
Begleitstudie zum P&D Projekt H2- Produktion an einem Laufwasserkraftwerk

Schlussbericht

Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (Empa)
Überlandstrasse 129
CH-8600 Dübendorf

Autoren:

| | |
|--------------------|-----------------------------------|
| Dr. Sinan L. Teske | Labor für Urban Energy Systems |
| Urs Cabalzar | Labor für Fahrzeugantriebssysteme |
| Stefan Hiltbrand | Labor für Fahrzeugantriebssysteme |
| Fabio Inderbitzin | Labor für Urban Energy Systems |

Dübendorf, den 28. Februar 2020

Inhalt

| | |
|--|-----------|
| 1. Fazit / Zusammenfassung | 3 |
| 2. WP 1: Messungen an realer Wasserstofflieferkette | 3 |
| 2.1 Daten zur Wasserstoffproduktion | 3 |
| 2.2 Daten über den Transport und die Betankungen..... | 4 |
| 2.3 Stromverbrauch der H ₂ -Tankstelle..... | 5 |
| 2.4 Verbrauchsdaten des H ₂ -Lastwagens | 5 |
| 2.5 Unsicherheiten aufgrund unvollständiger Datengrundlage | 6 |
| 3. WP 2: Analyse und Auswertung der WP1-Daten und Hochrechnung | 7 |
| 3.1 H ₂ -Produktion | 7 |
| 3.2 Wasserstoff Transport und Betankungen | 9 |
| 3.2.1 Gelieferte und betanke Menge Wasserstoff..... | 9 |
| 3.2.2 Berechnung des Energiebedarfs für den Wasserstofftransport | 10 |
| 3.3 Wasserstofftankstelle | 10 |
| 3.4 Sankey-Diagramme der Anlage in Hunzenschwil und einer hochskalierten Anlage..... | 12 |
| 3.4.1 Anlage in Hunzenschwil..... | 12 |
| 3.4.2 Hochskalierte Anlage..... | 12 |
| 4. WP 3: Referenzfall: Betrieb der Elektrolyse und Tankstelle für 200 LKW | 17 |
| 4.1 Referenzfall: Modellgrundlagen | 17 |
| 4.1.1 Wasserstoffbedarf und Betankungsprofil..... | 18 |
| 4.1.2 Speichermanagement..... | 18 |
| 4.1.3 Elektrolysebetrieb..... | 21 |
| 4.1.4 Stromzusammensetzung..... | 21 |
| 4.1.5 CO ₂ Bilanz und spezifischer CO ₂ Gehalt Wasserstoffprodukt..... | 24 |
| 5. WP 4: Optimierung des Betriebs der Elektrolyse in Abhängigkeit der Stromproduktion | 25 |
| 5.1 PV Ausbauszenarien | 25 |
| 5.1.1 Ausbaustrategie | 25 |
| 5.1.2 Modellierung PV-Produktionsprofil | 26 |
| 5.2 Synthetisierte Stromproduktionsprofile | 26 |
| 5.3 Optimierungsmodell - Grundlagen..... | 31 |
| 5.4 Sensitivitätsanalyse und Ergebnisse | 31 |

1. Fazit / Zusammenfassung

In diesem Projekt wurde die Wasserstoffversorgung von LKW mittels Wasserelektrolyse untersucht. In den Arbeitspaketen WP1 und WP2 wurden die Grundlagendaten für die Wasserstofflieferkette auf Basis der gemessenen Daten aus dem laufenden Pilot- und Demonstrationsprojekt H2 Energy Projekt ermittelt.

Neben der existierenden Demonstrationslieferkette wurde eine hochskalierte Variante für 200 LKW berechnet und die Wasserstoffproduktion in Kontext zur lokalen und nationalen Stromproduktion bei erhöhtem PV-Zubau untersucht.

Eine sinnvolle Größenordnung scheint in etwa mit einer Elektrolyseleistung 2 bis 4 mal der Leistung zu sein, die benötigt wird um bei 8760 Stunden Vollast den Jahresbedarf an Wasserstoff zu decken (9.5 MW zu 20-36 MW). Ausserdem scheint eine Speichergrösse von knapp 5% des Jahresbedarfs an Wasserstoff genügend Flexibilität bereitzustellen, um ausreichend Stunden mit geringer CO₂Intensität im Strommix ausnutzen zu können.

Mit dem Ausstieg aus der Atomkraft und dem Zubau von Photovoltaik wird diese Flexibilität umso wichtiger je höher der PV-Ausbau ist. Auch sind grössere Elektrolyseleistungen sinnvoll (36 bis 64 MW) sobald sehr hohe PV-Ausbauszenarien eine Rolle spielen.

Die lokale Belastung des Stromnetzes steigt stark mit zunehmendem Zubau von Photovoltaik an. Die Wasserstoffproduktion kann den Ausbau von PV und dessen Effekt auf den Betrieb des Netzes reduzieren, wenn lokaler Strom vorzugsweise genutzt wird und weniger auf die LCA CO₂Emissionen der PV Produktion geachtet wird. Andernfalls wird vor allem Elektrizität aus Wasserkraft bevorzugt genutzt. Dies hat zwei Gründe. Es bedarf einer geringeren maximal installierten Elektrolyseleistung und es werden geringere CO₂-Emissionen berechnet, da die Wasserkraft geringere LCA Werte aufweist als die Photovoltaik.

Dennoch können CO₂Reduktionen von stets mehr als von 70 bis 90% gegenüber einer mit Diesel betriebenen LKW Flotte als sehr realistisch gesehen werden.

2. WP 1: Messungen an realer Wasserstofflieferkette

Das erste Arbeitspaket umfasst die Erfassung und Zusammenstellung von Daten, die zur Ermittlung des Energieverbrauchs der aktuellen Anlage in Hunzenschwil und einer zukünftigen hochskalierten Anlage verwendet werden. Dazu gehören Produktion, Transport, Verteilung an der Tankstelle und Verbrauch des Wasserstoff Lastwagens. Die erhobenen Daten sind in den Abschnitten 2.1 bis 2.4 beschrieben. Abschnitt 2.5 beschreibt die fehlenden Daten sowie Vorschläge für weitere wichtige Messdaten. Da die Daten an verschiedenen Orten und Zeitpunkten aufgezeichnet wurden, ist in Abbildung 1 eine Übersicht der verfügbaren Daten dargestellt.

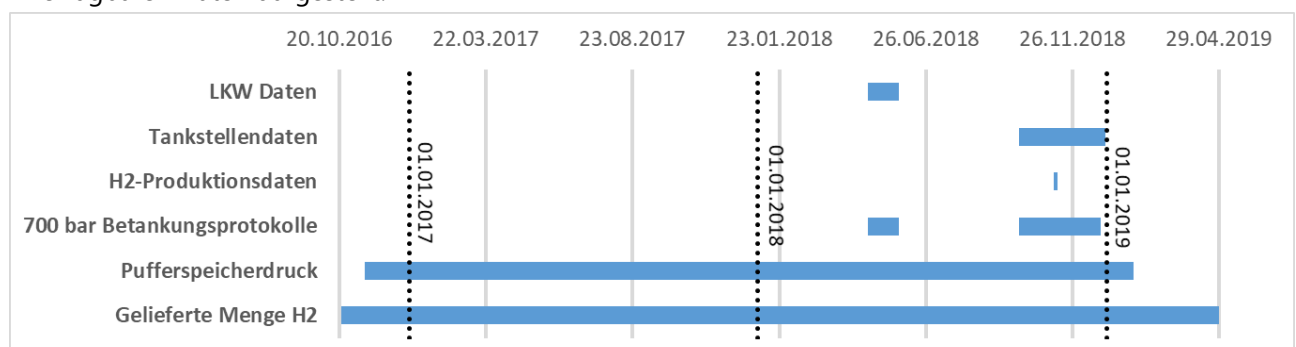


Abbildung 1: Übersicht über die verfügbaren Daten von H2-LKW, Tankstelle, Produktion, 700 bar Betankungen, Pufferspeicherdruck und die gelieferte Menge Wasserstoff errechnet aus Druck und Temperatur im Trailer.

2.1 Daten zur Wasserstoffproduktion

Der Stromverbrauch der Wasserstofferzeugung wurde vom 7. November bis 10. November 2018 mit einer zeitlichen Auflösung von einer Sekunde erfasst. Der Stromverbrauch beinhaltet den Elektrolyseur (~180kW),

die Kühler (zweimal ~16kW), den Membranverdichter (~11.5kW) und Zusatzgeräte wie Licht und Steuerung¹. Zudem wurde der Druck im Wasserstofftrailer und der Druck am Gasausgang des Membranverdichters gemessen. Abbildung 2 zeigt die aufgezeichnete Leistung und den Druck im Wasserstofftrailer.

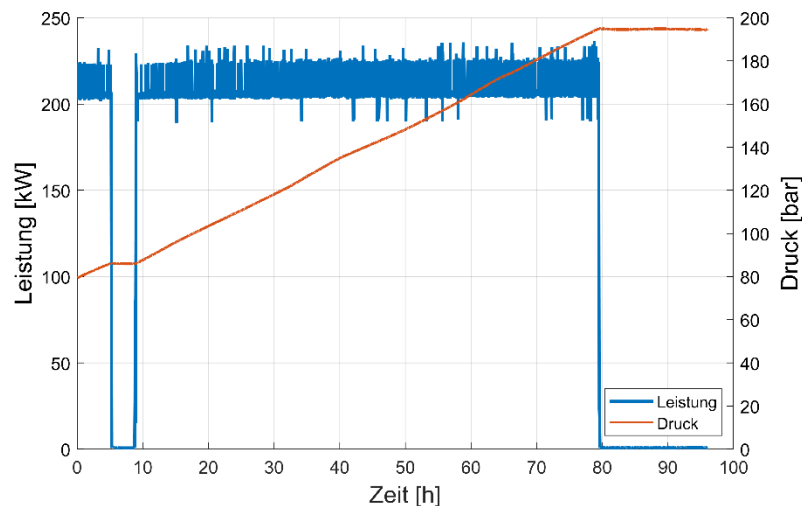


Abbildung 2: Erfasste Daten zum Stromverbrauch der Wasserstoffproduktion. Die aufgezeichnete Leistung von Elektrolyseur, Membranverdichter, Kühler und Zusatzgeräten ist blau und der Druck im Wasserstofftrailer rot dargestellt.

Für die einzelnen Komponenten stehen keine separaten Stromverbrauchsmessungen zur Verfügung. Daher muss für die Analyse der gesamte Stromverbrauch auf die verschiedenen Komponenten verteilt werden. Auch der Massenstrom am Elektrolyseur wird nicht erfasst. Deshalb muss die Menge des erzeugten Wasserstoffs aus dem Druck und einer Temperaturannahme berechnet werden.

2.2 Daten über den Transport und die Betankungen

Bei der Tankstelle in Hunzenschwil gibt es eine 350 bar und eine 700 bar Zapfsäule. Bei jeder 700 bar Betankung wird ein Betankungsprotokoll aufgezeichnet, das die Zeit, die Menge des betankten Wasserstoffs und andere Daten enthält. Für eine 350 bar Betankung wird kein Datensatz erfasst. Der Wasserstoff wird im Laufwasserkraftwerk in Aarau produziert und anschliessend per Trailer zur Tankstelle in Hunzenschwil transportiert. Die Fahrstrecke von der Produktion bis zur Tankstelle und zurück beträgt ca. 22 Kilometer. Die Menge des gelieferten Wasserstoffs wird mit Hilfe einer Temperatur- und Druckmessung im Trailer erfasst. Seit der Inbetriebnahme wird auch der Druck im 50 bar Pufferspeicher täglich aufgezeichnet. Mit Hilfe des Pufferspeicherdrucks und einer Temperaturannahme kann die angelieferte und betankte Menge Wasserstoff berechnet werden. Abbildung 3 zeigt den Stromverbrauch der Tankstelle, den Druck im Pufferspeicher und die 700 bar Betankungen. In der Abbildung ist ein Druckanstieg im Pufferspeicher ersichtlich. Der Druckanstieg stellt eine Befüllung des Pufferspeichers dar. Anhand dieser Druckerhöhung kann die angelieferte Wasserstoffmenge bestimmt werden.

¹ Persönliche Mitteilung Philipp Dietrich, H₂ Energy AG, 25.02.2019

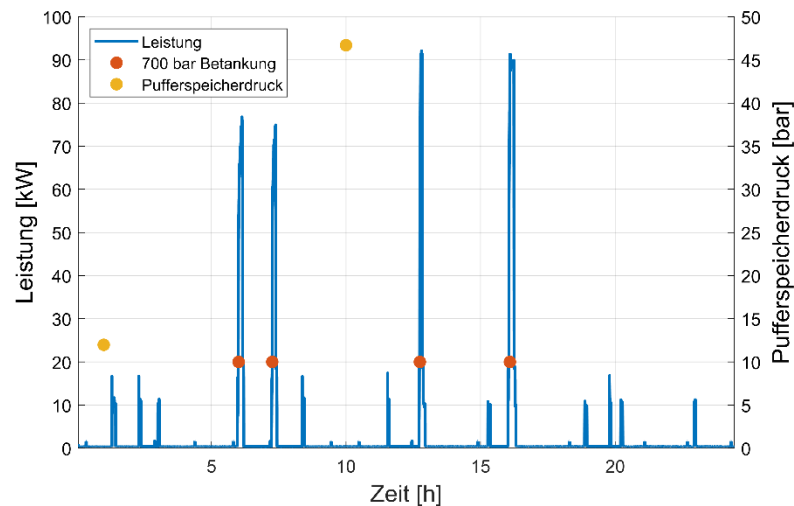


Abbildung 3: Ausschnitt aus den Daten zur Wasserstofftankstelle. Der Stromverbrauch ist blau und der Druck im Pufferspeicher gelb dargestellt. Die roten Punkte zeigen an, dass zu diesem Zeitpunkt eine 700 bar Betankung stattgefunden hat.

2.3 Stromverbrauch der H₂-Tankstelle

Die Leistung und der Stromverbrauch der Wasserstofftankstelle wurden vom 1. Oktober 2018 bis 30. Dezember 2018 erfasst. Bis zum 2. November 2018 haben die Daten eine Auflösung von einer Sekunde und danach einer Minute. In Abbildung 3 ist die aufgezeichnete Leistung eines Tages dargestellt. Der Stromverbrauch ist eine Überlagerung verschiedener Komponenten. Dazu gehören der Verdichter (>85kW), die Kälteanlage (~20kW) und die Steuerung, Beleuchtung und weitere kleinere Zusatzgeräte. Der Verdichter füllt die Hochdruckspeicher, wenn sie einen bestimmten Druckwert unterschreiten. Die Vorkühlung kann in zwei Prozesse unterteilt werden, Wasserstoffkühlung und Standby-Verbrauch. Die Wasserstoffkühlung besteht aus einem Aluminiumblock, der auf einer konstant niedrigen Temperatur gehalten wird. Aufgrund von Wärmeverlusten muss der Block regelmässig gekühlt werden (Standby-Verbrauch). Bei der 700 bar Betankung wird der Wasserstoff aktiv auf -40°C gekühlt. Darum laufen der Verdichter und das Kühlsystem oft gleichzeitig.

2.4 Verbrauchsdaten des H₂-Lastwagens

Während des Betriebs des Lastwagens wurden im April und Mai vom Fahrzeugführer Verbrauchsdaten aufgezeichnet. Für jede Fahrt steht der Verbrauch in Druckverlust, die gefahrenen Strecke, sowie ob mit oder ohne Anhänger gefahren wurde zur Verfügung. In Abbildung 2.1 sind die erfassten Verbrauchsdaten für Fahrten ohne Anhänger dargestellt.

Diese Daten wurden bereits im Jahresbericht "Erster Einsatz eines Brennstoffzellen-Lastwagen im 34 Tonnen Anhängerzug-Betrieb" eingehend analysiert². Es wurde ein durchschnittlicher Verbrauch von 7.93 kg/100km gemessen. Nach dem Austausch des Brennstoffzellenstapels mit einer geringeren Nennleistung stieg der Verbrauch auf 9.17 kg/100km an. Für die weiteren Berechnungen wird mit einem Verbrauch von 8 kg/100km gerechnet.

² Jahresbericht 2018, "Erster Einsatz eines Brennstoffzellen-Lastwagen im 34 Tonnen Anhängerzug-Betrieb", 30.11.2018, Philipp Dietrich, H₂ Energy AG

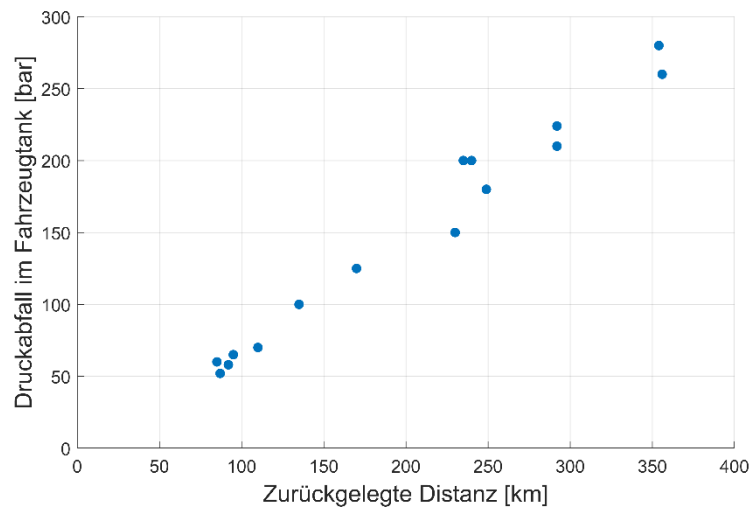


Abbildung 2.1: Aufgezeichnete LKW Verbrauchsdaten.

2.5 Unsicherheiten aufgrund unvollständiger Datengrundlage

Um den Energieverbrauch der Wasserstoff-Lieferkette zu bestimmen, ist es notwendig, den Stromverbrauch der verschiedenen Komponenten und die produzierte Menge an Wasserstoff zu kennen. Der gemessene Stromverbrauch enthält oft mehrere wichtige Anlagenkomponenten gleichzeitig, was die genaue Aufteilung erschwert. Desweiteren ist es wichtig, entweder den Durchfluss oder den Druck und die Temperatur zu messen, um die Menge des erzeugten Wasserstoffs zu bestimmen.

Aufgrund fehlender Informationen müssen Annahmen getroffen werden, die zu Unsicherheiten in den Ergebnissen führen.

3. WP 2: Analyse und Auswertung der WP1-Daten und Hochrechnung

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, die Daten auszuwerten und den Energieverbrauch der Produktion, Transport, Tankstelle und H₂-LKW zu berechnen. Die Stromverbrauchsmessung beinhaltet oft mehrere Komponenten gleichzeitig. Daher muss der Energieverbrauch nachträglich auf die verschiedenen Komponenten aufgeteilt werden. Die Leistung dient als Kriterium dafür, welche Komponenten in welchem Verhältnis Strom verbrauchen. Auf Grundlage der ermittelten Anteile für jede Komponente werden die Daten des Stromzählers zur Ermittlung des Energieverbrauchs herangezogen. Für jeden Abschnitt wird die Vorgehensweise, die Ergebnisse und mögliche Ungenauigkeiten beschrieben. Zur Bestimmung der Dichte werden Tabellenwerte des "National Institute of Standards and Technology" verwendet³. Die Genauigkeit der tabellierten Dichte im betrachteten Bereich beträgt 0.04%.

