

7c solarparken



7C SOLARPARKEN AG

HALBJAHRESBERICHT 2026

INHALTVERZEICHNIS

BERICHT DES VORSTANDS	3
KONZERNZWISCHENLAGEBERICHT	5
KONZERNZWISCHENABSCHLUSS	63
ANHANG ZUM KONZERNZWISCHENABSCHLUSS	72
VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER	123

BERICHT DES VORSTANDS

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir freuen uns, Ihnen auch in diesem Jahr unseren Halbjahresbericht präsentieren zu dürfen. Nicht nur, weil wir im ersten Halbjahr 2026 ein gutes EBITDA-Ergebnis verzeichnen konnten, sondern auch, weil der Konzern heute die EBITDA-Prognose für das Gesamtjahr bestätigen kann.

Der spezifische Ertrag (kWh/kWp) lag im Berichtszeitraum in Deutschland mit 536 kWh/kWp um 4 % unter dem Niveau der Vorjahresperiode, jedoch 3 % über dem langfristigen Durchschnitt und ist damit insgesamt als zufriedenstellend einzustufen. Der Zubau von Solaranlagen wirkte sich gegenläufig zum spezifischen Ertrag aus; demzufolge erhöhte sich der Marktanteil von Solarstrom an der deutschen Nettostromerzeugung im ersten Halbjahr 2026 im Vergleich zur Vorjahresperiode auf 19,4 %.

Dennoch geriet der Marktwert Solar nicht weiter unter Druck und stieg sogar um 22 % auf EUR 44/MWh. Positiv ist ebenfalls zu werten, dass die Capture Ratio, d. h. das Verhältnis zwischen Marktwert Solar und dem Strompreis für Grundlastversorgung, trotz gestiegener Solarstrommenge von 45 % auf 46 % zunahm und die Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen um 24 % zurückging. Der Vorstand sieht hierin insbesondere einen positiven Beitrag der zunehmenden Speicherleistung sowie des Solarspitzengesetzes aus dem Jahr 2025. Diese Entwicklungen scheinen zwar die Zahl der Stunden mit Nullpreisen zu erhöhen, gleichzeitig aber die Zahl negativer Preisstunden zu begrenzen.

Die durchschnittlich gewichtete Leistung des IPP-Portfolios betrug im ersten Halbjahr 494 MWp, während die installierte Leistung bereits 504 MWp erreichte. Insbesondere konnte im ersten Halbjahr die Anlage Reuden-Süd (20 MWp) ans Netz angeschlossen werden. Das Portfolio erzielte im ersten Halbjahr eine Produktion von 231 GWh (+3,7 %) bei rückläufigen Umsatzerlösen von EUR 35,1 Mio. (-2,2 %). Der Konzern weist für die ersten sechs Monate des Geschäftsjahres ein EBITDA von EUR 28,9 Mio. aus, was einem Rückgang von 12 % gegenüber der Vorjahresperiode entspricht. Dies ist auf dem Wegfall von sehr vorteilhaften Strompreisswapvereinbarungen einerseits und eine Zunahme des operativen Betriebsaufwands andererseits zurückzuführen.

Obwohl sich die Lage am Strommarkt zumindest stabilisierte, ist die Lage auf dem Kapitalmarkt angespannter als noch vor einem Jahr. Sowohl die Zinssätze als Eigenkapitalkosten steigen an, sodass sich die durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC), welche für die Bewertung von Solaranlagen verwendet werden, angestiegen sind. Aus diesem Grund musste der Konzern im Berichtszeitraum außerplanmäßige Wertminderungen der Sachanlagen in Höhe von EUR 5,4 Mio. verzeichnen. Dennoch konnte der Konzern im ersten Halbjahr 2026 ein positives Periodenergebnis i. H. v. EUR 0,6 Mio. verzeichnen.

Der Vorstand stellt fest, dass der Buchwert des Konzerns 2,71 EUR je Aktie beträgt, was bedeutet, dass die Gesellschaft ein Verhältnis Kurs-Buchwert von deutlich kleiner als eins hat. Vor diesem Hintergrund ist zu verstehen, dass das zweite Aktienrückkaufprogramm des laufenden Geschäftsjahres am 4. August 2026 aufgelegt wurde. Dieser Bestandteil des Roadmap Towards 2030 befindet sich somit in voller Ausführung. Ein weiterer Schwerpunkt ist der Aufbau eines eigenen Batterieportfolios, der in der zweiten Jahreshälfte weiter an Fahrt aufnehmen soll

Wir bedanken uns bei Ihnen sowie bei unseren Mitarbeitern, Aktionären und Geschäftspartnern und freuen uns, wenn Sie uns weiterhin auf unserem „Road towards 2030“ begleiten.

Bayreuth, 22. September 2026

Steven De Proost

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis

Vorstand

KONZERNZWISCHENLAGEBERICHT

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2026 BIS ZUM 30. JUNI 2026

7C Solarparken Konzern

Bayreuth

INHALTSVERZEICHNIS

GRUNDLAGEN DES KONZERNS	7
GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR.....	7
ANLAGENBESTAND	11
ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS	13
VERMARKTUNGSMODEL DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS	15
REDISPATCH 2.0.....	22
VERMARKTUNGSMODEL DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS.....	23
ZIELE UND STRATEGIEN	26
INTERNES STEUERUNGSSYSTEM	28
WIRTSCHAFTSBERICHT	30
GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMEN-BEDINGUNGEN	30
WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS	55
PROGNOSEBERICHT.....	60
KONZERN	60
RISIKO- UND CHANCENBERICHT	62
RISIKEN.....	62
CHANCEN	62

GRUNDLAGEN DES KONZERNS

7C Solarparken positioniert sich als unabhängiger Eigentümer und Betreiber von Solar- und Windkraftanlagen (Independent Power Producer oder kurz: IPP) mit Schwerpunkt auf der Einspeisung des erzeugten Stroms in Deutschland. Im zweitgrößten Markt Belgien wird etwa die Hälfte des erzeugten Stroms an Gebäudenutzer verkauft; die andere Hälfte wird in das Netz eingespeist.

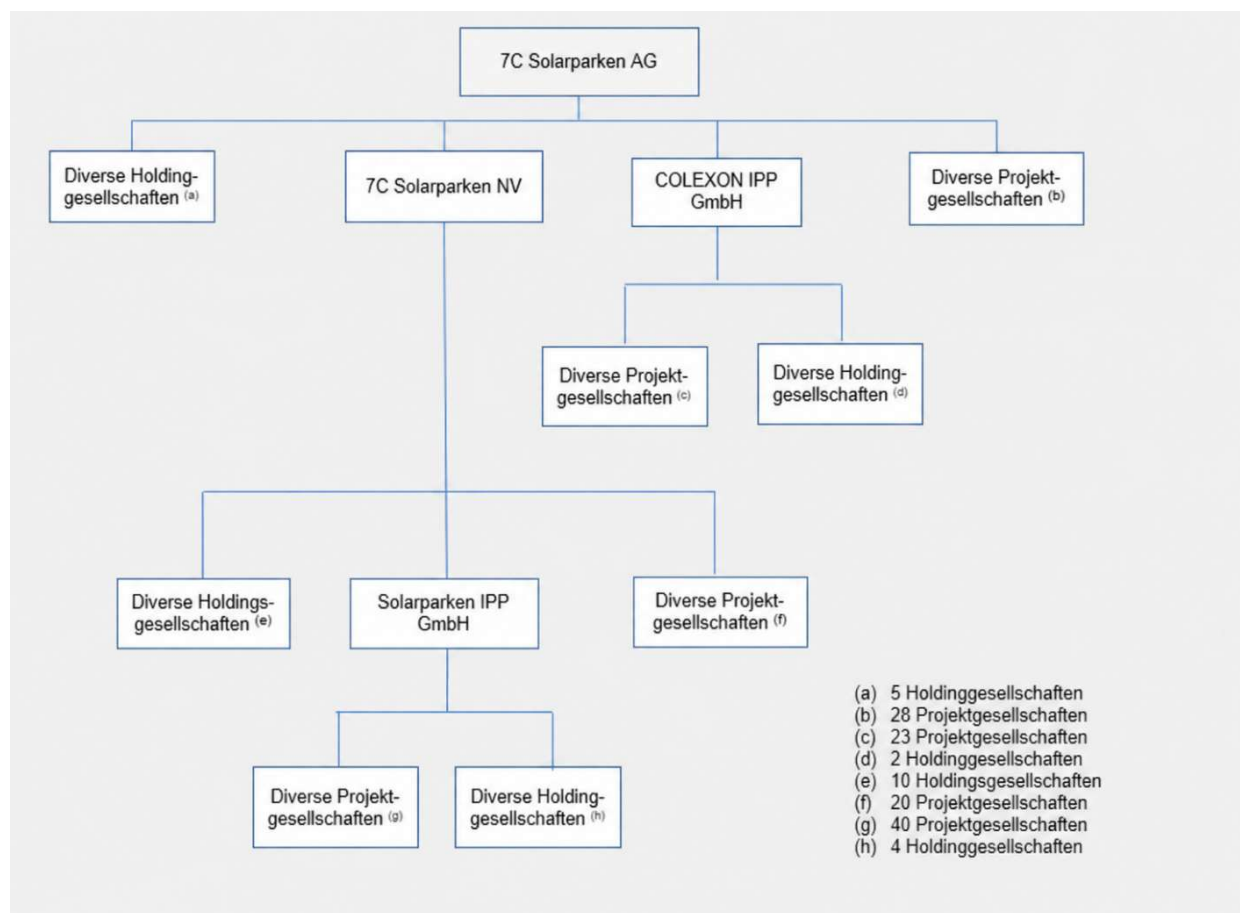
GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR

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

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

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

Die Betriebsführung von Anlagen von Drittinvestoren gehört seit 2019 zu den Aktivitäten des Konzerns. Zum Bilanzstichtag wurden noch 36,5 MWp PV-Bestandsanlagen vom Konzern betreut. Die Konzernstruktur zum 30. Juni 2026 stellt sich wie folgt dar:

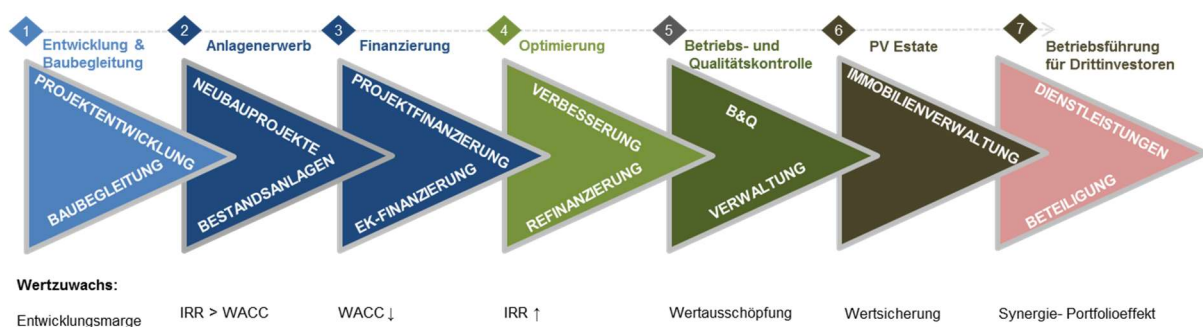


Mutterunternehmen des Konzerns ist die 7C Solarparken AG mit Sitz in Bayreuth. Sie nimmt die Funktion einer operativen Holdinggesellschaft wahr. Ihr obliegt die Steuerung im Rahmen eines aktiven Anlagenmanagements, die Finanzierung von Konzerngesellschaften sowie die kaufmännische und technische Betreuung der einzelnen Anlagen. Der Konzern bestand am Bilanzstichtag aus dem Mutterunternehmen sowie insgesamt 125 inländischen und 10 ausländischen Tochterunternehmen nebst 3 inländischen und 1 ausländischen Unternehmen, die nicht vom Konzern beherrscht werden, sondern auf die der Konzern einen maßgeblichen Einfluss ausübt.

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

WERTSCHÖPFUNGSMODEL

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



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

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

Der „Marktwert Solar“ ist der erzeugungsgewichtete Durchschnittspreis, den Solaranlagen am EPEX-Spotmarkt erzielen. Er unterscheidet sich fundamental vom einfachen Spotmarktmittelwert (auch „EPEX-Spot“ genannt): Während beim einfachen Spotmarktmittelwert alle Stunden gleich gewichtet werden, berücksichtigt der Marktwert

Solar die Börsenpreise genau dann, wenn Solaranlagen tatsächlich produzieren. Aus dem EPEX-Spot kann zudem für die Produktion einer spezifischen Solaranlage ein anlagenspezifischer Marktwert Solar ermittelt werden. Dieser wird im Bericht als „EPEX Spot Solar“ bezeichnet.

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

Durch die im Anlageportfolio befindlichen Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von zusammen 5,9 MW 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.

Der Konzern erzielt in Belgien sowohl durch Investitionen in Solarparks als auch durch das dortige Vermarktungsmodell eine Wertschöpfung; dieses wird nachfolgend näher beschrieben.

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

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

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

Gelegentlich übernimmt der Konzern bei Neubauprojekten auch Aufgaben in der Bauplanung, bei der Beschaffung der Hauptkomponenten (vor allem Module, Wechselrichter u. Ä.) sowie bei der Bauüberwachung, sodass der Konzern an der Wertschöpfung in der Projektentwicklungs- und Realisierungsphase partizipieren kann. Der Konzern beteiligt sich auch an der Beschaffung von Komponenten für den Bau eigener Anlagen.

Weiterhin ist der Konzern seit 2019 in Deutschland in der Anlagen- und Fondsverwaltung für Drittinvestoren aktiv. Diese Aktivität bildet eine zusätzliche Einnahmequelle und es kann ein Mehrwert durch Synergieeffekte beim

Einkauf u.a. von technischen Dienstleistungen oder Versicherungen realisiert werden. Schließlich kann der Konzern den Fondsgesellschaften zusätzliche Dienstleistungen, z. B. Optimierungen anbieten.

Neben der Produktion und dem Verkauf von Strom zu festen und regulierten Preisen an überwiegend öffentliche und gewerbliche Abnehmer (z. B. Netzbetreiber, Energiehändler und lokale Konsumenten) erwirbt 7C Solarparks im Rahmen des PV Estate Eigentum an Grundstücken und Gebäuden bzw. Hallen für unternehmenseigene oder unternehmensfremde PV-Anlagen sowie für neue Solarprojektentwicklungen. Diese Investitionen ermöglichen der Gesellschaft die Einsparung jährlicher Pachtkosten für die PV-Parks und gewährleisten die Unabhängigkeit beim Weiterbetrieb der PV-Anlagen über die Laufzeit eines Pachtvertrags hinaus. Gelegentlich ermöglicht die PV-Estate-Aktivität zusätzliche Mieteinnahmen von Drittkunden, die Teile der konzerneigenen Grundstücke nutzen.

ANLAGENPORTFOLIO

Der strategische Fokus des Geschäftsmodells liegt auf PV-Anlagen mit einer Leistung zwischen 1 und 20 MWp, da dies die derzeitigen Maximalgrößen für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren zum Erhalt einer Einspeisevergütung sind. Künftig sollen im Zusammenhang mit dem Betrieb von PV-Anlagen vereinzelt auch Batteriespeicher bzw. Battery Energy Storage Systems („BESS“) am gleichen Standort betrieben werden.

Zum 30. Juni 2026 summierte sich das Solar- und Windkraftanlagenportfolio auf eine Leistung von 504 MWp, davon waren 498 MWp Solaranlagen (98,8 % des Gesamtportfolios) und 6 MW Windkraftanlagen (1,2 % des Gesamtportfolios). Insgesamt befanden sich noch Solaranlagen mit einer Leistung von 7 MWp des Portfolios zum Bilanzstichtag im Bau.

Die nachfolgende Darstellung des Anlagenbestands umfasst ausschließlich erneuerbare Energieanlagen, die bereits vom Konzern betrieben werden und sich in dessen Eigentum befinden.

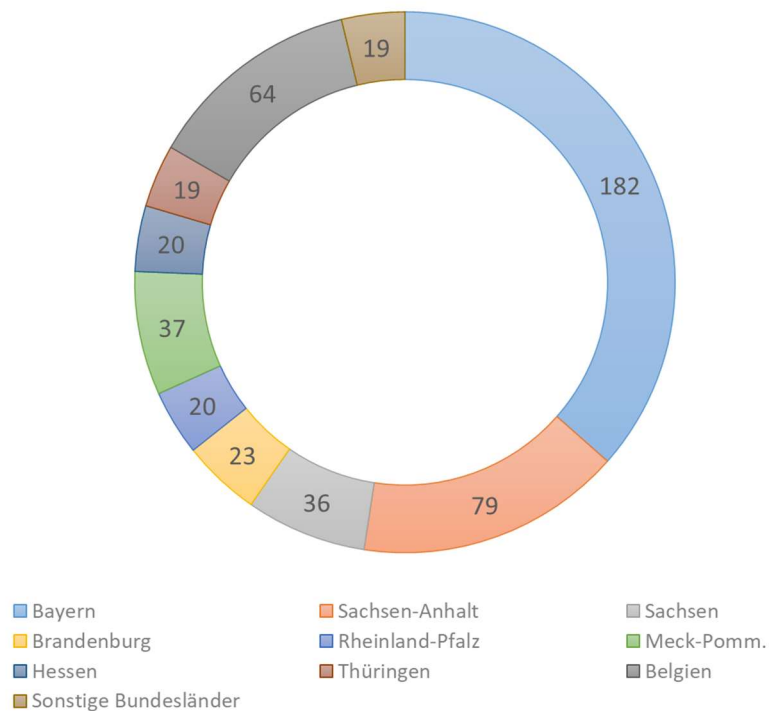
Das Gesamtportfolio generiert pro Jahr ungefähr 472 GWh elektrischer Energie. Dies reicht nach Einschätzung des Vorstands aus, um mehr als 147.000 Drei-Personen-Haushalte mit Strom zu versorgen. Dadurch werden nach Schätzung des Vorstands pro Jahr rund 516.000 Tonnen CO₂ eingespart.

ANLAGENBESTAND

A. Solaranlagen

Zum Bilanzstichtag betrieb 7C Solarparks 269 Solarparks (inklusive der sich im Bau befindlichen) mit einer Gesamtkapazität von 498 MWp. Der Großteil des Portfolios an PV-Anlagen befindet sich in Deutschland (434 MWp). Dabei ist der Konzern vor allem in sonnenreichen Teilen der Bundesrepublik, nämlich in Bayern (182 MWp) und Sachsen-Anhalt (79 MWp) sowie auch in Mecklenburg-Vorpommern (37 MWp) präsent. Darüber hinaus beinhaltet das Anlagenportfolio auch Dachanlagen in Belgien (64 MWp). Das Portfolio verteilt sich auf folgende Standorte:

Solaranlagen nach Region (Angaben in MWp)

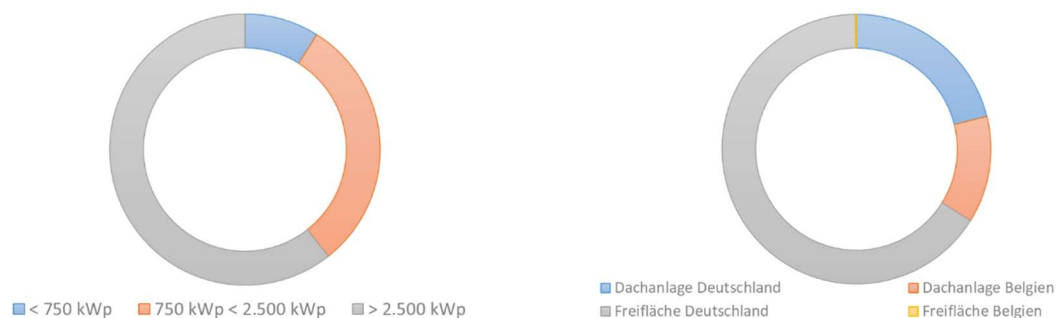


Quelle: Eigene Darstellung

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

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

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



Quelle: Eigene Darstellung

Der Konzern verfügt in seinem Portfolio sowohl über solare Freiflächen als auch über Dachanlagen. Den größten Anteil an den Solaranlagen bilden die deutschen Freiflächenanlagen mit 66 %. Im Vergleich zu anderen größeren Solaranlagenbetreibern auf dem deutschen Markt hat der Konzern mit ca. 21 % des Gesamtportfolios einen relativ hohen Anteil an Dachanlagen in Deutschland im Bestand. Die Anlagen in Belgien machen 13 % des gesamten Solarportfolios aus. Dachanlagen sind zwar typischerweise operativ schwieriger zu betreiben und durch eine häufig suboptimale Ausrichtung der Module ertragsschwächer je installierter kW, erhalten dafür aber eine höhere Einspeisevergütung und haben oft auch eine bessere Chance auf einen guten Strompreis nach Ablauf des Einspeisevergütungszeitraums, da sich Stromverbraucher meist in unmittelbarer Nähe der Solaranlage befinden.

B. Windkraftanlagen

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

ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS

IN / DEVESTITIONEN

Das IPP-Portfolio blieb im Berichtszeitraum unverändert: Es wurden weder Investitionen in neue Anlagen noch Devestitionen von Bestandsanlagen getätigt. In der Vergleichsperiode hatte der Konzern noch eine Anlage in Nettgau (0,7 MWp) veräußert.

Der Konzern hat im Berichtszeitraum jedoch wohl in der Fertigstellung verschiedener sich am 31. Dezember 2025 noch im Bau befindlichen Anlagen investiert, sodass Solaranlagen mit einer Leistung i. H. v. 21 MWp im Berichtszeitraum ans Netz angeschlossen werden konnten. Dies ist hauptsächlich dem Netzanschluss der Solaranlage Reuden Süd (20 MWp) zu verdanken.

Daneben hat der Konzern auch die Weichen für den Ausbau des geplanten BESS-Portfolios gestellt (Siehe Geschäftsplan Roadmap towards 2030). Eine erste kleine Speicheranlage (0,1 MW) wurde im Berichtszeitraum im Betrieb genommen und der Bau von 34 MW an Batterieanlagen steht im kommenden Jahr bevor.

Schließlich wurde in der zweiten Jahreshälfte mit dem Bau zwei neuer Solaranlagen in Peenemünde (10 MWp) und Gera (7 MWp) angefangen.

VERWALTETES ANLAGENPORTFOLIO

Der Konzern führt die kaufmännische Verwaltung für Solaranlagen in Deutschland aus. Das kaufmännische Management der deutschen Anlagen bezieht sich auf die Verwaltung von zwei Fondsgesellschaften, die insgesamt vier solare Freiflächenanlagen mit einer Leistung von 36,5 MWp betreiben.

Die Solaranlagen befinden sich hauptsächlich an Standorten in Sachsen-Anhalt. Die Leistungsklasse der Solarparks bewegt sich zwischen 6,4 MWp und 11,5 MWp und ist somit vergleichbar mit dem Anlagenportfolio des Konzerns.

Das verwaltete Anlagenportfolio produziert pro Jahr ungefähr 40 GWh Energie. Dies reicht nach Einschätzung des Vorstands aus, um mehr als 11.000 Drei-Personen-Haushalte zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 44.000 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 30. Juni 2026 207 ha Grundfläche im Eigentum, auf der Solaranlagen mit einer Leistung von 92 MWp installiert waren oder sich im Bau befanden. Dies entspricht etwa einem Sechstel im Verhältnis zum Anlagenportfolio von 504 MWp am Bilanzstichtag.

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

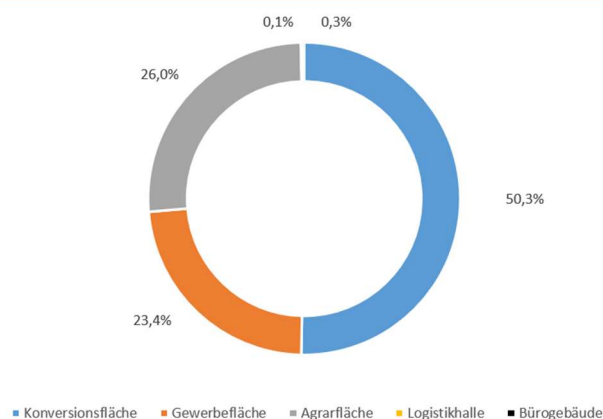
Geografische Verteilung des PV Estate zum 30. Juni 2026



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 30. Juni 2026



Quelle: eigene Darstellung

Bei den PV Estate Grundstücken handelt es sich vor allem um Konversionsflächen (50 %) und in einzelnen Fällen auch um Gewerbe- bzw. Agrarflächen. Die Bürogebäude (0,3 %) betreffen den Hauptsitz des Konzerns in Bayreuth und einen Sitz in Belgien.

Das PV-Estate-Portfolio wurde im Berichtszeitraum um eine Fläche von 8,2 ha in Gera erweitert, auf der eine Solaranlage (7 MWp) sowie eine BESS-Anlage mit einer Leistung von 6 MW errichtet werden sollen.

VERMARKTUNGSMODELL DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS

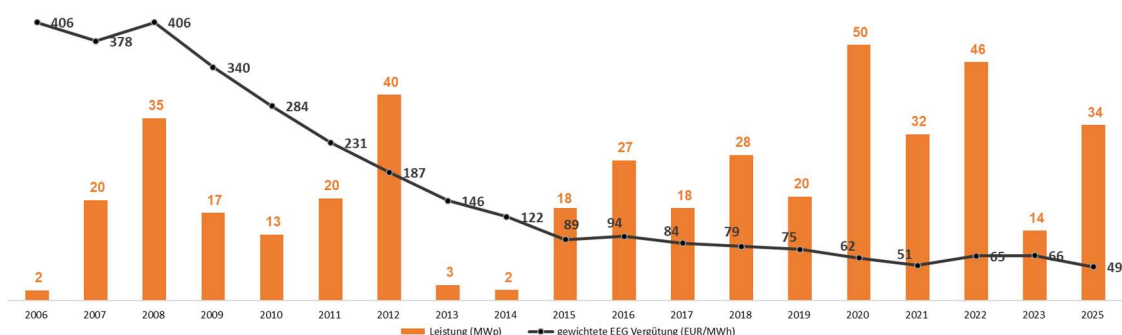
In Deutschland werden Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bestimmt. Seit dem Jahr 2000 regelt das EEG unter anderem, unter welchen Umständen und in welcher Höhe der mittels Solar- und Windenergieanlagen generierte Strom vergütet wird.

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

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

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

Deutsches Anlagenportfolio (Solar- und Windkraftanlagen) zum 30. Juni 2026



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

Seit 2012 bemüht sich die deutsche Regierung, die Solaranlagen mittels der Direktvermarktung in den Strommarkt 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, wenn sie in der Direktvermarktung sind, zusätzlich zum vertraglichen Preis, meistens der „Marktwert Solar“, eine Marktprämie in Höhe der Differenz zwischen der gesetzlich bzw. vertraglich zugesicherten Einspeisevergütung und dem Marktwert-Solar zuzüglich 4 EUR/MWh für diejenigen, die freiwillig teilnehmen. Nach dem derzeit geltenden Recht kann die Marktprämie nicht negativ werden, das bedeutet, dass bei höheren Strompreisen, vor allem bei Anlagen, die einen geringen Einspeisevergütungssatz haben, ein Potenzial besteht, Mehrerlöse über einen höheren Marktpreis zu erzielen.

	vor dem EEG 2016	EEG 2016*	EEG 2021*	EEG 2025*
Vergütung	Einspeisevergütung	Marktprämie** und Marktwert Solar***		
Direktvermarktung	freiwillig	Verpflichtet		
Direktvermarktungs- bonus	4 EUR / MWh	Kein		
Effekt von Negativpreisen	Nicht relevant	Nach 6 Stunden keine Marktprämie	Nach 1-4 Stunden keine Marktprämie	Ab der ersten Stunde keine Marktprämie
Redispatch 2.0	Ausfall vergütet	Ausfall vergütet aber nicht bei Negativpreisen nach der jeweiligen Stundenregel		

Die Angaben treffen teilweise nur zu für Solaranlagen ab einer bestimmten Größe und je nach EEG-Fassung z.B. > Direktvermarktungspflicht >25 kWp nach EEG 2025. **diese ermittelt sich aus der Differenz zw. dem anzulegenden Wert (d.h. die Einspeisevergütung) und dem Marktwert-Solar *oder einen anderen mit dem Direktvermarkter vertraglich festgelegten Preis (z.B. Epex Spot Solar).*

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

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

Die jüngeren Erneuerbare-Energien-Anlagen sind jedoch auch größeren Preisrisiken nach unten ausgesetzt. Sofern sie ab dem 1. Januar 2016 in Betrieb gegangen sind, findet die sogenannte Sechs-Stunden-Regel (§ 24 EEG 2014) bzw. Vier-Stunden-Regel (§ 51 Abs. 1 EEG 2021) Anwendung. Für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb gegangen sind, wird diese Negativstundenzahl schrittweise von vier Stunden im Jahr 2023 auf eine Stunde ab dem Jahr 2027 reduziert. Für Anlagen (größer 100 kWp), die im Jahr 2025 in Betrieb genommen wurden, gilt dies bereits ab der ersten Stunde. Dadurch sinkt die Marktprämie (bzw. die Entschädigungszahlung gemäß Redispatch 2.0) auf null, sobald der Strompreis während der jeweils maßgeblichen Anzahl aufeinanderfolgender Stunden negativ ist. Diese unterschiedlichen gesetzlichen Regelungen bedeuten, dass an Tagen mit länger anhaltenden negativen Strompreisen die Förderung der Anlagen gekürzt wird und der Konzern somit Umsatzerlöse einbüßt.

Da momentan Überschüsse auf dem Strommarkt bestehen, insbesondere an sonnenreichen Tagen, kommen Negativpreise (siehe Abschnitt Entwicklung der „Strompreise“ im Berichtszeitraum) bzw. Unterregelungen nach

Redispatch 2.0 (siehe Abschnitt Redispatch 2.0) häufig vor, sodass sich dieses Risiko auch im Berichtszeitraum realisiert hat und zu geringeren Umsatzerlösen führte.

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 (v. a. in Perioden mit negativen Strompreisen) auswirken kann. Dieser Effekt sowie die Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum werden im Wirtschaftsbericht genauer erläutert.

Der Konzern hat jedoch seit 2022 zur kurz- und mittelfristigen Absicherung des Einspeisepreises oberhalb des Einspeisevergütungssatzes Strompreisswap-Vereinbarungen abgeschlossen. Die Bedingungen der abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarungen, die das Geschäftsjahr oder den Vorjahreszeitraum betreffen, werden in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Strompreisswap-Vereinbarungen des deutschen Anlagenportfolios für die Geschäftsjahre 2025-2026

	Swap-Vereinbarung vom Nov. 2023	1. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024	2. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024	Swap-Vereinbarung vom Oktober 2024	2. Swap-Vereinbarung vom Oktober 2024
Vertragspartner					Deutscher Direktvermarkter
Leistung	22 MWp	22 MWp	41 MWp	23 MWp	7 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung (EUR / MWh)**	58,7	50,8	57,6	50,6	49,0
Volumen					
Zeitraum	Januar 2023 bis Dez 25	Juni 2024 bis Dez 25	Januar 2025 bis Dez 25	Januar 2025 bis Dez 27	Januar 2025 bis Dez 25
Fester Strompreis (EUR / MWh)	89,00	65,00	72,00	56,00	58,00
Variabler (Strom-)preis	EPEX Spot Solar			höchstpreis zwischen dem EEX Marktwert Solar und dem anzulegenden Wert (Einspeisevergütungssatz)	EPEX Spot Solar

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

Im Rahmen einer Swap-Vereinbarung wird der variable Strompreis für den vereinbarten Zeitraum wirtschaftlich durch einen Festpreis ersetzt. Der Vertragspartner gleicht dabei die Differenz zwischen der tatsächlich erhaltenen Einspeisevergütung bzw. dem EPEX Spot Solar und dem vereinbarten Festpreis aus. Liegt der maßgebliche Referenzpreis über dem Festpreis, führt der Konzern die Differenz an den Vertragspartner ab. Die Strompreisswap-Vereinbarungen decken die tatsächlichen Produktionsvolumina der Solaranlagen ab.

Im Jahr 2024 hat der Konzern erstmalig einen Optionsvertrag zum Strompreis abgeschlossen. Dieser Optionsvertrag wies die folgenden Konditionen auf:

Optionsvertrag des deutschen Anlagenportfolios für das Geschäftsjahr 2025

Swap-Vereinbarung vom	
November 2024	
Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	22 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung**	Marktwert
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlageportfolios im Zeitraum der Swapvereinbarung
Zeitraum	Januar 2025 bis Dezember 2025
Fester Strompreis	75,00 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	EPEX Spot Solar

Der Konzern erhielt für das Geschäftsjahr 2025 somit für den Verkauf des potenziellen Mehrerlöses zwischen dem EEX Spot Solar und dem Festpreis multipliziert mit den tatsächlichen Produktionsmengen der jeweiligen Anlagen eine unveränderliche Optionsprämie.

Im März 2026 hat der Konzern für das zweite und dritte Quartal 2026 (Q2/26 und Q3/26) einen Vertrag abgeschlossen, der den Strompreis des Direktvermarktungsvertrages für ein Portfolio mit insgesamt 100 MWp fixiert hat. Die Transaktion dient der Absicherung der Marktpreise für 15 bestehende Photovoltaikanlagen, die unter dem Direktvermarktungsmodell betrieben werden.

