugeführt werden wird, als durch die Ausgabe neuer Aktien ein geschwinderes Wachstum zu erzielen. Aus diesen Gründen hat der Vorstand am 27. November 2023 beschlossen, eigene Anteile bis zu einem Betrag von EUR 6,0 Mio. vor dem 28. Februar 2024 zurückzukaufen. Der Höchstpreis für das Aktienrückkaufprogramm wurde auf EUR 3,60 je Aktie festgelegt. Die zurückerworbenen Aktien können zu allen im Ermächtigungsbeschluss der Hauptversammlung vom 17. Juli 2020 vorgesehenen Zwecken verwendet werden. Im Geschäftsjahr 2024 wurden im Zeitraum vom 01. Januar 2024 bis einschließlich den 28. Februar 2024 1.666.666 eigene Anteile erworben, dies entspricht 2,01 % des gezeichneten Kapitals. Im gezeichneten Kapital wurde der Nennbetrag der eigenen Anteile i.H.v. TEUR 1.667 abgebildet.

J. KAPITALRÜCKLAGE

Die Kapitalrücklage betrug zum 31. Dezember 2024 EUR 98.145.251,97 (VJ: EUR 100.527.751,82). Sie ist aufgeteilt gem. § 272 Abs. 2 Nr. 1 und Nr. 4 HGB und entwickelte sich im Berichtsjahr wie folgt:

in TEUR	
Kapitalrücklage Stand 01.01.2024	100.528
Kapitalerhöhung durch Optionsausübung	476
Reserve für den Erwerb eigener Anteile	-2.859
Kapitalrücklage zum 31.12.2024	98.145

Die Zunahme bestand aus dem Emissionsagio durch Ausübungen der Optionen i.H.v. EUR 476.161,50.

Schließlich hat die Gesellschaft im Geschäftsjahr 2024 weitere eigene Anteile i.H.v. 1.666.666 Stück erworben, dafür hat die Gesellschaft EUR 5.648.849,04 aufgewendet, davon wurden TEUR 1.667 bereits im gezeichneten Kapital als Reserve für eigene Anteile ausgewiesen, der Restbetrag i.H.v. TEUR 3.982 wurde in der Kapitalrücklage als Reserve für eigene Anteile bilanziert.

Durch die Optionsrechte zum Erwerb von Aktien stehen EUR 621.607,77 in der Kapitalrücklage.

Entsprechend den oben beschriebenen Eigenkapitaltransaktionen im Berichtsjahr, gliedert sich die Kapitalrücklage zum Bilanzstichtag wie folgt:

- Kapitalrücklage gem. § 272 Abs. 2 Nr. 1 HGB: EUR 70,06 Mio. (VJ: EUR 69,59 Mio.)
- Kapitalrücklage gem. § 272 Abs. 2 Nr. 4 HGB: EUR 31,44 Mio. (VJ: EUR 31,44 Mio.)
- Kapitalrücklage gem. § 272 Abs. 2 Nr. 2 HGB: EUR 0,62 Mio. (VJ: EUR 0,62 Mio.)

K. BILANZGEWINN

Der Bilanzgewinn hat sich während des Berichtszeitraums aufgrund folgender Sachverhalte verändert:

Am 06. Juni 2024 hat die Hauptversammlung der Gesellschaft die Ausschüttung einer Dividende für das Geschäftsjahr 2023 i.H.v. EUR 4.882.066,02 (VJ: EUR 9.941.757,96), bzw. EUR 0,06 (VJ: EUR 0,12) je dividendenberechtigter Stückaktie beschlossen.

Der verbleibende Bilanzgewinn nach der Ausschüttung i.H.v. EUR 1.982.238,35 wird auf neue Rechnung vorgetragen und erhöht sich um den erwirtschafteten Jahresüberschuss 2024 i.H.v. EUR 3.836.363,84 und datiert zum 31. Dezember 2024 auf EUR 5.818.602,19.

L. STEUERRÜCKSTELLUNGEN

Die Steuerrückstellungen betreffen erwartete Steueraufwendungen des laufenden Jahres für die Gewerbesteuer, Körperschaftssteuer sowie den Solidaritätszuschlag.

M. LATENTE STEUERN

Die Gesellschaft verfügte am Ende des Berichtszeitraums über gewerbesteuerliche Verlustvorträge i.H.v. etwa EUR 6,2 Mio. und körperschaftsteuerliche Verlustvorträge i.H.v. EUR 7,4 Mio. Die aktiven latenten Steuern werden nicht aktiviert, da die Gesellschaft ihr Wahlrecht gem. § 274 Abs. 1 HGB nicht ausübt. Der anzusetzende Steuersatz, dem eine Berechnung der latenten Steuern zugrunde liegen würde, beträgt 29,48%.

N. SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Die sonstigen Rückstellungen setzen sich im Wesentlichen wie folgt zusammen:

in TEUR	31.12.2024
Gewährleistung	690
Drohverluste	115
Rechts- und Beratungskosten, Jahresabschluss- und Prüfungskosten	229
Aufsichtsratsvergütungen	68
Personal	8
Rückbaurückstellung Solaranlagen	147
Aufwand EEG § 52	25
Aufbewahrungskosten	26
Ausstehende Rechnungen	205
Gesamt	1.513

Die 7C Solarparken AG räumte ihren Kunden unterschiedliche Gewährleistungsansprüche ein. Die tatsächliche Inanspruchnahme ist zum Zeitpunkt der Umsatzrealisierung nicht präzise zu prognostizieren und basiert demnach auf einer Schätzung. Für diese Schätzung sind Annahmen zu treffen, die die Höhe dieser Rückstellungen beeinflussen. Sich zukünftig verändernde Produktivität, Materialien und Personalkosten sowie Qualitätsverbesserungen haben Einfluss auf diese Schätzung. Die Rückstellungen für Rechts- und Prozesskosten betreffen Vertragsstreitigkeiten. Die Rückstellung für Personalaufwendungen enthält den Aufwand für noch nicht genommenen Urlaub.

Die Rückstellungen für Drohverluste betreffen verlusttragende Verträge, die in den kommenden Jahren für konzerninterne Kunden ausgeführt werden sollen.

O. VERBINDLICHKEITEN GEGENÜBER KREDITINSTITUTEN SOWIE SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

Der Verbindlichkeitsspiegel wird in untenstehender Tabelle dargestellt:

	Gesamtbetrag TEUR	Restlaufzeit		
		bis zu einem Jahr TEUR	1 bis 5 Jahre TEUR	über 5 Jahre TEUR
Verbindlichkeiten				
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	48.207	23.838	14.646	10.723
<i>im Vorjahr</i>	<i>50.749</i>	<i>2.538</i>	<i>36.239</i>	<i>11.971</i>
<i>davon gesichert TEUR 16.957 (i.VJ. TEUR 9.499)</i>				
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	683	683	-	-
<i>im Vorjahr</i>	<i>143</i>	<i>143</i>	-	-
<i>davon gesichert TEUR 0 (i.VJ. TEUR 0)</i>				
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	3.359	3.359	-	-
<i>im Vorjahr</i>	<i>1.831</i>	<i>1.831</i>	-	-
<i>davon gesichert TEUR 0 (i.VJ. TEUR 0)</i>				
Sonstige Verbindlichkeiten	7.711	704	6.917	-
<i>im Vorjahr</i>	<i>7.487</i>	<i>570</i>	<i>6.917</i>	-
<i>davon gesichert TEUR 0 (i.VJ. TEUR 0)</i>				
Gesamt	59.959	28.584	21.562	10.723
Gesamt (Vorjahr)	60.210	5.082	43.156	11.971

WEITERE ANGABEN ZU DEN VERBINDLICHKEITEN GGÜ KREDITINSTITUTEN

Im Berichtszeitraum hat die 7C Solarparken AG zwei weitere Bankfinanzierungen für die Finanzierung Ihrer Investitionen aufgenommen, sodass die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten unter Berücksichtigung der regelmäßigen Tilgungen zum Bilanzstichtag EUR 48,2 Mio. (VJ: EUR 50,7 Mio.) betrugen. Bankverbindlichkeiten i.H.v. EUR 17,0 Mio. (VJ: EUR 9,5 Mio.) werden mit den Photovoltaikanlagen, Grundstücken und Gebäuden sowie mit heutigen und zukünftigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Stromverkauf oder Mietzahlungen besichert. Zudem werden künftig abrufbare Sichteinlagen für bestimmte Bankdarlehen verpfändet.

Das Schuldscheindarlehen und. andere Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten sind nicht besichert.

WEITERE ANGABEN ZU DEN SONSTIGEN VERBINDLICHKEITEN

Die sonstigen Verbindlichkeiten haben eine Restlaufzeit von einem bis fünf Jahre.

	31.12.2024	31.12.2023
	TEUR	TEUR
Optionsanleihe 2023	6.917	6.917
Verbindlichkeiten Lohnsteuer	9	7
Verbindlichkeiten Soziale Sicherheiten	3	2
Sonstige Verbindlichkeiten	640	438
Zinsverbindlichkeiten	123	103
Erhaltene Kautionen	20	20
Gesamt	7.711	7.487

Die Optionsanleihe (DE000A351NK9) wurde im Mai 2023 unter Gewährung eines Bezugsrechts bei den Aktionären der Gesellschaft emittiert. Sie ist mit 2,5 % verzinst und endfällig zum 30.05.2028.

1.2 ERLÄUTERUNGEN ZUR GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

A. UMSATZERLÖSE

Folgende Umsatzerlöse wurden im Berichtsjahr im Vergleich zum Vorjahr realisiert:

in TEUR	2024	2023
Umsatzerlöse	6.828	4.787

Die Umsätze verteilen sich regional wie folgt:

in TEUR	2024	2023
Deutschland	6.768	4.721
Übriges Europa	60	66
Gesamt	6.828	4.787

Die Umsatzerlöse resultieren hauptsächlich aus erbrachten Dienstleistungen, wie Wartung und Reparatur für die Photovoltaikanlagen der Kunden (TEUR 5.128). Gleichwohl investiert die Gesellschaft auch in eigene Solaranlagen und Immobilien, dadurch konnten externe Umsatzerlöse durch Stromverkauf (TEUR 1.671) bzw. Vermietung (TEUR 29) erwirtschaftet werden. Die Umsatzerlöse wurden zu 73,1 % (VJ: 69,4 %) gegenüber verbundenen Unternehmen realisiert.

