RENEWABLE GASFIELD -KONZEPTIONIERUNG EINER PTG ANLAGE BASIEREND AUF VERBRAUCHSSZENARIEN FÜR DIE REGIONALE WASSERSTOFFVERSORGUNG VON MOBILITÄTS- UND INDUSTRIEANWENDUNGEN Karl-Heinz KOPP¹, Nejc KLOPČIČ¹, Fabian RADNER¹, Markus SARTORY¹, Alexander TRATTNER^{1,2}, Klaus NEUMANN³

¹HyCentA Research GmbH, Inffeldgasse 15, A-8010 Graz, 0316-873-9517, <u>kopp@hycenta.at</u>, <u>www.hycenta.at</u>

²ITNA, TU Graz, Institut für Thermodynamik und nachhaltige Antriebe ³Energie Steiermark Technik GmbH, www.e-steiermark.com

Kurzfassung: Im geförderten Forschungsprojekt **Renewable Gasfield** wird ein ganzheitlicher **Power-to-Gas** Ansatz demonstriert. Die geplante Anlage koppelt erneuerbare Stromproduktion mit einer **Elektrolyse** zur Erzeugung von **grünem Wasserstoff** sowie den notwendigen Komponenten zur Speicherung und Befüllung von H₂ - Trailern. Des Weiteren wird am Standort eine lastflexible Methanisierung zur Erzeugung von synthetischem Erdgas inklusive Verteilung im lokalen Gasnetz errichtet. Ein modularer Aufbau des Infrastrukturkonzepts ermöglicht die zukünftige Erweiterung und Anpassung der Anlage.

Im Fokus des Projektes steht, unter Berücksichtigung der regionalen Anforderungen, die Entwicklung und Umsetzung einer modularen, technisch und wirtschaftlich optimalen Anlagentopologie. Dafür wird aus der durchgeführten Anforderungsanalyse und den weiterführenden Abstimmungen mit potenziellen H2-Abnehmern aus der Umgebung ein Szenario für die Auslegung der H2-Anlage entwickelt. In diesem wird wöchentlich eine Wasserstoffmenge von 2 880 kg über Trailer zu Abnehmern aus den Sektoren Industrie und Mobilität geliefert. Für die Befüllung der Trailer wird einerseits die Kombination aus Überströmen aus einem Mitteldruckspeicher sowie Befüllung über Verdichter (Hybridbefüllung) und anderseits die reine Befüllung über Verdichter betrachtet. Mittels der angewandten Simulationsmethodik hat sich gezeigt, dass die Umsetzung der Hybridbefüllung die technisch und wirtschaftlich optimale Anlagentopologie darstellt. Mit der konzipierten Anlagenkonfiguration ist es möglich einen 300 bar Trailer mit 240 kg Wasserstoff in unter 5 Stunden zu befüllen. Danach werden 11 h für die Regeneration der Mitteldruckspeicher benötigt. Dies ermöglicht die Befüllung von 11 Trailern pro Woche.

Keywords: Grüner Wasserstoff, Power-to-Gas, Simulationsmodell, Trailerbefüllung

1 Einleitung

Die ökonomischen, ökologischen und sozialen Folgen des Klimawandels sowie die damit einhergehenden Konsequenzen für die Menschheit sind seit Jahren nicht mehr von der Hand zu weisen. Nur durch einen konsequenten und flächendeckenden Umstieg von fossilen Primärenergieträgern auf erneuerbare Energieträger wie Sonne, Wind, Wasser, biogene Energieträger und Geothermie ist es möglich diesen Wandel zu verlangsamen und die bei der UN-Klimakonferenz in Paris gesetzten Klimaziele zu erreichen. Diese sehen eine Reduktion des Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur auf unter 2°C im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter vor. [1,2]

