

7c solarparken



7C SOLARPARKEN AG KONZERN

GESCHÄFTSBERICHT 2022

INHALTVERZEICHNIS

BERICHT DES VORSTANDS	3
BERICHT DES AUFSICHTSRATS	5
ZUSAMMENGEFASSTER LAGEBERICHT FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM 1. JANUAR 2022 BIS 31. DEZEMBER 2022	9
KONZERNABSCHLUSS FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM 1. JANUAR 2022 BIS 31. DEZEMBER 2022	77
VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER	186
BESTÄTIGUNGSVERMERK DES ABSCHLUSSPRÜFERS	187

BERICHT DES VORSTANDS

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

Wir freuen uns Ihnen heute unseren Geschäftsbericht 2022 präsentieren zu dürfen, denn wir können über ein Geschäftsjahr berichten, in dem unser Geschäft mit drei Motoren vorangetrieben wurde.

Erstens konnte der Konzern im Geschäftsjahr 2022 von hohen Strompreisen profitieren, die durch die Sanktionen gegen Russland infolge des Ukraine-Krieges auf den (europäischen) Energiemärkten vorherrschten und eine Erhöhung des durchschnittlichen Einspeisepreises von effektiv 15% ermöglichten. Eine sehr erfreuliche Sonneneinstrahlung im Geschäftsjahr hat andererseits dazu beigetragen, dass der spezifische Ertrag unseres IPP-Portfolios in 2022 um 10% gegenüber dem Vorjahr zugenommen hat. Zusammen mit dem stetigen Ausbau unseres IPP-Portfolios von durchschnittlich 295 MWp im Geschäftsjahr 2021 auf durchschnittlich 341 MWp im Berichtsjahr erhöhte sich die Stromproduktion im Geschäftsjahr um 29% auf 348 GWh (i.VJ.: 270 GWh).

Die Kombination von hohen Strompreisen, hoher Einstrahlung und Erweiterung des Anlagenportfolios hat dazu geführt, dass 7C Solarparks Rekordergebnisse im Geschäftsjahr 2022 erzielen konnte. Die finanziellen Eckdaten des Geschäftsjahres 2022 sprechen für sich: 7C Solarparks erzielte im Geschäftsjahr 2022 Umsatzerlöse in Höhe von EUR 85,8 Mio. (i.VJ: EUR 56,2 Mio.). Das EBITDA erhöhte sich auf EUR 74,7 Mio. (i.VJ: EUR 48,6 Mio.), was einer deutlichen Steigerung um 53,7% entspricht. Damit wurde auch der prognostizierte Wert des EBITDA von EUR 55,4 Mio., der zuletzt im November 2022 im Rahmen der Veröffentlichung der Q3 2022 Zahlen auf EUR 70,0 Mio. erhöht wurde, deutlich erfüllt bzw. überschritten. Auch unser Cashflow je Aktie (CFPS) übertraf die Prognose aus dem Geschäftsbericht 2021 (EUR 0,61 je Aktie), die im November 2022 auf EUR 0,70 je Aktie erhöht wurde, und stieg auf EUR 0,85 je Aktie im Jahr 2022. Darüber hinaus überschritt die Eigenkapitalquote mit 41% zum ersten Mal in unserer Firmengeschichte die Marke von 40%.

In unserer Prognose vom letzten Geschäftsjahr waren wir zurecht davon ausgegangen, dass die erhöhten Strompreise eine politische Reaktion nach sich ziehen würden. Es hat jedoch viel länger gedauert, bis diese tatsächlich in Gesetzestexte umgesetzt wurde. Im Laufe des dritten Quartals haben sich damalige Befürchtungen angesichts der hohen Energiepreise, mit den - wenn auch zeitlich beschränkten - Marktinterventionen in Form von Strompreisdeckelungen in unseren aktiven Märkten Deutschland und Belgien bewahrheitet. Diese hatten aber auf die Zahlen von 2022 noch keinen wesentlichen Einfluss, da die Preisdeckelungen in Belgien rückwirkend ab August 2022 galten und in Deutschland ab dem ertragsschwachen Dezember 2022.

Operativ haben die regulatorischen Eingriffe in die Erzeugungsleistung unserer Anlagen durch das sogenannte Redispatch 2.0, das im Oktober 2021 zum Schutz vor einer Überlastung des Stromnetzes eingeführt wurde, noch immer zu Abschaltungen aufgrund von Netzengpässen geführt. Dadurch dass, die Abrechnungen bei den Netzbetreibern zunehmend besser funktionieren, wurden die Entschädigungen für die erlittenen Stromverluste, wenn auch manchmal mit einer sehr großen Zeitverschiebung, größtenteils erstattet. Weiterhin beobachten wir bei der Beschaffung von Komponenten (z.B. Trafos) sowie bei den Netzanschlüssen für unsere neuen Projekte erhebliche Verzögerungen im Markt. Dies führt dazu, dass es regelmäßig bis zu einem Jahr dauert, um eine neue Solaranlage mit einem Trafo zu versehen und ans Netz anzuschließen.

Der Vorstand hält jedoch unverändert den Wachstumskurs mit dem Fokus auf 525 MWp für unser IPP-Portfolio bis Ende 2024. Für 2023 planen wir unsere Kapazität auf 460 MWp auszubauen. Im ersten Quartal 2023 haben wir bereits bekannt gegeben, dass wir uns mit unserem IPP-Portfolio bis spätestens 2030 zu einem 1 GWp Spieler entwickeln wollen.

Unter Berücksichtigung des aktuellen Bestandsportfolios von 422 MWp und der Verringerung der Strompreise, die sich bereits jetzt auf den Strommärkten spürbar gemacht haben sowie normalen Witterungsverhältnissen, erwartet der Vorstand für den Konzern bei seiner Prognose für das Geschäftsjahr 2023 Umsatzerlöse i.H.v. EUR 66,0 Mio. Das EBITDA für das Geschäftsjahr 2023 wird mit EUR 57,0 Mio. prognostiziert. Der Vorstand geht für den Konzern davon aus, dass der Konzern ein CFPS von EUR 0,60 je Aktie erwirtschaften kann.

Die Anteilseigner der 7C Solarparken AG wollen wir, wie im vergangenen Jahr, in angemessener Weise an der positiven Ergebnisentwicklung des Unternehmens beteiligen. Wegen dem äußerst erfolgreichen Geschäftsjahr 2022 schlagen wir daher die Ausschüttung einer Dividende von EUR 0,12 je Aktie vor. Dies entspricht einer Steigerung gegenüber dem Vorjahr von 8,3% (2021: EUR 0,11).

Wir möchten an dieser Stelle allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der 7C Solarparken unseren Dank für die im Laufe des Berichtsjahres erzielten Fortschritte aussprechen. Unser Dank gilt auch den Mitgliedern des Aufsichtsrats für ihren geleisteten Beitrag, unseren Aktionären für ihre Unterstützung und ihr Vertrauen sowie unseren zahlreichen Stakeholdern und Geschäftspartnern.

Bayreuth, 5. April 2023

Steven De Proost

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

Finanzvorstand (CFO)

BERICHT DES AUFSICHTSRATS

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

Sehr geehrte Damen und Herren,

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

Wegen der Corona-Pandemie wurden einige Aufsichtsratssitzungen auch in diesem Geschäftsjahr als Videokonferenz durchgeführt. Dabei war der Aufsichtsrat in seiner Funktion jedoch zu keiner Zeit eingeschränkt und konnte sich jederzeit mit dem Vorstand über die wichtigen Themen des Geschäftsjahres austauschen und beraten. An allen Sitzungen nahmen stets alle Mitglieder des Aufsichtsrats und auch der Vorstand teil. Wichtige und eilbedürftige Beschlüsse wurden im Umlaufverfahren gefasst.

Der Aufsichtsrat zeigt sich erfreut über den positiven Verlauf des Geschäftsjahres 2022 und das Erreichen bzw. Übertreffen der Prognose 2022. Die vom IPP-Portfolio erzeugte Energie reicht aus, um mehr als 100.000 Drei-Personen-Haushalte mit Strom zu versorgen und mehr als 350.000 Tonnen CO₂ einzusparen. Damit trägt das Unternehmen wesentlich zum Wandel zu einer nachhaltigen Volkswirtschaft bei.

GRUNDLEGENDE INFORMATIONEN

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

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

WESENTLICHE THEMENSTELLUNGEN IM BERICHTSZEITRAUM

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

- der Überprüfung der Geschäftsentwicklung aller Konzerngesellschaften sowie der Liquiditäts- und Finanzlage;
- der strategischen Unternehmensplanung inklusive der Betrachtung/Diskussion von M&A, Finanzierungs- sowie allgemeinen Geschäftschancen;
- der im Berichtsjahr getätigten Akquisitionen und Neufinanzierungen;
- der Beobachtung des Risikomanagements, insbesondere in Bezug auf die Gewährleistungs- sowie Einzelrisiken aus der früheren Generalunternehmertätigkeit der 7C Solarparken AG (damals: Colexon Energy AG)
- der Verfolgung/Erfüllungen der Zielvorgaben des strategischen Geschäftsplans 2020-2024, insbesondere der sich hieraus ergebenden Chancen;
- Kapitalmaßnahmen, welche nachstehend genauer erläutert werden; insgesamt stimmte der Aufsichtsrat im Geschäftsjahr 2022 zwei Barkapitalerhöhungen mit einem Gesamtvolumen i. H. v. EUR 15,9 Mio. zu.

WESENTLICHE BESCHLÜSSE DES AUFSICHTSRATS

Im Einzelnen wurden folgende wesentlichen Beschlüsse gefasst:

- Zustimmung einer Neufinanzierung des Solarparks Draisdorf-Eggenbach mit einem Volumen i.H.v. EUR 10,3 Mio. (3. März 2022);
- Feststellung des Jahresabschlusses für das Geschäftsjahr 2021 nebst zusammengefasstem Lagebericht; der Jahresabschluss war damit festgestellt (7. April 2022);
- Billigung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr 2021 nebst zusammengefasstem Lagebericht (7. April 2022);
- Verabschiedung der Durchführung der ordentlichen Hauptversammlung in Form einer virtuellen Hauptversammlung und der Einladung für die ordentliche Hauptversammlung 2022 am 21. Juli 2022 (1. Juni 2022);
- Zustimmung zu einer Kapitalerhöhung von EUR 76.362.473 auf bis zu EUR 78.097.983 durch Ausgabe von bis zu 1.735.510 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien gegen Bareinlagen unter teilweiser Ausnutzung des bestehenden genehmigten Kapitals mit Bezugsrecht für die Aktionäre (12. August 2022);
- Zustimmung zu einer Kapitalerhöhung von EUR 78.097.983 auf bis zu EUR 79.847.983 durch Ausgabe von bis zu 1.750.000 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien gegen Bareinlagen unter teilweiser Ausnutzung des bestehenden genehmigten Kapitals und unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre (25. September 2022);
- Zustimmung des Erwerbs aller Kommanditanteile an der Green City Solarpark Schwerin & Co. KG (22. Dezember 2022).

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

PERSONELLE VERÄNDERUNGEN IM VORSTAND UND IM AUFSICHTSRAT

VORSTAND

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

AUFSICHTSRAT

Es gab im Geschäftsjahr keine personellen Änderungen im Aufsichtsrat.

DEUTSCHER CORPORATE GOVERNANCE KODEX

Aufsichtsrat und Vorstand haben am 15. Februar 2022 die Entsprechenserklärung nach § 161 AktG des Geschäftsjahres 2021 verabschiedet und auf der Website des Unternehmens (www.solarparken.com) dauerhaft zugänglich gemacht. Etwaige Abweichungen vom Deutschen Corporate Governance Kodex werden in dieser Erklärung offengelegt und erläutert. Über die Corporate Governance bei 7C Solarparken berichtet der Vorstand auch für den Aufsichtsrat im Corporate Governance Teil des Geschäftsberichts.

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

JAHRESABSCHLUSS 2022

Auf der ordentlichen Hauptversammlung am 21. Juli 2022 haben die Aktionäre der Gesellschaft die Baker Tilly GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Niederlassung Nürnberg, zum Abschlussprüfer für den Jahres- und Konzernabschluss 2022 der 7C Solarparken AG gewählt. Der Aufsichtsrat hat der Baker Tilly GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft unter Beachtung der Regelungen des Deutschen Corporate Governance Kodex hinsichtlich der Zusammenarbeit zwischen Aufsichtsrat und Wirtschaftsprüfer den Prüfungsauftrag erteilt.

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

Allen Aufsichtsratsmitgliedern wurden die Jahresabschlussunterlagen und die Prüfungsberichte des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2022 rechtzeitig vor der bilanzfeststellenden Sitzung für eine eigene Prüfung zugesendet. Diese Unterlagen waren in der Bilanzaufsichtsratssitzung am 5. April 2023 im Beisein des Abschlussprüfers Gegenstand umfangreicher Erörterungen. Der Abschlussprüfer berichtete über die wesentlichen Ergebnisse seiner Prüfungen und stand für Fragen des Aufsichtsrats zur Verfügung. Ferner berichtete er, dass keine Umstände vorliegen, die die Besorgnis einer Befangenheit begründen könnten. Der Aufsichtsrat stimmte den Ergebnissen der Abschlussprüfung zu. Nach dem abschließenden Ergebnis seiner eigenen Prüfung billigte er den Jahres- und den Konzernabschluss 2022. Damit ist der Jahresabschluss gemäß § 172 AktG festgestellt.

GEWINNVERWENDUNGSVORSCHLAG

Der Vorstand der Gesellschaft hat vorgeschlagen, den Bilanzgewinn von EUR 13.147.049,65 zur Ausschüttung einer Dividende von EUR 0,12 je im Zeitpunkt der anstehenden ordentlichen Hauptversammlung für das Geschäftsjahr 2022 stimmberechtigte und dividendenberechtigte Stückaktie zu verwenden, und den Restbetrag auf neue Rechnung vorzutragen. Der Aufsichtsrat hat dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands zugestimmt.

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

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

Bayreuth, 5. April 2023

Hr. Joris De Meester

Vorsitzender des Aufsichtsrats

ZUSAMMENGEFASSTER LAGEBERICHT

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM

1. JANUAR 2022 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2022

7C Solarparken AG, Bayreuth

INHALTSVERZEICHNIS

GRUNDLAGEN DES KONZERNS	11
GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR.....	11
ANLAGENBESTAND	14
ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS	16
VERGÜTUNGSSÄTZE DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS	19
ABSCHLUSS EINER STROMPREISSWAP-VEREINBARUNG	21
VERGÜTUNGSSÄTZE DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS.....	21
ZIELE UND STRATEGIEN	24
INTERNES STEUERUNGSSYSTEM	27
WIRTSCHAFTSBERICHT	29
GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMEN-BEDINGUNGEN.....	29
WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS (<i>BERICHTERSTATTUNG AUF BASIS DES IFRS KONZERNABSCHLUSSES</i>)	45
WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DER 7C SOLARPARKEN AG	53
PROGNOSEBERICHT.....	57
MUTTERGESELLSCHAFT.....	57
KONZERN	57
RISIKO- UND CHANCENBERICHT	59
RISIKEN.....	59
CHANCEN	67
WESENTLICHE MERKMALE DES INTERNEN KONTROLLSYSTEMS UND DES RISIKOMANAGEMENTSYSTEMS IM HINBLICK AUF DEN RECHNUNGS-LEGUNGSPROZESS	69
GESAMTBEURTEILUNG	70
WEITERE GESETZLICHE ANGABEN.....	71
I. ERKLÄRUNG ZUR UNTERNEHMENSFÜHRUNG GEMÄß §§ 315D, 289F HGB.....	71
II. ZUSAMMENSETZUNG DES AUFSICHTSRATS.....	71
III. ANGABEN GEMÄß § 315A ABS. 1 UND § 289A ABS.1 HGB SOWIE ERLÄUTERNDER BERICHT DES VORSTANDS	73

GRUNDLAGEN DES KONZERNS

GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR

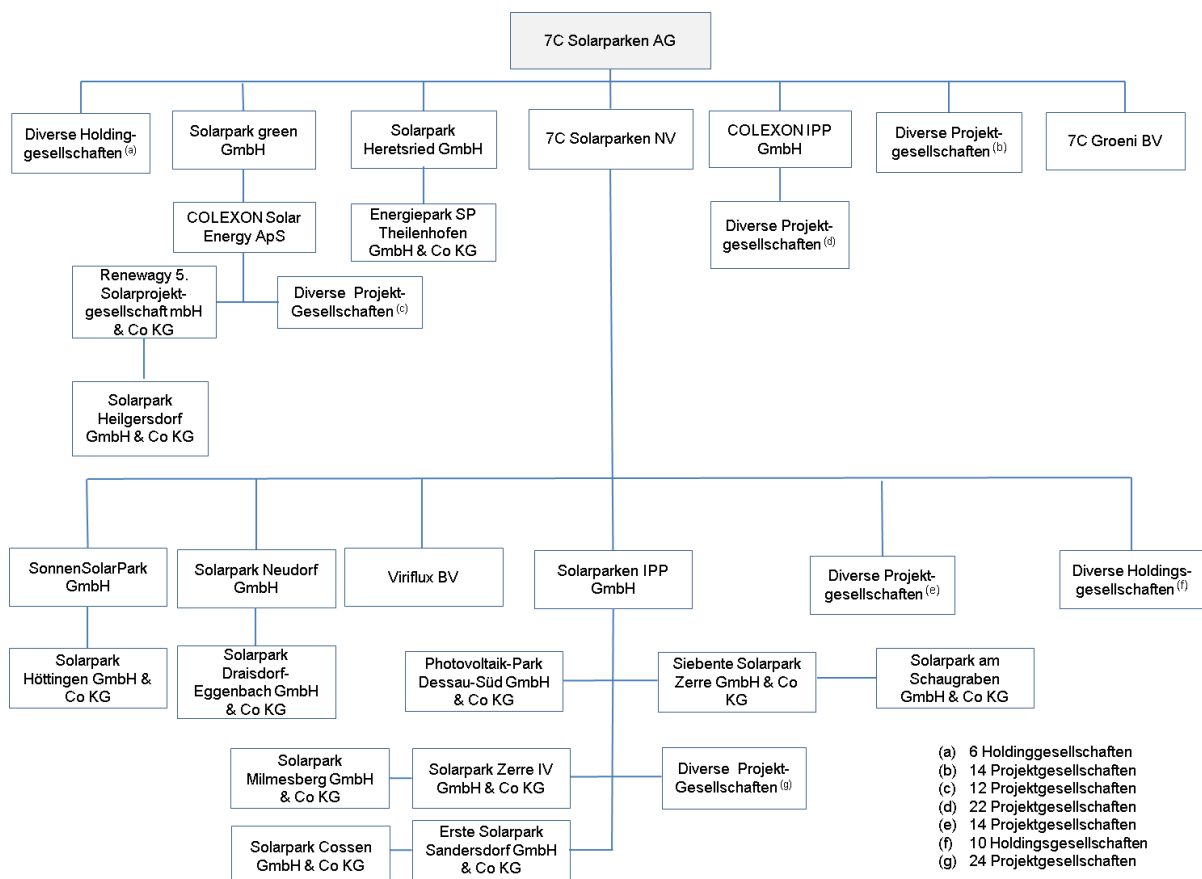
Der 7C Solarparken-Konzern (im Folgenden kurz 7C Solarparken oder der Konzern genannt) hat als Tätigkeitsschwerpunkt den Verkauf von Strom aus Solar-/Windenergieanlagen, sowie den Erwerb, den Betrieb und die laufende Optimierung dieser Anlagen.

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

Darüber hinaus verwaltet der Konzern sein im Eigentum befindliches Immobilienportfolio im sogenannten PV Estate, in dem sich eigene Grundstücke und Gebäude befinden, 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. Derzeit werden 70,3 MWp PV-Bestandsanlagen vom Konzern betreut.

Die Konzernstruktur zum 31. Dezember 2022 stellt sich wie folgt dar:



Mutterunternehmen des Konzerns ist die 7C Solarparks 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 115 inländischen und 11 ausländischen Tochtergesellschaften.

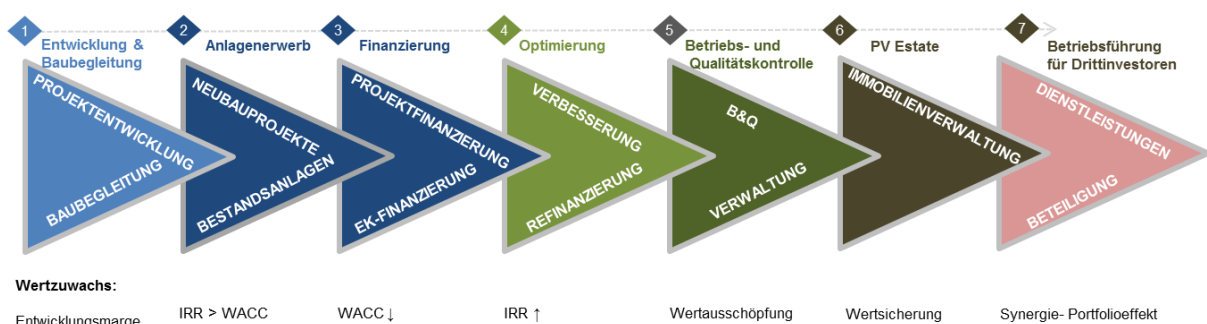
Die 7C Solarparks AG, Bayreuth, stellt in ihrer Funktion als oberstes Mutterunternehmen des Konzerns einen Konzernabschluss nach den Regelungen der IFRS sowie den ergänzenden Bestimmungen nach § 315e Abs. 1 i. V. m. Abs. 3 HGB auf.

WERTSCHÖPFUNGSMODEL

7C Solarparks 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 sowie im zweiten Heimmarkt Belgien. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) garantiert der deutsche Staat feste Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien über einen Zeitraum von 20 Jahren. Investments dieser Art erwirtschaften demzufolge vorhersehbare Cashflows. Da mit dem Jahr der Inbetriebnahme der Einspeisesatz 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 betroffen.

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.

Das Unternehmen bietet demnach eine Kombination von sicheren Erträgen für Investoren, die Wert auf Rendite legen sowie risikoarme Optimierung und Expansion des Portfolios für Investoren, denen Wachstum wichtig ist. 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 in seinen Entscheidungen auf einen ressourcenschonenden Ansatz, der auf eine nachhaltige Entwicklung und Nutzung der Anlagen und deren Wert abzielt. Ziel ist es, die Anlagen während der Laufzeit der Einspeisevergütung und, soweit möglich, darüber hinaus in ihrer Substanz zu erhalten. Angesichts der langfristigen und nachvollziehbaren Cashflows sind die Solar- und Windparks der Gesellschaft grundsätzlich in einem Verhältnis von 25 % Eigenkapital und 75 % 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 Risikominimierung für den Konzern.

Der Konzern verfügt auch über ein eigenes Projektentwicklungsgeschäft in beiden Heimmärkten, 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 werden, 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 Solarparken bei Neubauprojekten auch in der Bauplanung, der Anschaffung der Hauptkomponenten (v. a. 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 guten 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 Solarparken im PV Estate Eigentum an Grundstücken und Gebäuden/Hallen in Bezug auf unternehmenseigene oder unternehmensfremde PV-Anlagen sowie neue Solarprojektentwicklungen. Diese Investitionen ermöglichen es der Gesellschaft, durch die Einsparung der jährlichen Pachtkosten der PV-Parks eine wiederkehrende Rendite zu erzeugen 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 10 MWp. Der strategische Fokus hat sich im Laufe des Jahres 2020 aufgrund der Konvergenz der Einspeisevergütungen von den Projekten bis 750 kWp hin zu Solaranlagen mit einer Leistung bis zu 20 MWp verlagert, da dies die derzeitigen Maximalgröße für Teilnahmen am Ausschreibungsverfahren zum Erhalt einer Einspeisevergütung ist. In Zukunft jedoch erwartet der Konzern zunehmend auch Solaranlagen in einer Leistungsklasse > 20 MWp, d.h. Anlagen, die ohne gesetzliche Vergütung, sondern mit einem Stromverkaufsvertrag (PPA), betrieben werden.

Zum Ende des Jahres 2022 summierte sich das Solar- und Windkraftanlagenportfolio auf eine Leistung von 404 MWp., davon waren 398 MWp Solaranlagen (98,6 % des Gesamtportfolios) und 6 MW Windkraftanlagen (1,4 % des Gesamtportfolios). Solaranlagen mit einer Leistung i.H.v. 10 MWp befanden sich jedoch noch im Erwerb, daher wird in der unterstehenden Beschreibung vom Anlagenbestand von 388 MWp Solaranlagen ausgegangen. Insgesamt befanden sich noch 36 MWp des Portfolios zum Jahresende 2022 im Bau.

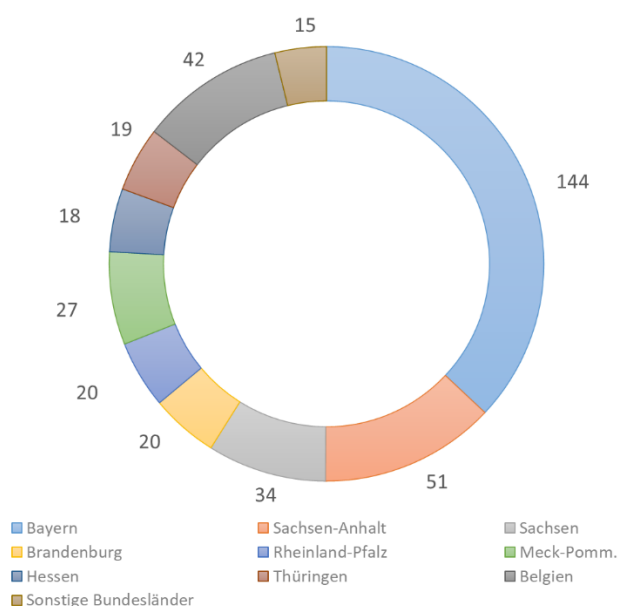
Das Gesamtportfolio generiert pro Jahr ungefähr 383 GWh Energie. Dies reicht aus, um mehr als 119.000 Drei-Personen-Haushalte zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 418.000 Tonnen CO₂ eingespart.

ANLAGENBESTAND

A. Solaranlagen

Zum Bilanzstichtag betrieb 7C Solarparken 235 Solarparks mit einer Gesamtkapazität von insgesamt 388 MWp. Der Großteil des Portfolios an PV-Anlagen befindet sich in Deutschland (346 MWp). Dabei ist der Konzern v. a. in sonnenreichen Teilen der Bundesrepublik, nämlich in Bayern (144 MWp), Sachsen-Anhalt (51 MWp) und Sachsen (34 MWp) präsent. Darüber hinaus besteht das Anlagenportfolio auch aus Dachanlagen in Belgien (42 MWp). Das Portfolio verteilt sich auf folgende Standorte:

Solaranlagen nach Region (Angaben in MWp)

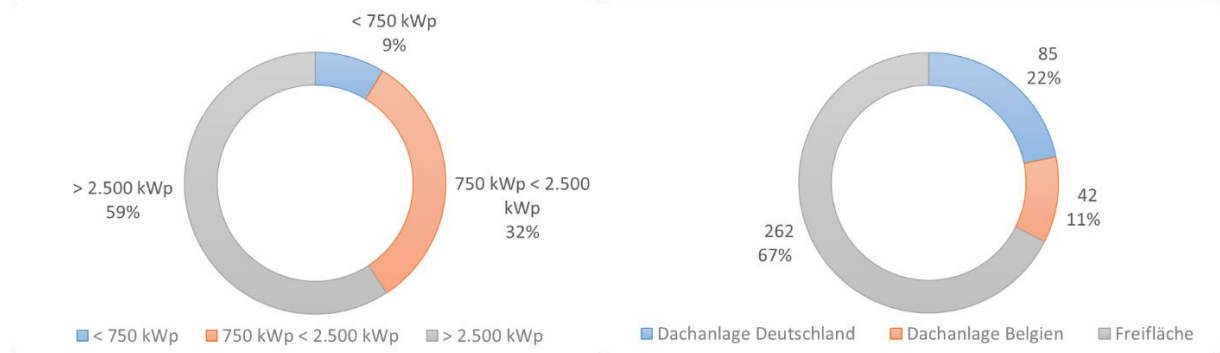


Quelle: Eigene Darstellung

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

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

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



Quelle: Eigene Darstellung

Der Konzern verfügt in seinem Portfolio sowohl über solare Freiflächen als auch über Dachanlagen. Den größten Anteil an den Solaranlagen bilden die Freiflächenanlagen mit 68 %. Im Vergleich zu anderen größeren Solaranlagenbetreibern auf dem deutschen Markt hat der Konzern mit ca. 22 % des Gesamtportfolios einen relativ hohen Anteil an Dachanlagen in Deutschland im Bestand. Die Dachanlagen in Belgien machen 11 % 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

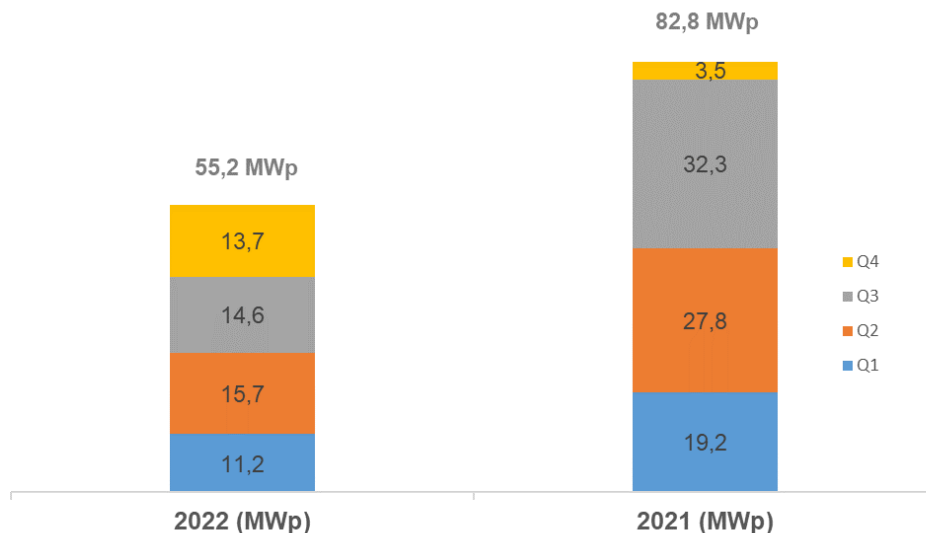
Das Windenergieportfolio des Konzerns besteht aus zwei in 2019 erworbenen und operativen Windkraftanlagen. Beide Anlagen liegen in einer windreichen Region in Rheinland-Pfalz. Die Gesamtkapazität der Anlagen liegt bei 5,9 MW. Während die Anlage Medard 2 (2,8 MW) in 2016 in Betrieb genommen wurde und 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

Das IPP-Portfolio der 7C Solarparks stieg von 339 MWp zum Jahresende 2021 auf 394 MWp zum Jahresende 2022 an. Wie die folgende Grafik zeigt, ist das IPP-Portfolio insgesamt mit einer geringen Dynamik als in 2021 gewachsen.

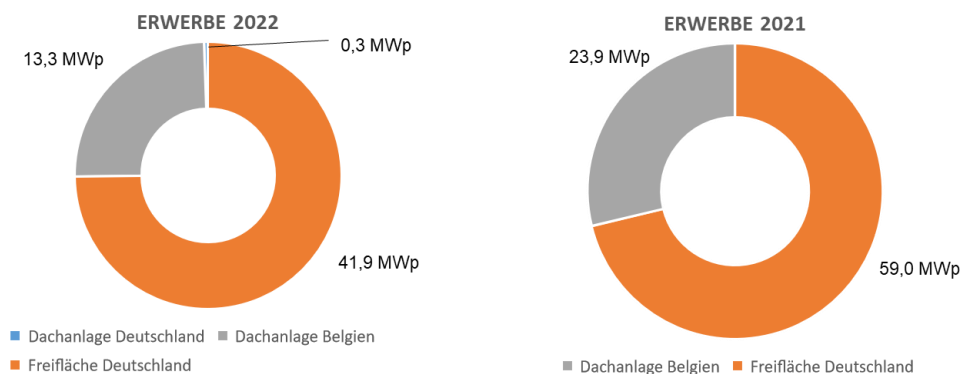
Portfoliowachstum (MWp) nach Quartal 2022 zu 2021



Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt wurden im Geschäftsjahr 2022 neue Anlagen mit einer Leistung von 55,2 MWp (i. VJ: 82,8 MWp) gekauft bzw. errichtet. Davon waren 41,9 MWp (i. VJ: 59,0 MWp) Freiflächenanlagen in Deutschland und 13,3 MWp Dachanlagen in Belgien (i. VJ: 23,9 MWp), davon waren zum Jahresende 2022 36,5 MWp noch nicht ans Stromnetz angeschlossen (i. VJ: 4,0 MWp). Zusätzlich befand sich eine Deutsche Freiflächenanlage von 10,0 MWp noch im Erwerb (Kaufverträge unterschrieben, aber die waren am Bilanzstichtag nicht vollzogen worden).

Portfoliowachstum (MWp) nach Anlagentyp – Geografie



Quelle: Eigene Darstellung

Aus der obenstehenden Grafik wird ersichtlich, dass die Akquisitionsvolumina von deutschen Freiflächenanlagen im Berichtszeitraum mit rd. 52 MWp (unter Berücksichtigung der Anlage von 10 MWp, die sich am Bilanzstichtag im Erwerb befand) leicht zurückgegangen sind. Die Abnahme der Wachstumsgeschwindigkeit wurde jedoch v. a. dadurch verursacht, dass im Vorjahr 23,9 MWp Dachanlagen zum Solarportfolio hinzugefügt wurden, im Geschäftsjahr konnten lediglich 13,3 MWp. Dachanlagen gebaut oder erworben werden. Dies hängt damit zusammen, dass im Vorjahr das Portfoliowachstum wesentlich vom Erwerb des Portfolios der 7C Groeni BV (10,9 MWp) getrieben wurde.

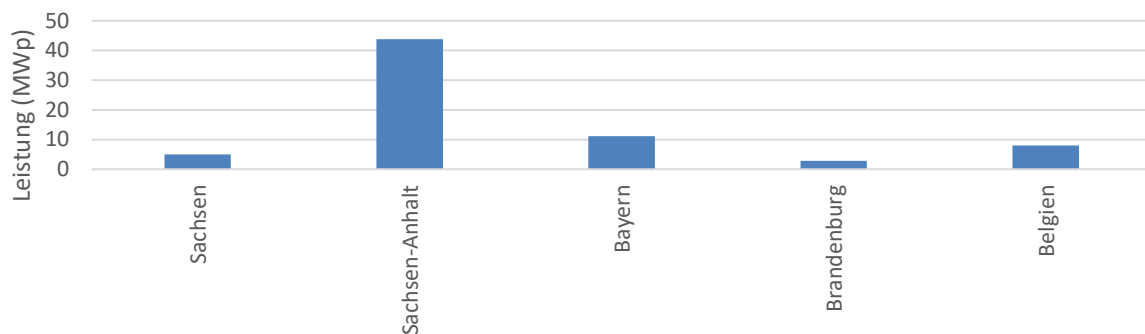
DESINVESTITIONEN

Im Berichtszeitraum wurden keine Solaranlagen desinvestiert.

VERWALTETES ANLAGENPORTFOLIO

Der Konzern verwaltet insgesamt 70,3 MWp, davon führt er die kaufmännische Verwaltung für insgesamt 62,8 MWp Solaranlagen in Deutschland und 7,5 MWp in Belgien aus.

Verwaltete Solaranlagen nach Region



Quelle: Eigene Darstellung

Das kaufmännische Management der deutschen Anlagen bezieht sich auf die Verwaltung von vier Fondsgesellschaften, die insgesamt zwölf solare Freiflächenanlagen mit einer Leistung von 62,8 MWp betreiben. Die Solaranlagen befinden sich hauptsächlich an Standorten in Süd- und Ostdeutschland. Die Leistungsklasse der Solarparks bewegt sich zwischen 2,0 MWp und 11,5 MWp und ist somit vergleichbar mit dem Anlagenportfolio des Konzerns. Durchschnittlich läuft die (gewichtete) garantierte EEG-Einspeisevergütung für das verwaltete Portfolio Ende 2030 aus.

Darüber hinaus führt der Konzern auch die kaufmännische Verwaltung von 8 MWp an belgischen Projekten aus. Die verwalteten Anlagen sind als marktübliche belgische Solarprojekte einzustufen: es handelt sich um 23 gewerbliche Dachanlagen in Flandern mit einer durchschnittlichen Kapazität von 350 kWp. Der produzierte Strom wird hauptsächlich vor Ort von Kunden, mit denen ein PPA vereinbart wurde, genutzt. Der überschüssige Strom wird auf dem freien Markt verkauft. Die Verträge für die kaufmännische Verwaltung sind kurz- bis mittelfristig ausgerichtet.

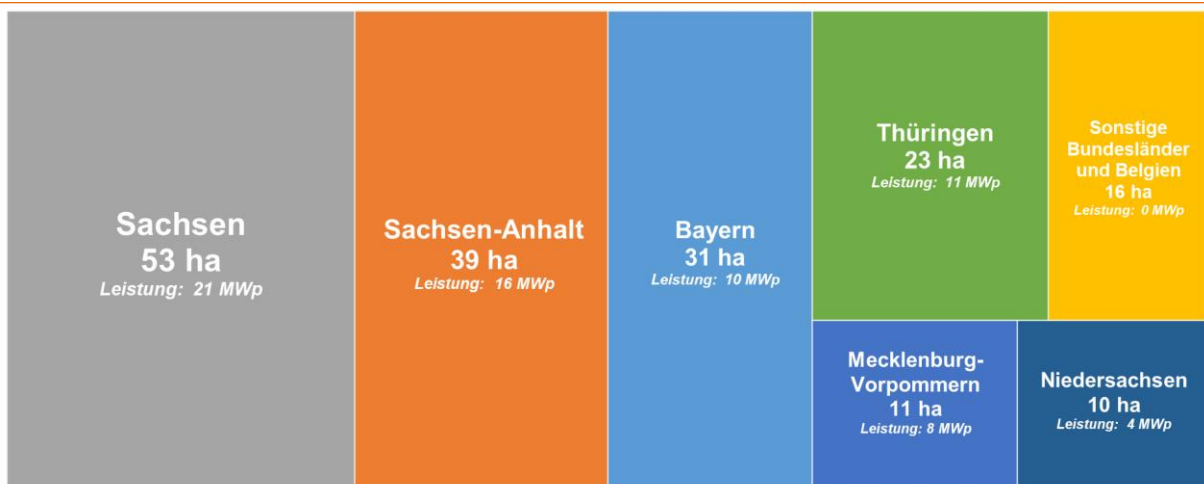
Das verwaltete Anlagenportfolio produziert pro Jahr ungefähr 73 GWh Energie. Dies reicht aus, um mehr als 22.000 Drei-Personen-Haushalte zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 79.000 Tonnen CO₂ eingespart.

PV ESTATE PORTFOLIO

Neben dem Erwerb von Solar- und Windkraftanlagen tätigt der Konzern Investitionen in Immobilien, die mehrheitlich für die Erzeugung von Solarstrom genutzt werden, das sogenannte PV Estate. Insgesamt hatte der Konzern am Ende des Geschäftsjahres 2022 184 ha Grundfläche im Eigentum, auf der Solaranlagen mit einer Leistung von 77 MWp installiert waren oder sich im Bau befanden. Dies entspricht etwa einem Viertel im Verhältnis zum Anlagenportfolio von 394 MWp per 31.12.2022.

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.

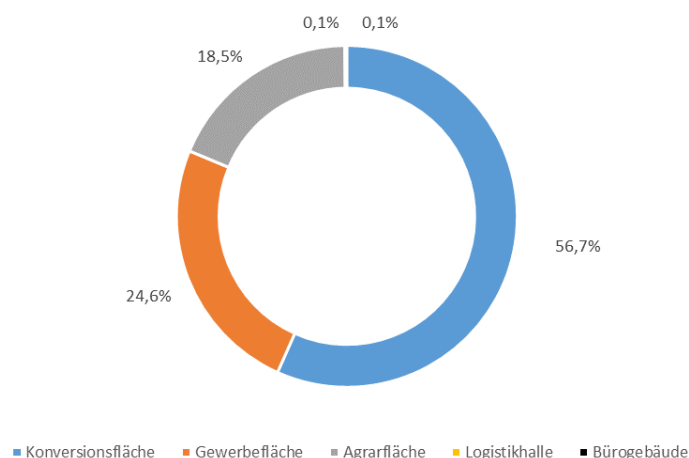
Geografische Verteilung des PV Estate zum 31. Dezember 2022



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

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

PV Estate nach Immobilientyp zum 31. Dezember 2022



Quelle: eigene Darstellung

Bei den PV Estate Grundstücken handelt es sich v. a. um Konversionsflächen (57 %) und in einzelnen Fällen auch um Gewerbe- bzw. Agrarflächen. Das Bürogebäude (0,1 %) betrifft den Hauptsitz des Konzerns in Bayreuth.

Das PV Estate Portfolio nahm im Geschäftsjahr durch den Verkauf einer Logistikhalle in Halle um insgesamt 0,9 ha ab. Es wurde dem PV Estate Portfolio gleichwohl ein Bürogebäude nebst Logistikhalle in Sint-Niklaas (Belgien) hinzugefügt. Es wird durch das belgische Projektentwicklungsteam des Konzerns genutzt werden. Am Bilanzstichtag befand sich darüber hinaus noch eine Agrarfläche von 2,2 ha. in Hessen im Erwerb. Auf dieser Fläche befindet sich bereits eine Solaranlage des Konzerns.

VERGÜTUNGSSÄTZE 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.

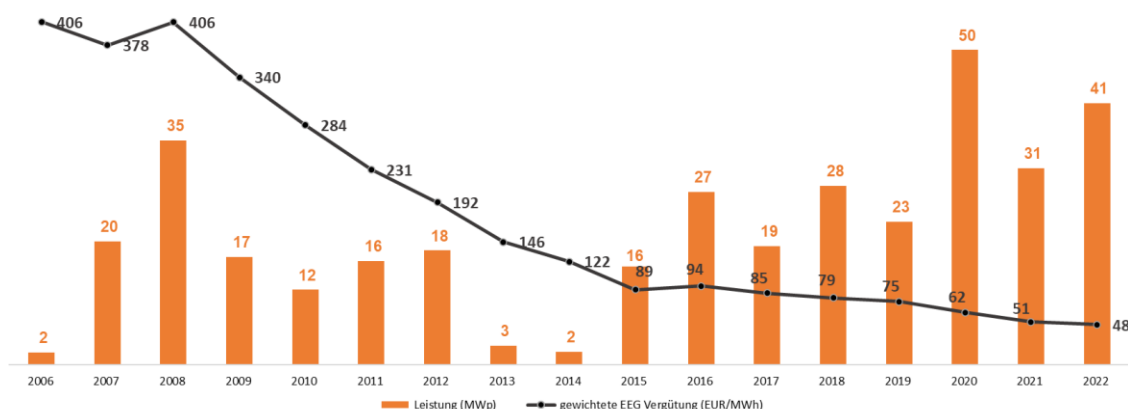
Nach einigen Pilotausschreibungen gilt seit Einführung des EEG 2017 die Pflicht, sich für größere Anlagen (typisch: > 750 kWp) einen Förderungstarif über eine Ausschreibung zu sichern. Der Zuschlag, den man in solchen Ausschreibungsverfahren erhält, ist dann für 20 Jahre nach Inbetriebnahme der reguläre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

Seit 2012 bemüht sich die deutsche Regierung, die Solaranlagen mittels der Direktvermarktung in den Markt zu integrieren. Dabei haben Anlagenbetreiber für Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis 2016 die Wahl, ihren Strom auch an der EEX-Strompreisbörse anzubieten, wohingegen für Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2016 das Angebot an der EEX-Strompreisbörse verpflichtend ist. Die Betreiber erhalten in der Direktvermarktung zusätzlich zum aktuellen Preis an der EEX-Strombörse eine Marktprämie in Höhe der Differenz zwischen der gesetzlich bzw. vertraglich zugesicherten Einspeisevergütung und dem aktuellen Preis an der EEX-Strompreisbörse zuzüglich 4 EUR /MWh für diejenigen, die freiwillig teilnehmen. Nach dem derzeit geltenden Recht kann die Marktprämie nicht negativ werden, das bedeutet, dass bei höheren Strompreisen, v. a. bei Anlagen, die einen geringen Einspeisevergütungssatz haben, ein Potenzial besteht, Mehrerlöse zu erzielen.

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

Die nachfolgende Grafik zeigt pro Jahr der Inbetriebnahme die konzernzugehörige Leistung in MWh bezogen auf das deutsche Anlagenportfolio. Die graue Linie gibt die jeweils zugesicherte Einspeisevergütung an.

Deutsches Anlagenportfolio (Solar- und Windkraftanlagen) zum 31. Dezember 2022



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

Zum besseren Verständnis haben wir in der obenstehenden Grafik die Eingliederung der Leistung des Anlagenportfolios nach Inbetriebnahmejahr dargestellt. Durchschnittlich stammt das Anlagenportfolio des Konzerns aus dem Jahr 2015. Die graue 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 von neuen Solaranlagen von Jahr zu Jahr (gemeinsam mit den Entstehungskosten) gesunken. Die älteren Anlagen erweisen sich für den Konzern mit ihren höheren Einspeisevergütungssätzen wie „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 stellen hingegen eine Chance für den Konzern dar, sofern der Marktpreis deutlich über die immer weiter sinkende feste Einspeisevergütung steigt, wie es seit etwa Mitte 2021 der Fall ist (siehe Abschnitt „Entwicklung der Strompreise“). Liegt der EEX-Strombörsenpreis für solar erzeugten Strom zur Jahresmitte 2022 in einem Monat z.B. bei rund 200 EUR/MWh (und darüber), steigen, vorbehaltlich anderer vertraglicher Regelungen (siehe Abschnitt „Abschluss einer Strompreisswap-Vereinbarung“) oder Abschöpfung des Strompreises (siehe Abschnitt Regulatorische Eingriffe in den Strompreis), die Umsatzerlöse der Anlagen, die momentan erstmalig in Betrieb gehen (und eine reguläre Vergütung von durchschnittlich 50 EUR/MWh erhalten) auf das Vierfache.

