

OPTIMIERTE PPA PORTFOLIOS UND ENERGIESPEICHER FÜR DIE PRODUKTION GRÜNEN WASSERSTOFFS

Jonas Brucksch^{1,2,3*}, Jonas van Ouwkerk^{1,2,3}, Dirk Uwe Sauer^{1,2,3,4}

Kurzfassung: Die Produktion grünen Wasserstoffs kann regulatorische Hürden mit sich bringen. Um den strengen Anforderungen an den benutzten erneuerbaren Strom zu genügen, können Power Purchase Agreements verwendet werden. Diese Arbeit untersucht, welchen Mehrwert ein optimiertes PPA-Portfolio haben kann. Dafür werden verschiedene Standorte der Erzeugung betrachtet, sowie der Einsatz von Flexibilität durch Speicher und die Elektrolyse analysiert. In den betrachteten Szenarien lassen sich durch eine Portfoliooptimierung ohne Speicher die Beschaffungskosten um 12,8 % reduzieren. Die Flexibilitätsaktivierung ermöglicht eine effizientere Portfoliozusammensetzung, sodass die Kosten um weitere 15,6 % sinken können.

Keywords: Grüner Wasserstoff, Power Purchase Agreements, Batteriespeicher, Wasserstoffspeicher, RED2, Flexibilität

1 Einleitung

Die Fortschritte in der Energiewende und die steigende Dringlichkeit im Umgang mit dem Klimawandel haben in den letzten Jahren zu einer verstärkten Fokussierung auf nachhaltige Energiequellen geführt. In diesem Zusammenhang hat die Europäische Union (EU) mit der Einführung der zweiten Renewable Energy Directive (RED2) einen bedeutenden Schritt unternommen, um den Einsatz erneuerbarer Energien zu fördern und die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Diese Richtlinie, die die Förderung von erneuerbarem Wasserstoff, insbesondere grünem Wasserstoff, priorisiert, stellt jedoch die Industrie vor erhebliche Herausforderungen in Bezug auf die Herstellung dieses Rohstoffs. Zum einen fordert die Richtlinie eine Gleichzeitigkeit von Wasserstoffproduktion und Gestehungszeitpunkt des dafür verwendeten Stroms und zum anderen soll der Strom aus neu errichteten erneuerbaren Energieanlagen (EEA) stammen. [1]

Power Purchase Agreements (PPAs) erweisen sich in diesem Zusammenhang als vielversprechendes Instrument für die Strombeschaffung. Hierbei werden Stromlieferverträge direkt zwischen Stromabnehmer und -erzeuger geschlossen. Gabrielli et al. untersuchen in [2] die Vorteile, die sich durch eine Variation von Technologien und Standorten der EEAs für die PPA-Bezüge ergeben können. Die wirtschaftliche Motivation der Stromabnehmer für ein optimiertes PPA-Portfolio sind dabei Preisdifferenzen zwischen „Pay-as-Produced“ (PaP)-PPAs und Baseload-PPAs, die für alternative Baseload-Kontrakte verlangt werden. PaP-

¹Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA), RWTH Aachen University, 52074 Aachen, Germany

²Institute for Power Generation and Storage Systems (PGS), RWTH Aachen University, 52074 Aachen, Germany

³Juelich Aachen Research Alliance, JARA-Energy, Germany Institute Muenster (HI MS), IEK-12, Forschungszentrum Jülich, 52428 Jülich, Germany

⁴Forschungszentrum Jülich GmbH, Institute of Energy and Climate Research Helmholtz-Institute Münster: Ionics in Energy Storage (IEK-12)), 52425 Jülich, Germany

Kontakt: E-Mail: jonas.brucksch@isea.rwth-aachen.de, Tel.: +49 241 80 49454

PPAs sind Verträge, bei denen die Zahlungen an den Stromerzeuger basierend auf der tatsächlichen Menge erzeugter Energie erfolgen. In Baseload-PPAs wird eine konstante Menge an Strom zu einem festgelegten Preis über einen bestimmten Zeitraum geliefert, unabhängig von der tatsächlichen Stromerzeugung. [2]

Diese Arbeit erweitert die bisherigen Ansätze zur Untersuchung der PPA-Versorgung in zwei Richtungen. Erstens werden Wetterprofile von 200 in Planung befindlichen EEAs verwendet, wodurch eine spezifischere Untersuchung der durch die RED2-Direktive geforderte Strombeschaffung ermöglicht wird. Zweitens wird durch ein detailliertes Elektrolyse-Modell ein flexibler Stromverbrauch modelliert, um die Flexibilität in der Wasserstoffproduktion zu berücksichtigen.

2 Methodik

Um die Unsicherheiten zu berücksichtigen, die mit der Modellierung von zukünftiger Erzeugung aus dargebotsabhängigen EEAs einhergehen, wird eine stochastische Optimierung durchgeführt. Diese minimiert den Erwartungswert der Strombeschaffungskosten des Wasserstoffproduzenten mehrerer Wetterszenarien. Das zugrundeliegende Modell lässt sich in zwei Umgebungen einteilen, deren mathematische Beschreibung im Folgenden erläutert wird (Abbildung 1). Erstens in die Verbraucherumgebung, die den Stromabnehmer darstellt und zweitens in eine Marktumgebung, die verschiedene Wege zur Strombeschaffung modelliert. Zuletzt wird die Zielfunktion beschrieben, mit der eine Profitmaximierung verfolgt wird.

2.1 Industrieller Stromabnehmer

Die Verbrauchsumgebung besteht in erster Linie aus einer Bedarfszeitreihe des zu

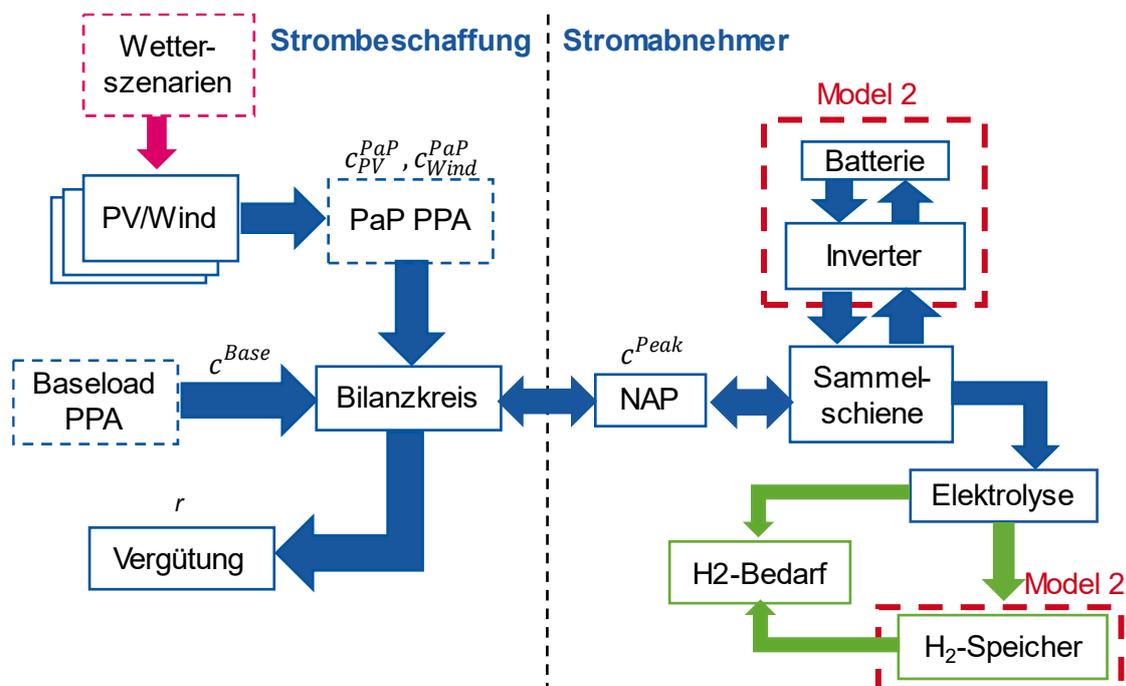


Abbildung 1: Modelliertes Energiesystem mit (Model 2) und ohne (Model 1) Speichernutzung.

produzierenden Wasserstoffes, in der der Bedarf zu jedem Zeitpunkt P_t^{H2} in kW angegeben wird. Die Deckung des Wasserstoffbedarfs ist über die Gl. (2.1) beschrieben und erfolgt entweder über eine Versorgung direkt aus dem Elektrolyseur $h_{2,out,elec,t}$ oder nach Zwischenspeicherung über den Wasserstoffspeicher $h_{2,out,stor,t}$.

$$h_{2,demand,t} = h_{2,out,elec,t} + h_{2,out,stor,t} \quad (2.1)$$

2.1.1 Elektrolyseur

Die Wasserstoffherstellung in einem Elektrolyseur ist ein Prozess, der in Realität von Eigenschaften der Komponente wie z.B. Alterung, arbeitspunktabhängige Effizienzen oder Wartungszeit abhängt. Diese Arbeit linearisiert die arbeitspunktabhängige Effizienz der Komponente (s. Anhang 6.1), um sie in das übergeordnete gemischt-ganzzahlige Optimierungsprogramm (MILP) einbinden zu können.

