

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Teilvorhaben solare Strahlungsenergie

Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Speicher-Anlagenkombinationen (Innovationsausschreibungen)

Erstellt durch:

**Zentrum für Sonnenenergie- und
Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Meitnerstraße 1
70563 Stuttgart**

**Bosch & Partner GmbH
Lortzingstr. 1
30177 Hannover**

Projektleitung:

**Tobias Kelm
tobias.kelm@zsw-bw.de
0711 – 7870 250**

Bearbeiter:

**Tobias Kelm
Henning Jachmann**

Stand: 13.11.2023

Inhaltsverzeichnis

1.	ZIELSETZUNG UND HINTERGRUND	3
2.	VORGEHENSWEISE UND ANNAHMEN	3
2.1.	Berechnungsmodell.....	3
2.2.	Annahmen für die Berechnung	4
3.	ERGEBNISSE DER STROMGESTEHUNGSKOSTENBERECHNUNG	6
4.	QUELLEN	10

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 5 MW-Anlage mit 3,7 MWh-Speicher	7
Abbildung 3: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 10 MW-Anlage mit 7,4 MWh-Speicher	7
Abbildung 4: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 20 MW-Anlage mit 14,8 MWh-Speicher.....	7

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eckdaten der angesetzten Referenzanlagen	4
Tabelle 2: Angesetzte System- bzw. Speicherpreise in Abhängigkeit von der Anlagen- bzw. Speichergröße (ohne MwSt.)	5
Tabelle 3: Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit von der Anlagenleistung	6
Tabelle 4: Zusammenfassung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse, Stromgestehungskosten in ct/kWh.....	8

1. Zielsetzung und Hintergrund

Die Bundesnetzagentur kann nach § 85a Absatz 1 und 2 EEG die Höchstwerte festlegen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat diesbezüglich das ZSW im Rahmen des wissenschaftlichen Photovoltaik-Vorhabens zum EEG-Erfahrungsbericht damit beauftragt, die aktuelle Kosten- und Zinssituation darzulegen und einzuordnen. Im vorliegenden Papier werden die Kosten von Freiflächenanlagen mit Batteriespeicher im EEG-Ausschreibungssystem (Innovationsausschreibungen) thematisiert.

Die vorliegende Analyse ist auf die Kostenseite fokussiert. Die Auswirkungen der zwischenzeitlich stark gestiegenen und mittlerweile wieder gesunkenen Marktwerte bzw. vermiedener Strombezugs-kosten von Eigenversorgungsanlagen auf die Wirtschaftlichkeit von Investitionsvorhaben werden hier nicht berücksichtigt. Folglich werden auch die Einnahmen aus dem Speicherbetrieb nicht berücksichtigt (bspw. Einnahmen aus der Regelenenergiebereitstellung abzüglich Kosten des Präqualifikationsverfahrens oder Mehrerlöse durch die Verschiebung der Einspeisung in Zeiten mit höheren Marktwerten).

2. Vorgehensweise und Annahmen

2.1. Berechnungsmodell

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt mittels eines Cashflow-Modells. Damit werden neben den initial anfallenden Investitionskosten alle die über die Kalkulationsdauer anfallenden Kosten berücksichtigt. Unter Berücksichtigung der jährlichen Stromerträge, für die die Leistungsminde-rung (Degradation) der Anlage eingerechnet wird, sowie dem kalkulatorischen Zinssatz (gewichteter Wert aus Eigen- und Fremdkapitalzinsen) ergeben sich die Stromgestehungskosten gemäß folgender Formel [1]:

$$StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

StGK: Stromgestehungskosten, auch LCOE (levelized costs of electricity) in Euro/MWh

I_0 : Gesamtinvestition in Euro

A_t : Betriebskosten zum Zeitpunkt t

M_{el} : jährlicher Energieertrag in MWh

i: kalkulatorischer Zinssatz, auch WACC (weighted average cost of capital)

n: Nutzungsdauer in Jahren

t: Betriebsjahr t

Die Stromgestehungskosten werden im vorliegenden Papier in Eurocent pro kWh (ct/kWh) ausgewiesen, da Gebote in ct/kWh abgegeben werden müssen und dementsprechend auch der Höchstwert in dieser Einheit festgelegt wird. Nachfolgend werden die Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten erläutert.

2.2. Annahmen für die Berechnung

Nachfolgend werden die einzelnen Berechnungsparameter dargestellt und erläutert. Um das breite Spektrum von Kosten, Betriebsparametern und damit Stromgestehungskosten abzubilden, werden Sensitivitätsanalysen für relevante Berechnungsparameter durchgeführt.

