



DIHK-Konzept StromPartnerschaft +

Erweiterung der StromPartnerschaft – Anreizmodell für
Elektrolyseure und Batteriespeicher

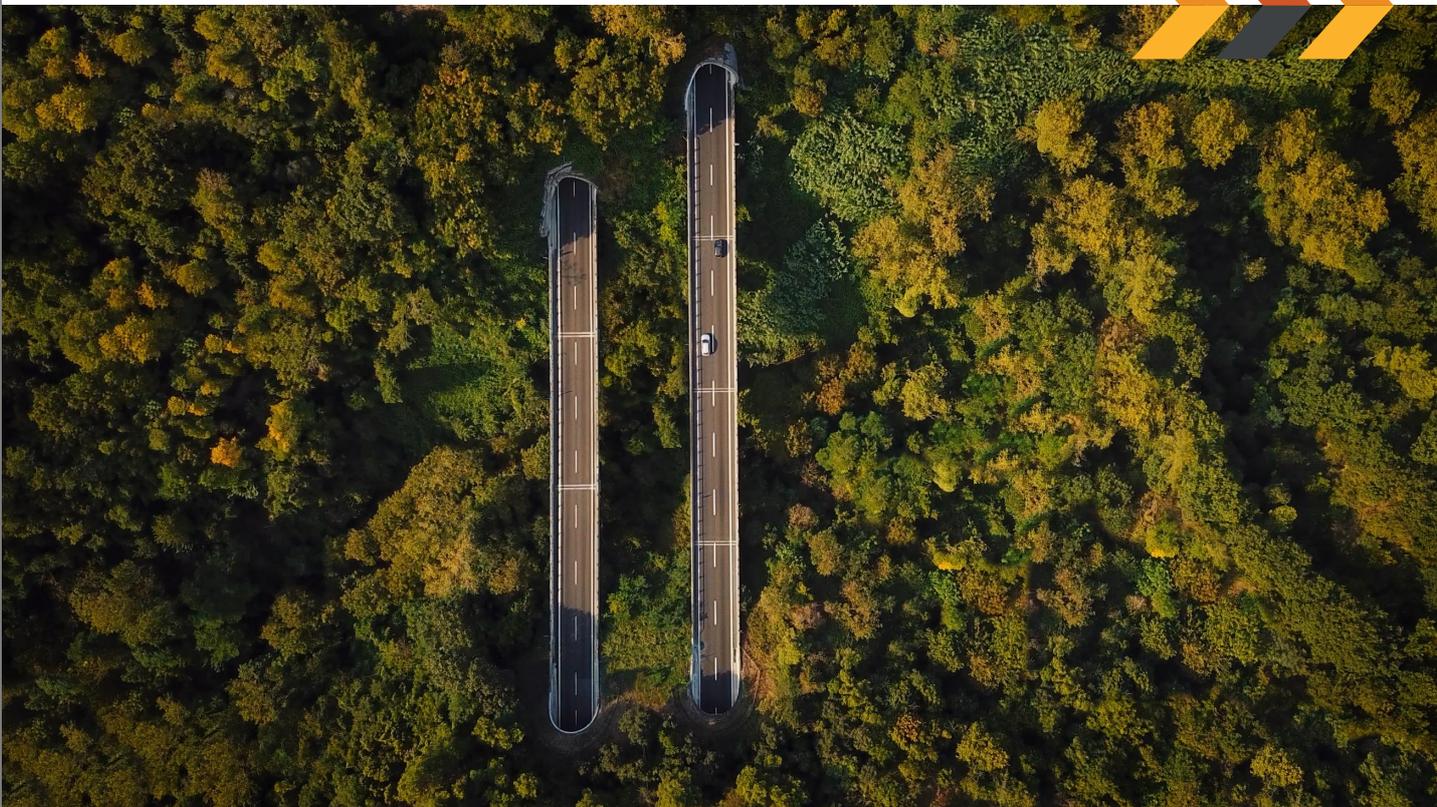
September 2024





Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	2
1. Hintergrund	3
2. Eckpunkte der Modellierung	4
3. Ausgestaltung der „StromPartnerschaft+“	5
4. Methodik und Annahmen.....	7
5. Ergebnisse	9
Anhang	15



Zusammenfassung

Auf den folgenden Seiten wird die Studie zur "StromPartnerschaft" von PwC im Auftrag der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK) vom Sommer 2023, um ein ergänzendes Anreizmodell für Speichertechnologien und Elektrolyseure im Rahmen einer „StromPartnerschaft+“ erweitert. Die "StromPartnerschaft+" baut auf der bestehenden "StromPartnerschaft" auf, die Unternehmen und Anlagenbetreibern einen 25% Investitionszuschuss und eine 2 ct/kWh Netzentgelt-Reduzierung gewährt, wenn sie langfristig Strom direkt aus PV- und Windanlagen verwenden, die im Rahmen von StromPartnerschaft errichtet wurden.

