

# 7c solarparken



**7C SOLARPARKEN KONZERN**

**HALBJAHRESBERICHT 2024**

# INHALTVERZEICHNIS

BERICHT DES VORSTANDS	3
KONZERNZWISCHENLAGEBERICHT	5
KONZERNZWISCHENABSCHLUSS	49
ANHANG ZUM KONZERNZWISCHENABSCHLUSS	58
VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER	108

# BERICHT DES VORSTANDS

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

Sehr geehrte Damen und Herren,

Der Konzern hat aus vielen Gründen ein stürmisches erstes Halbjahr durchgemacht:

Der spezifische Ertrag (kWh/kWp) lag mit 441 kWh/kWp um 11% geringer als der langfristige Durchschnitt, was mehr ist als die Standardabweichung (8%) und somit als außergewöhnlich schwach betrachtet werden kann. Der gesamte Anteil der Erneuerbaren Energien nahm jedoch auf über 60% der Nettostromerzeugung zu bei einer weiter sinkenden Stromnachfrage, sodass der PV-Strompreis weiterhin unter Druck stand und im zweiten Quartal 2024 zwischen 31-47 EUR/MWh notierte. Schließlich gab es im Zeitraum bis September 2024 schon 33% mehr Stunden mit negativen Strompreisen auf dem deutschen Strommarkt als im Gesamtjahr 2023.

Der große Anteil an Solaranlagen mit hohen festen Einspeisevergütungssätzen sowie die Strompreisswapvereinbarungen, die der Konzern bereits im Vorjahreszeitraum sowie im Berichtszeitraum abgeschlossen hatte, haben die vorgenannten Strompreiseffekte abmildern können, sodass im ersten Halbjahr Umsatzerlöse i.H.v. EUR 31,6 Mio. (2023H1 EUR 36,7 Mio.) vereinnahmt werden konnten, was einer Senkung um 14% entspricht.

Positiv zu werten ist zwar, dass sich die Gestehungskosten für neue Solaranlagen weitestgehend durch die andauernde Abnahme der Modulpreise verbesserten, jedoch geschieht dies vor dem Hintergrund von sinkenden Vergütungssätzen aus der Ausschreibung und in einem Markt mit einem vermehrten Vorkommen von Negativpreisen, sodass Neubauprojekte ein erhöhtes Risikoprofil aufweisen im Vergleich mit älteren Solaranlagen. Dazu kommt, dass in einem erhöhten Zinsumfeld auch die Kapitalkosten für neue Anlagen unverändert hoch bleiben.

Des Weiteren hat der Konzern Anfang Juli 2024 erfahren, dass für die sich zum Jahresende 2023 im Erwerb befindliche Solaranlage Reuden Süd (zuvor auch Bitterfeld genannt), die eine Leistung von rd. 20 MWp ausweist, vom Verkäufer unrichtige Garantien i.V.m. der Finanzierungsstruktur der Solaranlage bzw. der Projektgesellschaft abgegeben wurden. Demzufolge konnte der Konzern eine Forderung, für die er EUR 5,3 Mio. bezahlt hat, nicht erwerben und hat diese im ersten Halbjahr um den Ankaufsbetrag wertmindern müssen.

Die schlechteren Witterungsbedingungen sowie die obengenannte Wertminderung haben dazu geführt, dass der Konzern im Juli 2024 seine EBITDA und CFPS-Prognose erstmalig nach unten anpassen musste. Die beiden Effekte haben sich jedoch bereits erheblich auf das Konzern-EBITDA im Berichtszeitraum ausgewirkt, denn das EBITDA erreichte lediglich EUR 23,2 Mio., was einer Verringerung um 30% im Vergleich zur Vorjahresperiode entspricht.

Zuletzt ist der Aktienkurs im Laufe des Geschäftsjahres 2024 sehr stark zurückgefallen; sodass der Kurs nun zum ersten Mal seit 10 Jahren unter den Buchwert je Aktie nach IFRS (EUR 2,70 je Aktie) gesunken ist. Kurzum: aus diesen Gründen kann sich der Vorstand mit der bisherigen Geschäftsentwicklung im Geschäftsjahr 2024 unmöglich zufriedengeben.

Daher ist es aus Sicht des Vorstands angebracht, sich in den kommenden Monaten auf die Stärken des Konzerns zu fokussieren, dabei gilt es insbesondere die Cashflows des Bestandsportfolio zu schützen, das Wachstum des Portfolios nicht selektiv, sondern lediglich opportunistisch voranzutreiben, die Möglichkeiten zur Eintreibung der wertgeminderten Forderung i.V.m. Reuden Süd zu eruieren und festzulegen, ob die geplante verfügbare Liquidität bis Ende 2027 für weitere Aktienrückkäufe eingesetzt werden soll.

Dabei ist es erfreulich, dass der Konzern im August in der Ausschreibung vom Juli 2024 für fünf neue Solaranlagen mit einer Gesamtleistung von 28,9 MWp einen Zuschlag erhalten hat.

Wir bedauern es schließlich sehr, das Ableben von Aufsichtsratsmitglied Herrn Paul De fauw wenige Tage vor der Veröffentlichung dieses Halbjahresberichts melden zu müssen. Herr De fauw war seit dem Geschäftsjahr 2020 im Aufsichtsrat unserer Gesellschaft aktiv. Er hat Allen bei der 7C Solarparken 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.

Bayreuth, 24. September 2024

Steven De Proost

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

Finanzvorstand (CFO)

KONZERNZWISCHENLAGEBERICHT

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2024 BIS ZUM 30. JUNI 2024

**7C Solarparken Konzern**

**Bayreuth**

# INHALTSVERZEICHNIS

GRUNDLAGEN DES KONZERNS .....	7
GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR.....	7
ANLAGENBESTAND .....	11
ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS .....	12
VERMARKTUNGSMODEL DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS .....	14
REDISPATCH 2.0.....	17
VERMARKTUNGSMODEL DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS.....	18
ZIELE UND STRATEGIEN .....	20
INTERNES STEUERUNGSSYSTEM .....	25
WIRTSCHAFTSBERICHT .....	27
GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMEN-BEDINGUNGEN.....	27
WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS .....	42
PROGNOSEBERICHT.....	47
RISIKO- UND CHANCENBERICHT .....	48
RISIKEN.....	48
CHANCEN .....	48

# GRUNDLAGEN DES KONZERNS

## GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR

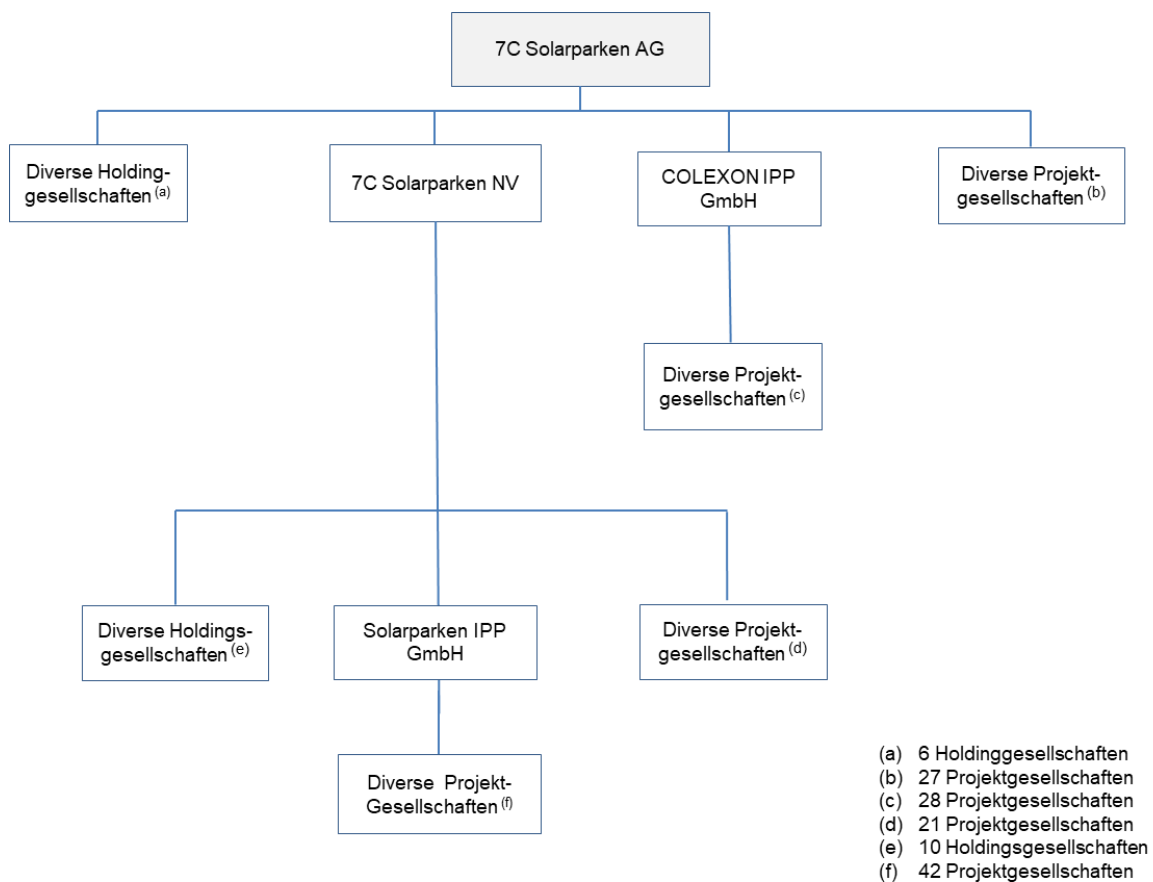
Der 7C Solarparken-Konzern (im Folgenden kurz 7C Solarparken oder der Konzern genannt) hat als Tätigkeitsschwerpunkt den Verkauf von Strom aus Solar-/Windenergieanlagen, sowie den Erwerb, den Betrieb und die laufende Optimierung dieser Anlagen.

Der Konzern erwirbt Bestandsanlagen oder entwickelt neue Standorte für Photovoltaik (PV)-Anlagen mit einem eigenen Entwicklungsteam oder zusammen mit einem Projektentwickler als Co-Entwicklung 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, die mit dem Solarbetrieb in Verbindung stehen. 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 30. Juni 2024 wurden noch 41,5 MWp PV-Bestandsanlagen vom Konzern betreut.

Die Konzernstruktur zum 30. Juni 2024 stellt sich wie folgt dar:



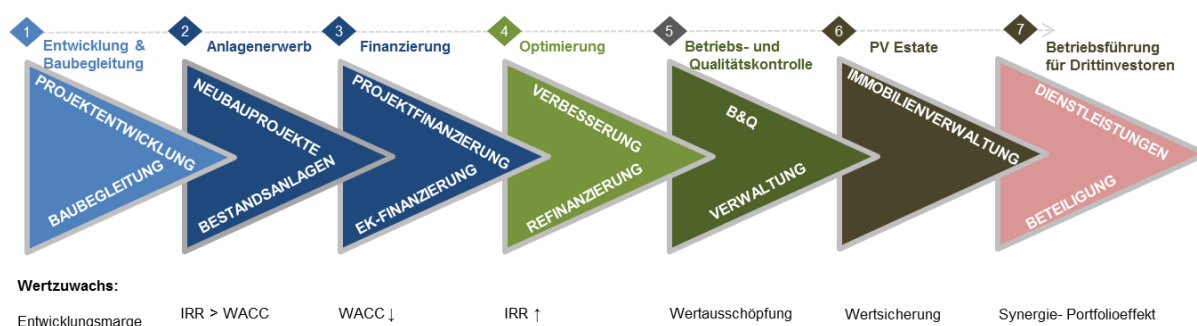
Mutterunternehmen des Konzerns ist die 7C Solarparken AG mit Sitz in Bayreuth. Sie nimmt die Funktion einer operativen Holdinggesellschaft wahr. Ihr obliegt die Steuerung im Rahmen eines aktiven Anlagenmanagements,

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 Tochtergesellschaften.

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 i. V. m. 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 zweitgrößten 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 abzuschließen, um sich für üblicherweise ein bis zwei Jahre Strompreise zu sichern, die oberhalb der Einspeisevergütung der betreffenden Anlagen liegt.

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. Bei den Anlagen, deren Einspeisetarif durch das Ausschreibungsverfahren nach der Freiflächenanlagenausschreibungsverordnung (FFAV) vergeben wird, gehört die Angebotsvorbereitung ebenso zu den Aufgaben der Projektentwicklung. 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 in der Bauplanung, der Anschaffung der Hauptkomponenten (vor allem Module; Wechselrichter) sowie der 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 sowohl in Deutschland als auch in Belgien 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 derzeitige 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 30. Juni 2024 summierte sich das Solar- und Windkraftanlagenportfolio auf eine Leistung von 445 MWp, davon waren 439 MWp Solaranlagen (98,7 % des Gesamtportfolios) und 6 MW Windkraftanlagen (1,3 % des Gesamtportfolios). Insgesamt befanden sich am Bilanzstichtag noch Solaranlagen mit einer Leistung von 18 MWp des Portfolios zum Bilanzstichtag im Bau. Die Solaranlage in Reuden Süd (ebenfalls bis heute „Bitterfeld“ genannt) befand sich zum 31. Dezember 2023 im Erwerb (siehe auch Geschäftsverlauf im ersten Halbjahr 2024). Es werden in der untenstehenden Beschreibung des Anlagenbestands, wie auch im Geschäftsbericht 2023, nur die erneuerbaren Energieanlagen, die bereits vom Konzern betrieben werden und in dessen Eigentum stehen, beschrieben. Deshalb wurde zum 31. Dezember 2023, wie auch zum 30. Juni 2024 auf den Ausweis der Solaranlage Reuden Süd im Anlagenportfolio verzichtet.

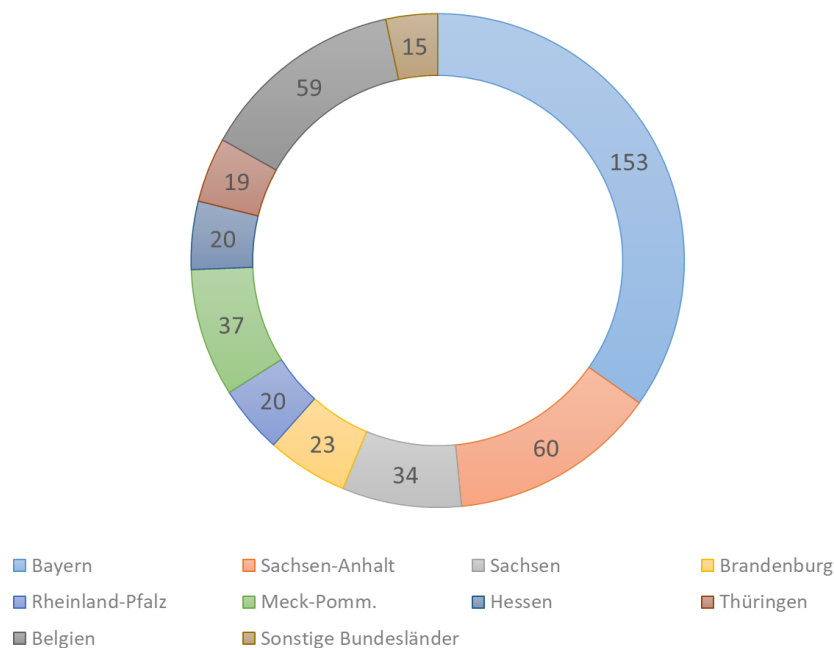
Das Gesamtportfolio generiert pro Jahr ungefähr 428 GWh elektrischer Energie. Dies reicht aus, um mehr als 122.000 Drei-Personen-Haushalte mit Strom zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 468.000 Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart.

## ANLAGENBESTAND

### A. Solaranlagen

Zum Bilanzstichtag betrieb 7C Solarparks 259 Solarparks mit einer Gesamtkapazität von insgesamt 439 MWp. Der Großteil des Portfolios an PV-Anlagen befindet sich in Deutschland (380 MWp). Dabei ist der Konzern vor allem in sonnenreichen Teilen der Bundesrepublik, nämlich in Bayern (153 MWp), Sachsen-Anhalt (60 MWp) und Sachsen (34 MWp) präsent. Darüber hinaus besteht das Anlagenportfolio auch aus Solaranlagen 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 1,6 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 Freiflächenanlagen mit 67 %. Im Vergleich zu anderen größeren Solaranlagenbetreibern auf dem deutschen Markt hat der Konzern mit ca. 20 % des Gesamtportfolios einen relativ hohen Anteil an Dachanlagen in Deutschland im Bestand. Die Dachanlagen 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 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.

## **ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS**

### **INVESTITIONEN UND DESINVESTITIONEN**

Das IPP-Portfolio der 7C Solarparks wies zum 30.06.2024 eine Leistung von 445 MWp auf und blieb somit im Vergleich zum Jahresende 2023 nahezu unverändert.

Die Solaranlage Reuden Süd mit einer geplanten Gesamtleistung von 20 MWp (in der Vergangenheit auch „Bitterfeld“ genannt) befand sich zum 31. Dezember 2023 noch im Erwerb. Aus den Gründen, die im Abschnitt „Geschäftsverlauf im ersten Halbjahr 2024“ vom Zwischenlagebericht erklärt werden, wird die Solaranlage nicht länger als „im Erwerb“ eingestuft.

Der Konzern hat im ersten Halbjahr 2024 keine Solaranlagen veräußert.

### **ENTWICKLUNGEN NACH DEM BILANZSTICHTAG**

Im dritten Quartal 2024 wurde mit dem Bau von neuen zusätzlichen Solaranlagen mit einer Gesamtleistung von 23 MWp angefangen.

### **VERWALTETES ANLAGENPORTFOLIO**

Der Konzern verwaltet ebenfalls Solaranlagen in Deutschland mit einer Leistung insgesamt 41,5 MWp. Dieses kaufmännische Management der deutschen Anlagen bezieht sich auf die Verwaltung von vier Fondsgesellschaften, die insgesamt zwölf solare Freiflächenanlagen mit einer Leistung von 41,5 MWp betreiben.

Die Solaranlagen befinden sich an Standorten in den östlichen Bundesländern. Die Leistungsklasse der Solarparks bewegt sich zwischen 2,0 MWp und 11,5 MWp und ist somit vergleichbar mit dem Anlagenportfolio des Konzerns. Durchschnittlich läuft die (gewichtete) garantierte EEG-Einspeisevergütung für das verwaltete Portfolio Ende 2030 aus.

Der Konzern hat am Anfang des Berichtszeitraums die kaufmännische Verwaltung von belgischen Anlagen aufgegeben. Im Vergleichszeitraum wurden noch belgische Anlagen mit einer Gesamtleistung von 7 MWp verwaltet. Der Konzern will sich in der Zukunft auf die Verwaltung der eigenen Solaranlagen in Belgien fokussieren.

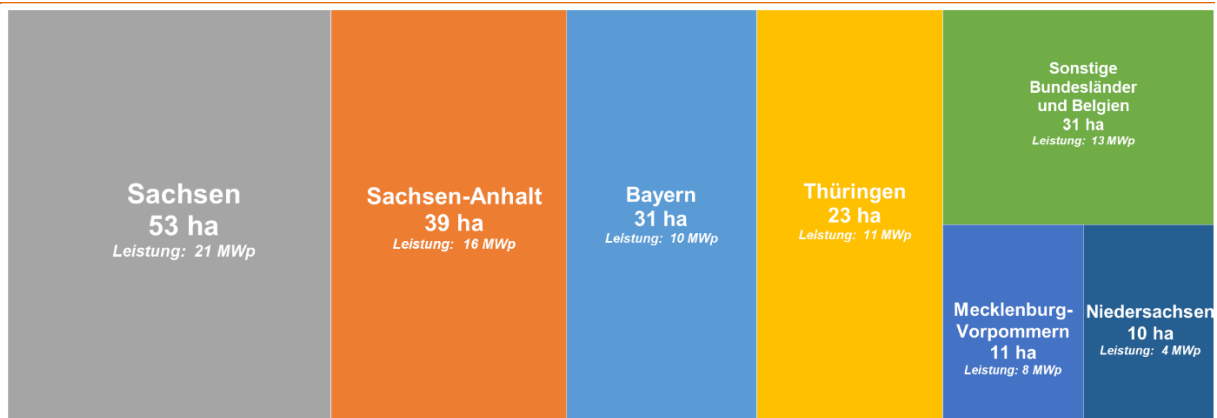
Das verwaltete Anlagenportfolio produziert pro Jahr ungefähr 45 GWh Energie. Dies reicht aus, um mehr als 12.000 Drei-Personen-Haushalte zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 49.000 Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart.

## 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 der Berichtsperiode 199 ha Grundfläche im Eigentum, auf der Solaranlagen mit einer Leistung von 85 MWp installiert waren oder sich im Bau befanden. Dies entspricht knapp einem Fünftel im Verhältnis zum Anlagenportfolio von 445 MWp zum Bilanzstichtag.

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

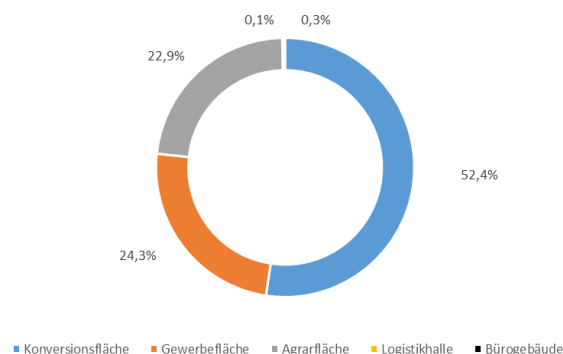
### Geografische Verteilung des PV Estate zum 30. Juni 2024



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 Solarparken langfristig an Dritte verpachtet, die darauf ihre eigenen Solaranlagen betreiben.

### PV Estate nach Immobilientyp zum 30. Juni 2024



Quelle: eigene Darstellung

Bei den PV Estate Grundstücken handelt es sich vor allem um Konversionsflächen (52 %) und in einzelnen Fällen auch um Gewerbe- (23 %) bzw. Agrarflächen (24 %). Die Bürogebäude (0,3 %) betreffen hauptsächlich den Hauptsitz des Konzerns in Bayreuth sowie den Bürostandort in Sint-Niklaas, Belgien.

Es wurden im Berichtszeitraum weder Immobilien gekauft noch veräußert. Ein Gewerbegrundstück von 9 ha in Thüringen befand sich am Bilanzstichtag noch im Erwerb. Dieser Erwerb steht unter anderem unter der aufschiebenden Bedingung des Erhalts einer Baugenehmigung für eine Solaranlage auf dem Grundstück.

## VERMARKTUNGSMODEL DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS

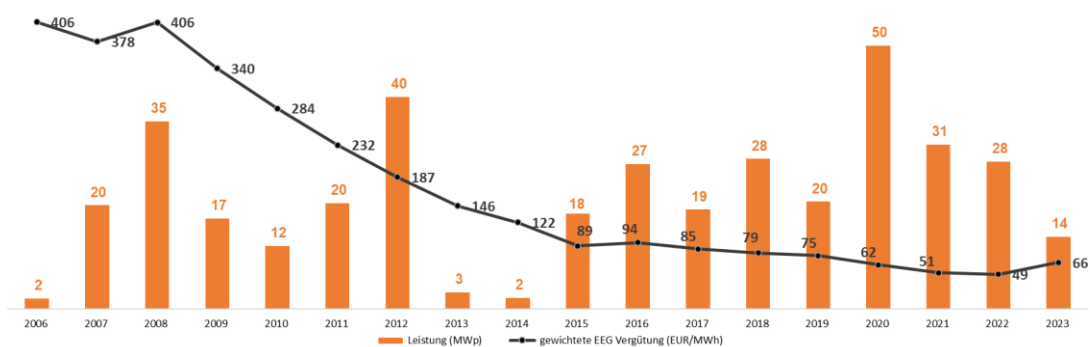
In Deutschland werden Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bestimmt. Seit dem Jahr 2000 regelt das EEG unter anderem, unter welchen Umständen und in welcher Höhe der mittels Solar- und Windenergieanlagen generierte Strom vergütet wird.

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 30. Juni 2024



Quelle: eigene Darstellung – die Jahrangebe betrifft das Inbetriebnahmejahr der jeweiligen Solaranlage(n)

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 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. Dies bedeutet, dass an Tagen, an denen der Strompreis für längere Zeit negativ ist, die Förderung der Anlagen gekürzt wird und der Konzern somit an Umsatzerlösen einbüßt.

Da momentan Überschüsse auf dem Strommarkt bestehen, insbesondere an sonnenreichen Tagen, kommen Negativpreise bzw. Unterregelungen nach Redispatch 2.0 (siehe Abschnitt Redispatch 2.0) erneut häufiger vor, sodass dieses Risiko auch im Berichtszeitraum gelegentlich 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 dem Vorjahr Strompreisswap-Vereinbarungen ab. Die Bedingungen der bisherigen abgeschlossen Strompreisswap-Vereinbarungen wurden in der unterstehenden Tabelle dargestellt.