Rahmenannahmen

Da das EEG eine Vergütungsdauer von 20 Jahren vorsieht, erfolgt die Berechnung der Stromgestehungskosten mit einer einheitlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer von 20 Jahren. Das heißt, dass alle in diesem Zeitraum anfallenden Kosten berücksichtigt werden. Nicht in die Berechnung einbezogen werden Kosten, die im Falle eines etwaigen Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus anfallen.

Die vorliegenden Berechnungen erfolgen im Rahmen der Festlegung des Höchstwertes für die Ausschreibungsrunden im Jahr 2024. Unter Berücksichtigung der Realisierungsdauer der Anlagen wird deshalb das Jahr 2025 als Zeitpunkt der Inbetriebnahme angesetzt.

Die Berechnung erfolgt auf Basis von nominalen Netto-Kostenangaben ohne Berücksichtigung der Umsatzsteuer.

Die angesetzten Referenzanlagen wurden auf Basis der Ergebnisse der Ausschreibungsrunde vom September 2023 festgelegt. Die Zuschlagsmenge von 408 MW (32 Zuschläge) setzt sich nach eigenen Berechnungen auf Basis der Zuschlagsnummern in Verbindung mit Marktstammdatenregisterdaten aus 297 MW PV-Leistung und knapp 111 MW Batteriespeicherleistung zusammen. Die Gesamtspeicherkapazität der bezuschlagten Projekte liegt bei 221 MWh. Der Anteil der Speicherleistung an der Gesamtleistung liegt damit insgesamt betrachtet bei 27 % und damit nur geringfügig über dem in § 13 Absatz 2 Nr. 1 geforderten Mindestanteil von 25 %. Die aus obiger Kapazität und Batteriespeicherleistung ermittelte Speicherdauer liegt mit 2,0 Stunden exakt in der Höhe der Mindestanforderung nach § 13 Absatz 2 Nr. 1.

Mit den obigen Größen (Verhältnis von Speicherleistung zu Gesamtleistung von 27 % sowie der Speicherdauer von 2 Stunden) ergeben sich ausgehend von der gesetzten Größe der PV-Anlagen (5 MW bis 20 MW) Referenzanlagen mit folgenden Eckdaten:

Tabelle 1: Eckdaten der angesetzten Referenzanlagen

PV-Leistung [MW]	Leistung Batteriespeicher [MW]	Gesamtleistung [MW]	Speicherkapazität [MWh]
5	1,9	6,9	3,7
10	3,7	13,7	7,4
20	7,4	27,4	14,8

Volllaststunden und Stromertrag

Für die hier betrachteten PV-Freiflächenanlagen wird einheitlich von 950 Volllaststunden ausgegangen. Dies entspricht einem spezifischen Stromertrag von 950 kWh pro kW installierter Leistung.

PV-Module unterliegen einer altersbedingten Leistungsminderung. Diese so genannte Degradation wird mit 0,25 % p.a. angesetzt [2].

Der spezifische Stromertrag von 950 kWh/kW wird im Rahmen der Sensitivitätsanalysen im Bereich von ± 10 % variiert (855 bis 1.045 kWh/kW). Dies spiegelt eine realistische Größenordnung der einstrahlungsbedingten Bandbreite der Anlagenerträge innerhalb Deutschlands wider.

Entwicklung der Modul- und Systempreise sowie Batteriespeicherpreise

Die Modul- und Systempreise haben sich seit Ende 2021 sehr dynamisch entwickelt. Im Zuge von Lieferkettenproblemen und der allgemeinen Teuerung sind die Modulpreise innerhalb eines Jahres um 40 % gestiegen, um ab Ende 2022 aufgrund des Überangebots auf dem europäischen auf ein Niveau unterhalb des Jahres 2021 zu sinken. Insgesamt habe sich die zukünftigen Preiserwartungen für große PV-Anlagen gegenüber dem Jahr 2022 wieder deutlich entspannt. Für die Setzungen der Systempreise wird auf das parallele Kurzgutachten zu PV-Freiflächenanlagen verwiesen. Die Speicherpreise wurde anhand von [3] bestimmt. Über die zukünftige Entwicklung der Speicherpreise bestehen aufgrund der Marktdynamik hohe Unsicherheiten. Der Einfluss höherer oder niedrigerer Preise wird im Rahmen der Sensitivitätsanalysen untersucht.

Tabelle 2: Angesetzte System- bzw. Speicherpreise in Abhängigkeit von der Anlagen- bzw. Speichergröße (ohne MwSt.)