In den ausgewiesenen Umsatzerlösen sind periodenfremde Umsatzerlöse von TEUR 159 (VJ: TEUR 152) enthalten. Hierin betreffen TEUR 130 eine Fehlerkorrektur aus Vorjahren.

B. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

	2024	2023
	TEUR	TEUR
Schadenersatz	11	20
Erträge aus der Auflösung von sonstigen Rückstellungen	45	362
Erträge aus der Auflösung von Gewährleistungsrückstellungen	80	119
Erlöse aus Sachanlagenverkäufen	3	11
Periodenfremde Erträge	-	36
Sonstige	104	6
Gesamt	243	553

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind im Vergleich zu 2023 mit TEUR 310 auf TEUR 243 gesunken (i. VJ. TEUR 553).

Sonstige betriebliche Erträge aus Währungsumrechnung sind im Berichtszeitraum nicht angefallen.

C. MATERIALAUFWAND

Der Materialaufwand resultiert im Wesentlichen aus dem Bezug von Fremdleistungen und dem Verbrauch von Modulen und sonstigen Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen im Rahmen des technischen Betriebes.

in TEUR	2024	2023
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	1.813	143
Aufwendungen für bezogene Leistungen	2.193	2.149
Materialaufwand (gesamt)	4.006	2.292

D. PERSONALAUFWAND

Die Kosten für die Altersversorgung betrugen im Berichtszeitraum TEUR 2 (VJ: TEUR 6).

E. SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind im Geschäftsjahr um TEUR 232 auf TEUR 1.606 gesunken.

Darüber hinaus sind im Geschäftsjahr Rechts-, Beratungs- und Prüfungskosten i.H.v. TEUR 754, Bank- und Kapitalmarktkosten i.H.v. TEUR 129, Aufwendungen für Gewährleistungen i.H.v. TEUR 29 angefallen. Periodenfremde Aufwendungen fielen im Berichtsjahr i.H.v. TEUR 62 an.

F. ERTRÄGE AUS BETEILIGUNGEN

Die Erträge aus Beteiligungen beinhalten die Ausschüttungen der ProVireo Solarpark 3. Schönebeck GmbH & Co. KG, Bayreuth (TEUR 102), der Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG, Bayreuth (TEUR 87) sowie der Solarpark Blankenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth (TEUR 183) Die drei Gesellschaften stehen im 100 %igen Eigentum der Gesellschaft.

G. ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE

Die Zinsen und ähnlichen Erträge resultieren aus Zinsen für Bankguthaben und verzinsten Forderungen, aus Zinsen für Darlehen an Tochterunternehmen und aus Zinserträgen gemäß § 233a AO. In Summe betrugen die Zinsen TEUR 5.334 (VJ: TEUR 5.337).

H. SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN

Die sonstigen Zinsen und ähnliche Aufwendungen i.H.v. TEUR 2.051 (VJ: TEUR 1.697) spiegeln im Wesentlichen den Zinsaufwand für die im Berichtszeitraum bestehenden Schuldscheindarlehen i.H.v. TEUR 535 (VJ: TEUR 602), den Zinsaufwand aus Darlehen von Kreditinstituten i.H.v. TEUR 1.336 (VJ: TEUR 981) und den Zinsaufwand aus der Optionsanleihe i.H.v. TEUR 173 (VJ: TEUR 101) wieder. Darüber hinaus sind Zinsaufwendungen aus der Abzinsung von Rückstellungen i.H.v. TEUR 7 (VJ: TEUR 13).

I. STEUERN VOM EINKOMMEN UND ERTRAG

Die Steuern vom Einkommen und Ertrag teilen sich wie folgt auf:

	31.12.2024 TEUR	31.12.2023 TEUR
Gewerbsteuer	142	218
Körperschaftsteuer	158	239
Solidaritätszuschlag	4	13
Erträge Auflösung Steuerrückstellung	0	-38
Gesamt	304	432

J. GEWINNVERWENDUNGSVORSCHLAG

Die Gesellschaft verfügt zum Bilanzstichtag über einen ausschüttungsfähigen Gewinn von EUR 5.818.602,19.

Der Vorstand schlägt vor, den Bilanzgewinn i.H.v. EUR 5.818.602,19 aus dem Geschäftsjahr 2024 auf neue Rechnung vorzutragen.

K. SONSTIGE FINANZIELLE VERPFLICHTUNGEN UND AUSSERBILANZIELLE GESCHÄFTE

Die Gesellschaft ist im Rahmen der Veräußerung von fünf Solarprojekten Rückkaufverpflichtungen eingegangen. Die Rückkaufpreise belaufen sich in der Summe auf TEUR 1.291. Die Andienungsrechte der Käufer der Solarprojekte können nach einer Laufzeit der Anlagen von 20 Jahren am 31. Dezember 2029 ausgeübt werden. Die Restlaufzeit beläuft sich damit auf fünf Jahre. Neben den dargelegten sonstigen finanziellen Verpflichtungen existieren keine außerbilanziellen Geschäfte, die für die Finanzlage der Gesellschaft von Bedeutung wären. Die Gesellschaft schätzt die Wahrscheinlichkeit, dass diese Andienungsrechte ausgeübt werden, als gering ein.