Im Rahmen der Modellierung in dieser Arbeit, wird die Wirkungsgradkurve nur anhand eines Teilintervalls genähert. Ein entscheidender Grund dafür ist die Reduktion der Komplexität des Modells und somit auch der Rechenzeit. Somit ergibt sich aus dem Zwischenbereich zwischen Minimallast und Maximallast der gesamte Arbeitsbereich der Elektrolyse in dem Wasserstoff erzeugt werden kann. Die Minimallast der Elektrolyse wird bei 25 % der nominalen elektrischen Leistung gewählt. Dort wird entsprechend den Ergebnissen aus [3] und der Wirkungsgradkurve aus [4] ein maximaler Wirkungsgrad des Elektrolysesystems von 65 % gewählt. Für die Auslastung bei 100 % Last wird eine Effizienz von 58 % fixiert [4].

2.1.2 Energiespeicher

Die Batterie und der Wasserstoffspeicher bieten dem Wasserstoffproduzenten Flexibilität im Strombezug. Vereinfachend werden in dieser Arbeit beide Komponenten mit gleichen Nebenbedingungen modelliert, um den Rechenaufwand gering zu halten. Über Gl. (2.2) wird der aktuelle energetische Ladezustand E_t^{stor} festgelegt und über (2.3) begrenzt.

$$E_t^{stor} = E_t^{stor} + P_{cha,t}^{stor} * \eta_{cha}^{stor} * \Delta t - P_{dch,t}^{stor} * \frac{1}{\eta_{dch}^{stor}} * \Delta t \quad \forall t \in T \quad (2.2)$$

$$E_t^{stor} \leq C^{stor} \quad \forall t \in T \quad (2.3)$$

Dabei beschreiben η_{cha}^{stor} und η_{dch}^{stor} die Lade- bzw. Entladeeffizienz des Speichers und $P_{cha,t}^{stor}$ sowie $P_{dch,t}^{stor}$ die Lade- bzw. Entladeleistung des Speichers zum Zeitpunkt t .

2.2 Industrielle Strombeschaffung

Diese Arbeit geht von einem Betrieb aus, der einen eigenen Bilanzkreis führt, über den jegliche Stromeinkäufe verrechnet werden. Für die Produktion grünen Wasserstoffs wird eine Strombeschaffung ausschließlich über PPAs betrachtet. Zum einen wird über sog. Pay-as-produced (PaP)-PPAs Strom dargebotsabhängig eingekauft. Zum anderen kann eine feste Baseload-Leistung eingekauft werden, die in jedem Zeitpunkt gleich groß ist. Der Strombezug über die PaP-PPAs hängt direkt von den Kapazitätsfaktoren $c_{g,t,j}$ des Standortes des Generators g und dem jeweiligen Wetterszenario $j \in J$ ab. Die Kapazitätsfaktoren geben an, welcher Teil der nominellen Leistung zu jedem Zeitpunkt t in

Strom umgewandelt werden kann. Da die Kapazitätsfaktoren noch keine Verluste in den Generatoren berücksichtigen, wird ein Effizienzwert in Gl. (2.4) berücksichtigt.

$$P_{buy,t,j}^{PaP} = \sum_{g \in G_{Wind}} \Delta t * c_{l,t,j} * C_g * \eta_{Wind} + \sum_{g \in G_{PV}} \Delta t * c_{l,t,j} * C_g * \eta_{PV} \quad \forall t \in T; j \in J \quad (2.4)$$

Darin beinhaltet G_{Wind} berücksichtigte Windgeneratoren und G_{PV} die PV-Anlagen. Zusätzlich ist die kontraktierte Leistung C_g von Generator g von der nominalen Leistung des Generators vor Ort C_g^{nom} nach oben begrenzt (2.5).

$$C_g \leq C_g^{nom} \quad \forall g \in G \quad (2.5)$$

Um eine Begrenzung der Anzahl an benutzbaren PaP-PPAs umzusetzen, wird eine *bigM* Nebenbedingung verwendet. Durch (2.6) nimmt z_g den Wert „1“ an, wenn der Generator kontraktiert wird und eine „0“ wenn nicht. Über Gl. (2.7) kann dann die maximale Anzahl an einbezogenen Generatoren G^{max} gewählt werden.

$$C_g \leq z_g * M \quad \forall g \in G \quad (2.6)$$

$$G^{max} \geq \sum_{g \in G_{Wind}} z_g + \sum_{g \in G_{PV}} z_g \quad \forall g \in G \quad (2.7)$$

Gleichung (2.8) fixiert die über einen Baseload-PPA eingekauften Strom $P_{buy,t,j}^{Base}$ im Szenario j über alle Zeitpunkte hinweg abhängig von der kontraktierten Leistung C^{base} .

$$P_{buy,t,j}^{Base} = C^{base} \quad \forall t \in T; j \in J \quad (2.8)$$

Schließlich wird ein ausgeglichener Bilanzkreis sichergestellt. Falls die über PPAs eingekaufte Strommenge die vom Produzenten bezogenen Leistung $P_{used,t,j}$ übersteigen sollte, muss Strom $P_{sell,t}^{DA}$ weiterverkauft werden

2.3 Zielfunktion

In dieser Arbeit werden die jährlichen Kosten des Wasserstoffproduzenten minimiert (2.9).

$$\min I^c + \sum_{j \in J} p_j * (O_j^{PPA} - E_j) \quad \forall g \in G \quad (2.9)$$

Darin enthalten sind einerseits die annualisierten Investitionskosten I^c für die Anschaffung der Komponente c , die operativen Kosten für die Strombeschaffung über die PPAs O_j^{PPA} sowie die Erträge durch den Weiterverkauf von Strom E_j im Wetterszenario j . Insgesamt wird der Erwartungswert aller Wetterszenarien j mit Hilfe der spezifischen Szenariowahrscheinlichkeit p_j minimiert. Die jährlich anfallenden Investitionskosten I^c für alle zuzubauenden Komponenten C werden über die Annuitätenmethode mit Hilfe des Annuitätenfaktors $ANN(i, T_{inv})$ berechnet.

$$I^c = ANN(i, T_{inv}) * C^c * \left(\sum_{t_r=0}^{N_r} \frac{1}{r_a^{t_r}} - r_w + \frac{f^{O\&M}}{ANN(i, T_{inv})} \right) \quad \forall c \in C \quad (2.10)$$

Dabei wird der Investitionszeitraum T_{inv} , der kalkulatorische Zinssatz i und der Wartungsfaktor $f^{O\&M}$ berücksichtigt. Der Wartungsfaktor gibt an, welcher Teil der Gesamtinvestitionskosten jährlich für Wartungsarbeiten anfällt. Außerdem bezeichnet C^c die gesamten Investitionskosten für die Komponente c , r_w den anteiligen Restwert nach Ende des Investitionszeitraums sowie r_a den Abschreibungsfaktor und N_r die Anzahl an Neubeschaffungen zur Laufzeit.

Die operativen Kosten der Strombeschaffungen in Gl. (2.11) bestehen aus den Bezügen aus Baseload- sowie PaP-PPAs mit entsprechenden Kosten c^{Base} und c^{PaP} . Zusätzlich fallen die Spitzenlastkosten c^{peak} für die maximal genutzte Leistung $P_{used,t,j}^{peak}$ an.

$$O_j^{PPA} = c^{peak} * P_{used,t,j}^{peak} + \sum_{t \in T} P_{buy,t,j}^{Base} * \Delta t * c^{Base} + P_{buy,t,j}^{PaP} * \Delta t * c^{PaP} \quad (2.11)$$

Die Erträge aus dem Weiterverkauf E werden nach (2.12) berechnet und berücksichtigen eine feste Vergütung r .

$$E_j = \sum_{t \in T} r * P_{sell,t,j} * \Delta t \quad (2.12)$$

3 Analyse

In dieser Arbeit wird die vorgestellte Methodik am Beispiel eines realen Beispiels zeigen, welche Effekte eine PPA-Portfolio Optimierung auf die grüne Wasserstoffproduktion hat. Als Fallbeispiel gilt eine Glasschmelze, die zukünftig als Brennstoff Wasserstoff statt Erdgas verwenden möchte. Dabei stehen zwei Kernfragen im Vordergrund. Zunächst soll gezeigt werden, welchen Einfluss die Portfolio-Größe auf die Resultate hat. Als nächstes gilt es, zu untersuchen, welchen Einfluss ein Zubau von Energiespeichern auf die Optimierungsergebnisse haben kann. Die daraus resultierenden Energiesystem-Modelle 1 und 2 sind Abbildung 1 zu entnehmen

Im Folgenden wird zunächst die dieser Studie zugrunde liegenden Daten erläutert um anschließend die beiden erwähnten Kernfragen zu erörtern.