Die jüngeren Erneuerbare-Energieanlagen sind jedoch auch größeren Preisrisiken ausgesetzt, denn sofern sie seit 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. Dadurch sinkt die Marktprämie auf null, sobald der Strompreis während mindestens sechs bzw. vier aufeinanderfolgenden Stunden 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 Knappheit im Strommarkt vorherrscht, kommen Negativpreise nicht vor, sodass dieses Risiko im Berichtszeitraum nicht 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.

ABSCHLUSS EINER STROMPREISSWAP-VEREINBARUNG

Der Konzern hat im April 2022 erstmalig eine Swap-Vereinbarung zur Absicherung von Strompreisschwankungen mit einem großen europäischen Stromversorger abgeschlossen. Die Swap-Vereinbarung hat eine Laufzeit vom 1. Juni 2022 bis 31. Dezember 2023 und deckt rund ein Viertel des IPP-Portfolios des Konzerns (93 MWp) ab.

Die Solaranlagen unter dem Vertrag erhalten eine gewichtete durchschnittliche gesetzliche Einspeisevergütung von 58 EUR/MWh. Im Rahmen der Swap-Vereinbarung erhält der Konzern vom Vertragspartner für den Zeitraum anstelle des Strompreises an der EEX-Strombörse im Ergebnis einen Festpreis von 149,5 EUR/MWh. Dabei wird vom Vertragspartner die Differenz zwischen der tatsächlich erhaltenen Einspeisevergütung und dem vereinbarten Festpreis ausgeglichen. Sollte, wie das im Geschäftsjahr der Fall war, die erhaltene Einspeisevergütung über dem Festpreis liegen, so führt der Konzern die Differenz an den Vertragspartner ab. Die Swap-Vereinbarung 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 einen Festpreis von 149,5 EUR/MWh erwirtschaftet, unabhängig von den vorherrschenden PV-Strompreisen an der EEX-Strombörse.

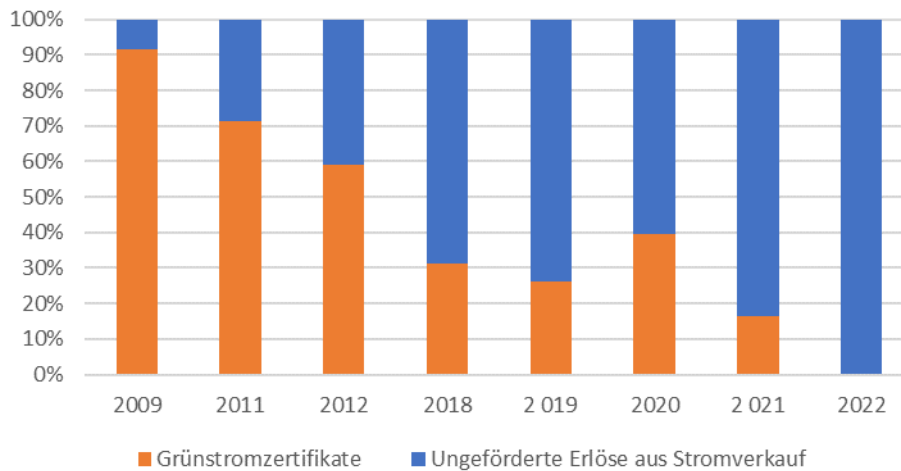
Die Strompreisswap-Vereinbarung hat außerdem den Vorteil, dass die in diesem Vertrag involvierten Solaranlagen – im Gegensatz zu einem PPA-Vertrag – weiterhin im EEG-Vergütungsregime verbleiben können und sich daher keine Auswirkungen auf die Projektfinanzierungen der einzelnen Solaranlagen ergeben.

VERGÜTUNGSSÄTZE DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS

Der Konzern hat Belgien als seinen zweiten Heimmarkt. Im Gegensatz zum deutschen Markt besteht die Vergütung für belgische Solaranlagen in den meisten Fällen aus einer Förderung einerseits (in Form von Grünstromzertifikaten oder direkten Investitionszuschüssen) und aus Erlösen aus dem Stromverkauf an Kunden (Eigenverbrauch) sowie Energiehändler andererseits. In einzelnen Fällen gibt es keine Förderungen und besteht der Erlös ausschließlich aus Stromverkauf.

Für ältere Anlagen ist der Anteil der Förderung in den Gesamteinnahmen üblicherweise höher als für neuere Anlagen, für die Einnahmen aus dem Stromverkauf eine größere Bedeutung haben.

Belgisches Solaranlagenportfolio – Zusammensetzung der Umsatzerlöse nach Inbetriebnahmejahr der Solaranlagen



Quelle: eigene Darstellung – die Jahresangabe betrifft das Inbetriebnahmejahr der jeweiligen Solaranlage

In der obenstehenden Grafik werden die anteiligen Umsatzerlöse für die belgischen Solaranlagen, die in einem auf der X-Achse dargestellten Jahr in Betrieb genommen worden sind, dargestellt. Die Angaben wurden gemacht anhand der tatsächlichen Preise für das Jahr 2022, hochgerechnet auf ein gesamtes Jahr für Anlagen, die unterjährig in Betrieb gingen. Festzustellen ist, dass, genau wie in Deutschland, bei neueren Anlagen die Strompreise (in diesem Fall, wie sie in PPA-Verträgen verhandelt werden) gegenüber der fixen, gesetzlich geregelten Förderung für den Konzern deutlich relevanter werden.

Die Grünstromzertifikate werden für einen bestimmten Zeitraum (zwischen 10-20 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 gewährt. Für neuere Solaranlagen (ab dem Jahr 2013) wird die Zuteilung von Grünstromzertifikaten jedes Jahr erneut festgelegt und ist u. a. von der Rentabilität der Solaranlage (z.B. verbunden mit Strompreisen) abhängig. Der Gesetzgeber ist dabei bestrebt, bestimmte Renditekorridore einzuhalten und Übersubventionierung zu vermeiden. Grundsätzlich wurde die Förderung in Form von Grünstromzertifikate für Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2013 wegen dem hohen Strompreis ab August 2013 auf null gesetzt. Dies wurde in der obenstehenden Grafik berücksichtigt.

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 18 Zuschlüsse für insgesamt 8,6 MWp bekommen, die insgesamt einen Investitionszuschuss von EUR 0,9 Mio. ausmachen, wovon die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme hinreichend sicher ist. Der Konzern hat 18 Monate Zeit, um diese Projekte ans Netz anzuschließen und damit Anspruch auf den Zuschuss zu haben. Am Bilanzstichtag waren von den gewonnenen Zuschlüssen bereits 6 Projekte mit einer Leistung von insgesamt 4,4 MWp, die einen Investitionszuschuss von EUR 0,6 Mio. auf sich versammeln, ans Netz gegangen.

Die Strompreise sind teilweise langfristig (bis zu 20 Jahre), häufig unter Berücksichtigung von Inflationsanpassung festgelegte Preise für den Eigenverbrauch von Stromkunden, die sich in unmittelbarer Nähe der Solaranlage befinden – in den meisten Fällen der Gebäudenutzer. Der restliche 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, der auch mittelfristig (in der Regel bis zu drei Jahren) fest vereinbart werden kann.

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:

GESCHÄFTSPLAN	PERIODE	STATUS
Ausschöpfung des vollen Potentials bis 2016	2014-2016	Plan wurde beendet aufgrund erfolgreicher Erfüllung
Kapitalzuwachs durch Konsolidierung	2015-2017	Plan wurde beendet aufgrund erfolgreicher Erfüllung
Bausteine einer strategischen Transaktion bis 2018	2016-2018	Plan wurde teilweise erfolgreich umgesetzt. Plan wird nicht weiterverfolgt und durch den Plan 2018-2020 ersetzt.
Entwicklung zu einem 200 MWp Spieler	2017-2019	Plan wurde teilweise erfolgreich umgesetzt. Plan wird nicht weiterverfolgt und durch den Plan 2018-2020 weiter konkretisiert.
Erhöhung des IPP-Portfolios auf 220 MWp	2018-2020	Plan wurde beendet aufgrund erfolgreicher Erfüllung.
Integration des Wachstums, dann Skalierung auf 500 MWp	2020-2022	Die Umsetzung des Plans ist im Gange
Geschäftsplan 2021-24	2021-2024	Die Umsetzung des Plans ist im Gange

GESCHÄFTSPLAN 2020-2022 „INTEGRATION DES WACHSTUMS, DANN SKALIERUNG AUF 500 MWP“

Der Geschäftsplan 2020-2022 wurde der Öffentlichkeit im Dezember 2019 vorgestellt. Im Jahr 2020 wurde die Planerfüllung auf das Jahr 2023 erweitert mit ehrgeizigeren Zielen für das IPP-Portfolio. Im Jahr 2021 hat der Vorstand bestätigt, dass die neuesten Zielsetzungen des Plans bis 2022 erfüllt werden sollen. Kernpunkte des erweiterten Geschäftsplans sind wie folgt:

Portfolioerweiterungen auf 220 MWp

Die Erweiterung des IPP-Portfolios auf mehr als 220 MWp bis Ende 2020.

Integration des jungen Wachstums...

Neuer Fokus des neuen Geschäftsplans 2020-2022 ist es, die in den vorigen Jahren zugekauften bzw. erbauten Anlagen ins Anlagenportfolio zu integrieren. Hierzu zählen die PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 6 MWp, für die zwar im Jahr 2019 die Einspeisevergütung gesichert werden konnte, die aber aufgrund langer Lieferzeiten für Transformatoren oder Wartezeiten bei den Netzbetreibern noch nicht ans Stromnetz angeschlossen werden konnten. Das Ziel ist es, diese Anlagen bis Februar 2020 an das Stromnetz anzuschließen. Hierfür sind EUR 0,5 Mio. Zusatzinvestitionen eingeplant.

Eine weitere Integrationsmaßnahme besteht in der Verschlankung der Konzernstruktur; inzwischen zählt der Konzern über hundert Gesellschaften und durch den Erwerb neuer Wind- und Solaranlagen, die in der Regel in Projektgesellschaften liegen, kommen stetig weitere hinzu. Um die administrativen Abläufe zu optimieren, plant der Vorstand daher, die Zahl der Projektgesellschaften zu reduzieren und Projektgesellschaften miteinander zu verschmelzen. Dieser Prozess soll bis Ende 2020 abgeschlossen sein.

...dann Skalierung auf 500 MWp

Der neue Geschäftsplan 2020-2022 sieht vor, ein Anlagenvolumen von 500 MWp inklusive Betriebsführungsgeschäft bis Ende 2022 zu erreichen. Das angestrebte Anlagenportfolio von 500 MWp soll sich wie folgt auf das eigene Anlagenportfolio und das verwaltete Anlagenportfolio aufteilen:

Angaben in MWp	Eigenes Anlagenportfolio	Verwaltetes Anlagenportfolio	Gesamtes Anlagenportfolio
Originäre Zielsetzung des Plans 2020-2022	350	150	500
Neue Zielsetzung des Plans 2020-2022	400	100	500

Für das Betriebsführungsgeschäft strebt das Unternehmen an, die erworbene Plattform zu nutzen und die verwaltete Leistung zu expandieren. In diesem Zusammenhang wird erwogen, eine eigene Fondmanagererlaubnis zu beantragen, um (Co-)Investmentchancen mit institutionellen Großinvestoren nutzen zu können. In Summe soll das Betriebsführungsgeschäft in den Jahren 2021-22 von derzeit 77 MWp auf 100 MWp steigen.

In den Jahren 2021-22 soll das eigene Anlagenportfolio durch Nutzung von M&A-Transaktionen und Konsolidierungstrends von 220 MWp (vgl. Integration des Wachstums) um 180 MWp auf 400 MWp erweitert werden. Das eigene IPP-Portfolio soll zu mindestens 90 % aus Solaranlagen und bis zu maximal 10 % aus Windkraftanlagen bestehen. Das Wachstum soll im Allgemeinen über den Erwerb von Projektgesellschaften, Neubauten und bestehenden Anlagen kommen. Durch das kapitalintensive Wachstum in einen Tier-1 Player wird der Kapitalmarkt noch mehr Notiz von 7C Solarparks nehmen.

Das Wachstum des eigenen Portfolios sollte erstens erreicht werden durch Chancennutzung in dem sich beschleunigenden PV-Neubaumarkt in Deutschland. Die zweite Konkretisierung der Erweiterung des Geschäftsplans ist die Entscheidung, den belgischen PV-Markt neben Deutschland als zweiten Kernmarkt zu definieren. Ein bedeutender Teil des künftigen Wachstums soll im belgischen PV-Markt generiert werden. Das belgische IPP-Portfolio soll von den ursprünglich 4 MWp Ende 2020 auf mehr als 50 MWp Ende 2022 steigen.

Im Einzelnen sieht der Plan eine Kapazitätserweiterung des eigenen IPP-Portfolios wie folgt vor:

Angaben in MWp	Deutschland	Belgien	Gesamtes eigenes Anlagenportfolio
Zielsetzung bis Ende 2021	275	20	295
Zielsetzung bis Ende 2022	350	50	400

Es ist folglich davon auszugehen, dass sich das Bestandsportfolio bezogen auf die regionale Verteilung in den kommenden Jahren verändern wird und der prozentuale Anteil des Portfolios in Belgien steigen wird. Gleichwohl wurden die Zielsetzungen für das Geschäftsjahr 2022 durch den Geschäftsplan 2021-2024 geographisch leicht angepasst.

GESCHÄFTSPLAN 2021-2024

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

Die Leistung des konzerneigenen Portfolios soll sich wie folgt entwickeln:

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

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

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

Durch das Wachstum des IPP-Portfolios sollten die Umsatzerlöse, die fast ausschließlich aus Stromverkauf bestehen, auf EUR 61,8-68,0 Mio. für das Jahr 2022 zunehmen (siehe Prognosebericht).

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 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 VERMÖGENSLAGE

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

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

Der CFPS wird wie in untenstehender Tabelle berechnet. Der Netto Cashflow wird um die effektiven Zins- und Steuerzahlungen, die den Zeitraum unmittelbar vor einer Akquisition betreffen, um Zinszahlungen bezüglich der Refinanzierung eines Darlehens, sowie um den gezahlten 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), Ertrag pro installierter Anlagenleistung (kWh/kWp) und Performance Ratio. Diese werden in monatlichen Budgets erneuert und in einem Management Reporting dargestellt. Bedeutsame nicht finanzielle Leistungsindikatoren wurden nicht festgelegt.

Der Vorstand stellt in Aussicht die Kennzahl „Performance Ratio“ künftig nicht länger als technische Steuerungskennzahl zu verwenden. Dies hängt damit zusammen, dass es immer weniger zum Vergleich von einzelnen Solaranlagen sowie für Rückschlüsse auf die technische Qualität des Portfolios geeignet ist. Die Performance Ratio bringt prinzipiell zum Ausdruck welcher Anteil der Einstrahlung (in kWh/m²) in Strom umgesetzt wird. Insofern ergibt sich aus dieser Kennzahl Information über die Systemverluste (z.B. wegen Wärme) sowie über die Verfügbarkeit der Solaranlage. Die deutschen Solaranlagen des Konzerns sind jedoch zunehmend von Unterregelungen der Solaranlagen im Rahmen von Redispatch 2.0 (vgl. Abschnitt im Wirtschaftsbericht Redispatch 2.0) betroffen. Dies hat zur Folge, dass gerade in Zeiten, in denen die Einstrahlung hoch ist, eine Solaranlage ganz oder teilweise vom Netz abgeschaltet wird. Da es eine sehr hohe Korrelation gibt bezüglich Einstrahlung zwischen den einzelnen deutschen Standorten des Konzerns, finden solche Unterregelungen aufgrund von Netzengpässen auch häufig zeitgleich statt. Unterregelungen von Solaranlagen führen in der Regel zu Produktionseinbußen und wirken sich daher negativ auf die Performance Ratio aus, sodass sich die Aussagekraft dieser Kennzahl für die Steuerung des Konzerns erheblich verringert hat.

Dahingegen beabsichtigt der Vorstand ab dem Geschäftsjahr 2024 die durch das Geschäft des Konzerns eingesparte CO₂ 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 2023). 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

GLOBALER PHOTOVOLTAIKMARKT

Der globale Photovoltaik-Leistungsausbau erreichte im Jahr 2022 mit voraussichtlich rund 171 GW einen neuen Rekordwert. Der deutsche Markt hat im Jahr 2022 erneut einen gesteigerten Zubau von knapp 7 GW (i. VJ. 5,3 GW) verzeichnen können. Auch im restlichen Europa hat sich der Zubau weiter kontinuierlich von 22,5 GW auf über 31 GW im Jahr 2022 erhöht. Der Hauptteil des Leistungsaubaus entfällt jedoch weiterhin auf Regionen außerhalb Europas. China hat sich mit einem Sprung von +91,4 GW (+55 GW i. VJ) weltweit uneinholbar an die Spitze katapultiert, während der Zuwachs in den USA mit voraussichtlich +19 GW (+24 GW i. VJ) sogar rückläufig ist. Indien bleibt mit +16 GW weltweit der drittgrößte Wachstumsmarkt. Wie im Vorjahr liegen etwa 18 % aller neuen Solaranlagen auf dem europäischen Kontinent. Die Gesamtleistung aller Solaranlagen stieg auf 1.100 GW, davon 233 GW in Europa (21 %) und 66 GW in Deutschland (6 %).

Globaler Leistungsausbau an Solaranlagen

REGION (in GW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 (e)
Deutschland	1,5	1,6	2,9	3,8	4,8	5,3	6,9
Europa ohne Deutschland	5,6	7,1	8,0	17,7	16,3	22,5	31,3
Rest der Welt	68,5	88,0	86,4	87,7	113,7	123,3	171,4
Summe des Ausbaus	49,4	75,8	96,7	109,2	134,8	151,1	209,6
Kumulativer Leistungsausbau	302,3	399,0	496,3	605,5	740,3	891,3	1.100,9

Quelle: IEA; eigene Darstellung

ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND IN 2022

Im Berichtszeitraum hat der Ukrainekrieg hohe Wellen auf den Energiemärkten geschlagen, dies hat sich auch in der Nettostromproduktion in Deutschland bemerkbar gemacht. Zum einen kam es zu einem Rückgang der Nettostromerzeugung um 0,4%. Zweitens kam es in der Zusammensetzung der klassischen Energieträger im Geschäftsjahr zu großen Schwankungen:

NETTOSTROMPRODUKTION (TWh)	2022	2021	VERÄNDERUNG	GESAMTANTEIL IN %
Markt	488,7	490,8	-0,4 %	100,0 %
Kernenergie	32,8	65,4	-49,9 %	6,7 %
Braunkohle	106,3	99,1	7,3 %	21,7 %
Steinkohle	55,3	46,6	18,6 %	11,3 %
Erdgas	45,7	51,2	-10,8 %	9,3 %
Andere	5,9	3,3	77,1 %	1,2 %
Erneuerbare Energien	242,8	225,0	7,8 %	49,7 %
davon:				
Wasser	15,0	19,4	-22,4 %	3,1 %
Wind	123,5	113,2	9,1 %	25,3 %
PV	57,6	48,5	18,9 %	11,8 %
Biomasse	46,7	44,2	5,6 %	9,6 %

Quelle: Energy Charts: 2022-2021 – Eigene Darstellung

Insgesamt hat die Nettoproduktion der konventionellen Energieträger Kernenergie, Braun- und Steinkohle mit 7,5% erheblich abgenommen. Trotz gestiegener Kosten für CO₂-Zertifikate legten Braunkohle und Steinkohle aufgrund des Erdgasmanagements im deutschen Strommix deutlich zu, während aus Erdgas erzeugter Strom durch den Wegfall Russlands als Lieferant um 10 % abnahm. Die drei übriggebliebenen deutschen Kernkraftwerke erzeugten im Berichtszeitraum 7% des deutschen Strommix, was eine Abnahme von 50% im Vergleich zum Vorjahr bedeutet, denn drei Kernkraftwerke wurden in diesem Zeitraum vom Netz genommen. Die restlichen Nuklearkraftwerke sollten gem. Atomgesetz dann Ende 2022 abgeschaltet worden sein, werden aber nunmehr als Reserveleistung beibehalten.

Die Summe der erneuerbaren Energiequellen Solar, Wind, Wasser und Biomasse lag 2022 bei ca. 243 TWh und damit um 7,8 % über dem Niveau des Vorjahreszeitraums (225 TWh). Der Anteil der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der öffentlichen Nettostromerzeugung, d.h. dem Strommix, der tatsächlich aus der Steckdose kommt, betrug im Jahr 2022 nahezu die Hälfte des gesamten erzeugten Stroms.

Der deutlichste prozentuale Unterschied zum Vorjahr war bei der Stromproduktion durch Solaranlagen zu verzeichnen. Während das Geschäftsjahr 2021 unter dem langjährigen Mittelwert lag, konnte das Geschäftsjahrdurch bessere Einstrahlungswerte 12% höhere spezifische Erträge verzeichnen. Darüber hinaus gab es eine 7% höhere Produktion durch eine Zunahme der Gesamtleistung an deutschen Solaranlagen. Windkraftanlagen speisten im Geschäftsjahr 2022 ca. 123,5 TWh in das öffentliche Netz ein. Das entspricht einer Zunahme um 9%.

ENTWICKLUNG DER ENERGIEROHSTOFFPREISE

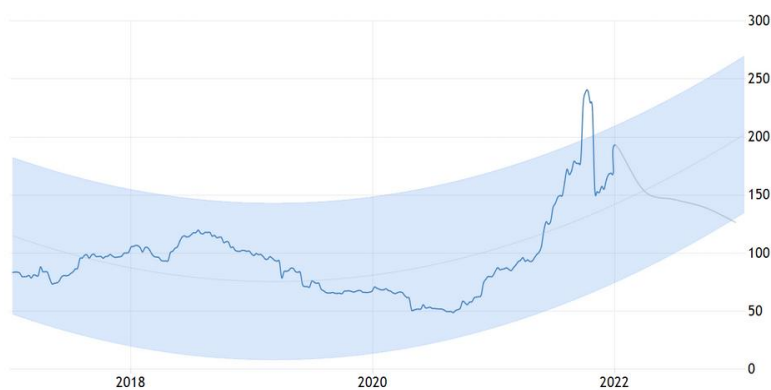
Das Jahr 2022 war von starken Schwankungen auf den Rohstoffmärkten gekennzeichnet. Nachdem die Umsätze an den Rohstoffmärkten aufgrund der stagnierenden Wirtschaft während der Corona-Pandemie und beschleunigt durch die Lock-Downs sehr stark abgesunken waren, stiegen der Ölpreis (Brent Crude) und der Steinkohlepreis im Geschäftsjahr 2021 wieder deutlich an. Der Ukrainekrieg, der im ersten Quartal 2022 begonnen wurde, aber vor allem die Sanktionen gegen die Russische Föderation sowie auch die Verringerung bzw. das Aussetzen der russischen Gaslieferungen und später auch Erdöllieferungen an Deutschland (bzw. Europa) hat die Volatilität auf den Rohstoffmärkten weiter verstärkt und die Preise insgesamt in die Höhe getrieben. Für ein Fass Brent Crude, das vor der Corona-Pandemie im Zeitraum 2018 bis März 2020 noch 60-80 USD gekostet hatte, zahlte man in der Spitze bis zu 120 USD. Im Laufe des zweiten Halbjahres 2022 sank der Ölpreis wieder auf knapp über 80 USD und damit in etwa auf das Niveau des Vorjahreswechsels.

Ölpreis (Brent Crude) in USD per Fass 2017-2022 (Terminpreis zum 31.12.2022)



Quelle: trading economics

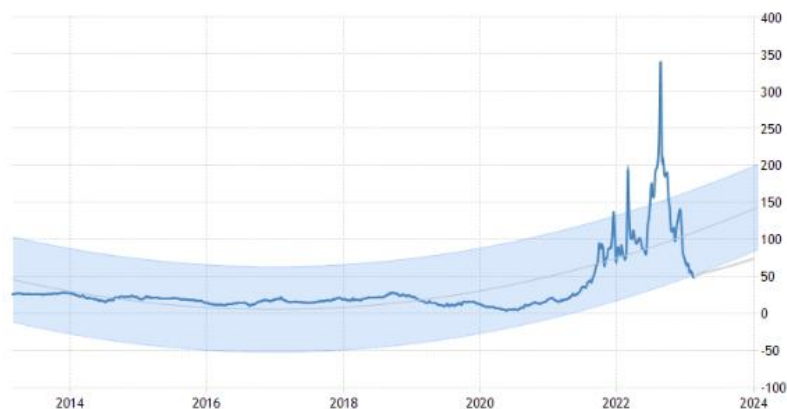
Steinkohle in USD per metrischer Tonne 2017-2022 (Terminpreis zum 31.12.2021)



Quelle: trading economics

Bei Steinkohlen war der Preisanstieg noch deutlicher und länger anhaltend. Während der Steinkohlepreis im Zeitraum 2018 bis Mitte 2021 bei 50-100 USD per metrischer Tonne lag, ist er während der Jahresmitte auf etwa 400 USD per metrische Tonne angestiegen und erst ganz am Ende des Jahres wieder rapide um die Hälfte auf das Niveau vom Jahresbeginn gefallen, was aber immerhin signifikant oberhalb der Preisniveaus der letzten Jahren lag. Am dramatischsten aber war die Entwicklung der Gaspreise in Europa, denn diese sind von etwa 20 EUR per MWh des vergangenen Jahrzehnts bis Mitte 2021 auf 200 bis über 300 EUR per MWh zur Jahresmitte angestiegen. Dieser Anstieg war noch schärfer als die Verteuerungen bei dem Erdöl- bzw. Steinkohlpreis. Fast schneller als der Anstieg war der Rückfall des europäischen Gaspreises in der zweiten Jahreshälfte 2022 auf rund die Marke von 50 EUR per MWh.

Gaspreis in EUR per metrischer Tonne 2017-2022 (Terminpreis zum 31.12.2022)

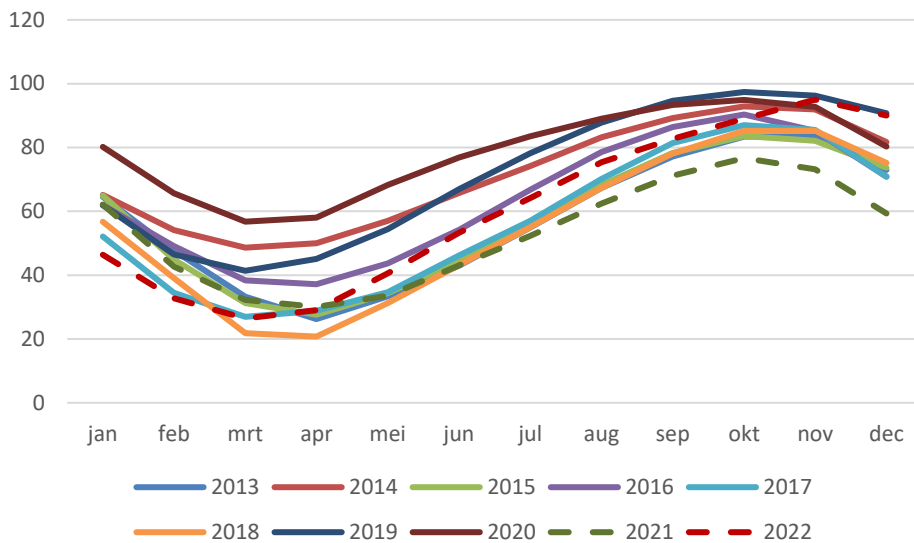


Quelle: trading economics

Die Gründe für die Zunahme des Gaspreises auf dem europäischen Markt sind vielschichtig. Die Hauptursache liegt jedoch in einem (perspektivischen) Mangel an Gas in Europa während des Winters angesichts der Verringerung bzw. Einstellung von Gaslieferungen aus der Russischen Föderation in die EU, spätestens jedoch mit dem Anschlag auf die Pipelines North Stream I und II. Europäische Gaskunden und -versorger mussten das Gas daher auf dem Weltmarkt einkaufen. Darunter waren 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. Daraus lässt sich jedoch nicht die Preissteigerung um das 10- bis 15fache erklären. Der wesentliche Teil der Gaspreissteigerung ging daher sicherlich auf Spekulation und Notkäufe zurück, bei denen Gasversorger – um sicherzustellen, dass sie die Verträge mit ihren Gaskunden erfüllen können, und aus Angst, dass die Gaspreise weiter ansteigen würden – Gas zu jedem Preis beziehen wollten und damit auch zu überhöhten Preisen eingekauft haben.

Die perspektivische Gasknappheit findet in der aktuellen Speichersituation jedoch keine Bestätigung mehr. Obwohl die europäischen Gasreserven im Dezember 2021 lediglich bei einem unterdurchschnittlichen Wert von 60 % lagen (siehe nachfolgende Grafik), haben sie sich im Laufe des Jahres 2022 kräftig erholt. Die Befüllung der Gasreserven lag im Dezember bei über 90% und damit auf einem gegenüber den Vorjahren zu dieser Jahreszeit sogar überdurchschnittlich hohen Niveau. Dies hat die Notzustandbefürchtung aus dem Markt genommen und die preisliche Lage deutlich entspannt.

Befüllung der europäischen Gasspeicher in % der Speicherkapazität 2013-2022



Quelle: Gas Infrastructure Europe, Eigene Darstellung

Vergleicht man schließlich die Entwicklung des Gaspreises in Europa (TTF/NL) mit der in den USA (Henry Hub, Angabe in MMBtu = 1 Million BTU = 0,293 MWh), wie unten dargestellt, so stellt man fest, dass der Gaspreis hierzulande von etwa 25 EUR/MWh 2021 auf 200-300 EUR/MWh Mitte 2022 und damit auf das Acht- bis Zehnfache gestiegen ist, während sich der Gaspreis in den USA im selben Zeitraum nur verdreifacht hat.

CO2-Preis in EUR per metrischer Tonne 2014-2022 (Terminpreis zum 31.12.2022)



Quelle: trading economics

Zusammenfassend lässt sich also feststellen, dass sich der europäische Gaspreis im Zuge der durch den Ukraine-Krieg katalysierten Energiekrise von der weltweiten Preisdynamik entkoppelt hat, denn den Anstieg der Gaspreise in Europa kann man im US-amerikanischen Markt nur in geringerem Umfang beobachten. Nachdem die Lieferketten jedoch neu geordnet wurden und die Gasreserven ausreichend neu befüllt wurden, lagen die Gaspreise zwar noch spürbar höher als vor der Krise, jedoch ist von einem Angebotsmarkt („Gaseinkauf kostete es was es wolle“) am Tag der Veröffentlichung des Geschäftsberichts nicht mehr die Rede.

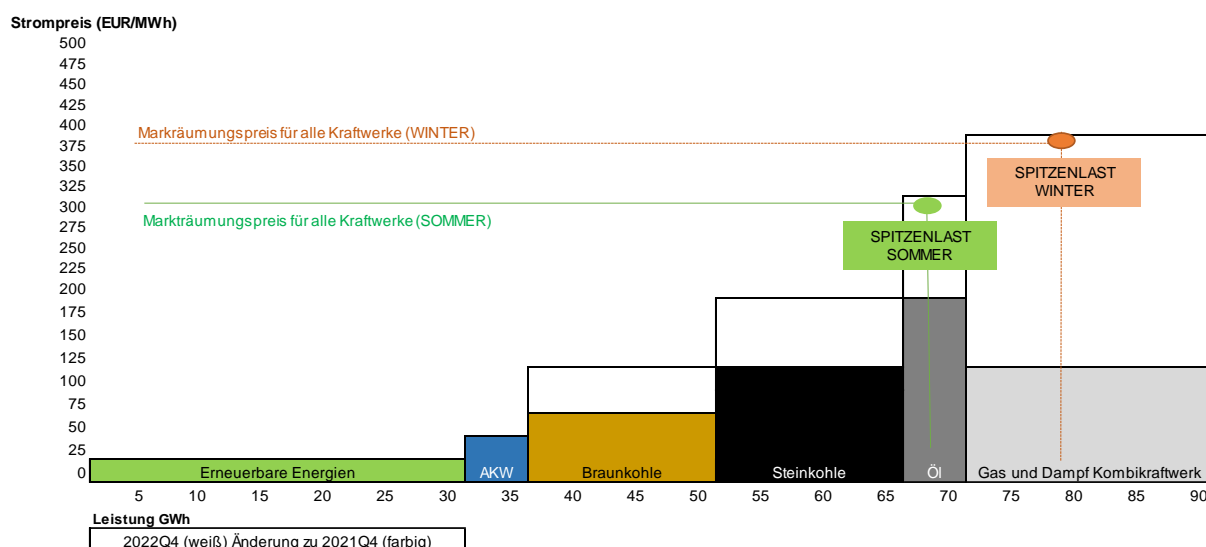
Die Preise auf dem europäischen Gasmarkt haben jedoch über die Preisbildung am Strommarkt (siehe die folgenden beiden Abschnitte) auch einen unmittelbaren Effekt auf die Ertragslage des Konzerns. Dies hängt damit zusammen, dass der Strompreis durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, welches benötigt wird, um die Nachfrage abzudecken, bestimmt wird. Derzeit sind dies Gasverstromungskraftwerke, für die der Gaspreis den wesentlichen Teil der Grenzkosten ausmacht.

PREISBILDUNG – WIE KOMMT DER STROMPREIS ZUSTANDE?

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

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

Preisbildung zur Spitzenlastzeit im deutschen Strommarkt 2022Q4 (Terminpreise) im Vergleich zu 2021Q4



Schematische Darstellung der Strompreisbildung an EEX Strombörse, Quelle: eigene Darstellung

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

Die Tatsache, dass erneuerbare Energien nur beschränkt steuerbar sind, hat in der Vergangenheit für Negativpreise auf dem Strommarkt gesorgt, die gemäß EEG-Gesetzeslage zur Einschränkung der Vergütungsfähigkeit von erneuerbaren Energien führt (siehe Abschnitt „Vergütungssätze des deutschen Anlagenportfolios“).

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

Wie aus der Grafik hervorgeht, kann der durchschnittliche tägliche Strombedarf im Winter in Deutschland (etwa 80 GWh) trotz der hohen Preise nur durch Einsatz der Gaskraftwerke erreicht werden. Dies führte bei Gaspreisen wie Mitte 2022 zu einem Markträumungspreis von rund 400 EUR/MWh. Dieser Markträumungspreis entspricht dem Marktpreis und ist für den Konzern zur Bestimmung des PV-Strompreises von zentraler Bedeutung und entspricht dem, was wir für August 2022 beobachten konnten (siehe Abschnitt „Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum“).

Die Grenzkosten für andere Technologien hatten auf Grundlage der gestiegenen Energierohstoffe, wie oben beschrieben, am Bilanzstichtag deutlich zugenommen, wenn auch nicht im gleichen Maße wie der Gaspreis. Dadurch lässt sich mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Atomkraft sowie auch Braun- oder Steinkohle und sogar durch den Einsatz von Dieselgeneratoren ein Preis oberhalb der Grenzkosten, also der marginalen Gestehungskosten, erzielen. Diese Marge wird durch die eingeführten Strompreisabschöpfungen, mindestens für den Zeitraum, in denen diese Abschöpfung Anwendung findet, wesentlich verringert.

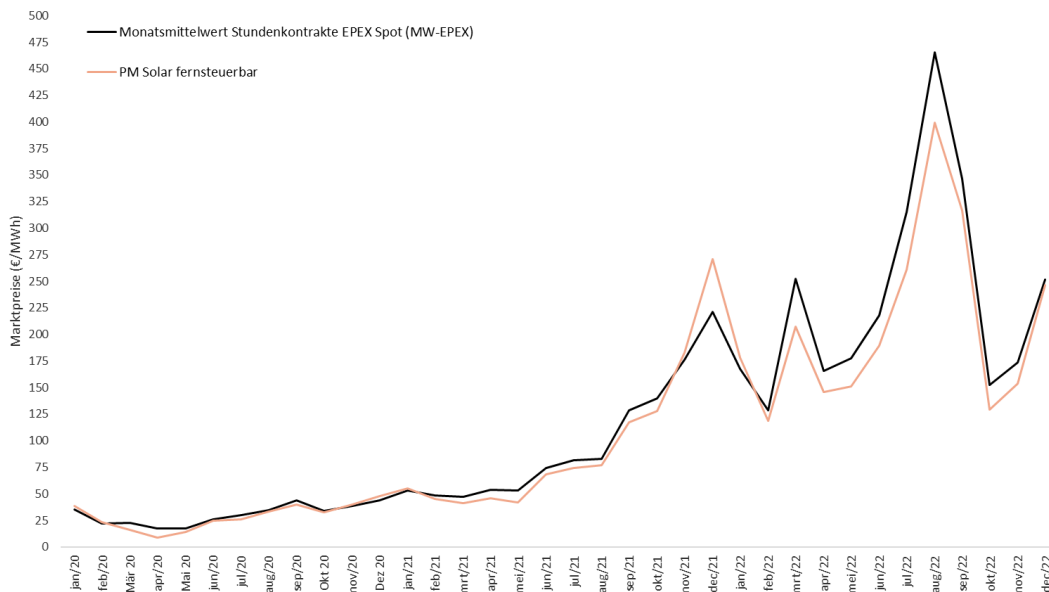
Man könnte aus der Grafik schließen, dass der Strompreis am Bilanzstichtag so hoch war, weil die Grenzkosten für die Gasverstromung aufgrund der Gaspreise zu diesem Zeitpunkt überhöht sind. Dies trifft jedoch nur einen Teil der Wahrheit. Die Gas- und Dampfturbinenkraftwerke bestimmen nur deshalb den Markträumungspreis, weil in den vergangenen Jahren (vor allem in anderen europäischen Ländern) nicht nur zu wenig in erneuerbare Energien, sondern auch zu wenig in die Erhaltung oder Erweiterung der Nuklear- und Kohlestromerzeugung als Alternative investiert wurde. Eine größere Kapazität an erneuerbaren Energien, Kern- oder Kohlekraftwerke hätte nämlich den Balken der günstigsten Erzeugerkapazität in der Grafik vergrößert und damit alle nachfolgenden Balken nach rechts verschoben, wodurch Gas- und Dampfturbinenkraftwerke aus dem Bereich des Strombedarf gedrängt worden wären und der Markträumungspreis durch die günstigeren Steinkohlenkraftwerke bestimmt worden wäre. Stattdessen haben verschiedene europäische Länder auf Gas- und Dampfturbinenkraftwerken gesetzt als Ergänzung von erneuerbaren Energien bzw. als Zwischentechnologie. Dies hat Europa aber sehr vom Gaspreis abhängig gemacht.

Eine langfristige Lösung für die überhöhten Strompreise kann in einem freien Strommarkt somit nur in der Erweiterung der Erzeugungskapazität von preiswerteren Technologien, der Senkung des Gaspreises oder der Nachfrage bestehen. Der Marktpreis sollte den Anreiz setzen, damit Marktakteure in jene Technologien investieren, die eine Marge im Vergleich zum herrschenden oder erwarteten Markträumungspreis ermöglichen. Die Alternative sind Eingriffe in den Markt, z. B. in die Preisbildung. Genau dies wurde von der europäischen Kommission unter Zustimmung des europäischen Rates vorgeschlagen und in Belgien und Deutschland bereits umgesetzt. (Siehe Abschnitt Regulatorische Eingriffe in den Strompreis). Das volkswirtschaftliche Risiko von solchen Eingriffen besteht jedoch darin, dass der Anreiz in neue Erzeugungskapazitäten zu investieren ausbleibt.

ENTWICKLUNG DER STROMPREISE IM BERICHTSZEITRAUM

Die kräftigen Preisanstiege auf den Rohstoffmärkten haben 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. Gegenüber dem Panikmodus lässt sich also auch beim Strompreis eine deutliche Entspannung feststellen. Mit über 200 EUR/MWh liegt der Strompreis aber immer noch höher als vor dem Ukraine-Krieg und weit über dem Niveau der Coronakrise.

EEX-Strompreis in EUR per MWh 2017-2022



Quelle: Netztransparenz – eigene Darstellung

Der EEX-Strompreis, der sich auf Solarstrom bezieht (in braun in der obenstehenden Grafik, im Bericht auch PV-Strompreis genannt), weicht vom allgemeinen EEX-Strompreis 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 höher als der gemittelte normale Strompreis auf Stundenkontraktbasis.

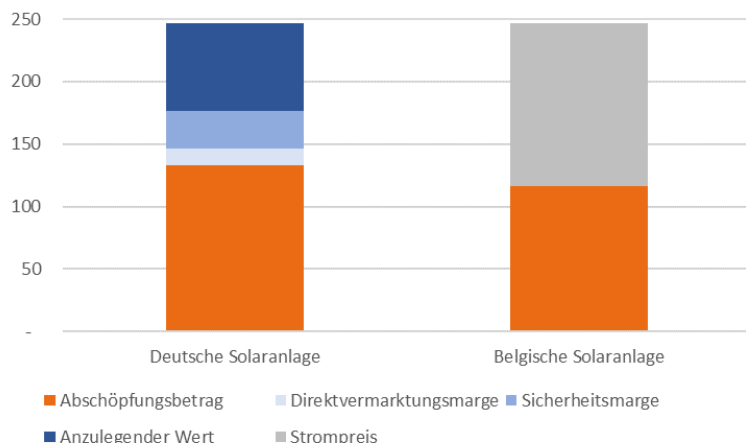
Der Effekt der momentanen Strompreissteigerung auf die Ergebnisse und die Prognose des Konzerns wird im Kapitel zur Ertragslage des Konzerns sowie im Risiko- und im Prognosebericht ausführlich dargelegt. Da die PV-Strompreise für den Ertrag des Konzerns von wesentlicher Bedeutung sind, sofern sie oberhalb der gesetzlichen Einspeisevergütung liegen (siehe Abschnitt „Vergütungssätze des deutschen Anlagenportfolios“), wird im nächsten Abschnitt kurz auf die Preisbildung am Strommarkt eingegangen.

REGULATORISCHE EINGRIFFE IN DEN STROMPREIS

Der Vorstand hatte bereits im Geschäftsbericht 2021 darauf hingewiesen, dass die hohen Strompreise in Folge der Ukraine-Krise, die sich bereits im ersten Quartal des Geschäftsjahres 2022 abzeichneten, eine politische Reaktion nach sich ziehen könnten. Daher wurde in der Prognose für das Berichtsjahr bereits von einem Szenario ausgegangen, in dem der Strompreis für Solaranlagen auf 70 EUR / MWh, jedoch unter Berücksichtigung bestehender Förderungssysteme begrenzt werden würde.

Die Vorsitzende der europäischen Kommission Ursula von der Leyen hatte dann in Ihrer Rede zur Lage der Union im September 2022 eine Abschöpfung des Strompreises für sogenannte inframarginale Stromerzeuger, d.h. unter anderem Betreiber von Solar- und Windkraftanlagen ab 180 EUR / MWh in Aussicht gestellt. Dies wurde im September in einer europäischen Richtlinie umgesetzt, wonach EU-Mitgliedstaaten dann solche Abschöpfung, auch rückwirkend, einführen müssen. Allerdings sollten die Eingriffe in den Strommarkt zeitlich begrenzt sein.

Beispiel der Ermittlung des Abschöpfungsbetrags unter deutschem und belgischem Recht (EUR per MWh)



Quelle: 7C Solarparks – eigene Darstellung --- Es wird eine Solaranlage dargestellt mit einem anzulegenden Wert i.H.v. 70 EUR / MWh in einem Monat mit einem durchschnittlichen Marktpreis für Solarstrom i.H.v. 249 EUR / MWh wie im Dezember 2022. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass in Belgien und Deutschland derselbe Marktpreis vorherrscht. Es wird weiterhin vereinfachend davon ausgegangen, dass in jeder Stunde des Beispielmonats der durchschnittliche Marktpreis gilt.

In **Belgien** wurde dafür gestimmt eine Abschöpfung der Strompreise für Solaranlagen mit einer Leistung größer als 1 MW vorzunehmen. Die Abschöpfung betrifft lediglich den Teil der Stromerzeugung, welche ins Netz eingespeist wird. Der Produktionsanteil, welcher mit einem Stromverkaufsvertrag (PPA) on-site, das heißt, ohne über das öffentliche Netz transportiert zu werden, dem Kunden geliefert wird, ist von der Abschöpfung nicht betroffen. Die belgische Strompreisabschöpfung lässt ebenfalls Grünstromzertifikate, insofern die jeweilige Solaranlage, solche erfolgswirksam vereinnahmt, außer Betracht. Die Strompreisobergrenze wurde auf 130 EUR / MWh festgelegt. Dabei werden die Umsatzerlöse der Einspeisung, welche oberhalb dieser Grenze verkauft, rückwirkend ab dem 1. August 2022 bis zur Strompreisobergrenze abgeschöpft. Die Strompreisabschöpfung sollte in Belgien bis zum 30. Juni 2023 gelten.