### Strompreisswap-Vereinbarung des deutschen Anlagenportfolios für die Geschäftsjahre 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
Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*				
Leistung	93 MWp	110 MWp bis April 2024*** 60 MWp ab Mai 2024***	22 MWp	22 MWp	41 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütung ssatz der vertraglich vereinbarten Leistung** (EUR / MWh)	57,9	57,3	58,7	50,8	57,6
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlagenportfolios im Zeitraum der Swap- Vereinbarung				
Zeitraum	Juni 2022 bis Dezember 2023	Januar 2024 bis Dezember 2024***	Januar 2023 bis Dezember 2025	Juni 2024 bis Dezember 2025	Januar 2025 bis Dezember 2025
Fester Strompreis (EUR / MWh)	149,5	106	89	65	72
Variabler (Strom-)preis	Höchstpreis zwischen dem EEX Marktwert Solar und dem anzulegenden Wert (Einspeisevergütungssatz)		EPEX Spot Solar		

\*nicht unbedingt derselbe Vertragspartner \*\*gewichtet nach Leistung \*\*\*für eine Leistung von 50 MWp bis zum Ende April 2024 vorzeitig beendet, ursprünglich bis Dezember 2024 für die Gesamtleistung von 110 MWp

Im Rahmen der Swap-Vereinbarung erhält der Konzern vom Vertragspartner für den Zeitraum anstelle des Strompreises an der EEX-Strombörse im Ergebnis den vereinbarten Festpreis. Dabei wird vom Vertragspartner entweder die Differenz zwischen der tatsächlich erhaltenen Einspeisevergütung (oder auch dem EPEX Spot Solar) und 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 deckt dabei die realen Produktionsvolumina der Solaranlagen ab.



In der Summe soll dies dazu führen, dass der Konzern für die reale Produktion der betroffenen Solaranlagen während der Laufzeit der Swap-Vereinbarung den Festpreis, der deutlich oberhalb des Einspeisevergütungssatzes liegt, erwirtschaftet, unabhängig von den PV-Strompreisen an der EEX-Strombörse.

Die Strompreisswap-Vereinbarung hat 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.

Da es sich bei Strompreisswap-Vereinbarungen um Verträge handelt, können diese auch im Einvernehmen vorzeitig ganz oder teilweise mit der Zahlung eines Ausgleichs beendet werden. Im Berichtszeitraum hat der Konzern mit dem Vertragspartner vereinbart, dass die Strompreisswap-Vereinbarung vom September 2023 zum Ablauf des April 2024 um eine Leistung von 50 MWp verringert werden sollte. Der Vertragspartner hat dem Konzern für diese Teilauflösung einen Betrag von EUR 1,7 Mio. bezahlt, welcher in den sonstigen betrieblichen Erträgen ertragswirksam erfasst wurde.

## REDISPATCH 2.0

Zum 1. Oktober 2021 ist im Zuge der zweiten Auflage des Netzausbau-Beschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) das Redispatch 2.0 in Kraft getreten 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 Solaranlagen des Konzerns zu Zusatzaufgaben, die sich auf das Führen von Stammdaten, sowie das Abgeben von Produktionsprognosen und technischen (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.

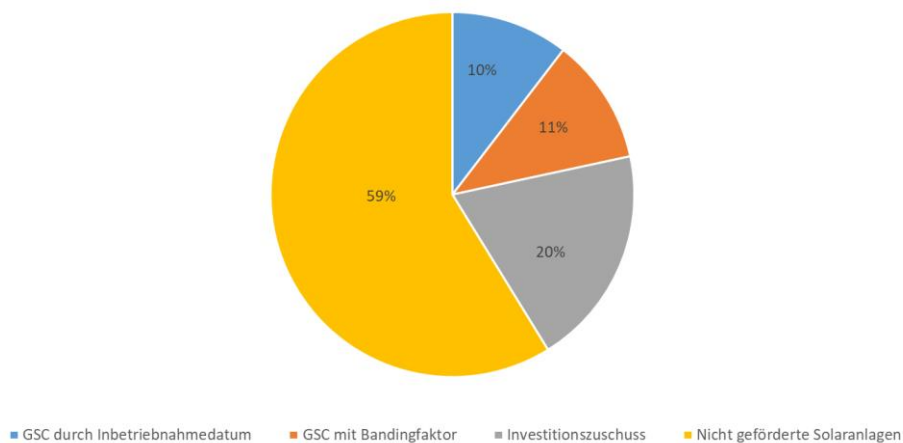
Im Geschäftsjahr ist es bei der Abrechnung der Entschädigungen für die Abschaltungen, die im Rahmen von Redispatch 2.0 vorgenommen wurden, zu erheblichen Verbesserungen gekommen. Insgesamt konnte der Konzern durch intensiven Austausch mit den Dienstleistern und den Netzbetreibern im Berichtszeitraum EUR 1,4 Mio. eintreiben (i.VJ. EUR 1,6 Mio.)

## VERMARKTUNGSMODEL DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS

Der Konzern hat Belgien als seinen zweiten Heimmarkt. 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 in Falle der Einspeisung, zuzüglich einer Förderung (in Form von Grünstromzertifikaten oder direkten Investitionszuschüssen). Für die Mehrheit der Anlagen jedoch erhält der Konzern lediglich die Erlöse aus dem Stromverkauf (durch Vorortverbrauch oder durch Einspeisung).

In der unterstehenden Grafik wurde 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

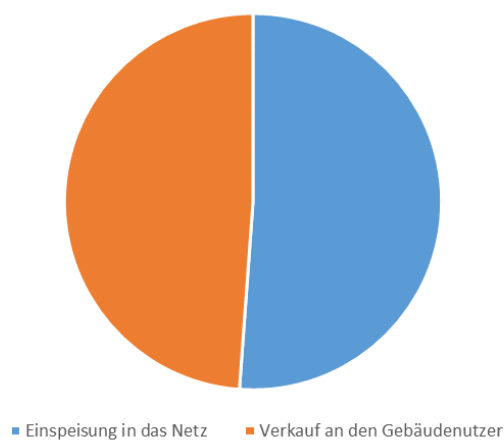
Das System der Grünstromzertifikate wurde in der Flämischen Region im Mai 2021 durch ein Ausschreibungsverfahren mit direkten Investitionszuschüssen ersetzt. Dies bedeutet, dass ein bestimmtes Volumen an Erneuerbare-Energieanlagen in einer Ausschreibung nach Errichtung der Anlagen einen direkten Investitionszuschuss 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 20 Projekte mit einer Leistung von insgesamt 10,0 MWp, die einen Investitionszuschuss von EUR 1,0 Mio. auf sich versammeln, ans Netz gegangen.

Neben etwaigen Förderungen wird für alle belgischen Anlagen der Strom (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 wurde 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 ersten Halbjahr 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 der kurzfristiger angelegten 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 verhandelt wird, führt dies zu Balancing-Kosten- oder Erträgen.

Wie auch für das deutsche Portfolio schließt der Konzern für belgische Anlagen gelegentlich Strompreis-swapvereinbarungen 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.

### **Strompreisswap-Vereinbarung des belgischen Anlagenportfolios für das Geschäftsjahr 2024**

<b>3. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024</b>	
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 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:

<b>GESCHÄFTSPLAN</b>	<b>PERIODE</b>	<b>STATUS</b>
Geschäftsplan 2021-24	2021-2024	Die Umsetzung des Plans ist im Gange. Der Plan wurde mit dem Fokus 2024-25 Plan abgeändert.
Mehr Wert, selektives Wachstum	2024-2025	Die Umsetzung des Plans ist im Gange. Der Plan wurde mit dem Fokus 2024-25 Plan abgeändert.
Fokus 2024-25	2024-2025	Der Plan wurde zum Tag der Veröffentlichung vorgestellt

### **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:

<b>Angaben in MWp</b>	<b>Deutschland</b>	<b>Belgien</b>	<b>Gesamtes eigenes Anlagenportfolio</b>
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.

**Maximierung des Einspeisepreises:** Der Konzern plant weiterhin, den realisierten Preis für den erzeugten Strom, den sogenannte Einspeisepreis, zu maximieren, d.h. einen Strompreis zu realisieren, welcher über dem Einspeisevergütungssatz der Bestandsanlage, die eine Untergrenze bildet, liegt. 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. Zu diesem Zweck wird geplant die Eigenmittel nicht vorrangig nur für selektives Wachstum einzusetzen, sondern Eigenmittel nach Realisierung des selektiven Wachstums wieder freizusetzen und wiederzuverwenden. Dies wird sowohl durch die Aufnahme von Projektfinanzierung, falls dies finanziell sinnvoll ist, als auch durch den Verkauf von Projektrechten- bzw. schlüsselfertigen Anlagen geplant.

**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 sowie 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 das Bestandsportfolio.

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 vom Konzern 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 Strompreis-Swapverträgen, 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 Dampfkraftwerken (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 generell gesprochen 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. Der Bau der Anlage wurde im Jahr 2021 durch einen Projektentwickler angefangen, der ebenfalls der Generalunternehmer der Solaranlage war. Die Anlage verfügt über verschiedene Ausschreibungstariffe, die bei einer Leistung von 20 MWp durchschnittlich ca. 85 EUR / MWh bringen würden. Die Investition in die Solaranlage wurde, wie üblich, mit einer Projektgesellschaft vorgenommen. Diese Projektgesellschaft ist eine Kommanditgesellschaft und wurde von einem großen deutschen Finanzinstitut mit einer Projektfinanzierung für die Realisierung der Solaranlage ausgestattet. Eine Tochtergesellschaft des Generalunternehmers, die die einzige Kommanditistin (d.h. Gesellschafterin) der Projektgesellschaft war, hatte die benötigten Eigenmittel zur Realisierung des Projekts in die Projektgesellschaft in Form eines Gesellschafterdarlehens eingebracht. Zum Tag der Veröffentlichung des Halbjahresbericht ist die Anlage weder fertiggestellt noch an das Stromnetz angeschlossen.

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 vom dritten Quartal vom 2023 wurde klar, dass weitere Bauverzögerungen beim Projekt eintraten, aber der Generalunternehmer und die Verkäuferin konnten hierfür nachvollziehbare Erklärungen geben 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 Gruppe 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. Kurzum: 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 im Juli 2024 wertgemindert hat, da der Konzern unterstellt, dass die Verkäuferin nicht in der Lage ist die bezahlten Beträge zurückzubezahlen. Die Verkäuferin und 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 stellen. Die Erfolgsaussichten auf Erfüllung sind jedoch im Hinblick auf die Finanzsituation bei diesen Gegenseiten höchst gering.

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 an dieser Rettung beizutragen, wenn die (finanziellen) Interessen des Konzerns an der tatsächlichen Lösung nicht oder nur unzureichend berücksichtigt werden.

#### **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 die 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 durch die laufende Kontrolle und Verfolgung der Liquiditätsplanung.

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 VERMÖGENS-LAGE

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 der untenstehenden 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 Pachtaufwand, 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 gem. IFRS

**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

---

## 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 2024 die durch das Geschäft des Konzerns eingesparte CO<sub>2</sub>-Menge als technische Steuerungskennzahl mit einzubeziehen. 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 (vgl. Abschnitt des Wirtschaftsberichts – EEG-Novelle 2023 und Solarpaket 1). 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

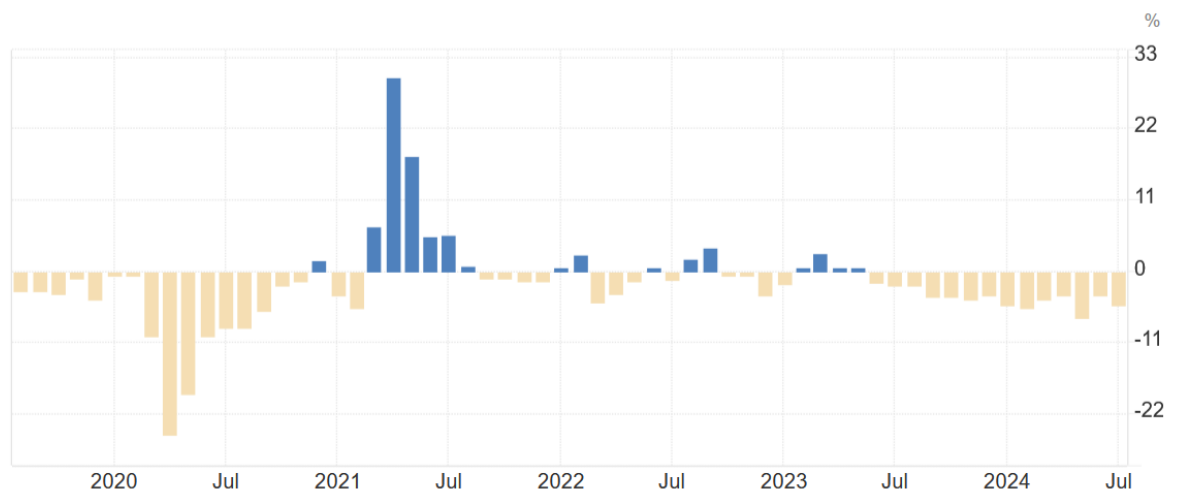
### DEUTSCHE VOLKSWIRTSCHAFT

Die Wirtschaftsflaute der deutschen Volkswirtschaft, wie sie sich im Geschäftsjahr 2023 entfaltete, hat sich im Berichtszeitraum bestätigt. Die Kombination aus höheren operativen Kosten wegen dem dauerhaften Rückgang der Anlieferung von billigem russischem Gas sowie die Inflationsspirale, die auf die zugenommenen Energiequellenpreise folgten, nebst höheren Zinsen hatte 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 auf die Corona-Pandemie im Geschäftsjahr 2020 eine rasante Wiederbelebung der industriellen Produktion im Jahr 2021 folgte. Die steigenden Strom- und Gaspreise seit dem Spätsommer vom gleichen Jahr 2021 bis Ende 2022 haben der Industrieproduktion jedoch erheblich zugesetzt.

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



Quelle: Trading Economics, Bundesstatistisches Amt

In der Folge wurde die Industrieproduktion über nahezu den gesamten darauffolgenden Zeitraum Monat für Monat weiter zurückgeschraubt. Ursächlich hierfür waren 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 zurückgenommen, und es gab eine beträchtliche Verschlechterung der Konkurrenzfähigkeit der deutschen Industrie im Vergleich zu anderen Produktionsstandorten. Dies lag nicht nur daran, dass die Gaspreise in Europa vielmals höher als z.B. der amerikanische Marktpreis (Henry Hub) sind und bleiben, sondern auch an der Einführung von staatlichen konjunkturellen Unterstützungsprogrammen, die dazu dienten, die heimische 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.

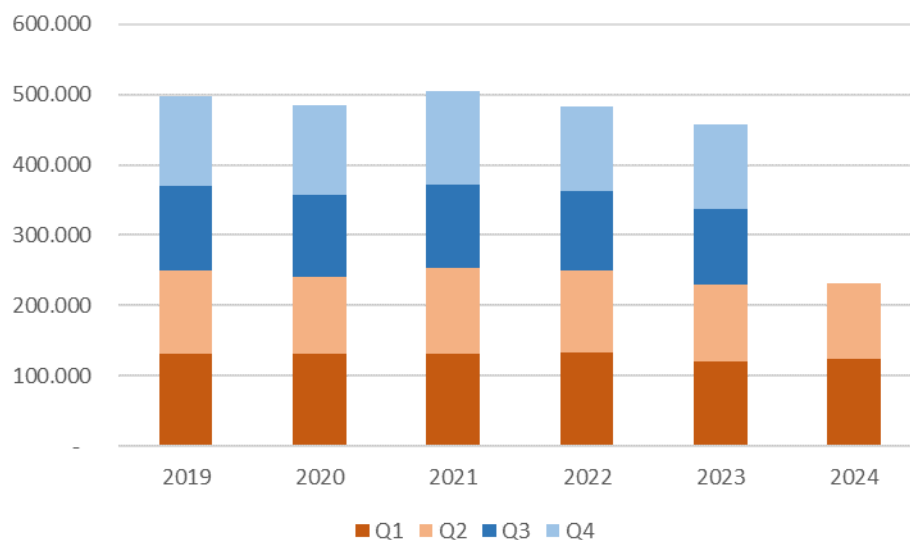
Im Geschäftsjahr 2023 verbrauchte die deutsche Industrie nach Angaben des BDEW noch ca. 43% des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland. Eine Abnahme der deutschen industriellen Produktion hat somit einen wesentlichen Einfluss auf die Gesamtstromnachfrage (siehe Entwicklung der deutschen Stromnachfrage).

Darüber hinaus ist die deutsche Industrie nicht nur der größte Stromverbraucher, sondern sie nutzt auch im erheblichen Umfang Gas für industrielle Prozesse und ist ein wesentlicher Käufer von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten. Diese beiden „Rohstoffe“ sind bei der Preisbildung auf dem Strommarkt von großer Bedeutung, sodass die Abnahme deren Verbrauchs durch die deutsche Industrie einen negativen Effekt auf die Entwicklung der Strompreise im Geschäftsjahr hatte (siehe Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum).

## ENTWICKLUNG DER DEUTSCHEN STROMNACHFRAGE

Im Berichtszeitraum blieb der deutsche Stromverbrauch nahezu unverändert im Vergleich mit den ersten zwei Quartalen des Vorjahreszeitraums. Eine Neubelebung der Stromnachfrage konnte in den ersten sechs Monaten des Geschäftsjahres deshalb noch nicht festgestellt werden. In der Realität hat die Stromnachfrage im Vergleich mit der Vergleichsperiode um etwa 1,3% weiter abgenommen.

### Nettostromverbrauch (GWh) vom GJ 2019-2024H1 mit Quartalsangabe



Quelle: Energy-Charts, eigene Darstellung

Somit liegt der Stromverbrauch weiterhin auf dem geringsten Wert seit 30 Jahren. Diese Abnahme wurde, wie bereits erläutert, hauptsächlich durch die Abnahme in der deutschen industriellen Produktion, sowie durch die allgemein rückläufige wirtschaftliche Aktivität verursacht.

Mittelfristig sollte bei einer Fortführung der deutschen und europäischen Energiepolitik der sinkende Strombedarf sich jedoch erholen, denn der Ausbaupfad des Erneuerbare Energien-Gesetzes geht von einer Zunahme des Stromverbrauchs bis 2030 auf rund 750 TWh aus. Dieser erwartete Anstieg von ca. 60 % im Vergleich zum Geschäftsjahr 2023 sollte durch die zunehmende Elektrifizierung der Industrie, des Verkehrs, der Gebäudeheizung sowie durch die Herstellung von grünem Wasserstoff zurückzuführen sein. (siehe Abschnitt EEG-Novelle 2023 und Solarpaket I).

## ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND

Die öffentliche Nettostromerzeugung, d. h. der Strommix, der tatsächlich aus der Steckdose kommt, sank im ersten Halbjahr 2024 gegenüber der Vorjahresperiode deutlich um über 5 %, die Last, also der tatsächliche Strombedarf, sank jedoch mit 1,5%. Demzufolge haben die Stromimporte im ersten Halbjahr 2024 deutliche zugenommen.

Die Summe der Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energiequellen Solar, Wind, Wasser und Biomasse nahm im ersten Halbjahr 2024 mit rund 138 TWh gegenüber der Vorjahresperiode um 6,5% zu. Ihr relativer Anteil an der Gesamt-Nettostromerzeugung lag mit 64,6 % jedoch deutlich über dem Vorjahr (57,7 %). Mit rund 105 TWh bzw. 49 % an der Gesamtnettostromerzeugung lieferten Wind und Solar erneut den größten Beitrag. Die Stromerzeugung durch die stark von den jeweiligen Niederschlagsmengen abhängigen Wasserkraft (11 TWh) erhöhte sich gegenüber der Vorjahresperiode um über 13 %.

NETTOSTROMPRODUKTION (TWh)	2024H1	2023H1	VERÄNDERUNG	GESAMTANTEIL IN %
<b>Markt</b>	<b>213,7</b>	<b>224,8</b>	<b>-4,9 %</b>	<b>100,0 %</b>
Kernenergie	0,0	6,7	-100,0 %	0,0 %
Braunkohle	33,6	41,2	-18,6 %	15,7 %
Steinkohle	11,0	20,1	-45,5 %	5,1 %
Erdgas	25,4	23,4	-8,4 %	11,9 %
Andere	5,7	3,6	57,2 %	2,6 %
<b>Erneuerbare Energien</b>	<b>138,1</b>	<b>129,7</b>	<b>6,5 %</b>	<b>64,6 %</b>
<b>davon:</b>				
Wasser	10,5	9,3	12,9 %	4,9 %
Wind	73,3	66,8	9,7 %	34,3 %
PV	31,8	30,1	5,6 %	14,9 %
Biomasse	22,5	21,1	6,8 %	10,5 %

Quelle: Energy Charts: 2024-2023 – Eigene Darstellung

Im Vorjahreszeitraum wurde in Deutschland noch 6,7 TWh aus Nuklearstrom erzeugt, was im Berichtszeitraum nicht länger der Fall war. Dennoch hat auch die Stromerzeugung aus den anderen fossilen Energiequellen deutlich abgenommen. Während Erzeugung aus Braun- und Steinkohle mit 19% bzw. 46% gesunken ist, nahm die Verstromung von Gas um 8% ab.

Es ist die deutliche Zunahme der Erzeugung aus erneuerbaren Energien in Zusammenspiel mit Stromimport und Verstromung von Gas an den Uhrzeiten, an denen die erneuerbaren Energien unzureichend Strom erzeugt haben, was zu dieser Entwicklung der Nettostromproduktion aus fossilen Energiequellen geführt hat.

## ENTWICKLUNG DER ENERGIEROHSTOFFPREISE

Die Umsatzerlöse des Konzerns sind zum Teil der Entwicklung des Strompreises ausgesetzt (Siehe Abschnitt Vergütungssätze des deutschen Anlagenportfolios). Demzufolge ist die Entwicklung der Energierohstoffpreise (Erdöl, Gas, Steinkohle) für den Konzern von wesentlicher Bedeutung. Die letzten Jahre waren von starken Schwankungen auf den Rohstoffmärkten gekennzeichnet.

Während der Brent-Ölpreis im Zeitraum 2021 bis August 2022 bis zu 120 USD angestiegen war, nahm er im Laufe des zweiten Halbjahres 2022 ab und der Ölpreis hat sich seitdem auf ein Niveau bei 70-80 USD eingependelt.

---

### Ölpreis (Brent Crude) in USD per Fass 2021-September 2024 (Terminpreis zum 13.09.2024)

---



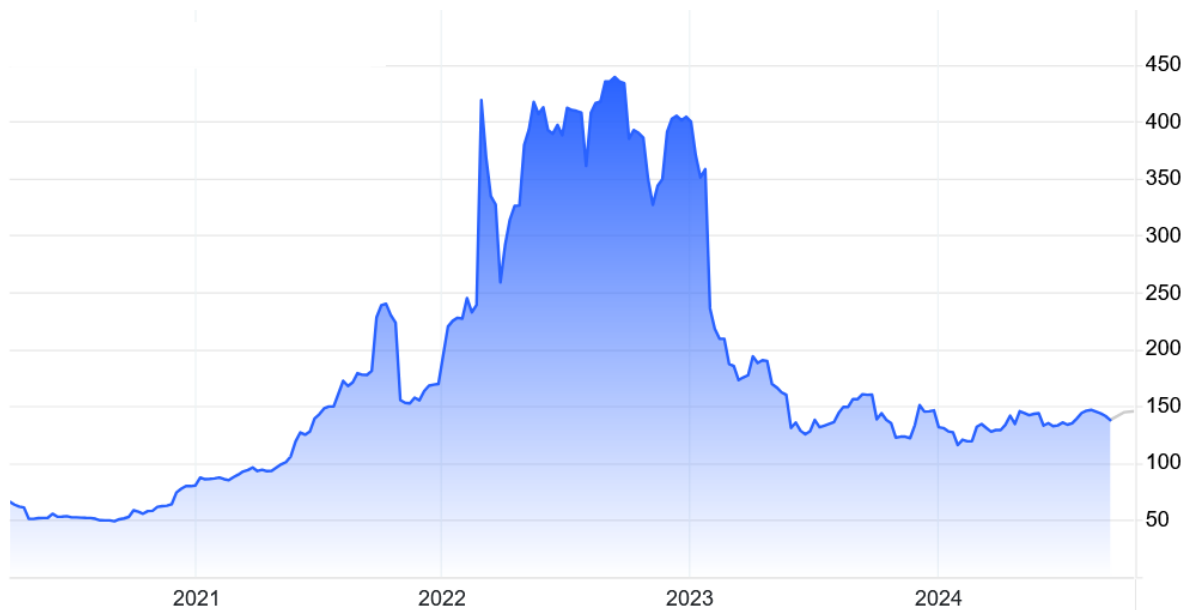
Quelle: *trading economics*

Bei Steinkohle war der Preisanstieg noch deutlicher und länger anhaltend. Während der Steinkohlepreis bis Mitte 2021 bei 50-100 USD per metrischer Tonne lag, war er 2022 mit starken Schwankungen um die 400 USD per metrische Tonne angestiegen und erst ganz am Ende des Jahres wieder rapide um die Hälfte auf das Niveau vom Jahresbeginn gefallen. Mit aktuell rund 150 USD liegt der Steinkohlepreis jedoch signifikant oberhalb des langfristigen Preisniveaus der letzten Jahre.

---

### Steinkohle in USD per metrischer Tonne 2021-September 2024 (Terminpreis zum 13.09.2024)

---



Quelle: trading economics

Besonders von Bedeutung für den Strompreis in Deutschland und Belgien bleibt jedoch der europäische Gaspreis, der die dramatischste Entwicklung durchzustehen hatte. Nachdem sich der Gaspreis im Jahr 2021 teilweise vom Ölpreis entkoppelt hatte, ist er von etwa 20 EUR per MWh des vergangenen Jahrzehnts auf über 300 EUR per MWh zur Jahresmitte 2022 angestiegen. Dieser Anstieg war deutlich schärfer als die Verteuerungen bei dem Erdöl- bzw. Steinkohlepreis. Fast schneller als der Anstieg war der Rückfall des europäischen Gaspreises in der zweiten Jahreshälfte 2022 auf rund die Marke von mittlerweile unter 50 EUR per MWh.

---

### Gaspreis in EUR per MWh 2014-September 2024 (Terminpreis zum 13.09.2024)

---



Quelle: trading economics

Obwohl sich der Gaspreis somit nicht mehr auf den unhaltbaren Höhen des Geschäftsjahres 2022 befindet, ist der europäische Gaspreis dennoch höher als dies vor der Coronapandemie der Fall war.