3.1 Datengrundlage

Die oben erwähnte Glasschmelze plant, in den kommenden Jahren den Schmelzprozess nicht mehr wie bisher mit Erdgas zu befeuern, sondern mit Wasserstoff. Die in dieser Arbeit benutzten Wasserstoffbedarfe wurden daher aus den gemessenen Erdgasverbräuchen der realen Schmelzwanne berechnet und in Abbildung 2 zu sehen. Detaillierte Informationen zur Modellierung dieser Glasschmelze sind [5] zu entnehmen. Da die strengen Anforderungen durch die RED2 ab 2030 in Kraft treten [1], wurden alle Zeitreihen auf das Jahr konvertiert.

Nach RED2 Direktive muss der Strombezug drei Kriterien erfüllen Erstens die sog. Zusätzlichkeit, nach der dürfen EEAs für den PPA-Bezug nicht mehr als 3 Jahre vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen worden sein [1].

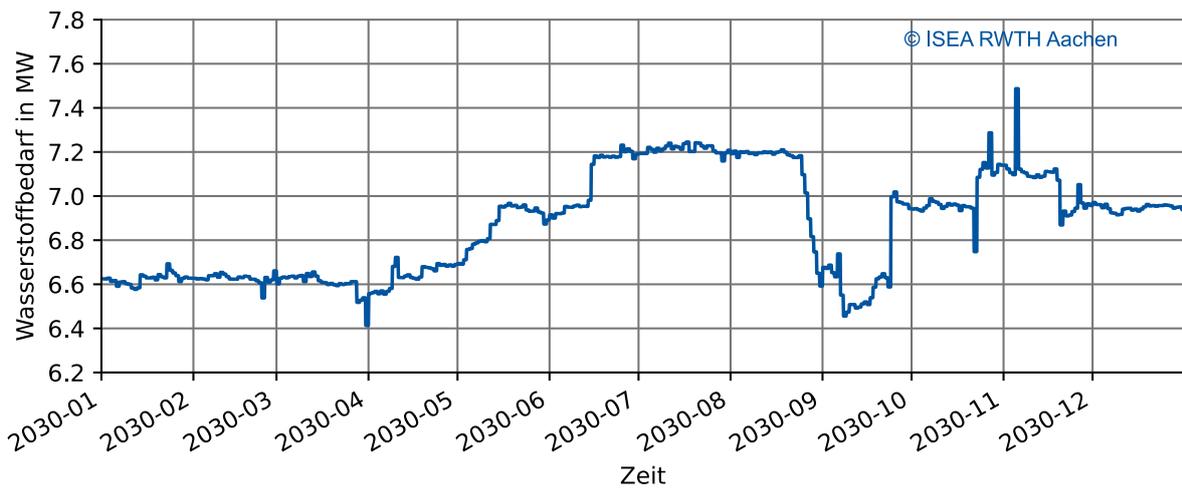


Abbildung 2: Theoretischer Wasserstoffbedarf einer hybriden Glasschmelze.

Zweitens besagt das Kriterium der zeitlichen Korrelation, dass ab 2030 nur Strom benutzt werden darf, der auch in der gleichen Stunde produziert worden ist. Drittens wird nach dem Kriterium der geographischen Korrelation der Bezug aus Anlagen derselben Gebotszone gefördert. Für diese Kriterien gibt es auch jeweils Ausnahmefälle, die in dieser Arbeit jedoch nicht berücksichtigt werden. Um das Kriterien der Zusätzlichkeit und der geografischen Korrelation zu erfüllen, werden in dieser Arbeit Anlagen aus dem deutschen Marktstammdatenregister gefiltert, die aktuell in Planung stehen und eine nominelle Leistung von mind. 1 MW besitzen [6]. Daraus ergeben sich 359 Standorte für potenzielle PV-Anlagen sowie 2719 Standorte für Windkraftanlagen. Zur Reduzierung der Problemgröße, werden dies Standorte in jeweils 100 Cluster je Technologie sortiert. Für jedes Cluster wird im Anschluss der geografische Mittelpunkt benutzt, um die entsprechenden Kapazitätsfaktoren aus der Plattform „Renewables ninja“ zu laden [7, 8]. Für jedes Cluster werden die Kapazitätsfaktoren für die Jahre 2011-2013 benutzt. Nach Kombination aller Szenarien für Wind und solare Einstrahlung ergeben sich somit 9 Erzeugungsszenarien.

Die Preise für PPA-Kontrakte sind auf Grund vielfältiger vertraglicher Gestaltungsmöglichkeiten schwer zu prognostizieren. In dieser Arbeit wird der Ansatz gewählt, dass basierend auf den Stromgestehungskosten der Technologie des PPA-Erzeugers ein Preis kalkuliert wird [9]. Dafür wird auf die Gestehungskosten eine Marge von 20 % addiert, die den Gewinn des Erzeugers darstellen soll. Für die Netznutzung kommen Umlagen hinzu, die in dieser Arbeit mit 0,4 ct/kWh für den betrachteten industriellen Kunden gewählt werden. Demnach kostet Strom aus einer PV-Anlage über einen PaP-PPA 59 €/MWh und aus einer Windkraftanlage 98,6 €/MWh. Dabei wird vereinfachend lediglich der Preis für Onshore-Anlagen berücksichtigt, da es sich bei dem Großteil der in Planung stehenden Anlagen um diesen Typen handelt. Der Preis für einen Baseload-PPA ist ebenfalls nicht einfach zu bestimmen, da der Erzeuger hierbei ein erheblich höheren Risikozuschlag bekommen wird als bei einem PaP-PPA. Um diese Preisunsicherheit in der Analyse zu berücksichtigen, wird der Baseload-PPA Preis um einen Faktor relativ zum Wind PaP-PPA Preis erhöht. Dieser Faktor wird im Folgenden Baseload-Faktor (BLF) genannt. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass besonders zwischen einem BLF von 2,5 und 3,5 einige Veränderungen in den Ergebnissen der hier betrachteten Modelle entstehen. Daher werden in der Analyse lediglich Ergebnisse bei Variation des BLFs in diesem Bereich gezeigt.

Im Falle einer Überbeschaffung, das heißt zu einem Zeitpunkt steht über den PPA-Vertrag mehr Strom zur Verfügung als nachgefragt ist, muss der Strom weiterverkauft werden. Als Indikator für das Marktpreisniveau wird der Stromfuture 2030 verwendet (abgerufen am 19.01.2024) und zusätzlich Transaktionskosten in Höhe von 20 €/MWh angenommen. Daraus resultiert eine tatsächliche Vergütung von 48,7 €/MWh.

Für die Kosten der maximalen Lastspitze für den industriellen Verbraucher werden 175,53 €/kW aus dem Preiskatalog des lokalen Netzbetreibers für einen Mittelspannungsanschluss gewählt [10].

Neben den Strombeschaffungskosten spielen in der wirtschaftlichen Betrachtung auch die Investitionskosten für Speicherkomponenten eine Rolle. Einerseits kann ein Batteriespeicher über einen Wechselrichter in Betrieb genommen werden. Andererseits gibt es die Möglichkeit einen Wasserstoffspeicher mit einem Kompressor zwischen den Elektrolyseur und Wasserstoffbedarf zu schalten. Die spezifischen Kosten für die Installation eines Batteriespeichers werden mit 630 €/kWh bzw. 20 €/kWh für den Wasserstoffspeicher angenommen. Darin enthalten sind auch die Hilfskomponenten wie Wechselrichter und Kompressor.

3.2 Model 1: Portfoliooptimierung für die Produktion grünen Wasserstoffs

Um den Einfluss einer Portfoliooptimierung zu untersuchen, wird zunächst das in Abbildung 1 gezeigte Energiesystem ohne Speichermöglichkeiten betrachtet. Daraus folgt, dass der Elektrolyseur, ohne Flexibilität in der Produktion, den Wasserstoff immer dann produzieren muss, wenn er auch benötigt wird. Die linke Heatmap in Abbildung 3 zeigt die sich daraus ergebenden jährlichen Kosten des Wasserstoffproduzenten mit unterschiedlichen Baseload-Faktoren (BLF) sowie einer variierenden maximalen Anzahl an erlaubten PPA-Verträgen.