Durch den Abschluss dieser Vereinbarung erhält der Konzern für die betroffenen Anlagen im Durchschnitt der Quartale Q2 und Q3 2026 anstelle des Marktwerts Solar einen Festpreis von EUR 40/MWh. Der Vertrag ermittelt die vergütete Strommenge anhand eines Indexes, sodass neben der tatsächlichen Produktion auch Abschaltungsvolumina infolge negativer Strompreise sowie durch Redispatch-Maßnahmen des Netzbetreibers vergütet werden. Da es sich um eine Absicherung des Marktwerts Solar handelt, bleibt der Anspruch auf die Marktprämie, die der Netzbetreiber im Rahmen des jeweiligen Fördermechanismus auszahlt, unverändert.

Der Konzern schließt in der Regel einen Direktvermarktungsvertrag mit einem Direktvermarkter ab, um den durch die Anlagen des Konzerns erzeugten Strom an der EEX-Strombörse zu veräußern. Der Stromverkauf erfolgt üblicherweise am Marktwert-Solar bzw. am EPEX Spot Preis. Der Konzern (bzw. der Direktvermarkter) kann jedoch

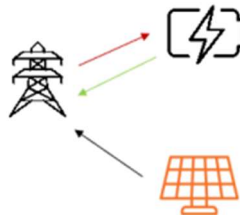
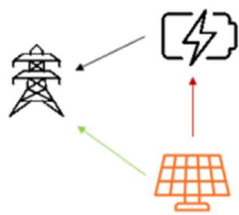
durch die aktive Steuerung der Produktionsmengen, d.h. durch die An- und Abschaltung einzelner Solaranlagen, z.B. bei Negativpreisen am Spotmarkt, Mehrerlöse erwirtschaften im Vergleich zum Marktwert-Solar oder EPEX Spot, welche Preisindices sind, die auf Basis von Day Ahead Preisen, d.h. Terminpreisen am Vortag gebildet werden. Seit dem Geschäftsjahr 2024 hat der Konzern diese aktive Steuerung der eigenen Solaranlagen in Zusammenarbeit mit einem Direktvermarkter implementiert und daraus zusätzliche Umsatzerlöse erzielt (Siehe Abschnitt Ertrags- Vermögens- Finanzlage des Konzerns).

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

Die Strompreisswap-Vereinbarung, der Optionsvertrag sowie die aktive Steuerung haben außerdem den Vorteil, dass sie für ihren Einsatz im Vermarktungsmodell im Gegensatz zu Batterien keine neuen Investitionen erfordern und 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.

Die Strompreisswap-Vereinbarungen laufen nach und nach bis 2027 aus. Bis zum Bilanzstichtag konnte der Konzern aufgrund der Markterwartungen am Terminmarkt keine neuen Strompreisswap-Vereinbarungen oder Optionsverträge für die kommenden Geschäftsjahre abschließen. Ohne neue Maßnahmen wird der Konzern daher insbesondere bei jüngeren Solaranlagen zunehmend die Auswirkungen niedrigerer Marktwerte Solar und negativer Strompreise auf die Ertragslage spüren. Der Zeitwert der bestehenden älteren Anlagen (< EEG 2016) für den Zeitraum nach Ende des Einspeisevergütungszeitraums wird zudem durch die strukturell niedrigeren Marktwerte für Solarstrom belastet.

Vor diesem Hintergrund hat der Konzern im Rahmen des Geschäftsplans „Roadmap Towards 2030“ angekündigt, dem Anlagenportfolio von 2026 bis einschließlich 2029 jährlich Batteriespeicher (BESS) mit einer Leistung von 15 MW bzw. einer Speicherkapazität von 30 MWh hinzuzufügen. Diese können einen wesentlichen Beitrag dazu leisten, die Folgen negativer Strompreise und des im Vergleich zum allgemeinen Strompreis niedrigeren Marktwerts Solar abzumildern. Der Konzern plant derzeit Investitionen in allen drei Betriebsmodellen des deutschen BESS-Markts. Diese unterscheiden sich hinsichtlich Ladeherkunft, EEG-Förderfähigkeit und Marktflexibilität und werden nachfolgend zusammenfassend dargestellt.

	GRÜNSTROMSPEICHER	MISCHSTROMSPEICHER	STANDALONE
Konzept			
Ladeherkunft	Nur PV-Strom (EE)	PV + Netzstrom	Nur Netzstrom
EEG-Marktprämie	✓ Vollständig	✓ Anteilig (grüner Anteil)	X
Netzanschlussprivileg	✓ Vorrang (§ 8 EnWG)	Eingeschränkt	X
Flexibilität	Nur bei Sonnenschein	24/7 (bei Abgrenzung)	24/7 vollständig
Regelenergie	Eingeschränkt	Vollständig (mit MiSpeL)	Vollständig
Erlösniveau	~40%	~70%	100% (Referenz)
Genehmigungsrisiko	Gering	Mittel	Hoch)
Förderung	✓ Möglich (CfD)	Einzelfallprüfung	X
EEG-echtsstatus	Geregelt (§19 Abs.3a EEG)	Derzeit nicht geregelt, geplant ab 30.06.2026	kein EEG

Ein **Grünstromspeicher** lädt ausschließlich mit dem Strom der direkt gekoppelten PV-Anlage — typischerweise in den ertragsstarken, aber preisschwachen Mittagsstunden (10:00–15:00 Uhr). Die gespeicherte Energie wird zu Zeiten höherer Marktnachfrage, meist in den Abendstunden (17:00–21:00 Uhr), wieder ins Netz eingespeist. Da zu keinem Zeitpunkt Netzstrom geladen wird, behält der Strom seine EEG-Eigenschaft vollständig und qualifiziert für die EEG-Marktprämie im Rahmen der Direktvermarktung. Rechtliche Grundlage ist die Ausschließlichkeitsoption nach § 19 Abs. 3a EEG 2023.

Der wichtigste Vorteil des Grünstromspeichers ist das gesicherte Netzanschlussprivileg: Gemäß EnWG und EEG haben Erneuerbare-Energien-Anlagen vorrangigen Anspruch auf Anschluss ans Verteilnetz. Dieses Privileg gilt auch für Grünstromspeicher, sofern sie ausschließlich mit EE-Strom geladen werden — was in Zeiten voller Netzanschluss-Warteschlangen ein enormer zeitlicher und investitionskostenmäßiger Vorteil ist.

Ein weiterer Vorteil von Solaranlagen mit Grünstromspeicher besteht darin, dass für diese Anlagen eine gesonderte Innovationsausschreibung durchgeführt wird. Nach einem erfolgreichen Zuschlag erhalten die Betreiber einen Einspeisevergütungssatz bzw. anzulegenden Wert, sodass die Solaranlage mit Grünstromspeicher erstmals über eine Mindestvergütung für die Stromeinspeisung verfügt. Hinzu kommt die Möglichkeit von Mehrerlösen gegenüber PV-Anlagen ohne Speicher, da ein Grünstromspeicher Solarstrom aus den Mittagsstunden - in denen die Strompreise teilweise negativ sind - in höherpreisige Abendstunden verlagern kann.

Der strukturelle Nachteil des Grünstromspeichers liegt jedoch in seiner operativen Einschränkung: Er kann nur laden, wenn die PV-Anlage produziert. Nachts, an bewölkten Tagen oder in den Wintermonaten bleibt die Batterieleistung ungenutzt. Regelenergie kann in den Abendstunden oder nachts nur angeboten werden, wenn der Speicher zuvor durch die Tagesproduktion geladen wurde. Zudem kann die Batterie nicht von etwaigen negativen Preisen in der Nacht oder während Dunkelflauten profitieren. Insgesamt ist sie durch die Saisonalität der PV-Produktion in ihrem Betriebsprofil deutlich eingeschränkt.

Der **Mischstromspeicher** ist ein strategisch besonders relevantes und zugleich regulatorisch komplexes Modell. Er lädt sowohl mit PV-Strom bzw. EE-Strom als auch mit Netzstrom und erhält dabei die EEG-Förderfähigkeit für den anteiligen grünen Strom, während er gleichzeitig die volle Marktflexibilität des Graustroms nutzt. Bis zum Solarspitzenengesetz (Februar 2025) galt das Ausschließlichkeitsprinzip: Entweder EEG-Förderung mit reinem Grünstrom oder Marktoptimierung mit Graustrombezug - beides gleichzeitig war nicht möglich.

Die Abgrenzungsoption ist für Großspeicher ab 1 MWh wirtschaftlich besonders relevant. Sie basiert auf einer rechnerisch eindeutigen Zuordnung aller Stromflüsse im 15-Minuten-Takt: Für jede Viertelstunde wird bestimmt, welcher Anteil des eingespeisten Stroms aus PV (förderfähig) und welcher aus dem Netz (nicht förderfähig) stammt. Die Grundregel lautet, dass Netzstrom als zuerst eingespeist gilt und erst danach der PV-Anteil berücksichtigt wird.

Ein Mischstromspeicher kann erhebliche Mehrerlöse gegenüber dem reinen Grünstrombetrieb erzielen, da es im Gegensatz zur Grünstrombatterie auch in den ertragsschwachen Monaten geladen (und entladen) werden kann und außerdem Regenergie bereitstellen kann.

Ein **Standalone-Speicher** bezieht seinen Strom ausschließlich aus dem öffentlichen Netz. Er ist damit technisch und rechtlich ein eigenständiges Arbitrage-Asset, das unabhängig von einer PV-Anlage operiert — auch wenn er physisch am selben Standort angeschlossen ist. Da der gespeicherte Strom keine nachgewiesene EE-Herkunft hat, geht die EEG-Eigenschaft verloren und er erhält keine Marktprämie. Das Geschäftsmodell basiert vollständig auf Markterlösen: Laden bei niedrigen oder negativen Preisen, Entladen bei hohen Preisen, Teilnahme am gesamten Regenergiespektrum (FCR, aFRR, mFRR) rund um die Uhr.

Die vollständige Marktflexibilität eröffnet grundsätzlich ein höheres Erlöspotenzial als der reine Grünstrombetrieb. Zusätzliche Erlösmöglichkeiten ergeben sich insbesondere aus dem vollständigen aFRR-Spektrum (positive und negative Reserve), Intraday-Arbitrage auch in den frühen Morgenstunden und nachts, FCR-Verfügbarkeit über 24 Stunden sowie der Möglichkeit, bei stark negativen Strompreisen gezielt zu laden.

Der Graustromspeicher ist jedoch das marktabhängigste der drei Modelle. Er hat keinen EEG-Förderungsanspruch und ist vollständig den Marktschwankungen ausgesetzt. Der wesentlichste Engpass ist der Netzanschluss: Standalone-Speicher benötigen sowohl einspeise- als auch bezugsseitig einen Netzanschluss beim Verteilnetzbetreiber. Da für den Netzbezug eine separate Netzanfrage erforderlich ist und bei bidirektionalen Netzanschlüssen teilweise umfangreichere Prüfungen erforderlich sind, können längere Wartezeiten und zusätzliche Netzanschlusskosten entstehen. Darüber hinaus können Baukostenzuschüsse bis zu EUR 100.000/MW betragen. Die Bundesnetzagentur hat zwar im Rahmen der KraftNAV-Diskussion Ende 2025 Entlastungsmaßnahmen vorgeschlagen; eine strukturelle Lösung steht jedoch noch aus.

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.

Mehrere Anlagen des Konzerns befinden sich seit Einführung von Redispatch 2.0 in Regelzonen, in denen regelmäßig Unterregelungen erfolgen. Dadurch kommt es zu Ertragsausfällen. Auch die Ermittlung und Abrechnung des Schadensersatzanspruchs für diese Ertragsausfälle hat sich durch die Einführung von Redispatch 2.0 geändert.

Dies führt für viele deutsche Solaranlagen des Konzerns zu Zusatzaufgaben, die das Führen von Stammdaten, die Abgabe von Produktionsprognosen sowie die Meldung technischer (Un-)Verfügbarkeiten der Anlagen in Echtzeit betreffen. Diese Aufgaben werden durch einen vom Konzern beauftragten Dienstleister abgedeckt, der als Einsatzverantwortlicher (EIV) und Betreiber der technischen Ressource (BTR) bestellt wird.

Neben der Erfüllung der oben beschriebenen Aufgaben umfasst Redispatch 2.0 auch konkrete Eingriffe in die Erzeugungsleistung, die mithilfe eines sogenannten Kraftwerkspaares durchgeführt werden. Während ein Kraftwerk vor dem prognostizierten Engpass angewiesen wird, weniger Strom einzuspeisen, wird ein Kraftwerk hinter dem Engpass aufgefordert, mehr elektrische Energie bereitzustellen. Die insgesamt in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge ändert sich dadurch nicht, sondern lediglich der Ort der Erzeugung bzw. Einspeisung. Redispatch-Maßnahmen sind dabei nicht auf eine bestimmte Regelzone begrenzt, sondern können sowohl innerhalb einer Regelzone als auch im bundesweiten Verbundnetz durchgeführt werden.

Grundsätzlich soll ein Anlagebetreiber für den nicht-erzeugten Strom vergütet werden, sodass der Anlagebetreiber durch Redispatch 2.0 wirtschaftlich nicht schlechter gestellt wird.

Im Geschäftsjahr änderte sich die Abrechnungssystematik für Redispatch-2.0-Maßnahmen. Während zuvor der Direktvermarkter den bilanziellen Ausgleich bzw. den wirtschaftlichen Gegenwert der ausgefallenen Vermarktungsmenge abbildete und der Netzbetreiber die entgangene Marktprämie vergütete, erfolgt der Ausgleich seit Anfang 2026 unmittelbar über den Netzbetreiber. Dabei wird für die ausgefallene Strommenge nicht der monatliche Marktwert Solar angesetzt, sondern ein für die Redispatch-Abrechnung ermittelter Mischpreis, der sich insbesondere aus Day-Ahead- und Intraday-Preiskomponenten zusammensetzt. Dadurch kann die Redispatch-Vergütung insbesondere in Zeiten niedriger oder negativer Strompreise vom monatlichen Marktwert Solar abweichen. Der Mischpreis kann in einzelnen Zeitintervallen auch negativ sein und wird von einzelnen Netzbetreibern entsprechend abgerechnet.

Gleichzeitig verändert sich die Rolle des Direktvermarkters. Da dieser nicht mehr in gleicher Weise als Zahlstelle für den bilanziellen Ausgleich fungiert, besteht für ihn kein unmittelbarer wirtschaftlicher Anreiz, im Zusammenhang mit einer Redispatch-Maßnahme eigenständig eine zusätzliche Abregelung vorzunehmen. Darüber hinaus stellt sich die Frage der Priorisierung zwischen Redispatch-Maßnahmen und kaufmännischen Abschaltungen. Die technische Umsetzung der Redispatch-Maßnahme bleibt jedoch Aufgabe des zuständigen Netzbetreibers bzw. erfolgt auf dessen Anweisung.

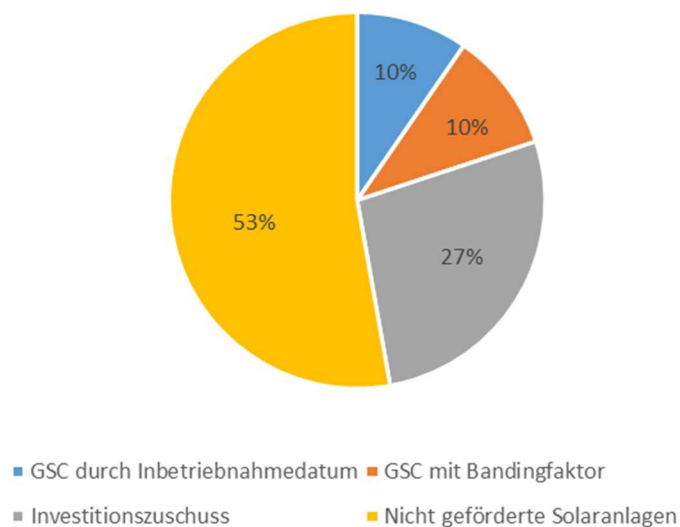
Im Geschäftsjahr kam es bei der Abrechnung der Entschädigungen für Abschaltungen im Rahmen von Redispatch 2.0 zu erheblichen Verbesserungen. Insgesamt konnte der Konzern im Berichtszeitraum EUR 1,1 Mio. vereinnahmen.

VERMARKTUNGSMODELL DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS

Der Konzern hat seinen zweiten Heimmarkt in Belgien. Im Gegensatz zum deutschen Markt, in dem für die Einspeisung und Abtretung des Stroms an den Netzbetreiber ein Einspeisevergütungssatz gezahlt wird, erzielt der Konzern für belgische Anlagen Erlöse aus dem Stromverkauf an Kunden (Vor-Ort-Verbrauch durch den Gebäudenutzer) sowie bei Netzeinspeisung an Energiehändler, gegebenenfalls zuzüglich einer Förderung in Form von Grünstromzertifikaten oder direkten Investitionszuschüssen. Für einen Teil der Anlagen erzielt der Konzern hingegen ausschließlich Erlöse aus dem Stromverkauf.

In der nachfolgenden Grafik wird dargestellt, welche Leistung der belgischen Anlagen eine Förderung erhält. Die Grünstromzertifikate werden für einen bestimmten Zeitraum (zwischen 10 und 20 Jahren) mit Anspruch auf eine feste Vergütung an den örtlichen Netzbetreiber verkauft. Für ältere Solaranlagen (bis zum Jahr 2013) wird für jede erzeugte MWh ein Grünstromzertifikat (GSC) gewährt. Für neuere Solaranlagen (ab dem Jahr 2013) wird die Zuteilung von Grünstromzertifikaten jährlich anhand eines sogenannten Bandingfaktors neu festgelegt und hängt u. a. von der theoretischen Rentabilität der Solaranlage, einschließlich der Strompreise, ab. Der Gesetzgeber ist dabei bestrebt, bestimmte Renditekorridore einzuhalten und eine Übersubventionierung zu vermeiden. Grundsätzlich wurde die Förderung in Form von Grünstromzertifikaten für Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2013 wegen des hohen Strompreisniveaus ab August 2022 auf null gesetzt. Seit dem 1. August 2025 erhalten diese Solaranlagen schrittweise wieder Grünstromzertifikate, da die Strompreise gesunken sind.

Belgisches Solaranlagenportfolio – Zusammensetzung der Leistung (kWp) nach Förderungsart



Quelle: eigene Darstellung

Das System der Grünstromzertifikate wurde in der Flämischen Region im Mai 2021 durch ein Ausschreibungsverfahren mit direkten Investitionszuschüssen ersetzt. Dabei erhält ein bestimmtes Volumen an Erneuerbare-Energien-Anlagen nach Errichtung der Anlagen einen direkten Investitionszuschuss. Der Konzern erhielt 28 Zuschläge für insgesamt 14,8 MWp mit einem Gesamtvolumen von EUR 1,2 Mio.; deren Inanspruchnahme ist nach Einschätzung des Konzerns hinreichend sicher. Der Konzern hatte 18 Monate Zeit, um diese Projekte ans Netz anzuschließen und damit den Anspruch auf den Zuschuss zu erlangen. Am Bilanzstichtag waren sämtliche bezuschlagten Projekte ans Netz angeschlossen.

Neben etwaigen Förderungen wird der Strom sämtlicher belgischer Anlagen vermarktet. Der Strom wird unter Berücksichtigung von Inflationsanpassungen vorrangig zu langfristig festgelegten Preisen (bis zu 30 Jahre), häufig für den Vor-Ort-Verbrauch, dem Gebäudenutzer angeboten. Dieser hat in den meisten Fällen nur eine Abnahmeverpflichtung, soweit er selbst Strom verbraucht. Der unverbrauchte Teil wird zur Vermarktung an Stromhändler in das Netz eingespeist. Der Strompreis, zu dem der produzierte Strom an Stromhändler verkauft wird, entspricht zumeist dem Marktpreis abzüglich eines Abschlags. In der nachfolgenden Grafik wird dargestellt, wie sich die Produktion (in MWh) auf den Verkauf an den Gebäudenutzer für den Vor-Ort-Verbrauch und die Einspeisung in das Netz verteilt.

Belgisches Solaranlagenportfolio – Zusammensetzung der Produktion (in MWh) nach Liefertyp im ersten Halbjahr 2026



Quelle: eigene Darstellung

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

Der Energiehändler verkauft den eingespeisten Strom üblicherweise am Day-Ahead-Markt, d. h. im Handel für den Folgetag. In der Regel erfolgt der Verkauf „as injected“, d. h. auf Basis der produzierten Menge nach Abzug des Verkaufs an den Gebäudenutzer, ohne dass eine Mengenverpflichtung seitens des Konzerns besteht. Im Stromeinspeisungsvertrag wird häufig ein variabler Preis vereinbart, der unter Berücksichtigung des Balancing-Ergebnisses abgerechnet wird. Da der Energiehändler die eingespeiste Menge am Vortag lediglich schätzen kann, wird der Konzern regelmäßig mehr oder weniger Strom liefern als am Vortag am Day-Ahead-Markt verkauft wurde. Bei geringerer Lieferung muss der Energiehändler Strom am Spotmarkt zukaufen; bei höheren Liefermengen muss

er zusätzliche Mengen verkaufen. Abhängig vom jeweils vorherrschenden Preisniveau kann dies zu Balancing-Kosten oder -Erträgen führen. Der Konzern ist damit sowohl einem Volumen- als auch einem Strompreissisiko aus Prognoseabweichungen ausgesetzt.

Dieser Marktmechanismus erfordert ein aktives Management der Volumen- und Strompreissrisiken des belgischen Portfolios. Seit dem Vorjahr steuert der Konzern daher die Produktionsmenge der belgischen Solaranlagen aktiv durch die An- bzw. Abschaltung einzelner Solaranlagen. Ziel dieser aktiven Steuerung ist die Minimierung von Balancing-Kosten bzw. die Realisierung von Balancing-Erträgen.

Darüber hinaus schließt der Konzern, sofern möglich und sinnvoll, auch für belgische Anlagen, analog dem deutschen Portfolio gelegentlich Strompreisswap-Vereinbarungen ab, um einen festen Preis zu sichern.

ZIELE UND STRATEGIEN

GESCHÄFTSPLANUNGSPROZESS

In Abstimmung mit dem Aufsichtsrat stellt der Vorstand jährlich einen Geschäftsplan für einen Zeitraum von zwei bzw. fünf Jahren auf, in dem die strategischen Ziele und Maßnahmen festgelegt werden. Maßgeblich für den Konzern sind die Verfolgung und Erreichung dieses strategischen Plans. Die derzeit in Umsetzung befindlichen Geschäftspläne sind folgende:

GESCHÄFTSPLAN	PERIODE	STATUS
Fokus 2024-25	2024-2025	Plan wurde durch Roadmap Towards 2030 ersetzt
Roadmap Towards 2030	2026-2030	Umsetzung des Plans ist im Gange

GESCHÄFTSPLAN: „ROADMAP TOWARDS 2030“

Der Konzern hat im September 2025 einen Geschäftsplan für die Geschäftsjahre 2026 bis 2030 bekanntgegeben, der erstmals auch Batteriespeicher in das Anlagenportfolio und in die Vermarktungsmodelle des Konzerns integriert. Zusammen mit dem Geschäftsplan wurde ein Finanzplan veröffentlicht, der die finanziellen Folgen des Auslaufens der Einspeisevergütungszeiträume älterer Solaranlagen im Portfolio beschreibt. Der Finanzplan zeigt zudem die Verwendung von Cashflows und Liquidität für Investitionen in neue Solaranlagen, Batteriespeicher und weitere Aktienrückkäufe.

STRATEGISCHES MODEL WIRD ERWEITERT

Das bestehende strategische Modell des Konzerns besteht aus einem überwiegend aus Solaranlagen bestehenden Anlagenportfolio in den beiden Heimatmärkten Deutschland und Belgien und ist kapitalintensiv. Ergänzt wird es durch kapitaletensive Vermarktungsmodelle, die auf der Vereinnahmung von Einspeisevergütungen bzw. Grünstromzertifikaten sowie gegebenenfalls auf der Vermarktung des Stroms über einen externen Direktvermarkter bzw. direkt an den Gebäudeeigentümer beruhen. Bei der Stromvermarktung kommen zudem kapitaletensive Derivate (z. B. Strompreisswaps) und eine aktive Managementstrategie (An- und Abschalten) zum Einsatz.

Dieses strategische Modell ist grundsätzlich für Art und Umfang der Geschäftstätigkeit des Konzerns angemessen. Das zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Roadmap 2030 bestehende Anlagenportfolio von rund 494 MWp soll bis 2030 moderat um mindestens 10 MWp pro Jahr erweitert werden. Der Konzern geht dabei wie bereits im vorigen Plan opportunistisch vor. Der Zubau kann aus gut gelegenen Neubauprojekten, Erweiterungen oder dem Repowering von Bestandsanlagen bestehen. Bei Investitionen wird eine interne Rendite von mindestens 6,0 % angestrebt. Die Gesamtinvestitionskosten sollen im Zeitraum 2026 bis 2029 rund EUR 22 Mio. betragen und progressiv von EUR 0,7 Mio. im Jahr 2027 bis EUR 1,7 Mio. im Jahr 2030 zum Konzern-EBITDA beitragen.

Darüber hinaus soll das Anlagenportfolio künftig um Batterieleistung erweitert werden. Der Konzern verfolgt das Ziel, bis einschließlich 2029 jährlich mindestens 15 MW Batterieleistung (entsprechend einer Speicherkapazität von 30 MWh) hinzuzufügen. Dafür plant der Konzern im Zeitraum 2026 bis 2029 Investitionskosten von rund EUR 35 Mio. ein. Bei der Entwicklung von Batterieprojekten will der Konzern soweit möglich bestehende eigene Netzverknüpfungspunkte nutzen. Der Einsatz der Batterien soll progressiv von EUR 1,7 Mio. im Jahr 2027 bis EUR 2,8 Mio. im Jahr 2030 zum Konzern-EBITDA beitragen.

Schließlich soll der Konzern in die Lage versetzt werden, durch den Ausbau einer konzerninternen Stromvermarktungsfähigkeit oder durch Partnerschaften erzeugten Strom auf mehreren Märkten (Forward, Day-Ahead, Intraday) gegebenenfalls unter Einsatz von Batteriespeichern anzubieten.

Schließlich sollte der Konzern in der Lage gesetzt werden, sei es durch Ausbau einer konzerninternen Stromvermarktungsfähigkeit oder durch Partnerships, erzeugten Strom auf mehreren Märkten (Forward, Day-Ahead, Intraday) ggf. unter Einsatz von Batterien anzubieten.

BESTANDSANLAGEN AM ENDE DES EINSPEISEVERGÜTUNGSZEITRAUMS

Wie bereits oben beschrieben, befinden sich im Anlagenportfolio mehrere Solaranlagen, die in den Jahren 2007 bis 2010 in Betrieb genommen wurden und sich dem Ende ihres Einspeisevergütungszeitraums in den Jahren 2027 bis 2030 nähern. Soweit der Konzern beschließt, den Betrieb zu verlängern, werden diese Solaranlagen weiterhin Strom produzieren und Erträge erwirtschaften, allerdings nicht mehr zu Einspeisevergütungssätzen von EUR 285 bis 406/MWh, sondern zum dann vorherrschenden Marktwert Solar, der nur einen Teil der ursprünglichen Einspeisevergütung ausmacht. Dies führt zu einem strukturellen Rückgang des EBITDA.

FINANZPLAN 2026-2030

Insgesamt erwartet 7C Solarparken bis 2030 einen Ausbau der operativen Leistung von etwa 455 MW zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Roadmap 2030 auf rund 604 MW, bestehend aus dem bestehenden PV-Portfolio, neuem PV-Zubau und Batteriespeichern. Dennoch wird das EBITDA trotz des Wachstums sinken, weil ältere, hochvergütete EEG-Anlagen aus der Förderung fallen. Die Planung der Roadmap 2030 sieht ein progressiv sinkendes EBITDA von etwa EUR 31 Mio. im Jahr 2030 vor. Der Cashflow je Aktie soll im Jahr 2030 etwa EUR 0,35 betragen.

Finanziell plant das Unternehmen gleichzeitig eine deutliche Verringerung der Verschuldung; diese soll bis 2030 auf EUR 39 Mio. sinken. Die freiwerdenden Mittel sollen für Investitionen in PV und Batteriespeicher sowie für jährliche Aktienrückkäufe von bis zu rund EUR 8 Mio. verwendet werden. Dadurch könnte die Anzahl der ausstehenden Aktien bis 2030 auf unter 65 Millionen sinken.

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 und für die Muttergesellschaft sowie der CFPS (Cashflow je Aktie) für Konzernzwecke die zentralen Bezugsgrößen für die operative Steuerung. Darüber hinaus wird die verfügbare Liquidität der operativen Solar- und Windparks in den Konzerngesellschaften laufend überwacht.

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

Nach DRS 20 sind die bedeutsamsten Steuerungskennzahlen Bestandteil des Prognoseberichts und des hierauf basierenden Vergleichs mit der tatsächlichen Geschäftsentwicklung im Folgejahr.

Falls freiwillige Prognosen anderer Kennzahlen erfolgen, sind diese nicht im Prognosebericht, sondern in den entsprechenden Kapiteln des zusammengefassten Lageberichts enthalten. Grundsätzlich werden die Kennzahlen für den Konzern auf Basis der Rechnungslegung nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) und für die Muttergesellschaft nach den nationalen Rechnungslegungsstandards (HGB) ermittelt. Abweichende Definitionen werden entsprechend kenntlich gemacht.

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 der nachfolgenden Tabelle dargestellt berechnet. Der Netto-Cashflow wird um effektive Zins- und Steuerzahlungen, die den Zeitraum unmittelbar vor einer Akquisition betreffen, um Zinszahlungen aus der Refinanzierung eines Darlehens sowie um den gezahlten Pachtantrag bereinigt, der aufgrund der Anwendung von IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ nicht im Betriebsaufwand enthalten ist. Dieser korrigierte Netto-Cashflow wird durch die durchschnittliche Anzahl der Aktien geteilt, sodass sich der CFPS ergibt.

EBITDA = Konzern- EBITDA

NETTO CASHFLOW = EBITDA minus effektive Zinszahlungen minus effektive Steuerzahlungen minus Pachtanfall

- 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 Pachtanfall, der nicht im Betriebsanfall enthalten ist

CFPS = Netto Cashflow dividiert durch die durchschnittliche Anzahl der Aktien

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

TECHNISCHE STEUERUNGSKENNZAHLEN

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

ANSTEHENDE ÄNDERUNG DER STEUERUNGSKENNZAHLEN

Der Vorstand stellt derzeit die bestehenden technischen Steuerungskennzahlen auf den Prüfstand und plant im Geschäftsbericht 2026 hierüber mehr zu berichten.

Erstens spielt zunehmend nicht nur der spezifische Ertrag (kWh/kWp) und Produktion (GWh, MWh bzw. kWh) eine Rolle in der Unternehmenssteuerung, sondern auch die Abschaltungen (GWh, MWh bzw. kWh) aus regulatorischen (z. B. Redispatch 2.0) oder kaufmännischen Gründen (z. B. um negative Preise zu vermeiden). Im Gegensatz zur Produktion können Abschaltungen nicht von einem Zähler abgelesen, sondern müssen nach einem geeigneten Verfahren ermittelt werden. Darüber hinaus wird im Rahmen des anstehenden Stromspeichergeschäfts auch Bezugsstrom (GWh, MWh bzw. kWh) für Grau- bzw. Mischstrombatterieanlagen, welcher dann später wieder eingespeist werden soll, jedoch keine Produktion ist, eine Rolle spielen.

Erstens spielen zunehmend nicht nur der spezifische Ertrag (kWh/kWp) und die Produktion (GWh, MWh bzw. kWh) eine Rolle in der Unternehmenssteuerung, sondern auch Abschaltungen (GWh, MWh bzw. kWh) aus regulatorischen (z. B. Redispatch 2.0) oder kaufmännischen Gründen (z. B. zur Vermeidung negativer Preise). Im Gegensatz zur Produktion können Abschaltungen nicht von einem Zähler abgelesen werden, sondern müssen nach einem geeigneten Verfahren ermittelt werden. Darüber hinaus wird im Rahmen des anstehenden Stromspeichergeschäfts auch der Bezugsstrom (GWh, MWh bzw. kWh) für Grau- bzw. Mischstrombatterieanlagen als zusätzliche Größe relevant, da dieser später wieder eingespeist wird, jedoch keine Produktion darstellt.

Zweitens stellt der Vorstand auch die finanzielle Kennzahl „Umsatzerlöse“ auf den Prüfstand. Erlöse aus Redispatch 2.0 stellen keine Umsatzerlöse dar, da sie die Kriterien von IFRS 15 - Verträge mit Kunden - nicht erfüllen; wirtschaftlich ersetzen sie jedoch Erträge, die ohne die Unterregelung der betroffenen Anlage als Umsatzerlöse angefallen wären. Sinn und Zweck des regulatorischen Rahmens ist es, dass der Konzern aus sämtlichen Erträgen der betroffenen Anlagen - d. h. Umsatzerlösen und sonstigen betrieblichen Erträgen aus Redispatch 2.0 - wirtschaftlich so gestellt wird, als hätte die Abschaltungsmaßnahme nicht stattgefunden. Dass der Konzern dem

Grunde nach indifferent ist, ob er Erlöse aus Stromverkauf oder aus Redispatch 2.0 erwirtschaftet, zeigt sich bereits daran, dass in der Prognoserechnung der letzten drei Jahre die Umsatzerlöse so prognostiziert wurden, als gäbe es keine Redispatch-2.0-Maßnahmen. Dies erschwert es, die Umsatzerlöse künftig als verlässliche Steuerungsgröße beizubehalten.

