

Forschungsbericht BWPLUS

**Direkte solare Wasserstoffherzeugung
– Entwicklung einer technisch und wirtschaftlich
effizienten Anlage –**

von

T. Regitschnig, A. Wolfart, O. Frank
Unigea Solar Projects GmbH, Berlin

N. Knetsch, C. Reise, S. Schönberger, R. Singer, C. Voglstätter
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg

Förderkennzeichen: BWP17002-17003

Die Arbeiten des Baden-Württemberg-Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre
Sicherung (BWPLUS) werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

Mai 2019

Zusammenfassung

Grüner Wasserstoff wird derzeit überwiegend aus Wind- oder Überschussstrom in Demo-Anlagen erzeugt, die jedoch nicht wirtschaftlich arbeiten und meist nach Ende des Förderzeitraumes ihren Betrieb wieder einstellen.

In Baden-Württemberg ist die Photovoltaik der primäre regenerative Energieträger. Photovoltaik-Anlagen im MW-Maßstab liefern inzwischen den mit Abstand günstigsten Grünstrom (per 01.02.2018: 4,33 ct/kWh).

Für die großtechnische Wasserstofferzeugung in Baden-Württemberg sind damit sowohl die Kerntechnik der Elektrolyse als auch günstiger Grünstrom verfügbar. Mit dem vorliegenden Projekt sollen vorhandene technische Komponenten neu so zusammengefügt werden, dass sich eine technisch und wirtschaftlich effiziente Erzeugung grünen Wasserstoffs ergibt.

Projektnachgelagertes Ziel der Unigea Solar Projects GmbH ist die Errichtung einer Wasserstoffanlage mit direkter DC/DC-Koppelung zwischen Elektrolyse und PV-Anlage.

Hierzu wurden im Rahmen dieses Projektes wesentliche technische, wirtschaftliche und rechtliche Fragestellungen geklärt:

- Die Kernkomponente einer direkten elektrotechnischen Koppelung in Form eines DC/DC-Stellers wurde im leistungslektronischen Labor des Fraunhofer ISE vermessen. Die standardmäßig gelieferte Stromregelung des DC/DC-Stellers konnte zu einer hier deutlich effektiveren Spannungsregelung umparametrisiert werden. Der DC/DC-Steller ist generell geeignet für die vorgesehene Verwendung und liefert Gesamtwirkungsgrade im Bereich von 98%. Darüber hinaus besteht weiteres Verbesserungspotenzial an den DC/DC-Stellern bei Hard- und Software.
- Eine elektrische Anlagentopologie wurde erstellt und auf die Zielfragestellung hin optimiert. Das Konzept besteht aus einer DC-Schiene, deren Spannung durch den Betriebspunkt der direkt gekoppelten Elektrolyse-Zellstapel vorgegeben wird. Weitere DC/DC- und DC/AC-Steller passen die Spannung an die Pufferbatterie für den Nachtbetrieb an und unterhalten ein kleines batteriegestütztes AC-Inselnetz. Der Inselbetrieb der Gesamtanlage resultiert aus den gegenwärtig gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen.
- Die Photovoltaik-Anlage wurde hinsichtlich der Wasserstoff-Gestehungskosten unter Berücksichtigung der Wasserstoff-Verbrauchsprofile optimiert. Eine Überdimensionierung bei strikter Südausrichtung der PV-Tische ergab die geringsten Wasserstoff-Gestehungskosten. Diverse Variationen der PV-Anlage konnten die Wasserstoff-Gestehungskosten nicht weiter reduzieren. Ein Batteriepuffer erwies sich als sinnvolle Komponente zur Erhöhung des Ertrags und Reduzierung der Kosten, sofern der Unterschied zwischen Batterie- und Elektrolyseurkosten dem im Projekt angenommenen Werten entspricht.
- Eine konkrete Anlage wurde konzeptioniert und optimiert. Diese Anlage enthält neben der o.g. elektrischen Komponenten ein leichtes Peak-Shaving mittels diverser stromverbrauchender Nebenaggregate wie Wasserreinigung, Kompression etc. Zur Deckung der Winterlücke wird ein Anlagenteil zeitweise ausgegliedert und mit grünem Netzstrom betrieben.
- Das wirtschaftliche Geschäftsmodell wurde validiert und ein Wirtschaftlichkeitsrechnung auf Basis der Grenzkostenrechnung simuliert.

Die Ergebnisse des Projektes zeigen, dass PV-Wasserstoff unter gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen in Baden-Württemberg und Deutschland mit dem vorgestellten Konzept für ca. 8 €/kg

produziert werden kann. Die rechtlichen Randbedingungen sind nicht optimal, wurden aber als gegeben akzeptiert und bei allen Betrachtungen berücksichtigt.

Ob der Wasserstoff damit wirtschaftlich ist, ergibt sich aus dem Wert des grünen Wasserstoffs für den Kunden und aus dem Wettbewerb, der nicht immer unter den gleichen Randbedingungen agiert (bspw. Anerkennung als energieintensives Unternehmen).

Im Verlauf des Projektes haben sich auch diverse Erkenntnisse ergeben, die einen weiteren Entwicklungsbedarf aufzeigen, der eine weitere spürbare Kostensenkung und Verbesserung des Konzeptes verspricht.

Das Projekt trägt wesentlich dazu bei, den anfänglich schwierigen Übergang von fossilen auf kohlenstofffreie Energieträger, zunächst insbesondere im Mobilitätsbereich, zu meistern.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	2
1 Ausgangslage und Zielsetzung	6
1.1 Stand der Technik und Zielsetzung	6
1.2 Einordnung in die Förderrichtlinie „Power to Hydrogen“	6
1.3 Bisherige PEM-Pilotanlagen	7
1.4 Neue Aspekte des hier vorgestellten Lösungsansatzes	8
2 Struktur des Projektes und beteiligte Partner	9
2.1 Unigea Solar Projects GmbH	9
2.2 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE	9
2.3 Siemens AG (projektbegleitender Partner)	10
2.4 Übersicht der Arbeitspakete, Projektmeilensteine und -ablauf	10
2.5 Verantwortlichkeiten	11
3 Darstellung der Projektinhalte	12
3.1 Vermessung DC/DC-Steller für eine Anwendung zur direkten Kopplung von Elektrolyse und Photovoltaik (AP 1)	12
3.1.1 Planung und Aufbau von Testläufen und einer Testumgebung für die Prüfung von DC/DC-Stellern zum Betrieb von Elektrolyseuren	12
3.1.2 Messergebnisse	17
3.1.3 Fazit, Bewertung der Messergebnisse, Gesamtwirkungsgrad und Modellerstellung	46
3.1.4 Modellierung DC/DC-Steller	47
3.2 Versuche zur Degradation der Elektrolyse (AP 2)	48
3.2.1 Stand der Technik	49
3.2.2 Problemstellung / Ziele	49
3.2.3 Festlegung Alterungsprofil	49
3.2.4 Geplanter Ablauf der Messungen	56
3.2.5 Grenzen der Methodik	57
3.2.6 Erläuterung zum Scheitern der Messungen	58
3.3 Elektrische Anlagentopologie (AP 3)	60
3.3.1 Stand der Technik versus DSW-Konzept	60
3.3.2 Hauptwandlungsstrang	61
3.3.3 Hilfsaggregate	62
3.3.4 Nacht- und Notstromversorgung	63
3.3.5 Gesamtkonzept	64
3.4 Optimierung der Photovoltaik-Anlage und H ₂ -Ertrag (AP 4)	65

3.4.1	Festlegungen KPI, Standorte und PV-Kraftwerk-Konfigurationen (Verschaltungen / Ausrichtungen)	65
3.4.2	Ertragsgutachten PV-Kraftwerke	66
3.4.3	Wasserstoff-Ertragssimulation und Ermittlung KPI	69
3.4.4	Betriebsführung und Steuerung der PtH ₂ -Anlage	72
3.4.5	Stromhierarchie	73
3.4.6	Simulationsläufe zur Optimierung des H ₂ -Ertrages	78
3.5	Betriebsmodelle und technische Planung (AP 6)	82
3.5.1	Analyse des H ₂ -Bedarfs möglicher Kunden im Jahresverlauf	82
3.5.2	Quellen grünen Wasserstoffs	82
3.5.3	Konzeption unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen und Betriebsmodelle	82
3.5.4	Technische und wirtschaftliche Bewertung und Grob-Simulation möglicher Betriebsmodelle	88
3.5.5	Ertragssimulationen der solar erzeugten Wasserstoffmenge für die optimierten Anlagenkonfigurationen	101
3.6	Rechtsgrundlagen	108
3.6.1	Analyse der Strom-Abgaben- und -Umlagenpflicht	108
3.6.2	Analyse und Beschreibung patentrechtlicher Rahmenbedingungen	111
3.7	Ergebnisse und Weiterer Entwicklungsbedarf	113
4	Transfer der Ergebnisse, Nutzen für Dritte	117
4.1	Projektrealisierung durch Unigea Solar Projects GmbH	117
4.2	Patentanmeldung der Gesamtkonfiguration der solaren Wasserstoffanlage	117
4.3	Patentanmeldung einzelner Erfindungen	117
4.4	Veröffentlichungen der Projektergebnisse	117
5	Literaturverzeichnis	118

1 Ausgangslage und Zielsetzung

1.1 Stand der Technik und Zielsetzung

Grüner Wasserstoff wird derzeit überwiegend aus Wind- oder Überschussstrom in Demo-Anlagen erzeugt, die jedoch nicht wirtschaftlich arbeiten und meist nach Ende des Förderzeitraumes ihren Betrieb wieder einstellen.

In Baden-Württemberg ist die Photovoltaik der primäre regenerative Energieträger. Photovoltaik-Anlagen im MW-Maßstab liefern inzwischen den mit Abstand günstigsten Grünstrom.

Für die großtechnische Wasserstofferzeugung in Baden-Württemberg sind damit sowohl die Kerntechnik der Elektrolyse als auch günstiger Grünstrom verfügbar. Mit dem vorliegenden Projekt sollen vorhandene technische Komponenten neu so zusammengefügt werden, dass sich eine technisch und wirtschaftlich effiziente Erzeugung grünen Wasserstoffs ergibt.

Projektnachgelagertes Ziel der Unigea Solar Projects GmbH ist die Errichtung einer Wasserstoffanlage mit direkter DC/DC-Koppelung zwischen Elektrolyse und PV-Anlage. Hierzu sind jedoch technische und wirtschaftliche Fragestellungen zu klären:

- Test und Optimierung der elektrotechnischen Koppelung in Form eines DC/DC-Stellers
- Bewertung des Einflusses des direkt gekoppelten Betriebs auf die Lebensdauer des Elektrolyseurs
- Optimierung der elektrischen Anlagentopologie, u.a. Betrieb von Nebenaggregaten mit DC oder AC
- Optimierung der Photovoltaik-Anlage hinsichtlich Wasserstoff-Gestehungskosten und -verbrauchsprofilen
- Validierung eines wirtschaftlichen Geschäftsmodells
- Konzeption und Optimierung einer konkreten Anlage

Ergebnis ist die Grobplanung einer Anlage, d.h. das Bestimmen eines validierten Geschäftsmodells, eines als machbar eingestuft und in Teilen getesteten technischen Verfahrens inklusive Festlegung und Spezifizierung der Hauptkomponenten einer Anlage zur Wasserstoff-Erzeugung im MW-Maßstab, das eine betriebseigene PV-Anlage über eine direkte DC/DC-Kopplung mit einem Elektrolyseur kombiniert. Dieses Ergebnis bildet die Basis für eine konkrete H₂-Erzeugungsanlage, die im Anschluss an das Förderprojekt realisiert werden soll.

1.2 Einordnung in die Förderrichtlinie „Power to Hydrogen“

Das Projekt trägt wesentlich dazu bei, den anfänglich schwierigen Übergang von fossilen auf kohlenstofffreie Energieträger insbesondere im Mobilitätsbereich zu meistern.

Das Projekt entspricht damit folgenden Fördertatbeständen der Ausschreibung zum „Baden-Württemberg-Programm Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung“ (BWPLUS), hier: *Power to Hydrogen*:

- Maßnahmen zur großtechnisch und wirtschaftlich effizienten Erzeugung und Speicherung von grünem Wasserstoff;
- Maßnahmen zur Klärung von Sicherheitsaspekten;
- Entwicklung von Betreiber- und Geschäftsmodellen;
- Skaleneffekte durch Übertragbarkeit;
- Verbundprojekt von KMU und Forschungsinstitut.

1.3 Bisherige PEM-Pilotanlagen

Power-to-Gas als Technologie und die Elektrolyse als Kerntechnologie sind inzwischen in mehreren Projekten erprobt worden. Aktuelle Demoanlagen rangieren in Größen zwischen mehreren 100kW und 6 MW elektrischer Anschlussleistung und produzieren mit Wirkungsgraden bis über 70% Wasserstoff.

Die Entwicklung geht aktuell hin zu immer größeren Anlagen und viele Hersteller haben erste Feldanlagen in der MW-Klasse im Demonstrations- oder Testbetrieb.

Ohne Anspruch auf Vollständigkeit zeigt Abbildung 1 einen Überblick über einige Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland. Diese Anlagen sind aktuell i.d.R. stromnetzgebunden und erzeugen ihren Wasserstoff aus grünem Strom, der über das Stromnetz bezogen wird.

Ort	Betreiber	Eingangsleistung	Nutzungspfad	Stromquelle	Netzgebunden?	Betriebszustand
Flughafen BER / Berlin	Total, Enertrag, Linde	500 kW	Nutzung als Kraftstoff vor Ort	Windenergie geplant	Netzgebunden	In Betrieb
Falkenhagen / Brandenburg	Eon Gas Storage	2 MW	Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz	Windenergie	netzgebunden	in Betrieb
Freiburg	Fraunhofer ISE	40 kW	Nutzung als Kraftstoff vor Ort	Solar unterstützt / Grünstrom	netzgebunden	in Betrieb
Grapzow / Mecklenburg-Vorpommern	Wind-Projekt Gruppe	1 MW	Verstromung, Nutzung als Kraftstoff, Wasserstoff-einspeisung ins Gasnetz	Windenergie	Netzgebunden (Teil eines Windparks)	abgeschlossen
Hamburg	Vattenfall	2 MW	Nutzung als Kraftstoff vor Ort	Windenergie	netzgebunden	In Betrieb
Reitbrook / Hamburg	Eon Gas Storage	1 MW	Einspeisung ins Erdgasnetz	Windenergie	Netzgebunden	Demobetrieb beendet
Prenzlau / Brandenburg	Enertrag	500 kW	Nutzung als Kraftstoff; Einspeisung ins Gasnetz geplant	Windenergie		in Betrieb
Mainz/ Hessen	Energiepark Mainz	6MW	Nutzung als Kraftstoff und Einspeisung	Windenergie / Stromüberschüsse	netzgebunden	In Betrieb
Stuttgart	EnBW	400 kW	Nutzung als Kraftstoff		netzgebunden	In Betrieb
Werlte / Niedersachsen	Audi	6 MW	Methanisierung und Nutzung als Kraftstoff			In Betrieb
Frankfurt	Thüga	320 kW	Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz	Überschussstrom	netzgebunden	In Betrieb

Abbildung 1: Auswahl aktueller Power-to-Gas-Anlagen mit Stromquelle und Status (Stand: 06/2017)

Der überwiegende Anteil der Anlagen verwendet als Grünstromquelle Windenergie, Wasserenergie oder zertifizierten Grünstrom. Obwohl die Photovoltaik inzwischen die günstigste aller Grünstromquellen ist, wird sie als Quelle für Wasserstoff aktuell nahezu gar nicht genutzt.

Bei der Photovoltaik als Stromquelle muss der Strom zunächst von Gleich- in Wechselstrom umgerichtet, dann auf mindestens 20 kV umgespannt, am Elektrolyseur wieder auf 600 V zurückgespannt und schließlich wieder gleichgerichtet werden. Jede Umwandlungsstufe ist mit Wärmeenergieverlusten und Investitionskosten verbunden.

Das Geschäftskonzept der Nutzung von (Überschuss-)Strom aus dem Stromnetz bzw. von Dritten generiert die Notwendigkeit sämtlicher Strom- und Netzabgaben. Diesbezügliche Gesetzesänderungen sind trotz mancher Bestrebungen nicht zu erwarten.

Viele Anlagen sind aktuell in der Situation, dass ein wirtschaftlicher Betrieb nicht oder nur sehr schwer möglich ist und die Anlagen daher nach dem Demonstrationsbetrieb wieder stillgelegt werden.

Ohne Förderung wird aktuell eine Power-to-Gas-Anlage nicht errichtet. Dies steht im Gegensatz zu einem, durch ambitionierte Klimaschutzziele initiierten, steigenden Bedarf nach grünem Wasserstoff in der Kfz-Mobilität, auf der Schiene sowie in der Industrie.

1.4 Neue Aspekte des hier vorgestellten Lösungsansatzes

Obwohl die ersten größeren Elektrolyse bzw. Power-to-Gas-Projekte inzwischen die Fertigstellung erreicht haben, besteht sehr häufig das Problem eines nicht-wirtschaftlichen Betriebs, so dass diese Projekte derzeit nicht über die Demonstration der technischen Machbarkeit oder über eine kurze Demonstrationsphase hinausgehen.

Ausnahmslos sind diese Anlagen stromnetzgebundene Anlagen, die den für die Wasserstoffherzeugung notwendigen Strom über das Stromnetz beziehen, verbunden mit den daraus resultierenden zusätzlichen Kosten durch Effizienzverluste, höhere Investitionskosten, Netzentgelte, Abrechnung, Handel, etc.

Auch Wasserstoff-Anlagen, die eine Koppelung mit Photovoltaikanlagen direkt vor Ort vollziehen, arbeiten bisher immer mit einer Umwandlung des photovoltaisch erzeugten Gleichstroms hin zu Wechselstrom und einer anschließenden Gleichrichtung des Stroms für die Nutzung im Elektrolyse-Zellstapel und müssen die resultierenden Extra-Investitions- und Betriebskosten, sowie die Wirkungsgradverluste tragen.

Daher ist der im Projekt verfolgte Ansatz neu, eine Elektrolyseeinheit komplett vom Netz getrennt mit einer Gleichstromkoppelung zu betreiben. Hierdurch soll durch Vermeidung von den durch die Netznutzung entstehenden Mehrkosten und einer technisch und wirtschaftlich effizienteren Koppelung von Photovoltaik und Elektrolyse die Basis für eine wirtschaftliche und kostendeckende Produktion von 100% grünem Wasserstoff geschaffen und als innovatives, den gegenwärtigen abgaberelevanten Vorschriften genügendes Geschäftsmodell entwickelt werden.

2 Struktur des Projektes und beteiligte Partner

2.1 Unigea Solar Projects GmbH

Die Unigea Solar Projects GmbH ist eine Projektentwicklungsgesellschaft für große Photovoltaikanlagen. Neben dem Kernmarkt Deutschland werden auch weltweite Photovoltaikprojekte realisiert. Das Team verfügt über eine Bilanz von mehr als 50 erfolgreich entwickelten Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtkapazität von ca. 1.150 MWp.

Unigea hat seinen Hauptsitz in Berlin, Deutschland. Geschäftsführer sind heute die Herren Dipl.-Ing. Oliver Frank MBA, Mag. Thomas Jungreithmeir und Dr. Thomas Regitschnig. Das Team der Unigea Solar Projects GmbH gliedert sich in die Abteilungen Projektentwicklung, Planung, Recht und Finanzen. In Wien befindet sich eine Zweigniederlassung, die ebenfalls an dem Forschungsprojekt beteiligt ist.

Die sich ergänzenden Kernkompetenzen der leitenden Persönlichkeiten von Unigea Solar Projects gewährleisten die wirtschaftlich tragfähige Gestaltung anspruchsvoller Projekte auch bei schwierigen Rahmenbedingungen.

2.2 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Die Fraunhofer-Gesellschaft fördert und betreibt international vernetzt anwendungsorientierte Forschung zum unmittelbaren Nutzen für die Wirtschaft und zum Vorteil für die Gesellschaft. Im Freiburger Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE forschen die über 1.300 Mitarbeiter an technischen Voraussetzungen für eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung.

Im themenübergreifenden Projekt sind Experten aus den Bereichen „Wasserstoff-Technologie“ (H2T – die Abteilung CES), „Elektrische Energie Systeme“ (EES – die Abteilung ELE) und Photovoltaische Materialien und Zuverlässigkeit (PMZ – die Abteilung QPV) beteiligt. Damit werden langjährige Erfahrung und Kompetenzen aus den Bereichen der Wasserstoffherzeugung und -speicherung, der Leistungselektronik und der PV-Kraftwerke zusammengeführt:

Die Abteilung Chemische Energiespeicherung (CES) – eingebettet in den Fachbereich Wasserstoff-Technologien (H2T) beschäftigt sich mit den Themen Elektrolyse, Redox-Flow-Batterien und Power-to-Gas und bringt langjährige Erfahrung in der Entwicklung und Charakterisierung von Elektrolyse-Zellstapeln und –systemen mit. Die Abteilung Leistungselektronik (ELE) – eingebettet in den Fachbereich Elektrische Energiesysteme – beschäftigt sich mit der Entwicklung von Leistungselektronik bis in den Megawattbereich. Es existiert langjähriges Know-how auf den Gebieten Schaltungsdesign und Regelungstechnik sowie bei systemtechnischen Fragen. Ferner betreibt die Abteilung ELE das sog. „Testlab Power Electronics“ zur Charakterisierung von leistungselektronischen Geräten. Im Rahmen des Projektes übernimmt die Abteilung EES die Charakterisierung eines DC/DC-Stellers und erarbeitet elektrotechnische Aspekte der systemtechnischen Auslegung eines PV-Elektrolyseur-Inselsystems.

Die Abteilung Qualitätssicherung für Photovoltaik-Kraftwerke (QPV) – eingebettet in den Fachbereich Photovoltaische Module, Systeme und Zuverlässigkeit – leistet seit 1990 mit ihren professionellen Dienstleistungen einen wichtigen Beitrag zur Qualitätssicherung von Photovoltaik-Kraftwerken. Die Abteilung QPV ist für die Betrachtung und Optimierung der Photovoltaik-Kraftwerke sowie zur Erstellung von Ertragsgutachten mit eingebunden.

2.3 Siemens AG (projektbegleitender Partner)

Als Lieferant der Schlüsselkomponenten Elektrolyseur und DC/DC-Steller soll die Firma Siemens AG über den Standort Stuttgart-Weilimdorf als begleitender Partner mit ohne Beitritt im Kooperationsvertrag in das Projekt integriert werden. Ansprechpartner ist Herr Peter-Michael Holzapfel.

Die Siemens AG ist ein weltweit operierender Konzern mit Hauptsitz in München, zu dessen Kernkompetenzen die Elektrotechnik und Leistungselektronik gehören. Unter anderem durch Herrn Holzapfel, Siemens-Niederlassung Stuttgart-Weilimdorf, engagiert sich die Siemens AG stark für die Entwicklung und Einführung der Elektrolyse und der Produktion von grünem Wasserstoff.

2.4 Übersicht der Arbeitspakete, Projektmeilensteine und -ablauf

Bewilligung: 21.12.2016		2017											
Arbeitspakete		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
AP 1	Vermessung DC/DC-Steller												
AP 1.1	Aufbau der Labortestumgebung												
AP 1.2	Prüfplans, Parametrierung												
AP 1.3	Prüfungen, Ergebnisse												
AP 1.4	Bewertung, Wirkungsgrad									M1			
AP 2	Degradation Elektrolyse												
AP 2.1	Festlegung Alterungsprofile												
AP 2.2	Stack-Lieferung												
AP 2.3	Alterungstests												
AP 2.4	Ergebnis-Bewertung												
AP 3	elektrische Anlagentopologie												
AP 3.1	Hauptumwandlungsstrang												
AP 3.2	Hilfsaggregate												
AP 3.3	Nacht- und Notstrom												
AP 3.4	elektrische Anlagentopologie											M2	
AP 4	Optimierung PV und H₂												
AP 4.1	Festlegung KPI und PV-Konfig.											M3	
AP 4.2	Ertragsgutachten PV												
AP 4.3	H ₂ -Simulationsmodell												
AP 4.4	Optimierung H ₂ -Ertrag												
AP 5	wirtschaftl. Geschäftsmodell												
AP 5.1	Analyse Rechtsgrundlagen											M4	
AP 5.2	Wirtschaftl. Rahmenbedingg.											M4	
AP 5.3	Anlagen-Konfiguration												
AP 5.4	H ₂ -Ertragssimulation												
AP 5.5	Wirtschaftlichkeit DSW												
AP 6	Betriebsmodell, techn. Planung												
AP 6.1	Analyse H ₂ -Bedarf											M4	
AP 6.2	Quellen grünen H ₂											M4	

3 Darstellung der Projekthinhalte

3.1 Vermessung DC/DC-Steller für eine Anwendung zur direkten Kopplung von Elektrolyse und Photovoltaik (AP 1)

Gemäß erfolgter Simulationen ist der Elektrolyse-Zellstapel mit ca. 85% Anteil am Jahresenergieverbrauch einer PV-Wasserstoff-Anlage mit Abstand der größte Verbraucher dieser Anlage. In der bisher umgesetzten Koppelung einer PV-Wasserstoff-Anlage entstehen jedoch Wirkungsgrad-Verluste durch den PV-Wechselrichter, den Transformator und die Wieder-Gleichrichtung. Durch Ersatz von Wechselrichter, Transformator und Gleichrichter durch DC/DC-Steller sollen diese Wirkungsgrad-Verluste und zugleich die Investitions- und Betriebskosten reduziert werden.

Auch wenn sowohl Photovoltaik, als auch Elektrolyse-Zellstapel mit DC-Strom arbeiten, ist eine Leistungselektronik zur Anpassung der unterschiedlichen Arbeitspunkte notwendig.

Bisher sind auf dem Markt noch keine für diese Anwendung speziell entwickelten DC/DC-Wandler bekannt, so dass auf kommerzielle Produkte aus anderen Anwendungen zurückgegriffen werden muss. Konkret wird auf DC/DC-Steller der Firma Siemens AG zurückgegriffen, welche diese Komponenten serienmäßig für andere Anwendungen herstellt.

Im Folgenden werden die DC/DC-Kopplung von Elektrolyseur und PV-Anlage durch handelsübliche DC/DC-Steller der Siemens AG auf einem Leistungs-Elektronik-Teststand untersucht und Hinweise zur Optimierung gegeben.

3.1.1 Planung und Aufbau von Testläufen und einer Testumgebung für die Prüfung von DC/DC-Stellern zum Betrieb von Elektrolyseuren

Das Fraunhofer ISE hat mit dem Testlab Power Electronics die Möglichkeit, leistungselektronische Geräte hinsichtlich ihrer elektrischen Eigenschaften zu prüfen. Die vorhandenen Ausstattungen (z.B. DC-Quellen, Leistungsmessgeräte) standen für die geplanten Untersuchungen zur Verfügung.

Bisher beschränkten sich die Tätigkeitsfelder des Fraunhofer ISE v.a. auf die Charakterisierung von PV-Wechselrichtern, die direkt ins öffentliche Netz einspeisen. Zur Charakterisierung eines DC/DC-Stellers zur direkten Versorgung eines Elektrolyseurs aus einem PV-Generator mussten daher folgende Anpassungen an der Laborumgebung vorgenommen werden:

- Parametrierung einer vorhandenen DC-Quelle zur Emulation des gewünschten PV-Generator-Verhaltens
- Recherche des elektrischen Betriebsverhaltens des betrachteten Elektrolyseurs (U-I-Kennlinie, Einflussparameter wie Temperatur, etc.)
- Aufbau einer rückspeisefähigen DC-Senke im Leistungsbereich 120 kW zur Emulation eines Elektrolyseurs, dazu Parametrierung der zuvor analysierten Charakteristik
- Ausbau eines Messsystems, bestehend aus Leistungsmessgerät und passenden Stromwandlern für die Eingangs- und Ausgangsseite.
- Automatisierung der Messabläufe, dazu Ansteuerung von DC-Quelle, DC-Senke und Messwerterfassung

Für den Betrieb und die Prüfung der vorgesehenen DC/DC Steller (Abbildung 2) zur direkten Speisung eines Elektrolyseurs aus einem Photovoltaik-Generator wurde ein entsprechender Aufbau im Labor geplant und realisiert.



Abbildung 2: DC/DC-Steller SINAMICS DCP4Q 120kW

Ein DC/DC-Steller weist eine elektrische Leistung von maximal 120 kW auf, der Elektrolyseur jedoch von 1,25 MW. Daher ist eine parallele Verschaltung der DC/DC-Steller zur Abdeckung des gesamten Leistungsbereichs notwendig.

Die DC/DC-Steller können softwareseitig im 4-er Verbund parallel gekoppelt werden und weisen so verschiedene Optimierungsmöglichkeiten in Hinsicht auf einen optimalen Wirkungsgrad und Reduzierung von Verschleiß auf.

Auf Grund der technischen Limitierung der verwendeten DC/DC-Steller zur beidseitigen Parallelschaltung (ein- und ausgangsseitig) von maximal vier Stellern wurde für die Realisierung ein Mischkonzept gewählt, bei welchem jeweils vier Geräte ein- und ausgangsseitig parallelgeschaltet werden. Um die anvisierte Gesamtleistung zu erreichen, werden mehrere 4er-Blöcke dann wiederum parallel zueinander geschaltet.

Da für den Test im Labor nur zwei Geräte zur Verfügung standen, konnte diese Konfiguration nicht gleichzeitig getestet werden, da für die Realisierung von zwei Master-Slave Blöcken und gleichzeitiger ausgangsseitiger Parallelschaltung mindestens vier Steller notwendig wären.

Daher wurden die verschiedenen Konfigurationen in zwei Schritten getestet:

Im ersten Schritt die ausgangsseitige Parallelschaltung von zwei Stellern bei getrennten PV-Generatoren (Abbildung 3).

Abbildung 3: Messaufbau für zwei DC/DC-Steller mit getrennten PV-Generatoren

Im zweiten Schritt der Master-Slave Betrieb von zwei DC/DC-Stellern (Abbildung 4).

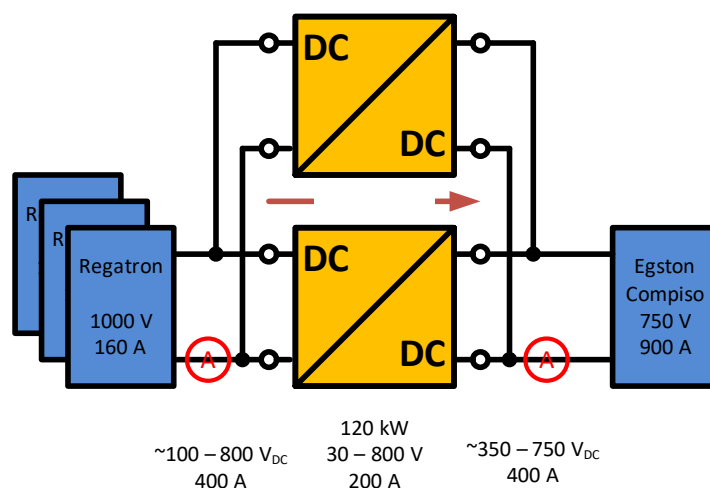


Abbildung 4: Messaufbau für zwei DC/DC-Steller im Master-Slave-Betrieb

Des weiten sollten der Übertragungswirkungsgrad sowie der Maximum Power Point Tracking (MPPT) Wirkungsgrad eines Stellers ermessen werden. Hierfür wurde ein Aufbau mit nur einem DC/DC-Steller geplant.

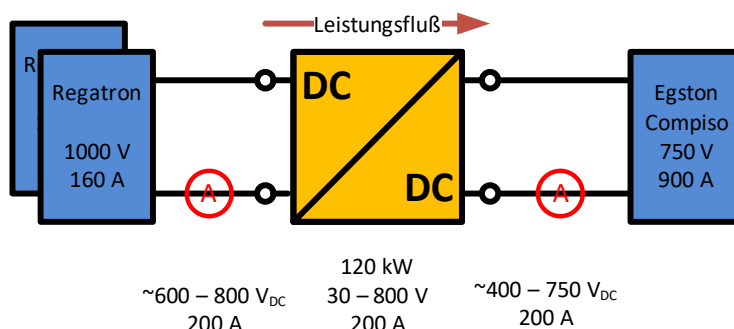


Abbildung 5: Messaufbau zur Vermessung eines einzelnen DC/DC-Stellers

Außerdem sollten die DC/DC-Steller sowohl auf ihrer Eingangsseite als auch auf der Ausgangsseite mit DC-Quellen betrieben werden, welche das elektrische Verhalten der in der Anlage vorhandenen PV-Generatoren auf der Eingangsseite und der Elektrolyseure auf der Ausgangsseite nachbilden.

Die Simulation der PV-Generatoren auf der Eingangsseite war im Labor aus der Vermessung von PV-Wechselrichtern bereits vorhanden. Lediglich die Parametrierung wurde auf die Möglichkeiten der DC/DC-Steller angepasst und entsprechend festgelegt.

Für die Charakteristik des PV-Generators wurde die in der Norm EN 50530 vorgeschlagene Charakteristik verwendet, da diese Norm auch für die Bewertung von PV-Wechselrichtern verwendet wird und sich dadurch die Vergleichbarkeit der klassischen AC gekoppelten Konfiguration eines PV-Wasserstoff-Erzeugungsanlage zu einer direkt gekoppelten Variante mittels DC/DC-Steller ergibt.

Es wurde ein detaillierter Prüfplan erarbeitet, der die Prüfung folgender Eigenschaften ermöglicht:

- Umwandlungswirkungsgrad in Abhängigkeit der Eingangs- und Ausgangsspannung sowie der Leistung
- Statischer und dynamischer Anpassungswirkungsgrad (MPPT-Tracking-Verhalten)
- Ausgangsspannungsqualität (z.B. Restwelligkeit der Spannung)
- Parallelbetrieb mehrerer DC/DC-Steller (zwei Geräte im Test)

Für die Erstellung des Prüfplans sind die im Folgenden beschriebenen Überlegungen notwendig. Gegenüber der Vermessung von netzgekoppelten PV-Wechselrichtern variieren bei dem zu untersuchenden DC/DC-Steller nicht nur die Eingangsspannung (PV), sondern auch die Ausgangsspannung (Elektrolyseur). Zusammen mit der Leistung existieren also 3 Parameter (U_{ein} , U_{aus} , P), die einen Einfluss auf den Umwandlungswirkungsgrad haben. Ziel ist es, in dem sich ergebenden Parameterfeld sinnvolle Arbeitspunkte (Messpunkte) festzulegen, die eine vollständige Charakterisierung aller Betriebszustände des Gerätes ermöglicht und dabei trotzdem die Anzahl der notwendigen Messungen in einem machbaren Rahmen hält.

Ferner wurde die Norm EN 50530 (ein Standard zur einheitlichen Messung von MPPT Wirkungsgraden von Wechselrichtern) zur Bestimmung des Gesamtwirkungsgrades von PV-Wechselrichtern sinnvoll auf eine DC/DC-Steller-Anwendung übertragen.

Die Anforderungen eines Elektrolyseurs an die Spannungsqualität (z.B. Restwelligkeit) war zu klären, um eine geeignete Messvorschrift für die Bestimmung der Ausgangsspannungsqualität aufstellen zu können.

Die Eignung des untersuchten DC/DC-Stellers hinsichtlich einer Parallelschaltung zur Leistungserhöhung soll untersucht werden. Dazu wurden kritische Punkte identifiziert.

Die beschriebenen Aktivitäten fanden in enger Zusammenarbeit der Fraunhofer-Experten der Abteilungen ELE und CES statt, da sowohl Leistungselektronik- wie auch Elektrolyseur-Know-how benötigt werden.

Aus diesen Anforderungen wurden folgende zu untersuchende Punkte abgeleitet:

- Statischer Übertragungswirkungsgrad
 - Elektrolyseurkennlinie am Ausgang
 - Festspannungen über den Betriebsbereich von 350 – 650 V
- Parallelschaltung mehrerer DC/DC-Steller
 - Getrennte PV-Generatoren
 - Stabiler Betrieb ohne gegenseitige Beeinflussung?
 - Betrieb mit unterschiedlichen MPP-Kennlinien
 - Master-Slave-Betrieb
 - Stabiler Betrieb ohne gegenseitige Beeinflussung?
 - Wirkungsgrad-Optimierung möglich?

In Abbildung 6 ist der Betriebsbereich des DC/DC-Stellers dargestellt, dieser gilt sowohl für die Eingangsseite als auch die Ausgangsseite des DC/DC-Stellers. Bei Ausgangsspannungen unter 600 V kann also die maximale Leistung von 120 kW des Stellers nicht erreicht werden. Wie aus den Kennlinien des Elektrolyseurs in Abbildung 7 zu erkennen ist, wird diese Spannung nur bei entsprechender Alterung desselben erreicht. Des Weiteren sind in Abbildung 6 die Messpunkte dargestellt, welche auf der Eingangsseite (PV-Seite) gewählt wurden.

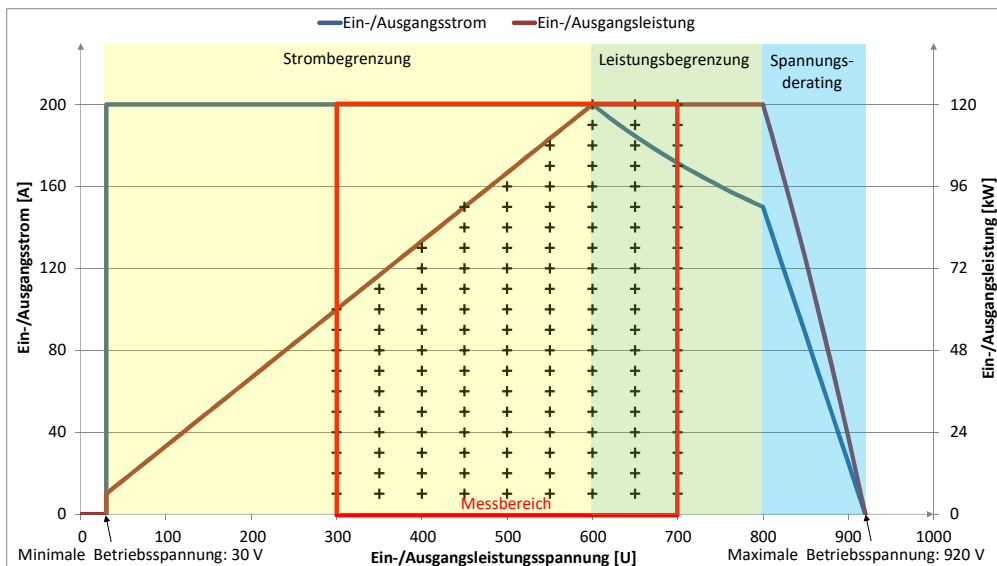


Abbildung 6: Betriebsbereich der DC/DC-Steller auf Eingangs- und Ausgangsseite sowie Messpunkte der Eingangsseite

Auf der Ausgangsseite der DC/DC-Steller – der Elektrolyseur-Seite – wurde ebenfalls die Kennlinie eines Elektrolyseurs simuliert. Hierfür wurde eine typische Kennlinie eines Elektrolyseurs so skaliert, dass beim maximalen Ausgangsstrom des DC/DC-Stellers bzw. von zwei DC/DC-Stellern die maximale Spannung des Elektrolyseurs erreicht wurde (Abbildung 7). Diese Kennlinie wurde dann in die verwendete DC-Quelle implementiert.

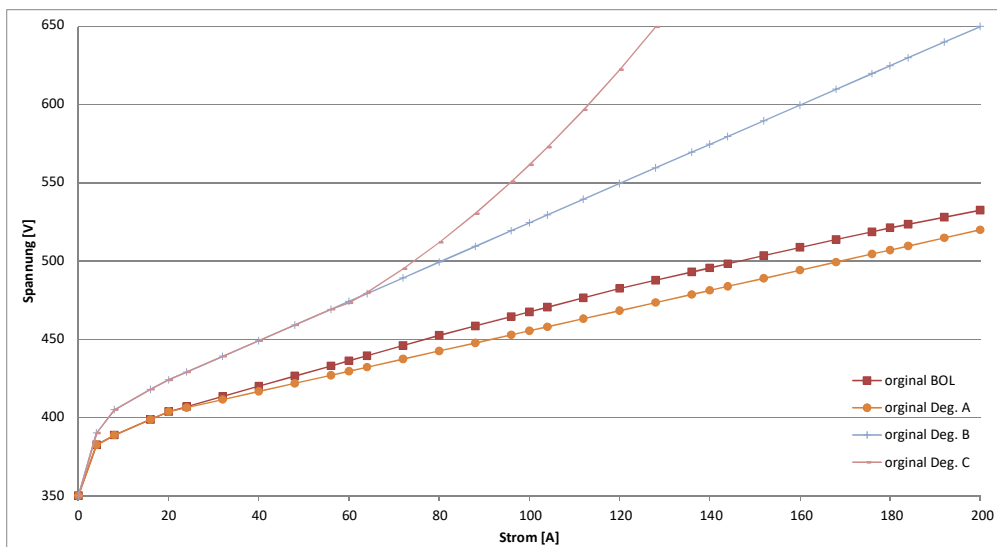


Abbildung 7: Kennlinien eines Elektrolyseurs skaliert für einen DC/DC-Steller

Zur Generierung eines Wirkungsgradmodelles wurde der DC/DC-Steller bei festen Ausgangsspannungen, wie sie der Elektrolyseur erreicht (von 350 V bis 650 V), in 100 V Schritten jeweils für den kompletten Eingangsbereich vermessen. Dabei ergibt sich allerdings bei Ausgangsspannungen unter 600 V auch eine Begrenzung der möglichen Ausgangsleistung aufgrund der Strom Limitierung auf 200 A (Abbildung 8).

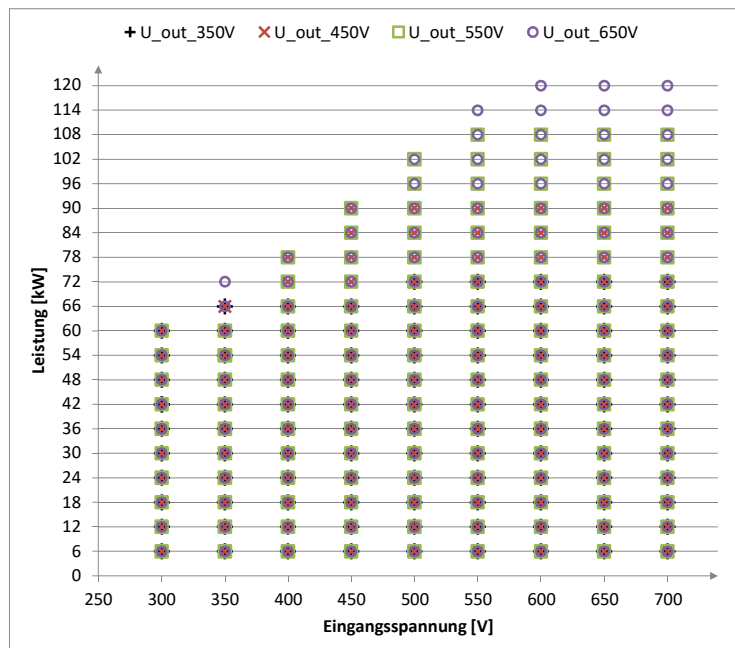


Abbildung 8: Messpunkte für die Vermessung bei fester Ausgangsspannung

3.1.2 Messergebnisse

Die Vermessung der Siemens-DC/DC-Steller mit einer Nenngröße von 120 kW wurde gemäß den in Kap. 2.1.2 definierten Prüfplänen durchgeführt. Es werden hochaufgelöste Messdaten von Strömen und Spannungen an der Eingangs- und Ausgangsseite des Prüflings erfasst und gespeichert.

3.1.2.1 Inbetriebnahme

Da die DC/DC-Steller ohne Montage-Material geliefert wurden, musste zu Beginn der Inbetriebnahme im Labor eine provisorische Konstruktion entwickelt und gebaut werden, welche den Betrieb der Steller erlaubt.

Für die elektrische Verbindung der Steller mit der Laborinfrastruktur wurden entsprechende Kabel erstellt, mit diesen wurde auf der Eingangsseite der vorhandene PV-Simulator angeschlossen sowie auf der Ausgangsseite die vorhandene DC-Senke, welche im Betrieb den Elektrolyseur simuliert.

Des Weiteren war für den Betrieb der Steller eine 24 V Hilfsversorgung notwendig, welche durch ein entsprechendes Labornetzteil realisiert werden konnte.

Siehe auch in Abbildung 9 ein Foto des Aufbaus im Labor.



Abbildung 9: Laboraufbau für den Betrieb von zwei DCP 120.

Zu Beginn der Vermessung war eine sehr zeitaufwendige Inbetriebnahme der DC/DC-Steller notwendig, um diese erstmalig für den geplanten Einsatzzweck zu konfigurieren.

Diese Konfiguration stellte sich als deutlich zeitaufwändiger heraus als im Antrag kalkuliert, da die verwendeten DC/DC-Steller auch vom Hersteller noch nicht für den in diesem Projekt vorgesehenen Einsatzzweck verwendet wurden.

Daher wurde eine sehr zeitaufwendige Einarbeitung in die Softwareparameter des DCPs notwendig, da oftmals auch der Support des Herstellers die Fragen nicht beantworten konnte bzw. mehrere Tage für eine Antwort verstrichen. Auch war es seitens des Herstellers nicht möglich, direkte Unterstützung durch die Entwickler des Gerätes zu bekommen.

Für die Konfiguration wurde die mit dem Gerät gelieferte Software „SIMATIC Starter“ verwendet. Die Kommunikation zwischen dem DC/DC-Steller und dem PC, auf welchem die Software installiert wurde, erfolgte über eine Ethernet Schnittstelle. In Abbildung 10 ist ein Screenshot der Parameterliste des DCP-DC/DC-Stellers in der Software dargestellt. Durch die Änderung verschiedener Parameter können verschiedene Betriebsmodi und Einstellungen des Gerätes aktiviert bzw. deaktiviert werden. Des Weiteren kann auch, beispielsweise durch die Anpassung von Reglerparametern das Verhalten des Stellers optimiert werden.

Für den in diesem Projekt vorgesehenen Einsatz muss der DC/DC-Steller auf seiner Eingangsseite einen PV-Generator als Energiequelle akzeptieren; um aus diesem immer die maximale Energie abzunehmen, ist ein sogenannter Maximum Power Point Tracking (MPP-Tracking, MPPT) Algorithmus notwendig, welcher aus der nichtlinearen und sich stark ändernden Kennlinie des PV-Generators stets den Punkt der maximal zur Verfügung stehenden Leistung findet.

Auf der Ausgangsseite muss die Energie in einen ebenfalls nichtlinearen Elektrolyseur eingespeist werden, hierfür muss die Energie unabhängig von der sich einstellenden Spannung abgegeben werden.

Zusätzlich mussten Abläufe programmiert werden, welche einen Start des DC/DC-Stellers aus dem spannungslosen Zustand erlauben.

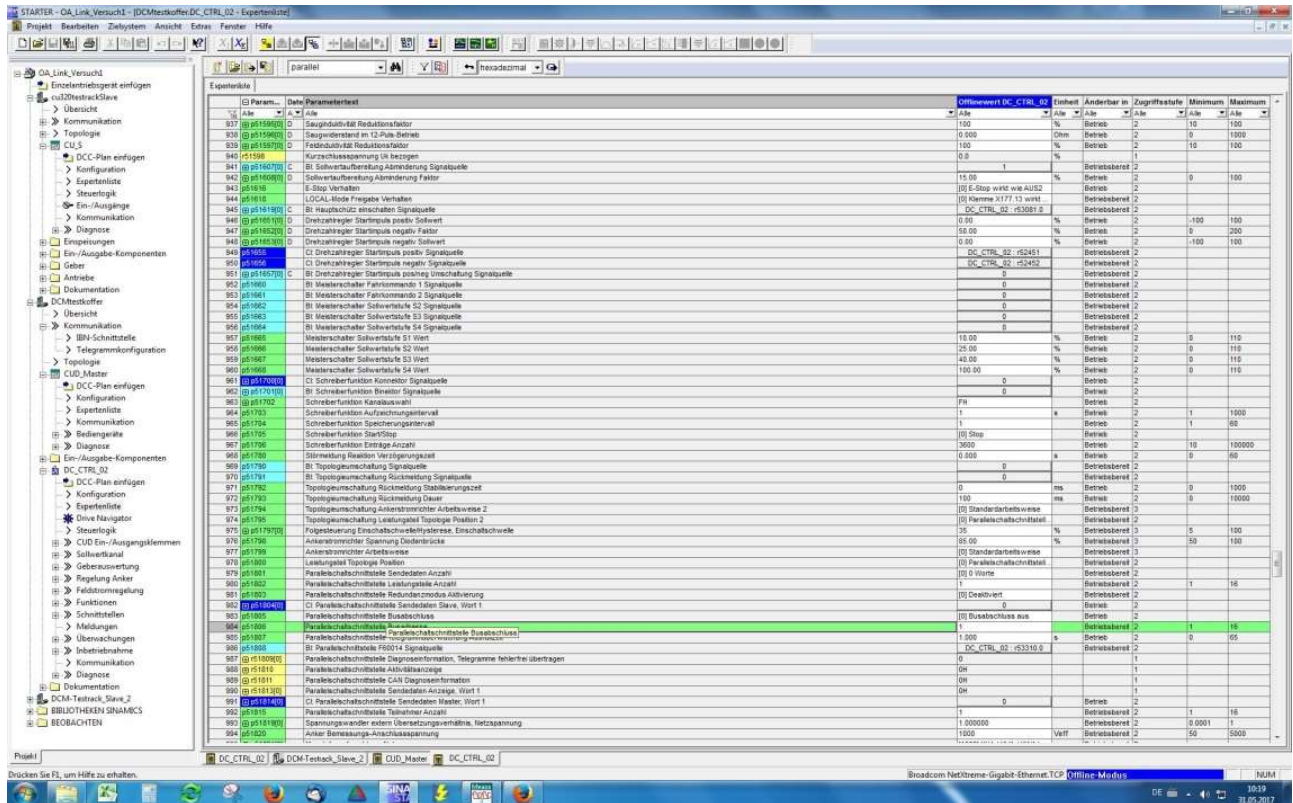


Abbildung 10: Screenshot der Parameterliste in der Software "SIMATIC Starter".

Nachdem all diese Einstellungen erfolgreich durchgeführt wurden, konnten erste Starts und Versuche mit dem DC/DC-Steller gemacht werden. Dabei stellte sich unter anderem heraus, dass der zur Verwendung geplante DC/DC-Steller über einen MPP-Tracking Algorithmus verfügt, welcher auf einem Eingangsstromregler basiert. Diese Art des MPP-Tracking ist ungeeignet, um dynamischen Änderungen der Einstrahlung zu folgen, da in diesem Fall der vom PV-Generator gelieferte Strom sehr schnell ansteigt oder abfällt. Diesem schnellen Abfall bzw. Anstieg muss ein strombasierter MPP-Tracking Algorithmus folgen, ansonsten kann die Leistung, welche der PV-Generator zur Verfügung stellt, nicht abgenommen werden.

Mit dem vorhandenen MPP-Tracking Algorithmus ist ein Betrieb des DC/DC-Stellers für den geplanten Einsatzzweck nicht sinnvoll, siehe hierfür auch die in Kapitel 3.1.2.2 dargestellten Messergebnisse.

Der Hersteller Siemens erklärte sich daher bereit, einen entsprechenden spannungsbasierten MPPT Algorithmus zu entwickeln, welcher nach einer mehrwöchigen Unterbrechung der Messungen zur Verfügung stand.

Des Weiteren wurden die Einstellungen für den geplanten Parallelbetrieb der Steller untersucht. Dabei stellte sich der Betrieb mit getrennten PV-Eingängen (Abbildung 3) als sehr einfach dar, da für diese Betriebsart lediglich beide Steller mit den gleichen Einstellungen zu betreiben waren und dann keine gegenseitige Beeinflussung zu erkennen war.

Für den Master-Slave-Betrieb mit nur einem PV-Generator (Abbildung 4) wurde ebenfalls eine entsprechende Parametrierung entwickelt welche diese Betriebsart ermöglicht.

3.1.2.2 Dynamisches MPP-Tracking

Wie bereits in Kapitel 3.1.2.1 erwähnt, basiert der von Herstellerseite vorgesehene MPP Algorithmus auf der Regelung des Eingangsstromes. Dieses Algorithmus funktioniert vor allem bei sich dynamisch ändernder Einstrahlung und damit Leistungswerten sehr schlecht, wie im Folgenden dargestellt.

In Abbildung 11 ist der Verlauf des Stromes bei der maximalen Leistung des PV-Generators zu sehen, gleichzeitig ist der gemessene Strom dargestellt, welcher vom DC/DC-Steller abgenommen wurde. In Abbildung 12 ist des Weiteren die Leistung dargestellt, welche vom DC/DC-Steller abgenommen wird, und die im MPP zur Verfügung stehende Leistung; dabei ist deutlich zu erkennen, dass nur ein Teil der Leistung abgenommen werden kann.

In Abbildung 13 ist der Verlauf der DC-Spannung und der MPP Spannung während des Tests dargestellt: auch hier ist erkennbar, dass diese sehr weit vom MPP entfernt ist. Abbildung 14 zeigt alle gemessenen Arbeitspunkte im Vergleich zum MPP-Plot.

In Tabelle 1 sind die Werte des dynamischen MPPT Wirkungsgrades dargestellt: diese sind mit einem Gesamtwirkungsgrad von nur 72,73% sehr schlecht. Typische PV-Wechselrichter erreichen hier Werte über 99%.

Dies führte zu der Folgerung, dass der mit dem DC/DC-Steller mitgelieferte strombasierte Algorithmus nicht für die Verwendung im Anschluss an eine PV-Anlage geeignet ist.

Daraufhin wurde vom Hersteller Siemens ein neuer Algorithmus entwickelt, welcher dann nach einigen Wochen Verzögerung zur Verfügung stand.