Insgesamt sind für den Betreiber Kosten zwischen minimal 26,2 Mio. €/a bis maximal 36,8 Mio. €/a abhängig vom angenommenen BLF zu erwarten. Die Veränderung der jährlichen Kosten mit ansteigender Anzahl an PPA-Verträgen gibt eine Indikation, welchen wirtschaftlichen Nutzen eine Portfoliooptimierung haben kann. Eine Kostenreduzierung findet zwar generell in allen angenommenen BLF-Szenarien statt, es lassen sich jedoch

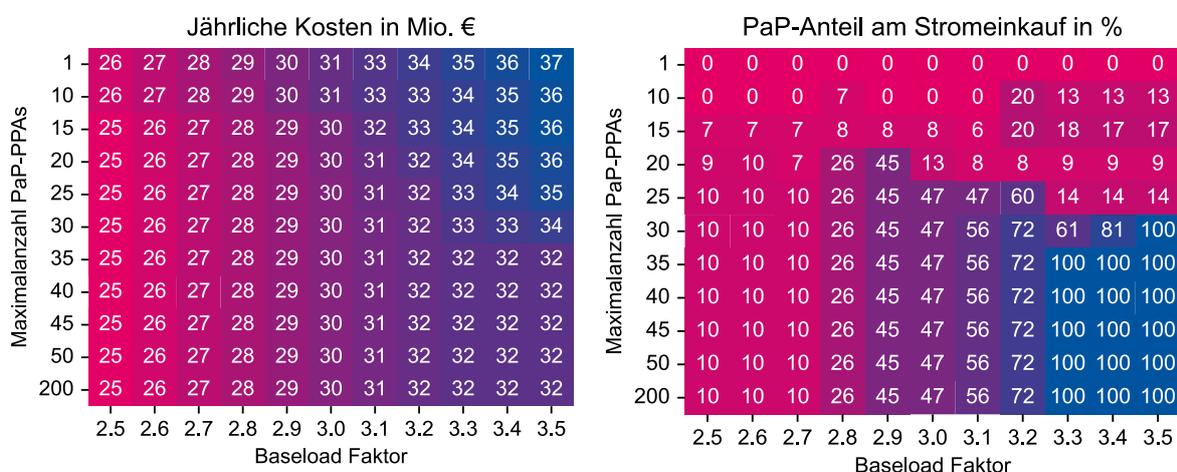


Abbildung 3: Jährliche Kosten für die grüne Wasserstoffproduktion ohne Speichermöglichkeiten in Mio. € (links) sowie der prozentuale Anteil der PaP-PPAs an der eingekauften Strommenge in % (rechts).

Unterschiede erkennen. Vergleicht man die Kosten ohne Portfoliooptimierung (nur ein PPA ist möglich) mit der idealen Optimierung mit 200 möglichen PPAs zeigt sich, dass bei einem BLF von 2,5 lediglich 3,82 % der Kosten eingespart werden können. Bei einem BSF von 3,5 sinken die Kosten hingegen um 12,8 %. Der theoretische wirtschaftliche Nutzen einer Optimierung steigt somit überproportional zum steigenden BLF.

Darüber hinaus zeigt sich in allen BLF-Szenarien, dass die Kostenreduzierung entweder sprunghaft (bei niedrigen BLFs) oder kontinuierlich (bei hohen BLFs) bei einer unterschiedlichen Anzahl von maximalen PPA-Verträgen eintritt. So ist bei einem BLF von 2,5 die maximal beobachtete Kostenreduktion bereits bei 25 Verträgen erreicht, wohingegen dies bei einem BLF von 3,5 erst bei 35 Verträgen der Fall ist. Auf der anderen Seite lassen sich erste Kostensenkungen bei steigenden BLFs schon früher erreichen. Vor allem für hohe BLFs ab 3,2 reduzieren sich die Kosten bereits mit 10 Verträgen um 1,4-1,8 %.

Die Kostenreduktion wird über die Reduktion eines teuren Baseload-PPAs durch PaP-PPAs ermöglicht. Die rechte Heatmap in Abbildung 3 zeigt den Anteil der über PaP-PPAs eingekauften Strommenge an der gesamten eingekauften Strommenge. Grundsätzlich steigt der Anteil an PaP-Einkauf mit zunehmender Anzahl zugelassener PPA-Verträge und mit steigendem BLF. Bei einer maximalen Ausreizung der 200 verfügbaren PPAs werden bei einem BLF von 2,5 trotzdem lediglich 10,3 % der Gesamtstrom Beschaffung über PaP-PPAs getätigt. Erst ab einem BLF von 3,3 wird mit 35 verfügbaren PaP-Verträgen der gesamte Stromeinkauf über PaP-Verträge durchgeführt.

Die Ergebnisse verdeutlichen, wie herausfordernd eine ökonomische Strombeschaffung nur aus PaP-PPAs mit den aktuell in Planung stehenden Anlagen sein würde. Aber auch bei steigender Anzahl von verfügbaren PaP-Verträgen steigt der Anteil an über diesen Weg eingekauften Strom nicht immer auf 100 % an. Um diesen Trend zu erklären, muss näher auf die Preisstruktur dieser Untersuchung eingegangen werden. Einen Baseload-PPAs muss der Wasserstoffproduzent immer an seinem maximal auftretenden Bedarf ausrichten. Dadurch entstehen zu allen anderen Zeitpunkten im Jahr Überschusseinkäufe, die mit Verlusten am

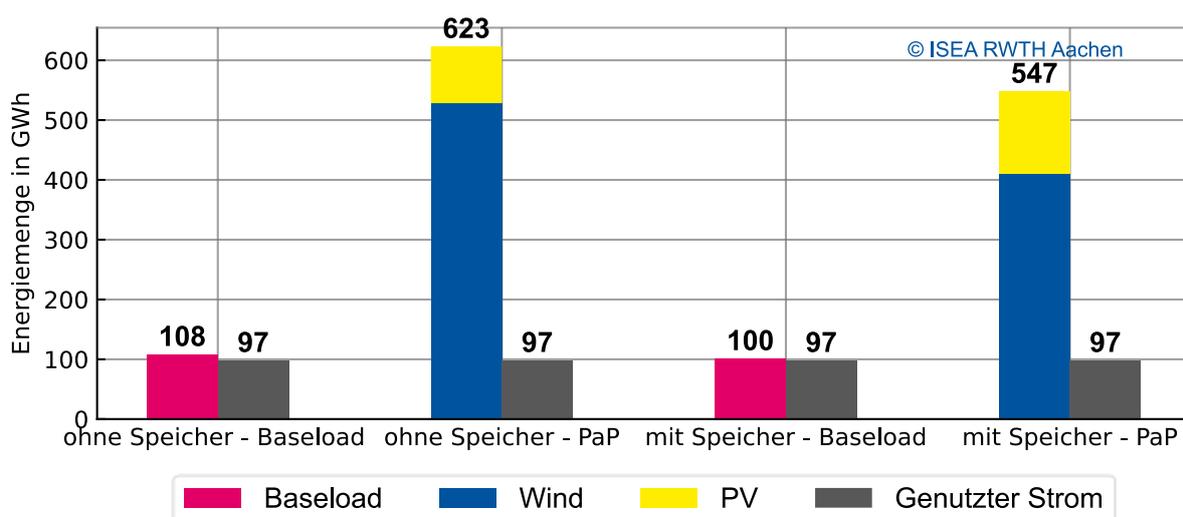


Abbildung 4: Stromeinkäufe (linke Balken) sowie tatsächlich genutzter Strom (rechter Balken) des Wasserstoffproduzenten für einen BLF von 3,5 und 200 möglichen PPAs.

Markt verkauft werden müssen, da es keine Speicheroptionen in diesem Szenario gibt. Im Falle einer reinen PaP-Beschaffung muss der Produzent ebenfalls sicherstellen, dass sein Maximalbedarf im Jahr gedeckt werden kann. Durch die Volatilität der EEAs und deren verschiedenen Erzeugungsprofile wegen der berücksichtigten Wetterszenarien, ist eine deutlich höhere Strombeschaffung notwendig. Insgesamt muss man also abwägen zwischen einer teuren, aber geringen Mehrbeschaffung über einen Baseload-lastige Stromeinkauf und einer günstigen, aber hohen Mehrbeschaffung über eine PaP-intensive Einkaufspolitik.