Schließlich beabsichtigt der Vorstand, zeitgleich mit den oben beschriebenen Änderungen die durch die Geschäftstätigkeit des Konzerns eingesparte CO₂-Menge als technische Steuerungskennzahl einzubeziehen. Ursprünglich sollte diese Kennzahl bereits im Berichtsjahr festgelegt und angewendet werden; die Einführung wurde jedoch auf das Geschäftsjahr 2027 verschoben. Ziel ist es, die Nachhaltigkeit entsprechend den Vorschriften des Deutschen Corporate Governance Kodex als wesentliche Kennzahl in die Unternehmensplanung einzubeziehen. Die Kennzahl misst zugleich den Beitrag des Konzerns zur Erreichung des gesetzlichen Ziels der Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045. Der Vorstand plant, die Berechnung grundsätzlich auf Grundlage des eigenen Anlagenportfolios sowie der Zusammensetzung der fossilen Nettostromproduktion in Deutschland vorzunehmen, da diese durch den Ausbau erneuerbarer Energien langfristig substituiert werden soll.

WIRTSCHAFTSBERICHT

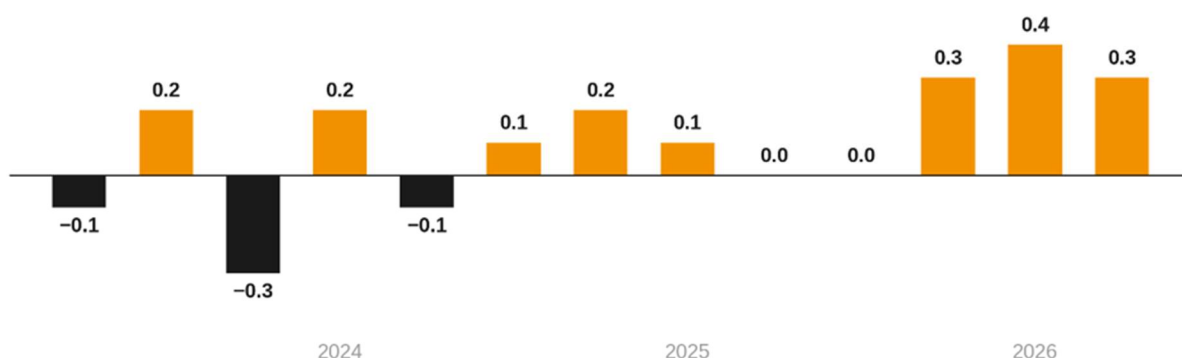
GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMEN-BEDINGUNGEN

Die nachfolgende unternehmensbezogene Darstellung der gesamtwirtschaftlichen und branchenbezogenen Rahmenbedingungen soll das Verständnis der Analyse des Geschäftsverlaufs und der Lage des Unternehmens fördern und zugleich einer unverhältnismäßig ausführlichen Darstellung allgemein verfügbarer Angaben entgegenwirken. Aus diesem Grund werden die Rahmenbedingungen nachfolgend in einer auf den Konzern zugeschnittenen Darstellung erläutert.

DEUTSCHE VOLKSWIRTSCHAFT

Die deutsche Wirtschaft ist nach drei Jahren rückläufiger bzw. stagnierender Wirtschaftsleistung auf einen moderaten Wachstumspfad zurückgekehrt. Das Bruttoinlandsprodukt erhöhte sich im ersten Quartal 2026 gegenüber dem Vorquartal um 0,3 %. Im weiteren Verlauf des ersten Halbjahres entwickelten sich die Konjunkturindikatoren uneinheitlich: Auftragseingänge und Industrieproduktion legten im Mai 2026 wieder zu und der ifo-Geschäftsklimaindex verbesserte sich im Juni leicht; die konjunkturelle Erholung blieb jedoch fragil.

BIP-Wachstum je Quartal (2023Q2 -2026Q2)



Quelle: Trading Economics, eigene Darstellung

Die Inflationsrate lag im Juni 2026 bei 2,3 %. Demgegenüber blieb die Zahl der Unternehmensinsolvenzen auf hohem Niveau: Der IWH-Insolvenztrend wies für das zweite Quartal 2026 insgesamt 4.996 Insolvenzen und damit den höchsten Stand seit 21 Jahren aus. Unterstützend wirkten die Fiskalpolitik und steigende öffentliche Investitionen; das Sondervermögen für Infrastruktur und Klimaneutralität der deutschen Bundesregierung in Höhe von EUR 500 Mrd. befindet sich im Geschäftsjahr 2026 im ersten vollständigen Jahr seiner Umsetzung. Für das Gesamtjahr 2026 erwartet der Internationale Währungsfonds in seiner Aktualisierung vom Juli 2026 ein Wachstum von 0,7 % für Deutschland im Vergleich zu 0,9 % für den Euroraum bzw. 2,3 % für die Vereinigten Staaten.

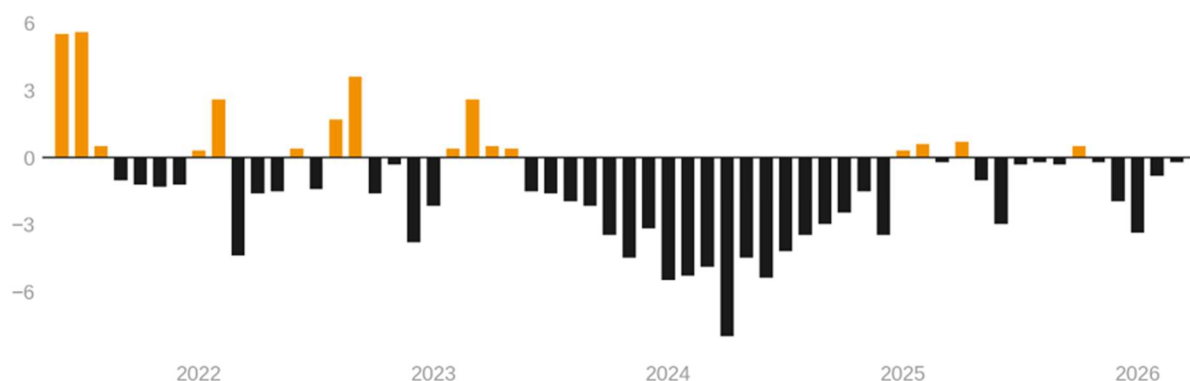
Anhaltend hohe Energie- und Rohstoffpreise belasteten die wirtschaftliche Aktivität infolge der Eskalation im Nahen Osten und der Schließung der Straße von Hormus. Die Prognose für die weltweite Inflation im Jahr 2026 wurde auf 4,7 % angehoben; der zuvor beobachtete Deflationsspannungen kamen damit vorerst zum Stillstand. Vor diesem Hintergrund erhöhte die Europäische Zentralbank ihre Leitzinsen im Juni und September 2026 um je 25 Basispunkte. Dies war die erste geldpolitische Straffung seit Beginn des vorangegangenen Zinssenkungszyklus. Der technologiegetriebene Investitionszyklus im Zusammenhang mit künstlicher Intelligenz scheint ebenfalls die Zinsen anzutreiben, obwohl dieser auch die konjunkturelle Dynamik durch die Zunahme der weltweiten Investitionstätigkeit, ankurbelt.

Für den Konzern wirken sich die aktuellen gesamtwirtschaftlichen Entwicklungen insbesondere über die Kapitalkosten (siehe Zinsentwicklung im Berichtszeitraum), die Stromnachfrage (siehe Entwicklung der deutschen Stromnachfrage) und die Strompreisbildung (siehe Preisbildung - wie kommt der Strompreis zustande?) aus.

DEUTSCHE INDUSTRIEPRODUKTION

Die Industrieproduktion ist aufgrund des hohen Stromverbrauchs der Industrie und teilweise auch aufgrund des Einsatzes von Gas in industriellen Prozessen ein wesentlicher Einflussfaktor für die Strompreisbildung. Der Rückgang der Industrieproduktion hat sich nicht im gleichen Tempo wie in den Jahren 2024 und 2025 fortgesetzt, eine nachhaltige Erholung in der monatlichen Entwicklung der deutschen industriellen Produktion war jedoch noch nicht festzustellen.

Monatliche Entwicklung der deutschen industriellen Produktion in % (Juni 2022-Juni 2026)



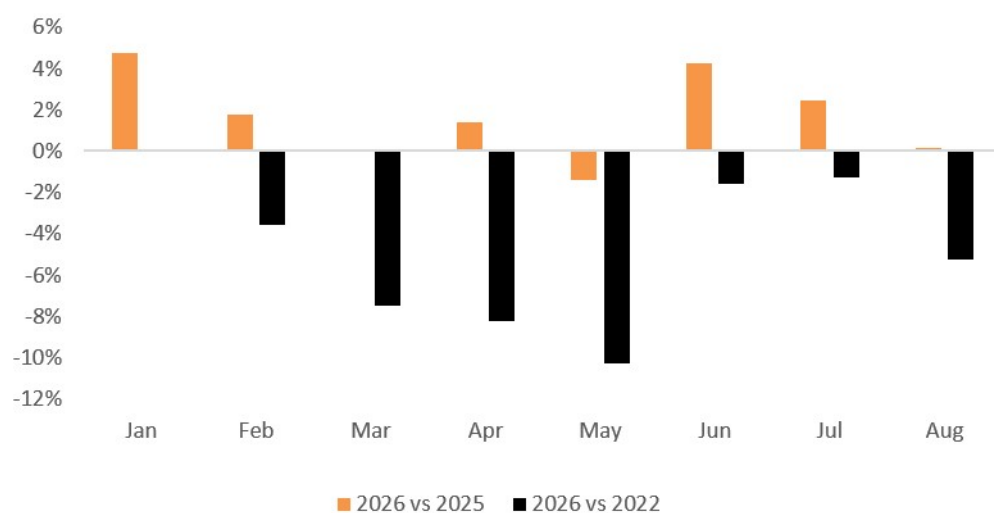
Quelle: Trading Economics, eigene Darstellung

Der Produktionsindex der deutschen Industrie zog auch im ersten Halbjahr 2026 nicht an und lag um 1,0 % unter dem Vorjahresniveau. Der Rückgang fiel jedoch deutlich moderater aus als in den schwierigen Geschäftsjahren 2024 und 2025. Eine Rückkehr zu früheren Wachstumsraten zeichnet sich bislang nicht ab und erfordert weiterhin strukturelle Verbesserungen der Rahmenbedingungen am Standort Deutschland.

ENTWICKLUNG DER DEUTSCHEN STROMNACHFRAGE

Nach zwei Jahren rückläufigen Nettostromverbrauchs (-4,5 % im Jahr 2022 und -5,1 % im Jahr 2023) sowie einer anschließenden Stagnation in den Jahren 2024 und 2025 erhöhte sich der Stromverbrauch in Deutschland im Berichtszeitraum erstmals wieder. Er stieg laut den Angaben von Energy Charts gegenüber dem Vorjahreszeitraum leicht um 1,5 % auf 236,3 TWh (2025H1: 232,7 TWh).

Veränderung der Nettostromnachfrage in Deutschland je Monat Jan – Aug 2026 im Vergleich zu den Vergleichsmonaten im Jahr 2022 und 2025



Quelle: Energy Charts, eigene Darstellung

Gemessen an den Zielen der deutschen Energiepolitik wird die zu erwarten jährliche Stromnachfrage somit weiterhin deutlich unter dem Bruttostromverbrauch von rund 750 TWh (rund 700 TWh netto), der den Ausbaupfaden für erneuerbare Energien bis 2030 zugrunde liegt. Neue Stromverbraucher wie Elektromobilität, Wärmepumpen, (KI-)Rechenzentren und die Wasserstoffproduktion leisten bislang noch nicht den erforderlichen Beitrag, erhöhen die Last jedoch zunehmend sichtbar. Die stärkste Dynamik geht von Rechenzentren und Batterien aus: Im Berichtszeitraum nahm die Zahl der Bauvorhaben für Anlagen im Gigawatt-Maßstab deutlich zu; auch die Übertragungsnetzbetreiber weisen Rechenzentren in ihrem Szenariorahmen als größte einzelne Quelle zusätzlichen Stromverbrauchs aus.

Der Bruttostromverbrauch ist gleich der netto Stromnachfrage zuzüglich die Netzverluste und den Eigenverbrauch der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. Die Planungsannahmen des Erneuerbaren Energie Gesetz 2023 sahen eine Steigerung der deutschen brutto Stromnachfrage von ca. 458 TWh im Jahr 2023 auf 750 TWh bis 2030 vor, was nach Einschätzung des Vorstands in etwa 700 TWh Nettostromverbrauch entspricht. Anders gesagt: der Ausbaupfad für die Erneuerbaren Energien in Deutschland war an dieser erwarteten rasanten Zunahme des Bruttostromverbrauch ausgerichtet. Wie aus der obenstehenden Grafik ersichtlich ist, stabilisiert sich die Stromnachfrage schon über die letzten drei Jahren, sodass man im Monitoringbericht zur Energiewende vom

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie nun eher von einem Bruttostromverbrauch zwischen 600-700 TWh bis 2030 ausgeht.

Wenn die brutto Stromnachfrage nicht jedoch durch die Elektrifizierung von Wirtschaft und Gesellschaft auf 750 TWh angekurbelt wird oder in der Alternative der Ausbau von Erneuerbaren Energien (insbesondere von Solarenergie) unterhalb dem Ausbaupfad des EEG 2023 ausgebremst wird, dann werden die beschriebenen Marktphänomene wie sinkende Capture Ratios für Solarstrom und vermehrtes Aufkommen von Negativpreisen bzw. Nullpreisen weiter bestehen bzw. verstärkt werden.

ENTWICKLUNG DER DEUTSCHEN STROMERZEUGUNG

Die Nettostromerzeugung in Deutschland erhöhte sich im Berichtszeitraum um 7,6 % auf 224,7 TWh.

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik erreichte mit 43,5 TWh einen neuen Höchststand und erhöhte ihren Anteil an der Nettostromerzeugung von 18,8 % auf 19,4 %. Die Windstromerzeugung erholte sich nach dem schwachen Vorjahr deutlich (Onshore +8,4 %, Offshore +28,1 %). Der Anteil erneuerbarer Energien an der Nettostromerzeugung stieg auf 61,9 %.

Ebenfalls hervorzuheben ist die Stromerzeugung aus Erdgas, die um 18,1 % auf 30,0 TWh zunahm. Gaskraftwerke übernahmen damit im Berichtszeitraum tatsächlich die Funktion einer flexiblen Reserve zur Ausregelung der schwankenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Im Vorjahreszeitraum konnten sie diese Rolle aufgrund ihrer relativen Kostenposition gegenüber Steinkohlekraftwerken nur eingeschränkt wahrnehmen. Die Stromerzeugung aus Braunkohle ging dagegen leicht zurück.

Nettostromerzeugung Deutschland 2026H1 [in TWh]

NETTOSTROMERZEUGUNG (TWh)	2026H1	2025H1	VERÄNDERUNG	GESAMTANTEIL IN %
Markt	224,7	208,9	7,6%	100,0%
Braunkohle	33,2	34,3	-3,2%	14,8%
Steinkohle	15,4	14,7	4,8%	6,9%
Erdgas	30,0	25,4	18,1%	13,4%
Andere	7,1	6,6	7,6%	3,2%
Erneuerbare Energien	139,0	127,9	8,7%	61,9%
davon:				
Wasser	7,3	7,5	-2,7%	3,2%
Wind	67,4	60,1	12,1%	30,0%
PV	43,5	39,3	10,7%	19,4%
Biomasse	20,8	21,0	-1,0%	9,3%

Quelle: Energy Charts, eigene Darstellung

Anders als im Vorjahreszeitraum, in dem die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien witterungsbedingt zurückging und durch fossile Kraftwerke ersetzt wurde, stieg im ersten Halbjahr 2026 die Erzeugung nahezu aller Energieträger. Ursache hierfür war keine Verschiebung in der Merit Order, sondern die positive Entwicklung der Stromnachfrage und der Rückgang des grenzüberschreitenden Stromhandels: Die Nettoimporte gingen von 9,6 TWh auf 1,3 TWh zurück, sodass die höhere Nachfrage durch zusätzliche inländische Stromerzeugung gedeckt wurde.

Die Zunahme der erneuerbaren Energien im deutschen Strommix waren für die Ertragslage und die Entwicklungschancen des Konzerns nicht nur positiv zu werten. Dies hängt damit zusammen, dass der Strompreis durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, welches benötigt wird, um die Nachfrage abzudecken, bestimmt wird. Erneuerbare Energien wie Wind- und Solarenergie werden häufig als „inframarginale“ Technologiearten der Stromerzeugung bezeichnet. Da sie keine Rohstoffe für die Erzeugung von Elektrizität aufwenden sind die Grenzkosten dieser Anlagen, d. h. deren unmittelbaren operativen Erzeugungskosten nahezu gleich null. Daraus folgt, dass, wenn die gesamte Stromnachfrage durch erneuerbare Energie abgedeckt wird, der Strompreis sehr gering (oder sogar negativ) ist. Dies führt regelmäßig zu negativen Strompreis (Siehe Negativpreise im Berichtszeitraum).

Für erneuerbare Energien ist es geschäftsimmanent, dass sie Strom erzeugen, wenn die Sonne scheint bzw. der Wind weht. Einstrahlung bzw. Windaufkommen treten dabei häufig zeitgleich in mehreren Regionen Deutschlands auf. Die Kombination aus geringen Grenzkosten und Gleichzeitigkeitseffekten in den Produktionszeiten wirkt sich insgesamt negativ auf die von diesen Technologien erzielten Strompreise aus (siehe Abschnitt „Preisbildung - wie kommt der Strompreis zustande?“).

ENTWICKLUNG DER ENERGIEROHSTOFFPREISE

Die Preise für Energierohstoffe und CO₂-Zertifikate sind für die Preisbildung am Strommarkt und damit mittelbar auch für die Ertragslage des Konzerns von Bedeutung. Der Strompreis wird durch die Grenzkosten des teuersten zur Deckung der Nachfrage noch erforderlichen Kraftwerks bestimmt. Gegenwärtig handelt es sich hierbei häufig um ein Gaskraftwerk, bei dem Gas- und CO₂-Kosten den wesentlichen Teil der Grenzkosten ausmachen.

Seit Beginn des Jahres 2026 ist bei Öl und Gas erneut ein deutlich steigendes Preisniveau zu beobachten, insbesondere infolge der Schließung der Straße von Hormus. Der Rohölpreis stieg im laufenden Geschäftsjahr von etwa USD 60 je Barrel auf über USD 100 je Barrel.

Rohöl USD je Barrel (Wochenwerte) 2022-2026 zum 03.09.2026



Quelle: *Tradings Economics*

Gas TTF (Wochenwerte) EUR je MWh zum 03.09.2026



Quelle: Tradings Economics

Dem Gasmarkt kam im Berichtszeitraum eine besondere Bedeutung zu. Nach dem deutlichen Preiserückgang seit den Höchstständen der Energiekrise bewegten sich die europäischen Gaspreise 2024 und 2025 zunächst wieder auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Im Jahr 2025 lag der durchschnittliche europäische Gaspreis (TTF) bei rund EUR 36/MWh. Im Verlauf des ersten Halbjahres 2026 stiegen die Gaspreise jedoch erneut deutlich an und lagen zeitweise wieder im Bereich von EUR 40–50/MWh, bevor sie sich im weiteren Jahresverlauf 2026 erneut erhöhten. Durchschnittlich lag der TTF Preis im Berichtszeitraum bei EUR 43/MWh, im Juni 2026 sogar bei EUR 45/MWh.

Neben den geopolitischen Spannungen wirken insbesondere die vergleichsweise niedrigen europäischen Speicherfüllstände preisstützend, da für die Wiederbefüllung vor dem Winter zusätzliche Gasmengen am Markt beschafft werden müssen. Gleichzeitig liegt der deutsche Gasverbrauch weiterhin deutlich unter dem Niveau vor der Energiekrise; bereits 2025 lag er rund 13,5 % unter dem Durchschnitt der Jahre 2018–2021. Damit ist das Risiko für die Wiederbefüllung der Speicher nicht ausschließlich mengenbedingt, sondern insbesondere von der Witterung und der daraus resultierenden Nachfrage im Winter abhängig.

Da Gaskraftwerke insbesondere in Stunden höherer Residuallast häufig den preisbestimmenden Grenzanbieter im deutschen Strommarkt darstellen, wirken sich steigende Gaspreise unmittelbar auf das Strompreisniveau aus. Für Photovoltaikbetreiber ist dieser Effekt insbesondere außerhalb der sonnenreichen Mittagsstunden relevant und kann das Preisniveau in den Morgen-, Abend- und Winterstunden stützen.

Nach einem weiteren Rückgang der europäischen Steinkohlepreise im Jahr 2025 kam es 2026 zu einer deutlichen Gegenbewegung. Während der Steinkohlenpreis im Geschäftsjahr 2025 aufgrund einer guten globalen Versorgungslage, rückläufiger Importnachfrage in wichtigen Absatzmärkten sowie einer weiteren Normalisierung der internationalen Kohlehandelsströme fiel, macht sich seit Anfang 2026 insbesondere durch höhere Gaspreise, eine daraus resultierende stärkere Wettbewerbsfähigkeit der Kohleverstromung sowie Angebotsstörungen im Atlantik eine Erholung der Steinkohlepreise spürbar. Der Anstieg ist dabei teilweise als Gegenbewegung zum

niedrigen Preisniveau Ende 2025 zu verstehen, als internationale Kohlepreise nahe an den Grenzkosten der Produktion lagen.

Steinkohle USD je metrischer Tonne (Wochenwerte) 2022-2026 zum 03.09.2026



Quelle: *Tradings Economics*

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

Im ersten Halbjahr 2026 zeigte sich der Preis für EU-Emissionsberechtigungen (EUA) weiterhin volatil. Nach einem Anstieg zu Jahresbeginn auf zeitweise rund EUR 85–90 je Tonne CO₂ kam es im weiteren Verlauf zu einer deutlichen Korrektur, bevor sich die Preise bis zum Ende des ersten Halbjahres wieder auf einem Niveau von rund EUR 75–80 je Tonne stabilisierten. Gegenüber dem ersten Halbjahr 2025 lag das Preisniveau damit insgesamt auf einem höheren Niveau. Neben der Entwicklung der Gas- und Kohlepreise sowie der Nachfrage aus dem Strom- und Industriesektor wurde die Preisbildung zunehmend auch durch Veränderungen auf der Angebotsseite des EU-Emissionshandelssystems beeinflusst.



Quelle: *Tradings Economics*

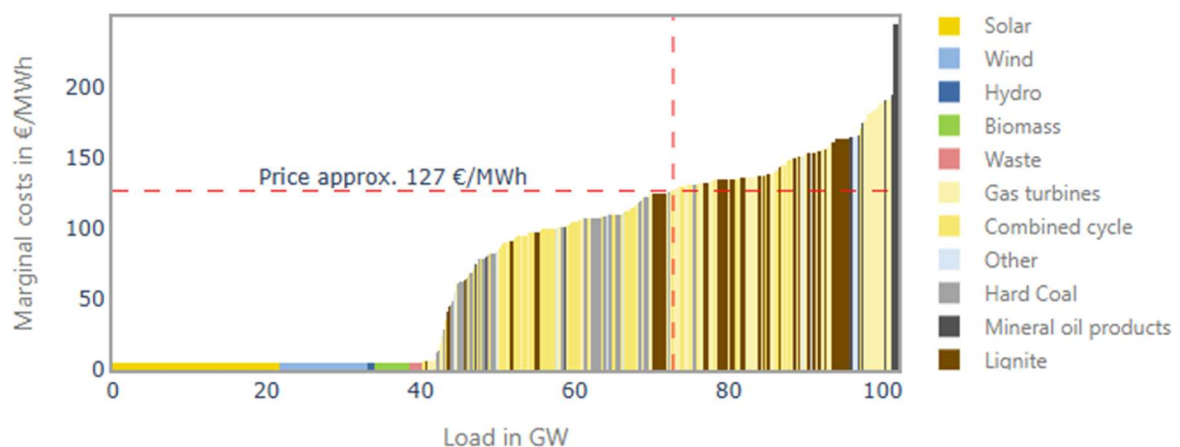
Im ersten Halbjahr 2026 wurde der CO₂-Preis im EU-Emissionshandel weiterhin durch gegenläufige Angebotseffekte beeinflusst. Im Rahmen des REPowerEU-Programms wurden seit 2023 zusätzliche Emissionszertifikate versteigert, darunter auch Zertifikate, deren Auktion ursprünglich erst für den Zeitraum 2027 bis 2030 vorgesehen war. Dadurch kamen bis Juni 2026 zusätzliche Zertifikate auf den Markt. Dieser grundsätzlich preisdämpfende Effekt nahm zum Ende des Halbjahres ab, da ein wesentlicher Teil der zusätzlichen Auktionen auslief. Die entsprechenden Mengen stehen in den Folgejahren bis 2030 nicht mehr zur Versteigerung zur Verfügung, was das Angebot künftig tendenziell verknappt.

Gleichzeitig wirkt die Market Stability Reserve (MSR) angebotsverknappend. Die MSR ist ein Mechanismus des EU-Emissionshandelssystems, mit dem bei einem bestehenden Überschuss Zertifikate aus den regulären Auktionsmengen herausgenommen und in eine Reserve überführt werden. Für den Zeitraum September 2026 bis August 2027 sollen rund 190,5 Mio. Zertifikate der MSR zugeführt werden. Zusammen mit der strukturell sinkenden Zertifikatsmenge im EU-ETS dürfte dies das verfügbare Angebot weiter reduzieren und damit tendenziell preisstützend wirken.

PREISBILDUNG – WIE KOMMT DER STROMPREIS ZUSTANDE?

Die Preisbildung am deutschen und europäischen Strommarkt folgt dem Merit-Order-Prinzip. Zur Deckung der Nachfrage werden zunächst die Angebote der Kraftwerke mit den niedrigsten Grenzkosten berücksichtigt. Erst wenn deren Kapazitäten ausgeschöpft sind, werden die jeweils nächstteueren Erzeugungsmengen herangezogen. Das letzte zur Deckung der Nachfrage benötigte Angebot bestimmt den Marktpreis für sämtliche in der Auktion berücksichtigten Erzeuger. Vorbehaltlich abweichender vertraglicher Regelungen erhalten die Marktteilnehmer somit denselben Marktpreis, der sich je nach eingesetzter Technologie unterschiedlich auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Beispielhaft wird die Preisbildung am deutschen Strommarkt vom 19. Januar 2026 um 12:00 unten graphisch dargestellt. Es war an diesem Tag und Uhrzeit ein Gaskraftwerk, welches zu einem Angebotspreis von rd. EUR 127 je MWh den Preis für den ganzen Markt gesetzt hat.

Preisbildung am deutschen Strommarkt am 19.01.2026 um 12:00 Uhr



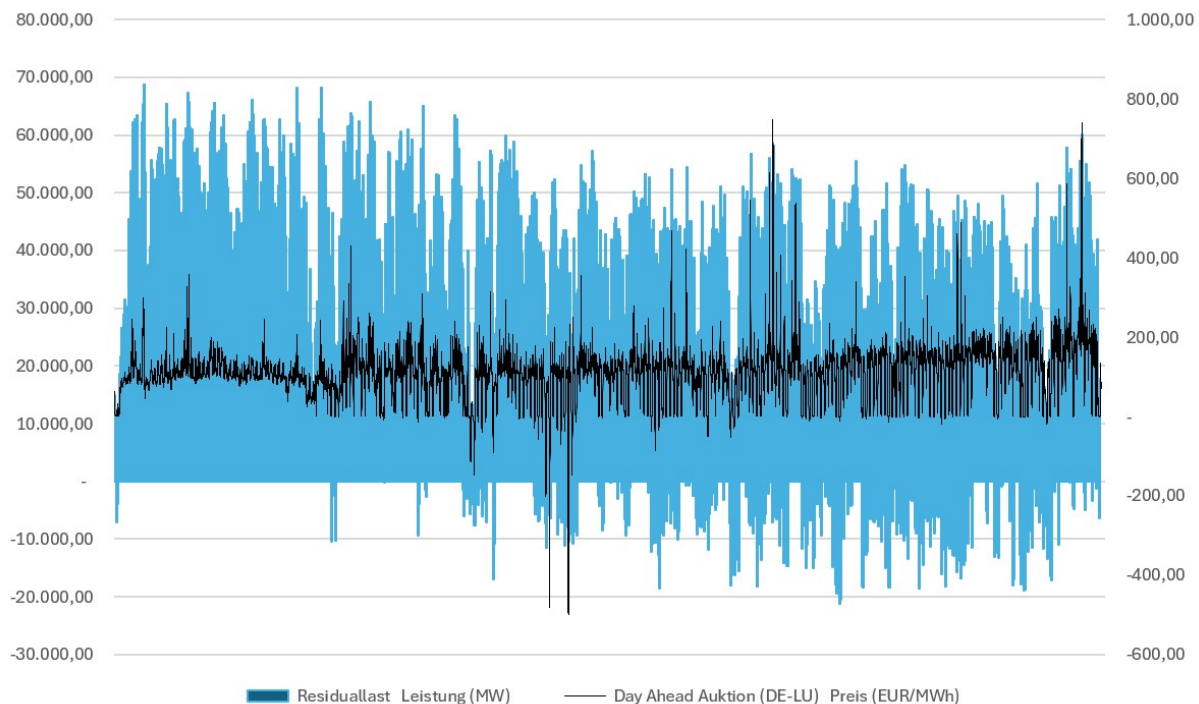
Schematische Darstellung der Strompreisbildung an EEX Strombörse, Quelle: Neo EN Energy

Da Solar-, Wasser- und Windkraftanlagen keinen Brennstoff verbrauchen und damit die niedrigsten variablen Erzeugungskosten aufweisen, wird die Nachfrage zunächst aus diesen Erzeugungsmengen gedeckt, dies sieht man links auf der obenstehenden Grafik. Es folgen Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke (CCGT) sowie klassische Gasturbinen und zuletzt Ölkraftwerke. Im Berichtszeitraum nahm die Stromnachfrage jedoch zu, sodass der Baseload-Preis trotz höherer Einspeisung aus erneuerbaren Energien anstieg. Der Preisdruck verlagerte sich damit von strukturell niedrigen Baseload-Preisen stärker in die untertägige Preisstruktur, in der die Residuallast eine große Rolle spielt.

Die Residuallast ist die Stromnachfrage, die nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Diese verbleibende Last muss durch steuerbare, meist konventionelle Kraftwerke wie Gas- und Kohlekraftwerke ausgeglichen werden. Je niedriger die Residuallast, desto weiter links auf der Merit-Order-Kurve liegt das preissetzende Kraftwerk und desto günstiger ist der Strom. Bei negativer Residuallast - wenn Erneuerbare-Energien-Anlagen mehr produzieren, als die Gesamtnachfrage erfordert - kann es zu negativen Preisen kommen. Zwischen Residuallast und Day-Ahead-Strompreisen besteht daher eine hohe Korrelation.

Stromspeicher können Strommenge aus erneuerbaren Energien von einem Zeitraum, wo keine Residuallast gebraucht wird, transportieren in einen Zeitraum, wo (noch) Residuallast benötigt wird und so von den (Day-Ahead) Preisgipfel und –Tale profitieren.

Residuallast (MW) auf der linken Asche und Day-Ahead-Preis (EUR / MWh) auf der rechten Asche [Jan-September 2026]



Quelle: Energy Charts, eigene Darstellung

Im ersten Halbjahr 2026 setzte sich der strukturelle Rückgang der Residuallast in Deutschland bedingt fort. Ursache war insbesondere die weiter gestiegene Einspeisung aus Wind- und Solarenergie. Während die Residuallast im ersten Quartal noch deutlich unter dem Vorjahresniveau lag, stieg sie im zweiten Quartal 2026 um 4,3 %. Gleichzeitig nahm die Volatilität der Residuallast bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien (PV, Wind und Biomasse) an der Stromlast weiter zu; dieser erhöhte sich von 51,7 % im ersten Halbjahr 2025 auf 55,7 % im Berichtszeitraum. Insbesondere an sonnigen und windreichen Tagen kam es zu sehr niedrigen bzw. negativen Residuallasten, während in Zeiten geringer erneuerbarer Erzeugung weiterhin ein hoher Bedarf an konventioneller bzw. flexibler Erzeugungsleistung bestand. Diese Entwicklung verstärkt die Bedeutung von Speichern, flexiblen Verbrauchern und steuerbaren Kraftwerken für den Ausgleich des Stromsystems.

Da erneuerbare Energien nur begrenzt steuerbar sind und bislang unzureichende Speichermöglichkeiten zur Verfügung stehen, führt dies regelmäßig dazu, dass der Räumungspreis am Day-Ahead-Markt null oder sogar negativ ist. Eine Zunahme der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, beispielsweise aufgrund günstiger Witterungsbedingungen oder einer höheren installierten Leistung, übt bei gleichbleibender Stromnachfrage daher zusätzlichen Abwärtsdruck auf die Strompreise aus.