3.1 H₂-Produktion

Wie im Abschnitt 2.1 beschrieben ist der Stromverbrauch der Elektrolyse von 100 Stunden verfügbar. Dieser Datensatz reicht aus, um den Energieverbrauch bei Vollast zu ermitteln. Für An- und Abschaltvorgänge sowie für den Standby-Verbrauch sind weitere Messungen erforderlich. Während dieser Zeit gibt es zwei Phasen, in denen der Elektrolyseur Wasserstoff produziert. Für die Analyse wird die längere Phase von ungefähr 70 Stunden betrachtet. Die gemessene Leistung ist eine Überlagerung von verschiedenen Komponenten und kann wie folgt geschrieben werden:

$$P_{Total} = P_{Elektrolyseur} + P_{Verdichter} + P_{Kühler} + P_{Zusatzgeräte}$$

In Abbildung 3.1 ist der betrachtete Ausschnitt dargestellt.

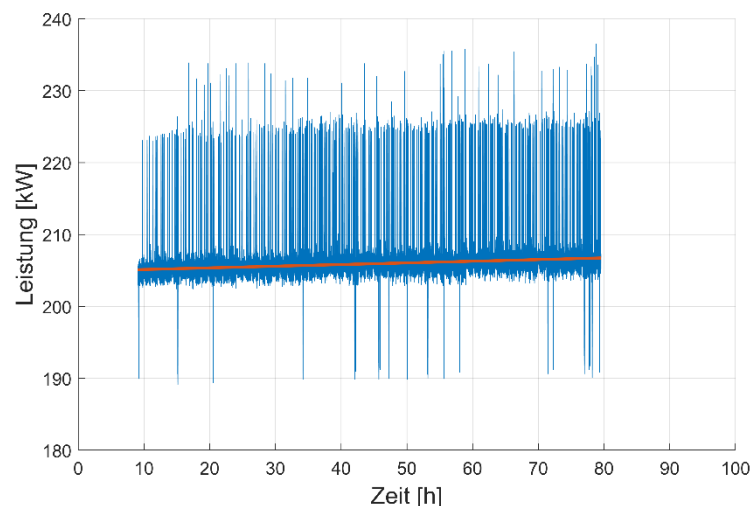


Abbildung 3.1: Betrachteter Abschnitt der Stromverbrauchsmessung des Elektrolyseurs.

Der erste Schritt besteht darin, die Leistung der Steuerung, des Lichts und weiterer kleiner Komponenten zu bestimmen. Es wird davon ausgegangen, dass diese Zusatzgeräte über die Zeit den gleichen konstanten Stromverbrauch aufweisen. Diese Leistung wird als die durchschnittliche Leistung berechnet, wenn der Elektrolyseur keinen Wasserstoff produziert. Der Membranverdichter verdichtet den Wasserstoff auf 200 bar. Da der Druck im Trailer mit der Zeit ansteigt, steigt auch der Gegendruck des Verdichters und damit auch der Stromverbrauch. Dieser Anstieg der mittleren Leistung ist in der Abbildung rot dargestellt. Die Nennleistung des Verdichters beträgt 11.5 kW und es wird angenommen, dass dies der Leistung bei einem Gegendruck von 200 bar entspricht. Mit einem linearen Ansatz kann damit die Leistung des Membranverdichters approximiert werden.

³ National Institute of Standards and Technology: <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>

Der Elektrolyseur wird durch zwei Kühler mit einer Leistung von je ca. 16 kW gekühlt⁴. Es wird angenommen, dass die Leistungsschwankungen von rund 15 kW auf die Kühler zurückzuführen sind. In Abbildung 3.1 ist ersichtlich, dass ein Kühler nahezu ständig läuft und der zweite Kühler von Zeit zu Zeit einschaltet. Mit einer unteren und oberen Grenze wird die Kühlerleistung von der durchschnittlichen Leistung getrennt. In einem letzten Schritt wird die verbleibende Leistung dem Elektrolyseur zugeordnet. In Abbildung 4 ist die Leistung aufgeteilt auf die vier Komponenten dargestellt.

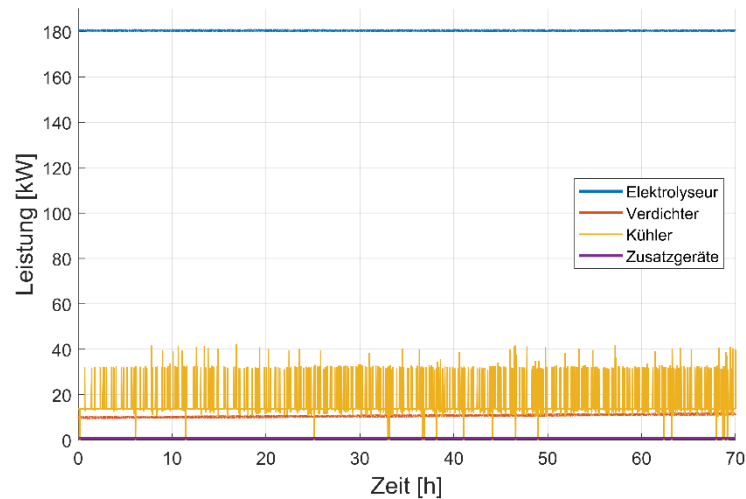


Abbildung 4: Gemessene Leistung aufgeteilt auf den Elektrolyseur, Membranverdichter, Kühler und Zusatzgeräte.

Mit diesen Annahmen und Berechnungen kann eine durchschnittliche Leistung der vier Komponenten ermittelt werden. Das Verhältnis der durchschnittlichen Leistungen ist der Anteil des Energieverbrauchs. Mit den Daten vom Stromzähler wird der Gesamtenergieverbrauch ermittelt und auf die vier Komponenten mit den berechneten Anteilen verteilt. Die erzeugte Wasserstoffmenge wird benötigt, um den Energieverbrauch pro Kilogramm Wasserstoff zu berechnen. Da keine direkte Massenstrommessung zur Verfügung steht, wird die Masse mit Hilfe des Drucks und dem Volumen des Trailers bestimmt. Das geometrische Volumen des Trailers beträgt 23 m³. Um die Dichte im Trailer zu bestimmen, sind der Druck und die Temperatur erforderlich. Der Druck im Trailer wurde aufgezeichnet, nicht aber die Temperatur. Die gemessene Umgebungstemperatur beträgt durchschnittlich 10°C. Es wird davon ausgegangen, dass die Temperatur im Trailer nicht stark von der Raumtemperatur abweicht. Mit dieser Annahme kann die produzierte Menge an Wasserstoff berechnet werden.

Die berechneten Verbrauchswerte sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Es wurde ein Massenstrom von 2.56 Kilogramm pro Stunde berechnet. Die gesamte Anlage hat einen Stromverbrauch von 80.7 kWh/kg. Der Elektrolyseur hat mit 70.4 kWh/kg den höchsten Stromverbrauch, was einem Wirkungsgrad von 47.3%, berechnet mit dem Heizwert, entspricht.

Für die Aufteilung mussten Annahmen getroffen werden, die zu Fehlern führen können. Der gemessene Stromverbrauch wurde jedoch mit möglichst wenigen Annahmen auf die verschiedenen Komponenten aufgeteilt. Um die Wasserstoffmenge zu berechnen, wurde eine Anfangs- und Endtemperatur angenommen. Bei einem Fehler von $\pm 5^\circ\text{C}$ in der Temperaturannahme ergibt sich eine Abweichung von $\pm 6\%$ in der Masse. Dies führt zu einer Genauigkeit des Stromverbrauchs der Anlage von ± 4.8 kWh/kg.

⁴ Persönliche Mitteilung Philipp Dietrich, H₂ Energy AG, 25.02.2019

Tabelle 1: Zusammenfassung der berechneten Verbrauchswerten.

| | Energieverbrauch | Anteil an Gesamtverbrauch | Durchschnittliche Leistung |
|---------------|------------------|---------------------------|----------------------------|
| Elektrolyseur | 70.4 kWh/kg | 87.2% | 180.4 kW |
| Verdichter | 4.2 kWh/kg | 5.2% | 10.7 kW |
| Kühler | 5.8 kWh/kg | 7.2% | 14.9 kW |
| Zusatzgeräte | 0.3 kWh/kg | 0.4% | 0.9 kW |

3.2 Wasserstoff Transport und Betankungen

Die gelieferte Menge wird einerseits mit dem Druck und der Temperatur im Trailer berechnet und aufgezeichnet und kann andererseits mit dem Pufferspeicherdruck und einer Temperaturannahme berechnet werden. Der erdverlegte Pufferspeicher hat ein grosses Volumen und reagiert langsamer auf Temperaturschwankungen. Da keine Temperatur erfasst wurde, wird eine konstante Temperatur von 15°C angenommen. Werden die beiden Berechnungen für die durchschnittliche Liefermenge verglichen, ergibt sich, dass die berechnete Masse aus dem Pufferspeicherdruck 0.3% grösser ist als die aus dem Trailerdruck. Für die weiteren Berechnungen wird der Pufferspeicherdruck für die betankte Menge und der Druck und die Temperatur im Trailer für die gelieferte Menge verwendet.

3.2.1 Gelieferte und betanke Menge Wasserstoff

Im Schnitt wurde 80 Kilogramm pro Woche betankt. Zwischen den 700 bar und 350 bar Betankungen kann nicht differenziert werden. In der Abbildung 5 ist der Wasserstoffverbrauch pro Woche für die gesamte Messreihe dargestellt. Über die Wochen hinweg wurde etwa die gleiche Menge an Wasserstoff getankt, mit einem erhöhten Verbrauch ab 2018. Im Durchschnitt wurden alle 20 Tage 223 Kilogramm Wasserstoff mit dem Trailer geliefert. Der volle Trailer enthält insgesamt ca. 350 kg Wasserstoff. Da an der Tankstelle vom Trailer in den 50 bar Pufferspeicher überströmt wird, verbleiben mindestens 50 bar Restdruck, was einer Auslastung von ca. 73% und damit einer nicht optimalen Ausnutzung des Trailers entspricht.

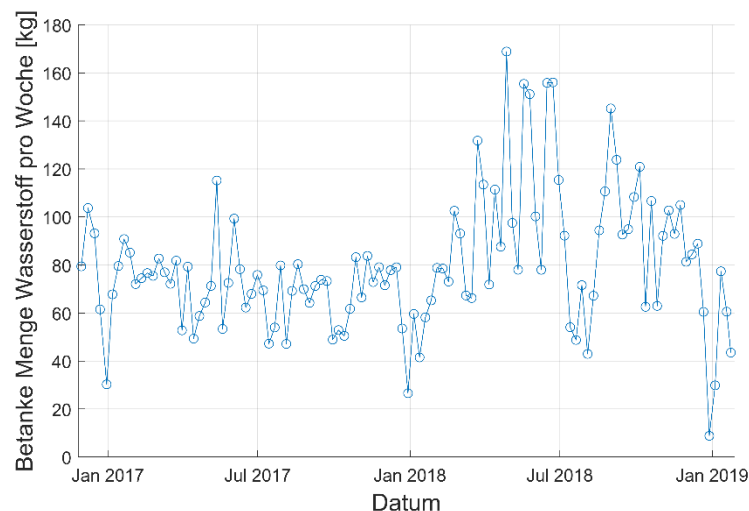


Abbildung 5: Betankte Wasserstoff Menge für die gesamte Messreihe.

Für den Zeitraum Oktober 2018 bis Dezember 2018 stehen zusätzlich 700 bar Betankungsprotokolle zur Verfügung. Diese Protokolle enthalten die betankte Menge Wasserstoff der 700 bar Betankungen, gemessen

mit dem Coriolis Durchflussmesser. Somit kann die Bestimmung der Masse mit dem Pufferspeicherdruck mit der Durchflussmessung verglichen werden. Der LKW war zur gleichen Zeit auch in Betrieb. Das bedeutet, dass die aufgezeichneten 700 bar Betankungen die untere Grenze der Wasserstoffmenge darstellen. Abbildung 6 zeigt den berechneten Verbrauch aus dem Pufferspeicherdruck sowie die betankte Masse der 700 bar Protokolle. Es ist zu erkennen, dass an zwei Tagen die mit dem Pufferspeicherdruck berechnete Masse geringer ist als bei den 700 bar Protokollen. Dies kann auf einen Fehler an einzelnen Tagen bei der Aufzeichnung der Daten hinweisen. Es ist aber auch zu berücksichtigen, dass der Durchflussmesser ebenfalls einen Messfehler aufweisen kann und dass im Pufferspeicherdruck die betankte Menge, sowie zusätzliche Verluste, wie das Entlüften der Leitungen nach einer Betankung oder weil die Befüllung erfolgt bevor die überströmte Menge messtechnisch erfasst wird, enthalten sind.

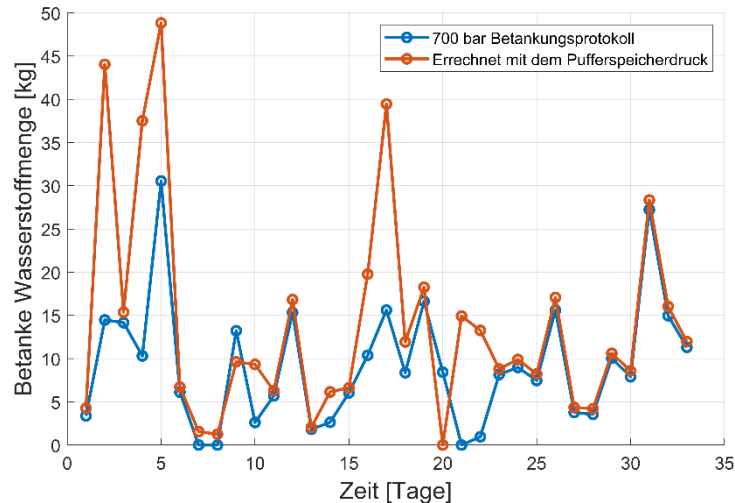


Abbildung 6: Vergleich der berechneten betankter Menge mit Hilfe des Pufferspeicherdrucks und den 700 bar Betankungsprotokollen.

3.2.2 Berechnung des Energiebedarfs für den Wasserstofftransport

Die Strecke zwischen Elektrolyseur und Tankstelle beträgt rund 22 km für die Hin- und Rückfahrt zusammen. Für den LKW wird ein Dieselverbrauch von 31 Liter pro 100 km angenommen. Das bedeutet, dass pro Trailer 6.8 Liter Diesel verbraucht werden. Bei einer durchschnittlichen Transportmenge von 223 kg und dem Dieselheizwert ergibt sich ein Energieverbrauch von 0.30 kWh pro Kilogramm transportiertem Wasserstoff. Die wichtigsten Kennzahlen sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Berechnete Werte für den Energieverbrauch des Transports vom Elektrolyseur zur Tankstelle.

| | |
|---|-------------|
| Durchschnittliche Liefermenge pro Trailer | 223 kg |
| Distanz zwischen Elektrolyseur und Tankstelle | 22 km |
| Normverbrauch des Diesellastwagens | 31 l/100km |
| Energieverbrauch für den Transport | 0.30 kWh/kg |

3.3 Wasserstofftankstelle

Wie beim Elektrolyseur ist der erfasste Stromverbrauch der Wasserstofftankstelle eine Überlagerung verschiedener Komponenten und muss auf die verschiedenen Komponenten aufgeteilt werden. Die Leistung

dient als Entscheidungskriterium, welche Komponenten Leistung beziehen und zu welchem Anteil. Für die Analyse wird die hochaufgelöste Stromverbrauchsmessung von 33 Tagen verwendet.

Der Energieverbrauch kann grob auf drei Anlagenkomponente aufgeteilt werden: ionischer Verdichter, Vorkühlung und Zusatzgeräte. Laut Hersteller benötigt der Ionische Verdichter eine Leistung zwischen 75 kW bis 85 kW und das Kühlsystem 17-20 kW⁵. In Abbildung 7 ist die Aufteilung der Leistung auf die Komponenten dargestellt. Die Leistung der Zusatzgeräte (blau) enthält die Steuerung, Licht, Lüfter, und andere kleinere Komponenten. Um die Wärmeverluste des Aluminiumblocks zu kompensieren, schaltet die Kälteanlage zyklisch ein. Dieser Standby-Verbrauch des Vorkühlsystems ist rot dargestellt. Während einer Betankung schaltet der Verdichter ein und füllt die Hochdruckspeicher wieder auf. Bei einer 700 bar Betankung wird der Wasserstoff zusätzlich vorgekühlt. Die Kombination aus Verdichter und Vorkühlung ist in der Abbildung gelb dargestellt.

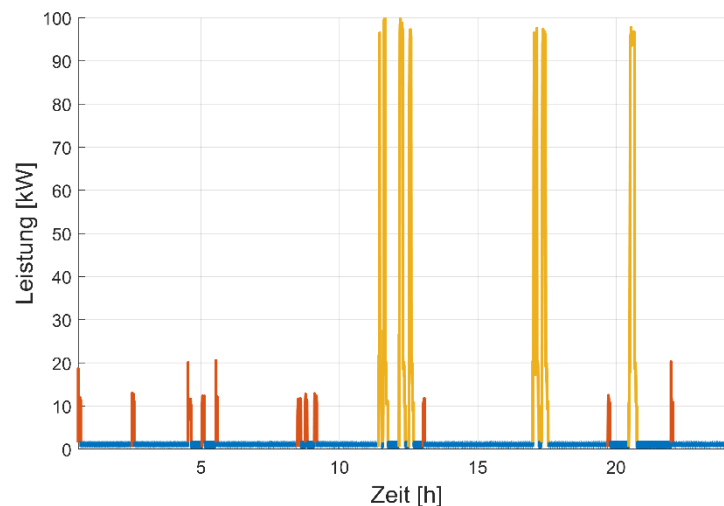


Abbildung 7: Aufteilung der an der Wasserstofftankstelle gemessenen Leistung. Blau dargestellt ist die Leistung der Zusatzgeräte. Rot ist die Vorkühlleistung, die die Wärmeverluste ausgleicht. Die Leistung des Verdichters und der Wasserstoffkühlung während einer Betankung sind gelb dargestellt.

Da der Verdichter und der Kühlkompressor bei der 700 bar Betankung oft gleichzeitig aktiv sind, ist es schwierig, zwischen Vorkühlleistung und Verdichterleistung zu unterscheiden. Für eine Abschätzung werden Daten des Future Mobility Demonstrators "move" herangezogen, da die Empa über ein vergleichbares Kühlsystem verfügt. Dieser Wert ist abhängig vom Kühlsystem, dem Tankstellendesign und der Umgebungstemperatur. Die Auswertungen zeigen eine durchschnittliche elektrische Kühlenergie von 0.5 kWh/kg⁶. Bei einer 350 bar Betankung wird der Wasserstoff nicht vorgekühlt. Wenn jedoch viele Betankungen an einem Tag stattfinden oder mehrere Betankungen in schneller Folge durchgeführt werden, kann ein Teil des Standby-Verbrauchs des Kühlsystems im gelb markierten Teil enthalten sein. Um dies zu berücksichtigen wird die Häufigkeit des Standby-Verbrauchs für jeden Tag abgeschätzt und der Energieverbrauch auf einen Tag hochgerechnet.