Bezogen auf die Ergebnisse in Abbildung 3 bedeutet das, dass bei einem BLF von 2,5 selbst im theoretisch optimalen PaP-Portfolio die teure Baseload Beschaffung noch ökonomischer ist als die hohen Mehreinkäufe bei PaP-PPAs. Bei den hohen BLFs ab 3,3 lohnt sich dieser Mehreinkauf. Wie erheblich diese Überbeschaffung ausfällt zeigt Abbildung 4. Im Falle einer vollständigen Bedarfsdeckung über PaP-PPAs ist eine bis zu 6,7-fache Strombeschaffung notwendig.

3.3 Model 2: Grüner Wasserstoff mit Speichernutzung

Im Folgenden wird untersucht, welchen Mehrwert ein Zubau von Speichermöglichkeiten in Form einer Batterie und eines Wasserstoffspeichers auf die Ergebnisse hat. Dabei wird die Größe der Speicher von der Optimierung dimensioniert, wobei die maximal mögliche Größe der Batterie 20 MWh und des Wasserstoffspeichers 200 MWh beträgt. Diese Begrenzungen werden auf Grund von baulichen Beschränkungen in Bezug auf Gewicht und Dimensionierung der Speicher angenommen.

Die rechte Heatmap in Abbildung 5 zeigt den Anteil der PaP-Bezüge am Gesamteinkauf. Im Vergleich zu Abbildung 3 ist erkennbar, dass sich der Strombezug ausschließlich über PaP-PPAs schon deutlich früher als ohne Speicher lohnt. Wohingegen ohne Speichernutzung 100 % PaP-Beschaffung erst bei einem BLF von 3,5 und 30 PaP-Verträgen möglich ist, kann sich diese Beschaffung mit Speichernutzung schon bei einem BLF von 3,2 und 25 PPA-Verträgen lohnen. Die linke Heatmap in Abbildung 5 zeigt die jährlichen Kosten dieses Modells. Vergleicht man die Ergebnisse mit denen des ersten Modells, zeigt sich, dass sich eine Kostenreduktion zwischen 3,8 % und 15,6 % erzielen lässt. Diese Kostenreduktion kann zum

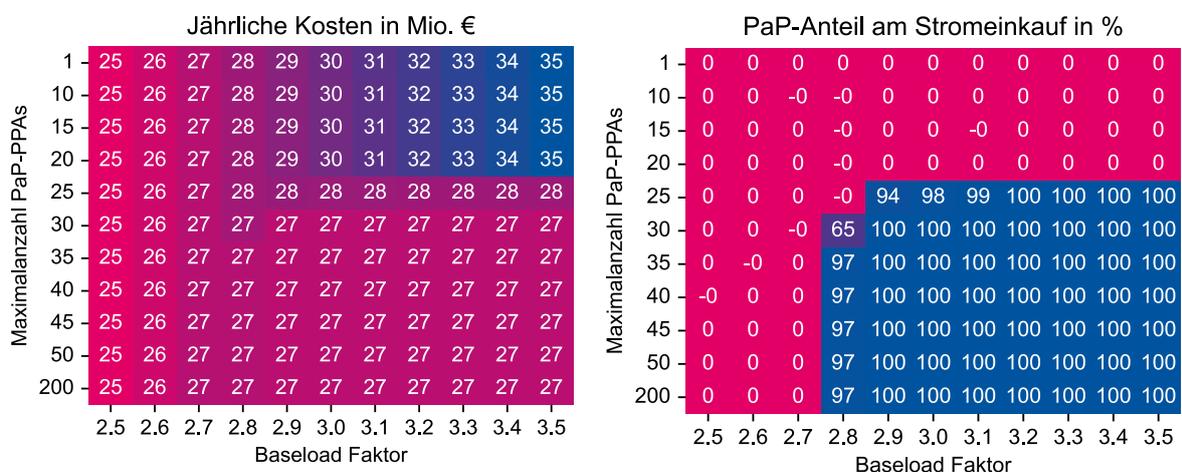


Abbildung 5: Jährliche Kosten für die grüne Wasserstoffproduktion mit Speichermöglichkeiten in Mio. € (links) sowie der prozentuale Anteil der PaP-PPAs an der eingekauften Strommenge in % (rechts).

einen mit dem Einsatz von PaP-Verträgen zusammenhängen, wie es auch im Szenario ohne Speicher der Fall war. Zum anderen kann die zugebaute Speicherflexibilität für weitere Anwendungen genutzt werden (s. Tabelle 2). Diese Anwendungen sollen im Folgenden genauer analysiert werden.

Zunächst zeigt die Verbrauchswerte des Produzenten als Jahresdauerlinie mit und ohne Speicher für jeweils ein Szenario mit reinem Baseload- sowie reinem PaP-PPA Bezug. Es ist zunächst zu erkennen, dass in beiden Speicher-Szenarien die maximale Jahresspitzenlast von 12,5 MW auf 11,5 MW gesenkt werden kann. Dadurch lassen sich bei einem Spitzenlastpreis von 175,53 €/kW die Jahreskosten um 145.514 € senken. Des Weiteren zeigt Abbildung 4 die eingekaufte sowie tatsächlich genutzte Strommenge aus den PPA-Verträgen für die Szenarien mit und ohne Speicher. Hier ist zu erkennen, dass das Hinzufügen eines Speichers in dem Szenario mit reiner Baseload-Beschaffung zu einer Reduktion des Baseload-Kontraktes um 7,4 % von 108 GWh/a auf 100 GWh/a führt. Diese Reduktion ist stimmt mit der um denselben Faktor reduzierte Spitzenlast überein. Betrachtet man die Bezüge im Szenario mit reiner PaP-Beschaffung, fällt jedoch auf, dass hier eine Reduktion der Bezüge um 12,2 % möglich ist. Dies ist also nicht vollständig über die Absenkung der Spitzenlast erklärbar.

Ein eine weitere Möglichkeit für eine Beschaffungsreduktion ist es, den Speicher regelmäßig zu benutzen, um in Zeiten überschüssiger Einkäufe Strom zu speichern und ihn in Zeiten von Stromknappheit wieder zu entladen (Eigenversorgungsoptimierung). Die in Abbildung 6 gezeigte Nutzung der Batterie und des Wasserstoffspeichers deutet jedoch nicht auf diese Anwendung hin. Beide Speicher werden bis zur Mitte des Jahres aufgeladen und dann kontinuierlich entladen. Der Grund dafür ist die Fahrweise des Elektrolyseurs. Die Entladung der Speicher wird dafür genutzt, im Zeitraum eines dauerhaft erhöhten Wasserstoffbedarfes von Mitte Juni bis Ende August (vgl. Abbildung 2), den Elektrolyseur in einem effizienten Arbeitspunkt zu verwenden. Die Nutzungsprofile des Elektrolyseurs mit und ohne Speicher können Abbildung 9 im Anhang entnommen werden. Dort zeigt sich, dass im angesprochenen Hochbedarfszeitfenster der Elektrolyseur mit Speicher in einem erhöhtem Effizienzpunkt fährt. Insgesamt kann die durchschnittliche Effizienz des Elektrolyseurs mit Speicher im Fall reiner PaP-Beschaffung und im Baseload-Fall um jeweils 0,01 pp. gesteigert werden. Diese marginale Verbesserung resultiert auf das Jahr betrachtet in einer Reduzierung des benötigten Stroms für die Elektrolyse in Höhe von 5,37 MWh. Letztendlich lässt sich damit also auch nicht die zurückgegangene eingekaufte Strommenge in Abbildung 4 erklären.

Als letzte Anwendungsmöglichkeit für Speicher bleibt die effizientere Portfoliozusammensetzung. Damit ist gemeint, dass das PPA-Portfolio so gewählt wird, dass Erzeugung und Verbrauch möglichst gut zusammenpassen und so wenig Übereinkäufe wie möglich entstehen, da diese in dieser Arbeit stets mit Verlusten verbunden sind. Ein Vergleich der Portfolien bei reiner PaP-Beschaffung mit und ohne Speicher macht eine Umverteilung mit zwei Merkmalen erkennbar (s. Abbildung 8 und Tabelle 1). Erstens kann mit Hilfe des Speichers die gleiche kontraktierte Leistung mit weniger PPAs erreicht werden. Zweitens ist eine ausgeglichene Beschaffung zwischen Wind und PV möglich.