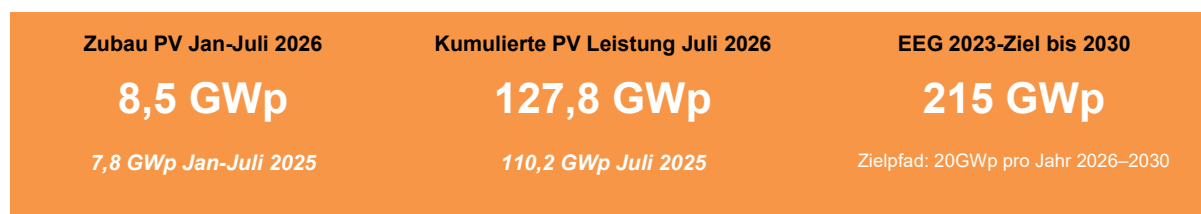
Zwar zieht die EEG-Gesetzeslage eine Einschränkung der Vergütungsfähigkeit von erneuerbaren Energien nach sich (siehe Abschnitt „Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios“), aber unterschiedliche Solaranlagen sind unterschiedlichen Preissignalen ausgesetzt. Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem Jahr 2016 bekommen unabhängig vom Day-Ahead Strompreis immer die Einspeisevergütung ausbezahlt. Diese Anlagen werden jedoch in den kommenden Jahren nach und nach aus dem Einspeisevergütungszeitraum aussteigen und am freien Markt teilnehmen (und somit nicht mehr zu Negativpreisen beitragen). Solaranlagen aus dem Jahr 2025 hingegen verlieren gem. dem Solarspitzenengesetz (Siehe Abschnitt „Solarspitzenengesetz 2025“) bereits bei der ersten

Negativstunde die Marktpremie, sodass sie ihre Produktion auf dem Day-Ahead-Markt nicht zu negativen Preisen anbieten werden, da sie diese dann begleichen müssen.

In jedem Fall ist die Entwicklung der Solarstromproduktion und ihrer Einflussfaktoren für die preisliche Komponente der Umsatzerlöse des Konzerns von besonderer Bedeutung. Haupttreiber der Solarstromerzeugung sind die Witterungsverhältnisse sowie der Ausbau der installierten Leistung. Ebenfalls von Bedeutung ist der Ausbau der Speicherkapazität. Auf diese Themen wird im Folgenden näher eingegangen.

Wie sich die steigende Stromnachfrage bei gleichzeitig höherem Marktanteil der Solarstromerzeugung auf die Strompreise im Berichtszeitraum ausgewirkt hat, wird in den folgenden Abschnitten erläutert.

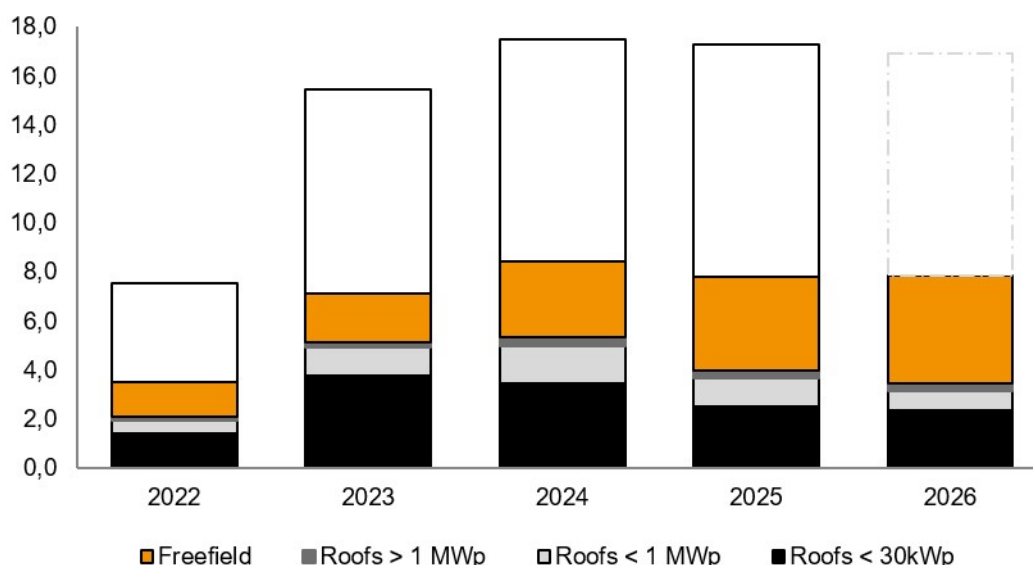
DEUTSCHER PHOTOVOLTAIKMARKT



*Quelle: Energy Charts

Deutschland konnte erneut einen Zubau von 8,5 GWp in den ersten 7 Monaten von 2026 verzeichnen. Dieser Wert liegt sogar höher als noch in derselben Periode im Vorjahr. Der Rückgang des Privatkundensegments, der sich seit dem Vorjahr abgezeichnet hat, hat sich im laufenden Geschäftsjahr bestätigt.

Monatliche Installation von Solaranlagen nach Systemleistung in kWp (2022 – Juni 2026)



Quelle: Bundesnetzagentur; eigene Darstellung

Mit einem Marktanteil von über 50 % am Gesamtzubau stellten Solarparks über 1 MWp im Jahr 2025 erstmals eine ähnlich hohe neue Kapazität bereit wie das gesamte Dachanlagensegment (Gewerbe und Wohngebäude zusammen). Treiber des Rückgangs im Dachanlagensegment sind die Unsicherheiten durch das Solarspitzenengesetz, gesättigte Märkte bei Eigenheimbesitzern und gestiegene Systempreise.

Der Solarausbau bleibt somit die tragende Säule der deutschen Energiewende. Die Herausforderung für 2026 und die Folgejahre verschiebt sich jedoch von der Quantität hin zur Systemintegration. Der wirtschaftliche Erfolg von PV-Investments hängt nun verstärkt von der Eigenverbrauchsmethode und der Kopplung mit Speichersystemen ab, da die "blinde" Netzeinspeisung durch die Neuregelung bei Negativpreisen ökonomisch weniger attraktiv wurde.

Im Juli 2026 betrug die Gesamtleistung laut Energy Charts rund 128 GWp. Das EEG 2023 sieht ein Ausbauziel von 215 GWp bis 2030 vor. Damit fehlen bis zum Ziel noch knapp 87 GWp, was einem durchschnittlichen jährlichen Zubau von rund 19 GWp entspricht.

Es ist jedoch positiv zu werten, dass der Ausbau der PV-Leistung in Deutschland bisher (wenn auch nur leicht) unterhalb diesem Zielpfad bleibt, da die Stromnachfrage nicht gemäß dem Plan zur Energiewende zugenommen ist (Siehe Abschnitt „Entwicklung der deutschen Stromnachfrage“) und unter dieser Voraussetzung eine Erhöhung der installierten Leistung die Strompreise weiter negativ beeinflusst. Wenn man die Ausbauziele dennoch erreichen möchte, wird es daher notwendig sein, im Rahmen des EEG oder mit anderen flankierenden politischen Maßnahmen günstige Voraussetzungen für ein Investment in deutschen Solaranlagen zu schaffen bzw. beizubehalten.

DEUTSCHER BATTERIEMARKT



Quelle: ISEA RWTH Aachen

Der deutsche BESS-Markt (Battery Energy Storage Systems) setzte seinen starken Wachstumskurs im Jahr 2026 fort. Bereits 2025 war die installierte Leistung von Großbatteriespeichern deutlich gestiegen. Nach Angaben des ISEA RWTH erhöhte sie sich im Berichtszeitraum von rund 2,7 GW auf 3,8 GW. Insgesamt waren am 30. Juni 2026 knapp 20 GW Batteriespeicherleistung in Deutschland installiert.

Auch für das Gesamtjahr 2026 wird ein weiterer deutlicher Ausbau erwartet. Der Bundesverband Energiespeicher prognostiziert bis Jahresende eine installierte Großspeicherleistung von rund 5 GW. Wesentliche Wachstumstreiber sind insbesondere die zunehmenden untertägigen Strompreisschwankungen, Arbitragemöglichkeiten sowie die Kombination von Batteriespeichern mit Photovoltaik- und Windenergieanlagen.

Gleichzeitig bestehen weiterhin erhebliche strukturelle Hemmnisse. Die Zahl der Netzanschlussanfragen liegt um ein Vielfaches über den tatsächlich realisierbaren Projekten. Bereits für 2024 meldete die Bundesnetzagentur rund 400 GW an Anschlussanfragen für Batteriespeicher ab Mittelspannungsebene, während lediglich rund 25 GW

Anschlusszusagen erteilt wurden. Diese Diskrepanz zeigt, dass Netzanschlusskapazitäten zunehmend zum limitierenden Faktor für den weiteren Ausbau werden.

Die Bedeutung von Batteriespeichern im zukünftigen Stromsystem wurde im aktuellen Netzentwicklungsplan nochmals deutlich höher eingeschätzt. Während frühere Planungen für 2037 noch von rund 24 GW Großbatteriespeichern ausgingen, berücksichtigt der aktuelle NEP 2037/2045 je nach Szenario bereits 41 bis 94 GW Großbatteriespeicher.

Die Kombination von Photovoltaik-Freiflächenanlagen mit Batteriespeichern – sogenannte Co-Location-Projekte – gewinnt vor dem Hintergrund des starken PV-Ausbaus und zunehmender untertägiger Strompreisschwankungen weiter an Bedeutung. Mit zunehmender PV-Einspeisung konzentriert sich die Stromproduktion stärker auf die Mittagsstunden, wodurch die Marktpreise in diesen Stunden regelmäßig deutlich unter dem Tagesdurchschnitt liegen oder zeitweise negativ werden.

Für neue EEG-geförderte Anlagen entfällt seit Inkrafttreten des Solarspitzengesetzes die Marktprämie bereits in Zeiträumen mit negativen Day-Ahead-Preisen. Dadurch steigt der wirtschaftliche Anreiz, Solarstrom nicht unmittelbar in Niedrigpreisstunden einzuspeisen, sondern zeitlich zu verschieben.

Ein Co-Location-Speicher kann Solarstrom in Stunden hoher PV-Produktion aufnehmen und zu späteren, höherpreisigen Zeitpunkten wieder vermarkten. Dadurch lässt sich der effektive Marktwert der PV-Erzeugung erhöhen und der Kannibalisierungseffekt teilweise reduzieren. Gleichzeitig kann der Speicher – abhängig von der regulatorischen und technischen Ausgestaltung – zusätzliche Erlöse aus Intraday-Arbitrage, Regelernergie und weiteren Flexibilitätsmärkten erzielen.

Die Entwicklung im ersten Halbjahr 2026 unterstreicht diese zunehmende Bedeutung. Trotz eines weiteren starken PV-Ausbaus traten zahlreiche Stunden mit Strompreisen nahe null auf, gleichzeitig bestanden hohe Preisunterschiede zwischen Mittags- und Abendstunden. Fraunhofer ISE sieht deshalb weiterhin eine erhebliche „Speicherlücke“ und verweist darauf, dass zusätzliche Batteriespeicher sowohl negative Preise am Tag als auch Preisspitzen in den Abendstunden reduzieren könnten.

WITTERUNGSBEDINGUNGEN IM BERICHTSZEITRAUM

Der spezifische Ertrag (kWh/kWp) einer Solaranlage, d. h. wie viel Produktion (kWh) aus der installierten Leistung (kWp) generiert wird, richtet sich nach der Globalstrahlung und der Performance Ratio der jeweiligen Solaranlage. Der Solarenergie-Förderverein Deutschland veröffentlicht den spezifischen Ertrag von mehr als 20.000 PV-Anlagen mit einer Leistung von ca. 239 MWp in Deutschland, sodass sich daraus ein guter Überblick über den gesamtdeutschen spezifischen Ertrag ergibt. Dieser lag im Berichtszeitraum bei 536 kWh/kWp gegenüber einem langfristigen Durchschnitt von 521 kWh/kWp; damit lagen die ersten sechs Monate des laufenden Geschäftsjahres leicht über dem langfristigen Mittel. Gegenüber den ersten sechs Monaten des vorigen Geschäftsjahres ging der spezifische Ertrag jedoch um 4 % zurück.

ENTWICKLUNG DER „STROMPREISE“ IM BERICHTSZEITRAUM

Der Konzern ist mit dem Anlagenportfolio prinzipiell auf zwei Märkten aktiv: nämlich auf dem Spotmarkt (Day Ahead Markt) sowie auf dem Terminmarkt (z.B. durch Swap-Vereinbarungen). Daher ist für den Konzern wichtig, wie sich die allgemeinen Strompreise für den Folgetag (Day Ahead) bzw. an den Terminmärkten (Forward) grundsätzlich entwickeln. Der Konzern erwirtschaftet jedoch hauptsächlich Umsatzerlöse aus der Einspeisung von Solarstrom.

Für deutsche Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem Jahr 2016 wird ein Vertrag mit einem Direktvermarkter geschlossen, in dem üblicherweise der monatliche Marktwert Solar als vertraglicher Strompreis hinterlegt ist. Der Marktwert Solar entspricht dem mit der bundesweiten Solarstromerzeugung gewichteten Mittelwert der stündlichen Day-Ahead-Preise eines Monats. Je nach Fördersystem erhält der Konzern zusätzlich die Marktprämie (siehe Abschnitt Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios). Für deutsche Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem Jahr 2016 erhält der Konzern eine feste Einspeisevergütung, sofern nicht freiwillig ein Direktvermarktungsvertrag abgeschlossen wurde.

Bei belgischen Solaranlagen wird der Strom teilweise vom Gebäudenutzer verbraucht; die Restmengen werden zu Marktpreisen eingespeist. Die Einspeisung erfolgt zu den zum jeweiligen Zeitpunkt geltenden Marktpreisen. Vereinfacht entsprechen diese Preise in etwa dem deutschen stündlichen Marktwert Solar. Auf die aktive Handelsstrategie wurde bereits im Abschnitt „Vermarktungsmodell des belgischen Anlagenportfolios“ eingegangen.

Das Verhältnis zwischen Marktwert Solar und Day-Ahead-Preis wird als Capture Ratio bezeichnet. Da der Marktwert Solar von der Preisbildung am Strommarkt und damit von den Grenzkosten der letzten zur Deckung der Nachfrage benötigten Produktionseinheit abhängt, kann der stündliche Marktwert Solar in Zeiten ohne positive Residuallast negativ werden. Einerseits verringern diese negativen Stundenpreise den monatlichen Marktwert Solar; andererseits werden je nach Fördersystem Produktionsvolumina in Zeiträumen mit negativen Preisen nicht mit einer Marktprämie vergütet. Daher sind Anzahl und Dauer negativer Preise für den Konzern von Bedeutung.

Im Folgenden wird auf die Entwicklung der Day Ahead, sowie der Marktwerte-Solar, das Capture Ratio und die Anzahl der Negativstunden im Berichtszeitraum näher eingegangen.

DAY-AHEAD PREISE IM BERICHTSZEITRAUM

Jahres-Ø Spotmarkt 2026H1*	Monats-Maximum 2026H1*	Monats-Minimum 2026H1*
97 EUR/MWh	110 EUR/MWh	79 EUR/MWh
+23% versus 2025H1	Januar <u>und</u> Juni	April

*Quelle: Energy Charts

Der deutsche Stromgroßhandelsmarkt zeigte im ersten Halbjahr 2026 ein insgesamt höheres Preisniveau als im Vorjahreszeitraum: Die durchschnittlichen Day-Ahead-Großhandelspreise stiegen aufgrund der höheren Stromnachfrage und gestiegener Energierohstoffpreise um 23 % gegenüber dem ersten Halbjahr 2025.

Gaspreise und Merit-Order

Ein wesentlicher Treiber des höheren Strompreisniveaus im ersten Halbjahr 2026 gegenüber der Vorjahresperiode waren der gestiegene TTF-Erdgaspreis und der höhere CO₂-Preis (siehe Entwicklung der Energierohstoffpreise). Da Gaskraftwerke in Deutschland in den meisten Stunden mit positiver Residuallast den Grenzpreis setzen (siehe Abschnitt „Preisbildung - wie kommt der Strompreis zustande?“), überträgt sich ein Anstieg des Gaspreises weitgehend unmittelbar auf den Strompreis.

Monatsmaximum im Januar und Juni

Die höchsten monatlichen Preisniveaus wurden im Januar und Juni erreicht. Im Januar war dies vor allem auf die saisonal hohe Stromnachfrage bei gleichzeitig vergleichsweise hoher Residuallast zurückzuführen. Im Juni trafen hohe Gas- und CO₂-Preise auf zeitweise hohe Stromnachfrage und geringere verfügbare konventionelle Erzeugung. Gleichzeitig führte die hohe PV-Einspeisung tagsüber zu einer stärkeren Divergenz der Preise innerhalb des Tages: niedrige Preise in den Mittagsstunden standen deutlich höheren Preisen in den Morgen- und Abendstunden gegenüber. Dadurch blieb das durchschnittliche Preisniveau trotz hoher Solarstromproduktion erhöht.

Photovoltaik-Ausbau und Kannibalisierung

Mit rund 9 GW neu installierter Leistung und über 118 GW Gesamtkapazität im Juli 2026 nahm der PV-Ausbau 2026 weiter Fahrt auf; zugleich stieg der Marktanteil von Solarstrom im deutschen Markt deutlich. Dennoch verstärkte sich der Kannibalisierungseffekt im Berichtszeitraum nicht. Die Capture Ratio von PV nahm sogar leicht zu. Dies zeigt, dass der steigende PV-Anteil nicht isoliert betrachtet werden kann, sondern insbesondere das allgemeine Strompreisniveau, die Residuallast und die Entwicklung der Gas- und CO₂-Preise maßgeblich für den Marktwert von Solarstrom sind.

Fehlende Flexibilität und Speicher

Das zentrale strukturelle Problem bleibt jedoch die noch begrenzte Flexibilität auf der Verbrauchs- und Speicherseite. Ende 2026 standen lediglich rund 3,8 GW große Batteriespeicher zur Verfügung, was insbesondere

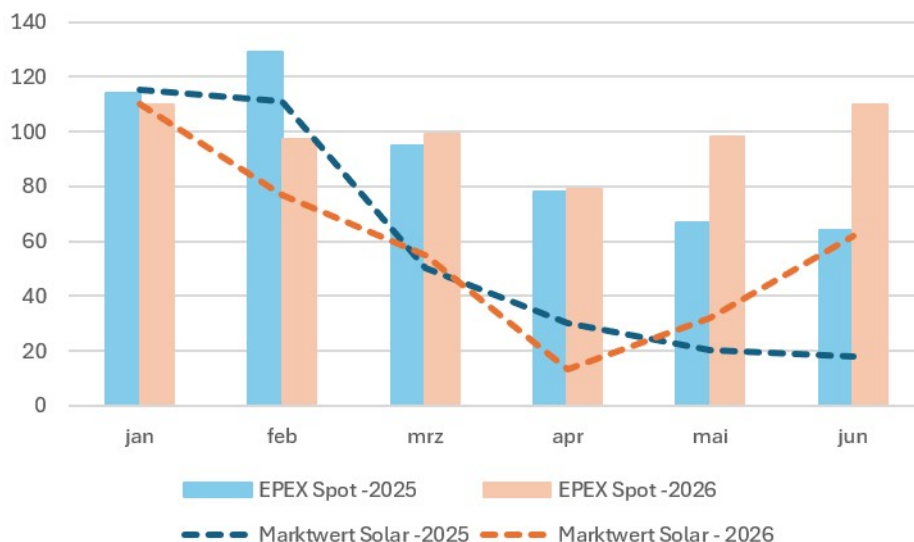
im Verhältnis zu den sommerlichen PV-Spitzen weiterhin gering ist. Auch Pumpspeicherkapazitäten sind begrenzt, während Demand-Side-Response, etwa durch Wärmepumpen oder Elektromobilität, bislang nur in begrenztem Umfang zur zeitlichen Verschiebung des Stromverbrauchs beiträgt. Dadurch können hohe Erzeugungsüberschüsse in den Mittagsstunden weiterhin nur teilweise aufgenommen werden.

MARKTWERT SOLAR IM BERICHTSZEITRAUM

Der Marktwert Solar ist, wie bereits erläutert, der erzeugungsgewichtete Durchschnittspreis, den Photovoltaikanlagen am deutschen Strommarkt erzielen. Er unterscheidet sich fundamental vom einfachen Spotmarktmittelwert EPEX-Spot: Während der Spotmarkt alle Stunden gleich gewichtet, berücksichtigt der Marktwert Solar die Börsenpreise genau dann, wenn PV-Anlagen tatsächlich produzieren - also vorwiegend in den Mittagsstunden. An sonnigen Tagen speisen sämtliche PV-Kapazitäten gleichzeitig in das Netz ein und drücken dadurch gerade in den Stunden auf das Preisniveau, in denen sie den größten Teil ihrer Erzeugung anbieten. Diese Kannibalisierung ist eine zentrale wirtschaftliche Herausforderung für Solaranlagenbetreiber in Deutschland.

Während der EPEX-Spot im ersten Halbjahr von 79 EUR/MWh in der Vergleichsperiode auf 97 EUR/MWh im Berichtszeitraum zunahm (+23 %), lag der Marktwert Solar im ersten Halbjahr 2026 i. H. v. 44 EUR/MWh 24 % höher als noch in den ersten sechs Monaten von 2025 (36 EUR/MWh). Der Marktwert Solar ist v. a. relevant für Anlagen in der Direktvermarktung.

Monats-Marktwert-Solar und EPEX Spot – Entwicklung Januar-Juni 2025/2026 [in EUR / MWh]



Quelle: Energy Charts, Netztransparenz, eigene Darstellung

Wie aus der obenstehenden Grafik ersichtlich ist, gibt es eine Divergenz zwischen dem EPEX Spot und dem Marktwert Solar auf, wobei der Marktwert Solar im Verhältnis zum EPEX Spot (d.h. ein Capture Ratio) kleiner als 1 hat.

Die Divergenz ist jedoch nicht in allen Monaten gleich groß, aber ist von einer Saisonalität geprägt. Diese saisonale Spreizung des Marktwerts Solar bis auf April 2026 ausgeprägter im Vorjahreszeitraum als noch im

Berichtszeitraum. In den Wintermonaten Januar und Dezember liegt der Marktwert Solar sehr nah am Spotmittelwert. Dieses Phänomen erklärt sich dadurch, dass die geringe Solareinspeisung im Winter fast ausschließlich in den teuren Mittagsstunden stattfindet, in denen die Nachfrage ohnehin hoch ist und Gas die Merit-Order bestimmt. Solarstrom ist im Winter somit 'kostbar', weil er selten ist.

Insgesamt verschlechterte sich die Capture Ratio im Berichtszeitraum nicht, sondern verbesserte sich leicht; der Marktwert Solar stieg damit in ähnlichem Umfang wie der EPEX-Spot.

Für die Bestandsanlagen des Konzerns ist nicht der Marktwert Solar allein ausschlaggebend, da der Konzern für nahezu das gesamte Anlagenportfolio eine Einspeisevergütung erhält, entweder als Direktvergütung oder als Marktprämie unter Abzug des jeweiligen Marktwerts Solar. In den niedrigen monatlichen Marktwerten Solar spiegelt sich jedoch auch die hohe Anzahl an Stunden mit negativen Preisen wider, für die der Konzern teilweise keine Marktprämie bzw. nur eine Vergütung nach Redispatch 2.0 erhält.

Darüber hinaus wird für den Zeitraum nach dem Ende des Einspeisevergütungszeitraums einer Solaranlage relevant sein, zu welchen Konditionen der Konzern den Strom am freien Markt veräußern kann. Dies hängt von der Capture Ratio und den dann vorherrschenden Strompreisen ab.

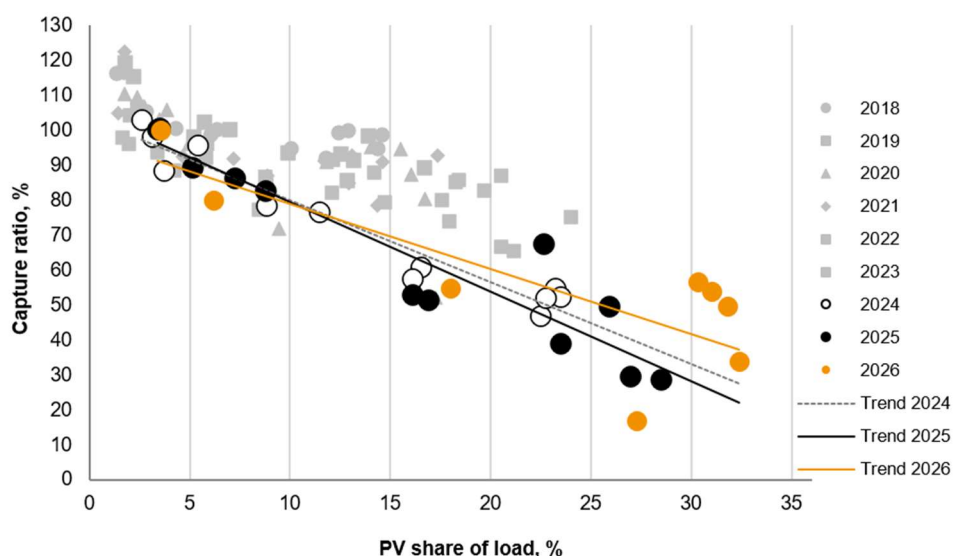
Daher wird in den folgenden Abschnitten auf die Entwicklung des Capture Ratios und die Negativpreise näher eingegangen.

CAPTURE RATIO ENTWICKLUNG IM BERICHTSZEITRAUM

Wie bereits erläutert, ist die Capture Ratio das Verhältnis zwischen dem Marktwert Solar und dem EPEX-Spot. Im ersten Halbjahr betrug der Marktwert Solar EUR 44/MWh, während der EPEX-Spot bei EUR 97/MWh lag. Die Capture Ratio erreichte damit 46 % und lag rund einen Prozentpunkt über der Vorjahresperiode.

Die Capture Ratio entwickelt sich grundsätzlich gegenläufig zum Marktanteil der Solarstromerzeugung in einem Monat. In Stunden, in denen Solarstrom den Grenzpreis des Marktes bestimmt, liegt der Strompreis regelmäßig bei null oder darunter.

Capture Ratio und Marktanteil PV-Strom Januar 2018 – August 2026



Quelle: eigene Berechnungen und Darstellung

In den Jahren 2016 bis 2019, die in der Grafik in Grautönen dargestellt sind, lagen die Capture Ratios in den Wintermonaten noch zwischen 100 % und 120 %. Für tagsüber produzierten Strom wurde somit eine Prämie erzielt, während die Capture Ratio in den Sommermonaten zwischen 90 % und 100 % lag. Ab dem Jahr 2020 kam es zu einem Wendepunkt: In den Jahren 2020 bis 2022 sank die Winterprämie leicht, während im Frühling und Sommer ein spürbarer Rückgang der Capture Ratio gegenüber den vorangegangenen vier Jahren eintrat. Seit 2023 zeigt sich ein deutlich stärkerer Abwärtstrend: Während Monate mit hohem PV-Marktanteil im Jahr 2023 noch Capture Ratios von 70 % bis 80 % aufwiesen, lagen diese im Jahr 2025 nur noch bei 30 % bis 40 %.

Diese Abnahme ist keine rein zyklische Anomalie, sondern eine strukturelle Folge des steigenden Marktanteils von Solarstrom in der Merit Order und damit des Kannibalisierungseffekts von Solaranlagen. Dies lässt sich erkennen, wenn der monatliche Anteil von Solarstrom an der Gesamtstromerzeugung der Capture Ratio gegenübergestellt wird, wie in der nachfolgenden Grafik dargestellt.

Die Scatter-Plot-Analyse zeigt eine klare Tendenz: Sobald der PV-Marktanteil in einem Monat die Schwelle von 15 % bis 20 % überschreitet, ist eine Capture Ratio von über 80 % kaum noch zu erreichen. Der Anteil der Solarstromerzeugung erhöhte sich im ersten Halbjahr 2026 auf 26 % nach 23 % im ersten Halbjahr 2025. Entgegen den Erwartungen ging die Capture Ratio nicht weiter zurück, sondern nahm leicht zu. Ein Grund hierfür ist, dass hohe Marktanteile von Solarstrom seit 2023 stark mit Zeiträumen geringer oder negativer Residuallast korrelieren. Dies deutet auf ein hohes Angebot aus inframarginalen Technologien und damit auf niedrige bzw. negative Strompreise hin. Zunehmend wird Solarstrom aus Kleinanlagen durch Heimspeicher zwischengespeichert; zugleich glätten größere Batteriespeicher zunehmend die Einspeisespitzen in den Mittagsstunden. Beide Effekte können die Zahl negativer Preisstunden reduzieren und die Capture Ratio stabilisieren.

Eine nachhaltige Erhöhung der Capture Ratio ist insbesondere durch einen Anstieg des gesamten Stromverbrauchs infolge der Elektrifizierung und damit eine deutliche Zunahme der Stunden mit positiver Residuallast, einen langsameren Ausbau der Solarleistung oder einen stärkeren Ausbau von Speicherkapazitäten erreichbar.

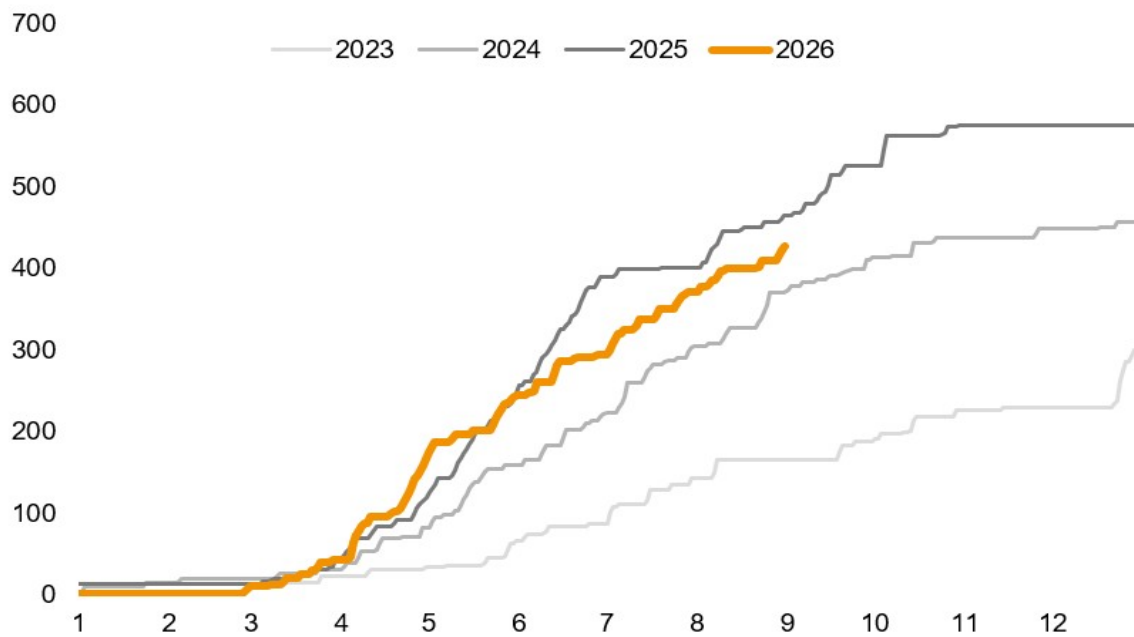
Für den Konzern ist die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen von größerer Bedeutung als die Capture Ratio allein, da negative Preise in diesen Zeiträumen zum Verlust der Marktprämie führen können.

NEGATIVPREISE IM BERICHTSZEITRAUM

Es kommt im deutschen Markt seit einigen Jahren regelmäßig zu negativen Preisen auf dem Strommarkt. Negative Preise entstehen nicht durch Marktversagen im eigentlichen Sinne, sondern sind das rationale Ergebnis mehrerer gleichzeitig wirkender Faktoren. Wenn das Angebot die Nachfrage übersteigt und keine ausreichende Flexibilität vorhanden ist, müssen Produzenten buchstäblich dafür bezahlen, dass ihr Strom abgenommen wird. Fast alle Negativpreise treten zwischen 10 und 16 Uhr auf — exakt das Produktionsmaximum der Photovoltaik.

Trotz des Zubaues der Solarleistung und des gestiegenen Marktanteils von Solarstrom ging die Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen im ersten Halbjahr 2026 zurück. Insgesamt wurden 295 Stunden mit negativen Spotmarktpreisen verzeichnet (2025H1: 389 Stunden).

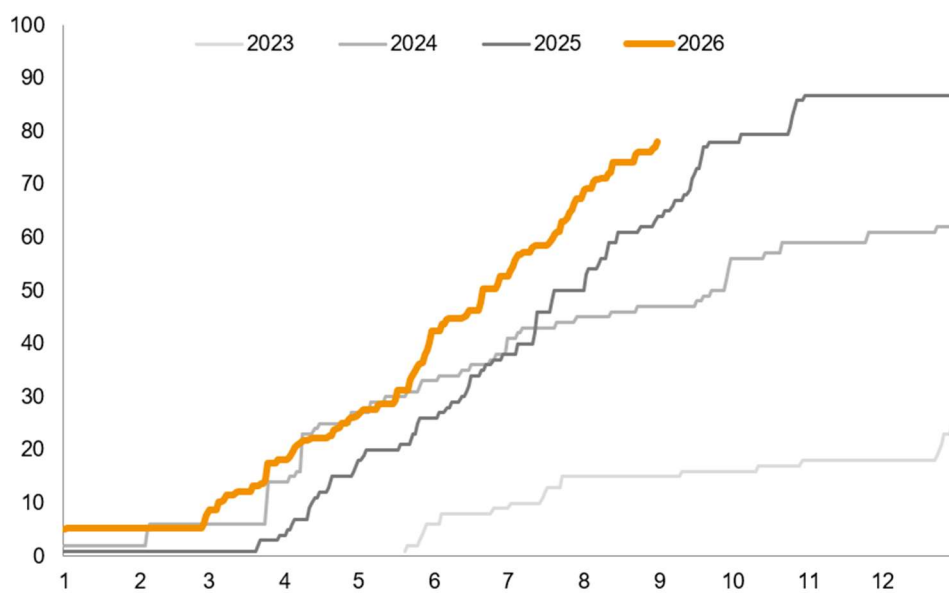
Kumulative Anzahl Stunden mit negativen Strompreisen in einem Jahr (2023-2026) pro Monat (1-12)



Quelle: Energy Charts, eigene Darstellung

Gleichzeitig nahm die Zahl der Stunden mit Nullpreisen deutlich zu: von 38 Stunden im ersten Halbjahr 2025 auf 53 Stunden im Berichtszeitraum. Ein Teil des Rückgangs der Negativpreisstunden könnte somit auf die Zunahme der Nullpreisstunden zurückzuführen sein.