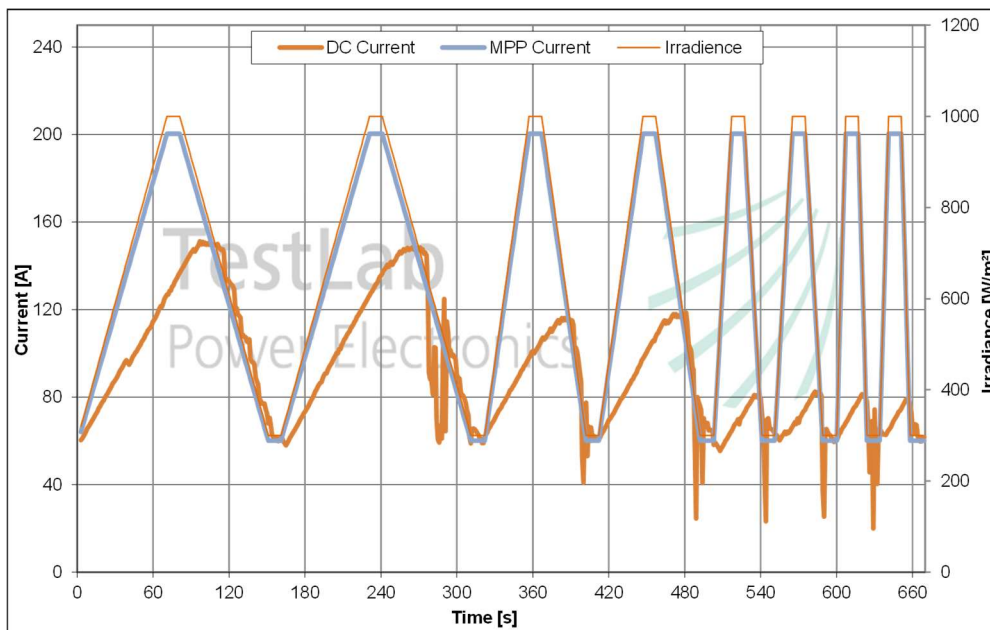


Abbildung 11: Verlauf des MPP-Stroms während dynamischer Einstrahlungsänderungen nach EN 50530

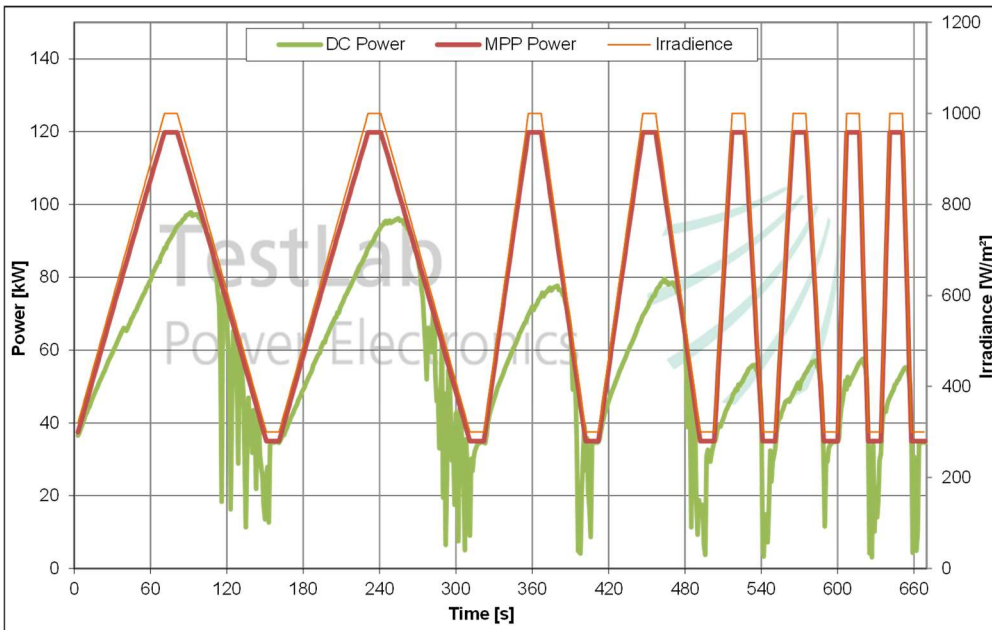


Abbildung 12: MPP-Leistung und Leistung welche vom DC/DC-Steller abgenommen wurde

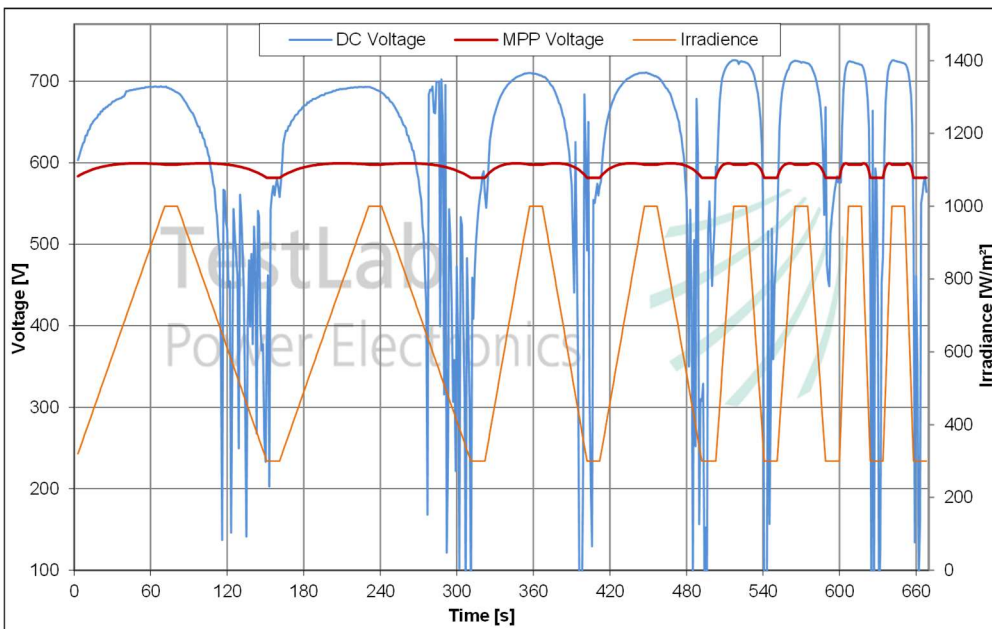


Abbildung 13: Verlauf der MPP-Spannung und der DC-Spannung

Dynamischer MPPT für Test verkürzte Sequenz B3 nach EN 50530 (30% <-> 100% P _{dcn})			
Wiederholungen	Slope [W/m²/s]	Rampen Zeit [s]	MPPT Wirkungsgrad
2	10	70	82,08%
2	20	35	71,92%
2	50	14	55,88%
2	100	7	55,02%
Durchschnittlicher Wert			66,23%
Gesamt Wirkungsgrad			72,73%

Tabelle 1: Ergebnis der Messung des dynamischen MPPT Wirkungsgrades mit strombasiertem MPP Trackers

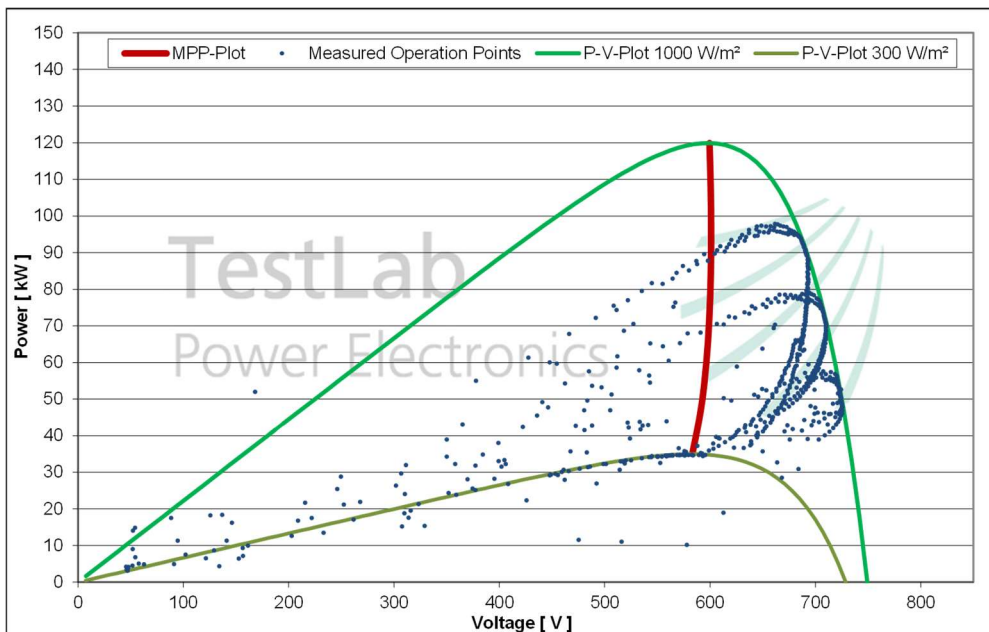


Abbildung 14: Gemessene Arbeitspunkte während dem dynamischen MPPT Test

Nach der Installation des spannungsbasierten MPP Tracking Algorithmus waren die Ergebnisse des dynamischen MPP Trackings schon deutlich verbessert, wie in Tabelle 2 zu sehen. Allerdings sind diese Werte weiterhin deutlich unter den Werten, welche von typischen PV-Wechselrichtern erreicht werden, diese liegen im Bereich größer 99%.

In Abbildung 15 ist das Verhalten der Eingangsspannung des DC/DC-Stellers verglichen mit der MPP-Spannung während einem verkürzten Test der Sequenz B3 nach EN 50530 zu sehen, sowie in Abbildung 16 der Vergleich der zur Verfügung stehenden Leistung mit der abgenommenen Leistung. In Abbildung 17 sind alle gemessenen Arbeitspunkte während der Messung dargestellt: auch dort sind immer noch teilweise große Abweichungen der Arbeitspunkte vom MPP zu erkennen.

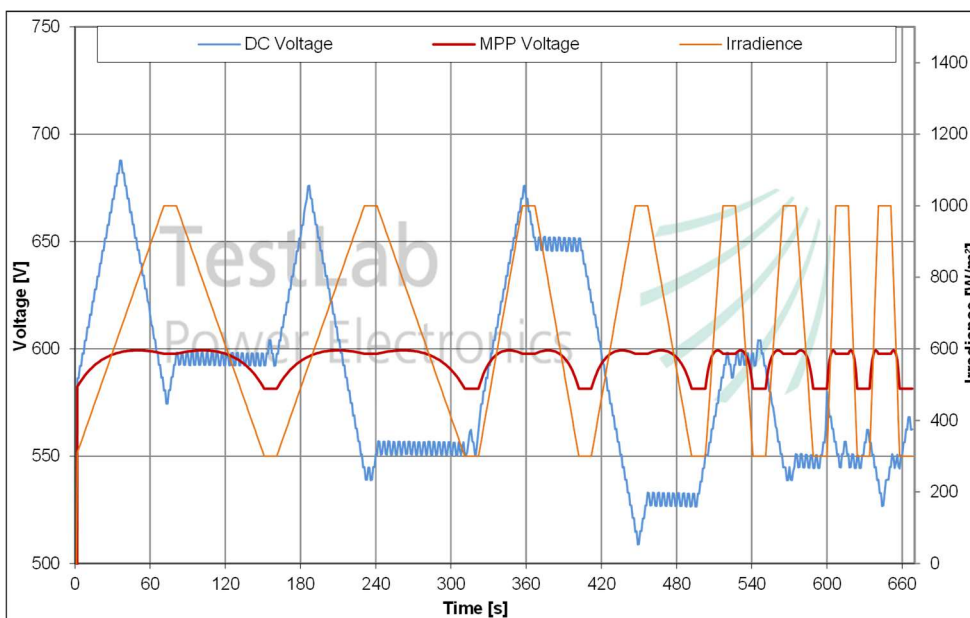


Abbildung 15: Verhalten der Eingangsspannung mit Spannungsbasiertem MPP Tracker ohne Optimierung.

Dynamischer MPPT für Test verkürzte Sequenz B3 nach EN 50530			
Wiederholungen	(30% <-> 100% P _{dcn})		
	Slope [W/m ² /s]	Rampen Zeit [s]	MPPT Wirkungsgrad
2	10	70	97,96%
2	20	35	87,27%
2	50	14	96,25%
2	100	7	96,82%
Durchschnittlicher Wert			94,57%
Gesamt Wirkungsgrad			94,63%

Tabelle 2: MPP Tracking Wirkungsgrade mit spannungsbasiertem MPP Tracking Algorithmus ohne Optimierung.

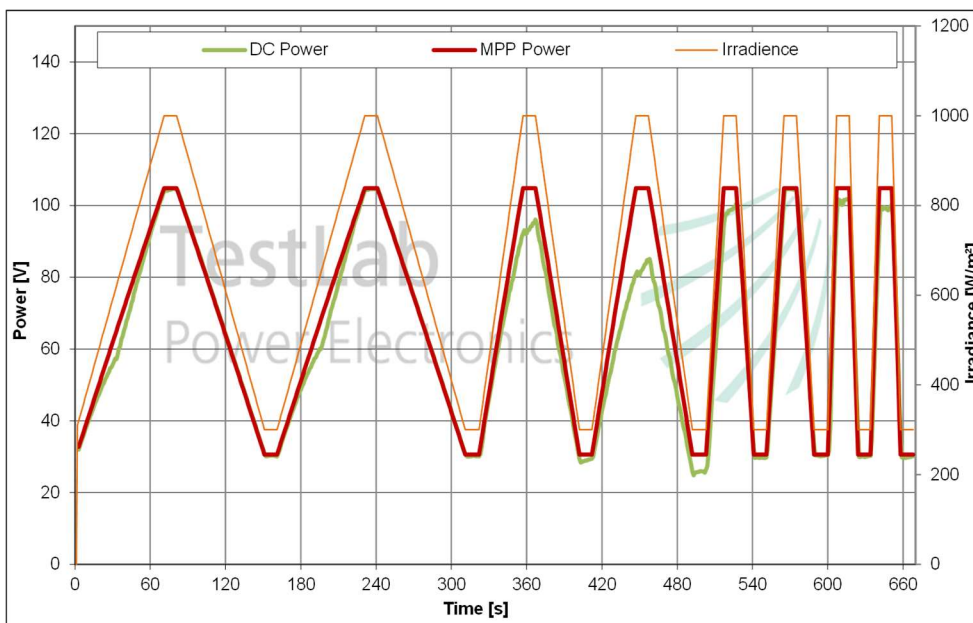


Abbildung 16: Darstellung der abgenommenen Leistung des DC/DC-Stellers mit spannungsbasiertem MPP Tracker ohne Optimierung.

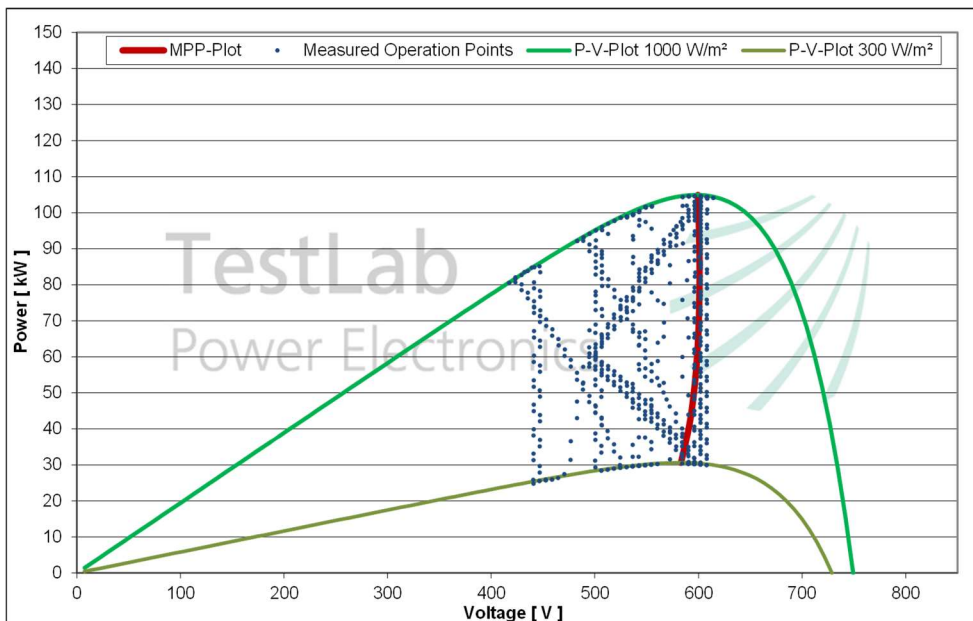


Abbildung 17: Gemessene Arbeitspunkte während dem dynamischen MPP-Tracking Test ohne Optimierung

Durch die Optimierung der Parameter des MPPT-Algorithmus konnte dieses Verhalten noch einmal deutlich verbessert werden. Dabei wurden die Parameter der Spannungsschrittweite und der Schrittdauer angepasst. Wie in Tabelle 3 zu erkennen, konnte dadurch eine deutliche Verbesserung der Werte des dynamischen MPPT Wirkungsgrades erreicht werden.

In Abbildung 18 ist zu erkennen, dass der MPP Tracker der sich ändernden MPP Spannung bei langsamen Änderungen der Einstrahlung sehr gut folgt, bei schnellen Änderungen sind teilweise Trackingschritte in die falsche Richtung zu erkennen. Dies tritt vor allem bei steigender Einstrahlung und Leistung auf; dies ist dadurch zu erklären, dass der MPPT-Algorithmus bei steigender Leistung keine Kontrollschritte in die entgegengesetzte Richtung macht. Durch dieses Verhalten kann es bei schnell steigender Einstrahlung und dadurch schnell steigender Leistung trotz Schritten weg vom MPP zu einer höheren Leistung kommen. Da keine Zwischenschritte zu Kontrolle gemacht werden, fällt dies nicht auf.

Allerdings ist auch zu erkennen, dass, sobald sich die Leistung stabilisiert, der MPPT-Algorithmus sehr schnell zurück zu MPP findet und sich somit auch bei schnellen Änderungen gute MPPT-Wirkungsgrade ergeben.

In Abbildung 22 ist zu erkennen, dass fast während dem gesamten Test die abgenommenen Leistung nahezu identisch der zur Verfügung stehenden Leistung ist.

Auch in Abbildung 20 ist zu erkennen, dass die gemessenen Arbeitspunkte zu einem Großteil sehr nah am MPP liegen.

Dynamischer MPPT für Test verkürzte Sequenz B3 nach EN 50530			
Wiederholungen	(30% <-> 100% P _{dcn})		
	Slope [W/m ² /s]	Rampen Zeit [s]	MPPT Wirkungsgrad
2	10	70	99,48%
2	20	35	99,39%
2	50	14	98,90%
2	100	7	98,82%
Durchschnittlicher Wert			99,15%
Gesamt Wirkungsgrad			99,24%

Tabelle 3: Dynamischer MPPT Wirkungsgrad nach der Optimierung.

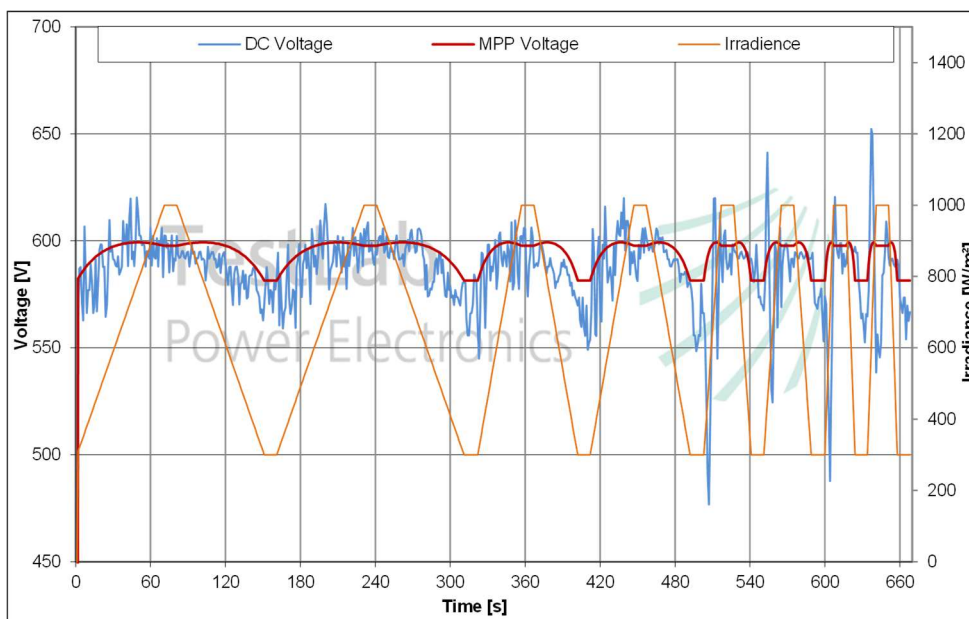


Abbildung 18: Verhalten der Eingangsspannung des DC/DC-Stellers und Verlauf der MPP Spannung

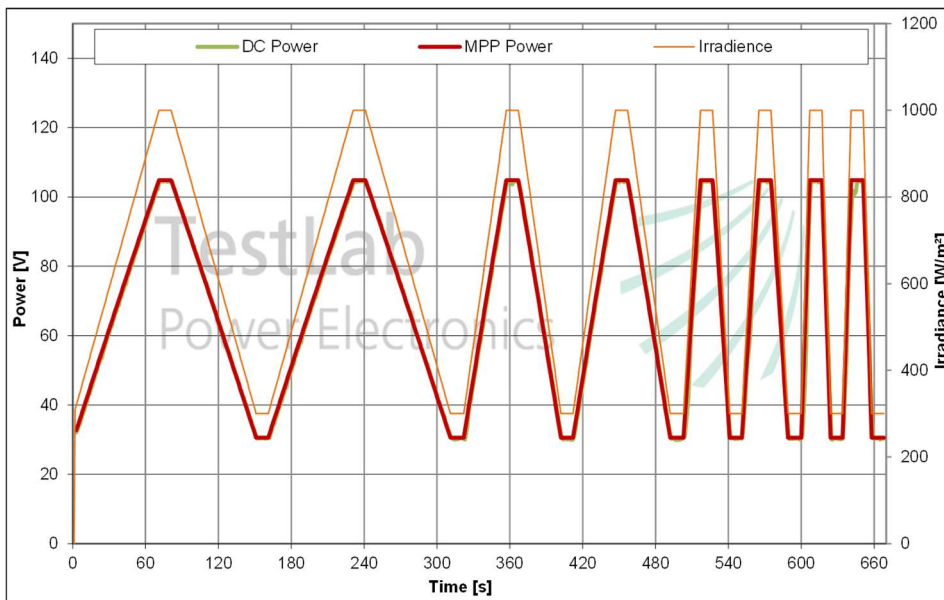


Abbildung 19: Darstellung der zur Verfügung stehenden und Abgenommenen Leistung während dem dynamischen MPP-Tracking Test.

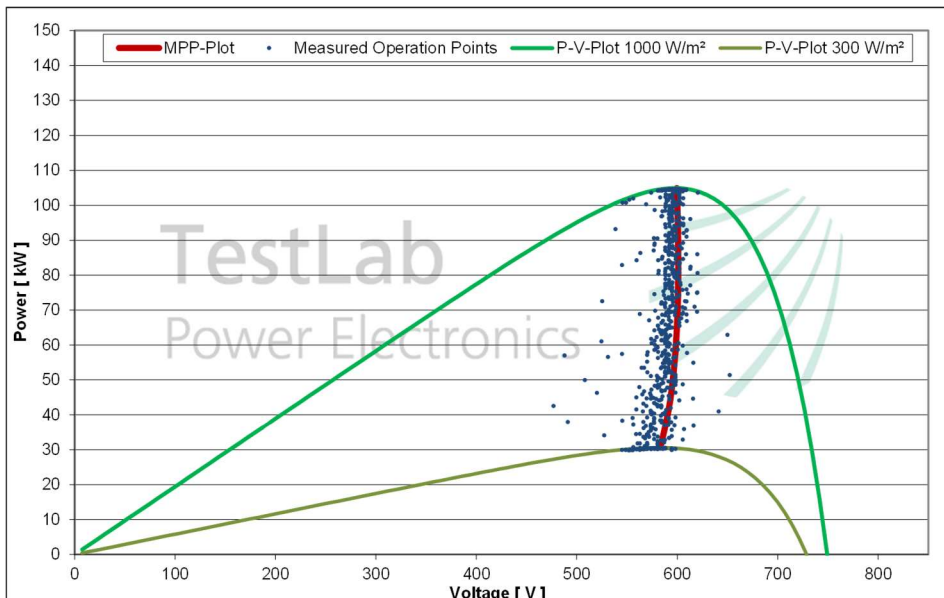


Abbildung 20: Darstellung der Arbeitspunkte während dem Dynamischen MPPT Test.

Des Weiteren wurde das Verhalten des DC/DC-Stellers bei Sonnenaufgang und Sonnenuntergang getestet. Hierfür wurde der Steller in den Bereitschaftsmodus versetzt und anschließend die Einstrahlung des simulierten PV Generators von sehr geringen Werten von 2 W/m^2 auf 100 W/m^2 erhöht und anschließend wieder reduziert. Die Änderungsrate ist mit $0,1 \text{ W/m}^2/\text{s}$ sehr gering.

Der Steller muss während diesem Test selbständig starten und die vorhandene Energie abnehmen und danach wieder stoppen.

In Abbildung 21 ist der Verlauf der Eingangsspannung des DC/DC-Stellers dargestellt: dort ist zu erkennen, dass dieser bereits direkt am Beginn der Messung startet und Energie abnimmt, ab einer Einstrahlung von ca. 35 W/m^2 erreicht der Steller dann den MPP und nimmt somit die den größten Teil der zur Verfügung stehenden Leistung ab.

Bei Sonnenuntergang folgt der Steller ebenfalls bis zu einer Einstrahlung von ca. 35 W/m^2 der MPP-Spannung sehr genau, bleibt aber bis zum Ende des Tests aktiv und nimmt weiterhin Leistung ab.

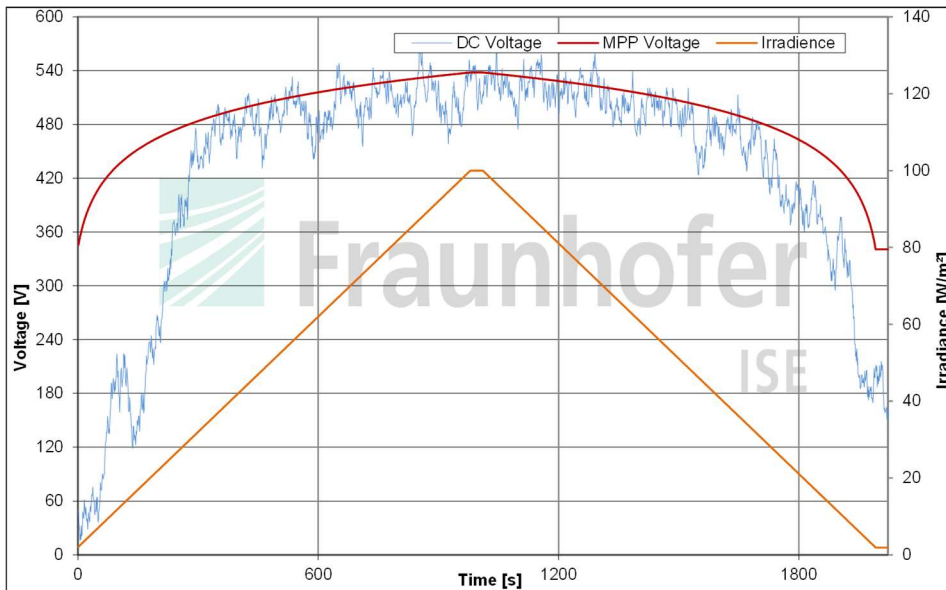


Abbildung 21: Verlauf der Eingangsspannung des DC/DC-Stellers und der MPP-Spannung.

Dieses Verhalten bei sehr geringen Leistungen kann durch die Möglichkeit des Stellers erklärt werden, dass dieser bereits bei sehr geringen Spannungen ab 30 V arbeiten kann.

In Abbildung 22 ist zu erkennen, dass der DC/DC-Steller nahezu über die gesamte Testdauer den größten Teil der zur Verfügung stehenden Energie abnimmt.

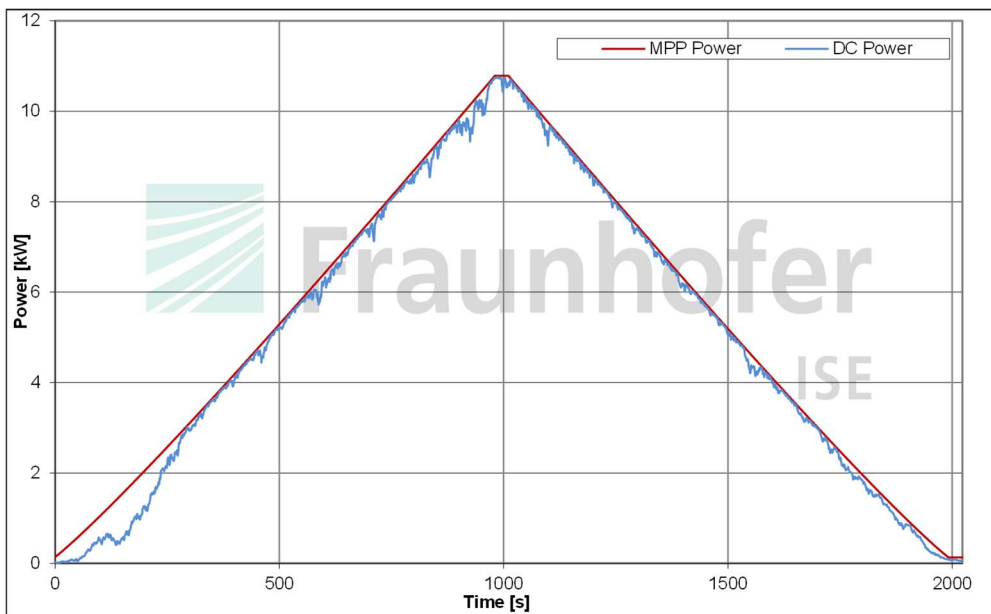


Abbildung 22: Darstellung der zur Verfügung stehenden und Abgenommenen Leistung während dem Test des Verhaltens bei Sonnenauf- und Sonnenuntergang.

3.1.2.3 Statischer Gesamtwirkungsgrad des DC/DC-Stellers

Mit dieser Messung wurde der Gesamtwirkungsgrad des verwendeten DC/DC-Stellers vermessen; hierfür werden sowohl die Eingangs- als auch die Ausgangsleistung gemessen. Des Weiteren wird die Leistungsaufnahme der Hilfsversorgung gemessen und berücksichtigt. Außerdem wird die zur Verfügung stehende PV-Leistung berücksichtigt um einen statischen MPPT Wirkungsgrad zu bestimmen.

Um diesen Wirkungsgrad über den gesamten Betriebsbereich des Stellers zu erfassen, wurden in diesem Arbeitspunkte festgelegt, bei welchen der Wirkungsgrad vermessen wird (siehe Abbildung 6 und Abbildung 8). Diese Arbeitspunkte wurden nach einander eingestellt: nachdem der neue Arbeitspunkt erreicht war, gab jeweils eine Wartezeit von 2 Minuten dem Steller Zeit, sich auf den neuen Arbeitspunkt einzuschwingen; dies gilt sowohl thermisch als auch für den MPP Tracker. Anschließend wurden die gemessenen Leistungen für 3 Minuten integriert und nach den Formeln 1 bis 4 die entsprechenden Wirkungsgrade berechnet.

Des Weiteren wurden soweit möglich die gewichteten Wirkungsgrade nach EU (Formel 5) und CEC (Formel 6) Richtlinie berechnet, dies ermöglicht später eine gute Vergleichbarkeit mit auf dem Markt befindlichen PV-Wechselrichtern.

Übertragungswirkungsgrad:

$$\eta_{conv} = \frac{W_{AC}}{W_{DC}} * 100\% = \frac{\int^{180s} P_{AC}(t)dt}{\int^{180s} P_{DC}(t)dt} * 100\% \quad 1$$

Übertragungswirkungsgrad unter Berücksichtigung der Hilfsversorgung:

$$\eta_{incl.Supply} = \frac{W_{AC}}{W_{DC} + W_{Supply}} * 100\% = \frac{\int^{180s} P_{AC}(t)dt}{\int^{180s} P_{DC}(t)dt + \int^{180s} P_{Supply}(t)dt} * 100\% \quad 2$$

Statischer MPPT-Wirkungsgrad:

$$\eta_{MPPT,static} = \frac{W_{DC}}{W_{MPP}} * 100\% = \frac{\int^{180s} P_{DC}(t)dt}{\int^{180s} P_{MPP}(t)dt} * 100\% \quad 3$$

Statischer Gesamtwirkungsgrad:

$$\eta_t = \frac{W_{AC}}{W_{MPP} + W_{Supply}} * 100\% = \eta_{MPPT,static} * \eta_{incl.Supply} \quad 4$$

Gewichteter Wirkungsgrad nach EU und CEC:

$$\eta_{EU} = 0.03 * \eta_{5\%} + 0.06 * \eta_{10\%} + 0.13 * \eta_{20\%} + 0.1 * \eta_{30\%} + 0.48 * \eta_{50\%} + 0.2 * \eta_{100\%} \quad 5$$

$$\eta_{CEC} = 0.04 * \eta_{10\%} + 0.05 * \eta_{20\%} + 0.12 * \eta_{30\%} + 0.21 * \eta_{50\%} + 0.53 * \eta_{75\%} + 0.05 * \eta_{100\%} \quad 6$$

Wirkungsgrad mit Elektrolyseur-Kennlinie

Im ersten Schritt wurde der Wirkungsgrad im Zusammenspiel mit einer typischen Elektrolyseur-Kennlinie am Beginn seiner Lebenszeit (BOL, Begin of Life) vermessen, siehe in Abbildung 7.

Hierfür wurde in der im Labor vorhandenen DC-Senke diese Kennlinie implementiert; in Abbildung 23 sind alle gemessenen Arbeitspunkte während der Vermessung dargestellt, des Weiteren ist die vorgegebene Elektrolyseur-Kennlinie dargestellt. Daraus ist zu erkennen, dass diese von der DC-Senke sehr gut nachgebildet wird.

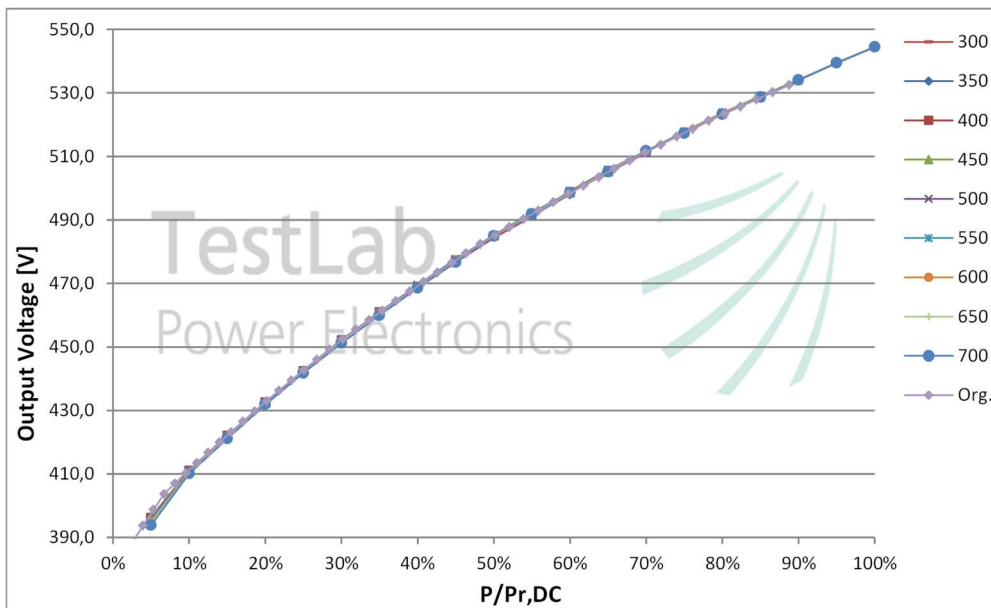


Abbildung 23: Ausgangseitige Arbeitspunkte während der Vermessung des Wirkungsgrades mit Elektrolyseur-Kennlinie.

In Tabelle 4 sind die Werte der gemessenen Übertragungswirkungsgrade gegeben, in Abbildung 24 sind diese ebenfalls für jede verwendete Eingangsspannung über der Leistung dargestellt. Dabei ist deutlich das unterschiedliche Verhalten bei niedrigen Eingangsspannungen (300 V, 350 V, 400 V und 450 V) zu erkennen. Dies ist dadurch begründet, dass der Steller bei diesen Arbeitspunkten im Boost-Betrieb arbeitet, also die Eingangsspannung niedriger der Ausgangsspannung ist. Des Weiteren fällt bei den Eingangsspannungen von 500 V und 550 V auf, dass es gewisse Ausreißer mit niedrigeren Werten gibt. Daher wurden diese Messpunkte später noch genauer analysiert. In Abbildung 25 ist der Verlauf des Wirkungsgrades über den gesmaten Eingangsarbeitsbereich als Heatmap dargestellt.

P/P _{r,DC}	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%	
U _{out}	396	411	422	432	442	452	461	469	477	485	492	499	505	512	518	523	529	534	539	544	
MPP Spannung																					
300	97,96	98,03	98,00	97,93	97,81	97,70	97,58	97,45	97,32	97,19	97,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
350	98,22	98,32	98,33	98,27	98,20	98,11	98,02	97,93	97,83	97,75	97,64	97,55	-	-	-	-	-	-	-	-	
400	98,05	98,54	98,54	98,51	98,46	98,40	98,33	98,26	98,19	98,13	98,04	97,98	97,93	97,86	-	-	-	-	-	-	
450	98,14	98,43	98,46	98,47	98,60	98,46	98,57	98,50	98,45	98,40	98,32	98,28	98,24	98,19	98,13	-	-	-	-	-	
500	98,13	98,32	98,46	98,53	98,56	98,58	98,58	98,55	98,40	98,03	98,13	98,51	98,49	98,46	98,40	98,35	98,29	-	-	-	
550	98,05	98,25	98,36	98,44	98,48	98,51	98,52	98,51	98,52	98,52	98,51	98,50	98,50	98,49	98,46	98,08	97,83	97,77	-	-	
600	97,84	98,14	98,26	98,35	98,41	98,43	98,46	98,45	98,46	98,46	98,45	98,45	98,45	98,44	98,44	98,42	98,40	98,39	98,38	98,37	
650	97,66	98,03	98,18	98,25	98,32	98,36	98,38	98,38	98,39	98,39	98,38	98,38	98,39	98,38	98,38	98,35	98,34	98,33	98,32	98,31	
700	97,34	97,97	98,09	98,18	98,23	98,29	98,32	98,31	98,32	98,34	98,32	98,32	98,32	98,32	98,32	98,31	98,30	98,28	98,27	98,26	98,25

Tabelle 4: Messergebnisse für den Übertragungswirkungsgrad für jeden Vermessenen Arbeitspunkt unter Verwendung einer Elektrolyseurs Kennlinie am Ausgang.

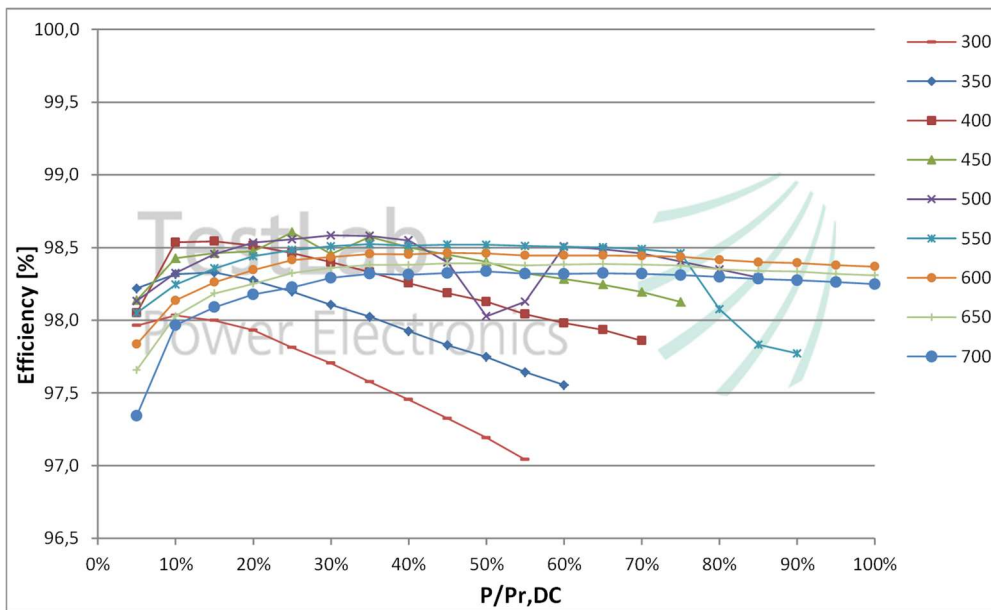


Abbildung 24: Darstellung aller gemessenen Wirkungsgrade über der Eingangsleistung unter Verwendung einer Elektrolyseur-Kennlinie am Ausgang.

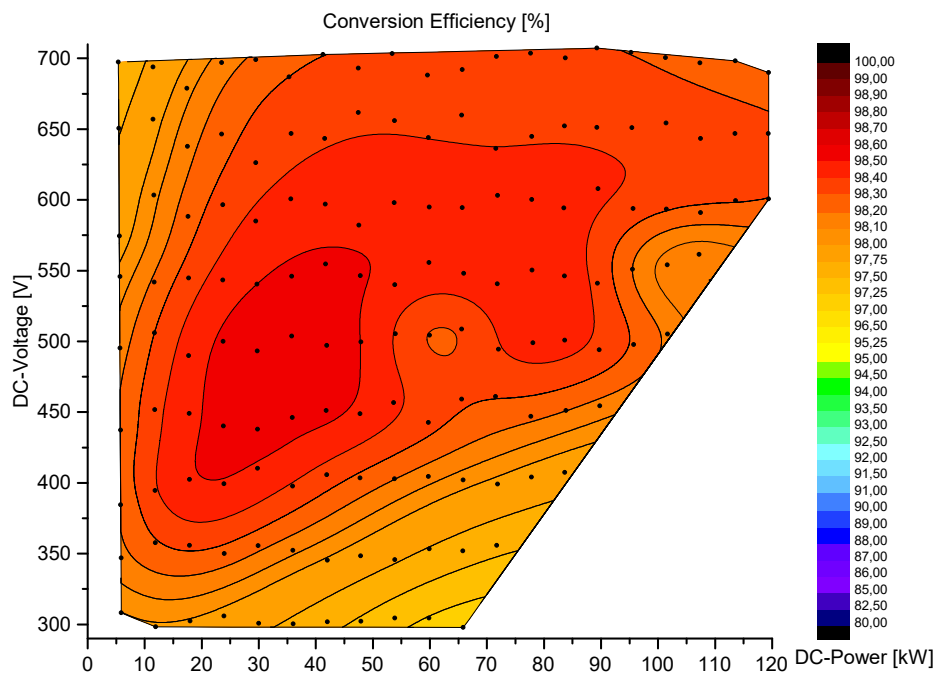


Abbildung 25: Heatmap des Übertragungswirkungsgrades im gesamten Eingangsarbeitsbereich unter Verwendung einer Elektrolyseur-Kennlinie am Ausgang.

In Tabelle 5 sind die maximalen Wirkungsgrade und – wo eine Berechnung aufgrund des eingeschränkten Arbeitsbereiches möglich – auch die gewichteten Wirkungsgrade für jede Eingangsspannung gegeben. In Abbildung 26 sind diese Werte auch über der Eingangsspannung dargestellt.

MPP Spannung	η_{\max}	η_{EU}	η_{CEC}
[V]	[%]	[%]	[%]
300	98,03	-	-
350	98,33	-	-
400	98,54	-	-
450	98,60	-	-
500	98,58	-	-
550	98,52	-	-
600	98,46	98,39	98,42
650	98,39	98,31	98,35
700	98,34	98,24	98,29

Tabelle 5: Maximaler und gewichtete Übertragungswirkungsgrade für jede gemessene Eingangsspannung unter Verwendung einer Elektrolyseur-Kennlinie am Ausgang.

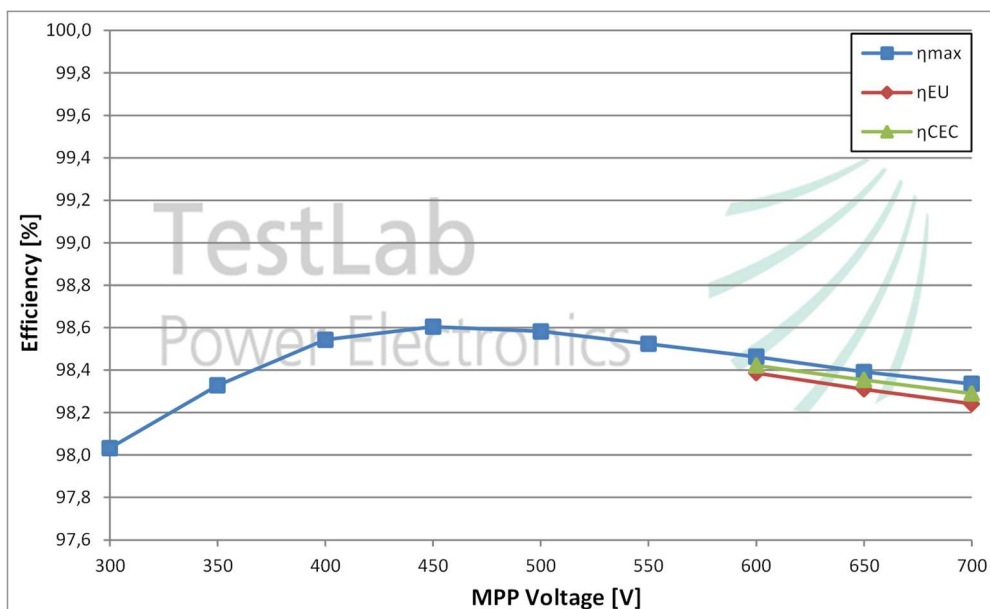


Abbildung 26: Darstellung des maximalen und der gewichteten Wirkungsgrade über der MPP-Spannung unter Verwendung einer Elektrolyseurs Kennlinie am Ausgang.

Zur genaueren Untersuchung der in Abbildung 24 zu erkennenden Ausreißer wurden die Wirkungsgradwerte zusätzlich über dem Verhältnis von Eingangs- zu Ausgangsspannung dargestellt (Abbildung 27). Hier ist deutlich zu erkennen, dass dieser Abfall des Wirkungsgrades bei einem Verhältnis von ungefähr 1 auftritt, also bei einer Ausgangsspannung ungefähr gleich der Eingangsspannung.

In Abbildung 28 ist dies zusätzlich als Heatmap dargestellt.

Bei weiteren Untersuchungen wurde festgestellt, dass dies durch eine Instabilität der Regelung des DC/DC-Stellers verursacht wurde, welche in Abbildung 29 dargestellt ist.

Es wird vermutet dass diese Instabilität durch das Umschalten des Stellers vom Buck- in den Boost-Betrieb bzw. umgekehrt verursacht wird, also von der Betriebsart mit kleinerer Eingangs- als Ausgangsspannung zu der Betriebsart mit einer größeren Eingangsspannung.

Diese Instabilität konnte weder durch Optimierung der Reglerparameter behoben werden noch mit Hilfe des Supports des Herstellers.

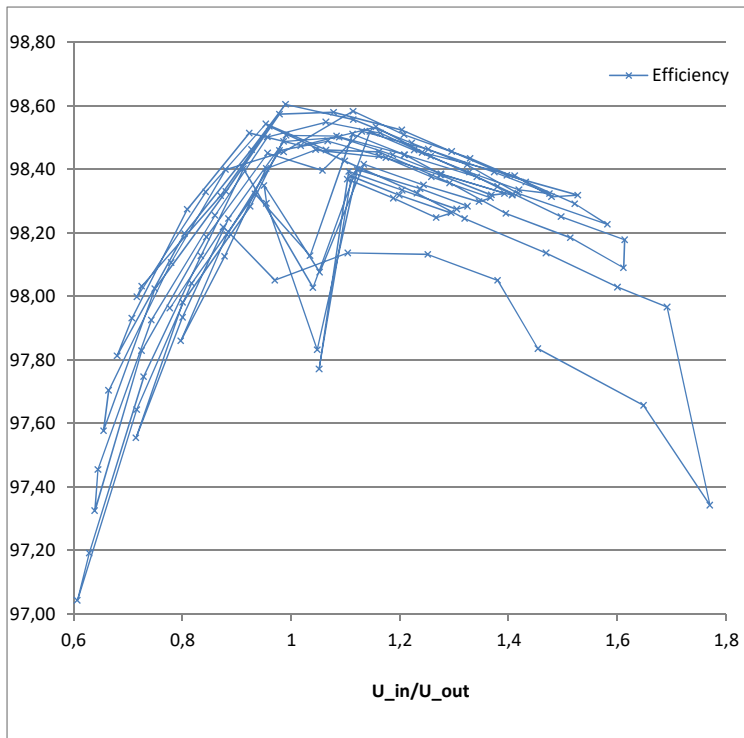


Abbildung 27: Gemessene Wirkungsgrade dargestellt über dem Verhältnis von Eingangs- zu Ausgangsspannung.

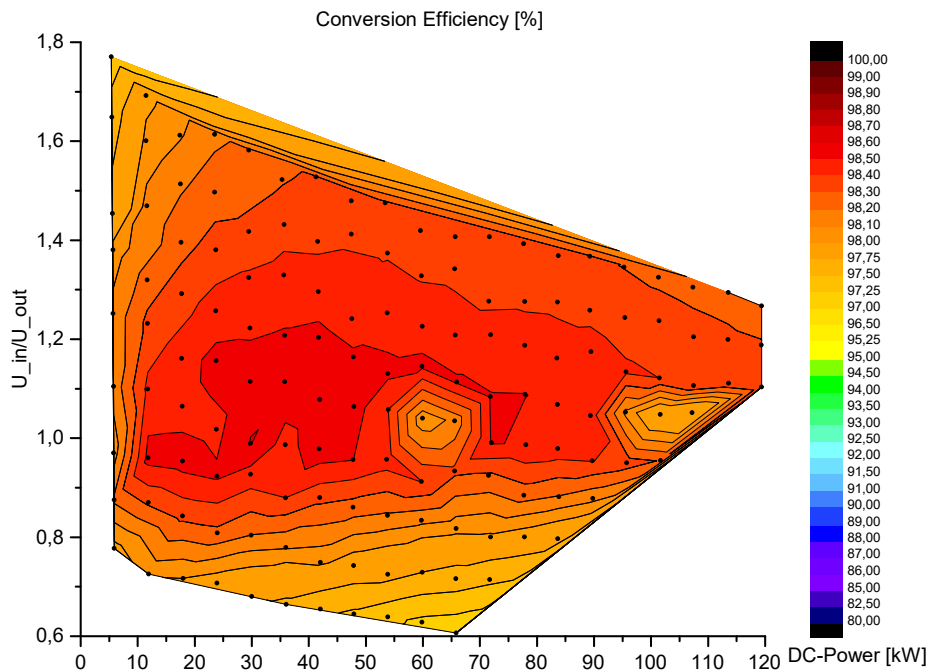


Abbildung 28: Heatmap der Übertragungswirkungsgrade dargestellt über dem Verhlnis von Eingangs- zu Ausgangsspannung.

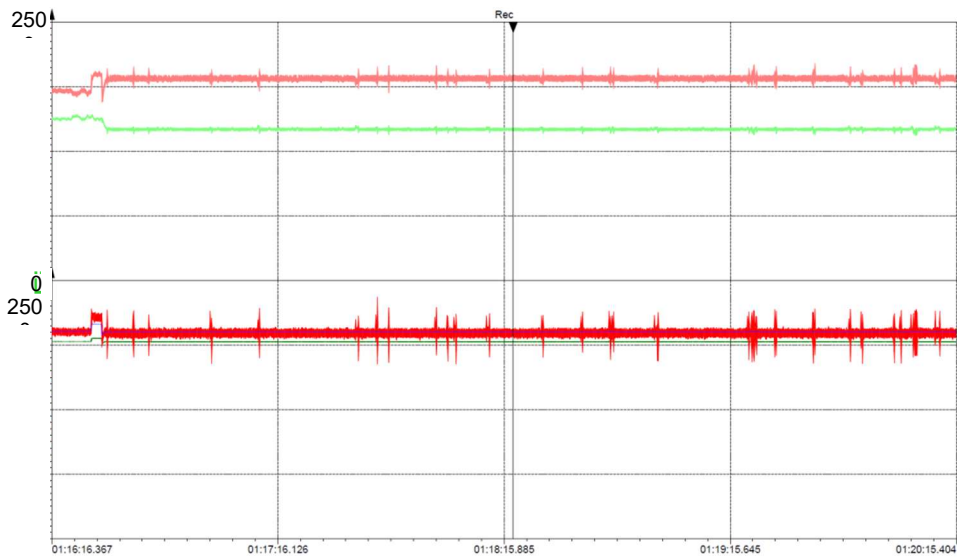


Abbildung 29: Instabilität bei Eingangsspannung ungefähr gleich Ausgangsspannung

In Abbildung 30 ist die Leistungsaufnahme der Hilfsversorgung für jeden gemessenen Arbeitspunkt dargestellt. Unter Berücksichtigung dieser ergeben sich die in Tabelle 6 gegebenen Wirkungsgrade, diese sind auch in Abbildung 31 für die einzelnen Eingangsspannungen über der Leistung dargestellt und in Abbildung 32 als Heatmap über dem gesamten Arbeitsbereich. In Tabelle 7 sind die maximalen und gewichteten Wirkungsgrade gegeben, diese sind auch in Abbildung 33 dargestellt.

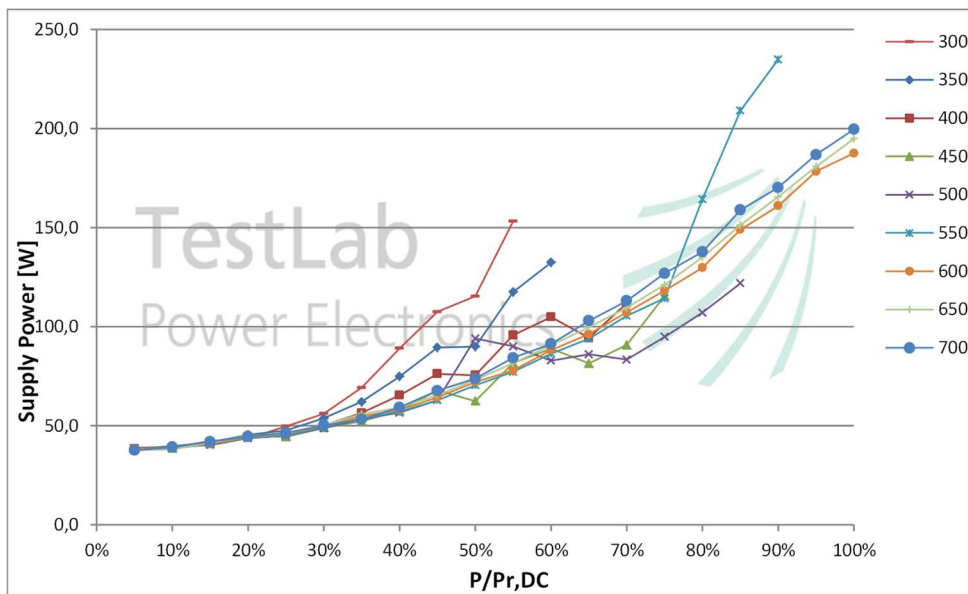


Abbildung 30: Leistungsaufnahme der Hilfsversorgung für jeden vermessenen Arbeitspunkt.

P/P _{r,DC}	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%	
MPP Spannung																					
300	97,32	97,71	97,77	97,76	97,65	97,57	97,42	97,28	97,13	97,01	96,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
350	97,58	97,99	98,10	98,09	98,04	97,96	97,88	97,78	97,66	97,60	97,46	97,38	-	-	-	-	-	-	-	-	
400	97,39	98,21	98,32	98,33	98,31	98,26	98,20	98,12	98,04	98,01	97,90	97,84	97,82	97,73	-	-	-	-	-	-	
450	97,48	98,10	98,23	98,29	98,46	98,32	98,45	98,39	98,32	98,31	98,20	98,16	98,14	98,09	98,01	-	-	-	-	-	
500	97,47	98,00	98,24	98,35	98,41	98,45	98,45	98,43	98,29	97,88	97,99	98,39	98,39	98,36	98,30	98,24	98,18	-	-	-	
550	97,39	97,92	98,13	98,26	98,33	98,37	98,40	98,40	98,40	98,40	98,39	98,39	98,38	98,37	98,34	97,91	97,63	97,56	-	-	
600	97,17	97,81	98,03	98,16	98,26	98,30	98,33	98,33	98,35	98,34	98,33	98,32	98,32	98,32	98,31	98,28	98,25	98,25	98,22	98,21	
650	96,98	97,70	97,95	98,06	98,17	98,22	98,25	98,26	98,27	98,27	98,25	98,26	98,26	98,25	98,24	98,21	98,19	98,18	98,16	98,15	
700	96,66	97,64	97,85	97,99	98,07	98,15	98,20	98,19	98,20	98,22	98,20	98,19	98,19	98,19	98,17	98,16	98,13	98,12	98,10	98,09	

Tabelle 6: Messwerte des Übertragungswirkungsgrad unter Berücksichtigung der Hilfsversorgung.