Die "StromPartnerschaft+" erweitert dieses Modell, indem sie zusätzliche Anreize für Unternehmen bietet, die diesen erneuerbaren Strom für die Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyseuren oder für die Steigerung ihrer Verbrauchsflexibilität durch den Einsatz von Batteriespeichern nutzen wollen. Die zusätzlichen Anreize bestehen ebenfalls aus einem 25% Investitionszuschuss für den Elektrolyseur oder den Batteriespeicher sowie einer vollständigen Befreiung von den Netzentgelten für den Strom, der für die Wasserstoffherzeugung verbraucht oder in den Batteriespeicher eingespeist wird. Die Studie quantifiziert die Effekte der "StromPartnerschaft+" auf die Wasserstoff-Gestehungskosten, den Endkundenpreis für Industrie und Gewerbe, die zusätzlich generierten Leistungen an Elektrolyseuren und Batteriespeichern und die Effekte für den Bundeshaushalt. Die Berechnungen führen zu durchschnittlichen Preisen über die ganze Lebensdauer der Anlagen, da der Preis des eingesetzten Stroms vollständig oder z.T. durch die StromPartnerschaft fixiert wird. Die berechneten Gestehungskosten werden dann mit den aktuellen Energiekosten verglichen, um die aktuelle Situation abzubilden. Sollten die Kosten für Wasserstoff oder den Strombezug in Zukunft steigen, ergeben sich aus den fixierten Gestehungskosten neben der Planungssicherheit auch finanzielle Vorteile.

Die Ergebnisse zeigen, dass die "StromPartnerschaft+" die Wasserstoff-Gestehungskosten für Industrie und Gewerbe im Vergleich zur Eigenerzeugung ohne StromPartnerschaft um 38% bzw. 50% senken kann. Durch die Batteriespeicher steigt der Strompreis für die Industrie leicht an, während der Strompreis für das Gewerbe sinkt. Jedoch schaffen die gleichzeitige Reduzierung der Abhängigkeit von Preisschwankungen und die Gewährleistung langfristiger Strompreissicherheit eine hohe Planbarkeit für Unternehmen und machen Batteriespeicher attraktiver. Die "StromPartnerschaft+" kann Kapazitäten von bis zu 3,8 GW bei Elektrolyseuren und bis zu 31,7 GW bei Batteriespeichern generieren, was einen bedeutenden Beitrag zum jeweiligen zukünftigen Bedarf im deutschen Energiesystem darstellt. Für die Anlagen, die im Rahmen von StromPartnerschaft+ errichtet werden, entsteht ein Gesamt-Finanzierungsbedarf für den Bundeshaushalt i.H.v. 13,1 Mrd. €.



1. Hintergrund

Basierend auf der StromPartnerschaft hat die DIHK PwC beauftragt, das bestehende Modell durch Anreize in Speicher und Elektrolyseure hin zu einer „StromPartnerschaft+“ zu erweitern. Die StromPartnerschaft+ bietet zusätzliche Anreize für Unternehmen, die grünen Wasserstoff mittels Elektrolyseuren erzeugen oder durch den Einsatz von Batteriespeichern ihre Verbrauchsflexibilität steigern möchten.

Rückblick: „StromPartnerschaft“ – Auf einen Blick

Eine „StromPartnerschaft“ mit 25% Investitionszuschuss und 2 ct/kWh Netzentgelt-Reduzierung...

- ... kann die PPA-Preise für Unternehmen um maximal 3,6 bis 3,7 ct/kWh senken;
- ... kann Kapazitäten von etwa 50 GW EE-Ausbau vorziehen;
- ... erzeugt dadurch bis zu 74 TWh/Jahr an Grünstrom für die deutsche Wirtschaft.

Das Anreizmodell der „StromPartnerschaft“ zeigt, dass Unternehmen mithilfe von gezielten Anreizen ihre betrieblichen Klimaschutzstrategien selbst vorantreiben können und somit die Versorgungssicherheit erhöhen und ihre Wettbewerbsfähigkeit aktiv sicherstellen.

Darauf aufbauend wird in dieser Modellierung quantifiziert, welche zusätzlichen Anreize Unternehmen angeboten werden können, um die Nutzung von grünem Strom über PPAs bei Elektrolyseur und Stromspeicher attraktiver zu machen und zu steigern. Dies wird in Anlehnung an die „StromPartnerschaft“ durch zwei Anreize im erweiterten Modell „StromPartnerschaft+“ realisiert.

2. Eckpunkte der Modellierung

Netzdienliche Technologien wie zum Beispiel die Bereitstellung von grünem Wasserstoff (Elektrolyseur) und Batteriespeichern gewinnen in den aktuellen Analysen und Diskussionen zur effektiven Erreichung der Klimaneutralität zunehmend an Bedeutung und Anwendbarkeit. Trotz der offensichtlichen Vorteile dieser Technologien für die Energiewende sind sie für Unternehmen aus wirtschaftlicher Sicht in den kommenden Jahren noch nicht attraktiv genug, um die erforderlichen Investitionen zu tätigen. Aus diesem Grund sehen sich Unternehmen ohne zusätzliche Anreize außerstande, signifikant in diese Technologien zu investieren.

Um dieser Herausforderung zu begegnen, schlägt die DIHK vor, das bisherige Modell der „StromPartnerschaft“ durch ein erweitertes Anreizmodell, die „StromPartnerschaft+“, zu ergänzen. Dieses neue Modell soll die Vorteile der bisherigen StromPartnerschaft beibehalten, jedoch durch zusätzliche Anreize für Elektrolyseure und Batteriespeicher erweitert werden, um so die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Klimaschutz und Nachhaltigkeit für Unternehmen zu verbessern.

PwC wurde von der DIHK beauftragt, bei der Ausgestaltung der „StromPartnerschaft+“ zu unterstützen und die Effekte dieses erweiterten Anreizmodells durch eine detaillierte Modellierung zu quantifizieren, um eine fundierte Basis für dessen Implementierung zu schaffen.