Anzahl Stunden mit einem Strompreis i. H. v. EUR 0 je MWh 2023-2026 pro Monat (1-12)



Quelle: Energy Charts, eigene Darstellung

Nach Einschätzung des Vorstands ist die Zunahme der Stunden mit Nullpreisen unter anderem auf die Einführung des Solarspitzengesetzes 2025 zurückzuführen, auf das nachfolgend näher eingegangen wird.

SOLARSPITZENGESETZ 2025

Als Reaktion auf die zunehmende Häufigkeit negativer Strompreise wurde das EEG mit dem Solarspitzengesetz geändert. Photovoltaikanlagen, die nach Inkrafttreten des Gesetzes am 25. Februar 2025 in Betrieb genommen wurden, erhalten in Zeiträumen mit negativen Day-Ahead-Strompreisen keine Marktpremie, d. h. keine Förderung in Höhe der Differenz zwischen anzulegendem Wert und Marktwert Solar. Im bisherigen EEG 2023 war diese Ein-Stunden-Regelung zunächst erst ab dem Geschäftsjahr 2027 vorgesehen (siehe Abschnitt „Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios“), während für Solaranlagen, die früheren EEG-Fassungen unterliegen, je nach Inbetriebnahmejahr längere Negativpreiszeiträume von 4 und 6 Stunden maßgeblich sind.

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

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

Das Gesetz sieht vor, dass während des Förderzeitraums die Anzahl der negativen Viertelstunden am Day-Ahead-Markt erfasst wird. Die Summe der Viertelstunden mit negativen Preisen wird mit dem Faktor 0,5 multipliziert, um zu berücksichtigen, dass die reale Einspeisung unter der theoretischen Maximalleistung liegt. Die Berechnung des Verlängerungszeitraums basiert auf 950 Volllaststunden (950 kWh/kWp) pro Jahr für eine Solaranlage, die sich entsprechend einer typischen Solarkurve auf die einzelnen Monate verteilen. Daraus ergeben sich 3.800 Volllast-Viertelstunden. Aus der Anzahl der während des Einspeisevergütungszeitraums angefallenen negativen Viertelstunden, multipliziert mit dem Faktor 0,5, ergibt sich die Zahl der zu kompensierenden Lastviertelstunden und daraus die Verlängerung des Förderzeitraums.

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

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

REFERENTENENTWURF ZUR EEG-NOVELLE 2027

Ausbauziel EE 2030	Keine Einspeisvergütung	Verschiebung Fokus
80%	ab 25 kWp	Dach → Freifläche
<i>des Stromverbrauchs</i>	<i>für neue Solaranlagen</i>	<i>Kostengünstiger</i>

Der Referentenentwurf zur EEG-Novelle 2027 gewährt erstmals Einblick in die geplante Neuausrichtung der deutschen Energiepolitik bezüglich den erneuerbare Energien. Der rund 400 Seiten umfassende Entwurf steht im Kontext einer energiepolitischen Verschiebung der Prioritäten. Während der Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin zentrale Voraussetzung für das Ziel bleibt, bis 2030 rund 80 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen zu decken, sollen künftig stärker als bisher auch Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Systemintegration berücksichtigt werden.

Die Reform deutet damit auf einen grundlegenden Paradigmenwechsel hin: weg von einem stark fördergetriebenen Ausbau hin zu einer stärkeren Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt. Gleichzeitig sollen erneuerbare Energien künftig stärker zur Stabilität des Energiesystems beitragen und teilweise auch zur Finanzierung des Fördersystems selbst beitragen.

Eine der einschneidendsten Veränderungen betrifft kleine Photovoltaikanlagen im Dachsegment. Für neue Anlagen mit einer Leistung von bis zu 25 kWp soll die feste Einspeisevergütung künftig vollständig entfallen. Betreiber solcher Anlagen müssten ihren Strom entweder selbst verbrauchen oder über Marktmechanismen vermarkten. Hintergrund dieser Maßnahme ist die Annahme, dass Photovoltaik im Kleinanlagensegment inzwischen weitgehend marktreif ist und daher weniger staatliche Förderung benötigt. In der Praxis könnte diese Änderung jedoch erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen haben. Während der Eigenverbrauch von Solarstrom durch die Vermeidung von Netzstromkosten weiterhin attraktiv bleibt, sinken die Erlöse für eingespeisten Strom deutlich, wenn dieser künftig zum Marktwert Solar verkauft werden muss. Für viele Haushalte würde sich dadurch die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen spürbar verschlechtern, insbesondere wenn keine hohen Eigenverbrauchsquoten erreicht werden.

Parallel dazu soll für Photovoltaikanlagen ab 25 kWp eine verpflichtende Direktvermarktung eingeführt werden. Anlagenbetreiber wären damit verpflichtet, ihren Strom aktiv am Strommarkt zu vermarkten. Allerdings setzt eine solche Marktintegration eine leistungsfähige digitale Infrastruktur voraus mit Einsatz intelligenter Messsysteme sowie automatisierte Abrechnungs- und Vermarktungsprozesse.

Für größere Anlagen ab 100 kWp sieht der Entwurf zudem einen Mechanismus vor, der dem Prinzip zweiseitiger Differenzverträge (Contracts for Difference mit Cap und Floor) ähnelt. Dabei wird ein Referenzwert für Stromerlöse festgelegt. Liegt der Marktpreis unter diesem Referenzwert, erhalten Betreiber einen Ausgleich. Liegt er darüber,

wird ein Teil der Erlöse abgeschöpft und zur Finanzierung des Fördersystems verwendet. Ziel dieses Instruments besteht darin Überrenditen in Hochpreisphasen zu begrenzen.

Die stärkere Marktintegration erneuerbarer Energien kann langfristig dazu beitragen, Preissignale im Stromsystem zu stärken, negative Preise zu verringern und die Effizienz des Ausbaus zu erhöhen. Gleichzeitig bleibt der Ausbaupfad für große Anlagen im Bereich der Windenergie und der Freiflächen-Photovoltaik grundsätzlich erhalten, was weiterhin Planungssicherheit für Projektentwickler bietet. Darüber hinaus könnte die Reform neue Impulse für Flexibilitätsoptionen im Stromsystem setzen. Wenn erneuerbare Energien stärker marktbasiert vergütet werden, steigt der wirtschaftliche Wert von Technologien, die Stromproduktion und Stromverbrauch zeitlich verschieben können. Dazu zählen insbesondere Batteriespeicher, Lastmanagementlösungen sowie innovative Geschäftsmodelle im Bereich lokaler Energienutzung. Auch dezentrale Energiekonzepte könnten an Bedeutung gewinnen. Modelle wie Mieterstrom, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung oder lokale Energiegemeinschaften profitieren davon, dass der direkte Verbrauch von Solarstrom wirtschaftlich attraktiver wird als die Einspeisung ins Netz.

WEITERE NEUE REGULIERUNGEN: AGNES UND MISPEL

AGNES - Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom

Die von der Bundesnetzagentur geplante Reform AgNes („Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom“) ist für den Konzern von Bedeutung, da künftig auch Einspeiser und Speicher stärker an den Netzkosten beteiligt werden sollen. Nach dem derzeitigen Entwurf sollen neue Erzeugungsanlagen künftig grundsätzlich ein begrenztes, leistungsbezogenes Netzentgelt entrichten. Die Bundesnetzagentur nennt hierfür derzeit eine Größenordnung von zunächst rund EUR 4–7 je kW und Jahr. Für bestehende Erzeugungsanlagen ist allerdings ein weitreichender Bestandsschutz vorgesehen: Sie sollen für einen Zeitraum von 20 Jahren ab ihrer Inbetriebnahme von diesen Einspeiseentgelten ausgenommen bleiben.

Auch Batteriespeicher sollen künftig einen Beitrag zur Finanzierung der Netze leisten. Vorgesehen ist ebenfalls ein leistungsbezogenes Entgelt, während energieabhängige Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Speicher gerade vermieden werden sollen. Für bestehende Speicher sollen bestehende Befreiungstatbestände, insbesondere nach § 118 Abs. 6 EnWG, zunächst fortgelten. Damit betrifft die Reform insbesondere neue Speicherprojekte und kann deren Wirtschaftlichkeitsrechnung künftig beeinflussen.

Für den Konzern ist AgNes damit in zweierlei Hinsicht relevant: einerseits können neue PV-Projekte künftig zusätzlichen jährlichen Netzkosten unterliegen, andererseits gewinnt die Co-Location von Solaranlagen und Batteriespeichern weiter an Bedeutung, weil Speicher Einspeisespitzen reduzieren, Netzanschlüsse besser auslasten und Strom aus Stunden niedriger Preise in höherpreisige Stunden verschieben können. Die endgültige Ausgestaltung der Netzentgelte bleibt jedoch noch Gegenstand des laufenden Festlegungsverfahrens; die neue Systematik soll ab 2029 gelten.

MiSpeL - Marktintegration von Speichern und Ladepunkten

Noch unmittelbarer für Betreiber von Solarparks mit Batteriespeichern ist MiSpeL („Marktintegration von Speichern und Ladepunkten“). Bislang ist die wirtschaftliche Nutzung eines Batteriespeichers neben einer EEG-geförderten Solaranlage regulatorisch komplex, wenn der Speicher sowohl Solarstrom als auch Netzstrom aufnehmen soll. Hintergrund ist die erforderliche eindeutige Abgrenzung zwischen förderfähigem Solarstrom und zuvor aus dem Netz bezogenem Strom.

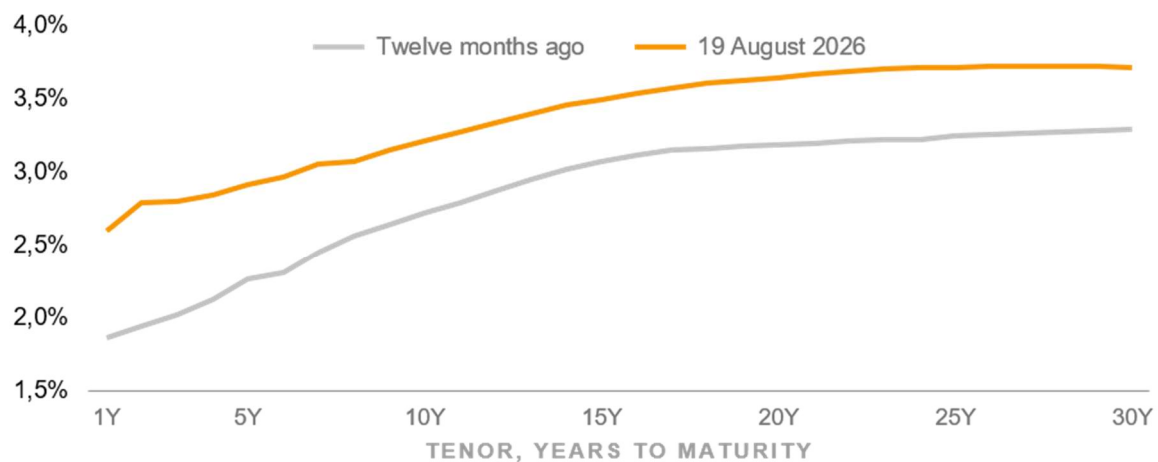
MiSpeL soll diese Trennung künftig praktikabler ermöglichen. Besonders relevant für größere Solarparks ist die sogenannte Abgrenzungsoption. Dabei werden die unterschiedlichen Strommengen auf Basis von Viertelstundenmesswerten rechnerisch getrennt. Ein Batteriespeicher kann damit beispielsweise tagsüber überschüssigen Solarstrom aufnehmen und gleichzeitig in anderen Stunden günstigen Strom aus dem Netz laden, ohne dass dadurch grundsätzlich die EEG-Förderfähigkeit des zwischengespeicherten Solarstroms verloren geht.

Für den Konzern eröffnet dies zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten. Ein Speicher muss nicht mehr ausschließlich als „Grünstromspeicher“ hinter einer PV-Anlage betrieben werden, sondern kann stärker marktoptimiert eingesetzt werden - beispielsweise für Intraday-Arbitrage, die Verschiebung von Solarstrom aus Stunden mit niedrigen oder negativen Preisen in höherpreisige Stunden sowie gegebenenfalls weitere Flexibilitätsmärkte. Dadurch kann sich die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in Kombination mit bestehenden Solarparks deutlich verbessern. Gerade vor dem Hintergrund zunehmender PV-Einspeisung und häufiger sehr niedriger Mittagsstrompreise ist dies für Solarparkbetreiber von strategischer Bedeutung.

ZINSENTWICKLUNG IM BERICHTSZEITRAUM

Die Entwicklung der Leitzinsen beeinflusst sowohl die Projektfinanzierungskonditionen für neue Solaranlagen als auch die Refinanzierungskonditionen bestehender Anlagen bzw. Finanzverbindlichkeiten. Die Finanzverbindlichkeiten des Konzerns sind jedoch überwiegend zu festen Zinssätzen abgeschlossen; diese Darlehen machen mehr als 70 % der Finanzverbindlichkeiten aus, sodass die unmittelbaren Auswirkungen von Zinsänderungen begrenzt bleiben. Alternativ finanziert sich der Konzern über Fremdfinanzierungen mit variablem Zinssatz, der sich häufig aus dem 3-Monats-EURIBOR zuzüglich einer Kreditmarge zusammensetzt.

Zinsstruktur der Deutschen Bundesanleihen zum 19. August 2026 und dem Vorjahr (Laufzeiten 1-30 Jahre auf der X-Achse, Zins in % auf der Y-Achse)

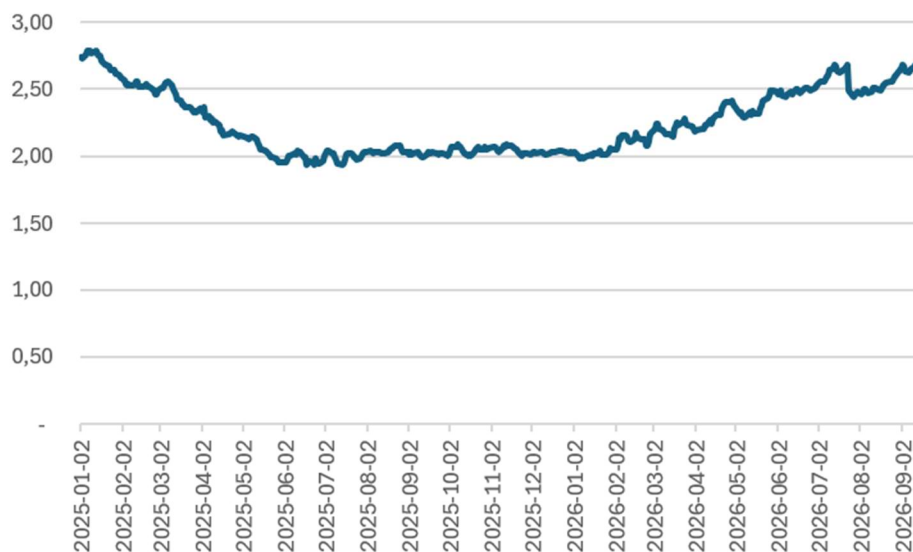


Quelle: Deutsche Bundesbank, Eigene Darstellung

Die Zinsstrukturkurve hat sich im Berichtszeitraum weiter versteilt. Die Rendite zehnjähriger deutscher Bundesanleihen stieg auf 3,21 % und lag damit 49 Basispunkte über dem Vorjahresniveau von 2,72 %. Die Rendite zwanzigjähriger Bundesanleihen erhöhte sich von 3,18 % auf 3,64 % und damit um 46 Basispunkte. Für den Konzern ist insbesondere das lange Ende der Zinsstrukturkurve von Bedeutung, da dieses der wirtschaftlichen Nutzungsdauer einer Solaranlage am ehesten entspricht.

Der Zinsanstieg wirkt sich nicht auf die Finanzierungskosten des bestehenden Portfolios aus, beeinflusst jedoch die Wirtschaftlichkeit neuer Solarparks sowie den für Werthaltigkeitsprüfungen verwendeten Diskontierungszinssatz. Die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten vor Steuern erhöhten sich von 5,87 % zum Jahresende 2025 auf 6,82 % für das laufende Jahr 2026. Die im Berichtszeitraum erfasste Wertminderung in Höhe von EUR 5,8 Mio. ist auf die Zunahme der angesetzten gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) zurückzuführen. Die zugrunde liegenden Erwartungen der nicht-diskontierten Cashflows der betroffenen Anlagen blieben im Wesentlichen unverändert.

Die Entwicklung der EURIBOR 3M (2025-2026H1)



Quelle: EZB, Eigene Darstellung

Im Zeitraum von Anfang 2025 bis September 2026 zeigte der 3-Monats-EURIBOR zunächst einen Rückgang und anschließend einen deutlichen Wiederanstieg. Zu Beginn des Jahres 2025 lag der Zinssatz bei rund 2,7 % p. a. und sank im Verlauf der Vorjahresperiode kontinuierlich auf knapp unter 2,0 % im Juni 2025; anschließend stabilisierte er sich bis zum Jahresende. Seit Beginn des laufenden Geschäftsjahres ist dagegen ein deutlicher Aufwärtstrend erkennbar. Der 3-Monats-EURIBOR stieg im Verlauf des ersten Halbjahres 2026 sukzessive an und erreichte im Sommer zeitweise Werte von rund 2,6 % bis 2,7 %. Nach einem vorübergehenden Rückgang im August setzte sich der Anstieg anschließend fort; im September 2026 lag der Zinssatz erneut bei rund 2,7 %.

Der Konzern verfügte zum Bilanzstichtag über mehrere Fremdfinanzierungen mit einem Gesamtvolumen von EUR 46,4 Mio. (31.12.2025: EUR 47,3 Mio.), deren Verzinsung an den 3-Monats-EURIBOR gekoppelt und nicht durch Zinsswaps fixiert ist. Entsprechend führt der seit Anfang 2026 zu beobachtende Anstieg des 3-Monats-EURIBOR zu einer höheren Zinsbelastung aus diesen variabel verzinslichen Finanzierungen.

WETTBEWERB

Der Wettbewerb des Konzerns findet vor allem beim Erwerb bzw. bei der Projektentwicklung neuer Projekte statt. Im belgischen Markt beteiligt sich der Konzern an relativ kleinen Dachanlagen auf gewerblichen Dachflächen. Der Wettbewerb besteht hier vor allem in der Abwägung des Dacheigentümers zwischen einer eigenen Investition und der Umsetzung durch einen Drittinvestor.

Der Konzern investiert in Deutschland hauptsächlich in Erneuerbare-Energien-Anlagen zwischen 1 und 20 MWp, die eine Einspeisevergütung aus dem EEG bzw. aus einer Ausschreibung erhalten. In diesem Segment besteht ein intensiver Wettbewerb mit sehr unterschiedlichen Marktteilnehmern, wie z. B. Privatinvestoren, geschlossenen Fonds, anderen IPP-Unternehmen und Versicherern. Der Konzern versucht, sich durch Eigenentwicklung und den Ausbau langfristiger Beziehungen zu Projektentwicklern und Generalunternehmern einen exklusiven Marktzugang zu sichern.

WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS

STAND DER UMSETZUNGEN DER ZIELE DES GESCHÄFTSPLANS: „ROADMAP TOWARDS 2030“

Der Geschäftsplan besteht aus verschiedenen Bestandteilen mit unterschiedlichen Zielen, deren Umsetzungsstand nachfolgend nach Bestandteilen dargestellt wird:

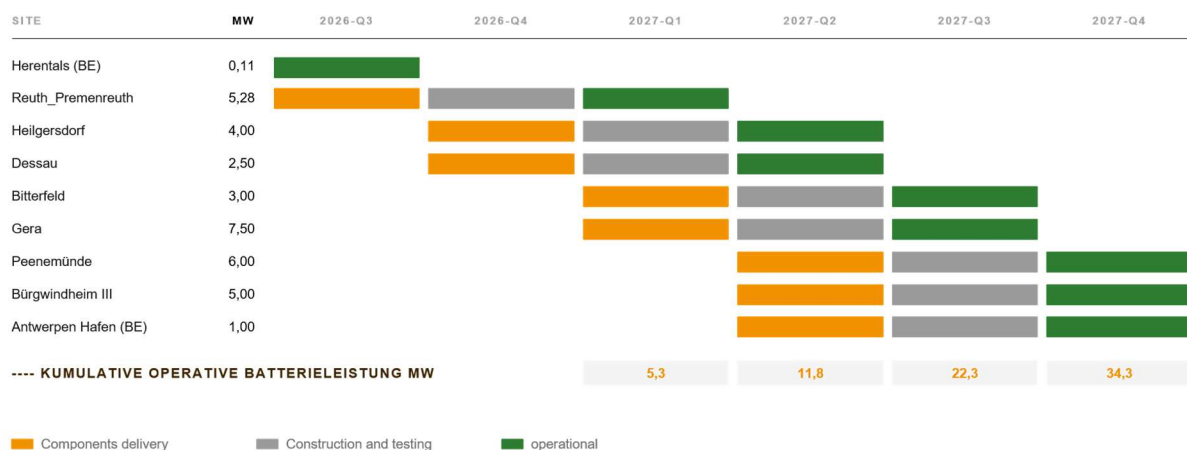
Bestandteil 2026 Ausbauziel für das IPP-Portfolio bereits erreicht...

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung hatte der Konzern ein Anlagenportfolio von 494 MWp, wovon sich 455 MWp in Betrieb befanden. Bis Ende 2026 sollte das IPP-Portfolio nach der Zielsetzung des Geschäftsplans 504 MWp betragen. Am Bilanzstichtag hatte das Anlagenportfolio dieses Zwischenziel bereits erreicht. Das operative Portfolio wies zu diesem Zeitpunkt eine Leistung von 494 MWp auf, im Wesentlichen aufgrund des Netzanschlusses der Solaranlage Reuden Süd (20 MWp) im Berichtszeitraum.

Trotz Erreichung des Zwischenziels sollen im dritten und vierten Quartal 2026 zwei größere Solaranlagen in Bau gehen: eine Solaranlage in Peenemünde (10 MWp), die mit einem Grünstromspeicher geplant wird, sowie eine Solaranlage in Gera (7 MWp), die mit einem Graustromspeicher realisiert werden soll.

...und Aufbau von Batterieanlagen erfolgt zielgemäß

In Belgien wurde ein Pilot-Batterieprojekt (0,1 MW) realisiert. Darüber hinaus liegt das Projektentwicklungsteam des Konzerns auf Kurs, das in der Roadmap 2030 formulierte Ziel eines jährlichen Zubaus von 15 MW bzw. 30 MWh Batteriespeicherleistung zu erreichen. Damit soll die Leistung des Batterieportfolios bis Ende 2027 rund 30 MW bzw. 60 MWh betragen.



Derzeit sind acht weitere Batterieprojekte vollständig entwickelt und befinden sich in der Umsetzung. Bei planmäßiger Finalisierung dieser Projekte, deren Komponenten bereits bestellt wurden bzw. derzeit ausgeliefert werden und deren Bauarbeiten sukzessive in den kommenden Quartalen beginnen sollen, wird der Konzern Ende 2027 über ein operatives Batterieportfolio von 34 MW verfügen. Das Jahr 2026 war vor allem von der Planung und Entwicklung dieser Anlagen geprägt. Die ersten Umsatzerlöse aus diesem Batterieportfolio sollen im Laufe des folgenden Geschäftsjahres sukzessive realisiert werden.

ERTRAGSLAGE

UMSATZ

7C Solarparken erzielte im ersten Halbjahr 2026 Umsatzerlöse von EUR 35,1 Mio. (2025H1: EUR 35,9 Mio.). Die Umsatzerlöse bestehen im Geschäftsjahr zu 99,3 % aus Stromverkäufen (Vorjahr: 99,0 %). Die Erlöse aus Stromverkäufen gingen von EUR 35,5 Mio. auf EUR 34,8 Mio. zurück. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in den Umsatzerlösen ein Verlust aus den Strompreisswap-Vereinbarungen von TEUR 43 enthalten ist (2025H1: Ertrag von TEUR 1.621).

	2026 H1	2025 H1	Änderung
GWh (Solar und Wind)	231	223	+3,7 %
kWh/kWp (nur Solar)	462	496	-6,9 %
kWh/kWp (Solar und Wind)	468	500	-6,2 %
Gewichtete durchschnittliche Leistung (Solar und Wind)	494	447	+10,6 %
Durchschnittlicher Einspeisepreis (EUR/MWh)*	150	159	-5,5 %

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

Die Abnahme der Stromverkäufe (-2,0 %) trotz der zugenommenen Produktion (+3,7 %) steht in Zusammenhang mit der Verringerung des durchschnittlichen Einspeisepreises um 5,5 % im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.

Die Erhöhung der Produktion auf 231 GWh (+3,7 %) ist einerseits auf dem Anstieg der gewichteten durchschnittlichen Leistung von 494 MWp (+10,6 %) zurückzuführen und andererseits auf dem gesunkenen spezifischen Ertrag, der sowohl von schlechteren Witterungsverhältnissen als auch von zugenommen (kommerziellen und regulatorischen) Abschaltungen geprägt wurde (-6,2 %), zurückzuführen.

Gegenläufig hat sich die Verringerung des durchschnittlich erzielten Einspeisepreises auf EUR 150 pro MWh auf die Umsatzerlöse ausgewirkt. Der Ablauf der Strompreisswap-Vereinbarungen für das Jahr 2025 einerseits und den negativen Effekt des Strompreisswap aus dem Jahr 2026 andererseits (siehe „Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios“) haben hauptsächlich an dieser Senkung beigetragen.

Die sonstigen Umsatzerlöse, die v. a. aus dem Verkauf von Dienstleistungen erwirtschaftet werden, ist im ersten Halbjahr um EUR 0,1 Mio. auf EUR 0,3 Mio. gesunken. Dies entspricht 0,7 % vom Gesamtumsatz (2025H1: 1,0 %).

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparken i.H.v. EUR 2,0 Mio. (2025H1: EUR 4,2 Mio.).

Besonders hervorzuheben sind Ausgleichszahlungen i.V.m. Anlagenabschaltungen infolge der Einführung von Redispatch 2.0 i.H.v. EUR 1,1 Mio. (2025H1: EUR 1,8 Mio.). Weiterhin wurden Versicherungsentschädigungen i.H.v. EUR 0,7 Mio. (2025H1 EUR 0,5 Mio.) erfolgswirksam vereinnahmt.

Der Rückgang der sonstigen betrieblichen Erträge ist im Wesentlichen auf Einmaleffekte im Vorjahreszeitraum zurückzuführen. Im ersten Halbjahr 2025 wurden Rückstellungen von EUR 0,8 Mio. aufgelöst, ein Ertrag aus dem Verkauf einer Solaranlage von EUR 0,3 Mio. vereinnahmt sowie ein Wegfall von Verbindlichkeiten von EUR 0,4 Mio. erfolgswirksam erfasst.

PERSONALAUFWAND

Der Personalaufwand erhöhte sich im Berichtszeitraum auf EUR 1,5 Mio. (2025H1: EUR 1,0 Mio.). Ursächlich hierfür waren insbesondere der Anstieg der Mitarbeiterzahl des Konzerns im Berichtszeitraum auf durchschnittlich 30 Mitarbeiter (2025H1: 24 Mitarbeiter).

SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

Die betrieblichen Aufwendungen beliefen sich in der Berichtsperiode auf EUR 6,8 Mio. (2025H1: EUR 6,3 Mio.).

Der sonstiger Betriebsaufwand enthält v. a. die Kosten für den Betrieb der Solarparks, wie Reparaturen und Instandhaltung sowie Versicherungen, Eigenstrombedarf und Kosten für die Rasen-/Grünpflege. Diese Aufwendungen stiegen im Berichtszeitraum nahezu auf EUR 4,0 Mio. (2025H1: EUR 3,7 Mio.) an. Sie enthielten auch Reparaturkosten infolge versicherter Sachschäden, wofür der Versicherer im Berichtszeitraum EUR 0,5 Mio. Schaden erstattet hat (2025H1: EUR 0,3 Mio.). Die Verwaltungskosten sowie der Materialaufwand nahmen um je EUR 0,1 Mio. zu. Im Geschäftsjahr gab es Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte i. H. v. EUR 0,3 Mio., wobei dies im Vorjahreszeitraum EUR 0,4 Mio. betrug.

Der 7C Solarparken-Konzern erzielte im ersten Halbjahr ein EBITDA von EUR 28,9 Mio. (2025H1: EUR 32,8 Mio.), was einem Rückgang von 11,9 % entspricht. Diese Entwicklung ist auf die um EUR 0,7 Mio. gesunkenen Umsatzerlöse, die um EUR 2,2 Mio. niedrigeren sonstigen betrieblichen Erträge sowie auf den um jeweils EUR 0,5 Mio. gestiegenen Personalaufwand und sonstigen Betriebsaufwand zurückzuführen. Entsprechend sank die EBITDA-Marge im Berichtszeitraum auf 82,3 % (2025H1: 91,4 %).

ABSCHREIBUNGEN UND WERTMINDERUNGEN

Die Abschreibungen und Wertminderungen von EUR 24,1 Mio. (2025H1: EUR 33,3 Mio.) betreffen Sachanlagen, Nutzungsrechte sowie immaterielle Vermögenswerte. Davon entfielen Wertminderungen von EUR 5,4 Mio. (2025H1: EUR 14,8 Mio.) auf Solaranlagen und Windparks. Die im Geschäftsjahr erfassten Wertminderungen resultieren insbesondere aus dem Anstieg der geschätzten Kapitalkosten und den daraus höheren Diskontierungszinssätzen.

Schließlich ergab sich eine Erhöhung der planmäßigen Abschreibungen der Solaranlagen und Windparks, die fast ausschließlich auf die Erweiterung des Anlagenportfolios (+EUR 0,2 Mio.) zurückzuführen ist.

EBIT

Das Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit (EBIT) ist von minus EUR 0,5 Mio. im Vorjahreszeitraum auf EUR 4,8 Mio. im Berichtszeitraum angestiegen. Dies entspricht einer EBIT-Marge von 13,7 % (2025H1: minus 1,7%).

BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS

Das Beteiligungs- und Finanzergebnis verbesserte sich auf minus EUR 3,2 Mio. gegenüber dem Vorjahreszeitraum (minus EUR 3,4 Mio.). Die Verbesserung um EUR 0,2 Mio. resultiert im Wesentlichen aus der Abnahme der Zinsaufwendungen um EUR 0,3 Mio. sowie einer Zunahme der sonstigen Finanzerträge um EUR 0,3 Mio. Gegenläufig wirkte sich die Zunahme der Bankgebühren, Courtagen und sonstigen Finanzaufwendungen um EUR 0,5 Mio. aus. Die Aufzinsung von Rückbaurückstellungen (EUR 0,5 Mio.) und Leasingverbindlichkeiten (EUR 0,4 Mio.) blieb gegenüber dem Vorjahreszeitraum nahezu unverändert.

PERIODENERGEBNIS

Der in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesene Steueraufwand belief sich im Berichtszeitraum insgesamt auf EUR 1,1 Mio. (2025H1: Steuerertrag von EUR 1,0 Mio.). Das Periodenergebnis von EUR 0,6 Mio. (2025H1: Periodenverlust von EUR 2,8 Mio.) setzt sich aus dem Ergebnis der Anteilseigner der Muttergesellschaft von EUR 0,3 Mio. sowie dem Ergebnis nicht beherrschender Gesellschafter von EUR 0,3 Mio. zusammen.

VERMÖGENS- UND FINANZLAGE

VERMÖGENSLAGE

Die Vermögenslage der 7C Solarparks setzt sich zu rund 80 % (2025: 82 %) aus langfristigen Vermögenswerten zusammen.

Der Geschäfts- oder Firmenwert blieb zum Bilanzstichtag unverändert bei EUR 0,6 Mio. Die immateriellen Vermögenswerte von 7C Solarparks beliefen sich zum 30. Juni 2026 auf EUR 1,4 Mio. (2025: EUR 1,5 Mio.) und beinhalteten u. a. Serviceverträge für die Betriebsführung von Anlagen Dritter, die im Zuge von Unternehmensakquisitionen in den Vorjahren erworben wurden, von EUR 0,9 Mio. sowie Projektrechte für Solaranlagen in unterschiedlichen Entwicklungsphasen von EUR 0,5 Mio.

Der Konzern hat im Berichtszeitraum EUR 1,8 Mio. in die Erweiterung des Solar- und Windanlagenportfolios investiert. Darüber hinaus wurden Solarparks im Bau i. H. v. EUR 8,7 Mio. durch die Realisierung der Projekte in die Solarparks umgegliedert. Die planmäßigen Abschreibungen betrugen EUR 17,2 Mio., Wertminderungen auf Solaranlagen wurden i. H.v. EUR 5,4 Mio. erfasst. Demzufolge hat sich der Buchwert der Solar- und Windparks mit EUR 312,3 Mio. im Vergleich zum 31. Dezember 2025 (EUR 324,3 Mio.) in Summe um EUR 12,0 Mio. verringert.

Die Anlagen im Bau, die sowohl Solarparks als auch BESS-Anlagen umfassen, hatten zum Stichtag einen Buchwert von EUR 4,5 Mio. (2025: EUR 10,7 Mio.). Im Berichtszeitraum wurden EUR 2,6 Mio. in neue Solaranlagen und BESS-Anlagen investiert, die sich zum Bilanzstichtag noch im Bau befanden. Im Rahmen ihrer Fertigstellung wurden Anlagen im Bau von EUR 8,8 Mio. in die Positionen Solarparks bzw. BESS-Anlagen umgegliedert.