Die Gründe für die strukturelle Zunahme des Gaspreises auf dem europäischen Markt liegen hauptsächlich in der Einstellung von Gaslieferungen aus der Russischen Föderation in die EU, spätestens jedoch in dem Anschlag auf die Pipelines North Stream I und II. Europäische Gaskunden und -versorger müssen seitdem das Gas auf dem Weltmarkt einkaufen. Darunter sind auch alternative Gaslieferungen in Form von teurerem Flüssiggas (LNG), vor allem aus den USA und Katar, verbunden mit einem Mangel an LNG-Transport- und Umwandlungskapazitäten, die insbesondere in Deutschland eilig aufgebaut wurden.

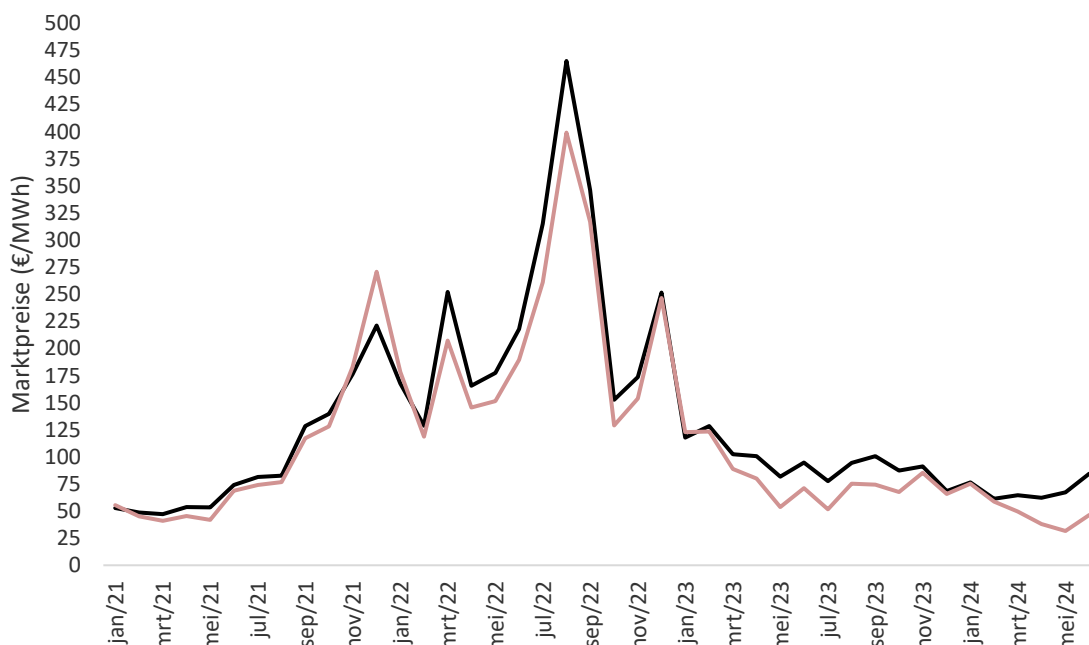
Die Preise auf dem europäischen Gasmarkt sind eng korreliert mit den Preisen am Strommarkt (siehe folgender Abschnitt). Dies hängt damit zusammen, dass der Strompreis durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, welches benötigt wird, um die Nachfrage abzudecken, bestimmt wird. Derzeit sind dies Gasverstromungskraftwerke, für die der Gaspreis den wesentlichen Teil der Grenzkosten ausmacht oder es ist Strom aus erneuerbaren Energien mit keinen oder nur sehr geringen Grenzkosten.

Gleichwohl bedeutet dies auch, dass die Gaspreise in Europa dadurch höher liegen als die aus dem neuen Gasexportland (USA), was der (deutschen) Industrie einen kompetitiven Nachteil gegenüber der amerikanischen Industrie gibt, welcher sich in der geringeren Stromnachfrage auswirkt.

## ENTWICKLUNG DER STROMPREISE IM BERICHTSZEITRAUM

Die kräftigen Preisanstiege auf den Rohstoffmärkten haben zuerst auch zu Steigerungen des Strompreises geführt, bei denen der EEX-Strompreis (schwarz in der nachfolgenden Grafik) seit März 2021 seinen historischen Preiskorridor von rund 20 EUR/MWh bis 50 EUR/MWh verlassen hat und in der Spitze auf bis über 400 EUR/MWh im Sommer 2022 anstieg. Seitdem hat sich der Strompreis kräftig entspannt und pendelte im Juni 2024 um die 70-80 EUR/MWh.

**EEX-Strompreise in EUR per MWh Januar 2021-Juni 2024**



Quelle: Netztransparenz – eigene Darstellung

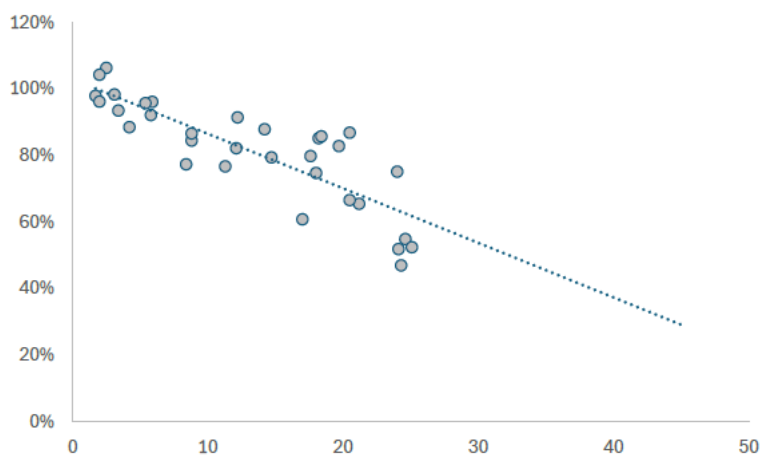


Der EEX-Strompreis, der sich auf Solarstrom bezieht (braune Linie in der obenstehenden Grafik, im Bericht auch „PV-Strompreis“ genannt), weicht zunehmend vom allgemeinen EEX-Strompreis (schwarze Linie in der obenstehenden Grafik) ab, da das Erzeugungsprofil einer Solaranlage anders ist: sie produziert nur in den Stunden, in denen die Sonne scheint und überwiegend in sonnenreichen Monaten. Dadurch ist der PV-Strompreis in den Sommermonaten typischerweise geringer und in den Wintermonaten gleich dem gemittelten normalen Strompreis auf Stundenkontraktbasis. Die Zunahme von PV-Strom im Strommix (Siehe Abschnitt Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland), führt jedoch vermehrt zu einer relativen Verringerung der Strompreise im Vergleich zum gesamten Strompreis, das Verhältnis zwischen EPEX Strompreis und PV-Strompreis wird im Bericht auch „Capture Rate“ genannt.

---

**Capture Rate (Verhältnis zwischen EPEX Strompreis und dem PV Strompreis) auf der Y-Achse mit dem Marktanteil PV im Strommix auf der 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. Durchschnittlich lag der Marktanteil von PV-Strom im gesamten Strommix im ersten Halbjahr bei 15%. PV-Strom wird jedoch selbstverständlich nicht in allen Monaten gleichverteilt produziert. Demzufolge liegt auf Monatsbasis der Marktanteil von PV-Strom im Strommix in den PV-Produktionszeiten eher bei 25-30%. Deshalb konnte man im zweiten Quartal Capture Ratios von lediglich etwa 50-60% beobachten.

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 von 28%, dies käme einer Capture Ratio von ca. 50-60% gleich. Sollte dieses Ziel erreicht werden, ohne dass weitere Flexibilität in der Stromnachfrage geschaffen wird bzw. die Stromspeicherung ausgebaut wird, dann wird die Capture Ratio in etwa mit der des Sommers im Geschäftsjahr 2024 gleichkommen.

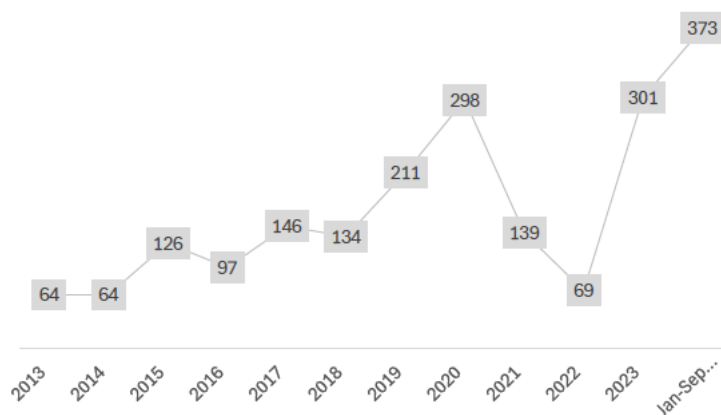
Der Einfluss des PV-Stroms auf den Strommarkt macht sich ebenfalls spürbar im vermehrten Vorkommen von negativen Preisen auf dem deutschen Strommarkt. Wenn mehr Strom auf dem Vortagesmarkt (Day Ahead Markt) angeboten wird als wirtschaftlich vernünftig verbraucht bzw. exportiert werden kann, dann kommen auch negative Preise vor, d.h. es gibt Marktparteien, die infolgedessen bezahlt werden, um Strom zu verbrauchen.

Auf der unterstehenden Grafik wird die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen für die vergangenen 10 Geschäftsjahre dargestellt. Wie man der Grafik entnehmen kann, hat das Einstürzen der Strompreisnachfrage im ersten Coronajahr 2020 zu einem Vorkommen von nahezu 300 Negativstunden auf dem deutschen Day Ahead Markt geführt. Nach der Pandemie ist diese Stundenanzahl aufgrund der Wiederbelebung der Volkswirtschaft gefolgt von einer Energiekrise kräftig gesunken, aber seit 2023 wird es wieder mehr als 300 solcher Stunden auf dem deutschen Vortagesmarkt gegeben haben, wobei das Jahr 2024 bereits nach den ersten 8,5 Monate des Jahres höher liegt als die letzten 10 vergangenen Jahre.

---

**Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen (2013 – Jan-13. September 2024) auf dem Day Ahead Markt (EEX Deutschland)**

---



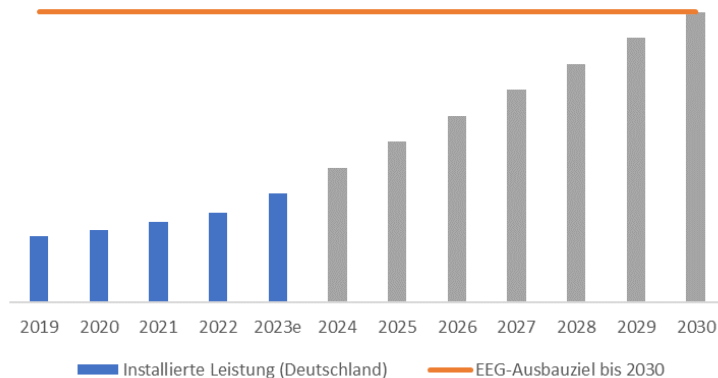
Es würde auf der Hand liegen, dass Betreiber von erneuerbaren Energieanlagen, wie z.B. die Solarbetreiber (bzw. die Direktvermarkter) bei negativen Preisen Ihre Solaranlagen proaktiv unterregeln würden, dazu gibt es aber insbesondere für die älteren Anlagen, die auch bei negativen Preisen ihre Einspeisevergütung bekommen, keinen Anreiz. Sollte man dieser Anreiz schaffen und alle PV-Anlagen bei negativen Preisen proaktiv runtergeregelt werden, dann würde dies den PV-Strompreis nach Schätzung des Konzerns um 10 bis 15% erhöhen.

Der Effekt der extremen Strompreisschwankungen auf die Ergebnisse und die Prognose des Konzerns wird im Kapitel zur Ertragslage des Konzerns im ersten Halbjahr sowie im Risiko- und im Prognosebericht des Geschäftsberichts 2023 ausführlich dargelegt.

## AUSBAU(PFAD) IM DEUTSCHEN PV-MARKT

Der geplante Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien in Deutschland wird im EEG festgelegt. Nach der letzten Fassung „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 2019 2030



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, eigene Darstellung

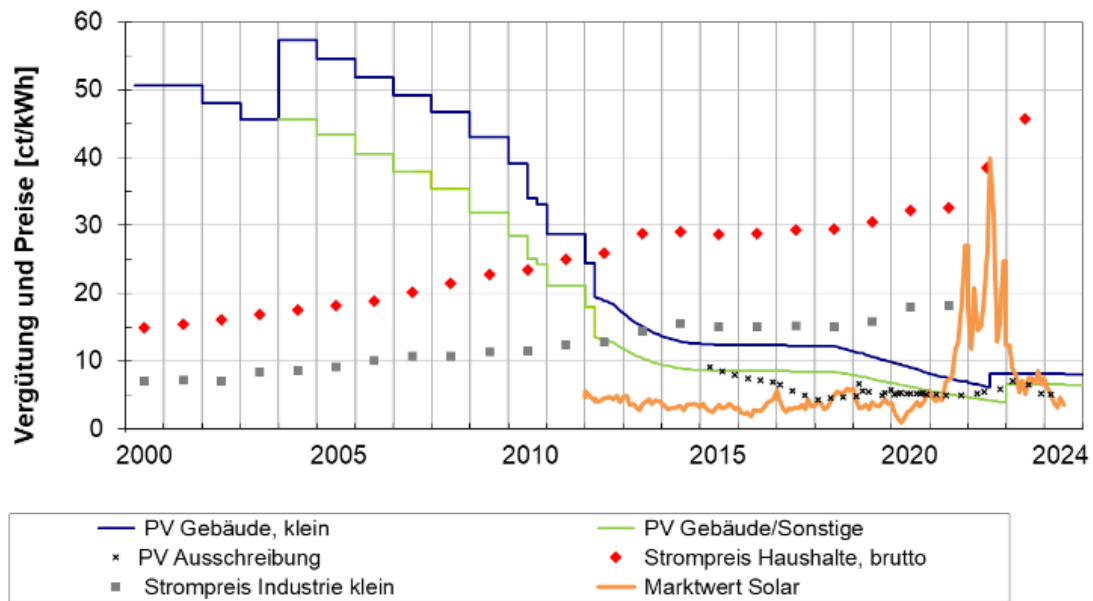
Wie aus der Grafik hervorgeht, beinhaltet das Erreichen des Ausbauziels mehr als eine Verdoppelung der Leistung vom Jahresende 2023. Es wird daher auch im Hinblick auf die Entwicklung der Strompreise (siehe unten) notwendig sein, im Rahmen des EEG oder mit anderen flankierenden politischen Maßnahmen günstige Voraussetzungen für ein Investment in deutsche Solaranlagen zu schaffen bzw. beizubehalten. Im Abschnitt EEG 2023 und Solarpaket 1 wird dies näher ausgeführt.

Im Geschäftsjahr 2024 sollten somit laut Gesetz insgesamt 88 GWp an Solaranlagen in Deutschland gebaut werden. Tatsächlich wurde dieses Ziel bereits im Mai 2024 übertroffen. Am Tag der Veröffentlichung dieses Berichtes lag die Gesamtleistung der deutschen PV-Anlagen bereits bei über 93 GWp.

## 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 bis Ende 2022 verteuerten sich die Systempreise jedoch kontinuierlich. Erst seit Anfang dieses Jahres sorgen vor allem große Lagerbestände für einen Preisverfall bei den Solarmodulen (vgl. Abschnitt Entwicklung der Systempreise). Infolge der Einführung des 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 Einspeisevergütungen und Ausschreibungstarife 2000-2024



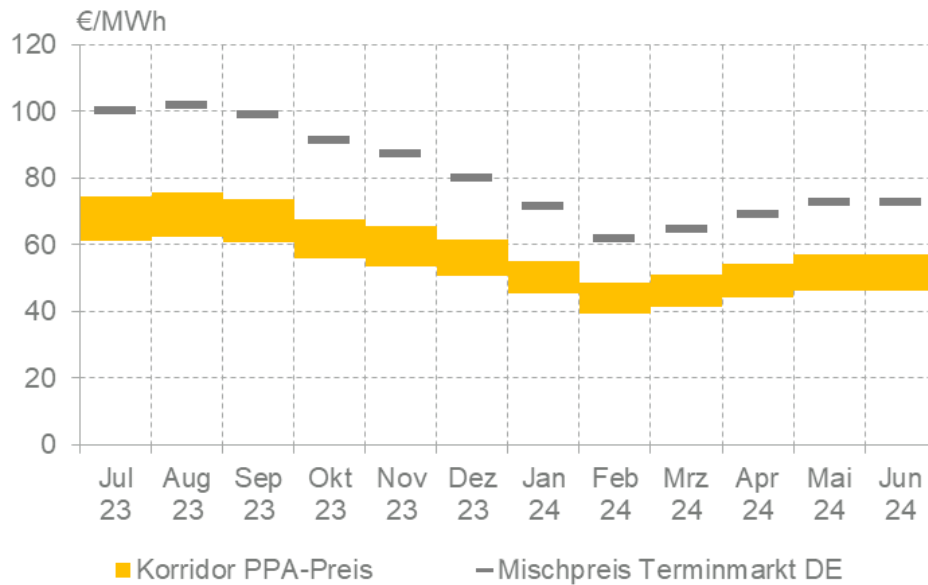
Quelle Fraunhofer Institut

Oberhalb von 1 MWp ist der Betreiber zur Teilnahme an Ausschreibungen verpflichtet. Hierbei wurden in den Ausschreibungsrunden in März und Juli 2024 durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte von 51,1 bzw. 50,5 €/MWh erzielt.

Alternativ kann sich der Betreiber in dieser Leistungsklasse eine feste Einspeisevergütung über Stromabnahmeverträge (englisch: Power Purchase Agreements oder PPAs), also mittel- oder langfristige Festpreis-Abnahmeverträge mit einem Netzbetreiber oder Energiehändler, sichern. Besonders geeignet für solche PPA-Verträge sind große Freiflächenanlagen, die ihren Strom in das Netz einspeisen können. Da sich die festgelegten Preise in den PPAs an den Strommarktpreisen orientieren, wurden sie mit steigenden Strompreisen insbesondere zur Jahresmitte 2022 zunehmend attraktiver. Seitdem ist mit rapide fallenden Strompreisen (vgl. Abschnitt Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum) jedoch auch ein Rückgang der PPA-Strompreise etwa auf das Niveau des aktuellen Ausschreibungstarif für Freiflächenanlagen von durchschnittlich ca. 50 EUR/MWh zu verzeichnen (siehe nachfolgende Grafik).

Langfristige PPA-Verträge mit dem Kunden vor Ort eröffnen sich auch als neue Möglichkeit für Dachanlagen. Solche Kunden können z.B. Unternehmen sein, die für ihre Produktion direkt grünen Strom vor Ort abnehmen können. Auch die Abschaffung der EEG-Umlage in Folge des Inkrafttretens der EEG-Novelle 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.

## Entwicklung der PPA-Strompreisverträge mit einer Laufzeit von 10 Jahren



Quelle: Enervis

## EEG-NOVELLE 2023 UND SOLARPAKET 1

### EEG 2023

Mit dem Ziel, den Ausbau erneuerbarer Energien zu beschleunigen und die Abhängigkeit von Drittstaaten bei der Energieversorgung zu reduzieren, hat die Bundesregierung im Frühjahr 2022 das sogenannte Osterpaket vorgelegt und daraus eine Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) entwickelt. Die Regelungen des am 8. Juli 2022 vom Bundesrat genehmigten und Ende Juli 2022 im Bundesgesetzblatt veröffentlichten Gesetzes wurden am 21. Dezember 2022 unter Gesichtspunkt der europäischen Beihilfegenehmigung von der Europäischen Kommission genehmigt und traten zum 1. Januar 2023 in Kraft. Das grundlegend und umfassend überarbeitete EEG 2023 richtet die Klima-, Energie- und Wirtschaftspolitik auf den 1,5-Grad-Klimaschutz-Pfad aus und ändert flankierend zahlreiche andere Gesetze.

Insbesondere folgende in der Gesetzesnovelle beschlossenen Ziele und Maßnahmen werden aus Sicht des Konzerns wesentliche Auswirkungen auf den Sektor und den Konzern haben:

- **Ausbauziele 2030 – Gesamtziel 2045:** Die Novelle definiert ambitioniertere Ausbauziele für die erneuerbaren Energien: Im Jahr 2030 sollen 80 Prozent des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Gesamtziel ist es, im Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen.
- **Höhere Ausbaupfade:** Um die Ausbauziele zu erreichen, legt das Gesetz Ausbaupfade und Ausschreibungsmengen für die einzelnen Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien fest. So erhöht es die aktuellen Ausbauraten bei der Windenergie an Land auf 10 GW pro Jahr, so dass im Jahr 2030 insgesamt rund 115 GW Leistung aus Windkraft stammt. Den Ausbau von Solarenergie schreibt das Gesetz auf 22 GWp pro Jahr vor. Im Geschäftsjahr 2022 konnte in Deutschland ein Ausbau um 7 GWp erreicht werden. Im Jahr 2030 sollen insgesamt rund

215 GWp Solar-Leistung in Deutschland erreicht sein. Im Geschäftsjahr 2040 soll diese bei 400 GWp liegen.

- **Höhere Ausschreibungsvolumina:** das Ausschreibungsvolumen bei Freiflächenanlagen wird um 5,9 GWp (2023) und 8,1 GWp (2024) und für die Jahre 2025-2029 um jeweils 9,9 GWp erhöht. Bei Dachanlagen erhöht sich das Ausschreibungsvolumen um 0,7 GWp (2023), 0,9 GWp (2024) und um jeweils 1,1 GWp (2025-2029). Allerdings sieht das EEG 2023 verschiedene Anpassungsmechanismen vor, z.B. reduziert sich das Ausschreibungsvolumen eines Kalenderjahres jeweils um die im Vorjahr außerhalb des EEG in Betrieb genommenen PPA-Anlagen, erhöht sich aber auch um im Vorjahr nicht bezuschlagten Mengen.
- **Endgültiges Aus für EEG-Umlage:** Das Gesetz schafft die EEG-Umlage dauerhaft ab, nachdem sie durch eine kürzliche Änderung bereits auf null abgesenkt worden war. Mit dem Ende der Kohleverstromung soll der weitere Ausbau erneuerbarer Energien marktgetrieben erfolgen. Die Bundesregierung wird verpflichtet, bis zum 31. März 2024 einen Vorschlag vorzulegen, wie die Finanzierung des EE-Ausbaus nach dem Kohleausstieg erfolgen kann.
- **Aussetzen der Degression im Jahr 2023:** bei kräftigem Zubau im Markt sinken im Regelfall die Einspeisevergütungen für neue Solaranlagen von Monat zu Monat. Diese sog. Degression wird durch das EEG 2023 ab Ende Juli 2022 bis Anfang 2024 ausgesetzt. Die Einspeisevergütungssätze bleiben also konstant, egal wann die Anlage in diesem Jahr 2023 in Betrieb geht. Dies erhöht die Planungssicherheit für kleine Anlagen.
- **Halbjährliche Degression ab 2024:** ab dem Geschäftsjahr 2024 sollen die Einspeisevergütungen mit 1% im Halbjahr sinken, statt monatlich vor Einführung des EEG 2023.
- **Förderfähigkeit der Anlagen:** ab dem 1. Januar 2023 sollen Solaranlagen mit einer Leistung bis 1 MWp nunmehr eine EEG-Vergütung erhalten können. Bisher war dies nur bis zu einer Leistung von 750 kWp möglich. Oberhalb dieser Grenzen muss man sich einen Tarif mittels des Ausschreibungsverfahrens sichern.
- **Erhöhung der EEG-Vergütung:** sowohl die Einspeisevergütung für Voll- als auch Teileinspeiseanlagen wurde durch das EEG 2023 wesentlich erhöht. Eine Freiflächenanlage, die am 1. Dezember 2022 in Betrieb genommen wurde, erhielt noch eine Einspeisevergütung von 43,1 EUR/MWh, während diese seit dem 1. Januar 2023 bei 70 EUR/MWh liegt.
- **Beschleunigte Genehmigungsverfahren:** Gesetzlich wird klargestellt, dass alle erneuerbaren Energien im überragenden öffentlichen Interesse stehen und der öffentlichen Sicherheit dienen. Dies ist für Planungs- und Genehmigungsabwägungen relevant und soll zur Beschleunigung der Verfahren beitragen. Damit sollten erneuerbare Energien bei Abwägungsentscheidungen auch Vorfahrt erhalten. Insbesondere hierzu wurde im August 2023 das sogenannte Solarpaket vorgelegt (siehe unten).
- **Erweiterung der Flächenkulisse:** künftig dürfen Anlagen bis zu 500 Metern vom Rand von Autobahnen oder Schienenwegen gefördert werden.
- **Aussetzung der Förderung bei negativen Strompreisen:** Für Neuanlagen wird die Negativpreisregelung nun schrittweise verschärft. Ab 2024 greift die Förderreduzierung bereits ab einer Dauer von mindestens drei aufeinanderfolgenden Stunden negativer Strompreise. Ab dem Geschäftsjahr 2026 sollen bereits zwei aufeinanderfolgende Stunden ausreichen, um eine Reduzierung der EEG-Vergütung auf null auszulösen. Ab dem Geschäftsjahr 2027 entfällt die Förderung sogar für jede Stunde, in denen die Strompreise negativ sind.

## SOLARPAKET 1

Nach vielen Verzögerungen wurde im April 2024 das sogenannte Solarpaket 1 vom Bundestag und Bundesrat verabschiedet. Zielsetzung des Gesetzespakets besteht darin, um Hemmnisse und Bürokatiehürden beim beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien aufzuspüren, zu beseitigen und künftig Flächen für Solarparks auf eine naturverträgliche und nachhaltige Art bereitstellen zu können. Dieses Gesetzespaket enthält eine Vielzahl von Maßnahmen, die beim Bau und Betrieb von Photovoltaikanlagen Bürokatie abbauen und den Zubau beschleunigen sollen.