Im Fokus stehen dabei die folgenden Fragen und Effekte der StromPartnerschaft+:

- 1 Welcher Wasserstoffpreis entsteht durch das Anreizmodell für Elektrolyseure?**
- 2 Welcher Strompreis für Industrie und Gewerbe entsteht durch das Anreizmodell für Batteriespeicher?**
- 3 Welche zusätzlichen generierten Leistungen an Elektrolyseuren und Batteriespeichern können entstehen?**
- 4 Welche kurz- bis mittelfristigen Effekte ergeben sich daraus für den Bundeshaushalt?**



3. Ausgestaltung der „StromPartnerschaft+“

Unternehmen, die bereits PPA-Strom im Rahmen der „StromPartnerschaft“ beziehen, soll es durch gezielte Anreize ermöglicht werden, diesen erneuerbaren Strom für die Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyseure (Option 1) oder zur Steigerung ihrer Verbrauchsflexibilität durch den Einsatz von Batteriespeichern (Option 2) zu nutzen und die Eigenverbrauchsquote für den PPA-Strom zu steigern.

Die „StromPartnerschaft+“ unterstützt dabei Industrie- und Gewerbebetriebe durch einen einmaligen Investitionszuschuss (Anreiz 1) sowie eine Befreiung von den Netzentgelten (Anreiz 2) für den über das PPA im Rahmen der klassischen „StromPartnerschaft“ bezogenen grünen Strom.

Anreiz 1 – Investitionszuschuss

Der Investitionszuschuss soll als Steuerzulage i.H.v. jeweils einmalig 25% gewährt werden. Diese soll direkt voll wirksam sein und für den kompletten Investitionsbetrag (CAPEX) und für dasjenige Unternehmen gelten, welches bereits einen PPA-Vertrag hat, die Investition tätigt und wirtschaftlicher Eigentümer des Elektrolyseurs oder Batteriespeichers ist.

Anreiz 2 – Netzentgeltbefreiung

Zusätzlich zur 2 ct/kWh Reduzierung für den grünen Direktstrom soll der Anteil des PPA-Stroms, der für die Wasserstoffherzeugung verbraucht oder in den Batteriespeicher eingespeist wird, komplett von den Netzentgelten befreit werden. Die Befreiung der Netzentgelte soll für 20 Jahre ab Inbetriebnahme des Elektrolyseurs oder Batteriespeichers gewährt werden und bezieht sich nur auf die Strommengen aus Anlagen in der „StromPartnerschaft“.

Systematik der „StromPartnerschaft+“

Im Anreizmodell der „StromPartnerschaft+“ können Unternehmen entweder selbst auf dem Betriebsgelände Elektrolyseure installieren und für die grüne Wasserstoff-Herstellung den PPA-Strom verwenden oder durch einen Batteriespeicher die Eigenverbrauchsquote von PPAs erhöhen, wie in der Abbildung 1 dargestellt.



Abbildung 1: Akteure und Systematik StromPartnerschaft+

Option 1 – Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyseure

In dieser Option investiert ein Unternehmen in einen Elektrolyseur zur Wasserstoffherzeugung. Der Elektrolyseur wird auf dem Betriebsgelände installiert und bezieht grünen Strom über PPAs. Die „StromPartnerschaft+“ entlastet das Unternehmen mit einem 25% Investitionszuschuss und einer Netzentgeltbefreiung für den PPA-Stromanteil. Somit wird ein frühzeitiger Übergang zu grüner Wasserstofftechnologie im Industrie- und Gewerbesektor ermöglicht.

Option 2 – Einsatz von Batteriespeichern

In dieser Option schafft sich ein Unternehmen einen Batteriespeicher an und installiert diesen auf dem Betriebsgelände zur Speicherung des über PPAs bezogenen grünen Stroms. Die „StromPartnerschaft+“ entlastet das Unternehmen mit einem 25% Investitionszuschuss und einer Netzentgeltbefreiung für den gespeicherten PPA-Strom. Somit können sich Unternehmen gegen steigende Strompreise absichern. Darüber hinaus können Unternehmen durch die Reduzierung ihrer Leistungsspitzen weitere Vorteile erzielen, wie die Senkung des Leistungspreises für den Netzstrom.

4. Methodik und Annahmen

In diesem Kapitel wird die Methodik zur wirtschaftlichen Bewertung des Anreizmodells erläutert und die wesentlichen Annahmen werden dargestellt. Ähnlich wie bei der StromPartnerschaft werden die Ergebnisse aufgrund der unterschiedlichen Netzentgelte für die Industrie und Gewerbe getrennt dargestellt.

Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyseure

Um die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure bewerten zu können, werden die Wasserstoff-Gestehungskosten mit dem Großhandelspreis verglichen. Zur Ermittlung der durch das Anreizmodell ermittelten Wasserstoff-Gestehungskosten wurde das Discounted-Cashflow-Verfahren angewendet. Für die Investitions- und Betriebskosten wurden aktuelle marktübliche Preise angenommen. Für den Anlagenbetrieb wurde eine Laufzeit von 25 Jahren festgelegt. Der Diskontierungsfaktor wurde mit 5,0% angenommen und richtet sich damit nach gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (engl. Weighted Average Cost of Capital, „WACC“) für Erneuerbare Energie Projekte in Deutschland. Im Anreizmodell wird für die Wasserstoffherzeugung 100% PPA-Strom verwendet. Die folgenden Anlagen wurden im Modell analysiert:

Tabelle 1: Exemplarische Daten für Elektrolyseur

	Industrie	Gewerbe
Anlagenkapazität	4 MW	4 MW
Kosten zur Errichtung der Anlage (CAPEX)	1.000.000 €/MW	1.000.000 €/MW
Jährliche Betriebskosten (OPEX)	1,5% der CAPEX	1,5% der CAPEX
Volllaststunden pro Jahr	4.000 h	4.000 h
Wasserstoffherzeugung pro Jahr	16.000 MWh	16.000 MWh