In **Deutschland** hat man auf eine solche rückwirkende Anwendung verzichtet und so wurde die Strompreisabschöpfung ab dem 1. Dezember 2022 eingeführt, ebenfalls für Solar- und Windkraftanlagen mit einer Leistung größer als 1 MW. Im Gegensatz zu Belgien wird nicht eine allgemeine Strompreisobergrenze eingeführt, sondern ein anlagenspezifischer bzw. technologiespezifischer Maximalpreis, welcher nur sicherstellen soll, dass Zufallsgewinne abgeschöpft werden. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass Zufallsgewinne vorliegen, wenn die Erlöse am Strommarkt über einem technologiespezifischen Referenzwert liegen, der die typischen variablen und fixen Kosten der Stromerzeugung abbildet. Über auskömmliche Sicherheitszuschläge wird sichergestellt, dass ausschließlich Zufallsgewinne abgeschöpft werden, nicht aber der in normalen Zeiten vielleicht zu erwartende „Standardgewinn“. Von den verbleibenden Zufallsgewinnen werden 90% abgeschöpft. Bezogen auf den Konzern bedeutet dies, dass der Maximalpreis wie folgt anlagenspezifisch berechnet wird:

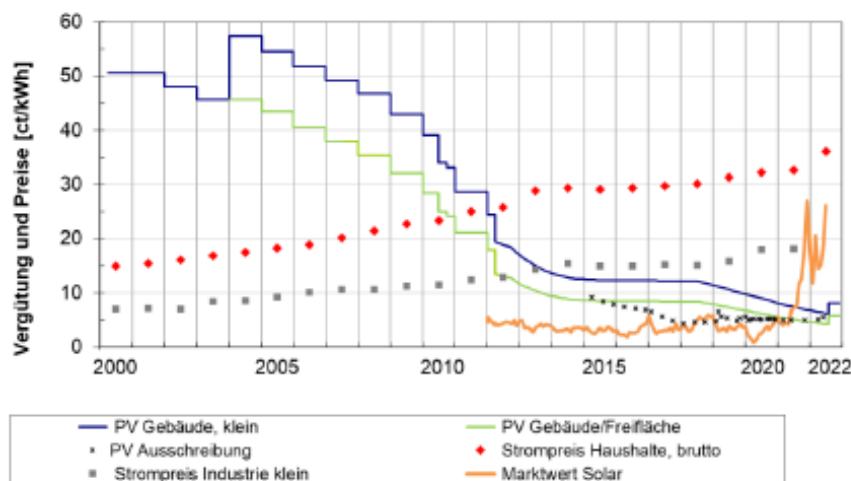
Es wird auf den sogenannten anzulegenden Wert aufgesetzt, dies bedeutet die Einspeisevergütung bzw. den Ausschreibungstarif einer Solar- oder Windkraftanlage. Dieser anzulegende Wert wird im Regelfall erhöht mit einer

Sicherheitsmarge von 30 EUR / MWh sowie einer Direktvermarktungskostenerstattung i.H.v. gerundet 6% des jeweiligen durchschnittlichen Marktpreises. Diese Berechnungsmethodik führt dazu, dass es nur zu einer Strompreisabschöpfung kommt, sofern der Marktpreis für Solar- bzw. Windstrom höher liegt als die gesetzliche Förderung zuzüglich der Sicherheitsmarge und der Direktvermarktungskostenerstattung. Die Strompreisabschöpfung sollte in Deutschland bis zum 30. Juni 2023 gelten, ist jedoch verlängerbar bis 30. April 2024.

ENTWICKLUNGEN AUF DEM DEUTSCHEN PV-MARKT

Die Verringerung der Einspeisevergütungen und Ausschreibungstarife (siehe nachfolgende Grafik) korrelierte in der Vergangenheit mit der Entwicklung der Systempreise. Etwa seit Anfang 2021 verteuern sich die Systempreise jedoch kontinuierlich (vgl. Abschnitt Entwicklung der Systempreise). Mit Vorlage des Osterpaketes der Bundesregierung und dessen Umsetzung im neuen EEG 2023 steigen nun auch die Tarife für die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom erstmalig wieder an (siehe Abschnitt EEG-Novelle 2023). Dies ist mit Blick auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien als positiv zu bewerten.

Entwicklung der deutschen Einspeisevergütungen und Ausschreibungstarife 2000-2022

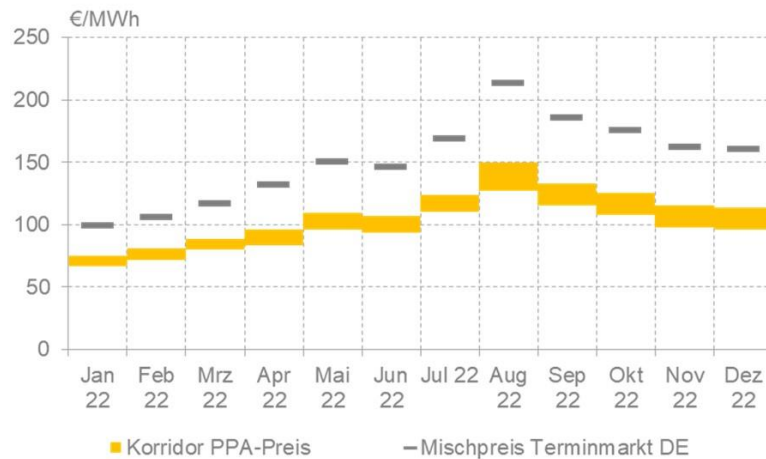


Quelle Fraunhofer Institut

Oberhalb von 1 MWp kann sich der Betreiber 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. Solche Anlagen sind u. U. nicht an die Maximalleistung von 20 MWp – die Obergrenze bei Ausschreibungen – gebunden. Da sich die festgelegten Preise in den PPAs an den Strommarktpreisen orientieren, werden sie mit steigenden Strompreisen zunehmend attraktiver (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

Die aktuelle Lage wirft jedoch weiterhin ein spezielles Problem für geplante PPAs auf. Aufgrund der ungewissen Lieferzeit für wichtige Komponenten wie Übergabestationen oder Trafos (Verzögerungen von bis zu einem Jahr) ist es schwierig, ein verlässliches Datum für den Vertragsbeginn eines PPAs festzulegen. Ein von beiden Vertragsparteien unterzeichnetes PPA (außerhalb des EEGs) ist jedoch die Voraussetzung für eine Projektfinanzierung, um die Rechte am PPA-Vertrag an die finanzierende Bank abtreten zu können. Dieser Teufelskreis macht eine Bankenfinanzierung eines PPAs derzeit beinahe unmöglich. Eine größere Flexibilität bietet eine vollständige Eigenkapitalfinanzierung, die nach dem Netzanschluss teilweise durch eine Projektfinanzierung refinanziert wird.

REDISPATCH 2.0

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

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

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

Außer der Erfüllung der obenstehenden Aufgaben zeigt sich Redispatch 2.0 in der Durchführung von sogenannten 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, damit sollte der Anlagebetreiber eigentlich nicht von Redispatch 2.0 wirtschaftlich schlechter gestellt sein. Prinzipiell sollte die Vergütung des Marktwertes durch den Dienstleister erfolgen und die der Marktprämie durch den Netzbetreiber. Dies setzt aber voraus, dass die Ausfallmengen tatsächlich durch den Netzbetreiber an den Dienstleister (in seiner Funktion als EIV bzw. BTR) kommuniziert werden. Es zeichnet sich jedoch ab, dass die Datenweitergabe gar nicht, oder nur lückenhaft stattfindet. Dies hat zur Folge, dass die Geschäftsführung trotz intensivem Austausch mit dem Dienstleister und dem Netzbetreiber teilweise nur um mehrere Monate zeitverzögert die Entschädigung eintreiben kann.

EEG-NOVELLE 2023

Die Novelle des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG 2023) ist Ende Juli im Bundesgesetzblatt veröffentlicht worden. Der Bundesrat hatte am 8. Juli 2022 das tags zuvor verabschiedete Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor gebilligt. Das Gesetz wurde am 28. Juli 2022 im Bundesgesetzblatt verkündet.

Die Regelungen des neuen EEG wurden am 21. Dezember 2022 unter Gesichtspunkt der europäischen Beihilfegenehmigung von der Europäischen Kommission genehmigt. Einige Passagen des Gesetzes treten direkt am Tag darauf bzw. nach einigen Wochen bzw. Monaten in Kraft, die Übrigen am 1. Januar 2023. Das Gesetz richtet die Klima-, Energie- und Wirtschaftspolitik auf den 1,5-Grad-Klimaschutz-Pfad aus und überarbeitet dazu das gesamte Erneuerbare-Energien-Gesetz grundlegend und umfassend, ändert flankierend zahlreiche andere Gesetze.

Es werden in der Gesetzesnovelle aus Sicht des Konzerns folgende wesentliche Ziele gesetzt und Maßnahmen detailliert:

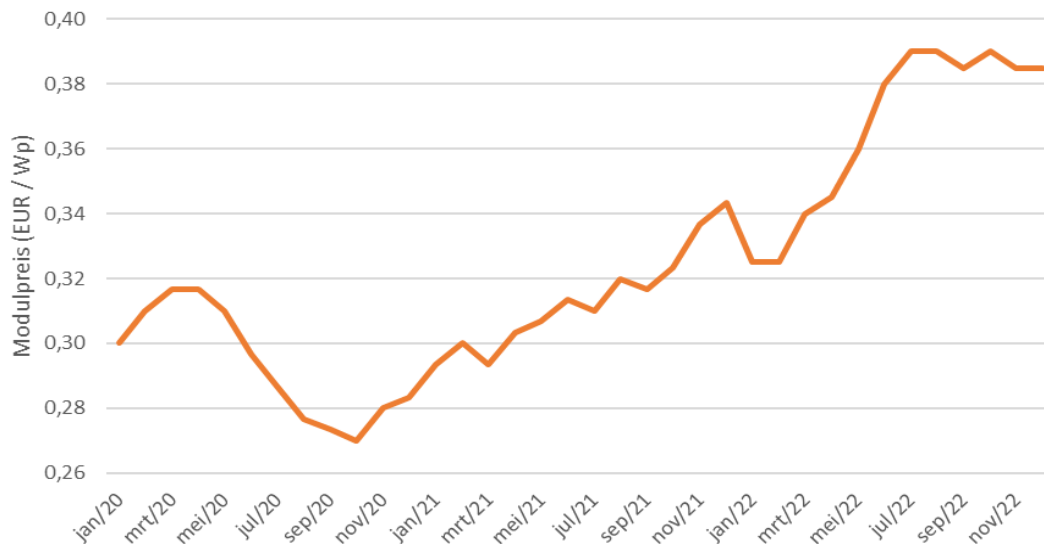
- **Ausbauziele 2030 – Gesamtziel 2045:** Die Novelle definiert ambitioniertere Ausbauziele für die erneuerbaren Energien: Im Jahr 2030 sollen 80 Prozent des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Gesamtziel ist es, im Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen.
- **Höhere 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 (vgl. Abschnitt Globaler Photovoltaikmarkt 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 bezuschlagte 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 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 teileinspeise Anlagen 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 ab 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.
- **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 Negativpreiseregulungen 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.

ENTWICKLUNG DER SYSTEMPREISE

Im Geschäftsjahr konnten bei den Entstehungskosten wie im Vorjahr weitere Preissteigerungen beobachtet werden, denn der Trend, dass die Systempreise lediglich abnehmen, wurde bereits im Geschäftsjahr 2021 entschlossen gebrochen. Die Modulpreise in Deutschland haben sich im Geschäftsjahr insgesamt nochmal um 12 % verteuert. Grund hierfür ist vor allem die Zunahme der Preise für Polysilizium, welches ein wesentlicher Bestandteil für Kristallin-Module ist.

Entwicklung der Modulpreise in Deutschland in 2020-2022 in EUR / Wp

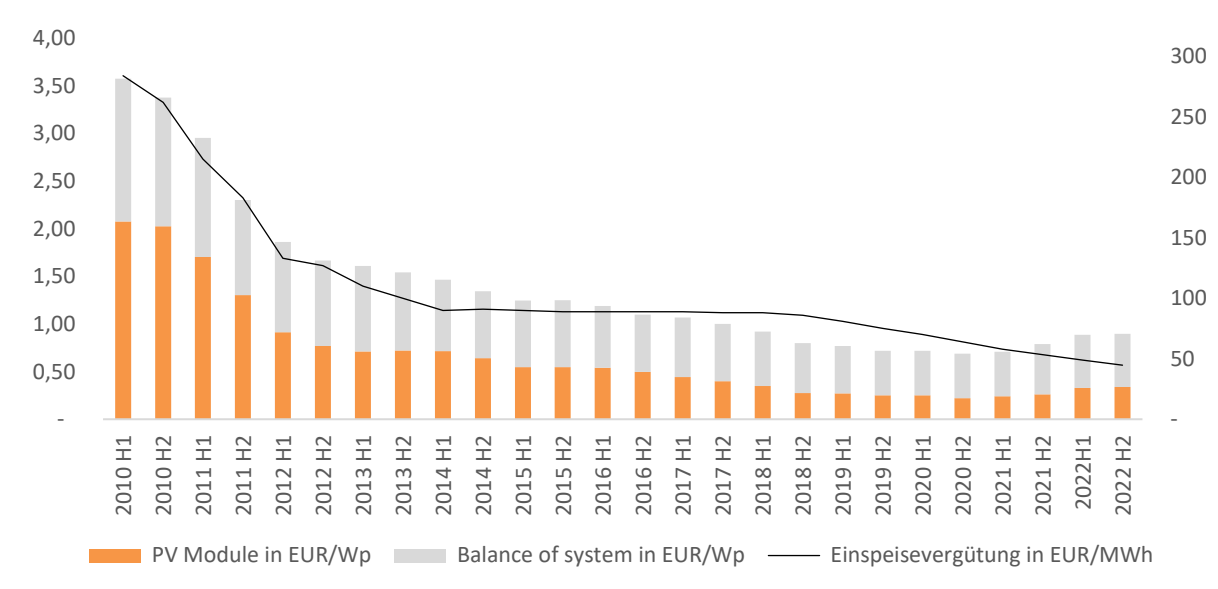


Quelle: pvxchange; eigene Darstellung

Obwohl die anderen Systemkosten (auch BOS für Balance of System) tendenziell mit den Jahren ebenfalls preiswerter werden, hat die Zunahme der Rohstoffpreise (Kupfer, Aluminium, Stahl) sowie die (Nicht-)Verfügbarkeit von Monteuren und Technikern bzw. Komponenten wie z.B. Trafostationen erneut zu deutlichen Erhöhungen in den BOS-Kosten geführt. Die Wartezeiten auf bestimmte projektspezifische Komponenten (wie z. B. Übergabestationen und Trafos) sind ebenfalls deutlich länger geworden.

Diese Wartezeiten können sogar im Regelfall bis 12 Monaten (oder länger) dauern. Insgesamt lässt sich nämlich in den letzten Jahren aufgrund des stärkeren Rückgangs der Modulpreise eine Verschiebung bei den Gesamtsystempreisen hin zu den BOS-Kosten (ohne Berücksichtigung spezifischer Standortfaktoren) wahrnehmen. Konnte man bei den Gesamtkosten für Module und BOS 2010 noch ein Verhältnis von 60/40 feststellen, lag das Verhältnis Module/BOS Ende 2022 bei 38/62.

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



Quelle: IRENA, Eigene Darstellung

ZINSENTWICKLUNG

Nach einer langen Nullzinsphase bis Juli 2022 hat die Europäische Zentralbank in Reaktion auf die rege Inflation in der Eurozone eine geldpolitische Kehrwende eingeleitet und die Leitzinsen sukzessive erhöht. Damit wurde im Juli 2022 durch eine Ersterhöhung von 0,5% der Anfang gemacht. Danach stiegen die wichtigsten Leitzinsen zweimal mit 0,75% im September und Oktober 2022 sowie nochmals mit zweimal 0,5% im Dezember 2022 sowie Februar 2023.

Diese Leitzinssteigerung wirkt sich auf die Projektfinanzierungsraten für neue Solaranlagen, sowie auch Refinanzierungszinssätze für Bestandsanlagen aus. Die Finanzverbindlichkeiten des Konzerns sowie der 7C Solarparken AG sind fast ausschließlich mit festen Zinsen abgeschlossen worden.

WETTBEWERB

Der Wettbewerb des Konzerns spielt sich v. a. 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 v. a. 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. Privatiere, geschlossene Fonds, andere IPP-Player, Versicherer usw. Der Konzern versucht sich durch Eigenentwicklung und durch den Ausbau von langfristigen Beziehungen mit Projektentwicklern und Generalunternehmern einen exklusiven Zugang zu verschaffen.

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

GESCHÄFTSVERLAUF 2022

STAND DER UMSETZUNGEN DER ZIELE DES GESCHÄFTSPLANS 2020-2022

Der Geschäftsplan 2020-22 wurde Ende 2020 und 2021 konkretisiert.

Stand der bisherigen Portfolioerweiterung auf > 220 MWp

Das geplante Portfoliowachstum des Geschäftsplans 2020-22 sah für das Jahr 2020 eine Steigerung von 190 MWp zum Jahresende 2019 um 30 MWp auf 220 MWp zum Jahresende 2020 vor. Im Juni 2020 wurde das Ausbauziel für 2020 bereits erreicht (siehe: Stand der Umsetzungen der Ziele des Geschäftsplans 2018-20). Am Ende des Jahres 2020 lag das Gesamtportfolio bei 256 MWp.

Stand der Integration des Wachstums

Ein Hauptaugenmerk in 2020 lag auf der Integration des jüngsten Wachstums.

- Für Anlagen mit einer Gesamtkapazität von rund 6 MWp und einer Vergütung nach dem EEG 2019 sollte bis Februar 2020 der Netzanschluss erfolgen. Insgesamt 5,1 MWp PV-Anlagen davon konnten trotz einiger Verzögerungen aufgrund des Ausbruchs der Corona-Pandemie und der verlangsamten Abwicklung bei den Netzbetreibern während des Jahres ans Stromnetz angeschlossen werden. Für zwei der angeschlossenen Projekte mit jeweils 750 kWp konnte die Endabnahme aufgrund von Baumängeln nicht erfolgen. Mehrere Klagen wurden bei Gericht gegen die Generalunternehmer eingereicht. Die Ende 2020 noch ausstehenden 0,9 MWp konnten im Laufe des ersten Halbjahres 2021 ans Netz angeschlossen werden
- Im Rahmen der Optimierungsmaßnahmen wurde das Modulaustauschprogramm im ersten Quartal 2020 planmäßig abgeschlossen. Insgesamt wurden in vier Solarparks (Groß-Stieten, Kissing, Wiesenbach, Mockrehna) 1,1 MWp Module ausgetauscht.
- Die 7C Solarparken hatte geplant, für eine der Fondsgesellschaften aus dem Betriebsführungsgeschäft die Beherrschung (und damit die vollständige Konsolidierung) bis 2021 zu erreichen. Dieses Ziel konnte bereits zum 30. Juni 2020 für zwei Fondsgesellschaften erreicht werden. Der Konzern wies zum Bilanzstichtag 2020 eine Beteiligung von 24,4 % in HCI Energy 1 Solar GmbH & Co. KG und eine Beteiligung von 38,1 % in HCI Energy 2 Solar GmbH & Co. KG aus. Die Beteiligungen in diesen zwei schlecht performenden Fonds konnte u. a. durch die Finanzierung eines Modulaustauschprogramms für das Projekt Oberostendorf und mehrere Kaufangebote an die bisherigen Investoren rasch aufgebaut werden. Zusätzlich hat 7C Solarparken die O&M-Verträge für die Parks, die zu den HCI1 und HCI2 Fondsgesellschaften gehören, mit dem externen Dienstleister aufgrund ungenügender Ausführung gekündigt und führt die O&M Arbeiten vorübergehend selbst aus.

- Ein weiterer Aspekt der Integration des Wachstums betrifft den Einsatz der technischen Mitarbeiter. Der Ausbau des technischen Wartungsteams konnte mit dem Ausbau des Anlagenportfolios der letzten Jahre nicht schritthalten. Die eigenen technischen Mitarbeiter arbeiten zunehmend auf Anlagen mit hohen EEG-Einspeisevergütungen. Die Wartungs- und Serviceaufgaben für Neuanlagen in Deutschland mit einem Volumen von 100 MWp konnten ab dem zweiten Quartal 2020 an IBC Solar (ein erfahrenes deutsches PV- Unternehmen) abgegeben werden. Die Ausführung wird von der 7C Solarparken überwacht.
- Die Reduzierung der Anzahl der Projektgesellschaften konnte während 2020 vollständig ausgeführt werden. Insgesamt reduzierte sich die Anzahl an Projektgesellschaften durch Verschmelzung um 17 Gesellschaften. Insgesamt zählt der Konzern am Bilanzstichtag 2020 noch 112 Gesellschaften, davon 103 in Deutschland und 9 im Ausland.

Stand der Skalierung auf 500 MWp und Belgien als zweiter Kernmarkt

Im aktualisierten Plan 2020-2022 soll das eigene IPP-Portfolio bis Ende 2022 auf 400 MWp ansteigen und das Portfolio für die Betriebsführung auf 100 MWp ausgeweitet werden.

Stand des Ausbaus des eigenen IPP-Portfolios von 220 MWp auf 400 MWp

Das Portfoliowachstum von 224,7 MWp (siehe „Stand der Umsetzungen des Geschäftsplans 2018-20“) auf 404 MWp am Bilanzstichtag umfasste neue Solaranlagen (126,3 MWp), und Bestandsanlagen (53,2 MWp) in Deutschland. Die durchschnittliche Größe der erworbenen Projekte lag bei 2,2 MWp. Der Investition/EBITDA-Multiplikator lag real bei 10,5 durch den Kauf von mehrheitlich neuen Projekten mit niedrigem Einspeisetarif, was sich bei gegebener Produktion in niedrigeren Umsatzerlösen und entsprechend niedrigeren EBITDA und, bezogen auf den Kaufpreis, in höheren Investition/EBITDA Multiplikatoren auswirkt.

Markteintritt in den belgischen Markt:

Der Vorstand hat in kurzer Zeit einen Markteintritt in Belgien gemacht. Folgende Meilensteine wurden bereits erreicht:

- Der Vorstand hat im Dezember 2020 die Partnerschaft mit Jean-Marie Pfaff als Markenbotschafter der 7C Solarparken bekannt gegeben. Jean Marie Pfaff war langjähriger Torwart beim FC Bayern München und belgischer Nationaltorwart und hat in Belgien, wie auch in Deutschland, einen sehr hohen Bekanntheitsgrad. Als Markenbotschafter wird Jean-Marie Pfaff Projektansätze mit den Kommunen und Landräten/Bürgermeistern initialisieren mit dem Ziel, daraus PV-Projekte zu realisieren.
- Am 29.12.2020 hat 7C Solarparken den Erwerb von Enervest Belgium BV (inzwischen: 7C Solarparken Belgium BV) bekannt gegeben. 7C Solarparken Belgium BV ist eine Projektentwicklungsgesellschaft mit starkem Track Record im belgischen Markt und einer der PV-Pioniere in Belgien. Enervest Belgium BV existiert seit 2008. Die Projektpipeline wurde übernommen, und im Geschäftsjahr 2022 sowie im Vorjahr wurde die Pipeline nach und nach umgesetzt. Dies war ein wesentlicher Bestandteil des Wachstums in Belgien in den letzten zwei Jahren.
- Der Plan sah ein IPP-Portfolio in Belgien bis Ende 2022 von 50 MWp. vor. In Belgien summiert sich das Portfolio zum Jahresende auf 42 MWp. Damit hat der Konzern die Zielgröße für Belgien für 2022 nicht erfüllt. Der Vorstand erwartet jedoch im laufenden Geschäftsjahr 2023 die Zielgröße von 50 MWp erreichen bzw. übertreffen zu können.

Stand des Ausbaus des Portfolios für die Betriebsführung auf 100 MWp

Neben den 62,7 MWp in Deutschland hat der Konzern mit dem Geschäftserwerb der Enervest Belgium BV (nunmehr 7C Solarparken Belgium BV) auch die kaufmännische Verwaltung von 8 MWp an belgischen PV-Projekten übernommen (siehe: „Verwaltetes Anlageportfolio“). Der Gesamtwert des verwalteten Portfolios lag somit am Bilanzstichtag bei 70,3 MWp.

Der Ausbau auf 100 MWp bis Ende 2022 ist getrieben von opportunistischen Gelegenheiten im Markt. Betriebsführungsprojekte werden nicht sehr häufig am Markt angeboten und sind, wie bei dem Erwerb von Enervest Belgium, häufig Bestandteil von komplexeren M&A-Transaktionen. Der Vorstand ist aber von der Attraktivität des Betriebsführungsgeschäfts überzeugt und wird jede sich bietende Gelegenheit im Markt prüfen, um dieses Segment weiter auszubauen. Es dienten sich jedoch im Geschäftsjahr sowie im Vorjahr unzureichend Opportunitäten an, um die geplante Zielgröße erreichen zu können.

PROGNOSE-IST-VERGLEICH

Der Vorstand war für das Geschäftsjahr 2022 in seiner ursprünglichen Prognose im Geschäftsbericht 2021 von zwei Szenarien ausgegangen. Beide Szenarien gingen vom Bestandsportfolio von 339 MWp zum Tag der Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2021 aus sowie von normalen Witterungsbedingungen im Jahr 2022 (973 kWh/kWp) und einer durchschnittlichen Aktienzahl von 76,4 Mio. Das erste Szenario jedoch unterstellte einen durchschnittlichen Strompreis an der EEX-Strombörse i.H.v. 134 EUR / MWh, während das zweite Szenario von einer staatlich veranlassten Strompreisobergrenze i.H.v. 70 EUR / MWh ausging.

in Mio. EUR	2022 (IST)	2022 Prognose gemäß Geschäftsbericht 2021	
		SZENARIO 1	SZENARIO 2
Umsatz	85,8	68,0	61,8
EBITDA	74,7	55,4	49,1
CFPS / Aktie [in EUR]	0,85	0,61	0,53

Die Strompreisobergrenze wurde vom Vorstand unterstellt, weil er von staatlichen Eingriffen in den Strommarkt ausgegangen war. Diese Annahme stellte sich zwar als richtig heraus, wurde aber in Deutschland erst am dem 1. Dezember und in Belgien ab dem 1. August des Geschäftsjahres 2022 realisiert, sodass der Einfluss im Berichtszeitraum unwesentlich blieb. Es wird daher ein Vergleich mit dem Prognoseszenario 1 erstellt.

Die prognostizierten Umsatzerlöse (EUR 68,0 Mio.) wurden im Geschäftsjahr 2022 um EUR 17,8 Mio. übertroffen. Das EBITDA des Geschäftsjahres beträgt EUR 74,7 Mio. Diese konnte somit um EUR 19,3 Mio. übertroffen werden. Der Vorstand hat während des Geschäftsjahres die EBITDA-Prognose im Zuge der Strompreisentwicklung sowie der hervorragenden Witterungsverhältnisse zweimal erhöht: im Halbjahresbericht erfolgte eine Erhöhung auf EUR 61,8 Mio. und mit der Veröffentlichung der 9-Monats-Zahlen folgte eine weitere Anhebung der EBITDA-Prognose auf EUR 70,0 Mio.

Der CFPS lässt sich wie folgt ableiten:

in TEUR	2022
1. EBITDA	74.717
2. Minus effektive Zinszahlungen	-5.178
3. Minus effektive Steuerzahlungen	-2.764
4. Minus Pachtaufwand (nicht im Betriebsaufwand enthalten)	-1.956
= Netto Cash Flow	64.819
Durchschnittliche Anzahl der Aktien	76.662
CFPS (in EUR)	0,85

Die Produktion betrug im Berichtszeitraum 348 Gigawattstunden (GWh) und lag damit 5,4 % oberhalb der Prognose i. H. v. 330 GWh. Hiermit wurde ein Ertrag pro installierter Leistungseinheit von 1.022 kWh/kWp für das Anlagenportfolio erreicht, der 5,0 % oberhalb dem prognostizierten Wert von 973 kWh/kWp liegt.

ERTRAGSLAGE

UMSATZ

7C Solarparks erzielte im Geschäftsjahr 2022 Umsatzerlöse in Höhe von EUR 85,8 Mio. (i. VJ: EUR 56,2 Mio.) Die Umsatzerlöse bestehen im Geschäftsjahr zu 98,6 % aus Stromverkäufen (Vorjahr: 97,6 %). Demzufolge ist der Stromverkauf von EUR 54,9 Mio. auf EUR 84,6 Mio. angestiegen.

	2022 FY	2021 FY	Änderung
GWh (Solar und Wind)	348	270	28,8%
kWh/kWp (nur Solar)	1.004	915	9,7%
kWh/kWp (Solar und Wind)	1.022	933	9,5%
Gewichtete durchschnittliche Leistung (Solar und Wind)	341	295	15,6%
Durchschnittlicher Einspeisepreis (EUR/MWh)	243	203	20,1%

Die kräftige Zunahme der Stromverkäufe ist einerseits auf die zugenommenen verkauften Strommengen andererseits auf den gestiegenen durchschnittlichen Einspeisepreis zurückzuführen. Das Anlagenportfolio generierte im Geschäftsjahr 2022 mit 348 GWh rund 29 % mehr Strom als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum.

Diese deutliche Zunahme ist sowohl auf das starke Wachstum des Anlagenportfolios als auch auf die gegenüber dem Vorjahr signifikant verbesserten Solar- und Windverhältnisse zurückzuführen; die gewichtete durchschnittliche Erzeugungskapazität im Geschäftsjahr lag um fast 16% höher als im Vorjahr. Der spezifische Ertrag des Anlagenportfolios hat sich mit 1.022 kWh/kWp gegenüber der Vorjahresperiode um 10% verbessert. Im Vergleich zu den Vorjahren nahm der durchschnittliche Einspeisepreis wieder deutlich zu (+20,1 %) und stieg auf 243 EUR/MWh (i.VJ.: 203 EUR/MWh). In dieser Entwicklung spiegeln sich die enorm gestiegenen Strommarktpreise der vergangenen Monate wider, welche sinkende Einspeisevergütungen für Neubauprojekte deutlich überkompensieren (vgl. Abschnitt „Vergütungssätze des deutschen Anlagenportfolios“).

Die Umsatzerlöse aus Dienstleistungen haben sich von EUR 1,1 Mio. im Jahr 2021 geringfügig auf EUR 0,9 Mio. verringert. Dies entspricht 1,0 % vom Gesamtumsatz (Vorjahr: 2,0 %).

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparks in Höhe von EUR 3,3 Mio. (i. VJ.: EUR 2,5 Mio.).

Besonders hervorzuheben sind Ausgleichszahlungen in Verbindung mit Anlagenabschaltungen infolge der Ausführung von Redispatch 2.0 i.H.v. EUR 1,1 Mio., Erträge aus Schadenersatz i.H.v. EUR 1,5 Mio. insbesondere aus einem Vergleich mit einem Verkäufer von einer Solaranlage (EUR 0,9 Mio.) sowie aus versicherten Schadensfällen i.H.v. EUR 0,6 Mio. (i.VJ. EUR 0,5 Mio.) und schließlich die Erträge aus dem Wegfall von Verbindlichkeiten (z. B. durch Verjährung) i. H. v. EUR 0,2 Mio. (i. VJ. EUR 0,7 Mio.). Der Ertrag aus dem Vergleich mit dem Verkäufer steht in Zusammenhang mit einer Wertminderung auf der verkauften Solaranlage in gleicher Höhe (Siehe Abschreibungen und Wertminderungen). Im Vorjahr konnte noch die Weiterberechnung von Aufwendungen i. H. v. EUR 0,5 Mio. als sonstiger betrieblicher Ertrag verzeichnet werden.

PERSONALAUFWAND

Der Personalaufwand nahm im Berichtszeitraum auf EUR 2,0 Mio. (i. VJ.: EUR 2,2 Mio.) geringfügig ab. Der Konzern beschäftigte zum 31. Dezember 2022 neben den beiden Vorständen 24 Mitarbeiter (i. VJ: 27 Mitarbeiter), davon 12 bei der 7C Solarparks AG (i. VJ.: 11 Mitarbeiter). Durchschnittlich beschäftigte der Konzern während der Berichtsperiode 24 Mitarbeiter (i. VJ.: 29 Mitarbeiter), davon 11 bei der 7C Solarparks AG (i. VJ: 11 Mitarbeiter).

SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

Die betrieblichen Aufwendungen beliefen sich in der Berichtsperiode auf EUR 12,4 Mio. (i. VJ: EUR 7,9 Mio.). Dieser Anstieg des sonstigen Betriebsaufwandes ist auf die zugenommenen Kosten für den Betrieb der Solarparks (+EUR 2,3 Mio.), die Erhöhung der Rückstellungen (+EUR 1,6 Mio.) sowie auf Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte zurückzuführen (+ EUR 0,6 Mio.).

Die Kosten für den Betrieb der Solarparks umfassen Aufwendungen wie Reparaturen und Instandhaltung sowie Versicherungen, Eigenstrombedarf, Materialkosten und Kosten für die Rasen-/Grünpflege. Diese Aufwendungen stiegen von EUR 3,8 Mio. im Vorjahr auf EUR 6,1 Mio. an (+ EUR 2,3 Mio.). Die Hauptgründe für diese Zunahme sind die Auslagerung der Wartungsarbeiten für die Solar- und Windparks (+ EUR 1,1 Mio.) sowie der Anstieg der variablen Leasingraten aus Gestattungsverträgen i. V. m. Solarparks aufgrund der guten Witterungsverhältnisse (+ EUR 0,7 Mio.).

Darüber hinaus wurde im Berichtszeitraum eine Rückstellung für die Beseitigung von Altlasten auf Grundstücken des Konzerns i. H. v. EUR 1,5 Mio. gebildet. Schließlich hatten die gestiegenen Umsatzerlöse zur Folge, dass die Forderungsverluste- und Wertberichtigungen für die Kreditrisiken um EUR 0,5 Mio. gestiegen sind.

EBITDA

Der 7C Solarparks Konzern hat ein EBITDA von EUR 74,7 Mio. erzielt (i. VJ.: EUR 48,6 Mio.), was einer Steigerung von 53,7 % entspricht. Die EBITDA Marge stieg im Geschäftsjahr leicht an und lag bei 87,1% (i.VJ. 86,5 %).

ABSCHREIBUNGEN UND WERTMINDERUNGEN

Die Abschreibungen und Wertminderungen in Höhe von EUR 34,6 Mio. (i. VJ.: EUR 31,1 Mio.) betreffen Abschreibungen bzw. Wertminderungen auf Sachanlagen, Nutzungsrechte sowie immaterielle Vermögenswerte. Die Erhöhung der planmäßigen Abschreibungen ist auf die Erweiterung des Anlagenportfolios (+EUR 1,8 Mio.) sowie der Nutzungsrechte (+EUR 0,4 Mio.) zurückzuführen. Es wurden Wertminderungen der Sachanlagen, Nutzungsrechte oder der immateriellen Vermögenswerten i.H.v. EUR 1,6 Mio. (i.VJ. EUR 0,2 Mio.) vorgenommen. Diese Wertminderungen ergeben sich v.a. aus der Wertminderung von zwei Solaranlagen. Für eine Solaranlage musste aufgrund des Verlustes des Anspruches auf Einspeisevergütung eine Wertminderung in Höhe von EUR 0,5 Mio. erfasst werden. Für eine weitere Solaranlage musste eine Wertminderung in Höhe von EUR 0,9 Mio. erfasst werden. Zu dieser Wertminderung kam es, weil es im Rahmen des Umzugs einer bestehenden Anlage an einem neuen Standort zu größeren Verzögerungen bei Baurecht und Netzanschluss gekommen ist.

EBIT

Das Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit (EBIT) hat von EUR 17,5 Mio. im Vorjahr auf EUR 40,2 Mio. in 2022 zugenommen. Dies entspricht einer EBIT-Marge von 46,8 % (i. VJ.: 31,1 %).

BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS

Das Beteiligungs- und Finanzergebnis verbesserte sich mit minus EUR 5,9 Mio. im Vergleich zum Vorjahr (minus EUR 6,3 Mio.). Diese Verbesserung des Beteiligungs- und Finanzergebnis um EUR 0,4 Mio. resultiert im Wesentlichen aus der Abnahme von Finanzaufwendungen. Die Zinsaufwendungen verringerten sich im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um EUR 0,6 Mio. auf EUR 4,8 Mio. (i. VJ.: EUR 5,4 Mio.). Die Aufzinsungen für Rückstellungen und Leasingverbindlichkeiten nahmen aufgrund der Erweiterung des Portfolios um EUR 0,2 Mio. auf EUR 1,2 Mio. zu.

PERIODENERGEBNIS

Der in der Konzern Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesene Steueraufwand belief sich im Geschäftsjahr 2022 insgesamt auf EUR 9,8 Mio. (i. VJ.: EUR 0,6 Mio.). Diese Zunahme ergibt sich in Wesentlichen daraus, dass sich im Geschäftsjahr das Ergebnis vor Ertragssteuern (EBT) um EUR 23,1 Mio. erhöht hat, was zu einer Zunahme der laufenden Steuern und einer Abnahme von aktiven latenten Steuern auf Verlustvorträge führte. Gegenläufig wirkten sich erstmalig bisher noch nicht angesetzte steuerliche Verlustvorträge sowie bis dahin noch nicht berücksichtigte temporäre Unterschiede aus. Der Konzernjahresüberschuss von EUR 24,5 Mio. (i. VJ.: EUR 10,6 Mio.) setzt sich aus dem Ergebnis der Anteilseigner der Muttergesellschaft i. H. v. EUR 23,5 Mio. sowie dem Ergebnis nicht beherrschender Gesellschafter von EUR 0,9 Mio. zusammen.

VERMÖGENS- UND FINANZLAGE

VERMÖGENSLAGE

Die Vermögenslage der 7C Solarparks setzt sich zu rund 81 % (2021: 84 %) aus langfristigen Vermögenswerten zusammen.

Die immateriellen Vermögenswerte von 7C Solarparks beliefen sich zum 31. Dezember 2022 auf EUR 2,6 Mio. (2021: EUR 1,8 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 1,6 Mio. sowie Projektrechte für Solaranlagen, die sich in unterschiedlichen Entwicklungsphasen befinden i.H.v. EUR 1,0 Mio. Es wurden planmäßige Abschreibungen i.H.v. EUR 0,2 Mio. auf die immateriellen Vermögenswerten vorgenommen.

Der Konzern hat im Berichtszeitraum EUR 12,0 Mio. in die Erweiterung des Solar- und Windanlagenportfolios investiert. Darüber hinaus wurden Solarparks im Bau i. H. v. EUR 3,8 Mio. durch die Realisierung der Projekte in die Solarparks umgliedert. Die planmäßigen Abschreibungen betragen EUR 30,6 Mio. und Wertminderungen in den Solaranlagen EUR 1,5 Mio. Demzufolge hat der Buchwert der Solar- und Windparks mit EUR 359,2 Mio. im Vergleich zum Vorjahr (EUR 375,5 Mio.) in der Summe um EUR 16,2 Mio. abgenommen.

Die Solarparks im Bau hatten zum Stichtag einen Buchwert von EUR 15,6 Mio. (i. VJ. EUR 2,2 Mio.). Die Zunahme der Solarparks im Bau stehen vor allem damit in Verbindung, dass der Zeitraum bis zum Netzanschluss einer Solaranlage erheblich zugenommen hat. Es wurden im Berichtszeitraum EUR 3,8 Mio. Solaranlagen im Bau in die Solarparks umgliedert.

Die Nutzungsrechte, welche im Wesentlichen die Nutzung von Grundstücken und Dächern für den Betrieb der Solar- und Windkraftanlagen betreffen, stiegen von EUR 26,3 Mio. auf EUR 38,4 Mio. Hier standen den Zugängen durch Investitionen und durch Erweiterung des Konsolidierungskreises i. H. v. EUR 13,9 Mio. Abschreibungen i. H. v. EUR 1,9 Mio. entgegen.

Die Grundstücke und Gebäude, d. h. das sog. PV Estate, ist unter Berücksichtigung von Abschreibungen i. H. v. EUR 0,3 Mio. auf EUR 13,2 Mio. (i. VJ. EUR 12,9 Mio.) angewachsen. Es wurde im Geschäftsjahr eine Logistikhalle in Dessau veräußert, während ein Bürogebäude nebst Logistikhalle in Sint-Niklaas (Belgien) erworben wurde. Insgesamt verringert sich das PV Estate Portfolio mit diesen Transaktionen geringfügig auf 184 ha (i. VJ. 185 ha).

Die aktiven latenten Steuern resultieren aus voraussichtlich steuerlich nutzbaren Verlustvorträgen sowie aus temporären Differenzen. Sie haben sich von EUR 6,6 Mio. auf EUR 6,0 Mio. verringert.

Die kurzfristigen Vermögenswerte haben sich von EUR 79,5 Mio. am Jahresende 2021 auf EUR 102,4 Mio. zum 31. Dezember 2022 erhöht. Am Bilanzstichtag verfügte der Konzern über liquide Mittel i. H. v. EUR 90,5 Mio. (i. VJ.: EUR 69,3 Mio.). Hiervon sind EUR 18,8 Mio. (i. VJ.: EUR 18,7 Mio.) mit Verfügungsbeschränkungen für Projektreserven und Avale belegt.

Die Bilanzsumme ist von EUR 507,9 Mio. auf EUR 550,4 Mio. angestiegen.

Das Eigenkapital belief sich zum 31. Dezember 2022 auf EUR 227,2 Mio. (i. VJ.: EUR 197,3 Mio.). Der Anstieg in Höhe von EUR 29,9 Mio. bzw. um 15,2 % basiert auf den im August und September durchgeführten Kapitalerhöhungen im Rahmen von Privatplatzierungen (zusammen EUR 15,7 Mio.) abzüglich der Platzierungskosten, dem positiven Gesamtergebnis (EUR 23,8 Mio.) und der ausgezahlten Dividenden i. H. v. EUR 9,0 Mio. Schließlich haben Rückkäufe von Anteilen an Konzerngesellschaften mit nicht beherrschenden Anteilen zu einer Verringerung des Eigenkapitals um EUR 0,5 Mio. geführt.

Die Eigenkapitalquote, die vom Konzern ohne das Hedging Reserve ermittelt wird, erhöhte sich von 38,8 % zum 31. Dezember 2021 auf solide 41,4 % zum 31. Dezember 2022.

Die lang- und kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten im Konzern beliefen sich zum 31. Dezember 2022 insgesamt auf EUR 227,0 Mio. (i. VJ.: EUR 241,1 Mio.). Es handelt sich hier um die Darlehen zur Finanzierung der Solar- und Windparks, der Immobilien des sog. PV Estate sowie auch um die emittierten Schuldscheindarlehen. Es wurden im Geschäftsjahr EUR 16,3 Mio. neue Projektfinanzierungen bei bereits bestehenden Projektgesellschaften aufgenommen. Gegenläufig haben sich die regulären Tilgungen i. H. v. EUR 29,5 Mio. ausgewirkt.

Die lang- und kurzfristigen Leasingverbindlichkeiten betragen zum Bilanzstichtag EUR 39,1 Mio. (i. VJ.: 26,3 Mio.). Zu der Veränderung trugen im Wesentlichen erhöhend neue Leasingverbindlichkeiten aus der Erweiterung des Konsolidierungskreises oder durch Erwerb von Nutzungsverträgen (EUR 1,1 Mio.) sowie aufgrund des Abschlusses von neuen Leasingverträgen i. H. v. EUR 13,1 Mio. sowie aufgrund von Aufzinsung von bestehenden Leasingverbindlichkeiten i. H. v. EUR 0,4 Mio. bei. Gegenläufig haben sich die regulären Tilgungen i. H. v. EUR 2,1 Mio. ausgewirkt.

Bei den langfristigen Rückstellungen war eine Zunahme um EUR 3,0 Mio. zu verzeichnen. Dies war v. a. auf die Rückbaurückstellungen zurückzuführen, die im Wesentlichen aufgrund der Erwerbe von Tochterunternehmen i. H. v. EUR 0,5 Mio. sowie der Neubauprojekte (EUR 0,3 Mio.) und aus der Aufzinsung um EUR 0,7 Mio. anstiegen. Es gab eine Zunahme der Rückstellungen aus Grundbesitz und Leasingverbindlichkeiten um EUR 1,5 Mio. wegen der Aufdeckung von Altlasten auf einem Grundstück des PV Estate Portfolios. Daneben sanken Rückstellungen für technische Gewährleistungen mit EUR 0,1 Mio. Schließlich nahmen die Rückstellungen für Einzelrisiken um EUR 0,2 Mio. zu.

FINANZLAGE UND KAPITALFLUSSRECHNUNG

Die Veränderung des Finanzmittelfonds betrug im Berichtsjahr EUR 21,2 Mio. (i. VJ: EUR 7,1 Mio.). Dabei betrug der „Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit“ EUR 61,8 Mio., welcher den Zahlungsmittelabfluss aus der Investitionstätigkeit i. H. v. EUR 31,5 Mio. sowie den „Netto-Cash-Flow aus der Finanzierungstätigkeit“ i.H.v. EUR 9,1 Mio. ausglich und per Saldo zu einer Erhöhung des Finanzmittelfonds führten. Die einzelnen Zahlungsmittelzu- bzw. abflüsse stellten sich wie folgt dar:

Der Nettomittelzufluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit verbesserte sich von EUR 46,8 Mio. auf EUR 69,7 Mio. Er resultiert im Wesentlichen aus dem operativen Geschäft der Solarparks und den hieraus generierten Einzahlungen abzüglich den gezahlten Zinsen i.H.v. EUR 5,2 Mio. (i.VJ. EUR 5,0 Mio.) sowie den gezahlten Ertragssteuern i.H.v. EUR 2,8 Mio. (i.VJ. EUR 1,6 Mio.).

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit betrug minus EUR 31,5 Mio. (i. VJ: minus EUR 40,4 Mio.) und resultierte im Wesentlichen aus dem Nettozahlungsmittelabfluss für die Investitionen in Sachanlagen (EUR 6,5 Mio.) und für den Erwerb von Tochterunternehmen (EUR 7,0 Mio.). Des Weiteren wurden Anzahlungen auf Solaranlagen im Bau (EUR 17,3 Mio.) sowie Investitionen in Projektrechte (EUR 1,1 Mio.) getätigt.

Der negative Cash-Flow aus Finanzierungstätigkeit belief sich auf minus EUR 9,1 Mio. (i. VJ: + EUR 7,1 Mio.). Dieser Betrag umfasst v. a. die Einzahlungen aus den zwei Kapitalerhöhungen i. H. v. EUR 15,9 Mio., die Einzahlung von neuen projektgebundenen Krediten i. H. v. EUR 16,3 Mio. sowie die Aufnahme von neuen Leasingverbindlichkeiten (EUR 0,4 Mio.). Dagegen haben sich liquiditätsmindernd die Tilgung von Krediten in Höhe von EUR 29,5 Mio., die Ausschüttung von Dividenden i. H. v. EUR 9,0 Mio., sowie die Tilgungen der Leasingverbindlichkeiten gemäß IFRS 16 von EUR 2,1 Mio. ausgewirkt. Der Konzern hat auch nicht-beherrschende Anteile für einen Betrag i.H.v. EUR 0,6 Mio. zurückgekauft. Schließlich betragen die Transaktionskosten für die Fremd- und Eigenkapitalbeschaffung EUR 0,5 Mio.