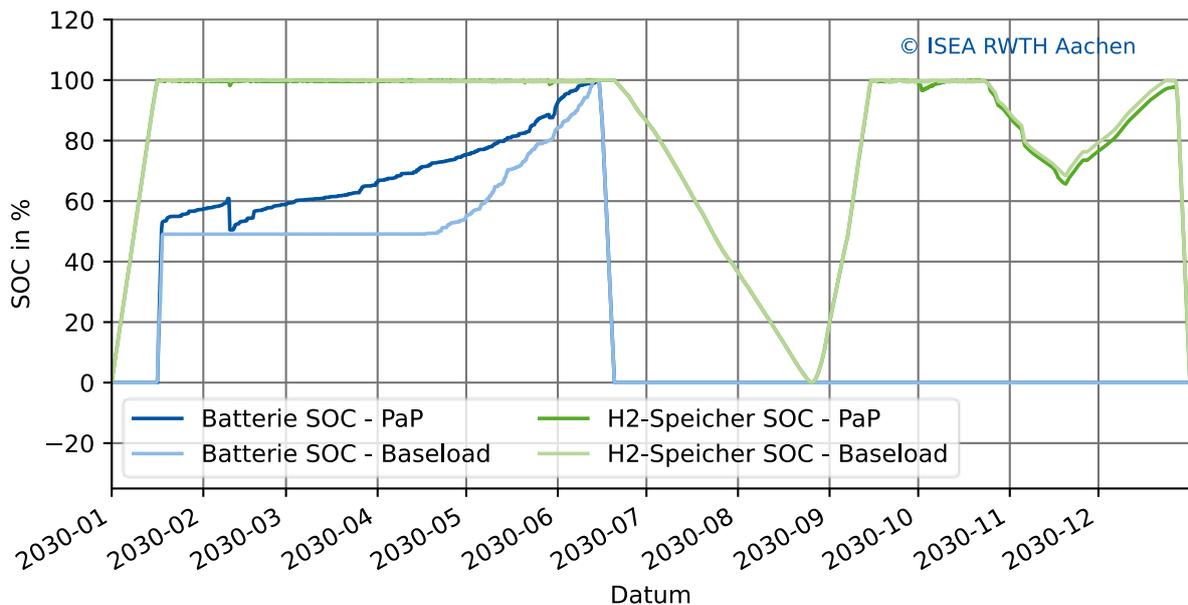


Abbildung 6: Nutzung von Batterie (blau) und H2-Speicher (grün) für eine reine Baseload- oder PaP-Beschaffung.

Wohingegen ohne Speicher viele kleine PV-PPAs mit einer durchschn. Leistung von 5,69 MWp geschlossen wurden, erreicht die durchschn. kontraktierte PV-Leistung 10,8 MWp. Die ausgeglichene Beschaffung zeigt sich auch in Abbildung 4. Um zu überprüfen, wieso das Portfolio mit Speicher nicht auch im Szenario ohne Speicher benutzt werden konnte, zeigt Abbildung 7: Kumulierte Beschaffungsdefizite, wenn der unflexible Bedarf über das Portfolio aus Model 2 gedeckt worden wäre. Die kumulierten Defizite im Strombezug, wenn das PPA-Portfolio aus dem Speicher-Szenario für den Strombezug aus dem Szenario ohne Speicher benutzt werden würde. Jede Kurve bildet dabei die Erzeugung eines Wetter szenarios (WS) ab. Außerdem zeigt die rote Kurve die durchschnittliche Erzeugungszeitreihe aus den 9 betrachteten Wetterjahren. Aus den Verläufen ist zu erkennen, dass im WS8 am Ende des Jahres ein Beschaffungsdefizit in Höhe von knapp 60 MWh entstehen würde. Die Defizite entstehen über das ganze Jahr hinweg, es stechen jedoch auch 5 signifikante Stellen heraus, an denen besonders hohe Defizite entstehen. Vergleicht man die Betriebsweise der Speicher in Abbildung 6 an diesen 5 Stellen, ist zu sehen, dass genau an diesen Stellen Entladevorgängen des Wasserstoffspeichers sowie des Batteriespeichers in den PaP-Szenarien stattfinden. Es ist somit davon auszugehen, dass die Speicher dazu genutzt werden, ein PPA-Portfolio auszuwählen, das besser zum gegebenen Bedarf passt, als es ohne Speicher möglich wäre. Die durchschnittlichen Werte (rote Kurve) zeigen keine Defizite zwischen den Ergebnissen mit und ohne Speicher. Dies verdeutlicht, wie relevant die hier durchgeführte stochastische Szenarioanalyse für eine genaue Einschätzung von Strombeschaffungskosten im Zusammenhang mit PaP-PPAs ist.

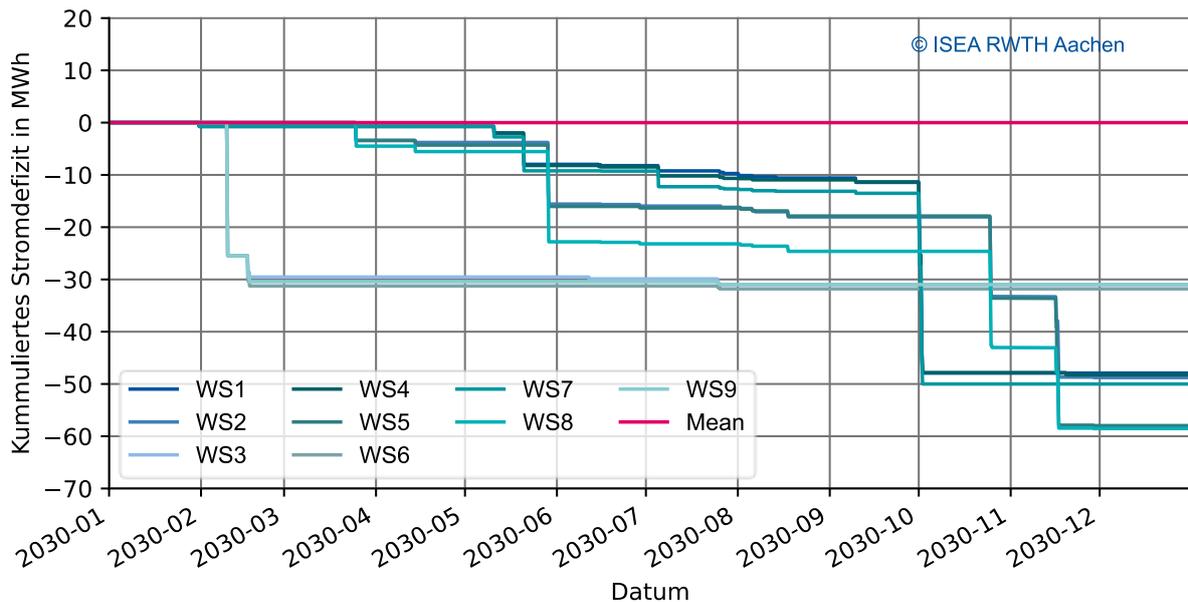


Abbildung 7: Kumulierte Beschaffungsdefizite, wenn der unflexible Bedarf über das Portfolio aus Model 2 gedeckt worden wäre.

Indem der Erwartungswert aller Wetterszenarien berücksichtigt wird und nicht nur der Mittelwert, werden die Beschaffungskosten durch das Wetterjahr 8 nicht ausgelassen und die notwendigen Strombeschaffungskosten somit nicht unterschätzt.

4 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde die Auswirkungen von PPA-Portfoliooptimierungen ohne (Model 1) und mit Ausnutzung von Speicherkomponenten untersucht (Model 2).

In Model 1 wurde festgestellt, dass durch die ideale Portfoliozusammensetzung erhebliche Kostenreduktionen von bis zu 12,8 % bei einem 3,5-fachen Baseload Preis erzielt werden können. Das Reduktionspotenzial hängt jedoch stark von der Anzahl der zugelassenen PPAs und dem Baseload Faktor (BLF) ab. Erst bei einem BLF von 3,1 und 30 zugelassenen PPAs übertrifft der Strombezug über PaP PPAs den Bezug über Baseload-PPAs, erfordert jedoch erhebliche Mehreinkäufe, die einen Faktor von bis zu 6,4 bei 200 PPAs erreichen können.

In Model 2 wurde gezeigt, dass die Verwendung von Batteriespeichern erhebliche Einsparungen im Vergleich zur Strombeschaffung ohne Speicher ermöglicht. Dies wird durch zwei Hauptgründe erreicht: eine Reduktion der Spitzenlast um 8% und eine bessere Portfoliozusammensetzung, die zu 12,2% weniger notwendigen Einkäufen führt. Außerdem verdeutlichen die Ergebnisse den Bedarf einer stochastischen Szenarioanalyse, um die Gesamtkosten nicht zu unterschätzen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Batteriespeicher eine wichtige Rolle bei der Portfoliooptimierung im Energiebereich spielen können. Die Ergebnisse zeigen, dass dieser Service in Zukunft genauer quantifiziert werden sollte. In der weiteren Arbeit kann eine ausgiebigere Untersuchung der zugrundeliegenden Preise erfolgen sowie ein detaillierteres mathematisches Modell der Speicher formuliert werden.