PV-Leistung [MW]	Spez. Investitionskosten PV [€/kW]	Speicherkapazität [MWh]	Spez. Investitionskosten Speicher [€/kWh]
5	610	3,7	270
10	590	7,4	250
20	580	14,8	230

Finanzierungskosten und kalkulatorischer Zins

Im Zuge gestiegener Zinsen haben sich auch die Finanzierungskosten von Projekten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verteuert. Zum Stand Ende September 2023 ist von Fremdkapitalzinsen in der Größenordnung von 5 % auszugehen (orientiert am KfW-Programm 270, Risikoklassen A/B, Laufzeit/Zinsbindung 15 Jahre). Das heutige Zinsniveau wird unverändert für die Berechnung der Stromgestehungskosten angesetzt, jedoch im Rahmen der Sensitivitätsanalysen variiert.

Mit einem üblichen Anteil von 25 % Eigenkapital und einer Eigenkapitalverzinsung von 8 % resultiert mit den obigen Fremdkapitalzinsen ein kalkulatorischer Mischzins (WACC, weighted average costs of capital) von 5,75 %.

Die Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Zinsen wird über eine Parametervariation in der Größenordnung von ± 10 % abgebildet. Dies entspricht einer Bandbreite von rund 5,2 bis 6,3 % WACC.

Betriebskosten

Die Betriebskosten werden mit 13 €/kW und Jahr angesetzt. Für den Batteriespeicher werden Betriebskosten in Höhe von 1,5 % der Investitionskosten pro Betriebsjahr angesetzt. Die Betriebskosten werden über die betrachtete Kalkulationsdauer von 20 Jahren mit einer Preissteigerung von 2 % p.a.

verrechnet. Dies entspricht dem EZB-Inflationsziel und den übergreifenden gemeinsamen Annahmen für die Spartenvorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht.

Zusätzlich werden für die Kosten der Direktvermarktung 3,2 €/kW und Jahr angesetzt.

3. Ergebnisse der Stromgestehungskostenberechnung

Im Folgenden dargestellt sind die Ergebnisse der Stromgestehungskostenrechnung. Zunächst sind die Ergebnisse für den Basisfall angegeben. Anschließend folgen die Ergebnisse der Parametervariation (Sensitivitätsanalysen). Die Ergebnisse werden abschließend anhand des Höchstwerts gemäß § 37b EEG 2023, der Festlegung der Bundesnetzagentur und im Lichte der Wettbewerbssituation in den Ausschreibungen eingeordnet.

Ergebnisse für den jeweiligen Basisfall

Die mit den obigen Parametern ermittelten Stromgestehungskosten für den jeweiligen Basisfall liegen je nach Anlagen-/Speichergröße zwischen 9,2 und 9,8 ct/kWh (Tabelle 3).

Tabelle 3: Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit von der Anlagenleistung

	LCOE in ct/kWh
5 MW + 3,7 MWh-Speicher	9,8
10 MW + 7,4 MWh-Speicher	9,4
20 MW + 14,8 MWh-Speicher	9,2

Je nach Entwicklung der Investitionskosten und der Zinsen sind davon abweichende Stromgestehungskosten zu erwarten. Anhaltspunkte für höhere oder niedrigere Eingangsparameter geben die folgenden Sensitivitätsanalysen.

Sensitivitätsanalysen

Im Rahmen der folgenden Sensitivitätsanalysen werden Parameter variiert, um die Auswirkungen höherer oder niedrigerer Eingangsgrößen auf die Höhe der Stromgestehungskosten zu analysieren. Folgende der in Kapitel 2.2 angeführten Parameter werden in einem Bereich von ± 10 % um den Ausgangswert variiert:

- Investitionskosten (PV-Anlage und Speicher)
- Stromertrag
- Kalkulatorischer Zins (WACC)
- Betriebskosten

Mit der Sensitivitätsanalyse können jedoch nur Anhaltspunkte zu den Auswirkungen höherer oder niedriger Eingangsparameter geliefert werden. Inwiefern diese in welcher Kombination im Markt anzutreffen sind, kann mangels entsprechender Daten nicht beantwortet werden.

Die Sensitivitätsanalyse erfolgt jeweils getrennt nach Anlagengrößen. Mit den folgenden drei Abbildungen und einer zusammenfassenden Tabelle werden die Ergebnisse veranschaulicht.