Die aus Sicht des Konzerns wichtigsten Maßnahmen mit Auswirkungen auf den Sektor und den Konzern sind

### mit Bezug auf Freiflächenanlagen:

- **Förderung besonderer Solaranlagen:** Es wird ein eigenes Untersegment mit einem eigenen Höchstwert für besondere Solaranlagen (Agri, Floating, Moor, Carport) in den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen eingeführt. Hierfür sind im Rahmen der bestehenden Freiflächenausschreibungen Volumina von bis zu 3 GW pro Jahr vorgesehen, allerdings ohne die Gesamtausschreibungsmenge zu erhöhen. Für die Mehrzahl der Projektentwickler dürften die Nischen "Agri" und "Carport" am attraktivsten, damit aber auch die Margen hier am niedrigsten sein.
- **Beschleunigung von Netzanschlüssen:** Es wird ein Recht zur Verlegung von Anschlussleitungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen eingeführt. Dadurch entfällt künftig das zum Teil aufwendige und langwierige Aushandeln von Gestattungsverträgen mit den Grundstückseigentümern für Kabeltrassen. Als Kompensation für das Durchleitungsrecht ist eine im Gesetzestext geregelte Einmalzahlung vorgesehen. Dies sollte den Netzanschluss effizient beschleunigen und Kapazitäten einsparen.

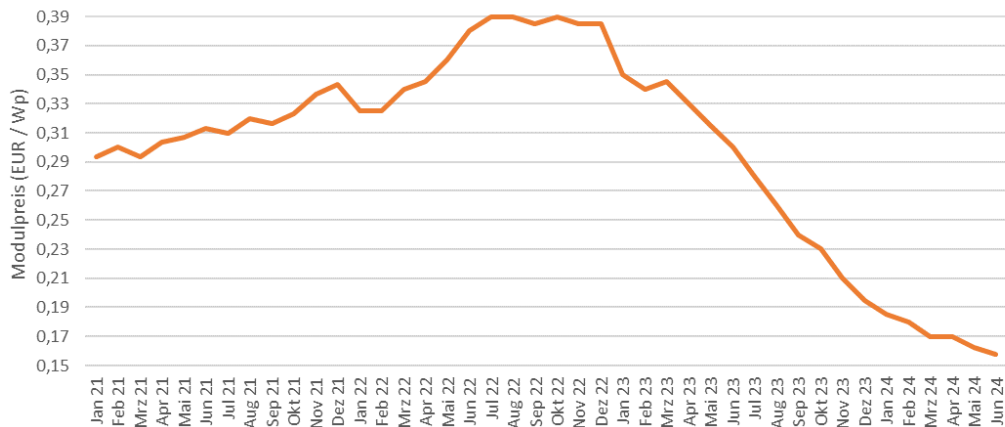
### mit Bezug auf Dachanlagen:

- **Gebäude im Außenbereich:** Nach bisheriger EEG-Regelung sind Gebäude im Außenbereich, die mit dem alleinigen Zweck des Aufbaus einer PV-Anlage errichtet werden (sog. „Solarstadt“), nicht förderfähig. Das gilt auch weiterhin. Allerdings wird der Stichtag auf den 01.03.2023 verschoben. Dächer bereits bestehender Gebäude können dann kostendeckend mit PV belegt werden. Dies eröffnet auch neue Installationspotenziale für den Konzern, da es derzeit durchaus attraktive EEG-Vergütungssätze für Dachanlagen bis zu 1 MWp gibt (94 EUR/MWh bis 400 kWp und 81 EUR/MWh bis 1.000 kWp).
- **Repowering:** Das Ersetzen alter Dachanlagen soll insofern erleichtert werden, als hierfür, anders als bisher, kein Schaden an den Modulen mehr vorliegen muss. Auch das bietet – wie bereits für Freiflächenanlagen – neue Möglichkeiten der Effizienzsteigerung bestehender Dachanlagen.

## ENTWICKLUNG DER SYSTEMPREISE

Die Modulpreise setzten Ihre Talfahrt seit Jahresanfang 2023, aufgrund schwächerer Nachfrage nach Modulen in China ungebremst fort. Seit Jahresanfang haben sich laut PV Exchange die Preise der Kristallinmodul mit TOPCON Technologie um 16% verbilligt im Vergleich zum Jahresanfang.

### Entwicklung der Modulpreise in Deutschland von Januar 2021-Juni 2024 in EUR / Wp

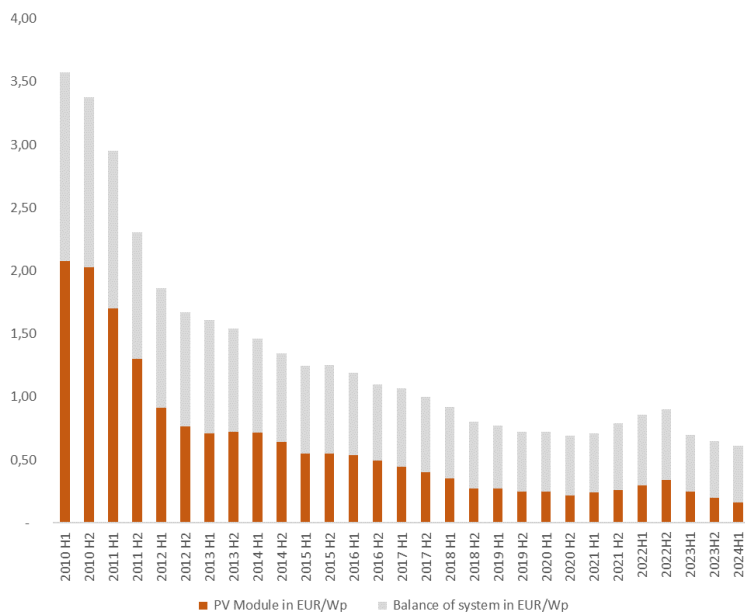


Quelle: pvxchange; eigene Darstellung

Die Systempreise sinken deutlich, was vor allem im massiven Preisverfall der Solarmodule von bis dato über 20% begründet ist (siehe nachfolgende Grafik).

Bei den anderen Systemkosten (auch BOS für Balance of System) hat sich vor allem die Lieferbarkeit der einzelnen Komponenten erheblich verbessert, ohne dass sich große Preisunterschiede spürbar machen.

### Deutsche Systempreise in EUR / Wp (links) – Einspeisetarifentwicklung in EUR / MWh (rechts)



Quelle: IRENA, Eigene Darstellung

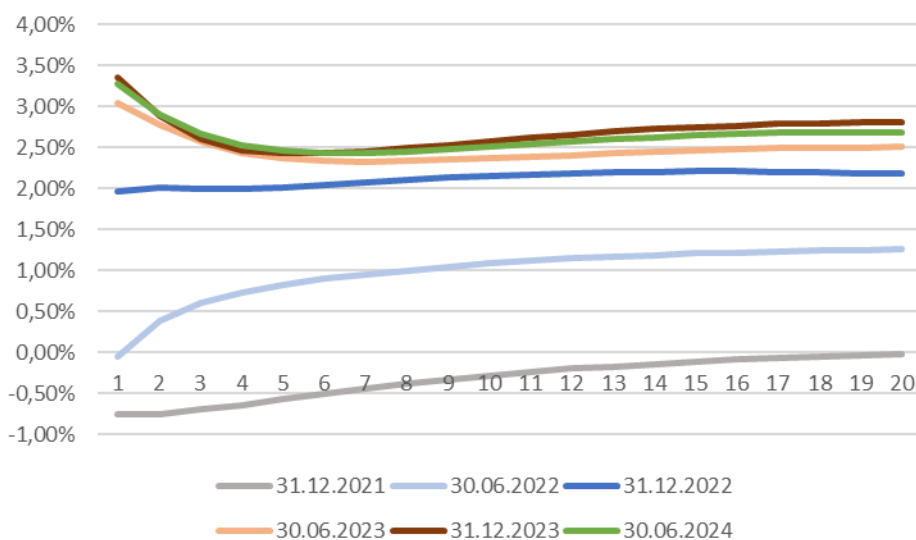


Insgesamt macht sich im ersten Halbjahr 2024 aufgrund des stärkeren Rückgangs der Modulpreise unter leicht abgenommenen BOS-Preisen eine leichte Senkung des Gesamtsystempreises bemerkbar.

## ZINSENTWICKLUNG

Nach der 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 bleibt.

### Zinssätze der Deutschen Bundesanleihen (Laufzeiten 1-20 Jahre)



Quelle: Basiszinssatz.de, Eigene Darstellung

Darüber hinaus zeichnen die Zinsen von AAA-Anleihen auch zum Bilanzstichtag eine inverse Zinskurve auf, d. h., langfristige Anleihen mit typischerweise 10 Jahren Laufzeit lieferten geringere Renditen als kurzfristige mit etwa 1 Jahr Laufzeit. Dahinter steckt die Erwartung der Investoren, dass die Leitzinsen mittelfristig wieder deutlich gesenkt werden, wenn der Inflationsdruck deutlich abnimmt.

Die Europäische Zentralbank hat dieser Erwartung bereits entsprochen, indem die Leitzinsen erstmalig im Juni und wiederholt im September 2024 um 25 Basispunkte verringert wurden.

## 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.

Daher etabliert sich, wie oben beschrieben, zunehmend ein reiner PPA-Markt in Deutschland, an dem der Konzern nicht oder nur in beschränktem Ausmaß beteiligt ist. Dieser bleibt den Energieversorgungsunternehmen, Netzbetreibern usw. vorbehalten. Dies bedeutet allerdings auch, dass solche Gesellschaften im Segment, in dem der Konzern Freiflächenanlagen kauft und entwickelt (1-20 MWp), weniger als Mitbewerber präsent sind.

Der Konzern hält hauptsächlich Erneuerbare-Energieanlagen zwischen 1-20 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. Privatere, 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

### GESCHÄFTSVERLAUF IM ERSTEN HALBJAHR 2024

7C Solarparken erzielte im ersten Halbjahr 2024 Umsatzerlöse i. H. v. EUR 31,6 Mio. (2023H1: EUR 36,7 Mio.) Die Umsatzerlöse bestehen im Berichtszeitraum zu 98,7 % aus Stromverkäufen (2023H1: 97,5 %). Demzufolge ist der Stromverkauf von EUR 35,8 Mio. auf EUR 31,2 Mio. gesunken.

	2024 H1	2023 H1	Änderung
GWh (Solar und Wind)	192	191	0,3%
kWh/kWp (nur Solar)	441	464	-4,9%
kWh/kWp (Solar und Wind)	451	476	-5,2%
Gewichtete durchschnittliche Leistung (Solar und Wind)	425	402	5,7%
Durchschnittlicher Einspeisepreis (EUR/MWh)	163	187	-12,9%

Die Abnahme der Stromverkäufe ist einerseits auf die schlechteren Witterungsverhältnisse im ersten Halbjahr 2024 im Vergleich zur Vorjahresperiode welches vollständig um das Portfoliowachstum ausgeglichen wurde, denn insgesamt generierte das Anlagenportfolio im Berichtszeitraum mit 192 GWh rund 0,3 % mehr Strom als im Vorjahreszeitraum. Die Senkung der Stromverkäufe ist in der Summe somit dem Effekt des gesunkenen durchschnittlichen Einspeisepreises gleichzusetzen.

Das Wachstum des Anlagenportfolios (+5,7%) hat sich um EUR 1,9 Mio. positiv auf die Umsatzerlöse ausgewirkt, während die Senkung des spezifischen Ertrags um 5,2% auf 451 kWh/kWp, aufgrund der schlechteren Einstrahlungsbedingungen, eine Senkung der Umsatzerlöse um EUR 1,8 Mio. zur Folge hatte. 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 (EUR 4,6 Mio.) im Vergleich zur Vorjahresperiode. Die Strompreisswap-Vereinbarungen mit verschiedenen großen europäischen Energieversorgern haben die Senkung der Stromverkäufe aufgrund Strompreissenkungen um EUR 2,3 Mio. (2023H1: EUR 3,0 Mio.) mildern können.

Die Umsatzerlöse aus Dienstleistungen sowie die sonstigen Umsatzerlöse haben sich hingegen von EUR 0,7 Mio. im ersten Halbjahr 2023 auf EUR 0,2 Mio. verringert.

## **SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE**

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparks i. H. v. EUR 3,6 Mio. (2023H1: EUR 2,8 Mio.).

Besonders hervorzuheben sind Ausgleichszahlungen i. V. m. Anlagenabschaltungen infolge Redispatch 2.0 i. H. v. EUR 1,4 Mio. (2023H1: EUR 1,6 Mio.) sowie der einmalige Ertrag aus der Teilauflösung von einer Strompreisswapvereinbarung (Siehe Abschnitt Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios) i.H.v. EUR 1,7 Mio., welcher im Berichtszeitraum vereinnahmt wurde. Darüber hinaus konnten Rückstellungen i.H.v. EUR 0,1 Mio. (2023H1: EUR 0,5 Mio.) aufgelöst werden. Es wurden im Berichtszeitraum sowie in der Vergleichsperiode um EUR 0,3 Mio. periodenfremde Erträge erfolgswirksam vereinnahmt.

## **PERSONALAUFWAND**

Der Personalaufwand nahm im Berichtszeitraum auf EUR 1,0 Mio. (2023H1: EUR 1,1 Mio.) geringfügig ab. Der Konzern beschäftigte zum 30. Juni 2024 neben den beiden Vorständen 20 Mitarbeiter (2023H1: 24). Durchschnittlich beschäftigte der Konzern während der Berichtsperiode 20 Mitarbeiter (2023H1: 24).

## **SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND WURDE VON EINER EINMALIGEN WERTMINDERUNG BZGL. DER SOLARANLAGE REUDEN SÜD NEGATIV BEEINFLUSST**

Die betrieblichen Aufwendungen beliefen sich in der Berichtsperiode auf EUR 11,0 Mio. (2023H1: EUR 5,4 Mio.).

Dieser rasante Anstieg ist auf die Zunahme der Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte i.H.v. EUR 5,4 Mio. (2023H1: EUR 0,2 Mio.) zurückzuführen.

Dieser Posten bestand nahezu ausschließlich aus einem einzelnen Forderungsverlust i.H.v. EUR 5,4 Mio., welchen der Konzern ertragswirksam bilanzieren musste. Dieser Forderungsverlust steht in Verbindung mit der Solaranlage „Reuden Süd“, die sich am 31. Dezember 2023 noch im Erwerb befand. Der Erwerb sollte in zwei Schritten erfolgen: zuerst wurde im Juni 2023 ein Gesellschafterdarlehen an die Projektgesellschaft, die die Solaranlage „Reuden Süd“ betreiben sollte, durch den bestehenden Gesellschafter/Verkäufer der Projektgesellschaft an den Konzern verkauft. Der Verkäufer und der Generalunternehmer der Solaranlage gehören zur gleichen Gruppe. Der Konzern hat dem Verkäufer für die lastenfreie Abtretung der Gesellschafterdarlehen im ersten Schritt eine Zahlung von EUR 5,3 Mio. geleistet. Der Erwerb der Kommandit- und Komplementäranteile der Projektgesellschaft sollten jedoch erst im laufenden Geschäftsjahr nach Vollendung des Baus der Solaranlage „Bitterfeld“ durch den Generalunternehmer vollzogen worden sein. Wie sich im Erstellungszeitraum des Halbjahresabschlusses 2024 herausstellte, hatte der Verkäufer jedoch sowohl das Gesellschafterdarlehen als auch die Kommandit- und Komplementäranteile am Tag des Abschlusses der Erwerbsverträge bereits an einen konzernfremden Dritten (sicherungs-)abgetreten. Dadurch wurde klar, dass die Garantiebedingungen des Erwerbsvertrags mit dem Konzern aus Juni 2023 (wissentlich) vom Verkäufer verletzt wurden. Hinzu kommt, dass im Erstellungszeitraum sowohl der Verkäufer als auch der Generalunternehmer Insolvenz beantragt haben. Der Konzern hat aus diesen Gründen die Forderung im Berichtszeitraum um EUR 5,3 Mio. wertgemindert.

Darüber hinaus ist der sonstige Betriebsaufwand auf die gestiegenen Kosten für den Betrieb der Solarparks (+EUR 0,3 Mio.) zurückzuführen.

## **EBITDA**

Der 7C Solarparken Konzern hat ein EBITDA von EUR 23,2 Mio. erzielt (2023H1: EUR 33,0 Mio.), was einer Abnahme von 29,4 % entspricht. Die EBITDA Marge nahm im Berichtszeitraum entsprechend ab und lag bei 73,7 % (i. VJ. 90,0 %).

## **ABSCHREIBUNGEN UND WERTMINDERUNGEN**

Die Abschreibungen und Wertminderungen i. H. v. EUR 18,2 Mio. (2023H1: EUR 17,8 Mio.) betreffen sämtlich Abschreibungen auf Sachanlagen, Nutzungsrechte sowie immaterielle Vermögenswerte. Die Erhöhung der Abschreibungen und Wertminderungen um EUR 0,4 Mio. ist auf die Akquisition und Bau neuer Solarparks einschließlich Nutzungsrechten zurückzuführen.

## **EBIT**

Das Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit (EBIT) hat sich von EUR 15,2 Mio. in der Vorjahresperiode auf EUR 5,0 Mio. reduziert. Dies entspricht einer EBIT-Marge von 15,9% (2023H1: 41,4%).

## **BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS**

Das Beteiligungs- und Finanzergebnis lag mit EUR -3,1 Mio. geringfügig unter dem Niveau der Vorjahresperiode (EUR -3,3 Mio.). Die darin enthaltenen Zinserträge stammen aus flüssigen Mitteln sowie aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten geführt werden und beliefen sich auf EUR 0,3 Mio. (2023H1: EUR 0,1 Mio.). Die Zinsaufwendungen i. H. v. EUR 2,5 Mio. (2023H1: EUR 2,5 Mio.) betreffen hauptsächlich Bankfinanzierungen. Diese bestehen aus Projektfinanzierungen von Solar-, Windkraftanlagen, Immobilienkrediten für PV-Estate sowie ungesicherte Bankfinanzierungen der 7C Solarparken AG i. H. v. EUR 2,1 Mio. (2023H1: EUR 2,0 Mio.) zuzüglich der Zinsen auf emittierte ungesicherte Anleihen i. H. v. EUR 0,4 Mio. (2023H1: EUR 0,5 Mio.).

## **PERIODENERGEBNIS**

Der in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesene Steueraufwand sank im ersten Halbjahr 2024 insgesamt auf EUR 0,5 Mio. (2023H1: EUR 3,1 Mio.). Das Periodenergebnis von EUR 1,4 Mio. (2023H1: EUR 8,8 Mio.) setzt sich aus dem Ergebnis der Anteilseigner der Muttergesellschaft i. H. v. EUR 0,6 Mio. (2023H1: EUR 8,2 Mio.) sowie dem Ergebnis nicht-beherrschender Gesellschafter von EUR 0,8 Mio. (2023H1: EUR 0,6 Mio.) zusammen.

## **VERMÖGENS- UND FINANZLAGE**

### **VERMÖGENSLAGE**

Die Vermögenslage der 7C Solarparken setzt sich zu rund 89 % (2023: 89 %) aus langfristigen Vermögenswerten zusammen.

Die immateriellen Vermögenswerte von 7C Solarparken beliefen sich zum 30. Juni 2024 auf EUR 5,0 Mio. (2023: EUR 3,3 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 1,2 Mio. sowie Projektrechte für Solaranlagen, die sich in unterschiedlichen Entwicklungsphasen befinden i. H. v. EUR 2,7 Mio. Es wurden planmäßige Abschreibungen i. H. v. EUR 0,1 Mio. auf den immateriellen Vermögenswerten vorgenommen.

Der Konzern hat im Berichtszeitraum EUR 0,7 Mio. in die Erweiterung des Solar- und Windanlagenportfolios investiert. Darüber hinaus wurden Solarparks im Bau i. H. v. EUR 4,5 Mio. durch die Realisierung der Projekte in die Solarparks umgegliedert. Die planmäßigen Abschreibungen betragen EUR 16,8 Mio. Demzufolge hat der Buchwert der Solar- und Windparks mit EUR 364,0 Mio. im Vergleich zum Vorjahr (2023: EUR 375,6 Mio.) in der Summe um EUR 15,6 Mio. abgenommen.

Die Solarparks im Bau haben zum Stichtag einen Buchwert von EUR 13,4 Mio. (2023: EUR 16,1 Mio.). Im Berichtszeitraum wurden EUR 1,8 Mio. in den Bau von Solarparks investiert und ein Betrag von EUR 4,5 Mio. von Solaranlagen im Bau in die Solarparks umgegliedert.

Die Nutzungsrechte, welche im Wesentlichen die Nutzung von Grundstücken und Dächern für den Betrieb der Solar- und Windkraftanlagen betreffen, haben von EUR 42,5 Mio. am 31. Dezember 2023 auf EUR 42,1 Mio. zum Bilanzstichtag abgenommen. Die Abnahme resultiert im Wesentlichen aus den Abschreibungen i. H. v. EUR 1,2 Mio. die nur teilweise durch den Abschluss von neuen Gestattungsverträgen für Solarparks (EUR 0,6 Mio.) sowie durch die Neubewertung von bestehenden Verträgen (EUR 0,1 Mio.) kompensiert wurden.

Der Buchwert der Grundstücke und Gebäude (EUR 14,4 Mio.), also das sog. PV Estate, ist nahezu unverändert geblieben (2023: EUR 14,4 Mio.).

Die aktiven latenten Steuern resultieren aus voraussichtlich steuerlich nutzbaren Verlustvorträgen sowie aus temporären Differenzen. Sie haben sich von EUR 5,2 Mio. auf EUR 7,6 Mio. erhöht.

Die kurzfristigen Vermögenswerte haben sich von EUR 104,1 Mio. am Jahresende 2023 auf EUR 90,5 Mio. zum 30. Juni 2024 verringert. Der Konzern hatte zum Bilanzstichtag EUR 13,1 Mio. (2023 EUR 18,3 Mio.) auf Festgeldkonten angelegt mit einer Laufzeit von mehr als 3 Monaten. Diese Festgeldkonten werden daher als kurzfristige Vermögenswerte ausgewiesen. Zum Ende der Berichtsperiode verfügte der Konzern über liquide Mittel i. H. v. EUR 56,3 Mio. (2023: EUR 62,3 Mio.). Hiervon sind EUR 17,4 Mio. (2023: EUR 12,1 Mio.) mit Verfügungsbeschränkungen für Projektreserven und Avale belegt.

Die Bilanzsumme ist von EUR 564,3 Mio. auf EUR 540,1 Mio. gesunken.

Das Eigenkapital belief sich zum 30. Juni 2024 auf EUR 240,3 Mio. (2023: EUR 250,2 Mio.). Die Abnahme i. H. v. EUR 10,2 Mio. basiert auf der Ausgabe von neuen Aktien infolge der Ausübung von Optionen i.H.v. EUR 0,7 Mio, dem negativen Gesamtergebnis (minus EUR 0,3 Mio.) und der ausgezahlten Dividende i. H. v. EUR 6,2 Mio. Schließlich hat der Erwerb von eigenen Anteilen sich um EUR 4,1 Mio. negativ auf das Eigenkapital ausgewirkt.

Die Eigenkapitalquote, die vom Konzern ohne die Hedging Reserve ermittelt wird, erhöhte sich von 43,7 % zum 31. Dezember 2023 auf solide 44,2 % zum 30. Juni 2024.

Die lang- und kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten im Konzern beliefen sich zum 30. Juni 2024 insgesamt auf EUR 194,3 Mio. (2023: EUR 210,1 Mio.). Es handelt sich hier um die Darlehen zur Finanzierung der Solar- und Windparks, der Immobilien des sog. PV Estate sowie um die emittierten Schuldscheindarlehen bzw. ungesicherte Bankfinanzierungen, die von der Muttergesellschaft des Konzerns aufgenommen wurden. Es wurden im in der Berichtsperiode keine neuen Bankfinanzierungen abgeschlossen. Die Tilgungen der bestehenden Bankfinanzierungen haben sich um i. H. v. EUR 15,8 Mio. ausgewirkt.

Die lang- und kurzfristigen Leasingverbindlichkeiten betragen zum Bilanzstichtag EUR 41,2 Mio. (2023: 42,4 Mio.). Zu der Veränderung trugen im Wesentlichen erhöhend neue Leasingverbindlichkeiten aus dem Abschluss von neuen Leasingverträgen i. H. v. EUR 0,5 Mio. sowie die Aufzinsung von bestehenden Leasingverbindlichkeiten

i. H. v. EUR 0,4 Mio. bei. Gegenläufig haben sich die regulären Tilgungen i. H. v. EUR 2,2 Mio. sowie die Neubewertung von Leasingverhältnissen i.H.v. um EUR 0,1 Mio. ausgewirkt.

Bei den langfristigen Rückstellungen war eine Zunahme um EUR 0,7 Mio. zu verzeichnen. Dies war vor allem auf die Rückbaurückstellungen zurückzuführen, die im Wesentlichen aufgrund von Neubauprojekten (EUR 0,3 Mio.) und der Aufzinsung um EUR 0,5 Mio. anstiegen. Daneben sanken Rückstellungen für technische Gewährleistungen um EUR 0,1 Mio.