5 Quellen

- [1] Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652: RED3, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32023L2413>
- [2] P. Gabrielli, R. Aboutalebi, and G. Sansavini, "Mitigating financial risk of corporate power purchase agreements via portfolio optimization," *Energy Economics*, vol. 109, p. 105980, 2022, doi: 10.1016/j.eneco.2022.105980.
- [3] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, and S. Few, "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 52, pp. 30470–30492, 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.
- [4] F. Scheepers *et al.*, "Improving the Efficiency of PEM Electrolyzers through Membrane-Specific Pressure Optimization," *Energies*, vol. 13, no. 3, p. 612, 2020, doi: 10.3390/en13030612.
- [5] D. Jost, C. Reinert, N. V. von der Aßen, and S. Kanzurova, "Decarbonization potential of the glass melting process via energy efficiency measures and fuel switching," Juniorprofessur für Sustainable Life Cycles in Energy, Chemical and Process Engineering RWTH-2023-02320. [Online]. Available: <https://publications.rwth-aachen.de/record/952920?ln=de>
- [6] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Eisenbahnen, *Marktstammdatenregister*. [Online]. Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- [7] S. Pfenninger and I. Staffell, "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data," *Energy*, vol. 114, pp. 1251–1265, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [8] S. Pfenninger and I. Staffell, *Renwables ninja*. [Online]. Available: <https://www.renewables.ninja/>
- [9] Christoph Kost, "Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien," Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE, Jun. 2021. [Online]. Available: file:///C:/Users/jbr/Downloads/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- [10] Regionetz, *Netzentgelte*. [Online]. Available: <https://www.regionetz.de/privatkunden/stromanschluss/netzentgelte/>
- [11] P. Lettenmeier, "Efficiency-White-paper," [Online]. Available: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a33a8c39-b694-4d91-a0b5-4d8c9464e96c/efficiency-white-paper.pdf>
- [12] M. Asghari, A. M. Fathollahi-Fard, S. M. J. Mirzapour Al-e-hashem, and M. A. Dulebenets, "Transformation and Linearization Techniques in Optimization: A State-of-the-Art Survey," *Mathematics*, vol. 10, no. 2, p. 283, 2022, doi: 10.3390/math10020283.

6 Anhang

6.1 Modellierung Elektrolyseur

Der Gesamtwirkungsgrad der Elektrolyse setzt sich aus dem Produkt der drei voneinander unabhängigen Teilwirkungsgrade bezüglich der Spannung, des Stroms und der Peripherie des Elektrolyseurs zusammen. Somit ist der Wirkungsgrad der Elektrolyse nichtlinear abhängig von der Leistung. Entsprechend der Technologieabhängigkeit und Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen, ist diese Kurve spezifisch für jede Technologie und Konfiguration einer Elektrolyse, kann aber für die PEM- und alkalische Elektrolyse verallgemeinert dargestellt werden [11].

Die elektrische Eingangsleistung der Elektrolyse wird im Folgenden mit p beschrieben. Die nominale Maximalleistung der Elektrolyse, die es im Rahmen der Optimierung zu bestimmen gilt, ist mit p_{cap} definiert. Um die spezifische Wirkungsgradkurve des Elektrolyseurs zu bestimmen, wird ein Linearisierungsansatz für N Teilbereiche gewählt. Die spezifische auslastungsabhängige Wirkungsgradkurve $\eta(\frac{p}{p_{cap}})$ wird in N Teilbereichen linearisiert. Dazu werden $N + 1$ Stützpunkte $S_n(\frac{p_n}{p_{cap}}, \eta(\frac{p_n}{p_{cap}}))$ aus der Literatur ausgewählt, sodass

$$\forall S: \frac{p_0}{p_{cap}} < \frac{p_1}{p_{cap}} < \dots < \frac{p_N}{p_{cap}} = 1 \quad (6.1)$$

Dabei ist p_0 die minimale Leistung des Elektrolyseurs und p_N die nominale Leistung. Für jeden dieser Stützpunkte ist der Wirkungsgrad an dem Punkt bekannt. Über die Stützpunkte der auslastungsabhängigen Wirkungsgradkurve, kann die spezifische Wasserstoffherzeugung $h_{2,out}$ an den Stützstellen ermittelt werden.

$$h_{2,out}(\frac{p_n}{p_{cap}}) = \frac{p_n}{p_{cap}} * \eta(\frac{p_n}{p_{cap}}) \quad \forall n \in [0, N] \quad (6.2)$$

Aus den Stützstellen, die die spezifische Wasserstoffherzeugung angeben, kann eine n -stückweise linearisierte spezifische Wasserstoffherzeugungskurve $h_{2,out,n}(\frac{p}{p_{cap}})$ gebildet werden. Dafür wird zwischen jeweils zwei aufeinander folgenden Stützstellen eine lineare Funktion berechnet. Dabei gilt für jedes Intervall $\frac{p}{p_{cap}} \in [\frac{p_{n-1}}{p_{cap}}, \frac{p_n}{p_{cap}}]$

$$h_{2,out,n}(\frac{p}{p_{cap}}) = a_n * \frac{p}{p_{cap}} + b_n \quad \forall n \in [0, N]. \quad (6.3)$$

Mit:

$$a_n = \frac{(h_{2,out}(\frac{p_n}{p_{cap}}) - h_{2,out}(\frac{p_{n-1}}{p_{cap}}))}{\frac{p_n}{p_{cap}} - \frac{p_{n-1}}{p_{cap}}} \quad (6.4)$$

$$b_n = h_{2,out}(\frac{p_n}{p_{cap}}) - a_n * \frac{p_n}{p_{cap}} \quad (6.5)$$

Falls $\frac{p}{p_{cap}} \notin [\frac{p_0}{p_{cap}}, \frac{p_N}{p_{cap}}]$, gilt:

$$h_{2,out,n}\left(\frac{p}{p_{cap}}\right) = 0 \quad (6.6)$$

Das Ergebnis der Linearisierung sind N lineare Zusammenhänge mit den Steigungen a_n und den Ordinatenabschnitten b_n . Aus den linearisierten Teilfunktionen zwischen den Stützstellen kann aus allen $h_{2,out,n}\left(\frac{p}{p_{cap}}\right)$ die gesamte spezifische Wasserstofferzeugungskurve $h_{2,out}\left(\frac{p}{p_{cap}}\right)$ berechnet werden. Diese setzt sich folgendermaßen zusammen:

$$h_{2,out}\left(\frac{p}{p_{cap}}\right) = \sum_{n=1}^N h_{2,out,n}\left(\frac{p}{p_{cap}}\right) \quad (6.7)$$

Gleichung (6.7) zeigt die Berechnung der Wasserstofferzeugung. Diese Gleichung ist jedoch ausschließlich richtig, falls in jedem Teilintervall $n \in [2, N]$ für die elektrische Leistung p folgendes gilt:

$$p \in (cap * p_{n-1}, cap * p_n] \rightarrow h_{2,out,n}(p) = a_n * p + b_n * cap \quad (6.8)$$

$$p \notin (cap * p_{n-1}, cap * p_n] \rightarrow h_{2,out,n}(p) = 0 \quad (6.9)$$

Für den Spezialfall $n = 1$ gilt:

$$p \in [cap * p_0, cap * p_1] \rightarrow h_{2,out,1}(p) = a_1 * p + b_1 * cap \quad (6.10)$$

$$p \notin [cap * p_0, cap * p_1] \rightarrow h_{2,out,1}(p) = 0 \quad (6.11)$$

Für die Integration der stückweise linearen spezifischen Wasserstofferzeugungskurve in das MILP-Optimierungsproblem muss definiert werden, zu welchem Zeitpunkt sich der Elektrolyseur in welchem Intervall n abhängig von der prozentualen Leistung befindet. Dieser Zusammenhang wird über den Einsatz von Binärvariablen z_n gelöst. Die Binärvariable z_n soll den Wert 1 haben, falls sich die elektrische Leistung der Elektrolyse innerhalb des Teilintervalls n befindet und 0, falls sie außerhalb des Teilintervalls liegt. Dafür werden folgende Ungleichungen mithilfe von *BigM*-Koeffizienten als Beschränkungen für die Optimierung definiert. Für jede Binärvariable z_n gilt:

$$z_n \leq \frac{\left(p - \frac{p_{n-1}}{p_{cap}} * p_{cap} - \frac{1}{bigM}\right)}{bigM} + 1 \quad (6.12)$$

$$z_n \leq \frac{\left(\frac{p_n}{p_{cap}} * p_{cap} - p\right)}{bigM} + 1 \quad (6.13)$$

Da die Koeffizienten $\frac{p_n}{p_{cap}}$ und $\frac{p_{n-1}}{p_{cap}}$ bekannt sind, durch die vorher festgelegten Stützstellen, handelt es sich bei Gleichung (6.12) und (6.13) um lineare Zusammenhänge.