Sonstige finanzielle Verpflichtungen bestehen nicht.

Außerdem ergeben sich aus Miet- und Leasingverträgen mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr Verpflichtungen i.H.v. TEUR 27 (VJ: TEUR 29), davon TEUR 20 gegenüber verbundenen Unternehmen und mit einer Restlaufzeit von größer als eins bis zu fünf Jahren i.H.v. 7 TEUR (VJ: TEUR 17).

1.3 SONSTIGE ANGABEN

A. ANGABEN ZU DERIVATIVEN FINANZINSTRUMENTEN

Die im Geschäftsjahr geschlossenen und zum Bilanzstichtag wirksamen derivativen Finanzinstrumente sichern die Risiken aus vier, von der 7C Solarparks AG abgeschlossenen, Swap-Vereinbarungen zur Absicherung von Strompreisisiken mit drei großen europäischen Stromversorgern und einem Direktvermarkter ab. Die abgeschlossenen Swap-Vereinbarungen zur Absicherung von Strompreisisiken ist jeweils ein Derivat, welches dazu dient, die volatilen Zahlungsströme aus Strompreisschwankungen abzusichern. Bei jener Vereinbarung handelt es sich um das Grundgeschäft der Bewertungseinheit.

Bei dem Sicherungsgeschäft handelt es sich um zum Grundgeschäft gegenläufige Swap-Vereinbarungen mit Konzerngesellschaften auf deren Basis die Effekte aus dem Grundgeschäft deckungsgleich an die Konzerngesellschaften weitergereicht werden, welche die betroffenen Solarparks betreiben.

Zur Messung der Wirksamkeit der Sicherungsbeziehung kommt die Critical Term Methode zum Einsatz. Im Rahmen der Sicherungsbeziehung kommt es zu keinen Unwirksamkeiten.

Für die Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts der Swap-Vereinbarungen wurden zum Bilanzstichtag folgende Annahmen getroffen bzw. erfolgten folgende Schätzungen: Terminstrompreise im Zeitraum vom 1. Januar 2025 bis zum 31. Dezember 2025 in Höhe von durchschnittlich 81 EUR/MWh sowie vom 1. Januar 2026 bis 31. Dezember 2026 in Höhe von durchschnittlich 75 EUR/MWh und vom 1. Januar 2027 bis 31. Dezember 2027 in Höhe von durchschnittlich 65 EUR/MWh eine geschätzte spezifische Produktion von 954 kWh/kWp für ein einzelnes Geschäftsjahr, welches auf Grundlage von Erfahrungswerten über die abgesicherten Monate verteilt wird.

Der beizulegende Zeitwert der Swap-Vereinbarungen mit den Konzerngesellschaften beträgt minus TEUR 433 Gegenläufig beträgt der beizulegende Zeitwert des Grundgeschäfts TEUR 433

	2024 TEUR
Beizulegender Zeitwert Strompreis Swap-Vereinbarung (Sicherungsgeschäft)	-433
Beizulegender Zeitwert Strompreis Swap-Vereinbarung (Grundgeschäft)	433
Gesamt	0

Im Geschäftsjahr hat die Gesellschaft eine Optionsvertrag zum Strompreis (EEX Spot Solar) mit einem großen europäischen Nutzunternehmen abgeschlossen. Der abgeschlossenen Optionsvertrag zum Strompreis ist ein Derivat (geschrieben Calloption), welches dazu dient eine Optionsprämie zu vereinnahmen im Austausch zum Upside des Strompreises (EEX Spot Solar) für mehrere Solarparks. Bei dieser Vereinbarung handelt es sich um das Grundgeschäft der Bewertungseinheit.

Bei dem Sicherungsgeschäft handelt es sich um zum Grundgeschäft gegenläufige Optionsvertrag mit Konzerngesellschaften auf deren Basis die Effekte aus dem Grundgeschäft deckungsgleich an die Konzerngesellschaften weitergereicht werden, welche die betroffenen Solarparks betreiben.

Zur Messung der Wirksamkeit der Sicherungsbeziehung kommt die Critical Term Methode zum Einsatz. Im Rahmen der Sicherungsbeziehung kommt es zu keinen Unwirksamkeiten.

Für die Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts des Optionsvertrags wurden zum Bilanzstichtag folgende Annahmen getroffen bzw. erfolgten folgende Schätzungen: Terminstrompreis im Zeitraum vom 1. Januar 2025 bis zum 31. Dezember 2025 in Höhe von durchschnittlich 81 EUR/MWh und eine geschätzte spezifische Produktion von 979 kWh/kWp welches auf Grundlage von Erfahrungswerten über die abgesicherten Monate verteilt wird.

Der beizulegende Zeitwert des Sicherungsgeschäfts mit den Konzerngesellschaften beträgt TEUR 62. Gegenläufig beträgt der beizulegende Zeitwert des Grundgeschäfts minus TEUR 62

	2024 TEUR
Beizulegender Zeitwert Strompreis Swap-Vereinbarung (Sicherungsgeschäft)	42
Beizulegender Zeitwert Strompreis Swap-Vereinbarung (Grundgeschäft)	-42
Gesamt	0

B. ANZAHL DER ARBEITNEHMER

Im Geschäftsjahr 2024 waren in der Gesellschaft durchschnittlich 9 Mitarbeiter beschäftigt. Der technischen Abteilung waren durchschnittlich 2 Mitarbeiter zuzurechnen und 7 Mitarbeiter dem kaufmännischen Bereich.