Der Wert der Nutzungsrechte, welche im Wesentlichen die Nutzung von Grundstücken und Dächern für den Betrieb der Solar- und Windkraftanlagen betreffen, verringerte sich im Wesentlichen aufgrund planmäßiger Abschreibungen i. H. v. EUR 1,2 Mio. auf EUR 38,6 Mio.

Die Grundstücke und Gebäude des sogenannten PV Estate erhöhten sich durch den Erwerb eines neuen Grundstücks um EUR 1,1 Mio. und unter Berücksichtigung von Abschreibungen von EUR 0,1 Mio. auf EUR 15,2 Mio. (2025: EUR 14,2 Mio.). Insgesamt stieg das dem PV Estate zugehörige Portfolio auf 207 ha.

Die aktiven latenten Steuern resultieren aus voraussichtlich steuerlich nutzbaren Verlustvorträgen sowie aus temporären Differenzen. Sie haben sich von EUR 10,0 Mio. zum 31. Dezember 2025 auf EUR 9,7 Mio. verringert.

Die kurzfristigen Vermögenswerte erhöhten sich von EUR 91,2 Mio. zum Jahresende 2025 auf EUR 94,9 Mio. zum Bilanzstichtag. Der Konzern legte im Berichtszeitraum EUR 7,6 Mio. (2025: EUR 2,4 Mio.) auf Festgeldkonten mit einer Laufzeit von mehr als drei Monaten an. Diese Festgeldkonten werden daher als kurzfristige Finanzanlagen ausgewiesen. Am Bilanzstichtag verfügte der Konzern über liquide Mittel von EUR 68,2 Mio. (2025: EUR 79,9 Mio.). Hiervon sind EUR 13,9 Mio. (2025: EUR 15,9 Mio.) mit Verfügungsbeschränkungen für Projektreserven und Avale belegt.

Die Bilanzsumme nahm von EUR 496,3 Mio. auf EUR 480,8 Mio. ab.

Das Eigenkapital belief sich zum 30. Juni 2026 auf EUR 214,9 Mio. (2025: EUR 219,1 Mio.). Der Rückgang um rund EUR 4,2 Mio. resultiert aus der Zunahme der Rücklage für eigene Anteile um EUR 4,4 Mio. infolge des Rückkaufs eigener Aktien sowie aus der Auszahlung einer Dividende an nicht beherrschende Anteilseigner von EUR 0,7 Mio. Gegenläufig wirkten sich das positive Periodenergebnis von EUR 0,6 Mio. sowie die Zunahme der Hedging Reserve um EUR 0,4 Mio. aus.

Die Eigenkapitalquote, die vom Konzern ohne die Hedging Reserve ermittelt wird, erhöhte sich leicht von 44,0 % zum 31. Dezember 2025 auf 44,5 % zum 30. Juni 2026.

Die lang- und kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten des Konzerns beliefen sich zum Bilanzstichtag insgesamt auf EUR 161,2 Mio. (2025: EUR 176,1 Mio.). Hierbei handelt es sich um Bankfinanzierungen der Muttergesellschaft sowie Projektfinanzierungen zur Finanzierung der Solar- und Windparks und der Immobilien des sogenannten PV Estate. Im Berichtszeitraum wurden neue Darlehen von EUR 0,2 Mio. aufgenommen. Gegenläufig wirkten sich Tilgungen von Finanzverbindlichkeiten von EUR 14,9 Mio. aus.

Die lang- und kurzfristigen Leasingverbindlichkeiten betrugen zum Bilanzstichtag EUR 37,5 Mio. (2025: EUR 39,7 Mio.). Zu der Veränderung trugen im Wesentlichen die Bilanzierung neuer Leasingverbindlichkeiten von EUR 0,8 Mio. sowie die Aufzinsung bestehender Leasingverbindlichkeiten von EUR 0,4 Mio. bei. Gegenläufig wirkten sich die regulären Tilgungen von EUR 2,2 Mio. sowie die Neubewertung von Gestattungsverträgen von minus EUR 1,2 Mio. aus.

Bei den langfristigen Rückstellungen war eine Zunahme um rund EUR 0,6 Mio. zu verzeichnen. Dies ist vor allem auf die Rückbaurückstellungen zurückzuführen, die im Wesentlichen aufgrund der Aufzinsung um EUR 0,5 Mio. anstiegen.

Die passiven latenten Steuern verminderten sich im Berichtszeitraum von EUR 20,2 Mio. auf EUR 19,0 Mio. Ursache hierfür war im Wesentlichen die Reduzierung temporärer Differenzen im Bereich der Sachanlagen infolge der im Geschäftsjahr erfassten Wertminderungen auf Solaranlagen.

FINANZLAGE UND KAPITALFLUSSRECHNUNG

Die Veränderung des Finanzmittelfonds betrug im Berichtsjahr minus EUR 11,7 Mio. (2025H1: Zunahme von EUR 3,8 Mio.). Dem Netto-Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit von EUR 20,4 Mio. standen Zahlungsmittelabflüsse aus der Investitionstätigkeit von EUR 10,0 Mio. sowie aus der Finanzierungstätigkeit von EUR 22,0 Mio. gegenüber, die per Saldo zu einer Abnahme des Finanzmittelfonds führten. Die einzelnen Zahlungsmittelzu- bzw. -abflüsse stellten sich wie folgt dar:

Der Nettomittelzufluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit verringerte sich von EUR 25,7 Mio. auf EUR 24,2 Mio. Er resultiert im Wesentlichen aus dem operativen Geschäft der Solarparks und den hieraus generierten Einzahlungen abzüglich der gezahlten Zinsen i. H. v. EUR 2,3 Mio. (2025H1: EUR 2,9 Mio.) sowie der gezahlten Ertragssteuern i. H. v. EUR 1,5 Mio. (2025H1: EUR 1,4 Mio.).

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit betrug minus EUR 10,0 Mio. (2025H1: minus EUR 0,6 Mio.) und resultierte im Wesentlichen aus Einzahlungen auf langfristigen Festgeldkonten (EUR 5,2 Mio.), Anzahlungen auf Anlagen im Bau (EUR 2,6 Mio.) sowie aus dem Nettozahlungsmittelabfluss für die Investitionen in Sachanlagen (EUR 2,6 Mio.). Gegenläufig haben sich der Erwerb von Tochterunternehmen und nicht-beherrschenden Anteilen abzgl. erworbener liquider Mittel (EUR 0,3 Mio.) sowie die erhaltenen Zinsen und Dividenden (EUR 0,2 Mio.) ausgewirkt.

Der negative Cashflow aus Finanzierungstätigkeit belief sich auf minus EUR 22,0 Mio. (2025H1: minus EUR 17,0 Mio.). Dieser Betrag umfasst im Wesentlichen die Tilgung von Krediten von EUR 14,9 Mio., die Tilgung von Leasingverbindlichkeiten gemäß IFRS 16 von EUR 2,2 Mio. sowie den Rückkauf eigener Anteile von EUR 4,4 Mio. Darüber hinaus wurden Ausschüttungen von EUR 0,7 Mio. an nicht beherrschende Anteilseigner vorgenommen. Gegenläufig wirkten sich Einzahlungen aus neuen Bankfinanzierungen von EUR 0,2 Mio. aus.

Der Konzern war im Geschäftsjahr jederzeit und ist entsprechend der kurzfristigen Finanzplanung über einen Zeitraum von 1,5 Jahren in der Lage, seine Zahlungsverpflichtungen zu erfüllen.

Zusammenfassend ist die Entwicklung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage als positiv zu beurteilen. Die Erweiterung des Anlagenportfolios und die Umsetzung der Unternehmensplanung spiegeln die Zielsetzung einer nachhaltigen und kontinuierlichen Geschäftsentwicklung wider.

PROGNOSEBERICHT

KONZERN

Die Prognose der technischen und finanziellen Kennzahlen des Geschäftsjahres 2026 wurde im zusammengefassten Lagebericht 2025 veröffentlicht. Der Vorstand bestätigt die Prognose für das Geschäftsjahr 2026. Sie wird unten zusammengefasst dargestellt.

Technische Kennzahlen

Der Vorstand prognostiziert für das Geschäftsjahr 2026 eine Stromproduktion von rund 472 GWh. Dies entspricht einem Ertrag je installierter operativer Anlagenleistung von 953 kWh/kWp.

Finanzielle Kennzahlen

IN MIO. EUR	2026 (PROGNOSE)
Umsatzerlöse	66,5
EBITDA	50,0
CFPS (EUR)	0,50

Die wesentlichen Annahmen für die Prognose der technischen und finanziellen Kennzahlen sind gegenüber dem Prognosebericht des zusammengefassten Lageberichts 2025 unverändert geblieben. Es wird daher auf diesen Bericht verwiesen.

RISIKO- UND CHANCENBERICHT

RISIKEN

Hinsichtlich der Beschreibung des Risikomanagementsystems (RMS) wird auf die Angaben im zusammengefassten Lagebericht des Geschäftsjahres 2025 verwiesen. Die Risiken, denen der 7C Solarparken-Konzern ausgesetzt ist, wurden ebenfalls detailliert im Geschäftsbericht 2025 dargestellt. Es haben sich keine wesentlichen Änderungen der Risiken ergeben.

CHANCEN

Die wesentlichen Chancen, die sich dem 7C Solarparken-Konzern bieten, wurden detailliert im zusammengefassten Lagebericht des Geschäftsjahres 2025 dargestellt.

Bayreuth, 22. September 2026

Steven De Proost
Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau
Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis
Vorstand (CTO)

KONZERNZWISCHENABSCHLUSS

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2026 BIS ZUM 30. JUNI 2026

7C Solarparken AG, Bayreuth

KONZERN-BILANZ *

ZUM 30. JUNI 2026

AKTIVA

in TEUR	Anhangziffer	30.06.2026	31.12.2025
Langfristige Vermögenswerte			
Geschäfts- oder Firmenwert	17.1	648	648
Immaterielle Vermögenswerte	17.1	1.424	1.450
Grundstücke und Gebäude	16.1	15.158	14.240
Solarparks	16.1	305.006	316.745
Windparks	16.1	7.248	7.571
BESS Anlagen	16.1	77	-
Anlagen im Bau	16.1	4.486	10.653
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	16.1	430	402
Nutzungsrechte	16.2	38.614	39.934
Nach der Equity-Methode bewertete Finanzanlagen	18	539	546
Andere Finanzanlagen	19	1.275	1.253
Sonstige langfristige Vermögenswerte	14	1.343	1.716
Aktive latente Steuern		9.688	9.984
Summe langfristige Vermögenswerte		385.937	405.142
Kurzfristige Vermögenswerte			
Vorräte	13	1.228	1.236
Geleistete Anzahlungen	14	487	29
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	14	11.338	2.998
Steuererstattungsansprüche		1.729	1.490
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	14	4.288	3.173
Kurzfristige Finanzanlagen	15.1	7.637	2.405
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	15.2	68.191	79.862
Summe kurzfristige Vermögenswerte		94.898	91.193
Bilanzsumme		480.834	496.335

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

KONZERN-BILANZ *

ZUM 30. JUNI 2026

PASSIVA

in TEUR	Anhangziffer	30.06.2026	31.12.2025
Eigenkapital			
Gezeichnetes Kapital	20.1	81.368	81.368
Kapitalrücklagen	20.2.A	99.747	99.779
Rücklage für eigene Anteile	20.2.C	-14.866	-10.425
Sonstiges Ergebnis aus Hedging	20.2.E	1.178	779
Gewinnrücklagen	20.2.B	31.027	30.175
Währungsumrechnungsrücklage	20.2.D	-24	-24
Nicht-beherrschende Anteile		16.496	17.442
Eigenkapital		214.927	219.095
Schulden			
Langfristige Schulden			
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	22	135.256	149.084
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	22	36.091	38.064
Langfristige Rückstellungen	24	30.848	30.295
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	23	1.166	1.168
Passive latente Steuern		18.961	20.247
Summe langfristige Schulden		222.322	238.857
Kurzfristige Schulden			
Steuerschulden		4.622	3.295
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	22	25.898	27.050
Kurzfristige Leasingverbindlichkeiten	22	1.370	1.663
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	23	6.903	4.772
Sonstige Verbindlichkeiten	23	4.790	1.605
Summe kurzfristige Schulden		43.583	38.384
Summe Schulden		265.905	277.240
Bilanzsumme		480.834	496.335

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

KONZERN GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG *

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2026 BIS 30. JUNI 2026

in TEUR	Anhang- ziffer	2026H1	2025H1
Umsatzerlöse	9.1	35.082	35.899
Sonstige betriebliche Erträge	9.2	2.011	4.172
Personalaufwand	10.1	-1.471	-996
Sonstige Betriebsaufwendungen	10.2	-6.765	-6.255
Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA)		28.856	32.820
Abschreibungen und Wertminderungen	16,17	-24.061	-33.275
Ergebnis der betrieblichen Geschäftstätigkeit (EBIT)		4.795	-455
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	11	572	275
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	11	-3.735	-3.658
Ergebnis aus der Equity-Methode	11,18	-4	-5
Beteiligungs- und Finanzergebnis		-3.167	-3.388
Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)		1.628	-3.843
Ertragsteuern		-1.066	1.048
Periodenergebnis		563	-2.795
davon Aktionäre der 7C Solarparks AG	12.1.A	253	-3.877
davon nicht-beherrschende Anteile		310	1.082
Ergebnis je Aktie			
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.1.B	0,00	-0,05
Verwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.2.B	0,00	-0,05

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG *

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2026 BIS 30. JUNI 2026

in TEUR	Anhang- ziffer	2026H1	2025H1
Periodenergebnis		563	-2.795
Posten, die in die Gewinn- oder Verlustrechnung umgegliedert werden können:			
Marktwertänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente	20.2.E	555	1.042
Währungsumrechnung	20.2.D	-	-2
Steuern	20.2.E	-156	-302
Sonstiges Ergebnis nach Steuern		399	738
Konzerngesamtergebnis		963	-2.057

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG *

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2026 BIS 30. JUNI 2026

in TEUR	Anhang- ziffer	2026H1	2025H1
Periodenergebnis		563	-2.795
– Abschreibungen und Wertminderungen auf Sachanlagen	16	18.641	18.477
– Abschreibungen und Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte	16, 17	44	45
– Wertminderung auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	17	5.375	14.754
– Sonstige nicht zahlungswirksame Aufwendungen/Erträge		28	-192
– Wertminderungen von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Vermögenswerte	9.2, 10.2	286	389
– Wertminderungen von Vorräten	10.2	-	3
– Netto-Finanzierungsaufwendungen	11	3.167	3.388
– Gewinn- oder Verlustanteil aus dem Verkauf von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen bzw. Finanzanlagen		-8	-348
– (plus) Steueraufwendungen		1.066	-1.048
Veränderungen bei:			
– Vorräten	13	8	92
– Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Vermögenswerten	14	-9.665	-9.133
– Vorauszahlungen		-457	-313
– Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen	23, 24	5.198	2.351
Cash-Zufluss aus der betrieblichen Tätigkeit		24.247	25.669
Gezahlte Zinsen	11	-2.331	-2.936
Gezahlte Vorfälligkeitsentschädigungen		-2	-
Gezahlte Ertragsteuern		-1.503	-1.365
Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit		20.410	21.367

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG *

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2026 BIS 30. JUNI 2026

in TEUR	Anhang- ziffer	2026H1	2025H1
Erhaltene Zinsen	11	154	183
Einzahlungen aus dem Verkauf von Sachanlagen/immateriellen Vermögenswerten		-	800
Tätigung kurzfristiger Finanzanlagen	16	-5.232	3.596
Erwerb von Tochterunternehmen abzüglich erworbener liquider Mittel abzüglich ungezahlter bedingter Kaufpreise	7.1	284	-705
Erhaltene Dividenden		21	-
Erwerb von Sachanlagen	16	-2.624	-1.076
Anzahlungen auf Anlagen im Bau	16	-2.638	-3.184
Erwerb von immateriellen Vermögenswerten	17	-	-253
Cashflow aus der Investitionstätigkeit		-10.034	-640
Erwerb eigener Aktien	20	-4.442	-1.003
Einzahlungen aus Finanzverbindlichkeiten	22	178	24.848
Transaktionskosten in Bezug auf Kredite und Ausleihungen	11	-3	-124
Transaktionskosten in Bezug auf Kapitalerhöhungen		-32	-
Erwerb von nicht-beherrschenden Anteilen			-13
Rückzahlung von Krediten/Tilgungen	22	-14.872	-15.304
Rückzahlung von Schuldscheinen		-	-21.500
Auszahlungen für Leasingverbindlichkeiten	22	-2.221	-2.209
Gezahlte Dividenden		-655	-1.655
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit		-22.047	-16.960
Nettoveränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente		-11.671	3.767
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 1. Januar **	15	79.862	82.077
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 30. Juni **		68.191	85.844

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

** Hinsichtlich der Verfügbarkeit der Mittel verweisen wir auf die Anhangziffer 15; von den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten entfällt ein Betrag von TEUR 4.801 (2025H1: TEUR 4.278) auf die nicht-beherrschenden Anteile.

VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS *

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2026 BIS 30. JUNI 2026

in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapital- rücklage	Rücklage für eigene Anteile	Währungs- umrechnungs- rücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinn- rücklage	Summe	Nicht- beherr- schende Anteile	Gesamtes Eigen- kapital
Stand zum 1. Januar 2026	81.368	99.779	-10.425	-24	779	30.175	201.653	17.442	219.095
Periodenergebnis						253	253	310	563
Sonstiges Ergebnis					400		400		400
Gesamtergebnis	0	0	0	0	400	253	653	310	963
Transaktionskosten direkt in Equity		-32					-32		-32
Erwerb eigene Anteile			-4.442				-4.442		-4.442
Transaktionen mit nicht- beherrschenden Anteilen						601	601	-601	0
Dividenden							-	-655	-655
Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens	0	-32	-4.442	0	0	601	-3.873	-1.256	-5.129
Stand zum 30. Juni 2026	81.368	99.747	-14.866	-24	1.178	31.027	198.432	16.496	214.927

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS *

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2025 BIS 31. DEZEMBER 2025

in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapital- rücklage	Rücklage für eigene Anteile	Währungs- umrechnungs- rücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinn- rücklage	Summe	Nicht- beherr- schende Anteile	Gesamtes Eigen- kapital
Stand zum 1. Januar 2025	83.034	103.833	-5.649	-10	647	37.871	219.727	18.824	238.550
Periodenergebnis						-7.819	-7.819	1.299	-6.519
Sonstiges Ergebnis				-14	132		118		118
Gesamtergebnis	0	0	0	-14	132	-7.819	-7.700	1.299	-6.401
Transaktionskosten direkt in Equity		-71					-71		-71
Erwerb eigene Anteile			-10.425				-10.425		-10.425
Einziehung von eigene Anteile	-1.666	-3.983	5.649				0		0
Transaktionen mit nicht- beherrschenden Anteilen						122	122	-429	-308
Dividenden							0	-2.252	-2.252
Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens	-1.666	-4.054	-4.776	0	0	122	-10.374	-2.681	-13.055
Stand zum 31. Dezember 2025	81.368	99.779	-10.425	-24	779	30.175	201.653	17.442	219.095

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

ANHANG ZUM KONZERNZWISCHENABSCHLUSS

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2026 BIS ZUM 30. JUNI 2026

7C Solarparken AG, Bayreuth

INHALTSVERZEICHNIS

1. BERICHTENDES UNTERNEHMEN	75
2. GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG	75
3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG	75
4. VERWENDUNG VON ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN UND SCHÄTZUNGEN	76
4.1 ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN	76
5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN	78
6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN	81
6.1. RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN	81
7. ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN	82
7.1. ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM ERSTEN HALBJAHR 2025	82
8. GESCHÄFTSBEREICHE	84
9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE	86
9.1. UMSATZERLÖSE	86
9.2. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE	87
10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN	88
10.1. PERSONALAUFWAND	88
10.2. SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND	88
10.3. ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN	89
11. BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS	90
12. ERGEBNIS JE AKTIE	91
12.1. UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE	91
12.2. VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE	92
12.3. OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL	92
13. VORRÄTE	92
14. FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN, SONSTIGE FORDERUNGEN UND SONSTIGE LANGFRISTIGE VERMÖGENSWERTE	93
15. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN SOWIE ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE	94
15.1. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN	94
15.2. ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE	94
16. SACHANLAGEN	95
16.1. SACHANLAGEN	95

16.2.	DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE.....	98
17.	GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE.....	100
17.1.	ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES	100
18.	NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN	101
18.1.	ASSOZIIERTE UNTERNEHMEN	101
19.	ANDERE FINANZANLAGEN.....	102
20.	EIGENKAPITAL.....	102
20.1.	GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE	102
20.2.	ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN	103
21.	KAPITALMANAGEMENT	107
22.	FINANZVERBINDLICHKEITEN.....	108
22.1.	KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL.....	108
22.2.	BANKDARLEHEN	109
22.3.	LEASINGVERBINDLICHKEITEN	113
22.4.	UNGESICHERTE ANLEIHEN	114
23.	VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN	114
24.	LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN	115
25.	NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN	117
25.1.	GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN	117
26.	EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG.....	118
27.	ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS.....	119
28.	ORGANE DER GESELLSCHAFT	120
	VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER.....	123

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 Konzernzwischenabschluss des Unternehmens umfasst das Unternehmen und seine Tochterunternehmen (zusammen als der „Konzern“ und einzeln als „Konzernunternehmen“ bezeichnet). Der Konzern investiert in und betreibt Solar- und Windkraftanlagen mit stetigem Kapitalrückfluss und geringem Risiko v. a. in Deutschland und Belgien (siehe Anhangziffer 5 und 8).

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

2. GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG

Der verkürzte und ungeprüfte Konzernzwischenabschluss wurde gemäß § 37w Abs. 3 Wertpapierhandelsgesetz (WpHG) sowie in Übereinstimmung mit dem International Standard IAS 34 „Interim Financial Reporting“ (Zwischenberichterstattung) aufgestellt. Er enthält nicht sämtliche Informationen, die nach IFRS für einen Konzernabschluss zum Ende eines Geschäftsjahres erforderlich sind und sollte daher in Verbindung mit dem Konzernabschluss zum 31. Dezember 2025 gelesen werden.

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

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

Der Konzernzwischenabschluss wurde in Übereinstimmung mit den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind, erstellt. Die Grundsätze über Ansatz, Bewertung und Ausweis werden von allen Gesellschaften innerhalb des Konsolidierungskreises einheitlich angewendet. Die Erläuterungen im Anhang des Konzernabschlusses 2025 gelten – insbesondere im Hinblick auf die wesentlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden – entsprechend. Dennoch wurden im ersten Halbjahr 2026 die neuen Standards und Interpretationen angewandt, die für die Geschäftsjahre ab dem 1. Januar 2026 verpflichtend sind (siehe Anhangziffer 6).

Der Konzernzwischenabschluss und der Konzernzwischenlagebericht wurden vom Vorstand am 22. September 2026 zur Veröffentlichung genehmigt.

3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG

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

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

4.1 ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN

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

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

BESTIMMUNG DER BEIZULEGENDEN ZEITWERTE

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

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

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

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

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

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

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

5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN

Nachstehend sind die wesentlichen Tochterunternehmen des Konzerns aufgeführt.

In den Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2026 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 Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2026 einbezogen.

Gesellschaft	Sitz	Beteiligung%
Solarpark Oberhörbach GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Longuich GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Heretsried GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark CBG GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark green GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Colexon Solar Energy ApS, Søborg	Dänemark	100,00
Amatec Projects Management GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Renewagy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Renewagy 21. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Renewagy 22. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Tristan Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Zschornowitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark WO GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
PWA Solarpark GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
REG PVA Zwei GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
MES Solar XX GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Melkor UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
HCI Energy 1 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	43,03
HCI Solarpark Igling-Buchloe GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	43,03
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	43,03
Solarpark Floating GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
ProVireo Projektverwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
ProVireo Solarpark 3. Schönebeck GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solar Park Blankenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Colexon IPP GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec Grundbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00

Gesellschaft	Sitz	Beteiligung%
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 21 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 25 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 30 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 31 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 32 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 33 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 34 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 35 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 36 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Rötze GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Derching GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Windpark Stetten 2 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	55,14
Photovoltaikkraftwerk Ansbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	55,14
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	55,14
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
HCI Energy 2 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	41,81
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG, 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	100,00
Solarpark Neudorf GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Hohenberg GmbH, Marktleugast	Deutschland	83,00
Solarpark Morbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Draisdorf-Eggenbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
High Yield Solar Investments BV, Amsterdam	Deutschland	100,00
Solardach Gutenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark MGGS Landbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Tannhäuser Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
Lohengrin Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
PV Görike GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarparken AM GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Helbra Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Leasing GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Solarfonds Zwei Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Solarfonds Drei Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Espenhain Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Energy Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00

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

Gesellschaft	Sitz	Beteiligung%
RS Infrastruktur GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Zerre V GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
7C Solarparken Belgium BV, Sint-Niklaas	Belgien	100,00
IRIS 67 BV, Mechelen	Belgien	100,00
7C Groeni BV, Mechelen	Belgien	100,00
Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00

Folgende Gesellschaften werden nach der Equity-Methode in den Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2026 einbezogen:

Gesellschaft	Sitz	Beteiligung%
Virilux BV, Mechelen	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, Würzburg	Deutschland	19,40

6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN

6.1. RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN

Der Konzern wendet im Vergleich zum Geschäftsjahr 2025 grundsätzlich die gleichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden an. Dennoch wurden im Geschäftsjahr die neuen Standards und Interpretationen angewandt, die für Geschäftsjahre ab dem 1. Januar 2026 verpflichtend sind.

A. Rechnungslegungsmethoden

Im Berichtszeitraum hat der Konzern erstmals in Batteriespeicheranlagen ("BESS") investiert. Die BESS-Anlagen werden gemäß IAS 16 als Sachanlagen zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert; aufgrund wesentlich unterschiedlicher Nutzungsdauern werden Batterie, Leistungselektronik, Infrastruktur und Netzanschluss im Rahmen des Komponentenansatzes gesondert erfasst und abgeschrieben. Die Batteriekomponente wird verbrauchsorientiert anhand der tatsächlichen Lade-/Entladezyklen abgeschrieben, begrenzt auf eine kalendarische Nutzungsdauer von 10 bis 15 Jahren; die übrigen Komponenten werden linear über 15 bzw. 20 Jahre abgeschrieben.

B. Konsolidierungskreisänderungen

Im ersten Halbjahr 2026 hat der Konzern den Konsolidierungskreis um folgende Gesellschaft durch Aufstockung der Beteiligung erweitert:

Gesellschaft	Beteiligung des Konzerns zum 31.12.2025	Beteiligung des Konzerns zum 30.06.2026	Tag der Erlangung der Beherrschung
Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH	20,00 %	100,00 %	13. Februar 2026

7. ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN

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

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

7.1. ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM ERSTEN HALBJAHR 2026

Im Geschäftsjahr 2026 hat der Konzern die Beherrschung über eine Konzerngesellschaft, die nach der Equity-Methode bilanziert wurde, erlangt. Die Aufstockung der Konzernbeteiligung in dieser Konzerngesellschaft von 20% auf 100% ist als Erwerb von Vermögenswerten und Schulden zu bilanzieren.

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 Anhangziffer 17);
- Solaranlagen sowie Nutzungsrechte aus Leasingverhältnissen (siehe Anhangziffer 16);
- Gebäude und Grundstücke: hauptsächlich diejenigen, auf denen die Wind- und Solaranlagen errichtet wurden oder werden können (siehe Anhangziffer 16);
- Fremdfinanzierung: hierbei handelt es sich meistens um Projektfinanzierungen mit längeren Laufzeiten sowie Leasingverbindlichkeiten (siehe Anhangziffer 22);
- 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 Anhangziffer 24) des Konzerns angesetzt sowie
- Steueransprüche oder Steuerschulden, die gemäß IAS 12 wie Ertragsteuern zu bewerten sind.

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

werterhellende Erkenntnisse den Anschaffungskosten der erworbenen Solar- oder Windkraftanlage zugerechnet. Gleiches gilt für den Fall, dass zunächst berücksichtigte Bestandteile nicht zum Zuge kommen.

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

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

A. ERWERB DER TERRA-WERK CLEAN LERCHENBERG GMBH

Der Konzern hatte zum 31. Dezember 2025 eine Beteiligung von 20% in der Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH. Diese Beteiligung wurde bis zum 12. February 2026 nach der Equity Methode bilanziert. Am 13. Februar 2026 hat der Konzern die verbleibende 80 % der Anteile an der Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH erworben und wurde somit zur alleinigen Gesellschafterin dieser Konzerngesellschaft. Infolgedessen hat der Konzern zu diesem Tag die Beherrschung über die vorgenannte Gesellschaft erlangt. Die Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH entwickelt eine Photovoltaikanlage mit einer geplanten Leistung von 8.827 kWp in Gera-Lerchenberg im Bundesland Thüringen. Der Bau der Solaranlage wird im Jahr 2026 beginnen. Die Fertigstellung und Inbetriebnahme der Anlage jedoch sind für das Jahr 2027 geplant.

in TEUR	Ermittlung der Anschaffungskosten der Gruppe
Kaufpreis, bestehend aus:	901
- Flüssige Mitteln	311
- Forderungsverlust durch Änderung des Konsolidierungskreises	590
Buchwert der bereits gehaltenen 20%	3
Übernommene Verbindlichkeiten:	
- Sonstige Verbindlichkeiten	-1
Gesamtanschaffungskosten der Gruppe	904
in TEUR	Aufteilung der Anschaffungskosten der Gruppe
Projektrechte	20
Land	288
Sonstige Vermögenswerte	1
Flüssige Mittel	596
Gesamt	904
Netto gezahlte Flüssige Mittel im Berichtszeitraum (-)	284

8. GESCHÄFTSBEREICHE

Der Konzern ist fokussiert auf den Verkauf von Strom, den dieser mit eigenen Wind- und Solaranlagen produziert, sodass über 99,3 % der Umsatzerlöse aus diesem Geschäft erzielt werden (2025H1: 99,0 %). Daneben gibt es einige Aktivitäten von untergeordneter Bedeutung (jeweils 0,7 % im Berichtszeitraum und 1,0 % in der Vergleichsperiode).

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

Der Konzern verfügt nur über ein Geschäftssegment, welches einheitlich durch den Gesamtvorstand gesteuert wird. Insgesamt dienen unmittelbar 93 % (2025: 92 %) des langfristigen Vermögens der Erzeugung und dem Verkauf von Strom. Die Organisationsstruktur und das interne Reporting des Konzerns erfolgen entsprechend nicht nach unterschiedlichen Geschäftsbereichen.

Die eigenen Solar- und Windkraftanlagen nebst den Nutzungsrechten, die alle damit in Verbindung stehen, stellen zum Ende des Berichtszeitraums 93 % (2025: 92 %) des langfristigen Vermögens (ohne latente Steuern) des Konzerns dar.

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Solarparks	305.006	316.745
Windparks	7.248	7.571
BESS Anlagen	77	-
Nutzungsrechte	38.614	39.934
Langfristige Vermögenswerte des Stromverkaufbetriebs	350.944	364.249
Sämtliche langfristige Vermögenswerte (exkl. latente Steuern)	376.247	395.155
Anteil des Stromverkaufbetriebs	93 %	92 %

Die Fokussierung des Konzerns auf den deutschen Markt spiegelt sich deutlich in den Umsatzanteilen nach geografischen Märkten wider. Im laufenden Geschäftsjahr 2026 wurde 92,4 % des Umsatzes in Deutschland erzielt (2025H1: 92,6 %). Die restlichen Umsatzerlöse erwirtschaftete der Konzern mit einem Anteil von 7,6 % in Belgien (2025H1: 7,4 %).

in TEUR	2026H1		2025H1	
	Umsatz	%	Umsatz	%
Deutschland	32.422	92,4 %	33.241	92,6 %
Belgien	2.660	7,6 %	2.658	7,4 %
Gesamt	35.082		35.899	

Das langfristige Vermögen (ohne latente Steuern) wird in den untenstehenden Tabellen dargestellt. Vom gesamten langfristigen Vermögen auf Konzernebene waren 88 % zum Ende des Berichtszeitraums (2025: 88 %) geographisch Deutschland zuzuordnen. Das langfristige Vermögen in Belgien blieb zum Ende des ersten Halbjahres 2026 auf 12 %.

30.06.2026

in TEUR	Deutschland	Belgien	Gesamt
Geschäfts- oder Firmenwert	648	-	648
Immaterielle Vermögenswerte	1.424	-	1.424
Grundstücke und Gebäude	14.170	988	15.158
Solarparks	265.644	39.361	305.006
Windparks	7.248	-	7.248
BESS Anlagen	-	77	77
Anlagen im Bau	3.287	1.199	4.486
Nutzungsrechte	33.884	4.730	38.614
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	290	140	430
Sonstige langfristige Vermögenswerte	2.599	556	3.155
Gesamt	329.194	47.051	376.245
	88 %	12 %	100 %

31.12.2025

in TEUR	Deutschland	Belgien	Gesamt
Geschäfts- oder Firmenwert	648	-	648
Immaterielle Vermögenswerte	1.450	-	1.450
Grundstücke und Gebäude	13.239	1.001	14.240
Solarparks	275.899	40.847	316.745
Windparks	7.571	-	7.571
Anlagen im Bau	10.303	350	10.653
Nutzungsrechte	35.328	4.606	39.934
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	277	125	402
Sonstige langfristige Vermögenswerte	2.953	559	3.512
Gesamt	347.666	47.488	395.155
	88 %	12 %	100 %

9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

9.1. UMSATZERLÖSE

in TEUR	2026H1	2025H1
Verkaufter Strom	34.824	35.537
<i>davon Einnahmen aus Strompreisswap-Vereinbarungen</i>	-43	1.621
Erlöse aus Dienstleistungen	177	136
Sonstige	80	226
Gesamt	35.082	35.899

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. die Fernüberwachung, die Reparatur und Wartung von Solaranlagen sowie deren Betriebsführung betreffen. Die sonstigen Umsatzerlöse bestehen im Wesentlichen aus Mieteinnahmen aus dem sog. PV Estate Portfolio.