Einsatz von Batteriespeichern

Zur Ermittlung des durch das Anreizmodell für Batteriespeicher entstehenden Strompreises wurde analog zur StromPartnerschaft das Discounted-Cashflow-Verfahren verwendet. Dabei wurden die Installations- und Betriebskosten des Speichers über einen Zeitraum von 25 Jahren betrachtet und ein Diskontierungsfaktor von 5,0% berücksichtigt. Durch den Batteriespeicher steigt die PPA-Quote am gesamten Stromverbrauch des Unternehmens von 50% auf 80%. In den Modellierungen wurde vereinfachend angenommen, dass der Batteriespeicher die Spitzenleistung durchschnittlich um 10% senken kann, was zu zusätzlichen Einsparungen beim Leistungspreis führt. Die folgenden Anlagen wurden im Modell analysiert:

Tabelle 2: Exemplarische Daten Batteriespeicher

	Industrie	Gewerbe
Speicherkapazität	4,2 MW	6,0 MW
Kosten zur Errichtung der Anlage (CAPEX)	400.000 €/MW	400.000 €/MW
Jährliche Betriebskosten (OPEX)	0,5% der CAPEX	0,5% der CAPEX
Ladezyklen	~ 365	~ 250

Angenommene Strom- und Wasserstoffpreise

Für die Analyse der Anreizwirkung wurden, die in der folgenden Tabelle angegebenen Strom- und Wasserstoffpreise verwendet. Dabei wurde der in der StromPartnerschaft-Studie verwendete Börsenstrompreis aus 06/23 durch einen aktuellen Preis aktualisiert, welcher die gefallenen Börsenstrompreise widerspiegelt.

Tabelle 3: Angenommene Strom- und Wasserstoffpreise

	ct/kWh
Börsenstrompreis¹	9,52
Großhandelspreis²	16,00

Die Berechnungen führen zu durchschnittlichen Preisen über die ganze Lebensdauer der Anlagen, da der Preis des eingesetzten Stroms vollständig oder z.T. durch die StromPartnerschaft fixiert wird. Die berechneten Gestehungskosten werden dann mit den aktuellen Energiepreisen verglichen, um die aktuelle Situation abzubilden. Sollten die Kosten für Wasserstoff oder den Strombezug in Zukunft steigen, ergeben sich aus den fixierten Gestehungskosten neben der Planungssicherheit auch finanzielle Vorteile.

¹ Terminmarktkontrakt Cal-2025, 80% Base, 20% Peakload: 9,52 ct/kWh, Stand 06.08.2024 (energate)

² Hydex Green (Durchschnitt 30 Tage) : 13,10 ct/kWh, Stand 06.08.2024 (energate). Inkl. Transportkosten (2,90 ct/kWh)

5. Ergebnisse

Wasserstoff-Gestehungskosten

Angesichts der hohen operativen Kosten ist die Wasserstofferzeugung mittels Börsenstrom auf dem Betriebsgelände wirtschaftlich nicht rentabel. Die Verwendung von Strom aus einer StromPartnerschaft (100% PPA) zur Wasserstofferzeugung führt jedoch zu einer signifikanten Senkung der Gestehungskosten für Industrieunternehmen auf 18,00 ct/kWh und für Gewerbebetriebe auf 27,70 ct/kWh. Der Strompreis für die H2-Erzeugung mit StromPartnerschaft setzt sich aus dem PPA-Preis (6,4 ct/kWh), reduzierten Netzentgelten sowie Steuern, Abgaben und Umlagen zusammen. Dieser beträgt für Industrie 10,22 ct/kWh und für Gewerbe 16,53 ct/kWh. Die zusätzlichen Anreize im Rahmen der StromPartnerschaft+ führen zu einer weiteren Reduzierung der Wasserstoff-Gestehungskosten, wobei die Kosten für die Industrie auf 16,10 ct/kWh und für Gewerbe auf 17,90 ct/kWh sinken. Aufgrund der höheren Netzentgelte können Gewerbeunternehmen von der Netzentgeltbefreiung umfassend profitieren. Dabei liegt der für die Wasserstofferzeugung verwendete Strompreis für die Industrie bei 9,26 ct/kWh und für Gewerbe bei 10,46 ct/kWh. Mit diesem Anreizmodell ergibt sich eine deutliche Kosteneinsparung der Gestehungskosten für grünen Wasserstoff von 38% für Industrieunternehmen und 50% für Gewerbebetriebe im Vergleich zur Eigenstromerzeugung ohne StromPartnerschaft und mittels Börsenstrom.

Exemplarische Wasserstoff-Gestehungskosten für die Industrie, exkl. MwSt.