⁵ Persönliche Mitteilung Georg Jury, Linde, 15.03.2019

⁶ Jahresbericht 2018, "Efficient Hydrogen Fueling", 01.12.2018, Patrick Stadelmann, Empa

In Tabelle 3 sind die berechneten Durchschnittswerte zusammengefasst. Da in diesem Zeitraum sowohl 700 bar als auch 350 bar Betankungen stattfanden, wird die elektrische Kühlenergie zur Kühlung des Wasserstoffs mit dem Massenverhältnis multipliziert und subtrahiert. Daraus folgt, dass der ionische Verdichter durchschnittlich 3.29 kWh pro Kilogramm Wasserstoff verbraucht.

Tabelle 3: Zusammenfassung des berechneten Energieverbrauchs der Wasserstofftankstelle.

| | Energieverbrauch |
|-----------------|------------------|
| Verdichter | 3.29 kWh/kg |
| Vorkühlung | 0.5 kWh/kg |
| Standby Kühlung | 14.4 kWh/Tag |
| Zusatzgeräte | 16.3 kWh/Tag |

3.4 Sankey-Diagramme der Anlage in Hunzenschwil und einer hochskalierten Anlage

In diesem Abschnitt werden die analysierten Daten in einem Sankey Diagramm dargestellt. Die angegebenen Werte gelten pro Kilogramm betanktem Wasserstoff bei einer 350 bar Betankung. Bei einer 700 bar Betankung müssen die Vorkühlverluste berücksichtigt werden, da der Wasserstoff auf -40°C vorgekühlt wird. In den Sankey-Diagrammen wurden die Standby-Verbräuche und der Verbrauch von Zusatzgeräten weggelassen. Einerseits ist die Datenbasis für den Elektrolyseur zu klein, um sinnvolle Aussagen über den Standby-Verbrauch zu machen und bei einer Skalierung des Systems haben diese Verbräuche einen geringeren Einfluss auf das Ergebnis.

3.4.1 Anlage in Hunzenschwil

In Abbildung 8 ist das Sankey-Diagramm der Anlage in Hunzenschwil dargestellt. Der Wirkungsgrad bezogen auf den Heizwert der gesamten Kette beträgt 40%. Die grössten Verluste entstehen beim Elektrolyseur. Die Distanz zwischen dem Elektrolyseur und der Tankstelle ist relativ kurz, weshalb auch der Anteil des Dieselverbrauchs gering ist. Es ist zu beachten, dass der gemessene Stromverbrauch auf die verschiedenen Komponenten aufgeteilt wurde. Die Unsicherheiten der Datenverarbeitung sind in den Abschnitten 3.1 bis 3.3 beschrieben. Die Darstellung gibt jedoch einen guten Überblick über die Energieflüsse einer Wasserstofftankstelle.

Der Wasserstofflastwagen hat eine Kapazität von rund 31.0 Kilogramm Wasserstoff und verbraucht rund 0.08 kg pro Kilometer. Das bedeutet, dass für einen Fahrkilometer ca. 6.7 kWh und für eine volle Tankfüllung 2595 kWh elektrische Energie benötigt werden.

3.4.2 Hochskalierte Anlage

Mit Hilfe der ausgewerteten Daten, Literaturdaten und Annahmen wird ein Energieflussdiagramm einer hochskalierten Anlage ermittelt. Dabei wird eine Anlage im Bereich von 2 MW und 10 MW berücksichtigt. Für diese Anlage werden der Elektrolyseur, der Transport, der Membranverdichter und der 900 bar Verdichter angepasst.

Der Elektrolyseur hat einen optimalen Wirkungsgrad zwischen 30% bis 50% Last. Um vor allem in den Sommermonaten rund 4000 Volllaststunden pro Jahr zu erreichen, muss der Elektrolyseur bei Volllast betrieben werden. Es wird somit der Stromverbrauch bei Volllast herangezogen. Der Wirkungsgrad am effizientesten Betriebspunkt liegt um einige Prozentpunkte höher. Für die 2 MW-Anlage wird mit einem

spezifischen Stromverbrauch von 60 kWh pro Kilogramm Wasserstoff bei Volllast gerechnet⁷. Dieser Stromverbrauchswert beinhaltet bereits die Kühlung des Elektrolyseurs und es werden keine zusätzlichen Kühler benötigt.

Zurzeit wird der Wasserstofftrailer nicht optimal ausgenutzt. Es existieren verschiedene Konzepte zur Optimierung des Transports. Für das Hochskalieren wird ein Konzept betrachtet, bei dem der Druck von 200 bar auf 350 bar erhöht wird. Ausserdem wird bei der Tankstelle nicht in einen grossen Puffertank überströmt, sondern der gesamte Tank ausgetauscht. Bei einem Restdruck von 10 bar kann bis zu 97% des gelieferten Wasserstoffs genutzt werden. Zusätzlich wird das Volumen auf 15 m³ reduziert, was zu einer Gewichteinsparung und damit auch zu einem geringeren Verbrauch von 26 L/100km führt⁸. Zusammengefasst bedeutet dies, dass bis zu 1.4 mal mehr Wasserstoff pro Trailer transportiert werden kann. Hin und zurück beträgt die Entfernung zwischen dem Laufwasserkraftwerk und der Wasserstofftankstelle in Hunzenschwil ca. 22 km. Bei einer 2 MW-Anlage, die mehrere Tankstellen versorgt, wird davon ausgegangen, dass die Distanz deutlich grösser ist. Es wird eine durchschnittliche Distanz von 60 km angenommen.

Es wird angenommen, dass der Membranverdichter und der 900 bar Verdichter durch einen effizienteren Verdichter ersetzt wird. Für den 350 bar Verdichter wird ein spezifischer Energieverbrauch von 1 kWh/kg und für den 900 bar Verdichter ein spezifischer Energieverbrauch von 1.3 kWh/kg angenommen⁸.

Da der Wasserstofftrailer bereits einen Druck von 350 bar hat, kann für eine 350 bar Betankung ein Teil direkt vom Trailer betankt werden ohne den Wasserstoff zu verdichten. Mit dieser Methode kann rund ein Drittel der Masse direkt aus dem Trailer betankt werden⁸.

In

Abbildung 9 ist das Sankey-Diagramm der hochskalierten Anlage dargestellt. Für einen Fahrkilometer mit dem Wasserstofflastwagen werden ca. 5.0 kWh pro Kilometer und für einen vollen Tank 1919 kWh elektrische Energie benötigt. Mit den getroffenen Annahmen beträgt der Wirkungsgrad der gesamten Kette 53% bezogen auf den Heizwert.

Für eine 10 MW-Anlage wird angenommen, dass der Elektrolyseur 10% effizienter ist, was zu einem spezifischen Verbrauch von 54 kWh pro Kilogramm führt. Für die Verdichter und den Transport werden die gleichen Annahmen getroffen wie für die 2 MW-Anlage. In Abbildung 10 ist das Sankey-Diagramm der 10 MW-Anlage dargestellt. Der Wirkungsgrad der gesamten Kette beträgt 59% bezogen auf den Heizwert. Für einen Fahrkilometer mit dem Wasserstofflastwagen werden ca. 4.5 kWh pro Kilometer und für einen vollen Tank 1733 kWh elektrische Energie benötigt.

⁷ Persönliche Mitteilung Hansjörg Vock, H2 Energy AG, 23.04.2019

⁸ Persönliche Mitteilung Philipp Dietrich, H2 Energy AG, 08.05.2019

Energieflussdiagramm für 1 kg H₂ Brennstoffzellen-Lastwagen: 12.5 km/kg

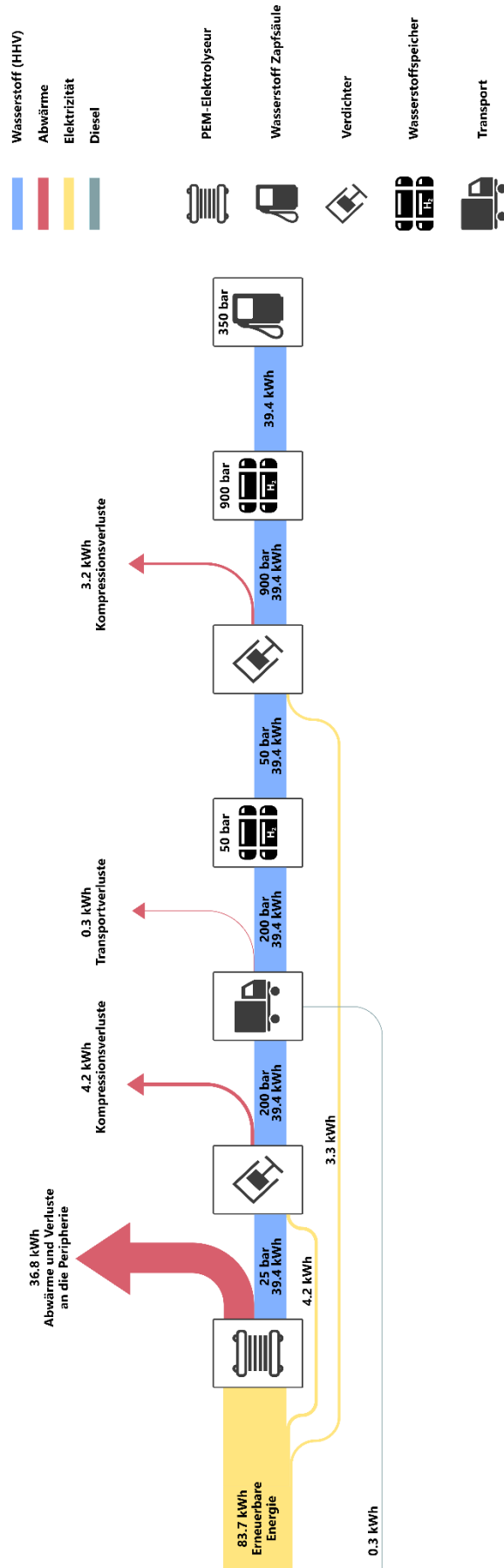


Abbildung 8: Sankey-Diagramm der Anlage in Hunzenschwil. Der Standby-Verbrauch und der Stromverbrauch der Zusatzgeräte wurden in diesem Diagramm vernachlässigt.

Energieflussdiagramm für 1 kg H₂ Brennstoffzellen-Lastwagen: 12.5 km/kg

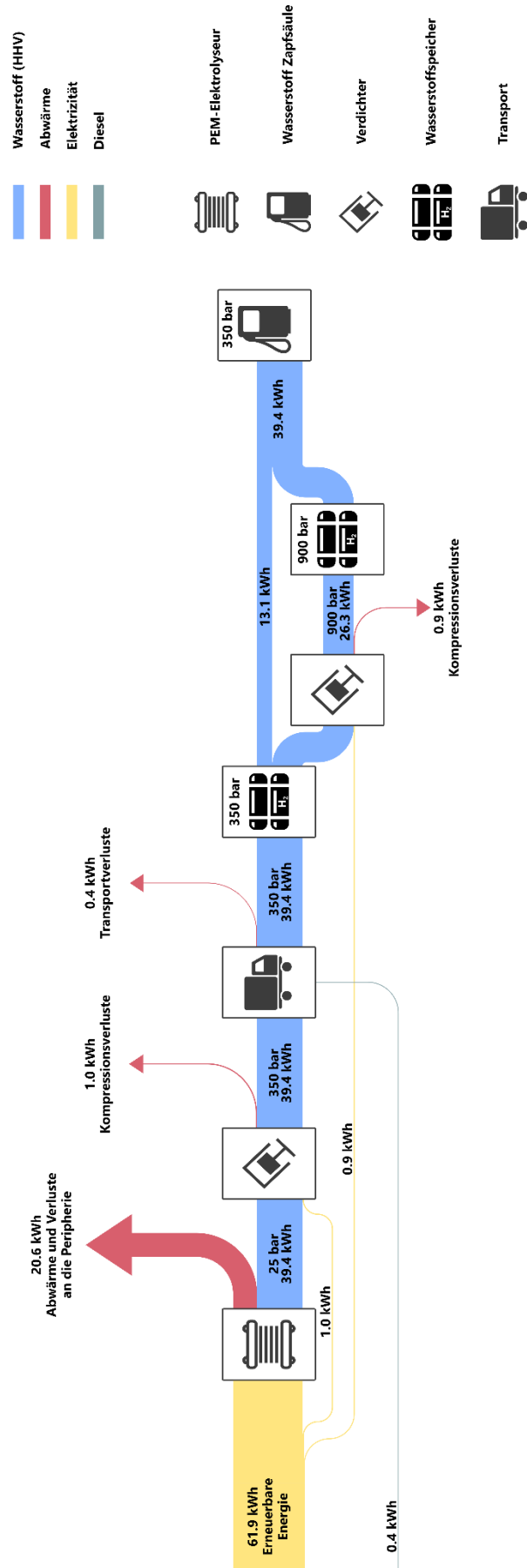


Abbildung 9: Sankey-Diagramm einer 2 MW-Anlage. Der Standby-Verbrauch und der Stromverbrauch der Zusatzgeräte wurden in diesem Diagramm vernachlässigt.

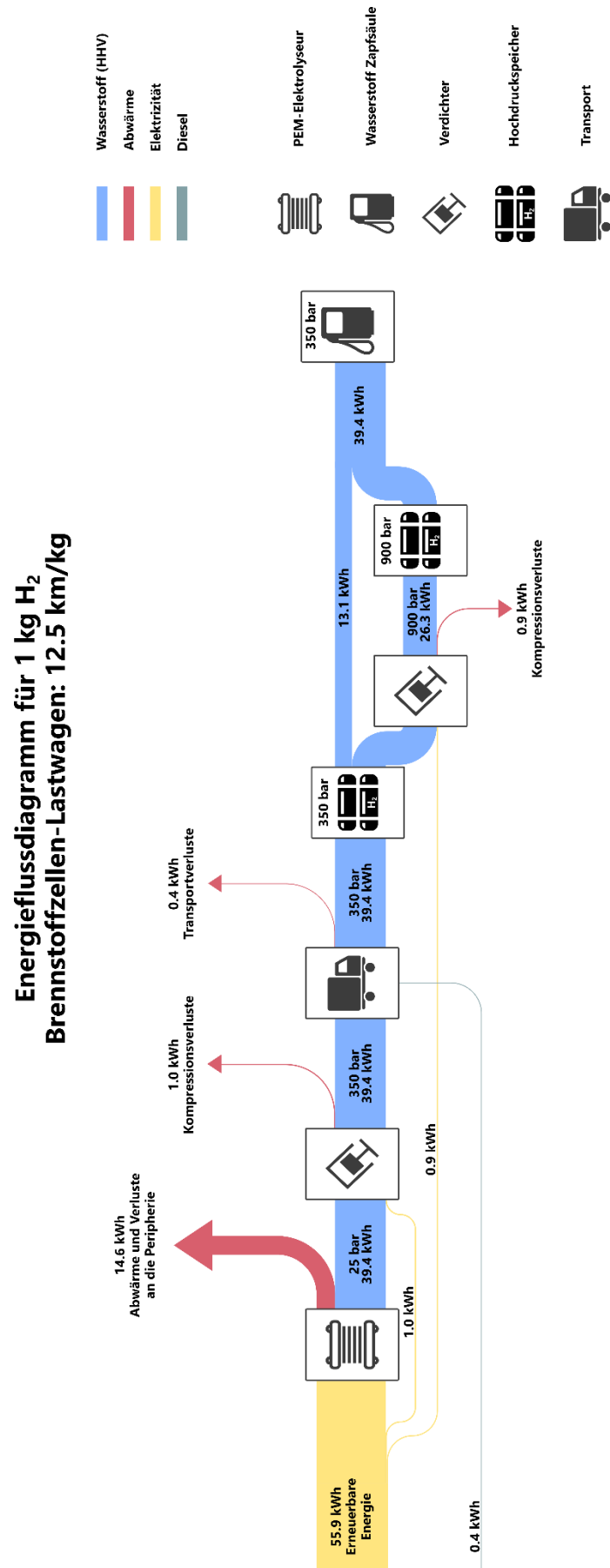


Abbildung 10: Sankey-Diagramm einer 10 MW-Anlage. Der Standby-Verbrauch und der Stromverbrauch der Zusatzgeräte wurden in diesem Diagramm vernachlässigt.

4. WP 3: Referenzfall: Betrieb der Elektrolyse und Tankstelle für 200 LKW

Die Hochskalierung der Wasserstoffproduktion für die Versorgung von 200 LKWs wird auf Basis von historischen Daten der Eniwa und Swissgrid (Jahr 2018) modelliert. Es werden historische Produktionskapazitäten mit einem angenommenen Photovoltaikausbau kombiniert, dessen Profile auf Basis von Sattelitendaten⁹ und Daten des Projektes Sonnendach.ch¹⁰ errechnet werden. Der Photovoltaikausbau wird sowohl für das Versorgungsgebiet der Eniwa als auch für die gesamte Schweiz modelliert.

Im Arbeitspaket WP3 wird ein Referenzszenario des Betriebs der Wasserstoffproduktion und der Wasserstoff-tankstelle beschrieben, welches für die nachfolgenden Berechnungen herangezogen wird und eine LKW Flotte von 200 LKW versorgen muss. Dabei sollte davon ausgegangen werden, dass für die 200 LKW in etwa 10 bis 15 Tankstellen eingerichtet und wirtschaftlich betrieben werden können. Damit können mehrere Standorte erschlossen werden. Entsprechend können auch mehrere Wasserstoffproduktionsstandorte erschlossen werden, um die Speicherung von Wasserstoff möglichst ohne zusätzliche Genehmigungen nach Störfallverordnung realisieren zu können. In dieser Untersuchung wird vereinfacht die Summe aller Anlagenleistungen und Speicherkapazität modelliert, um die Komplexität einzelner Standorte und Anlagengrößenverteilungen zu vermeiden.

4.1 Referenzfall: Modellgrundlagen

Im Referenzszenario wird angenommen, dass der PV Ausbau 0% der geeigneten Dachflächen beträgt. Schon gebaute PV Anlagen im Versorgungsgebiet der Eniwa sind in der Bilanz berücksichtigt und werden nicht separat als PV Produktion aufgeführt, aber in der Kategorie "Sonstige" verbucht.

Die Tabelle 4.1 gibt einen Überblick zu den Annahmen des Referenzfalls.

Tabelle 4.1: Übersicht Eckwerte Betrieb Wasserstoff-LKW-Flotte

| Beschreibung | | Wert | Einheit |
|--|---|-------|--------------------|
| Anzahl Fahrzeuge der H ₂ LKW Flotte | | 200 | |
| Stündliche mittlere Wasserstoffproduktionsmenge | ≈ | 230 | kg h ⁻¹ |
| Maximal benötigte elektrische Leistung der Elektrolyse für Referenzbetrieb | ≈ | 13.42 | MW |
| Maximale Kapazität des Wasserstoffspeichers | | 5000 | kg |
| Jährlicher Wasserstoffbedarf | ≈ | 1477 | t |
| Jährlicher Strombedarf für Wasserstofflieferkette | ≈ | 82.6 | GWh _{el} |

⁹ S.-P. Data, "Solar radiation data." <http://www.soda-pro.com/de/web-services/radiation/cams-radiation-service>, Accessed: 19.09.19.

¹⁰ Bundesamt für Energie BFE, "Sonnendach.ch and sonnenfassade.ch web tool." <https://www.uveg-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/>, Accessed: 10.09.19.