C. HONORAR DES ABSCHLUSSPRÜFERS

	2024 TEUR	2023 TEUR
Abschlussprüfungsleistungen	184	184
Andere Bestätigungsleistungen	8	8
Sonstige Leistungen	22	22
Gesamt	213	213

D. GESCHÄFTE MIT NAHESTEHENDEN PERSONEN

Wesentliche Geschäfte mit nahestehenden Personen, die nicht zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen wurden, bestanden im Jahr 2024 nicht.

E. VORSTAND

Im Geschäftsjahr 2024 haben folgende Vorstände von der Gesellschaft Leistungen erhalten:

Steven De Proost Wirtschaftsingenieur Betekom, BE CEO Seit 01.06.2014

Koen Boriau Master Wirtschaftswissenschaften Antwerpen, BE CFO Seit 28.05.2014

Die Bezüge für die Geschäftsführung, die wirtschaftlich der 7C Solarparken AG zugerechnet wurden, beliefen sich auf

in TEUR	Steven De Proost	Koen Boriau*	Gesamt
Fixum	132	131	263
Tantieme	-	-	-
Gesamt	132	131	263

*Die Vorstandsvergütung von Herrn Boriau wird mittelbar über seine Gesellschaft, der Wattmann GmbH, Bayreuth, Deutschland, mit der die 7C Solarparken AG einen Dienstleistungsvertrag geschlossen hat, entrichtet.

Die Angaben der Bezüge der Vorstände wurden im vorausgegangenen Geschäftsjahr kompakt im zusammengefassten Lagebericht unter den Angaben zum Vergütungsbericht angegeben. Eine separate Darstellung der gewährten Leistungen für die Vorstände erfolgt im Berichtsjahr im Anhang der Gesellschaft in der oben dargestellten Tabelle. Die Vorjahresbezüge sind ebenfalls dieser zu entnehmen.

Folgende Leistungszusagen bestehen bei vorzeitiger Beendigung der Vorstandsbestellung:

Herr Steven De Proost: Endet die Vorstandsbestellung vor Ablauf des Vertrags auf Veranlassung der Gesellschaft, ohne dass hierfür ein wichtiger Grund besteht, und wird in diesem Zusammenhang auch der Dienstvertrag vorzeitig beendet, dürfen Zahlungen den Wert von zwei Jahresvergütungen einschließlich Nebenleistungen nicht überschreiten und nicht mehr als die Restlaufzeit des Dienstvertrags vergütet werden.

Herr Koen Boriau: Endet die Vorstandsbestellung vor Ablauf des Vertrags auf Veranlassung der Gesellschaft, ohne dass hierfür ein wichtiger Grund besteht, und wird in diesem Zusammenhang auch der Dienstvertrag vorzeitig beendet, dürfen Zahlungen den Wert von zwei Jahresvergütungen einschließlich Nebenleistungen nicht überschreiten und nicht mehr als die Restlaufzeit des Dienstvertrags vergütet werden.

F. AUFSICHTSRAT

Der Aufsichtsrat der Gesellschaft setzte sich im Jahr 2024 wie folgt zusammen:

PERSON	STELLUNG	BERUFSTÄTIGKEIT
Joris De Meester	Vorsitzender Aufsichtsrat seit 15. Juli 2016 Stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats bis 15. Juli 2016 Mitglied des Aufsichtsrats seit 15. Februar 2013	Geschäftsführer, OakInvest BV
Bridget Woods	Stellvertretende Vorsitzende des Aufsichtsrats seit 15. Juli 2016 Mitglied des Aufsichtsrats seit 17. Dezember 2015	Unternehmensberaterin
Paul Decraemer	Mitglied des Aufsichtsrats seit 14. Juli 2017	Geschäftsführer, Paul Decraemer BV CFO Inbiose NV
Paul De fauw *	Mitglied des Aufsichtsrats seit 17. Juli 2020 bis 20.09.2024	Geschäftsführer der DEFADA BV

*Herr Paul De fauw ist am 20.09.2024 verstorben

Der Aufsichtsrat hat im Jahr 2023 einen Prüfungsausschuss gebildet, welcher sich im Jahr 2024 wie folgt zusammengesetzt hat:

PERSON	STELLUNG
Bridget Woods	Vorsitzende des Prüfungsausschusses
Joris De Meester	Mitglied des Prüfungsausschusses
Paul Decraemer	Mitglied des Prüfungsausschusses
Paul De fauw	Mitglied des Prüfungsausschusses (bis 20.09.2024)

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

PERSON	MANDAT
Joris De Meester	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	Verwalterin Quintel Intelligence Ltd., London, Großbritannien Verwalterin Quintel Advisory Services Ltd., London, Großbritannien
Paul Decraemer	Verwalter, Seelution, Göteborg, Schweden Verwalter, ABO-Group Enviroment NV, Gent, Belgien
Paul De fauw*	Vorsitzender des Verwaltungsrats, Luminus NV, Brüssel, Belgien Verwalter, Northwind NV, Brüssel, Belgien Verwalter, Publipart NV, Brüssel, Belgien Verwalter, V.L.E.E.M.O. NV, Antwerpen, Belgien Verwalter, V.L.E.E.M.O. II NV, Antwerpen, Belgien Verwalter, V.L.E.E.M.O. III NV, Antwerpen, Belgien Verwalter, Publi-T NV, Brüssel, Belgien