## **FINANZLAGE UND KAPITALFLUSSRECHNUNG**

Die Veränderung des Finanzmittelfonds betrug im Berichtsjahr minus EUR 6,0 Mio. (2023H1: minus EUR 9,8 Mio.). Dabei betrug der „Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit“ EUR 20,2 Mio. und der Zahlungsmittelzufluss aus der Investitionstätigkeit i. H. v. EUR 1,2 Mio., welche den „Netto-Cash-Flow aus der Finanzierungstätigkeit“ i. H. v. minus EUR -27,4 Mio. nicht ausgleichen konnten, sodass es per Saldo zu einer Verringerung des Finanzmittelfonds kam. Die einzelnen Zahlungsmittelzu- bzw. abflüsse stellten sich wie folgt dar:

Der Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit erhöhte sich von EUR 11,4 Mio. auf EUR 20,2 Mio. Er resultiert im Wesentlichen aus dem operativen Geschäft der Solarparks und den hieraus generierten Einzahlungen abzüglich der gezahlten Zinsen i. H. v. EUR 2,7 Mio. (2023H1: EUR 2,9 Mio.) sowie den gezahlten Ertragssteuern i. H. v. EUR 1,6 Mio. (2022H1: EUR 1,2 Mio.).

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit betrug EUR 1,2 Mio. (2023H1: minus EUR 10,5 Mio.) und resultierte im Wesentlichen aus der Freigabe von Zahlungsmitteln aus Festgeldkonten (EUR 5,1 Mio.) nebst der Einnahme von Zinsen und Dividenden i.H.v. EUR 0,3 Mio. abzüglich dem Nettozahlungsmittelabfluss für die Investitionen in Sachanlagen und Anlagen im Bau (EUR 2,5 Mio.) Des Weiteren wurden Projektrechte i.H.v. EUR 1,8 Mio. erworben.

Der negative Cash-Flow aus Finanzierungstätigkeit belief sich auf minus EUR 27,4 Mio. (2023H1: minus EUR 10,8 Mio.). Dieser Betrag umfasst vor allem Rückzahlungen und Tilgungen von Krediten (EUR 15,5 Mio.), die Zahlung von Dividenden (EUR 6,2 Mio.), den Erwerb von eigenen Anteilen (EUR 4,1 Mio.) sowie die Rückzahlung von Leasingverbindlichkeiten (EUR 2,2 Mio.). Gegenläufig haben sich die Einzahlungen aus der Ausgabe von Aktien infolge von Optionsausübungen i.H.v. EUR 0,7 Mio. ausgewirkt.

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

# PROGNOSEBERICHT

## KONZERN

Der Konzern hat am 1. Juli 2024 eine Verringerung der Jahresprognose 2024 aufgrund des Wertminderungsfalls für die Anlage Reuden Süd sowie aufgrund der negativen Einstrahlungsbedingungen im ersten Halbjahr 2024 bekanntgegeben.

Die Prognose für das Konzern-EBITDA, welches im Geschäftsbericht 2024 noch mit „mindestens EUR 57,0 Mio.“ prognostiziert wurde, wurde auf „zwischen EUR 46,0 Mio. und EUR 52,0 Mio.“ verringert. Die Prognose für den Cashflow je Aktie (CFPS) wurde von „mindestens EUR 0,57“ auf „zwischen EUR 0,42 und EUR 0,50 heruntergesetzt“. Die Aktualisierung der EBITDA- und CFPS-Prognose auf diese Intervalle war darauf zurückzuführen, dass am 1. Juli 2024 noch ungewiss war, ob sich die besagte Wertminderung der Forderung i.V.m. der Solaranlage Reuden Süd auf den sonstigen Betriebsaufwand (und somit auf das EBITDA und das CFPS) auswirken würden, oder ob sie in den Abschreibungen und Amortisierungen enthalten sein würde, sodass sie auf die Kennzahlen keine Auswirkung haben würde.

Somit bildeten die Maximalwerte der jeweiligen Prognose den Fall ab, dass die Wertminderung in Verbindung mit der Anlage Reuden Süd in die Abschreibungen und Amortisierungen der Gewinn- und Verlustrechnung abgebildet werden. Wie aus dem ungeprüften Konzernabschluss für das erste Halbjahr 2024 jedoch hervorgeht, geht der Konzern davon aus, dass diese Wertminderung im sonstigen Betriebsaufwand erfasst werden sollte, sodass von der Unterseite des Intervalls der aktualisierten Prognose auszugehen ist. Dies wurde in der untenstehenden Tabelle als die aktualisierte Prognose zum 24. September 2024 dargestellt.

Darüber hinaus hat sich die schlechte Witterungslage im Geschäftsjahr 2024 ebenfalls auf die Umsatzerlöse ausgewirkt, wie schon der Veröffentlichung der neuen Prognose am 1. Juli 2024 zu entnehmen war. Weiterhin wirkt sich die Teilauflösung einer Strompreis-Swapvereinbarung zwar positiv auf die sonstigen operativen Erträge (i.H.v. EUR 1,7 Mio.) aus, nicht aber auf die Umsatzerlöse, obwohl dieses Instrument in den prognostizierten Umsatzerlösen aus dem Verkauf von Strom enthalten war, sodass sich dies negativ auf die Umsatzerlösprognose auswirkt. Dadurch werden die Umsatzerlöse für das Geschäftsjahr 2024 nun mit EUR 60,7 Mio. (vorher „mindestens EUR 69,4 Mio.“) prognostiziert.

### Prognose Konzernzahlen 2024

IN MIO. EUR	2024 (PROGNOSE) GEM. GESCHÄFTSBERICHT 2023	2024 NEUE PROGNOSE 01.07.2024	2024 AKTUALISIERTE PROGNOSE 24.09.2024
Umsatzerlöse	mindestens 69,4	k.A.	60,7
EBITDA	mindestens 57,0	zwischen 46,0 und 52,0	46,0
CFPS (in EUR)	mindestens 0,57	zwischen 0,43 und 0,50	0,43

Dieser Ausblick basiert mit Ausnahme der Einstrahlungs- und Strompreisbedingungen, wie sie im ersten Halbjahr 2024 vorherrschten unter Einbezug der Ereignisse des ersten Halbjahres 2024, auf den Annahmen, die bereits im Geschäftsbericht 2023 erläutert wurden.

# RISIKO- UND CHANCENBERICHT

## RISIKEN

Hinsichtlich der Beschreibung des Risikomanagementsystems (RMS) wird auf die im zusammengefassten Lagebericht des Geschäftsjahres 2023 gemachten Angaben verwiesen. Die Risiken, denen der 7C Solarparken Konzern ausgesetzt ist, wurden ebenfalls detailliert im Geschäftsbericht 2023 dargestellt. Es haben sich keine wesentlichen Änderungen bei den Risiken ergeben.

## CHANCEN

Die wesentlichen Chancen, die sich dem 7C Solarparken Konzern bieten, wurden detailliert im zusammengefassten Lagebericht des Geschäftsjahres 2023 dargestellt.

Bayreuth, 24. September 2024

Steven De Proost

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

Finanzvorstand (CFO)



KONZERNZWISCHENABSCHLUSS

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2024 BIS ZUM 30. JUNI 2024

**7C Solarparken AG, Bayreuth**

# KONZERN-BILANZ \*

ZUM 30. JUNI 2024

## AKTIVA

in TEUR	Anhangsziffer	30.06.2024	31.12.2023
<b>Langfristige Vermögenswerte</b>			
Geschäfts- oder Firmenwert	17.1	1.199	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	17.1	3.817	2.111
Grundstücke und Gebäude	16.1	14.384	14.437
Solarparks	16.1	355.009	366.271
Windparks	16.1	8.972	9.308
Solarparks im Bau	16.1	13.411	16.050
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	16.1	407	454
Nutzungsrechte	16.2	42.060	42.541
Nach der Equity-Methode bewertete Finanzanlagen	18	541	554
Andere Finanzanlagen	19	1.703	1.677
Sonstige langfristige Vermögenswerte	14	432	495
Aktive latente Steuern		7.594	5.181
<b>Summe langfristige Vermögenswerte</b>		<b>449.528</b>	<b>460.277</b>
<b>Kurzfristige Vermögenswerte</b>			
Vorräte	13	2.927	2.960
Geleistete Anzahlungen	14	853	30
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	14	10.978	4.955
Steuererstattungsansprüche		1.058	1.564
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	14	5.335	14.020
Kurzfristige Finanzanlagen	15.1	13.127	18.273
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	15.2	56.264	62.282
<b>Summe kurzfristige Vermögenswerte</b>		<b>90.542</b>	<b>104.084</b>
<b>Bilanzsumme</b>		<b>540.070</b>	<b>564.361</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

## PASSIVA

in TEUR	Anhangsziffer	30.06.2024	31.12.2023
<b>Eigenkapital</b>			
Gezeichnetes Kapital	20.1	83.034	82.853
Kapitalrücklagen	20.2.A	103.833	103.356
Rücklage für eigene Anteile	20.2.C	-5.649	-1.573
Sonstiges Ergebnis aus Hedging	20.2.E	1.681	3.353
Gewinnrücklagen	20.2.B	38.033	42.303
Währungsumrechnungsrücklage	20.2.D	-9	-7
Nicht-beherrschende Anteile		19.363	19.875
<b>Eigenkapital</b>		<b>240.287</b>	<b>250.162</b>
<b>Schulden</b>			
<b>Langfristige Schulden</b>			
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	22	142.214	172.844
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	22	38.547	39.095
Langfristige Rückstellungen	24	27.552	26.857
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	23	893	773
Passive latente Steuern		24.905	24.410
<b>Summe langfristige Schulden</b>		<b>234.112</b>	<b>263.979</b>
<b>Kurzfristige Schulden</b>			
Steuerschulden		2.520	3.078
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	22	52.083	37.242
Kurzfristige Leasingverbindlichkeiten	22	2.681	3.269
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	23	4.312	4.459
Sonstige Verbindlichkeiten	23	4.073	2.171
<b>Summe kurzfristige Schulden</b>		<b>65.671</b>	<b>50.219</b>
<b>Summe Schulden</b>		<b>299.783</b>	<b>314.199</b>
<b>Bilanzsumme</b>		<b>540.070</b>	<b>564.361</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

# KONZERN GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG \*

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2024 BIS 30. JUNI 2024

in TEUR	Anhangs- ziffer	2024H1	2023H1
<b>Umsatzerlöse</b>	9.1	<b>31.550</b>	<b>36.665</b>
Sonstige betriebliche Erträge	9.2	3.628	2.787
Personalaufwand	10.1	-979	-1.077
Sonstige Betriebsaufwendungen	10.2	-10.960	-5.382
<b>Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA)</b>		<b>23.239</b>	<b>32.993</b>
Abschreibungen und Wertminderungen	16,17	-18.219	-17.825
<b>Ergebnis der betrieblichen Geschäftstätigkeit (EBIT)</b>		<b>5.020</b>	<b>15.167</b>
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	11	381	102
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	11	-3.496	-3.416
Ergebnis aus der Equity-Methode	11,18	-19	12
<b>Beteiligungs- und Finanzergebnis</b>		<b>-3.134</b>	<b>-3.301</b>
<b>Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)</b>		<b>1.885</b>	<b>11.866</b>
Ertragsteuern		-472	-3.070
<b>Periodenergebnis</b>		<b>1.414</b>	<b>8.796</b>
davon Aktionäre der 7C Solarparken AG	12.1.A	614	8.195
davon nicht-beherrschende Anteile		800	601
<b>Ergebnis je Aktie</b>			
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.1.B	0,01	0,10
Verwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.2.B	0,01	0,10

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

# KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG \*

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2024 BIS 30. JUNI 2024

in TEUR	Anhangs- ziffer	2024H1	2023H1
<b>Periodenergebnis</b>		<b>1.414</b>	<b>8.796</b>
<b>Posten, die in die Gewinn- oder Verlustrechnung umgegliedert werden können:</b>			
Marktwertänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente	20.2.E	-2.344	3.617
Währungsumrechnung	20.2.D	-3	-5
Steuern	20.2.E	673	-1.045
<b>Sonstiges Ergebnis nach Steuern</b>		<b>-1.674</b>	<b>2.567</b>
<b>Konzerngesamtergebnis</b>		<b>-260</b>	<b>11.363</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

## KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG \*

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2024 BIS 30. JUNI 2024

in TEUR	Anhangs- ziffer	2024H1	2023H1
Periodenergebnis		1.414	8.796
– Abschreibungen und Wertminderungen auf Sachanlagen	16	18.086	17.764
– Abschreibungen und Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte	16, 17	46	60
– Wertminderung auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	17	76	1
– Sonstige nicht zahlungswirksame Aufwendungen / Erträge		-30	-308
– Wertminderungen von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Vermögenswerte	9.2, 10.2	5.430	92
– Wertminderungen von Vorräten	10.2	-	80
– Sonstige Wertminderungen		11	
– Netto-Finanzierungsaufwendungen	11	3.134	3.301
– Gewinn- oder Verlustanteil aus dem Verkauf von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen bzw. Finanzanlagen		-5	-40
– (plus) Steueraufwendungen		472	3.070
Veränderungen bei:			
– Vorräten	13	33	-1.198
– Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Vermögenswerten	14	-5.229	-12.934
– Vorauszahlungen		-823	7
– Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen	23, 24	1.824	-3.111
<b>Cash-Zufluss aus der betrieblichen Tätigkeit</b>		<b>24.439</b>	<b>15.581</b>
Gezahlte Zinsen	11	-2.671	-2.911
Gezahlte Ertragsteuern		-1.585	-1.233
<b>Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit</b>		<b>20.184</b>	<b>11.438</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

# KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG \*

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2024 BIS 30. JUNI 2024

in TEUR	Anhangs- ziffer	2024H1	2023H1
Erhaltene Zinsen	11	288	64
Einzahlungen aus dem Verkauf von Sachanlagen/Immateriellen Vermögenswerten		5	1.380
Tätigung kurzfristiger Finanzanlagen		5.146	-
Erwerb von Tochterunternehmen, abzüglich erworbener liquider Mittel abzüglich ungezählter bedingter Kaufpreise		-	-3.891
Erhaltene Dividenden		45	12
Erwerb von Sachanlagen	16	-688	-1.170
Anzahlungen auf Anlagen im Bau	16	-1.848	-6.588
Netto-Investitionen in andere Finanzanlagen	19	-	-192
Erwerb von immateriellen Vermögenswerten	17	-1.757	-121
Aufstockung von Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert werden	19	-5	-
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit</b>		<b>1.185</b>	<b>-10.506</b>
Einzahlungen aus der Ausgabe von Anteilen	20	-	11.250
Einzahlungen aus der Ausgabe von ungesicherten Anleihen		-	6.917
Einzahlungen aus ausgeübten Optionen der Optionsanleihe	22	657	-
Erwerb eigener Anteile	20	-4.076	-
Einzahlungen aus Finanzverbindlichkeiten	22	49	20.237
Einzahlungen aus Leasingverbindlichkeiten		-	-
Transaktionskosten in Bezug auf Kredite und Ausleihungen	11	-121	-95
Transaktionskosten in Bezug auf Kapitalerhöhungen		-1	-171
Erwerb von nicht-beherrschenden Anteilen		-	-316
Veräußerung von nicht beherrschenden Anteilen		-	569
Rückzahlung von Krediten/Tilgungen	22	-15.481	-21.148
Rückzahlung von Schuldscheinen		-	-15.000
Auszahlungen für Leasingverbindlichkeiten	22	-2.219	-2.301
Gezahlte Dividenden		-6.195	-10.716
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit</b>		<b>-27.388</b>	<b>-10.774</b>
<b>Nettoveränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</b>		<b>-6.018</b>	<b>-9.842</b>
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 1. Januar **	15	62.282	90.486
<b>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 30. Juni **</b>		<b>56.264</b>	<b>80.644</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

\*\* Hinsichtlich der Verfügbarkeit der Mittel verweisen wir auf die Anhangsziffer 15; von den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten entfällt ein Betrag von TEUR 3.332 (2023H1: TEUR 6.258) auf die nicht-beherrschenden Anteile.

## VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS \*

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2024 BIS 30. JUNI 2024

in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Rücklage für eigene Anteile	Währungsumrechnungsrücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinnrücklage	Summe	Nicht beherrschende Anteile	Gesamtes Eigenkapital
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	82.853	103.356	-1.573	-7	3.353	42.303	230.287	19.875	250.162
Periodenergebnis						614	613	800	1.414
Sonstiges Ergebnis				-3	-1.671		-1.674		-1.674
<b>Gesamtergebnis</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-3</b>	<b>-1.671</b>	<b>613</b>	<b>-1.061</b>	<b>800</b>	<b>-260</b>
Transaktionskosten direkt in Equity		-1					-1		-1
Erwerb eigene Anteile			-4.076				-4.076		-4.076
Ausgeübte Optionen von Optionanleihen	181	476					657		657
Dividenden						-4.882	-4.882	-1.313	-6.195
<b>Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens</b>	<b>181</b>	<b>475</b>	<b>-4.076</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-4.882</b>	<b>-8.302</b>	<b>-1.313</b>	<b>-9.615</b>
<b>Stand zum 30. Juni, 2024</b>	<b>83.034</b>	<b>103.832</b>	<b>-5.649</b>	<b>-9</b>	<b>1.681</b>	<b>38.034</b>	<b>220.924</b>	<b>19.363</b>	<b>240.287</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen



## VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS \*

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2023 BIS 31. DEZEMBER 2023

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

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

ANHANG ZUM KONZERNZWISCHENABSCHLUSS

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2024 BIS ZUM 30. JUNI 2024

## **7C Solarparken AG, Bayreuth**

## INHALTSVERZEICHNIS

1. BERICHTENDES UNTERNEHMEN.....	61
2. GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG.....	61
3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG.....	61
4. VERWENDUNG VON ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN UND SCHÄTZUNGEN.....	62
4.1 ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN.....	62
5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN.....	64
6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN.....	68
6.1. RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN.....	68
7. ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN.....	68
8. GESCHÄFTSBEREICHE.....	69
9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE.....	71
9.1. UMSATZERLÖSE.....	71
9.2. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE.....	72
10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN.....	73
10.1. PERSONALAUFWAND.....	73
10.2. SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND.....	73
10.3. ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN.....	74
11. BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS.....	75
12. ERGEBNIS JE AKTIE.....	76
12.1. UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE.....	76
12.2. VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE.....	77
12.3. OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL.....	77
13. VORRÄTE.....	77
14. FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN, SONSTIGE FORDERUNGEN UND SONSTIGE LANGFRISTIGE VERMÖGENSWERTE.....	77
15. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN SOWIE ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE.....	78
15.1. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN.....	78
15.2. ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE.....	78
16. SACHANLAGEN.....	80
16.1. SACHANLAGEN.....	80
16.2. DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE.....	82

17. GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE .....	84
17.1.    ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES.....	84
18. NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN .....	85
18.1.    ASSOZIIERTE UNTERNEHMEN.....	85
19. ANDERE FINANZANLAGEN .....	86
20. EIGENKAPITAL .....	86
20.1.    GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE.....	86
20.2.    ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN.....	87
21. KAPITALMANAGEMENT .....	90
22. FINANZVERBINDLICHKEITEN .....	91
22.1.    KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL.....	91
22.2.    BANKDARLEHEN.....	92
22.3.    LEASINGVERBINDLICHKEITEN.....	96
22.4.    UNGESICHERTE ANLEIHEN.....	97
23. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN .....	98
24. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN .....	99
25. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN .....	101
25.1.    GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN.....	101
26. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG.....	103
27. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS.....	104
28. ORGANE DER GESELLSCHAFT .....	105

## 1. BERICHTENDES UNTERNEHMEN

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

Hinsichtlich verwendeter Abkürzungen verweisen wir auf das in Anhangsziffer 27 dargestellte Abkürzungsverzeichnis.

## 2. GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG

Der verkürzte und ungeprüfte Konzernzwischenabschluss wurde gemäß § 37w, Abs. 3 Wertpapierhandelsgesetz (WpHG) sowie in Übereinstimmung mit dem International Standard IAS 34 „Interim Financial Reporting“ (Zwischenberichterstattung) aufgestellt. Er enthält nicht sämtliche Informationen, die nach IFRS für einen Konzernabschluss zum Ende eines Geschäftsjahres erforderlich sind und sollte daher in Verbindung mit dem Konzernabschluss zum 31. Dezember 2023 gelesen werden.

Der Konzernzwischenabschluss und Konzernzwischenlagebericht wurden weder entsprechend § 317 HGB geprüft noch einer prüferischen Durchsicht durch einen Abschlussprüfer unterzogen.

Die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung sowie die Konzern-Gesamtergebnisrechnung und die Konzern-Kapitalflussrechnung enthalten Vergleichsangaben zum Vorjahreshalbjahr. Die Konzernbilanz enthält vergleichende Zahlen zum Ende des unmittelbar vorangegangenen Geschäftsjahres.

Der Konzernzwischenabschluss wurde in Übereinstimmung mit den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind, erstellt. Die Grundsätze über Ansatz, Bewertung und Ausweis werden von allen Gesellschaften innerhalb des Konsolidierungskreises einheitlich angewendet. Die Erläuterungen im Anhang des Konzernabschlusses 2023 gelten – insbesondere im Hinblick auf die wesentlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden entsprechend. Dennoch wurden im ersten Halbjahr 2024 die neuen Standards und Interpretationen angewandt, die verpflichtend für Geschäftsjahre beginnend nach dem 1. Januar 2024 sind (siehe Anhangsziffer 6).

Der Konzernzwischenabschluss und der Konzernzwischenlagebericht wurden vom Vorstand am 24. September 2024 zur Veröffentlichung genehmigt.

## 3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG

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

## 4. VERWENDUNG VON ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN UND SCHÄTZUNGEN

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

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

### 4.1 ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN

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

- **Anhangsziffer 14** – Der Konzern bilanziert Wertminderungen für erwartete Kreditverluste (ECL) für finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden. Der Konzern bemisst die Wertminderungen in Höhe der über die Laufzeit zu erwartenden Kreditverluste, außer für die folgenden Wertberichtigungen, die in Höhe des erwarteten 12-Monats-Kreditverlustes bemessen werden.
- **Anhangsziffer 16** – Laufzeit des Leasingvertrags: Bestimmung, ob die Ausübung von Verlängerungsoptionen oder Kaufoptionen ausreichend sicher ist. Diese Bestimmung wirkt sich sowohl auf die Nutzungsrechte als auch auf die Nutzungsdauer der Solar- und Windparks aus.
- **Anhangsziffer 17** – Wertminderungstest der immateriellen Vermögenswerte und Geschäfts- oder Firmenwerte: Wesentliche Annahmen, die der Ermittlung des erzielbaren Betrags zugrunde gelegt wurden.
- **Anhangsziffer 18** – Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen: Bestimmung, ob der Konzern maßgeblichen Einfluss auf die Finanzanlage hat.
- **Anhangsziffer 14 und 23** – Schätzung der Sicherheit, mit der die Auszahlung der Zuwendungen durch die öffentliche Hand an den Konzern erfolgen wird.
- **Anhangsziffer 20, 14 und 23** – Schätzungen der erwarteten zukünftigen Strompreise nebst Produktionsvolumina, zur Bewertung des Swaps (aus dem Hedging-Vertrag mit verschiedene großen europäischen Energieversorgern) am beizulegenden Zeitwert (Fair Value) zum Bilanzstichtag.
- **Anhangsziffer 24** – Ansatz und Bewertung von Rückstellungen: Wesentliche Annahmen über die Wahrscheinlichkeit und das Ausmaß des Nutzenzu- oder -abflusses.

#### BESTIMMUNG DER BEIZULEGENDEN ZEITWERTE

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

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

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

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

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

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

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

## 5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN

Nachstehend sind die wesentlichen Tochterunternehmen des Konzerns aufgeführt.

In den Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2024 sind alle Tochterunternehmen einbezogen. Tochterunternehmen sind vom Konzern beherrschte Unternehmen. Der Konzern beherrscht ein Unternehmen, wenn die Gesellschaft schwankenden Renditen aus seinem Engagement bei dem Unternehmen ausgesetzt ist bzw. Anrechte auf diese besitzt und die Fähigkeit hat, diese Renditen mittels ihrer Verfügungsgewalt über das Unternehmen zu beeinflussen. Ein Tochterunternehmen wird ab dem Zeitpunkt des Erlangens der Beherrschung konsolidiert. Vereinfachend stellt der Konzern jeweils auf den ersten Tag oder den letzten Tag des Monats, in dem die Beherrschung erlangt wurde, ab. Eine Entkonsolidierung erfolgt, sobald die Beherrschung endet.

Nachfolgende Tochterunternehmen werden von der 7C Solarparks AG im Wege der Vollkonsolidierung in den Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2024 einbezogen.