4.1.1 Wasserstoffbedarf und Betankungsprofil

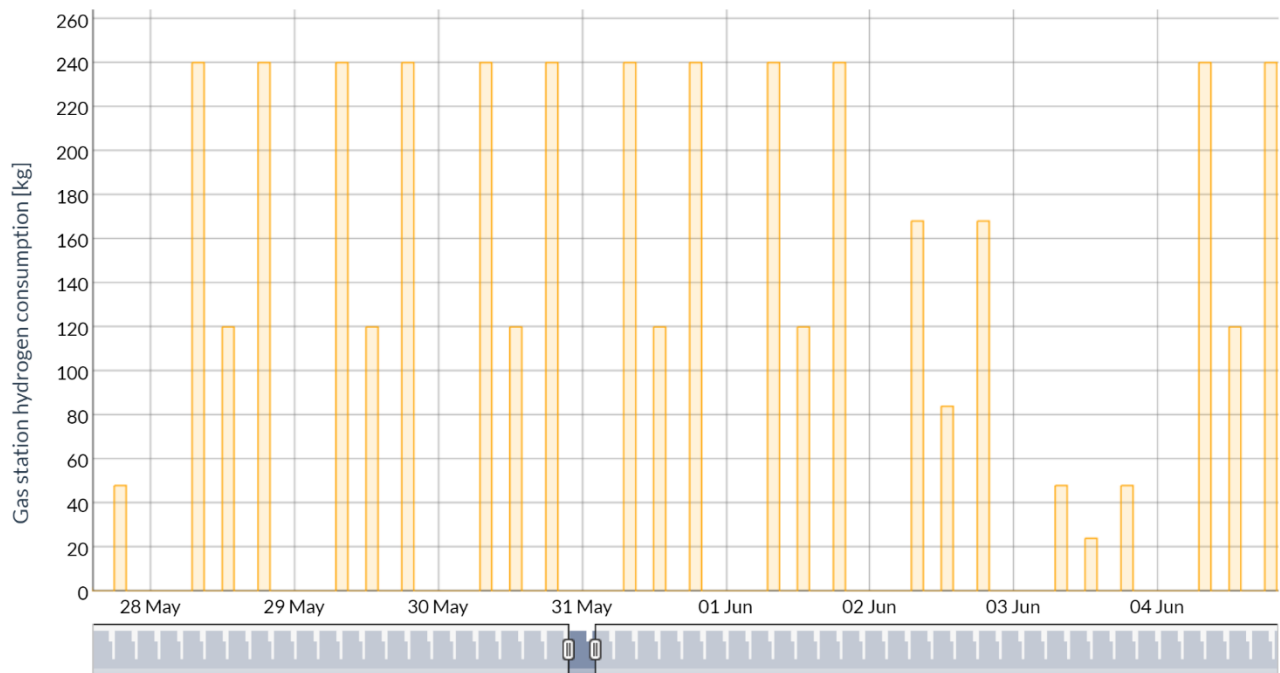


Abbildung 4.1 : Betankungsprofil der LKW Flotte über eine Woche

Der Wasserstoffverbrauch der H₂Lastkraftwagen wird auf 8 kg auf 100 km geschätzt. Weiterhin wurde eine durchschnittliche Fahrstrecke von 300 km pro Tag und LKW angenommen. Dies ergibt einen täglichen Wasserstoffverbrauch von 4800 kg pro Tag für eine Flotte von 200 LKWs. Es wird weiterhin angenommen, dass die LKW an Samstagen nur 70 % sowie an Sonntagen nur 20 % des Wasserstoffbedarfs im Vergleich zu den Wochentagen haben und dass die LKW an der Tankstelle in drei Zeitfenstern von je zwei Stunden gleichmäßig mit Wasserstoff betankt werden. Die Betankung soll zwischen 7-8, 12-13 und 18-19 Uhr erfolgen. Mit dieser Annahme ergibt sich ein Betankungsprofil wie in Abbildung 3.3, dargestellt.

In Summe werden innerhalb eines Jahres 1477 t Wasserstoff benötigt.

4.1.2 Speichermanagement

Sowohl am Standort der Elektrolyse, als auch an der Tankstelle werden Wasserstoffspeicher benötigt. Die Speicherlösung in diesem Projekt sind einzelne LKW Container mit einer Grösse von 315 kg Wasserstoff die zwischen dem Standort der Elektrolyse und der Tankstelle wechselweise getauscht werden.

Die maximale Kapazität der Wasserstoffspeicher wird im Referenzszenario auf 5000 kg pro Standort begrenzt, um das Genehmigungsverfahren der Störfallverordnung zu vermeiden. Somit kann ein grösseres Speichervolumen durch die Aufteilung auf mehrere Standorte erreicht werden.

In Abbildung 4.2 sind die Verläufe der Summe Speicherfüllstände aller Standorte für eine ausgewählte Woche exemplarisch dargestellt. Diese sind für einen einzigen Standort dargestellt und sollten deshalb nicht über 5000 kg Wasserstoffinhalt steigen. Die Verläufe sind in jeder Woche des Jahres, aufgrund des konstant zyklisch angenommenen Verbrauchs an der Tankstelle, identisch. Die Belieferung des Wasserstoffs an die Tankstelle wird mit einer 30-minütigen Zeitverzögerung zwischen den Speicherprofilen des Speichers an der Elektrolyse und an der Tankstelle berücksichtigt. Fällt der Elektrolysespeicher um den Betrag einer Lieferung steigt der Speicherstand des Pufferspeichers nach einer halben Stunde erst an.

Wasserstoffbelieferungen an die Tankstelle finden zu unterschiedlichen Zeiten an Wochentagen und Samstagen statt. In Tabelle 4.2 sind die Belieferungszyklen aufgelistet. An Sonntagen wird die Tankstelle nicht beliefert. Dies könnte durch kleinere Fahrzeuge und Container anders gehandhabt werden. Das hier gewählten Muster der Abholungen an der Elektrolyse und Belieferungen beeinflussen die Lösung des

Speichermanagements und wurden so angepasst, dass die Speicherverläufe nicht zu hohe Spitzen erhalten. Das Muster ist jedoch keinesfalls optimiert oder für jede Lösung auf einen optimalen Speicherverlauf ausgelegt.

Tabelle 4.2: Zahl der Container und Uhrzeit der Belieferungen an die Tankstelle.

| Wochentag | Uhrzeiten | | | | | | |
|-----------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 05:00 | 07:00 | 09:00 | 10:00 | 14:00 | 16:00 | 17:00 |
| Montag | - | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Freitag | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Samstag | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Sonntag | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

An der Tankstelle zählen die angelieferten Container als Pufferspeicher aus welchen auch direkt betankt werden kann (350 bar). Für höhere Drücke und schnellere Betankungszeiten wird auch ein Hochdruckspeicher mit einem Nenndruck von 900 bar eingesetzt. Der maximal erreichte Speicherfüllstand im Referenzszenario sind 4858 kg Wasserstoff am Standort der Elektrolyse. Die maximale Kapazität der Speicher an den Tankstellenstandorten sind etwa 4 t Wasserstoff.

Da die Zahl der Tankstellen im Bereich zwischen 10 und 15 Tankstellen sein wird, kann man mit etwa einer Anlieferung pro Tankstelle und Tag rechnen. Um etwas Spielraum und Notfallreserven an den Tankstellen zu haben könnten 2 bis 3 Container ausreichen, damit ein reibungsloser Ablauf gewährleistet werden kann. Der Hochdruckspeicher mit 900 bar hat einen maximalen Hub von etwa 2.5 t Wasserstoff und ist damit knapp halb so gross auszulegen, wie der Pufferspeicher mit 4 t und 350 bar. Die Verbrauchs- und Tankstellenspeicherprofile sind unverändert in allen Szenarien, die in Abschnitt 5 WP4 dargestellt werden. Lediglich der Speicherverlauf und die Speichergrösse des Speichers am Elektrolysestandort variieren.

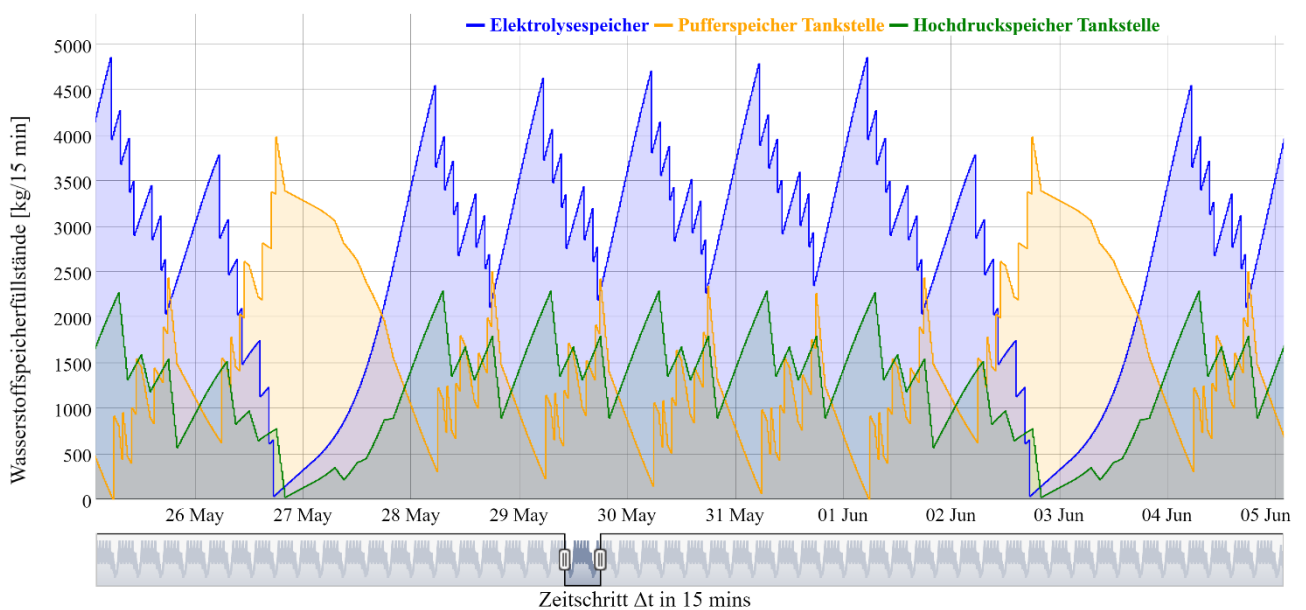


Abbildung 4.2 : Speicherfüllstände der drei Speichersysteme am Standort der Elektrolyse und an der Tankstelle.

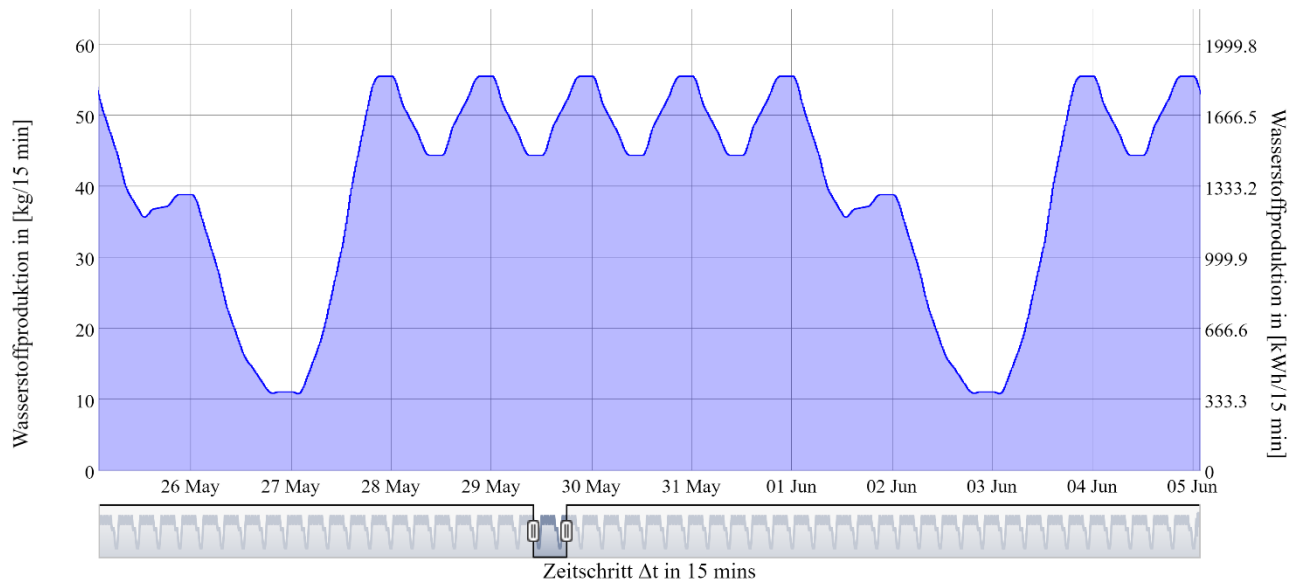


Abbildung 4.3 : Wasserstoffproduktionsmengen in kg Wasserstoff und kWh Wasserstoff auf den Heizwert bezogen für den Referenzszenario.

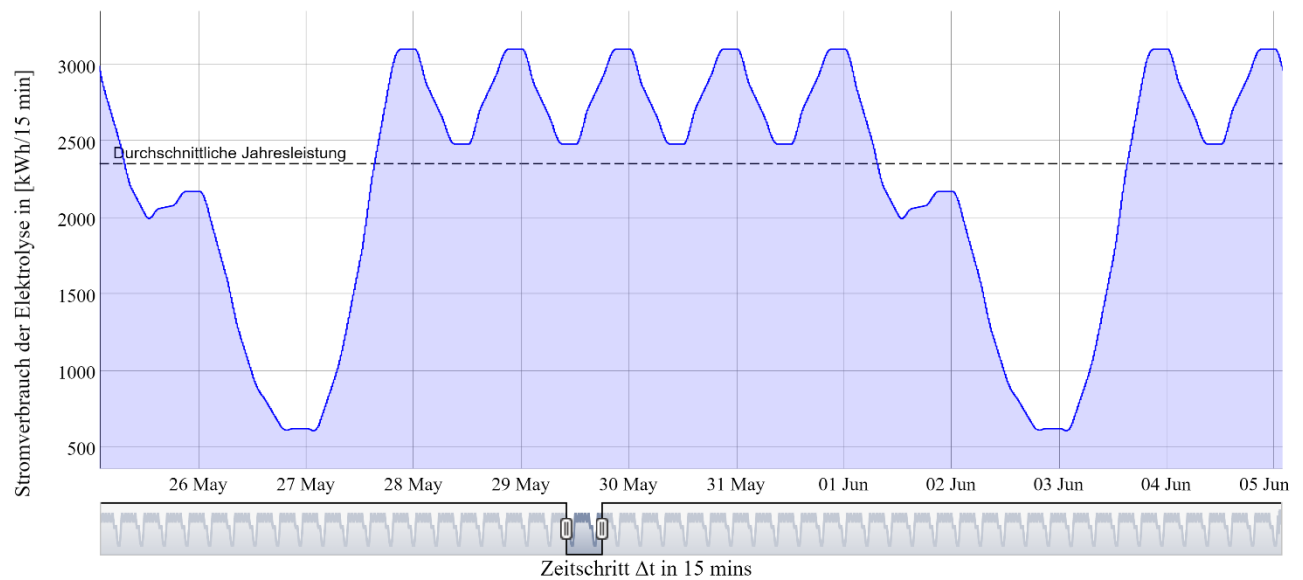


Abbildung 4.4 : Profil des Stromverbrauchs der Elektrolyse im Referenzszenario des Elektrolysebetriebs mit zweifach nacheinander angewendetem vorausschauendem gleitendem Mittelwert von 18 und 12 Stunden.

4.1.3 Elektrolysebetrieb

Für eine möglichst direkte Produktion des Wasserstoffs entsprechend des Bedarfs ohne eine Speichergrosse von 5000 kg Wasserstoff zu überschreiten wird der Elektrolysebetrieb über einen zweifach angewendeten gleitenden vorausschauenden Mittelwert berechnet. Der erste Mittelwert wird 18 Stunden vorausschauend berechnet auf welchen anschliessend noch ein 12 Stunden vorausschauender Mittelwert berechnet wird. Das Ergebnis ist die Produktionsleistung der Elektrolyse. Es ergibt sich dadurch eine maximale Elektrolyseleistung von 13.42 MW_{el}, welche als Referenzgrösse festgelegt wird.

Die Prozesskette bis in den Tank des Fahrzeugs kann energetisch wie folgt unterteilt werden. Für ein Kilogramm Wasserstoff muss die Energie des Brennwertes 39.4 kWh_{H₂}/kg_{H₂} und die Energieverluste des Elektrolyseurs von 14.6 kWh_{el}/kg_{H₂}, sowie die Kompressionsverluste in der Prozesskette von 1.9 kWh_{el}/kg_{H₂} gedeckt werden. Dies entspricht einem äquivalenten Elektrizitätsbedarf von 82.6 GWh_{el} und einem Gesamtwirkungsgrad von 70.5 % der Prozesskette für die Bereitstellung von einem Kilogramm Wasserstoff im Tank eines LKWs.

4.1.4 Stromzusammensetzung

Versorgungsgebiet Eniwa Die Stromzusammensetzung im Gebiet der Eniwa besteht hauptsächlich aus Strom aus der KVA, den Laufwasserkraftwerken und Importen aus dem Swissgrid-Netz. Kleine Anteile von Elektrizität aus BHKW und PV sind im Profil für 2018 ebenfalls enthalten. Die Stromzusammensetzung im Versorgungsgebiet der Eniwa ist exemplarisch für eine Woche in der Abbildungen 4.5 dargestellt. Die Abbildung 4.6 zeigt entsprechend die Zusammensetzung in der Jahrsumme.

Der grösste Teil des Strombedarfs wird aus Importen aus dem Swissgrid-Netz gedeckt (47%), gefolgt von der Wasserkraft (33%) aus den lokalen Laufwasserkraftwerken und der Kehrichtverbrennung (17%).

In Abbildung 4.5 wird ausserdem in grau die zusätzliche Last der Elektrolyse dargestellt. Es ist deutlich sichtbar, dass nahezu die gesamte Last der Elektrolyse durch Importe aus dem Swissgrid-Netz gedeckt werden müssten, falls keine zusätzlichen Produktionskapazitäten dem Versorgungsgebiet der Eniwa hinzugefügt werden.

Versorgungsgebiet Swissgrid Die Stromzusammensetzung im Versorgungsgebiet der Swissgrid besteht aus Wasserkraft (55%) und Atomkraft (34%) gefolgt von Importen (11%). Dabei werden Produktionsmengen anderer Technologien der Einfachheit wegen der Wasserkraft zugerechnet, da diese unterhalb von 1% der Produktionsmenge liegen. Dabei werden 88% der bereitgestellten Energie im Inland genutzt und 12% der Energie exportiert. Die Anteile der Stromherkunft und –nutzungszweck sind in Abbildung 4.8 dargestellt. Die Exporte finden hauptsächlich im Sommer statt und die Importe hauptsächlich im Winter, wodurch es bereits im Referenzszenario aufgrund der Saisonalität der Wasserkraft ein saisonaler Ausgleichsbedarf besteht, welcher durch das Ausland bereitgestellt wird.