*Herr Paul De fauw ist am 20.09.2024 verstorben

Die Satzung der Gesellschaft gewährt den Mitgliedern des Aufsichtsrats eine Vergütung von insgesamt TEUR 72 (VJ: TEUR 72) Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhalten für jedes Geschäftsjahr eine Vergütung, die sich aus einem festen und einem variablen Teil zusammensetzt. Der feste Anteil der jährlichen Vergütung beträgt für den stellvertretenden Vorsitzenden sowie Mitglieder TEUR 13,5, für den Vorsitzenden jedoch TEUR 20,2 und ist nach Ablauf des Geschäftsjahres zahlbar. Darüber hinaus wurden Sitzungsgelder von TEUR 0,4 pro Sitzung

gezahlt. Infolge der Corona-Pandemie wurden die meisten Sitzungen im virtuellen Verfahren abgehalten, sodass keine wesentlichen Reisekosten entstanden sind.

Name in TEUR	Vorsitzender	Stellv. Vorsitz bzw. Mitglied	Sitzungsgelder	Reisekosten	Gesamt
Joris De Meester	20	-	3	1	24
<i>im Vorjahr</i>	20	-	3	-	23
Bridget Woods	-	14	3	2	18
<i>im Vorjahr</i>	-	14	3	-	16
Paul Decraemer	-	14	3	1	17
<i>im Vorjahr</i>	-	14	3	1	17
Paul De fauw	-	10	3	-	12
<i>im Vorjahr</i>	-	14	3	-	16
Gesamt	20	37	11	4	72
Gesamt im Vorjahr	20	41	11	1	72

G. STIMMRECHTSMITTEILUNGEN

Die Stimmrechte teilen sich zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2024 im Wesentlichen wie folgt auf:

Aktionär	Anteil
Rodolphe de Spoelberch	7,3%
Vlaamse Energieholding NV	5,8%
Distri Beheer 21 Comm VA	4,9%
Gesamt	18,0%

Erklärung gemäß § 160 Abs. 1 Nr. 8 AktG

Gemäß § 160 Abs. 1 Nr. 8 Aktiengesetz (AktG) sind Angaben über das Bestehen von Beteiligungen zu machen, die gemäß § 21 Abs. 1 oder Abs. 1a des Wertpapierhandelsgesetzes (WpHG) dem Unternehmen mitgeteilt worden sind.

Im Geschäftsjahr 2024 gingen der 7C Solarparken AG keine Mitteilungen zu.

H. 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 11.06.2028 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um insgesamt bis zu EUR 41.423.991,00 durch Ausgabe von bis zu 41.423.991 neuen auf den Inhaber lautende Stückaktien einmal oder mehrmals gegen Bar- und/oder Sacheinlage zu erhöhen (Genehmigtes Kapital 2023). Des Weiteren wird der Vorstand hierbei ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats das Bezugsrecht der Aktionäre ganz oder teilweise auszuschließen. Ein solcher Ausschluss ist an bestimmte Voraussetzungen gebunden. Während des Berichtszeitraums 2024 erfolgte keine Ausschöpfung und beträgt zum Ende des Geschäftsjahres noch EUR 41.423.991,00.

I. BEDINGTES KAPITAL 2022

Die Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat die Schaffung eines neuen bedingten Kapitals (Bedingtes Kapital 2022) unter entsprechender Neufassung des § 4 Abs. 7 der Satzung beschlossen. Das Grundkapital ist durch Beschluss der Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 um bis zu 38.181.236,00 EUR durch Ausgabe von bis zu 38.181.236 neuen auf den Inhaber lautende Stückaktien mit Gewinnberechtigung ab Beginn des letzten Geschäftsjahres, für das noch kein Gewinnverwendungsbeschluss gefasst wurde, bedingt erhöht (Bedingtes Kapital 2022).

Das bedingte Kapital 2022 beträgt nach teilweiser Ausnutzung noch EUR 37.944.786 zum Veröffentlichungszeitpunkt.

1.4 NACHTRAGSBERICHT

Die Gesellschaft hat im Erstellungszeitraum Schuldscheindarlehen mit einem Volumen i.H.v. EUR 21,5 mittels eines Bankkredits i.H.v. EUR 5,3 Mio. sowie eines Konsortialkredits verschiedener Regionalbanken mit einem Gesamtvolumen i.H.v. EUR 18,0 Mio planmäßig getilgt. Die neuen Kredite weisen Laufzeiten bis Juni 2030 mit einer variabler Verzinsung auf Basis des EURIBOR 3 M zuzüglich einer Kreditmarge von 1,5% auf. Der Bankkredit ist endfällig zum 30.06.2030, während der Konsortialkredit eine jährliche Tilgung i.H.v. 1,80 Mio. bis zum Januar 2030 aufweist.