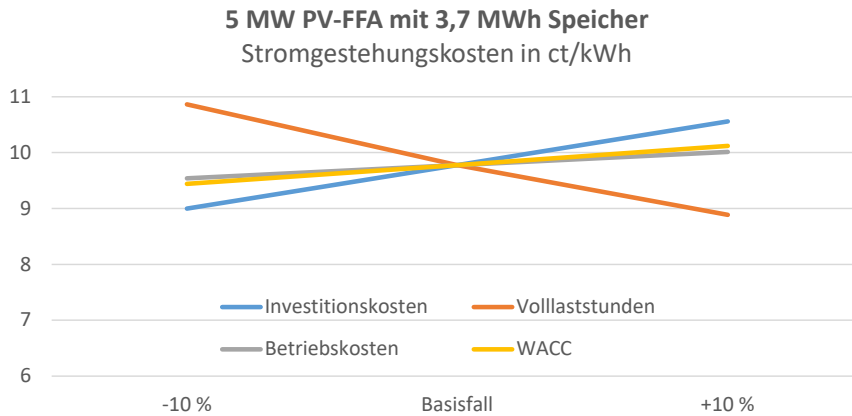


Abbildung 1: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 5 MW-Anlage mit 3,7 MWh-Speicher

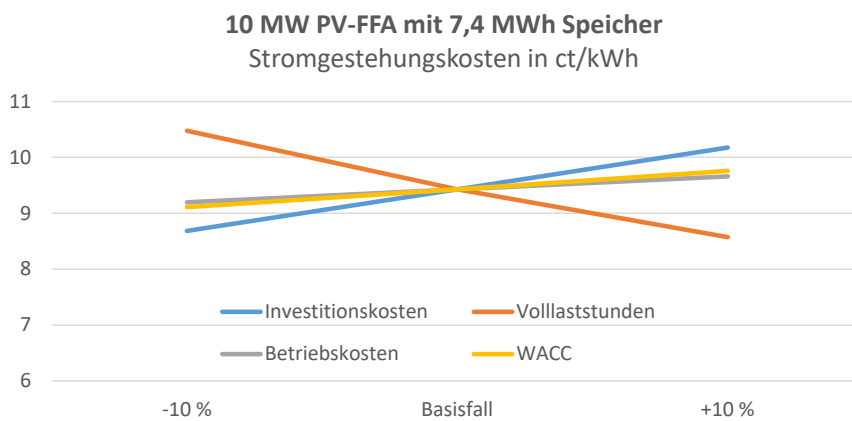


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 10 MW-Anlage mit 7,4 MWh-Speicher

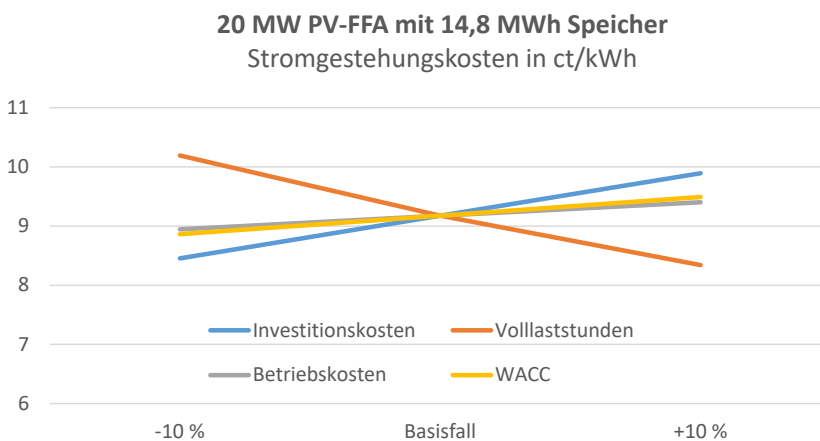


Abbildung 3: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten einer 20 MW-Anlage mit 14,8 MWh-Speicher

In Tabelle 4 sind die Werte der obigen Abbildungen zusammengefasst:

Tabelle 4: Zusammenfassung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse, Stromgestehungskosten in ct/kWh

	5 MW + Speicher	10 MW + Speicher	20 MW + Speicher
Basisfall	9,8	9,4	9,2
spezifische Investitionskosten -10 %	9,0	8,7	8,5
spezifische Investitionskosten +10 %	10,6	10,2	9,9
Volllaststunden -10 %	10,9	10,5	10,2
Volllaststunden +10 %	8,9	8,6	8,3
Betriebskosten -10 %	9,5	9,2	8,9
Betriebskosten +10 %	10,0	9,7	9,4
WACC -10 %	9,4	9,1	8,9
WACC +10 %	10,1	9,8	9,5

Einordnung

Für Kombinationen von PV-Freiflächenanlagen mit Batteriespeichern, die 2025 in Betrieb gehen, wurden mit den in Kapitel 2.2 angeführten Annahmen Stromgestehungskosten von 9,2 bis 9,8 ct/kWh ermittelt. Dem gegenüber steht nach § 10 InnAusV ein Höchstwert von maximal 7,5 ct/kWh. Mit der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 27.03.2023 wurde der Höchstwert um das Maximum von 25 % gegenüber der vorangegangenen Ausschreibungsrunde vom Dezember 2022 auf 9,18 ct/kWh angehoben. Gemessen daran liegen die ausgewiesenen Stromgestehungskosten leicht oberhalb der aktuellen Höchstwertfestlegung. Die obigen Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die Stromgestehungskosten bei höheren oder niedrigeren Eingangsparametern davon abweichen können.