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



Amatec PV 20 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 21 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 25 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 30 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 31 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 32 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 33 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 34 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 35 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 36 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Rötz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Derching GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Windpark Stetten 2 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG, Köln	Deutschland	55,14
Photovoltaikkraftwerk Ansbach GmbH & Co. KG, Köln	Deutschland	55,14
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG, Köln	Deutschland	55,14
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
HCI Energy 2 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	41,81
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	41,81
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	41,81
7C Solarparken NV, Mechelen	Belgien	100,00
7C Rooftop Exchange BV, Mechelen	Belgien	100,00
Siberië Solar BV, Mechelen	Belgien	100,00
Sabrina Solar BV, Mechelen	Belgien	100,00
Solar4Future Diest NV, Mechelen	Belgien	100,00
Solarpark Neudorf GmbH, Kasendorf	Deutschland	100,00
Solarpark Hohenberg GmbH, Marktleugast	Deutschland	83,00
Solarpark Morbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Draisdorf-Eggenbach GmbH & Co KG	Deutschland	100,00
High Yield Solar Investments BV, Amsterdam	Deutschland	100,00
Solardach Gutenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark MGGS Landbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Tannhäuser Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
Lohengrin Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
PV Görike GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarparken AM GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Helbra Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Leasing GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Solarfonds Zwei Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Solarfonds Drei Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Espenhain Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Energy Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
SonnenSolarpark GmbH, Hausen	Deutschland	100,00

Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Isolde Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Pirk-Hochdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Kohlberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Reuth-Premenreuth GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarparken IPP GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG, Maisach	Deutschland	100,00
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Siebente Solarpark Zerre GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Sonnendach K19 Haftungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Säugling Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Walternienburg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Carport Wolnzach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Gemini GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Sphinx Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Bündel 1 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Vardar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
7C Solarentwicklung GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Wandersleben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	84,12
Solardach LLG GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Stieten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Steinburg GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Neubukow GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Halberstadt GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	81,82
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Folcwalding Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
PV Gumtow GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Photovoltaik-Park Dessau-Süd GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Projekt OS3 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS4 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS5 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS6 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS7 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS8 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS9 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS10 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Solarpark Schwerin GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
RS Infrastruktur GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
7C Solarparken Belgium BV, Gent	Belgien	100,00

IRIS 67 BV, Mechelen	Belgien	100,00
7C Groeni BV, Mechelen	Belgien	100,00

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

Folgende Gesellschaften werden nach der Equity-Methode in den Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2024 einbezogen:

- Viriflux BV, Lokeren, Belgien (50,00 %)
- Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG, Bayreuth, Deutschland (20,00 %)
- Solarpark Zerle Infrastruktur GbR, Wiesbaden, Deutschland (28,60 %)
- Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG, Wörstadt, Deutschland (19,40 %)
- Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH, Bayreuth, Deutschland (20,00 %)

Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH wurde am 29. Mai 2024 gegründet.

## 6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN

### 6.1. RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN

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

Im Jahr 2024 hat der Konzern die folgenden Gesellschaften gegründet:

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

## 7. ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN

In der Regel erfolgt der Erwerb von Solaranlagen durch den Kauf von Unternehmen, welche die Anlagen als Vermögenswerte halten. Da es sich bei den erworbenen Unternehmen dabei i. d. R. nicht um Unternehmenszusammenschlüsse handelt, werden solche Erwerbe als Erwerb einer Gruppe von Vermögenswerten und Schulden bilanziert.

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

Im ersten Halbjahr 2024 gab es weder Erwerbe noch Veräußerungen von Tochterunternehmen.

## 8. GESCHÄFTSBEREICHE

Der Konzern ist fokussiert auf den Verkauf von Strom, den dieser mit eigenen Wind- und Solaranlagen produziert, sodass über 98,7 % der Umsatzerlöse aus diesem Geschäft erzielt werden (2023H1: 97,5 %). Daneben gibt es einige Aktivitäten von untergeordneter Bedeutung (jeweils 1,3 % im Berichtszeitraum und 2,5 % in der Vergleichsperiode).

Diese Nebenaktivitäten beziehen sich auf Verträge für technische und kaufmännische Dienstleistungen bzgl. bestimmter Fondsgesellschaften bzw. Solaranlagen konzernfremder Dritter im In- und Ausland sowie aus Mieteinnahmen von Dritten aus dem PV-Estate (siehe Anhangsziffer 9.1).

Der Konzern verfügt nur über ein Geschäftssegment, welches einheitlich durch den Gesamtvorstand gesteuert wird. Insgesamt dienen unmittelbar 92 % (2023: 92 %) des langfristigen Vermögens der Erzeugung und dem Verkauf von Strom. Die Organisationsstruktur und das interne Reporting des Konzerns erfolgen entsprechend nicht nach unterschiedlichen Geschäftsbereichen.

Die eigenen Solar- und Windkraftanlagen nebst den Nutzungsrechten, die alle damit in Verbindung stehen, stellen zum Ende des Berichtszeitraums 92 % (2023: 92 %) des langfristigen Vermögens (ohne latente Steuern) des Konzerns dar.

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
Solarparks	355.009	366.271
Windparks	8.972	9.308
Nutzungsrechte	42.060	42.541
Langfristige Vermögenswerte des Stromverkaufbetriebs	406.040	418.119
Sämtliche langfristige Vermögenswerte (exkl. latente Steuern)	441.933	455.096
<b>Anteil des Stromverkaufbetriebs</b>	<b>92 %</b>	<b>92 %</b>

Die Fokussierung des Konzerns auf den deutschen Markt spiegelt sich deutlich in den Umsatzanteilen nach geographischen Märkten wider. Im laufenden Geschäftsjahr 2024 wurde 94,7 % des Umsatzes in Deutschland erzielt (2023H1: 91,9 %). Die restlichen Umsatzerlöse erwirtschaftete der Konzern mit einem Anteil von 5,3 % in Belgien (2023H1: 8,1 %).

in TEUR	2024H1		2023H1	
	Umsatz-	%	Umsatz	%
Deutschland	29.889	94,7 %	33.708	91,9 %
Belgien	1.661	5,3 %	2.957	8,1 %
<b>Gesamt</b>	<b>31.550</b>		<b>36.665</b>	

Das langfristige Vermögen (ohne latente Steuern) wird in den untenstehenden Tabellen dargestellt. Vom gesamten langfristigen Vermögen auf Konzernebene waren 89 % zum Ende des Berichtszeitraums (2023: 89 %) geographisch Deutschland zuzuordnen. Das langfristige Vermögen in Belgien blieb zum Ende des ersten Halbjahres 2024 gegenüber dem 31. Dezember 2023 unverändert bei 11 %.

**30.06.2024**

<b>in TEUR</b>	<b>Deutschland</b>	<b>Belgien</b>	<b>Gesamt</b>
Geschäfts- oder Firmenwert	1.199	-	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	3.756	61	3.817
Grundstücke und Gebäude	13.360	1.024	14.384
Solarparks	315.388	39.621	355.009
Windparks	8.972	-	8.972
Solarparks im Bau	9.480	3.931	13.411
Nutzungsrechte	37.017	5.043	42.060
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	219	188	407
Sonstige langfristige Vermögenswerte	2.102	567	2.668
<b>Gesamt</b>	<b>391.493</b>	<b>50.433</b>	<b>441.926</b>
	89 %	11 %	100 %

**31.12.2023**

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

## 9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

### 9.1. UMSATZERLÖSE

in TEUR	2024H1	2023H1
Verkaufter Strom	31.213	35.755
<i>davon Einnahmen aus Strompreisswap-Vereinbarungen</i>	2.287	2.984
Erlöse aus Dienstleistungen	207	651
Sonstige	130	259
<b>Gesamt</b>	<b>31.550</b>	<b>36.665</b>

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

Die Abnahme der Umsatzerlöse (-13 %) beim Stromverkauf ist begründet durch die Verringerung des durchschnittlich erzielten Einspeisepreises (-EUR 4,6 Mio.) und die gegenüber der Vorjahresperiode schlechteren Witterungsbedingungen (-EUR 1,8 Mio.). Demgegenüber steht der Stromverkauf der in den Jahren 2023 und 2024 neu erworbener Solarparks, die vollständig zum Umsatz in der Berichtsperiode beitrugen (+EUR 1,9 Mio.). Die Auswirkung der Swap-Vereinbarungen im Berichtszeitraum sowie in der Vorjahresperioden mit verschiedenen europäischen Energieversorgern auf den erzielten Preis des verkauften Stroms wird erlösmindernd oder -erhöhend in den Umsatzerlösen erfasst. Im Berichtszeitraum wurde eine positive Auswirkung auf die Umsatzerlöse von EUR 2,3 Mio. (2023H1: EUR 3,0 Mio.) aus den Swap-Vereinbarungen verzeichnet, da die Strommarktpreise im Berichtszeitraum niedriger waren als die durch die Swaps festgelegten Strompreise, der fixierte Preis für die Vorjahresperiode jedoch höher war als im Berichtszeitraum.

Der Verkauf von Dienstleistungen im Geschäftsjahr 2024 sank auf EUR 0,2 Mio. im Vergleich zum Vorjahr (EUR 0,7 Mio.), da sich die produktionsabhängigen Vergütungen der kaufmännischen und technischen Betriebsführung aufgrund der Witterungslage im Berichtszeitraum stark verringert haben.

Es wurden keine Umsatzerträge aus der Untervermietung von Nutzungsrechten erwirtschaftet.

## 9.2. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

in TEUR	2024H1	2023H1
Schadenersatz	117	113
Erträge aus "Redispatch 2.0"	1.423	1.636
Periodenfremde Erträge	261	293
Verkauf von Anlagevermögen	5	40
Auflösung von Rückstellungen	21	544
Ertrag aus der Auflösung von Strompreisswap-Vereinbarungen	1.680	-
Zurücknahme von Wertminderungen auf Forderungen	5	-
Sonstige Erträge	116	160
<b>Gesamt</b>	<b>3.628</b>	<b>2.787</b>

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparks i. H. v. EUR 3,6 Mio. (2023H1: EUR 2,8 Mio.).

Infolge des Netzstabilitätssteuerungssystems „Redispatch 2.0“ regeln die Netzbetreiber bei Netzüberlastungen im Netzgebiet die Wind- und Solarparks des Konzerns regelmäßig runter. Der Konzern kann diese Abschaltungen nicht verhindern. Die Netzbetreiber sind dabei fallbezogen gesetzlich zur Zahlung eines Ausgleichs an den Konzern verpflichtet. Diese Ausgleichszahlungen stellen für den Konzern sonstige betriebliche Erträge dar. Bei der Ermittlung der Ausgleichszahlungen sowie bei deren Abrechnung und Auszahlung kann es zu erheblichen Verzögerungen kommen. Solche Ausgleichszahlungen wurden im Berichtszeitraum i. H. v. EUR 1,4 Mio. (2023H1: EUR 1,6 Mio.) erfolgswirksam vereinnahmt, davon betrafen EUR 0,3 Mio. die Vorjahre und EUR 1,1 Mio. den Berichtszeitraum.

Darüber hinaus wurde im Berichtszeitraum eine Strompreisswap-Vereinbarung vorzeitig einvernehmlich aufgelöst; Der Ertrag i. H. v. EUR 1,7 Mio., welcher der Konzern durch die Auflösung vereinnahmen konnte, stellt einen sonstigen betrieblichen Ertrag dar.

Weiterhin konnten im Berichtszeitraum sowie in der Vorjahresperiode periodenfremde Erträge i. H. v. EUR 0,3 Mio. und Erträge aus Schadenersatz i. H. v. EUR 0,1 Mio. erfolgswirksam vereinnahmt werden. In der Vorjahresperiode konnten darüber hinaus noch Gewährleistungsrückstellungen sowie eine Rückstellung aus Einzelrisiken um EUR 0,5 Mio. aufgelöst werden.

Es wurden im Berichtszeitraum Zuwendungen der öffentlichen Hand i. H. v. TEUR 21 (2023H1: TEUR 20) ertragswirksam amortisiert. Diese sind in den sonstigen Erträgen enthalten.



## 10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

### 10.1. PERSONALAUFWAND

in TEUR	2024H1	2023H1
Löhne und Gehälter	603	659
Vorstandsvergütung	211	279
Soziale Abgaben	84	96
Sonstiger Personalaufwand	82	43
<b>Gesamt</b>	<b>979</b>	<b>1.077</b>

Die Personalkosten sind von TEUR 1.077 im ersten Halbjahr 2023 auf TEUR 979 zum Bilanzstichtag 30. Juni 2024 leicht gesunken. Im Berichtszeitraum gab es mit 20 durchschnittlich beschäftigten Mitarbeitern 4 weniger als im Vorjahr (2023H1: 24 Mitarbeiter). Am Ende des Berichtszeitraums wurden im Konzern neben den beiden Vorständen 20 Mitarbeiter (2023H1: 24 Mitarbeiter) beschäftigt.

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

### 10.2. SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

in TEUR	2024H1	2023H1
Verwaltungskosten	677	628
Kosten Solarparks	3.391	3.096
Strompreisabschöpfung	-	167
Erhöhung der Rückstellungen	65	11
Materialaufwand	153	138
Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten	509	475
Kfz- und Reisekosten	81	98
Versicherungen	344	342
Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte	5.430	172
Periodenfremde Aufwendungen	217	124
Sonstige	94	133
<b>Gesamt</b>	<b>10.960</b>	<b>5.382</b>

Der sonstige Betriebsaufwand wurde im Berichtszeitraum von Forderungsverlusten und Wertminderungen auf Vorräte i. H. v. EUR 5,4 Mio. (2023H1: EUR 0,2 Mio.) negativ beeinflusst. Dies war fast ausschließlich auf einen einzelnen Forderungsverlust i. H. v. EUR 5,4 Mio. zurückzuführen, welchen der Konzern ertragswirksam bilanzieren musste. Dieser Forderungsverlust steht i. V. m. der Solaranlage „Reuden Süd“, die sich am 31. Dezember 2023 noch im Erwerb befand. Die Erwerbsverträge wurden im Juni 2023 vom Konzern mit dem Verkäufer abgeschlossen und beinhalteten u. a. die Abtretung von bestehenden Gesellschafterdarlehen sowie den Verkauf der Kommandit- und Komplementäranteile der Projektgesellschaft der Solaranlage „Reuden Süd“. Der Konzern hat dem Verkäufer für die Abtretung der Gesellschafterdarlehen eine Zahlung von EUR 5,3 Mio. geleistet. Der Erwerb der Kommandit- und Komplementäranteile sollten jedoch erst im laufenden Geschäftsjahr nach Vollendung des Baus der Solaranlage „Reuden Süd“ vollzogen werden. Wie sich im Erstellungszeitraums des Halbjahresabschlusses 2024 herausstellte, hatte der Verkäufer jedoch sowohl das Gesellschafterdarlehen als auch

die Kommandit- und Komplementäranteile am Tag des Abschlusses der Erwerbsverträge bereits an einem konzernfremden Dritten (sicherungs-)abgetreten. Die Abtretungen an den Konzern erwiesen sich aus diesem Grund als rechtlich zweifelhaft. Da der Konzern somit nicht erwartet die Forderung noch einnehmen zu können, wurde die Forderung im Berichtszeitraum vollständig wertgemindert.

Darüber hinaus sind im sonstigen Betriebsaufwand v. a. die Kosten für den Betrieb der Solarparks i. H. v. EUR 3,4 Mio. (2023H1: EUR 3,1 Mio.) enthalten. Unter anderem sind Aufwendungen für Reparaturen und Instandhaltung sowie Direktvermarktungskosten und Kosten für die Rasen-/Grünpflege angefallen. Die Hauptgründe für diesen Anstieg i. H. v. EUR 0,3 Mio. sind die Auslagerung der Wartungsarbeiten für die Solar- und Windparks (+ EUR 0,2 Mio.) und die Zunahme der Kosten für die Grünpflege der Anlagen und Ausgleichsflächen i. H. v. EUR 0,3 Mio. Gegenläufig verringerten sich die Direktvermarktungskosten um EUR 0,2 Mio. und die eigenen Stromkosten um EUR 0,1 Mio. im Vergleich zum ersten Halbjahr 2023.

Die Verwaltungskosten stiegen im Geschäftsjahr 2024 rund um EUR 0,2 Mio. durch die Abschlüsse von mehreren Dienstleistungsverträgen mit externen Beratern.

### **10.3. ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN**

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

## 11. BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS

in TEUR	2024H1	2023H1
Zinserträge aus:		
- Zahlungsmitteln & Zahlungsmitteläquivalenten	12	2
- Sonstigen finanziellen Vermögenswerten zu fortgeführten Anschaffungskosten	275	63
<b>Gesamtzinserträge aus finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden</b>	<b>287</b>	<b>64</b>
Ergebnis aus der Equity-Methode	-	12
Marktwertänderungen des ineffektiven Teils der Zinsswaps	4	-
Ertrag aus nachträglichen Zinsanpassungen von finanziellen Verbindlichkeiten die nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden	-	2
Dividenden	46	12
Sonstige Finanzerträge	40	12
Währungsumrechnungsdifferenzen	3	2
Ertrag aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-	11
<b>Sonstige Finanzerträge</b>	<b>93</b>	<b>50</b>
<b>Finanzerträge</b>	<b>381</b>	<b>114</b>
Finanzielle Verbindlichkeiten bewertet zu fortgeführten Anschaffungskosten:		
Zinsaufwendungen	-2.539	-2.497
Ergebnis aus der Equity-Methode	-19	-
Aufzinsung der Rückstellungen	-456	-441
Bankkosten, Courtagen und sonstige Finanzaufwendungen	-121	-118
Aufzinsung der Leasingverbindlichkeiten	-376	-301
Aufwand aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-5	-57
<b>Finanzaufwendungen</b>	<b>-3.515</b>	<b>-3.415</b>
<b>Beteiligungs- und Finanzergebnis</b>	<b>-3.134</b>	<b>-3.301</b>

Die Zinserträge stammen aus flüssigen Mitteln sowie aus den sonstigen Investitionen neben Zinserträgen aus Darlehen, die vom Konzern Dritten gewährt wurden. Die sonstigen Investitionen sowie die gewährten Darlehen werden zu den fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert.

Die Zinsaufwendungen i. H. v. TEUR 2.539 (2023H1: TEUR 2.497) betreffen fast hauptsächlich Projektfinanzierungen von Solar-, Windkraftanlagen und PV-Estate i. H. v. TEUR 2.165 (2023H1: TEUR 1.985), zuzüglich der Zinsen auf emittierte ungesicherte Anleihen i. H. v. TEUR 353 (2023H1: TEUR 499) sowie die Zinsaufwendungen von Leasingverbindlichkeiten i. V. m. Solaranlagen i. H. v. TEUR 21 (i. V. J.: TEUR 13).

## 12. ERGEBNIS JE AKTIE

### 12.1. UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE

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

#### A. ZURECHNUNG DES GEWINNS AUF STAMMAKTIONÄRE (UNVERWÄSSERT)

in TEUR	2024H1	2023H1
Gewinn, den Eigentümern des Mutterunternehmens zurechenbar	613	8.195
Gewinn, den Inhabern der Stammaktien zurechenbar	613	8.195

#### B. GEWICHTETER DURCHSCHNITT DER STAMMAKTIE (UNVERWÄSSERT)

in tausend Aktien	2024H1		2023H1	
Ausgegebene Stammaktien zum 1. Januar	82.853	100 %	79.848	100 %
Auswirkung der ausgeübten Aktienoptionen	181	99 %	-	0 %
Auswirkung von eigenen Anteilen	-1.667	87 %	-	0 %
Auswirkungen von Privatplatzierungen (durchschnittlich)	-	0 %	642	21 %
Gewichteter Durchschnitt der Stammaktien zum Ende der Berichtsperiode	81.577		79.985	
<b>in EUR</b>	<b>2024H1</b>		<b>2023H1</b>	
<b>Ergebnis je Aktie</b>				
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (gerundet)	0,01		0,10	

Bzgl. stattgefundener Kapitalmaßnahmen mit Stammaktien, die nach dem Bilanzstichtag zustande kamen, wird auf die Anhangsziffer 20.A verwiesen.

## 12.2. VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE

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

## 12.3. OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL

### A. BEDINGTES KAPITAL 2022

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

## 13. VORRÄTE

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
Rohstoffe und Verbrauchsgüter	28	52
Module	2.899	2.908
<b>Gesamt</b>	<b>2.927</b>	<b>2.960</b>

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

## 14. FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN, SONSTIGE FORDERUNGEN UND SONSTIGE LANGFRISTIGE VERMÖGENSWERTE

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
Geleistete Anzahlungen	853	30
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	10.978	4.955
Sonstige langfristige Vermögenswerte	432	495
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	5.335	14.020
<b>Gesamt</b>	<b>17.598</b>	<b>19.500</b>
Davon Langfristige Vermögenswerte	432	495
Davon Kurzfristige Vermögenswerte	17.167	19.005
<b>Gesamt</b>	<b>17.598</b>	<b>19.500</b>

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

Im Vergleich zum Jahresende haben sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen um EUR 6,0 Mio. erhöht, weil die Netzbetreiber regelmäßig ein bis zwei Monate nach erfolgter Lieferung die Gutschrift auszahlen. Demzufolge setzen sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen zum Jahresende aus Umsätzen aus den sonnenarmen Monaten November und Dezember zusammen, während die Umsätze zum Ende des ersten Halbjahres aus den einstrahlungsreichen Monaten Mai und Juni resultieren.

Die geleisteten Anzahlungen i. H. v. TEUR 853 (2023: TEUR 30) bestehen im Wesentlichen aus Vorauszahlungen für den Bau mehrerer neuer Solarparks (siehe Anhangsziffer 17 bzgl. neuer Projektrechte). Der Baubeginn der neuen Projekte ist für das dritte Quartal 2024 vorgesehen.

Die sonstigen langfristigen Vermögenswerte bleiben etwa gleich. Sie sind hauptsächlich auf die Bilanzierung des langfristigen Teils des beilegeten positiven Zeitwerts einer im Geschäftsjahr abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarung i. H. v. EUR 0,2 Mio. zurückzuführen.

Die sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte bestehen im Wesentlichen aus dem kurzfristigen Teil einer Forderung i. V. m. an Dritte ausgereichten Darlehen für Solaranlagen (TEUR 6.471). Die sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte beinhalten außerdem die derivativen Vermögenswerte i. H. v. TEUR 1.909 (2023: TEUR 4.134), die aus dem beilegeten positiven Zeitwert von im Geschäftsjahr abgeschlossen Strompreisswap-Vereinbarungen mit europäischen Nutzunternehmen resultieren, Forderungen aus Umsatzsteuervorauszahlungen i. H. v. TEUR 198 (i. VJ.: TEUR 1.979) sowie Rechnungsabgrenzungen i. H. v. TEUR 1.292 (2023: TEUR 442) und sonstige kurzfristige Forderungen i. H. v. TEUR 994 (i. VJ.: TEUR 1.125).

## 15. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN SOWIE ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

### 15.1. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
Kurzfristige Finanzanlagen	13.127	18.273
<b>Kurzfristige Finanzanlagen</b>	<b>13.127</b>	<b>18.273</b>

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

Zum Bilanzstichtag betragen die sonstigen Investitionen insgesamt EUR 13,1 Mio., davon hatten EUR 12,3 Mio. noch eine Laufzeit von länger als drei Monate am Bilanzstichtag.

### 15.2. ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	17.438	12.103
Sofort abrufbare Sichteinlagen	38.825	50.179
<b>In der Kapitalflussrechnung dargestellte Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</b>	<b>56.264</b>	<b>62.282</b>

Bei den Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung handelt es sich um Projektreservekonten i. H. v. TEUR 16.340 (2023: TEUR 11.466), Bausparkonten i. H. v. TEUR 238 (2023: TEUR 212) sowie sonstige Konten i. H. v. TEUR 860 (2023: TEUR 425). Diese Konten sind für die jeweilige zugehörige Finanzierung einer Solaranlage an die Bank oder Leasinggesellschaft als Sicherheit hinterlegt, damit die vereinbarten regelmäßigen Kapitaldienstzahlungen (insbesondere in den Monaten Dezember bis Februar) geleistet werden können. Diese gewährten Sicherheiten sind geschäftsartimmanent und dienen damit der Aufrechterhaltung der Zahlungsverpflichtungen im Rahmen der alltäglichen Geschäftsabläufe. Aufgrund der sehr guten Liquiditätssituation wurden diese Sicherheiten im Berichtsjahr nicht im Rahmen der gewöhnlichen Kapitaldienstzahlungen in Anspruch genommen.

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

## 16. SACHANLAGEN

### 16.1. SACHANLAGEN

30.06.2024

in TEUR	Grund- stücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzungs- rechte	BGA*	Solar- parks im Bau	Summe
<b>Anschaffungs- und Herstellungskosten</b>							
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>15.253</b>	<b>583.374</b>	<b>12.366</b>	<b>50.955</b>	<b>1.405</b>	<b>16.073</b>	<b>679.425</b>
Zugänge durch Investitionen	4	429		613		1.848	2.894
Sonstige Zugänge		255					255
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen					-20		-20
Umgliederung		4.487				-4.487	-
Neubewertung				120			120
<b>Stand zum 30. Juni 2024</b>	<b>15.257</b>	<b>588.545</b>	<b>12.366</b>	<b>51.688</b>	<b>1.385</b>	<b>13.435</b>	<b>682.675</b>
<b>Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen</b>							
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>-815</b>	<b>-217.101</b>	<b>-3.055</b>	<b>-8.416</b>	<b>-951</b>	<b>-25</b>	<b>-230.366</b>
Abschreibungen	-58	-16.431	-336	-1.216	-44		-18.086
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen					20		20
<b>Stand zum 30. Juni 2024</b>	<b>-873</b>	<b>-233.532</b>	<b>-3.391</b>	<b>-9.628</b>	<b>-976</b>	<b>-25</b>	<b>-248.432</b>
<b>Buchwerte</b>							
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>14.437</b>	<b>366.271</b>	<b>9.308</b>	<b>42.541</b>	<b>454</b>	<b>16.050</b>	<b>449.060</b>
<b>Stand zum 30. Juni 2024</b>	<b>14.384</b>	<b>355.009</b>	<b>8.972</b>	<b>42.060</b>	<b>407</b>	<b>13.411</b>	<b>434.243</b>



31.12.2023

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

Die ausgewiesenen Solarparks, Windkraftanlagen sowie Gebäude und Grundstücke dienen zur Sicherung der in Anhangsziffer 23.1 erläuterten Finanzverbindlichkeiten.

Am Bilanzstichtag gab es noch finanzielle Verpflichtungen i. V. m. dem Bau von Solaranlagen i. H. v. EUR 1,8 Mio. (2023: EUR 2,2 Mio.). Diese nicht-bilanzierten Verpflichtungen stehen mit noch nicht erfüllten Leistungen bzgl. den sich am Ende von Berichtszeitraum im Bau befindlichen Anlagen in Verbindung.