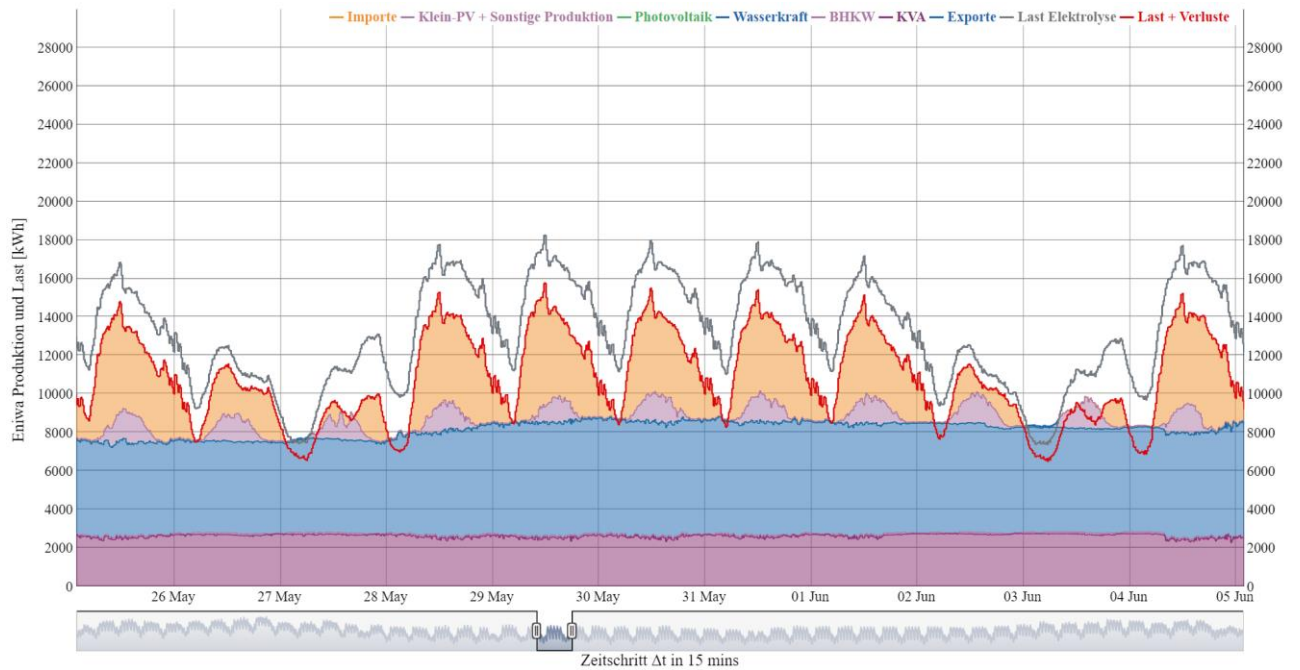
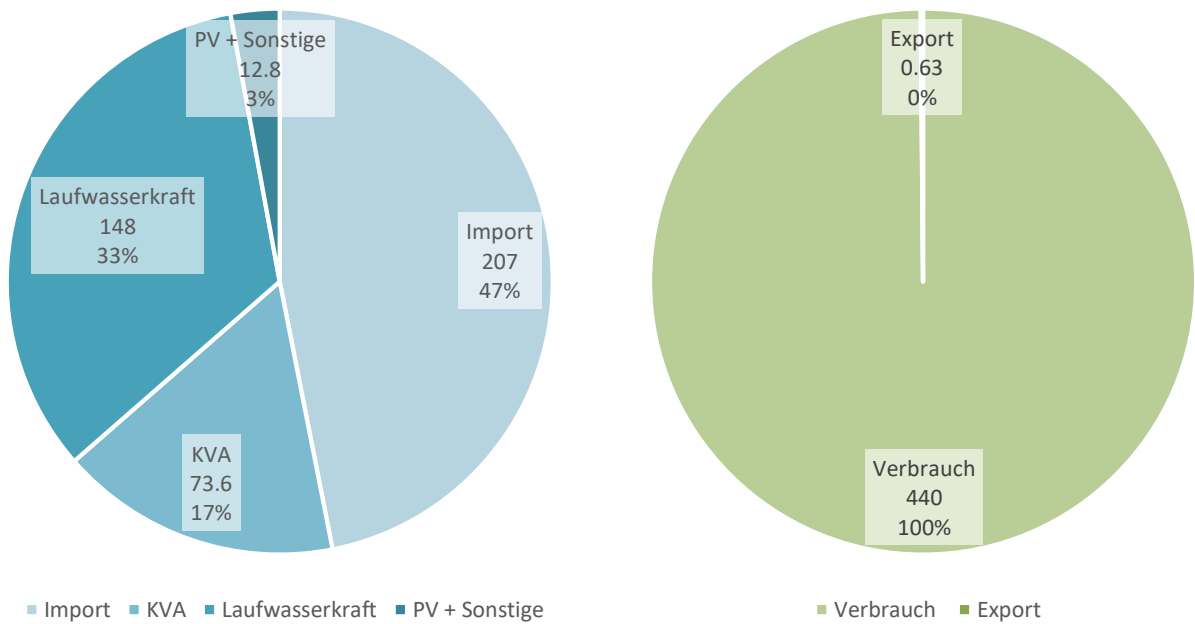


Abbildung 4.5 : Elektrizitätsprofil Versorgungsgebiet Eniwa für das Referenzszenario. "Importe" ist gleichbedeutend mit Bezug aus dem Swissgrid-Netz.



A) Anteile Stromherkunft in MWh_{el}

B) Anteile Nutzungszweck in MWh_{el}

Abbildung 4.6 : Herkunfts- und Nutzungsanteile des Stroms im Versorgungsgebiet der Eniwa AG.

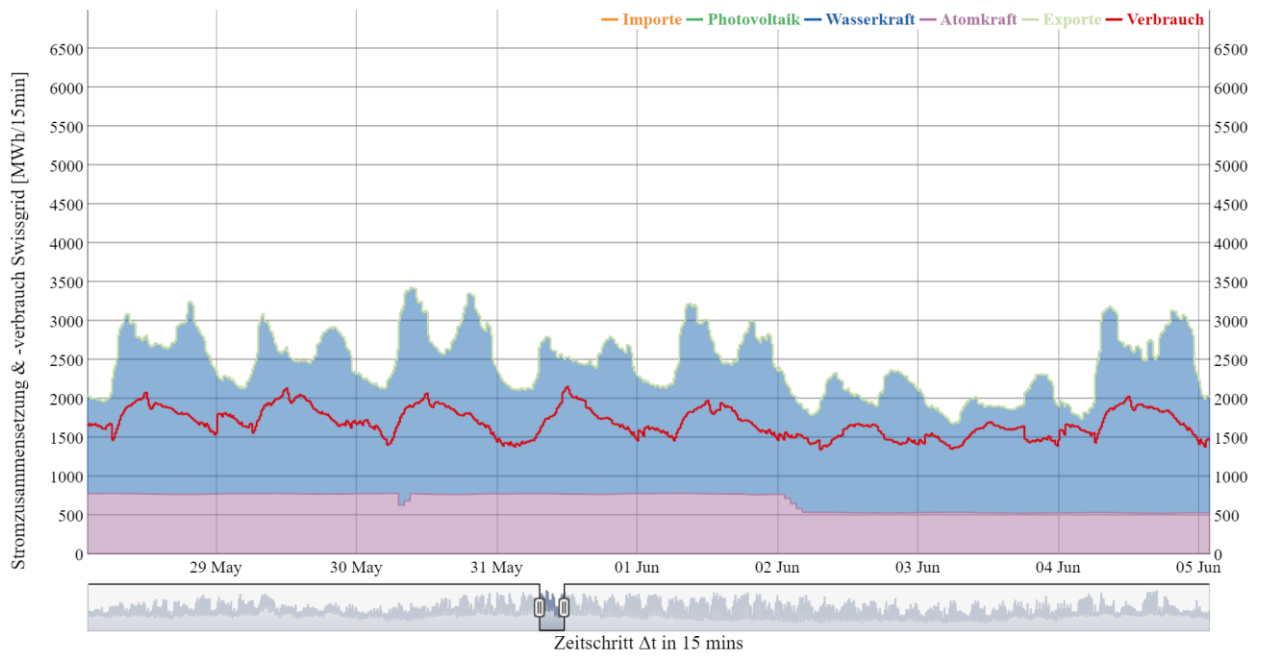
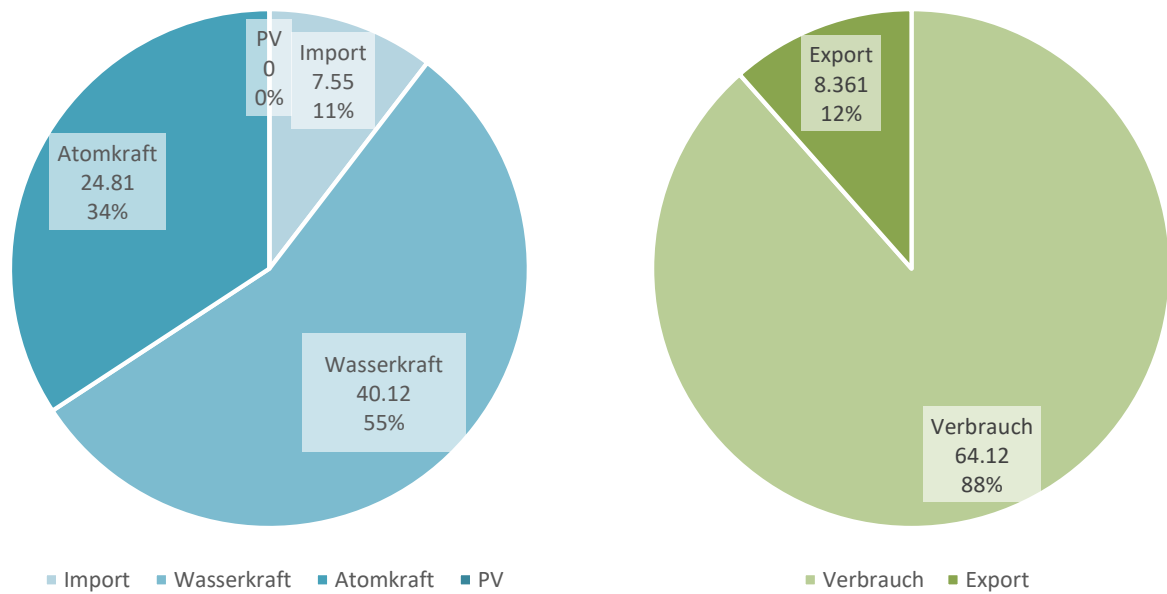


Abbildung 4.7 : Swissgrid Elektrizitätsprofile für das Referenzszenario.



C) Anteile Stromherkunft in TWh_{el}

D) Anteile Nutzungszweck in TWh_{el}

Abbildung 4.8 : Herkunfts- und Nutzungsanteile des Stroms im Versorgungsgebiet der Swissgrid AG.

4.1.5 CO₂Bilanz und spezifischer CO₂Gehalt Wasserstoffprodukt

Die CO₂-Intensitäten der unterschiedlichen Stromproduktionsanlagen sind einheitlich für das Eniwa- und Swissgrid-Versorgungsgebiet. Die verwendeten CO₂-Intensitäten sind in Tabelle 4.3 aufgelistet. Die CO₂-Intensität der importierten Elektrizität aus dem Ausland wird auf 443 g/kWh_{el} festgelegt, da dies einer CO₂-Intensität eines alternativen inländischen Gaskraftwerks entspricht. So können die Szenarien auch für einen allfälligen Zubau eines Gaskraftwerks herangezogen werden.

Tabelle 4.3 : CO₂-Intensitäten für verschiedene Quellen der Stromproduktion.

| Typ | CO ₂ -Intensität in g/kWh _{el} |
|-----------------------|--|
| BHKW | 0 |
| Laufwasserkraft | 4.3 |
| Atomkraft | 12 |
| Wasserkraft | 13 |
| Photovoltaik | 50 |
| Kehrichtverbrennung | 50/400 |
| Import / Gaskraftwerk | 443 |

Die CO₂-Intensität des Stroms der Kehrichtverbrennungsanlage wird in diesem Bericht mit zwei unterschiedlichen Annahmen untersucht. Im ersten Fall wird eine CO₂-Intensität von 50 g/kWh_{el} und im zweiten Fall von 400 g/kWh_{el} angenommen. Diese beiden Werte sollten eine Abschätzung der CO₂Intensität dieser Stromproduktion erlauben, die sowohl hohe als auch niedrige Werte berücksichtigt, da es verschiedene Ansätze gibt die CO₂-Emissionen auf den Zweck der Anlage zu verteilen. Sollte die Stromproduktion weniger ins Gewicht fallen, so ist eine CO₂Intensität von 50 g/kWh_{el} realistisch, sollte die Stromproduktion mehr ins Gewicht fallen ist eine CO₂Intensität von 400 g/kWh_{el} wahrscheinlich angemessen.

Bereits der Referenzfall 400 (400 g/kWh_{el} KVA) gibt gegenüber einer mit Diesel betriebenen Flotte eine CO₂-Ersparnis von 49%. Der Referenzfall 50 (50 g/kWh_{el} KVA) spart knapp 77% der CO₂Emissionen einer mit Diesel betriebenen Flotte.

5. WP 4: Optimierung des Betriebs der Elektrolyse in Abhängigkeit der Stromproduktion

In den Abschnitten 5.1 bis 5.3 werden zunächst die Datengrundlagen und die vorbereitenden Auswertungen erörtert. Anschliessend werden die Ergebnisse aller 900 Variationen der Parameterkombinationen in Abschnitt 5.4 und folgenden diskutiert.

5.1 PV Ausbauszenarien

Die Berechnung der PV Produktionsprofile für zukünftige Ausbauszenarien basieren auf Daten der Dachflächen aus dem Projekt sonnendach.ch¹¹ und Einstrahlungsdaten aus Satelliten Daten vom CAMS (Copernicus Atmosphere Monitoring Service) Projekts¹².

5.1.1 Ausbaustrategie

Der PV Ausbau der Schweiz wird an drei Ausstiegsszenarien aus der Kernkraft aufgehängt. Die jährliche Produktion von Elektrizität aus PV ersetzt 1:1 den Wegfall der Energie aus Kernkraft. Das Ausstiegsszenario sieht vor, das zunächst die Stromproduktion von Mühleberg wegfällt, dann von Beznau 1 und 2, und anschliessend sämtliche Kernkraftwerke vom Netz sind.

Der PV Ausbau im Versorgungsgebiet der Eniwa wird in Abhängigkeit des schweizweiten PV Ausbaus mit -20%, 0% und +20% des Ausbauteils der Schweiz berechnet, so dass Ausbauszenarien mit 5.16 %, 6.45 %, 7.74 %, 14.8 %, 18.5 %, 22.2 %, 43.4 %, 54.2 %, 65 % der geeigneten Dachflächen resultieren.

Tabelle 5.1: Übersicht zu gewählten AKW Ausstiegs- und PV Ausbauszenarien in Prozent der geeigneten Dachflächen.

| | Szenarien | | | |
|------------------------------|-----------|---------------|---------------|---------------|
| | Ref | 1 | 2 | 3 |
| Mühleberg | am Netz | stillgelegt | stillgelegt | stillgelegt |
| Beznau 1 & 2 | am Netz | am Netz | stillgelegt | stillgelegt |
| Gösgen & Leibstadt | am Netz | am Netz | am Netz | stillgelegt |
| Äquiv. PV Ausbau ** CH | 0 % | 6.45 % | 18.5 % | 54.2 % |
| Äquiv. PV Ausbau ** Eniwa | 0 % | 5.16 % | 14.8 % | 43.4 % |
| | | 6.45 % | 18.5 % | 54.2 % |
| | | 7.74 % | 22.2 % | 65.0 % |

*** der geeigneten Dachflächen (entspricht den Kategorien 3 bis 5 nach sonnendach.ch)*

¹¹ <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/>

¹² <https://atmosphere.copernicus.eu/data>

Diese Prozentangaben sind lineare Interpolationen und sind daher eher mit einem zufälligen Vorgehen beim Ausbau der Dachflächen zu vergleichen. Allerdings ist dies fern der Realität, da in Realität wahrscheinlich prioritär die ertragreicheren und besser ausgerichteten Dachflächen ausgebaut werden würden, da diese eine höhere Rentabilität aufweisen. Deshalb würden die Ausbaugrade der geeigneten Dachflächen eher mit einer Wurzelfunktion, als mit einer linearen Interpolation beschreibbar sein.

Die Tabelle 5.1 gibt einen Überblick auf die drei Szenarien sowie das Referenzszenario.

Ein PV-Ausbaugrad von 7.74% der geeigneten Dachflächen erzeugt bereits einen maximalen Export von 95% der maximalen Last von 82.4 MW_{el} aus 2018. Ein Ausbaugrad von 18.5%, welcher in etwa die lokalen Energieüberschüsse erzeugt, welche für die Jahresproduktion von Wasserstoff nötig wären (82.6 GWh_{el}), erzeugt eine Export-Spitzenleistung von 183.7 MW_{el}. Dies bedeutet eine maximale umgekehrte Last der Transformatoren von mehr als der 2-fachen maximalen Last in 2018.

5.1.2 Modellierung PV-Produktionsprofil

Das Modell zum PV Ausbau wird in der Masterarbeit von Fabio Inderbitzin detailliert beschrieben.

Zusammenfassend werden ausgewertete Dachflächen aus dem Projekt sonnendach.ch verwendet und mit Einstrahlungsdaten basierend auf CAMS radiation service unter Verwendung der pvlib library in Python 3 zu einem PV-Profil verrechnet. Dabei werden horizontale Einstrahlungsdaten unter Verwendung der pvlib library auf die entsprechenden Neigungen und Ausrichtungen der Dachflächen umgerechnet und mit einem Solarmodul-Wirkungsgrad von 23 % und einem Wirkungsgrad des Inverters von 98 % in das resultierende PV-Produktionsprofil umgerechnet.

Daraus ergibt sich eine maximale PV-Stromproduktion von etwa 45 TWh mit Daten aus dem Jahr 2018.

5.2 Synthetisierte Stromproduktionsprofile

Die berechneten PV Produktionsprofile werden auf das von 2018 ermittelte Produktionsprofil hinzugerechnet und es ergibt sich ein synthetisiertes Stromproduktionsprofil mit PV-Produktionsanteilen. Im Fall des Stromproduktionsprofils der Swissgrid wird zusätzlich die Atomkraftproduktion vom Stromproduktionsprofil abgezogen. Hierzu werden Daten der ENTSO-E herangezogen, welche ein viertelstündliches Atomkraftproduktionsprofil für jedes einzelne Atomkraftwerk bereitstellt. Dem jeweiligen Szenario entsprechend wird das Stromproduktionsprofil um den Betrag reduziert, welches das jeweilige Kraftwerk im Jahr 2018 bereitgestellt hat.

Das Stromproduktionsprofil im Versorgungsgebiet der Eniwa wird den Szenarien entsprechend von dem in Abbildung 4.5 dargestellten Referenzprofil mit der jeweils modellierten PV Produktionsmenge addiert. Ein Beispiel des synthetisierten Profils für den Ausbau von 7.74 % der geeigneten Dachflächen wird in Abbildung 5.1 dargestellt.