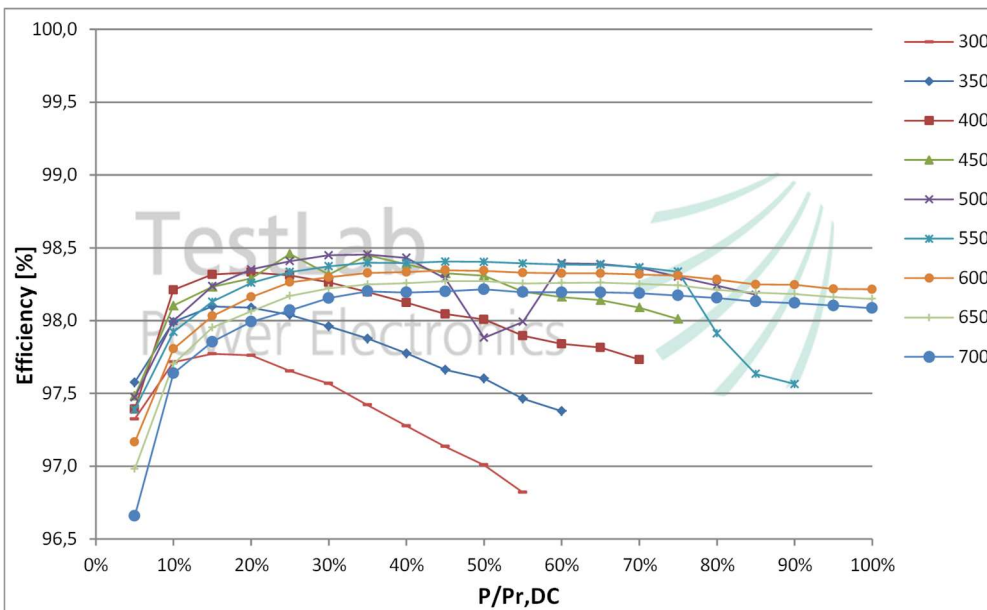


Abbildung 31: Darstellung der Wirkungsgrade incl. Hilfsversorgung für die unterschiedlichen Eingangsspannungen über der Eingangsleistung

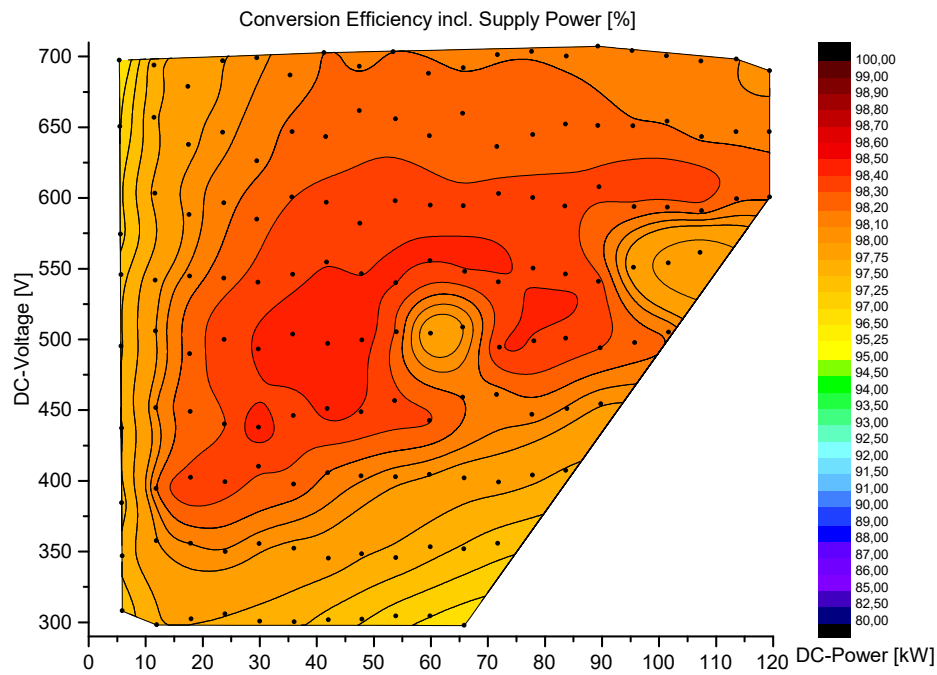


Abbildung 32: Heatmap der Wirkungsgrade unter Berücksichtigung der Hilfsversorgung.

MPP Spannung	η_{\max}	η_{EU}	η_{CEC}
[V]	[%]	[%]	[%]
300	97,77	-	-
350	98,10	-	-
400	98,33	-	-
450	98,46	-	-
500	98,45	-	-
550	98,40	-	-
600	98,35	98,22	98,28
650	98,27	98,14	98,21
700	98,22	98,07	98,14

Tabelle 7: Maximaler und gewichtete Wirkungsgrade unter Berücksichtigung der Hilfsversorgung

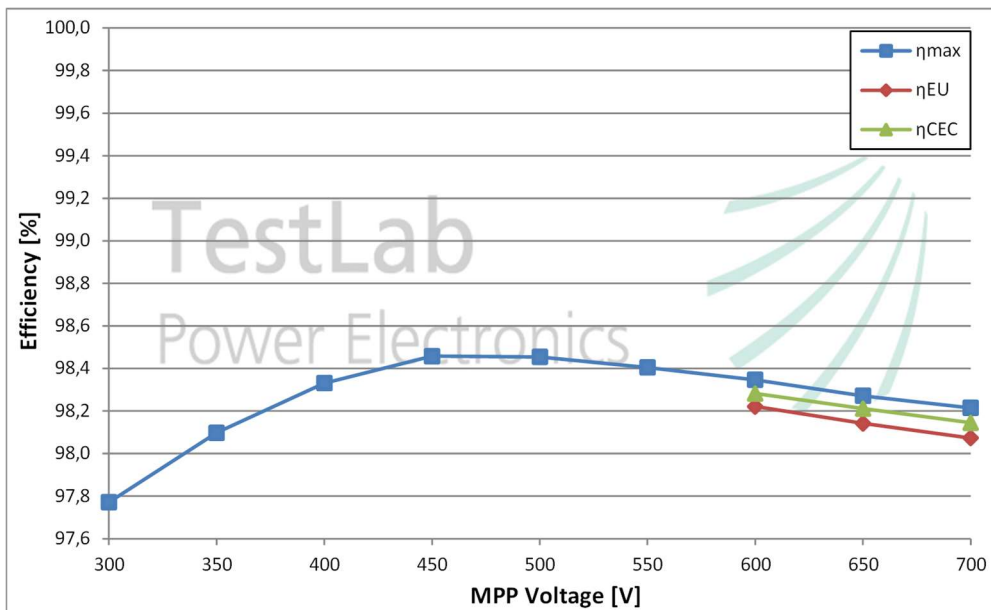


Abbildung 33: Darstellung des maximalen und der gewichteten Wirkungsgrade unter Berücksichtigung der Hilfsversorgung.

In Tabelle 8 sind die Ergebnisse des MPP Tracking Wirkungsgrades gegeben. Diese sind auch in Abbildung 34 dargestellt für die einzelnen Eingangsspannungsniveaus über der Eingangsleistung. In Abbildung 35 sind die MPPT Wirkungsgrade als Heatmap über den gesamten Betriebsbereich dargestellt.

Dabei fällt auf, dass der MPPT Wirkungsgrad mit steigendem Strom also hoher Leistung und niedriger Spannung zunimmt, des Weiteren sind auch hier die Instabilitäten bei Eingangsspannung ungefähr gleich Ausgangsspannung durch reduzierte Werte zu erkennen.

In Tabelle 9 sind die maximalen und gewichteten MPPT Wirkungsgrade für die unterschiedlichen MPP Spannungen gegeben, diese sind in Abbildung 36 auch über der MPP Spannung dargestellt.

P/P _{r,DC}	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
MPP Spannung																				
300	99,52	99,58	99,70	99,67	99,68	99,67	99,66	99,73	99,75	99,76	99,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-
350	99,42	99,64	99,66	99,71	99,66	99,71	99,66	99,71	99,74	99,72	99,72	99,75	-	-	-	-	-	-	-	-
400	99,36	99,63	99,63	99,66	99,61	99,67	99,62	99,67	99,69	99,71	99,71	99,74	99,75	99,74	-	-	-	-	-	-
450	99,02	99,57	99,48	99,30	99,34	99,37	99,59	99,66	99,67	99,69	99,72	99,71	99,74	99,73	99,75	-	-	-	-	-
500	99,25	99,56	99,68	99,63	99,54	99,62	99,55	99,60	99,50	99,57	99,42	99,62	99,71	99,73	99,73	99,75	99,75	-	-	-
550	99,28	99,47	99,66	99,60	99,53	99,56	99,51	99,57	99,59	99,63	99,63	99,64	99,65	99,69	99,70	99,70	99,73	99,67	-	-
600	99,04	99,56	99,63	99,58	99,47	99,55	99,55	99,53	99,56	99,58	99,60	99,62	99,65	99,67	99,68	99,69	99,70	99,70	99,71	99,71
650	98,99	99,28	99,48	99,56	99,44	99,50	99,43	99,48	99,53	99,54	99,54	99,55	99,58	99,64	99,66	99,67	99,67	99,68	99,70	99,70
700	98,78	99,38	99,57	99,54	99,38	99,43	99,38	99,44	99,48	99,50	99,52	99,54	99,58	99,61	99,60	99,64	99,64	99,65	99,66	99,67

Tabelle 8: Messwerte des MPPT Wirkungsgrades.

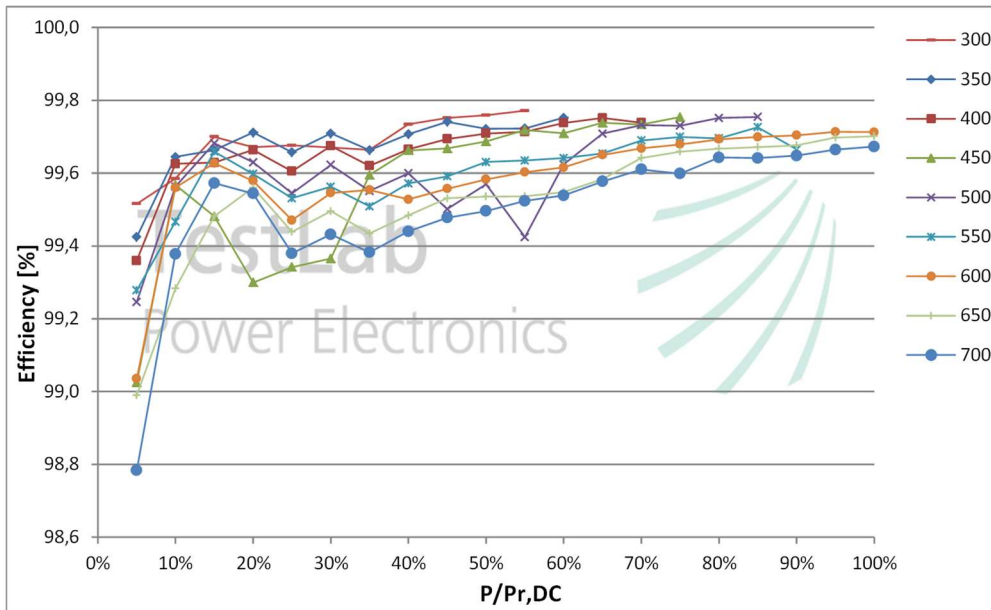


Abbildung 34: MPP Tracking Wirkungsgrade dargestellt über der Eingangsleistung für die unterschiedlichen Eingangsspannungen.

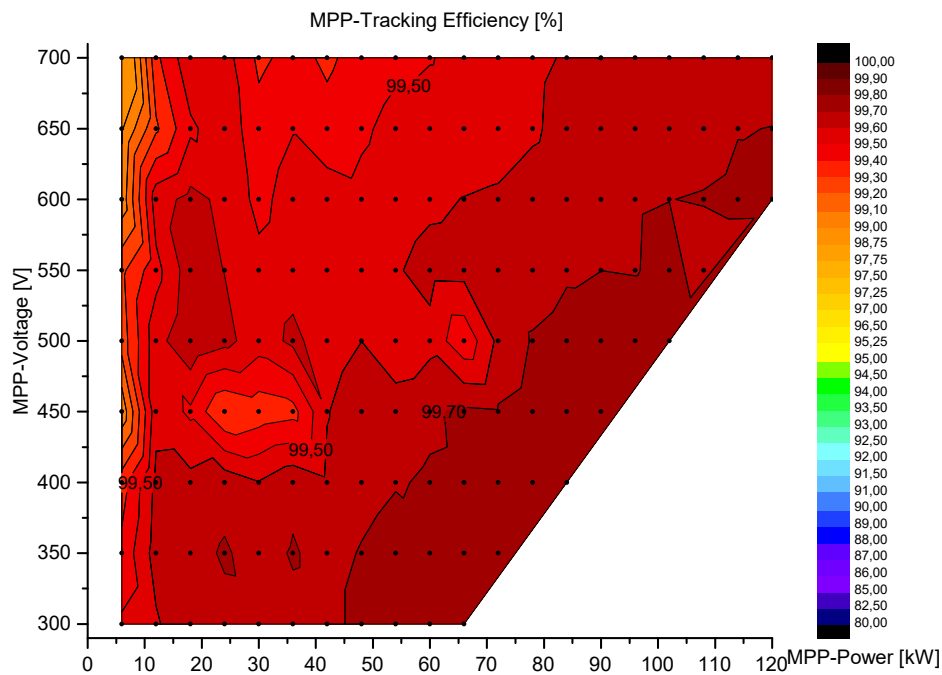


Abbildung 35: Heatmap der MPPT Wirkungsgrade im gesamten Betriebsbereich.

MPP Spannung	η_{\max}	η_{EU}	η_{CEC}
[V]	[%]	[%]	[%]
300	99,77	-	-
350	99,75	-	-
400	99,75	-	-
450	99,75	-	-
500	99,75	-	-
550	99,73	-	-
600	99,71	99,59	99,63
650	99,70	99,54	99,60
700	99,67	99,50	99,55

Tabelle 9: Maximaler und gewichtete MPPT Wirkungsgrade.

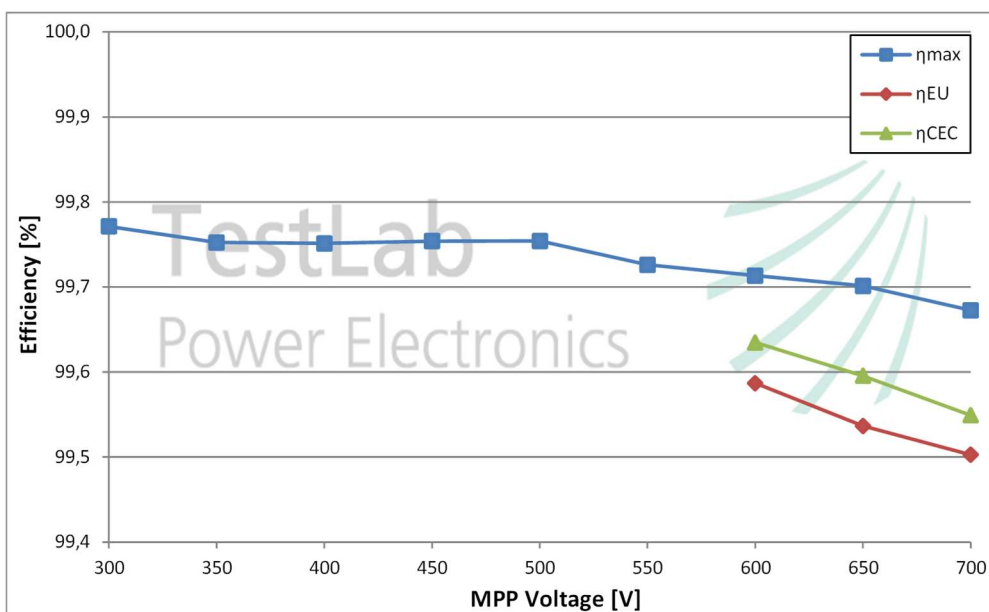


Abbildung 36: Darstellung der maximalen und gewichteten MPPT Wirkungsgrade über der Eingangsspannung.

In der Tabelle 10 sind die Messwerte des Gesamtwirkungsgrades gegeben. Diese sind auch in Abbildung 37 dargestellt für die einzelnen Eingangsspannungsniveaus über der Leistung. In Abbildung 38 ist diese ebenfalls als Heatmap dargestellt.

In Tabelle 11 sind die maximalen und gewichteten Werte des Gesamtwirkungsgrades gegeben, der maximale Wert ist hier mit 98,1% relativ niedrig; heutige PV Wechselrichter erreichen hier Werte deutlich über 98,5%. Auch die Werte des gewichteten Gesamtwirkungsgrades sind verglichen mit heutigen Wechselrichtern eher niedrig; bei diesen werden hier Werte deutlich über 98% erreicht.

In Abbildung 39 sind die maximalen und gewichteten Gesamtwirkungsgrade über der MPP Spannung dargestellt.

P/P _{r,DC}	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
MPP Spannung																				
300	96,85	97,31	97,48	97,44	97,34	97,25	97,09	97,02	96,89	96,78	96,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
350	97,02	97,64	97,77	97,81	97,70	97,68	97,55	97,49	97,41	97,33	97,19	97,14	-	-	-	-	-	-	-	-
400	96,77	97,84	97,95	98,00	97,92	97,94	97,82	97,80	97,74	97,72	97,62	97,58	97,57	97,48	-	-	-	-	-	-
450	96,53	97,68	97,72	97,60	97,81	97,69	98,05	98,06	98,00	98,00	97,92	97,88	97,88	97,83	97,77	-	-	-	-	-
500	96,74	97,57	97,92	97,99	97,96	98,08	98,01	98,04	97,80	97,46	97,43	98,02	98,10	98,10	98,04	98,00	97,94	-	-	-
550	96,69	97,40	97,80	97,86	97,87	97,94	97,91	97,97	98,00	98,04	98,03	98,03	98,04	98,06	98,04	97,61	97,37	97,24	-	-
600	96,23	97,38	97,67	97,75	97,74	97,85	97,89	97,87	97,91	97,93	97,94	97,95	97,98	97,99	97,99	97,98	97,95	97,95	97,94	97,93
650	96,00	97,00	97,45	97,63	97,62	97,73	97,69	97,75	97,81	97,81	97,80	97,82	97,85	97,90	97,91	97,88	97,87	97,86	97,87	97,86
700	95,48	97,03	97,44	97,55	97,46	97,60	97,59	97,64	97,69	97,72	97,73	97,74	97,78	97,81	97,78	97,81	97,78	97,77	97,77	97,76

Tabelle 10: Messwerte des Gesamtwirkungsgrads

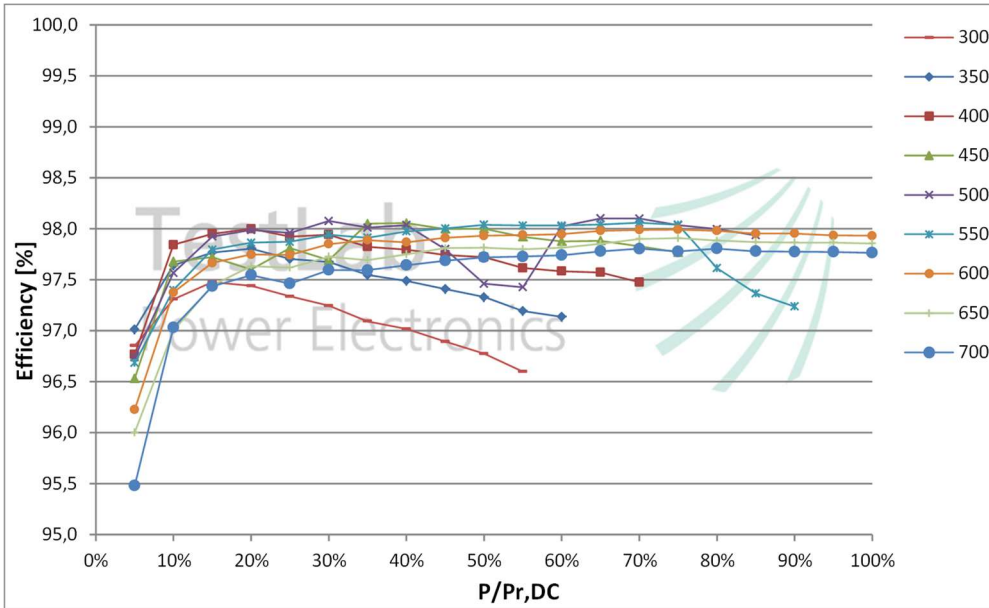


Abbildung 37: Gesamtwirkungsgrad für die einzelnen Eingangsspannungen dargestellt über der Leistung.

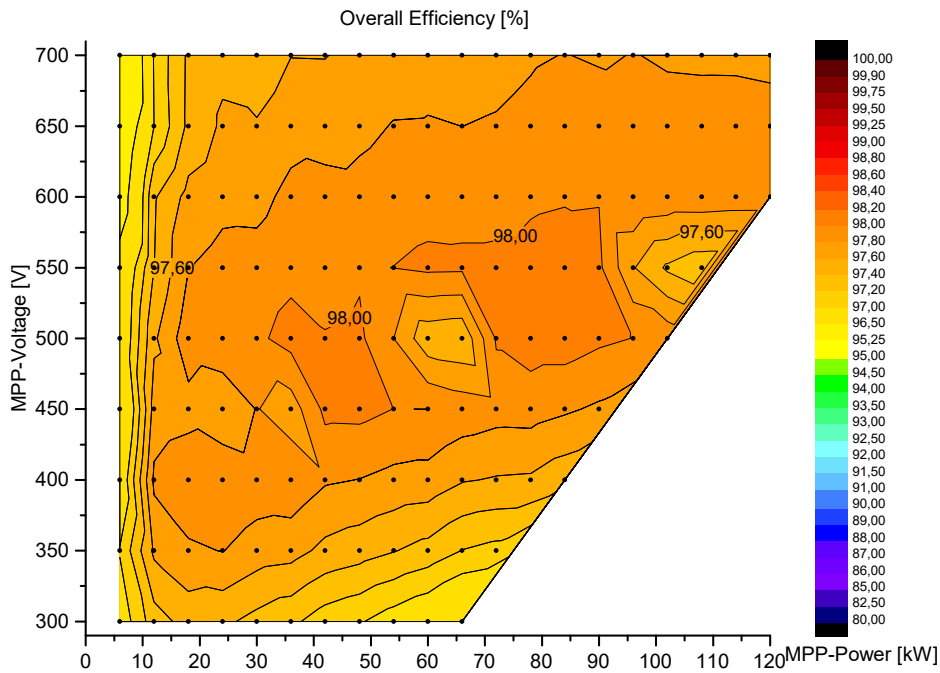


Abbildung 38: Heatmap des Gesamtwirkungsgrades im gesamten Betriebsbereich.

MPP Spannung	η_{\max}	η_{EU}	η_{CEC}
[V]	[%]	[%]	[%]
300	97,48	-	-
350	97,81	-	-
400	98,00	-	-
450	98,06	-	-
500	98,10	-	-
550	98,06	-	-
600	97,99	97,82	97,92
650	97,91	97,69	97,81
700	97,81	97,59	97,70

Tabelle 11: Maximale und gewichtete Werte des Gesamtwirkungsgrades für die einzelnen Eingangsspannungsniveaus

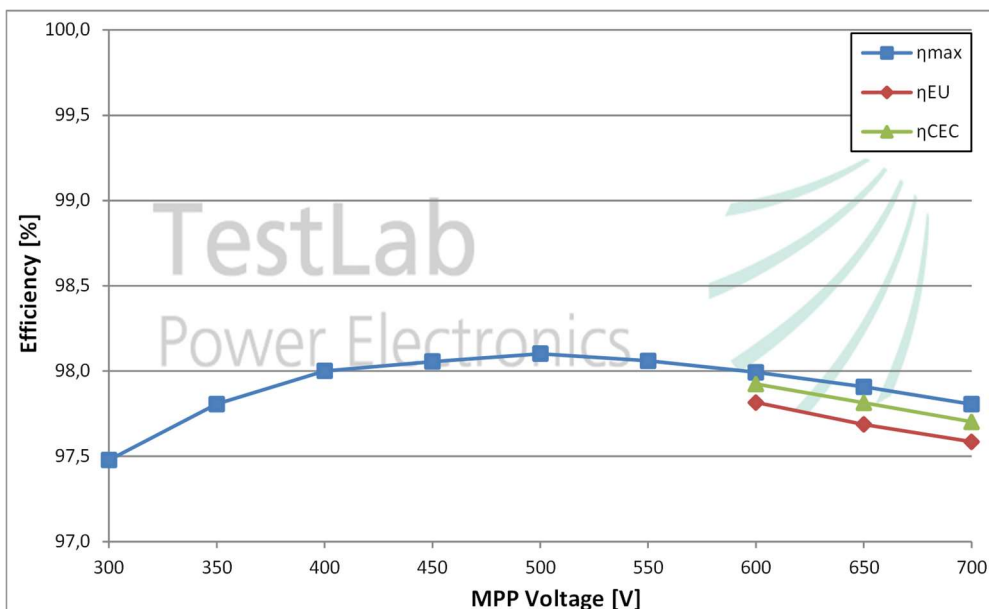


Abbildung 39: Maximale und gewichtete Gesamtwirkungsgrade dargestellt über der Spannung.

Wirkungsgrad bei fixen Ausgangsspannungen

Zur Erstellung eines Verlustmodells der DC/DC-Steller für die Verwendung in der Ertragsprognose für ein solares Wasserstoffkraftwerk wurde zusätzlich zu der Vermessung des Wirkungsgrades bei Betrieb an einem Elektrolyseur, dieser mit festen Ausgangsspannungswerten vermessen. Dabei wurde auf der Ausgangsseite der gesamte während dem Einsatz mit einem Elektrolyseur zu erwartende Spannungsbereich berücksichtigt.

Dies wurde aus dem Grund gemacht, dass im Betrieb in einem direkten solaren Wasserstoffkraftwerk neben dem Elektrolyseur noch zusätzliche variable Lasten durch die Hilfsaggregate bestehen. Um alle Lastfälle simulieren zu können, wird daher ein umfangreicheres Modell notwendig.

Dafür wurde die Wirkungsgradmessung bei vier verschiedenen fixen Ausgangsspannungen im gesamten bei dieser Spannung möglichen Eingangsarbeitsbereich durchgeführt.

Zusätzlich können diese Ergebnisse auch für eine spätere Optimierung des Master-Slave-Betriebs verwendet werden, um so die DC/DC-Steller immer im optimalen Arbeitspunkt zu betreiben.

In Tabelle 12 bis Tabelle 15 sind die Ergebnisse dieser Vermessungen dargestellt. Die Zwischenwerte des Übertragungswirkungsgrades mit und ohne Berücksichtigung der Hilfsversorgung sowie der MPPT Wirkungsgrad wurden dabei auch erfasst.

In Abbildung 40 bis Abbildung 43 sind die Gesamtwirkungsgrade für die unterschiedlichen MPP Spannungslevels über der Leistung dargestellt, zusätzlich sind diese Werte in Abbildung 44 bis Abbildung 47 auch als Heatmap dargestellt.

In diesen Darstellungen ist ebenfalls die Abnormität aufgrund der Instabilität bei gleichen Ein- und Ausgangsspannungen zu erkennen.

P/P _{r,DC}	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
MPP Spannung																				
300	97,73	97,83	97,89	97,60	97,57	97,49	97,39	97,51	97,43	97,27	97,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-
350	97,52	98,29	98,18	98,14	97,89	97,88	97,82	97,78	97,70	97,81	97,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-
400	97,99	98,13	98,09	98,14	97,90	97,97	97,96	97,84	97,82	97,77	97,71	-	-	-	-	-	-	-	-	-
450	97,86	98,11	98,01	98,07	98,10	97,91	97,89	97,84	97,78	97,70	97,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500	97,85	98,04	98,03	97,99	97,98	97,95	97,79	97,74	97,73	97,65	97,53	97,35	-	-	-	-	-	-	-	-
550	97,88	97,93	97,90	97,86	97,90	97,85	97,70	97,62	97,63	97,57	97,41	97,21	-	-	-	-	-	-	-	-
600	97,71	97,90	97,81	97,78	97,83	97,81	97,65	97,50	97,51	97,47	97,45	97,13	-	-	-	-	-	-	-	-
650	97,26	97,82	97,65	97,73	97,72	97,69	97,57	97,41	97,35	97,37	97,32	96,94	-	-	-	-	-	-	-	-
700	97,32	97,36	97,53	97,68	97,57	97,60	97,46	97,46	97,28	97,24	97,20	96,88	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle 12: Gesamtwirkungsgrade bei einer Ausgangsspannung von 350 V

P/P _{r,DC}	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
MPP Spannung																				
300	96,48	97,08	97,32	97,24	97,20	97,17	97,04	97,18	96,99	96,81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
350	96,85	97,48	97,60	97,62	97,59	97,62	97,54	97,51	97,53	97,43	97,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
400	96,99	97,75	97,84	97,93	97,86	97,88	97,83	97,82	97,78	97,74	97,80	97,71	97,63	-	-	-	-	-	-	-
450	96,97	97,91	97,96	98,00	96,87	97,49	98,14	98,09	97,07	98,02	98,12	96,37	97,98	97,41	97,91	-	-	-	-	-
500	96,72	97,84	98,06	98,05	98,07	98,11	98,05	98,04	98,04	98,00	97,94	98,02	97,97	97,97	97,92	-	-	-	-	-
550	97,02	97,76	97,90	97,92	98,05	98,08	97,92	97,95	97,97	97,94	97,88	97,85	97,82	97,89	97,83	-	-	-	-	-
600	96,93	97,37	97,85	97,88	97,93	97,96	97,99	97,84	97,83	97,81	97,80	97,77	97,73	97,68	97,73	-	-	-	-	-
650	96,72	97,38	97,80	97,90	97,84	97,89	97,91	97,74	97,69	97,76	97,69	97,61	97,61	97,59	97,53	-	-	-	-	-
700	96,17	97,26	97,76	97,78	97,76	97,81	97,85	97,68	97,66	97,62	97,56	97,58	97,53	97,48	97,44	-	-	-	-	-

Tabelle 13: Gesamtwirkungsgrade bei einer Ausgangsspannung von 450 V

P/P _{r,DC}	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
MPP Spannung																				
300	94,57	96,65	96,93	96,99	96,93	96,83	96,82	96,72	96,61	96,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
350	96,16	97,07	97,32	97,21	97,31	97,31	97,28	97,23	97,18	97,22	97,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
400	95,99	97,34	97,52	97,68	97,57	97,63	97,64	97,59	97,50	97,48	97,86	97,41	97,34	-	-	-	-	-	-	-
450	96,40	97,53	97,78	97,93	97,96	97,88	97,86	97,87	97,78	97,82	97,87	97,78	97,71	97,67	97,59	-	-	-	-	-
500	96,75	97,73	97,91	97,91	98,11	98,02	98,03	98,06	98,04	98,03	98,06	98,02	97,95	97,96	97,97	97,90	97,85	-	-	-
550	96,27	97,70	97,98	98,07	98,18	98,27	98,33	98,14	98,19	98,22	98,16	98,16	98,15	98,17	98,10	98,05	98,07	97,21	-	-
600	96,58	97,66	97,99	97,84	98,16	98,24	98,13	98,12	98,18	98,19	98,20	98,18	98,15	98,18	98,14	98,10	98,08	98,05	-	-
650	96,40	97,56	97,84	97,75	98,13	98,13	97,97	98,05	98,08	98,12	98,11	98,13	98,07	98,10	98,07	98,04	98,01	97,96	-	-
700	96,28	97,28	97,92	97,58	97,95	98,11	98,00	97,96	98,00	98,02	98,09	98,03	98,02	98,05	98,00	97,95	97,92	97,93	-	-

Tabelle 14: Gesamtwirkungsgrade bei einer Ausgangsspannung von 550 V

P/P _{r,DC}	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
MPP Spannung																				
300	92,40	96,32	96,56	96,53	96,53	96,44	96,33	96,06	96,14	96,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
350	95,45	96,85	96,97	97,09	96,97	97,00	96,88	96,88	96,81	96,79	96,66	96,56	-	-	-	-	-	-	-	-
400	95,58	97,10	97,21	97,38	97,28	97,35	97,27	97,31	97,22	97,23	97,25	97,12	97,06	-	-	-	-	-	-	-
450	96,15	97,30	97,47	97,66	97,73	97,61	97,59	97,63	97,57	97,56	97,58	97,52	97,46	97,39	97,32	-	-	-	-	-
500	95,25	97,52	97,63	97,84	97,91	97,93	97,81	97,86	97,82	97,84	97,81	97,79	97,74	97,72	97,64	97,62	97,57	-	-	-
550	95,21	97,57	97,87	97,91	98,04	98,09	97,93	97,96	97,98	98,01	97,99	97,98	97,96	97,95	97,87	97,88	97,81	97,89	-	-
600	96,30	97,65	98,01	98,04	98,11	98,23	98,10	98,07	98,09	98,14	98,12	98,10	98,11	98,05	98,07	98,00	98,04	98,09	98,01	98,00
650	96,41	97,22	97,52	97,81	98,18	98,20	97,57	96,71	98,06	98,21	98,11	97,72	98,19	96,69	98,15	98,14	98,14	98,20	98,17	98,17
700	93,00	94,79	97,89	96,91	98,08	98,22	98,12	98,14	98,18	98,21	98,23	98,25	98,22	98,23	98,18	98,19	98,18	98,26	98,24	98,24

Tabelle 15: Gesamtwirkungsgrade bei einer Ausgangsspannung von 650 V

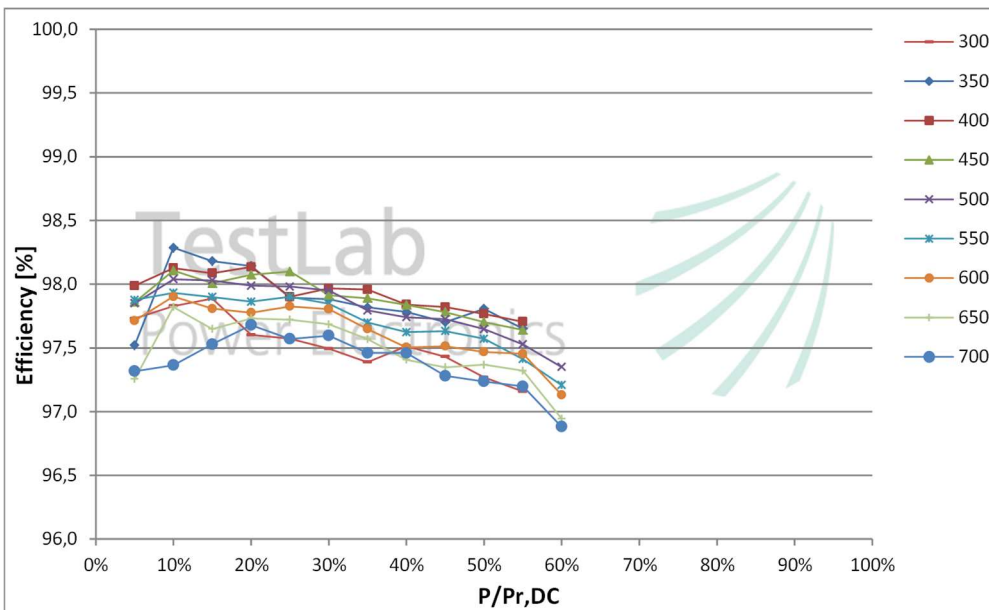


Abbildung 40: Gesamtwirkungsgrade für die verschiedenen Eingangsspannungsniveaus dargestellt über der Eingangsleistung bei einer Ausgangsspannung von 350 V

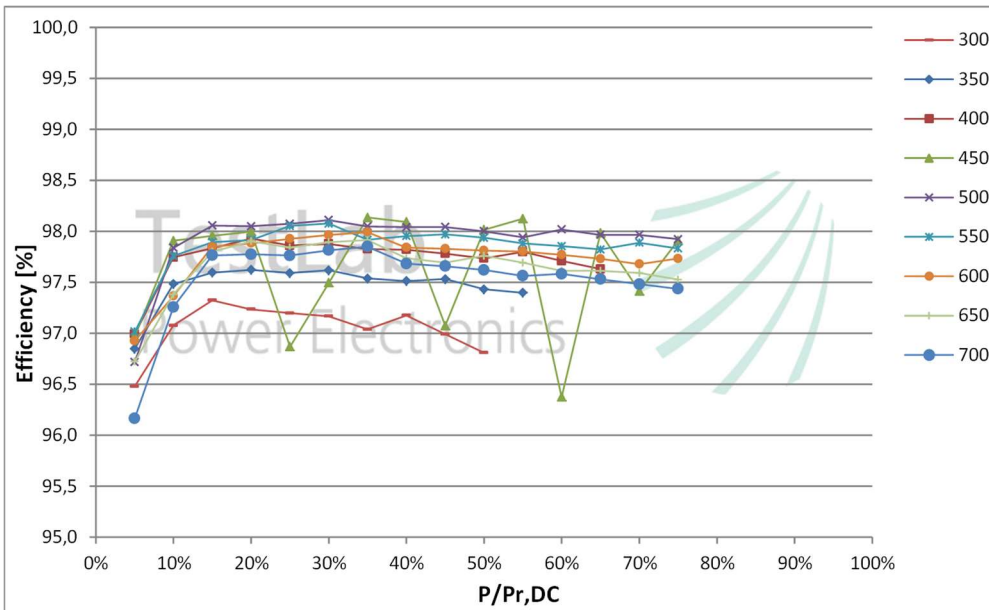


Abbildung 41: Gesamtwirkungsgrade für die verschiedenen Eingangsspannungsniveaus dargestellt über der Eingangsleistung bei einer Ausgangsspannung von 450 V

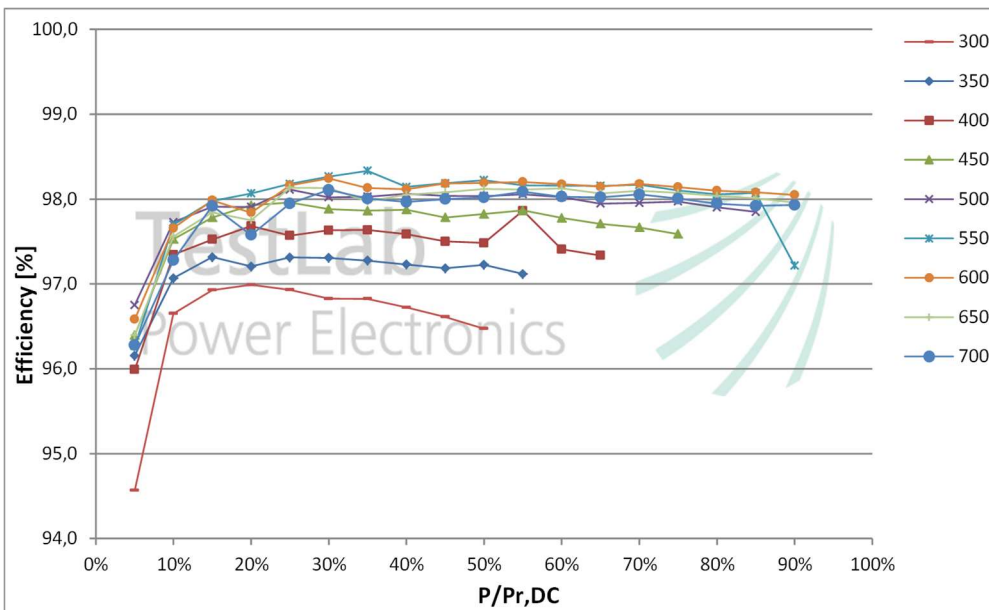


Abbildung 42: Gesamtwirkungsgrade für die verschiedenen Eingangsspannungsniveaus dargestellt über der Eingangsleistung bei einer Ausgangsspannung von 550 V

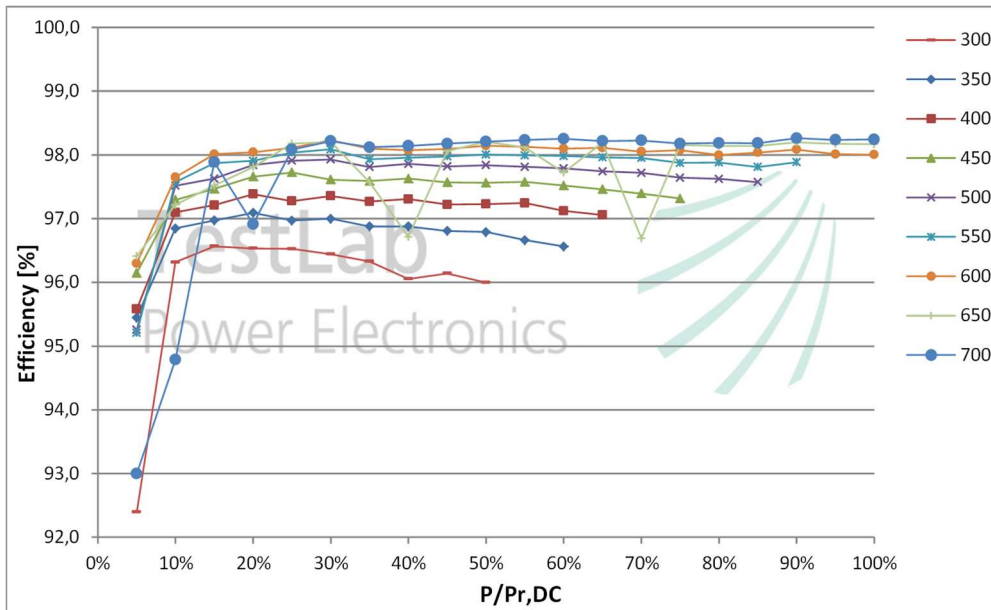


Abbildung 43: Gesamtwirkungsgrade für die verschiedenen Eingangsspannungsniveaus dargestellt über der Eingangsleistung bei einer Ausgangsspannung von 650 V

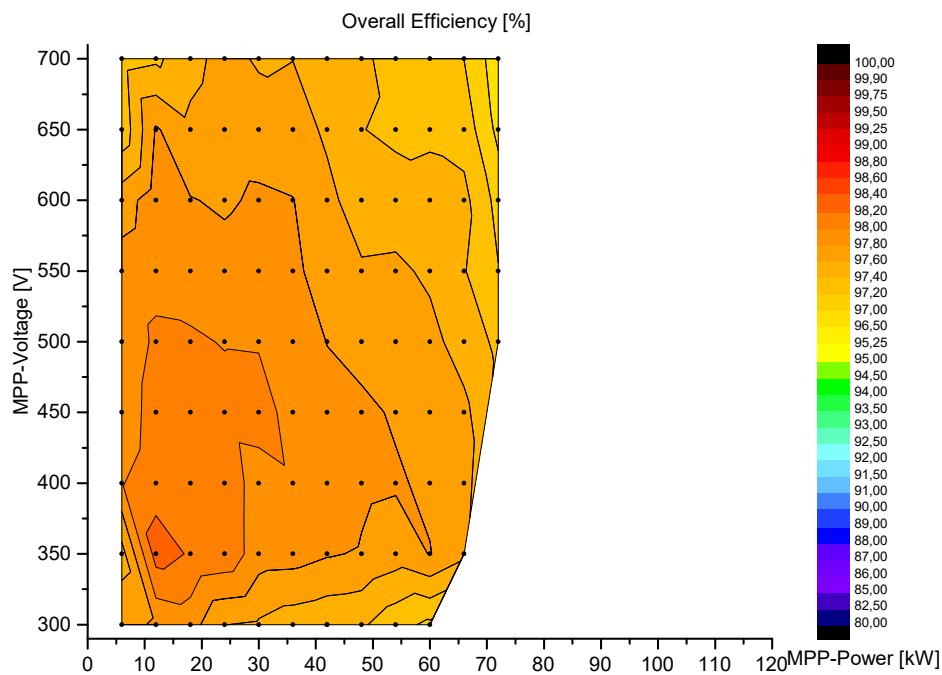


Abbildung 44: Heatmap des Gesamtwirkungsgrades im gesamten Betriebsbereich bei einer Ausgangsspannung von 350 V

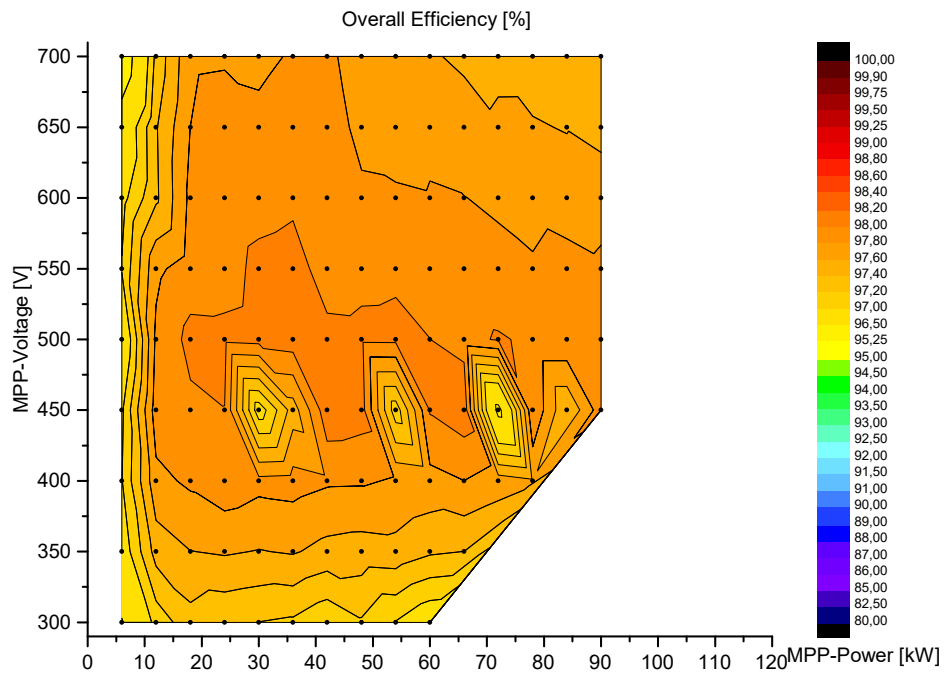


Abbildung 45: Heatmap des Gesamtwirkungsgrades im gesamten Betriebsbereich bei einer Ausgangsspannung von 450 V

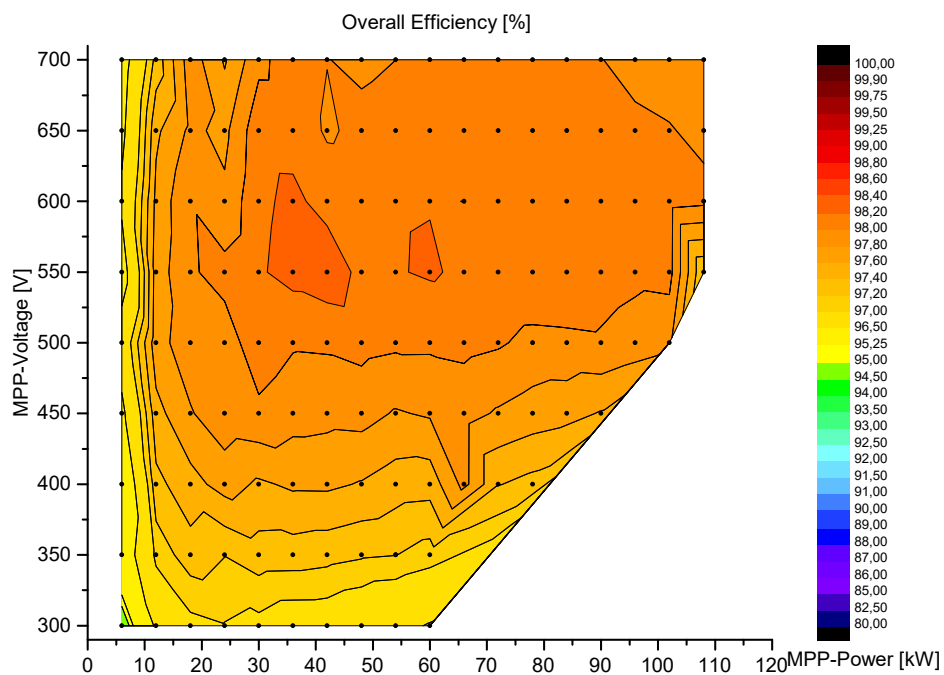


Abbildung 46: Heatmap des Gesamtwirkungsgrades im gesamten Betriebsbereich bei einer Ausgangsspannung von 550 V

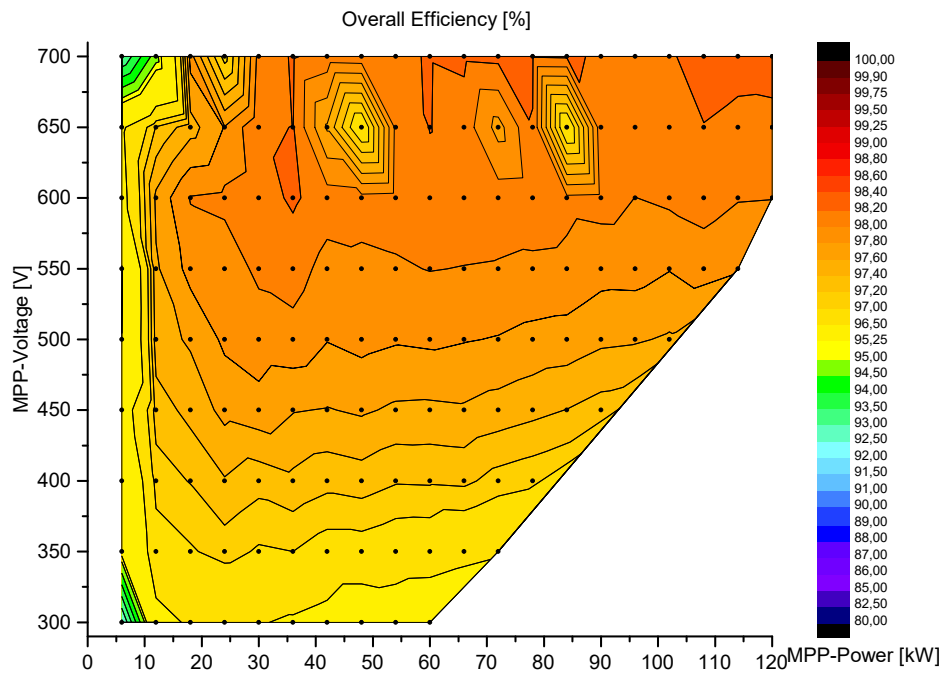


Abbildung 47: Heatmap des Gesamtwirkungsgrades im gesamten Betriebsbereich bei einer Ausgangsspannung von 650 V

3.1.3 Fazit, Bewertung der Messergebnisse, Gesamtwirkungsgrad und Modellerstellung

Folgende Auswertungen wurden auf Basis der in Kap. 3.1.3 gewonnenen Messdaten durchgeführt:

- Umwandlungswirkungsgrad
- Statischer und dynamischer Anpassungswirkungsgrad
- Qualität des Ausgangsstromes
- Eignung zur Parallelschaltbarkeit

Umwandlungswirkungsgrad:

Der Umwandlungswirkungsgrad des untersuchten DC/DC-Stellers ist vergleichbar mit typischen Netzwechselrichtern. Da in einem direkt DC-gekoppelten System die im klassischen AC-gekoppelten System erforderliche Gleichrichtung entfällt, bedeutete dies einen klaren Wirkungsgradvorteil. Allerdings wurden hierbei auch Instabilitäten in der Regelung des DC/DC-Stellers erkannt, welche im Bereich von Eingangs- gleich Ausgangsspannung zu einer deutlichen Verschlechterung des Umwandlungswirkungsgrades führen. In diesem Betriebsbereich würde man klassischerweise den höchsten Wirkungsgrad des DC/DC-Stellers erwarten. Es bleibt aber auch zu erwähnen, dass diese Instabilität typischerweise durch eine Anpassung der Software behoben werden kann.

Zusätzlich bleibt zu erwähnen, dass durch einen speziell für die Anwendung der Speisung eines Elektrolyseurs aus Photovoltaik entwickelten DC/DC-Steller noch eine deutliche Steigerung des Wirkungsgrades zu erwarten ist.

Statischer und dynamischer Anpassungswirkungsgrad

Der statische Anpassungswirkungsgrad ist nach einer deutlichen Verbesserung durch die Optimierung des MPPT-Algorithmus nun vergleichbar mit einem typischen PV-Wechselrichter. Er wird lediglich ebenfalls durch die Instabilität der Regelung bei Eingangs- gleich Ausgangsspannung negativ beeinflusst, was wie bereits erwähnt wohl durch eine reine Softwareanpassung behoben werden kann.

Der dynamische Anpassungswirkungsgrad konnte durch die Veränderung des Algorithmus von einem strom- zu einem spannungsbasierten Algorithmus extrem verbessert werden. Speziell wäh-

rend einer schnellen Erhöhung der Einstrahlung besteht weiterhin Verbesserungspotential, da es in diesen Fällen zu Fehlanpassungen kommt.

Qualität des Ausgangsstromes

Die Qualität des Ausgangsstromes des DC/DC-Stellers konnte nicht abschließend untersucht werden, da es nicht möglich war das dynamische Verhalten eines Elektrolyseurs im Labor nachzustellen. Allerdings wird davon ausgegangen, dass das dynamische Verhalten der im Labor verwendeten DC-Senke, welche zur Simulation des Elektrolyseurs verwendet wurde und welche als Spannungsquelle wirkt, sehr dem erwarteten Verhalten eines Elektrolyseurs ähnelt. Allerdings können die Auswirkungen auf die Lebensdauer des Elektrolyseurs speziell die Stromspitzen, welche durch die bereits vorgenannte Instabilität bei Eingangsgleich Ausgangsspannung nicht bewertet werden, da hierzu Langzeituntersuchungen fehlen.

Eignung zur Parallelschaltbarkeit

Es konnte gezeigt werden, dass die Geräte sowohl für die Parallelschaltung mit getrennten PV-Generatoren als auch im Master-Slave-Betrieb mit sowohl eingangs- als auch ausgangsseitiger Parallelschaltung geeignet sind. Allerdings konnte aufgrund von Zeitmangel das Verhalten des Master-Slave-Systems bei unterschiedlichen Eingangsleistungen nicht untersucht werden und somit der Wirkungsgradgewinn einer solchen Konfiguration nicht abschließend bewertet werden.

3.1.4 Modellierung DC/DC-Steller

Das Ergebnis der Vermessung der DC/DC-Steller in AP 1 ist eine Schar von Wirkungsgradkennlinien. Dabei wird der Gesamtwirkungsgrad in Abhängigkeit der Ein- und Ausgangsspannung der DC/DC-Steller angegeben.

Da die Modellierung der PtH₂-Anlagen in H₂ProSim in Abhängigkeit der el. Leistung, nicht jedoch in Abhängigkeit von Strom und Spannung erfolgt, ist eine direkte Übertragung der Ergebnisse aus der Vermessung der DC/DC-Steller in das Simulationsmodell nicht möglich. Aus diesem Grund wird eine Vereinfachung getroffen, die gleichzeitig eine hohe Genauigkeit sicherstellt. Das Vorgehen ist nachfolgend beschrieben.

Im ersten Schritt werden die Kurven des Gesamtwirkungsgrads in Abhängigkeit von Ein- und Ausgangsspannung übereinander gelegt. Daraus werden zwei Kennlinien abgeleitet, eine gibt den maximal erreichbaren Wirkungsgrad wieder, eine den minimalen. Beide Wirkungsgradkurven sind in Abbildung 48 in Abhängigkeit der Auslastung des DC/DC-Stellers dargestellt. Der Bereich zwischen beiden Kurven umfasst das gesamte Betriebsfeld der DC/DC-Steller in der Realität.