Anlagenbetreiber können zusätzliche Erlöse generieren, die zu den im Rahmen der EEG-Förderung gewährten Zahlungen hinzukommen oder diese übersteigen. Für die Anlagenkombinationen in den Innovationsausschreibungen kommt im Fall der Kombination von PV-Anlagen mit Speichern die Bereitstellung von Regelenergie sowie die zeitversetzte Einspeisung und Vermarktung des Stroms in Frage. Weiterhin sind Anlagen bekannt, für die die Marktprämie der EEG-Ausschreibungen nicht bzw. in den ersten Jahren nicht genutzt wird, weil der Strom über eine Stromeinkaufsvereinbarung (PPA, power purchase agreement) anderweitig vermarktet wird. In der Regel gehen damit höhere Erlöse einher als mit dem jeweiligen bezuschlagten anzulegenden Wert. Weiterhin können im Rahmen des Marktprämienmodells zusätzliche Erlöse erzielt werden, wenn der Marktwert des vermarkteten Stroms oberhalb des jeweiligen anzulegenden Wertes liegt. Auch mit einer anteiligen Eigenversorgung können Zusatzerlöse erzielt werden, beispielsweise durch die Substitution von Strombezug für den Betriebsstrom durch die Eigennutzung des PV-Stroms. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass viele Anlagenbetreiber mit einer Nutzungsdauer oberhalb der zwanzigjährigen EEG-Vergütungsdauer kalkulieren und die erwarteten Kosten und Erlöse in ihr Gebot einpreisen.

Die obigen zusätzlichen Erlösmöglichkeiten können zwar qualitativ beschrieben, aber im Einzelnen aufgrund der Heterogenität und mangels projektspezifischen Informationen nicht quantifiziert werden. An dieser Stelle zeigt sich einer der zentralen Vorteile von Ausschreibungen für erneuerbare Energien: die Marktakteure kennen die Kosten und die erforderlichen Erlöse ihrer Projekte und sind deshalb in der Lage, den jeweils erforderlichen anzulegenden Wert unter Berücksichtigung etwaiger

zusätzlicher Erlöse zu bestimmen. Diese Informationen sind dem Gesetzgeber oder Regulierer (bzw. allgemein externen Akteuren) nicht oder nicht im Detail bekannt.

Da in den Innovationsausschreibungen bis 2022 auf eine fixe Marktprämie geboten wurde, seit 2023 jedoch auf eine gleitende Marktprämie, sind die jeweiligen Zuschlagswerte nicht vergleichbar. Nachdem die erste Ausschreibungsrunde im Jahr 2023 massiv unterzeichnet war, herrschte in der Ausschreibungsrunde vom September hoher Wettbewerb. In diesem Zuge lag der mengengewichtete Zuschlagswerte mit 8,33 ct/kWh deutlich unterhalb des Höchstwerts von 9,18 ct/kWh. Folglich muss davon ausgegangen werden, dass die Bieter dazu in der Lage waren und sind, zusätzliche Erlöse einzukalkulieren (vgl. die obigen Möglichkeiten) oder günstigere Anlagen zu realisieren. Wenn Wettbewerb herrscht (Gebotsvolumen > Ausschreibungsvolumen), besteht für die Bieter ein Anreiz, dies bei der Gebotshöhe zu berücksichtigen.

4. Quellen

1. FRAUNHOFER ISI, FRAUNHOFER IEE und IKEM -INSTITUT FÜR KLIMASCHUTZ, ENERGIE UND MOBILITÄT E.V. *Wissenschaftlicher Gesamtbericht zum EEG-Erfahrungsbericht 2019. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017*. April 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/fraunhofer-ieee-ikem-fraunhofer-ieee-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=1
2. KOST, C., SHAMMUNGAM, S., FLURI, V., PEPPER, D., MEMAR, A. und SCHLEGL, T. *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Juni 2021. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
3. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. Marktübersicht zu Groß- und Gewerbespeichern. 1. April 2022. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2022/04/01/pv-magazine-marktuebersicht-zu-gross-und-gewerbespeicher-aktualisiert/>