Diese Umstellung auf erneuerbare Energiequellen führt jedoch zu einer zeitlichen und räumlichen Entkopplung von Angebot und Nachfrage, weshalb unser bestehendes Energiesystem um kurz-, mittel- und langfristige Energiespeicherung erweitert werden muss. Eine Schüsseltechnologie stellt die Umwandlung von elektrischer Energie in chemisch gebundene Energie in Power-to-Gas (PtG) Anlagen dar. Eine solche PtG Anlage wird in der Südsteiermark in der Gemeinde Gabersdorf im Zuge des Förderprojekts Renewable Gasfield umgesetzt. Ziel des Projekts ist es, mit grünem Strom aus einer lokalen Photovoltaikanlage sowie dem Stromnetz und einer 1 MW_{el} Wasserelektrolyse grünen Wasserstoff zu erzeugen. Der erzeugte Wasserstoff wird mit Trailern bei 300 bar gasförmig an Abnehmer aus Gewerbe, Industrie und Mobilität in der Region transportiert. Zusätzlich wird der vor Ort produzierte Wasserstoff bei niedrigem Druck für die Erzeugung von CO2-neutralem, synthetischem Methan (SNG) genutzt. Die SNG-Produktion erfolgt mittels neuartiger lastflexibler Methanisierung unter Nutzung von CO2-haltigem Biogas aus einer angrenzenden Biogasanlage. SNG wird vor Ort direkt ins lokale Erdgasnetz eingespeist. Auch eine direkte Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist in zukünftigen Erweiterungsszenarien möglich. [1,3–5]

Ausgangsituation und Problemstellung

Zum Projektstart wurde der Wasserstoffbedarf mit dem Fokus auf regionale Verwertung erhoben. Die daraus entwickelten Szenarien werden mit Informationen aus Verhandlungen mit potenziellen Abnehmern abgeglichen und dienen als Grundlage für die Auslegung des Anlagenkonzepts der H₂-Infrastruktur. Eine wichtige Fragestellung des Projektes ist die Bestimmung der, aus technischer und wirtschaftlicher Sicht, optimalen Anlagentopologie. Die Auswahl der verwendeten Komponenten und deren Dimensionierung wird durch unterschiedlichste Einflussfaktoren bestimmt. Ein Faktor ist die Wahl der Betankungsstrategie für die Befüllung der Trailer. Ein weiterer Faktor ist die notwendige Erweiterbarkeit der Anlage, um den steigenden zukünftigen H2-Bedarf in der Region abdecken zu können. Um nicht in Geltungsbereiche bestimmter Rechtsmaterien zu fallen (z.B. Seveso III-Richtlinie), wird die Anlage so dimensioniert, dass aktuell geltende Grenzwerte nicht überschritten werden. Die Entwicklung der optimalen Betriebsstrategie stellt eine weitere Herausforderung dar. Diese wird von zahlreichen Parametern beeinflusst. Neben den technischen Parametern (Wirkungsgradkennlinien) sind auch ökonomische (Strompreis), meteorologische (Wetter) und logistische Parameter (Abnahmeprofile, zulässige Fahrzeiten der Trailer) von hoher Relevanz. Ziel der Betriebsstrategie ist die Minimierung der H₂-Gestehungskosten. Zusätzliche Aspekte der Betriebsstrategie sind die Vermeidung von häufigen Lastwechseln und die Reduktion der Ein-/Ausschaltvorgänge der Elektrolyse und Methanisierung. Die Erhebung der optimalen Anlagentopologie sowie die Optimierung der Betriebsstrategie stellt daher ein komplexes Mehrparameter-Optimierungsproblem dar. Darüber hinaus ist aufgrund der volatilen Natur der erneuerbaren Energien und zeitlich variierender Abgabeprofile die optimale Betriebsstrategie zeitabhängig und muss während des Betriebs auf zeitliche Änderungen der Eingabeparameter reagieren. Um mögliche Lösungswege für diese Problemstellungen zu erarbeiten, werden die im Kapitel Methodik beschriebenen Simulationstools herangezogen. [4]

2 Methodik

In diesem Kapitel werden die im Projekt eingesetzten Verfahren und entwickelten Simulationstools erläutert. Ziel ist es, eine allgemeingültige Methodik für die Errichtung von PtG-Anlagen zu finden, damit diese auch in zukünftigen PtG-Projekten angewendet werden kann.

Anforderungsanalyse

Im Zuge der Konzepterstellung wird eine Analyse der potenziellen H₂-Abnehmer durchgeführt. Der Fokus liegt auf möglichen Abnehmern im Umkreis von ca. 80 km um den Anlagenstandort. Weiter entfernte Abnehmer wurden nicht berücksichtigt, da die Anlieferung von Wasserstoff an potenzielle Abnehmer mittels Trailer erfolgen soll. Die erhobenen Daten dienen als Basis zur Erstellung möglicher Abnahmeszenarien. Eine genauere Erläuterung der Analyse ist in der ersten Veröffentlichung der Reihe zu finden, siehe [6]. [1,4,6]