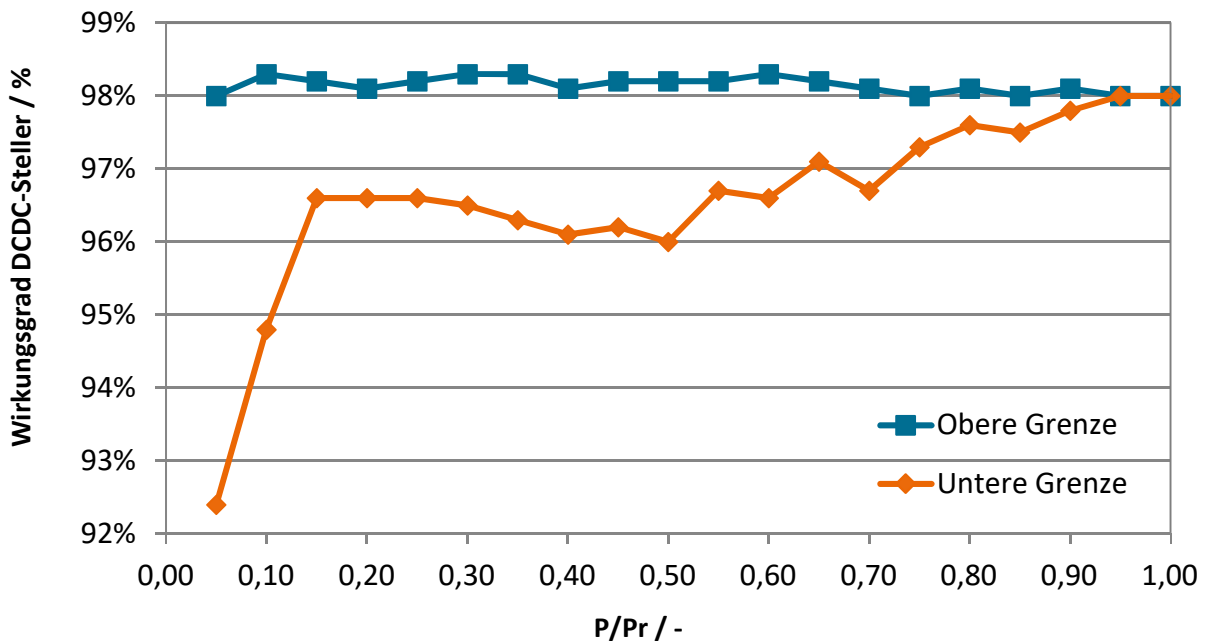


Abbildung 48: Wirkungsgradkennfeld des DC/DC-Stellers in der Simulation

Beide Wirkungsgradkennlinien wurden daraufhin in das Simulationsmodell implementiert und zwei identische Simulationen gestartet, welche sich lediglich im verwendeten DC/DC-Steller Wirkungsgrad unterschieden.

Im Ergebnis lässt sich feststellen, dass sich die Wasserstoffproduktion zwischen Verwendung des maximalen und des minimalen Wirkungsgradkennfelds nur um maximal 0,24 bis 0,47 % unterscheidet. Aus diesem Grund wurde für die finalen Ertragssimulationen (siehe Szenarien 6 und 7 in Kapitel 3.5.5) die Wirkungsgradkurve „Untere Grenze“ verwendet, die als konservative Abschätzung anzusehen ist. Zum Zeitpunkt der ersten Simulationen lagen die Ergebnisse aus AP 1 noch nicht vor, sodass für die DC/DC-Steller in den Szenarien 0 bis 5 ein fester Wirkungsgrad von 98,0 % angenommen wurde.

Zusätzlich berücksichtigt dieser Ansatz nicht, dass die DC/DC-Steller in Realität im Master/Slave-Betrieb eingesetzt werden. Hierdurch erhöht sich der Wirkungsgrad, insbesondere im Teillastbetrieb, noch weiter (vergleiche Kapitel 3.3.2).

Zusammengefasst führen die in diesem Abschnitt vorgenommenen Abschätzungen dazu, dass die reale Wasserstoffproduktion um mindestens 0,24 % oberhalb der errechneten Simulationsergebnisse liegen kann.

3.2 Versuche zur Degradation der Elektrolyse (AP 2)

Eine wichtige Information für eine direkt gekoppelte Elektrolyse-Anlage ist die Alterung und damit einerseits die Lebensdauer des Zellstapels bis zu einem Ersatz des Zellstapels, als auch die durch Alterung entstehende Verringerung des Wirkungsgrades und damit resultierend der Wasserstoff-Minderertrag durch Alterung.

Leider konnten die geplanten Messungen im Projekt nicht durchgeführt werden. Der folgende Abschnitt erläutert die geplanten Arbeiten ohne jedoch Ergebnisse präsentieren zu können.

3.2.1 Stand der Technik

Aktuell ist in der Wissenschaft kein einheitliches und allumfassendes Bild der Alterung vorhanden. Es gibt diverse Einzeluntersuchungen, die sich jedoch immer auf spezielle Fälle - und spezielle Materialien - beziehen und damit nur bedingt übertragbar sind.

Herstellerseitig sind Degradationsuntersuchungen teilweise bekannt und veröffentlicht, diese beziehen sich jedoch meist auf Laborbedingungen, Dauerbetrieb bei Nennlast und auf kleine Labor-Zellstapel oder -zellen. Zudem ist die aktuelle Stackgeneration in der MW-Klasse noch relativ neu, sodass keine Langzeitmessungen existieren.

Eine Vermessung eines Stacks in der MW-Klasse unter PV-ähnlichem Profil ist uns nicht bekannt.

3.2.2 Problemstellung / Ziele

Eine direkte Koppelung mit einer netzfernen PV-Anlage bringt einige spezielle Randbedingungen mit sich. Konkret sind dies:

- Als Effekt der direkten Kopplung ohne ausgleichende Effekte des Stromnetzes treten starke Leistungsschwankungen auf.
- Zudem fährt die Anlage in der direkten PV-Koppelung teilweise auch mehrere Tage in niedriger Teillast, was nach aktuellen Erkenntnissen ggf. auch schädlich für die Lebensdauer sein kann. Hierbei wird zwar der Wirkungsgrad des Stacks durch Ausdünnung der Membran erhöht, jedoch wird die cross permeation der Produktgase ebenfalls erhöht, was zu verstärkter Verunreinigung des Wasserstoff mit Sauerstoff führt. [1]
- Da aus Effizienzgründen die Elektrolyse und die Halle unbeheizt sein sollen (es wird lediglich eine Notheizung installiert), treten Temperaturschwankungen auf. Die Auswirkung auf das Degradationsverhalten ist nicht bekannt. Eine Umstrukturierung des Membranpolymers und eine damit einhergehende verringerte maximale Wasseraufnahme kann jedoch nicht ausgeschlossen werden. Dies würde die Leitfähigkeit der PEM verringern und somit den Wirkungsgrad reduzieren

Die Ziele des Arbeitspaketes sind daher:

- Die Alterungseinwirkungen des PV-Inselbetriebs auf den Zellstapel zu ermitteln
- Grobe Degradationsrate zur Ermittlung der Lebensdauer des Zellstapels als große Restwertkomponente ableiten und zur Ermittlung des Wirkungsgradverlusts über die Lebensdauer des Stacks verwenden
- Soweit möglich: Das Verständnis für die Degradation verbessern bzw. Risiken bei Wechselstrombetrieb kennenlernen

3.2.3 Festlegung Alterungsprofil

3.2.3.1 Randbedingungen, Annahmen und grundlegende Festlegungen für das Messprogramm

Für das Projekt konnte ein Zellstapel aus der M-Series der Firma Proton Onsite geleast werden. Daraus ergaben sich folgende Randbedingungen für die Messung:

- 1 Original-Zellstapel Proton Onsite M-Series
- Einer von vier Zellstapel mit je 250 kW Leistung
- Der Zellstapel hatte bereits 1500 h Betrieb in der MW-Testanlage des Herstellers absolviert. Der Stack gilt damit als „eingefahren“, d.h. es wurde von einem stabilen Betriebspunkt als Basis für Degradationsuntersuchungen ausgegangen.
- Vergleichs-Degradationsrate bei Nennlast-Dauerbetrieb unbekannt (MW-Stacks sind bei allen Herstellern relativ neu im Programm)
- Beschränktes Zeitfenster für die geplanten Messungen (3000 h + Überprüfung der Zustandes durch Einfahren von 500 h)

Für den Teststand bzw. das Messprogramm gelten des Weiteren folgende Randbedingungen:

- Spezifizierte Messgenauigkeit Teststand: 1,5 mV pro Zelle
 - Vergleich: Target Entwicklungsprojekt ISE: 15 $\mu\text{V}/\text{h}$ (steady state) für einen selbst entwickelten Zellstapel mit experimentellen Materialien
 - Fazit: 250h führen vielleicht zu 3,7 mV pro Zelle Degradation
 - Daraus folgt: 500h pro Messbetrieb sind mindestens notwendig, 1000h werden angestrebt, da der Hersteller bei älteren Produkten für sehr geringe Degradationsraten bekannt ist. zeigt. Es werden daher nur 3 Messkampagnen durchgeführt.
- Eine Schädigung des Stacks durch eines der Messprofile kann nicht sicher ausgeschlossen werden! Die Messprogramme werden daher nach vermuteter Schädlichkeit sortiert.

Für die Alterung wurden folgende Aspekte zur beschleunigten Alterungsmessung bzw. zur Beschleunigung der Messung diskutiert:

- Die Degradation ist teilweise reversibel und kann durch Ruhezeiten auch wieder reduziert werden. Durch die fehlende Solarstrahlung in der Nacht liegt also eine tägliche Regenerationszeit vor. Eine Kürzung der Nächte wird vermieden, da unsicher ist, wie stark eine Kürzung sich auf das Degradationsverhalten / Regenerationsverhalten auswirkt
- Ein Stauchen der Alterungsprofile wird vermieden, da Transienten vermutlich degradationsrelevant sind (siehe Literatur bezüglich PEM-Brennstoffzellen)
- Temperatur und Druckzyklen sind sehr wahrscheinlich degradationsrelevant (dies ist allerdings stark abhängig von den verwendeten Materialien)

Eine Verkürzung der Messzeit oder Beschleunigung der Alterung sollte damit nach aktuellem Wissensstand komplett vermieden werden. Stattdessen wurde entschieden, die geplanten Belastungsprofile des Zellstapels auf drei möglichst repräsentative Profile zu reduzieren und diese jeweils ca. 1000h unkomprimiert auf den Zellstapel aufzuprägen. Dies enthält die theoriebasierte Annahme, dass aufgrund der Regenerationszeit in der Nacht jeder Tag bezüglich Degradation isoliert betrachtet werden kann.

3.2.3.2 Methodik

Aus den Simulationen wurden PV-Profile für alle Tage eines möglichst repräsentativen Jahres – konkret das Jahr 2009 – abgeleitet. Hierbei wurde die konkrete Stackbelastung simuliert – es wurden also sonstige Verbraucher wie Peripherie, die Betriebsführung (Peak-Shaving), eine Überdimensionierung der PV und Limitationen der DC/DC-Steller berücksichtigt. Für die Simulationen wurde das Basis-Szenario „0“ (siehe Kapitel 3.4.6) verwendet.

Ein Auszug der Leistungs- und Temperaturverläufe ist in den folgenden Abbildungen zu sehen:

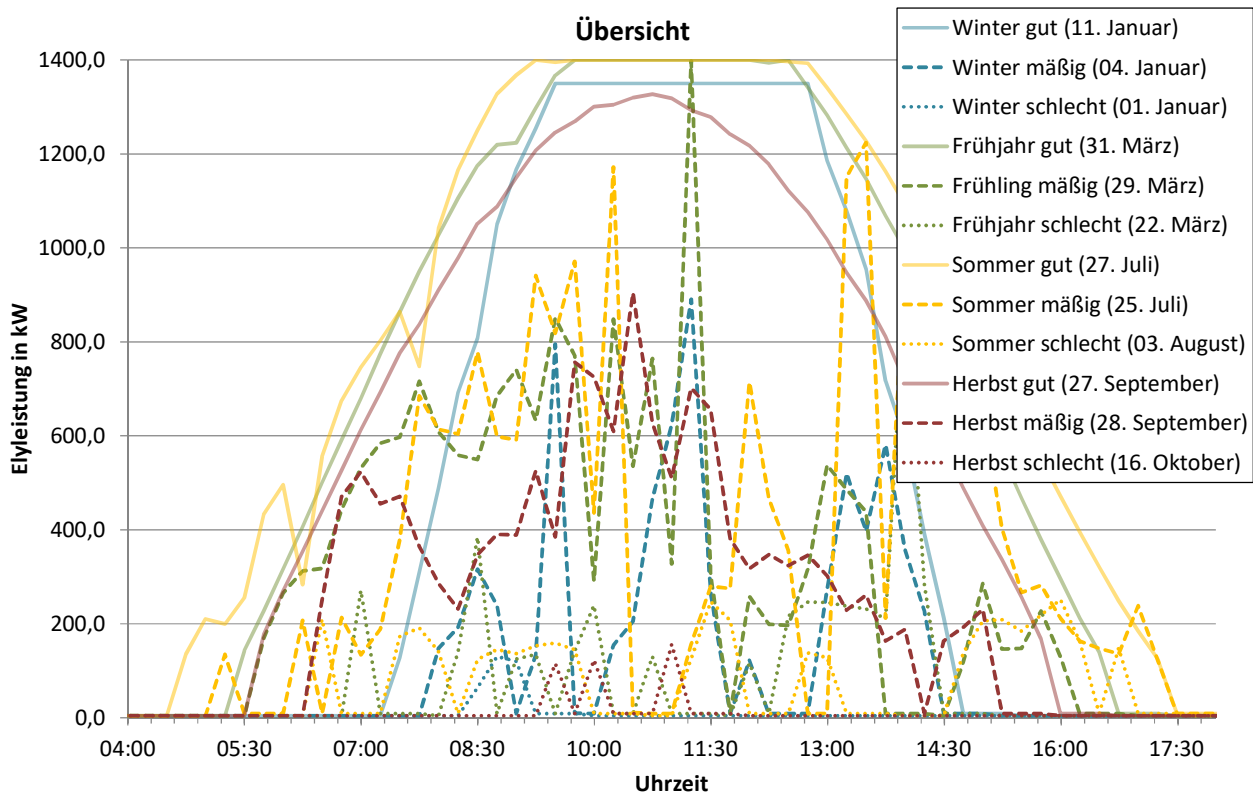


Abbildung 49: Überblick über möglichst typische Stack-Belastungs-Profile

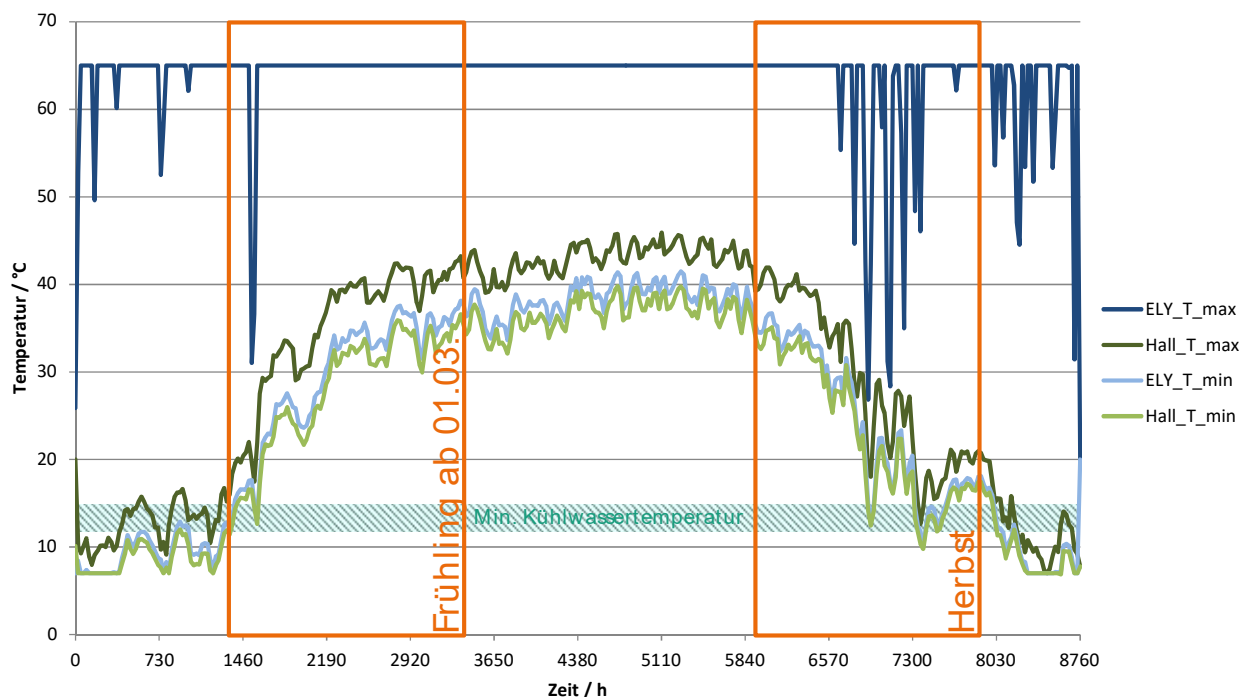


Abbildung 50: Minimal- und Maximaltemperaturen des Elektrolyseurs (ELY) und der Halle (Hall) über ein Jahr. Markiert ist außerdem die minimale am Teststand erreichbare Temperatur (Min. Kühlwassertemperatur).

Mit den vorliegenden Daten wurde eine Klassifizierung und Standardisierung der Profile versucht, um diese Vielzahl an Profilen in drei repräsentative Belastungsprofile überzuführen, die somit jeweils bis zu 1000h Messzeit erreichen. Hierfür wurde pro Tag das Stromintegral und die Sonnen-

scheindauer ausgewertet. Eine Auswertung der Rampenanzahl erwies sich hierbei als nicht zielführend.

Das Ergebnis ist wie folgt:

Jahreszeit	Kategorie	Häufigkeit
Frühling (7 h)	Sonniger / Guter Tag	11,8 %
	Wolkenreicher / mäßiger Tag	8,8 %
	Stark bewölckter Tag / schlechter Tag	4,4 %
	unkategorisiert	0,3 %
Sommer (8,5 h)	Sonniger / Guter Tag	7,7 %
	Wolkenreicher / mäßiger Tag	15,6 %
	Stark bewölckter Tag / schlechter Tag	1,6 %
	unkategorisiert	0,3 %
Herbst (7 h)	Sonniger / Guter Tag	2,2 %
	Wolkenreicher / mäßiger Tag	11,2 %
	Stark bewölckter Tag / schlechter Tag	8,5 %
	unkategorisiert	3,0 %
Winter (5 h)	Sonniger / Guter Tag	2,2 %
	Wolkenreicher / mäßiger Tag	10,1 %
	Stark bewölckter Tag / schlechter Tag	10,7 %
	unkategorisiert	1,6 %

Abbildung 51: Übersicht über die Resultate der Kategorisierung

Profil „Sonniger Tag“ / „guter Tag“

Überwiegend sonnige Tage ähneln sich im Frühjahr, Sommer und Herbst im überwiegenden Verlauf. Im Winter weichen Sonnenscheindauer und Rampen etwas stärker ab. Dies wurde in diesem Profil aufgrund des geringen Anteils der Wintersonnentage (2,2%) vernachlässigt.

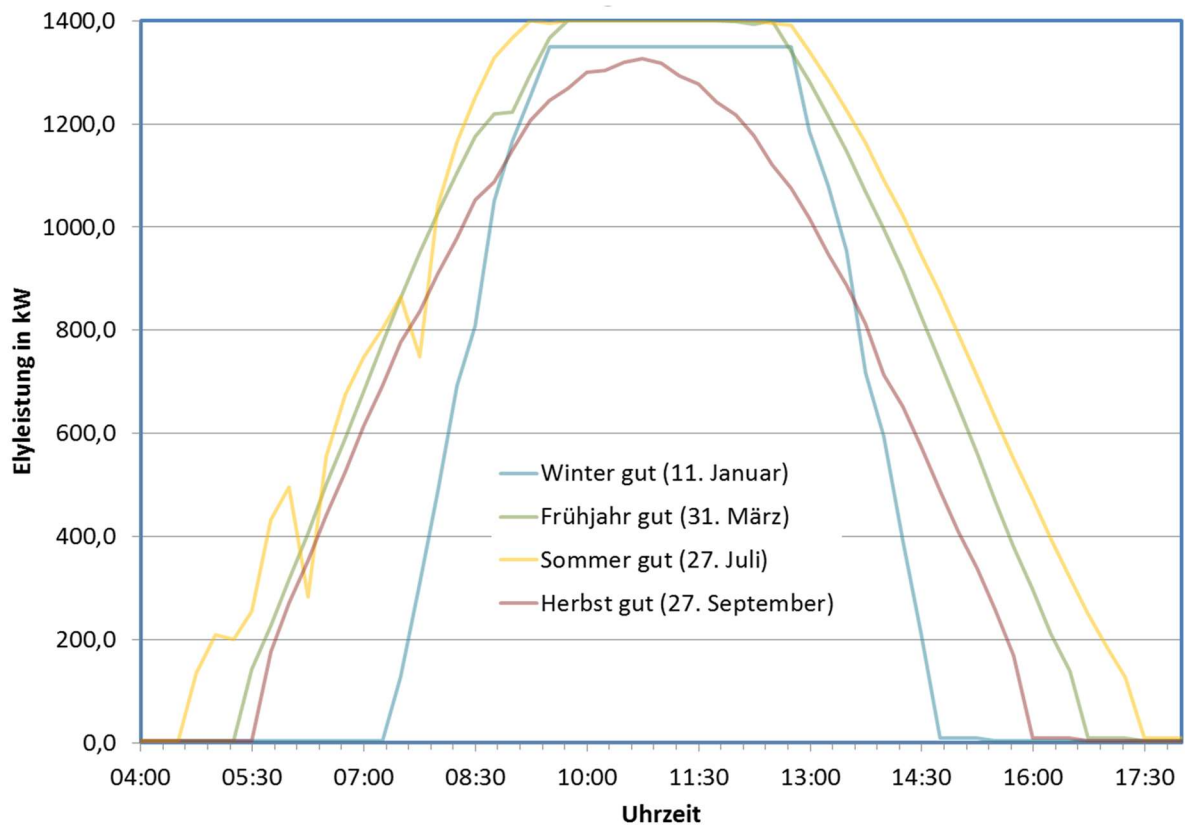


Abbildung 52: Typische Profile für einen sonnigen / "guten" Tag. Uhrzeiten in GMT

In Abstimmung mit Unigea wurde daraus ein typisches Profil für einen wolkenlosen Tag abgeleitet (siehe Abbildung 53).

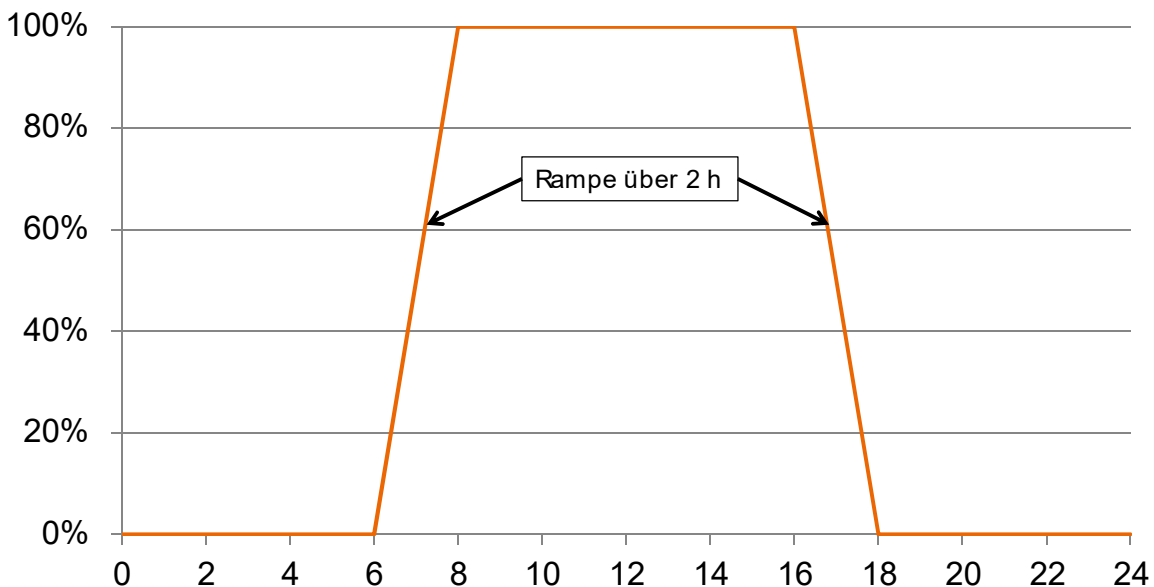


Abbildung 53: Messprofil für einen sonnigen/guten Tag

Dieses Profil deckt gemäß Kategorisierung 23,9% des Jahres ab. Als maximale Temperatur des Zellstapels wird die Betriebstemperatur angesetzt, die bei einem sonnigen Tag in jedem Fall erreicht wird, als minimale Temperatur für die Nacht wird 25°C angesetzt, da dies die minimale Temperatur in Frühling & Sommer ist, welche die überwiegende Anzahl der guten Tage aufweisen.

Profil „wolkenreiche Tag“ / „mässiger Tag“

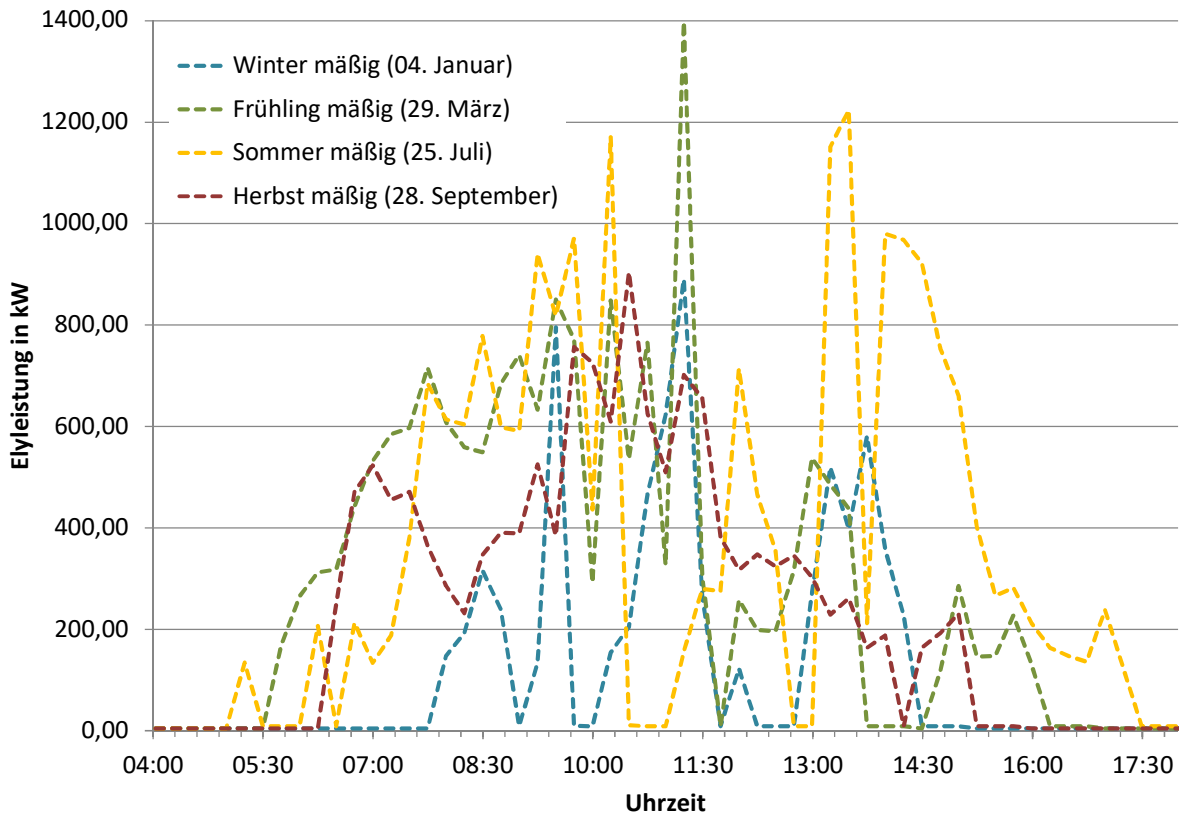


Abbildung 54: Typische Profile für einen wechselhaft wolkenreichen / "mäßigen" Tag. Uhrzeiten in GMT

Wie man sehen kann, sind die aus der Simulation ermittelten Profile für wechselhaft wolkenreiche Tage stark geprägt von häufigen Lastwechseln und Zeiten ohne PV-Ertrag. Da die vorliegenden Kurven aus Ertragsgutachten abgeleitet sind, werden auch während des Tages Zeiten ohne Photovoltaik-Ertrag und damit ohne Wasserstoff-Ertrag ermittelt.

Dies entspricht aber nicht der Realität, in der ein gewisser PV-Ertrag über Diffusivstrahlung immer auftritt. Die Rampen, die das Ertragsgutachten liefert sind aufgrund der Schrittweite von 15 Minuten auch überbewertet.

Auf Basis von Erfahrungen der Unigea wurden die Rampen auf einen realistischen, aber durchaus anspruchsvollen Fall angepasst. Das resultierende Profil sieht wie folgt aus:

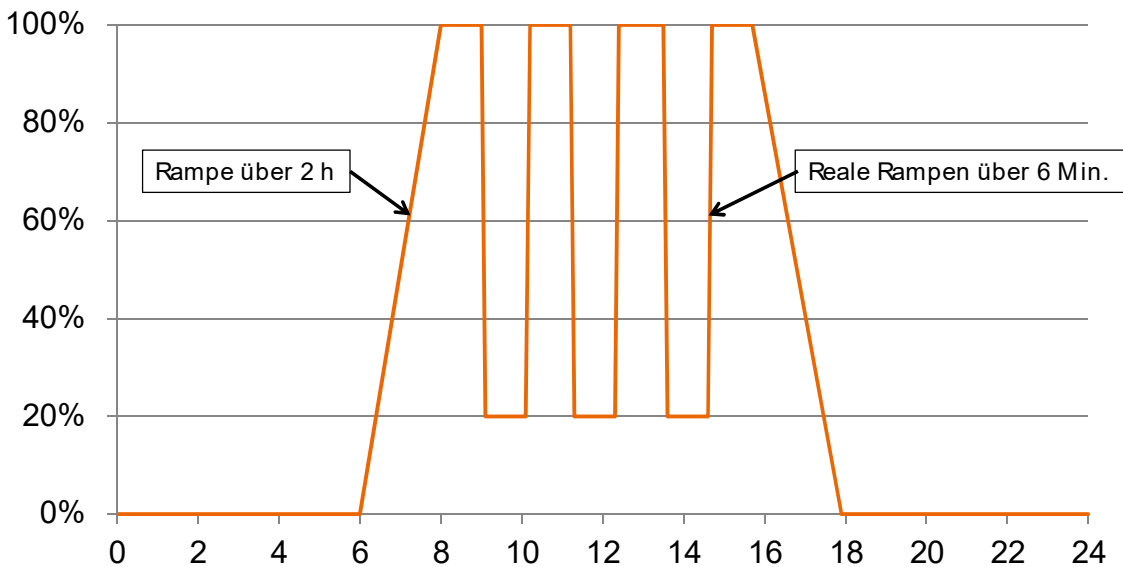


Abbildung 55: Messprofil für einen wechselhaft wolkigen Tag

Dieses Profil deckt gemäß Kategorisierung 45,7 % des Jahres ab. Als maximale Temperatur wird die Betriebstemperatur angesetzt, während des Tagbetriebes wird eine leichte Auskühlung (ca. 5 – 10°C) während der Schwachlastzeiten durch den Teststand nachgebildet. Als minimale Temperatur für die Nacht wird 15°C angesetzt, da 2/3 dieser Tage im Herbst oder Winter anfallen. Im Winter kann diese Temperatur laut Simulation auch noch unterschritten werden – tiefere Temperaturen sind jedoch im Teststand aktuell nicht stabil nachbildbar.

Profil C

Für das dritte Profil gibt es zwei Möglichkeiten, die prinzipiell zur Verfügung stehen. Einerseits ist es möglich ein kombiniertes „Winterprofil“ zu durchlaufen und dort die im Winter stärker schwankenden Temperaturen im System zu berücksichtigen und somit die Winterprofile – die von den restlichen Profilen meist etwas abweichen, separat zu beurteilen.

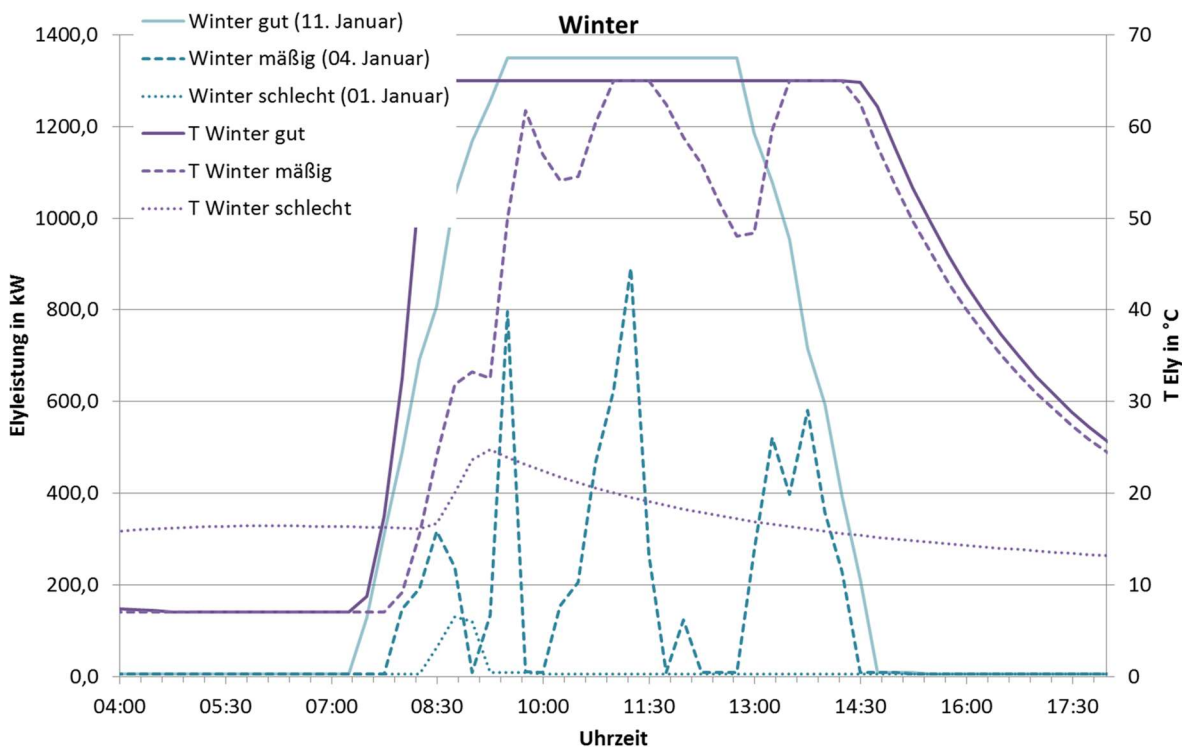


Abbildung 56: Wintertage: Vergleich hinsichtlich Temperatur und Leistung

Andererseits kann auch das Profil für den schlechten Tag durchlaufen werden. Dies würde die Degradation bei minimaler Teillast und langem Standby-Betrieb etwas näher beleuchten und würde mit 25,2 % Anteil einen wesentlichen Anteil am Jahr darstellen.

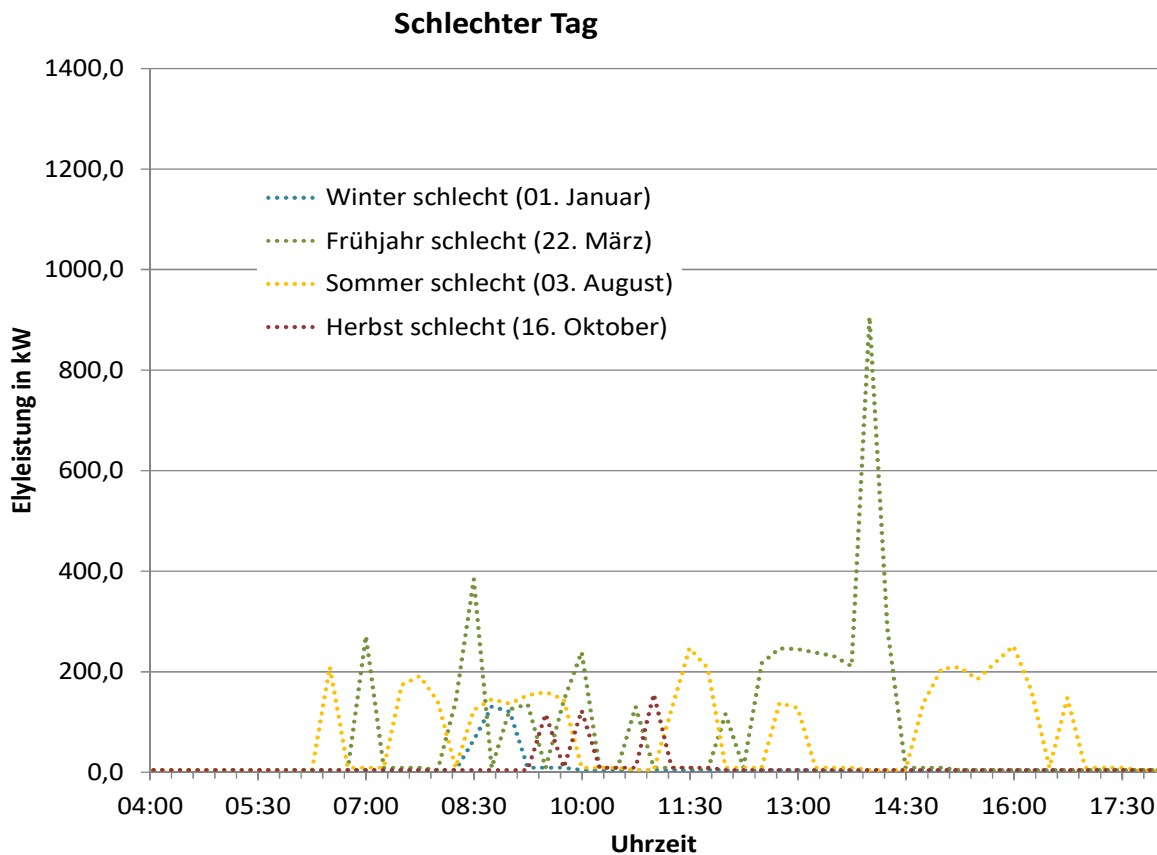


Abbildung 57: stark bewölkte bzw. dauernd bewölkte / „schlechte“ Tage

Eine Entscheidung welches der Profile als Drittes Profil verwendet werden soll, sollte nach den Ergebnissen / Erfahrungen des ersten Profils „sonniger Tag“ getroffen werden. Zum Zeitpunkt des Berichts wurde der Betrieb „schlechter Tag“ präferiert, da dieser als degradationsrelevanter eingeschätzt wird.

3.2.4 Geplanter Ablauf der Messungen

Da der Zellstapel bereits 1.500 Betriebsstunden außerhalb des DSW-Projektes erfahren hat, wäre ein Einfahren des Zellstapels nicht mehr notwendig gewesen. Die eingeplanten 1000 h Einfahren im Teststand wären jedoch nicht restlos entfallen, da eine Erprobungs-Phase und Einlernphase in der Kopplung Teststand-Stack trotzdem notwendig gewesen wäre. In dieser Zeit sollte das Zusammenspiel des Stacks mit der Anlage getestet, der Stack im Betrieb beobachtet, der Zustand des Zellstapels überprüft und ggf. Limitationen erkannt werden, die Auswirkungen auf das Messprogramm haben. Hierfür wurden 500 h Messzeit eingeplant.

Anschließend wurde geplant, das Messprogramm mit der vermutlich geringsten Degradation zu Anfang der Messkampagne und das Messprogramm mit der vermutlich höchsten Degradation zu Ende des Programms zu durchlaufen.

Daraus resultierte folgender geplanter Ablauf der Messungen:

Startzeit [h]	Dauer	Messprogramm	Ziel
0000	500h	Überprüfung des Zustandes (Performance und Stabilität), Beobachten Betrieb, Zusammenspiel Anlage	Erste Erfahrungen mit dem Stack.
0500	48h	Detaillierte U-I-Kennlinie	Messung „BOL“ (Begin of Life)
0548	1000h	Messprogramm A „sonniger Tag“	Degradation Betrieb A
1548	48h	Detaillierte U-I-Kennlinie	Betrieb A Degradation
1596	1000h	Messprogramm B „wechselnd wolkenreicher Tag“	Degradation Betrieb B
2596	48h	Detaillierte U-I-Kennlinie	Betrieb B Degradation
2644	1000h	Messprogramm C „dauernd wolkenreicher Tag“	Degradation Betrieb C
3644	48h	Detaillierte U-I-Kennlinie	Betrieb C Degradation
3692		Ausbau Stack	

Ein Messprogramm „D“ wurde als sinnvoll eingestuft, um bspw. einen typischen Winterbetrieb abzudecken. Dies sprengte jedoch die veranschlagte Messdauer, weswegen der Winterbetrieb in die restlichen Messprogramme integriert wurde.

Wichtig ist auch zu erwähnen, dass ein Winterbetrieb hinsichtlich der System- und Hallentemperatur sehr stark abhängig vom Betrieb des zweiten Elektrolyseurs ist: bei netzgestütztem Winterbetrieb des zweiten Elektrolyseurs sorgt dieser aufgrund seiner Abwärme für stabile Temperaturen in der Halle.

3.2.5 Grenzen der Methodik

Die beschriebene Methodik stellt den bestmöglichen Kompromiss aus Vorabtests an realer Hardware in Zielgröße und limitiertem Aufwand dar. Wie eingangs beschrieben, ist diese Art von Messung aufgrund des hohen (Energie-) und Apparateaufwands in größerem Umfang i.d.R. nicht machbar, sondern entsprechende Erfahrungen werden meist erst im Feld gemacht, wo jedoch die Randbedingungen und die Messtechnik meist nicht ausreichend für detaillierte Degradationsuntersuchungen sind bzw. meist auch die entsprechende Betreuung / Kontrolle des Betriebs fehlt. Die Betriebsrealität, bei der Verfügbarkeit und Kosten im Vordergrund stehen, erschweren darüber hinaus die Messung.

Obwohl die angedachte Methodik den bestmöglichen Kompromiss darstellt, gibt es Limitierungen der Methodik, die im Folgenden beschrieben werden sollen:

- Eine Überlagerung von Effekten – konkret der Membranausdünnung (Wirkungsgradverbesserung) und Degradation der elektrochemisch aktiven Schichten (Katalysatormaterialien und Trägermaterialien) oder Alterung der porösen Transportschichten (PTL) (Wirkungsgradverschlechterung) sind mit dieser Methode und der gewählten Methodik der U-I-Kennlinie nicht darstellbar. Es kann nur die integrale Erhöhung der Spannung dargestellt werden. Dies würde man mit anderen Messmethoden (bspw. einer Messung des Hochfrequenzwiderstandes) besser trennen können. Dies ist jedoch apparativ im vorliegenden

Projekt nicht darstellbar. Das bedeutet, eine Membranausdünnung als möglicher Versagensgrund des Stacks könnte damit nicht festgestellt werden. Lochfraß an der Membran ist durchaus ein potenzieller Versagensgrund für Zellstapel.

Um diesen Aspekt zu bewerten, wird zusätzlich über die Gasanalytik noch die Querdiffusion von Wasserstoff in Sauerstoff über einen Sensor (Wasserstofftransmitter ADOS GTR 210) gemessen. Möglich sind zusätzlich auch eine Messung Sauerstoff in Wasserstoff, welcher aber aufgrund des Differenzdruckbetriebs nicht relevant ist)

- Verwendung eines Referenzjahres. Für die Betrachtung der Häufigkeit der einzelnen Profile wird das Referenzjahr verwendet. Das heißt es kann auf Basis dieser Häufigkeit und der gemessenen Degradationsraten eine jährliche Degradationsrate abgeleitet werden. Diese Häufigkeiten sind jedoch von Jahr-zu-Jahr unterschiedlich, so dass sich die Gewichtung verändern könnte.
- Messgenauigkeit des Teststandes. Der Teststand weist eine minimale Messgenauigkeit auf. Die gemessenen Effekte spielen sich in einem sehr geringen Rahmen ab, d.h. die Genauigkeit der Messung leidet unter der Messgenauigkeit des Teststandes. Abhilfe kann eine beschleunigte Alterungsmethodik schaffen (auf die hier aber bewusst verzichtet wurde, da noch kein allgemein akzeptiertes AST-Protokoll für PEM-Elektrolysezellen existiert), oder eine längere Messdauer, die hier leider nicht möglich ist. Eine Quantifizierung erfolgt nach Kenntnis der genauen Degradationswerte – die Ungenauigkeit kann jedoch ein bis zwei Skalenschritte der Messtechnik betragen.
- Verstärken einzelner Effekte im späteren Verlauf des Betriebs. Die Messung erfolgt über 3000h und kann bedingt durch die Art der Messung keine Analyse der Einzeldegradationen ermöglichen, sondern misst immer eine Summendegradation. Es ist prinzipiell denkbar, dass einige Effekte im späteren Verlauf beschleunigt auftreten und die Messungen dominieren, wodurch sich die Rampe der Messung verändert. Dies ist aber sehr untypisch für den Stack eines erfahrenen Stackherstellers. Dieses Risiko wird daher als sehr gering eingestuft.
- Temperatureffekte unter 15°C sind nicht darstellbar. Im Winter ist prinzipiell ein Abkühlen der Anlage unter 15°C möglich. Der Einfluss auf die Degradation ist völlig unbekannt.
- Unrealistisches Abbild der Leistungskurve durch die Methodik der Ertragssimulation. Dieses Problem ist existent, wurde aber durch die Firma Unigea als Experte für PV-Anlagen berücksichtigt, so dass die Messkurven wie oben beschrieben angepasst wurden, um näher an der Realität zu liegen. Dieses Risiko wird als sehr gering eingestuft.
- Das Problem der „reaktiven Erhebungsmethode“ (Sozialwissenschaft) oder „Heisenbergische Unschärferelation“ (Physik): Um die Degradation zu bewerten, muss eine U-I-Kennlinie über eine Dauer von 48h gemessen werden. Diese Messung kann gleichzeitig eine Verfälschung des Ergebnisses darstellen, da die Messung selbst durch die Unterbrechung und die damit einhergehenden veränderten Potentialzustände die Dauermessung verändert. Außerdem ist bei den Messungen die teilweise Reversibilität der Alterung zu berücksichtigen.

Um diesen Einfluss zu minimieren, wird die Anzahl der U-I-Kennlinien-Messungen stark beschränkt und möglichst kurz gehalten. Außerdem wird die U-I-Kennlinie immer nach einer „Nacht“ – also einer Phase ohne Leistungsaufnahme – gemessen, um die Reversibilität zu berücksichtigen. Dieses Risiko wird aufgrund der o.g. Vorsichtsmaßnahmen als gering bis mittel eingestuft.

3.2.6 Erläuterung zum Scheitern der Messungen

Im Arbeitspaket 2 war ursprünglich geplant, eine Dauermessung zur Untersuchung der Lebensdauer eines Elektrolysestack über mehrere 1000 Stunden durchzuführen. Die Messung sollte im Stack-Messstand des Fraunhofer ISE für Zellstapel mit einer Leistungsklasse bis 1 MW durchgeführt werden. Dies war bis zum Projektende im Dezember 2017 und darüber hinaus auch bis März 2019 leider nicht möglich. Daraufhin musste das Arbeitspaket 2 leider ohne Ergebnis abgebrochen werden.

Folgende Hemmnisse traten während und nach der Projektlaufzeit auf:

1. Im ursprünglichen Konzept zu Projektbeginn war es geplant, einen Elektrolysestack von der Firma Siemens zu beziehen und diesen zu vermessen. Dies war in den Vorgesprächen zur Antragstellung so auch mit Siemens abgesprochen, wenn auch nicht rechtverbindlich vereinbart. Aufgrund mangelnder Verfügbarkeit eines Stacks bei Siemens zum damaligen Projektzeitpunkt, konnte Siemens leider die Zusage nicht aufrechterhalten. Ein weiteres Problem war die mangelnde CE-Eigenerklärung für ein einzelnes Stacksegment bei Siemens. Diese Zertifizierung wäre sehr aufwändig und kostenintensiv geworden.
2. Es konnte im Laufe des Projektes ein alternativer Hersteller (Proton OnSite) für einen Elektrolysestack gefunden werden, der einen Stack im Oktober 2017 mittels eines Leasingvertrages zur Verfügung gestellt hat. Die Leasingdauer betrug 1 Jahr und wurde auf Kulanz vom Hersteller um ein weiteres halbes Jahr kostenlos verlängert. Der Leasingvertrag endet damit Anfang April 2019. Dieser Stack konnte jedoch aufgrund von Restriktionen des Herstellers nicht für die Inbetriebnahme der Teststände genutzt werden (Gefahr, dass die Stackhardware bei der Inbetriebnahme Schaden nimmt).
3. Aus diesem Grunde musste ein weiterer Stack (mit veralteter Komponenten) in der passenden Leistungsklasse für die Inbetriebnahme der Teststände organisiert werden. Da diese Hardware weltweit schwer verfügbar ist, konnte ein solcher Stack erst ab Dezember 2017 zur Inbetriebnahme besorgt werden. In diesem Fall bekamen wir Unterstützung vom US-amerikanischen NREL mit Sondergenehmigung des dortigen DOE.
4. Wesentliche Ursache für die nicht ausgeführte Messkampagne in AP 2 waren neben der geeigneten Hardware als Prüfling jedoch nachhaltige Probleme des Teststandsherstellers Hydrogenics GmbH mit der Inbetriebnahme des Teststandes. Die Inbetriebnahme zieht sich von September 2017 bis zum heutigen Tage hin. Formal war die Übernahme des Teststandes an das Fraunhofer ISE im November 2018. Jedoch konnten seitdem keine Messungen starten, da trotz Fortschritte ein Fehler nach dem anderem auftrat und mühsam durch den Hersteller behoben werden musste, siehe auch 5.). Diese Fehlerbehebung verzögerte sich mehrmals auch durch Personalengpässe beim Hersteller und damit notwendige Personalwechsel. Die technischen Probleme traten sowohl auf Soft- als auch auf Hardwareseite auf. Auf Softwareseite betraf dies insbesondere die Regelung von Druck, Temperatur und Volumenströmen, sowie die Datenbankanbindung und die Skriptsteuerung für automatisierte Messungen. Auf der Hardwareseite gab es Probleme aufgrund von Bauteilen, die nicht der Spezifikation entsprachen und ausgetauscht werden mussten. Ferner traten wiederholt Probleme mit der Funktionsfähigkeit einzelner Bauteile auf. Weitere technische Probleme verursachte auch das Zusammenspiel des Teststandes mit der vorhandenen Infrastruktur am Institut (Stichworte: Druckwechselspiel mit der Gasfackel, Grädigkeit und Menge des Kühlwassers).
5. Im November 2018 wurde der Teststand an das Fraunhofer ISE mit Mängeln übergeben. Nach der Übergabe traten weitere technische Problem auf. Dies war unter anderem dem Umstand geschuldet, dass mit dem Stack (100 kW), der für die Inbetriebnahme genutzt wurde, nicht das komplette Spektrum der Anlage (1 MW) geprüft werden konnte, so dass einige technische Probleme erst unter Verwendung des Stacks für die Dauermessung (250 kW) sichtbar wurden. Die technischen Schwierigkeiten bestanden bis zum März 2019 und darüber hinaus. Da absehbar war, dass der Leasingvertrag für den Stack Anfang April 2019 enden wird, musste die Dauermessung verworfen werden.

Hinweis 1: Es sei an dieser Stelle betont, dass der Teststand ein sehr großes Betriebsfenster in verschiedenen Parametern ermöglichen soll und damit sehr komplex konzeptioniert und konstruiert ist. Diese Komplexität und auch die Einbindung in die vorhandene Infrastruktur am Institut wurden leider unterschätzt, so dass aktuell eine sehr zeit- und ressourcenintensive Lernkurve durchlaufen werden muss.

Hinweis 2: Das Fraunhofer ISE hat selbstverständlich den juristischen Spielraum mit der Rechts- und Einkaufsabteilung in der Fraunhoferzentrale in München geprüft. Unter der Prämisse, dass der Teststand zu einem späteren Zeitpunkt tatsächlich noch in der FuE nutzbar ist, erschienen die rechtlichen Optionen jedoch leider nicht erfolversprechend.

3.3 Elektrische Anlagentopologie (AP 3)

Basierend auf dem Geschäftsmodell-Konzept aus AP 5 sowie auf den festgelegten technischen Randbedingungen (v.a. Leistung der PV-Anlage und des Elektrolyseurs) wurde eine optimale elektrische Anlagentopologie für die Inselanlage entwickelt. Im Fokus stehen im Kap. 3.3 vor allem technische Aspekte.

3.3.1 Stand der Technik versus DSW-Konzept

In bisherigen Konzepten zur regenerativen Wasserstoffherzeugung wird in räumlicher Nähe eines PV-Kraftwerkes oder eine Windkraftanlage ein Elektrolyseur betrieben¹². An dem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt wird die Energiequelle PV-Anlage und die Energiesenke Elektrolyseur gekoppelt. Mit dieser Konstellation kann lediglich der Netzverknüpfungspunkt geringer dimensioniert werden und Netzentgelte vermieden werden (sofern die PV-Anlage nicht in der EEG-Vergütung ist). Eine Reduzierung von Komponenten gegenüber zwei getrennten Systemen oder eine gemeinsame Nutzung von Komponenten ist nicht möglich. Die benötigten Komponenten wie PV-Wechselrichter, Transformatoren mit Sonderspannungen, Mittelspannungsschaltanlagen und Gleichrichter sind verbreitet und von vielen Herstellern erhältlich.

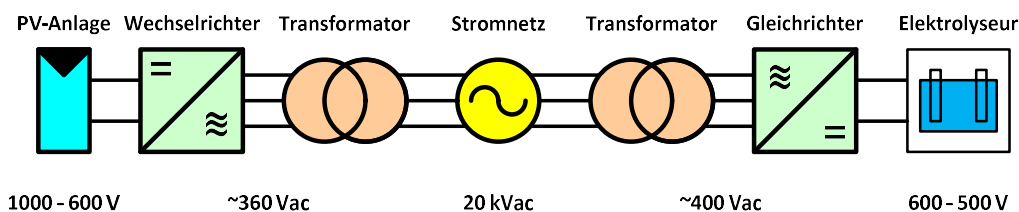


Abbildung 58: Anlagentopologie bei Solarer Wasserstoffherzeugung nach dem Stand der Technik

Mit dem Ansatz der „Direkten Solaren Wasserstoffherzeugung“ kann für den Hauptwandlungsstrang auf einen Netzverknüpfungspunkt sowie der zugehörigen MS-Schaltanlage und Transformatoren verzichtet werden. Für die Kopplung von PV-Anlage und Elektrolyseur werden nur DC/DC-Steller benötigt. Auf Transformatoren sowie die zweifache Wandlung (DC zu AC im Wechselrichter / AC zu DC im Gleichrichter) kann verzichtet werden.