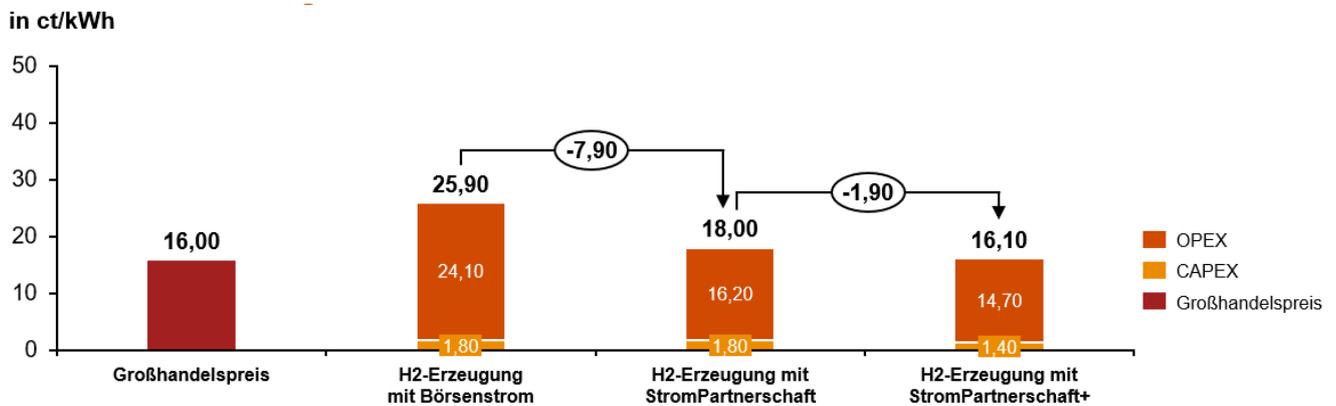


Abbildung 2: Exemplarische Wasserstoffgestehungskosten für die Industrie

Exemplarische Wasserstoff-Gestehungskosten für das Gewerbe, exkl. MwSt.

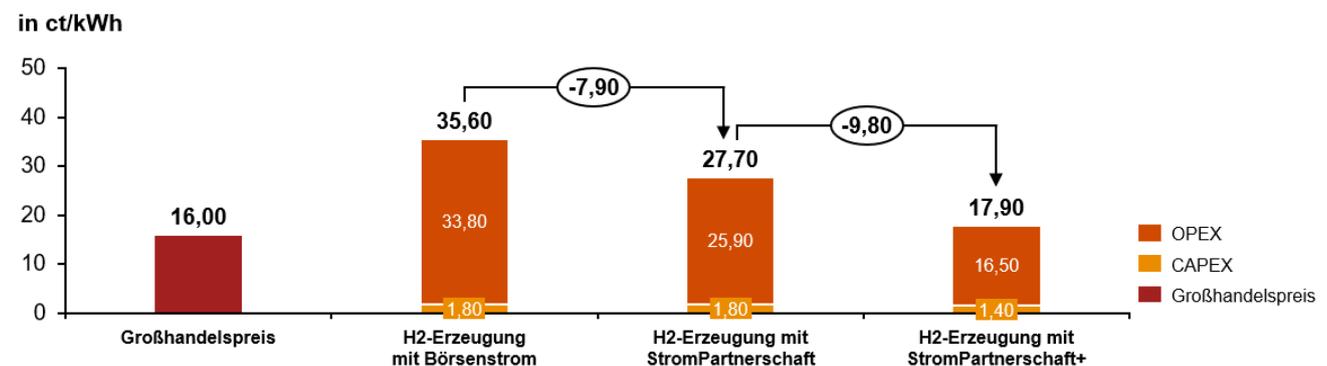


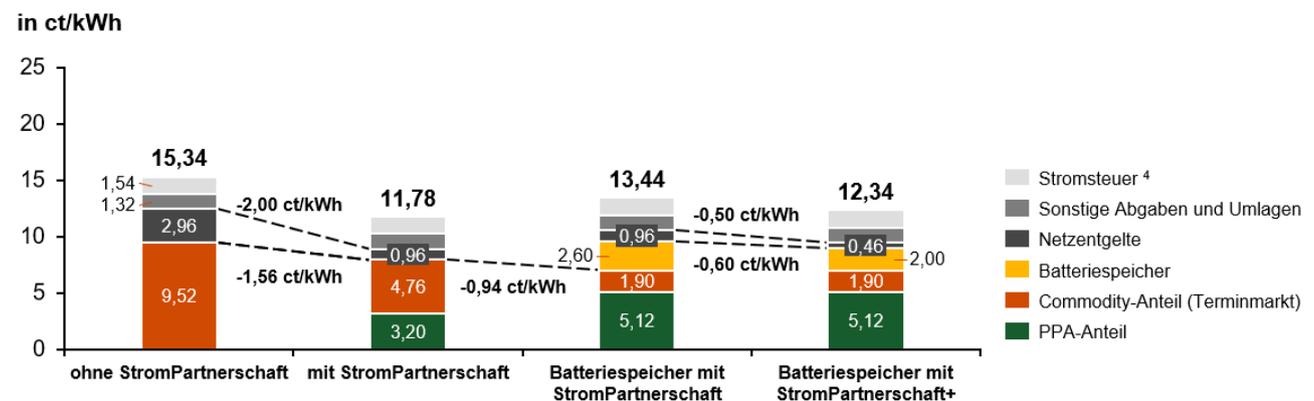
Abbildung 3: Exemplarische Wasserstoffgestehungskosten für das Gewerbe

Bei einem Wasserstoff-Großhandelspreis über 16,10 ct/kWh können Industrieunternehmen durch die StromPartnerschaft+ vor Ort günstiger Wasserstoff produzieren. Für das Gewerbe liegt dieser Break-Even-Preis bei 17,90 ct/kWh.