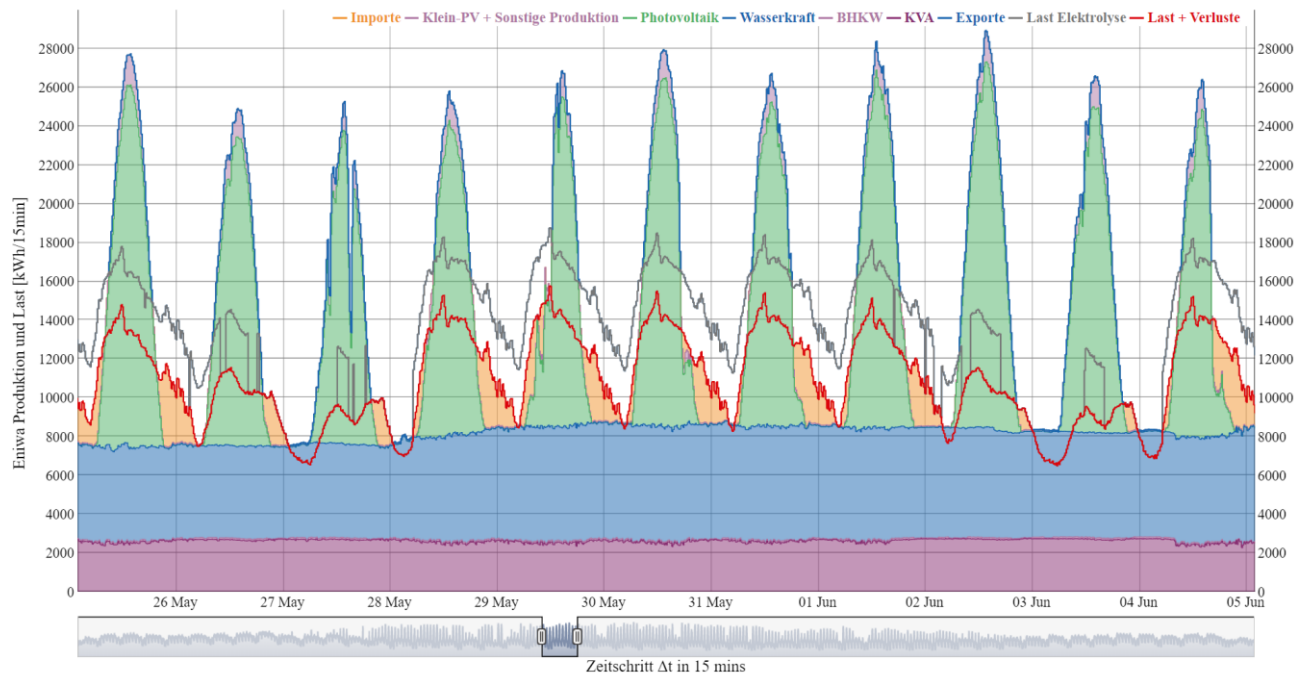


Abbildung 5.1 : Synthetisiertes Stromprofil Versorgungsgebiet Eniwa für den PV Ausbau von 7.74 % entsprechend 82.58 GWh_{el} aus Photovoltaik inklusive der Last der Elektrolyse (grau).

Abbildung 5.4 zeigt deutlich, dass mit zunehmendem Ausbau von PV und dem Ausstieg aus der Atomkraft der Import und der Export zunehmen. Dies lässt sich durch die unterschiedlichen Zeiten des Imports und Exports aufgrund der zunehmenden Volatilität der Stromerzeugung erklären. Diese Volatilität könnte durch den Einsatz von Speichern etwas reduziert werden, wodurch der Import gegen die Überschüsse (Export) zu einem Teil ausgeglichen werden könnte. Jedoch fällt der Hauptteil des Überschusses im Sommer und der des Defizits im Winter an. Weshalb eine saisonale Speicherung notwendig würde. Zwar wurde in den vorliegenden Berechnungen die zusätzliche Flexibilität der Speicherkraftwerke nicht berücksichtigt, dennoch ist es sehr wahrscheinlich, dass durch die Volatilität und den gleichzeitigen saisonalen Überschuss von PV und Wasserkraft im Sommer der Grossteil des Speicherbedarfs dadurch nicht gedeckt werden könnte.

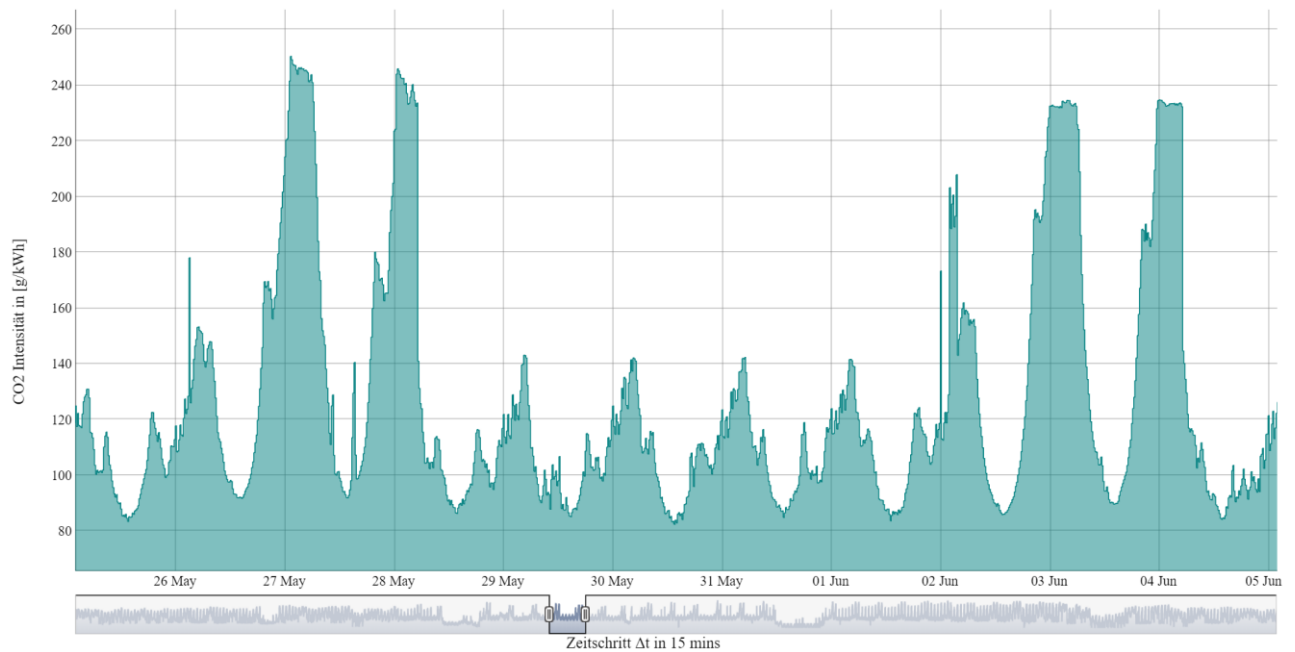


Abbildung 5.2 : CO₂Intensität der Elektrizität im Versorgungsgebiet der Eniwa für den PV Ausbau von 7.74 % mit einer CO₂-Intensität der KVA von 400 g/kWh_{el} inklusive des Bedarfs der Elektrolyse, welcher bei fehlender lokaler Produktion aus Importen aus dem Swissgrid-Netz gedeckt wird.

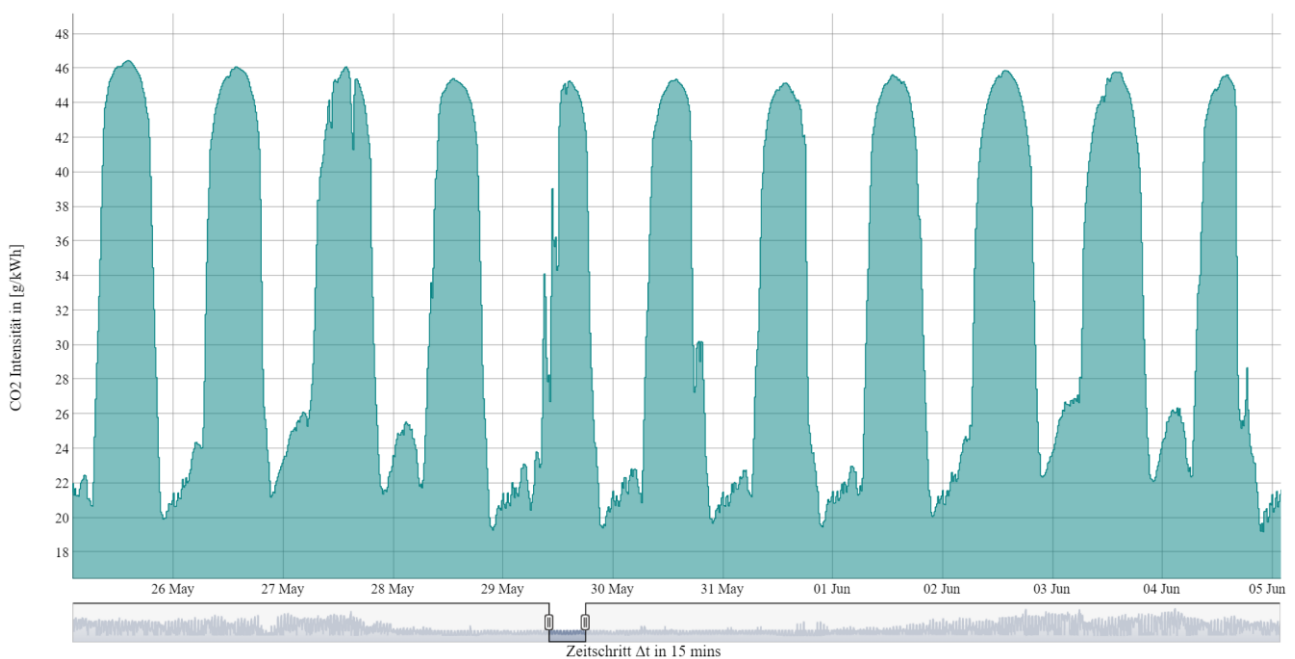
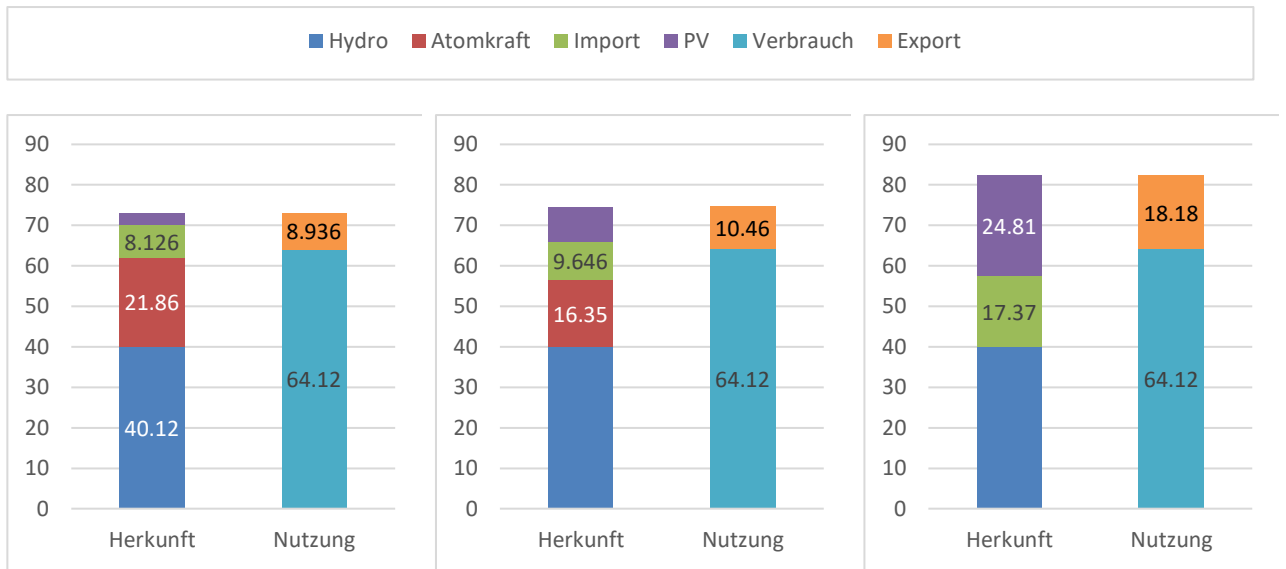


Abbildung 5.3 : CO₂Intensität der Elektrizität im Versorgungsgebiet der Eniwa für den PV Ausbau von 7.74 % mit einer CO₂-Intensität der KVA von 50 g/kWh_{el} inklusive des Bedarfs der Elektrolyse, welcher bei fehlender lokaler Produktion aus Importen aus dem Swissgrid-Netz gedeckt wird.



a) Szenario 1

b) Szenario 2

c) Szenario 3

Abbildung 5.4 : Herkunfts- und Nutzungsanteile der Elektrizität im Versorgungsgebiet von Swissgrid für die Szenarien 1 bis 3 in TWh_{el}.

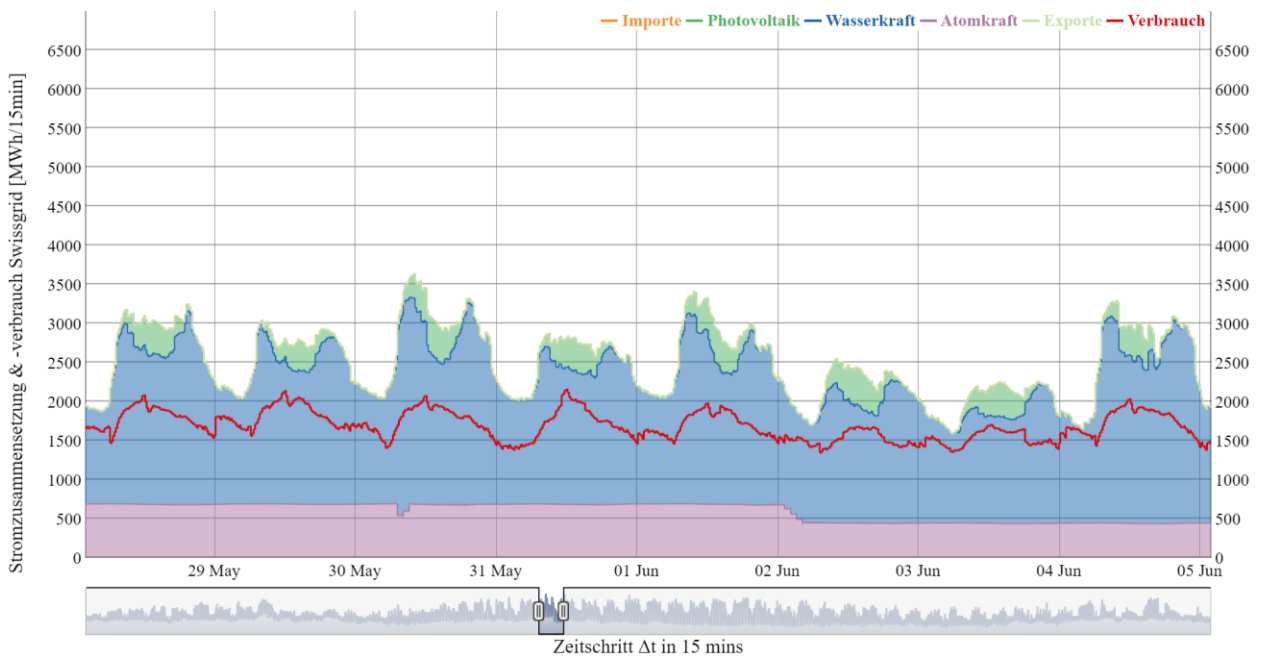


Abbildung 5.5 : Swissgrid Elektrizitätsprofile für das Szenario 1 mit 6.45% PV-Ausbau.

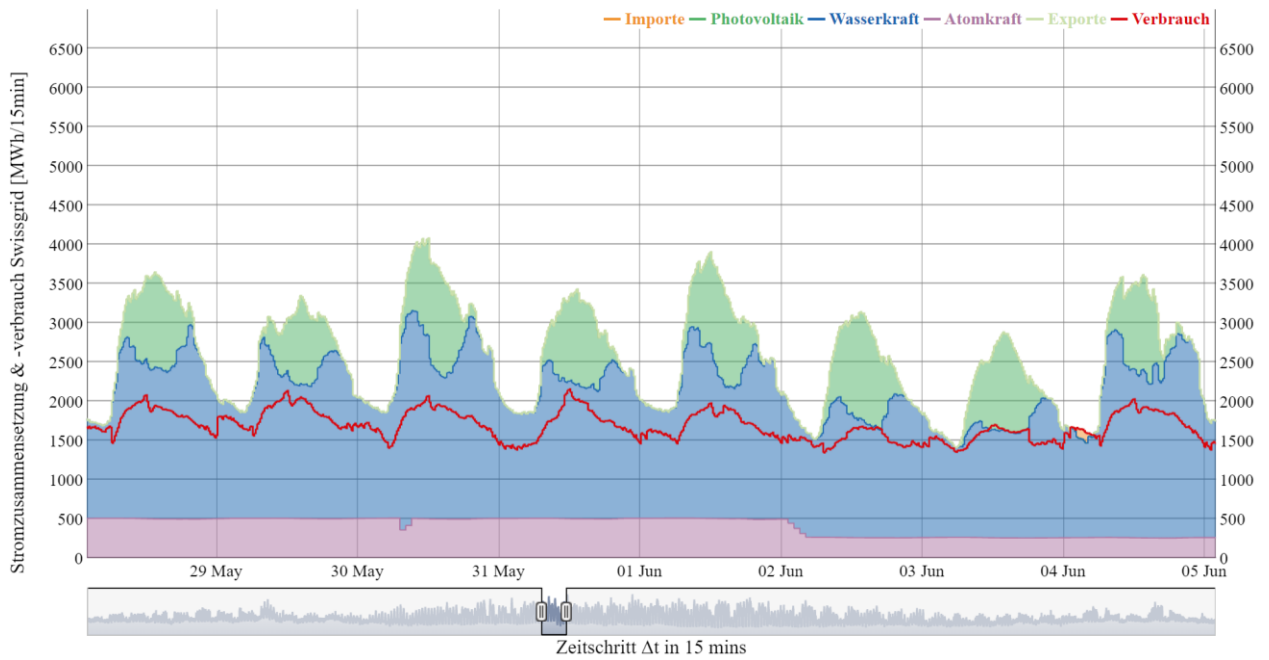


Abbildung 5.6 : Swissgrid Elektrizitätsprofile für das Szenario 2 mit 18.5% PV-Ausbau.