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

Zusammenfassend ist die Entwicklung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage als positiv zu betrachten. Die sich abzeichnende Verbesserung des EBITDA sowie die Erweiterung des Anlagenportfolios spiegelt die Unternehmensplanung und Intention einer nachhaltigen und kontinuierlichen Geschäftsentwicklung erfolgreich wider. Der Vorstand beurteilt diese Entwicklung als positiv und sieht die Möglichkeit der weiteren Verbesserung des Unternehmenserfolgs durch die Ausführung des Geschäftsplans 2022-2024.

WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DER 7C SOLARPARKEN AG

(Berichterstattung auf Basis des handelsrechtlichen Jahresabschlusses - HGB)

GESCHÄFTSVERLAUF 2022

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

Die 7C Solarparks AG hat sowohl ihre Umsatz- als auch ihre EBITDA-Prognose deutlich übertroffen. Der Geschäftsverlauf im Jahr 2022 ist im strategischen und finanziellen Sinne als positiv zu betrachten.

PROGNOSE-IST-VERGLEICH

Der Umsatz der 7C Solarparks AG hat mit EUR 10,2 Mio. die Prognose von EUR 3,6 Mio. deutlich übertroffen. Dies hängt damit zusammen, dass im Berichtszeitraum die Modulverkäufe um EUR 0,6 Mio. Mio. auf EUR 4,6 Mio. im Vergleich zum Vorjahr angestiegen sind. Die Stromverkäufe erhöhten sich infolge der positiven Witterungsbedingungen sowie der hohen Strompreise von EUR 1,4 Mio. im Vorjahr auf EUR 2,6 Mio. im Geschäftsjahr 2022.

Vor allem die gute Umsatzentwicklung der Stromverkäufe hat sich auch auf das EBITDA positiv ausgewirkt, das den prognostizierten Wert (EUR 0,1 Mio.) mit EUR 3,2 Mio. deutlich übertroffen hat.

in TEUR	2022 (IST)	2022 (Prognose)
1. Umsatzerlöse	10.205	3.600
2. Sonstige betriebliche Erträge	761	
= Gesamtleistung	10.966	
4. Materialaufwand		
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	-4.137	
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	-1.185	
5. Personalaufwand		
a) Löhne und Gehälter	-786	
b) Soziale Abgaben	-104	
6. Sonstige betriebliche Aufwendungen	-1.569	
7. EBITDA	3.184	100

Die Produktion betrug im Berichtszeitraum 11,1 GWh, was 5,7 % über der Prognose i. H. v. 10,5 GWh lag. Hiermit wurde ein Ertrag pro installierter Leistungseinheit von 1.036 kWh/kWp erreicht und übertrifft somit den prognostizierten Wert von 985 kWh/kWp um 5,2 %.

ERTRAGSLAGE

UMSATZ

Die Umsatzerlöse der 7C Solarparken AG betragen im Geschäftsjahr 2022 EUR 10,2 Mio. (i. VJ. EUR 4,8 Mio.) und sind damit gegenüber dem Vorjahr sehr stark angestiegen. Die Umsatzerlöse bestanden im Wesentlichen aus dem Verkauf von Modulen (EUR 4,6 Mio.), Stromverkäufen (EUR 2,6 Mio.) sowie der Erbringung von Dienstleistungen (EUR 3,0 Mio.). Die 7C Solarparken AG hat Mieteinnahmen i. H. v. TEUR 29 durch die Vermietung Ihrer Immobilienobjekte erzielt (i. VJ: TEUR 27).

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind im Vergleich zu 2021 mit EUR 0,8 Mio. deutlich gesunken (i. VJ. EUR 1,2 Mio.).

Die sonstigen betrieblichen Erträge bestanden im Berichtsjahr fast ausschließlich aus dem Liquidationserlös der Konzerngesellschaft Colexon Italia SRL (Imola, Italien) i.H.v. EUR 0,4 Mio. sowie der Auflösung von Gewährleistungsrückstellungen i.H.v. EUR 0,2 Mio. (i.VJ. EUR 0,3 Mio.). Im Vorjahr konnte noch ein einmaliger betrieblicher Ertrag infolge der Einbringung von Dienstleistungen ins Eigenkapital einer Konzerngesellschaft als Sacheinlage (EUR 0,6 Mio.) erwirtschaftet werden.

MATERIALAUFWAND – AUFWENDUNGEN FÜR BEZOGENE LEISTUNGEN

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sind aufgrund der vielen Modulverkäufe von EUR 0,7 Mio. im Vorjahr auf EUR 4,1 Mio. angestiegen. Die Aufwendungen für bezogene Leistungen sind von EUR 1,0 Mio. im Jahr 2021 auf EUR 1,2 Mio. im Geschäftsjahr angestiegen. Ausschlaggebend hierfür war v. a. die mit Dienstleistern abgeschlossenen Verträge für die technische Wartung des angestiegenen Anlagenportfolio des Konzerns.

PERSONALKOSTEN

Die Personalaufwendungen haben sich auf EUR 0,9 Mio. (i. VJ. EUR 1,0 Mio.) geringfügig verringert. Die Anzahl der Mitarbeiter zum Jahresende betrug 12 (i. VJ: 11) Mitarbeiter.

SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

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

ABSCHREIBUNGEN

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

ZINSEN - STEUERN

Die Zinserträge sind mit EUR 4,8 Mio. leicht angestiegen (EUR 4,6 Mio.). Die Wesentlichkeit der Zinserträge im Jahresergebnis der Muttergesellschaft, hängt v. a. mit der Rolle der 7C Solarparken AG als Finanzierungsgesellschaft des Konzerns zusammen.

Die Zinsaufwendungen sind in etwa unverändert geblieben und betragen EUR 1,2 Mio. (i. VJ: EUR 1,2 Mio.).

Die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag lagen im Geschäftsjahr 2022 bei EUR 0,6 Mio., während sie für die Gesellschaft im Vorjahr noch bei EUR 0,4 Mio. lagen. Dies ist auf das höhere Jahresergebnis zurückzuführen. Die Gesellschaft kann für das Geschäftsjahr 2022 wie auch im Vorjahr steuerliche Verlustvorträge geltend machen. Die im Jahresabschluss enthaltenen Ertragsteuern resultieren daher aus der Mindestbesteuerung. Die sonstigen Steuern lagen bei TEUR 8 (2021: TEUR 9). Im Ergebnis erwirtschaftete die Gesellschaft einen Jahresüberschuss von EUR 6,0 Mio. (i. VJ: EUR 4,0 Mio.).

VERMÖGENS- UND FINANZLAGE

ANLAGEVERMÖGEN

Das Sachanlagevermögen sank auf EUR 10,2 Mio. im Vergleich zu EUR 11,0 Mio. im Vorjahr. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf die regulären Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen zurückzuführen.

Die Finanzanlagen i. H. v. EUR 62,9 Mio. (2021: EUR 57,4 Mio.) beinhalten die unmittelbaren Anteile an Tochterunternehmen und Beteiligungen und entfallen mit EUR 33,8 Mio. zu einem großen Teil auf die Anteile an der 7C Solarparken NV, Mechelen, Belgien. Im Geschäftsjahr erfolgte eine Kapitalerhöhung bei der Colexon IPP GmbH (Bayreuth, Deutschland) i. H. v. EUR 5,0 Mio. zur Finanzierung von Investitionen in Solaranlagen. Daneben wurden für insgesamt EUR 0,6 Mio. Geschäftsanteile an Fondsgesellschaften erworben. Gegenläufig hat sich die Liquidation der Colexon Italia SRL (Imola, Italien) um EUR 0,1 Mio. ausgewirkt.

UMLAUFVERMÖGEN

Das Umlaufvermögen ist um EUR 7,5 Mio. auf EUR 167,2 Mio. angestiegen (i. VJ: EUR 159,7 Mio.). Der leichte Anstieg resultierte im Wesentlichen aus der Erhöhung der ausgereichten konzerninternen Darlehen auf EUR 160,6 Mio. (i. VJ: EUR 148,1 Mio.). Das Vorratsvermögen hat sich von EUR 1,6 Mio. im Vorjahr auf EUR 0,7 Mio. verringert. Diese Abnahme ist nahezu ausschließlich auf die Reduzierung des Modulbestandes infolge der Veräußerung an Konzerngesellschaften für den Bau von Solarparks zurückzuführen. Die liquiden Mittel haben sich um EUR 5,4 Mio. verringert. Die Bilanzsumme erhöhte sich von EUR 228,4 Mio. im Vorjahr auf EUR 240,4 Mio. zum Bilanzstichtag.

EIGENKAPITAL

Das Eigenkapital der 7C Solarparken AG ist während des Geschäftsjahres 2022 insgesamt um EUR 13,5 Mio. auf EUR 185,8 Mio. gestärkt worden. Hierzu haben neben dem positiven Jahresergebnis (EUR 6,0 Mio.) insbesondere die zwei Barkapitalerhöhungen i. H. v. EUR 15,9 Mio. beigetragen, die zur Finanzierung des eigenen Solaranlagenportfolios sowie der Erweiterung des Beteiligungsportfolios eingesetzt werden. Gegenläufig hat sich die Ausschüttung einer Dividende an die Aktionäre der Gesellschaft (EUR 8,4 Mio.) ausgewirkt.

RÜCKSTELLUNGEN

Die Rückstellungen sanken um EUR 0,1 Mio. auf EUR 2,5 Mio. im Geschäftsjahr 2022. Dies resultiert hauptsächlich aus der Verringerung von Rückstellungen für Gewährleistungen um EUR 0,2 Mio. und dem gegenläufigen Anstieg der Steuerrückstellungen um EUR 0,1 Mio.

VERBINDLICHKEITEN

Die Verbindlichkeiten sind aufgrund der regulären Tilgung von Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten von EUR 52,1 Mio. im Vorjahr auf EUR 50,1 Mio. zum Bilanzstichtag gesunken.

FINANZLAGE

Primäres Ziel der finanziellen Aktivitäten der Gesellschaft ist es, die Finanzierung des laufenden Geschäftsbetriebes sowie die Steuerung der Finanzierungsaktivitäten innerhalb des Konzerns sicherzustellen. Der Kapitalbedarf der Gesellschaft zur Finanzierung ihrer Finanzierungs- und Investitionsaktivitäten wurde im Berichtsjahr im Wesentlichen durch Zahlungsmittelzuflüsse aus der Ausgabe neuer Aktien (EUR 15,9 Mio.) gedeckt. Dem standen Mittelabflüsse i. H. v. EUR 6,7 Mio. zur Finanzierung von Konzerngesellschaften, EUR 8,4 Mio. Dividendenzahlungen und EUR 2,0 Mio. Rückzahlungen von Bankdarlehen gegenüber. Insgesamt stand der Mittelzufluss aus der operativen Tätigkeit in Höhe von EUR 0,7 Mio., Mittelabflüsse aus Finanzierungstätigkeit in Höhe von EUR 1,3 Mio. sowie aus der Investitionstätigkeit in Höhe von EUR 4,8 Mio. gegenüber. Die Mittelabflüsse aus Investitionstätigkeit bestanden v. a. aus der Investition in Tochterunternehmen (EUR 5,0 Mio.) und dem Erwerb von anderen finanziellen Vermögenswerten (EUR 0,5 Mio.). Dem standen erhaltene Zinsen und Dividenden i. H. v. EUR 0,2 Mio. sowie Einzahlung aus dem Liquiditätserlös der Colexon Italia (Imola, Italien) i.H.v. EUR 0,5 Mio. gegenüber. Der Kassenbestand verringerte sich somit um EUR 5,4 Mio. auf EUR 4,1 Mio. (i. VJ: EUR 9,6 Mio.).

Die Gesellschaft war zu jeder Zeit in der Lage, ihre Zahlungsverpflichtungen zu erfüllen. Außerbilanzielle Verpflichtungen bestanden aus Rückkaufverpflichtungen einzelner Anlagen, die von der Gesellschaft gebaut wurden. Die Rückkaufverpflichtungen können erst in 7 Jahren Auswirkungen haben.

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

PROGNOSEBERICHT

MUTTERGESELLSCHAFT

Aufgrund des strategischen Fokus des Konzerns werden die Erlöse der 7C Solarparken AG hauptsächlich aus dem Betrieb, der Wartung und den Managementdienstleistungen des eigenen IPP-Portfolios generiert. Auch wird die 7C Solarparken AG aus ihren eigenen Solaranlagen und PV Estate Umsatzerlöse generieren können. Weil einmalige Erträge und Aufwendungen des Berichtsjahres für das kommende Geschäftsjahr nicht im gleichen Umfang erwartet werden können, plant der Vorstand einen Umsatz von EUR 3,9 Mio. sowie ein positives EBITDA von EUR 0,1 Mio.

Das Anlagenportfolio der Muttergesellschaft sollte eine Produktion von 10,0 GWh, einen Ertrag pro installierter Anlagenleistung von 934 kWh/kWp und eine Performance Ratio von 80% für das Geschäftsjahr 2023 erreichen.

KONZERN

Der Vorstand berücksichtigt für seine Prognose das Bestandsportfolio von 422 MWp. Das besteht aus dem Portfolio am Bilanzstichtag von 394 MWp zuzüglich der Solaranlagen, die sich zum Bilanzstichtag im Erwerb befanden (10 MWp) sowie auch die Anlagen des GSI 3 Fonds (21 MWp) abzüglich eines Verkaufs einer Anlage von 2 MWp. Es wird dabei mit einer durchschnittlichen operativen Anlagenleistung von 410 MWp gerechnet, da das Bestandsportfolio erst sukzessive im Geschäftsjahr 2023 ans Netz angeschlossen sein wird. Mit dem durchschnittlichen Anlagenportfolio erwartet der Vorstand im Geschäftsjahr 2023 eine Stromproduktion i.H.v. 385 GWh zu realisieren, ausgehend von normalen Witterungsbedingungen im Geschäftsjahr 2023. Das bedeutet einen Ertrag pro installierter (operativen) Anlagenleistung (kWh/kWp) von 941 kWh/kWp.

Weiterhin geht der Vorstand von einem Strompreis für Solaranlagen an der EEX Strombörse i.H.v. 98 EUR / MWh aus. Der Vorstand erwartet daher Umsatzerlöse von EUR 66,0 Mio., ein EBITDA von EUR 57,0 Mio. und ein Cashflow je Aktie von EUR 0,60 für den Konzern im Geschäftsjahr 2023.

Prognose Konzernzahlen 2023

IN MIO. EUR	2022 (IST)	2023 (PROGNOSE)
Umsatzerlöse	85,8	66,0
EBITDA	74,7	57,0
CFPS (EUR)	0,85	0,60

Dieser Ausblick basiert auf den folgenden Annahmen

- keine (rückwirkenden) regulatorischen Eingriffe.
- Keine signifikanten Abweichungen von den langjährigen Wetterprognosen des Deutschen Wetterdienstes von Januar bis Dezember.
- Es wird von einem durchschnittlichen Anlagenportfolio von 410 MWp für 12 Monate in den prognostizierten Finanzkennzahlen ausgegangen.
- Es wird ein Bestandsportfolio von 422 MWp, d.h. das Portfolio zum Bilanzstichtag 394 MWp zuzüglich dem sich im Erwerb befindliche Anlage in Schweirn (10 MWp) sowie den Anlagen aus dem GSI 3 Fonds mit einer Leistung von 21 MWp (Siehe Nachtragsbericht) unter Berücksichtigung eines Verkaufs einer Solaranlage mit einer Leistung i.H.v. 2 MWp unterstellt.
- es werden keine weiteren Kapitalerhöhungen, die in der Regel mit einem Portfoliowachstum einhergehen vorgenommen. Die zugrunde liegende Aktienanzahl beträgt daher 79,8 Mio. Aktien.
- Der durchschnittliche Strompreis an der EEX-Strombörse für das Jahr 2023 liegt bei 126 EUR/MWh. Der durchschnittliche Strompreis an der EEX-Strombörse für solare Anlagen bei 98 EUR/MWh.
- Die deutsche Strompreisabschöpfung (siehe dem Wirtschaftsbericht Abschnitt regulatorische Eingriffe in den Strompreis) läuft zum 30. Juni 2023 aus und es erfolgt keine weitere regulatorischer Deckelung der Strompreise in Deutschland nach Ablauf. Für Belgien wird weiterhin die Deckelung auf 130 EUR/MWh unterstellt.
- Keine neuen Fremdfinanzierungen, auch keine Umfinanzierungen.
- Zinsaufwendungen für Finanzverbindlichkeiten auf Basis der Darlehensstände zum 31. Dezember 2022 unter Berücksichtigung der planmäßigen Tilgungen.
- Pachtzinsen auf Basis der bis zum 31. Dezember 2022 abgeschlossenen Gestattungsverträge.

RISIKO- UND CHANCENBERICHT

RISIKEN

RISIKOMANAGEMENT UND INTERNES KONTROLLSYSTEM

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

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

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

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

RISIKOMANAGEMENTPROZESS

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

IDENTIFIZIERUNG

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

BEWERTUNG UND EINTEILUNG IN RISIKOKLASSEN

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

RISIKOPOSITIONEN AUFGRUND VON EINTRITTSWAHRSCHEINLICHKEIT UND FINANZIELLER SCHADENSHÖHE

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

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

Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist in sechs Kategorien eingeteilt:

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

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

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

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

RISIKOPOSITIONEN

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

BESTANDSGEFÄHRDENDE RISIKEN UND WEITERE EINZELRISIKEN

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

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

HOHE EINZELRISIKEN:

- **Liquiditätsabflüsse für Garantiefälle:** Verschiedene Gewährleistungsrisiken stammen aus der früheren EPC-Tätigkeit der 7C Solarparks AG (damals: Colexon Energy AG) und dem Großhandel mit Modulen, genauso wie aus dem laufenden externen O&M Geschäft. Gewährleistungsansprüche können plötzlich durch Herstellungs-, Designfehler oder technische Defekte auftauchen, die durch Beschädigungen (Feuer, Undichtheit, usw.) oder anhand von Inspektionen am Ende des Gewährleistungszeitraumes oder O&M Vertrages ausgelöst werden. Nicht immer sind die Risiken das Resultat von Fehlern beim EPC oder der Ausführung der O&M Tätigkeit, sondern es gibt ebenso rechtliche Risiken, wenn ein Gerichtsverfahren aufgenommen werden sollte. 7C Solarparks steuert dieses Risiko, indem sie die Ausführung der O&M Vereinbarungen verbessert und sich mit verschiedenen Strategien auseinandersetzt, um diesen Ansprüchen entgegenzuwirken. Im Jahr 2022 könnten rund EUR 1,2 Mio. an Liquidität für Instandhaltung, Präventivmaßnahmen und (außer-) gerichtliche Vergleiche für in der Vergangenheit gebaute Solarparks abfließen. Diese möglichen Instandhaltungsmaßnahmen sind von zahlreichen Faktoren beeinflusst und derzeit nicht vollumfänglich planbar.
- **Grünstromzertifikatabschaffung:** Die flämische Ministerin für Energie und Umwelt Frau Zuhal Demir hat im Februar 2022 in verschiedenen Medien und über ihre sozialen Medienkanäle bekanntgegeben, dass sie beabsichtigt einen Gesetzesentwurf dem flämischen Parlament vorzulegen, in dem festgelegt werden sollte, dass Solaranlagen, die im Zeitraum 2006 bis 2012 errichtet wurden, prospektiv keine Grünstromzertifikate mehr erhalten werden. Es handelt sich dabei um eine Maßnahme, die den Endverbrauchern, die diese Grünstromzertifikate über eine Umlage bezahlen, schonen sollte. Ursprünglich wurden die Grünstromzertifikate für einen Zeitraum von 20 Jahren zugesagt. Diese Gesetzesnovelle wurde in zwei unterschiedlichen Fassungen in einer Regierungssitzung gebilligt. Nach dem letzten Entwurf sollte es nun eine Abschaffung der Grünstromzertifikate prospektiv ab dem 1. Januar 2024 geben. Diese neue Regelung sollte nach dem letzten Entwurf nur gelten, insofern die Betreibergesellschaft bereits mehr als TEUR 200 an staatlichen Beihilfen (d.h. auch andere als Grünstromzertifikate) in den letzten drei Kalenderjahren erhalten hat, d.h. den sog. De Minimis Freibetrag aus dem europäischen Recht. Der belgische Staatsrat (*Raad van State – Conseil d'Etat*) hat sich über den Gesetzesentwurf beraten, um die Vereinbarkeit mit der belgischen Rechtsordnung zu überprüfen. Der Staatsrat hat darauf hingewiesen, dass die Freigrenze vom TEUR 200 aus dem EU-Recht zwar im europäischen Kontext

als objektives Kriterium gelten möge, dies aber unter der belgischen Verfassung nicht zwangsläufig als objektiv gelten muss, um eine nicht-Diskriminierung zu gewähren. Am Tag der Veröffentlichung des Konzernanhangs, ist der definitive Gesetzesentwurfstext noch nicht dem flämischen Parlament vorgelegt worden. Demzufolge ist die Einschätzung der Folgen für den Konzern mit vielen Unsicherheiten verbunden. Allerdings würde eine vollständige Streichung der Grünstromzertifikate ab 1. Januar 2024 die Umsatzerlöse und das EBITDA um ca. EUR 1,9 Mio. p.a. negativ beeinflussen. Erst nach einer Billigung durch das flämische Parlament kann gegen den Gesetzesentwurf beim belgischen Verfassungsgericht geklagt werden. Der Konzern prüft rechtliche Schritte gegen die flämische Region bzw. bereitet diese schon vor.

MITTELSCHWERE EINZELRISIKEN:

- **Abhängigkeit von staatlicher Förderung:** 7C Solarparken ist davon abhängig, dass keine rückwirkenden Änderungen zu den Gesetzen und regulatorischen Rahmenbedingungen, v. a. im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie keine Modifizierung an ähnlichen regulatorischen Rahmenbedingungen in Belgien vorgenommen werden (vgl. Grünstromzertifikatsabschaffung bei den hohen Einzelrisiken). Investitionen in Wind- und Solaranlagen sind gekennzeichnet von erheblichen Investitionsvolumina, die mit sehr geringen Erhaltungsaufwendungen Umsatzerlöse über feste Einspeisevergütungen oder Grünstromzertifikate und zunehmend auch Stromverkauf für einen langen Zeitraum generieren (meistens 20 Jahre). Dadurch ist 7C Solarparken abhängig von politischen Systemen, der Gesetzgebung und der Rechtsprechung, die diese regulatorischen Rahmenbedingungen (im weitesten Sinne) hinsichtlich der Tarife und Grünstromzertifikaten sowie die Möglichkeit zur Belieferung von Stromkunden konstant halten. Sowohl rückwirkende Eingriffe, eine andere Interpretation oder Anwendung der bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen sowie weitere (Pflicht-) Investitionsausgaben, z. B. zur Stärkung der Netzstabilität, könnten die Kapitalrendite verringern.
- **Regulatorisches Risiko:** In der Konsequenz existiert ein erhebliches regulatorisches Risiko im Rahmen der Investitionsaktivitäten in Wind- und Solaranlagen, welches nicht entschärft werden kann. Der Konzern akzeptiert dieses Risiko jedoch nur in einem Land, in dem er sich sicher fühlt und in dem die Regierungen wahrscheinlich keine rückwirkenden politischen Entscheidungen treffen werden. Für den Konzern sind Indikatoren dafür z. B. die Investitionen von Privathaushalten in Solaranlagen, die für den Gesetzgeber ein Risiko bei den Wahlen und die politische Stabilität eines bestimmten Landes darstellen. Aus diesem Grund konzentriert sich 7C Solarparken hauptsächlich auf Deutschland und zunehmend auf Belgien. Im EEG 2017 wurde der Bestandsschutz für 20 Jahre aufgenommen, so dass es höchst unwahrscheinlich ist, dass sich dieses politische Risiko tatsächlich einstellt. Ein Einschnitt von 10 % bei der Einspeisevergütung hätte einen negativen Einfluss in Höhe von EUR 6,7 Mio. auf unser EBITDA zur Folge.
- **Entwicklungsrisiko:** der Konzern betätigt sich an Projektentwicklung in Deutschland und in Belgien. Die im Rahmen der Projektierung von Solarparks durchgeführten Tätigkeiten (Flächenakquise und -sicherung; Bauleitplanung und Baugenehmigung; Netzanschluss und Trassensicherung) stellen für den Konzern eine neue Risikokategorie dar. Insbesondere kann man z. B. ohne Vorsatz gegen öffentliche Genehmigungen verstoßen. Weiterhin könnten sich Verträge und Genehmigungen unwirksam zeigen, es könnte zu Fehlinterpretationen von Gesetzen, Verordnungen und öffentlichen Auflagen kommen oder man könnte versehentlich (Form-)Verstöße gegen Fristen, Anzeigen, Meldungen, (...) machen, es könnte vom Netzbetreiber die

Einspeisebewilligung für einen bestimmten Standort nicht erteilt werden, bei Ausschreibungsprojekten könnte die an die Bundesnetzagentur entrichtete Sicherheit durch Verzug verloren gehen, schließlich könnte sich auch die wirtschaftliche Projektierung als falsch herausstellen, sodass im schlimmsten Fall der Betrieb der selbstentwickelten Anlage und somit die Gesamtinvestition gefährdet ist. Durch die Erfahrung der Mitarbeiter des Konzerns sowie das gezielte hinzuziehen von anderen Spezialisten in Sachen Entwicklung von Solaranlagen in Deutschland und in Belgien, schätzt der Konzern das Projektierungsrisiko mittelschwer ein. Darüber hinaus wird das Risiko durch die Umsetzung des Vieraugenprinzips für wesentliche Projektunterlagen minimiert. Nach Auffassung des Vorstandes überwiegen im Übrigen die sich aus dem Erwerb der Projektentwicklungsgesellschaften ergebenden Wachstumschancen wesentlich die Risiken der Projektentwicklung. Zusätzliche Risiken aus dem Bau bzw. der Errichtung der Anlagen ergeben sich nur bedingt, da die Projektrealisierung grundsätzlich an ein Generalunternehmen vergeben wird. Aus den vorgenannten Gründen hält der Konzern das mit dieser Aktivität verbundene Gesamtrisiko für den Konzern daher für vertretbar.

- **Zahlungsrisiken aus Lieferungen und Leistungen:** Aufgrund der Fokussierung auf das Wind- und Solarkraftwerksgeschäft entstehen die Forderungen fast hauptsächlich auf Basis der Gesetze in den jeweiligen Ländern aber zunehmend auch aus Verträgen mit Direktvermarktern und Stromkunden. Daraus folgt, dass die Zahlungsrisiken aus Lieferungen und Leistungen von der Bonität der Stromnetzbetreiber sowie der Direktvermarkter und Stromkunden abhängen. Es ist nur selten zu einem Zahlungsausfall gekommen. Es besteht für 7C Solarparks also ein marktübliches Zahlungsrisiko aus Lieferungen und Leistungen oder aus finanziellen Forderungen. Ein verspätetes Begleichen offener Forderungen bzw. deren Ausfall hätte negative Auswirkungen auf den Cashflow der Gesellschaft. Daher werden alle Kunden, die mit 7C Solarparks Geschäfte abschließen möchten, vorab einer detaillierten Bonitätsprüfung unterzogen. Das Zahlungsrisiko verbunden mit Direktvermarktern und Stromkunden wird durch die gezielte vertragliche Vergabe von Bank-, Konzernbürgschaften oder Patronatserklärungen gemanagt. Die Forderungsbestände werden laufend überwacht.
- **Projektfinanzierung:** 7C Solarparks betreibt Wind- und Solaranlagen meistens über Projektgesellschaften, deren bestehende langfristige Fremdfinanzierungen gemäß Tilgungsplan bedient werden. Die Verfügbarkeit von Projektfinanzierungen ist für den Ankauf von Neuprojekten von wesentlicher Bedeutung. Darüber hinaus sollen die Bedingungen, zu denen neue Projektfinanzierungen festgelegt werden können, ausreichend attraktiv sein, um die Umsetzung von Neuprojekten zu erlauben. Insofern ist das Wachstum von 7C Solarparks und die Erreichung der Zielsetzungen aus dem Geschäftsplan 2021-2024 von dieser Verfügbarkeit sowie attraktiven Konditionen abhängig. Für bestehende Projektfinanzierungen müssen finanzielle Covenants (Auflagen) beachtet werden, um eine vorzeitige Rückzahlung der Darlehen zu vermeiden.
- **Risiken der Eigenkapitalbeschaffung:** 7C Solarparks ist teilweise abhängig von der Stimmung am Kapitalmarkt und der Wahrnehmung der Investoren bezüglich des Eigenkapitals des Konzerns. Hauptsächlich verlangen institutionelle Investoren von Unternehmen eine gewisse Stabilität, ausreichende Marktkapitalisierung und tägliche Verfügbarkeit an der Börse. Sollte das Unternehmen keine neuen Investoren akquirieren können, wird 7C Solarparks nicht in der Lage sein, analog dem Marktstandard zweistellig zu wachsen.

- **Witterungsverhältnisse:** Die Witterungsverhältnisse haben einen unmittelbaren Einfluss auf die PV/Wind-Stromproduktion der eigenen Anlagen. Darüber hinaus können starker Schneefall oder Sturm zu Schäden an den Solaranlagen führen. Dies kann Einfluss auf die Liquiditätslage des Unternehmens haben. Obwohl die jährliche Schwankung bei der Sonneneinstrahlung für Solaranlagen bis zu 10 % betragen kann, reduziert sich die Unsicherheit so auf weniger als 2 % über einen Zeitraum von 20 Jahren.
- **Eventualverbindlichkeiten:** Neben den Garantiefällen gibt es auch einige Eventualverbindlichkeiten aus einzelnen umgesetzten Projekten, die in der Vergangenheit von der Konzernmutter, der 7C Solarparken AG (damals: Colexon Energy AG) gebaut und im Rahmen des Risikomanagementprozesses untersucht und bewertet wurden. Im Konzernabschluss wurden diese Eventualverbindlichkeiten i. H. v. EUR 0,2 Mio. in den Rückstellungen weitergeführt.
- **Ertragseinbußen durch negative Strompreise:** Für einen Teil seines Portfolios besteht für den Konzern das Risiko negativer Strompreise auf dem deutschen Markt. Im Allgemeinen treten negative Strompreise auf, wenn ein geringerer Strombedarf mit einer kontinuierlichen Produktion von Atomkraftwerken und einer gleichzeitig hohen Produktion aus Solar- und Windparks zusammentrifft. In der Vergangenheit trat ein solches Szenario normalerweise am Wochenende auf und summierte sich auf nicht mehr als 1-2 % der Gesamtstunden pro Jahr. Das Auftreten negativer Strompreise aufgrund einer größeren Volatilität in der deutschen Stromerzeugung im Zusammenhang mit einem zunehmenden Einsatz von erneuerbaren Energien, kann sich trotzdem häufen, insbesondere an Sonntagen. Deutsche Anlagen, die ab 2016 in Betrieb genommen wurden, werden durch einen Mechanismus vergütet, der die Einspeisetarife nach 6 (für Anlagen ab Inbetriebnahme 1.1.2021: 4) aufeinanderfolgenden Stunden negativer Preise auf null senkt. Vor 2016 in Betrieb genommene Anlagen bleiben von negativen Preisen unberührt. Im Geschäftsjahr 2022 hat der Konzern keine Umsatzeinbußen durch die 6-Stundenregel erlitten.

GERINGE EINZELRISIKEN:

- **Bautätigkeit:** Vereinzelt übernimmt der Konzern auch weitergehende Aufgaben bei konzerninternen Neubauprojekten, wie z. B. das Design, die Bauüberwachung oder die Auswahl bzw. den Erwerb von Hauptkomponenten (Module; Wechselrichter), um von der Wertschöpfungskette zu profitieren. Daraus können sich neue Risiken ergeben wie z.B. Designfehler, Inkompatibilität und Unzuverlässigkeit von ausgewählten Komponenten sowie Risiken, die in Verbindung mit der Bestellung von Komponenten stehen und die z. B. zu niedrigen Erträgen der gebauten Solaranlagen oder zu höheren Entstehungskosten führen können. Insgesamt schätzt der Vorstand die sich ergebenden Risiken aus diesem Bereich als geringfügig ein.
- **Internationalisierung:** Mit der Entscheidung für Belgien als zweiten Kernmarkt steigen zukünftig die Aktivitäten und die mit diesem Markt verbundenen Risiken. Insbesondere sind Risiken verbunden mit den Kunden im Hinblick auf Eigenverbrauch und Kreditrisiko hervorzuheben. Während im deutschen Solarmarkt der Strom tendenziell ins Netz eingespeist wird, wird in Belgien ein wesentlicher Anteil des Stroms an den Gebäudebetreiber verkauft, um bessere Bedingungen als am Strommarkt erzielen zu können. Daraus ergibt sich einerseits das Risiko, dass sich der Stromverbrauch dieses Endkunden verringert und somit der durchschnittliche Strompreis sinkt. Ein weiteres Risiko ist der Ausfall des Kunden. Der Vorstand schätzt das Risiko für das Portfolio insgesamt als gering ein. Erstens ist der Stromverkauf in Belgien von untergeordneter Bedeutung, zweitens wird durch die Vielzahl an Projekten eine Risikostreuung erreicht. Der Anteil des Konzern-EBITDA außerhalb von Deutschland betrug in 2022 weniger als EUR 3,6 Mio.

(i. VJ.: EUR 1,8 Mio.), wird aber in den kommenden Jahren – im Rahmen des strategischen Ansatzes, das Portfolio auf 50 MWp in Belgien auszuweiten – ansteigen, allerdings durch die Umsetzung einer Vielzahl an Projekten.

- **Personal:** Die bisherige wirtschaftliche Entwicklung von 7C Solarparken beruhte maßgeblich auf der Leistung der Mitarbeiter. Für den zukünftigen wirtschaftlichen Erfolg ist es daher wichtig, dass Schlüsselpersonen weiterhin für 7C Solarparken tätig sind.
- **Technische Abhängigkeit:** Die Fokussierung des Konzerns auf Investitionen in Wind- und Solaranlagen mit Schwerpunkt in Deutschland und Belgien macht den Konzern von der Technik der Wind- und Solaranlagen, den Ertragsprognosen, sowie der Stabilität des deutschen Netzes abhängig. Wir weisen diesem Risiko ein geringes Schadenspotenzial zu, da die Parks von 7C Solarparken bereits eine gute Erfolgsgeschichte vorweisen können.
- **Technologische Entwicklung:** Die technologische Entwicklung auf dem Wind- und PV-Markt wird weiterhin aufmerksam beobachtet, sodass das Anlagenportfolio mit sinnvollen technologischen Entwicklungen ergänzt werden kann oder es gewährleistet wird, dass Möglichkeiten in der Erweiterung bzw. Ergänzung des Geschäftsmodells nicht verpasst werden.
- **Finanzierungsinstrumente:** 7C Solarparken hat im Februar 2018 ein Schuldscheindarlehen über EUR 25 Mio. und im März 2020 ein zweites Schuldscheindarlehen über EUR 11,5 Mio. bei verschiedenen Kreditinstituten und Pensionskassen emittiert. Das erste Schuldscheindarlehen ist in drei Tranchen mit Fälligkeiten im Februar 2023 (EUR 15 Mio.) und im Februar 2025 (EUR 10 Mio.) aufgeteilt. Das zweite Schuldscheindarlehen hat eine Laufzeit bis März 2025. Die Schuldscheindarlehen wurden mit marktüblichen Covenants auf Konzernebene (minimale Eigenkapitalratio) sowie auf Ebene der 7C Solarparken AG (minimaler Buchwert der gehaltenen Beteiligungen) abgeschlossen. Darüber hinaus wurden verschiedene Auflagen, die mit der Konzernstruktur und der Veräußerung von Solaranlagen in Verbindung stehen, vereinbart. Sollte der Konzern die Auflagen nicht einhalten (können), könnte dies im schlimmsten Fall zur (Teil-) Kündigung der Schuldscheindarlehen führen. Das Risiko wird jedoch derzeit als gering eingestuft.
- **Zins- und Währungsrisiken:** Durch die Reduzierung der internationalen Präsenz außerhalb der europäischen Währungsunion bestehen für 7C Solarparken keine Fremdwährungsrisiken. Die Inanspruchnahme von Krediten hat sich entweder durch Verwendung derivativer Finanzinstrumente (Zinsswaps) oder durch die Festlegung von Festzinsen über einen mittelfristigen Zeitraum (bis zu 10 Jahren) fast ausschließlich auf festverzinsliche Darlehen reduziert, sodass die Gesellschaft für das bestehende Geschäft gegenwärtig keinen wesentlichen Marktzinssatzschwankungen ausgesetzt ist.
- **Thesaurierungsaktivitäten:** Im Rahmen der Thesaurierung kauft und verkauft 7C Solarparken Wertpapiere und schließt auch Derivate ab. Diese Aktivitäten erfolgen auf Basis einer klar definierten Strategie und innerhalb einer vorgegebenen Bandbreite. Dennoch ergeben sich aus dieser Aktivität für den Konzern geringe Einzelrisiken.
- **Steuerliche Außenprüfungen:** Es können sich generell gewisse zusätzliche Steuerrisiken im Rahmen von steuerlichen Außenprüfungen ergeben, die der Konzern jedoch als geringfügig einstuft. Auch kann der Konzern Zollüberprüfungen unterliegen – insbesondere im Zusammenhang mit der Einfuhr von Modulen, die für neue Projekte genutzt werden. Auch hier sieht der Vorstand nur ein geringes finanzielles Risiko.

- **Kaufmännische Betriebsführung:** Im Geschäftsjahr 2019 hat der Konzern ein Betriebsführungsgeschäft für Dritte erworben. Für eine Fondsgesellschaft ist die Prospekthaftung noch nicht abgelaufen. Die betroffenen Fondsgesellschaft erwirtschaftet deutlich oberhalb der Projektprognose, es kann aber nicht gewährleistet werden, dass dies bis Ende der Prospekthaftung (2023) unverändert der Fall bleibt. Das Risiko wird dennoch als gering eingestuft, da die Performance von den Solaranlagen in diesem Fonds durchaus stabil ist.
- **Technische (Produktions-)Risiken:** 7C Solarparken ist abhängig von der technischen Zuverlässigkeit ihrer Wind- und Solaranlagen, dem Ausbleiben von Naturkatastrophen und der Stabilität des deutschen Stromnetzes. Ein „Totalverlust“ einer Anlage oder ein Ausfall der Stromproduktion über einen längeren Zeitraum kann aufgrund des Verschuldungsgrades die Existenz der jeweiligen Projektgesellschaft bedrohen. Die 7C Solarparken versucht dieses Risiko abzumildern, indem sie Komponenten auswählt, deren Leistungspotenzial über dem Durchschnitt liegt, wenn sie eine Anlage erwirbt oder baut und zusätzlich ein intensives Anlagenmonitoring betreibt, um frühzeitig potenzielle Probleme zu erkennen. Der Konzern versucht zudem das Risiko zu minimieren, indem der Betrieb und die Wartung im Unternehmen verbleiben und die Finanzierung im Moment der Investitionsentscheidung über die Projektgesellschaft ohne Rückgriffmöglichkeit auf den Konzern festgelegt wird. Zudem versucht der Konzern das Risiko teilweise an eine Versicherungsgesellschaft zu übertragen, die das Risiko eines Einnahmeausfalls für 6-12 Monate abdeckt. Trotzdem können einige Risiken wie z. B. der Ausfall des deutschen Stromnetzes, Naturkatastrophen, Krieg, Terrorismus und Nuklearunfälle nicht vermieden oder versichert werden. Demzufolge akzeptiert 7C Solarparken diese Risiken.

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

CHANCEN

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

- **Repowering:** durch die Einführung des Energiesicherheitsgesetz (ENSIG) in Deutschland ab dem Geschäftsjahr 2023 entsteht die Möglichkeit bestehende deutsche Solaranlagen mit leistungskräftigeren Modulen auszustatten (das sog. *Repowering*). Dies bedeutet, dass man bei bestehenden Anlagen die Leistung erheblich erhöhen kann. Die bestehende EEG-Vergütung bleibt dann, allerdings nur für die Leistung, die bereits vorhanden war, erhalten. Die zusätzliche Leistung wird einen anderen (niedrigen) Vergütungssatz bzw. Strompreis erzielen. Ein erfolgreiches Repoweringverfahren setzt allerdings eine Neuplanung der Bestandsanlage (Baurecht, Netzanschluss, Pacht- und Gestattungsverträge) und eine Neuinvestition voraus. Die Eröffnung dieser Möglichkeit zur Repowering jedoch stellt eine Chance da, weil es dem Konzern die Möglichkeit erschließt, gezielt Bestandsanlagen zu erweitern, wo eine Neuplanung möglich ist und die Neuinvestition wirtschaftlich sinnvoll ist.
- **Höhere Strompreise:** obgleich die Strompreise sich seit dem Ende des Geschäftsjahres 2022 erheblich entspannt haben, befinden sie sich noch immer auf einem höheren Niveau als vor dem Geschäftsjahr 2021 (siehe Wirtschaftsbericht Abschnitt Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum), sodass für jüngere deutsche Anlagen das Potenzial, höhere Preise als den Einspeisevergütungssatz zu erzielen, wenngleich nicht wie im Geschäftsjahr 2022 auch nach Einführung einer Strompreisabschöpfung, vorhanden bleibt. Belgische Anlagen profitieren für den

Teil des Stroms, welcher ins Netz eingespeist wird, ebenfalls vom erhöhten Strompreis bis zur Preisobergrenze. Mittelfristig ist zwar mit einer Normalisierung der Strompreise zu rechnen, dennoch stellt die aktuelle Situation immerhin eine Chance für den Konzern da.

- **Belgischer Markt:** Der relativ kleine belgische Markt bietet für 7C Solarparks sehr gute Chancen, Da Belgien bisher die Klimaziele verfehlt hat und die älteren Atomkraftwerke zwar länger geöffnet bleiben sollen, aber keine neuen geplant werden, steht das Land unter Druck, den Anteil an erneuerbaren Energien massiv auszubauen. Das größte Wachstumssegment bei PV-Anlagen werden dabei gewerbliche Dachanlagen sein.
- **Wachstumsfinanzierung:** Eine höhere Marktkapitalisierung, eine solide Bilanzstruktur, eine verbesserte Liquidität in der Aktie, aber vor allem eine feste Zinsstruktur (bis 10 Jahren) bei der bestehenden Verschuldung, führt allmählich dazu, dass der Konzern besser abscheidet im Vergleich zu anderen IPP-Bestandhaltern und Projektentwicklern in der Branche, die in einem größeren Ausmaß abhängig sind von günstigen Kapitalkosten. Dies ist in einem Umfeld von deutlich angestiegenen Zinsen ein Vorteil bei der Akquise bzw. bei der Umsetzung von neuen PV-Projekten.
- **M&A:** 7C Solarparks wird als seriöser Marktteilnehmer in der Konsolidierung von PV-Anlagen in der Größenordnung von 1-20 MWp wahrgenommen. Die Gesellschaft ist ständig auf der Suche nach neuen Investments oder Möglichkeiten, zu guten Konditionen eine PV- bzw. Windkraftanlage kaufen bzw. veräußern zu können (M&A). Der Ausbau der Leistung des Anlagenportfolios auf 525 MWp bis Ende 2024 ist die größte Chance für den Konzern zur Verbesserung der Umsatzerlöse sowie des EBITDA.
- **Neue deutsche Gesetzesinitiativen**– im Geschäftsjahr kam es zu mehreren Gesetzesinitiativen zur Beschleunigung des Ausbaus vor allem von Wind- und Solarenergie. Mit der Verabschiedung des EEG 2023 kann es zu einem allgemeinen Schub bei der Realisierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Zuge der vereinfachten Genehmigungsverfahren, der erhöhten Ausschreibungsvolumina und der Erhöhung der fixen Einspeisevergütungen für Neuanlagen kommen. Dies könnte die Investitionsmöglichkeiten des Konzerns vergrößern.

RISIKOBERICHTERSTATTUNG IN BEZUG AUF DIE VERWENDUNG VON FINANZINSTRUMENTEN

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

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

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

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

Das interne Kontrollsystem ist so konzipiert, dass eine zeitnahe, einheitliche und korrekte buchhalterische Erfassung aller geschäftlichen Prozesse bzw. Transaktionen gewährleistet ist. Es stellt die Einhaltung der gesetzlichen Normen und der Rechnungslegungsvorschriften sicher. Änderungen der Gesetze, Rechnungslegungsstandards und andere Verlautbarungen werden fortlaufend bezüglich Relevanz und Auswirkungen auf den Einzel- und Konzernabschluss analysiert. Das interne Kontrollsystem basiert ferner auf einer Reihe von prozessintegrierten Überwachungsmaßnahmen. Diese prozessintegrierten Überwachungsmaßnahmen beinhalten organisatorische Sicherungsmaßnahmen, laufende automatische Maßnahmen (Funktionstrennung, Zugriffsbeschränkungen, Organisationsanweisungen wie beispielsweise Vertretungsbefugnisse) und Kontrollen, die in die Arbeitsabläufe integriert sind. Die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems wird darüber hinaus durch prozessunabhängige Überwachungsmaßnahmen sichergestellt.

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

Die in den Rechnungslegungsprozess involvierten Mitarbeiter werden dazu regelmäßig geschult.

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

GESAMTBEURTEILUNG

Das Unternehmen hat eine Organisation und ein Geschäftsmodell, welches als Plattform dient, die Strategie und weitere Entwicklung voranzutreiben. Die Hauptrisiken, die die Gesellschaft bedrohen, haben sich von dem Altlastenrisiko der Vergangenheit hin zu dem mit Risiken verbundenen Eigentum und Betrieb von Solaranlagen hauptsächlich in Deutschland verändert.

Die Volatilität auf den Energiemärkten, aus denen sich grundsätzlich auch Chancen ergeben, birgt jedoch ebenfalls das Risiko von zunehmendem Etatismus in sich. Mit der Einführung von Maßnahmen zur Abschöpfung von Strompreisen in den zwei Heimmärkten des Konzerns, wurde dies erstmalig spürbar. Die Inflation, die grundsätzlich mit dem Anstieg der Strompreise einherging, führt zu höheren Zinsen, welche die Fremdfinanzierung von neuen Solarprojekten in der Zukunft weniger attraktiv machen. Gleichwohl sollte man feststellen, dass sowohl der zugenommene Etatismus auf dem Energiemarkt als auch die Leitzinserhöhung der EZB ihre Ursache finden in einer Strompreisentwicklung, die für den Konzern von wesentlich positiverer Bedeutung ist als die beiden Negativeffekte.