In Summe ist ein Rückgang der Umsatzerlöse durch Stromverkauf im Vergleich zum Vorjahreshalbjahr um EUR - 0,7 Mio. (-2,0%) zu verzeichnen. Dieser Rückgang ist hauptsächlich auf dem Wegfall der Strompreisswap-Vereinbarungen aus dem Vorjahr sowie sonstigen Strompreiseffekte zurückzuführen (-2,0 Mio.). Gegenläufig hat sich der Effekt der Produktionszunahme ausgewirkt, welcher EUR 1,3 Mio. zur Umsatzentwicklung positiv beigetragen hat.

Die Erträge aus der Erbringung von Dienstleistungen erhöhten sich im Vergleich zu Vorjahreszeitraum leicht. Ursächlich hierfür sind vor allem höhere Serviceleistungen an Fondsunternehmen, die sich im Portfolio befinden.

Es wurden keine Umsatzerträge aus der Untervermietung von Nutzungsrechten erwirtschaftet.

9.2. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

in TEUR	2026H1	2025H1
Schadenersatz	686	501
Erträge aus "Redispatch 2.0"	1.113	1.821
Periodenfremde Erträge	70	186
Verkauf von Anlagevermögen	8	348
Auflösung von Rückstellungen	16	755
Zurücknahme von Wertminderungen auf Forderungen	-	407
Sonstige Erträge	118	154
Gesamt	2.011	4.172

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparks i. H. v. EUR 2,0 Mio. (2025H1: EUR 4,2 Mio.).

Infolge des Netzstabilitätssteuerungssystems „Redispatch 2.0“ regeln die Netzbetreiber bei Netzüberlastungen im Netzgebiet die Wind- und Solarparks des Konzerns regelmäßig herunter. Der Konzern kann diese Abschaltungen nicht verhindern. Die Netzbetreiber sind dabei fallbezogen gesetzlich zur Zahlung eines Ausgleichs an den Konzern verpflichtet. Diese Ausgleichszahlungen stellen für den Konzern sonstige betriebliche Erträge dar. Bei der Ermittlung der Ausgleichszahlungen sowie bei deren Abrechnung und Auszahlung kann es zu erheblichen Verzögerungen kommen. Solche Ausgleichszahlungen wurden im Berichtszeitraum i. H. v. EUR 1,1 Mio. (2025H1: EUR 1,8 Mio.) erfolgswirksam vereinnahmt.

Im Berichtszeitraum wurden EUR 0,7 Mio. Erträge aus Schadenersatzleistung hauptsächlich durch Versicherer erfolgswirksam vereinnahmt (2025H1: EUR 0,5 Mio.). Davon ist EUR 0,4 Mio. (2025H1 : EUR 0,4 Mio.) auf die Erstattung von Sachschaden und EUR 0,2 Mio. (2025H1 : EUR 0,1 Mio.) auf Betriebsausfall zurückzuführen.

Die Senkung der sonstigen betrieblichen Erträge ist insbesondere auf mehrere Einmaleffekte im ersten Halbjahr 2025 zurückzuführen, denn in der Vergleichsperiode wurde erstens mit dem Verkauf einer Dachanlage ein Gewinn i. H. v. EUR 0,3 Mio. erwirtschaftet. Darüber hinaus konnten in der Vergleichsperiode Gewährleistungsrückstellungen (EUR 0,5 Mio.) sowie Rückbaurückstellungen um insgesamt EUR 0,2 Mio. aufgelöst werden und schließlich gab es einen Wegfall von Verbindlichkeiten i. H. v. EUR 0,4 Mio.

Schließlich vereinnahmte der Konzern periodenfremde Erträge i. H. v. EUR 0,1 Mio. (2025H1: EUR 0,2 Mio.).

Es wurden im Berichtszeitraum Zuwendungen der öffentlichen Hand i. H. v. TEUR 19 (2025H1: TEUR 17) ertragswirksam amortisiert. Diese sind in den sonstigen Erträgen enthalten.

10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

10.1. PERSONALAUFWAND

in TEUR	2026H1	2025H1
Löhne und Gehälter	801	590
Vorstandsvergütung	496	282
Soziale Abgaben	104	83
Sonstiger Personalaufwand	70	41
Gesamt	1.471	996

Die Personalkosten sind bei einer Zunahme der durchschnittlichen Anzahl der Beschäftigten auf 30 Mitarbeiter (2025H1: 24) von TEUR 996 im ersten Halbjahr 2025 auf TEUR 1.471 im Berichtszeitraum gestiegen. Die Anzahl der Vorstandsmitglieder erhöhte sich im Februar 2025 von zwei auf drei. Am Ende des Berichtszeitraums wurden im Konzern neben den drei Vorständen 31 Mitarbeiter (2025H1: 22 Mitarbeiter) beschäftigt.

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

10.2. SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

in TEUR	2026H1	2025H1
Verwaltungskosten	779	694
Kosten Solarparks	3.979	3.677
Erhöhung der Rückstellungen	12	-
Materialaufwand	148	53
Rechts-,Beratungs- und Prüfungskosten	693	642
Kfz- und Reisekosten	86	92
Versicherungen	491	430
Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte	289	392
Periodenfremde Aufwendungen	161	152
Sonstige	127	123
Gesamt	6.765	6.255

Der sonstige Betriebsaufwand erhöhte sich vom EUR 6,3 Mio. in der Vorjahresperiode auf EUR 6,8 Mio. im Berichtszeitraum.

Im sonstigen Betriebsaufwand sind v. a. die Kosten für den Betrieb der Solarparks i. H. v. EUR 4,0 Mio. (2025H1: EUR 3,7 Mio.) enthalten. Unter anderem sind Aufwendungen für Reparaturen und Instandhaltung sowie Direktvermarktungskosten und Kosten für die Rasen-/Grünpflege in diesem Posten enthalten. Die Hauptgründe für diesen Anstieg i. H. v. EUR 0,4 Mio. sind die zugenommen Aufwendungen für Reparaturen und Instandhaltung. Diese Zunahme steht in Verbindung mit der Behebung von versicherten Schäden, für die im Berichtszeitraum ein Betrag i. H. v. EUR 0,4 Mio. (2025H1: EUR 0,3 Mio.) erfolgswirksam vereinnahmt wurde (Siehe Anhangziffer 9.2).

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 Anhangziffer 10.1 vollumfänglich in den sozialen Abgaben dargestellt.

11. BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS

in TEUR	2026H1	2025H1
Zinserträge aus:		
- Zahlungsmitteln & Zahlungsmitteläquivalenten	7	62
- Sonstigen finanziellen Vermögenswerten zu fortgeführten Anschaffungskosten	147	184
Gesamtzinserträge aus finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden	154	246
Marktwertänderungen des ineffektiven Teils der Zinsswaps	-	1
Ertrag aus nachträglichen Zinsanpassungen von finanziellen Verbindlichkeiten, die nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden	51	8
Dividenden	21	-
Sonstige Finanzerträge	346	20
Währungsumrechnungsdifferenzen	1	1
Sonstige Finanzerträge	418	30
Finanzerträge	572	275
Finanzielle Verbindlichkeiten bewertet zu fortgeführten Anschaffungskosten:		
Zinsaufwendungen	-2.137	-2.458
Ergebnis aus der Equity-Methode	-4	-5
Aufzinsung der Rückstellungen	-545	-494
Bankkosten, Courtagen und sonstige Finanzaufwendungen	-660	-170
Aufzinsung der Leasingverbindlichkeiten	-376	-387
Aufwand aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-17	-150
Finanzaufwendungen	-3.739	-3.663
Beteiligungs- und Finanzergebnis	-3.167	-3.388

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

In den sonstigen Finanzerträgen sind hauptsächlich die Erträge aus der Neubewertung von Projektfinanzierungen i. H. v. TEUR 294 enthalten.

Die Zinsaufwendungen i. H. v. TEUR 2.137 (2025H1: TEUR 2.458) betreffen fast hauptsächlich Projektfinanzierungen von Solar-, Windkraftanlagen und PV-Estate i. H. v. TEUR 1.945 (2025H1: TEUR 2.162) zuzüglich der Zinsen auf emittierte ungesicherte Anleihen i. H. v. TEUR 176 (2025H1: TEUR 265) sowie die Zinsaufwendungen von Leasingverbindlichkeiten i. V. m. Solaranlagen i. H. v. TEUR 16 (2025H1: TEUR 31).

Im Posten Bankkosten, Courtagen und sonstige Finanzaufwendungen i. H. v. TEUR 660 ist insbesondere der Aufwand aus der Neubewertung von Projektfinanzierungen aufgrund der Anpassung des Zinssatzes nach Ablauf der Zinsbindungsfrist enthalten.

12. ERGEBNIS JE AKTIE

12.1. UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE

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

A. ZURECHNUNG DES GEWINNS AUF STAMMAKTIONÄRE (UNVERWÄSSERT)

in TEUR	2026H1	2025H1
Gewinn, den Eigentümern des Mutterunternehmens zurechenbar	253	-3.877
Gewinn, den Inhabern der Stammaktien zurechenbar	253	-3.877

B. GEWICHTETER DURCHSCHNITT DER STAMMAKTIE (UNVERWÄSSERT)

in tausend Aktien	2026H1		2025H1	
Ausgegebene Stammaktien zum 1. Januar	81.368	100 %	83.034	100 %
Einziehung eigener Aktien	-	0 %	-1.667	49 %
Kauf eigener Aktien im Berichtszeitraum	-2.437	19 %	-508	28 %
Kauf eigener Aktien in Vorjahrsperiode(n)	-5.700	100 %	-1.667	51 %
Gewichteter Durchschnitt der Stammaktien zum Ende der Berichtsperiode	75.200		81.224	
in EUR	2026H1		2025H1	
Ergebnis je Aktie				
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (gerundet)	0,00		-0,05	

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

12.2. VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE

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

12.3. OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL

A. BEDINGTES KAPITAL 2022

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

13. VORRÄTE

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Rohstoffe und Verbrauchsgüter	200	199
Module	1.029	1.037
Gesamt	1.228	1.236

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

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

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Geleistete Anzahlungen	487	29
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	11.338	2.998
Sonstige langfristige Vermögenswerte	1.343	1.716
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	4.288	3.173
Gesamt	17.456	7.915
Davon Langfristige Vermögenswerte	1.343	1.716
Davon Kurzfristige Vermögenswerte	16.113	6.200
Gesamt	17.456	7.915

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

Im Vergleich zum Jahresende haben sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen um EUR 8,3 Mio. erhöht, weil die Netzbetreiber regelmäßig ein bis zwei Monate nach erfolgter Lieferung die Gutschrift auszahlen. Demzufolge setzen sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen zum Jahresende aus Umsätzen aus den sonnenarmen Monaten November und Dezember zusammen, während die Umsätze zum Ende des ersten Halbjahres aus den einstrahlungsreichen Monaten Mai und Juni resultieren.

Die geleisteten Anzahlungen i. H. v. TEUR 487 (2025: TEUR 29) bestehen im Wesentlichen aus Vorauszahlungen für die Entwicklung und den Bau eines Solarparks in Gera. Der Baubeginn des neuen Projekts ist im Jahr 2026 vorgesehen.

Die sonstigen langfristigen Vermögenswerte sanken von EUR 1,7 Mio. auf EUR 1,3 Mio. Sie sind hauptsächlich auf die Bilanzierung des langfristigen Teils des beigelegten positiven Zeitwerts einer im Geschäftsjahr abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarung i. H. v. EUR 0,3 Mio. und Kautionen i. H. v. EUR 0,1 Mio. zurückzuführen.

Die sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte beinhalten außerdem die derivativen Vermögenswerte i. H. v. TEUR 527 (2025: TEUR 595), die aus dem beigelegten positiven Zeitwert von abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarungen mit europäischen Nutzunternehmen resultieren, Forderungen aus Umsatzsteuervorauszahlungen i. H. v. TEUR 1.492 (2025: TEUR 958) sowie Rechnungsabgrenzungen i. H. v. TEUR 1.003 (2025: TEUR 434) und sonstige kurzfristige Forderungen i. H. v. TEUR 595 (2025: TEUR 805). Darüber hinaus sind gewährte Darlehen an Dritte i. H. v. TEUR 324 sowie eine zugunsten der Bundesnetzagentur für die sich im Bau befindliche Solaranlage Gera hinterlegte Sicherheit i. H. v. TEUR 347 enthalten.

15. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN SOWIE ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

15.1. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Kurzfristige Finanzanlagen	7.637	2.405
Kurzfristige Finanzanlagen	7.637	2.405

Aufgrund des geänderten Zinsumfeldes hat der Konzern im Laufe des Vorjahres als auch des ersten Halbjahres 2026 Zahlungsmittel- und Zahlungsmitteläquivalente bei verschiedenen europäischen Banken auf Festgeldkonten mit einer Laufzeit länger als drei Monate zum Zeitpunkt der Investition angelegt. Die Gelder auf den Festgeldkonten werden unter sonstigen Investitionen ausgewiesen.

Zum 30. Juni 2026 betrugen die sonstigen Investitionen insgesamt EUR 7,6 Mio., davon hatten EUR 4,6 Mio. am Bilanzstichtag noch eine Laufzeit von mehr als drei Monaten.

15.2. ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	13.891	15.945
Sofort abrufbare Sichteinlagen	54.300	63.916
In der Kapitalflussrechnung dargestellte Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	68.191	79.862

Bei den Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung handelt es sich um Projektreservekonten i. H. v. TEUR 13.409 (2025: TEUR 15.490), Bausparkonten i. H. v. TEUR 343 (2025: TEUR 317) sowie sonstige Konten i. H. v. TEUR 139 (2025: TEUR 139). Diese Konten sind für die jeweilige zugehörige Finanzierung einer Solaranlage an die Bank oder Leasinggesellschaft als Sicherheit hinterlegt, damit die vereinbarten regelmäßigen Kapitaldienstzahlungen (insbesondere in den Monaten Dezember bis Februar) geleistet werden können. Diese gewährten Sicherheiten sind geschäftsartimmanent und dienen damit der Aufrechterhaltung der Zahlungsverpflichtungen im Rahmen der alltäglichen Geschäftsabläufe. Aufgrund der sehr guten Liquiditätssituation wurden diese Sicherheiten weder im ersten Halbjahr 2026 noch im Vorjahr im Rahmen der gewöhnlichen Kapitaldienstzahlungen in Anspruch genommen.

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

Im ersten Halbjahr 2026 wurden durch Konsolidierungskreisweiterungen (siehe Anhangziffer 7) Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente i. H. v. insgesamt TEUR 596 miterworben (2025: TEUR 285).

16. SACHANLAGEN

16.1. SACHANLAGEN

30.06.2026

in TEUR	Grund- stücke und Gebäude	Solar- parks	Wind- parks	BESS Anlagen	Nutzungs rechte	BGA	Anlagen im Bau	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten								
Stand zum 1. Januar 2026	15.286	624.051	12.376	0	53.345	1.514	10.653	717.226
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen	288							288
Zugänge durch Investitionen	726	1.798			851	100	2.638	6.113
Sonstige Zugänge		15						15
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen					-32			-32
Umgliederung		8.728		77			-8.805	-
Neubewertung					-895			-895
Stand zum 30. Juni 2026	16.300	634.592	12.376	77	53.269	1.614	4.486	722.715
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen								
Stand zum 1. Januar 2026	-1.047	-307.305	-4.803	0	-13.412	-1.112	0	-327.678
Abschreibungen	-95	-16.907	-323		-1.244	-72		-18.641
Wertminderungen		-5.375						-5.375
Stand zum 30. Juni 2026	-1.142	-329.587	-5.126	0	-14.656	-1.185	0	-351.694
Buchwerte								
Stand zum 1. Januar 2026	14.240	316.745	7.571	0	39.934	402	10.653	389.544
Stand zum 30. Juni 2026	15.158	305.006	7.248	77	38.614	430	4.486	371.017

Im Berichtszeitraum hat der Konzern in Anbetracht der angespannten Marktsituation auf dem deutschen und belgischen Strommarkt die Solaranlagen einem Werthaltigkeitstest unterzogen. Wir verweisen auf den Wirtschaftsbericht für ausführliche Informationen.

Für Zwecke des Werthaltigkeitstests wurden die Vermögenswerte in zahlungsmittelgenerierende Einheiten (ZGE) zusammengefasst, die den niedrigsten Ebenen entsprechen, auf denen weitgehend unabhängige Cashflows identifizierbar sind. Die Ermittlung des erzielbaren Betrags erfolgte auf Basis des Nutzungswerts. Dabei wurden die erwarteten künftigen Cashflows auf Basis der aktuellen Planungen des Managements abgeleitet und mit einem Abzinsungssatz (WACC) vor Steuern von 6,3 % bis 7,0 % diskontiert.

Die auf Wertminderung geprüften zahlungsmittelgenerierenden Einheiten (ZGE) bestehen aus einzelnen Solarparks oder Gruppen von Solarparks, die weitgehend unabhängige Zahlungsmittelzuflüsse erwirtschaften. Für die Berichterstattung werden diese ZGE in Übereinstimmung mit IAS 16 unter der Kategorie *Sachanlagen – Solarparks* dargestellt.

Die Identifizierung der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten entspricht dem in den Vorperioden angewandten Ansatz. Es wurden keine Änderungen in der Zusammenfassung von Vermögenswerten zur Bestimmung der ZGE im Vergleich zur vorherigen Schätzung der erzielbaren Beträge vorgenommen.

Die Planannahmen umfassen im Wesentlichen den jeweiligen Einspeisevergütungssatz, die erwarteten Strompreise, den Abschluss von künftigen Strompreisswap-Vereinbarungen bzw. Strompreisoptionsverträgen, die Produktionsmengen, die Betriebskosten sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen. Wesentliche Parameter wie die erwartete Anlagenverfügbarkeit und Instandhaltungskosten wurden ebenfalls berücksichtigt. Außer der erforderlichen Aktualisierung der Planannahmen für einzelne Solaranlagen, haben sich insbesondere die Annahmen für den erzielten Strompreis nach dem Einspeisezeitraum der einzelnen Solaranlagen negativ geändert.

Auf Grundlage der durchgeführten Werthaltigkeitstests ergab sich eine Wertminderung in Höhe von EUR 5,4 Mio. Diese wurde im Posten Abschreibungen und Wertminderungen der Konzern Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Zur Überprüfung der Robustheit der Werthaltigkeitstests hat der Konzern Sensitivitätsanalysen zu den wesentlichen Bewertungsparametern durchgeführt. Dabei wurden eine Abweichung des Strompreises von +/- EUR 10/MWh, eine Veränderung des verwendeten Abzinsungssatzes (WACC) um +/- 1 Prozentpunkt, sowie eine Anpassung der Betriebskosten um +/- 10 % simuliert. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die erzielbaren Beträge sensitiv auf Änderungen dieser Parameter reagieren. Eine Änderung dieser Annahmen könnte – abhängig von Umfang und Richtung – zu wesentlichen Anpassungen des erzielbaren Betrags und gegebenenfalls zu zusätzlichen Wertminderungen führen.

Die ausgewiesenen Solarparks, Windkraftanlagen sowie Gebäude und Grundstücke dienen zur Sicherung der in Anhangsziffer 22.1 erläuterten Finanzverbindlichkeiten.

Am Bilanzstichtag gab es noch finanzielle Verpflichtungen i. V. m. dem Bau von Anlagen i. H. v. EUR 10,0 Mio. (2025: EUR 6,2 Mio.). Diese nicht-bilanzierten Verpflichtungen stehen mit noch nicht erfüllten Leistungen bzgl. den sich am Ende von Berichtszeitraum im Bau befindlichen Anlagen in Verbindung.

31.12.2025

in TEUR	Grund- stücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzungs- rechte	BGA	Anlagen im Bau	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten							
Stand zum 1. Januar 2025	15.258	600.762	12.376	53.414	1.487	14.997	698.293
Umgliederung						-25	-25
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen		1.208					1.208
Zugänge durch Investitionen	28	6.173		20	53	8.787	15.060
Sonstige Zugänge		1.906					1.906
Abgänge aus dem Verkauf von Anlagevermögen		-573		-74	-25		-673
Umgliederung		13.107				-13.107	0
Umgliederung von immateriellen Anlagevermögen		1.486					1.486
Neubewertung				-13			-13
Stand zum 31. Dezember 2025	15.286	624.051	12.376	53.345	1.514	10.653	717.226
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen							
Stand zum 1. Januar 2025	-929	-253.643	-4.157	-10.871	-1.015	-25	-270.646
Umgliederung						25	25
Abschreibungen	-118	-33.669	-646	-2.539	-97		-37.068
Wertminderungen		-20.179					-20.179
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen		186					186
Stand zum 31. Dezember 2025	-1.047	-307.305	-4.803	-13.412	-1.112	0	-327.678
Buchwerte							
Stand zum 1. Januar 2025	14.329	347.119	8.217	42.539	472	14.974	427.649
Stand zum 31. Dezember 2025	14.240	316.745	7.571	39.934	402	10.653	389.544

16.2. DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE

30.06.2026

ANSCHAFFUNGSWERTE					
Nutzungsverträge i. V. m. in TEUR	Grundstücke	Gestattungs- verträge Solarparks	Gestattungs- verträge Windparks	Sonstiges Anlage- vermögen	Summe
Stand zum 1. Januar 2026	91	51.378	1.589	291	53.345
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge		851			851
Abgänge aus dem Verkauf von Anlagevermögen		-32			-32
Neubewertung		-895			-895
Stand zum 30. Juni 2026	91	51.302	1.589	291	53.269
KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN					
Stand zum 1. Januar 2026	-	-12.734	-444	-236	-13.412
Zugänge durch Abschreibungen		-1.199	-34	-11	-1.244
Stand zum 30. Juni 2026	-	-13.933	-478	-247	-14.658
BUCHWERTE					
Stand zum 1. Januar 2026	91	38.644	1.145	55	39.934
Stand zum 30. Juni 2026	91	37.369	1.111	44	38.614

31.12.2025

ANSCHAFFUNGSWERTE					
Nutzungsverträge i. V. m. in TEUR	Grundstücke	Gestattungs- verträge Solarparks	Gestattungs- verträge Windparks	Sonstiges Anlage- vermögen	Summe
Stand zum 1. Januar 2025	91	51.445	1.589	291	53.412
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge		20			20
Abgänge		-74			-74
Neubewertung		-13			-13
Stand zum 31. Dezember 2025	91	51.378	1.589	291	53.345
KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN					
Stand zum 1. Januar 2025	-	-10.284	-376	-215	-10.873
Zugänge durch Abschreibungen		-2.450	-68	-21	-2.539
Stand zum 31. Dezember 2025	-	-12.734	-444	-236	-13.412
BUCHWERTE					
Stand zum 1. Januar 2025	91	41.161	1.213	76	42.539
Stand zum 31. Dezember 2025	91	38.644	1.145	55	39.934

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

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

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

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

17. GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

17.1. ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES

30.06.2026

in TEUR	Anhang- ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten						
Stand zum 1. Januar 2026		5.688	1.722	2.619	113	10.142
Erwerbe durch Unternehmenszusammenschlüsse				20		20
Stand zum 30. Juni 2026		5.688	1.722	2.639	113	10.162
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen						
Stand zum 1. Januar 2026		-5.041	-732	-2.162	-112	-8.046
Abschreibungen			-44			-44
Stand zum 30. Juni 2026		-5.041	-776	-2.612	-112	-8.090
Buchwerte						
Stand zum 1. Januar 2026		648	991	457	1	2.096
Stand zum 30. Juni 2026		648	947	477	1	2.072

31.12.2025

in TEUR	Anhang- ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten						
Stand zum 1. Januar 2025		5.688	1.722	3.540	113	11.063
Erwerbe				547		547
Umgliederung in die Sachanlagen				-1.486		-1.486
Stand zum 31. Dezember 2025		5.688	1.722	2.619	113	10.142
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen						
Stand zum 1. Januar 2025		-4.489	-642	-1.682	-109	-6.922
Abschreibungen			-89		-3	-92
Wertminderungen		-551		-480		-1.031
Stand zum 31. Dezember 2025		-5.041	-732	-2.162	-112	-8.046
Buchwerte						
Stand zum 1. Januar 2025		1.199	1.080	1.859	4	4.140
Stand zum 31. Dezember 2025		648	991	457	1	2.096

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.

18. NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN

AUFSTELLUNG DER NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETEN FINANZANLAGEN

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Viriflux BV	528	531
Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG	8	8
Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH	-	3
Solarpark Zerre Infrastruktur GbR	3	4
Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG	-	-
Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen	539	546

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.

18.1. ASSOZIIERTE UNTERNEHMEN

A. VIRIFLUX BV

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Eigentumsanteil	50 %	50 %
Langfristige Vermögenswerte	1.110	1.131
Kurzfristige Vermögenswerte (einschließlich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente – 2026H1: 125 TEUR/ 2025: 268 TEUR)	314	292
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich langfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2026H1: 359 TEUR/ 2025: 352 TEUR)	-359	-352
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich kurzfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2026H1: 0 TEUR/ 2025: -6 TEUR)	-10	-10
Nettovermögen (100 %)	1.055	1.062
Anteil des Konzerns am Nettovermögen (50 %)	528	531
Buchwert des Anteils		
Umsatzerlöse	28	56
Zinsaufwendungen	-2	-8
Gewinn und Gesamtergebnis (100 %)	-7	-15
Gesamtergebnis (50 %)	-3	-7

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

19. ANDERE FINANZANLAGEN

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

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Genossenschaftsanteile	85	85
Aktien- und Anteilbestand	890	907
Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps	300	261
Andere Finanzanlagen	1.275	1.253

Die anderen Finanzanlagen bestehen einerseits, wie zum vorangegangenen Bilanzstichtag, aus Genossenschaftsanteilen an Finanzinstituten, die der Konzern im Rahmen von Geschäftsverbindungen mit den jeweiligen Banken hält. Hauptsächlich bestehen diese Finanzanlagen jedoch aus Geschäftsanteilen an Fondsgesellschaften, die vom Konzern verwaltet werden. Die Anschaffungskosten der am Bilanzstichtag ausgewiesenen anderen Finanzanlagen betrugen TEUR 890 (2025: TEUR 907). Außerdem enthält diese Bilanzposition auch Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps (EUR 0,3 Mio.), die der Konzern zur Abdeckung von Zinsrisiken abgeschlossen hat.

20. EIGENKAPITAL

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

20.1. GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE

A. AUSGABE VON STAMMAKTIE

Es wurden im Berichtszeitraum keine neuen Aktien der Gesellschaft begeben.

Mit dem Vorstandsbeschluss vom 3. April 2025 wurde mit Zustimmung des Aufsichtsrats, auf Grundlage der Ermächtigung des Vorstands durch die ordentliche Hauptversammlung der Gesellschaft vom 6. Juni 2024, beschlossen, 1.666.666 eigene Aktien einzuziehen und das Grundkapital der Gesellschaft entsprechend herabzusetzen.

B. ENTWICKLUNG DER ANZAHL DER IM UMLAUF BEFINDLICHEN AKTIE

	Tsd. Aktien
Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2025	83.034
Einziehung eigener Aktien im Jahr 2025	-1.666
Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2026	81.368
Im Umlauf befindliche Aktien zum 30. Juni 2026	81.368
<i>davon durch den Konzern gehaltene eigene Aktien</i>	<i>8.137</i>

Alle Aktien haben einen Nennwert von 1 EUR und sind voll eingezahlt. Tochterunternehmen oder assoziierte Unternehmen halten keine Aktien.

C. BEDINGTES KAPITAL 2022

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

D. GENEHMIGTES KAPITAL 2023

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

20.2. ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN

A. KAPITALRÜCKLAGE

in TEUR	30.06.2025	31.12.2025
Stand zu Beginn des Jahres	99.779	103.833
Einziehung von eigenen Aktien	-	-3.983
Transaktionskosten direkt Eigenkapital erfasst	-32	-71
Stand zum 30. Juni 2026	99.747	99.779

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

B. GEWINNRÜCKLAGE

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Stand zu Beginn des Jahres	30.175	37.871
Transaktionen mit nicht-beherrschenden Anteilen	601	122
Auf Aktionäre der 7C Solarparken AG entfallendes Periodenergebnis	253	-7.819
Stand zum 30. Juni 2026	31.027	30.175

C. RÜCKLAGE FÜR EIGENE ANTEILE

Am Ende des Berichtszeitraums hatte die Gesellschaft 8.136.776 Aktien zu einem durchschnittlichen Kurs von EUR 1,83 je Aktie zurückgekauft und dafür TEUR 14.866 aufgewendet. In Höhe dieses Betrags wurde eine Rücklage für eigene Anteile gebildet.

in TEUR

Rücklage für eigene Anteile zum 1. Januar 2025	-5.649
Einziehung eigener Aktien im Jahr 2025	5.649
Erwerb von eigenen Anteilen im Jahr 2025	-10.425
Rücklage für eigene Anteile zum 1. Januar 2026	-10.425
Erwerb von eigenen Anteilen im Jahr 2026	-4.442
Rücklage für eigene Anteile zum 30. Juni 2026	-14.866

C.1. AKTIENRÜCKKAUFPROGRAMM 2025

Der Vorstand der Gesellschaft hat am 3. April 2025 mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, einen Rückkauf von bis zu 4.545.454 Aktien der Gesellschaft zu einem Gesamtkaufpreis (ohne Erwerbsnebenkosten) von bis zu EUR 10,0 Mio. über die Börse durchzuführen. Der Aktienrückkauf erfolgt auf der Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung der Gesellschaft vom 6. Juni 2024.

Der Vorstand hat am 11. August 2025 mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, die Anzahl der eigenen Aktien, die im Rahmen des am 3. April 2025 beschlossenen Aktienrückkaufprogramms über die Börse zurückgekauft werden sollen, auf bis zu 2.100.000 Aktien zu begrenzen und den Maximalpreis auf höchstens EUR 1,85 je Aktie zu verringern (zuvor maximal EUR 2,20 je Aktie).

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat am 19. November 2025 auf Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung vom 4. Juni 2025 zum Erwerb eigener Aktien gemäß § 71 Abs. 1 Nr. 8 AktG mit Zustimmung des Aufsichtsrats der Gesellschaft beschlossen, die Anzahl der eigenen Aktien, die im Rahmen des am 3. April 2025 beschlossenen und am 11. August 2025 abgeänderten Aktienrückkaufprogramms über die Börse zurückgekauft werden sollen, zu erhöhen. Die Anzahl der eigenen Aktien, welche zurückgekauft werden sollen, wurde auf bis zu 2.500.000 Aktien erhöht. Der Maximalpreis blieb unverändert auf höchstens EUR 1,85 je Aktie.

Die 7C Solarparken AG hat das Aktienrückkaufprogramm am 2. Dezember 2025 aufgrund des Erreichens des maximalen Volumens von zurückzukaufenden Aktien erfolgreich abgeschlossen. Im Gesamtzeitraum des Aktienrückkaufs vom 3. April 2025 bis einschließlich 2. Dezember 2025 wurden insgesamt 2.500.000 eigene Aktien (ISIN DE000A11QW68) erworben. Dies entspricht rd. 3,1 % des Grundkapitals. Der gerundete an der Börse gezahlte Kaufpreis betrug durchschnittlich EUR 1,74 je Aktie. Insgesamt wurden Aktien zu einem Gesamtkaufpreis von EUR 4.344.705,10 zurückgekauft (ohne Erwerbsnebenkosten).

C.2. AKTIENRÜCKKAUFPROGRAMM II 2025

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat am 17. Juli 2025 auf Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung vom 4. Juni 2025 zum Erwerb eigener Aktien gemäß § 71 Abs. 1 Nr. 8 AktG mit Zustimmung des Aufsichtsrats der Gesellschaft beschlossen, bis zu 1.600.000 Aktien der 7C Solarparken AG (ca. 2 % des Grundkapitals) im Rahmen eines an alle Aktionäre gerichteten freiwilligen öffentlichen Aktienrückkaufangebots an einem Angebotspreis von EUR 1,90 je Aktie zu erwerben. Die Annahmefrist endete am 11. August 2025 24:00 Uhr (MEZ).

Am 11. August 2025 wurde vom Vorstand mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, das Volumen der eigenen Aktien, die im Rahmen des freiwilligen öffentlichen Aktienrückkaufangebots zurückgekauft werden sollen, von 1.600.000 auf 3.200.000 (d.s. ca. 3,9 % des Grundkapitals) zu erhöhen.

Im Rahmen des freiwilligen öffentlichen Aktienrückkaufangebots wurden insgesamt 3.200.000 eigene Aktien (ISIN DE000A11QW68) erworben. Dies entspricht rd. 3,9 % des Grundkapitals. Der Angebotspreis betrug EUR 1,90 je Aktie. Insgesamt wurden somit Aktien zu einem Gesamtkaufpreis von EUR 6.080.000,00 zurückgekauft (ohne Erwerbsnebenkosten).