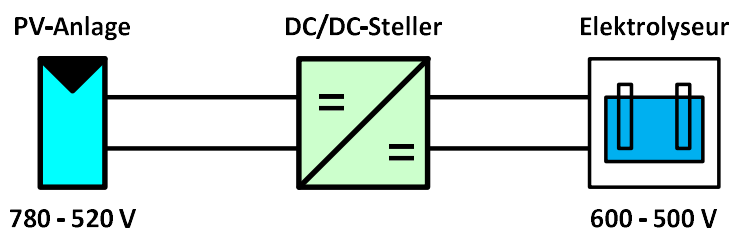


Abbildung 59: Anlagentopologie mit Direkter Solarer Wasserstoffherzeugung

Ein DC/DC-Steller ist aus leistungselektronischer Sicht einfacher als ein Wechselrichter, aufgrund der seltenen Anwendungsfälle in der Industrie sind jedoch kaum Geräte am Markt erhältlich. Der assoziierte Partner Siemens bietet zwei Geräte in der Leistungsklasse 120 kW und 30 kW an.

¹ Energiepark Mainz, Mainzer Stadtwerke AG, <http://www.energiepark-mainz.de/>

² Solare Wasserstoff-Tankstelle, Fraunhofer ISE, <https://www.materials.fraunhofer.de/de/Geschaeftsfelder/Mobilitaet/solare-wasserstoff-tankstelle-.html>

3.3.2 Hauptwandlungsstrang

Die Kopplung eines PV-Generators mit einem 1,2 MW Elektrolyseur über mehrere parallele DC/DC-Steller mit einer Leistung von 120 kW bildet den Hauptumwandlungsstrang der Anlage. Durch die Parallelschaltung mehrerer DC/DC-Steller ergeben sich verschiedene Flexibilitätsoptionen, die in diesem AP analysiert werden sollen. Dazu zählen:

- Verschaltung der PV-Module zur Kennlinien-Optimierung
- Anzahl der notwendigen MPP-Tracker
- Master/Slave-Konzepte zur Erhöhung der Gesamteffizienz bzw. der Lebensdauer der DC/DC-Steller
- Leitungslängen, Ringleitung

Die PV-Anlage wurde im ersten Ansatz auf 3,4 MW dimensioniert. Die Anlage besteht aus 8 Teilgeneratoren mit je 16 Modulen in Reihe und 96 Strings parallel (48 Tische a 2 Reihen). Die Reihen und Parallelschaltung wurde so dimensioniert, dass die MPP-Spannung im Bereich der Elektrolyseurspannung liegt und somit die geringsten Anpassungsverluste entstehen. Mit dem Modul GIN M6-60 ($P = 275 \text{ W} / U_{OC} = 38,9 \text{ V} / I_{MPP} = 8,48 \text{ A}$) ergeben sich folgende Werte für den Generator:

	Leerlaufspannung (MPP Spannung)	MPP-Strom	MPP- Leistung
Modul GIN M6-60	38,9 V (32,5 V)	8,48 A	275 W
String (16 Module)	622 V (520 V)	8,48 A	4,4 kW
Teilgenerator (96 Strings)	622 V (520 V)	814 A	422,4 kW
Gesamtgenerator (8 Teilgen.)	622 V (520 V)	6512 A	3379,2 kW

Tabelle 16: Technische Daten des geplanten Solargenerators

Der von Siemens vertriebene DC/DC-Steller SINAMICS DCP 120 hat folgende Werte:

	Nennspannung (Überspannung)	Max. Strom	Max. Leistung
SINAMICS DCP 120	600 V (920 V)	200 A	120 kW

Tabelle 17: Technische Daten DC/DC-Steller SINAMICS DCP 120

Da die Geräte Master-Slave-fähig (im Verhältnis 1 : 3) sind, werden je Teilgenerator vier DC/DC-Steller verwendet. Ein Block mit vier Geräten und 480 kW Nennleistung wird daher von einem Teilgenerator mit 422,4 kW versorgt. Durch ein intelligentes Abschalten von Slaves kann der Wirkungsgrad bei Teillast der Anlage erhöht werden.

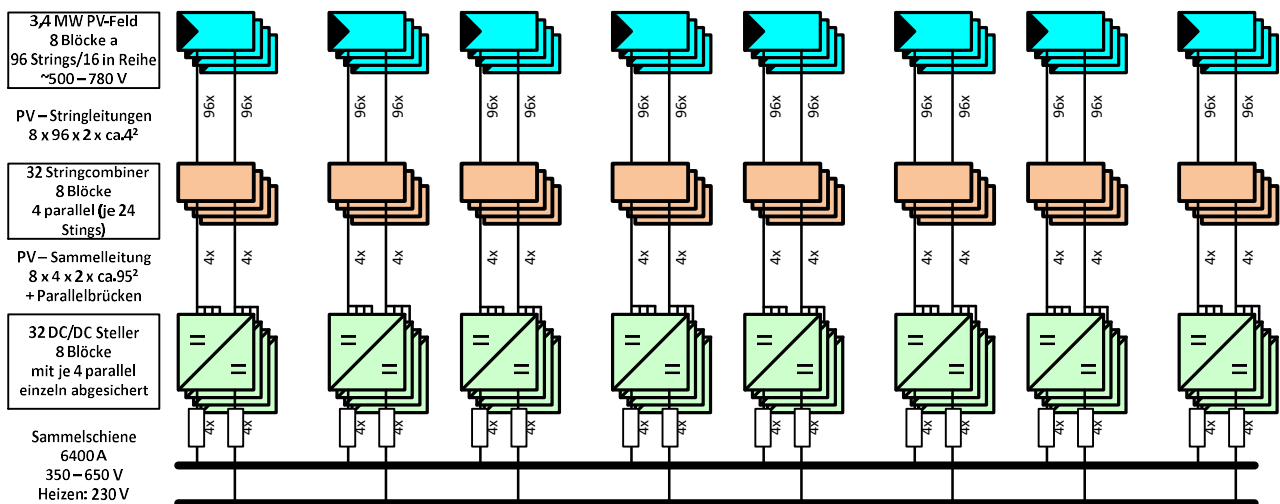


Abbildung 60: Grafische Darstellung des Hauptwandlungsstranges

Diese Ergebnisse basieren auf der Kopplung eines Elektrolyseurs mit einem PV-Feld von 3,4 MWp Leistung. Die Ergebnisse lassen sich jedoch linear skalieren, wenn eine größere PV-Leistung (bspw. wegen größerer Überdimensionierung aufgrund ökonomischer Randbedingungen) notwendig bzw. gewünscht ist oder wenn ein zweiter Elektrolyseur zweitweise zur DC-Schiene dazugeschaltet wird.

3.3.3 Hilfsaggregate

Zum Betrieb einer Elektrolyseur-Anlage werden verschiedene Hilfsaggregate benötigt. Zunächst sollen Aggregate mit vergleichsweise großem Energiebedarf und hoher Anschlussleistung (z.B. Kompressoren, Pumpen) identifiziert und betrachtet werden. Grundsätzlich soll die Frage geklärt werden, ob solche Aggregate auch sinnvoll mit einer direkten DC-Versorgung betrieben werden können.

In einem zweiten Schritt sollen weitere Komponenten (z.B. Steuerung und Kommunikation, Licht, etc.) betrachtet werden. Falls derartige Verbraucher besser über eine AC-Versorgung betrieben werden (z.B. weil die Aggregate serienmäßig nur in der AC-Version lieferbar sind oder die Umstellung auf DC-Technologie ein unnötiges technisches Risiko darstellt ohne ökonomische Vorteile zu bringen), sollen diese in AC ausgeführt werden.

Um vollkommen unabhängig von dem Stromnetz zu sein, müssen die Hilfsaggregate für den Betrieb des Elektrolyseurs entweder direkt vom PV-Generator, über eine geregelte Gleichspannung mittels DC/DC-Steller oder von einem Wechselrichter versorgt werden.

Die Diskussion in einer Expertenrunde ergab, dass eine Umstellung auf DC-Technik für kleine Standard-Verbraucher Investitions-Mehrkosten und erhöhtes technisches Risiko verursacht, so dass beschlossen wurde, ein kleines AC-Inselnetz zu integrieren.

In Abstimmung mit der Firma Siemens wurde eine Liste mit den benötigten Hilfsaggregaten für die Elektrolyse erstellt. Diese wurde um die Komponenten (Not)-Heizung, Lüftung und Verdichter (für die Abfüllung von Trailern) ergänzt.

Hilfsaggregat	Leistung	Betrieb	AC / DC
Peripherie Elektrolyse-Stack	3 kW	Dauernd	AC
Gasreinigung	2,5 kW	Dauernd	AC
Peripherie Pumpen	25 kW	Dauernd	AC
Lüfter	22 kW	Bei T > 50°C	AC
Heizung	100 kW	Bei T < 7°C	DC
DI Wasseraufbereitung	120 kW	Tagsüber	AC oder DC
Verdichter (Ursprünglich)	350 kW	2h alle 2 Wochen	Zu Aufwändig
Verdichter (Neu)	2 x 65 kW	6h alle 2 Wochen	AC

Tabelle 18: Bedarf der Hilfsaggregate

Der Verdichter ist das bestimmende Element in der Liste. Die geringe Betriebszeit und die hohe Leistung sind sehr ungünstig für die Auslegung der Hilfsversorgung. Da Verdichter zudem relativ wartungsanfällig, sind muss mit Ausfällen gerechnet werden, welche die Versorgungssicherheit der Kunden beeinträchtigen. Daher wurde nach alternativen Verdichtern mit geringerer Leistung gesucht und ein Gerät mit 65 kW gefunden. Mit zwei parallelen Verdichtern wurde ein Kompromiss aus Verdichtungszeit (Abfüllung von Trailern), Versorgungssicherheit/Redundanz und Leistungsaufnahme gefunden. Durch das Akzeptieren einer längeren Beladezeit des Trailers kann bei Ausfall eines Verdichters mit dem zweiten Verdichter trotzdem eine Versorgung sichergestellt werden. Dieser Fall führt jedoch dazu, dass genug Notstrom für den Nachtbetrieb eines Verdichters vorgehalten werden muss.

Die Heizung ist relativ einfach im DC-Betrieb. Mit einer benötigten Leistung von rund 100 kW passt es sehr gut zu einem weiteren DC/DC-Steller.

Lüfter mit Leistungen im kW Bereich sind nicht als DC-Geräte verfügbar. Ebenfalls wäre eine Ausführung der Peripherie und Gasreinigung aus DC-Komponenten sehr aufwändig. Durch die geringe Leistung der Komponenten ist es einfacher, einen Inselwechselrichter oder eine USV (Unterbrechungsfreie Stromversorgung) zu verwenden.

Die Diskussion in einer Expertenrunde ergab, dass derzeit der Betrieb sämtlicher Hilfsaggregate über ein kleines AC-Inselnetz zu empfehlen ist; ausgenommen davon sind lediglich die Heizung und evtl. die DI-Wasseraufbereitung.

3.3.4 Nacht- und Notstromversorgung

Zwar wird der Hauptumwandlungsstrang zu Zeiten ohne ausreichenden PV-Ertrag (v.a. nachts) und im Notbetrieb abgeschaltet sein. Dennoch müssen verschiedene Hilfsaggregate (Heizungen, Steuerung/Kommunikation, ggf. Pumpen und Kompressoren) elektrisch versorgt werden. Daher muss der Wechselrichter für das AC-Inselnetz während der Nachtzeiten aus einer Batterie mit einer Kapazität von 500 kWh (minimal benötigte Energie sind 22 kW für 18 Stunden = 396 kWh) gespeist werden. Die Batterie wird über zwei DC/DC-Steller direkt an die DC-Schiene angebunden. Tagsüber im Normalfall benutzt der Inselwechselrichter direkt die Energie aus dem PV-Generator. Somit ist eine Versorgung der Verbraucher bei Tag, bei Nacht und im Notfall unterbrechungslos gewährleistet.

Falls genehmigungsseitig gefordert, kann die Batterie im äußersten Notfall auch noch durch ein konventionelles Notstromaggregat unterstützt werden.

Die Betriebserfahrungen mit Elektrolyseuren zeigen, dass nach Anlaufen eines Elektrolyseurs die Prozessabwärme für das Aufheizen des Elektrolyseurs und der Halle genügt (vgl. Abbildung 50). Falls an einem Tag keine ausreichende PV-Leistung für einen Elektrolyse-Betrieb vorhanden ist, kann tagsüber mittels Heizschlangen direkt elektrisch geheizt werden, da die tägliche diffuse Einstrahlung für diesen Zweck laut Abschätzungen der Unigea ausreicht, um die Halle über 24 h auf mindestens 5 °C zu halten.

3.3.5 Gesamtkonzept

In der folgenden Abbildung ist das Gesamtkonzept dargestellt. Der PV-Generator liefert eine Spannung welche sich je nach Umgebungstemperatur und Abregelung zwischen 520 V und 780 V befindet. Die 16 DC/DC-Steller speisen als Stromquellen direkt auf die Sammelschiene. Die Spannung des Sammelschiene stellt sich anhand des eingespeisten Stromes und der U-I-Kennlinie des Elektrolyseurs ein und liegt im Bereich von 350 V und 650 V. Der Betriebspunkt des Elektrolyse-Zellstapels definiert damit die Eingangsspannung der DC/DC-Steller für Heizung und Notstromversorgung. Im Sommer kann über einen DC-Schalter ein zweiter Elektrolyseur zugeschaltet werden. In den Wintermonaten kann die geringere Stromerzeugung aus der PV auf einen Elektrolyseur konzentriert, der andere Elektrolyseur mit Grünstrom aus dem öffentlichen Stromnetz mittels Gleichrichter betrieben werden.

Aus der Sammelschiene wird über zwei weitere DC/DC-Steller die Batterie geladen. Mit Hilfe der Batterie erzeugt der Inselwechselrichter die unterbrechungsfreie Stromversorgung für Kommunikations- und Peripherie-Aggregate, Lüfter und Verdichter.

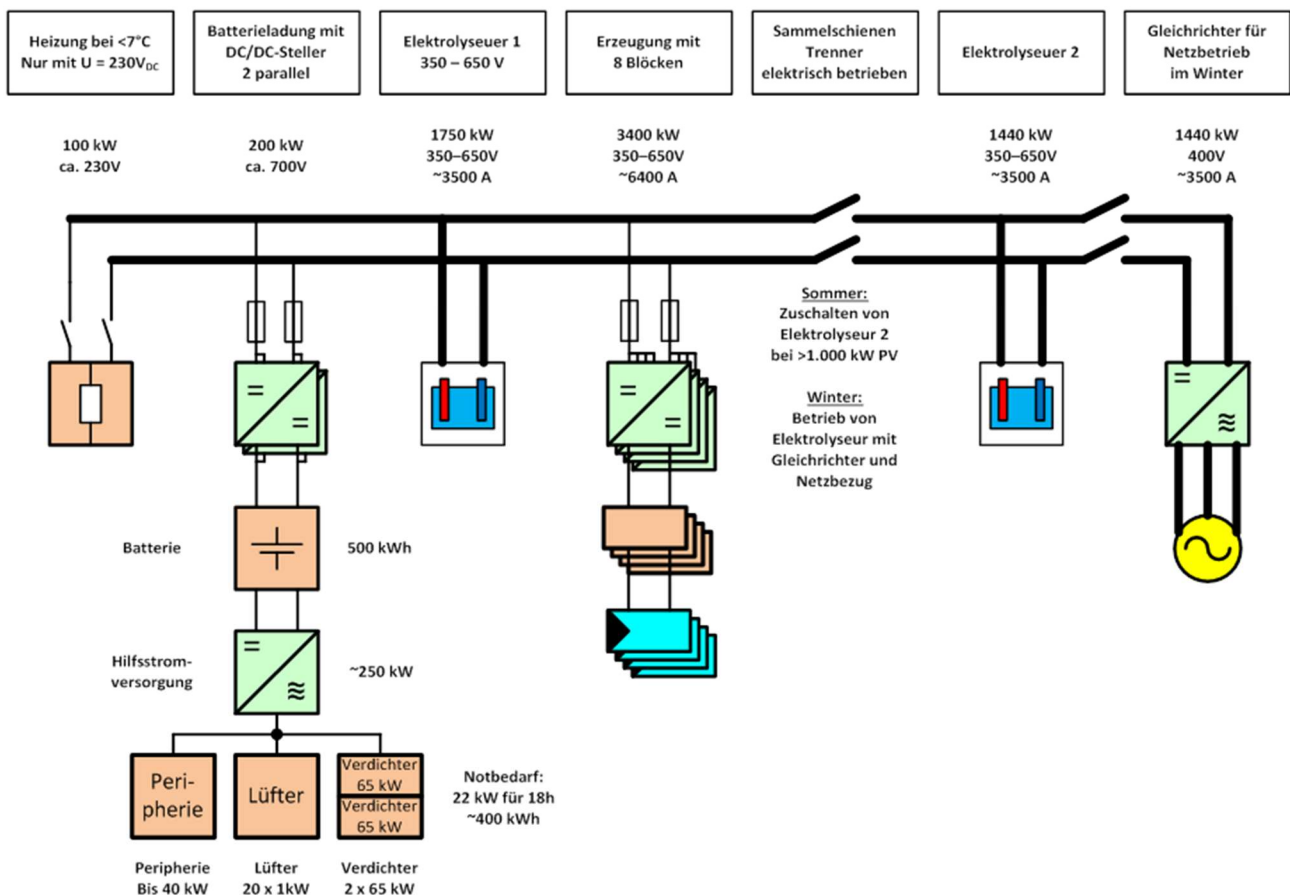


Abbildung 61: Grafische Darstellung des Gesamtkonzeptes

3.4 Optimierung der Photovoltaik-Anlage und H2-Ertrag (AP 4)

Vom Konsortium wurde die Randbedingung gesetzt, dass nur eine bestimmte Fläche zur Verfügung steht. Das heisst, der Vergleich berücksichtigt bei veränderter Photovoltaik immer dieselbe verfügbare Fläche. Dies ist vielleicht ökonomisch ein Nachteil, entspricht jedoch in Deutschland und vor allem in Süddeutschland der Projektierungs-Realität, in der die verfügbaren Flächen begrenzt sind und eine Ausweitung der PV-Kraftwerks-Fläche aus verschiedensten Gründen oft nicht möglich ist.

3.4.1 Festlegungen KPI, Standorte und PV-Kraftwerk-Konfigurationen (Verschaltungen / Ausrichtungen)

Festlegung der Kennzahlen (KPI)

Für eine einheitliche Bewertung der betrachteten Szenarien und der vorgenommenen Optimierungen wurden Zielgrößen festgelegt, anhand derer eine Bewertung erfolgt (siehe Abbildung 622). Als primäres Ziel der Szenarienbetrachtung wurde der Gesamtwirkungsgrad der Kette „PV-Strom via DC/DC-Steller via Elektrolyse zu Wasserstoff“ festgelegt. Anhand dessen lässt sich nicht nur die direkte DC/DC-Wandlung sondern auch die Kombination aller Komponenten und das daraus resultierende technische Zusammenspiel bewerten. Als Sekundärziel und wichtigste techno-ökonomische Kennzahl wird steht der „Wasserstoffenergieertrag pro CAPEX“, welcher maximiert werden soll und im Modell H2ProSim anhand des LCOHy (Levelized Cost of Hydrogen) abgebildet ist, welche es zu minimieren gilt.

Die weiteren Betrachtungskennzahlen dienen vor allem der technischen Bewertung der Szenarien und der zu Grunde liegenden Betriebsführung und werden in diesem Bericht immer dort genannt, wo sie einen entscheidenden Mehrwert bieten.

Zielgröße	„Off-Site“	„On-Site“
Primärziel	Gesamt-Wirkungsgrad ¹ maximieren	
Sekundärziel	Wasserstoffenergieertrag pro CAPEX ² maximieren	
Betrachtungskennzahlen	H2-Ertrag „Sommer“	
	H2-Ertrag „Winter“	
	Überlastanteil	
	Gesamtertrag DC	
	Verteilungskurve Last Ely über Zeit	
	H2-Ertrag bei niedrigen Teillasten (2 Stufen)	
	Grünstrombedarf	Laufzeit Ely 2 im Winter
PV-Anteil am H2	¹ Betrachtung unterschiedlicher Abschnitte der PtG-Anlage ² Annahmen siehe nachfolgende Folie	

Abbildung 62: Festgelegte Zielgrößen für die untersuchten DSW-Systeme

Festlegung der Standorte

Für die Simulation der potenziellen Anlagen wurden durch die Unigea SP zwei Standorte festgelegt.

- **Standort 1:** Luckau OT Cahnsdorf, Südbrandenburg, Witterungsdaten und einfache H₂-Simulation vorhanden.
- **Standort 2:** Ortenaukreis, Rheinebene: möglicher Standort einer DSW-Anlage für Triebwagen-Personennahverkehr.

Für die Szenarienbetrachtung und Optimierungen wird dabei primär der Standort 1 verwendet, da hier bereits Ergebnisse und Arbeiten aus einem nicht-öffentlichen Vorprojekt vorliegen, auf denen das öffentlich geförderte Projekt aufbauen kann.

Für eine schlussendliche Zusammenführung der Szenarien und Optimierungen werden beide Standorte betrachtet.

3.4.2 Ertragsgutachten PV-Kraftwerke

3.4.2.1 Übersicht / Ziele

Entsprechend der typischen glockenförmigen täglichen Einstrahlungskurve produziert eine PV-Anlage bei Südausrichtung der Module ein mittägliches Strommaximum. Durch eine Ost- und West-Ausrichtung der Module kann ein Teil der Erzeugung von der Mittagszeit auf die Vor- und Nachmittagsstunden verteilt werden (Peak-Shaving), so dass die maximal mögliche Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs über längere Zeit getroffen wird. Demgegenüber wird in den Wintermonaten November bis Mitte Februar die maximale Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs aufgrund des flachen Sonnenwinkels seltener erreicht; im Winter führt daher die Südausrichtung der Module zu höheren H₂-Ausbeuten.

Auf der Basis langjähriger Einstrahlungsdaten und unter Berücksichtigung von AP 3 soll die Auslegung der PV-Anlage für den Vorhabenstandort hinsichtlich Ausrichtung(en) und Neigungswinkel(n) optimiert werden. Das Fraunhofer ISE verfügt über entsprechende Simulationsprogramme, um diese Fragestellung bearbeiten zu können, indem Ertragsprognosen für die verschiedenen Anlagenkonfigurationen erstellt werden. Ergebnis sind Zeitreihen der PV-Leistung, aber auch der tatsächlichen Generator-Spannungen und -Ströme, welche dann in das Fraunhofer ISE Power-to-Gas-Systemmodell eingespeist werden.

3.4.2.2 Methodik

Dieser Abschnitt beschreibt die einzelnen Rechenschritte, mit denen die Zeitreihen von Generatorleistung, -Spannung und -Strom bereitgestellt wurden.

Die meteorologischen Daten für den Standort Luckau (51,8668 °Nord, 13,7797 °Ost) wurden vom Anbieter SolarGIS s.r.o. bezogen. Der Datensatz umfasst u.a. Werte der direkten und der diffusen Einstrahlung auf eine horizontale Fläche, der Lufttemperatur und der Windgeschwindigkeit in 15-Minuten-Intervallen für den Zeitraum 01.01.1994 bis 31.10.2014. Für die Berechnungen wurde das Jahr 2009 ausgewählt, für dieses Jahr kommt die Jahressumme der Einstrahlung dem Mittelwert über den gesamten Zeitraum am nächsten.

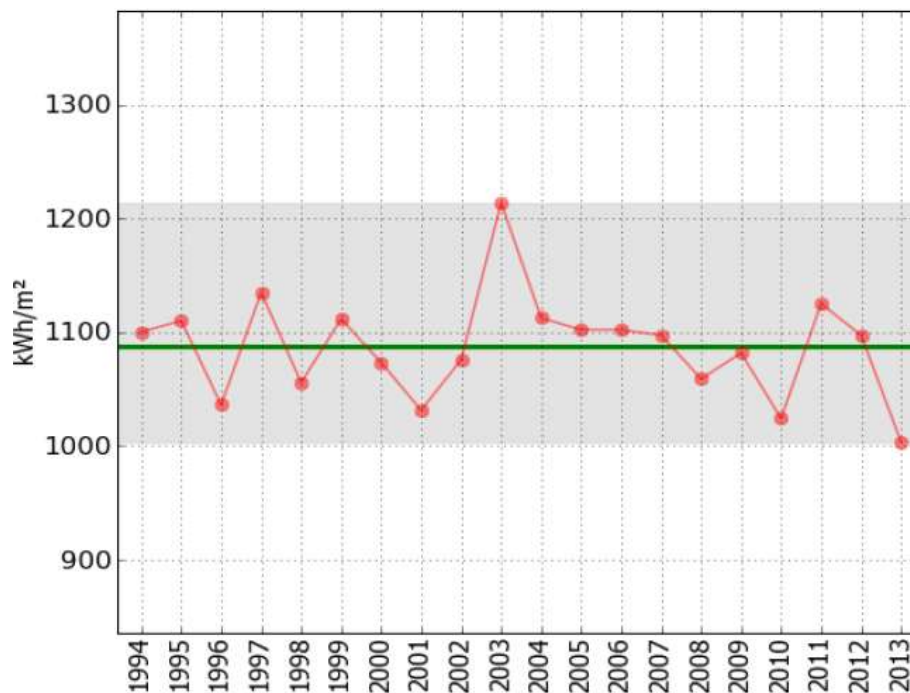


Abbildung 63: Variation der jährlichen Einstrahlungssummen für den Standort Luckau. Für die hier beschriebenen Berechnungen wurde das Jahr 2009 ausgewählt.

Aus den Werten der direkten und der diffusen Einstrahlung auf eine horizontale Fläche lässt sich die Einstrahlung auf die geneigte Modulebene berechnen. Für diesen Rechenschritt stehen zahlreiche Modelle und Softwaretools bereit. Für dieses Projekt wurde allerdings keines der Standard-Modelle eingesetzt, sondern die Einstrahlungswerte auf einzelne Zellstränge mittels „ray tracing“ mit dem Strahlverfolgungsprogramm „Radiance“ berechnet. Auf diese Weise kann der Einfluss der innerhalb der Generatortische auftretenden Eigenverschattung genauer quantifiziert werden. Radiance liefert dabei sowohl die Verluste durch direkte Verschattung bei niedrigen Sonnenständen an der Unterkante eines Tisches als auch die Verluste durch diffuse Verschattung, die durch die Abdeckung eines Teils der Himmelshalbkugel durch den Nachbartisch entstehen. Die folgende Grafik gibt ein Beispiel für das Verhältnis der Einstrahlungen an der unteren und an der oberen Kante einer zentralen Tischreihe.

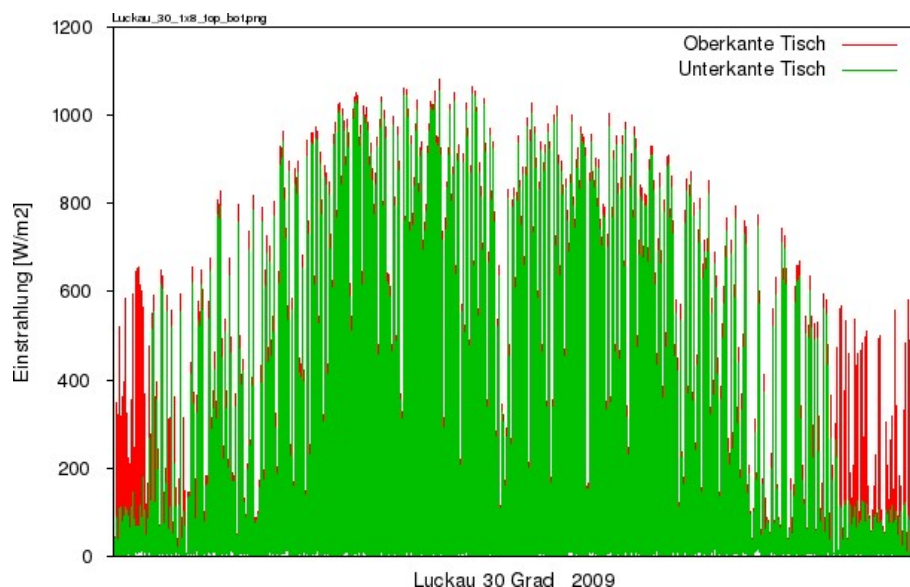


Abbildung 64: Berechnete Einstrahlungswerte in Modulebene in 15-Minuten-Schritten für das Jahr 2009. Die roten Linien zeigen die Werte an der praktisch unverschatteten Tischoberkante. Die grünen Werte gelten für die Tischunterkante. Die niedrigen Werte am Anfang und am Ende des Jahres werden durch die Verschattung des direkten Sonnenlichts verur-

sacht, die generell geringfügig niedrigeren Werte über das ganze Jahr sind die Folge der Verschattung der diffusen Himmelsstrahlung.

Aus den Einstrahlungswerten für die einzelnen Zellstränge kann jetzt die Einstrahlung für jede der 8 übereinanderliegenden Modulreihen und schließlich die effektive Einstrahlung auf einen Generatortisch bestimmt werden. In einem ersten Durchgang wurden damit folgenden Zeitreihen im MS-Excel-Format an die Projektpartner geliefert:

- Zeitstempel
- Sonnenhöhe ($^{\circ}$)
- Sonnen-Azimut ($^{\circ}$)
- Lufttemperatur ($^{\circ}\text{C}$)
- Windgeschwindigkeit (m/s)
- Einstrahlung in Modulebene ohne Verschattung (W/m^2)
- Einstrahlung in Modulebene mit Verschattung (W/m^2)
- Geschätzte Spezifische DC-Leistung (W/W_p)

Diese Datensätze dienen der Auswahl der weiter betrachteten Konfigurationen. Dabei wurden zunächst die folgenden Modulanordnungen definiert:

- Südausrichtung, Neigung 20 Grad, Achsabstand 13,5 m, 8 Module übereinander, horizontal ausgerichtet
- Südausrichtung, Neigung 30 Grad, Achsabstand der Tische 19,8 m, 8 Module übereinander, horizontal ausgerichtet
- Ost-West-Ausrichtung, Neigung 15 Grad, kein Abstand der Tische (Zick-Zack-Anordnung), 8 Module übereinander, horizontal ausgerichtet
- Ost- und West-Ausrichtung, Neigung 20 Grad, in unverschatteten Einzeltischen (am Rand des Modulfelds), 8 Module übereinander, horizontal ausgerichtet

Im letzten Rechenschritt wurden die elektrischen Erträge des PV-Generators aus den Einstrahlungsdaten berechnet. Dies umfasst die Bestimmung der Verluste durch Reflexion bei nicht-senkrechttem Lichteinfall, durch die Temperaturabhängigkeit des Modulwirkungsgrads und durch die Einstrahlungsabhängigkeit des Modulwirkungsgrads. Für diese Rechnungen wurden das Simulationsprogramm „Zenit“ genutzt, welches im Standard für Ertragsgutachten des Fraunhofer ISE zum Einsatz kommt. Ergebnis sind Zeitreihen der Werte der spezifischen DC-Leistung (W/kW_p), der MPP-Spannung und des MPP-Stroms im MS-Excel-Format für jede der oben definierten Geometrievarianten:

- Zeitstempel
- I_{mpp} (A)
- U_{mpp} (V)
- P_{mpp} (W)
- P_{mpp} (W/W_p)

Diese Zeitreihen dienen als Eingangsdaten für die Elektrolyse-Simulation.

3.4.2.3 Zwischen-Ergebnisse der reinen PV-Optimierung

Auf der Basis der oben definierten Modulanordnungen wurden fünf des Anlagenaufbaus erstellt, wovon jedoch nur drei Szenarien für die weiteren Wasserstoff-Simulationen verwendet wurden.

Der maximale spezifische Jahresertrag von PV-Kraftwerken an Standorten in Deutschland ergibt sich bei Anstellwinkeln der Module von ca. 30° . Die daraus resultierende größere Verschattung der Module untereinander führt zu einer Ertragsreduzierung, der durch einen größeren Reihenabstand

entgegengewirkt werden kann. Ist dies bei einem begrenzten Flächenangebot nicht möglich, führt dieser Effekt dazu, dass der spezifische Jahresertrag pro Fläche bei einer 30°-Neigung der Module geringer ausfallen kann als bei einer 20°-Neigung. Aus diesem Grund wird in diesem Projekt die Südausrichtung des PV-Kraftwerks mit einem Anstellwinkel von 20° als Basisszenario 0 der PV-Elektrolyse-Kombination gewählt.

Eine ebenfalls darstellbare Kombination ist ein PV-Kraftwerk mit Modulen in Ost- und Westaufstellung. In diesem Fall ist ein kleiner Anstellwinkel von nur 15° vorteilhaft. Zum einen können die Reihenabstände damit weiter reduziert werden, was zu einer hohen Flächenbelegung führt. Auch die Tatsache, dass abwechselnde Reihen mit Modulen in Ost- und Westaufstellung aufgeständert werden können, trägt zu einer hohen Flächenbelegung bei. Des Weiteren ist ein kleiner Anstellwinkel von nur 15° nötig, um auch bei direkter Südeinstrahlung in den Mittagsstunden noch ausreichend Lichteinfall auf die Module zu erzielen. Die zweite PV-Elektrolyse-Kombination mit Modulen in Ost-West-Aufstellung mit einem Anstellwinkel von 15° bildet somit das Szenario 1.

In einem weiteren Szenario 2 wird das Basisszenario 0 und das Szenario 1 kombiniert. Dabei werden 90 % der installierte Peak-Leistung des PV-Kraftwerks in Südausrichtung mit 20° Neigung aufgestellt und 10 % in Ost-West-Ausrichtung, jedoch ebenfalls mit 20° Neigung. Die 10 % entsprechen dabei in etwa einer einzelnen Reihe jeweils im Osten und im Westen des Kraftwerks. Mit Hilfe dieser Einzelreihen soll das morgendliche und abendliche Sonnenlicht ausgenutzt werden. Ziel ist eine leichte Leistungserhöhung in diesen Stunden des Tages auf Kosten einer geringeren Maximalleistung in den Mittagsstunden. Da aber ohnehin von einer leichten Überdimensionierung der PV-Anlage um den Faktor 1,2 ausgegangen wird, werden die zu erwartenden Einbußen in der Mittagszeit als verkraftbar erwartet.

Aus den Simulationsläufen mit den einzelnen Modulanzordnungen ergeben sich die folgenden spezifischen DC-Jahreserträge [aus den jeweils letzten Rechenläufen von Jinsuk Kang]:

Cahnsdorf Süd 30°:	1160 kWh/kWp
Cahnsdorf Süd 20°:	1120 kWh/kWp
Ortenau Süd 20°:	1239 kWh/kWp
Cahnsdorf Ost-West 15°:	978 kWh/kWp

Für die drei Szenarien ergeben sich damit die folgenden absoluten DC-Jahreserträge

Szenario 0:	3.809 MWh	(1120 kWh/kWp bei 3,40 MWp)
Szenario 1:	3.201 MWh	(941 kWh/kWp bei 3,40 MWp)
Szenario 2:	3.761 MWh	(1106 kWh/kWp bei 3,40 MWp)

Wichtig ist hierbei nochmal zu erwähnen, dass vom Konsortium die Randbedingung gesetzt wurde, dass nur eine bestimmte Fläche zur Verfügung steht. Das heißt, der Vergleich berücksichtigt immer dieselbe verfügbare Fläche. Dies ist je nach Flächenpreisen bzw. Pachtniveau ökonomisch ein Nachteil, entspricht jedoch in Deutschland und vor allem in Süddeutschland der Projektierungs-Realität, in der die verfügbaren Flächen begrenzt sind.

Eine Reduzierung der Moduldicke ist prinzipiell denkbar, würde aber zu einer reduzierten Leistung und damit im hier betrachteten Leistungssegment zu stark steigenden spezifischen Elektrolyse-Kosten führen (kleine Elektrolyse-Anlagen sind im hier betrachteten Leistungssegment spezifisch (d.h. in €/kW) deutlich teurer, als größere Anlagen). Daher war dies keine sinnvolle Option und wurde nicht näher betrachtet.

3.4.3 Wasserstoff-Ertragssimulation und Ermittlung KPI

Zusammen mit den in AP 1 enthaltenen DC/DC-Modul und einem Verbrauchsprofil aus der Anwendung bzw. dem Wasserstoff-Verbraucher werden für die jeweiligen Konfigurationen Wasserstoff-Erträge und Kennzahlen ermittelt (AP 4.3).

3.4.3.1 Vorstellung des Tools H2ProSim

Die Simulation der Wasserstofferrträge erfolgt mit Hilfe des am Fraunhofer ISE selbst entwickelten Tools H2ProSim (Hydrogen Process Simulation Tool), welches in der Oberfläche Matlab/Simulink programmiert wurde. Die *dynamische Modellierung der Einzelkomponenten* basiert auf physikalischen Energie- und Massenbilanzen, die mit einer *technischen Betriebsführung* um physikalisch vorhandene Randbedingungen, wie An- und Abfahrvorgänge ergänzt werden. Die auf diese Weise nachgebildete Power-to-Hydrogen-Anlage kann nun anhand beliebiger strom- und gaseitiger Anforderungsprofile um eine *Betriebsstrategie* erweitert werden. Dabei spielen ganz konkrete Randbedingungen, wie zeitlich hoch aufgelöste Stromerzeugung und dynamischer Gasbedarf eine Rolle und können einen erheblichen Einfluss auf die KPI ausüben. Zur Ermittlung der Wasserstoffgestehungskosten LCOHy verfügt H2ProSim über eine zusätzliche Ebene, mit deren Hilfe die wirtschaftlichen Aspekte berücksichtigt werden können. Dieses Kostenmodell beinhaltet eine Vielzahl realer Kostenpunkte aus am Markt verfügbaren Komponenten, anhand derer letztlich die Gesamtkosten der Anlage über die Abschreibungsdauer errechnet werden können.

Des Weiteren beinhaltet H2ProSim einen selbst entwickelten Optimierungsalgorithmus, der in diesem Projekt jedoch nicht zum Einsatz kommt.

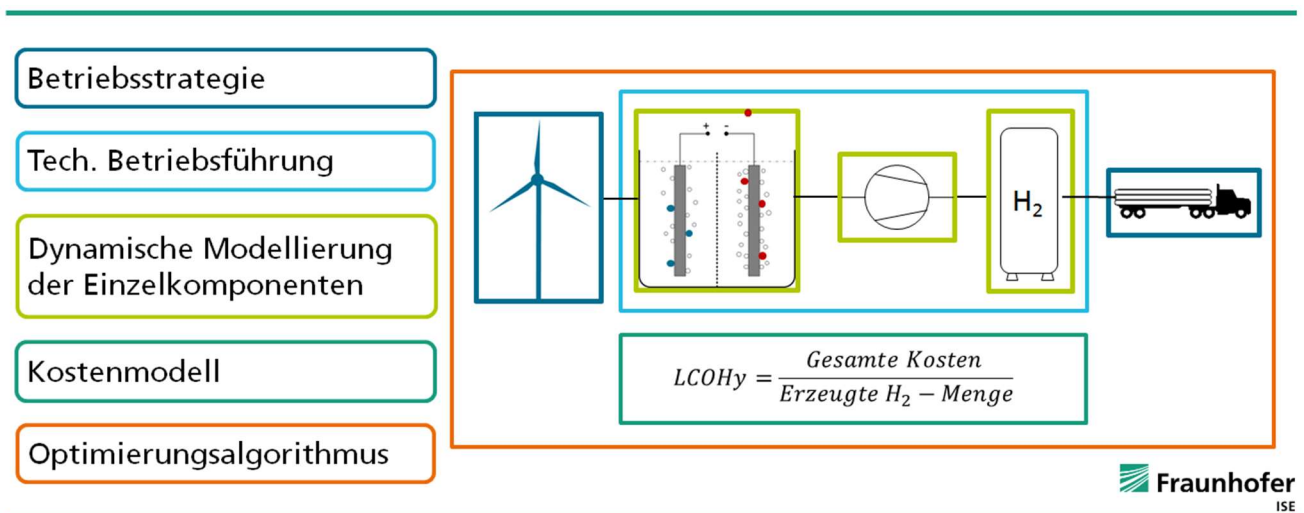


Abbildung 65: Schematische Darstellung der Funktionen des Tools H2ProSim

3.4.3.2 Eingangszeitreihen in das Modell

In diesem Projekt wird die Stromseite der Betriebsstrategie mit Hilfe von Zeitreihen abgebildet. Diese sind das Ergebnis des Ertragsgutachtens PV-Kraftwerke (AP 4.2) und liegen in einer 15-minütigen Auflösung in der Einheit W/kWp vor. Die Gasseite der Betriebsstrategie ist abhängig von den beiden untersuchten Mobilitätsanwendungen. Im Falle der „Onsite-Erzeugung“ von Wasserstoff wird eine konkrete Wasserstoffverbrauchskurve angelegt. Diese wird in erster Näherung als konstant angenommen, da detailliertere Informationen zu diesem Zeitpunkt im Projekt noch nicht vorlagen.

Im Falle der „Offsite-Erzeugung“ von Wasserstoff wird eine Einspeisung des Wasserstoffs in eine Erdgas-Transportleitung vorgesehen. Auf Basis einer durch das Unternehmen Unigea angefragten Genehmigung zur Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgas-Transportnetz ergibt sich somit eine Wasserstoffbedarfskurve. Dabei wird die Vereinfachung getroffen, dass die Einspeisung von H₂ und das Gasnetz nur in zwei Zuständen erfolgt: volle Einspeisung mit der max. genehmigten Menge von 264 Nm³/h (entspricht 120 % Leistung eines der zwei Elektrolyseure) oder keine Einspeisung. Zusammen mit Angaben aus der Wasserstoffeinspeisegenehmigung wurde ein generisches

Einspeiseprofil erstellt. Dieses gestattet die Einspeisung von Wasserstoff an ca. 7.800 h/a mit einem Volumenstrom von 264 Nm³/h. In dieser übrigen Zeit ist keine Einspeisung möglich.

3.4.3.3 Technische Parameter der Simulation

Nachfolgend sind die Annahmen zur Parametrierung des Modells aufgeführt. Diese gelten für alle nachfolgend durchgeführten Simulationen. Im Falle von Abweichungen wird explizit darauf hingewiesen (siehe z.B. Abschnitt 3.5.4.2).

Zu beachten ist insbesondere, dass für die DC/DC-Steller in der frühen Projektphase, in der die Simulationen der Szenarien 0 bis 5 durchgeführt wurden, ein fester Wirkungsgrad von 98 % angenommen wurde. Nach Abschluss der Messungen aus AP 1 wurde dieser feste Wert für die finalen Simulationen durch ein Kennfeld ersetzt (siehe Kapitel 3.5.5).

Komponente	Kennzahl	Wert	Einheit	Bemerkung
DC/DC-Steller	Leistung	120	kW	
	Standby-Leistungsaufnahme	24	W	
	Anzahl	32	Stk.	für direkte DC/DC-Kopplung
	Wirkungsgrad	98	%	gilt nur für Szenarien 0 bis 5. Für finale Simulationen siehe Kapitel 3-5-5
Nachtbatterie	Kapazität	500	kWh	
	Lade-/Entladeleistung	120	kW	
	Wirkungsgrad Ein- und Ausspeicherung	90	%	Gesamtwirkungsgrad
DI-Wasseraufbereitung	El. Leistungsaufnahme	120	kW	
	Vorratsbehälter Volumen	30	m ³	
	Wirkungsgrad	70	%	
Elektrolyseur	Nennleistung	1,20	MW (DC)	
	Max. Leistungsaufnahme	1,44	MW (DC)	
	Nennproduktion	220	Nm ³ /h	
	Max. Produktion	264	Nm ³ /h	
	Max. Lastwechselrate	0,20	MW/s	
Gasreinigung / TSA	el. Leistungsaufnahme	1,10	kW	
	Nenndurchfluss	230	Nm ³ /h	Gilt je TSA, davon gibt es zwei
Pufferspeicher	Geometrisches Volumen	95	m ³	
	Max. Betriebsdruck	35	bar	
	Min. Betriebsdruck	5	bar	
Kältemaschine	Kälteleistung	9,2	kW	Je Einheit, davon 6 Stück
	Leistungszahl	3,0	-	
Lüfter	el. Leistungsaufnahme	455	W	Je Lüfter, davon 44 Stück
	Luftwechselrate	101	-	Summe aller Lüfter
Heizung	el. Leistungsaufnahme	120	kW	Ein Heizer eingebaut

3.4.4 Betriebsführung und Steuerung der PtH₂-Anlage

In Abbildung 66 ist der Aufbau der Betriebsführung der gesamten PtH₂-Anlage dargestellt. Diese setzt sich zusammen aus der Betriebsstrategie „Bezug von PV-Strom und Netzstrom“ sowie der eigens für dieses Projekt entwickelten Stromhierarchie. Der darin hinterlegte Algorithmus steuert anhand der momentanen Leistung DC und von Feedback-Signalen aus dem physikalischen Modell den Leistungsfluss zu den einzelnen Komponenten der Wasserstoffanlage.

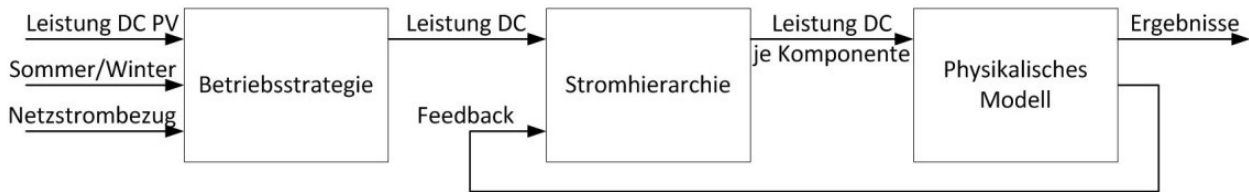


Abbildung 66: Aufbau der Betriebsführung der DSW-Anlage

Wechsel zwischen Sommer- und Winterbetrieb

Zur Steigerung der Betriebsstunden der PtH₂-Anlage vor allem bei geringer Sonneneinstrahlung in den Wintermonaten, ist geplant einen Elektrolyseur vom PV-Inselnetz abzukoppeln und mit dem Stromnetz zu verbinden. Dadurch sollen die Betriebsstunden erhöht und die Wasserstoffherzeugung über das Jahr gleichmäßig werden. In den drei nachfolgend beschriebenen Szenarien wird auf diese Weise zwischen 01. November und 28. Februar ein Elektrolyseur im „Winterbetrieb“ mit Netzstrom versorgt. Erst für den Sommerbetrieb wird dieser zweite Elektrolyseur zwischen 01. März und 31. Oktober wieder an das PV-Inselsystem angeschlossen. Diese Umschaltzeitpunkte sind in dem Block *Betriebsstrategie* implementiert.

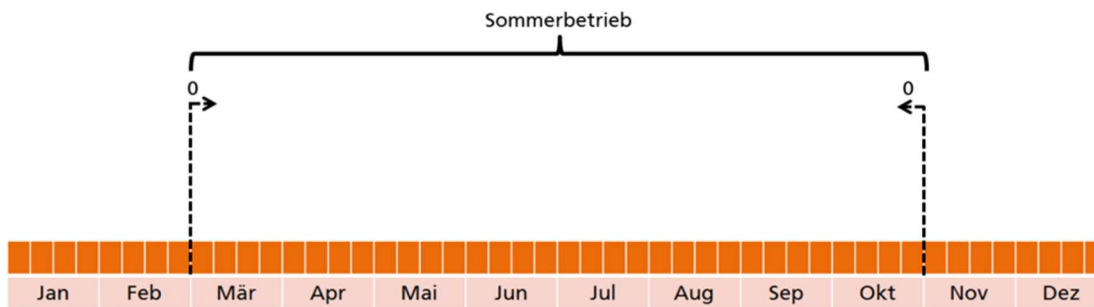


Abbildung 67: Wechsel zwischen Sommer- und Winterbetrieb

In den drei Szenarien in Kapitel 3.4.6 findet der Wechsel zwischen Sommer und Winter Ende Februar und Ende Oktober statt, wie in Abbildung 67 dargestellt. Später werden diese Umschaltzeitpunkte optimiert.

3.4.5 Stromhierarchie

Die Stromhierarchie stellt einen elementaren Baustein der Simulation des DSW-Systems dar. Sie dient zur maximalen Ausnutzung des anfallenden PV-Stroms.

Elektrolysesysteme haben in der Regel eine untere Teillastgrenze von ca. 10 % der Nennleistung. Der Grund liegt in der minimalen Teillast der Gastrocknungseinheit (TSA – Temperature Swing Adsorption – Temperaturwechseladsorption), die nicht unterschritten werden kann. In diesem Projekt bedeutet dies, dass erst bei einer DC-Leistung aus dem PV-Kraftwerk von mehr als 120 kW der erste von zwei Elektrolyseuren anfahren kann. Sobald die Leistung auf mehr als 240 kW ansteigt, wird der zweite Elektrolyseur zugeschaltet. Zudem beträgt die maximale elektrische Leistungsaufnahme beider Elektrolyseure gemeinsam max. 2.880 kW, sodass bei wolkenfreien Tagen in den Mittagsstunden mehr Strom vom PV-Kraftwerk erzeugt wird, als die Elektrolyseure benötigen.

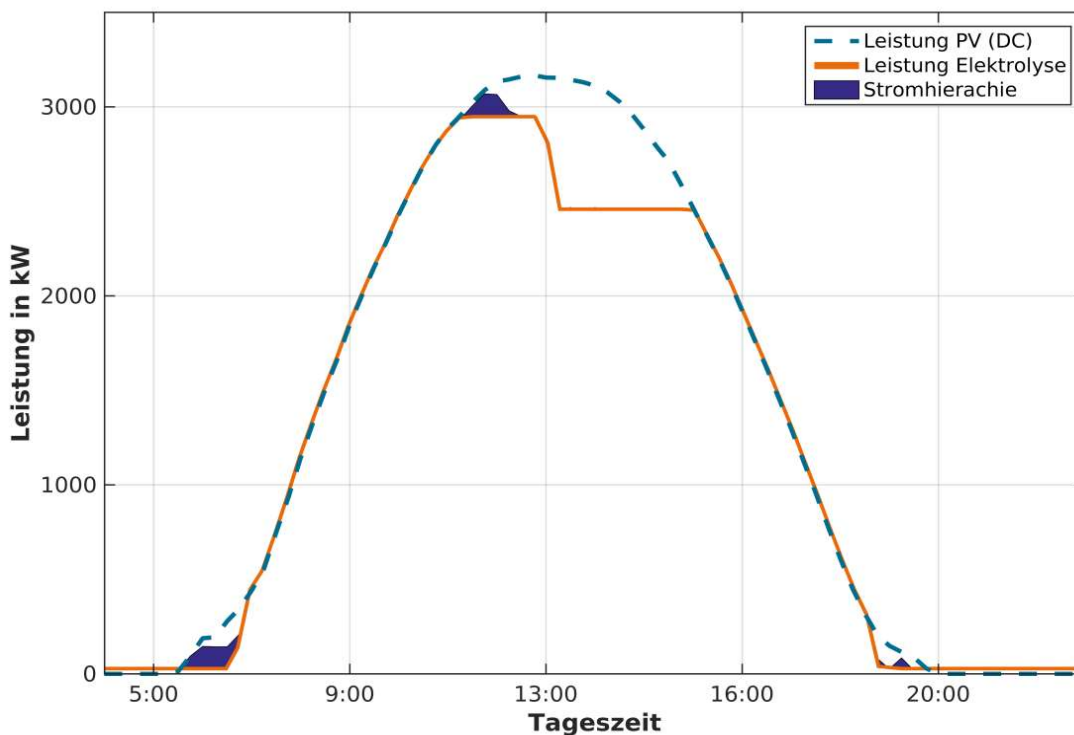


Abbildung 68: Wirkung der Stromhierarchie an einem idealen Sonnentag

Der morgens und mittags erzeugte ungenutzte Strom wird mit Hilfe der Stromhierarchie teilweise nutzbar gemacht, indem in diesen Zeiten bewusst einzelne Stromverbraucher zugeschaltet werden. Diese füllen verschiedene Speicher auf und führen Prozesse aus, die somit zu Zeiten geringen Stromangebots nicht ausgeführt werden müssen. In jenen Zeiten steht somit der gesamte PV-Strom der Elektrolyse zur Verfügung. So wird bei Stromüberschuss prioritär die Batterie mit einer Leistung von max. 120 kW geladen. Diese dient nachts zur Versorgung der Leit- und Sicherheitstechnik. Ist die Batterie vollständig geladen oder steht mehr als 120 kW ungenutzter Strom zur Verfügung, wird zusätzlich die DI-Wasseraufbereitung mit einer Leistung von 120 kW betrieben und der 30 m³ große Vorratsbehälter aufgefüllt. Zudem ist die TSA so geregelt, dass eine Regeneration und der damit einhergehende Strombedarf nur in der Mittagszeit stattfinden, wenn die tägliche Leistungsspitze erwartet wird.

In Abbildung 68 ist dieser Effekt dargestellt. Im Ergebnis lässt sich mit Hilfe dieser intelligenten Verwendung ungenutzten Stroms in den Szenarien 0, 1 und 2 im Jahresmittel ein Stromnutzungsgrad von gut 98 % erzielen. Somit werden lediglich knapp 2 % des über das Jahr erzeugten PV-Stroms verworfen.

3.4.5.1 Ökonomische Parameter des Kostenmodells

Für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten sind umfassende Kenntnisse über die Investitions- und Betriebskosten der Power-to-Hydrogen-Anlage erforderlich. Auf Basis vorhandener Erfahrungen in diesem Bereich auf vorangegangenen Projekten des Fraunhofer ISE und der Unigea wurden im Projekt intensive Diskussionen unter Beteiligung des assoziierten Partners Siemens geführt.

Die Kosten über die Lebensdauer setzen sich aus den Capital Expenditures (CAPEX) und den Operational Expenditures (OPEX) zusammen. Die CAPEX sind dabei abhängig von den tatsächlichen Investitionskosten für die einzelnen Komponenten einer PV-Wasserstoffanlage und den Kapitalkosten. Letztere sind vor allem vom Zinssatz bestimmt, zu dem fremdes oder eigenes Kapital verfügbar ist. Die OPEX setzen sich zusammen aus den Strombezugskosten sowie den Betriebskosten der Anlage.

In der nachfolgenden Auflistung sind alle Kostengruppen aufgeführt, die in der Berechnung des LCOHy in diesem Projekt berücksichtigt wurden.

1. CAPEX
 - a. Photovoltaikkraftwerk
 - b. DC-DC-Steller
 - c. Elektrolyse inkl. Stack
 - d. Stack-Ersatz nach 10 Jahren
 - e. H₂-Speicher
 - f. Batterie
 - g. Gebäude
 - h. Baukostenanteil Verdichterstation
 - i. Planung / Engineering / Systemintegration
2. Berücksichtigte Anteile der Kapitalkosten
 - a. Kalkulatorischer Zinssatz Eigenkapital
 - b. Kalkulatorischer Zinssatz Fremdkapital
 - c. Eigenkapitalquote
 - d. Fremdkapitalquote
3. OPEX
 - a. Grundstückspacht
 - b. Versicherungen
 - c. Administrative Kosten
 - d. Personalkosten
 - e. Security Kosten

Die konkrete für die Berechnung verwendeten Zahlenwerte sind vertrauliche Informationen der Projektpartner und externer Partner und können daher in diesem Bericht leider nicht wiedergegeben werden. Alle Werte stammen aus vertraulichen Unternehmensdaten der beteiligten Firmen und wurden zur Berechnung an das Fraunhofer ISE übergeben.

3.4.5.2 Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten

Die Berechnung der LCOHy ist vergleichbar zur Berechnung der LCOE (Levelized cost of electricity) und erfolgt mit Hilfe der Annuitätenmethode. Diese eignet sich vor allem zum Vergleich unterschiedlicher Technologien und bietet den Vorteil einer kontinuierlichen jährlichen Zahlungsreihe. Dabei wird eine lineare Abschreibung der gesamten Investition über einen Zeitraum von 20 Jahren vorgenommen, was der Lebensdauer der Hauptkomponenten entspricht.