Schließlich hat der Krieg in der Ukraine die geopolitischen Risiken der Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen deutlich in den politischen Vordergrund gerückt. Dies führt spürbar zu einer zugenommenen Akzeptanz der erneuerbaren Energien nicht nur als Mittel zur Bekämpfung der Klimakrise, sondern auch als ein wesentlicher Bestandteil in der strategischen Resilienz der Europäischen Union. Es ist daher mit weiteren gesetzlichen Initiativen zu rechnen, wie zum Beispiel Vereinfachung der Genehmigungsverfahren, die die Entwicklung von Solaranlagen und somit den Ausbau des Anlagenportfolios des Konzerns in den nächsten Jahren vorantreiben wird.

WEITERE GESETZLICHE ANGABEN

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

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

II. ZUSAMMENSETZUNG DES AUFSICHTSRATS

Der Aufsichtsrat der Gesellschaft hatte während des Jahres 2022 und danach folgende Mitglieder:

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

Paul Decraemer

Mitglied Seit 14. Juli 2017

Berufliche Tätigkeit Geschäftsführer Paul Decraemer BV, Lochristi, Belgien
CFO Inbiose NV, Zwijnaarde, Belgien

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

- Verwalter, Seelution AB, Göteborg, Schweden
- Verwalter, Capricorn Cleantech Fund NV, Leuven, Belgium
- Verwalter, ABO-Group Environment NV, Gent, Belgium

Paul De fauw

Mitglied Seit 17. Juli 2020

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

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

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

Bridget Woods

Mitglied Seit 17. Dezember 2015

Stellvertretende Vorsitzende Seit 15. Juli 2016

Berufliche Tätigkeit Unternehmensberaterin

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

- Verwalterin Quintel Intelligence Ltd., London, Großbritannien
- Verwalterin Quintel Advisory Services Ltd., London, Großbritannien
- Verwalterin Iagree Ltd., Giv'atayim, Israel
- Verwalterin Roby AI Ltd., Leeds, Großbritannien
- Verwalterin One Eco Limited- Canterbury, Großbritannien

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

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

ZUSAMMENSETZUNG DES GEZEICHNETEN KAPITALS

Das gezeichnete Kapital der Gesellschaft zum Berichtsstichtag betrug EUR 79.847.983,00. Es ist eingeteilt in 79.847.983 nennwertlose, auf den Inhaber lautende Stammaktien (Stückaktien). Die mit diesen Stammaktien verbundenen Rechte und Pflichten ergeben sich insbesondere aus den §§ 12, 53a ff., 118 ff., 186 AktG. Da die Gesellschaft lediglich eine Aktiengattung emittiert hat, ergeben sich somit (insbesondere) keine Stimmrechtsbenachteiligungen oder -beschränkungen für einzelne Aktionäre.

DIREKTE ODER INDIREKTE BETEILIGUNGEN AM KAPITAL

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

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

Dem Vorstand der Gesellschaft sind keine solche Vereinbarungen bekannt.

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

ERNENNUNG UND ABBERUFUNG DES VORSTANDS

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

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

ERHÖHUNG DES GRUNDKAPITALS

BEDINGTES KAPITAL 2016

Die Hauptversammlung der 7C Solarparken AG vom 21. Juli 2022 hat das Bedingte Kapital 2016 aufgehoben.

BEDINGTES KAPITAL 2022

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

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

Das bedingte Kapital 2022 wurde im Geschäftsjahr 2022 nicht in Anspruch genommen.

GENEHMIGTES KAPITAL 2021

Die Hauptversammlung der 7C Solarparken AG vom 21. Juli 2022 hat das Genehmigte Kapital 2021 aufgehoben.

GENEHMIGTES KAPITAL 2022

Die Hauptversammlung der 7C Solarparken AG vom 21. Juli 2022 hat den Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft in der Zeit bis zum 20. Juli 2027 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um insgesamt bis zu EUR 38.181.236,00 durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer auf den Inhaber lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (Genehmigtes Kapital 2022). Den Aktionären steht grundsätzlich ein Bezugsrecht zu.

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

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

Infolge der Inanspruchnahme des genehmigten Kapitals 2022 im Laufe des Geschäftsjahrs 2022, erstreckt sich die Ermächtigung des Vorstands im Rahmen des genehmigten Kapitals 2022 am Bilanzstichtag noch auf die Ausgabe von bis zu EUR 34.695.726,00 durch Ausgabe von bis zu 34.695.726 neuen auf den Inhaber lautenden Stückakten.

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

Die 7C Solarparken AG hat 2019 einen Schuldschein in drei Tranchen und 2020 einen weiteren Schuldschein in einer Tranche ausgegeben. Die Schuldscheinverträge sehen im Falle eines Kontrollwechsels ein außerordentliches Kündigungsrecht der Schuldscheininvestoren vor. Es bestehen keine weiteren Vereinbarungen, die unter der Bedingung des Kontrollwechsels kündbar sind.

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

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

Bayreuth, 5. April 2023

Steven De Proost

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

Finanzvorstand (CFO)

KONZERNABSCHLUSS

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM

1. JANUAR 2022 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2022

7C Solarparken AG, Bayreuth

KONZERN-BILANZ

ZUM 31. DEZEMBER 2022

AKTIVA

in TEUR	Anhangsziffer	31.12.2022	31.12.2021
Langfristige Vermögenswerte			
Geschäfts- oder Firmenwert	18.1	1.199	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	18.1	2.604	1.784
Grundstücke und Gebäude	17.1	13.364	12.928
Solarparks	17.1	349.259	364.846
Windparks	17.1	9.975	10.625
Solarparks im Bau	17.1	15.574	2.149
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	17.1	375	452
Nutzungsrechte	17.2	38.398	26.295
Nach der Equity-Methode bewertete Finanzanlagen	19	298	258
Andere Finanzanlagen	20	1.301	1.118
Sonstige langfristige Vermögenswerte	15	9.612	186
Aktive latente Steuern	13	5.963	6.569
Summe langfristige Vermögenswerte		447.921	428.408
Kurzfristige Vermögenswerte			
Vorräte	14	1.074	1.981
Geleistete Anzahlungen	15	140	75
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	15	3.785	2.320
Steuererstattungsansprüche		775	432
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	15	6.173	5.371
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	16	90.486	69.332
Summe kurzfristige Vermögenswerte		102.433	79.512
Bilanzsumme		550.354	507.920

PASSIVA

in TEUR	Anhangsziffer	31.12.2022	31.12.2021
Eigenkapital			
Gezeichnetes Kapital	21.1	79.848	76.362
Kapitalrücklagen	21.2.A	94.655	82.499
Sonstiges Ergebnis aus Hedging	21.2.D	-638	24
Gewinnrücklagen	21.2.B	42.173	26.988
Währungsumrechnungsrücklage	21.2.C	10	9
Nicht-beherrschende Anteile		11.131	11.446
Eigenkapital		227.179	197.329
Schulden			
Langfristige Schulden			
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	23, 26	179.080	209.936
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	23	35.713	24.320
Langfristige Rückstellungen	25	23.966	20.997
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	24	641	544
Passive latente Steuern	13	21.634	15.891
Summe langfristige Schulden		261.033	271.687
Kurzfristige Schulden			
Steuerschulden		1.888	1.389
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	23, 26	47.960	31.154
Kurzfristige Leasingverbindlichkeiten	23	3.344	2.029
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	24	5.419	3.033
Sonstige Verbindlichkeiten	24	3.531	1.299
Summe kurzfristige Schulden		62.142	38.904
Summe Schulden		323.176	310.591
Bilanzsumme		550.354	507.920

KONZERN GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2022

in TEUR	Anhangs- ziffer	2022	2021
Umsatzerlöse	9.1	85.802	56.217
Sonstige betriebliche Erträge	9.2	3.312	2.467
Personalaufwand	10.1	-2.010	-2.171
Sonstige Betriebsaufwendungen	10.2	-12.388	-7.885
Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA)		74.717	48.627
Abschreibungen und Wertminderungen	17,18	-34.559	-31.142
Ergebnis der betrieblichen Geschäftstätigkeit (EBIT)		40.158	17.485
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	11	388	520
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	11	-6.318	-6.801
Ergebnis aus der Equity-Methode	11,19	40	-2
Beteiligungs- und Finanzergebnis		-5.890	-6.282
Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)		34.268	11.204
Ertragsteuern	13	-9.810	-624
Periodenergebnis		24.458	10.580
davon Aktionäre der 7C Solarparken AG	12.1.A	23.511	9.861
davon nicht-beherrschende Anteile		947	719
Ergebnis je Aktie			
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.1.B	0,31	0,14
Verwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.2.B	0,31	0,14

KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2022

in TEUR	Anhangs- ziffer	2022	2021
Periodenergebnis		24.458	10.580
Posten, die in die Gewinn- oder Verlustrechnung umgegliedert werden können:			
Marktwertänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente	21.2.D	-921	62
Währungsumrechnung	21.2.C	1	-2
Steuern	21.2.D	259	-6
Sonstiges Ergebnis nach Steuern		-662	54
Konzerngesamtergebnis		23.796	10.635

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2022

in TEUR	Anhangs- ziffer	2022	2021
Periodenergebnis		24.458	10.580
– Abschreibungen und Wertminderungen auf Sachanlagen	17	32.735	30.653
– Abschreibungen und Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte	17, 18	225	146
– Wertminderung auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	7	1.599	343
– Sonstige nicht zahlungswirksame Aufwendungen / Erträge		35	38
– Wertminderungen von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Vermögenswerte	9,2, 10,2	552	108
– Wertminderungen von Vorräten	10,2	348	14
– Netto-Finanzierungsaufwendungen	11	5.890	6.282
– Gewinn- oder Verlustanteil aus dem Verkauf von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen bzw. Finanzanlagen		254	-95
– (plus) Steueraufwendungen	13	9.810	624
Veränderungen bei:			
– Vorräten	7, 14	558	826
– Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Vermögenswerten	7, 15	-11.090	4.096
– Vorauszahlungen	7	-65	-1
– Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen	7, 24, 25	4.415	-6.779
Cash-Zufluss aus der betrieblichen Tätigkeit		69.723	46.834
Gezahlte Zinsen	11	-5.178	-4.977
Gezahlte Vorfälligkeitsentschädigungen	11	-	-59
Gezahlte Ertragsteuern	13	-2.764	-1.598
Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit		61.781	40.200

in TEUR	Anhangs- ziffer	2022	2021
Erhaltene Zinsen	11	119	37
Einzahlungen aus dem Verkauf von Sachanlagen/Immateriellen Vermögenswerten		241	-
Erwerb von Tochterunternehmen, abzüglich erworbener liquider Mittel abzüglich ungezählter bedingter Kaufpreise	7	-6.996	-19.473
Erhaltene Dividenden	7	74	-
Erwerb von Sachanlagen	17	-6.543	-17.027
Anzahlungen auf Anlagen im Bau	17	-17.259	-4.111
Netto-Investitionen in andere Finanzanlagen	20	-87	476
Erwerb von immateriellen Vermögenswerten	20	-1.085	-70
Aufstocken von Unternehmen die nach der Equity-Methode bilanziert werden	7, 19	-	-250
Cashflow aus der Investitionstätigkeit		-31.536	-40.417
Einzahlungen aus der Ausgabe von Anteilen	21	15.859	33.731
Einzahlungen aus der Ausgabe von ungesicherten Anleihen	23	-	50
Einzahlungen aus Finanzverbindlichkeiten	23	16.324	12.736
Einzahlungen aus Leasingverbindlichkeiten		433	4.230
Transaktionskosten in Bezug auf Kredite und Ausleihungen	11	-296	-280
Transaktionskosten in Bezug auf Kapitalerhöhungen		-217	-518
Erwerb von nicht-beherrschenden Anteilen	7	-558	-56
Rückzahlung von Krediten / Tilgungen	23	-29.538	-32.170
Auszahlungen für Leasingverbindlichkeiten	23	-2.067	-2.104
Gezahlte Dividenden		-9.031	-8.261
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit		-9.091	7.357
Nettoveränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente		21.154	7.139
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 1. Januar*	16	69.332	62.193
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 31. Dezember*		90.486	69.332

*Hinsichtlich der Verfügbarkeit der Mittel verweisen wir auf die Anhangsziffer 16; von den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten entfällt ein Betrag von TEUR 4.756 (i. VJ.: TEUR 4.096) auf die nicht-beherrschenden Anteile.

VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS

	Gezeichnetes Kapital	Kapital- rücklage	Währungs- umrechnungs- rücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinn- rücklage	Summe	Nicht be- herrschende Anteile	Gesamtes Eigen- kapital
in TEUR								
Stand zum 1. Januar 2022	76.362	82.499	9	24	26.988	185.883	11.446	197.329
Periodenergebnis					23.511	23.511	947	24.458
Sonstiges Ergebnis			1	-662		-662		-662
Gesamtergebnis	-	-	1	-662	23.511	22.849	947	23.796
Transaktionskost en direkt in Equity		-217				-217		-217
Ausgabe von Stammaktien	3.486	12.374				15.859		15.859
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen					73	73	-631	-558
Dividenden					-8.400	-8.400	-631	-9.031
Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens	3.486	12.157	-	-	-8.327	7.315	-1.262	6.053
Stand zum 31. Dezember 2022	79.848	94.655	10	-638	42.172	216.047	11.131	227.179

in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Währungsumrechnungsrücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinnrücklage	Summe	Nicht beherrschende Anteile	Gesamtes Eigenkapital
Stand zum 1. Januar 2021	67.492	58.157	10	-32	24.730	150.358	11.442	161.799
Periodenergebnis					9.861	9.861	719	10.580
Sonstiges Ergebnis			-2	56		55		55
Gesamtergebnis	-	-	-2	56	9.861	9.916	719	10.635
Transaktionskosten direkt in Equity		-518				-518		-518
Ausgabe von Stammaktien	8.870	24.860				33.731		33.731
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen					34	34	-90	-56
Dividenden					-7.636	-7.636	-625	-8.261
Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens	8.870	24.342	-	-	-7.603	25.610	-715	24.895
Stand zum 31. Dezember, 2021	76.362	82.499	9	24	26.988	185.883	11.446	197.329

ANHANG ZUM KONZERNABSCHLUSS

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM

1. JANUAR 2022 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2022

7C Solarparken AG, Bayreuth

INHALTSVERZEICHNIS

1.	BERICHTENDES UNTERNEHMEN	90
2.	GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG	90
3.	FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG	90
4.	VERWENDUNG VON ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN UND SCHÄTZUNGEN	91
4.1	ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN	91
5.	VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN	93
6.	WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN	97
6.1.	RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN	97
6.2.	KONSOLIDIERUNGSGRUNDSÄTZE	98
6.3.	FREMDWÄHRUNG	101
6.4.	UMSATZERLÖSE: ERLÖSE AUS VERTRÄGEN MIT KUNDEN	102
6.5.	LEISTUNGEN AN ARBEITNEHMER	103
6.6.	ZUWENDUNGEN DER ÖFFENTLICHEN HAND	103
6.7.	FINANZERTRÄGE UND FINANZIERUNGSaufWENDUNGEN	104
6.8.	ERTRAGSTEUERN	104
6.9.	VORRÄTE	105
6.10.	SACHANLAGEN	106
6.11.	IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE	107
6.12.	FINANZINSTRUMENTE	108
6.13.	GEZEICHNETES KAPITAL	112
6.14.	WERTMINDERUNGEN	112
6.15.	SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN	115
6.16.	LEASINGVERHÄLTNISSE	115
7.	ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN	118
7.1.	ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM GESCHÄFTSJAHR 2022	118
7.2.	ERWERBE VON SOLARANLAGEN	120
8.	GESCHÄFTSBEREICHE	121
9.	UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE	123
9.1.	UMSATZERLÖSE	123
9.2.	SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE	124
10.	BETRIEBLICHE aufWENDUNGEN	125
10.1.	PERSONALaufWAND	125
10.2.	SONSTIGER BETRIEBSaufWAND	125

10.3.	ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN	126
11.	BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS	127
12.	ERGEBNIS JE AKTIE	128
12.1.	UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE	128
12.2.	VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE	128
12.3.	OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL	129
13.	ERTRAGSTEUERN	129
13.1.	IM GEWINN UND VERLUST ERFASSTE STEUERN	129
13.2.	IM SONSTIGEN ERGEBNIS ERFASSTE STEUER	130
13.3.	ÜBERLEITUNG DES EFFEKTIVEN STEUERSATZES	130
13.4.	NICHT ERFASSTE LATENTE STEUERANSPRÜCHE	131
13.5.	VERÄNDERUNG DER LATENTEN STEUERN IN DER BILANZ	131
14.	VORRÄTE	132
15.	FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN, SONSTIGE FORDERUNGEN UND SONSTIGE LANGFRISTIGE VERMÖGENSWERTE	133
16.	ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE	134
17.	SACHANLAGEN	135
17.1.	SACHANLAGEN	135
17.2.	DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE	137
18.	GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE	139
18.1.	ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES	139
18.2.	ABSCHREIBUNGEN	140
18.3.	WERTMINDERUNGEN	140
19.	NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN	141
20.	ANDERE FINANZANLAGEN	142
21.	EIGENKAPITAL	142
21.1.	GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE	142
21.2.	ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN	144
22.	KAPITALMANAGEMENT	146
23.	FINANZVERBINDLICHKEITEN	147
23.1.	KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL	147
23.2.	BANKDARLEHEN	148
23.3.	LEASINGVERBINDLICHKEITEN	151
23.4.	UNGESICHERTE ANLEIHEN	152

24. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN	153
25. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN	154
26. FINANZINSTRUMENTE – BEIZULEGENDE ZEITWERTE UND RISIKOMANAGEMENT	156
26.1. EINSTUFUNGEN UND BEIZULEGENDE ZEITWERTE	157
26.2. BESTIMMUNG DER BEIZULEGENDEN ZEITWERTE.....	165
27. LEASINGVERHÄLTNISSE.....	176
27.1. LEASINGVERHÄLTNISSE ALS LEASINGNEHMER.....	176
27.2. LEASINGVERHÄLTNISSE ALS LEASINGGEBER	176
28. EVENTUALVERBINDLICHKEITEN.....	177
29. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN	177
29.1. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN.....	177
30. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG	179
31. ANGABEN NACH § 315A HGB.....	180
31.1. HONORAR DES ABSCHLUSSPRÜFERS.....	180
31.2. CORPORATE GOVERNANCE	180
31.3. MITARBEITER	180
32. NEUE STANDARDS UND INTERPRETATIONEN, DIE NOCH NICHT ANGEWENDET WURDEN.....	181
32.1. ERSTMALIG IM GESCHÄFTSJAHR ANGEWENDET	181
32.2. NOCH NICHT IM GESCHÄFTSJAHR ANGEWENDET.....	181
33. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS	182
34. ORGANE DER GESELLSCHAFT	183

1. BERICHTENDES UNTERNEHMEN

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

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

2. GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG

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

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

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

Der Konzernabschluss zum 31. Dezember 2022 und der zusammengefasste Lagebericht für den Zeitraum vom 1. Januar 2022 bis 31. Dezember 2022 wird am 5. April 2023 zur Veröffentlichung genehmigt.

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

3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG

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

4. VERWENDUNG VON ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN UND SCHÄTZUNGEN

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

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

4.1 ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN

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

- **Anhangsziffer 6.2** - Bilanzierung einer Strompreisswap-Vereinbarung: Der Konzern macht Annahmen über die zukünftig zu erwartenden durchschnittlichen Strompreise und Schätzungen hinsichtlich des spezifischen Ertrags der betreffenden Solarparks.
- **Anhangsziffer 7** – Erwerb von Tochterunternehmen bzw. Solaranlagen. Annahmen und Schätzungen werden insbesondere im Rahmen der Einnahmen, Ausgaben und Kapitalkosten getroffen, die der Ermittlung der Anschaffungskosten der erworbenen Vermögenswerte und Schulden bzw. der Kaufpreisallokation zugrunde liegen.
- **Anhangsziffer 13** – Zum Ansatz von aktiven latenten Steuern: Es besteht Unsicherheit bzgl. der künftigen zu versteuernden Ergebnisse der jeweiligen Konzerngesellschaften. Es werden die geplanten Geschäftsergebnisse sowie Ergebniswirkungen aus der Umkehr von zu versteuernden temporären Differenzen dem Ansatz von aktiven latenten Steuern zugrunde gelegt. Darüber hinaus ist der Ansatz von aktiven latenten Steuern unsicher in Bezug auf die anzuwendenden künftigen Steuersätze, etwaige künftige Beschränkungen auf die Nutzung oder im temporären Charakter der aktiven latenten Steuern aus dem Gesetz bzgl. aus Verordnungen, sowie deren Auslegung durch die Finanzverwaltung bzw. Rechtsprechung.

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

- **Anhangsziffer 15** – Der Konzern bilanziert Wertminderungen für erwartete Kreditverluste (ECL) für finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden. Der Konzern bemisst die Wertminderungen in Höhe der über die Laufzeit zu erwartenden Kreditverluste, außer für die folgenden Wertberichtigungen, die in Höhe des erwarteten 12-Monats-Kreditverlusts bemessen werden.

- **Anhangsziffer 17** – Laufzeit des Leasingvertrags: Bestimmung, ob die Ausübung von Verlängerungsoptionen oder Kaufoptionen ausreichend sicher ist. Diese Bestimmung wirkt sich sowohl auf die Nutzungsrechte als auch auf die Nutzungsdauer der Solar- und Windparks aus.
- **Anhangsziffer 18** – Wertminderungstest der immateriellen Vermögenswerte und Geschäfts- oder Firmenwerte: Wesentliche Annahmen, die der Ermittlung des erzielbaren Betrags zugrunde gelegt wurden.
- **Anhangsziffer 19** – Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen: Bestimmung, ob der Konzern maßgeblichen Einfluss auf die Finanzanlage hat.
- **Anhangsziffer 15 und 24** – Schätzung der Sicherheit, mit der die Auszahlung der Zuwendungen durch die öffentliche Hand an den Konzern erfolgen wird.
- **Anhangsziffer 21 und 24** – Schätzungen der erwarteten zukünftigen Strompreise nebst Produktionsvolumina, zur Bewertung des Swaps (aus dem Hedging-Vertrag mit einem großen europäischen Energieversorger) am beizulegenden Zeitwert (Fair Value) zum Bilanzstichtag.
- **Anhangsziffer 25** – Ansatz und Bewertung von Rückstellungen: Wesentliche Annahmen über die Wahrscheinlichkeit und das Ausmaß des Nutzenzu- oder -abflusses.

BESTIMMUNG DER BEIZULEGENDEN ZEITWERTE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.2 A.

Nachstehend sind die wesentlichen Tochterunternehmen des Konzerns aufgeführt.

In den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2022 sind alle Tochterunternehmen einbezogen. Tochterunternehmen sind vom Konzern beherrschte Unternehmen. Der Konzern beherrscht ein Unternehmen, wenn die Gesellschaft schwankenden Renditen aus seinem Engagement bei dem Unternehmen ausgesetzt ist bzw. Anrechte auf diese besitzt und die Fähigkeit hat, diese Renditen mittels ihrer Verfügungsgewalt über das Unternehmen zu beeinflussen. Ein Tochterunternehmen wird ab dem Zeitpunkt des Erlangens der Beherrschung konsolidiert. Vereinfachend stellt der Konzern jeweils auf den ersten Tag oder den letzten Tag des Monats in dem die Beherrschung erlangt wurde ab. Eine Entkonsolidierung erfolgt sobald die Beherrschung endet.

Nachfolgende Tochterunternehmen werden von der 7C Solarparken AG im Wege der Vollkonsolidierung in den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2022 einbezogen. Tochterunternehmen, welche die Befreiungsmöglichkeiten gemäß § 264b HGB für die Offenlegung der Abschluss oder die Aufstellung des Lageberichts bzw. Anhangs in Anspruch nehmen, sind darüber hinaus in dieser Aufstellung kenntlich gemacht (mit Stern * markiert). Für diese Gesellschaften ist der Konzernabschluss der 7C Solarparken AG der befreiende Konzernabschluss.

BEZEICHNUNG	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
Renew agy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Renew agy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Renew agy 21. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Renew agy 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, Bayreuth	Deutschland	42,91
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG, Bayreuth	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
Colexon 1. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, 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 *

HCI Energy 2 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	41,81
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	41,81
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	41,81
7C Solarparken NV, Mechelen	Belgien	100,00
7C Rooftop Exchange BV, Mechelen	Belgien	100,00
Siberië Solar BV, Mechelen	Belgien	100,00
Sabrina Solar BV, Mechelen	Belgien	100,00
Solar4Future Diest NV, Mechelen	Belgien	99,90
Solarpark Neudorf GmbH, Kasendorf	Deutschland	100,00
Solarpark Hohenberg GmbH, Marktlegast	Deutschland	83,00
Solarpark Morbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Erste Solarpark Now gorod GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Solarpark Draisdorf-Eggenbach GmbH & Co KG	Deutschland	100,00 *
High Yield Solar Investments BV, Amsterdam	Niederlande	100,00
Solardach Gutenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Solarpark MGGs Landbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Tannhäuser Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
Lohengrin Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
PV Görke GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Solarparken AM GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Helbra Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Leasing GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Solarfonds Zwei Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Solarfonds Drei Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark 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 *
Solarparken IPP GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG, Maisach	Deutschland	100,00 *
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Siebente Solarpark Zerze GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Solarpark Zerze IV GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
Sonnendach K19 Haftungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Säugling Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00 *
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 *
7C Solarparken Belgium BV, Gent	Belgien	100,00
Viriflux BV, Lokeren	Belgien	50,00
IRIS 67 BV, Mechelen	Belgien	100,00
7C Groeni BV, Mechelen	Belgien	100,00

Folgende Gesellschaft wurde im Laufe von Geschäftsjahr 2022 durch Liquidation aufgelöst:

- Colexon Italia S.R.L., Imola, Italien (100%)

Folgende Gesellschaften werden nach der Equity-Methode in den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2022 einbezogen:

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

6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN

6.1. RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN

Siehe auch Anhangsziffer 7.

Der Konzern wendet im Vergleich zum Geschäftsjahr 2021 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 2022 sind (siehe Anhangsziffer 32).

Die nachfolgenden Konzerngesellschaften wurden im Berichtszeitraum auf die angezeigten Konzerngesellschaften verschmolzen:

Gesellschaft	Verschmolzen auf:
Tulkas Solarpark Beteiligungs GmbH & Co. KG	Melkor UG
Solarpark Oberwesterwaldbahn GmbH & Co. KG	Solarpark Pflugdorf GmbH & Co. KG
Solarpark Heilgersdorf GmbH & Co. KG	Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG
Solarpark Dennheritz GmbH & Co. KG	
Solarpark Burgwindheim GmbH & Co. KG	
Solarpark Milmesberg GmbH & Co. KG	Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG
Solarpark Cossen GmbH & Co. KG	Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG

Im Jahr 2022 war der Konzern har die folgenden Gesellschaften (mit-)gegründet:

Gesellschaft	Beteiligung des Konzerns	Gründungszeitpunkt
IRIS 67 BV	100,00%	30. März 2022
Projekt OS3 GmbH & Co. KG	71,43%	27. September 2022
Projekt OS4 GmbH & Co. KG	71,43%	27. September 2022
Projekt OS5 GmbH & Co. KG	71,43%	27. September 2022
Projekt OS6 GmbH & Co. KG	71,43%	27. September 2022
Projekt OS7 GmbH & Co. KG	71,43%	27. September 2022
Projekt OS8 GmbH & Co. KG	71,43%	27. September 2022
Projekt OS9 GmbH & Co. KG	71,43%	27. September 2022
Projekt OS10 GmbH & Co. KG	71,43%	27. September 2022

Im Jahr 2022 hat der Konzern den Konsolidierungskreis um folgende Gesellschaften durch Erwerb erweitert:

Erwerbsobjekt	Solaranlage(n)	Erwerbszeitpunkt
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG	Wölbattendorf	31. Dezember 2022

Im Geschäftsjahr 2022 änderte sich die Beteiligungsquote des Konzerns an den folgenden Konzerngesellschaften:

Gesellschaft	Beteiligungs% zum 31.12.2021	Beteiligungs% zum 31.12.2022
Solardach Halberstadt GmbH & Co. KG	51,52%	81,82%
HCI Energy 1 Solar GmbH & Co. KG	40,41%	42,91%
HCI Solarpark Igling-Buchloe GmbH & Co. KG	40,41%	42,91%
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG	40,41%	42,91%
HCI Energy 2 Solar GmbH & Co. KG	38,10%	41,81%
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG	38,10%	41,81%
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG	38,10%	41,81%

6.2. KONSOLIDIERUNGSGRUNDSÄTZE

A. TOCHTERUNTERNEHMEN

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

B. ERWERBE VON VERMÖGENSWERTEN UND SCHULDEN

Im Standard IFRS 3 wurde der Begriff des Geschäftsbetriebs teilweise neu definiert und konkretisiert. Seit der Anwendung dieser neuen Definition ab dem 1. Januar 2020 gilt als Geschäftsbetrieb eine integrierte Gruppe von Tätigkeiten und Vermögenswerten, die mit dem Ziel geführt werden kann Leistungen, d. h., Güter, Dienstleistungen, Kapitalerträge oder sonstige Erträge aus gewöhnlicher Tätigkeit zu erwirtschaften. Der Geschäftsbetrieb besteht hierbei aus Ressourceneinsatz (Input), der mittels eines substantiellen Verfahrens signifikant zu der Möglichkeit beiträgt, Leistungen (Output) zu erzeugen.

Darüber hinaus wird mit der Revision des Standards IFRS 3 ein optionaler Konzentrationstest eingeführt. Anhand dieses Tests kann überprüft werden, ob der gesamte beizulegende Zeitwert der erworbenen Bruttovermögenswerte im Wesentlichen auf einen einzelnen identifizierbaren Vermögenswert oder auf eine Gruppe von gleichartigen identifizierbaren Vermögenswerten zurückzuführen ist. Sofern das Erstere bejaht werden kann, ist kein Geschäftsbetrieb vorhanden und ist der Geschäftsvorfall demzufolge nicht als ein Unternehmenserwerb im Sinne von IFRS 3 einzustufen, sondern vielmehr als ein Erwerb von Vermögenswerten und Schulden.

Der Konzern hat für alle Erwerbe den freiwilligen Konzentrationstest durchgeführt. Für die Bestimmung, ob der gesamte beizulegende Zeitwert des zugegangenen Bruttovermögens im Wesentlichen auf einen einzelnen Vermögenswert oder auf eine Gruppe von gleichartigen Vermögenswerten zurückzuführen ist, legt der Konzern eine Grenze von 75 % zugrunde. Das heißt, wenn 75 % der beizulegenden Zeitwerte auf einen Vermögenswert bzw. auf eine Gruppe gleichartiger Vermögenswerte entfallen, gilt der Konzentrationstest als positiv. In solchen Fällen erfolgt dann keine weitere Würdigung mehr und der Geschäftsvorfall wird als Erwerb von Vermögenswerten und Schulden abgebildet.

In dem Fall, dass der Konzentrationstest negativ ausfällt, soll anhand vom Standard IFRS 3 untersucht werden, ob der Erwerb einen Geschäftsbetrieb betrifft. Für den Erwerb von Projektgesellschaften, die Solar- und

Windkraftanlagen betreiben, hat die Definitionsänderung zur Folge, dass diese Gesellschaften in der Regel über keinen Geschäftsbetrieb im Sinne von IFRS 3 verfügen, da es hier in der Regel mindestens an einem substantziellen Prozess innerhalb der erworbenen Gesellschaften mangelt.

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

C. UNTERNEHMENSZUSAMMENSCHLÜSSE

Sofern der Konzentrationstest negativ ausfällt und es sich definitionsgemäß um einen Unternehmenszusammenschluss handelt, bilanziert der Konzern diesen nach der Erwerbsmethode. Die erworbenen identifizierbaren Vermögenswerte, Schulden und Eventualverbindlichkeiten sind mit ihren beizulegenden Zeitwerten zum Erwerbszeitpunkt zu bewerten.

Der Geschäfts- oder Firmenwert entspricht dem Betrag, um den die Summe aus der übertragenen Gegenleistung, dem Wertansatz aller nicht-beherrschenden Anteile an dem erworbenen Unternehmen und dem beizulegenden Zeitwert etwaiger zuvor vom Erwerber gehaltener Eigenkapitalanteile an dem erworbenen Unternehmen das Nettovermögen des Akquisitionsobjektes übersteigt.

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

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

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

D. NICHT BEHERRSCHENDE ANTEILE

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

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

E. VERLUST DER BEHERRSCHUNG

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

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

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

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

Anteile an assoziierten Unternehmen werden beim erstmaligen Ansatz zu Anschaffungskosten bewertet, wozu auch Transaktionskosten zählen. In der Folge erfasst der Konzern das anteilige Gesamtergebnis, bis der maßgebliche Einfluss endet. Im Falle von sukzessiven Anteilserwerben, die zur Erlangung der Beherrschung führen, werden die nach der Equity-Methode bilanzierten Finanzanlagen zu deren Zeitwert zum Zeitpunkt des Erlangens der Beherrschung erfolgswirksam ausgebucht.

6.3. FREMDWÄHRUNG

A. GESCHÄFTSVORFÄLLE IN FREMDWÄHRUNG

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

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

Der Stichtagskurs der dänischen Krone zum Euro zum 31. Dezember 2022 betrug DKK/EUR 7,4374 (i. VJ.: DKK/EUR 7,4381). Der durchschnittliche Kurs des Geschäftsjahres 2022 der dänischen Krone zum Euro betrug DKK/EUR 7,4396 (i. VJ.: DKK/EUR 7,4372).

B. AUSLÄNDISCHE TOCHTERUNTERNEHMEN

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

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

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

6.4. UMSATZERLÖSE: ERLÖSE AUS VERTRÄGEN MIT KUNDEN

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

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

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

- **Dienstleistungen:** es betrifft hauptsächlich Dienstleistungen für die Projektentwicklung von belgischen Anlagen für Dritte, die technische Wartung bzw. kaufmännische Führung von Solaranlagen für Dritte in Belgien und in Deutschland. Der Verkauf von Dienstleistungen stellt im Regelfall nur eine einzelne Leistungsverpflichtung da. Die Erlöse werden entsprechend der Leistungserbringung Zug um Zug realisiert.
- **Verkauf anderer Güter:** der Konzern verkauft in Einzelfällen Module bzw. andere Komponenten für Solaranlagen sowie Ladestationen an Dritte. Die Umsatzerlösrealisation erfolgt, sobald der Kunde Kontrolle über die Ware erhalten hat.

6.5. LEISTUNGEN AN ARBEITNEHMER

A. KURZFRISTIG FÄLLIGE LEISTUNGEN AN ARBEITNEHMER

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

B. LEISTUNGEN AUS ANLASS DER BEENDIGUNG DES ARBEITSVERHÄLTNISSSES

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

6.6. ZUWENDUNGEN DER ÖFFENTLICHEN HAND

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

6.7. FINANZERTRÄGE UND FINANZIERUNGSaufWENDUNGEN

Die Finanzerträge und Finanzierungsaufwendungen des Konzerns umfassen:

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

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

6.8. ERTRAGSTEUERN

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

A. TATSÄCHLICHE STEUERN

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

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

B. LATENTE STEUERN

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

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

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

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

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

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

6.9. VORRÄTE

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

Etwaige Wertminderungen der Vorräte werden in den sonstigen Betriebsaufwendungen dargestellt.

6.10. SACHANLAGEN

Siehe Anhangsziffer 6.16 Leasingverhältnisse bzgl. Nutzungsrechten.

A. ERFASSUNG UND BEWERTUNG

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

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

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

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

B. NACHTRÄGLICHE ANSCHAFFUNGS- ODER HERSTELLUNGSKOSTEN

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

C. ABSCHREIBUNG

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

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

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

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

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

6.11. IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

A. ERFASSUNG UND BEWERTUNG

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

B. NACHTRÄGLICHE ANSCHAFFUNGS- ODER HERSTELLUNGSKOSTEN

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

C. ABSCHREIBUNGEN

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

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

Die geschätzten Nutzungsdauern lauten:

- Software 5 Jahre
- Erworbene Verträge 15–20 Jahre

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

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

letzten Sachanlage vollständig in die Sachanlagen umgegliedert. Abschreibungen finden bis zur vollständigen Umsetzung aller Projektabschnitten nicht statt.

6.12. FINANZINSTRUMENTE

A. ANSATZ UND ERSTMALIGE BEWERTUNG VON FINANZINSTRUMENTEN

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

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

B. KLASSIFIZIERUNG VON FINANZIELLEN VERMÖGENSWERTEN

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

- zu fortgeführten Anschaffungskosten (AC);
- Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert (FVOCI);
- Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet (FVTPL).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

C. FOLGEBEWERTUNG VON FINANZIELLEN VERMÖGENSWERTEN

Finanzielle Vermögenswerte zu FVTPL

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

Finanzielle Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten

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

Schuldinstrumente zu FVOCI

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

Eigenkapitalinvestments zu FVOCI

Diese Vermögenswerte werden zum beizulegenden Zeitwert folgebewertet. Dividenden werden als Ertrag im Gewinn oder Verlust erfasst, es sei denn, die Dividende stellt offensichtlich eine Deckung eines Teils der Kosten des Investments dar. Andere Nettogewinne oder -verluste werden im sonstigen Ergebnis erfasst und nie in den Gewinn oder Verlust umgliedert. Der Konzern hält gegenwärtig keine Eigenkapitalinstrumente zu FVOCI.

D. AUSBUCHUNG VON FINANZINSTRUMENTEN

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

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

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

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

E. DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE UND BILANZIERUNG VON SICHERUNGSGESCHÄFTEN

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Verbindlichkeiten werden zunächst zu ihrem beizulegenden Zeitwert angesetzt. In den Folgenperioden erfolgt die Bewertung zu fortgeschriebenen Anschaffungskosten unter Berücksichtigung der Effektivzinsmethode.

6.13. GEZEICHNETES KAPITAL

A. STAMMAKTIEN

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

B. RÜCKERWERB UND WIEDERAUSGABE VON EIGENKAPITALANTEILEN (EIGENE ANTEILE)

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

6.14. WERTMINDERUNGEN

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

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

- finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden;
- Schuldinstrumente bewertet zu FVOCI und;
- Vertragsvermögenswerte.

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

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

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

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

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

Der Konzern betrachtet einen finanziellen Vermögenswert als ausgefallen, wenn:

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

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

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

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

Bemessung erwarteter Kreditverluste

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

Erwartete Kreditverluste werden mit dem Effektivzinssatz des finanziellen Vermögenswertes abgezinst.

Darstellung der Wertminderung für erwartete Kreditverluste in der Bilanz

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

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

Wertminderung

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

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

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

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

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

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

B. NICHT FINANZIELLE VERMÖGENSWERTE

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

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

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

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

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

6.15. SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

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

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

6.16. LEASINGVERHÄLTNISSE

Siehe auch Anhangsziffer 6.9 Sachanlagen und 17.

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

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

A. DER KONZERN ALS LEASINGNEHMER

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

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

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

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

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

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

Die in die Bewertung der Leasingverbindlichkeit einbezogenen Leasingzahlungen umfassen:

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

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

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

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

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

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

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

B. DER KONZERN ALS LEASINGGEBER

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

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

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

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

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

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

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

7. ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.2

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 (siehe Anhangsziffer 6.2.C) handelt, werden solche Erwerbe als Erwerb einer Gruppe von Vermögenswerten und Schulden bilanziert. Diese Erwerbe werden in Anhangsziffer 7.1 dargestellt.

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

Im Geschäftsjahr gab es keine Veräußerung von Tochterunternehmen.

7.1. ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM GESCHÄFTSJAHR 2022

Im Geschäftsjahr 2022 fand der Erwerb eines Tochterunternehmens statt, der als Erwerb von Vermögenswerten und Schulden zu bilanzieren war.

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

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

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

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

Für die Berechnung der beizulegenden Zeitwerte wurden dabei folgende Faktoren einbezogen: Die gewogenen durchschnittlichen Kapitalkosten, die bei der Bewertung der Solaranlagen angesetzt wurden, lagen im Geschäftsjahr 2022 bei 3,9 % (i. VJ.: 2,3 % bis 2,6 %). Die zukünftigen, mit diesen Kapitalkosten diskontierten Cashflows wurden durch die Multiplikation der Einspeisevergütung bzw. den geschätzten künftigen Strompreisen mit der geschätzten Stromproduktion errechnet. Die Stromproduktion wurde geschätzt, indem externe Gutachten und der historische Ertrag von Anlagen in der gleichen Region herangezogen wurden. Dabei wird eine angemessene Degradation der Solaranlage ebenfalls berücksichtigt.

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

A. ERWERB DER SOLARPARK WÖLBATTENDORF GMBH & CO. KG



Mit Wirkung zum 31. Dezember 2022 wurde der neu errichtete Solarpark Wölbattendorf in der Region Hof (Nordbayern) mit einer Kapazität von 10 MWp erworben. Diese Anlage ist ausgestattet mit Modulen von URE Solar und Wechselrichtern von Sungrow. Die Vergütung beträgt EUR 48/MWh. Der erwartete Jahresumsatz der Anlage über 12 Monate Laufzeit liegt unter der Annahme gewöhnlicher Witterungsverhältnisse und eines über einen Fünfjahreszeitraum geschätzten Strompreises bei TEUR 992, das erwartete

EBITDA liegt mit den gleichen Annahmen bei TEUR 814.

in TEUR	Aufteilung der Anschaffungskosten der Gruppe
Solarparks	6.770
Nutzungsrechte – Gestattungsverträge	831
Aktive latente Steuer	60
Sonstige Vermögenswerte	1.153
Flüssige Mittel	1.055
Finanzverbindlichkeiten	-
Leasingverbindlichkeiten	-706
Langfristige Rückstellungen	-500
Steuerschulden	-
Sonstige Verbindlichkeiten	-613
<u>Anschaffungskosten</u>	
Kaufpreis	8.051
Gesamtanschaffungskosten der Gruppe	8.051
Netto gezahlte Flüssige Mittel im Berichtszeitraum (-)	-6.996

7.2. ERWERBE VON SOLARANLAGEN

Im Geschäftsjahr 2022 fanden mehrere Erwerbe von Solaranlagen statt, die als Erwerb von Vermögenswerten zu bilanzieren waren.

Insgesamt hat der Konzern zwei belgische Solaranlagen mit einer Leistung von 696 kWp direkt erworben und eine deutsche Solaranlage mit einer Leistung von 253 kWp. Die Gesamtanschaffungskosten betragen EUR 0,5 Mio. Die Solaranlagen sind mit Modulen von Longi, Chaori Solar und Blade sowie Wechselrichtern von SMA, Kaco und Huawei ausgestattet. In einem vollständigen Geschäftsjahr würde die Gesellschaft unter der Annahme gewöhnlicher Witterungsverhältnisse und eines über einen Fünfjahreszeitraum geschätzten Strompreises Umsatzerlöse i. H. v. TEUR 56, ein EBITDA von TEUR 45 und ein Jahresergebnis von TEUR 25 erwirtschaften. Seit dem Zeitpunkt der Erstkonsolidierung im Jahr 2022 wurden Umsatzerlöse i. H. v. TEUR 54, ein EBITDA i. H. v. TEUR 43 sowie ein Jahresergebnis i. H. v. TEUR 13 aus den erworbenen Solaranlagen generiert.

8. GESCHÄFTSBEREICHE

Der Konzern ist fokussiert auf den Verkauf von Strom, den dieser mit eigenen Wind- und Solaranlagen produziert, sodass über 98,6 % der Umsatzerlöse aus diesem Geschäft erzielt werden (i. VJ: 97,6%). Daneben gibt es einige Aktivitäten von untergeordneter Bedeutung (jeweils 1,4 % im Geschäftsjahr und 2,4 % im Vorjahr). Diese Nebenaktivitäten beziehen sich auf Verträge für technische und kaufmännische Dienstleistungen bzgl. bestimmter Fondsgesellschaften bzw. Solaranlagen konzernfremder Dritter im In- und Ausland sowie aus Mieteinnahmen von Dritten aus dem PV-Estate (siehe Anhangsziffer 9.1).

Der Konzern verfügt nur über ein Geschäftssegment, welches einheitlich durch den Gesamtvorstand gesteuert wird. Insgesamt dienen unmittelbar 90 % (i. VJ.: 95 %) 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 90 % (i. VJ: 95 %) des langfristigen Vermögens (ohne latente Steuern) des Konzerns dar.

in TEUR	31.12.2022	31.12.2021
Solarparks	349.259	364.846
Windparks	9.975	10.625
Nutzungsrechte	38.398	26.295
Langfristige Vermögenswerte des Stromverkaufbetriebs	397.632	401.765
Sämtliche langfristige Vermögenswerte (exkl. latente Steuern)	441.958	421.839
Anteil des Stromverkaufbetriebs	90 %	95 %

Die Fokussierung des Konzerns auf den deutschen Markt spiegelt sich deutlich in den Umsatzanteilen nach geographischen Märkten wider. Im Geschäftsjahr 2022 wurde 92,3 % des Umsatzes in Deutschland erzielt (i. VJ.: 92,7 %). Die restlichen Umsatzerlöse erwirtschaftete der Konzern mit einem Anteil von 7,7 % in Belgien (i. VJ.: 7,3 %).

in TEUR	2022		2021	
	Umsatz	%	Umsatz	%
Deutschland	79.237	92,3 %	52.114	92,7 %
Belgien	6.565	7,7 %	4.103	7,3 %
Gesamt	85.802		56.217	

Das langfristige Vermögen (ohne latente Steuern) wird in den untenstehenden Tabellen dargestellt. Vom gesamten langfristigen Vermögen auf Konzernebene waren 91 % zum Ende des Berichtszeitraums (im Vorjahr 93 %) geographisch Deutschland zuzuordnen. Das langfristige Vermögen in Belgien stieg durch die Fokussierung der Investitionen auf Belgien von 7 % auf 9 %.