C.3. AKTIENRÜCKKAUFPROGRAMM 2026 – 13. Januar 2026

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat mit Zustimmung des Aufsichtsrats der Gesellschaft beschlossen, einen Rückkauf von bis zu 2.436.776 Aktien der Gesellschaft zu einem Gesamtkaufpreis (ohne Erwerbsnebenkosten) von bis zu EUR 4.020.680,40 über die Börse durchzuführen. Der Aktienrückkauf erfolgt auf der Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung der Gesellschaft vom 4. Juni 2025. Alle Rückkäufe werden über eine Bank abgewickelt. Die Aktienrückkäufe sollen zu einem Kursniveau von maximal EUR 1,65 je Aktie durchgeführt werden. Das Rückkaufprogramm wird am 14. Januar 2026 beginnen und spätestens am 31. Mai 2026 enden.

Das Aktienrückkaufprogramm 2026 (13. Januar 2026) wurde am 27. April 2026 aufgrund des öffentlichen Aktienrückkaufangebots beendet.

Im Gesamtzeitraum des Aktienrückkaufs vom 14. Januar 2026 bis einschließlich 27. April 2026 wurden insgesamt 692.527 eigene Aktien (ISIN DE000A11QW68) erworben.

C.4. ÖFFENTLICHES AKTIENRÜCKKAUFANGEBOT 2026

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat auf Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung vom 4. Juni 2025 zum Erwerb eigener Aktien gemäß § 71 Abs. 1 Nr. 8 AktG mit Zustimmung des Aufsichtsrats der Gesellschaft beschlossen, bis zu 1.744.249 Aktien der 7C Solarparken AG (ca. 2% des Grundkapitals) im Rahmen eines an alle Aktionäre gerichteten freiwilligen öffentlichen Aktienrückkaufangebots zu erwerben.

Im Rahmen dieses freiwilligen öffentlichen Aktienrückkaufangebots wurden der Gesellschaft bis 18. Mai 2026 24:00 Uhr (MEZ) 6.696.310 Aktien zum Preis von 1,90 Euro angeboten. Das entspricht rd. 8,2% des Grundkapitals. Die endgültige Annahmequote beträgt rd. 26,0%.

D. WÄHRUNGSUMRECHNUNGSRÜCKLAGE

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

in TEUR

Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2025	-10
Sonstiges Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2025	-14
Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2026	-24
Sonstiges Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2026	-
Währungsumrechnungsrücklage zum 30. Juni 2026	-24

E. SONSTIGES ERGEBNIS AUS HEDGING

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

in TEUR

Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2025	647
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2025 inkl. latenten Steuern	132
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2026	779
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2026 inkl. latenten Steuern	400
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 30. Juni 2026	1.178

Die Änderungen des sonstigen Ergebnisses i. H. v. EUR 0,4 Mio. beziehen sich auf die bilanzielle Erfassung der im Berichtszeitraum mit großen europäischen Stromversorgern abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarungen nebst der bilanziellen Fortführung einer solchen Strompreisswap-Vereinbarung aus dem vorangegangenen Jahr sowie auf die Zinsswaps, die bereits in vergangenen Berichtsperioden bestanden.

Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024:

in TEUR

Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024 zum 31. Dezember 2024	-1
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2025	775
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2025	-81
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024 zum 31. Dezember 2025	693
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Berichtszeitraum	400
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Berichtszeitraum	-43
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024 zum 30. Juni 2026	1.050

21. KAPITALMANAGEMENT

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

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

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

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

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Kurzfristige und langfristige Finanzverbindlichkeiten	161.154	176.134
Kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten	37.462	39.727
Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-300	-261
Abzüglich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente *	-68.191	-79.862
Abzüglich kurzfristiger Finanzanlagen	-7.637	-2.405
Abzüglich kurzfristiger und langfristiger Leasingverbindlichkeiten gem. IFRS 16 i. V. m. Nutzungsrechten aus Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks	-35.086	-37.043
Nettoverschuldung	87.402	96.290
Eigenkapital ohne Hedging Reserve	213.748	218.315
Bilanzsumme	480.834	496.335
Eigenkapitalquote (in %)	44,5	44,0

* davon TEUR 13.891 (2025: TEUR 15.945) mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung.

22. FINANZVERBINDLICHKEITEN

22.1. KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Langfristige Schulden		
Gesicherte Bankdarlehen	128.467	142.353
Ungesicherte Anleihen	6.788	6.728
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	36.091	38.064
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	1	2
Gesamt	171.347	187.148
Kurzfristige Schulden		
Kurzfristig fälliger Teil gesicherter Bankdarlehen sowie Zinsabgrenzungen	25.798	26.921
Kurzfristiger fälliger Teil ungesicherter Anleihen sowie Zinsabgrenzungen	101	130
Kurzfristig fälliger Teil der Leasingverbindlichkeiten	1.370	1.663
Gesamt	27.269	28.713

22.2. BANKDARLEHEN

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

in TEUR	Zins- bindung	Zinssatz	Fälligkeits- jahr	30. Juni 2026		31. Dezember 2025	
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
7C Solarparken NV	k.A.	EURIBOR 3M + 1,75%	2026-27	175	177	262	267
7C Solarparken AG	05.05.31	4,16 %	2026-31	509	509	557	557
	31.07.27	1,51 %	2026-31	550	550	593	593
	31.12.32	1,55 %	2026-32	1.103	1.093	1.188	1.177
	31.12.32	2,10 %	2026-32	243	241	262	259
	30.12.26	1,68 %	2026-36	3.210	3.183	3.674	3.646
	30.09.29	1,13 %	2026-37	323	323	338	338
	k.A.	EURIBOR 3M +1,50 %	2026-29	9.750	9.733	9.750	9.730
	k.A.	EURIBOR 3M +1,20 %	2026-33	7.000	6.973	8.000	7.971
	k.A.	EURIBOR 3M +1,50 %	2026-30	16.200	16.144	18.000	17.936
	k.A.	EURIBOR 3M + 1,45%	2026-30	5.250	5.233	5.250	5.230
Soldardach Gutenberg GmbH & Co. KG	30.09.28	2,04 %	2026-28	297	297	363	363
Sabrina Solar BV	16.08.29	1,69 %	2026-29	174	174	202	202
Solar4Future Diest NV	31.12.26	5,70 %	2026	243	245	480	486
Solarpark Heretsried GmbH	30.12.29	2,16 %	2026-29	1.298	1.298	1.483	1.483
Solarpark Neudorf GmbH	31.05.28	1,35 %	2026-28	97	97	122	122
	30.06.27	1,95 %	2026-27	194	194	296	296
	30.03.25	3,99 %	2026	-	-	62	62
Melkor UG	30.11.27	2,75 %	2026-27	70	70	95	95
	31.01.27	3,07 %	2026-28	25	25	50	50
	30.06.26	1,96 %	2026	-	-	84	84
Soldardach Wandersleben GmbH & Co. KG	31.03.26	2,59 %	2026	-	-	63	63
Soldardach LLG GmbH	31.12.32	1,65 %	2026-32	386	382	415	411
	30.12.34	2,10 %	2026-34	558	553	591	585
	30.12.31	2,30 %	2026-36	356	356	374	374
	30.12.28	1,80 %	2026-37	264	264	275	275
Soldardach Stieten GmbH & Co. KG	31.12.26	2,26 %	2026	104	102	207	206
Soldardach Steinburg GmbH	30.03.27	1,45 %	2026-35	391	390	411	410
Soldardach Neubukow GmbH & Co. KG	31.12.26	2,07 %	2026	93	93	186	187
ProVireo Solarpark 3 Schönebeck GmbH & Co. KG	30.09.30	1,54 %	2026-30	1.033	1.036	1.154	1.158
		1,99 %	2026-26	-	-	164	164
Lohengrin Solar UG	31.12.34	2,10 %	2026-34	406	402	429	425
	30.09.28	1,83 %	2026-36	373	371	391	389
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG	30.06.26	2,79 %	2026	-	-	128	128
	30.06.26	1,74 %	2026	-	-	42	42
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG	30.09.26	1,00 %	2026-26	55	55	113	113
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG	30.06.27	1,48 %	2026-27	70	70	105	105
	30.06.27	1,59 %	2026-27	24	24	36	36
	k.A.	EURIBOR 3M + 1,59%	2026	17	17	30	30
Säugling Solar GmbH & Co. KG	30.06.26	1,99 %	2026	-	-	533	533
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG	30.06.29	1,10 %	2026-29	294	291	343	339
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG	30.12.35	2,10 %	2026-35	1.610	1.603	1.694	1.688
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG	30.03.25	3,49 %	2026-30	568	584	644	664
	31.12.29	1,95 %	2026-29	576	570	658	651
Solarpark Carport Wolnzach GmbH & Co. KG	30.09.29	2,04 %	2026-29	358	378	410	428
	31.12.29	2,50 %	2026-29	308	303	351	345

in TEUR	Zins- bindung	Zinssatz	Fälligkeits- jahr	30. Juni	31.	Nennbetrag	Buchwert
				2026	Dezember		
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG	30.06.27	3,50 %	2026-27	799	793	1.158	1.154
	30.06.30	1,15%	2026-38	3.549	3.534	3.697	3.682
Solarpark Zschornowitz GmbH & Co. KG	30.06.28	1,90 %	2026-37	922	910	965	953
Siebente Solarpark Zerre GmbH & Co. KG	30.06.26	3,40 %	2026	-	-	103	103
	30.01.29	2,35 %	2026-29	119	118	142	141
	k.A.	0,00 %	2026-31	222	193	226	194
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG	30.06.26	1,05 %	2026	-	-	70	70
	30.01.29	3,60 %	2026-29	84	84	112	112
Vardar UG		2,37 %	2026	-	-	154	154
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	31.03.30	3,60 %	2026-30	1.807	1.744	2.048	1.968
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG	31.12.27	3,10 %	2026-27	111	112	149	149
	31.12.27	3,18 %	2026-27	312	313	417	418
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG	30.06.27	1,80 %	2026-27	990	992	1.042	1.044
	30.12.29	1,40 %	2026-37	329	329	343	343
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG	31.12.28	4,50 %	2026-28	107	110	126	131
	31.12.28	2,25 %	2026-28	80	80	95	96
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG	30.03.35	2,65 %	2026-35	1.954	2.013	2.066	2.132
	30.03.36	3,15 %	2026-36	332	351	349	370
Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG	31.12.27	1,85 %	2026-34	725	717	768	759
Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG	30.06.26	1,90 %	2026-33	2.302	2.313	2.467	2.479
Windpark Stetten II GmbH & Co. KG	30.06.31	2,10 %	2026-31	1.703	1.728	1.874	1.903
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.06.26	2,15 %	2026-26	-	-	1.379	1.379
	31.12.31	1,15 %	2026-39	1.706	1.697	1.774	1.764
Renewagy 11.Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	31.12.26	2,20 %	2026-26	173	173	352	352
Renewagy 22.Solarprojektgesellschaft mbH	30.09.26	1,35 %	2026-34	340	340	360	360
Tristan Solar GmbH & Co. KG	30.12.29	2,16 %	2026-28	1.296	1.296	1.424	1.424
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG	30.03.28	1,82 %	2026-35	309	308	324	322
	31.12.28	1,78 %	2026-36	504	503	528	527
	30.03.28	1,82 %	2026-36	335	334	351	350
	31.12.28	1,78%	2026-36	252	251	264	263
	30.06.28	1,82 %	2026-36	309	306	324	320
	31.12.28	1,78 %	2026-36	252	251	264	263
	30.06.28	2,45 %	2026-37	388	388	406	406
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG	31.07.28	1,95 %	2026-36	427	427	446	446
Solardach Derching GmbH & Co. KG	23.02.28	2,13 %	2026-29	584	585	691	693
Amatec PV 31 GmbH & Co. KG	30.09.44	3,65 %	2026-44	5.688	5.688	5.844	5.844
Amatec PV 32 GmbH & Co. KG	30.06.34	3,98 %	2026-42	2.722	2.715	2.806	2.798
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co. KG	28.02.25	2,15 %	2026-33	1.152	1.188	1.225	1.265
Solarpark Rötz GmbH & Co. KG	30.10.27	1,25 %	2026-29	166	166	190	191
	30.12.27	1,40 %	2026-29	169	173	193	197
	30.12.27	1,03 %	2026-29	233	233	256	255
	30.06.34	3,90 %	2026-47	2.901	2.901	2.970	2.970
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG	28.02.31	3,65 %	2026-31	425	441	470	491
	30.06.26	1,40 %	2026-34	81	79	86	84
	28.02.31	3,65 %	2026-31	206	214	228	238
	28.02.31	3,65 %	2026-31	395	410	437	456
	30.06.26	1,40 %	2026-34	81	79	86	84
	28.02.31	3,65%	2026-31	399	414	442	461
	30.06.26	1,40 %	2026-34	81	79	86	84
	30.09.26	2,00 %	2026-31	90	90	98	98
	30.09.26	2,00 %	2026-31	18	18	20	20
	28.02.31	3,65 %	2026-31	208	216	230	240
	30.03.31	3,65 %	2026-31	378	393	417	436
	30.03.31	3,65 %	2026-31	371	386	410	428
	31.12.27	3,70 %	2026-27	328	328	437	437
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG	30.06.30	1,15 %	2026-37	314	314	328	328
Solarpark Draisdorf-Eggenbach GmbH & Co. KG	30.12.31	1,01 %	2026-41	7.320	7.302	7.680	7.661
	30.12.31	0,86 %	2026-31	764	764	868	868
PV Görke GmbH & Co. KG	30.06.28	2,25 %	2026-37	1.879	1.951	1.964	2.042

in TEUR	Zins- bindung	Zinssatz	Fälligkeits- jahr	30. Juni 2026	31. Dezember 2025	Nennbetrag	Buchwert
				Nennbetrag	Buchwert		
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG	30.12.29	1,40 %	2026-38	176	175	183	181
	30.12.29	1,40 %	2026-38	169	168	176	175
PV Gumtow GmbH & Co. KG	30.09.29	1,03 %	2026-39	1.869	1.869	1.939	1.939
	30.09.29	1,03 %	2026-39	363	363	376	376
Photovoltaik-Park Dessau-Süd GmbH & Co. KG	30.03.30	3,25 %	2026-33	671	723	721	780
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,00%	2026-45	3.439	3.422	3.531	3.513
Solarpark Schwerin GmbH & Co. KG	31.12.33	2,23 %	2026-33	3.000	2.909	3.200	3.098
7C Groeni BV	31.07.29	2,86 %	2026-29	102	105	118	122
	31.01.30	2,91 %	2026-30	66	69	76	79
	31.12.29	2,81 %	2026-29	200	207	229	237
	31.12.27	2,23 %	2026-27	74	75	98	100
Solar Park Blankenberg GmbH & Co. KG	05.01.26	4,60 %	2026-28	61	63	79	82
	31.03.28	3,25 %	2026-28	200	198	257	255
Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG		3,25 %	2026-28	-	-	479	495
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,15%	2026-27	220	221	293	294
Solarpark WO GmbH & Co. KG	30.06.29	1,40 %	2026-37	335	333	350	347
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	30.12.26	1,18 %	2026-37	842	842	880	879
REG PVA zwei GmbH & Co. KG	01.07.31	2,10 %	2026-35	1.070	1.100	1.126	1.160
	01.09.34	2,10 %	2026-37	133	138	139	145
	01.04.33	1,99 %	2026-35	420	430	442	453
	01.09.34	2,10 %	2026-37	235	242	245	254
	01.09.34	2,10 %	2026-37	332	343	348	359
MES Solar XX GmbH & Co. KG	31.03.31	0,99 %	2026-32	3.205	3.195	3.380	3.369
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.08.31	1,03 %	2026-38	4.809	4.800	4.996	4.987
	30.03.31	1,14 %	2026-39	2.137	2.130	2.220	2.212
Solarpark Floating GmbH & Co. KG	30.12.39	1,50 %	2026-39	262	261	262	261
	30.06.30	1,10 %	2026-30	107	105	120	118
Solardach Walternierburg GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,15%	2026-29	221	219	252	249
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	30.12.38	1,20 %	2026-44	666	676	666	677
	k.A.	EURIBOR 3M + 1,34 %	2026-41	4.134	4.254	4.272	4.401
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG	30.12.38	1,21 %	2026-29	1.266	1.270	1.317	1.322
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG	30.09.38	1,33 %	2026-39	2.722	2.760	2.833	2.874
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	30.09.35	1,42 %	2026-35	1.253	1.272	1.321	1.342
	30.09.39	1,16 %	2026-39	486	488	504	506
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	30.12.40	1,34 %	2026-40	3.386	3.468	3.503	3.590
	k.A.	1,20 % bis 30.06.2030 dann EURIBOR 3M + 0,95 %	2026-43	663	690	663	690
Solarpark Pirk-Hochdorf GmbH & Co. KG	30.12.34	3,49 %	2026-41	1.424	1.424	-1.463	-1.463
Solarpark Kohlberg GmbH & Co. KG	30.11.34	3,50 %	2026-37	2.150	2.150	2.038	2.038
Solarpark Reuth-Premenreuth GmbH & Co. KG	30.06.34	3,90 %	2026-44	2.604	2.604	2.676	2.676
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG	30.09.30	2,15 %	2026-30	1.018	1.049	1.137	1.176
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG	30.09.27	3,85 %	2026-27	481	492	674	693
HCI Solarpark Dettendorf GmbH & Co. KG	30.09.27	3,85 %	2026-27	752	770	1.003	1.034
Gesamt				153.808	154.293	168.480	168.957

Die Bankdarlehen sind mit den Photovoltaikanlagen, Grundstücken und Gebäuden (siehe Anhangziffer 16) sowie mit heutigen und zukünftigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Stromverkauf oder Mieteinzahlungen (siehe Anhangziffer 14) branchenüblich besichert. Zudem wurden Sichteinlagen mit einem

Buchwert von TEUR 13.409 (2025: TEUR 15.490) (siehe Anhangziffer 15) für bestimmte Bankdarlehen verpfändet. Dies sind die Schuldendienstreservekonten bzw. Bausparkonten, auf die im Zuge von planmäßigen Kapitaldiensten zugegriffen werden kann.

Zum Bilanzstichtag gab es Zinsabgrenzungen auf die oben dargestellten Darlehen i. H. v. TEUR 26 (2025: TEUR 238), die in den kurzfristigen Teil gesicherter Bankdarlehen und Zinsabgrenzungen dargestellt wurden.

Am 30. Juni 2026 wurden zwei Bankdarlehen im Zusammenhang mit Solarparks über einen Betrag von EUR 0,2 Mio. nicht vollständig ausgezahlt.

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

Die Entwicklung der Bankdarlehen lässt sich folgender Tabelle entnehmen

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Stand zum Anfang des Berichtszeitraums	168.957	175.352
Konsolidierungskreisänderungen	-	204
Neue Bankdarlehen	179	25.068
Rückzahlung von Bankdarlehen	-14.843	-31.562
Neubewertung von Bankdarlehen	-54	-105
Stand zum Ende des Berichtszeitraums	154.293	168.957

22.3. LEASINGVERBINDLICHKEITEN

Die ausstehenden Leasingverbindlichkeiten weisen zum Bilanzstichtag folgende Konditionen aus:

Leasingverbindlichkeiten in Verbindung mit				30.06.2026		31.12.2025	
in TEUR	Währung	Zinssatz *	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
einem Grundstück	EUR	2,0 %	2032	10	8	10	9
Solarparks Belgien	EUR		2029-2031	2.407	2.375	2.700	2.669
Gestattungsverträgen i. V. m. Solarparks	EUR	2,1 %	2020-2052	41.297	33.804	43.370	35.774
Gestattungsverträgen i. V. m. Windparks	EUR	1,6 %	2020-2043	1.403	1.239	1.403	1.229
Gestattungsverträgen i. V. m. sonstigen Vermögenswerten	EUR	2,2 %	2020-2027	35	35	47	46
Gesamt				45.152	37.461	47.530	39.727

* Es handelt sich um den Grenzfremdkapitalzinssatz

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

Die Entwicklung der Leasingverbindlichkeiten lässt sich folgender Tabelle entnehmen:

in TEUR	30.06.2026	31.12.2025
Stand zum Anfang des Berichtszeitraums	39.727	42.232
Neue Leasingverhältnisse	803	39
Rückzahlung von Leasingverhältnissen	-2.221	-3.283
Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Solarparks	-1.216	-21
Aufzinsung von Leasingverhältnissen	376	769
Abgänge	-	-9
Stand zum Ende des Berichtszeitraums	37.461	39.727

22.4. UNGESICHERTE ANLEIHEN

A. Optionsanleihe 2023

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

in TEUR

Optionsanleihe 2023	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	30.06.2026		31.12.2025	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Optionsanleihe 2023	2,50 %	2023-28	6.917	6.515	6.917	6.453
Gesamt			6.917	6.515	6.917	6.453

B. Crowdfunding-Anleihen

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

in TEUR

Projektanleihen	Fälligkeit	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	30.06.2026		31.12.2025	
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	Annuität	4,50 %-5,00 %	31.12.2028	305	329	334	360
Tranche E	Annuität	1,75 %	28.11.2031	50	50	50	50
Gesamt				355	379	384	410

Der kurzfristige Teil dieser Anleihen betrug am 30. Juni 2026 TEUR 72 (2025: TEUR 116).

23. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

in TEUR

	30.06.2026	31.12.2025
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	6.903	4.772
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	146	146
Lang- und kurzfristige Zuwendungen der öffentlichen Hand	1.047	1.047
Sonstige kurzfristige Verbindlichkeiten	4.771	1.580
Gesamt	12.868	7.545

Die sonstigen kurzfristigen Verbindlichkeiten sind im Vergleich zum 31. Dezember 2025 um EUR 3,2 Mio. gestiegen. Dies ist hauptsächlich auf den Anstieg der Umsatzsteuerverpflichtungen (TEUR 3.058). Die übrigen kurzfristigen sonstigen Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus Verbindlichkeiten aus der Umsatzsteuer (TEUR 3.058), Verbindlichkeiten aus dem Erwerb der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG (TEUR 499), Personalverbindlichkeiten (TEUR 223) und bedingten aufgelaufenen Abgrenzungsposten (TEUR 406) und sonstige kurzfristigen Verbindlichkeiten (TEUR 585).

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen stiegen im Vergleich zum Vorjahresende von EUR 2,1 Mio. auf EUR 6,9 Mio. Diese Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus unbezahlten Rechnungen an

Generalunternehmer für Solaranlagen in Deutschland und Belgien, die sich noch im Bau befinden, sowie ausstehende Betriebs- und Wartungsrechnungen.

Der Konzern hat in den belgischen Investitionszuschussausschreibungsverfahren mehrere Zuschläge erhalten, deren Auszahlung zum Bilanzstichtag noch nicht erfolgt war, jedoch durch den Konzern als so gut wie sicher eingeschätzt wurde. Zum Bilanzstichtag wies der Konzern derartige Investitionszuschüsse i. H. v. TEUR 1.047 (i. VJ.: TEUR 1.047) bilanziell aus.

24. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN

30.06.2026

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Projekt- geschäft	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
Stand zum 1. Januar 2026	27.180	189	251	668	1.940	66	30.294
Erhöhung der Rückstellungen	15						15
In Anspruch genommene Rückstellungen					-4		-4
Auflösung von Rückstellungen				-4			-4
Aufzinsung bzw. Abzinsung	544	1					545
Stand zum 30. Juni 2026	27.740	190	251	664	1.936	66	30.848

31.12.2025

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Projekt- geschäft	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
Stand zum 1. Januar 2025	24.711	581	444	674	1.742	66	28.217
Neue Rückstellungen	1.906						1.906
Erhöhung der Rückstellungen		109	100	8	300		517
In Anspruch genommene Rückstellungen		-1			-101		-102
Auflösung von Rückstellungen	-445	-504	-292	-14			-1.255
Aufzinsung bzw. Abzinsung	1.008	3					1.011
Stand zum 31. Dezember 2025	27.180	189	251	668	1.940	66	30.295

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 aufgezinzt wird. Dieser Betrag wird zum diskontierten Wert in einer Summe angesetzt und jedes Jahr aufgezinzt.

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 Erstansatz kontinuierlich überprüft. Für alle angesetzten Rückstellungen sind Beweissicherungsverfahren bzw. Rechtstreite eingeleitet.

Die Gewährleistungsrückstellungen betreffen Rechtstreite, welche sich in den meisten Fällen in der Berufungsinstanz, in einzelnen Fällen noch in der ersten Instanz befinden. Die Inanspruchnahmen dieser Garantien bzw. Urteile in erster oder zweiter Instanz werden nach größter Wahrscheinlichkeit in einem Zeitraum zwischen ein und zwei Jahren stattfinden. Die Schätzungen der Höhe und des Umfangs der Inanspruchnahme beruhen auf langjähriger Erfahrung mit Altkunden der COLEXON, die jedoch einer gewissen Unsicherheit unterliegen. Der Umfang und die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme ist als sehr hoch einzustufen, obwohl der Ausgang der Verfahren zum Bilanzstichtag äußerst schwer einzuschätzen ist. Bzgl. der Höhe der Inanspruchnahme bestehen abhängig von den Verfahrensausgängen naturgemäß erhebliche Unsicherheiten. Die Ressourcenabflüsse können daher deutlich niedriger oder signifikant höher ausfallen.

C. EINZELRISIKEN

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

Die Einzelrisiken ergeben sich im Wesentlichen aus Rückkaufverpflichtungen einzelner Anlagen, die von der COLEXON gebaut wurden. Die Rückkaufverpflichtungen können erst in 5 Jahren Auswirkungen zeigen.

D. GRUNDBESITZ UND LEASINGVERHÄLTNISSE

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

Der Konzern hat ein Grundstück im Eigentum, auf dem im Berichtszeitraum Altlasten ausfindig gemacht worden sind. Die Pflicht zur Beseitigung der Altlasten obliegt nach Gesetz dem Grundstückeigentümer, sodass der Konzern einen Mittelabfluss als wahrscheinlich einstuft. Der Konzern hat im Berichtszeitraum dazu eine Rückstellung gebildet. Es bestehen erhebliche Unsicherheiten bzgl. des Umfangs der Altlasten, der Beseitigungskosten sowie des Zeitraums, in dem die Altlasten entfernt werden sollen, sodass die Inanspruchnahme der Rückstellung mit einer großen Unsicherheit verbunden ist. Die Ressourcenabflüsse können daher niedriger oder höher ausfallen.

E. RÜCKSTELLUNGEN I. V. M. DEM PROJEKTGESCHÄFT

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

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

25. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN

25.1. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

A. VERGÜTUNG DER MITGLIEDER DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vergütung der Mitglieder des Managements in Schlüsselpositionen umfasst:

in TEUR	2026H1	2025H1
Kurzfristig fällige Leistungen	496	282
Gesamt	496	282

Die Vergütung für die bestehenden Mitglieder des Managements betrug für das erste Halbjahr 2026 TEUR 496 (2025H1: TEUR 282) für ihre Funktionen im Konzern (mittelbar und unmittelbar).

B. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vorstandsmitglieder verfügen über 2,6 % der Stimmrechtsanteile des Unternehmens am Tag der Veröffentlichung.

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

in TEUR	Werte der Geschäftsvorfälle		Salden ausstehend zum 30. Juni	
Geschäftsvorfall	2026H1	2025H1	2026H1	2025H1
Dienstleistung (*)	1	1	-	-
Fremdleistung (**)	41	40	-	-

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

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

C. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES AUFSICHTSRATS

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

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

in TEUR	Viriflux BV	Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG
Verkauf von Dienstleistungen	13	1
Sonstiger betrieblicher Ertrag	-	-

E. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT SONSTIGEN NAHESTEHENDEN PERSONEN

Im Berichtszeitraum gab es keine Geschäftsvorfälle mit sonstigen nahestehenden Personen.

26. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG

EINZIEHUNG AKTIEN - 27. JULI 2026

Aufgrund des Ermächtigungsbeschlusses der Hauptversammlung vom 2. Juni 2026 hat der Vorstand mit Zustimmung des Aufsichtsrates am 6. Juli 2026 beschlossen, das Grundkapital durch Einziehung von 2.500.000 Aktien herabzusetzen. Die Kapitalherabsetzung durch Einziehung wurde am 27. Juli 2026 im Handelsregister eingetragen. Die Aktienzahl der Gesellschaft nach dieser Einziehung beträgt 78.867.767 Aktien.

AKTIENRÜCKKAUFPROGRAMM 2026 II - 4. AUGUST 2026

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat am 4. August 2026 mit Zustimmung des Aufsichtsrats der Gesellschaft beschlossen, einen Rückkauf von bis zu 2.250.000 Aktien der Gesellschaft zu einem Gesamtkaufpreis (ohne Erwerbsnebenkosten) von bis zu EUR 4.275.000,00 über die Börse durchzuführen. Der Aktienrückkauf erfolgt auf der Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung der Gesellschaft vom 2. Juni 2026. Alle Rückkäufe werden über eine Bank abgewickelt. Die Aktienrückkäufe sollen zu einem Kursniveau von maximal EUR 1,90 je Aktie durchgeführt werden. Das Rückkaufprogramm wird am 5. August 2026 beginnen und spätestens am 23. Dezember 2026 enden. Es ist möglich, dass die Gesellschaft nicht die vollen EUR 4.275.000,00 für Rückkäufe verwenden wird. Die zurück erworbenen Aktien können zu allen im Ermächtigungsbeschluss der Hauptversammlung vom 2. Juni 2026 vorgesehenen Zwecken verwendet werden. Die Gesellschaft behält sich das Recht vor, den Rückkauf ihrer Aktien jederzeit zu ändern oder zu beenden.

WEGFALL GRÜNSTROMZERTIFIKATEN BEI NEGATIVEN STROMPREISEN – 11. SEPTEMBER 2026

Mit dem Regierungsbeschluss vom 11. September 2026 hat die flämische Regierung beschlossen, die Gewährung von Grünstromzertifikaten für Solaranlagen in Zeiträumen, in denen negative Strompreise vorherrschen ab dem 1. Januar 2027 zu beenden. Diese Maßnahme wird für Anlagen mit einer Größe oberhalb 400 kW für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem Jahr 2026 und oberhalb 200 kW für Anlagen ab dem Jahr 2026 Anwendung finden. Der Konzern betreibt mehrere Solaranlagen die von diesem Beschluss betroffen sind. Der Konzern schätzt, dass durch diese Maßnahme die Umsatzerlöse im Jahr 2027 um EUR 0,2 Mio. negativ beeinflusst werden. Der Konzern hat die betroffene Solaranlage aufgrund dieses Ereignisses einen Wertminderungstest unterzogen, voraus sich keinen Wertminderungsbedarf ergab.

27. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS

2025	Steht für das volle Geschäftsjahr 2025 vom 1. Januar bis zum 31. Dezember
2025H1/2026H1	Steht für die erste Hälfte des Geschäftshalbjahr 2025 bzw. 2026 jeweils bezogen auf den Zeitraum vom 01. Januar bis zum 30. Juni
EPC	Steht für Engineering, Procurement and Construction und betrifft den Vertragsgegenstand eines Kauf- oder Werkvertrages, der Design, Komponentenbeschaffung und den Bau einer PV-Anlage zum Vertragsgegenstand hat
B&W	Betrieb und Wartung, auch Operation & Maintenance (O&M) genannt
BESS	Battery Energy Storage System
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)
GW	Gigawatt
GWp	Gigawatt Peak
Mitglied des Managements	Die Vorstandsmitglieder selbst, sowie auch die Gesellschaften, die von den Vorstandsmitgliedern beherrscht werden und die im Management tätig sind
MWp	Megawatt Peak
kWp	Kilowatt Peak
AktG	Aktiengesetz
HGB	Handelsgesetzbuch
IFRS	International Financial Reporting Standards
PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
PV Estate	Erwerb von Immobilienobjekten, die (teilweise) für die Erzeugung von Solarstrom genutzt werden

28. ORGANE DER GESELLSCHAFT

A. MITGLIEDER DES VORSTANDS

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

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

Philippe Cornelis	
CTO	Seit 17.02.2025
Wohnort	Belsele, Belgien
Ausbildung	Bachelor Elektromechnik

B. MITGLIEDER DES AUFSICHTSRATS

Joris De Meester	
Mitglied	Seit 15. Februar 2013
Vorsitzender	Seit 15. Juli 2016
Stellvertretender Vorsitzender	Bis 15. Juli 2016
Berufliche Tätigkeit	Geschäftsführer OakInvest BV, Antwerpen, Belgien
Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:	
- Verwalter, HeatConvert U.A., Goor, Niederlande - Verwalter, PE Event Logistics Invest NV, Leuven, Belgien - Verwalter, Family Backed Real Estate NV, Antwerpen, Belgien - Verwalter, Sebiog-Invest BV, Brecht, Antwerpen, Belgien - Verwalter, JPJ Invest NV, Sint-Martens-Latem, Belgien - Verwalter, NPG Bocholt NV, Bocholt, Belgien - Verwalter, Biopower Tongeren NV, Tongeren, Belgien - Verwalter, Sebiog Group NV, Bocholt, Belgien - Verwalter, Agrogas BV, Geel, Belgien - Verwalter, ExCausa BV, Geel, Belgien - Verwalter, Agrogas BV, Geel, Belgien - Verwalter, Caloritum NV, Antwerpen, Belgien	

Paul Decraemer	
Mitglied	Seit 14. Juli 2017
Berufliche Tätigkeit	Geschäftsführer Paul Decraemer BV, Lochristi, Belgien
Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:	
- Verwalter, Seelution AB, Göteborg, Schweden - Verwalter, ABO-Group Environment NV, Gent, Belgien	

Andrea Meyer	
Mitglied	Seit 17. Februar 2025
Berufliche Tätigkeit	Steuerberaterin i.R., Wirtschaftsprüfung i.R.
Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:	
- Kuratoriumsmitglied, Hans-Frisch-Stiftung, Nürnberg	

Bayreuth, 22. September 2026

Steven De Proost
Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau
Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis
Vorstand

WEITERE INFORMATIONEN

VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER

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

Bayreuth, 22. September 2026

Steven De Proost
Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau
Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis
Vorstand

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.