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat heute mit Zustimmung des Aufsichtsrats der Gesellschaft beschlossen, einen Rückkauf von bis zu 4.545.454 Aktien der Gesellschaft zu einem Gesamtkaufpreis (ohne Erwerbsnebenkosten) von bis zu EUR 10,0 Mio. über die Börse durchzuführen. Der Aktienrückkauf erfolgt auf der Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung der Gesellschaft vom 6. Juni 2024.

Alle Rückkäufe werden über eine Bank abgewickelt. Die Aktienrückkäufe sollen 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. Es ist möglich, dass die Gesellschaft nicht die vollen EUR 10,0 Mio. für Rückkäufe verwenden wird.

1.5 ENTSPRECHENSERKLÄRUNG

Der Vorstand und der Aufsichtsrat der 7C Solarparken AG haben eine Erklärung gemäß §161 AktG abgegeben und den Aktionären auf der Internetseite unter „Corporate Governance“ im Bereich „Investor Relations“ <https://www.solarparken.com/entsprechenserklaerung.php/Entsprechenerklärung> dauerhaft zugänglich gemacht.

1.6 KONZERNVERHÄLTNISSE

Die 7C Solarparken AG ist das Mutterunternehmen des 7C Solarparken Konzerns und stellt einen Konzernabschluss nach IFRS auf, der im Unternehmensregister offengelegt wird bzw. ist.

Bayreuth, 3. April 2025

Steven De Proost

Koen Boriau

Philippe Cornelis

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Finanzvorstand (CFO)

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, und die Lage der Gesellschaft bzw. des Konzerns, so dargestellt wird, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird, sowie 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 JAHRESABSCHLUSSES UND DES ZUSAMMENGEFASSTEN LAGEBERICHTS

Prüfungsurteile

Wir haben den Jahresabschluss der 7C Solarparken AG – bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2024 und der Gewinn- und Verlustrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2024 sowie dem Anhang, einschließlich der Darstellung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden – 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“, 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 Jahresabschluss in allen wesentlichen Belangen den deutschen, für Kapitalgesellschaften geltenden handelsrechtlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage der Gesellschaft zum 31. Dezember 2024 sowie ihrer 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 der Gesellschaft. In allen wesentlichen Belangen steht dieser zusammengefasste Lagebericht in Einklang mit dem Jahresabschluss, 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 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 Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts 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 Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von dem Unternehmen 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 Jahresabschluss und zum zusammengefassten Lagebericht zu dienen.

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte in der Prüfung des Jahresabschlusses

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte sind solche Sachverhalte, die nach unserem pflichtgemäßen Ermessen am bedeutsamsten in unserer Prüfung des Jahresabschlusses für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2024 waren. Diese Sachverhalte wurden im Zusammenhang mit unserer Prüfung des Jahresabschlusses als Ganzes und bei der Bildung unseres Prüfungsurteils hierzu berücksichtigt; wir geben kein gesondertes Prüfungsurteil zu diesen Sachverhalten ab.

Aus unserer Sicht war die Werthaltigkeit der Anteile an verbundenen Unternehmen 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 Jahresabschluss werden unter dem Bilanzposten „Finanzanlagevermögen“ Anteile an verbundenen Unternehmen in Höhe von EUR 58,6 Mio. ausgewiesen. Es besteht das Risiko für den Jahresabschluss, dass aufgrund der insgesamt wesentlichen betragsmäßigen Auswirkungen möglicher Wertminderungen der Finanzanlagen der ausgewiesene Wert der Anteile an verbundenen Unternehmen nicht dem tatsächlichen Wert entspricht. Vor dem Hintergrund der auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der 7C Solarparken AG wesentlichen Auswirkungen sowie aufgrund der Vielzahl der Tochtergesellschaften und der Komplexität der Bewertung war die Bewertung der Anteile an verbundenen Unternehmen im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung.

2.)

Im Rahmen unserer Prüfung der Bewertung des Finanzanlagevermögens haben wir geprüft, ob Anzeichen für eine dauerhafte Wertminderung bestehen. Hierfür haben wir den von 7C Solarparken durchgeführten Wertminderungstest zunächst methodisch gewürdigt und anschließend nachvollzogen. In dem Test wird dem Buchwert der jeweiligen Finanzanlage das anteilige angepasste lokale Eigenkapital der betreffenden Gesellschaft gegenübergestellt. Dabei wird das im lokalen Abschluss ausgewiesene Eigenkapital um die in den Solaranlagen enthaltenen stillen Reserven angepasst. Zur Ermittlung der in den Solaranlagen enthaltenen stillen Reserven wird