31.12.2022

in TEUR	Deutschland	Belgien	Gesamt
Geschäfts- oder Firmenwert	1.199	-	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	2.517	87	2.604
Grundstücke und Gebäude	12.303	1.061	13.364
Solarparks	320.096	29.163	349.259
Windparks	9.975	-	9.975
Solarparks im Bau	11.958	3.616	15.574
Nutzungsrechte	34.154	4.243	38.397
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	208	167	375
Sonstige langfristige Vermögenswerte	10.895	316	11.211
Gesamt	403.305	38.653-	441.958
	91 %	9 %	100 %

31.12.2021

in TEUR	Deutschland	Belgien	Gesamt
Geschäfts- oder Firmenwert	1.199	-	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	1.718	67	1.784
Grundstücke und Gebäude	12.928	-	12.928
Solarparks	339.372	25.473	364.846
Windparks	10.625	-	10.625
Solarparks im Bau	1.316	833	2.149
Nutzungsrechte	22.516	3.779	26.295
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	220	231	452
Sonstige langfristige Vermögenswerte	1.234	326	1.560
Gesamt	391.128	30.709	421.837
	93 %	7 %	100 %

9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.4.

9.1. UMSATZERLÖSE

in TEUR	2022	2021
Verkaufter Strom	84.627	54.885
Erlöse aus Dienstleistungen	916	1.138
Sonstige	259	193
Gesamt	85.802	56.217

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 signifikante Umsatzsteigerung (+54,1 %) beim Stromverkauf ist begründet durch den Anstieg der durchschnittlich erzielten Preise für den produzierten Strom (+EUR 14,2 Mio.), die Zunahme der durchschnittlichen Portfoliokapazität (+EUR 10,6 Mio.), sowie die gegenüber der Vorjahresperiode besseren Wetterbedingungen im Geschäftsjahr (+EUR 5,0 Mio.). Die Auswirkung der Swap-Vereinbarung mit dem großen europäischen Energieversorger (vgl. Anhangsziffer 6.2) auf den erzielten Preis des verkauften Stroms wurde erlösmindernd oder -erhöhend in den Umsatzerlösen erfasst. Im Berichtszeitraum wurde eine negative Auswirkung auf die Umsatzerlöse von EUR 6,1 Mio. aus der Swap-Vereinbarung (Cash-Flow Hedge, siehe Anhangsziffer 26.3.E) verzeichnet, da die Strommarktpreise im Geschäftsjahr 2022 höher waren als der durch den Swap festgelegte Strompreis, diese sind in obiger Tabelle beim verkauften Strom in Abzug gebracht worden.

Der Verkauf von Dienstleistungen im Geschäftsjahr 2022 blieb mit EUR 0,9 Mio. auf dem gleichen Niveau wie im Vorjahr (EUR 1,1 Mio.).

Der Konzern erwirtschaftete Umsatzerlöse i. H. v. rund EUR 38,3 Mio. mit 3 Kunden, der mehr als 10 % zum Umsatz beiträgt.

Es wurden keine Umsatzerträge aus der Untervermietung von Nutzungsrechten erwirtschaftet.

9.2. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.4.

in TEUR	2022	2021
Schadenersatz	1.468	461
Erträge aus "Redispatch 2.0"	1.078	-
Periodenfremde Erträge	68	300
Verkauf von Anlagevermögen	-	97
Auflösung von Rückstellungen	201	320
Erlass von Verbindlichkeiten	200	733
Weiterberechnung von Aufwendungen	-	516
Sonstige Erträge	297	40
Gesamt	3.312	2.467

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparks i. H. v. EUR 3,3 Mio. (i. VJ.: EUR 2,5 Mio.).

Es wurden Erträge aus Schadenersatz i. H. v. EUR 1,5 Mio. (i. VJ.: EUR 0,5 Mio.) vereinnahmt. Im Wesentlichen hat der Konzern die Verletzung von Garantiebedingungen im Rahmen eines Kaufvertrags für eine Solaranlage i. H. v. EUR 0,9 Mio. erfolgreich geltend gemacht. Dem Ertrag standen eine Erlösschmälerung von EUR 0,2 Mio. der Umsatzerlöse (siehe Anhangangabe 9.1) sowie eine Wertminderung einer Solaranlage i. H. v. EUR 0,5 Mio. (siehe Anhangsziffer 17) gegenüber. Darüber hinaus hat der Konzern im Berichtszeitraum Erstattungen aus versicherten Schadensfällen i. H. v. EUR 0,6 Mio. (i. VJ. EUR 0,5 Mio.) erhalten.

Durch die Einführung des neuen Netzstabilitätssteuerungssystems „Redispatch 2.0“ kam es im Berichtszeitraum zunehmend zu Abschaltungen der Wind- und Solarparks des Konzerns, weil die regionalen Netzbetreiber etwaige Netzüberlastungen in ihrem Netzgebiet nunmehr auch durch eine Unterregelung von erneuerbaren Energieanlagen vermeiden dürfen. Der Konzern kann diese Abschaltungen nicht verhindern. Die Netzbetreiber sind dabei fallbezogen gesetzlich zur Zahlung eines Ausgleichs an den Konzern verpflichtet. Solche Ausgleichszahlungen stellen sonstige betriebliche Erträge für den Konzern dar und wurden im Geschäftsjahr i. H. v. EUR 1,1 Mio. (i. VJ.: EUR 0,0 Mio.) erfolgswirksam vereinnahmt.

Es wurden im Geschäftsjahr Zuwendungen der öffentlichen Hand i. H. v. TEUR 18 (i. VJ. TEUR 0) ertragswirksam amortisiert. Diese sind in den sonstigen betrieblichen Erträgen enthalten.

10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

10.1. PERSONALAUFWAND

in TEUR	2022	2021
Löhne und Gehälter	1.162	1.323
Vorstandsvergütung	527	474
Soziale Abgaben	177	281
Sonstiger Personalaufwand	144	93
Gesamt	2.010	2.171

Die Personalkosten verringerten sich leicht von TEUR 2.171 im Geschäftsjahr 2021 auf TEUR 2.010 im Jahr 2022. Im Berichtszeitraum gab es mit 24 durchschnittlich beschäftigten Mitarbeitern fünf weniger als im Vorjahr. Am Ende des Berichtszeitraums wurden im Konzern neben den beiden Vorständen 24 Mitarbeiter (i. VJ.: 27 Mitarbeiter) beschäftigt.

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

10.2. SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

in TEUR	2022	2021
Verwaltungskosten	1.143	1.417
Kosten Solarparks	6.077	3.789
Erhöhung der Rückstellungen	1.601	-
Materialaufwand	293	328
Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten	1.028	845
KfZ- und Reisekosten	219	257
Versicherungen	544	501
Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte	900	305
Periodenfremde Aufwendungen	189	238
Verlust aus dem Verkauf Anlagevermögen	254	-
Sonstige	139	205
Gesamt	12.387	7.885

Im sonstigen Betriebsaufwand sind v. a. die Kosten für den Betrieb der Solarparks i. H. v. EUR 6,1 Mio. (i. VJ.: EUR 3,8 Mio.) enthalten. Unter anderem sind Aufwendungen für Reparaturen und Instandhaltung sowie variable Nutzungsentgelte und Kosten für die Rasen-/Grünpflege angefallen. Die Hauptgründe für diesen Anstieg i. H. v. EUR 2,3 Mio. sind die Auslagerung der Wartungsarbeiten für die Solar- und Windparks (+ EUR 1,1 Mio.), der Anstieg der variablen Leasingraten aus Gestattungsverträgen i. V. m. Solarparks aufgrund der guten Witterungsverhältnissen (+ EUR 0,7 Mio.), die Zunahme der eigenen Stromkosten (+ EUR 0,2 Mio.), höhere Ausgaben für Dachreinigung und Grünpflege (+ EUR 0,1 Mio.) sowie schließlich zugenommene Direktvermarktungskosten (+ EUR 0,3 Mio.).

Es wurde im Berichtszeitraum eine Rückstellung für die Beseitigung von Altlasten auf Grundstücken des Konzerns i. H. v. EUR 1,6 Mio. gebildet. Darüber hinaus haben die gestiegenen Umsatzerlöse zur Folge, dass die Forderungsverluste- und Wertberichtigungen für die Kreditrisiken um EUR 0,5 Mio. gestiegen sind.

Die Verwaltungskosten waren im Geschäftsjahr rückläufig um EUR 0,3 Mio. durch die Kündigung mehrerer Dienstleistungsverträge mit externen Beratern.

Die Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten erhöhten sich wegen der vermehrten Aktivitäten in Belgien mit aufwendigen Land- bzw. Dachflächen-Pachtverträgen leicht um EUR 0,2 Mio. auf EUR 1,0 Mio.

10.3. ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN

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

11. BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.7.

in TEUR	2022	2021
Zinserträge aus:		
- Zahlungsmitteln & Zahlungsmitteläquivalente	10	-
- Sonstigen finanziellen Vermögenswerten zu fortgeführten Anschaffungskosten	109	36
Gesamtzinserträge aus finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden	119	36
Ergebnis aus der Equity-Methode	40	-
Marktwertänderungen des ineffektiven Teils der Zinsswaps	72	28
Auflösung von Zinsswaps	-	-
Dividenden	74	17
Sonstige Finanzerträge	58	204
Ertrag nachträglicher Zinsanpassungen von finanziellen Verbindlichkeiten, die nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden	-	112
Ertrag aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	68	124
Sonstige Finanzerträge	309	484
Finanzerträge	428	520
Finanzielle Verbindlichkeiten bewertet zu fortgeführten Anschaffungskosten:		
Zinsaufwendungen	-4.786	-5.447
Aufzinsung der Rückstellungen	-758	-669
Bankkosten, Courtagen und sonstige Finanzaufwendungen	-292	-243
Aufzinsung der Leasingverbindlichkeiten	-437	-343
Ergebnis aus der Equity-Methode	-	-2
Währungsumrechnungsdifferenzen	-4	-
Aufwand aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-41	-99
Finanzaufwendungen	-6.318	-6.801
Beteiligungs- und Finanzergebnis	-5.890	-6.282

Die Zinserträge stammen aus flüssigen Mitteln sowie aus Darlehen, die vom Konzern Dritten gewährt wurden. Diese Vereinbarungen werden zu fortgeführten Anschaffungskosten geführt.

Die Zinsaufwendungen i. H. v. TEUR 4.786 (i. VJ.: TEUR 5.447) betreffen fast hauptsächlich Projektfinanzierungen von Solar-, Windkraftanlagen und PV-Estate i. H. v. TEUR 3.794 (i. VJ.: TEUR 4.401), zuzüglich der Zinsen auf emittierten ungesicherten Anleihen i. H. v. TEUR 938 (i. VJ.: TEUR 988) und Zinsaufwendungen von Leasingverbindlichkeiten i. V. m. Solaranlagen i. H. v. TEUR 54 (i. VJ.: TEUR 58).

12. ERGEBNIS JE AKTIE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.13.

12.1. UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE

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

A. ZURECHNUNG DES GEWINNS AUF STAMMAKTIONÄRE (UNVERWÄSSERT)

in TEUR	2022	2021
Gewinn, den Eigentümern des Mutterunternehmens zurechenbar	23.511	9.861
Gewinn, den Inhabern der Stammaktien zurechenbar	23.511	9.861

B. GEWICHTETER DURCHSCHNITT DER STAMMAKTIEN (UNVERWÄSSERT)

in Tausend Aktien	2022	2021
Ausgegebene Stammaktien zum 1. Januar	76.362 100 %	67.492 100 %
Auswirkung der ausgeübten Aktienoptionen	- 0 %	- 0 %
Auswirkung aus dem Wandel von Anleihen	- 0 %	- 0 %
Auswirkungen von Privatplatzierungen (durchschnittlich)	1.021 29 %	8.870 50 %
Gewichteter Durchschnitt der Stammaktien zum Ende der Berichtsperiode	76.662	71.940
in EUR	2022	2021
Ergebnis je Aktie		
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (gerundet)	0,31	0,14

Zu stattgefunden Kapitalmaßnahmen mit Stammaktien die nach dem Ende der Berichtsperiode zustande kamen, wird auf die Anhangsziffer 21.A verwiesen.

12.2. VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE

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

12.3. OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL

A. BEDINGTES KAPITAL 2016

Die ordentliche Hauptversammlung vom 15. Juli 2016 hat die Schaffung eines neuen bedingten Kapitals (Bedingtes Kapital 2016) beschlossen. Das Grundkapital ist durch Beschluss der Hauptversammlung vom 15. Juli 2016 um bis zu EUR 20.000.000,00 durch Ausgabe von bis zu 20.000.000 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien bedingt erhöht (Bedingtes Kapital 2016). Das bedingte Kapital dient zur Bedienung von Schuldverschreibungen, die aufgrund des Ermächtigungsbeschlusses der Hauptversammlung vom 15. Juli 2016 ausgegeben wurden. Bis zum Ende des Berichtszeitraums am 31.12.2017 wurden 23.521 Aktien durch eine Wandlung der Wandelschuldverschreibung 2016/2017 aus dem bedingten Kapital 2016 geschaffen. Das bedingte Kapital 2016 kann seit dem 21. Juli 2021 nicht länger verwendet werden. Die Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat das bedingte Kapital 2016 aufgehoben.

B. BEDINGTES KAPITAL 2022

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

13. ERTRAGSTEUERN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.8.

13.1. IM GEWINN UND VERLUST ERFASSTE STEUERN

Die Ertragsteuern setzen sich wie folgt zusammen:

in TEUR	2022	2021
Tatsächlicher Steueraufwand		
Laufendes Jahr	3.287	1.761
Ertragsteuern Vorjahr	-143	-288
Latenter Steueraufwand		
davon aus Entstehung bzw. Auflösung temporärer Differenzen	3.434	353
davon aus Verlustvorträgen	4.311	211
Ansatz von bisher nicht berücksichtigten steuerlichen Verlusten	-1.079	-1.413
Steueraufwand	9.810	624

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

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

Der tatsächliche Steueraufwand bestand aus dem Steueraufwand des laufenden Jahres i. H. v. TEUR 3.287 (i. VJ.: TEUR 1.761) minus dem Ertrag aus Anpassungen des Vorjahres i. H. v. TEUR 143 (i. VJ.: Aufwand i. H. v. TEUR 288). Tatsächlich wurden im Berichtszeitraum TEUR 2.764 an Ertragsteuern gezahlt (i. VJ.: TEUR 1.598).

13.2. IM SONSTIGEN ERGEBNIS ERFASSTE STEUER

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

in TEUR	2022			2021		
	Vor Steuern	Steuerertrag/ -aufwand	Nach Steuern	Vor Steuern	Steuerertrag/ -aufwand	Nach Steuern
Absicherung von Zahlungsströmen	-921	259	-662	62	-6	56
Ausländische Geschäftsbetriebe – Währungsumrechnungsdifferenzen	1	-	1	-2	-	-2

13.3. ÜBERLEITUNG DES EFFEKTIVEN STEUERSATZES

Der Konzernsteuersatz ist der in Bayreuth anwendbare deutsche Steuersatz und beträgt für das Geschäftsjahr 28,78 % (i. VJ.: 28,78 %).

Die Überleitungsrechnung vom erwarteten zum ausgewiesenen Steuerergebnis ist nachfolgend dargestellt:

in TEUR	2022		2021	
	%		%	
Ergebnis vor Ertragssteuern	28,78%	34.268	28,78 %	11.269
Steuern auf der Grundlage des inländischen Steuersatzes		9.861		3.243
Steuersatzeffekte ausländischer Steuerrechtskreise	-0,29%	-98	-0,33 %	-37
Steuersatzsenkung	k.A.		k. A.	-
Nicht abziehbare Aufwendungen/ nicht steuerbare Erträge	0,41%	141	0,37 %	42
Steuervergünstigungen			k. A.	-
Temporäre Differenzen und Verluste, für die keine latenten Steuern erfasst wurden	0,05%	16	-3,57 %	-403
Ertragsteuern Vorjahr	-0,42%	-143	2,56 %	-288
Minderung auf Grund bisher nicht berücksichtigte steuerliche Verluste sowie bisher nicht berücksichtigte temporäre Unterschiede einer früheren Periode	-2,77%	-950	-20,82 %	-2.346
Sondereffekte auf Änderung der erfassten latenten Steuern	1,86%	636	5,03 %	567
Sonstige Steuereffekte	1,01%	347	-1,37 %	-154
Effektiver Steuersatz	28,63%	9.810	5,53 %	624

Die Zunahme des effektiven Steuersatzes im Berichtsjahr im Vergleich zum Vorjahr ist im Wesentlichen zurückzuführen auf (i) die Bilanzierung bzw. Nutzung von bisher nicht berücksichtigten steuerlichen Verlusten im Vorjahr im Vergleich zum Berichtszeitraum i. H. v. TEUR 1.456 (vgl. Anhangsziffer 13.4).

13.4. NICHT ERFASSTE LATENTE STEUERANSPRÜCHE

Für Verlustvorträge des Mutterunternehmens 7C Solarparken AG wurden im Geschäftsjahr aktive latente Steuern in voller Höhe der Verlustvorträge angesetzt, da der Konzern für die Beurteilung der Nutzbarkeit einen Planungszeitraum von 6 Jahren zugrunde legt und diese Verluste auf Basis der der Steuerplanung zugrunde liegenden Prämissen innerhalb dieses Zeitraumes genutzt werden können. Im Vorjahr wurden noch körperschaftsteuerliche Verlustvorträge i.H.v. EUR 0,7 Mio. und gewerbsteuerliche Verlustvorträge i.H.v. EUR 0,5 Mio. nicht angesetzt.

Der Konzern konnte seinen Steuersatz durch die Verwendung dieser nicht-angesetzten Verlustvorträge im Berichtszeitraum senken (vgl. Anhangsziffer 13.5). Die Änderung der nicht erfassten latenten Steuern ist daher im Wesentlichen auf die erstmalige Erfassung von körperschaftsteuerlichen und gewerbsteuerlichen Verlustvorträgen i. H. v. EUR 1,1 Mio. zurückzuführen.

Für weitere Konzerngesellschaften wurden aktive latente Steuern auf Verlustvorträge i. H. v. EUR 0,3 Mio. (i. VJ.: EUR 0,6 Mio.) nicht angesetzt, da ihre Nutzbarkeit nach derzeitiger Einschätzung nicht wahrscheinlich ist.

Auf temporäre Unterschiede in Zusammenhang mit Anteilen an Tochtergesellschaften wurden i. H. v. TEUR 321 (i. VJ: TEUR 136) keine latenten Steuerschulden angesetzt, da es nicht wahrscheinlich ist, dass sich diese temporären Differenzen in absehbarer Zeit umkehren werden.

13.5. VERÄNDERUNG DER LATENTEN STEUERN IN DER BILANZ

Die aktiven und passiven latenten Steuern zeigen die folgende Entwicklung:

Aktive latente Steuern (in TEUR)	2022	2021	Änderung
Immaterielle Vermögenswerte	43	-	k.A.
Sachanlagen	1.955	302	547 %
Finanzielle Verbindlichkeiten und Leasingverbindlichkeiten	7.202	4.689	54 %
Sonstige langfristige Rückstellungen	3.560	3.003	19 %
Steuerliche Verlustvorträge	12.488	16.739	-25 %
Andere Posten	459	100	360 %
Gesamt	25.705	24.832	4 %
Saldierung der aktiven und passiven latenten Steuern	-19.743	-18.263	8 %
Aktive latente Steuern nach Saldierung	5.963	6.569	-9 %

Passive latente Steuern (in TEUR)	2022	2021	Änderung
Immaterielle Vermögenswerte	-629	-535	18 %
Sachanlagen (inkl. Nutzungsrechte)	-40.419	-33.095	22 %
Finanzielle Verbindlichkeiten und Leasingverbindlichkeiten	-87	-374	-77 %
Andere Posten	-243	-150	62 %
Gesamt	-41.377	-34.154	21 %
Saldierung der aktiven und passiven latenten Steuern	19.743	18.263	8 %
Passive latente Steuern nach Saldierung	-21.634	-15.891	36 %

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

Der Konzern hat in mehreren Unternehmen in der laufenden Periode oder der Vorperiode Verluste erlitten. Bei diesen Unternehmen werden, nach Verrechnung mit passiven latenten Steuern, latente Steueransprüche i. H. v. TEUR 864 angesetzt. Der Konzern geht davon aus, dass die zukünftigen zu versteuernden Ergebnisse wahrscheinlich ausreichen, um diese latenten Steueransprüche realisieren zu können.

Am Ende des Berichtszeitraums ergab sich somit ein Nettobetrag der passiven latenten Steuern i. H. v. TEUR 15.672 (i. VJ.: TEUR 9.322). Die Veränderung des Nettobetrags der passiven latenten Steuern wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

in TEUR	2022	2021
Nettobetrag der passiven (+) bzw. aktiven (-) latenten Steuern zum 1. Januar	9.322	10.558
Latenter Steueraufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung	6.666	-849
im sonstigen Ergebnis erfasste latente Steuern	-259	6
Nettozugang passiver latenter Steuern aus Unternehmenserwerben	-60	-394
Nettoabgang passiver latenter Steuern durch Unternehmensliquidation	3	-
Sonstige Veränderung	-	1
Nettobetrag der passiven (aktiven) latenten Steuern (+/-) zum 31. Dezember	15.672	9.322

14. VORRÄTE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.9

in TEUR	31.12.2022	31.12.2021
Rohstoffe und Verbrauchsgüter	164	93
Module	910	1.888
Gesamt	1.074	1.981

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.

Der Modulvorrat ist im Vergleich zum Vorjahr aufgrund der Verwendung des Vorrats für den Bau konzerneigener Projekte um EUR 1,0 Mio. zurückgegangen. Der restlich Modulbestand wird ebenfalls für den Bau von neuen Solaranlagen gehalten.

Zum Jahresende wurden die Module zum Nettoveräußerungserlös bewertet, der unter den Anschaffungskosten lag. Die erforderliche Wertminderung i. H. v. TEUR 348 (i. VJ.: TEUR 14) wurde im sonstigen Betriebsaufwand erfasst.

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

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

in TEUR	31.12.2022	31.12.2021
Geleistete Anzahlungen	140	75
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	3.785	2.320
Sonstige langfristige Vermögenswerte	9.612	186
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	6.173	5.371
Gesamt	19.710	7.953
Davon Langfristige Vermögenswerte	9.612	186
Davon Kurzfristige Vermögenswerte	10.098	7.766
Gesamt	19.710	7.953

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

Die Zunahme der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen im Vergleich zum Vorjahr (+ EUR 1,5 Mio.) ist einerseits auf die Erweiterung des Solarportfolios (+ EUR 0,5 Mio.) und andererseits darauf zurückzuführen, dass die Verletzung von Garantiebedingungen im Rahmen eines Kaufvertrags für eine Solaranlage i. H. v. EUR 0,9 Mio. erfolgreich geltend gemacht werden konnten (vgl. Anhangsziffer 9.2).

Die langfristigen Vermögenswerte bestehen im Wesentlichen aus einer langfristige Forderung i. V. m. an Dritte ausgereichten Darlehen für PV-Projekte (EUR 7,2 Mio.) dem langfristigen Teil von gewährten Darlehen i. H. v. EUR 2,4 Mio. (i. VJ.: EUR 1,2 Mio.) sowie Sicherheitsleistungen (Kautionen) i. H. v. TEUR 25 (i. VJ.: TEUR 21) zusammen.

Die sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte bestehen im Wesentlichen aus das kurzfristiger Teil einer Forderung i. V. m. an Dritte ausgereichten Darlehen für PV-Projekte (TEUR 1.062), aus dem Verkauf der Projektgesellschaft Surya 1 GmbH & Co. KG im Geschäftsjahr 2020, die zum Bilanzstichtag noch mit TEUR 31 (i. VJ.: TEUR 907) bilanziert wurde, sowie Forderungen aus Umsatzsteuervorauszahlungen i. H. v. TEUR 2.638 (i. VJ.: TEUR 2.231) sowie Rechnungsabgrenzungen i. H. v. TEUR 1.317 (i. VJ.: TEUR 806) und sonstigen kurzfristigen Forderungen i. H. v. TEUR 1.125 (i. VJ.: TEUR 973).

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

16. ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.12.

in TEUR	31.12.2022	31.12.2021
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	18.766	18.697
Sofort abrufbare Sichteinlagen	71.720	50.635
In der Kapitalflussrechnung dargestellte Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	90.486	69.332

Bei den Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung handelt es sich um Projektreservekonten i. H. v. TEUR 17.979 (i. VJ.: TEUR 17.686), Bausparkonten i. H. v. TEUR 160 (i. VJ.: TEUR 109) sowie sonstige Konten i. H. v. TEUR 627 (i. VJ.: TEUR 902). Diese Konten sind für die jeweilige zugehörige Finanzierung einer Solaranlage an die Bank oder Leasinggesellschaft als Sicherheit hinterlegt, damit die vereinbarten regelmäßigen Kapitaldienstzahlungen (insbesondere in den Monaten Dezember bis Februar) geleistet werden können. Diese gewährten Sicherheiten sind geschäftsartimmanent und dienen damit der Aufrechterhaltung der Zahlungsverpflichtungen im Rahmen der alltäglichen Geschäftsabläufe. Aufgrund der sehr guten Liquiditätssituation wurden diese im Berichtsjahr nicht im Rahmen der gewöhnlichen Kapitaldienstzahlungen in Anspruch genommen.

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

Im Geschäftsjahr wurden durch Konsolidierungskreiserweiterungen (siehe Anhangsziffer 7) Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente i. H. v. insgesamt TEUR 1.055 (i. VJ.: TEUR 1.382) miterworben.

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

17. SACHANLAGEN

17.1. SACHANLAGEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffern 6.10 und 6.14.

2022

in TEUR	Anhangsziffer	Grundstücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzungsrechte	BGA*	Solarparks im Bau	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten								
Stand zum 1. Januar 2022		13.472	513.950	12.336	30.354	1.353	2.175	573.639
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen	7		6.770		831			7.601
Zugänge durch Investitionen		1.091	5.019	25	13.096	150	17.259	36.641
Sonstige Zugänge	25		258					258
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen		-496			-39	-162		-696
Umgliederung			3.837				-3.837	-
Umgliederung von Immaterielle Vermögensanlage			34					34
Neubewertung					146			146
Stand zum 31. Dezember 2022		14.067	529.867	12.361	44.389	1.342	15.598	617.622
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen								
Stand zum 1. Januar 2022		-544	-149.103	-1.711	-4.060	-902	-25	-156.344
Abschreibungen		-98	-29.967	-672	-1.933	-65		-32.735
Wertminderungen		-62	-1.537					-1.599
Stand zum 31. Dezember 2022		-704	-180.607	-2.383	-5.994	-967	-25	-190.678
Buchwerte								
Stand zum 1. Januar 2022		12.928	364.846	10.625	26.295	452	2.149	417.295
Stand zum 31. Dezember 2022		13.364	349.259	9.975	38.398	375	15.574	426.943

2021

in TEUR	Anhangs- ziffer	Grund- stücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzungs- rechte	BGA*	Solar- parks im Bau	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten								
Stand zum 1. Januar 2021		12.339	435.312	12.312	24.504	1.101	11.517	497.086
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen	7	647	38.512		3.971		12.350	55.480
Zugänge durch Investitionen		487	12.503	24	1.786	252	4.109	19.163
Sonstige Zugänge	25		1.974					1.974
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen					-37			-37
Umgliederung			25.803				-25.803	-
Umgliederung in die Vorräte			-154					-154
Neubewertung					129			129
Stand zum 31. Dezember 2021		13.472	513.950	12.336	30.354	1.353	2.175	573.639
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen								
Stand zum 1. Januar 2021		-449	-120.763	-1.039	-2.485	-787		-125.522
Abschreibungen		-95	-28.196	-672	-1.575	-115		-30.653
Wertminderungen			-152				-25	-177
Umgliederung in die Vorräte			9					9
Stand zum 31. Dezember 2021		-544	-149.103	-1.711	-4.060	-902	-25	-156.344
Buchwerte								
Stand zum 1. Januar 2021		11.890	314.550	11.272	22.020	314	11.517	371.563
Stand zum 31. Dezember 2021		12.928	364.846	10.625	26.295	452	2.149	417.295

Die ausgewiesenen Solarparks, Gebäude und Grundstücke dienen zur Sicherung der in Anhangsziffer 23 erläuterten Finanzverbindlichkeiten.

Am Bilanzstichtag gab es noch finanzielle Verpflichtungen i. V. m. dem Bau von Solaranlagen i. H. v. EUR 5,2 Mio (i. VJ.: EUR 1,9 Mio.). Diese nicht-bilanzierten Verpflichtungen stehen mit noch nicht-erfüllten Leistungen bzgl. den sich am Jahresende im Bau befindlichen Anlagen in Verbindung.

17.2. DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE

2022

ANSCHAFFUNGSWERTE						
Nutzungsverträge i. V. m.	Grundstücke	Solarparks	Gestattungsverträge Solarparks	Gestattungsverträge Windparks	Sonstigem Anlagevermögen	Summe
in TEUR						
Stand zum 1. Januar 2022	91	-	28.737	1.334	193	30.354
Konsolidierungskreisänderung			831			831
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge			13.096			13.069
Neubewertung				255		255
Abgänge durch Auflösung bestehender Nutzungsverträge			-148			-148
Stand zum 31. Dezember 2022	91	-	42.516	1.589	193	44.389
KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN						
Stand zum 1. Januar 2022		-	-3.785	-171	-102	-4.060
Zugänge durch Abschreibungen			-1.820	-69	-44	-1.933
Stand zum 31. Dezember 2022			-5.605	-240	-146	5.993
BUCHWERTE						
Stand zum 1. Januar 2022	91	-	24.952	1.163	91	26.295
Stand zum 31. Dezember 2022	91	-	36.911	1.349	47	38.398

2021

ANSCHAFFUNGSWERTE						
Nutzungsverträge i. V. m.	Grundstücke	Solarparks	Gestattungsverträge Solarparks	Gestattungsverträge Windparks	Sonstigem Anlagevermögen	Summe
in TEUR						
Stand zum 1. Januar 2021	91	-	23.016	1.205	193	24.504
Konsolidierungskreisänderung			3.971			3.971
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge			1.786			1.786
Neubewertung				129		129
Abgänge durch Auflösung bestehender Nutzungsverträge			-37			-37
Stand zum 31. Dezember 2021	91	-	28.737	1.334	193	30.354
KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN						
Stand zum 1. Januar 2021		-	-2.342	-99	-42	-2.485
Zugänge durch Abschreibungen			-1.443	-72	-60	-1.575
Stand zum 31. Dezember 2021		-	-3.785	-171	-102	-4.060
BUCHWERTE						
Stand zum 1. Januar 2021	91	-	20.672	1.106	151	22.020
Stand zum 31. Dezember 2021	91	-	24.952	1.163	91	26.295

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 20,1 Jahre.

Für die Leasingverhältnisse in Verbindung mit 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).

18. GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffern 6.11 und 6.14.B.

18.1. ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES

2022

in TEUR	Anhangs- ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten						
Stand zum 1. Januar 2022		5.688	2.158	1.043	44	8.933
Erwerbe				1.016	69	1.085
Abgänge				-42		-42
Stand zum 31. Dezember 2022		5.688	2.158	2.015	113	8.995
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen						
Stand zum 1. Januar 2022		-4.489	-443	-980	-38	-5.950
Abschreibungen			-127	-25	-71	-223
Stand zum 31. Dezember 2022		-4.489	-569	-1.005	-109	-5.192
Buchwerte						
Stand zum 1. Januar 2022		1.199	1.716	62	6	2.983
Stand zum 31. Dezember 2022		1.199	1.588	1.012	4	3.803

2021

in TEUR	Anhangs- ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten						
Stand zum 1. Januar 2021		5.627	2.158	980	91	8.856
Erwerbe durch Unternehmenszusammenschlüsse	7				2	2
Erwerbe		61		63	8	131
Abgänge					-57	-57
Stand zum 31. Dezember 2021		5.688	2.158	1.043	44	8.933
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen						
Stand zum 1. Januar 2021		-4.325	-297	-980	-91	-5.692
Abschreibungen			-146			-146
Wertminderung		-165				-165
Abgänge					53	53
Stand zum 31. Dezember 2021		-4.489	-443	-980	-38	-5.950
Buchwerte						
Stand zum 1. Januar 2021		1.303	1.862	-	-	3.164
Stand zum 31. Dezember 2021		1.199	1.716	62	6	2.983

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 Projektrechte für die Entwicklung mehrerer Solarparks i.H.v. EUR 4,0 Mio.

18.2. ABSCHREIBUNGEN

Da die erworbenen Verträge zeitlich befristet sind, unterlagen sie im Geschäftsjahr planmäßigen Abschreibungen i. H. v. TEUR 127.

18.3. WERTMINDERUNGEN

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

Bei der Überprüfung der Werthaltigkeit dieser Geschäfts- und Firmenwerte ergab sich kein Wertminderungsbedarf auf die jeweiligen Geschäfts- oder Firmenwerte. Dabei hat der Konzern für die Überprüfung zahlungsmittelgenerierende Einheiten auf Ebene des jeweiligen Portfolios „Sun-X PV Portfolio“, und dem „Betriebsführungsgeschäft“ gebildet. Für jede zahlungsmittelgenerierende Einheit war deren erzielbarer Betrag größer als deren Buchwert, sodass keine Wertminderung vorgenommen wurde. Der dabei verwendete Vorsteuer-Diskontierungszinssatz lag zwischen 3,6 % und 4,7%. Eine Erhöhung des Diskontierungszinssatzes um einen Prozentpunkt hätte zu keiner Wertminderung der Geschäfts- oder Firmenwerte geführt.

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

A. SUN-X-PV PORTFOLIO

Die Annahmen, die der Konzern bei der Überprüfung des Geschäfts- oder Firmenwertes des Sun-X-PV-Portfolios (inkl. Säritz Solar) getroffen hat, beziehen sich erstens auf die Ertragskraft der Solaranlagen, insbesondere durch Annahmen bzgl. Einstrahlung, Performance Ratio, Einspeisevergütung sowie geschätzter Strompreise nach dem Einspeisevergütungszeitraum. Daneben wurden Annahmen in Bezug auf die angesetzten Kosten des Sun-X-PV-Portfolios getroffen. Die Detailplanungsphase beträgt dabei 22 Jahre, was der erwarteten Restlaufzeit der im Sun-X-PV Portfolio befindlichen Solaranlagen entspricht. Eine ewige Rente wurde nicht angenommen. Die angesetzten Kosten basieren auf bestehenden Verträgen und auf erwarteten Kosten auf Basis von Erfahrungswerten der Vergangenheit.

B. BETRIEBSFÜHRUNGSGESCHÄFT

Der Konzern hat bei der Überprüfung des Geschäfts- oder Firmenwerts Annahmen bzgl. zukünftiger Geschäftsbeziehungen getroffen. Wesentliche Annahmen bei der Berechnung der identifizierten Geschäftsmöglichkeiten sind das Ausbleiben von rückwirkenden Änderungen im EEG sowie Annahmen zur Ertragskraft der Solaranlagen, die vom Konzern im Rahmen dieses Geschäfts verwaltet werden, insbesondere durch Annahmen bzgl. Einstrahlung, Performance Ratio und Einspeisevergütung. Die Detailplanungsphase beträgt dabei 14 Jahre, was der erwarteten Laufzeit des Betriebsführungsgeschäft entspricht. Dieses wiederum leitet sich aus der erwarteten Restnutzungsdauer der verwalteten Solaranlagen ab. Eine ewige Rente wurde nicht angenommen. Die angesetzten Kosten basieren auf bestehenden Verträgen und auf erwarteten Kosten auf Basis von Erfahrungswerten der Vergangenheit.

19. NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.12, 6.14.

19.1. AUFSTELLUNG DER NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETEN FINANZANLAGEN

in TEUR	2022	2021
Viriflux BV	290	249
Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG	8	8
Solarpark Zerre Infrastruktur GbR	-	-
Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG	-	-
Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen	298	258

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

19.2. ASSOZIIERTE UNTERNEHMEN

A. VIRIFLUX BV

in TEUR	2022	2021
Eigentumsanteil	50 %	50 %
Langfristige Vermögenswerte	818	861
Kurzfristige Vermögenswerte (einschließlich Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten – 2022: 268 TEUR/2021: 175 TEUR)	364	200
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich langfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2022: 559 TEUR/2021: 559 TEUR)	-559	-559
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich kurzfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2022 : -6 TEUR/2021: 0 TEUR)	-43	-3
Nettovermögen (100%)	580	498
Anteil des Konzerns am Nettovermögen (50 %)	290	249
Buchwert des Anteils		249
Umsatzerlöse	197	23
Zinsaufwendungen	-5	-2
Gewinn und Gesamtergebnis (100 %)	82	-2
Gesamtergebnis (50 %)	41	-1

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

20. ANDERE FINANZANLAGEN

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

in TEUR	31.12.2022	31.12.2021
Genossenschaftsanteile	85	57
Aktien- und Anteilbestand	1.028	1.061
Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps	189	-
Andere Finanzanlagen	1.301	1.118

Die anderen Finanzanlagen bestehen einerseits, wie im Vorjahr, aus Genossenschaftsanteilen an Finanzinstituten, die der Konzern in Rahmen von Geschäftsverbindungen mit den jeweiligen Banken hält. Hauptsächlich bestehen diese Finanzanlagen jedoch aus Geschäftsanteilen an Fondsgesellschaften, die vom Konzern verwaltet werden. Die Anschaffungskosten der am Bilanzstichtag ausgewiesenen anderen Finanzanlagen betragen TEUR 997 (i. VJ.: TEUR 979). Schließlich enthält diese Bilanzposition auch Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps (EUR 0,2 Mio.), die der Konzern zur Abdeckung von Zinsrisiken abgeschlossen hat. Informationen darüber, inwieweit der Konzern Zinsänderungs-, Währungs- und Liquiditätsrisiken ausgesetzt ist, sind in der Anhangsziffer 26 dargestellt.

21. EIGENKAPITAL

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffern 6.13.

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

21.1. GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE

A. AUSGABE VON STAMMAKTIE

Im Berichtsjahr wurden insgesamt zwei Kapitalerhöhungen, davon eine durch einen Bezugsangebot an die Bestandsaktionäre und eine durch eine Privatplatzierung vorgenommen.

Am 17. August 2022 hat der Vorstand mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu EUR 1.735.510,00 durch Ausgabe von 1.735.510 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien mit einem anteiligen Betrag am Gründungskapital der Gesellschaft von je EUR 1,00 zu erhöhen. Die neuen Aktien wurden an einem Preis i. H. v. EUR 4,55 je Aktie emittiert. Die Barkapitalerhöhung wurde am 7. September 2022 in das Handelsregister eingetragen.

Der Vorstand hat am 27. September 2022 auf Basis des Ermächtigungsbeschlusses der Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 und mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, das Grundkapital der Gesellschaft unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre um bis zu EUR 1.750.000,00 durch Ausgabe von bis zu 1.750.000 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien gegen Bareinlagen zu erhöhen. Die insgesamt 1.750.000 neuen Aktien wurden im Wege einer Privatplatzierung ausschließlich bei institutionellen Investoren in Deutschland und im europäischen Ausland zu einem Platzierungspreis von EUR 4,55 je Aktie vollständig platziert. Die Barkapitalerhöhung wurde am 29. September 2022 in das Handelsregister eingetragen.

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

B. ENTWICKLUNG DER ANZAHL DER IM UMLAUF BEFINDLICHEN AKTIEN

	Tsd. Aktien
Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2021	61.492
Ausgabe von Stammaktien im Jahr 2021	8.870
Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2022	76.362
Ausgabe von Stammaktien im Jahr 2022	3.486
Im Umlauf befindliche Aktien zum 31. Dezember 2022	79.848
<i>davon durch den Konzern gehaltene eigene Aktien</i>	-

C. BEDINGTES KAPITAL 2016

Die ordentliche Hauptversammlung am 15. Juli 2016 hat die Schaffung eines neuen bedingten Kapitals beschlossen. Das Grundkapital ist durch Beschluss der Hauptversammlung vom 15. Juli 2016 um bis zu EUR 20.000.000,00 durch Ausgabe von bis zu 20.000.000,00 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien bedingt erhöht (Bedingtes Kapital 2016). Aus dem bedingten Kapital 2016 wurde die Wandlung von 23.521 Stücke der Wandelschuldverschreibung 2016/2017 in 23.521 neue, auf den Inhaber lautende Aktien im Oktober 2017 bedient. Am 31. Dezember 2019 betrug somit das bedingte Kapital 2016 noch EUR 19.976.479,00.

Während des Berichtszeitraums kam es nicht zu einer Nutzung des bedingten Kapitals 2016. Das bedingte Kapital 2016 kann seit dem 21. Juli 2021 nicht länger verwendet werden. Die Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat das bedingte Kapital 2016 aufgehoben. Der Beschluss wurde am 9. August 2022 in das Handelsregister eingetragen.

D. 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 Geschäftsjahrs, für das noch kein Gewinnverwendungsbeschluss gefasst wurde, bedingt erhöht wird (Bedingtes Kapital 2022).

E. GENEHMIGTES KAPITAL 2021

Die ordentliche Hauptversammlung vom 21. Juli 2021 hat den Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft in der Zeit bis zum 20. Juli 2026 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um insgesamt bis zu EUR 34.710.215,00, durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Inhaber lautender Stückaktien gegen Bar und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (Genehmigtes Kapital 2021), wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann. Der Beschluss wurde am 2. August 2021 in das Handelsregister eingetragen.

Die 7C Solarparken AG hat am 16. August 2021 eine Kapitalerhöhung von EUR 69,420,430 auf bis zu EUR 76.362.473 durch Ausgabe von bis zu 6.942.043 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien gegen Bareinlagen unter teilweiser Ausnutzung des bestehenden genehmigten Kapitals und unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre erfolgreich beendet. Die neuen Aktien wurden im Wege einer Privatplatzierung ausschließlich bei institutionellen Investoren in Deutschland und im europäischen Ausland zu dem vom Vorstand unter Zustimmung des Aufsichtsrats festgelegten Platzierungspreis von EUR 3,72 je Aktie platziert. Dieser Beschluss wurde am 24. August 2021 in das Handelsregister eingetragen.

Am 31. Dezember 2021 betrug das Genehmigte Kapital 2021 noch EUR 27.768.172,00. Die Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat das Genehmigte Kapital 2021 aufgehoben. Der Beschluss wurde am 9. August 2022 in das Handelsregister eingetragen.

F. GENEHMIGTES KAPITAL 2022

Die ordentliche Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat den Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft mit Zustimmung des Aufsichtsrats um insgesamt bis zu EUR 38.181.236,00 durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Inhaber lautender Stückaktien gegen Bar und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (Genehmigtes Kapital 2022), wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann. Der Beschluss wurde am 9. August 2022 in das Handelsregister eingetragen.

21.2. ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN

A. KAPITALRÜCKLAGE

in TEUR	2022	2021
Stand zu Beginn des Jahres	82.499	58.157
Veränderung des Aufgeldes (siehe Tz. 21.1)	12.374	24.860
Transaktionskosten direkt im Eigenkapital erfasst	-217	-518
Stand zum Ende des Jahres	94.655	82.499

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

Die Transaktionskosten i. H. v. TEUR 217 (i. VJ.: TEUR 518) wurden direkt im Eigenkapital erfasst. Ein latenter Steueraufwand wurde auf solche Transaktionskosten nicht angesetzt.

B. GEWINNRÜCKLAGE

in TEUR	2022	2021
Stand zu Beginn des Jahres	26.988	24.730
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen	73	34
Auf Aktionäre der 7C Solarparken AG entfallendes Periodenergebnis	23.511	9.861
Dividenden	-8.400	-7.636
Stand zum Ende des Jahres	42.172	26.988

Im Geschäftsjahr wurden EUR 0,11 je Aktie (i. VJ.: EUR 0,11 je Aktie) an die Aktionäre der 7C Solarparken AG ausgeschüttet. Dies entspricht einer Gesamtausschüttung von TEUR 8.400 (i. VJ.: TEUR 7.636).

Der Vorstand der 7C Solarparken AG wird der Hauptversammlung im Jahr 2023 vorschlagen eine Dividende von EUR 0,12 je Aktie, mithin TEUR 9.582 auf der neuen Aktienzahl zum Tag der Veröffentlichung (siehe 21.1A und 21.1B) aus dem Bilanzgewinn 2022 der Muttergesellschaft auszuschütten.

C. WÄHRUNGSUMRECHNUNGSRÜCKLAGE

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

in TEUR

Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2021	10
Sonstige Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2021	-1
Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2022	9
Sonstige Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2022	1
Währungsumrechnungsrücklage zum 31. Dezember 2022	10

D. SONSTIGES ERGEBNIS AUS HEDGING

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

in TEUR

Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2021	-32
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2021	56
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2022	24
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2022	-662
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 31. Dezember 2022	-638

Die Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente i. H. v. EUR 0,7 Mio. beziehen sich einerseits auf die bilanziellen Erfassung einer im Berichtszeitraum mit einem großen europäischen Stromversorger abgeschlossenen Swap-Vereinbarung und andererseits auf die Zinsswaps, die bereits in vergangenen Berichtsperioden bestanden.

Der Hauptanteil entfällt dabei auf den effektiven Teil des Cashflow-Hedge zur Absicherung der PV-Strompreise aus der Swap-Vereinbarung (vgl. Anhangsziffer 6.2) i. H. v. minus EUR 0,9 Mio. Es handelt sich dabei um das sonstige Ergebnis aus dieser Swap-Vereinbarung i. H. v. minus EUR 1,2 Mio. (vgl. Anhangsziffer 24) 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 0,2 Mio. ausgewirkt.

in TEUR

Erfassung der Strompreis-Swapvereinbarung im April 2022 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreis-Swapvereinbarung im Geschäftsjahr 2022	-7.306
Änderung des sonstigen Ergebnis aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2022	6.107
Zeitwert der Strompreis-Swapvereinbarung zum 31. Dezember 2022	-1.199

22. KAPITALMANAGEMENT

Siehe Anhangsziffern 16 und 23 sowie den Eigenkapitalspiegel.