Die LCOHy ergeben sich durch Division der Investitionskosten (CAPEX) und über die Lebensdauer anfallenden jährlichen Kosten (A_t) durch die Gesamtsumme des erzeugten Wasserstoff m_{H_2} zu:

$$LCOHy = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{m_{H_2}}{(1+i)^t}}$$

Die jährlichen Kosten A_t setzen sich dabei aus den jährlichen Betriebskosten (Operational Expenditures) $OPEX_t$, etwaigen auftretenden Reinvestitionen $CAPEX_{Reinvest,t}$ und einem etwaigen Restwert einzelner Anlagenkomponenten am Ende der Abschreibungsdauer R_t zusammen.

$$A_t = OPEX_t + CAPEX_{Reinvest,t} - R_t$$

In diesem Projekt sind die Lebensdauer des H2-Speichers und der Industriehalle mit je 30 Jahren größer als die Abschreibungsdauer (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**), sodass sich ein Restwert ergibt, der in die Berechnung eingeht.

In der Annuitätenmethode werden die einmalig getätigten Investitionskosten für die Anschaffung der DSW-Anlage mit Hilfe des Annuitätenfaktors ANF in eine gleichmäßige Zahlungsreihe über die Abschreibungsdauer n umgewandelt, wobei i den kalkulatorischen Zinssatz angibt (Werte für n und i vergleiche **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

$$ANF = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1}$$

Der bereits angesprochenen Reinvestitionskosten (in diesem Projekt für Elektrolysestack & Batterie im 10. Jahr) und der Restwert einzelner Komponenten R_t werden ebenfalls kontinuierlich auf die Abschreibungsdauer verteilt, wofür die sogenannten Restwertverteilungsfaktoren (RVF) genutzt werden. RVF1 dient dabei zur Verteilung der Reinvestition und RVF2 zur Verteilung des Restwerts. Die Bedeutung von n und i ist dabei analog zum ANF, die Variable r gibt das Jahr der Reinvestition an (10. Jahr).

$$RVF1 = \frac{1}{(1+i)^r} \cdot \frac{(1-i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1}$$

$$RVF2 = \frac{i}{(1+i)^n - 1}$$

Die Gesamtgleichung zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten ergibt sich somit zu:

$$LCOHy = \frac{CAPEX(EKQ * ANF_{EK} + (1 - EKQ) * ANF_{FK}) + OPEX_t + RVF1 * CAPEX_{Reinvest} - RVF2 * R_t}{m_{H2}}$$

Es ist zu beachten, dass sich die $OPEX_t$ aus den Betriebs- und Wartungskosten der Einzelkomponenten gemäß **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sowie den Betriebskosten der Gesamtanlage nach **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zusammensetzen. In den Berechnungen in diesem Projekt wird zudem eine Eigenkapitalquote EKQ von 30 %, ein Annuitätenfaktor auf das Eigenkapital ANF_{EK} von 5,0 % und auf das Fremdkapital ANF_{FK} von 3,0 % angenommen.

Für die Berechnung werden die aufsummierten H_2 -Erträge für das Referenzjahr 2009 hinzugezogen, die sich als ein Ergebnis auf den Simulationen ergeben.

3.4.5.3 Ergebnisausgabe aus H2ProSim

Die Ergebnisausgabe aus H2ProSim erfolgt mit Hilfe eines einfachen Skripts direkt aus Matlab heraus. Als Hauptparameter für die Auswertung wird für alle Simulationen / Szenarien die Größe $LCOHy$ ermittelt:

Kennzahl	Wert	Einheit
$LCOHy$		EUR/kg

Abbildung 69: Darstellung des $LCOHy$ zur Auswertung der untersuchten PV- H_2 -Kombinationen und Szenarien

3.4.6 Simulationsläufe zur Optimierung des H₂-Ertrages

Die Simulationsläufe werden in mehreren Iterationen durchgeführt, um die Erkenntnisse aus den jeweiligen Ergebnisbewertungen des AP 4.4 wieder in den Prozess einfließen zu lassen und so die Gesamtanlage zu optimieren.

Ziel der Wasserstoff-Simulationen war es, die Wasserstoff-Gestehungskosten der Anlage durch Variation des PV-Kraftwerkes zu maximieren.

Im ersten Schritt wird dazu eine Dimensionierung der Peak-Leistung des PV-Kraftwerkes im Verhältnis zur Elektrolyseleistung um den Faktor 1,2 angenommen. Im Laufe der Optimierung im AP 6 wird dieses Verhältnis einer Variation unterzogen. Da die Zeitreihen der PV-Simulationen (Kapitel 3.4.2) als spezifische Ertragsreihen (kW / kW_{Peak}) vorliegen, kann die Leistung / Größe der PV-Anlage leicht angepasst werden.

Seitens der Elektrolyse wird eine Anlage bestehend aus zwei Elektrolyseuren des Typs Siemens SiLyzer 200 mit einer Nennleistung von je 1,20 MW (DC) und einer maximalen elektrischen Leistungsaufnahme von 2,88 MW (DC) betrachtet. Die Leistung des PV-Kraftwerkes ergibt sich somit im ersten Schritt zu 3,40 MWp.

Für die Variationen des PV-Kraftwerkes werden die in Kapitel 3.4.2 näher erläuterten Szenarien verwendet. Konkret handelt es sich um folgende Szenarien:

- Als Basisszenario wird eine Südausrichtung des PV-Kraftwerkes mit einem Anstellwinkel von 20° als **Basisszenario 0** der PV-Elektrolyse-Kombination gewählt.
- Die zweite PV-Elektrolyse-Kombination mit Modulen in Ost-West-Aufstellung mit einem Anstellwinkel von 15° bildet das **Szenario 1**.
- In einem weiteren **Szenario 2** wird das Basisszenario 0 und das Szenario 1 kombiniert und dabei 90 % der installierte Peak-Leistung des PV-Kraftwerkes in Südausrichtung 20° aufgestellt und nur 10 % in Ost-West-Ausrichtung 15°. Ziel ist eine leichte Leistungserhöhung in den Morgen- und Abendstunden des Tages auf Kosten einer geringeren Maximalleistung in den Mittagsstunden. Da aber ohnehin von einer leichten Überdimensionierung der PV-Anlage um den Faktor 1,2 ausgegangen wird, werden die zu erwartenden Einbuße in der Mittagszeit als verkraftbar erwartet.

Für die Szenarien 0 bis 2 wurden unter Verwendung von H₂ProSim Simulationen zur Berechnung des jährlichen Wasserstofferrtrags durchgeführt. Die Elektrolyseanlage ist dabei in allen Szenarien gleich modelliert, die Modelle unterscheiden sich lediglich in der Konfiguration des PV-Kraftwerkes, wie oben beschrieben. Die detaillierten Ergebnisse sind in

Tabelle 19 dargestellt.

Tabelle 19: Tabellarische Darstellung der Ergebnisse der Szenarien 0, 1 und 2

Kennzahl	#0	#1	#2	Einheit
LCOHy	9,30	9,84	9,53	EUR/kg

Zusätzlich ist in Abbildung 70 die Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten (LCOHy) dargestellt. In dieser Abbildung erfolgt die Darstellung der Kostengruppen nach den physikalischen Komponenten, den Strombezugskosten und den sonstigen OPEX. Der Bestandteil „PV“ enthält somit die CAPEX, die zugehörigen Kapitalkosten sowie die Wartungs- und Instandhaltungskosten für diese Komponente. Es ist zu beachten, dass für die Komponente „Comp“ (steht für die Verdichterstation) lediglich der einmalige Kostenanteil für die Errichtung der Station inkl. der zugehörigen Kapitalkosten enthalten ist. Da die Station durch den Gasnetzbetreiber errichtet und betrieben wird, fallen hier für den Errichter der DSW-Anlage keine Betriebskosten an.

Der Block „Sonstige OPEX“ beinhaltet die in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellten Kosten.

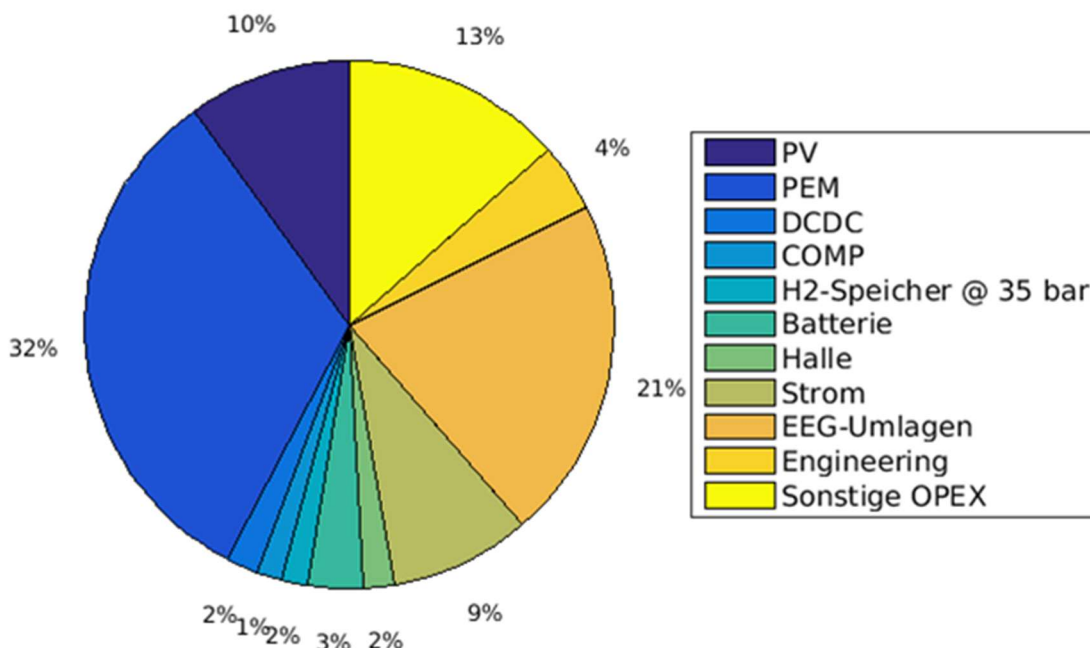


Abbildung 70: Aufteilung des LCOHy für das Basisszenario 0

Es ist zu sehen, dass die Wasserstoffgestehungskosten (LCOHy) im Basisszenario 0 am niedrigsten sind. Somit lässt sich schon hieraus das Fazit ableiten, dass eine teilweise oder vollständige Ausrichtung der PV-Module nach Ost oder West mit einem Anstellwinkel von 15° nicht den erwarteten wirtschaftlichen Vorteil bringt. Grund hierfür ist ein Minderertrag an Wasserstoff in den Szenarien #1 und #2.

Deutlich wird dieser Minderertrag aufgrund geringerer DC-Leistung des PV-Kraftwerks auch bei genauerer Betrachtung eines einzelnen Tages (siehe Abbildung 71). Ausgewählt wurde hier ein nahezu idealer Tag ohne Bewölkung im Juni.

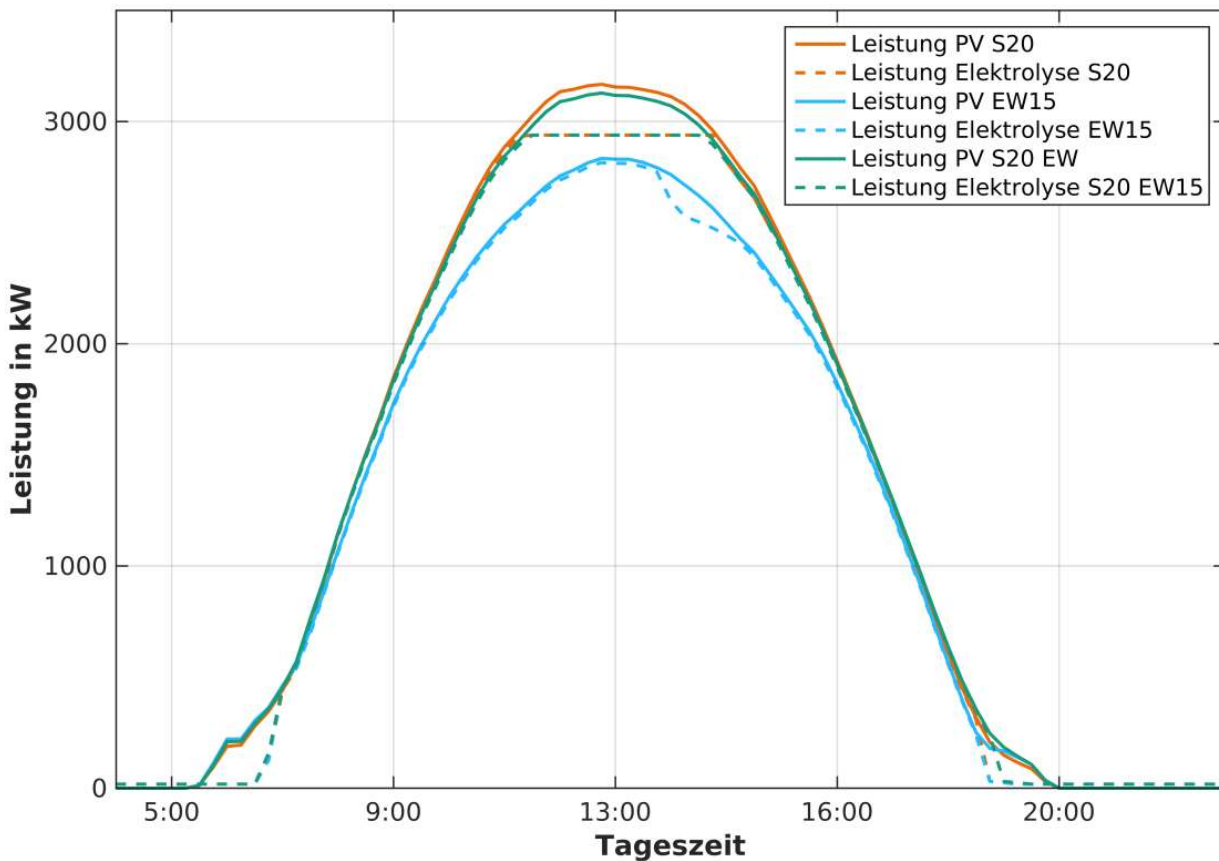


Abbildung 71: Einfluss unterschiedlicher PV-Ausrichtungen auf die Leistung der PEM-Elektrolyse

Dieser Minderertrag der Ost-West-Ausrichtung ergibt sich vor allem an guten Tagen mit hoher Sonneneinstrahlung. Wie erwartet liegt die Maximalleistung des PV-Kraftwerks dann unterhalb der Südausrichtung. Die erhoffte höhere Leistung des PV-Kraftwerks in den Morgen- und Abendstunden tritt hingegen nicht ein, sodass in Summe ein Minderertrag bleibt. (Anmerkung: Der leichte Einbruch der Leistung Elektrolyse EW15 (Ost-West 15°) gegen 14:00 Uhr resultiert aus einem Leistungsbezug der Peripherie des PtH₂-Systems und steht in keinem Zusammenhang mit der Ost-West-Ausrichtung).

Als ein erstes Fazit kann somit der Schluss gezogen werden, dass für ein DSW-System aus Sicht des H₂-Ertrags die gleiche Ausrichtung der PV-Module zu bevorzugen ist, wie bei einem reinen PV-Kraftwerk. Diese Aussage gilt jedoch nur aus rein technischer Sicht. Steht für die Errichtung des PV-Kraftwerks beispielsweise nur eine begrenzte Fläche zur Verfügung, so kann eine Ost-West-Ausrichtung mit Anstellwinkel 15° aufgrund der höheren möglichen Flächenbelegung und der daraus resultierenden höheren installierbaren Peak-Leistung durchaus wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen. In jedem Fall ist eine Einzelbetrachtung anzustreben.

Vor diesem Hintergrund ist auch ersichtlich, dass der Strom- und der Wasserstofftrag bei Szenario 2 ebenfalls unterhalb der Erträge des Basisszenarios liegt, da hier ca. 10 % der gesamten installierten Peak-Leistung der PV nach Ost/West 15° ausgerichtet sind. Die übrigen 90 % des PV-Kraftwerks sind hingegen weiterhin nach Süden mit einem Anstellwinkel von 20° ausgerichtet.

Für den Einzelfall Ost-West und Süd-20 wurde zudem noch der Vergleich bei zunehmender Überdimensionierung gezogen, um daraus abzuleiten, ob sich diese Aussage bei größerer PV-Leistung verändert. Als Ziel-Kennzahl zur Bewertung wurden die Wasserstoff-Gestehungskosten verwendet.

Das Ergebnis zeigt auch hier einen klaren Kostenvorteil der Südausrichtung, der sich vermutlich aus dem jährlichen Mehrertrag der Wasserstoff-Anlage ergibt. Wichtig ist hierbei, dass eine vollständige Abnahme des erzeugten Wasserstoffs vorausgesetzt wird.

3.5 Betriebsmodelle und technische Planung (AP 6)

3.5.1 Analyse des H₂-Bedarfs möglicher Kunden im Jahresverlauf

Die Ergebnisse aus dem vorliegenden Projekt möchte die Unigea Solar Projects GmbH möglichst unmittelbar im Anschluss in ein Pilotprojekt für einen vorhandenen potentiellen Kunden umsetzen. Zur Versorgung desselben mit 100 % grünem Wasserstoff sind Bedarf und Bedarfsschwankungen potentieller Kunden zu ermitteln (AP 6.1).

Eine PtH₂-Anlage mit einer elektrischen Leistung der Elektrolyse von 1 MW könnte z.B. 4 Brennstoffzellenbusse mit grünem Wasserstoff in kostendeckendem Betrieb versorgen. Für die tageslichtreiche Zeit des Jahres zwischen Ende Februar und Anfang Oktober sind die Gasspeicher so zu dimensionieren, dass entsprechend des volatilen Angebots eine lückenlose Versorgung in diesem Zeitraum möglich ist.

Allgemein kann gesagt werden, dass Mobilitätskunden einen gleichmäßigen Jahresbedarf aufweisen. Bedarfsschwankungen treten im Wochenend-/Feiertagsrhythmus einerseits und bei Individualmobilität zusätzlich im Urlaubsrhythmus auf.

3.5.2 Quellen grünen Wasserstoffs

Da in der dunklen Jahreszeit November bis Anfang Februar der Bedarf voraussichtlich das Angebot übersteigt, sind zur Mengenergänzung der solaren Wasserstofferzeugung verschiedene Möglichkeiten zu betrachten und auf Machbarkeit zu analysieren (z.B. H₂-Speicher für Sommerüberschüsse, Zukauf von grünem Überschussstrom im Winter, Wasserstofferzeugung als Nebenprodukt der Netzstabilisierung / Regelenergie, ergänzende temporär-betriebseigene Grünstromproduktion, Zukauf von grünem Wasserstoff).

Große Wasserstoff-Speicher erweisen sich aktuell als großer Kostentreiber und können eine saisonale Speicherung nicht erfüllen.

Ein Zukauf von grünem Wasserstoff kann zB. über einen Wasserstoff-Zertifikatehandel geschehen, also die Einspeisung von grünem Wasserstoff aus anderen Quellen (Wind, Wasser) in das Erdgasnetz und bedarfsweiser Zukauf von Wasserstoff aus Erdgas, welcher bilanziell den anderweitig in das Erdgasnetz eingespeisten grünen Wasserstoff ausgleicht. Diese Möglichkeit wird hier nicht näher betrachtet.

Eine weitere Alternative, die im Projekt detailliert untersucht wird, ist die Verwendung von Grünstrom im Winterbetrieb, um die Winterlücke zu schließen und den Speicherbedarf zu reduzieren. (Winter-/Sommerbetrieb)

In den Energiesystem-Analysen wird für Deutschland außerdem eine starke Synergie von Wind- und PV-Produkten ermittelt, d.h. Energieversorgungslücken schließen sich durch eine Integration von Wind und PV in das Energiesystem. Diese Möglichkeit soll für das Projekt auch untersucht werden.

3.5.3 Konzeption unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen und Betriebsmodelle

Zur Analyse und Bewertung der grundlegenden Funktion der entwickelten PV-Elektrolyse-Kombinationen wird die Modellierung und anschließende Simulation zunächst mit einer nachfolgend definierten Elektrolyseanlage durchgeführt. Die finalen Szenarien sind schließlich für zwei unterschiedliche Konzepte gerechnet (Onsite-Erzeugung, Offsite-Erzeugung).

Der Aufbau der PtH₂-Anlage mit der Verschaltung der physikalischen Komponenten untereinander ist in Abbildung 72 dargestellt. Die Leistungselektronik ist hier nicht dargestellt, diese wird im Modell berücksichtigt, wie in Abbildung 61 dargestellt.

Der Großteil der verfahrenstechnischen Komponenten ist in einer Industriehalle untergebracht, die mit Hilfe einer Lüftung und einer Heizung temperiert werden kann. Das Herzstück der Anlage bilden zwei Elektrolyseure des Typs Siemens Silyzer 200 mit einer Nennleistung von je 1,20 MW (DC). Das für die Elektrolysereaktion erforderliche Edukt DI-Wasser wird in einer DI-Wasser-Aufbereitungs-anlage aufgereinigt. Mit Hilfe einer Nachtbatterie wird tagsüber die erforderliche Energiemenge aus PV-Strom gespeichert, die für die Standby-Versorgung der gesamten Anlage in der Nacht erforderlich ist. Dank einer integrierten katalytischen Sauerstoffentfernung verlässt der Wasserstoff das Elektrolysesystem mit einem Restsauerstoffgehalt in PKW-Qualität (gemäß SAE 2719). Zur Gewährleistung der erforderlichen Gasqualität wird das erzeugte Wasserstoffgas zusätzlich in einem Kondensator zunächst grob getrocknet, wobei die erforderliche Kälteleistung durch eine Kältemaschine bereitgestellt wird. Die Feintrocknung erfolgt anschließend in einer Temperature Swing Adsorption (TSA, engl. für Temperaturwechseladsorption).

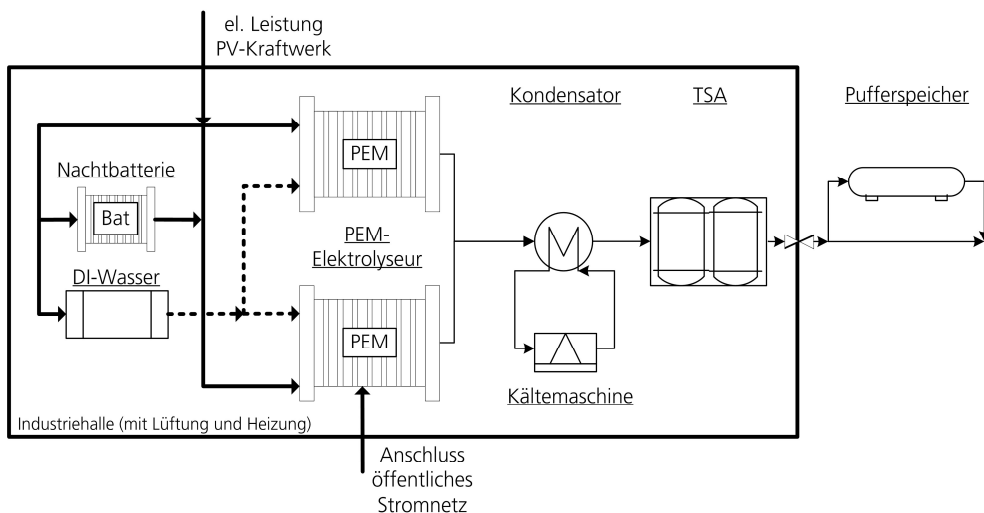


Abbildung 72: Grundsätzlicher Aufbau der PtH₂-Anlage in diesem Projekt

Direkte Solare Wasserstofferzeugungsanlagen eignen sich grundsätzlich für eine Vielzahl unterschiedlicher Anwendungsmöglichkeiten. Da sich die Anforderungen teils erheblich unterscheiden können, werden in diesem Projekt exemplarisch zwei Anlagenkonfigurationen bzw. Betriebsmodelle entwickelt und simuliert, die nachfolgend beschrieben sind. Beide Betriebsmodelle (Offsite und Onsite) basieren auf dem gleichen PtH₂-Modell wie oben beschrieben.

3.5.3.1 Offsite-Wasserstofferzeugung

Im ersten Betriebsmodell wird eine Anlage konfiguriert, die an einem zentralen Standort solaren **Wasserstoff für eine räumlich und zeitlich entkoppelte Nutzung** erzeugt.

Verbrauchsprofil

Dabei wird der erzeugte Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist, binnen eines Jahres an einem anderen Ort energetisch bilanziell wieder entnommen und für eine Mobilitätsanwendung genutzt. Gleichwohl es sich bei diesem Betriebsmodell um keine direkte Nutzung des erzeugten Wasserstoffs in der Mobilität handelt, werden die Optimierungen in diesem Projekt anhand dieses Falls durchgeführt (siehe Kapitel 3.5.4). Hintergrund ist, dass für den angestrebten Standort, an dem ein solches Betriebsmodell realisiert werden könnte, aus Vorarbeiten von Fraunhofer ISE und Unigea Solar Projekts bereits umfangreiche Daten zur Verfügung stehen. Diese werden im Projekt dazu verwendet, die DSW-Anlage zu parametrieren und mit Hilfe dieser guten Datenlage die Optimierungen der Anlagenkonfiguration durchzuführen.

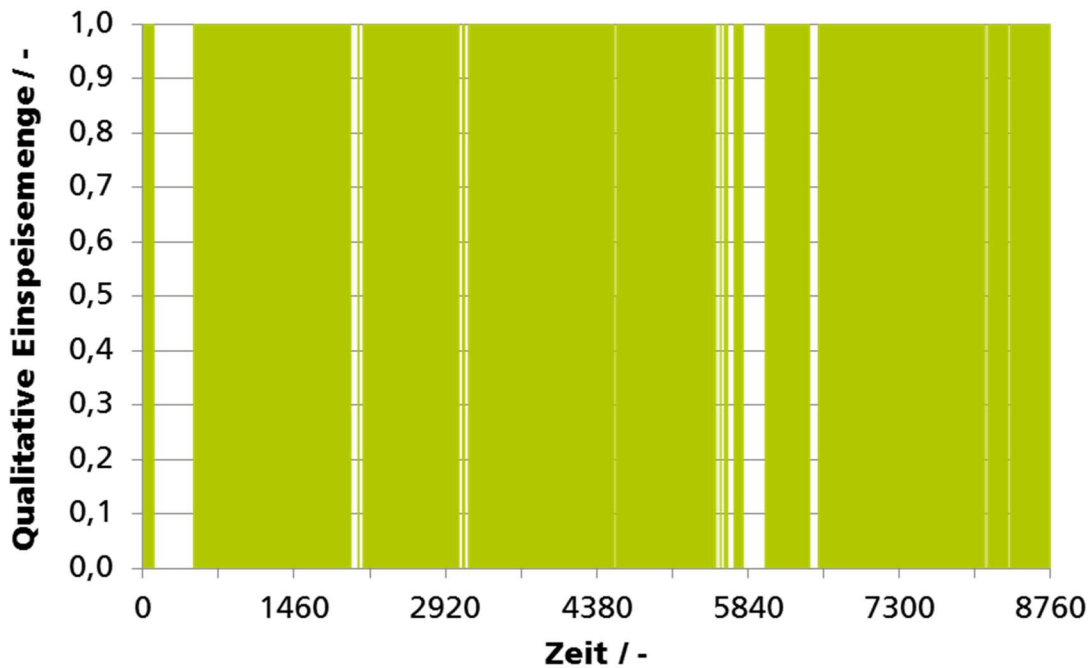


Abbildung 73: Qualitative Darstellung der möglichen Gasnetzeinspeisung von Wasserstoff

Schematischer Anlagenaufbau

Der Anlagenaufbau ist identisch zu den Beschreibungen in Kapitel 3.4.6. Die DSW-Anlage bezieht die erforderliche elektrische Leistung überwiegend aus der direkten Kopplung mit einem PV-Kraftwerk. Zusätzlich existiert ein Anschluss an das öffentliche Stromnetz, über den einer der beiden Elektrolyseure einen Teil des Jahres mit elektrischer Energie versorgt werden kann.

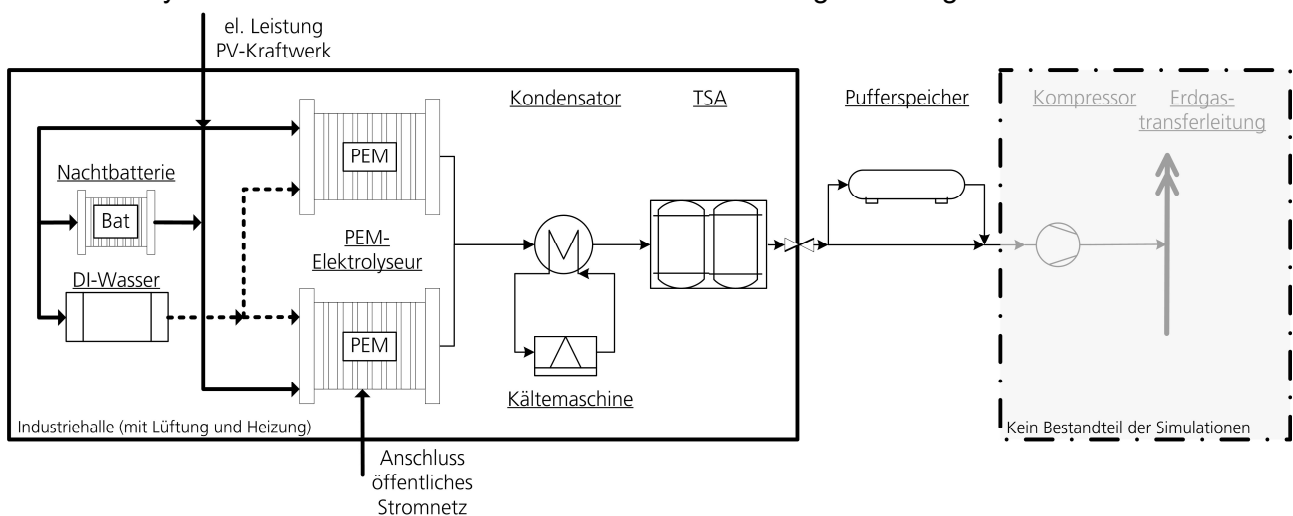


Abbildung 74: Schematischer Anlagenaufbau der Offsite-Anlage

Betriebsstrategie

Ziel dieses Betriebsmodells ist eine maximale jährliche Wasserstoffherzeugung zu minimalen Kosten bei einem gleichzeitig möglichst hohen Ausnutzungsgrad des erzeugten PV-Stroms. Das Gasnetz wird hierbei als jahreszeitlich bilanzieller Speicher gemäß § 35 GasNZV genutzt.

Analog zum Basisszenario 0 und den Szenarien 1 und 2 wird einer der beiden Elektrolyseure während einer vier Monate andauernden Winterperiode von der durch das PV-Kraftwerk versorgten Inselanlage getrennt und durch das Stromnetz mit elektrischer Energie versorgt. Die Umschaltzeit-

punkte sind dafür zunächst frei gewählt, sodass der Sommerbetrieb vom 01. März bis zum 30. Oktober dauert. In Abbildung 75 ist die Stromerzeugung aus dem PV-Kraftwerk über das Betrachtungsjahr 2009 dargestellt. Zusätzlich ist die Leistungsaufnahme des ganzjährig mit der PV-Insel verbundene Elektrolyseurs 1 und des nur im Sommer mit der PV-Insel verbundenen Elektrolyseurs 2 dargestellt. Es wird deutlich, dass für den Elektrolyseur 2 in den Wintermonaten nicht ausreichend elektrische Leistung aus dem PV-Kraftwerk zur Verfügung steht. Daher wird in diesem Zeitraum zusätzlich elektrische Energie aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Der Stromzukauf über die EEX-Börse erfolgt dabei im Modell so, dass der Elektrolyseur 2 in den Wintermonaten eine Auslastung von 100 % erfährt. Eine Abschaltung erfolgt nur, wenn das erzeugte Wasserstoffgas aufgrund von Limitationen im Gasnetz nicht eingespeist werden kann.

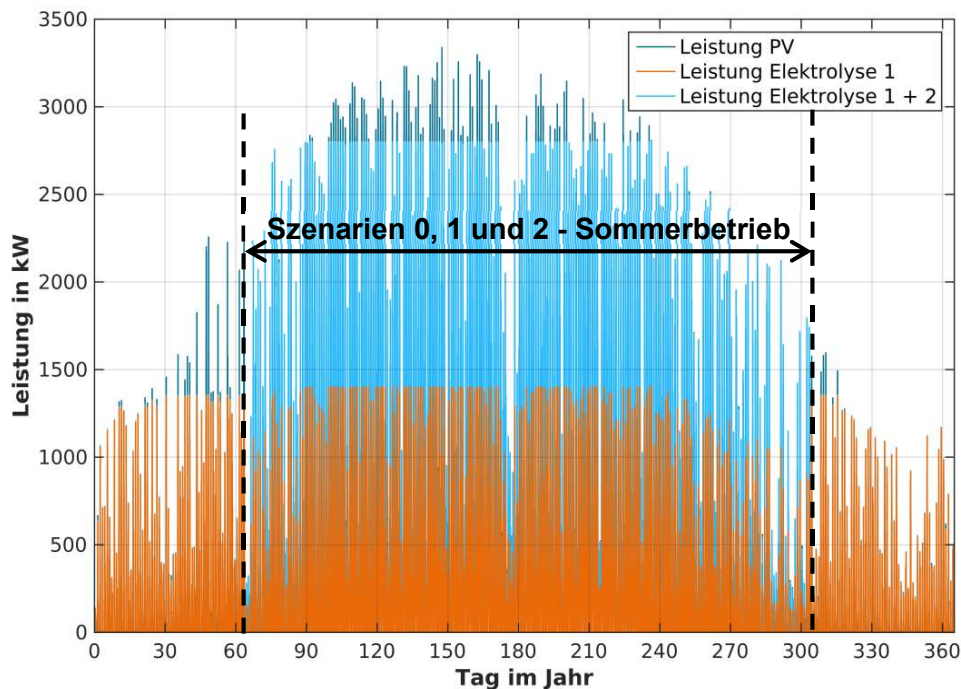


Abbildung 75: Darstellung des Winter- und Sommerbetriebs

3.5.3.2 Onsite-Wasserstoffherzeugung

Im zweiten Betriebsmodell wird eine Anlage konfiguriert, die an einem dezentralen Standort solaren **Wasserstoff für einen räumlich direkt benachbarten Abnehmer** erzeugt.

Verbrauchsprofil

Angenommen wird die Erzeugung von Wasserstoff für eine Bahnstrecke in Baden-Württemberg, auf der H₂-Brennstoffzellenzüge eingesetzt werden. In diesem Projekt wird dabei die sogenannte Ortenaubahn betrachtet (Abbildung 76 rechts), die im Netzgebiet 8 (Abbildung 76 links) im Südosten Baden-Württembergs liegt. Für diese Strecke gab es bereits eine Ausschreibung für den Einsatz von Brennstoffzellenzügen, welche jedoch zurückgezogen wurde. Das Ausschreibungsverfahren ruht derzeit, wobei mit einer erneuten Ausschreibung zu einem späteren Zeitpunkt gerechnet wird.

Bislang verkehren auf dieser Strecke konventionelle Züge mit einem dieselelektrischen Antrieb. Daher liegen momentan keine Informationen hinsichtlich der benötigten Wasserstoffmengen oder zur zeitlichen Auflösung des Bedarfs vor. Aus diesem Grund wird im Folgenden mit einer eigenen Methode ein zeitlich aufgelöster Wasserstoffbedarf über ein Jahr ermittelt, der letztlich als Eingangszeitreihe für die Simulation dient.

Diese Wasserstoffmenge wird zwar konstant über den Tag in den Brennstoffzellen der Züge verbraucht, jedoch nur einmal am Tag in den Zug getankt. Für die Dimensionierung der PtH₂-Anlage und der stationären Wasserstoffspeicher an der Anlage ist es daher von Bedeutung, zu welchen Zeitpunkten welche Wasserstoffmengen getankt werden. Hieraus ergibt sich letztlich die erforderliche Baugröße der Speicher, welche einen erheblichen Einfluss auf die Gesamtkosten eine PtH₂-Anlage hat.

In diesem Projekt wird daher angenommen, dass die Hälfte der erforderlichen 6 Betankungen am morgen vor der ersten Abfahrt erfolgt, die anderen drei Betankungen erfolgen abends nach der letzten Ankunft. Dabei werden jeweils zwei Züge der Strecke Offenburg – Freudenstadt und ein Zug der Strecke Offenburg – Bad Griesbach betankt. Basierend auf dieser Annahme wurde ein Betankungsprofil für einen Tag erstellt, welches in Abbildung 78 zu sehen ist. Die Dauer der Betankungen ist dabei so ausgelegt, dass die erforderliche Wasserstoffmenge (z.B. 566 kg/d / 4 Züge = 141,5 kg) vertankt wird. Unter der Annahme, dass die Züge an Sonn- und Feiertagen identisch zum dem hier ausgewerteten Werktag fahren, wird dieses Tankprofil für alle 365 Tage des betrachteten Jahres angesetzt und als Eingangszeitreihe für die Simulation verwendet.

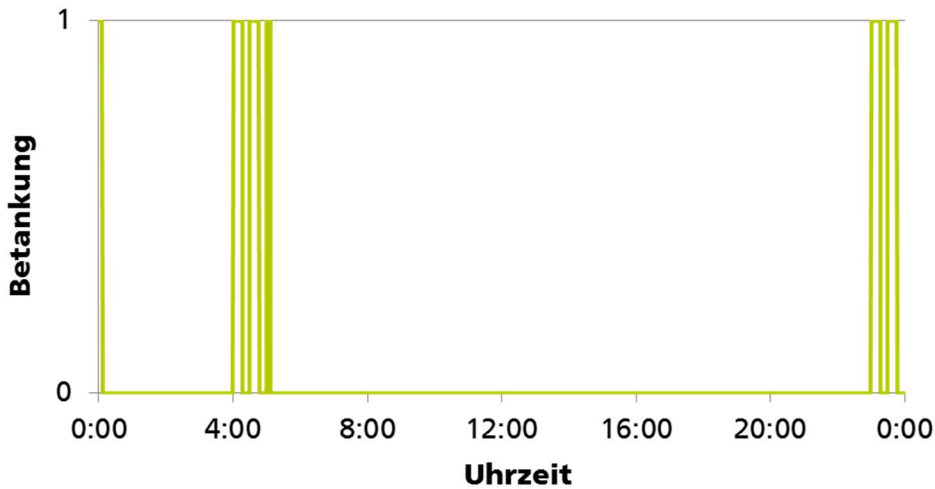


Abbildung 78: Betankungsprofil über einen Tag

Schematischer Anlagenaufbau

Der Schematische Anlagenaufbau der solaren Wasserstofferzeugungsanlage im Betriebsmodell „Onsite“ ist in der nachfolgenden Abbildung 79 dargestellt.

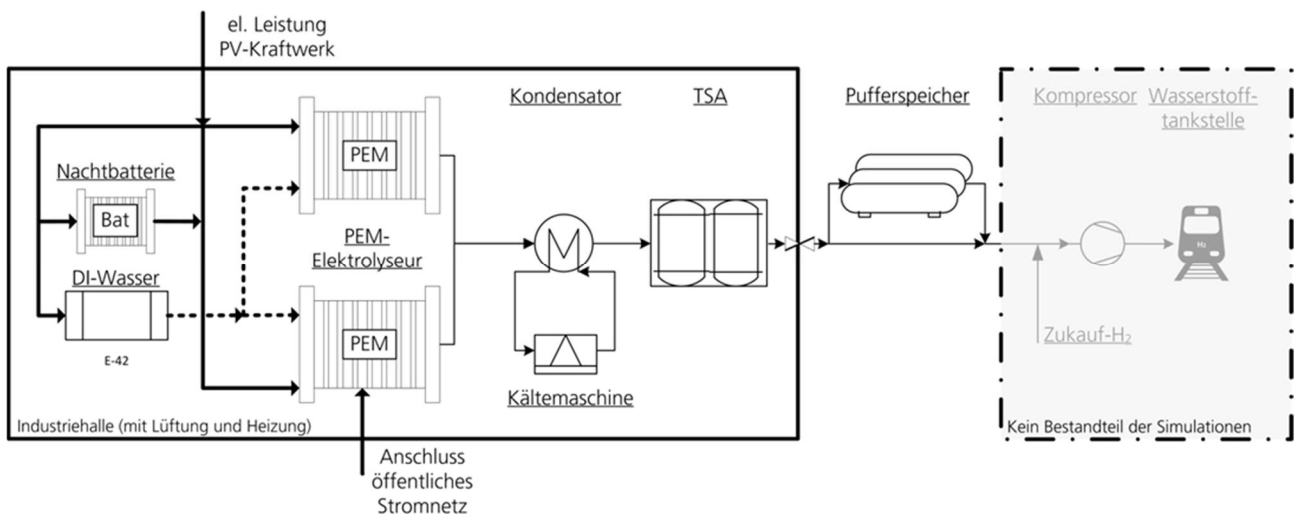


Abbildung 79: Schematischer Anlagenaufbau der Onsite-Anlage

Betriebsstrategie

Ziel dieses Betriebsmodells ist eine maximale jährliche Wasserstoffherzeugung zu minimalen Kosten bei einem gleichzeitig möglichst hohen Ausnutzungsgrad des erzeugten PV-Stroms. Zusätzlich ist in diesem Szenario eine gleichmäßige Abnahme des Wasserstoffs über das Jahr erforderlich. Sofern die hier betrachtete DSW-Anlage alleiniger Wasserstoffherzeuger für den Abnehmer wäre, wäre zur Vergleichmäßigung der Erzeugung entweder ein saisonaler H₂-Speicher oder eine Abregelung eines Teils der Wasserstoffherzeugung im Sommer nötig. In beiden Fällen wären erheblich höhere Wasserstoffgestehungskosten die Folge. Aus diesen Grund wird in diesem Betriebsmodell angenommen, dass die DSW-Anlage nur einen Teil des vom Abnehmer benötigten Wasserstoffs erzeugt und die verbleibende Menge anderweitig durch den Abnehmer beschafft wird. Zusätzlich wird angenommen, dass der Abnehmer die Infrastruktur zur Vertankung zur Verfügung stellt. Die Bilanzgrenze der Betrachtung ist in Abbildung 79 dargestellt.

Analog zum Basisszenario 0 und den Szenarien 1 und 2 wird einer der beiden Elektrolyseure während der Winterperiode von der durch das PV-Kraftwerk versorgten Inselanlage getrennt und durch das Stromnetz mit elektrischer Energie versorgt. Die Umschaltzeitpunkte sind dafür zunächst frei gewählt, sodass der Sommerbetrieb vom 01. März bis zum 30. Oktober dauert. Der Stromzukauf über die EEX-Börse erfolgt dabei im Modell so, dass der Elektrolyseur 2 in den Wintermonaten eine Auslastung von 100 % erfährt. Eine Abschaltung erfolgt nur, wenn das erzeugte Wasserstoffgas aufgrund von Limitationen der Anlage (z.B. volle Speicher) nicht verwendet werden kann.

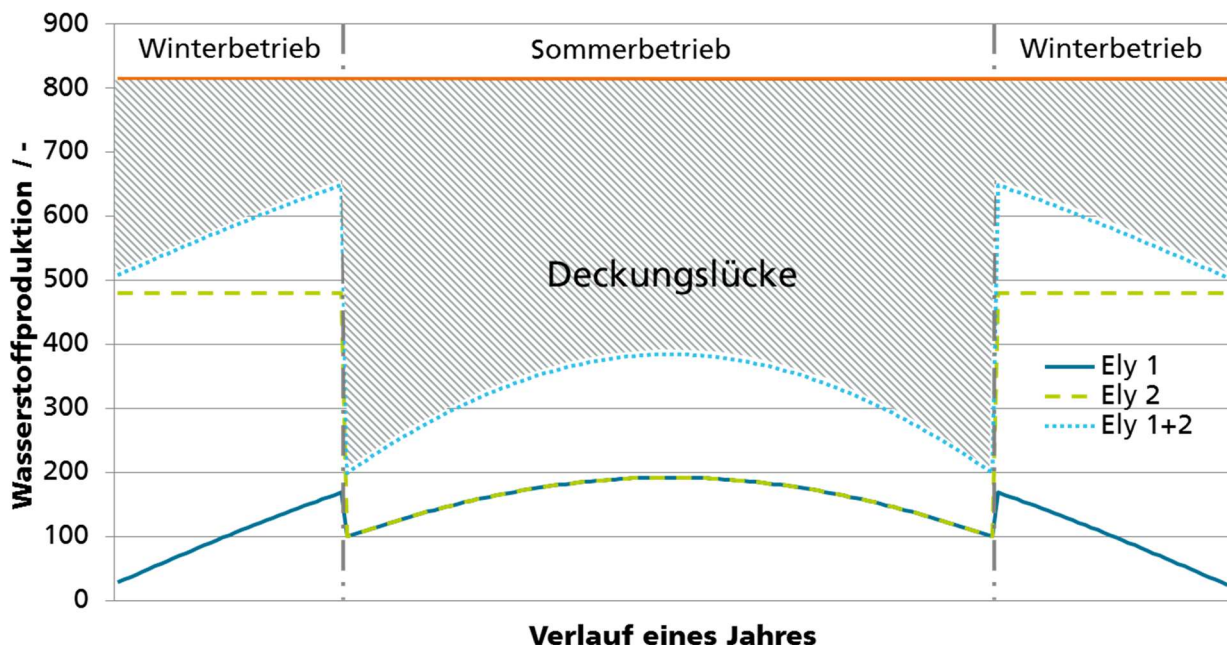


Abbildung 80: Betriebsstrategie im Szenario "Onsite"

3.5.4 Technische und wirtschaftliche Bewertung und Grob-Simulation möglicher Betriebsmodelle

In diesem Abschnitt werden anhand der Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Szenarien 0,1 und 2 (siehe Kapitel 3.4.6) unterschiedliche Parameter der Simulation optimiert. Ziel ist es, eine Anlagenkonfiguration zu identifizieren, die minimale Wasserstoffgestehungskosten gewährleistet.

Die Optimierungen in diesem Abschnitt werden anhand des Betriebsmodells „Offsite“ durchgeführt. Für dieses liegen bereits konkrete Informationen zu einem Standort vor, sodass aufgrund der Datengüte von einer höheren Belastbarkeit der Ergebnisse ausgegangen wird.

Anhand der Szenarien wurde im Konsortium ein best-case Set-up für die Standorte definiert.

Ziel der Optimierung / Szenarienanalyse sind nach Absprache im Konsortium die Wasserstoff-Gestehungskosten. Die Ergebnisse in Form von zwei Anlagenkonfigurationen off-site und on-site sind in Kapitel 3.5.5 dargestellt.

3.5.4.1 Szenario 3 - Optimierung des Umschaltzeitpunkts zwischen Sommer- und Winterbetrieb

Im Basisszenario 0 und den Szenarien 1 und 2 wird einer der beiden Elektrolyseure während einer vier Monate andauernden Winterperiode von der durch das PV-Kraftwerk versorgten Inselanlage getrennt und durch das Stromnetz mit elektrischer Energie versorgt. Die Umschaltzeitpunkte sind dafür zunächst frei gewählt, sodass in diesen Szenarien der Sommerbetrieb vom 01. März bis zum 30. Oktober dauert.

In Abbildung 81 ist die Stromerzeugung aus dem PV-Kraftwerk über das Betrachtungsjahr 2009 dargestellt. Zusätzlich ist die Leistungsaufnahme des ganzjährig mit der PV-Insel verbundene Elektrolyseurs 1 und des nur im Sommer mit der PV-Insel verbundenen Elektrolyseurs 2 dargestellt. Zur Verdeutlichung des hier beschriebenen Effekts ist in dieser Abbildung kein Winterbetrieb des Elektrolyseurs 2 dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass in den Wochen direkt nach dem Wechsel von Winter- zu Sommerbetrieb (im Frühjahr) und in den Wochen vor dem Wechsel von Sommer- zu Winterbetrieb beide Elektrolyseure fast gar nicht mit Volllast betrieben werden. Grund hierfür ist die Tatsache, dass die Solareinstrahlung auf das PV-Kraftwerks noch nicht (Frühjahr) bzw. nicht mehr (Herbst) das erforderliche Niveau erreicht, um ausreichend elektrische Energie zu liefern, mit der beide Elektrolyseure mit Volllast betrieben werden können. Letztlich führt dies dazu, dass in diesem Zeitraum nicht die Anzahl an Volllaststunden erreicht wird, die möglich wäre. Somit liegt der Gedanke nah, beide Umschaltzeitpunkte weiter in den Sommer hinein zu verschieben. Auf diese Weise könnte der Elektrolyseur 1 weiterhin die gesamte PV-Strommenge nutzen und der Elektrolyseur 2 würde mit Hilfe von Netzstrom unter Volllast laufen können. Dieses technische und wirtschaftliche Optimierungsproblem wird im Folgenden behandelt. Die Optimierungsgröße ist dabei der LCOHy. Zusätzlich werden die in Abbildung 62 aufgelisteten Kennzahlen mitbetrachtet und in einer Ergebnistabelle darstellt.

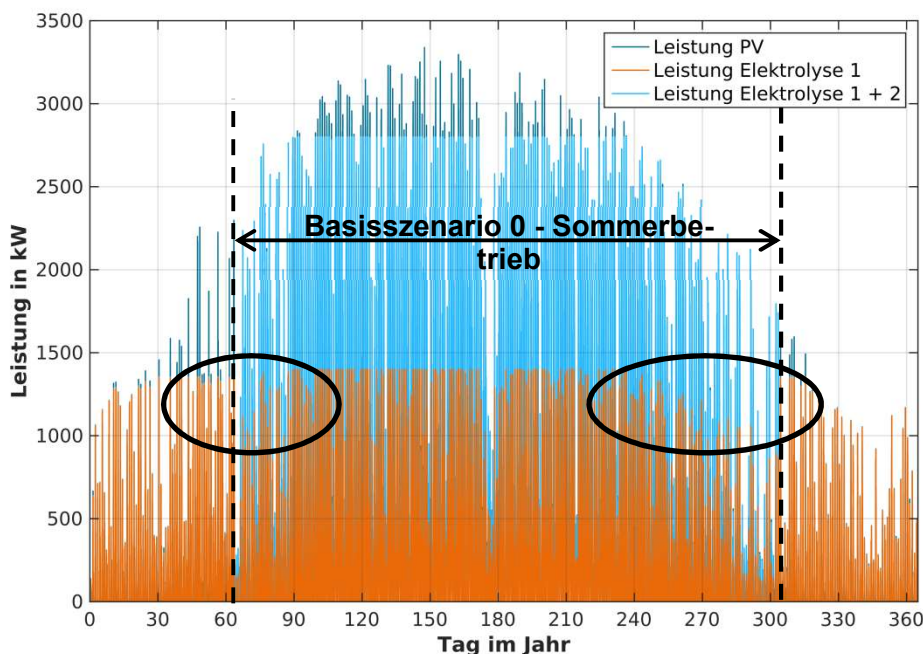


Abbildung 82: Optimierung des Umschaltzeitpunkts Sommer / Winter

Zur Identifikation des aus wirtschaftlicher Sicht idealen Umschaltzeitpunktes für das betrachtete Referenzjahr wird der Sommerbetrieb schrittweise um jeweils einen Monat verkürzt (Varianten 1 bis 7). In Abbildung 83 sind die jeweiligen Varianten grafisch dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die

Verkürzung des Sommerbetriebs gleichmäßig im Frühjahr und im Herbst um jeweils zwei Wochen erfolgt.

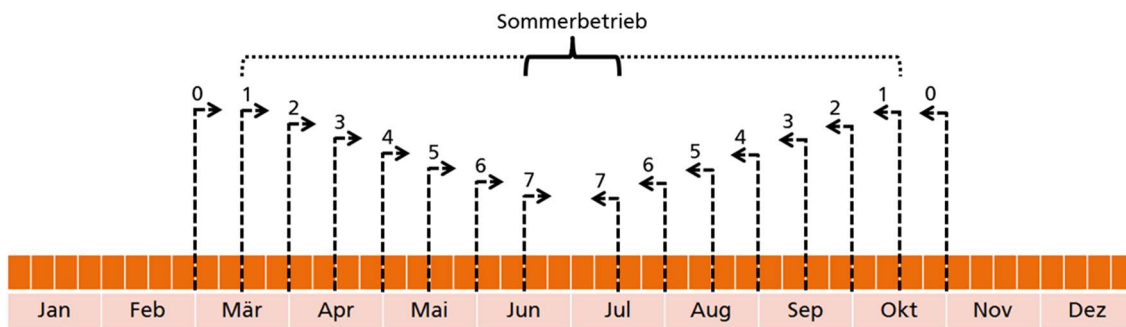


Abbildung 83: Optimierung des Umschaltzeitpunkts Sommer / Winter

Folglich vergrößert sich mit jeder Variante der Winterzeitraum und somit der Zeitraum, in dem der zweite Elektrolyseur 2 mit elektrischem Strom aus dem Stromnetz versorgt wird. Die Betriebsstrategie sieht vor, dass dieser Elektrolyseur, wie auch in den Szenarien 0, 1 und 2, eine möglichst große Menge Wasserstoff erzeugt. Der Elektrolyseur 2 läuft daher im Winterbetrieb immer mit Vollast, wenn es möglich ist. Eine Abschaltung der Elektrolyse erfolgt dann, wenn der Gasspeicher komplett gefüllt ist. Dieser Fall kann aus zwei Gründen auftreten:

- In der Erdgas-Transportleitung wird kein Durchfluss gemessen. Somit würde eine weitere Einspeisung zu einer Aufkonzentration von H₂ bis über den maximal genehmigten Grenzwert von 2 Vol.-% erfolgen.
- Die laufend erzeugte H₂-Menge überschreitet die maximale Einspeisemenge über einen längeren Zeitraum von mehreren Stunden. Die max. Einspeisemenge liegt bei diesen Szenarien noch bei 50 % der Nennproduktion beider Elektrolyseure gemeinsam und wird erst im weiteren Verlauf der Optimierung angepasst. Obwohl sich diese Begrenzung mit einer entsprechend angepassten Einspeisegenehmigung beim Betreiber des Gastransportnetzes aufheben lässt, ist sie zur Veranschaulichung in diesen Szenarien enthalten (Varianten 1 bis 7). Zusätzlich wurde die Variante 7a aufgenommen, die sich von Variante 7 dadurch unterscheidet, dass die max. Einspeisemenge verdoppelt wurde und 100 % der max. H₂-Produktionsmenge beider Elektrolyseure entspricht.

Die Ergebnisse der geschilderten Szenarien sind in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20: Ergebnisübersicht Szenario 3 - Optimierung des Umschaltzeitpunkts Sommer- / Winterbetrieb

Kennzahl	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.7a	Einheit
LCOHy	9,0	8,8	8,8	8,7	8,7	8,7	8,6	8,3	EUR/kg

In Abbildung 84 sind die wesentlichen Ergebnisse der Optimierung des Umschaltzeitpunktes zwischen Sommer- und Winterbetrieb (Szenario 3) noch einmal grafisch dargestellt. In orange und auch der primären Ordinate (y-Achse) ist die normierte jährliche Wasserstoffproduktion dargestellt, welche über die Varianten 1 bis 7 (Abszisse) aufgetragen ist. Variante 7a ist in dieser Abbildung als gestrichelte Linie dargestellt. Zusätzlich sind auf der sekundären Ordinate in hell- und dunkelblau die Wasserstoffgestehungskosten (LCOHy) aufgetragen.