Falls die elektrische Inputleistung p innerhalb des Intervalls $\left(\frac{p_{n-1}}{p_{cap}}, \frac{p_n}{p_{cap}}\right] = I_n$ liegt, kann z_n den Wert 0 oder 1 einnehmen. Für alle Leistungen $p \notin I_n$ ist $z_n = 0$. Mithilfe der Beschränkung in Gleichung (6.14) wird sichergestellt, dass, falls die momentane Leistung innerhalb des Intervalls I_n liegt, der Binärvariable z_n der Wert eins zugeordnet wird.

Außerdem stellt sie sicher, dass nicht zwei Zustände gleichzeitig eingenommen werden können.

$$z_{on} = \sum_1^N z_n \quad (6.14)$$

Mithilfe der Binärvariablen kann für jedes Teilintervall Gleichung (6.3) folgendermaßen umgestellt werden:

$$h_{2,out,n}(p) = (a_n * p + b_n * p_{cap}) * z_n \quad \forall \quad n \in [0, N] \quad (6.15)$$

Da es sich bei dem Produkt aus Entscheidungsvariable p und Binärvariable z_n um einen nichtlinearen Zusammenhang handelt, wird dieser mithilfe der Gleichungen 6.16 bis 6.19 linearisiert [12].

$$h_{2,out,n}(p) \leq (a_n * p + b_n * cap) \quad (6.16)$$

$$h_{2,out,n}(p) \leq bigM * z_n \quad (6.17)$$

$$h_{2,out,n}(p) \geq bigM * (z_n - 1) + (a_n * p + b_n * cap) \quad (6.18)$$

$$h_{2,out,n}(p) \geq 0 \quad (6.19)$$

Für die Linearisierung muss $(a_n * p + b_n * p_{cap}) \geq 0$ gegeben sein. Dies ist gegeben, da keine negative Wasserstoffherzeugung vorliegen kann. Aus $h_{2,out}(p)$ kann wiederum der Wirkungsgrad zu jedem Zeitpunkt berechnet werden.

$$\eta(p) = \frac{h_{2,out}(p)}{p} \quad (6.20)$$

6.2 Model 2 – Zusatznutzen des Speicherbetriebs

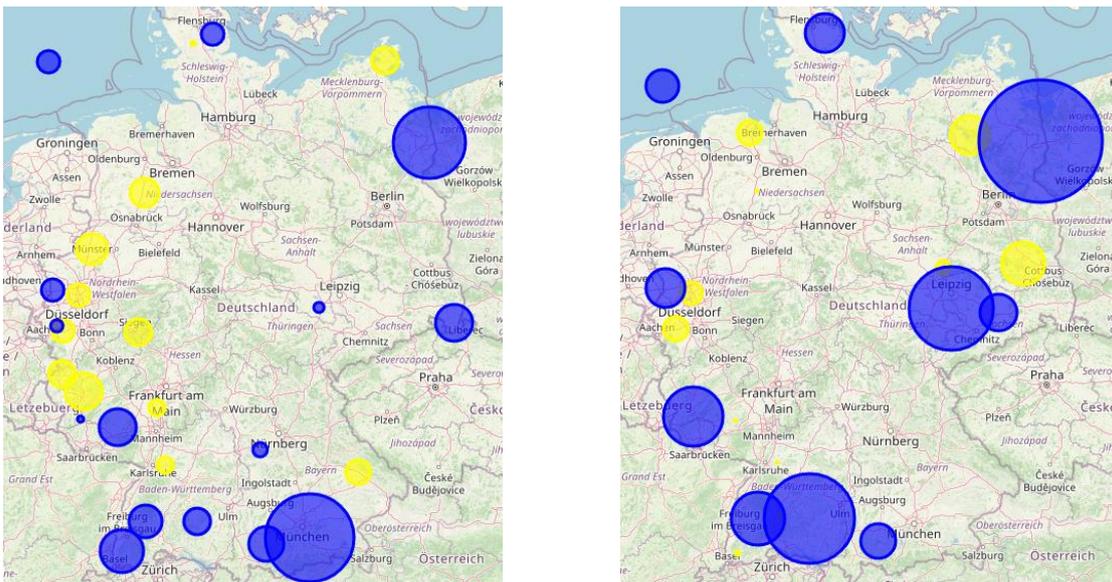


Abbildung 8: Portfoliozusammensetzung einer reinen PaP-Beschaffung mit (links) und ohne Speichernutzung (rechts).

Tabelle 1: Übersicht über die Ertragswerte aus PV und Windkraftanlagen für die reine PaP-Beschaffung mit und ohne Speicher.

	PV-Leistung	PV-PPAs	Ø PV-Leistung	PV Einkauf	Wind-Leistung	Wind-PPAs	Ø Wind-Leistung	Wind Einkauf
Kein Speicher	96,7 MWp	17	5,69 MWp	95 GWh	278 MW	13	21,4 MW	528 GWh
Mit Speicher	141 MWp	13	10,8 MWp	138 GWh	235 MW	15	15,7 MW	410 GWh

Tabelle 2: Anwendungen des Speichers für die PPA Portfolio-Optimierung

Anwendung	Auswirkung
Reduktion der Spitzenlast	1) Geringere Spitzenlastkosten 2) Reduktion der nominellen PPA-Leistungen
Erhöhung der Eigenversorgung	1) Geringere PaP-Einkäufe 2) Vermehrte Zyklen im Speicher
Effizientere Fahrweise Elektrolyseur	Reduktion der benutzten Gesamtstrommenge
Portfolioanpassung	Reduktion der Übereinkäufe

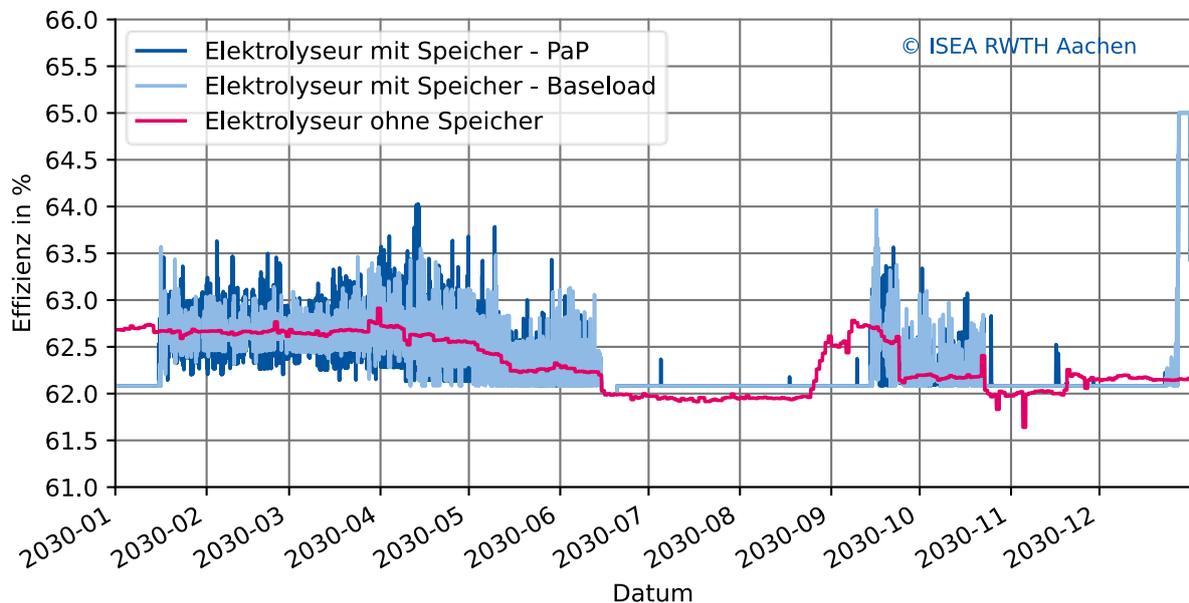


Abbildung 9: Fahrprofile des Elektrolyseurs mit und ohne Speicher.