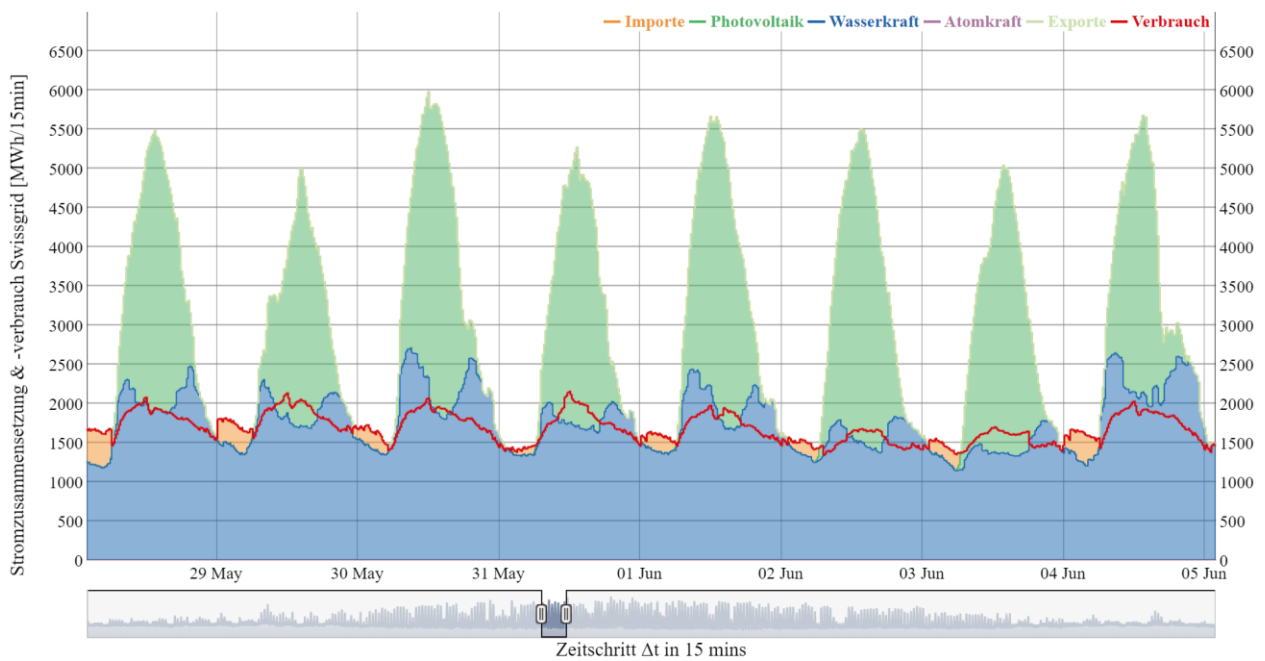


Abbildung 5.7 : Swissgrid Elektrizitätsprofile für das Szenario 3 mit 54.2% PV-Ausbau.

5.3 Optimierungsmodell - Grundlagen

Die Modellierung der Stromzusammensetzung und des Betriebs der Elektrolyse werden über ein Optimierungsmodell ermittelt. Die Optimierung wird mit Bezug auf zwei unterschiedliche Ziele in zwei separaten Berechnungen durchgeführt.

Die zwei Ziele sind:

- Ziel 1: Minimierung der CO₂Emissionen im von der Elektrolyse verwendeten Strom
- Ziel 2: Minimierung der Überschüsse und Defizite im EniwaNetz bzw. Minimierung der absoluten Residuallast

Mit der Zielfunktion 2 wird vorwiegend lokale Stromproduktion aus Überschüssen genutzt unabhängig von der CO₂Intensität des Stroms und es wird versucht zusätzliche Defizite zu vermeiden. Ausserdem werden über eine Kosinus-Funktion Defizite in den Sommermonaten weniger bestraft als zusätzliche Defizite durch die Elektrolyse in den Wintermonaten. Mit der Zielfunktion 1 wird dagegen der Strom genutzt, welcher am wenigsten CO₂Belastungen trägt und somit beispielsweise auch Strom aus Kernkraft oder Wasserkraft ausserhalb des Versorgungsgebiets der Eniwa bevorzugt genutzt.

Die Berechnungen wurden mit Julia und dem Jump und Ipopt solver packages durchgeführt. Details zu der Optimierung und dem Vorgehen sind in der Masterarbeit von Fabio Inderbitzin¹³ zu finden.

5.4 Sensitivitätsanalyse und Ergebnisse

In den Abbildungen 5.8 und folgenden sind die nach CO₂Ausstoss optimierten Szenarien (obere zwei Reihen) und die nach lokaler Energie optimierten Szenarien (untere zwei Reihen) aufgetragen. Die Zahlen 50 und 400 kennzeichnen, dass die Szenarien mit einem CO₂Ausstoss der KVA im Eniwa Versorgungsgebiet von 50 bzw. 400 g/kWh_{el} berechnet wurden. Somit diese Energieproduktion eine identische CO₂-Intensität wie in dieser Arbeit für PV-Energie angenommen wird (50 g/kWh_{el}) oder eine achtfach höhere Intensität.

Zur Untersuchung der Sensitivitäten werden fünf verschiedene Grössen an Elektrolyseuren und fünf verschiedene Speichergrössen modelliert.

Volllaststunden Die äquivalenten Volllaststunden der Elektrolyse sind ausschliesslich von der Gesamtmenge an produziertem Wasserstoff abhängig, weshalb diese für alle Szenarien den selben Wert / Verlauf aufweisen. Die Zeitpunkte und Leistungen der Wasserstoffproduktion können sich in jedem Szenario dennoch stark voneinander unterscheiden. Abbildung 5.8 vergleicht die Volllaststunden in Abhängigkeit von der Elektrolyseleistung, dem PV Ausbau und der Grösse des Wasserstoffspeichers. Äquivalente Volllaststunden um 4000 Stunden erweisen sich häufig als wirtschaftlich effizient aus, da die das anfänglich investierte Kapital auf eine grössere Zahl von Produktionseinheiten verteilt werden kann. Äquivalente Volllaststunden von etwa 4000 Stunden bei einem Wasserstoffbedarf von 82.6 GWh_{el} mit einer Elektrolyseleistung von 20.65 MW_{el} zu erreichen.

Die nach CO₂ optimierten Szenarien zeigen das je grösser die Elektrolyseleistung ist, umso niedriger sind die Stromanteile, die aus dem lokalen Stromnetz genutzt werden, siehe Abbildung 5.10. Es wird vorrangig auf die Wasserkraftproduktion und noch verfügbare Atomkraft gesetzt. Je grösser die Elektrolyseleistung umso höher wird die zeitliche Flexibilität in der Produktion des Wasserstoffs, die im Rahmen der Wasserstoffspeicherung möglich ist. Daher kann mit einem sehr grossen Speicher von 2000 t Wasserstoff quasi ausschliesslich elektrischer Strom aus dem Swissgrid-Netz genommen werden, falls dieser weniger CO₂Intensität hat.

¹³ Inderbitzin, F.; Modelling the integration of extensive PV production and hydrogen production for local mobility applications of a local distribution system operator (DSO). Master Thesis PSL 1919, ETH Zürich, EEH – Power systems Laboratory.

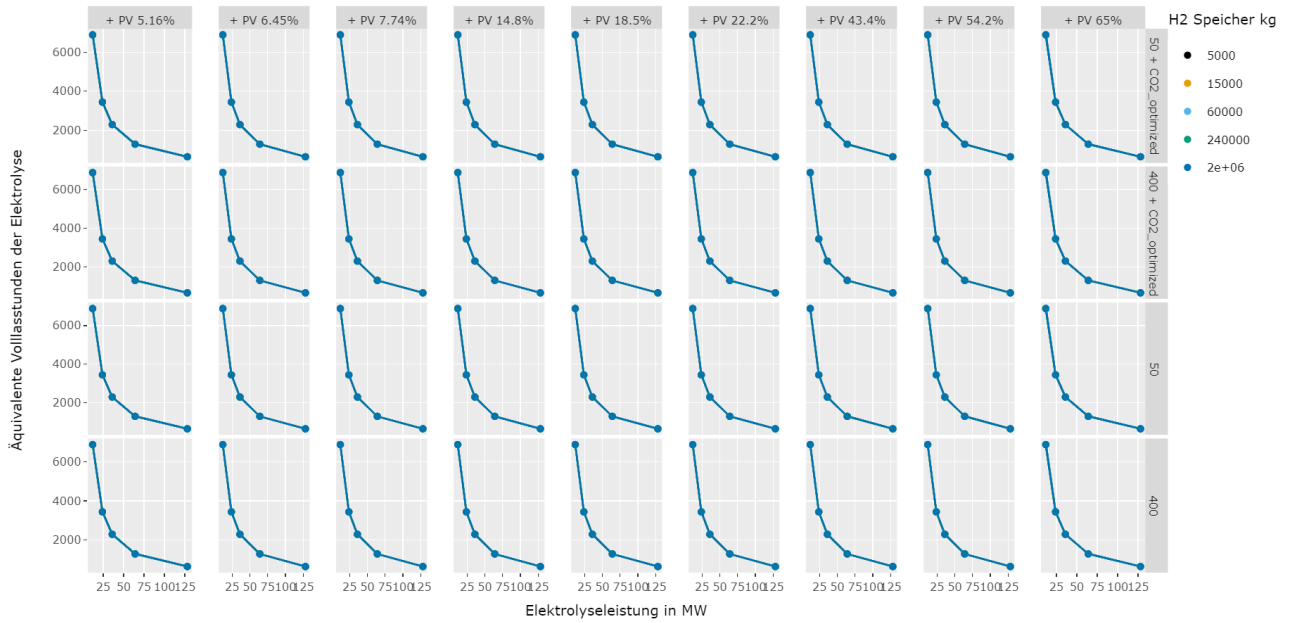


Abbildung 5.8 : Äquivalente Volllaststunden der Elektrolyse

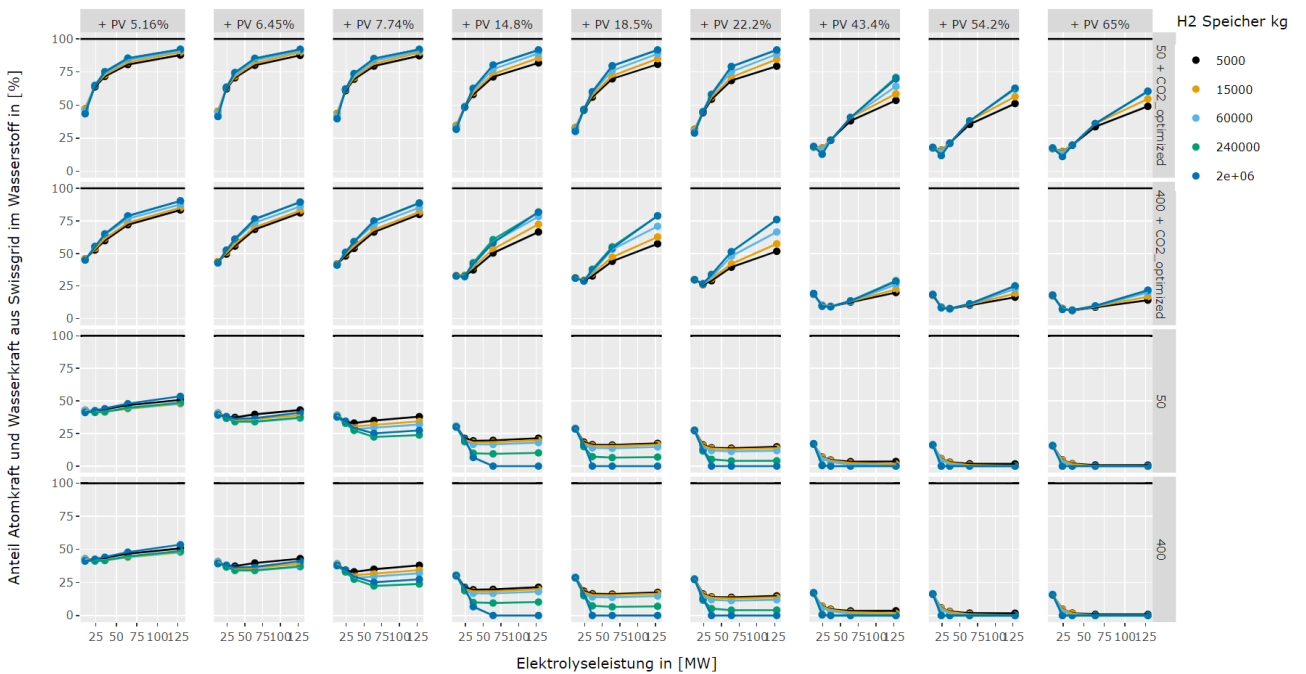


Abbildung 5.9 Anteil der Elektrizität aus Atom- und Wasserkraft aus dem Swissgrid-Netz im Wasserstoff.

Lokalstromnutzung Optimiert man auf die Nutzung lokaler Elektrizität kann mit zunehmender Elektrolyseleistung mehr lokal produzierte Elektrizität genutzt werden. Mit steigendem PV Zubau erreicht der Anteil von lokalem Strom im Wasserstoff auch 100%. Dazu ist allerdings bei mittlerem PV Zubau zunächst ein sehr grosser Speicher nötig. Bei sehr hohem PV Ausbau und mittlerer bis hoher Elektrolyseleistung kann dann auch mit kleineren Speichern eine vollständige Versorgung nur durch lokale Stromproduktion erreicht werden.

Die minimal mögliche Elektrolyseleistung welche bei 8760 Stunden einen Wasserstoffbedarf von äquivalenten 82.6 GWh_{el} erlauben würde sind etwa 9.43 MW_{el}. Die zeitliche Flexibilität mit kleinen Elektrolyseleistungen ist somit stark limitiert, weshalb der Anteil von lokalem Strom zwar mit steigendem PV-Ausbau ansteigt aber hier dennoch bei knapp 50 % bleibt.

Abbildung 5.11 zeigt, dass die nach lokaler Stromnutzung optimierten Szenarien mit steigender Elektrolyseleistung und steigender Speicherkapazität stark auf Wasserstoffproduktion während der Sonnenscheinstunden ausgerichtet sind. Hingegen nutzen die nach CO₂ optimierten Szenarien in derselben Betrachtung vermehrt Nachtstunden, um die CO₂Emissionen gering zu halten. Dies liegt vor allem daran, dass PV-Strom mit einer CO₂Intensität von 50 g/kWh_{el} berücksichtigt wird und Wasserkraftstrom mit 13 g/kWh_{el} eine deutlich geringere CO₂-Intensität hat. Je kleiner die Speicherkapazität ist, umso eher wird lokal produzierter Solarstrom genutzt. Je grösser die Speicherkapazität wird, umso mehr Flexibilität wird der Wasserstoffproduktion gegeben, um die Stunden von geringen CO₂-Intensitäten intensiv auszunutzen. Dies führt auch eher zu einem sehr ungleichmässigen Produktionsprofil, bei dem im Extremfall den Sommer über ununterbrochen produziert wird und im Winter nur noch die Stunden mit geringster CO₂-Intensität genutzt werden.

Es ist auffällig, dass in Abbildungen 5.10 und 5.11 die CO₂-optimierten Szenarien bei einer Elektrolyseleistung von etwa 24 MW_{el} einen maximalen Wert der Nutzung von lokalem Solarstrom erreichen. Dies unabhängig davon, wie gross die Speicherkapazität ist. Dies liegt daran, dass die Elektrolyseleistung noch nicht gross genug ist, um andere Produktionszeiten so intensiv zu nutzen, dass die niedrigsten CO₂-Intensitäten des Jahres voll ausgenutzt werden können. Dennoch ist die Leistung bereits gross genug, um nicht durchgehende oder viele Betriebsstunden fahren zu müssen, um den Bedarf on-demand decken zu müssen. Eine Elektrolyse mit 12 MW_{el} hingegen muss fast durchgehend über das gesamte Jahr betrieben werden, wenn auch nicht stets mit maximaler Leistung.

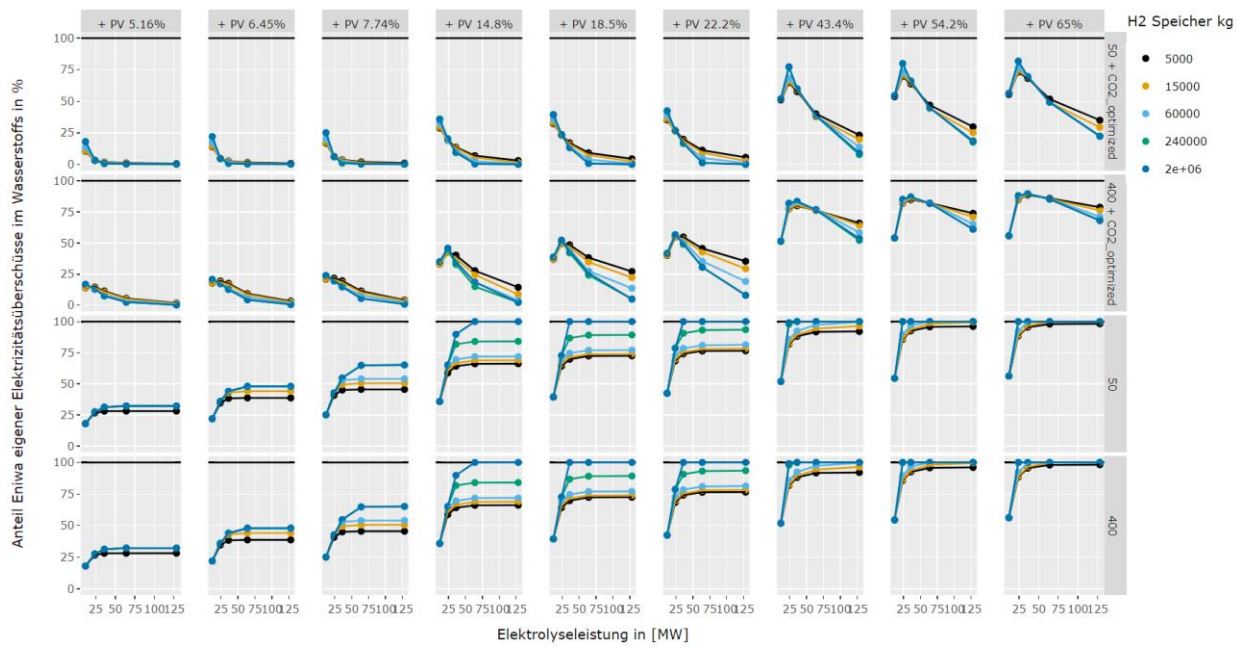


Abbildung 5.10 : Anteil der Elektrizität für die Wasserstoffproduktion, die aus lokalen Stromüberschüssen (Versorgungsgebiet Eniwa) stammt.

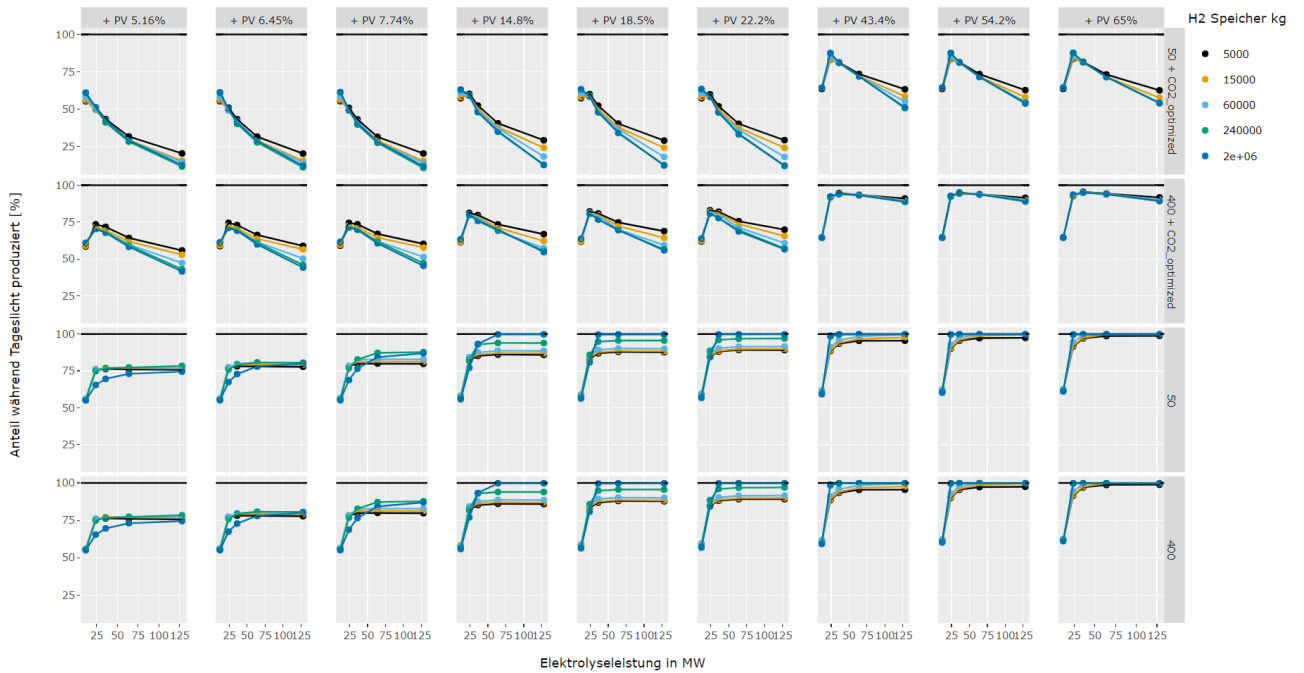


Abbildung 5.11: Anteil des für Wasserstoffproduktion genutzten Stroms bezogen während der Sonnenscheinstunden.