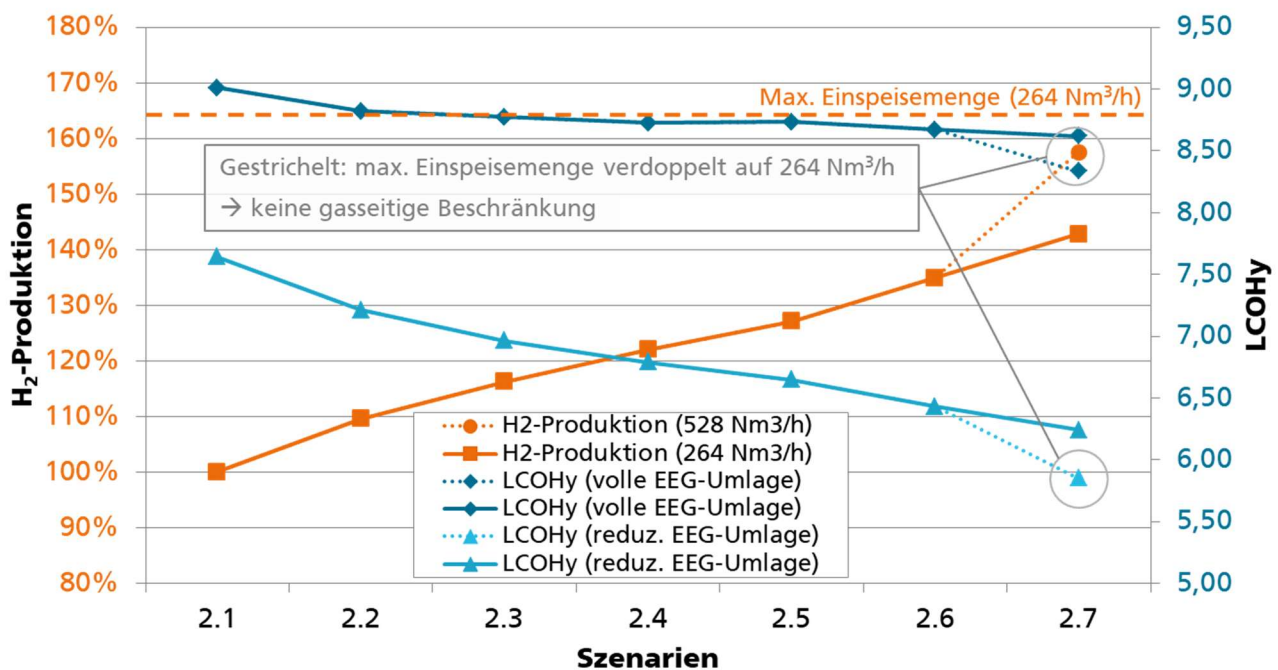


Abbildung 84: Szenario 3 - H₂-Produktion und LCOHy

Es ist zu erkennen, dass die jährliche Wasserstoffproduktion von Variante 1 nach 7 mit der Verkürzung des Sommerbetriebs und damit der Verlängerung des Winterbetriebs ansteigt. Während des Winterbetriebs wird der Elektrolyseur 2 mit Netzstrom betrieben und trägt aufgrund seines nahezu durchgehenden Betriebs in dieser Zeit erheblich zur gesamten jährlichen H₂-Produktion bei.

In Folge der zwischen Variante 1 und 7 schrittweise ansteigenden H₂-Produktion sinken die spezifischen H₂-Gestehungskosten (LCOHy). Die Investitionskosten bleiben in allen Varianten gleich. Aufgrund des steigenden Netzstrombezugs steigen jedoch die Strombezugskosten und die damit einhergehende EEG-Umlage. Dies resultiert in Summe dennoch in sinkenden LCOHy (dunkelblaue Linie – volle EEG-Umlage). So reduziert sich der LCOHy von 9,00 €/kg (Variante 1) auf einen Minimalwert von 8,60 €/kg (Variante 7).

Je nach letztllicher Verwendung des Wasserstoffs kann das erzeugende Unternehmen eine Reduzierung der zu zahlenden EEG-Umlage gemäß §§ 63 ff EEG 2017 beantragen. Wird diese gewährt, so reduziert sich die zu zahlende EEG-Umlage pro aus dem Stromnetz bezogener MWh elektrischer Energie von knapp 70 EUR/MWh auf ca. 15 % des ursprünglichen Wertes. Diese Reduzierung gilt für bezogene Strommengen oberhalb von 1,0 GWh pro Jahr. Dies kann erhebliche Auswirkungen auf die Wasserstoffgestehungskosten und deren Aufteilung auf die unterschiedlichen Kostengruppen haben. In Abbildung 84 sind in hellblau zusätzlich die LCOHy für den Fall dargestellt, dass für den bezogenen Netzstrom lediglich eine reduzierte EEG-Umlage zu zahlen ist. Hier ist ein deutlich stärkerer Rückgang des LCOHy zu sehen, als es bei Zahlung der vollen EEG-Umlage der Fall ist. So sinkt der LCOHy von 7,64 €/kg (Variante 1) auf den Minimalwert von 6,24 €/kg (Variante 2). Grund für diesen verstärkten Rückgang ist vor allem der veränderte Anteil der von der Anzahl der Vollaststunden abhängigen Strombezugskosten und EEG-Umlage an den Gesamtkosten.

Die Aufteilung der Gesamtkosten auf die unterschiedlichen Kostengruppen ist in Abbildung 85 für das Szenario 3.7 als Tortendiagramm dargestellt. Diese beinhalten zusätzlich noch die laufzeitunabhängigen Größen CAPEX (inkl. Kapitalkosten), Replacement und OPEX. Dabei wird unterschieden in Szenario 3.7 (volle EEG-Umlage) und 3.7a (reduzierte EEG-Umlage). Beträgt der Anteil von Strombezugskosten plus EEG-Umlagen im Falle der vollen EEG-Umlage 30 %, so sinkt dieser auf 21 % bei reduzierter EEG-Umlage.

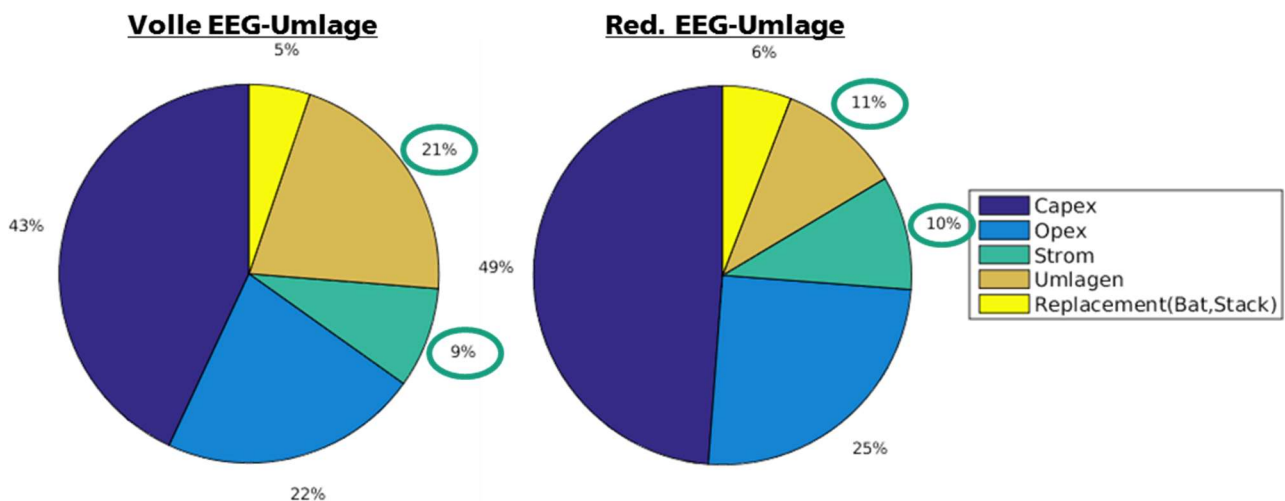


Abbildung 85: Szenario 3.7 - Aufteilung des LCOHy nach Kostengruppen

Zusätzlich sind in Abbildung 86 die Energieströme aus Tabelle 20 noch einmal grafisch dargestellt. Es ist zu erkennen, dass von Variante 1 nach 7 in erster Linie die Menge an bezogenen Netzstrom ansteigt. Der Anteil des genutzten Photovoltaikstroms hingegen geht von 85 % leicht zurück auf 70 %.

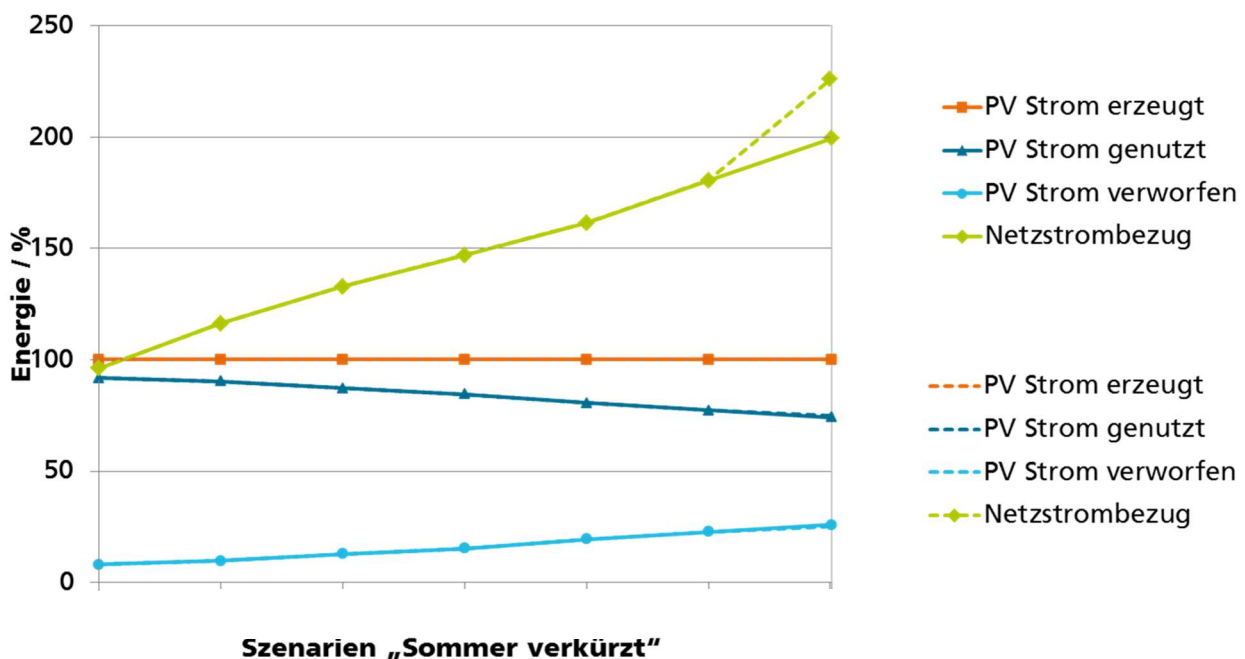


Abbildung 86: Szenario 3 - Energieströme

Im Sinne des Projektziels, eine Anlage zur „Direkten solaren Wasserstofferzeugung“ zu entwickeln, kann es nicht das Anliegen der Beteiligten sein, mit Hilfe von Netzstrombezug das Ziel möglichst kompetitiver Wasserstoffgestehungskosten zu erreichen. Die Variante 7 mit einem nahezu ganzjährigen Betrieb eines der beiden Elektrolyseure am Stromnetz wird somit nicht angestrebt.

Aufgrund der marginalen Unterschiede im LCOHy gerade zwischen den Szenarien 3.2 und 3.5 wird mit Hilfe von Abbildung 87 ein technisch wie ökonomisch sinnvoller Umschaltzeitpunkt zwischen Winter- und Sommerbetrieb ermittelt.

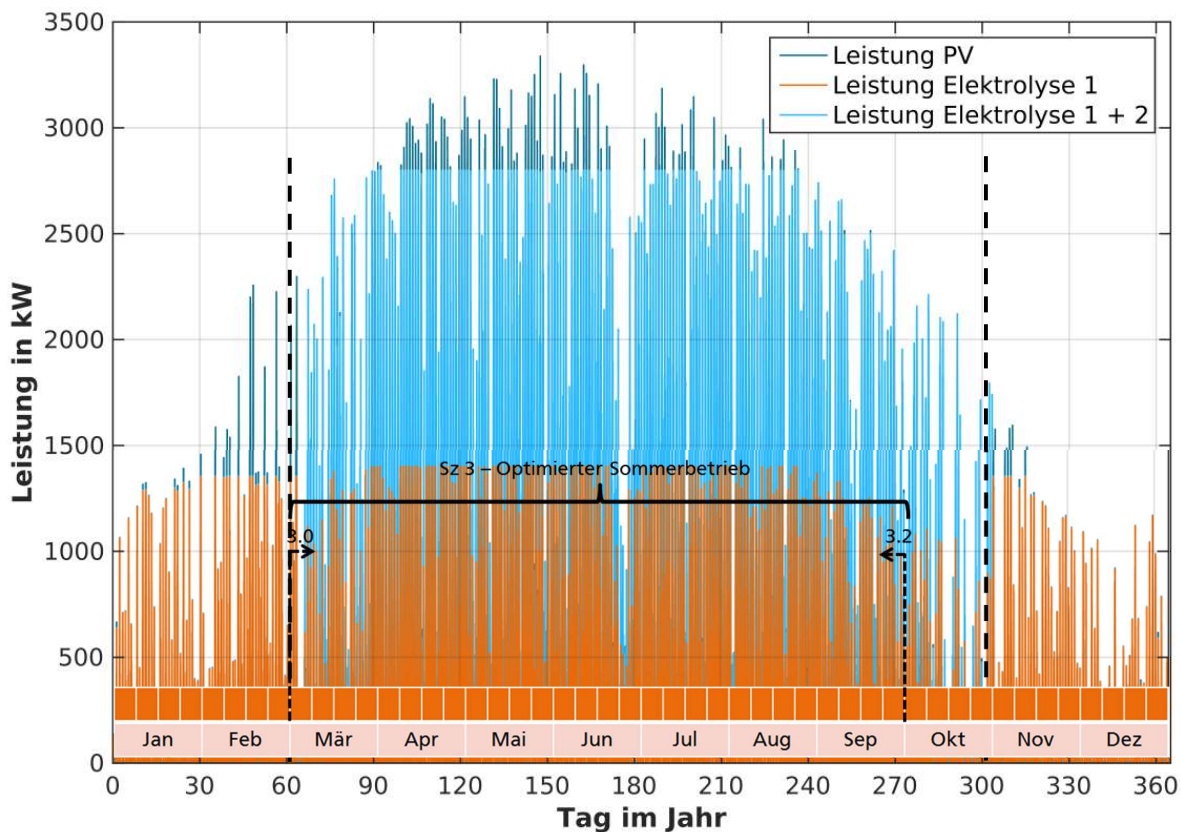


Abbildung 87: Szenario 3 - Bestimmung des Umschaltzeitpunkts anhand der Leistung von Ely1 und Ely2

Für das Referenzjahr 2009 konnte auf diese Weise ein optimaler Umschaltzeitpunkte gemäß Abbildung 87 ermittelt werden. Dabei fällt vor allem auf, dass der Sommerbetrieb im Frühjahr gar nicht und im Herbst um 4 Wochen reduziert wird. Die Phase des Sommerbetriebs verschiebt sich somit leicht in die erste Jahreshälfte. Dies ist auch dadurch zu erklären, dass die Zeit des maximalen PV-Stromertrags in diesem Referenzjahr Ende Mai / Anfang Juni ist. Typischerweise wird erwartet, dass die Sonneneinstrahlung und damit die tägliche PV-Stromerzeugung gegen Ende Juni höchsten ist, wenn auch die längste tägliche Sonnenscheindauer erwartet wird.

3.5.4.2 Szenario 4 – Überdimensionierung des PV-Kraftwerks im Verhältnis zur Elektrolyse und Einsatz einer zusätzlichen Batterie zur Nutzung mittäglicher Stromüberschüssen

In diesem Szenario wird das Verhältnis der Peakleistung des PV-Kraftwerks zur Leistungsaufnahme der Elektrolyse optimiert. Diese sogenannte Überdimensionierung des PV-Kraftwerks (in den Szenarien 0, 1 und 2 um den Faktor 1,2) hat einen erheblichen Einfluss auf die Anzahl der Volllaststunden der Elektrolyse.

Erkenntnisse aus dem Basisszenario 0 und den Szenarien 1 und 2

Wie in Abbildung 88 zu sehen, beträgt die Anzahl der jährlichen Volllaststunden des ganzjährig PV-gekoppelten Elektrolyseurs im Basisszenario 0 nur etwa 1.600 h/a. Dies liegt vor allem daran, dass die durch das PV-Kraftwerk zur Verfügung gestellte Strommenge begrenzt ist. Bei der dort realisierten Überdimensionierung der PV um den Faktor 1,2 liegt die maximale Erzeugungsleistung der PV nur unwesentlich höher als die maximale Leistungsaufnahme der Elektrolyseure. Zur Erhöhung der Anzahl der Volllaststunden der Elektrolyse im Inselbetrieb liegen somit zwei Ideen nah:

- Signifikante Überdimensionierung des PV-Kraftwerks im Verhältnis zur Elektrolyse
- Verwendung einer zusätzlichen Batterie zum Verschieben ungenutzten elektrischen Stroms aus den Mittagsstunden in die Abendstunden

Der Nutzung einer zusätzlichen Batterie liegt dabei vor allem die Idee zu Grunde, dass sich auch durch eine hypothetisch unendliche Überdimensionierung des PV-Kraftwerks (orange gestrichelte Kurve in Abbildung 88) die Länge der Sonnenscheindauer eines Tages nicht verlängern lässt und die max. Betriebsdauer der Elektrolyse hier an ein natürliches Maximum stößt (siehe grün gestrichelte Kurve). Mit Hilfe einer zusätzlichen Batterie könnte die Anzahl der Betriebsstunden der Elektrolyse darüber hinaus gesteigert werden. Eine Überdimensionierung der installierten Peak-Leistung des PV-Kraftwerks sowohl mit als auch ohne zusätzlichen Batteriespeicher wird nachfolgend untersucht.

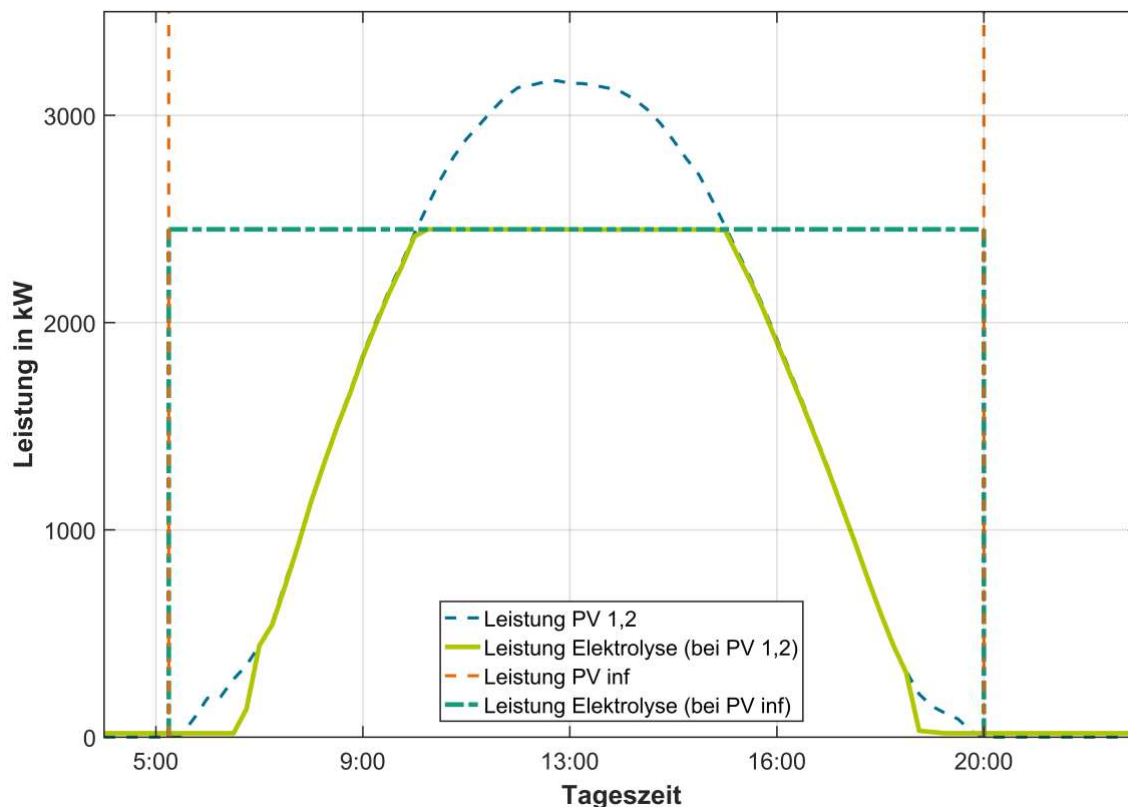


Abbildung 88: Tägliche max. Laufzeit der Elektrolyse bei angenommener unendlicher Überdimensionierung des PV-Kraftwerks (ohne zusätzliche Batterienutzung)

Optimierung der Dimensionierung des PV-Kraftwerks im Verhältnis zur Elektrolyse

Aufgrund der Erkenntnisse im vorangehenden Abschnitt wird in diesem Szenario 4 die installierte Leistung des PV-Kraftwerks im Verhältnis zur maximalen Leistung der Elektrolyse (gesamt max. 2.880 kW_{el}) optimiert.

Dazu wird die Leistung der Elektrolyseure konstant gehalten und die installierte Peak-Leistung des PV-Kraftwerks ausgehend von einer Überdimensionierung um den Faktor 1,5 schrittweise um 0,5 bis zu einer 4,0-fachen Überdimensionierung erhöht.

Zusätzlich wird die DSW-Anlage in diesen Szenarien ganzjährig im reinen Inselbetrieb gefahren. Ein Umschalten eines Elektrolyseurs in den Netzbetrieb findet somit nicht statt.

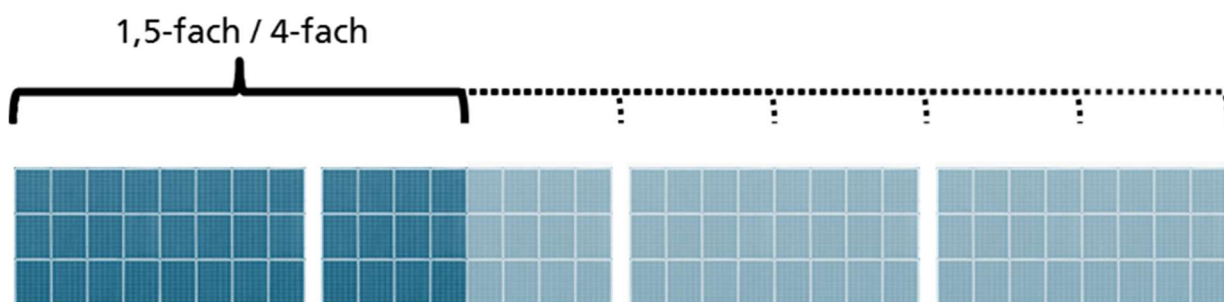


Abbildung 89: Schematische Darstellung der PV-Dimensionierung in Szenario 4

Die bereits erwähnte zusätzliche Batterie ist in den Szenarien 4.1 bis 4.6 vorerst nicht berücksichtigt, sondern wird erst in den Szenario 4.1a bis 4.6a eingesetzt.

- **Sz. 4.1:** 1,5-fache Überdimensionierung, entspricht 4.320 kWp PV zu 2.880 kW Elektrolyse, ohne Batterie
- Sz. 4.2: 2,0-fach, entspricht 5.760 kWp PV zu 2.880 kW EL, ohne Batterie
- Sz. 4.3: 2,5-fach, entspricht 7.200 kWp PV zu 2.880 kW EL, ohne Batterie
- Sz. 4.4: 3,0-fach, entspricht 8.640 kWp PV zu 2.880 kW EL, ohne Batterie
- Sz. 4.5: 3,5-fach, entspricht 10.080 kWp PV zu 2.880 kW EL, ohne Batterie
- Sz. 4.6: 4,0-fach, entspricht 11.520 kWp PV zu 2.880 kW EL, ohne Batterie

- **Sz. 4.1a:** 1,5-fache Überdimensionierung, entspricht 4.320 kWp PV zu 2.880 kW Elektrolyse, mit Batterie
- Sz. 4.2a: 2,0-fach, entspricht 5.760 kWp PV zu 2.880 kW EL, mit Batterie
- Sz. 4.3a: 2,5-fach, entspricht 7.200 kWp PV zu 2.880 kW EL, mit Batterie
- Sz. 4.4a: 3,0-fach, entspricht 8.640 kWp PV zu 2.880 kW EL, mit Batterie
- Sz. 4.5a: 3,5-fach, entspricht 10.080 kWp PV zu 2.880 kW EL, mit Batterie
- Sz. 4.6a: 4,0-fach, entspricht 11.520 kWp PV zu 2.880 kW EL, mit Batterie

Tabelle 21 stellt die Ergebnisse der Überdimensionierung ohne zusätzliche Batterienutzung dar.

Tabelle 21: Szenario 4 - Ergebnisübersicht der Dimensionierung der PV im Verhältnis zur Elektrolyse (ohne Batterie)

Kennzahl	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	Einheit
LCOHy	10,18	9,37	9,15	9,15	9,29	9,50	EUR/kg

Nachfolgend ist die Ergebnisübersicht des Szenarios 4a dargestellt. Dieses unterscheidet sich vom Szenario 4 lediglich durch die Verwendung einer zusätzlichen Batterie, um ungenutzten Strom aus den Mittags- in die Abendstunden zu shiften und auf diese Weise die H₂-Produktion zu erhöhen. Die Batterie ist in den Szenarien 4a mit einer Kapazität von 2.500 kWh angenommen. Die Batterie ist so dimensioniert, dass sie bei vollem Ladegrad Energie zum Betrieb beider Elektrolyseure für eine jeweils Volllaststunde enthält. Da davon ausgegangen wird, dass in naher Zukunft die Investitionskosten für Batteriespeicher deutlich sinken werden, ist hier von einem Invest in Höhe von 100 €/kWh, jährlichen Betriebskosten von 1 % des Invest und einer Lebensdauer von 10 Jahren ausgegangen worden. Bereits heute lassen sich solch niedrige Investitionskosten durch die Verwendung sogenannter „Second-Life-Batterien“ realisieren, die bereits einige Zeit z.B. in mobilen Anwendungen genutzt wurden.

Für das Laden der Batterie werden in der Kostenrechnung vier zusätzliche DC/DC-Steller mit einer Gesamtladeleistung von 480 kW angenommen. Die max. Lade- und Entladeleistung der Batterie beträgt somit 480 kW.

Tabelle 22: Szenario 4 - Ergebnisübersicht der Dimensionierung der PV im Verhältnis zur Elektrolyse (mit Batterie)

Kennzahl	4.1a	4.2a	4.3a	4.4a	4.5a	4.6a	Einheit
LCOHy	10,34	9,21	8,87	8,81	8,89	9,05	EUR/kg

In Abbildung 90 sind die Wasserstoffgestehungskosten für unterschiedliche Überdimensionierungen jeweils mit (blau) und ohne (orange) zusätzliche Batterie dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich in beiden Fällen ein wirtschaftliches Optimum unter den gegebenen Randbedingungen bei einer Überdimensionierung des Peak-Leistung des PV-Kraftwerks um den Faktor 2,5 bis 3,0 ergibt.

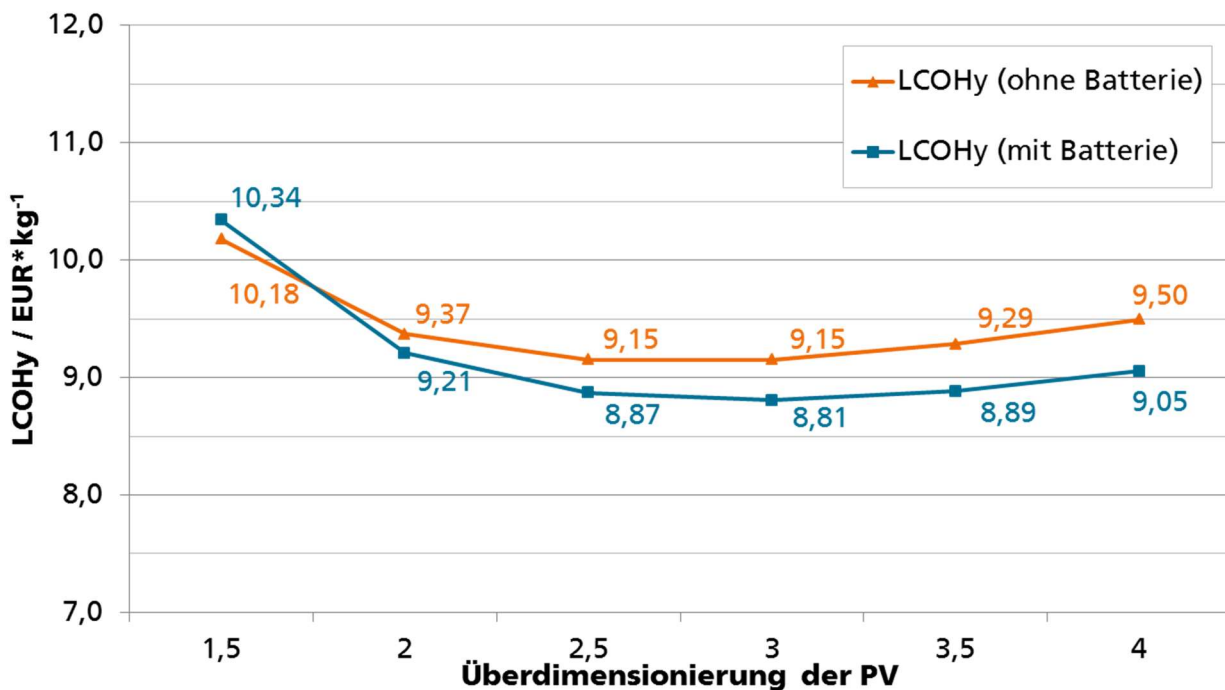


Abbildung 90: Szenario 4 - Darstellung des LCOHy

Im Bereich von Faktor 2,5 bis 3,5 ergibt sich ein flaches Plateau. Aufgrund dessen kann die Aussage dahingehend erweitert werden, dass die je nach angestrebter jährlicher H₂-Produktionsmenge (mit steigender Überdimensionierung nimmt die Produktion zu) das Anlagensign gewählt werden kann. In Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. ist der Effekt der steigenden Laufzeit der Elektrolyseure von Faktor 1,5 nach 4,0 noch einmal für einen idealen Sonnentag dargestellt.

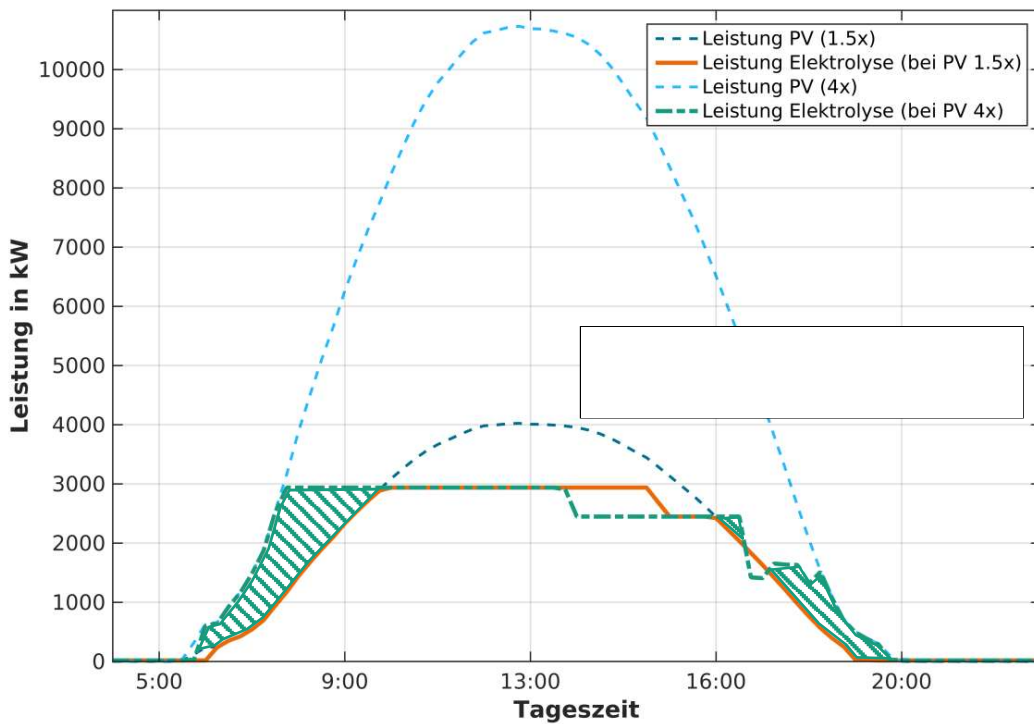


Abbildung 91: Szenario 4 - Effekt der Überdimensionierung an einem idealen Sonnentag

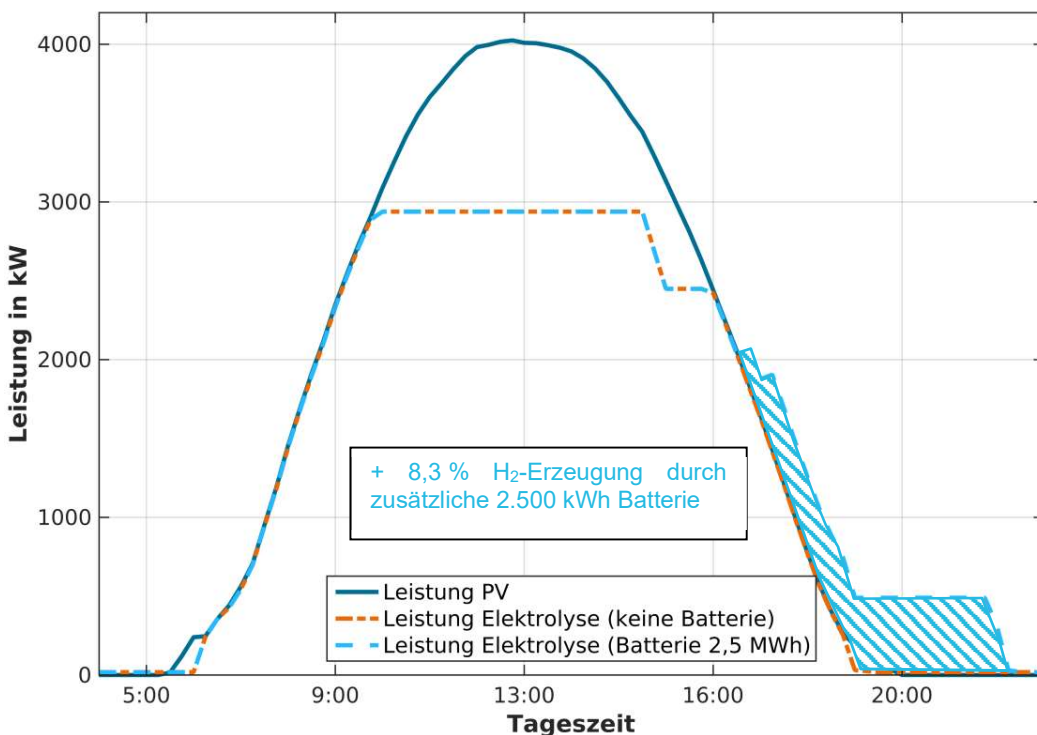


Abbildung 92: Szenario 4a - Effekt der zusätzlichen Batterie an einem idealen Sonnentag

Der Einsatz der zusätzlichen Batterie bringt vor allem bei einer Überdimensionierung mit einem Faktor $\geq 2,0$ einen wirtschaftlichen Vorteil. Hier liegen die LCOH_y um bis zu 0,45 €/kg niedriger als ohne Batterienutzung. Im Optimum (Faktor 2,5 bis 3,0) liegt die Differenz noch bei bis zu 0,34 €/kg. Der Grund hierfür liegt darin, dass die mit Hilfe der Batterie nutzbar gemachte elektrische Energie dazu führt, dass die Anzahl der Volllaststunden beider Elektrolyseure im Jahresmittel um jeweils 5,80 % (Vergleich Szenario 4.3 und 4.3a) erhöht wird. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht ge-**

funden werden. zeigt diesen Effekt noch einmal für einen nicht repräsentativ ausgewählten idealen Sonnentag im Betrachtungszeitraum.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass bei entsprechender Dimensionierung der Peak-Leistung des PV-Kraftwerks im Verhältnis zur maximalen Leistung der Elektrolyse und zusätzlicher Nutzung einer Batterie mit einer Kapazität von 2.500 kWh der LCOHy im jährlichen Mittel um ca. 0,49 €/kWh bzw. um 4,40 % reduziert werden kann (verglichen mit dem Basisszenario 0). Hier ist zu berücksichtigen, dass die Kapazität der Batterie nicht Teil der Optimierung war und somit noch weiteres Potential zur Kostensenkung besteht. Auch die Ladeleistung wurde nicht optimiert.

3.5.4.3 Szenario 5 – Kombination von PV-Kraftwerk und Windenergieanlage

In diesem Szenario 5 wird in einem ersten Schritt ein System bestehend aus der bisherigen PtH₂-Anlage gekoppelt mit einer kombinierten Wind-PV-Anlage modelliert. Die installierte Peak-Leistung dieser kombinierten Erneuerbare-Energie-Anlage (EE-Anlage) besteht zu gleich Teilen aus Photovoltaik und Windenergie. In der nachfolgenden Auflistung sind die drei betrachteten Szenarien dargestellt. In allen drei Szenarien handelt es sich um ein reines Inselfsystem ohne Stromnetzanschluss.

- Sz. 5.1: 3.400 kW EE-Anlage (1,2-fach überdimensioniert), 1.700 kWp PV und 1.700 kWp Windenergieanlage (WEA) an schlechtem Windstandort in Süddeutschland
- Sz. 5.2: 3.400 kW EE-Anlage (1,2-fach), 1.700 kWp PV, 1.700 kWp WEA an gutem Windstandort in Ostdeutschland
- Sz. 5.3: 4.320 kW EE (1,5-fach), 2.160 kWp PV, 2.160 kWp WEA an schlechtem Windstandort in Süddeutschland

Die verwendeten PV-Erzeugungszeitreihen sind für den Standort Cahnsdorf gerechnet. Nähere Informationen zu den Zeitreihen der WEA sowie genauere Standorte der hier verwendeten Anlagen können aufgrund zugesicherter Vertraulichkeit nicht genannt werden.

In Tabelle 23 sind die Ergebnisse der Simulationen von Szenario 5 zusammengefasst.

Tabelle 23: Szenario 5 - Kombination aus PV und WEA: Ergebnisübersicht

Kennzahl	5.1	5.2	5.3	Einheit
LCOHy	13,81	9,53	11,41	EUR/kg

Es ist zu erkennen, dass der Standort der Windenergieanlage und damit des gesamten DSW-Systems einen erheblichen Einfluss hat. Bei gleichen installierten Peak-Leistung WEA und PV werden in Sz. 5.1 nahezu identische Strommengen aus PV und WEA erzeugt. Erwartet war hier, dass die WEA ca. die zwei- bis zweieinhalbfache Strommenge liefert, da die Anzahl der Volllaststunden von WEA onshore in Deutschland im Mittel etwa 2.000 bis 2.500 h/a betragen, wohingegen PV-Kraftwerke in der Regel auf lediglich ca. 1.000 VLS/a kommen. Aus dieser niedrigen Wind-Stromerzeugung der süddeutschen WEA in Sz. 5.1 und 5.3 lässt sich somit schließen, dass die hier verwendete WEA an einem sehr ungünstigen Standort errichtet wurde. Dies hat direkte Auswirkungen auf die Wasserstoffgestehungskosten, die mit 11,41 bis 13,81 €/kg wesentlich höher liegen als im Basisszenario #0.

Da die in diesem Projekt neben dem süddeutschen Standort ebenfalls der Standort Cahnsdorf (Brandenburg) betrachtet wird, ist für die Simulation in Szenario 5.2 eine andere Windstromerzeugungszeitreihe für einen Standort in Ostdeutschland verwendet worden. In diesem Fall liegt die erzeugte Wind-Strommenge um den Faktor 2,5 oberhalb der erzeugten PV-Strommenge. In die-

sem Szenario liegen die LCOHy mit 9,53 €/kg nur knapp oberhalb derer im Basisszenario (9,30 €/kg).

Zusammenfassend lässt sich anhand der durchgeführten Simulationen feststellen, dass mit einer Insellösung bestehend aus PV-Kraftwerk, WEA und PtH₂-System LCOHy realisiert werden können, die auf ähnlichem Niveau wie im Basisszenario mit Nutzung von PV-Strom und Netzstrom liegen. Es ist zu beachten, dass die Kombination von PV und WEA zu Elektrolyse in diesem Szenario nicht optimiert wurde, sodass auch hier noch weitere Kostensenkungspotentiale zu erwarten sind.

In diesem Projekt wurden Stromertragszeitreihen und Investitionskosten konventioneller Groß-Windkraftanlagen (2-3 MW Leistung) für die Berechnung genutzt. Es ist zu beachten, dass sich solche WEA in Deutschland nur auf behördlich ausgewiesenen Windvorrangflächen errichten lassen. Die Möglichkeiten zur Errichtung einer PV-WEA-Wasserstoffanlage sind somit begrenzt. Alternativ ließe sich eine größere Anzahl erheblich kleinerer WEA mit einer Gesamthöhe von jeweils unter 50 m und einer Leistung kleiner 100 kW errichten. Dabei verändert sich jedoch sowohl das Stromertragsprofil als auch wirtschaftliche Parameter, wie etwa Investitionskosten. Letztere betragen bei Groß-WEA um 1.000 €/kW und können bei kleinen Anlagen auf bis zu 4.000 €/kW steigen. Die Ergebnisse dieses Kapitels sind vor diesem Hintergrund als grobe Orientierung zu verstehen. Im Einzelfall sollte stets eine erneute detaillierte Betrachtung erfolgen.

Exkurs – Gleichmäßigkeit der Wasserstofferzeugung in direkt gekoppelten Inselnetzen und Verwendung einer kombinierten Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie

Wie in Abbildung 75 dargestellt, unterliegt die Strom- und damit Wasserstofferzeugung in einem PV-Inselsystem in Deutschland den üblichen jahreszeitlichen Schwankungen der photovoltaischen Stromerzeugung. Für eine Vielzahl von Wasserstoffverwendungspfaden (wie beispielsweise Versorgung von H₂-Tankstellen für PKW/LKW, Versorgung von Brennstoffzellen-Zügen, Versorgung industrieller Abnehmer) liegt jedoch ein recht gleichmäßiges Verbrauchsprofil über das Jahr vor. Wasserstofferzeugung und -verbrauch sind somit zeitlich voneinander entkoppelt, wodurch ein Speicherbedarf entsteht. Da eine Druckgasspeicherung von Wasserstoff, vor allem bei kleinen Mengen und dem in diesem Projekt relevanten Druck von 35 bar, einen hohen Kostenanteil erreichen kann, muss die Minimierung des anzuschaffenden Speichervolumens ein Ziel sein.

Vor diesem Hintergrund verspricht eine kombinierte Stromerzeugungsanlage aus Photovoltaik und Windenergie die erforderliche Gleichmäßigkeit, die zu einer Reduzierung der erforderlichen H₂-Speicherkapazität erforderlich ist.

In Abbildung 93 sind unterschiedliche Verhältnisse von PV zu WEA dargestellt.

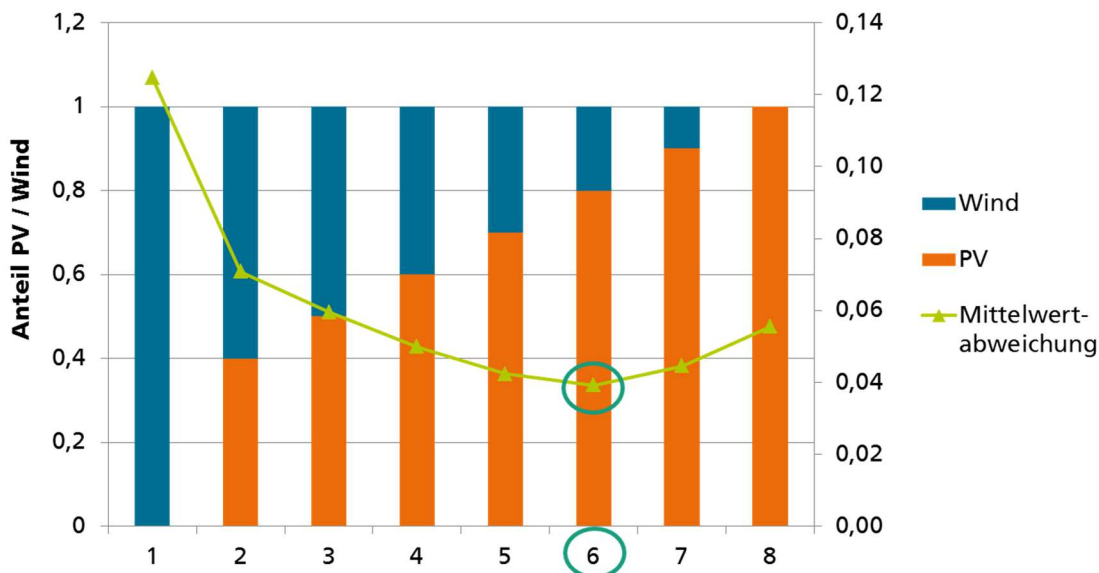


Abbildung 93: Exkurs „Gleichmäßige EE-Stromerzeugung“ - Unterschiedliche Anteile von PV zu WEA an der installierten Leistung des EE-Kraftwerks

Für jede dieser acht Varianten wurden die PV-Erzeugungsreihe aus Cahnsdorf und die WEA-Erzeugungsreihe aus Ostdeutschland (repräsentativer als der süddeutsche Standort) entsprechend gewichtet und auf diese Weise ein virtuelles EE-Erzeugungsprofil errechnet. Die vorliegenden Werte im 5-Minuten Intervall wurden anschließend auf Tageswerte über das gesamte Referenzjahr gemittelt. Anhand derer wird anschließend der Jahresmittelwert der täglichen EE-Leistung errechnet. Die nachfolgende Gleichung wird dann genutzt, um die Abweichung der mittleren Tageserzeugung von diesem Jahresmittelwert zu berechnen.

$$D = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n |x_i - \bar{x}|$$

Mit Hilfe dieser Methode kann somit eine qualitative Aussage über die Belastung eines H₂-Speichers getroffen werden, der mindestens für einen Mehrtageszyklus ausgelegt ist. In Abbildung 93 ist diese Mittelwertabweichung grafisch dargestellt, die bei Variante 6 ein Minimum aufweist.

Zusätzlich zeigt Abbildung 94 die mittlere Leistung der kombinierten PV-WEA-Stromerzeugung als Wochenwert über ein Jahr. Sie zeigt die mittlere wöchentliche Leistung einer reinen PV-Anlage ohne Windanteil (Var. 8), einer kombinierten PV-WEA-Anlage mit 50 % PV und 50 % WEA (Var. 3) sowie den optimierten Fall einer PV-WEA-Anlage mit 80 % PV- und 20 % WEA-Anteil. Wenngleich aus anderen Projekten (vgl. Abschlussbericht des Projekts WESpe – Wissenschaftliche Forschung zu Wind-Wasserstoff-Energiespeichern) bekannt ist, dass die kostenoptimale Kombination von WEA zu PV in einem EE-Wasserstoff-Inselsystem in Norddeutschland bei 1:0 (WEA:PV) liegt, ist die hier ermittelte Kombination von 0,2:0,8 (WEA:PV) durchaus vorteilhaft in Hinsicht auf zunehmende Bürgerproteste im Bereich der Errichtung von Windkraftanlagen.

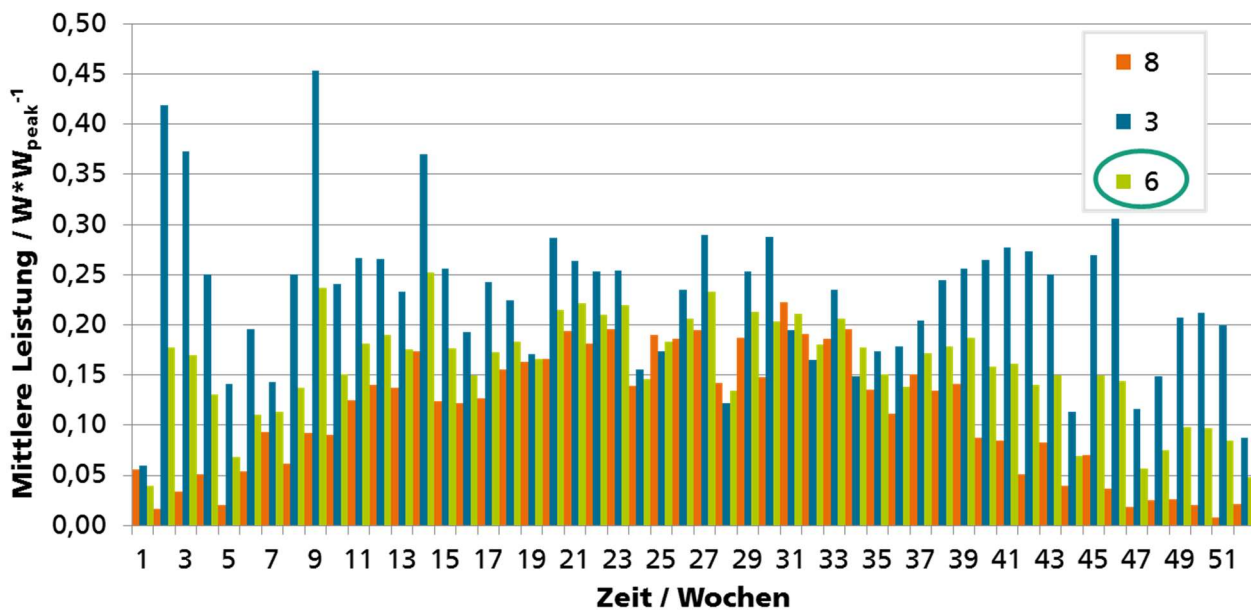


Abbildung 94: Exkurs „Gleichmäßige EE-Stromerzeugung“ - Verteilung der mittleren Leistung über das Referenzjahr 2009

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass eine Kombination von 20 % WEA zu 80 % PV für eine möglichst gleichmäßige EE-Erzeugung und daraus resultierende H₂-Produktion in einem Inselfsystem das Optimum darstellt. Etwaige H₂-Speicher können so auf ein Minimum ausgelegt und der LCOH_y auf diese Weise ebenfalls minimiert werden. Gleichzeitig ist zu betonen, dass für diese Kombination keine Simulation mit Hilfe des Tools H₂ProSim durchgeführt wurde und das Ergebnis nicht verifiziert wurde. Auch die gesamte installierte Peak-Leistung der PV-WEA-Kombination im Verhältnis zur Elektrolyse wurde keiner Variation unterworfen und ist nicht optimiert.

3.5.5 Ertragssimulationen der solar erzeugten Wasserstoffmenge für die optimierten Anlagenkonfigurationen

Aus den in Kapitel 3.5.4 durchgeführten Simulationen ergibt sich für jede der dort variierten Größen (Umschaltzeitpunkt Sommer/Winter, Dimensionierung PV zu Elektrolyse) ein lokales Optimum. Ziel der Optimierungen in diesem Projekt ist es jedoch, möglichst ein globales Minimum der Wasserstoffgestehungskosten zu finden.

Im Folgenden werden daher die gefunden Optima aus den Szenarien 0 bis 5 miteinander in einem einzigen Modell kombiniert, um auf diese Weise den jeweils besten Auslegungspunkt für die beiden DSW-Betriebsmodelle zu finden. Analog zum bisherigen Vorgehen, wird dies zunächst für das Betriebsmodell „Offsite“ (siehe Kapitel 3.5.3.1) durchgeführt und die Ergebnisse anschließend auf das Betriebsmodell „Onsite“ übertragen.

Es ist zubeachten, dass im Rahmen der finalen Simulationenarbeiten ein Fehler in der Betriebsführung festgestellt und behoben wurde. Anders als vorgesehen kam es dadurch im Laufe des simulierten Jahres in den Wintermonaten wiederholt zu einem Leerlaufen des DI-Wasserbehälters im Zeitraum von Mitternacht bis Sonnenaufgang. Dadurch stand nicht ausreichend DI-Wasser zur Verfügung, sodass sich die netzgekoppelte Elektrolyse 2 abgeschaltet hat. Dies hatte zur Folge, dass sich die Betriebsdauer des Elektrolyseurs 2 während des Winters leicht geringer war als geplant hat. Gleichzeitig sind die mittleren Strombezugskosten leicht gesunken, was letztlich zu einer Verringerung der Wasserstoffgestehungskosten von rund 10 Cent/kg führte. Dieser Fehler ist vor Beginn der finalen Simulationen korrigiert worden, sodass nachfolgend die finalen Ergebnisse mit der korrigierten Betriebsführung dargestellt sind.

3.5.5.1 Szenario 6 - Ertragssimulation „Offsite“

Die vorangehend ermittelten Optima der unterschiedlichen Szenarien sind im Folgenden noch einmal stichpunktartig zusammengefasst und fließen gemeinsam in die finalen Ertragssimulationen in diesem Kapitel ein:

- Ausrichtung der PV-Module nach Süden mit einem Anstellwinkel von 20 °
- EE-Stromerzeugung ausschließlich mittels PV, keine Kombination mit Windenergie
- Umschaltzeitpunkte zwischen Sommer- und Winterbetrieb
 - 01. März: Beginn Sommer
 - 30. September: Ende Sommer

Die optimale Überdimensionierung des PV-Kraftwerks wird in den finalen Simulationen für dieses Szenario ermittelt. Daher wurde in einem ersten Schritt analog zu Szenario 4 die Überdimensionierung zwischen 1,5- und 4,0-fach in Schritten von 0,5 variiert.

Es gelten die Annahmen und Parameter wie in Kapitel 3.5.3 beschrieben. Ergänzend wird angenommen:

- Wirkungsgradkennfeld „Untere Grenze“, wie in Kapitel xxx beschrieben
- Keine Verwendung einer zusätzlichen Batterie zum Peak-Shifting
- Max. Einspeisung in das Erdgasnetz von 528 Nm³/h → wenn Durchfluss in der Leitung, dann kann volle Erzeugungsmenge eingespeist werden
- Max. Speichermenge des Pufferspeichers für Wasserstoff sind 300 kg
- EEG-Umlagen müssen in voller Höhe gezahlt werden, kein energieintensiver Betrieb gemäß §§ 63 ff EEG 2017
- Es wird keine öffentliche Förderung für die Errichtung der Anlage berücksichtigt
- Netzgekoppelter Elektrolyseur 2 wird während der Wintermonate dauerhaft mit mindestens Nennlast betrieben

Die Ergebnisse des finalen Szenarios 6 sind in Tabelle 24 dargestellt. Wie erwartet steigt der Wasserstoffenergieertrag mit der Überdimensionierung an und ist bei einer Überdimensionierung um den Faktor 4,0 (Szenario 6.6) am größten. Da mit der Überdimensionierung auch die Investitionskosten und die verworfene PV-Strommenge ansteigen, sind die Wasserstoffgestehungskosten im Szenario 6.3 (2,5-fache Überdimensionierung) mit 8,49 €/kg am geringsten.