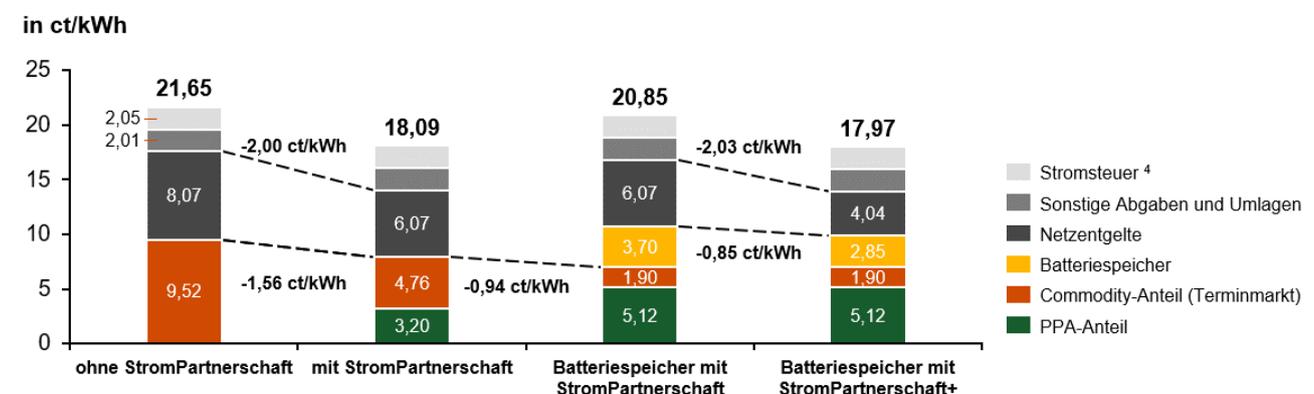
Strompreis mit Speichereinsatz

Durch die Errichtung eines Batteriespeichers auf dem Betriebsgelände erhöht sich die Eigenverbrauchsquote des PPA-Stroms um 30 Prozentpunkte auf 80%. Aufgrund des höheren PPA-Anteils sinkt der Commodity-Preis von 7,96 auf 7,02 ct/kWh. Zusätzlich wird der in den Speichern eingespeiste und später verwendete Anteil des Stroms von Netzentgelten befreit. Durch den Einsatz eines Batteriespeichers können Unternehmen ihre Leistungsspitzen³ durchschnittlich um 10% reduzieren. Dadurch senken die Netzentgelte um weitere 0,21 ct/kWh. Aufgrund der Investitionskosten des Batteriespeichers steigt der Strompreis für die Industrie um 2,00 ct/kWh und für Gewerbe um 2,85 ct/kWh. Am Rechenbeispiel eines Batteriespeichers stellt sich der Effekt auf den tatsächlich vom Unternehmen zu zahlenden Nettostrompreis dann wie folgt dar:

Exemplarischer Strompreis für die Industrie (inkl. Abgaben und Umlagen), exkl. MwSt.^{4,5}



Exemplarischer Strompreis für das Gewerbe (inkl. Abgaben und Umlagen), exkl. MwSt.^{4,5}



³ Vereinfacht angenommen liegt die Leistungsspitze eines Unternehmens mit einem Stromverbrauch von 5 GWh bei 1250 kW und der Leistungspreis bei 125 €/kWh.

⁴ Steuerentlastung nach § 9b StromStG wurde nicht berücksichtigt.

⁵ Quelle für die durchschnittlichen Abgaben und Umlagen: Monitoringbericht BDEW

Durch die zusätzlichen Kosten aufgrund der Installation des Batteriespeichers steigt der Strompreis für die Industrie trotz der zusätzlichen Anreize im Vergleich zur StromPartnerschaft. Jedoch schaffen die gleichzeitige Reduzierung der Abhängigkeit des Börsenstrompreises und die Gewährleistung langfristiger Strompreissicherheit eine hohe Planbarkeit für die Industrieunternehmen. Dies macht den Einsatz von Batteriespeichern trotz der leicht höheren Strompreise dennoch attraktiv. Gewerbeunternehmen profitieren besonders von der Netzentgeltbefreiung aufgrund der höheren Netzentgelte und können ihren Strompreis durch die StromPartnerschaft+ um weitere 0,12 ct/kWh senken. Sollten die Kosten für den Strombezug in Zukunft steigen, ergeben sich aus den fixierten Gestehungskosten neben der Planungssicherheit auch finanzielle Vorteile. Übersteigt der Terminmarktpreis 11,42 ct/kWh, ist der Strompreis mit der StromPartnerschaft+ für die Industrie im Vergleich zur Variante ohne Batteriespeicher günstiger (Break-Even-Preis). Für das Gewerbe liegt dieser Break-Even-Preis bei 9,14 ct/kWh.

Zusätzlich generierte Elektrolyseur-Kapazitäten

Die Betrachtung der Anreizwirkung erfolgt gekoppelt an die im Rahmen der StromPartnerschaft errichtete EE-Anlagen. Für die Elektrolyseure wurde vereinfachend angenommen, dass 10% der Unternehmen, die die StromPartnerschaft nutzen, auch einen Elektrolyseur benötigen, um auf dem Betriebsgelände eigenen grünen Wasserstoff zu erzeugen. Durch die StromPartnerschaft+ könnten insgesamt bis zu 3,8 GW Elektrolyseurkapazitäten vorgezogen werden was einem Beitrag der StromPartnerschaft+ von 10% am prognostizierten Elektrolyseurbedarf im Jahr 2037 entspricht⁶. Diese Anlagen entsprechen einem privatwirtschaftlichen Investitionsvolumen von knapp 3,8 Mrd €. Wenn alle Elektrolyseure errichtet sind, kann die jährlich erzeugte grüne Wasserstoffmenge bis zu 15,2 TWh/a betragen.

Tabelle 4: Anzunehmende Auswirkungen der vorgestellten StromPartnerschaft+ für Elektrolyseur

Elektrolyseur	
Vorgezogene Kapazitäten	3,8 GW
Erzeugte Wasserstoffmenge	15,2 TWh p.a. (max.)
Vorgezogene Investitionen	3,8 Mrd. €

⁶ Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023)

Angereizte Elektrolyseure im Zeitverlauf in GW p.a.