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

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

Der Konzern überwacht das Kapital mit Hilfe des Verhältnisses der bereinigten Nettoverschuldung zu bereinigtem Eigenkapital. Die bereinigte Nettoverschuldung umfasst neben prinzipiell zinstragenden Krediten und Anleihen ebenfalls Leasingverbindlichkeiten abzüglich der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente und 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.

Das Verhältnis der Eigenkapitalquote stellt sich wie folgt dar:

in TEUR	31.12.2022	31.12.2021
Kurzfristige und langfristige Finanzverbindlichkeiten	227.040	241.091
Kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten	39.057	26.349
Finanzvermögenswerte aus Zins-Swap, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-189	-
Abzüglich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente*	-90.486	-69.332
Abzüglich kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten gem. IFRS 16 i. V. m. Nutzungsrechten aus Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks	-34.512	-21.638
Nettoverschuldung	140.910	176.469
Eigenkapital ohne Hedging Reserve	227.817	197.305
Bilanzsumme	550.354	507.920
Eigenkapitalquote (in %)	41,4	38,8

*davon TEUR 18.766 (i. VJ.: TEUR 18.697) mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung.

23. FINANZVERBINDLICHKEITEN

23.1. KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL

in TEUR	31.12.2022	31.12.2021
Langfristige Schulden		
Gesicherte Bankdarlehen	156.875	172.341
Ungesicherte Anleihen	22.202	37.342
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	35.713	24.320
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	3	253
Gesamt	214.792	234.256
Kurzfristige Schulden		
Kurzfristig fälliger Teil gesicherter Bankdarlehen sowie Zinsabgrenzungen	32.132	30.324
Kurzfristiger fälliger Teil ungesicherter Anleihen sowie Zinsabgrenzungen	15.828	830
Kurzfristig fälliger Teil der Leasingverbindlichkeiten	3.344	2.029
Gesamt	51.304	33.183

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

23.2. BANKDARLEHEN

Die ausstehenden Darlehen weisen folgende Konditionen auf:

in TEUR	Währung	Zinssatz	Fälligkeitsjahr	31. Dezember 2022		31. Dezember 2021		
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert	
7C Solarparken NV	A	EUR	2,40%	2022-23	15	15	15	15
	B	EUR	EURIBOR 3M + 1,75%	2017-27	786	826	961	1.019
7C Solarparken AG	C	EUR	1,75%	2017-28	2.350	2.265	2.742	2.628
	D	EUR	1,76%	2017-26	839	839	929	929
	F	EUR	1,51%	2017-31	848	848	930	930
	G	EUR	1,55%	2017-32	1.697	1.681	1.867	1.849
	H	EUR	2,10%	2017-32	374	370	411	407
	I	EUR	2,30%	2017-24	600	600	1.000	1.000
	J	EUR	1,68%	2019-36	6.457	6.421	7.285	7.246
	M	EUR	1,28%	2019-22	-	-	22	21
Tannhäuser Solar UG	N	EUR	1,13%	2019-37	424	424	431	431
		EUR	1,90%	2017-34	448	448	486	486
Solardach Gutenberg GmbH & Co. KG		EUR	2,04%	2019-28	759	761	891	894
Sabrina Solar BV	B	EUR	1,69%	2017-29	367	367	422	422
Solar4Future Diest NV		EUR	5,70%	2017-26	1.764	1.852	2.146	2.278
Solarpark Green GmbH	C	EUR	1,75%	2017-26	1.625	1.621	2.075	2.070
	D	EUR	4,75%	2017-25	434	434	607	607
Solarpark Heretsried GmbH	A	EUR	2,00%	2017-24	1.156	1.147	1.733	1.715
	B	EUR	2,13%	2017-25	2.190	2.171	2.920	2.888
	C	EUR	3,49%	2017-25	1.197	1.218	1.667	1.707
	D	EUR	2,16%	2017-29	2.596	2.596	2.967	2.967
Solarpark Longuich GmbH		EUR	2,13%	2017-25	2.280	2.260	3.040	3.006
Solarpark Oberhörbach GmbH		EUR	2,13%	2017-25	1.545	1.526	2.060	2.029
Solarpark CBG GmbH		EUR	1,75%	2017-25	1.398	1.386	1.828	1.808
Solarpark Neudorf GmbH	B	EUR	EURIBOR 3M + 1,6%	2017-24	157	157	235	235
	C	EUR	1,35%	2020-27	268	268	315	315
	D	EUR	1,95%	2017-27	889	889	1.079	1.079
	E	EUR	3,99%	2019-26	332	346	415	437
SonnensolarPark GmbH		EUR	2,90%	2017-24	-	-	333	333
		EUR	2,00%	2017-25	381	381	635	621
Melkor UG	A	EUR	2,75%	2017-2027	245	243	294	292
	B	EUR	3,07%	2017-28	197	198	247	247
	C	EUR	3,95%	2017-30	-	-	53	55
	E	EUR	1,96%	2017-26	586	586	753	753
Solardach Wandersleben GmbH & Co. KG	A	EUR	2,59%	2017-26	818	826	1.069	1.084
	C	EUR	2,53%	2018-25	28	28	37	37
Solardach LLG GmbH	A	EUR	1,65%	2017-32	593	587	653	646
	B	EUR	2,10%	2017-34	788	781	854	846
	C	EUR	2,30%	2018-2036	481	481	517	517
	D	EUR	1,80%	2019-2037	345	345	369	369
Solardach Stieten GmbH & Co. KG	A	EUR	2,26%	2017-26	829	832	1.036	1.042
	B	EUR	3,55%	2017-26	368	374	461	473
Solardach Steinburg GmbH		EUR	1,45%	2017-35	534	532	576	572
Solardach Neubukow GmbH & Co. KG	A	EUR	2,07%	2017-26	746	747	932	934
ProVireo Solarpark 3 Schönebeck GmbH & Co. KG	A	EUR	1,54%	2017-30	1.883	1.892	2.126	2.200
	B	EUR	1,99%	2017-30	267	273	302	309
Lohengrin Solar UG	A	EUR	2,10%	2017-34	573	567	620	614
	B	EUR	1,83%	2019-36	498	493	533	528
	B	EUR	2,60%	2017-28	14	14	16	17
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG		EUR	2,79%	2017-26	893	893	1.148	1.148
		EUR	1,74%	2017-26	295	295	379	379
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG		EUR	1,00%	2017-26	458	458	574	574
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG	A	EUR	1,48%	2017-27	317	317	388	388
	B	EUR	1,59%	2017-27	107	107	131	131
	C	EUR	3,80%	2017-26	107	107	133	133
Säugling Solar GmbH & Co. KG	C	EUR	1,99%	2019-26	3.733	3.714	4.800	4.776
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG		EUR	1,10%	2017-29	637	620	736	736
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG		EUR	2,10%	2018-35	2.203	2.194	2.372	2.363

Sonnendach M55 GmbH & Co. KG	A	EUR	3,49%	2017-25	1.099	1.150	1.251	1.316
	C	EUR	1,95%	2018-29	1.151	1.140	1.316	1.302
Solarpark Carport Wolzach GmbH Co. KG	A	EUR	2,04%	2017-29	709	709	801,674	800,716
	B	EUR	2,50%	2017-29	603	585	689,213	666,095
Solarpark Gemini GmbH & Co. KG		EUR	3,00%	2017-31	3.017	2.963	3.353	3.287
Sphinx Solar GmbH & Co. KG		EUR	2,40%	2017-25	116	116	149	149
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG	A	EUR	1,00%	2017-24	588	578	980	953
	B	EUR	3,50%	2017-27	3.184	3.202	3.814	3.843
Solarpark Zschornowitz GmbH & Co. KG		EUR	1,90%	2019-37	1.229	1.213	1.317	1.300
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG		EUR	1,15%	2020-38	4.584	4.565	4.880	4.861
Siebente Solarpark Zerre GmbH & Co. KG	A	EUR	3,40%	2017-26	721	721	928	928
	B	EUR	4,60%	2017-25	9	9	12	12
	C	EUR	2,35%	2017-29	280	275	326	320
	D	EUR	0,00%	2017-2031	252	203	261	206
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG	A	EUR	1,05%	2017-26	487	487	626	626
	B	EUR	3,60%	2017-29	196	196	224	224
Vardar UG	B	EUR	2,37%	2017-25	252	252	284	284
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG		EUR	3,60%	2017-30	3.493	3.273	3.975	3.715
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG	A	EUR	3,10%	2017-27	372	374	446	449
	B	EUR	3,18%	2017-27	1.042	1.048	1.250	1.259
Colexon 1. Solarprojectgesellschaft mbH & Co. KG	B	EUR	2,30%	2017-24	390	390	665	665
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG	A	EUR	1,80%	2018-27	1.355	1.353	1.459	1.456
	B	EUR	1,40%	2020-37	429	429	457	457
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG	A	EUR	4,50%	2018-28	235	253	268	292
	B	EUR	2,25%	2018-28	191	192	223	225
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG	A	EUR	2,65%	2018-35	2.736	2.848	2.959	3.090
	B	EUR	3,15%	2018-36	451	485	485	524
Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG		EUR	1,85%	2019-34	1.024	1.013	1.109	1.097
Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG		EUR	1,90%	2019-33	3.454	3.477	3.783	3.810
Windpark Stetten II GmbH & Co. KG		EUR	2,10%	2019-31	2.896	2.965	3.236	3.322
Renew agy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	B	EUR	2,15%	2017-26	5.549	5.549	6.939	6.939
	C	EUR	1,79%	2017-25	5.179	5.129	6.906	6.838
	F	EUR	1,15%	2022-39	2.182	2.160	-	-
Renew agy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	B	EUR	2,20%	2017-26	1.423	1.414	1.780	1.767
Renew agy 21. Solarprojektgesellschaft mbH	A	EUR	3,30%	2017-23	3.250	3.252	4.333	4.337
	B	EUR	2,30%	2017-25	27	27	36	36
Renew agy 22. Solarprojektgesellschaft mbH	A	EUR	2,50%	2017-25	1.691	1.669	2.255	2.221
	B	EUR	1,35%	2017-34	484	484	525	525
Tristan Solar GmbH & Co. KG		EUR	2,16%	2018-29	2.189	2.189	2.444	2.444
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG	A	EUR	1,82%	2019-35	412	409	442	438
	B	EUR	1,78%	2019-36	672	670	720	717
	C	EUR	1,82%	2018-36	447	444	479	475
	D	EUR	1,78%	2019-36	336	335	360	359
	E	EUR	1,82%	2018-36	412	408	442	437
	F	EUR	1,78%	2019-36	336	335	360	359
	G	EUR	2,45%	2018-37	511	511	547	547
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG		EUR	1,95%	2018-36	554	554	589	589
Soldardach Derching GmbH & Co. KG		EUR	2,13%	2018-29	1.309	1.316	1.507	1.515
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG		EUR	EURIBOR 3M +1,87%	2019-24	246	254	369	386
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co. KG		EUR	2,15%	2018-33	1.648	1.664	1.783	1.802
Solarpark Rötze GmbH & Co. KG	A	EUR	1,25%	2020-27	331	333	377	379
	B	EUR	1,40%	2020-27	333	339	378	385
	C	EUR	1,03%	2020-27	389	387	433	431
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG	A	EUR	2,80%	2018-31	744	770	836	867
	B	EUR	1,40%	2018-34	117	113	127	123
	C	EUR	2,80%	2018-31	361	373	405	420
	D	EUR	2,80%	2018-31	691	714	775	805
	E	EUR	1,40%	2018-34	117	113	127	123
	F	EUR	2,80%	2018-31	698	722	784	813
	G	EUR	1,40%	2018-34	117	113	127	123
	H	EUR	2,80%	2018-27	117	119	140	144
	I	EUR	2,00%	2018-31	148	148	164	164
	J	EUR	2,80%	2018-27	348	380	417	452
	K	EUR	2,80%	2018-27	326	333	391	401
	L	EUR	2,75%	2018-30	351	362	400	413
	M	EUR	2,00%	2018-31	30	30	33	33
	N	EUR	2,80%	2018-27	391	400	470	482
	O	EUR	2,80%	2018-31	364	376	409	424
	P	EUR	2,80%	2018-31	656	678	735	763
	Q	EUR	2,80%	2018-31	645	667	723	751
	R	EUR	3,70%	2017-27	1.093	1.093	1.312	1.312

Erste Solarpark Now gorod GmbH & Co. KG		EUR	1,15%	2020-37	414	414	443	443	
Solarpark Draisdorf-Eggenbach GmbH & Co. KG	A	EUR	1,01%	2022-41	9.000	8.978	-	-	
	B	EUR	0,86%	2022-31	1.250	1.250	-	-	
PV Görke GmbH & Co. KG		EUR	2,25%	2019-37	2.477	2.598	2.647	2.786	
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG	A	EUR	1,40%	2020-38	221	219	234	232	
	B	EUR	1,40%	2020-38	218	216	232	229	
PV Gurtow GmbH & Co. KG	A	EUR	1,03%	2020-39	2.363	2.363	2.504	2.504	
	B	EUR	1,03%	2020-39	458	458	486	486	
Photovoltaik-Park Dessau-Süd GmbH & Co. KG		EUR	3,25%	2021-33	1.019	1.135	1.118	1.258	
7C Groeni BV	A	EUR	2,86%	2021-29	220	233	250	268	
	B	EUR	2,91%	2021-30	133	141	150	161	
	C	EUR	2,81%	2021-29	405	430	458	490	
	D	EUR	2,23%	2021-27	260	268	282	294	
Solar Park Blankenberg GmbH & Co. KG	A	EUR	4,60%	2019-28	184	198	219	238	
	B	EUR	3,25%	2019-28	599	590	713	700	
Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG		EUR	3,25%	2019-28	1.001	1.068	1.175	1.266	
Solarpark WO GmbH & Co. KG		EUR	1,40%	2020-37	437	434	466	462	
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	C	EUR	1,18%	2021-37	1.110	1.105	1.187	1.187	
REG PVA zw ei GmbH & Co. KG	A	EUR	2,10%	2020-35	1.464	1.519	1.577	1.640	
	B	EUR	2,10%	2020-37	175	183	187	196	
	C	EUR	1,99%	2020-35	575	592	619	639	
	D	EUR	2,10%	2020-37	309	322	331	345	
	E	EUR	2,10%	2020-37	438	456	468	489	
MES Solar XX GmbH & Co. KG		EUR	0,99%	2022-32	3.414	3.413	-	-	
Renew agy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	A	EUR	1,03%	2021-38	5.686	5.676	5.936	5.920	
Renew agy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	A	EUR	1,14%	2021-39	2.717	2.704	2.882	2.868	
Solarpark Floating GmbH & Co. KG	A	EUR	1,50%	2020-39	262	261	262	261	
	B	EUR	1,10%	2020-30	200	196	227	222	
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	A	EUR	1,20%	2021-44	666	678	666	679	
	B	EUR	EURIBOR 3M +1,34%	2021-41	5.099	5.287	5.237	5.447	
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG	A	EUR	1,21%	2021-29	1.621	1.630	1.722	1.734	
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG	A	EUR	1,33%	2021-39	3.500	3.562	3.722	3.792	
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	A	EUR	1,42%	2021-35	1.727	1.762	1.863	1.903	
	B	EUR	1,16%	2021-39	614	617	651	654	
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	A	EUR	1,34%	2021-40	4.203	4.328	4.437	4.575	
	B	EUR	1,20% bis 30.06.2030 dann EURIBOR 3M +	0,95%	2021-43	663	694	663	695
HCI Solarpark Iging-Buchloe GmbH & Co. KG	A	EUR	1,00%	2020-23	793	792	1.585	1.584	
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG	A	EUR	1,05%	2020-23	116	116	232	232	
	B	EUR	1,25%	2020-25	735	738	981	985	
	C	EUR	1,00%	2020-23	274	274	547	547	
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG		EUR	3,85%	2020-27	1.830	1.956	2.215	2.397	
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG		EUR	3,85%	2020-27	2.507	2.688	3.008	3.266	
TOTAL					187.842	188.964	201.036	202.587	

Die Bankdarlehen sind mit den Photovoltaikanlagen, Grundstücken und Gebäuden (siehe Anhangsziffer 17) sowie mit heutigen und zukünftigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Stromverkauf oder Mieteinzahlungen (siehe Anhangsziffer 15) branchenüblich besichert. Zudem wurden Sichteinlagen mit einem Buchwert von TEUR 17.979 (i. VJ.: TEUR 17.686) (siehe Anhangsziffer 16) für bestimmte Bankdarlehen verpfändet. Dies sind die Schuldendienstreservekonten bzw. Bausparkonten, auf die im Zuge von planmäßigen Kapitaldiensten zugegriffen werden kann.

Zum Bilanzstichtag gab es Zinsabgrenzungen auf die oben dargestellten Darlehen i. H. v. TEUR 40 (i. VJ.: TEUR 78), die in den kurzfristigen Teil gesicherter Bankdarlehen und Zinsabgrenzungen dargestellt wurden.

Am 31. Dezember 2022 wurden zwei Bankdarlehen im Zusammenhang mit Solarparks über einen Betrag von EUR 1,4 Mio. nicht vollständig ausgezahlt.

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

23.3. LEASINGVERBINDLICHKEITEN

Die ausstehenden Leasingverbindlichkeiten weisen zum Bilanzstichtag folgende Konditionen aus:

Leasingverbindlichkeiten in Verbindung mit				31.12.2022		31.12.2021	
in TEUR	Währung	Zinssatz*	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
einem Grundstück	EUR	2,0 %	2032	10	8	10	8
Solarparks Belgien	EUR		2029-2031	4.522	4.536	4.667	4.696
Gestattungsverträgen i. V. m. Solarparks	EUR	2,1 %	2020-2052	38.411	32.970	23.740	20.397
Gestattungsverträgen i. V. m. Windparks	EUR	1,6 %	2020-2043	1.714	1.401	1.203	1.063
Gestattungsverträgen i. V. m. sonstigen Vermögenswerten	EUR	2,2 %	2020-2027	146	140	194	184
Gesamt				44.803	39.057	29.814	26.348

* Es handelt sich um den Grenzfremdkapitalzinssatz

Der Erwerb von Tochterunternehmen hat zu einer Zunahme der Leasingverbindlichkeiten i. H. v. EUR 0,7 Mio. (i. VJ.: EUR 6,4 Mio.) geführt. Darüber hinaus wurden neue Leasingverträge i.V.m Solarparks abgeschlossen, die zu einer Erhöhung der Leasingverbindlichkeiten um EUR 13,1 Mio. (i. VJ.: EUR 4,3 Mio.) geführt haben. Schließlich wurden die Leasingverbindlichkeiten um EUR 0,4 Mio. (i. VJ.: EUR 0,3 Mio.) aufgezinst und um EUR 0,2 Mio. durch Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Windparks (vgl. Anhangsziffer 17.2) erhöht. Gegenläufig haben sich Tilgungen im Berichtszeitraum i. H. v. EUR 2,1 Mio. (i. VJ.: EUR 2,1 Mio.) ausgewirkt.

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

Die Entwicklung der Leasingverbindlichkeiten lässt sich folgender Tabelle entnehmen:

in TEUR	31.12.2022	31.12.2021
Stand zum Anfang des Berichtszeitraums	26.348	17.155
Konsolidierungskreisänderungen	706	6.447
Neue Leasingverhältnisse	13.077	4.340
Erworbene Leasingverhältnisse	433	-
Rückzahlung von Leasingverhältnissen	-2.067	-2.104
Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Windparks	258	134
Neubewertung der Gestattungsverträge i.V.m. Solarparks	-94	
Aufzinsung von Leasingverhältnissen	437	343
Abgänge	-39	-
Stand zum Ende des Berichtszeitraums	39.057	26.348

23.4. UNGESICHERTE ANLEIHEN

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 beziehungsweise 7 Jahren Laufzeit unterteilt.

in TEUR				
Schuldschein 2018	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	EURIBOR 3M + 2,00 %	2023	1.500	1.500
Tranche B	2,48 %	2023	13.500	13.500
Tranche C	3,29 %	2025	10.000	9.960
Gesamt			25.000	24.960

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	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	1,80 %	2025	11.500	11.483
Gesamt			11.500	11.483

Die Zinsen für Schuldschein 2018, Tranche B und C und für Schuldschein 2020 sind einmal jährlich im Februar (Schuldschein 2018) und März (Schuldschein 2020) fällig. Die Zinsen für Tranche A (Schuldschein 2018) werden halbjährlich den Schuldscheininvestoren entrichtet (im Februar und August). Somit wurde zum Bilanzstichtag TEUR 564 Zinsaufwendungen bzgl. des Schuldscheindarlehens abgegrenzt, die im kurzfristigen Teil gesicherter Bankdarlehen und Zinsabgrenzungen dargestellt wurden. Für Schuldschein 2020 wurden TEUR 155 abgegrenzt.

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

in TEUR					
Projektanleihen	Fälligkeit	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	Annuität	4,50 %-5,00 %	31.12.2028	617	699
Tranche B	Annuität	2,00 %	30.11.2025	47	51
Tranche C	Annuität	2,00 %	31.12.2025	11	11
Tranche D	Endfällig	2,00 %	31.12.2025	57	55
Tranche E	Annuität	1,75 %	28.11.2031	50	50
Gesamt				782	869

Der kurzfristige Teil dieser Anleihen betrug am 31. Dezember 2022 TEUR 112 ((i. VJ.: TEUR 108).

24. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffern 6.1, 6.6, 6.12 A.

in TEUR	31.12.2022	31.12.2021
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	5.419	3.033
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	23	-
Lang- und Kurzfristige Zuwendungen der öffentlichen Hand	965	544
Sonstige Verbindlichkeiten	3.184	756
Gesamt	9.591	4.332

Zu den Währungs- und Liquiditätsrisiken des Konzerns hinsichtlich der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und den sonstigen Verbindlichkeiten siehe Anhangsziffer 26.

Die kurzfristigen sonstigen Verbindlichkeiten beinhalten überwiegend die derivative Verbindlichkeit i. H. v. TEUR 1.199, die aus dem beigelegten negativen Zeitwert der Swap-Vereinbarung resultiert (vgl. Anhangsziffer 6.2). Die übrigen kurzfristigen sonstigen Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus Personalverbindlichkeiten (TEUR 346) sowie Verbindlichkeiten aus der Umsatzsteuer (TEUR 236) und bedingten Gegenleistungen aus bedingten Kaufpreisen aus Konsolidierungskreisänderungen aus dem Vorjahr (TEUR 461) sowie aufgelaufenen Abgrenzungsposten (TEUR 624).

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sind von EUR 2,4 Mio. zum Vorjahresende auf EUR 5,4 Mio. zugenommen. Diese Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus unbezahlten Rechnungen an Generalunternehmer für Solaranlagen in Deutschland und Belgien, die sich noch im Bau befinden (EUR 1,9 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 erfolgte, jedoch durch den Konzern als so gut wie sicher eingeschätzt wurde. Die Zuwendungen der öffentlichen Hand werden entsprechend den Rechnungslegungsmethoden 6.7 bilanziert. Zum Jahresende wies der Konzern solche Investitionszuschüsse i. H. v. TEUR 965 (I.V.J. TEUR 544) bilanziell aus.

25. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.15.

2022

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Droh- verluste	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
Stand zum 1. Januar 2022	18.382	1.264	0	929	360	62	20.997
Zugang durch Konsolidierungskreisänderungen	500						500
Neue Rückstellungen	258						258
Anpassung von bestehender Rückstellungen		105		176	1.496		1.777
In Anspruch genommene Rückstellungen		-24		-92			-116
Auflösung von Rückstellungen		-201					-201
Aufzinsung bzw. Abzinsung	738	13		2			755
Stand zum 31. Dezember 2022	19.877	1.157	0	1.015	1.855	62	23.966

2021

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Droh- verluste	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
Stand zum 1. Januar 2021	14.003	1.578	8	1.020	499	62	17.170
Zugang durch Konsolidierungskreisänderungen	1.757						1.757
Erhöhung der Rückstellungen	1.974	11					1.986
In Anspruch genommene Rückstellungen		-27		-97	-140		-264
Auflösung von Rückstellungen		-313	-8				-320
Aufzinsung bzw. Abzinsung	648	14		6			669
Stand zum 31. Dezember 2021	18.382	1.264	0	929	360	62	20.997

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 8 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.

Schließlich ergibt sich ein Einzelrisiko aus einem Rechtsstreit, der sich im Rahmen des Unternehmenserwerbs der Enervest Belgium BV (jetzt: 7C Solarparken Belgium BV) ergeben hat. Der Umfang und die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme war am Erwerbsstichtag, wie auch am Bilanzstichtag, schwer einzuschätzen, da der Ausgang des Verfahrens äußerst ungewiss 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 im Geschäftsjahr festgestellt, dass es bei der Instandhaltung der Dächer im Vorerwerbszeitraum zu Reparaturrückständen gekommen ist. Im Geschäftsjahr wurde der Konzern weiterhin von der Vertragspartei aufgefordert, die Instandhaltungsrückstände vorzunehmen. Der Konzern befindet sich derzeit mit der Vertragspartei in Verhandlungen, ob sowie in welchem Zeitraum und in welchem Umfang noch genauer zu definierende Instandhaltungsmaßnahmen vorzunehmen sind. Der Konzern stuft jedoch den Mittelabfluss als wahrscheinlich ein und hat entsprechend 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 Grundstückeigentümer, sodass der Konzern einen Mittelabfluss als wahrscheinlich einstuft. Der Konzern hat im Berichtszeitraum dazu eine Rückstellung gebildet. Es besteht erhebliche Unsicherheit bezüglich dem Umfang der Altlasten, den Beseitigungskosten sowie dem Zeitraum 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.

26. FINANZINSTRUMENTE – BEIZULEGENDE ZEITWERTE UND RISIKOMANAGEMENT

26.1. EINSTUFUNGEN UND BEIZULEGENDE ZEITWERTE

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Buchwerte und beizulegenden Zeitwerte von finanziellen Vermögenswerten und Finanzverbindlichkeiten, einschließlich ihrer Stufen in der Fair Value-Hierarchie. Sie enthält keine Informationen zum beizulegenden Zeitwert für finanzielle Vermögenswerte, die nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertet wurden, wenn der Buchwert einen angemessenen Näherungswert für den beizulegenden Zeitwert darstellt.

31. Dezember 2022

in TEUR	<i>Anhang- angabe</i>	Buchwert			Gesamt
		Beizulegender Zeitwert Sicherungs- instrumente	Zwingend zu FVTPL - sonstige	Finanzielle Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten (AC)	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte					
Eigenkapitalinvestments	20		1.113		1.113
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	20	189			189
Gesamt		189	1.113		1.302
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen	15			3.785	3.785
Sofort abrufbare Sichteinlagen	16			71.720	71.720
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	16			18.766	18.766
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	15			6.173	6.173
Gesamt				100.444	100.444

31. Dezember 2022

Beizulegender Zeitwert

in TEUR	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte				
Eigenkapitalinvestments	1.113			1.113
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden		189		189
Gesamt	1.113	189		1.302
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte				
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen				
Sofort abrufbare Sichteinlagen				
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung				
Sonstige langfristige Vermögenswerte				
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte				
Gesamt				

31. Dezember 2022

		Buchwert			
in TEUR	<i>Anhang- angabe</i>	Beizulegender Zeitwert Sicherungs- instrumente	Zwingend zu FVTPL - sonstige	Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	Gesamt
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden					
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	23, 26.3		-3		-3
Strompreis-Swapvereinbarung	26.E.3		-1.199		-1.199
Gesamt			-1.202		-1.202
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden					
Bankdarlehen	23			-189.007	-189.007
Ungesicherte Anleihen				-38.030	-38.030
Leasingverbindlichkeiten	23			-39.057	-39.057
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	24			-5.419	-5.419
Sonstige Verbindlichkeiten	24			-3.184	-3.184
Gesamt				-274.697	-274.697

31. Dezember 2022

in TEUR	Beizulegender Zeitwert			Gesamt
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden				
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden		-3		-3
Strompreis-Swapvereinbarung		-1.199		-1.199
Gesamt		-1.202		-1.202
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden				
Bankdarlehen			-165.608	-165.608
Ungesicherte Anleihen			-34.487	-34.487
Leasingverbindlichkeiten			-34.906	-34.906
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen				
Sonstige Verbindlichkeiten				
Gesamt			-235.001	-235.001

31. Dezember 2021

Buchwert					
in TEUR	<i>Anhang- angabe</i>	Beizulegender Zeitwert Sicherungs- instrumente	Zwingend zu FVTPL - sonstige	Finanzielle Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten (AC)	Gesamt
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte					
Eigenkapitalinvestments	20	1.118			1.118
Gesamt		1.118			1.118
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen	15			2.320	2.320
Sofort abrufbare Sichteinlagen	16			50.635	50.635
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	16			18.697	18.697
Sonstige langfristige Vermögenswerte	15			186	186
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	15			3.462	3.462
Gesamt				75.300	75.300

31. Dezember 2021

Beizulegender Zeitwert

in TEUR	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
<hr/>				
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte				
Eigenkapitalinvestments	1.118			1.118
Gesamt	1.118			1.118
<hr/>				
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte				
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen				
Sofort abrufbare Sichteinlagen				
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung				
Sonstige langfristige Vermögenswerte				
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte				
Gesamt				

31. Dezember 2021

in TEUR	Anhang- angabe	Buchwert			Gesamt
		Beizulegender Zeitwert Sicherungs- instrumente	Zwingend zu FVTPL - sonstige	Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden					
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	23, 26.3	-179	-74		-253
Gesamt		-179	-74		-253
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden					
Bankdarlehen	23			-202.665	-202.665
Ungesicherte Anleihen				-38.172	-38.172
Leasingverbindlichkeiten	23			-26.349	-26.349
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	24			-3.033	-3.033
Sonstige Verbindlichkeiten	24			-1.299	-1.299
Gesamt		-		-275.518	-271.518

31. Dezember 2021

in TEUR	Beizulegender Zeitwert			Gesamt
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden				
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden		-253		-253
Gesamt		-253		-253
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden				
Bankdarlehen			-201.914	-201.914
Ungesicherte Anleihen			-38.050	-38.050
Leasingverbindlichkeiten			-27.317	-27.317
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen				
Sonstige Verbindlichkeiten				
Gesamt			-267.282	-267.282

26.2. BESTIMMUNG DER BEIZULEGENDEN ZEITWERTE

BEWERTUNGSTECHNIKEN UND WESENTLICHE, NICHT BEOBACHTBARE INPUTFAKTOREN

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Bewertungstechniken, die bei der Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte der Stufe 2 und Stufe 3 verwendet wurden, sowie die verwendeten wesentlichen, nicht beobachtbaren Inputfaktoren:

ZUM BEIZULEGENDEN ZEITWERT BEWERTETE FINANZINSTRUMENTE

Art	Bewertungstechnik	Wesentliche, nicht beobachtbare Inputfaktoren	Zusammenhang zwischen wesentlichen, nicht beobachtbaren Inputfaktoren und der Bewertung zum beizulegen den Zeitwert
Strompreis-Swapvereinbarung	DCF-Verfahren: die Differenz zwischen den Terminstrompreisen und dem Festpreis der Swap-vereinbarung werden unter Ansatz der erwarteten Produktionsmengen für die von der Swap-vereinbarung betroffen Solaranlagen zum Zeitwert abgezinst.	Nicht anwendbar	Nicht anwendbar
Zinsswaps	Marktvergleichsverfahren: Die beizulegenden Zeitwerte basieren auf standardisierten Berechnungen unter Anwendung der Dollar-Offset Methode, eines angesehenen deutschen Kreditinstituts, wobei nur auf den Markt beobachtbare Inputfaktoren angesetzt werden.	Nicht anwendbar	Nicht anwendbar

NICHT ZUM BEIZULEGENDEN ZEITWERT BEWERTETE FINANZINSTRUMENTE

Art	Bewertungstechnik	Wesentliche, nicht beobachtbare Inputfaktoren
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten*	Abgezinste Cashflows in einem DCF-Verfahren unter Ansatz der Marktzinsen und der Laufzeit des Darlehens	Nicht anwendbar
Leasingverbindlichkeiten	Abgezinste Cashflows aus Leasingverhältnissen in einem DCF Verfahren unter Ansatz von marktgerechten Grenzfremdkapitalzinssätzen	Nicht anwendbar

* Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten enthalten gesicherte und ungesicherte Bankdarlehen sowie ungesicherte Anleihen.

26.3. FINANZIELLES RISIKOMANAGEMENT

Der Konzern ist den folgenden Risiken aus dem Einsatz von Finanzinstrumenten ausgesetzt:

- Ausfallrisiko (siehe B);
- Liquiditätsrisiko (siehe C);
- Marktrisiko (siehe D),
- Strompreisrisiko (siehe E).

A. GRUNDSÄTZE DES RISIKOMANAGEMENTS

Der Vorstand trägt die Verantwortung für den Aufbau und die Kontrolle des Konzernrisikomanagements. Der Vorstand hat dazu einen Risikomanagementausschuss eingesetzt, der für die Überwachung und Weiterentwicklung der Risikomanagementrichtlinien des Konzerns zuständig ist. Der Ausschuss berichtet dem Vorstand regelmäßig über seine Tätigkeit. Die Grundsätze des Risikomanagementsystems lassen sich auf die finanziellen Risiken übertragen, diesbezüglich wird auf den Risikobericht im zusammengefassten Lagebericht Seite 48 verwiesen.

Die Risikomanagementrichtlinien des Konzerns wurden zur Identifizierung und Analyse der Risiken des Konzerns entwickelt, um geeignete Risikolimits und Kontrollen einzuführen und die Entwicklung der Risiken und die Einhaltung der Limits zu überwachen. Die Risikomanagementrichtlinien und das Risikomanagementsystem werden regelmäßig überprüft, um Veränderungen der Marktbedingungen und der Aktivitäten des Konzerns aufgreifen zu können.

Durch die bestehenden Ausbildungs- und Managementstandards sowie die zugehörigen Prozesse soll ein zielführendes Kontrollumfeld sichergestellt werden, in dem alle Mitarbeiter ihre jeweiligen Aufgaben und Verantwortlichkeiten verstehen.

Der Aufsichtsrat überwacht die Einhaltung der Richtlinien und Prozesse des Konzernrisikomanagements durch den Vorstand und die Wirksamkeit des Risikomanagementsystems im Hinblick auf die Risiken, denen der Konzern ausgesetzt ist.

B. AUSFALLRISIKO

Das Ausfallrisiko ist das Risiko von finanziellen Verlusten, falls ein Kunde oder die Vertragspartei eines Finanzinstruments seinen vertraglichen Verpflichtungen nicht nachkommt. Das Ausfallrisiko entsteht grundsätzlich aus den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie den Schuldinstrumenten in Form von Darlehen, die der Konzern Dritten gewährt hat. Bei den Forderungen der Solarparks handelt es sich im Wesentlichen um Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Verkauf der generierten Kilowattstunden. Die Abnahme des produzierten Stroms, die auf vertraglich Vergütungssätzen basiert, ist in allen Märkten, auf denen der Konzern aktiv ist, gesetzlich geregelt und sichergestellt. Es handelt sich dabei ausschließlich um kurzfristige Forderungen, die in der Regel innerhalb von zwei Monaten ausgeglichen werden.

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte entsprechen dem maximalen Ausfallrisiko.

Das Ausfallrisiko des Konzerns wird hauptsächlich durch die individuellen Merkmale der Kunden beeinflusst. Allerdings berücksichtigt der Vorstand auch die Merkmale der gesamten Kundenbasis, einschließlich des Ausfallrisikos der Branche und der Länder, in denen die Kunden tätig sind, da diese Faktoren das Ausfallrisiko ebenfalls beeinflussen können. Gleichwohl kann der Vorstand nur beschränkt Einfluss nehmen auf die Kundenbasis, da diese oftmals gesetzlich verpflichtet ist, Strommengen abzunehmen bzw. der Konzern verpflichtet ist, den erzeugten Strom zu liefern.

Ein überwiegender Teil der Kunden des Konzerns sind semi-öffentliche Netzunternehmen. Bisher sind alle Forderungen gegen diese Kunden im vollen Umfang eingegangen, sodass auch künftig kein Forderungsausfall erwartet wird. Daneben wird im Rahmen der Direktvermarktung auch im wesentlichen Umfang Strom an Energiehandelsunternehmen verkauft. Diese Unternehmen weisen üblicherweise ein höheres Ausfallrisiko als semi-öffentliche Netzunternehmen auf. Im Geschäftsjahr hat ein solcher Kunden Insolvenz angemeldet. Zur Überwachung des Ausfallrisikos werden v. a. auf die zeitliche Abrechnung, die üblicherweise von Seiten des Kunden erfolgt, und die zeitliche Zahlung der Abrechnung geachtet.

WERTMINDERUNGEN FORDERUNGEN AUS LIEFERUNG & LEISTUNGEN

Der Konzern wendet für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen im Einklang mit dem Standard IFRS 9 den vereinfachten Ansatz des Wertminderungsmodells an. Dieses basiert auf den erwarteten künftigen noch nicht eingetretenen Kreditausfällen (Expected Credit Losses oder ECL).

Der Konzern kategorisiert dazu die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Verkauf von Strom in weitestgehend homogene Gruppen, die ähnliche Charakteristika aufweisen hinsichtlich ihrer geschätzten Ausfallrisiken. Dabei ist von besonderer Bedeutung, ob die Rechte des Konzerns sich unmittelbar aus dem Gesetz ergeben, ob der Kunde die dem Konzern zu zahlende Forderung an eigene Stromkunden weiterberechnen kann (EEG-Umlage) oder ob der Kunde ein staatliches oder semi-öffentliches Unternehmen ist.

Darüber hinaus wird differenziert, ob eine Sicherheit für die Forderungen gestellt wurde und ob diese Sicherheit aus einer Bankbürgschaft oder aus einer Patronatserklärung besteht.

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

Der Konzern führt ein Wertminderungskonto. Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen waren zum 31. Dezember 2022 im Nennwert von TEUR 1.588 (2021: TEUR 1.045) wertgemindert. In der laufenden Periode ergab sich somit eine Zunahme von TEUR 543 (i. VJ.: TEUR 285), die erfolgswirksam im sonstigen Betriebsaufwand erfasst wird.

in TEUR	2022	2021
Wertminderungskonto zum 1.1.	1.045	760
Zunahme	543	285
Wertminderungskonto zum 31.12.	1.588	1.045

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sind nicht verzinslich und weisen aufgrund des branchenüblichen Gutschriftverfahrens eine Fälligkeit von 15-30 Tagen aus.

Zum 31. Dezember stellt sich die Altersstruktur der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wie folgt dar:

in TEUR	Summe	Weder überfällig noch wertgemindert	überfällig, aber nicht wertgemindert			
			< 30 Tage	30-60 Tage	60-90 Tage	>90 Tage
2022	3.785	3.174	80	23	33	475
2021	2.320	1.792	169	11	41	308

Für die hier aufgeführten Forderungen > 90 Tagen wurde eine individuell Bonitätsprüfung durchgeführt, die keinen Wertminderungsbedarf erforderlich machte.

WERTMINDERUNGEN SONSTIGER FINANZIELLER VERMÖGENSWERTE, DIE ZU FORTGEFÜHRTEN ANSCHAFFUNGSKOSTEN BEWERTET WERDEN

Sonstige finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden, betreffen v. a. Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, sowie auch Schuldinstrumente in der Form von Darlehen, die der Konzern an Dritte ausgereicht hat.

Wie in der Anhangsziffer 6.14 beschrieben, führt der Konzern für diese finanziellen Vermögenswerte eine individuelle Einschätzung über den Zeitpunkt und die Höhe der Wertminderung durch, basierend darauf, ob eine angemessene Erwartung an die Einziehung vorliegt. Insgesamt wies das für diese Vermögenswerte geführte Wertminderungskonto einen Betrag i. H. v. TEUR 434 (i. VJ.: TEUR 39) zum Jahresende aus.

ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

Der Konzern hatte am 31. Dezember 2022 Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente von TEUR 90.486 (i. VJ.: TEUR 69.332) im Bestand. Diese Summe stellt somit das maximale Ausfallrisiko im Hinblick auf diese Vermögenswerte dar. Der Konzern hat bzgl. dieser Finanzvermögenswerte keine Wertminderungen gebildet. Der Konzern nimmt an, dass seine Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente ein geringes Ausfallrisiko aufweisen.

Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente werden bei unterschiedlichen Banken oder Finanzinstituten in ganz Deutschland, aber auch im beschränkten Ausmaß in anderen Ländern, wie z. B. Italien und Belgien, unterhalten.

ERHALTENE SICHERHEITEN

Der Konzern hat für den Verkauf von Strom durch Händler auf den Strombörsen (siehe Anhangsziffer 6.1 A, 6.4) Sicherheiten erhalten. Diese Sicherheiten sind meistens Bürgschaften. Am Ende des Berichtszeitraums betragen diese Sicherheiten EUR 2,7 Mio. (i. VJ.: EUR 2,7 Mio.).

C. LIQUIDITÄTSRISIKO

Das Liquiditätsrisiko beschreibt das Risiko, dass der Konzern nicht in der Lage ist, seine Verpflichtungen pünktlich bei Fälligkeit zu erfüllen. Liquiditätsrisiken aus den finanziellen Verbindlichkeiten ergeben sich nicht, da der Konzern zum Bilanzstichtag über Zahlungsmittel bzw. Zahlungsmitteläquivalente i. H. v. TEUR 90.486 (i. VJ.: TEUR 69.332) verfügt. Darüber hinaus werden mit hoher Sicherheit aus den laufenden Solarparks Zahlungsströme erwartet, die die Zins- und Tilgungszahlungen und die finanziellen Verbindlichkeiten hieraus laufzeitäquivalent bedienen können. In letzter Instanz liegt die Verantwortung für das Liquiditätsrisikomanagement beim Vorstand, der ein angemessenes Konzept zur Steuerung der kurz-, mittel- und langfristigen Finanzierungs- und Liquiditätsanforderungen aufgebaut hat. Der Konzern steuert Liquiditätsrisiken durch das Halten von angemessenen Rücklagen und durch ständiges Überwachen der prognostizierten und tatsächlichen Zahlungsströme und der Abstimmung der Fälligkeitsprofile von finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten.

IFRS 7 fordert weiterhin eine Fälligkeitsanalyse sowohl für derivative als auch originäre finanzielle Verbindlichkeiten. Die nachfolgende Fälligkeitsanalyse zeigt, inwieweit die undiskontierten Cashflows im Zusammenhang mit den Verbindlichkeiten per 31. Dezember 2022 (31. Dezember 2021) die zukünftige Liquiditätssituation des Konzerns beeinflussen.

BEDEUTUNG DES LIQUIDITÄTSRISIKOS

Im Folgenden werden die vertraglichen Restlaufzeiten der finanziellen Verbindlichkeiten am Abschlussstichtag einschließlich geschätzter Zinszahlungen dargestellt. Es handelt sich um undiskontierte Bruttobeträge inklusive geschätzter Zinszahlungen, jedoch ohne Darstellung der Auswirkung von Verrechnungen.

31. Dezember 2022

in TEUR	Buchwert	Nominalbetrag	Vertragliche Zahlungsströme			
			Gesamt	< 1 Jahr	< 5 Jahre	> 5 Jahre
Gesicherte Bankdarlehen inkl. Zinsswaps	188.721	187.842	245.694	29.539	140.893	75.262
Ungesicherte Anleihen	37.343	37.282	39.364	16.030	23.143	191
Leasingverbindlichkeiten i. V. m. Gestattungsverträgen	39.049	39.782	50.181	4.564	12.597	33.020
Sonstige Leasingverbindlichkeiten	8	10	11	1	-	10
Gesamt	265.121	264.916	335.250	50.134	176.633	108.483

31. Dezember 2021

in TEUR	Buchwert	Nominalbetrag	Vertragliche Zahlungsströme			
			Gesamt	< 1 Jahr	< 5 Jahre	> 5 Jahre
Gesicherte Bankdarlehen inkl. Zinsswaps	202.840	201.036	235.039	27.937	126.696	80.406
Ungesicherte Anleihen	37.342	37.390	40.409	1.046	39.057	306
Leasingverbindlichkeiten i. V. m. Gestattungsverträgen	26.340	24.930	26.367	1.516	6.035	18.816
Sonstige Leasingverbindlichkeiten	8	10	11	1	-	10
Gesamt	266.530	263.366	301.826	30.500	171.788	99.538

Die Bruttozuflüsse/-abflüsse, die in der vorhergehenden Tabelle angegeben werden, stellen die undiskontierten Zahlungsströme von Finanzverbindlichkeiten und Leasingverbindlichkeiten im Zusammenhang mit Zinsswaps, die zu Risikomanagementzwecken gehalten und normalerweise nicht vor ihrer vertraglichen Fälligkeit ausgeglichen werden, dar.

Wie in der Anhangsziffer 23 angegeben, verfügt der Konzern hauptsächlich über Bankdarlehen, die Auflagen enthalten. Ein künftiger Verstoß gegen die Auflagen kann dazu führen, dass das Darlehen früher als in der obigen Tabelle angegeben, zurückzuzahlen ist. Es handelt sich dabei ausschließlich um Projektfinanzierungen und es gibt prinzipiell keinen Rückgriff (non-recourse) auf andere Konzerngesellschaften.

Die Zinszahlungen für variabel verzinsliche Darlehen und Anleihen in der obigen Tabelle wurden, sofern sie durch Swaps eingedeckt sind, mit einem festen Zinssatz angesetzt. Sie spiegeln die Marktverhältnisse für Terminzinssätze am Ende des Geschäftsjahres wider. Diese können sich mit der Veränderung der Marktzinssätze wandeln.

D. MARKTRISIKO

Das Marktrisiko ist das Risiko, dass sich die Marktpreise, beispielsweise Wechselkurse, Zinssätze oder Aktienkurse ändern und dadurch die Erträge des Konzerns oder der Wert der gehaltenen Finanzinstrumente beeinflusst werden. Ziel des Marktrisikomanagements ist es, das Marktrisiko innerhalb akzeptabler Bandbreiten zu steuern und zu kontrollieren und gleichzeitig die Rendite zu optimieren.

Zur Steuerung der Marktrisiken erwirbt und veräußert der Konzern Derivate bzw. geht finanzielle Verbindlichkeiten ein. Sämtliche Transaktionen erfolgen innerhalb der Richtlinien des Risikomanagementausschusses. Zur Steuerung von Ergebnisvolatilitäten soll, soweit möglich, das Hedge-Accounting eingesetzt werden. Für den Konzern werden zum Ende des Berichtszeitraums keine Risikokonzentrationen für dessen Gesellschaften gesehen.