Tabelle 24: Ertragssimulation "Offsite" – Ergebnisübersicht Teil 1/3 (entspricht gerechnetem Sz#12)

Kennzahl	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	Einheit
Überdimensionierung	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	-
LCOHy	8,75	8,53	8,49	8,58	8,71	8,91	EUR/kg

Um dieses erste Ergebnis zu verifizieren, wurde eine weitere Simulation durchgeführt. Dabei wurde im Bereich des bisherigen Optimums (2,5-fache Überdimensionierung) die Überdimensionierung in kleineren Intervallen von 0,1 verändert. Mit Hilfe dieser Methode kann festgestellt werden, ob das Minimum der Wasserstoffgestehungskosten und damit das Optimum der Überdimensionierung tatsächlich bei einem Faktor von 2,5 liegt oder möglicherweise leicht unter- oder oberhalb. Die Ergebnisse dieser zusätzlichen Simulationen sind in Tabelle 25 und Tabelle 26 dargestellt. Ergänzend sind die Wasserstoffgestehungskosten in Abbildung 95 gezeigt.

Es ist zu erkennen, dass es im Bereich von 2,1-facher bis 2,4-facher Überdimensionierung ein flaches Minimum der Wasserstoffgestehungskosten (LCOHy) bei rund 8,49 €/kg gibt.

Mit steigender Überdimensionierung steigen die Investitionskosten aufgrund der Vergrößerung des PV-Kraftwerks an, während die Investitionskosten der PtH₂-Anlage konstant bleiben. Die erzeugte Wasserstoffmenge steigt mit der Überdimensionierung ebenfalls, nähert sich jedoch einem Maximum asymptotisch an. Das beste Verhältnis aus gestiegenen Investitionskosten für die PV und steigender H₂-Erzeugung durch die Überdimensionierung bildet das Optimum des LCOHy bei 2,2-facher bzw. 2,3-facher Überdimensionierung.

Die letztliche Entscheidung, ob das PV-Kraftwerk mit 2,2- oder 2,3-facher Überdimensionierung errichtet wird, obliegt dem Errichter der Anlage in Abhängigkeit des angestrebten Geschäftsmodells und etwaiger Lieferverpflichtungen. Sofern die Investitionskosten gering sein sollen, wäre eine 2,2-fache Überdimensionierung vorteilhaft, sofern eine möglichst große H₂-Menge wirtschaftlich erzeugt werden soll, könnte die 2,3-fache Überdimensionierung mit knapp 2 % höheren Investitionskosten von Vorteil sein.

Bei minimalem LCOHy (2,3-fach), liegen die gemittelten Volllaststunden (VLS) beider Elektrolyseure im Mittel bei jeweils 3.585 h/a, wobei die VLS des Elektrolyseurs 2, der in den Wintermonaten an das Stromnetz gekoppelt und dauerhaft betrieben wird, deutlich höher sind.

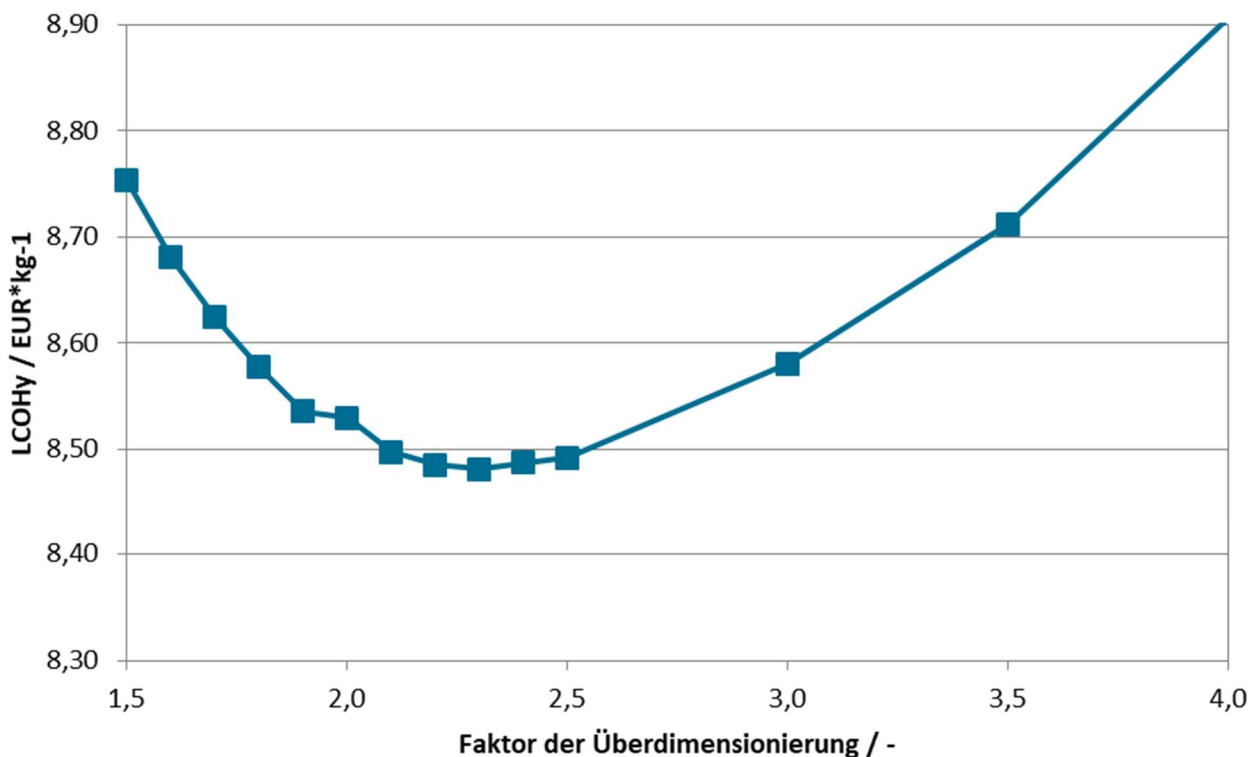


Abbildung 95: Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der Überdimensionierung „Offsite“

Tabelle 25: Ertragssimulation "Offsite" - Ergebnisübersicht Teil 2/3 (entspricht gerechnetem Sz#13)

Kennzahl	6.1	6.1.1	6.1.2	6.1.3	6.1.4	6.2	Einheit
Überdimensionierung	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	-
LCOHy	8,75	8,68	8,6	8,58	8,54	8,53	EUR/kg

Tabelle 26: Ertragssimulation "Offsite" – Ergebnisübersicht Teil 3/3 (entspricht gerechnetem Sz#13)

Kennzahl	6.2	6.2.1	6.2.2	6.2.3	6.2.4	6.3	Einheit
Überdimensionierung	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	-
LCOHy	8,53	8,50	8,49	8,48	8,49	8,49	EUR/kg

Zusätzlich ist in der nachfolgenden Abbildung 96 die monatliche Verteilung der Wasserstoffherzeugung dargestellt. Während der Wintermonate (Jan. & Feb. sowie Okt. bis Dez.) werden jeweils mehr als 10 % des Jahresgesamtertrags erzeugt. Grund hierfür ist der netzgekoppelte von Elektrolyseur 2 während der Wintermonate, was zu hohen Volllaststunden und somit einer hohen H₂-Produktion führt. Eine Ausnahme bildet dabei der Januar. Das hinterlegte Gasnetzeinspeiseprofil verbietet über eine Dauer von knapp 2 Wochen die Einspeisung, was zu einer Abschaltung beider Elektrolyseure führt, sobald der H₂-Speicher der Anlage vollgefüllt ist.

Während der Sommermonate beziehen beide Elektrolyseure elektrischen Strom aus der direkten Kopplung mit dem PV-Kraftwerk. In dieser Zeit (Mär. bis Sept.) ist auch in der H₂-Produktion die typische glockenförmige PV-Strom- und damit H₂-Produktion zu erahnen. Aufgrund der Überdimensionierung der installierten Leistung des PV-Kraftwerks im Verhältnis zur max. Elektrolyseleistung kommt es in den Monaten April bis August zu einem Plateau in der Erzeugung. Monatlich werden hier zwischen 7,2 und 8,3 % der Jahresmenge erzeugt.

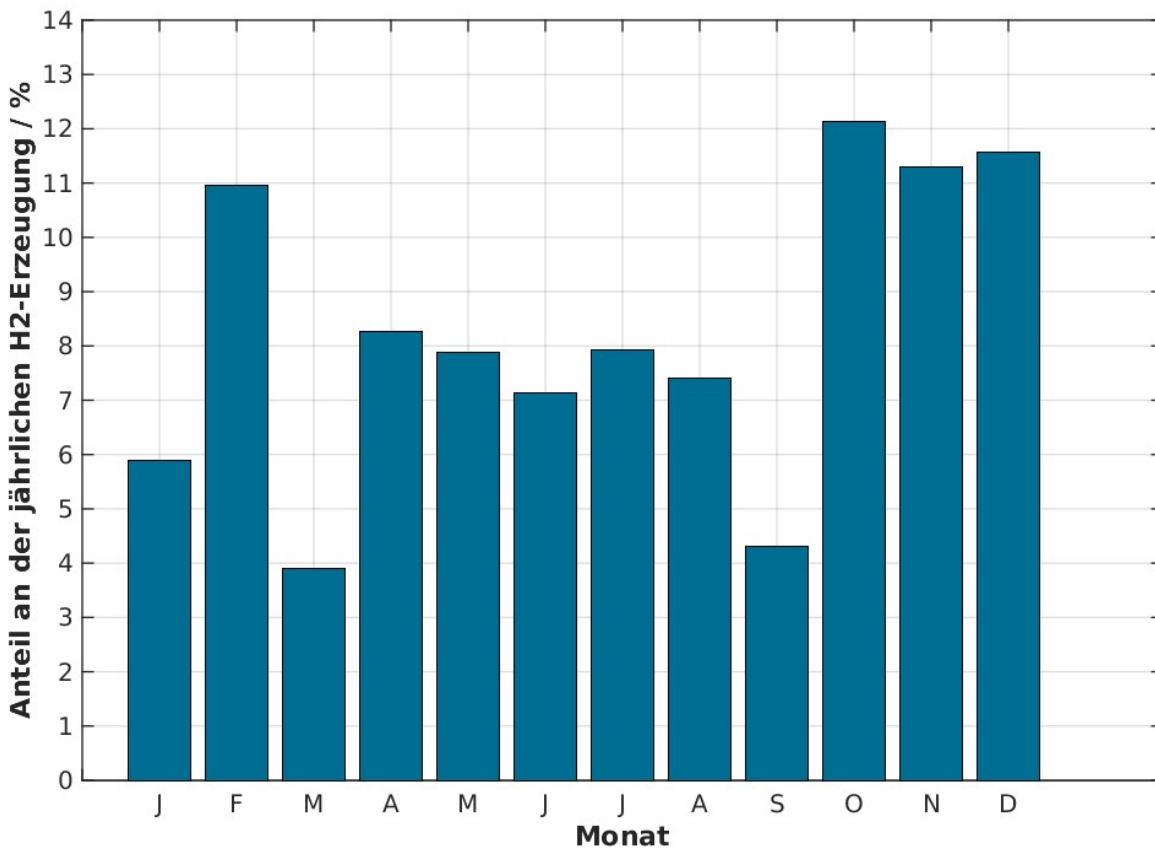


Abbildung 96: Monatliche Verteilung der Wasserstoffherzeugung, Szenario "Offsite"

3.5.5.2 Szenario 7 - Ertragssimulation „Onsite“

Die vorangehend ermittelten Optima der unterschiedlichen Szenarien sind im Folgenden noch einmal stichpunktartig zusammengefasst und fließen gemeinsam in die finalen Ertragssimulationen in diesem Kapitel ein:

- Ausrichtung der PV-Module nach Süden mit einem Anstellwinkel von 20 °
- EE-Stromerzeugung ausschließlich mittels PV, keine Kombination mit Windenergie
- Umschaltzeitpunkte zwischen Sommer- und Winterbetrieb
 - 01. März: Beginn Sommer
 - 30. September: Ende Sommer

Die optimale Überdimensionierung des PV-Kraftwerks wird in den finalen Simulationen für dieses Szenario ermittelt. Daher wurde in einem ersten Schritt analog zu Szenario 4 die Überdimensionierung zwischen 1,5- und 4,0-fach in Schritten von 0,5 variiert.

Es gelten die Annahmen und Parameter wie in Kapitel 3.5.3 beschrieben. Ergänzend wird angenommen:

- Wirkungsgradkennfeld „Untere Grenze“, wie in Kapitel 0 beschrieben
- Keine Verwendung einer zusätzlichen Batterie zum Peak-Shifting
- Abgabe von Wasserstoff in den Bahnverkehr immer in voller Höhe möglich, da Verbrauch erheblich größer dimensioniert, als die maximale Produktionsmenge der PtG-Anlage
- Max. Speichermenge des Pufferspeichers für Wasserstoff sind 1.000 kg
- EEG-Umlagen müssen in voller Höhe gezahlt werden, kein energieintensiver Betrieb gemäß §§ 63 ff EEG 2017
- Es wird keine öffentliche Förderung für die Errichtung der Anlage berücksichtigt
- Netzgekoppelter Elektrolyseur 2 wird während der Wintermonate dauerhaft mit mindestens Nennlast betrieben

Die Ergebnisse des finalen Szenarios 7 sind in Tabelle 24 dargestellt. Wie erwartet steigt der Wasserstoffenergieertrag mit der Überdimensionierung an und ist bei einer Überdimensionierung um den Faktor 4,0 (Szenario 7.6) am größten. Da mit der Überdimensionierung auch die Investitionskosten und die verworfene PV-Strommenge ansteigen, sind die Wasserstoffgestehungskosten im Szenario 7.3 (2,5-fache Überdimensionierung) mit 8,20 €/kg am geringsten.

Tabelle 27: Ertragssimulation "Onsite" – Ergebnisübersicht Teil 1/3 (entspricht gerechnetem Sz#20)

Kennzahl	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	Einheit
Überdimensionierung	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	-
LCOHy	8,44	8,21	8,20	8,28	8,40	8,56	EUR/kg

Um dieses erste Ergebnis zu verifizieren, wurde eine weitere Simulation durchgeführt. Dabei wurde um das bisherige Optimum herum die Überdimensionierung in kleineren Intervallen von 0,1 verändert. Mit Hilfe dieser Methode kann festgestellt werden, ob das Minimum der Wasserstoffgestehungskosten und damit das Optimum der Überdimensionierung tatsächlich bei einem Faktor von 2,5 liegt oder möglicherweise leicht unter- oder oberhalb. Die Ergebnisse dieser zusätzlichen Simulationen sind in

Tabelle 28 und Tabelle 29 dargestellt. Ergänzend sind die Wasserstoffgestehungskosten in Abbildung 97 gezeigt.

Bei den Wasserstoffgestehungskosten fällt auf, dass diese ebenfalls ein flaches Minimum im Bereich von 2,2-facher bis 2,4-facher Überdimensionierung aufweisen, wenngleich die absoluten Kosten mit 8,19 €/kg deutlich geringer sind, als im Szenario „Offsite“.

Die letztliche Entscheidung, ob das PV-Kraftwerk mit 2,2- oder 2,4-facher Überdimensionierung errichtet wird, obliegt dem Errichter der Anlage in Abhängigkeit des angestrebten Geschäftsmodells und etwaiger Lieferverpflichtungen. Sofern die Investitionskosten gering sein sollen, wäre eine 2,2-fache Überdimensionierung vorteilhaft, sofern eine möglichst große H₂-Menge wirtschaftlich erzeugt werden soll, könnte die 2,4-fache Überdimensionierung mit gut 5 % höheren Investitionskosten von Vorteil sein.

Bei minimalem LCOHy (2,2-fach), liegen die gemittelten Volllaststunden (VLS) beider Elektrolyseure im Mittel bei jeweils 3.935 h/a, wobei die VLS des Elektrolyseurs 2, der in den Wintermonaten an das Stromnetz gekoppelt und dauerhaft betrieben wird, deutlich höher sind.

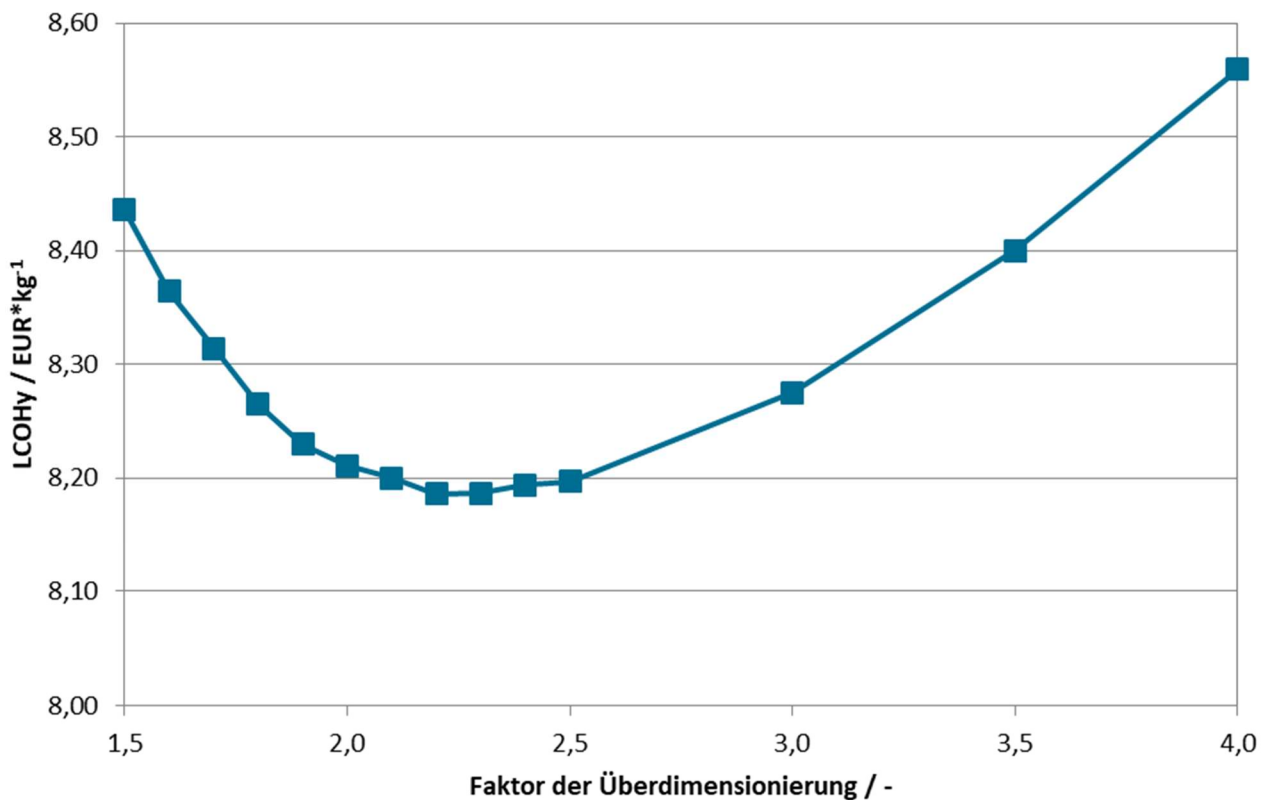


Abbildung 97: Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der Überdimensionierung "Onsite"

Tabelle 28: Ertragssimulation "Onsite" – Ergebnisübersicht Teil 2/3 (entspricht gerechnetem Sz#21)

Kennzahl	7.1	7.1.1	7.1.2	7.1.3	7.1.4	7.2	Einheit
Überdimensionierung	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	-
LCOHy	8,44	8,36	8,31	8,27	8,23	8,21	EUR/kg

Tabelle 29: Ertragssimulation "Onsite" – Ergebnisübersicht Teil 3/3 (entspricht Sz#21)

Kennzahl	7.2	7.2.1	7.2.2	7.2.3	7.2.4	7.3	Einheit
Überdimensionierung	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	-
LCOHy	8,21	8,20	8,19	8,19	8,19	8,20	EUR/kg

Zusätzlich ist in der nachfolgenden Abbildung 98 die monatliche Verteilung der Wasserstoffherzeugung dargestellt.

Während der Wintermonate (Jan. & Feb. sowie Okt. bis Dez.) werden jeweils mehr als 10 % des Jahresgesamtertrags erzeugt. Grund hierfür ist der netzgekoppelte von Elektrolyseur 2 während der Wintermonate, was zu hohen Volllaststunden und somit einer hohen H₂-Produktion führt. Hier ist der Unterschied zum Szenario „Offsite“ vor allem in Januar zu erkennen. Anders ist im Szenario „Offsite“ gibt es im Szenario „Onsite“ in Januar keine Limitierung der Wasserstoffherzeugung durch äußere Einflüsse. Dies führt zu einem deutlich höheren Wasserstoffhertrag im Januar. Diese nicht mehr vorhandenen äußeren Limitierungen sind der Hauptgrund für die geringeren LCOHy im Szenario „Onsite“.

Während der Sommermonate beziehen beide Elektrolyseure elektrischen Strom aus der direkten Kopplung mit dem PV-Kraftwerk. In dieser Zeit (Mär. bis Sept.) ist auch in der H₂-Produktion die typische glockenförmige PV-Strom- und damit H₂-Produktion zu erahnen. Aufgrund der Überdimensionierung der installierten Leistung des PV-Kraftwerks im Verhältnis zur max. Elektrolyseleistung um den Faktor 2,2 kommt es in den Monaten April bis August zu einem Plateau in der Erzeugung. Monatlich werden hier zwischen 6,5 und 8,7 % der Jahresmenge erzeugt.

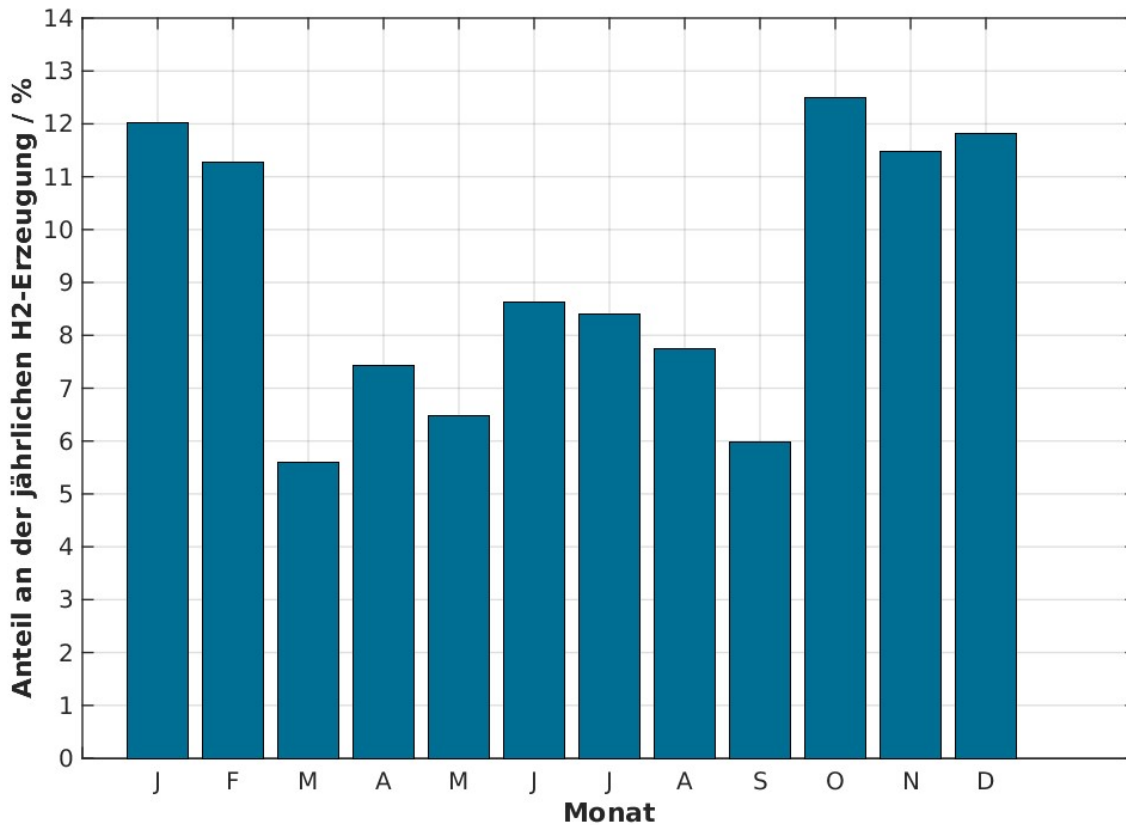


Abbildung 98: Monatliche Verteilung der Wasserstoffherzeugung, Szenario "Onsite"

3.6 Rechtsgrundlagen

3.6.1 Analyse der Strom-Abgaben- und -Umlagenpflicht

Kap. 3.6.1 analysiert die derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich Stromsteuer, EEG-Umlage, Netzentgelten etc. und weist nach, dass diese beim Geschäftsmodell „Inselbetrieb“ (= Sommerbetrieb) nicht anfallen. Hierzu führte Unigea Solar Projects GmbH eigene Recherchen vorab durch und holte sodann eine juristische Bewertung durch die einschlägige Rechtsanwaltskanzlei Becker-Büttner-Held (BBH) ein.

Die RA Dr. Martin Altröck und Dr. Christian Rühr, beide BBH, stellen fest, dass bei reinen Inselanlagen keine Entgelte, Umlagen oder Steuern für den erzeugten Strom anfallen, sofern PV-Feld und Elektrolyseur räumlich benachbart sind. Nachfolgend werden wichtige Voraussetzungen und Feststellungen des Gutachtens zusammengefasst; für Einzelheiten vgl. Anlage 1.

Rechtlich geprüft wurden die beiden Betriebszustände „Sommer“ (reiner Inselbetrieb) und „Winter“ (Elektrolyseur 1 läuft wie im Sommer im reinen Inselbetrieb, Elektrolyseur 2 mit Netzstrombezug; siehe auch oben Kap. 3.3.6 und 3.5.3). Die grundsätzliche Betriebsweise „Sommer“ und „Winter“ veranschaulichen die beiden folgenden Schemata:

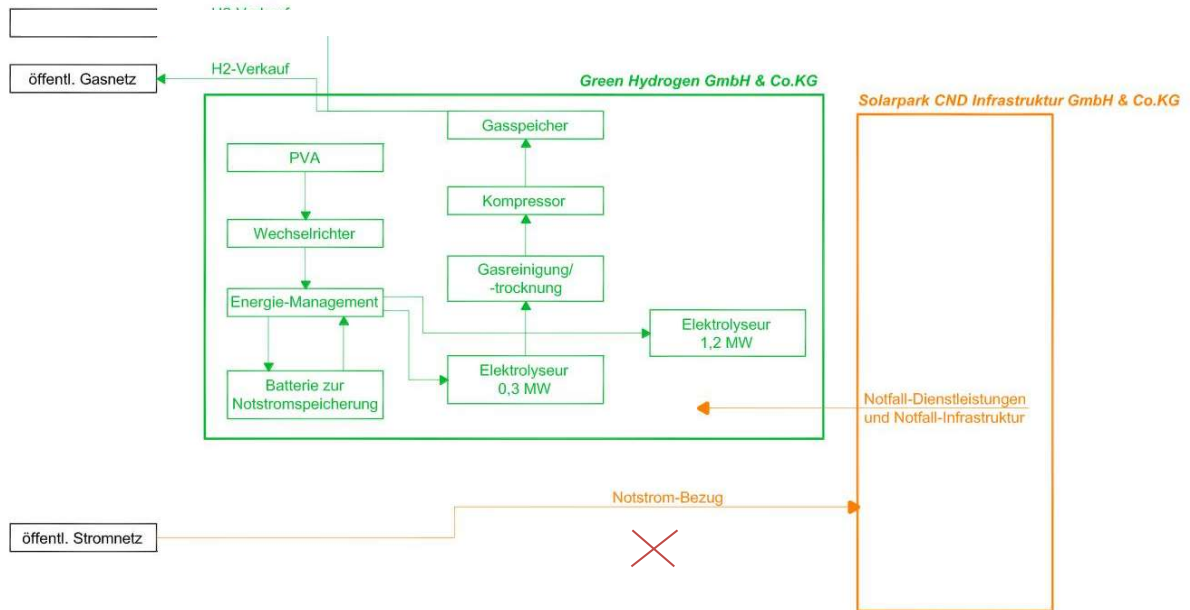
Betriebszustand - I : Sommer (01.02. - 31.10.)

Green Hydrogen GmbH & Co.KG:

=> direkte H2-Erzeugung, d.h. sämtlicher erzeugter Strom wird unmittelbar in H2 umgesetzt bzw. in Nebenaggregaten verbraucht

=> KEINE Stromspeicherung, KEIN Stromverkauf, KEINE Rückverstromung, KEIN Anschluss an öffentliches Stromnetz (reine Inselanlage)

=> Strom kann zum Gestehungspreis genutzt werden, d.h. keine EEG-Umlage, keine Stromsteuer, keine Netzabgaben, keine.....???

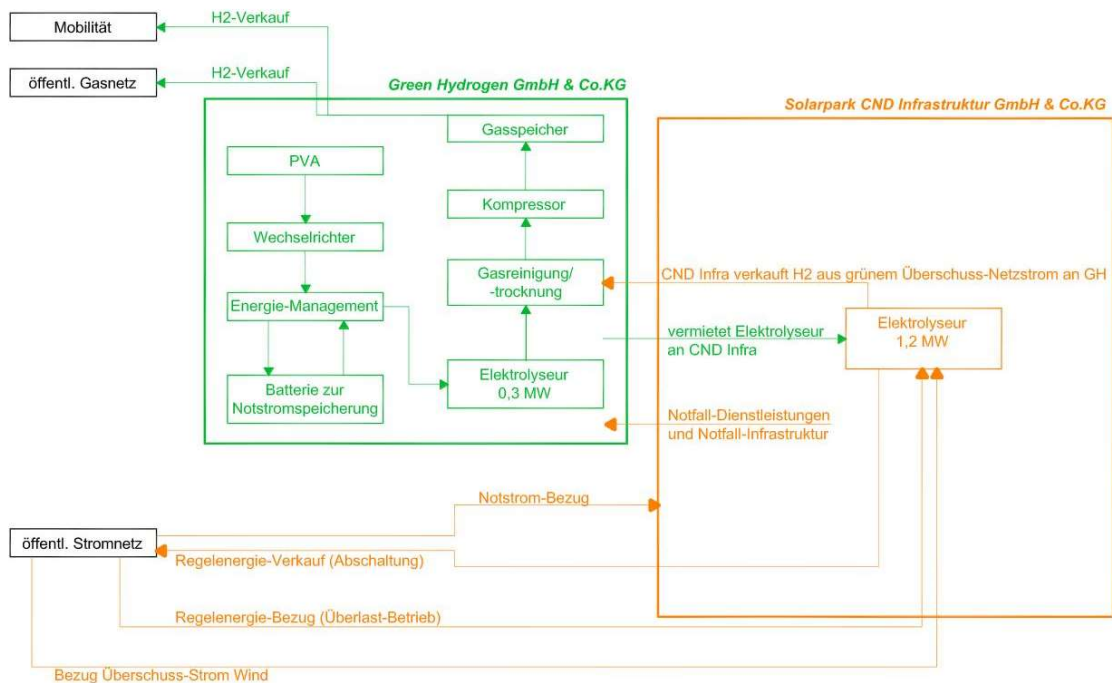


Betriebszustand - II : Winter (01.11. - 31.01.)

Green Hydrogen GmbH & Co.KG:

analog Betriebszustand - I

Solarpark CND Infrastruktur GmbH & Co.KG: muss alle öffentlichen Stromkosten zahlen



Netzentgelte im engeren Sinn

Netzentgelte im engeren Sinn fallen für den **Betriebsfall „Sommer“** nicht an, wenn die Elektrolyseure ihren Strom aus der PV-Anlage „vor“ dem öffentlichen Energieversorgungsnetz im Sinne des § 3 Nr. 16 EnWG über eine betriebseigene Direktleitung beziehen und sich PV-Anlage und Elektrolyseur-Standort in räumlicher Nähe zueinander befinden. Die Voraussetzungen für die Erhebung von Netzentgelten gemäß § 1 StromNEV und § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG liegen dann nicht vor.

Im **Betriebsfall „Winter“** fallen Netzentgelte im engeren Sinn für den Ely2 grundsätzlich an, und zwar sowohl für den Normal- als auch für den Standby-Betrieb, da eine tatsächliche Entnahme von Strom aus dem Stromnetz im Sinne von § 3 Nr. 16 EnWG, § 1 StromNEV und § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG erfolgt. Für die Netzentgeltbefreiung aus § 118 Abs. 6 EnWG sprechen wohl gute Gründe, sie ist jedoch derzeit rechtlich umstritten. - Die Reduktion des Netzentgeltes gemäß § 14a EnWG greift nur für den Strombezug aus Niederspannungsnetzen und unter der Voraussetzung der Steuerbarkeit durch den Energieversorger, die gemäß § 14a Satz 3 durch eine Rechtsverordnung der Bundesregierung künftig näher ausgestaltet werden kann; der Elektrolyseur bezieht jedoch Mittelspannung. Die Reduktion des Netzentgeltes gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV aufgrund atypischer Netznutzung (höchster Strombezug weicht erheblich von der Jahreshöchstlast aller Entnahmen ab) wäre möglich, ist aber genehmigungspflichtig durch die Bundesnetzagentur und auf maximal 20 % des Netzentgeltes (vgl. § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV) beschränkt; Volllastbetrieb des Ely2 im Winter bzw. in Zeiten grünen Strommangels ist damit nicht möglich. Die Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV ist nicht möglich, da der Ely2 die Bedingung von 7.000 Betriebsstunden (292 Tage) pro Jahr nicht erfüllt. - Ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 4 StromNEV kann nicht beansprucht werden, da die Voraussetzung der Rückverstromung nicht erfüllt ist.

Netzentgeltgewälzte Belastungen

Ob sonstige Umlagen und Abgaben (Konzessionsabgabe nach § 1 Abs. 2 KAV, KWK-Umlage nach § 26 Abs. 1 KWKG, StromNEV-Umlage nach § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV, Offshore-Haftungsumlage nach § 17f Abs. 1 EnWG und Abschaltbare-Lasten-Umlage nach § 18 Abs. 1 AbLaV) als Bestandteil der Netzentgelte im Sinne von § 1 StromNEV und § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG gelten, erscheint derzeit rechtlich offen; in der Praxis werden sie derzeit als „gekoppelt“ angesehen.

EEG-Umlage

§ 60 Abs. 1 Satz 1 EEG verpflichtet Letztverbraucher (gemäß § 3 Nr. 33 EEG 2017 jede natürliche oder juristische Person) zur Zahlung der EEG-Umlage, wobei nach § 61 Abs. 1 EEG der Stromverbrauch den Eigenverbrauch einschließt und nicht an eine Nutzung des öffentlichen Stromnetzes geknüpft ist.

Die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage entfällt gemäß § 61a Nr. 3 EEG, wenn sich der Eigenverbraucher selbst vollständig (inklusive Standby- und Notstrom) mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine Zahlung nach § 19 Abs. 1 EEG oder § 50 EEG in Anspruch nimmt. Der Eigenverbrauch ist dann gegeben, wenn die Erzeuger und Verbraucher des Stromes personenidentisch sind, das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebs tragen, die tatsächliche Sachherrschaft über die Anlage ausüben und ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmen. Eine Durchleitung durch ein Stromnetz gemäß § 3 Nr. 35 EEG 2017 ist nicht zulässig. Stromerzeugung und -verbrauch müssen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang stattfinden (eng auszulegen: eine Straße sollte den räumlichen Zusammenhang nicht unterbrechen; alle anderen Zweifelsfälle sollen rechtlich geprüft werden). Für den **„Sommerbetrieb“** entfällt mithin die EEG-Umlage, sofern sämtliche vorgenannten Bedingungen erfüllt sind.

Anlagen oder Anlagenteile im **„Winterbetrieb“** wären voraussichtlich EEG-Umlage-pflichtig. Eine Reduzierung der EEG-Umlage kommt nach den §§ 63 und 64 EEG 2017 möglicherweise in Be-

tracht, wenn der Elektrolyseur von einem stromkostenintensiven Unternehmen mit einem Mindestverbrauch von 1 GWh jährlich betrieben wird und die weiteren Voraussetzungen des § 64 Abs. 1 EEG 2014 erfüllt sind; insbesondere muss das Unternehmen einer Branche nach Anlage 4 zum EEG 2014 zuzuordnen sein, die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse wird dort zwar nicht genannt, ist aber auch nicht explizit ausgeschlossen; eine Zuordnung des Elektrolyseurs zur lfd. Nr. 78 der Anlage 4 zum EEG 2014 scheint damit möglich. Selbst wenn eine solche Zuordnung zunächst rechtlich durchsetzbar wäre, ist es fraglich, ob diese Zuordnung dauerhaft Bestand hat: Es liegt nicht im Interesse eines stabilen Grün-Stromnetzes, in Zeiträumen grünen Strommangels stromintensive Verbraucher wie Elektrolyseure, die speicherbaren Wasserstoff sinnvollerweise zu Zeiten grünen Stromüberschusses produzieren, auch noch zu begünstigen.

Stromsteuer

Gemäß § 5 Abs. 1 Satz 2 fällt Stromsteuer auch bei Eigenerzeugung und Selbstverbrauch an.

Der „**Sommerbetrieb**“ ist gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG von der Stromsteuer befreit, da ausschließlich grüner Strom über eine ausschließlich grüne Stromleitung (Eigennetz) verwendet wird.

Kleine Anlagen zur Stromerzeugung bis 2 MW (PV und Wind zusammenrechnen) sind gemäß § 9 Abs. 1 Nr. StromStG derzeit generell von der Stromsteuer befreit. Da dies auch für nur bilanziell grünen Strom aus grauem Netz gilt, wären diese auch im „**Winterbetrieb**“ von der Stromsteuer befreit.

Große Anlagen im „Winterbetrieb“ wären voraussichtlich stromsteuerpflichtig.

3.6.2 Analyse und Beschreibung patentrechtlicher Rahmenbedingungen

Patentrechtliche Belange stehen der Verwirklichung einer DSW-Anlage EU-weit nicht entgegen, da sämtliche DSW-Patentanträge in der EU nicht weiter verfolgt wurden und hier ausgelaufen sind. Die Patente WO-2005080639A1 und WO-2007142693A2 gelten für DSW-Anlagen in den USA, China und Südkorea, die dort ohne Lizenz nicht gebaut oder betrieben werden dürfen; andere Nicht-EU-Länder wurden nicht untersucht. Siehe auch Anlage 2: Bericht von RA Bolsinger zur Patentrecherche.

Aufgrund des Weltpatents WO-2005080639A1 und des in der EU veröffentlichten Patents WO-2007142693A2 vom 13.12.2007, das die DSW-Anlage sachlich vollumfänglich beschreibt (vgl. Anlage 3, daraus [S. 44] untenstehende Abb.), ist die generelle Patentanmeldung einer DSW-Anlage nicht mehr möglich (obwohl das Patent ausgelaufen ist). Da mehrere Patentanträge Dritter zur Detaillierung der DSW-WO-Patente vom Deutschen Patentamt unter Verweis auf vorgenannte WO-Patente bereits abgelehnt worden sind, erscheinen eigene Patentanträge seitens Unigea für weitere Details der DSW-Anlage aussichtslos.

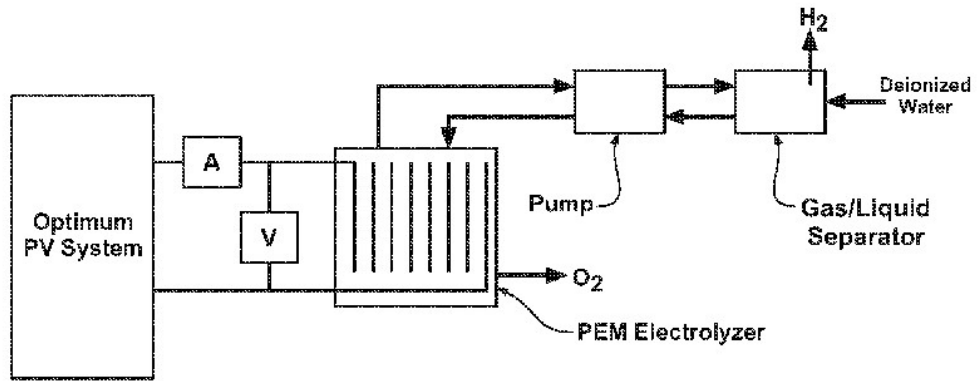


FIG. 1

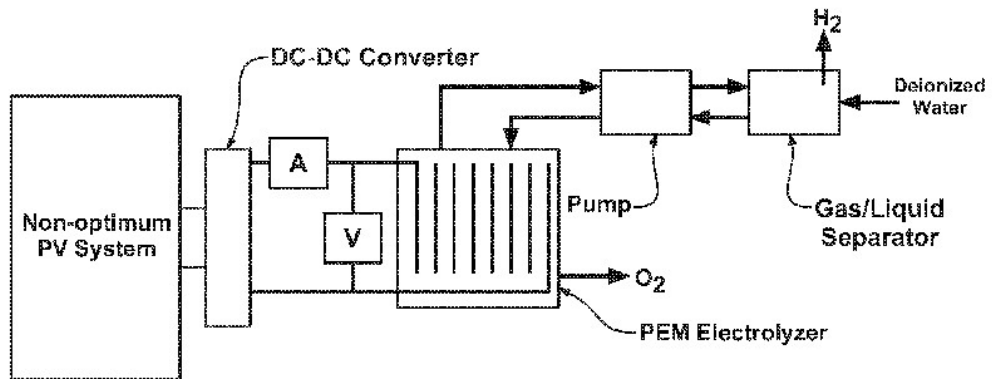


FIG. 2

3.7 Ergebnisse und Weiterer Entwicklungsbedarf

Die nachfolgende Tabelle zeigt übersichtlich alle in diesem Forschungsprojekt untersuchten Szenarien, deren Rahmenbedingungen und Annahmen sowie die dazugehörigen Kernergebnisse.

Das Szenario 0 stellt dabei ein Basiskonzept dar.

In den Szenarien 1 – 5 wurden basierend auf dem Basiskonzept verschiedene Anpassungen und Optimierungen unabhängig voneinander erprobt. Die Erkenntnisse aus diesen Anpassungen und Optimierungen fließen – mit Ausnahme des Szenario 4b welches hierfür aufgrund des Exkurscharakters keine ausreichende technische Genauigkeit aufweist – in die finale Betrachtung der Anlage ein.

Als finale Betrachtung wurden ein offsite und ein onsite-Konzept (Szenario 6 und 7) als Fazit aus dem Projekt analysiert.

Tabelle 30: Übersicht der untersuchten Szenarien und Kernergebnisse des Forschungsprojektes

Szenario	Rahmenbedingungen / Annahmen	Ergebnis
Basisszenario		
Szenario 0 (Basis)	Süd 20° Modulausrichtung	→ LCOHy 9,30 € / kg
Anpassungen und Optimierungen		
Szenario 1	Ost / West Ausrichtung der Module im 15° Winkel	→ LCOHy 9,84 € / kg
Szenario 2	90% Süd 20° Ausrichtung / 10 % Ost – West 15° Ausrichtung der Module	→ LCOHy 9,53 € / kg
Szenario 3	Bestimmung des Umschaltzeitpunktes: Sommer- / Winterbetrieb	1.3. – 30.9. Sommerbetrieb ist optimal
Szenario 4	Überdimensionierung PV Feld ohne Batterie	2,5 bis 3-fache Überdimensionierung wirtschaftlich optimal → LCOHy 9,15 € / kg
Szenario 4a (Exkurs)	Überdimensionierung PV Feld mit Batterie (2500 kWh), keine Optimierung, keine detaillierte Betrachtung	3-fache Überdimensionierung wirtschaftlich optimal → LCOHy 8,81 € / kg
Szenario 5	Kopplung mit einer Windenergieanlage (WEA), 1,7 MWp PV und 1,7 MWp WEA, an guten und schlechten Windstandorten in Ost- und Süddeutschland betrachtet	Deutlich höhere LCOHy: Best Case: → LCOHy 9,53 €/kg, Worst Case: → LCOHy 13,81 €/kg

Resultierende Konzepte

Szenario 6 (Finale Anwendung)	„Offsite“ – Betrieb: PV Module 20° Süd Ausrichtung, keine WEA, Sommerbetrieb: 1.3. - 30.9., keine zusätzliche Batterie, Abgabe von H₂: 528 Nm³/h , 300 kg Speicher, EEG Umlage in voller Höhe, kein energieintensiver Betrieb, keine Förderung, Ely 2 im Winter dauerhaft mit Nennlast betrieben	Optimum: 2,3-fache Überdimensionierung → LCOH _y : 8,48 €/kg
Szenario 7	„Onsite“ – Betrieb: PV Module 20° Süd Ausrichtung, keine WEA, Sommerbetrieb: 1.3. - 30.9., keine zusätzliche Batterie, Abgabe von H₂ in voller Höhe möglich , 1000 kg Speicher, EEG Umlage in voller Höhe, kein energieintensiver Betrieb, keine Förderung, Ely 2 im Winter dauerhaft mit Nennlast betrieben	Optimum: 2,2 bis 2,4-fache Überdimensionierung → LCOH _y : 8,19 €/kg

Die Ergebnisse des Projektes zeigen, dass PV-Wasserstoff unter gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen in Baden-Württemberg und Deutschland mit dem vorgestellten Konzept für Kosten von ca. 8 €/kg produziert werden können. Die rechtlichen Randbedingungen sind hier nicht optimal, wurden aber als gegeben akzeptiert und bei allen Betrachtungen berücksichtigt.

Ob der Wasserstoff damit wirtschaftlich ist, ergibt sich aus dem Wert des grünen Wasserstoffs für den Kunden und aus dem Wettbewerb, der ggf. auch mit anderen Randbedingungen agieren kann.

Im Verlauf des Projektes haben sich jedoch auch neue Erkenntnisse ergeben, die einen weiteren Entwicklungsbedarf aufzeigen. Dieser soll im folgenden näher erläutert werden und der Effekt grob abgeschätzt werden. Wichtig ist bei dieser Abschätzung, dass diese Effekte sich gegenseitig beeinflussen und sowohl gegenseitig fördern, als auch hindern können. Eine günstigere Elektrolyse reduziert bspw. die (ökonomisch notwendige) Überdimensionierung der PV und reduziert damit den Effekt, den ein Reststromverkauf hat. Die Potenziale beider Ansätze sind damit nicht addierbar.

Neue Generation Elektrolyseure (Silyzer 300)

Siemens hat auf der Hannover Messe 2018 die nächste Generation Elektrolyseure vorgestellt. Diese versprechen deutliche Kostensenkungen, welche zu einer spürbaren Reduktion der Elektrolysegestehungskosten (ca. 30%) und in zweiter Konsequenz auch zu einer geringeren Überdimensionierung der PV (ca. 10% der Gestehungskosten) führen würden.

Jedoch sind diese Elektrolyseure nun mit 1bar Druck ausgeführt und weisen auch eine andere Betriebscharakteristik auf und die Minimalgröße der Elektrolyseure hat sich auch vergrößert.

Eine genaue Abschätzung ist schwierig, da eine Änderung der Elektrolyse vielfältige Auswirkungen auf das Gesamtsystem hat. Wir vermuten aber, dass eine Kostensenkung von 10 – 15% erreichbar ist.

Daher sollte untersucht werden, wie sich die nächste Elektrolyse-Generation auf die Anlage auswirkt in Hinblick auf Gesamtkonzept (Verdichtung notwendig) Kosten, beste Dimensionierung, Realisierbarkeit (die PV-Anlage wird insgesamt größer)

Winterlücke durch Zertifikatehandel füllen

Für Onsite-Anlagen und allgemein für kleine dezentrale Anlagen bleibt die Herausforderung, Bedarf (meist gleichmässig) und saisonale Schwankungen in der Erzeugung in Einklang zu bringen. In dem hier betrachteten Projekt wurde grüner Netzstrom zum Ausgleich gewählt.

Ein anderer Weg, der im Projekt nicht mehr untersucht werden konnte, ist der Zertifikatehandel mit grünem Wasserstoff. Dies kann sogar durch zwei räumlich getrennte PV-Wasserstoff-Anlagen geschehen, von denen eine Wasserstoff ins Erdgasnetz einspeist und die andere on-site Wasserstoff erzeugt. Der ins Erdgasnetz eingespeiste Wasserstoff wird bilanziell im Winter an einen konventionellen Erzeuger von Erdgas verkauft, der seinen Wasserstoff damit bilanziell grün erstellen kann. Dieser bilanziell grüne Wasserstoff kann dann zur Schließung der Winterlücke genutzt werden und erreicht damit eine saisonale Speicherung von grünem Wasserstoff im Erdgasnetz.

Der Zertifikatehandel muss inhaltlich und rechtlich näher ausgestaltet werden.

Verwertung von Überschuss-Strom aus der Photovoltaik

Im Rahmen des Statuskolloquium Umweltforschung Baden-Württemberg 2018 wurde bei der Vorstellung des Konzeptes der Einwand aufgebracht, dass der Verwurf von großen Mengen PV-Strom ein legaler, aber energiewirtschaftlich nicht angemessener Ansatz ist.

Dieser berechtigten Kritik kann begegnet werden, in dem die Einbindung eines bidirektionalen Wechselrichters im Sommerbetrieb geprüft wird, ob sich der resultierende Strom auch bei geltender Gesetzeslage verwerten lässt bzw. welchen Effekt eine ggf. zukünftige Anpassung von Regularien (Überschuss-Strom kann über das EEG verkauft werden) auf die Ökonomie der Anlage hat. Die aktuelle Rechtslage sollte diesbezüglich geprüft werden.

Wir schätzen, dass bei Verkauf des PV-Stroms Kostensenkungen des Wasserstoffs im Bereich 0,6 – 0,9 €/kg möglich sind.

Ergänzende Optimierung der Größe von Pufferbatterien

Im Projekt hat sich gezeigt, dass die Stromzwichenspeicherung auf täglicher Ebene durch Batterien bei Preisen von 100€/kWh ökonomisch und energetisch sinnvoll ist. Dies wurde jedoch nur im Rahmen eines Kurzexkurses für eine willkürlich gewählte Batteriegroße von 2.500 kWh und ohne detaillierte technische Modellierung durchgeführt.

Da bereits eine 2.500 kWh Batterie und damit ein „1h-Speicher“ bezogen auf die Elektrolyse bereits 0,35 €/kg Ersparnis bewirkt, sollten mit einer größeren Batterie weitere deutliche Kostensenkungen erreicht werden können.

Um dies zu prüfen, sollte die Modellierung der Batterie präziser durchgeführt sein, um Lebensdauer, Zyklen und technische Limitationen sowie deren Einfluss auf Auflegung und Kosten zu berücksichtigen. Außerdem sollte im Rahmen einer Szenarioanalyse untersucht werden, welches die ideale Dimensionierung der Batterien ist und welchen Einfluss dies auf die Wasserstoff-Gestehungskosten hat.

CO₂-Emissionen bzw. Energiebilanz der Anlage

In einer Life-Cycle-Analyse sollten die Energieaufwendungen für Produktion, Betrieb und Recycling bzw. Verschrottung für Onsite- und Offsite-Anlagen der Netto-Energieernte gegenübergestellt werden, um konkrete Aussagen zur Energiebilanz und zum CO₂-Minderungspotential treffen zu können.

Kombination mit Windkraftanlagen

Da nicht Projektbestandteil, konnte die Kombination der DSW mit Onsite-Windkraftanlagen nur peripher untersucht werden. Hier wird ein deutliches Optimierungspotential vermutet, das wesentlich zur weiteren Kostenreduktion grünen Wasserstoffs beitragen kann.

4 Transfer der Ergebnisse, Nutzen für Dritte

4.1 Projektrealisierung durch Unigea Solar Projects GmbH

Der Partner Unigea Solar Projects beabsichtigt, die Ergebnisse aus dem Projekt unmittelbar in der Realisierung einer wirtschaftliche betriebenen Pilot-Anlage umzusetzen und strebt an, auf der Grundlage der gewonnenen Erfahrungsbasis weitere Anlagen zur wirtschaftlichen Erzeugung von grünem Wasserstoff zu realisieren.

4.2 Patentanmeldung der Gesamtkonfiguration der solaren Wasserstoffanlage

Aufgrund der gegebenen patentrechtlichen Situation plant die Unigea Solar Projects GmbH derzeit weder die Gesamtkonfiguration noch Teile der solaren Wasserstoff-Erzeugungsanlage zum Patent anzumelden.

4.3 Patentanmeldung einzelner Erfindungen

Aktuell sind keine Patentanmeldungen geplant

4.4 Veröffentlichungen der Projektergebnisse

Aufgrund der Kürze des Projektes kann eine Veröffentlichung der Projektergebnisse nur projekt-nachgelagert geschehen. Die Ergebnisse wurden zum Teil in einem Vortrag auf der IRES 2019 veröffentlicht. Ein Vortrag auf weiteren Konferenzen wird aktuell geprüft. Eine Verwertung über Artikel in mehreren Fachzeitschriften ist geplant für Q4/2019.

Die Partner streben außerdem an, die Ergebnisse bei entsprechender Eignung als Basis für kommerzielle Projekte zu nutzen.

5 Literaturverzeichnis

- [1] M. Chandesris, V. Médeau, N. Guillet, S. Chelghoum, D. Thoby und F. Fouda-Onana, „Membrane Degradation in PEM Water Electrolyzer: Numerical Modeling and Experimental Evidence of the Influence of Temperature and Current Density,“ *International Journal of Hydrogen Energy* 40, p. 1353–1366, 2015.
- [2] B. Müller, M. Wild, A. Driesse und K. Behrens, „Rethinking solar resource assessments in the context of global dimming and brightening,“ *Solar Energy*, pp. 272-282, 2014.
- [3] P. Ineichen, „Long term satellite global, beam and diffuse irradiance validation,“ in *Proceedings of the 2nd International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry*, Freiburg, Germany, 2013.
- [4] M. Wild, „Global dimming and brightening: A review,“ *Journal of Geophysical Research*, Bd. 114, 2009.
- [5] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky und R. Stewart, „Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiation,“ *Solar Energy*, pp. 271-289, 1990.
- [6] G. Wirth, T. Weigl, J. Weizenbeck, M. Zehner, M. Schroedter-Homscheidt und G. Becker, „Mapping of snow cover periods for yield assessment and dimensioning of PV systems,“ in *24. European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, 2009.
- [7] W. Heydenreich, B. Müller und C. Reise, „Describing the world with three parameters: a new approach to PV module power modelling,“ in *23. European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Valencia, Spain, 2008.
- [8] B. Müller, U. Kräling, W. Heydenreich, C. Reise und K. Kiefer, „Simulation of irradiation and temperature dependent efficiency of thin film and crystalline silicon modules based on different parameterization,“ in *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Valencia, Spain, 2010.
- [9] W. Herrmann, „Grenzen der Leistungsoptimierung von PV-Generatoren durch Vorsortierung der PV-Module,“ in *OTTI-Seminar*, 2006.
- [10] B. Burger, „Auslegung und Dimensionierung von Wechselrichtern für netzgekoppelte PV-Anlagen,“ in *20. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Staffelstein, Deutschland, 2005.
- [11] T. Smolinka, M. Günther und J. Garce, „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien,“ Freiburg, 2011.
- [12] J. Eichmann, K. Harrison und M. Peters, „Novel Electrolyzer Applications: Providing More Than Just Hydrogen,“ Denver, 2014.
- [13] T. Smolinka und C. Voglstätter, „Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität: Entwicklungsstand und Forschungsbedarf,“ Freiburg, 2013.
- [14] P. Häussinger, R. Lohmüller und A. M. Watson, „Hydrogen,“ in *Ullmanns Enzyklopädie der Technischen Chemie*, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2007.
- [15] A. Léon, *Hydrogen Technology*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008.
- [16] D. Krieg, „Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff,“ 2012.

- [17] K. Stolzenburg, „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem,“ 2014.
- [18] P. von Böckh und T. Wetzel, Wärmeübertragung, Springer Vieweg, 2014.
- [19] K. Nasrifar, „Comparative study of eleven equations of state in predicting the thermodynamic properties of hydrogen,“ *International Journal of Hydrogen Energy*, 2010.
- [20] K. H. Grote und J. Feldhusen, Dubbel, Berlin Heidelberg: Springer, 2007.