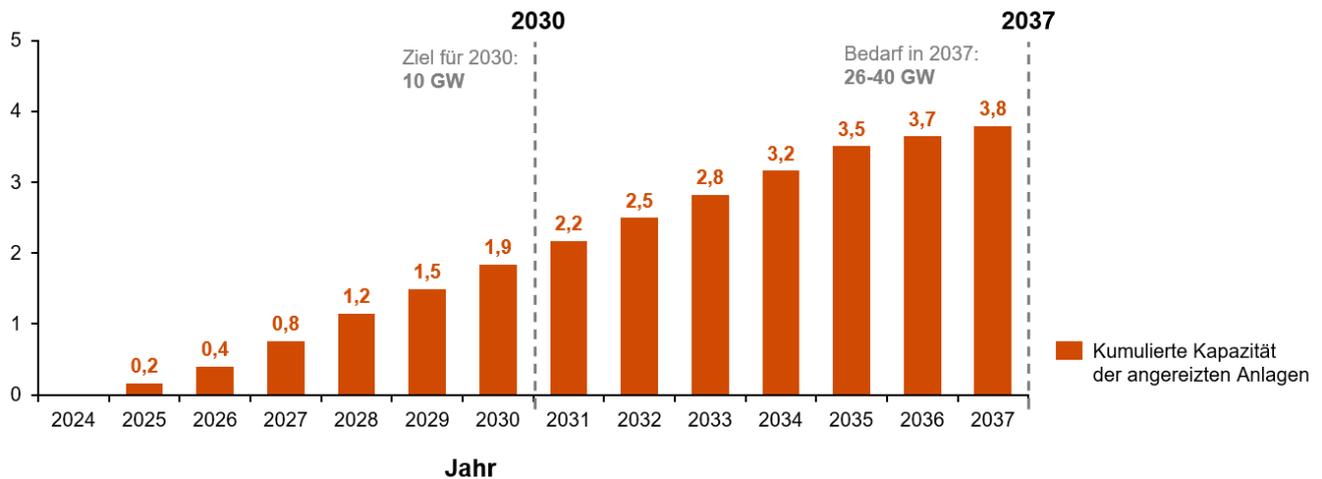


Abbildung 6: Angereizte Elektrolyseure im Zeitverlauf

Zusätzlich generierte Batteriespeicher-Leistungen

Die Herausforderungen im Strommarkt, bedingt durch zunehmende Preisrisiken und hohe Investitionen in die Stromnetze, erschweren Unternehmen eine langfristige Planung. Wobei insbesondere der unvorhersehbare zukünftige Strompreis sowie die stark steigenden Netzentgelte langfristige Planungen zunehmend erschweren. Durch die Nutzung eines Batteriespeichers im Rahmen der StromPartnerschaft+ wird Unternehmen langfristig eine Strompreissicherheit geboten, was ihre Planbarkeit erhöht. Es wird davon ausgegangen, dass etwa zwei Drittel der Unternehmen, die die StromPartnerschaft nutzen, auch einen Batteriespeicher installieren würden.

Tabelle 5: Anzunehmende Auswirkungen der vorgestellten StromPartnerschaft+ für Batteriespeicher

Batteriespeicher	
Vorgezogene Leistungen	31,7 GW
Ausgespeiste Strommenge	9,6 TWh p.a. (max.)
Vorgezogene Investitionen	12,9 Mrd. €

Die Implementierung von StromPartnerschaft+ könnte insgesamt bis zu 31,7 GW an Batteriespeicherleistungen vorziehen, was einem Beitrag von etwa 42% am geschätzten Stromspeicherbedarf⁷ im Jahr 2037 entspricht. Diese Batteriespeicher könnten jährlich bis zu 9,6 TWh Strommengen ein- und ausspeisen.

⁷ Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023)

Angereizte Batteriespeicher im Zeitverlauf in GW p.a.