vereinfachend auf den IFRS-Buchwert der Solaranlage abgestellt. Für solche Tochtergesellschaften, welche wiederum selbst Finanzanlagen halten, wird dieser Schritt auf deren Ebene wiederholt. Sofern das anteilige angepasste Eigenkapital mindestens dem Buchwert entspricht, nimmt 7C Solarparken an, dass kein Indiz für eine dauerhafte Wertminderung besteht. Sollte das anteilige angepasste Eigenkapital nicht mindestens dem Buchwert der betreffenden Anteile an verbundenen Unternehmen entsprechen wird eine weitergehende Betrachtung der Finanzanlagen mittels Ertragswertverfahren nach der IDW Stellungnahme zur Rechnungslegung: Anwendung der Grundsätze des IDW S 1 bei der Bewertung von Beteiligungen und sonstigen Unternehmensanteilen für die Zwecke eines handelsrechtlichen Jahresabschlusses (IDW RS HFA 10) durchgeführt. Wir haben zunächst den Prozess zur Identifizierung eines Wertminderungsbedarfs aufgenommen. Im durchgeführten Test haben wir die Vollständigkeit der in den Test einbezogenen Finanzanlagen überprüft. Weiterhin haben wir die dem Test zugrunde liegenden wesentlichen Parameter (Buchwerte der Finanzanlagen und anteiliges angepasstes Eigenkapital) anhand geeigneter Dokumente nachvollzogen. Wir haben zudem für einzelne Finanzanlagen deren Zurechnung zur betreffenden Konzerngesellschaft anhand von Handelsregisterauszügen, Gesellschafterlisten oder vergleichbaren Dokumenten überprüft, um die für die Bewertung der Tochtergesellschaft im Wesentlichen relevante Substanz zu verifizieren. Daneben haben wir das Ergebnis des vorgelegten Werthaltigkeitstest mit anderen im Rahmen der Prüfung erlangten Erkenntnissen plausibilisiert. Die durch unsere Arbeiten erzielten Prüfungsnachweise waren ausreichend und geeignet, um die Werthaltigkeit der Beteiligungen zu beurteilen.

3.)

Die Angaben der Gesellschaft zu den Finanzanlagen sind im Anhang in den Abschnitten „Allgemeine Angaben“ und „Erläuterungen zur Bilanz“ 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,
- die im Abschnitt „Risikomanagement und internes Kontrollsystem“ im zusammengefassten Lagebericht enthaltenen Angaben und
- die Versicherung der gesetzlichen Vertreter.

Unsere Prüfungsurteile zum Jahresabschluss 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 Jahresabschluss, 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 Jahresabschluss und den zusammengefassten Lagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Jahresabschlusses, der den deutschen, für Kapitalgesellschaften geltenden handelsrechtlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Jahresabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie in Übereinstimmung mit den deutschen Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Jahresabschlusses 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 Jahresabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, sofern dem nicht tatsächliche oder rechtliche Gegebenheiten entgegenstehen.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des zusammengefassten Lageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Jahresabschluss 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 der Gesellschaft zur Aufstellung des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Jahresabschluss 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 der Gesellschaft vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Jahresabschluss 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 Jahresabschluss 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 Jahresabschlusses 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 Jahresabschluss 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 Jahresabschlusses relevanten internen Kontrollen und den für die Prüfung des 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 der Gesellschaft bzw. der 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 der Gesellschaft 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 Jahresabschluss 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 die Gesellschaft ihre Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir Darstellung, Aufbau und Inhalt des Jahresabschlusses insgesamt einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Jahresabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt.
- beurteilen wir den Einklang des zusammengefassten Lageberichts mit dem Jahresabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage der Gesellschaft.

- 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 Jahresabschlusses 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 Jahresabschlusses 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 AG -2024- 12-31.xhtml“ enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Jahresabschlusses 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 Jahresabschlusses 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 bereitgestellten Datei enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Jahresabschlusses 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 Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts“ enthaltenen Prüfungsurteile zum beigefügten Jahresabschluss 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 beigefügten Datei enthaltenen Wiedergaben des Jahresabschlusses 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 Abschlussprüfers 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 Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts nach Maßgabe des § 328 Abs. 1 Satz 4 Nr. 1 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 Abschlussprüfers 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 Jahresabschlusses und des geprüften zusammengefassten Lageberichts ermöglichen.

Übrige Angaben gemäß Artikel 10 EU-APrVO

Wir wurden von der Hauptversammlung am 6. Juni 2024 als Abschlussprüfer gewählt. Wir wurden am 28. Oktober 2024 vom Aufsichtsrat beauftragt. Wir sind ununterbrochen seit dem Geschäftsjahr 2015 als Abschlussprüfer der 7C Solarparken AG tätig.

Wir erklären, dass die in diesem Bestätigungsvermerk enthaltenen Prüfungsurteile mit dem zusätzlichen Bericht an den Aufsichtsrat nach Artikel 11 EU-APrVO (Prüfungsbericht) in Einklang stehen.

Wir haben folgende Leistungen, die nicht im Jahresabschluss oder im zusammengefassten Lagebericht des geprüften Unternehmens angegeben wurden, zusätzlich zur Abschlussprüfung für das geprüfte Unternehmen bzw. für die von diesem beherrschten Unternehmen 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 bei der Beantwortung von Fragen der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) unterstützt. Diese haben keinerlei Einfluss auf den geprüften Abschluss. Der Aufsichtsrat hat alle erbrachten Nichtprüfungsleistungen gebilligt.

SONSTIGER SACHVERHALT – VERWENDUNG DES BESTÄTIGUNGSVERMERKS

Unser Bestätigungsvermerk ist stets im Zusammenhang mit dem geprüften Jahresabschluss und dem geprüften Lagebericht sowie den geprüften ESEF-Unterlagen zu lesen. Der in das ESEF-Format überführte Jahresabschluss und Lagebericht – auch die in das Unternehmensregister einzustellenden Fassungen – sind lediglich elektronische Wiedergaben des geprüften Jahresabschlusses und des geprüften 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.