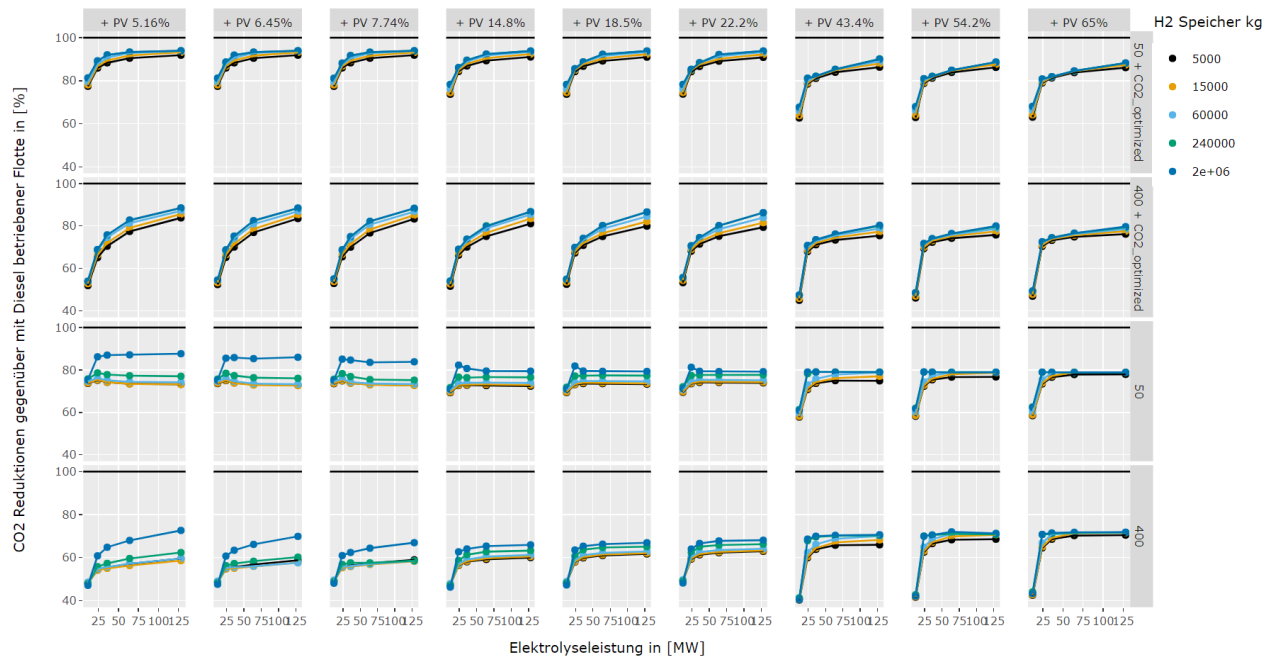


Abbildung 5.12: CO₂Emissionsreduktion gegenüber einer mit Diesel betriebenen LKW Flotte.

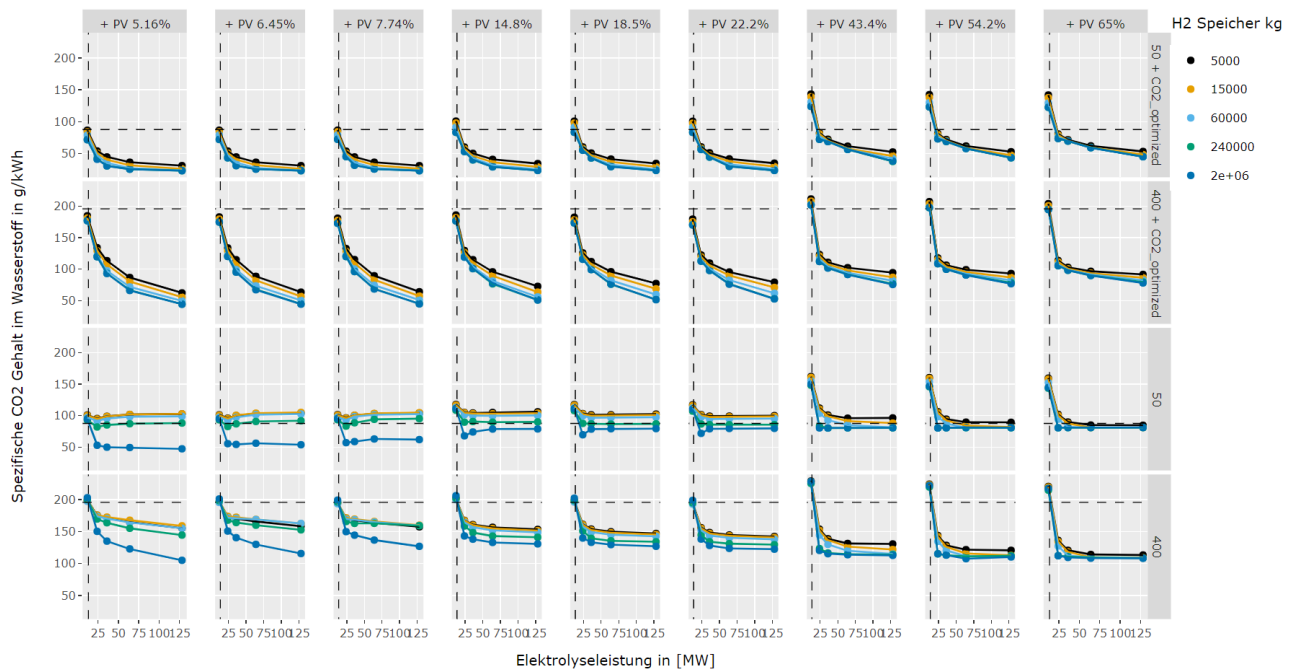


Abbildung 5.13: CO₂-Intensität des Wasserstoffs in g/kWh bezogen auf den Heizwert, Gestrichelte Linien zeigen das Referenzszenario mit 0% PV und allen Atomkraftwerken am Netz.

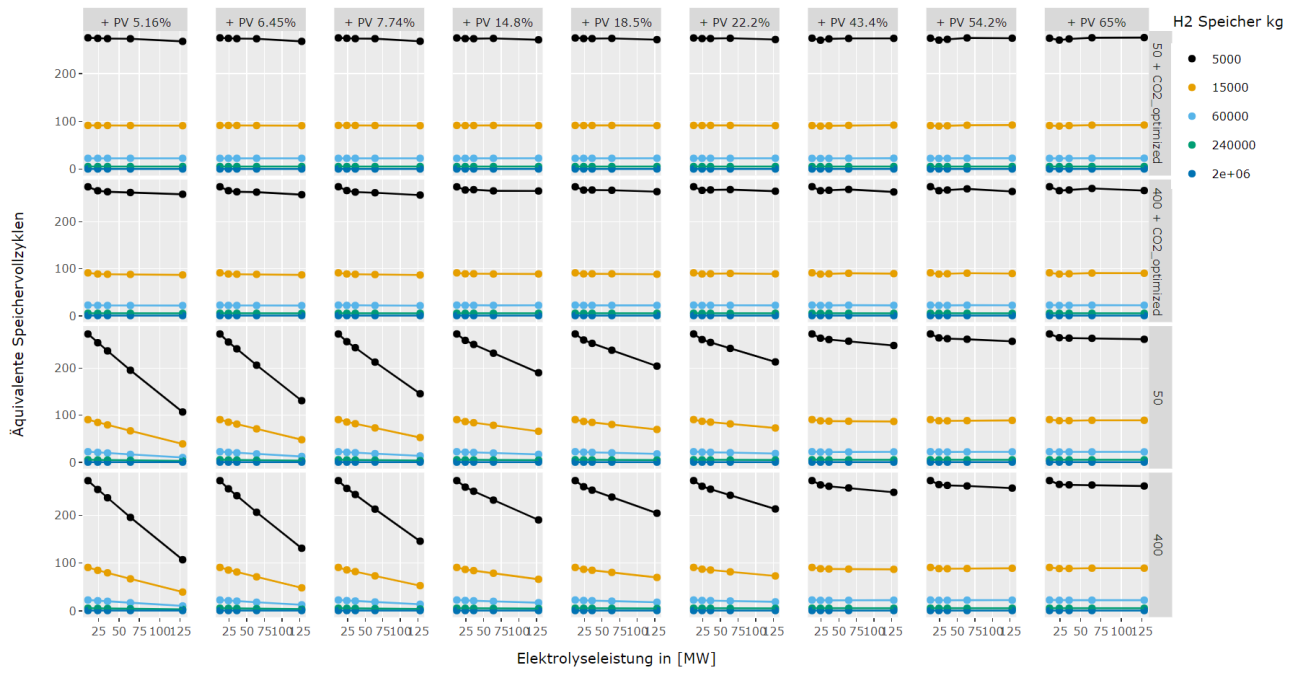


Abbildung 5.14 : Äquivalente Vollzyklen der Speicher in Abhängigkeit der Parametervariationen.

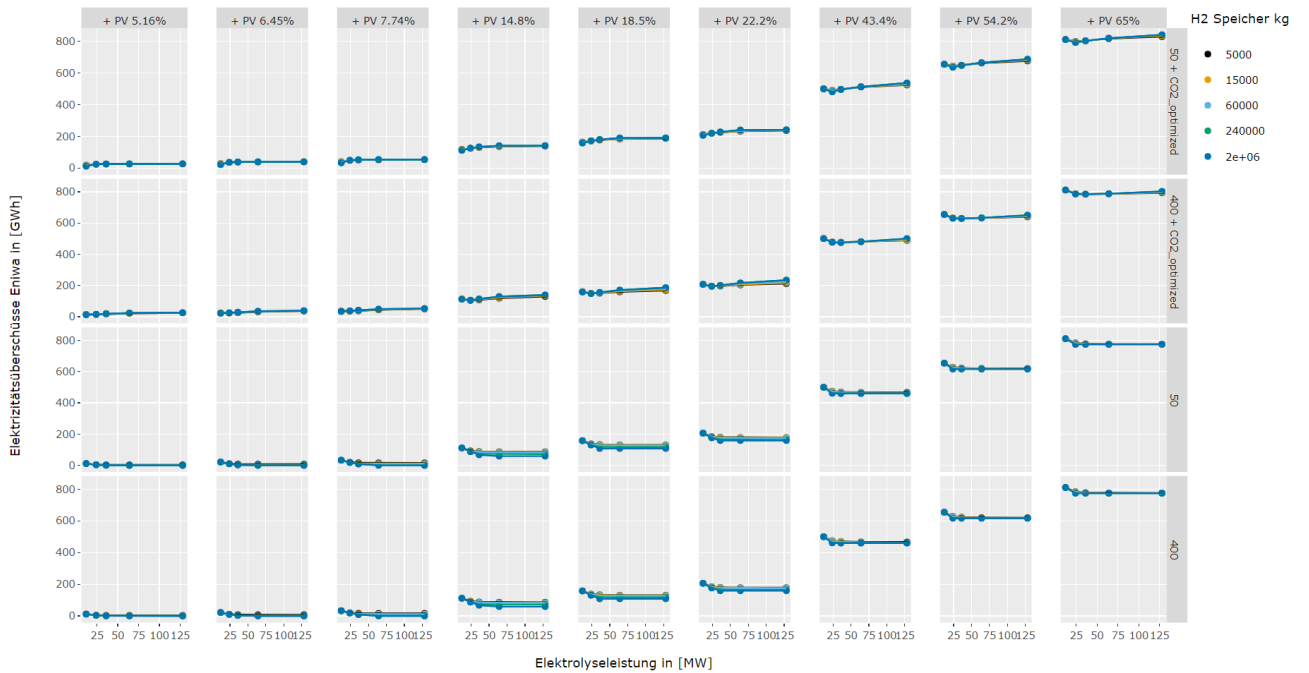


Abbildung 5.15 : Elektrizitätsüberschüsse (Exporte) von Eniwa nach Deckung des Lastprofils von Eniwa und der Elektrolyse.

CO₂-Emissionen Abbildung 5.12 visualisiert die Einsparungen der CO₂-Emissionen gegenüber einer LKW Flotte, welche mit Diesel betrieben werden würde. Diese sind naturgemäss stark abhängig von der CO₂-Intensität des Stroms aus der KVA. Je nach Optimierungsverfahren und CO₂-Intensität der Stromproduktion der KVA können, unter realistischen Grössenordnungen von Elektrolyseleistung und Wasserstoff-Speicherkapazität, unterschiedlich hohe Einsparungen erzielt werden. Mit einer CO₂-Intensität von 50 g/kWh_{el} des KVA Stroms sind zwischen 80 % und 90 % Einsparungen realistisch und bei einer CO₂-Intensität von 400 g/kWh_{el} sind eher zwischen 60 % und 80 % realistisch. Entsprechend bewegt sich der spezifische CO₂-Gehalt des Wasserstoffs je nach Szenario im Bereich zwischen 25 und 150 g/kWh_{H2} (bezogen auf den Heizwert). Abbildung 5.13 gibt einen Überblick über die Abhängigkeit der CO₂-Intensität für alle Parameterkombinationen. Aufgrund der hohen Anteile an Wasserkraft und Atomkraft in den beiden CO₂ optimierten Varianten, können die spezifischen CO₂ Emissionen mit entsprechend grosser Elektrolyseleistung unter die 500 g/kWh_{el} gebracht werden. Dies bedeutet aber auch, dass weniger PV-Stromüberschüsse genutzt werden und vermehrt in den Abend- und Nachtstunden produziert wird, was in den Abbildungen 5.10 und 5.11 ersichtlich ist.

Speichermanagement Die Abbildung 5.14 zeigt die äquivalenten Vollzyklen des Wasserstoffspeichers am Elektrolysestandort in Bezug auf die Szenarien und die Speichergrösse. Als Beispiel: 100 Vollzyklen bei einem Speicher von 15000kg Fassungsvermögen bedeuten, dass 1500 t Wasserstoff Durchsatz erfolgt sind.

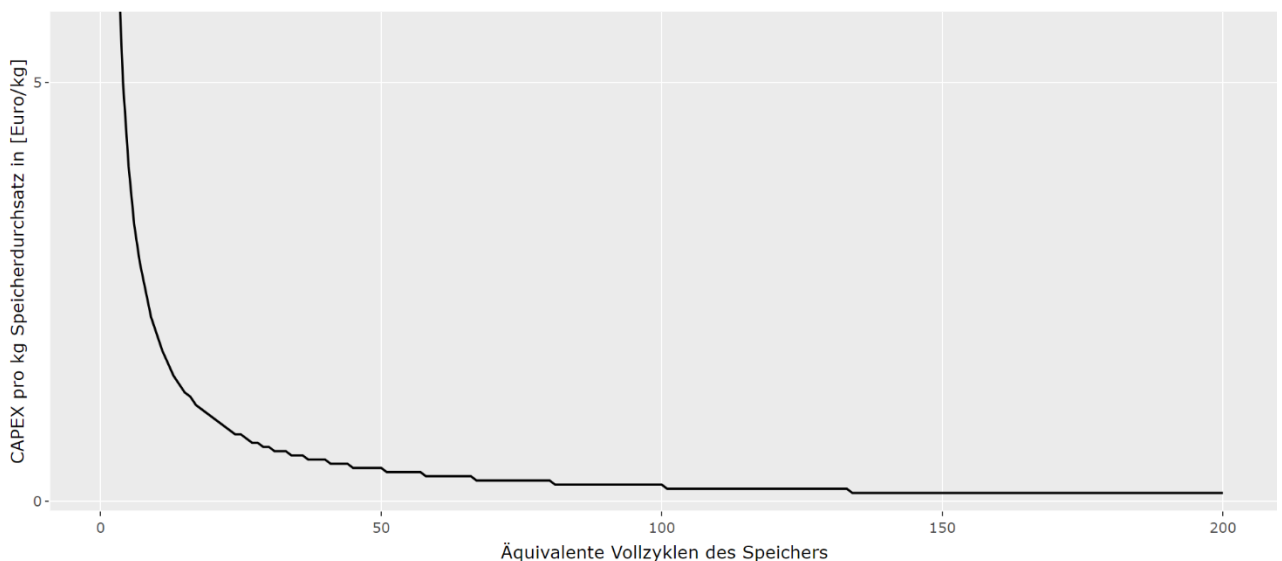


Abbildung 5.16: Spezifische Investitionskosten des Wasserstoffspeichers amortisiert auf einen 20jährigen Durchsatz an Wasserstoff in Abhängigkeit von den äquivalenten Vollzyklen eines Speichers bei einem spezifischen CAPEX von 400 Euro/kg_{Speicherkapazität}.

Nach Angaben von H2-Energy kann man mit spezifischen Investitionskosten von 400 Euro/kg Speicherinhalt bei den geplanten Wasserstoffspeichern ausgehen. Ausgehend von diesen Investitionskosten ist in Abbildung 5.16 die Abhängigkeit der spezifischen Kosten pro Kilogramm Durchsatz an Wasserstoff dargestellt über 20 Jahre amortisiert dargestellt. Es zeigt sich, dass der CAPEX Anteil das bei 25 äquivalenten Vollzyklen etwa 80 Eurocent pro kg Wasserstoff, bei 50 äqu. Vollzyklen etwa 40 Eurocent und bei 100 äqu. Vollzyklen 20 Eurocent betragen. Beziehungsweise bei einem 15% geringeren Preis von 340 Euro/kg Speicherinhalt, welcher bei sehr grossen Speichergrössen als Nachlass möglich wäre, ist ein CAPEX Anteil bei 25 äquivalenten Vollzyklen von etwa 65 Eurocent pro kg Wasserstoff, bei 50 äqu. Vollzyklen etwa 30 Eurocent, bei 100 äqu. Vollzyklen 15 Eurocent und bei 200 äqu. Vollzyklen etwa 5 Eurocent zu erwarten.

Vergleicht man das mit den in Abbildung 5.14 berechneten Vollzyklen der unterschiedlichen Speichergrössen ist eine Speichergrösse von 15 t bis 60 t Wasserstoff in einem finanziell sinnvollen Rahmen. Ausserdem bieten diese Speichergrössen betriebsstrategisch genügend Flexibilität für die Produktion insbesondere bei grösseren Elektrolyseleistungen.