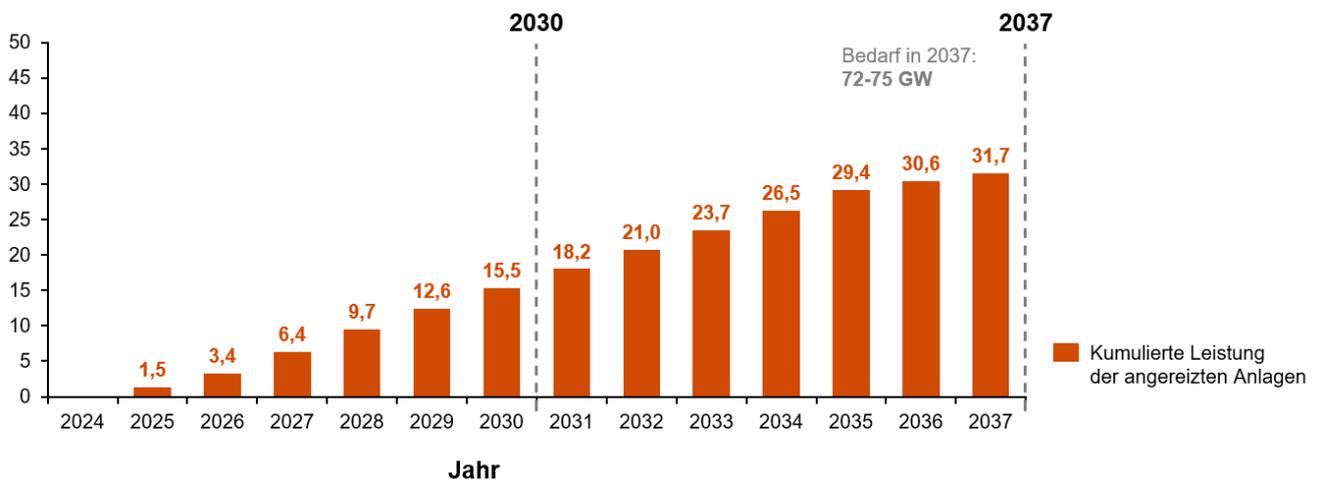


Abbildung 7: Angereizte Batteriespeicher im Zeitverlauf

Finanzierungsbedarf der StromPartnerschaft+

Für die Anlagen, die im Rahmen von StromPartnerschaft+ errichtet werden, entsteht unter den genannten Annahmen ein Gesamt-Finanzierungsbedarf für den Bundeshaushalt i.H.v. 13,1 Mrd. €. In der Modellrechnung wurde die Netzentgeltbefreiung für die vorgezogenen Investitionen über einen Zeitraum von 20 Jahren berücksichtigt. Der Finanzierungsbedarf für den Investitionszuschuss ist an die EE-Anlagen gekoppelt, die im Rahmen von StromPartnerschaften errichtet werden. Etwaige bereits geltende Reduzierungen der Netzentgelte wurden nicht beim Finanzierungsbedarf berücksichtigt, da diese nicht aus der Strompartnerschaft+ entstehen.

Tabelle 6: Zu finanzierende Netzentgeltbefreiung und Investitionszuschuss durch StromPartnerschaft+

	Elektrolyseur	Batteriespeicher	Gesamt
Zu finanzierende Netzentgeltbefreiung durch StromPartnerschaft+*	5,9 Mrd. € (Ø 0,22 Mrd. € p.a.)	3,0 Mrd. € (Ø 0,11 Mrd. € p.a.)	8,9 Mrd. € (Ø 0,33 Mrd. € p.a.)
Zu finanzierender Investitionszuschuss durch StromPartnerschaft+	1,0 Mrd. € (Ø 0,09 Mrd. € p.a.)	3,2 Mrd. € (Ø 0,29 Mrd. € p.a.)	4,2 Mrd. € (Ø 0,38 Mrd. € p.a.)
Gesamt-Finanzierungsbedarf durch StromPartnerschaft+	6,9 Mrd. € (Ø 0,31 Mrd. € p.a.)	6,2 Mrd. € (Ø 0,40 Mrd. € p.a.)	13,1 Mrd. € (Ø 0,71 Mrd. € p.a.)

* Die Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG erfolgt ohnehin für Anlagen, die bis 2029 in Betrieb genommen werden. Im Rahmen von StromPartnerschaft+ werden zusätzlich die Netzentgelte für Anlagen befreit, die ab 2030 in Betrieb genommen werden.

Gesamter Finanzierungsbedarf der StromPartnerschaft und StromPartnerschaft+

Bei einer Gesamtbetrachtung von der StromPartnerschaft und der StromPartnerschaft+ entsteht für den Bundeshaushalt ein Finanzierungsbedarf von 47,9 Mrd. € bzw. durchschnittlich 3,7 Mrd. € pro Jahr. Auf den Investitionszuschuss entfallen dabei rund 39% der Kosten und auf die Netzentgelte rund 61%.

Tabelle 7: Gesamter Finanzierungsbedarf der StromPartnerschaft und StromPartnerschaft+

	StromPartnerschaft	StromPartnerschaft+	Gesamt
Zu finanzierende Netzentgelt-Reduzierung und -befreiung	20,1 Mrd. € (Ø 1,6 Mrd. € p.a.)	8,9 Mrd. € (Ø 0,33 Mrd. € p.a.)	30,0 Mrd. € (Ø 1,93 Mrd. € p.a.)
Zu finanzierender Investitionszuschuss	14,7 Mrd. € (Ø 1,3 Mrd. € p.a.)	4,2 Mrd. € (Ø 0,38 Mrd. € p.a.)	18,9 Mrd. € (Ø 1,68 Mrd. € p.a.)
Gesamt-Finanzierungsbedarf	34,8 Mrd. € (Ø 2,9 Mrd. € p.a.)	13,1 Mrd. € (Ø 0,81 Mrd. € p.a.)	47,9 Mrd. € (Ø 3,71 Mrd. € p.a.)

Anhang

Abkürzungen	
€	Euro
a	Jahr(e)
CAPEX	Capital Expenditures / Investitionsausgaben
ct	Cent
EE	Erneuerbare-Energien
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde(n)
i.H.v.	in Höhe von
inkl.	inklusive
kWh	Kilowattstunde(n)
max.	maximal
Mrd.	Milliarde(n)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde(n)
NE	Netzentgelte
OPEX	Operational Expenditures / Betriebsausgaben
p.a.	pro Jahr
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde(n)
z.B.	zum Beispiel
z.T.	zum Teil

Tabelle 8: Abkürzungsverzeichnis



PwC Deutschland

Nicolas Deutsch

Director - Energy & Public Consulting
Friedrich-Ebert-Anlage 35-37
60327 Frankfurt am Main
Mob +49 160 5364728
nicolas.deutsch@pwc.com

Görkem Güler

Associate - Energy & Public Consulting
Georg-Glock-Straße 22
40474 Düsseldorf
Mob +49 160 6171988
goerkem.gueler@pwc.com

Dr. Nathanael Harfst

Specialist - Energy & Public Consulting
Friedrich-Ebert-Anlage 35-37
60327 Frankfurt am Main
nathanael.n.harfst@pwc.com

Datum:

September 2024