## 16.2. DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE

30.06.2024

<b>ANSCHAFFUNGSWERTE</b>					
Nutzungsverträge i. V. m. in TEUR	Grundstücke	Gestattungs- verträge Solarparks	Gestattungs- verträge Windparks	Sonstiges Anlage- vermögen	Summe
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>91</b>	<b>48.986</b>	<b>1.589</b>	<b>291</b>	<b>50.955</b>
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge		619			619
Neubewertung		120			120
<b>Stand zum 30. Juni 2024</b>	<b>91</b>	<b>49.725</b>	<b>1.589</b>	<b>291</b>	<b>51.694</b>
<b>KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN</b>					
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>-</b>	<b>-7.918</b>	<b>-308</b>	<b>-190</b>	<b>-8.416</b>
Zugänge durch Abschreibungen		-1.160	-34	-22	-1.216
<b>Stand zum 30. Juni 2024</b>	<b>-</b>	<b>-9.078</b>	<b>-342</b>	<b>-212</b>	<b>-9.632</b>
<b>BUCHWERTE</b>					
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>91</b>	<b>41.068</b>	<b>1.281</b>	<b>101</b>	<b>42.541</b>
<b>Stand zum 30. Juni 2024</b>	<b>91</b>	<b>40.647</b>	<b>1.247</b>	<b>79</b>	<b>42.060</b>

31.12.2023

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

Der Konzern leaset mehrere Vermögenswerte, darunter ein Grundstück, eine Solaranlage sowie Gebäudedächer, Freiflächen, Kabeltrassen für Solar- und Windparks und im geringen Umfang Büroräume. Die durchschnittliche Laufzeit der Nutzungsrechte i. V. m. Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks beträgt zum Bilanzstichtag 19,0 Jahre.

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

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

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

## 17. GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

### 17.1. ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES

30.06.2024

in TEUR	Anhangs- ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
<b>Anschaffungs- und Herstellungskosten</b>						
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>		5.688	1.786	1.932	113	9.519
Erwerbe				1.757		1.757
<b>Stand zum 30. Juni 2024</b>		5.688	1.786	3.689	113	11.276
<b>Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen</b>						
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>		-4.489	-606	-1.005	-109	-6.209
Abschreibungen			-50			-50
<b>Stand zum 30. Juni 2024</b>		-4.489	-656	-1.005	-109	-6.259
<b>Buchwerte</b>						
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>		1.199	1.180	927	4	3.309
<b>Stand zum 30. Juni 2024</b>		1.199	1.130	2.684	4	5.016

31.12.2023

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

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

Der Konzern erwarb im Geschäftsjahr neuen Projektrechte für die Entwicklung von Solarparks i. H. v. EUR 1,8 Mio. (2023: EUR 0,0 Mio.).

## 18. NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN

### AUFSTELLUNG DER NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETEN FINANZANLAGEN

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
Viriflux BV	529	547
Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG	8	8
Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH	5	-
Solarpark Zerre Infrastruktur GbR	-	-
Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG	-	-
<b>Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen</b>	<b>541</b>	<b>554</b>

Die Gesellschaft Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH wurde im Laufe des ersten Halbjahres 2024 gegründet. Bzgl. der Gesellschaften Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG, Solarpark Zerre Infrastruktur GbR sowie Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG und Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH werden keine weiteren Angaben gemacht, da sie für den Konzern von untergeordneter Bedeutung sind.

#### 18.1. ASSOZIIERTE UNTERNEHMEN

##### A. VIRIFLUX BV

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
<b>Eigentumsanteil</b>	<b>50 %</b>	<b>50 %</b>
Langfristige Vermögenswerte	1.186	1.215
Kurzfristige Vermögenswerte (einschließlich Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten – 2024H1: 178 TEUR/2023: 163 TEUR)	226	253
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich langfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2024H1: 352 TEUR/2023: 359 TEUR)	-352	-359
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich kurzfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2024H1: -2 TEUR/2023: -3 TEUR)	-2	-10
<b>Nettovermögen (100 %)</b>	<b>1.058</b>	<b>1.095</b>
Anteil des Konzerns am Nettovermögen (50 %)	529	548
<b>Buchwert des Anteils</b>		
Umsatzerlöse	25	157
Zinsaufwendungen	-3	-12
Gewinn und Gesamtergebnis (100 %)	-36	515
<b>Gesamtergebnis (50 %)</b>	<b>-18</b>	<b>257</b>

Viriflux betreibt eine Solardachanlage in Lokeren mit einer Leistung von 1.288,50 kWp, die am 14. September 2021 an das Stromnetz angeschlossen wurde.

## 19. ANDERE FINANZANLAGEN

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

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
Genossenschaftsanteile	85	85
Aktien- und Anteilbestand	1.425	1.431
Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps	193	161
<b>Andere Finanzanlagen</b>	<b>1.703</b>	<b>1.677</b>

Die anderen Finanzanlagen bestehen einerseits, wie im Vorjahr, aus Genossenschaftsanteilen an Finanzinstituten, die der Konzern im Rahmen von Geschäftsverbindungen mit den jeweiligen Banken hält. Hauptsächlich bestehen diese Finanzanlagen jedoch aus Geschäftsanteilen an Fondsgesellschaften, die vom Konzern verwaltet werden. Die Anschaffungskosten der am Bilanzstichtag ausgewiesenen anderen Finanzanlagen betragen TEUR 1.346 (2023: TEUR 1.346). Außerdem enthält diese Bilanzposition auch Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps (EUR 0,2 Mio.), die der Konzern zur Abdeckung von Zinsrisiken abgeschlossen hat.

## 20. EIGENKAPITAL

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

### 20.1. GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE

#### A. AUSGABE VON STAMMAKTIEN

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

Zum Ende der Berichtsperiode hat der Konzern 1.666.666 eigenen Aktien gehalten.

#### B. ENTWICKLUNG DER ANZAHL DER IM UMLAUF BEFINDLICHEN AKTIEN

	Tsd. Aktien
<b>Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2023</b>	<b>79.848</b>
Ausgabe von Stammaktien im Jahr 2023	3.005
<b>Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2024</b>	<b>82.853</b>
Ausgabe von Stammaktien im Jahr 2024	181
<b>Im Umlauf befindliche Aktien zum 30. Juni 2024</b>	<b>83.034</b>
<i>davon durch den Konzern gehaltene eigene Aktien</i>	<i>1.667</i>

#### C. BEDINGTES KAPITAL 2022

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

gefasst wurde, bedingt erhöht wird (Bedingtes Kapital 2022). Das bedingte Kapital 2022 beträgt nach teilweiser Ausnutzung durch die Ausgabe von 3.458.400 Optionen im Zusammenhang mit der am 23. Mai 2023 begebenen Optionsanleihe im Berichtsjahr noch EUR 34.722.836,00.

## C. GENEHMIGTES KAPITAL 2023

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

## 20.2. ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN

### A. KAPITALRÜCKLAGE

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
Stand zu Beginn des Jahres	103.356	94.655
Veränderung des Aufgeldes (siehe Tz. 21.1)	-	8.250
Ausgeübte Optionen von Optionsanleihen	476	14
Zugang aufgrund Emission Optionsanleihe	-	622
Transaktionskosten direkt im Eigenkapital erfasst	-1	-185
<b>Stand zum Ende der Berichtsperiode</b>	<b>103.832</b>	103.356

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

### B. GEWINNRÜCKLAGE

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
Stand zu Beginn des Jahres	42.303	42.172
Transaktionen mit nicht-beherrschenden Anteilen	-	-9
Auf Aktionäre der 7C Solarparken AG entfallendes Periodenergebnis	613	10.082
Dividenden	-4.882	-9.942
<b>Stand zum Ende des Jahres</b>	<b>38.033</b>	42.303

Im Geschäftsjahr wurden EUR 0,06 je Aktie (2023: EUR 0,12 je Aktie) an die Aktionäre der 7C Solarparken AG ausgeschüttet. Dies entspricht einer Gesamtausschüttung von TEUR 4.882 (2023: TEUR 9.942).

### C. RÜCKLAGE FÜR EIGENE ANTEILE

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

Am Ende des Berichtszeitraums hatte die Gesellschaft 1.666.666 Aktien zu einem durchschnittlichen Kurs von EUR 3,43 je Aktie zurückgekauft und dafür TEUR 5.649 aufgewendet. In Höhe dieses Betrags wurde eine Rücklage für eigene Anteile gebildet.

in TEUR

<b>Rücklage für eigene Anteile zum 1. Januar 2023</b>	<b>0</b>
Erwerb von eigenen Anteilen im Jahr 2023	-1.573
<b>Rücklage für eigene Anteile zum 1. Januar 2024</b>	<b>-1.573</b>
Erwerb von eigenen Anteilen im Jahr 2024	-4.076
<b>Rücklage für eigene Anteile zum 30. Juni 2024</b>	<b>-5.649</b>

## D. WÄHRUNGSUMRECHNUNGSRÜCKLAGE

Die Währungsumrechnungsrücklage umfasst alle Fremdwährungsdifferenzen aufgrund der Umrechnung von Abschlüssen von ausländischen Geschäftsbetrieben sowie den wirksamen Teil von etwaigen Fremdwährungsdifferenzen aufgrund von Absicherungen einer Nettoinvestition in einen ausländischen Geschäftsbetrieb. Die Entwicklung dieses Kontos wird in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

in TEUR

<b>Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2023</b>	<b>10</b>
Sonstiges Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2023	-17
<b>Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2024</b>	<b>-7</b>
Sonstiges Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2024	-3
<b>Währungsumrechnungsrücklage zum 30. Juni 2024</b>	<b>-9</b>

## E. SONSTIGES ERGEBNIS AUS HEDGING

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

in TEUR

<b>Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2023</b>	<b>-638</b>
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2023 inkl. latenten Steuern	3.991
<b>Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2024</b>	<b>3.353</b>
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2024 inkl. latenten Steuern	-1.671
<b>Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 30. Juni 2024</b>	<b>1.681</b>

Die Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente i. H. v. minus EUR 1,7 Mio. beziehen sich auf die bilanzielle Erfassung der im Berichtszeitraum mit großen europäischen Stromversorgern abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarungen nebst der bilanziellen Weiterführung einer solchen Strompreisswap-Vereinbarung aus dem Vorjahr sowie auf die Zinsswaps, die bereits in vergangenen Berichtsperioden bestanden.

Es handelt sich um das sonstige Ergebnis aus neuen Strompreisswap-Vereinbarungen für die kommenden zwei Geschäftsjahren i. H. v. EUR 2,1 Mio. (vgl. Anhangsziffer 14) nebst der Anpassung des Zeitwertes der bereits im Vorjahr bilanzierten Strompreisswap-Vereinbarung i. H. v. EUR 0,1 Mio. unter Berücksichtigung der latenten



Steuern. Gegenläufig hat sich das positive sonstige Ergebnis nach Steuern aus dem effektiven Teil der Zinsswaps, die bereits in vergangenen Berichtsperioden bestanden, i. H. v. EUR 2,3 Mio. ausgewirkt.

Swap-Vereinbarung vom Oktober 2023:

in TEUR

<b>Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Oktober 2023 zum Zeitwert</b>	<b>0</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2023	3.752
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2023	-
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2023 zum 31. Dezember 2023</b>	<b>3.752</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Berichtszeitraum	-4.339
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Berichtszeitraum	1.711
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung zum 30. Juni 2024</b>	<b>1.124</b>

Swap-Vereinbarung vom Nov. 2023:

in TEUR

<b>Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im November 2023 zum Zeitwert</b>	<b>0</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2023	646
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2023	-
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023 zum 31. Dezember 2023</b>	<b>646</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Berichtszeitraum	-442
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Berichtszeitraum	510
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung zum 30. Juni 2024</b>	<b>714</b>

1. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024:

in TEUR

<b>Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Mai 2024 zum Zeitwert</b>	<b>0</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Berichtszeitraum	-64
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Berichtszeitraum	51
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung zum 30. Juni 2024</b>	<b>-13</b>

2. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024:

in TEUR

<b>Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Mai 2024 zum Zeitwert</b>	<b>0</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Berichtszeitraum	229
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Berichtszeitraum	-
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung zum 30. Juni 2024</b>	<b>229</b>

3. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024:

in TEUR

<b>Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Mai 2024 zum Zeitwert</b>	<b>0</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Berichtszeitraum	-38
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Berichtszeitraum	15
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung zum 30. Juni 2024</b>	<b>-23</b>

## 21. KAPITALMANAGEMENT

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

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

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

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

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
Kurzfristige und langfristige Finanzverbindlichkeiten	194.297	210.085
Kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten	41.228	42.364
Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-193	-161
Abzüglich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente*	-56.264	-62.282
Abzüglich kurzfristiger Finanzanlagen	-13.127	-18.273
Abzüglich kurzfristiger und langfristiger Leasingverbindlichkeiten gem. IFRS 16 i. V. m. Nutzungsrechten aus Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks	-37.609	-38.416
<b>Nettoverschuldung</b>	<b>128.333</b>	<b>133.317</b>
<b>Eigenkapital ohne Hedging Reserve</b>	<b>238.606</b>	<b>246.810</b>
Bilanzsumme	540.070	564.361
<b>Eigenkapitalquote (in %)</b>	<b>44,2</b>	<b>43,7</b>

\* davon TEUR 17.438 (2023: TEUR 12.103) mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung.

## 22. FINANZVERBINDLICHKEITEN

### 22.1. KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
<b>Langfristige Schulden</b>		
Gesicherte Bankdarlehen	135.095	144.397
Ungesicherte Anleihen	7.118	28.442
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	38.547	39.095
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	1	5
<b>Gesamt</b>	<b>180.761</b>	<b>211.939</b>
<b>Kurzfristige Schulden</b>		
Kurzfristig fälliger Teil gesicherter Bankdarlehen sowie Zinsabgrenzungen	30.366	36.693
Kurzfristiger fälliger Teil ungesicherter Anleihen sowie Zinsabgrenzungen	21.718	549
Kurzfristig fälliger Teil der Leasingverbindlichkeiten	2.681	3.269
<b>Gesamt</b>	<b>54.765</b>	<b>40.510</b>

## 22.2. BANKDARLEHEN

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

in TEUR	Zins- bindung	Zinssatz	Fälligkeits- jahr	30. Juni 2024		31. Dezember 2023	
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
7C Solarparken NV	k.A.	EURIBOR3M + 1,75%	2017-27	524	542	611	636
7C Solarparken AG	05.05.26	1,76 %	2017-26	700	700	747	747
	31.07.27	1,51 %	2017-31	722	722	764	764
	31.12.32	1,55 %	2017-32	1.443	1.429	1.527	1.513
	31.12.32	2,10 %	2017-32	318	315	336	333
	30.06.24	2,30 %	2017-24	-	-	200	200
	30.12.26	1,68 %	2019-36	5.066	5.033	5.529	5.496
	30.09.29	1,13 %	2019-37	381	381	395	395
	k.A.	EURIBOR 3M +1,50 %	2023-29	9.750	9.722	9.750	9.719
	k.A.	EURIBOR 3M +1,20 %	2023-33	9.000	8.965	10.000	9.963
Tannhäuser Solar UG	30.12.34	1,90 %	2017-34	392	392	411	411
Soldardach Gutenberg GmbH & Co. KG	30.03.25	2,04 %	2019-28	561	562	627	628
Sabrina Solar BV	16.08.29	1,69 %	2017-29	284	284	312	312
Solar4Future Diest NV	31.12.26	5,70 %	2017-26	1.150	1.186	1.3614	1.412
Solarpark Green GmbH	k.A.	1,75 %	2017-26	-	-	-	-
	30.06.25	4,75 %	2017-25	158	158	252	252
Solarpark Heretsried GmbH	30.12.24	2,00 %	2017-24	289	288	578	575
	30.12.25	2,13 %	2017-25	1.095	1.090	1.460	1.451
	30.03.25	3,49 %	2017-25	491	494	726	734
	30.03.25	2,16 %	2017-29	2.040	2.040	2.225	2.225
Solarpark Longuich GmbH	30.12.25	2,13 %	2017-25	1.140	1.135	1.520	1.511
Solarpark Oberhörbach GmbH	30.12.25	2,13 %	2017-25	773	766	1.030	1.020
Solarpark Neudorf GmbH	k.A.	EURIBOR 3M +1,6 %	2017-24	39	39	78	78
	31.05.28	1,35 %	2020-27	195	195	220	220
	30.06.27	1,95 %	2017-27	597	597	695	695
	30.03.25	3,99 %	2019-26	201	206	246	253
SonnenSolarPark GmbH	31.03.24	2,00 %	2017-25	-	-	127	127
Melkor UG	30.11.27	2,75 %	2017-27	170	169	195	194
	31.01.27	3,07 %	2017-28	124	124	148	148
	30.06.26	1,96 %	2017-26	335	335	418	418
Soldardach Wandersleben GmbH & Co. KG	31.03.26	2,59 %	2017-26	440	443	566	570
	30.12.25	2,53 %	2018-25	14	14	19	19
Soldardach LLG GmbH	31.12.32	1,65 %	2017-32	504	499	534	529
	30.12.34	2,10 %	2017-34	690	683	723	715
	30.12.31	2,30 %	2018-36	428	428	445	445
	30.12.28	1,80 %	2019-37	310	310	322	322
Soldardach Stieten GmbH & Co. KG	31.12.26	2,26 %	2017-26	518	519	621	623
Soldardach Steinburg GmbH	30.03.27	1,45 %	2017-35	473	471	493	491
Soldardach Neubukow GmbH & Co. KG	31.12.26	2,07 %	2017-26	466	467	559	560
ProVireo Solarpark 3 Schönebeck GmbH & Co. KG	30.09.30	1,54 %	2017-30	1.519	1.525	1.640	1.647
	30.09.30	1,99 %	2017-30	216	219	233	237
Lohengrin Solar UG	31.12.34	2,10 %	2017-34	501	496	525	520
	30.09.28	1,83 %	2019-36	444	411	462	458
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG	30.06.26	2,79 %	2017-26	510	510	638	638
	30.06.26	1,74 %	2017-26	168	168	211	211
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG	30.09.26	1,00 %	2017-26	286	286	343	343
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG	30.06.27	1,48 %	2017-27	211	211	247	247
	30.06.27	1,59 %	2017-27	72	72	83	83
	k.A.	EURIBOR 3M + 1,59%	2017-26	68	68	81	81
Säugling Solar GmbH & Co. KG	30.06.26	1,99 %	2019-26	2.133	2.123	2.667	2.653
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG	30.06.29	1,10 %	2017-29	490	482	539	530
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG	30.12.35	2,10 %	2018-35	1.949	1.941	2.033	2.025
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG	30.03.25	3,49 %	2017-25	872	904	947	986

	31.12.29	1,95 %	2018-29	904	895	987	977
Solarpark Carport Wolnzach GmbH & Co. KG	30.09.29	2,04 %	2017-29	562	572	611	618
	31.12.29	2,50 %	2017-29	480	468	523	509
Solarpark Gemini GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR	2017-31	2.513	2.602	3.017	2.963
Sphinx Solar GmbH & Co. KG	31.07.25	2,40 %	2017-25	57	57	76	76
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG	31.03.28	1,00 %	2017-24	-	-	196	195
	30.06.27	3,50 %	2017-27	2.198	2.202	2.532	2.541
Solarpark Zschornowitz GmbH & Co. KG	30.06.28	1,90 %	2019-37	1.097	1.083	1.141	1.127
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG	30.06.30	1,15 %	2020-38	4.141	4.124	4.289	4.271
Siebente Solarpark Zerle GmbH & Co. KG	30.06.26	3,40 %	2017-26	412	412	515	515
	30.06.25	4,60 %	2017-25	3	3	5	5
	30.01.29	2,35 %	2017-29	211	208	234	231
	k.A.	0,00 %	2017-31	239	199	244	200
Solarpark Zerle IV GmbH & Co. KG	30.06.26	1,05 %	2017-26	278	278	348	348
	30.01.29	3,60 %	2017-29	140	140	168	168
Vardar UG	31.08.25	2,37 %	2017-25	204	204	220	220
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	31.03.30	3,60 %	2017-30	2.770	2.629	3.011	2.845
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG	31.12.27	3,10 %	2017-27	260	261	297	299
	31.12.27	3,18 %	2017-27	729	732	833	838
Colexon 1. Solarprojectgesellschaft mbH & Co. KG	30.06.24	2,30 %	2017-24	57	57	115	115
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG	30.06.27	1,80 %	2018-27	1.199	1.199	1.251	1.250
	30.12.29	1,40 %	2020-37	386	386	400	400
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG	31.12.28	4,50 %	2018-28	182	193	200	213
	31.12.28	2,25 %	2018-28	143	144	159	160
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG	30.03.35	2,65 %	2018-35	2.401	2.489	2.512	2.608
	30.03.36	3,15 %	2018-36	400	427	417	466
Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG	31.12.27	1,85 %	2019-34	896	886	938	928
Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG	30.06.26	1,90 %	2019-33	2.961	2.978	3.125	3.144
Windpark Stetten II GmbH & Co. KG	30.06.31	2,10 %	2019-31	2.385	2.432	2.555	2.609
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.06.26	2,15 %	2017-26	3.464	3.464	4.159	4.159
	30.12.25	1,79 %	2017-25	2.590	2.565	3.453	3.419
	31.12.31	1,15 %	2022-39	1.978	1.966	2.046	2.033
Renewagy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	31.12.26	2,20 %	2017-26	887	883	1.066	1.060
Renewagy 21. Solarprojektgesellschaft mbH	k.A.	EURIBOR	2017-23	1.625	1.605	2.167	2.168
	31.12.25	3M + 1,3 % 2,30 %	2017-25	14	14	18	18
Renewagy 22. Solarprojektgesellschaft mbH	31.12.25	2,50 %	2017-25	845	836	1.127	1.114
	30.09.26	1,35 %	2017-34	422	422	443	443
Tristan Solar GmbH & Co. KG	30.12.29	2,16 %	2018-29	1.806	1.806	1.934	1.934
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG	30.03.28	1,82 %	2019-35	368	366	383	380
	31.12.28	1,78 %	2019-36	600	598	624	622
	30.03.28	1,82 %	2018-36	399	397	415	412
	31.12.28	1,78 %	2019-36	300	299	312	311
	30.06.28	1,82 %	2018-36	368	364	383	379
	31.12.28	1,78 %	2019-36	300	299	312	311
	30.06.28	2,45 %	2018-37	458	458	476	476
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG	31.07.28	1,95 %	2018-36	501	501	519	519
Soldach Derching GmbH & Co. KG	23.02.28	2,13 %	2018-29	1.005	1.009	1.108	1.112
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR	2019-24	62	61	123	124

Amatec PV Chemnitz GmbH & Co. KG	28.02.25	2,15 %	2018-33	1.440	1.452	1.510	1.524
Solarpark Rötzig GmbH & Co. KG	30.10.27	1,25 %	2020-27	261	262	285	286
	30.12.27	1,40 %	2020-27	264	269	287	292
	30.12.27	1,03 %	2020-27	322	321	345	343
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG	28.02.25	2,80 %	2018-31	607	624	653	673
	30.06.26	1,40 %	2018-34	101	99	107	104
	28.02.25	2,80 %	2018-31	294	303	316	326
	28.02.25	2,80 %	2018-31	564	580	606	624
	30.06.26	1,40 %	2018-34	101	99	107	104
	28.02.25	2,80%	2018-31	570	586	613	631
	30.06.26	1,40 %	2018-34	101	99	107	104
	k.A.	k.A.	2018-27	-	-	-	-
	30.09.26	2,00 %	2018-31	123	123	131	131
	k.A.	k.A.	2018-27	-	-	-	-
	k.A.	k.A.	2018-27	-	-	-	-
	30.03.24	2,75 %	2018-30	-	-	303	311
	30.09.26	2,00 %	2018-31	25	25	26	26
	k.A.	k.A.	2018-27	-	-	-	-
	28.02.25	2,80 %	2018-31	297	305	320	329
	30.03.25	2,80 %	2018-31	537	5552	576	594
	30.03.25	2,80 %	2018-31	528	543	567	584
	31.12.27	3,70 %	2017-27	765	765	875	875
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG	30.06.30	1,15 %	2020-37	371	371	386	386
Solarpark Draisdorf-Eggenbach GmbH & Co. KG	30.12.31	1,01 %	2022-41	8.400	8.379	8.640	8.619
	30.12.31	0,86 %	2022-31	1.076	1.076	1.146	1.146
PV Görke GmbH & Co. KG	30.06.28	2,25 %	2019-37	2.220	2.319	2.306	2.412
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG	30.12.29	1,40 %	2020-38	202	200	209	207
	30.12.29	1,40 %	2020-38	197	195	204	202
PV Gumtow GmbH & Co. KG	30.09.29	1,03 %	2020-39	2.151	2.151	2.222	2.222
	30.09.29	1,03 %	2020-39	417	417	431	431
Photovoltaik-Park Dessau-Süd GmbH & Co. KG	30.03.30	3,25 %	2021-33	870	955	920	1.015
Solarpark Schwerin GmbH & Co. KG	31.12.33	2,23 %	2015-33	3.800	3.658	4.000	3.844
7C Groeni BV	31.07.29	2,86 %	2021-29	168	176	184	194
	31.01.30	2,91 %	2021-30	103	109	113	119
	31.12.29	2,81 %	2021-29	315	330	343	362
	31.12.27	2,23 %	2021-27	169	173	192	198
Solar Park Blankenberg GmbH & Co. KG	05.01.26	4,60 %	2019-28	131	139	149	158
	31.03.28	3,25 %	2019-28	428	423	485	479
Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG	30.07.25	3,25 %	2019-28	740	777	827	873
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR	k.A.	513	516	587	591
Solarpark WO GmbH & Co. KG	30.06.29	1,40 %	2020-37	393	391	408	405
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	30.12.26	1,18 %	2021-37	995	992	1.034	1.030
REG PVA zwei GmbH & Co. KG	01.07.31	2,10 %	2020-35	1.295	1.339	1.351	1.399
	01.09.34	2,10 %	2020-37	157	164	163	170
	01.04.33	1,99 %	2020-35	509	522	531	546
	01.09.34	2,10 %	2020-37	277	288	288	299
	01.09.34	2,10 %	2020-37	393	408	408	424
MES Solar XX GmbH & Co. KG	31.03.31	0,99 %	2022-32	3.668	3.654	3.843	3.831
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.08.31	1,03 %	2021-38	5.558	5.546	5.745	5.733
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.03.31	1,14 %	2021-39	2.468	2.458	2.551	2.540
Solarpark Floating GmbH & Co. KG	30.12.39	1,50 %	2020-39	262	261	262	261
	30.06.30	1,10 %	2020-30	160	157	173	170
Soldach Walternierburg GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,15%	2013-29	347	342	379	372
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	30.12.38	1,20 %	2021-44	666	677	666	678
	k.A.	EURIBOR 3M +1,34 %	2021-41	4.686	4.843	4.824	4.990
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG	30.12.38	1,21 %	2021-29	1.469	1.476	1.520	1.527
Solarpark Zerle IV GmbH & Co. KG	30.09.38	1,33 %	2021-39	3.167	3.218	3.278	3.332

Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	30.09.35	1,42 %	2021-35	1.524	1.551	1.592	1.622
	30.09.39	1,16 %	2021-39	559	562	577	580
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	30.12.40	1,34 %	2021-40	3.853	3.958	3.970	4.081
	k.A.	1,20 %	2021-43	663	692	663	693
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG	30.09.30	2,15 %	2023-30	1.496	1.563	1.616	1.693
HCI Solarpark Igling-Buchloe GmbH & Co. KG	k.A.	k.A.	2020-23	-	-	-	-
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG	k.A.	k.A.	2020-23	-	-	-	-
	30.09.25	1,25 %	2020-25	368	368	490	491
	k.A.	k.A.	2020-23	-	-	-	-
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG	30.03.25	3,85 %	2020-27	1.252	1.313	1.445	1.524
	30.03.25	3,85 %	2020-27	1.755	1.846	2.005	2.123
Kontokorrent	k.A.	k.A.		49	49	59	59
<b>Gesamt</b>				<b>164.581</b>	<b>165.334</b>	<b>179.984</b>	<b>180.888</b>

Die Bankdarlehen sind mit den Photovoltaikanlagen, Grundstücken und Gebäuden (siehe Anhangsziffer 16) sowie mit heutigen und zukünftigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Stromverkauf oder Mieteinzahlungen (siehe Anhangsziffer 14) branchenüblich besichert. Zudem wurden Sichteinlagen mit einem Buchwert von TEUR 16.340 (2023: TEUR 11.466) (siehe Anhangsziffer 15) für bestimmte Bankdarlehen verpfändet. Dies sind die Schuldendienstreservekonten bzw. Bausparkonten, auf die im Zuge von planmäßigen Kapitaldiensten zugegriffen werden kann.