WÄHRUNGSRISIKO

Die Gesellschaft war Währungsrisiken nur im unwesentlichen Umfang ausgesetzt, da der Konzern lediglich über eine dänische Tochtergesellschaft verfügt, die keine eigenständige operative Tätigkeit ausübt, sondern vielmehr als Holdinggesellschaft einzuordnen ist. Die dänische Konzerntochter hat keine finanziellen Verbindlichkeiten und das Liquiditätsrisiko ist auf kurzfristige Vermögenswerte begrenzt, mit Ausnahme der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, da diese in Euro lauten. Es gab darüber hinaus in der dänischen Tochtergesellschaft keine wesentlichen Forderungen an Dritte, für die der Konzern das Währungsrisiko von dänischen Kronen zu Euro tragen müsste.

ZINSÄNDERUNGSRISIKO

Der Konzern ist im Wesentlichen einem Zinsänderungsrisiko im Rahmen der Finanzierung von Solaranlagen ausgesetzt. Aus Bankdarlehen mit variabler Verzinsung, die in der Anhangsziffer 20 und 23.2 aufgeführt sind, resultiert ein zinsbedingtes Cashflow-Risiko. Diese Verbindlichkeiten werden grundsätzlich mit Zinsswaps abgesichert.

Diese Zinsswaps stellen sich wie folgt zusammen:

in TEUR	Währung	Zinssatz	Fälligkeitsjahr	31.12.2022	31.12.2021
				Buchwert	Buchwert
Solarpark Neudorf GmbH	EUR	1,98 % gg. EURIBOR (3M)	2017-22	-	2
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	EUR	2,00 % gg. EURIBOR (3M)	2016-34	-21	47
7C Solarparken NV	EUR	3,35 % gg. EURIBOR (3M)	2017-27	2	74
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	EUR	1,30 % gg. EURIBOR (3M)	2021-43	-90	45
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	EUR	1,50 % gg. EURIBOR (3M)	2021-44	-77	62
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG	EUR	1,87 % gg. EURIBOR (3M)	2009-24	1	23
Gesamt				-185	253

Bzgl. des Nominalvolumens der Bankdarlehen, worauf sich die Zinsswaps beziehen, wird auf Anhangsziffer 20 und 23.2 verwiesen.

Die Überleitung der Zinsswaps während des Geschäftsjahres 2021 lässt sich wie folgt herleiten:

in TEUR	Währung	Zeitwert 31.12.2022	Zeitwert 31.12.2021	Differenz Periodenergebnis	Differenz im sonstigen Ergebnis
Solarpark Neudorf GmbH	EUR	-	-2	-	2
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	EUR	21	-47	68	-
7C Solarparken NV	EUR	-2	-74	72	-
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	EUR	90	-45	-	135
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	EUR	77	-62	-	139
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG	EUR	-1	-23	-	22
Gesamt		185	-253	140	298

Es gab am Bilanzstichtag keine Bankdarlehen mit variablem Zinssatz, für die keine Zins-Swaps abgeschlossen wurden. Die 7C Solarparken NV (als Rechtsnachfolgerin der Swan Energy NV) verfügt über ein Darlehen i. H. v. TEUR 826 (i. VJ.: TEUR 1.019) mit einem variablen Zinssatz, für den ein anteiliger Zins-Swap von 75 % des Kreditvolumens abgeschlossen wurde. Demzufolge besteht ein Zinsänderungsrisiko auf dem verbleibenden Darlehensbetrag von TEUR 207 (i. VJ.: TEUR 255). Schließlich gibt es eine Tranche innerhalb des Schuldscheindarlehen mit einem variablen Zins i. H. v. TEUR 1.494 (i. VJ.: TEUR 1.489).

Die folgende Tabelle zeigt die Auswirkung einer angenommenen Zinssatzänderung um +/-100 Basispunkte mit der Laufzeit von einem Jahr mit einer variablen verzinslichen Bankenfinanzierung, die nicht mit Zins-Swaps abgesichert ist.

in TEUR	31.12.2022		31.12.2021	
	+100 Basispunkte	-100 Basispunkte	+100 Basispunkte	-100 Basispunkte
Zinsniveau				
Var. verzinsliche Bankfinanzierungen	27	-27	7	-7
Var. verzinsliche ungesicherte Anleihen	30	-30	30	-30
Ergebniseffekte nicht-effektive derivative Finanzinstrumente	14	-14	21	-21
Gesamt	70	-70	58	-58

Zur Absicherung des Zinsrisikos ist die 7C Solarparken Zinssicherungsgeschäfte („Swaps“) eingegangen. Zinsänderungsrisiken werden gemäß IFRS 7 mittels Sensitivitätsanalysen dargestellt. Diese stellen die Effekte von Änderungen der Marktzinssätze auf Zinszahlungen, Zinserträge und -aufwendungen, andere Ergebnisteile sowie ggf. auf das Eigenkapital dar. Den Zinssensitivitätsanalysen liegen die folgenden Annahmen zugrunde.

Marktzinssatzänderungen von originären Finanzinstrumenten mit fester Verzinsung wirken sich nur dann auf das Ergebnis aus, wenn diese zum beizulegenden Zeitwert bewertet wurden. Demnach unterliegen alle zu fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten Finanzinstrumente mit fester Verzinsung keinen Zinsänderungsrisiken im Sinne des IFRS 7.

Marktzinsänderungen von Finanzinstrumenten, die als Sicherungsinstrumente im Rahmen („Swaps“) eines Cashflow-Hedges zur Absicherung zinsbedingter Zahlungsschwankungen designiert wurden, haben Auswirkungen auf die Sicherungsrücklage im Eigenkapital und werden daher bei den eigenkapitalbezogenen Sensitivitätsrechnungen berücksichtigt.

Die folgende Tabelle zeigt die Auswirkung einer angenommenen Zinssatzänderung um +/-100 Basispunkte bei Konstanz aller übrigen Variablen für den effektiven Teil derivativer Finanzinstrumente auf das Eigenkapital:

in TEUR	31.12.2022		31.12.2021	
	+100 Basispunkte	-100 Basispunkte	+100 Basispunkte	-100 Basispunkte
Eigenkapitaländerungen effektive derivative Finanzinstrumente	214	162	99	-121

Die durchgeführten Effektivitätstests per 31. Dezember 2022 lieferten für sämtliche Sicherungsbeziehungen eine Effektivität in einer Bandbreite von 98 % bis 100 % und liegen damit innerhalb einer Bandbreite von 80 % bis 120 %.

E. STROMPREISRISIKO

Der Konzern vereinnahmt in Deutschland im Regelfall Erträge aus Stromverkauf gem. den Einspeisevergütungssätzen für Strom aus erneuerbaren Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Seit 2012 bemüht sich die deutsche Regierung, die Solaranlagen mittels der Direktvermarktung in den Markt zu integrieren. Dabei haben Anlagenbetreiber für Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis 2016 die Wahl, ihren Strom auch an der EEX-Strompreisbörse anzubieten, wohingegen für Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2016 das Angebot an der EEX-Strompreisbörse verpflichtend ist. Die Betreiber erhalten in der Direktvermarktung zusätzlich zum aktuellen Preis an der EEX-Strombörse eine Marktprämie in Höhe der Differenz zwischen der gesetzlich bzw. vertraglich zugesicherten Einspeisevergütung und dem aktuellen Preis an der EEX-Strompreisbörse zuzüglich 4 EUR /MWh für diejenigen, die freiwillig teilnehmen. Nach dem derzeit geltenden Recht kann die Marktprämie nicht negativ werden, das bedeutet, dass bei höheren Strompreisen, v. a. bei Anlagen, die einen geringen Einspeisevergütungssatz als der Strompreis haben, ein Potenzial besteht, Mehrerlöse zu erzielen, wohin gegen der Einspeisevergütungssatz das Minimum beträgt. Dabei ergibt sich insbesondere für Anlagen mit einem geringen Einspeisevergütungssatz eine hohe Volatilität.

Durch den Abschluss einer Swap-Vereinbarung zur Absicherung von Strompreisisiken mit einem großen europäischen Stromversorger im April 2022 sollte diese Volatilität begrenzt werden. Die Swap-Vereinbarung hat eine Laufzeit vom 1. Juni 2022 bis 31. Dezember 2023 und deckt rund ein Viertel des IPP-Portfolios des Konzerns (93 MWp) ab.

Die Solaranlagen unter dem Vertrag erhalten einen gewichteten durchschnittlichen gesetzlichen Einspeisevergütungssatz von 58 EUR/MWh. Im Rahmen der Swap-Vereinbarung erhält der Konzern vom Vertragspartner für den Zeitraum anstelle des Strompreises an der EEX-Strombörse einen Festpreis von 149,5 EUR/MWh abzüglich der etwaigen positiven Differenz zwischen dem Einspeisevergütungssatz und dem PV-Strompreis an der EEX-Strombörse. Sollte eine solche positive Differenz entstehen, erhält der Konzern diese gemäß dem EEG-Gesetz als Marktprämie vom Netzbetreiber. Die Swap-Vereinbarung deckt die realen Produktionsvolumina der Solaranlagen ab.

In der Summe soll dies dazu führen, dass der Konzern für die reale Produktion der betroffenen Solaranlagen während der Laufzeit der Swap-Vereinbarung einen Festpreis von 149,5 EUR/MWh erwirtschaftet, unabhängig von den vorherrschenden PV-Strompreisen an der EEX-Strombörse.

Grundsätzlich werden Derivate beim erstmaligen Ansatz sowie im Rahmen der Folgebewertung zum beizulegenden Zeitwert (Fair Value) bewertet (Siehe Anhangsziffer 6.12 E). Sich daraus ergebende Änderungen werden grundsätzlich im Gewinn oder Verlust erfasst.

Der Konzern ordnet jedoch die Swap-Vereinbarung zur Absicherung von Strompreisisiken als ein Derivat ein, welches dazu dient, die Schwankungen in Zahlungsströmen, die mit höchstwahrscheinlich erwarteten Transaktionen als Resultat veränderter Strompreise verbunden sind, abzusichern.

Zum Beginn der Swap-Vereinbarung hat der Konzern die Risikomanagementziele und -strategien, die er im Hinblick auf die Absicherung verfolgt, dokumentiert. Der Konzern hat außerdem die wirtschaftliche Beziehung zwischen dem gesicherten Grundgeschäft und dem Sicherungsinstrument festgelegt. Demzufolge erwartet der Konzern, dass sich Veränderungen der Zahlungsströme des gesicherten Grundgeschäfts und des Sicherungsinstruments kompensieren.

Daher wurde die Swap-Vereinbarung als ein Derivat, welches ein Instrument zur Absicherung von Zahlungsströmen (Cashflow-Hedge) ist, eingestuft. Daraus folgt, dass der wirksame Teil der Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im sonstigen Ergebnis erfasst und kumuliert in die Rücklage für Sicherungsbeziehungen eingestellt wird. Dieser Teil ist begrenzt auf die kumulierte Änderung des beizulegenden Zeitwertes des gesicherten Grundgeschäfts (berechnet auf Basis des Barwertes) seit Absicherungsbeginn. Ein unwirksamer Teil der Veränderungen des beizulegenden Zeitwertes des Derivats wird unmittelbar im Gewinn oder Verlust erfasst.

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

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

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

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

Zum Bilanzstichtag wurde folgende derivative Verbindlichkeit aus der Swap-Vereinbarung erstmalig bilanziell erfasst:

in TEUR	Währung	Zinssatz	Fälligkeitsjahr	31.12.2022 Buchwert	31.12.2021 Buchwert
Strompreis-Swap-Vereinbarung	EUR	Festpreis gg. PV-Strommarktpreis an der EEX-Strombörse *	2022-2023	1.199	-
Gesamt				1.199	-

* ggf. abzüglich der etwaigen positiven Differenz zwischen dem Einspeisevergütungssatz und dem PV-Strommarktpreis an der EEX-Strombörse

Für die Bilanzierung des beizulegenden Zeitwertes der Swap-Vereinbarung wurden zum Bilanzstichtag folgende Annahmen getroffen bzw. erfolgten folgende Schätzungen: Terminstrompreise im Zeitraum vom 1. Juli 2022 bis zum 31. Dezember 2023 i. H. v. durchschnittlich 280 EUR/MWh sowie eine geschätzte spezifische Produktion von 1.017 kWh/kWp für ein einzelnes Geschäftsjahr, welches auf Grundlage von Erfahrungswerten über die abgesicherten Monaten verteilt wird.

Die folgende Tabelle zeigt die Auswirkung einer Änderung der Terminstrompreise um +/-10 EUR/MWh bezüglich der Restlaufzeit der Swap-Vereinbarung (1. Januar 2023 bis zum 31. Dezember 2023) zum Bilanzstichtag auf das sonstige Ergebnis:

in TEUR Änderung des sonstigen Ergebnisses bei einer Änderung der Terminstrompreise um:	31.12.2022	
	+10 EUR/MWh	-10 EUR/MWh
Sonstiges Ergebnis aus der als Hedge-Accounting designierten Swap-Vereinbarung vor Steuern	-830	+830
Latente Steuern auf das sonstige Ergebnis aus der als Hedge- Accounting designierten Swap-Vereinbarung	239	-239
Sonstiges Ergebnis aus der als Hedge-Accounting designierten Swap-Vereinbarung nach Steuern	-591	+591

27. LEASINGVERHÄLTNISSE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.16.

27.1. LEASINGVERHÄLTNISSE ALS LEASINGNEHMER

In unwesentlichem Ausmaß hat der Konzern Leasingverträge, welche nicht aktiviert werden. Dies betrifft einen angemieteten Büroraum mit einer Laufzeit von weniger als 3 Monaten sowie verschiedene Gestattungsverträge für welche die Leasingzahlungen von den erwirtschafteten Umsätzen bzw. der Produktion der auf den Flächen betriebenen Anlagen abhängen. Eine Mindestleasingzahlung gibt es bei diesen Gestattungsverträgen nicht. Die variablen Leasingzahlungen aus diesen Gestattungsverträgen werden erfolgswirksam im sonstigen Betriebsaufwand erfasst. Die Variabilität resultiert daraus, da bei diesen Verträgen eine Komponente inkludiert ist, wonach ein Teil der Leasingzahlungen von den Umsatzerlösen der auf dem Grundstück befindlichen Solaranlage abhängt.

Die gesamten Zahlungsmittelabflüsse aus Leasingverhältnissen betragen TEUR 2.067 im Geschäftsjahr (i. VJ TEUR 2.104).

27.2. LEASINGVERHÄLTNISSE ALS LEASINGGEBER

Der Konzern hat ebenfalls einige Grundstücke und Gebäude im Eigentum, die neben der Eigennutzung auch teilweise langfristig vermietet werden. Dies betrifft meistens Operating-Leasingverhältnisse mit einer Laufzeit von über 20 Jahren für die Vermietung von Freiflächen für den Betrieb von Photovoltaikanlagen sowie kurz- bis mittelfristig vermietete Büroräume (bis zu fünf Jahre).

A. KÜNFTIGE MINDESTLEASINGZAHLUNGEN

Zum 31. Dezember 2022 stehen die folgenden künftigen Mindestleasingzahlungen im Rahmen von unkündbaren Leasingverhältnissen aus:

in TEUR	2022
2022	140
2023	131
2024	98
2025	96
2026	96
Länger als fünf Jahre	428
Gesamt	989

Zum 31. Dezember 2021 stehen die folgenden künftigen Mindestleasingzahlungen im Rahmen von unkündbaren Leasingverhältnissen aus:

in TEUR	2021
2021	140
2022	131
2023	98
2024	96
2025	96
Länger als fünf Jahre	524
Gesamt	1.087

B. IM GEWINN ODER VERLUST ERFASSTE BETRÄGE

Im Jahr 2022 wurden Mieteinnahmen aus Immobilien von TEUR 164 (i. VJ.: TEUR 164) in den Umsatzerlösen erfasst:

in TEUR	2022	2021
Immobilien, mit denen Mieteinnahmen erzielt werden	162	164
Gesamt	162	159

28. EVENTUALVERBINDLICHKEITEN

Es existieren Bauverpflichtungen aus Investitionszuschussverfahren. Hierfür ist für einen Betrag i. H. v. TEUR 39 (i. VJ.: TEUR 4) als Bankbürgschaft hinterlegt worden, für den die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme kleiner 50 %, jedoch nicht unwahrscheinlich ist.

29. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN

29.1. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

A. VERGÜTUNG DER MITGLIEDER DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vergütung der Mitglieder des Managements in Schlüsselpositionen umfasst:

in TEUR	2022	2021
Kurzfristig fällige Leistungen	527	474
Gesamt	527	472

Die Vergütung für die bestehenden Mitglieder des Managements betrug für das Jahr 2022 TEUR 527 (i. VJ.: TEUR 474) für seine Funktionen im Konzern (mittelbar und unmittelbar).

B. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vorstandsmitglieder verfügen über 2,2 % 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 31. Dezember	
	2022	2021	2022	2021
Geschäftsvorfall				
Dienstleistung (*)	1	1	-	-
Fremdleistung (**)	67	61	-	-

(*) der Konzern erbringt Buchführungsdienstleistungen für eine Gesellschaft eines Vorstands des Konzerns. Die Dienstleistungen werden zu Marktwerten abgegolten.

(**) 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.

30. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG

A. BEHERRSCHUNG DER FONDSGESELLSCHAFT GSI SOLARFONDS DREI GMBH & CO. KG

Seit dem Geschäftsjahr 2019 verwaltet der Konzern die Fondsgesellschaft GSI Solarfonds drei GmbH & Co. KG kaufmännisch. Diese Fondsgesellschaft betreibt mittelbar über folgende Projektgesellschaften. Die Fondsgesellschaft wird gemeinsam mit den Projektgesellschaft in Folgenden als der Fonds bezeichnet.

Gesellschaftsname	Sitz	Name Anlage	kWp
Photovoltaikkraftwerk Ansbach GmbH & Co. KG	Bayern	Ansbach	3.945
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG	Bayern	Brodswinden	2.937
Photovoltaikkraftwerk Ermlitz-Mitte GmbH & Co. KG	Sachsen-Anhalt	Ermlitz-Mitte	1.987
Photovoltaikkraftwerk Ermlitz-Nord GmbH & Co. KG	Sachsen-Anhalt	Ermlitz-Nord	2.582
Photovoltaikkraftwerk Goldbeck GmbH & Co. KG	Sachsen-Anhalt	Goldbeck	2.760
Photovoltaikkraftwerk Römerhügel GmbH & Co. KG	Brandenburg	Römerhügel	2.880
Photovoltaikkraftwerk Selb GmbH & Co. KG	Bayern	Selb	4.200
Gesamt			21.291

Insgesamt betreibt der Fonds somit 21,3 MWp Solaranlagen, die bei normalen Witterungsverhältnissen und Verfügbarkeit insgesamt Umsatzerlöse von ca. EUR 3,7 Mio. und ein EBITDA von EUR 3,0 Mio. erwirtschaften. Am Bilanzstichtag hat der Konzern eine Beteiligung am Fonds i.H.v. 1,51 %.

Im Laufe des Geschäftsjahres 2022 hat der Konzern dem Fonds mit Finanzmitteln ausgestattet, um Projektfinanzierungen des Fonds mit einem Gesamtvolumen i.H.v. EUR 8,2 Mio. bei der finanzierenden Bank zu tilgen. Auf der Gesellschafterversammlung im Januar 2023 hat der Konzern den Gesellschafter des Fonds vorgeschlagen diese Finanzmittel als Sacheinlage in die Fondsgesellschaft einzubringen. Dies wurde von der Gesellschafterversammlung mit der erforderlichen Mehrheit zugestimmt und die Sacheinlage wurde vollzogen. Darüber hinaus hat der Konzern Rückkäufe im ersten Quartal des laufenden Geschäftsjahres Rückkäufe für einen Betrag i.H.v. EUR 2,2 Mio. an der Fondsgesellschaft getätigt. Insgesamt stieg die Beteiligung des Konzerns am Fonds auf 59,98 % an. Der Konzern hat somit im laufenden Geschäftsjahr die Beherrschung über dem Fonds erlangt.

In Zuge der Transaktion wurden fünf von den sieben Projektgesellschaften durch Sonderrechtsnachfolge auf die Fondsgesellschaft GSI Solarfonds drei GmbH & Co. KG durch Anwachsung verschmolzen.

31. ANGABEN NACH § 315A HGB

31.1. HONORAR DES ABSCHLUSSPRÜFERS

in TEUR	2022	2021
Abschlussprüfungsleistungen	199	175
Andere Bestätigungsleistungen	9	9
Sonstige Leistungen	9	30
Gesamt	217	214

Das vom Abschlussprüfer für das Geschäftsjahr berechnete Honorar für Abschlussprüfungsleistungen zum 31. Dezember 2022 betragen insgesamt TEUR 184 (i. VJ: TEUR 184). Neben den vorgenannten Abschlussprüfungsleistungen sind weitere Aufwendungen i. H. v. TEUR 9 (i. VJ: TEUR 9) für andere Bestätigungsleistungen des Abschlussprüfers berücksichtigt.

31.2. CORPORATE GOVERNANCE

Die Entsprechungserklärung zum Corporate Governance Kodex gemäß § 161 AktG wurde abgegeben und den Aktionären auf der Website der Gesellschaft dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht. Für genauere Angaben wird auf den Corporate Governance Bericht des Geschäftsberichtes verwiesen.

31.3. MITARBEITER

Im Jahr 2022 beschäftigte der Konzern durchschnittlich 24 Mitarbeiter (i. VJ: 29), zum 31. Dezember 2022 waren 23 Mitarbeiter (i. VJ: 27) im Konzern tätig.

32. NEUE STANDARDS UND INTERPRETATIONEN, DIE NOCH NICHT ANGEWENDET WURDEN

7C Solarparken wendet die Grundsätze des Framework sowie alle zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2022 durch die EU im Rahmen des Endorsement übernommenen und verpflichtend anzuwendenden IFRS des International Accounting Standards Board (IASB) sowie die verpflichtend anzuwendenden Auslegungsregeln des International Financial Reporting Interpretations Committee des IASB (IFRIC) an.

32.1. ERSTMALIG IM GESCHÄFTSJAHR ANGEWENDET

Die folgenden neuen Standards und Interpretationen bzw. Änderungen von bestehenden Standards und Interpretationen waren für das Geschäftsjahr 2022 erstmalig anzuwenden:

Standard (veröffentlicht am)	Anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach beginnen	Inhalt und Bedeutung	Auswirkung
IAS 37	1. Januar 2022	Belastende Verträge	unwesentlich
IAS 16	1. Januar 2022	Sachanlage: Erträge vor der geplanten Nutzung	unwesentlich
Div.	1. Januar 2022	Jährliche Verbesserungen an den IFRS-Standards 2018-2020	unwesentlich

Die Änderungen hatten keinen wesentlichen Einfluss auf die Darstellung der Vermögens- Finanz- und Ertragslage des vorliegenden Konzernabschlusses.

32.2. NOCH NICHT IM GESCHÄFTSJAHR ANGEWENDET

Das IASB hat folgende, aus heutiger Sicht grundsätzlich relevante, neue beziehungsweise geänderte Standards verabschiedet. Da diese Standards jedoch noch nicht verpflichtend anzuwenden sind beziehungsweise eine Übernahme durch die EU zum Teil noch aussteht, hat 7C Solarparken diese Standards im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2022 nicht angewendet. Die neuen Standards beziehungsweise Änderungen von bestehenden Standards sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem jeweiligen Zeitpunkt des Inkrafttretens beginnen. Eine vorzeitige Anwendung erfolgt für gewöhnlich nicht, auch wenn einzelne Standards dies zulassen.

Standard (veröffentlicht am)	Anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach beginnen	Inhalt und Bedeutung
IAS 1	1. Januar 2023	Einstufung von Verbindlichkeiten als kurz bzw. langfristig
IFRS 17	1. Januar 2023	Änderungen an IFRS 17 Versicherungsverträge
IAS 1	1. Januar 2023	Angabe von Rechnungslegungsmethoden
IAS 8	1. Januar 2023	Definition von Schätzungen
IAS 12	1. Januar 2023	Latente Steuern in Zusammenhang mit Vermögenswerten und Schulden aus einer einzigen Transaktion

Der Konzern erwartet bis auf die Auswirkungen der Änderungen von IAS 12 auf Basis der derzeitigen Einschätzungen keine wesentlichen Auswirkungen auf die Vermögens-Finanz- und Ertragslage des Konzerns. Für IAS 12 könnten sich Auswirkungen durch den erstmaligen Ansatz von latenten Steuern im Rahmen von Einzeltransaktionen ergeben, die im Wesentlichen zu einer Verlängerung der Bilanzsumme führen können.

33. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS

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

34. ORGANE DER GESELLSCHAFT

A. MITGLIEDER DES VORSTANDS

Steven De Proost	
CEO	Seit 01.06.2014
Wohnort	Betekom, Belgien
Ausbildung	Wirtschaftsingenieur

Koen Boriau	
CFO	Seit 28.05.2014
Wohnort	Antwerpen, Belgien
Ausbildung	Master Wirtschaftswissenschaften

B. MITGLIEDER DES AUFSICHTSRATS

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

Bridget Woods	
Mitglied	Seit 17. Dezember 2015
Stellvertretender Vorsitzender	Seit 15. Juli 2016
Berufliche Tätigkeit	Unternehmensberaterin
Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:	
<ul style="list-style-type: none">- Verwalterin, Quintel Intelligence Ltd., London, Großbritannien- Verwalterin, Quintel Advisory Services Ltd., London, Großbritannien- Verwalterin, Iagree Ltd., Giv'atayim, Israel- Verwalterin, Roby Al Ltd., Leeds, Großbritannien- Verwalterin, One Eco Ltd., Canterbury, Großbritannien	

Paul Decraemer

Mitglied Seit 14. Juli 2017

Berufliche Tätigkeit Geschäftsführer Paul Decraemer BV, Lochristi, Belgien
CFO Inbiose NV, Zwijnaarde, 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

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:

- 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
- Verwalter, Imec.Istart Fund NV, Leuven, Belgien
- Verwalter, Renasci NV, Gent, Belgien

Bayreuth, 5. April 2023

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 der Jahresabschluss bzw. der Konzernabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft bzw. des Konzerns vermittelt und dass im zusammengefassten Lagebericht der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses sowie die Lage der Gesellschaft bzw. des Konzerns so dargestellt werden, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird und die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung der Gesellschaft bzw. des Konzerns beschrieben sind.“

Bayreuth, 5. April 2023

Steven De Proost

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

Finanzvorstand (CFO)

BESTÄTIGUNGSVERMERK DES ABSCHLUSSPRÜFERS

An die 7C Solarparken AG, Bayreuth

VERMERK ÜBER DIE PRÜFUNG DES KONZERNABSCHLUSSES UND DES ZUSAMMENGEFASSTEN LAGEBERICHTS

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der 7C Solarparken AG und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2022, der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, der Konzerngesamtergebnisrechnung, der Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2022 sowie dem Konzernanhang, einschließlich einer Zusammenfassung bedeutsamer Rechnungslegungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den zusammengefassten Lagebericht der 7C Solarparken AG für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2022 geprüft. Die „Erklärung zur Unternehmensführung gemäß §§ 315d, 289f HGB“ inklusive der Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex auf welche in Abschnitt „Weitere gesetzliche Angaben“ des zusammengefassten Lageberichts verwiesen wird sowie die Angaben im Abschnitt „Wesentliche Merkmale des internen Kontrollsystems und des Risikomanagements im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess“ haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2022 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2022 und
- vermittelt der beigefügte zusammengefasste Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser zusammengefasste Lagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum zusammengefassten Lagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der oben genannten Erklärung zur Unternehmensführung inkl. der Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex und der Angaben in Abschnitt „Wesentliche Merkmale des internen Kontrollsystems und des Risikomanagements im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess“ im zusammengefassten Lagebericht.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichtes in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-Abschlussprüferverordnung (Nr. 537/2014; im Folgenden „EU-APrVO“) unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den europarechtlichen sowie den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Darüber hinaus erklären wir gemäß Artikel 10 Abs. 2 Buchst. f) EU-APrVO, dass wir keine verbotenen Nichtprüfungsleistungen nach Artikel 5 Abs. 1 EU-APrVO erbracht haben. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum zusammengefassten Lagebericht zu dienen.

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte in der Prüfung des Konzernabschlusses

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte sind solche Sachverhalte, die nach unserem pflichtgemäßen Ermessen am bedeutsamsten in unserer Prüfung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2022 waren. Diese Sachverhalte wurden im Zusammenhang mit unserer Prüfung des Konzernabschlusses als Ganzem und bei der Bildung unseres Prüfungsurteils hierzu berücksichtigt; wir geben kein gesondertes Prüfungsurteil zu diesen Sachverhalten ab.

Aus unserer Sicht war der folgende Sachverhalt am bedeutsamsten in unserer Prüfung:

- Werthaltigkeit der Solarparks
- Bilanzierung der Swap-Vereinbarung zur Absicherung von Strompreisisiken

Unsere Darstellung dieses besonders wichtigen Prüfungssachverhalts haben wir jeweils wie folgt strukturiert:

- 1.) Sachverhalt und Problemstellung
- 2.) Prüferisches Vorgehen und Erkenntnisse
- 3.) Verweis auf weitergehende Informationen

Nachfolgend stellen wir die aus unserer Sicht besonders wichtigen Prüfungssachverhalte dar:

A. Werthaltigkeit der Solarparks

1.)

Im Konzernabschluss von 7C Solarparks werden unter dem Bilanzposten „Sachanlagen“ Solarparks in Höhe von TEUR 349.259 (63,5 % der Konzernbilanzsumme) ausgewiesen. Solarparks werden jährlich entsprechend ihrer voraussichtlichen Nutzungsdauer planmäßig abgeschrieben und zudem anlassbezogen einem Werthaltigkeitstest („Impairment-Test“) unterzogen, um eine mögliche Wertminderung zu ermitteln. Als Anhaltspunkt für mögliche Wertminderungen ist insbesondere die Entwicklung des operativen Geschäftes relevant, die über den sog. „EBITDA Yield“ (EBITDA je Solarpark/Buchwert je Solarpark) gemessen wird (Impairment-Indikator). Unterschreitet der EBITDA Yield einen festen von 7C Solarparks ermittelten Referenzwert wird für den betroffenen Solarpark ein detaillierter Impairment-Test vorgenommen. Dabei wird der Nutzungswert der jeweiligen Anlage ermittelt und mit dem Buchwert der zahlungsmittelgenerierenden Einheit, welcher der betreffende Solarpark zugeordnet wird, verglichen. Hierbei werden insbesondere das Leistungsvolumen der Anlage, die Sonneneinstrahlung und die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung berücksichtigt. Die Diskontierung erfolgt mittels der durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten. Das Ergebnis dieser Bewertung ist stark von den Annahmen der einzelnen Bewertungsparameter abhängig. Die Bewertung ist daher mit wesentlichen Unsicherheiten behaftet. Vor dem Hintergrund, dass die Solarparks den überwiegenden Teil der Bilanzsumme ausmachen und zudem eine Wertminderung geeignet ist, die Vermögens- und Ertragslage des Konzerns zu beeinflussen, handelt es sich um einen besonders wichtigen Prüfungssachverhalt.

2.)

Bei unserer Prüfung haben wir unter anderem das methodische Vorgehen des Impairment Testes (Ermittlung des Impairment-Indikators „EBITDA Yield“) sowie die Ermittlung des Barwertes der künftigen Zahlungsströme geprüft. Dabei haben wir die der Ermittlung des EBITDA Yield zugrundeliegenden Daten sowie die herangezogenen Referenzwerte plausibilisiert. Für Anlagen, für die ein detaillierter Impairmenttest durchzuführen war, haben wir sodann die Parameter zur Ermittlung des Nutzungswertes plausibilisiert, das Ergebnis rechnerisch nachvollzogen sowie die Konformität mit IAS 36 geprüft. Wir kamen zu dem Ergebnis, dass das methodische Vorgehen zur Ermittlung des Impairment Indikators sachgerecht ist, die von den gesetzlichen Vertretern herangezogenen Bewertungsparameter und -annahmen plausibel sind und die Nutzungswerte zutreffend abgeleitet wurden. Die Werthaltigkeit der Solarparks wurde daher sachgerecht beurteilt.

3.)

Die Angaben des Konzerns zu den Sachanlagen sind im Konzernanhang im Abschnitt „Wesentliche Rechnungslegungsmethoden“ im Unterpunkt „6.14 Wertminderungen“ und „Erläuterungen zur Bilanz“ im Unterpunkt „17.1. Sachanlagen“ enthalten.

B. Bilanzierung der Swap-Vereinbarung zur Absicherung von Strompreissrisiken

1.)

Im Geschäftsjahr hat die 7C Solarparken AG eine Swap-Vereinbarung zur Absicherung von Strompreissrisiken mit einem großen europäischen Stromversorger abgeschlossen. Diese dient der Absicherung von volatilen Zahlungsströmen aus Strompreisschwankungen und betrifft Solaranlagen, welche im 7C Solarparken Konzern betrieben werden. Die Swap-Vereinbarung hat eine Laufzeit vom 1. Juni 2022 bis 31. Dezember 2023 und deckt rund ein Viertel des IPP-Portfolios des Konzerns ab. Die Swap-Vereinbarung soll im Endergebnis dazu führen, dass der Konzern für die betroffenen Solaranlagen eine höhere fixe Vergütung als den gewichteten durchschnittlichen gesetzlichen Einspeisevergütungssatz für diese Solaranlagen erhält und weniger abhängig von den Marktpreisschwankungen ist. Die Swap-Vereinbarung deckt die realen Produktionsvolumina der Solaranlagen ab. Für die Swap-Vereinbarung wendet der Konzern Hedge Accounting an. Aus unserer Sicht handelt es sich hierbei um einen komplexen Bilanzierungssachverhalt, der von besonderer Bedeutung für die Prüfung war.

2.)

Im Rahmen unserer Prüfung haben wir den Vertrag mit dem europäischen Stromversorger und die Dokumentation des Konzerns in Zusammenhang mit diesem Derivat gewürdigt. Wir haben dabei insbesondere überprüft, ob die Voraussetzungen zur Anwendung von Hedge Accounting nach IFRS 9 durchgehend erfüllt waren. Wir haben zudem die, der Bewertung des beizulegenden Wertes zugrunde liegenden Annahmen hinsichtlich deren Plausibilität gewürdigt und die gesamte Berechnung auf Konsistenz überprüft. Weiterhin haben wir überprüft, ob der Konzernanhang die erforderlichen Angaben in Zusammenhang mit dem Derivat enthält. Wir halten die Bilanzierung im Rahmen des Hedge Accountings wie auch die Angaben im Konzernanhang für angemessen.

3.)

Die Angaben des Konzerns zu der Swap-Vereinbarung sind im Konzernanhang in den Abschnitten „6.4. Umsatzerlöse aus Verträgen mit Kunden“, „9.1. Umsatzerlöse“, „21. D. Sonstiges Ergebnis aus Hedging“, „24. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten“, „26.2. Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte“ und „26. E. Strompreissrisiko“ im Konzernanhang enthalten.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter und der Aufsichtsrat sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen:

- den Bericht des Vorstands,
- den Bericht des Aufsichtsrats,
- die auf der Internetseite veröffentlichte Erklärung zur Unternehmensführung gemäß §§ 315d, 289f HGB inkl. der Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex,
- die im Abschnitt „Wesentliche Merkmale des internen Kontrollsystems und des Risikomanagements im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess“ im zusammengefassten Lagebericht enthaltenen Angaben und
- die Versicherung der gesetzlichen Vertreter.

Unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zusammengefassten Lagebericht erstrecken sich nicht auf die sonstigen Informationen, und dementsprechend geben wir weder ein Prüfungsurteil noch irgendeine andere Form von Prüfungsschlussfolgerung hierzu ab.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung haben wir die Verantwortung, die sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Konzernabschluss, zusammengefassten Lagebericht oder unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Konzernabschluss unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen (d.h. Manipulationen der Rechnungslegung und Vermögensschädigungen) oder Irrtümern ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, es sei denn, es besteht die Absicht den Konzern zu liquidieren oder der Einstellung des Geschäftsbetriebs oder es besteht keine realistische Alternative dazu.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des zusammengefassten Lageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines zusammengefassten Lageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im zusammengefassten Lagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts.

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

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss als Ganzes frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist, und ob der zusammengefasste Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum zusammengefassten Lagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-APrVO unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführte Prüfung eine wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie einzeln oder insgesamt die auf der Grundlage dieses Konzernabschlusses und zusammengefassten Lageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen im Konzernabschluss und im zusammengefassten Lagebericht aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als das Risiko, dass aus Irrtümern resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte

Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.

- gewinnen wir ein Verständnis von dem für die Prüfung des Konzernabschlusses relevanten internen Kontrollsystem und den für die Prüfung des zusammengefassten Lageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Systeme abzugeben.
- beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Konzernabschluss und im zusammengefassten Lagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass der Konzern seine Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir Darstellung, Aufbau und Inhalt des Konzernabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.
- holen wir ausreichende geeignete Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungs-informationen der Unternehmen oder Geschäftstätigkeiten innerhalb des Konzerns ein, um Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum zusammengefassten Lagebericht abzugeben. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Überwachung und Durchführung der Konzernabschlussprüfung. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unsere Prüfungsurteile.
- beurteilen wir den Einklang des zusammengefassten Lageberichts mit dem Konzernabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.

- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im zusammengefassten Lagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Prüfung feststellen.

Wir geben gegenüber den für die Überwachung Verantwortlichen eine Erklärung ab, dass wir die relevanten Unabhängigkeitsanforderungen eingehalten haben, und erörtern mit ihnen alle Beziehungen und sonstigen Sachverhalte, von denen vernünftigerweise angenommen werden kann, dass sie sich auf unsere Unabhängigkeit auswirken und sofern einschlägig, die zur Beseitigung von Unabhängigkeitsgefährdungen vorgenommenen Handlungen oder ergriffenen Schutzmaßnahmen.

Wir bestimmen von den Sachverhalten, die wir mit den für die Überwachung Verantwortlichen erörtert haben, diejenigen Sachverhalte, die in der Prüfung des Konzernabschlusses für den aktuellen Berichtszeitraum am bedeutsamsten waren und daher die besonders wichtigen Prüfungssachverhalte sind. Wir beschreiben diese Sachverhalte im Bestätigungsvermerk, es sei denn, Gesetze oder andere Rechtsvorschriften schließen die öffentliche Angabe des Sachverhalts aus.

SONSTIGE GESETZLICHE UND ANDERE RECHTLICHE ANFORDERUNGEN

Vermerk über die Prüfung der für Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts nach § 317 Abs. 3a HGB

Prüfungsurteil

Wir haben gemäß § 317 Abs. 3a HGB eine Prüfung mit hinreichender Sicherheit durchgeführt, ob die in der beigefügten Datei „7C_Konzern_2022“ enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts (im Folgenden auch als „ESEF-Unterlagen“ bezeichnet) den Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat („ESEF-Format“) in allen wesentlichen Belangen entsprechen. In Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften erstreckt sich diese Prüfung nur auf die Überführung der Informationen des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in das ESEF-Format und daher weder auf die in diesen Wiedergaben enthaltenen noch auf andere in der oben genannten Datei enthaltene Informationen.

Nach unserer Beurteilung entsprechen die in der oben genannten Datei enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in allen wesentlichen Belangen den Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat. Über dieses Prüfungsurteil sowie unsere im voranstehenden „Vermerk über die Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts“ enthaltenen Prüfungsurteile zum beigefügten Konzernabschluss und zum beigefügten zusammengefassten Lagebericht für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2022 hinaus geben wir keinerlei Prüfungsurteil zu den in diesen Wiedergaben enthaltenen Informationen sowie zu den anderen in der oben genannten Datei enthaltenen Informationen ab.

Grundlage für das Prüfungsurteil

Wir haben unsere Prüfung der in der oben genannten Datei enthaltenen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in Übereinstimmung mit § 317 Abs. 3a HGB unter Beachtung des IDW Prüfungsstandards: Prüfung der für Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben von Abschlüssen und Lageberichten nach § 317 Abs. 3a HGB (IDW PS 410 (06.2022)) durchgeführt. Unsere Verantwortung danach ist im Abschnitt „Verantwortung des Konzernabschlussprüfers für die Prüfung der ESEF-Unterlagen“ weitergehend beschrieben. Unsere Wirtschaftsprüferpraxis hat die Anforderungen des IDW Qualitätsmanagementstandards: Anforderungen an das Qualitätsmanagement in der Wirtschaftsprüferpraxis (IDW QMS 1) angewendet.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für die ESEF-Unterlagen

Die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft sind verantwortlich für die Erstellung der ESEF-Unterlagen mit den elektronischen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts nach Maßgabe des § 328 Abs. 1 Satz 4 Nr. 1 HGB und für die Auszeichnung des Konzernabschlusses nach Maßgabe des § 328 Abs. 1 Satz 4 Nr. 2 HGB.

Ferner sind die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Erstellung der ESEF-Unterlagen zu ermöglichen, die frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – Verstößen gegen die Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat sind.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Prozesses der Erstellung der ESEF-Unterlagen als Teil des Rechnungslegungsprozesses.

Verantwortung des Konzernabschlussprüfers für die Prüfung der ESEF-Unterlagen

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob die ESEF-Unterlagen frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – Verstößen gegen die Anforderungen des § 328 Abs. 1 HGB sind. Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – Verstöße gegen die Anforderungen des § 328 Abs. 1 HGB, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.
- gewinnen wir ein Verständnis von den für die Prüfung der ESEF-Unterlagen relevanten in-ternen Kontrollen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Kontrollen abzugeben.
- beurteilen wir die technische Gültigkeit der ESEF-Unterlagen, d.h. ob die die ESEF-Unterlagen enthaltende Datei die Vorgaben der Delegierten Verordnung (EU) 2019/815 in der zum Abschlussstichtag geltenden Fassung an die technische Spezifikation für diese Datei erfüllt.
- beurteilen wir, ob die ESEF-Unterlagen eine inhaltsgleiche XHTML-Wiedergabe des geprüften Konzernabschlusses und des geprüften zusammengefassten Lageberichts ermöglichen.
- beurteilen wir, ob die Auszeichnung der ESEF-Unterlagen mit Inline XBRL-Technologie (iXBRL) nach Maßgabe der Artikel 4 und 6 der Delegierten Verordnung (EU) 2019/815 in der am Abschlussstichtag geltenden Fassung eine angemessene und vollständige maschinenlesbare XBRL-Kopie der XHTML-Wiedergabe ermöglicht.

Übrige Angaben gemäß Artikel 10 EU-APrVO

Wir wurden von der Hauptversammlung am 21. Juli 2022 als Konzernabschlussprüfer gewählt. Wir wurden am 21. November 2022 vom Aufsichtsrat beauftragt. Wir sind ununterbrochen seit dem Geschäftsjahr 2015 als Konzernabschlussprüfer der 7C Solarparken AG tätig.

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

Wir haben folgende Leistungen, die nicht im Konzernabschluss oder im zusammengefassten Lagebericht angegeben wurden, zusätzlich zur Abschlussprüfung für die Konzernunternehmen erbracht:

Wir haben im Geschäftsjahr 2022 an die 7C Solarparken AG sonstige Bestätigungsleistungen zur Einhaltung der mit den Schuldscheingebnern vereinbarten Governances erbracht. Diese haben keinerlei Einfluss auf den geprüften Abschluss. Weiterhin haben wir im Geschäftsjahr 2022 bei der Beantwortung von Fragen der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) unterstützt. Diese hatten ebenfalls keinerlei Einfluss auf den geprüften Jahresabschluss. Der Aufsichtsrat hat alle erbrachten Nichtprüfungsleistungen genehmigt.

SONSTIGER SACHVERHALT – VERWENDUNG DES BESTÄTIGUNGSVERMERKS

Unser Bestätigungsvermerk ist stets im Zusammenhang mit dem geprüften Konzernabschluss und dem geprüften zusammengefassten Lagebericht sowie den geprüften ESEF-Unterlagen zu lesen. Der in das ESEF-Format überführte Konzernabschluss und zusammengefasstem Lagebericht – auch die in das Unternehmensregister einzustellenden Fassungen – sind lediglich elektronische Wiedergaben des geprüften Konzernabschlusses und des geprüften zusammengefassten Lageberichts und treten nicht an deren Stelle. Insbesondere ist der ESEF-Vermerk und unser darin enthaltenes Prüfungsurteil nur in Verbindung mit den in elektronischer Form bereitgestellten geprüften ESEF-Unterlagen verwendbar.

VERANTWORTLICHER WIRTSCHAFTSPRÜFER

Die für die Prüfung verantwortliche Wirtschaftsprüferin ist Frau Alexandra Dittus.“

Nürnberg, 5. April 2023

Baker Tilly GmbH & Co. KG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft



Gloth
Wirtschaftsprüfer

Dittus
Wirtschaftsprüferin

DISCLAIMER

Der vorliegende Bericht enthält in die Zukunft gerichtete Aussagen, die auf der Überzeugung des Vorstands der 7C Solarparken AG beruhen und dessen aktuelle Annahmen und Schätzungen widerspiegeln. Diese zukunftsbezogenen Aussagen sind Risiken und Unsicherheiten unterworfen. Viele derzeit nicht vorhersehbare Fakten könnten bewirken, dass die tatsächlichen Leistungen und Ergebnisse der 7C Solarparken AG bzw. des Konzerns anders ausfallen. Unter anderem können das sein: die Nichtakzeptanz neu eingeführter Produkte oder Dienstleistungen, Veränderungen der allgemeinen Wirtschafts- und Geschäftssituation, das Verfehlen von Effizienz- oder Kostenreduzierungszielen oder Änderungen der Geschäftsstrategie. Der Vorstand ist der festen Überzeugung, dass die Erwartungen dieser vorausschauenden Aussagen stichhaltig und realistisch sind. Sollten jedoch vorgenannte oder andere unvorhergesehene Risiken eintreten, kann die 7C Solarparken AG nicht dafür garantieren, dass die geäußerten Erwartungen sich als richtig erweisen.