Zum Bilanzstichtag gab es Zinsabgrenzungen auf die oben dargestellten Darlehen i. H. v. TEUR 20 (2023: TEUR 40), die in den kurzfristigen Teil gesicherter Bankdarlehen und Zinsabgrenzungen dargestellt wurden.

Am 30. Juni 2024 wurden zwei Bankdarlehen im Zusammenhang mit Solarparks über einen Betrag von EUR 0,2 Mio. nicht vollständig ausgezahlt.

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

## 22.3. LEASINGVERBINDLICHKEITEN

Die ausstehenden Leasingverbindlichkeiten weisen zum Bilanzstichtag folgende Konditionen aus:

Leasingverbindlichkeiten in Verbindung mit				30.06.2024		31.12.2023	
in TEUR	Währung	Zinssatz *	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
einem Grundstück	EUR	2,0 %	2032	10	8	10	8
Solarparks Belgien	EUR		2029-2031	3.637	3.620	3.933	3.910
Gestattungsverträgen i. V. m. Solarparks	EUR	2,1 %	2020-2052	44.844	36.165	45.235	37.005
Gestattungsverträgen i. V. m. Windparks	EUR	1,6 %	2020-2043	1.561	1.356	1.561	1.346
Gestattungsverträgen i. V. m. sonstigen Vermögenswerten	EUR	2,2 %	2020-2027	82	79	98	94
<b>Gesamt</b>				<b>50.134</b>	<b>41.228</b>	<b>50.837</b>	<b>42.364</b>

\* Es handelt sich um den Grenzfremdkapitalzinssatz

Es lagen zum Bilanzstichtag keine Verstöße gegen Leasingverbindlichkeiten vor. Bedingte Mietzahlungen gab es im Berichtszeitraum wie auch im Vorjahrszeitraum nicht.

Die Entwicklung der Leasingverbindlichkeiten lässt sich folgender Tabelle entnehmen:

in TEUR	30.06.2024	31.12.2023
<b>Stand zum Anfang des Berichtszeitraums</b>	<b>42.364</b>	<b>39.057</b>
Konsolidierungskreisänderungen	-	5.566
Neue Leasingverhältnisse	459	1.708
Erworbene Leasingverhältnisse	-	-
Rückzahlung von Leasingverhältnissen	-2.219	-3.602
Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Windparks	-	-
Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Solarparks	120	-568
Aufzinsung von Leasingverhältnissen	376	699
Abgänge	-	-496
<b>Stand zum Ende des Berichtszeitraums</b>	<b>41.228</b>	<b>42.364</b>



## 22.4. UNGESICHERTE ANLEIHEN

### A. Optionsanleihe 2023

Der Konzern bilanziert eine Optionsanleihe aus dem Geschäftsjahr 2023, verschiedene Schuldscheindarlehen, sowie auch einige Crowdfunding-Darlehen, die als ungesicherte Anleihen ausgewiesen werden.

in TEUR

Optionsanleihe 2023	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	30.06.2024		31.12.2023	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Optionsanleihe 2023	2,50 %	2023-28	6.917	6.449	6.917	6.295
<b>Gesamt</b>			<b>6.917</b>	<b>6.449</b>	<b>6.917</b>	<b>6.295</b>

### B. Schuldschein 2018

Im Februar 2018 hat die 7C Solarparken AG erstmalig ein Schuldscheindarlehen mit einem Nennbetrag i. H. v. EUR 25 Mio. zu einem überwiegend fixierten durchschnittlichen Zins von ca. 2,78 % am Kapitalmarkt begeben. Das Schuldscheindarlehen ist in drei Tranchen mit 5 bzw. 7 Jahren Laufzeit unterteilt.

in TEUR

Schuldschein 2018	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	30.06.2024		31.12.2023	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche C	3,29 %	2025	10.000	9.979	10.000	9.939
<b>Gesamt</b>			<b>10.000</b>	<b>9.979</b>	<b>10.000</b>	<b>9.939</b>

Der Schuldschein 2018 ist im Februar 2025 fällig und wird aus diesem Grund in den kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten ausgewiesen.

### C. Schuldschein 2020

Im März 2020 hat die 7C Solarparken AG ein weiteres Schuldscheindarlehen mit einem Nennbetrag i. H. v. EUR 11,5 Mio. zu einem festen Zinssatz von ca. 1,80 % am Kapitalmarkt begeben. Das Schuldscheindarlehen hat eine Laufzeit vom 5 Jahren.

in TEUR

Schuldschein 2020	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	30.06.2024		31.12.2023	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	1,80 %	2025	11.500	11.491	11.500	11.471
<b>Gesamt</b>			<b>11.500</b>	<b>11.491</b>	<b>11.500</b>	<b>11.471</b>

Der Schuldschein 2020 ist im März 2025 fällig und wird aus diesem Grund in den kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten ausgewiesen.

Die Zinsen für Schuldschein 2018 (Tranche C) und für Schuldschein 2020 sind einmal jährlich im Februar (Schuldschein 2018) und März (Schuldschein 2020) fällig. Die Zinsen für Tranche A (Schuldschein 2020) werden halbjährlich den Schuldscheininvestoren entrichtet (im Februar und August). Somit wurden zum Bilanzstichtag TEUR 161 Zinsaufwendungen bzgl. des Schuldscheindarlehens abgegrenzt, die im kurzfristigen Teil gesicherter Bankdarlehen und Zinsabgrenzungen dargestellt wurden.

## D. Crowdfunding-Anleihen

Mit dem Erwerb des Tochterunternehmens 7C Groeni BV im Januar 2021 wurden projektbezogene Crowdfunding-Anleihen mit einem Buchwert vom EUR 1,3 Mio., die von individuellen Investoren gezeichnet wurden, übernommen. Die Projektanleihen dienen zur Finanzierung der Eigenmittel der Projekte der 7C Groeni BV. Am Bilanzstichtag stellen sich diese Anleihen wie folgt zusammen:

in TEUR

Projektanleihen	Fälligkeit	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	30.06.2024		31.12.2023	
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	Annuität	4,50 %-5,00 %	31.12.2028	526	585	526	585
Tranche B	Annuität	2,00 %	30.11.2025	30	34	30	34
Tranche C	Annuität	2,00 %	31.12.2025	7	7	7	7
Tranche D	Endfällig	2,00 %	31.12.2025	58	58	58	58
Tranche E	Annuität	1,75 %	28.11.2031	50	50	50	50
<b>Gesamt</b>				<b>671</b>	<b>734</b>	671	734

Der kurzfristige Teil dieser Anleihen betrug am 30. Juni 2024 TEUR 115 (2023: TEUR 119).

## 23. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

in TEUR

	30.06.2024	31.12.2023
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.312	4.459
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	121	45
Lang- und kurzfristige Zuwendungen der öffentlichen Hand	798	753
Sonstige kurzfristige Verbindlichkeiten	4.048	2.146
<b>Gesamt</b>	<b>9.279</b>	7.405

Die übrigen kurzfristigen sonstigen Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus Verbindlichkeiten aus der Umsatzsteuer (TEUR 1.510), Personalverbindlichkeiten (TEUR 177) und bedingten Gegenleistungen aus bedingten Kaufpreisen aus Konsolidierungskreisänderungen aus dem Vorjahr (TEUR 415) sowie aufgelaufenen Abgrenzungsposten (TEUR 500) und erhaltenen Kauttionen (TEUR 365). Die sonstigen kurzfristigen Verbindlichkeiten sind im Vergleich zum 31. Dezember 2023 um EUR 1,9 Mio. gestiegen. Dies ist hauptsächlich auf den Anstieg der Umsatzsteuerverpflichtungen (+ TEUR 1.357)

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen blieben zum Vorjahresende unverändert auf EUR 4,3 Mio.; Diese Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus unbezahlten Rechnungen an Generalunternehmer für Solaranlagen in Deutschland und Belgien, die sich noch im Bau befinden (EUR 0,2 Mio.), sowie ausstehende Betriebs- und Wartungsrechnungen EUR 0,5 Mio.

Der Konzern hat in den belgischen Investitionszuschussausschreibungsverfahren mehreren Zuschlägen erhalten, deren Auszahlung zum Bilanzstichtag noch nicht erfolgt war, jedoch durch den Konzern als so gut wie sicher eingeschätzt wurde. Zum Bilanzstichtag wies der Konzern derartige Investitionszuschüsse i. H. v. TEUR 798 (i. VJ.: TEUR 753) bilanziell aus.

## 24. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN

30.06.2024

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Projekt- geschäft	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>22.771</b>	<b>869</b>	<b>570</b>	<b>677</b>	<b>1.828</b>	<b>143</b>	<b>26.857</b>
Neue Rückstellungen	255						255
Erhöhung der Rückstellungen			66				66
In Anspruch genommene Rückstellungen		-70					-70
Auflösung von Rückstellungen		-10		-7			-17
Aufzinsung bzw. Abzinsung	456	3					458
<b>Stand zum 30. Juni 2024</b>	<b>23.482</b>	<b>792</b>	<b>636</b>	<b>670</b>	<b>1.828</b>	<b>143</b>	<b>27.552</b>

31.12.2023

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Projekt- geschäft	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
<b>Stand zum 1. Januar 2023</b>	<b>19.877</b>	<b>1.157</b>	<b>0</b>	<b>1.015</b>	<b>1.855</b>	<b>62</b>	<b>23.966</b>
Zugang durch Konsolidierungskreisänderungen	1.597						1.597
Neue Rückstellungen	859		570			81	1.507
Erhöhung der Rückstellungen		226					226
In Anspruch genommene Rückstellungen		-283		-140	-24		-448
Auflösung von Rückstellungen	-427	-241		-198	-4		-868
Aufzinsung bzw. Abzinsung	867	11					878
<b>Stand zum 31. Dezember 2023</b>	<b>22.771</b>	<b>869</b>	<b>570</b>	<b>677</b>	<b>1.828</b>	<b>143</b>	<b>26.857</b>

### A. RÜCKBAUVERPFLICHTUNGEN

Die Rückbauverpflichtungen betreffen die Kosten, die nach Betriebsende einer Solar- und Windkraftanlage, d. h., nach 10 bis 30 Jahren entstehen, wenn diese zurückgebaut wird. Die Rückbaukosten werden vom Konzern geschätzt. Es wird dabei ein vom Markt abgeleiteter Preis je kWp zum Rückbau angenommen, der mit einer geschätzten Preissteigerungsrate bis zum Zeitpunkt des Rückbaus aufgezinst wird. Dieser Betrag wird zum diskontierten Wert in einer Summe angesetzt und jedes Jahr aufgezinst.

## **B. GEWÄHRLEISTUNGEN**

Die Rückstellung für Gewährleistungen bezieht sich hauptsächlich auf Anlagen, die in der Vergangenheit von der COLEXON gebaut wurden und für die es Gewährleistungsrisiken gibt. Die Risiken in Bezug auf die Wahrscheinlichkeit als auch auf den Umfang wurden im Rahmen der Kaufpreisallokation geschätzt und seit dem Erstantritt kontinuierlich überprüft. Für alle angesetzten Rückstellungen sind Beweissicherungsverfahren bzw. Rechtstreite eingeleitet.

Die erste Instanz einzelner Rechtstreite wurde bereits vollendet, und der Konzern bzw. der Altkunde hat gegen das Urteil Berufung eingelegt. Die Inanspruchnahmen dieser Garantien bzw. Urteile in erster oder zweiter Instanz werden nach größter Wahrscheinlichkeit in einem Zeitraum zwischen ein und zwei Jahren stattfinden. Die Schätzungen der Höhe und des Umfangs der Inanspruchnahme beruhen auf langjähriger Erfahrung mit Altkunden der COLEXON, die jedoch einer gewissen Unsicherheit unterliegen. Die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme ist eher als hoch einzuschätzen.

## **C. EINZELRISIKEN**

Die Einzelrisiken bestehen aus übernommenen Eventualverbindlichkeiten (welche gemäß IFRS 3 im Rahmen der Kaufpreisallokation angesetzt wurden und nun fortgeführt werden).

Erstens ergeben sich Einzelrisiken aus Rückkaufverpflichtungen einzelner Anlagen, die von der COLEXON gebaut wurden. Die Rückkaufverpflichtungen können erst in 6 Jahren Auswirkungen zeigen.

Zweitens ergibt sich ein Prozessrisiko i. V. m. einer von der COLEXON gebauten Anlage. Der Zeitpunkt der Erfüllung wird nach Schätzung des Konzerns innerhalb von zwei bis drei Jahren sein. Der Umfang und die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme ist als sehr hoch einzustufen, obwohl der Ausgang der Verfahren zum Bilanzstichtag äußerst schwer einzuschätzen ist. Bzgl. der Höhe der Inanspruchnahme bestehen abhängig von den Verfahrensausgängen naturgemäß erhebliche Unsicherheiten. Die Ressourcenabflüsse können daher deutlich niedriger oder signifikant höher ausfallen.

## **D. GRUNDBESITZ UND LEASINGVERHÄLTNISSE**

Der Konzern hat im Rahmen eines Unternehmenserwerbs nach IFRS 3 im Jahr 2017 die Verpflichtung im Rahmen eines Leasingverhältnisses übernommen, die Dächer, auf denen der Konzern eigene Solardachanlagen betreibt, instand zu halten. Der Konzern hat festgestellt, dass es bei der Instandhaltung der Dächer im Vorerwerbszeitraum zu Reparaturrückständen gekommen ist. Der Konzern wurde weiterhin von der Vertragspartei aufgefordert, die Instandhaltungsrückstände vorzunehmen. Der Konzern befindet sich derzeit mit der Vertragspartei in Verhandlungen, ob sowie in welchem Zeitraum und in welchem Umfang noch genauere definierende Instandhaltungsmaßnahmen vorzunehmen sind. Der Konzern stuft jedoch den Mittelabfluss als wahrscheinlich ein und hat entsprechend einer Rückstellung dafür gebildet. Bzgl. der Höhe der Inanspruchnahme bestehen jedoch abhängig von den Verhandlungen mit der Vertragspartei naturgemäß erhebliche Unsicherheiten. Die Ressourcenabflüsse können daher niedriger oder höher ausfallen.

Der Konzern hat ein Grundstück im Eigentum, auf dem im Berichtszeitraum Altlasten ausfindig gemacht worden sind. Die Pflicht zur Beseitigung der Altlasten obliegt nach Gesetz dem Grundstückseigentümer, sodass der Konzern einen Mittelabfluss als wahrscheinlich einstuft. Der Konzern hat im Berichtszeitraum dazu eine Rückstellung gebildet. Es bestehende erhebliche Unsicherheit bzgl. des Umfangs der Altlasten, der Beseitigungskosten sowie

des Zeitraums, in dem die Altlasten entfernt werden sollen, sodass die Inanspruchnahme der Rückstellung mit einer großen Unsicherheit verbunden ist. Die Ressourcenabflüsse können daher niedriger oder höher ausfallen.

## **E. RÜCKSTELLUNGEN I. V. M. DEM PROJEKTGESCHÄFT**

Der Konzern betreibt derzeit eine Solaranlage, die mit hoher Wahrscheinlichkeit aus Sicherheitsgründen vom bestehenden Standort abgebaut und an einem neuen Standort neu aufgebaut werden soll. Es wurde für den Fall, dass dieses Risiko tatsächlich eintritt, eine Rückstellung i. H. v. EUR 0,2 Mio. gebildet.

Der Konzern hat außerdem Rückstellungen i. H. v. EUR 0,4 Mio. gebildet für Beträge, die u. U gezahlt werden müssen, wenn Unterlagen i. V. m. Solarparks, die die Vergangenheit, im vorliegenden Fall häufig den Vorerwerbszeitraum, betreffen, nach Aufforderung nicht, nicht vollständig oder nicht in angemessener Zeit vorgelegt werden können.

## **25. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN**

### **25.1. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN**

#### **A. VERGÜTUNG DER MITGLIEDER DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN**

Die Vergütung der Mitglieder des Managements in Schlüsselpositionen umfasst:

<b>in TEUR</b>	<b>2024H1</b>	<b>2023H1</b>
Kurzfristig fällige Leistungen	211	279
<b>Gesamt</b>	<b>211</b>	<b>279</b>

Die Vergütung für die bestehenden Mitglieder des Managements betrug für das erste Halbjahr 2024 TEUR 211 (2023H1: TEUR 279) für ihre Funktionen im Konzern (mittelbar und unmittelbar).

## B. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vorstandsmitglieder verfügen über 2,3 % der Stimmrechtsanteile des Unternehmens am Tag der Veröffentlichung.

Der zusammengefasste Wert der Geschäftsvorfälle und der ausstehenden Salden in Zusammenhang mit Mitgliedern des Managements in Schlüsselpositionen und Unternehmen, über die sie die Beherrschung oder maßgeblichen Einflüsse haben, waren wie folgt:

in TEUR	Werte der Geschäftsvorfälle		Salden ausstehend zum 30. Juni	
	2024H1	2023H1	2024H1	2023H1
Geschäftsvorfall				
Dienstleistung (*)	1	-	-	-
Fremdleistung (**)	69	29	-	-

(\*) der Konzern erbringt Buchführungsdienstleistungen für eine Gesellschaft eines Vorstands des Konzerns.

(\*\*) Ein Vorstand stellte dem Konzern mittelbar über eine Gesellschaft im Geschäftsjahr eine Mitarbeiterin zur Verfügung. Diese Transaktion wurde als Fremdleistung in den betrieblichen Aufwendungen erfasst und hier separat dargestellt. Die Überlassung von Mitarbeitern wird zu Marktwerten abgegolten.

## C. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES AUFSICHTSRATS

Es gab weder im Berichtszeitraum noch im Vorjahreszeitraum Geschäftsvorfälle oder ausstehende Salden aus solchen Geschäftsvorfällen im Zusammenhang mit Mitgliedern des Aufsichtsrats oder Unternehmen, über die sie die Beherrschung oder maßgeblichen Einflüsse haben.

## D. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT UNTERNEHMEN, DIE NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTET WERDEN

in TEUR	Viriflux BV	Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG
Verkauf von Dienstleistungen	1	3
Sonstiger betrieblicher Ertrag	-	-

## E. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT SONSTIGEN NAHESTEHENDEN PERSONEN

Im Berichtszeitraum gab es keine Geschäftsvorfälle mit sonstigen nahestehenden Personen.

## 26. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG

### ANPASSUNG DER PROGNOSE FÜR DAS GESAMTJAHR

Am 1. Juli 2024 hat der 7C Solarparken Konzern eine Verringerung seiner EBITDA Prognose für das Geschäftsjahr 2024 auf eine Spanne von EUR 46 bis 52 Mio. (davor: „mindestens EUR 57 Mio.“) bekanntgegeben (siehe auch Prognosebericht). Die Prognose für den Cashflow pro Aktie (CFPS) für 2024 wurde auf eine Spanne von EUR 0,43 bis 0,50 pro Aktie verringert (davor „mindestens EUR 0,57 pro Aktie“). Grund dafür waren zwei Effekte: ein operativer Effekt von EUR 5,0 Mio. aufgrund schlechter Witterung, niedriger Strompreise und einer verspäteten Inbetriebnahme von Neubauprojekten sowie einem Einmaleffekt von bis zu EUR 6,0 Mio. aufgrund einer Wertminderung für das Reuden Süd Projekt (Details siehe dem Konzernzwischenlagebericht).

## 27. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS

2023	Steht für das volle Geschäftsjahr 2023 vom 1. Januar bis zum 31. Dezember
2023H1/2024H1	Steht für das erste Geschäftshalbjahr 2023 bzw. 2024 jeweils bezogen auf den Zeitraum vom 01. Januar bis zum 30. Juni
EPC	Steht für Engineering, Procurement and Construction und betrifft den Vertragsgegenstand eines Kauf- oder Werkvertrages, der Design, Komponentenbeschaffung und den Bau einer PV-Anlage zum Vertragsgegenstand hat
B&W	Betrieb und Wartung, auch Operation & Maintenance (O&M) genannt
COLEXON	Der börsennotierte Konzern oder die Gesellschaft, bevor sie am 9. September 2014 übernommen wurde
Einspeisevergütung	Die Vergütung, die für den ins Netz eingespeisten Strom bezahlt wird
Direktvermarktung	Stromverkauf an der EEX-Börse
EEG	Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) in der jeweils anzuwendenden Fassung z.B. EEG 2017
GW	Gigawatt
GWp	Gigawatt Peak
Mitglied des Managements	Die Vorstandsmitglieder selbst, sowie auch die Gesellschaften, die von den Vorstandsmitgliedern beherrscht werden und die im Management tätig sind
MWp	Megawatt Peak
kWp	Kilowatt Peak
AktG	Aktiengesetz
HGB	Handelsgesetzbuch
IFRS	International Financial Reporting Standards
PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
PV Estate	Erwerb von Immobilienobjekten, die (teilweise) für die Erzeugung von Solarstrom genutzt werden



## 28. ORGANE DER GESELLSCHAFT

### A. MITGLIEDER DES VORSTANDS

<b>Steven De Proost</b>	
CEO	Seit 01.06.2014
Wohnort	Betekom, Belgien
Ausbildung	Wirtschaftsingenieur

<b>Koen Boriau</b>	
CFO	Seit 28.05.2014
Wohnort	Antwerpen, Belgien
Ausbildung	Master Wirtschaftswissenschaften

### B. MITGLIEDER DES AUFSICHTSRATS

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

<b>Bridget Woods</b>	
Mitglied	Seit 17. Dezember 2015
Stellvertretender Vorsitzender	Seit 15. Juli 2016
Berufliche Tätigkeit	Unternehmensberaterin
Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:	
<ul style="list-style-type: none"><li>- Verwalterin, Quintel Intelligence Ltd., London, Großbritannien</li><li>- Verwalterin, Quintel Advisory Services Ltd., London, Großbritannien</li></ul>	

**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

Berufliche Tätigkeit Geschäftsführer Defada BV, Brügge, Belgien

CEO Vlaamse Energieholding BV, Torhout, Belgien

Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB bis zum Tag seines Ablebens:

- Vorsitzender des Verwaltungsrats, Luminus NV, Brüssel/Belgien
- Verwalter, Northwind NV, Brüssel, Belgien
- Verwalter, Publipart NV, Brüssel, Belgien
- Verwalter, Publi-T 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

\*Wir bedauern das Ableben von Herrn De fauw wenige Tage vor der Veröffentlichung des Halbjahresberichts melden zu müssen. Wir wünschen seiner Familie und Angehörigen, sowie den Vielen, die er mit seiner respektvollen und freundlichen Persönlichkeit berührt hat, herzliches Beileid und Kraft.

Bayreuth, 24. September 2024

Steven De Proost  
Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau  
Finanzvorstand (CFO)

## WEITERE INFORMATIONEN

## VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER

„Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen des Konzernzwischenabschlusses ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und dass im Konzernzwischenlagebericht der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses sowie die Lage der Gesellschaft bzw. des Konzerns so dargestellt werden, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird und die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung des Konzerns beschrieben sind.“

Bayreuth, 24. September 2024

Steven De Proost

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

Finanzvorstand (CFO)

## 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.