Simulationsmodell und Konzepterstellung

Um trotz der hohen Variantenvielfalt und den stark unterschiedlichen Anforderungen an PtG-Anlagen eine effiziente Anlagenauslegung und -optimierung zu ermöglichen, sind unterschiedliche unterstützende Methoden und Werkzeuge notwendig [5]. Dazu sind sowohl vereinfachte Anlagendimensionierungstools für die ersten Grobauslegungen als auch detaillierte thermodynamische sowie ökonomische Modelle nutzbar. Um den Anlagenbetrieb möglichst realitätsnah abzubilden und verschiedene Szenarien miteinander anhand technischer und ökonomischer Kennzahlen bewerten zu können, werden Daten wie Strompreiskurven, Lastprofile, Abnahmeprofile, Wirkungsgradkennlinien und Kostenfunktionen der einzelnen Anlagenkomponenten benötigt. Des Weiteren ist die Wasserstoff-Anlagentechnik ein Forschungsbereich mit laufenden Innovationen und technischen Weiterentwicklungen (z.B. elektrochemischer Kompressor, Metallhydridspeicher Dadurch entsteht die Notwendigkeit eines modularen und erweiterbaren etc.). Anlagensimulationstools, in das Modelle neuer Technologien rasch in die Anlagentopologie integriert werden können. Dies ist mit kommerziell verfügbarer Software nicht oder nur bedingt möglich, da der Benutzer nicht auf den Quellcode zugreifen kann. Aus diesem Grund wurde am HyCentA das Anlagensimulationstool Hydra - Hydrogen Infrastructure Simulation and Optimization Tool entwickelt [7]. Basierend auf Matlab-Simulink® ermöglicht Hydra eine technische und ökonomische Bewertung sowie Optimierung von Wasserstoffanlagen. Eine detailliertere Beschreibung des Simulationsmodells Hydra wurde in [6,7] und im Zuge des 17. Symposiums Energieinnovation [8] veröffentlicht.

Das Anlagen-Gesamtmodell besteht aus dem Zusammenspiel von kennlinienbasierten und thermodynamischen Modellen der einzelnen Anlagenkomponenten. Die Beschreibungen und grundlegenden Funktionsweisen der wichtigsten Komponenten-Module für das Projekt Renewable Gasfield sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Um den modularen Aufbau der verbundenen Komponenten sowie eine einfache Integration neuentwickelter Komponenten in die Anlagentopologie zu ermöglichen, sind einheitliche Schnittstellen definiert. Zusätzlich erfolgt im Anlagenmodell die Berechnung der spezifischen Wasserstoffgestehungskosten basierend auf der in ÖNORM M 7140 [9] beschriebenen dynamischen Barwertmethode. Die Methoden dienen zur Berechnung der betriebswirtschaftlichen Kosten und zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Investitionsvorhaben. Das beschriebene Modell wird im weiteren Projektverlauf für die Entwicklung neuer Betriebsstrategien eingesetzt. Diese werden anhand der H₂-Gestehungskosten und dem Systemwirkungsgrad verglichen und evaluiert.

Um in der Grobauslegungsphase rasch erste Anlagenkonzepte zu generieren und anhand der Anforderungen sowie Investitionskosten bewerten zu können, wurden zusätzlich zu den detaillierten Simulationsmodellen vereinfachte Auslegungstools verwendet. Mit Hilfe dieser Tools kann die Anzahl der möglichen Varianten schon im Vorfeld deutlich reduziert werden. Um erste Aussagen über die Eignung einer Anlagentopologie treffen zu können, sind detailliertere thermodynamische Modelle meist nicht notwendig. Des Weiteren sind für die detailliertere Simulation benötigten Parameter in dieser Phase der Auslegung oft nur teilweise bekannt. Aus diesem Grund wurde parallel zur Hydra ein vereinfachter Excel-Estimator entwickelt.

Modul	Kurzbeschreibung	Eingangswerte/Parameter	Ausgangswerte	Funktionsweise
Leistungsquelle	Elektrischer Leistungs- bezug aus dem Stromnetz und/oder aus Eigenproduktion (PV, Wind etc.).	 Jahreskennlinien (Leistungsverlauf PV/Wind) Maximale Leistung / Peakleistung Strompreise Netzanschlussleistung 	- Verfügbare elektrische Leistung	Aus Jahreskennlinien der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien sowie der Peakleistung für PV- Windanlagen wird die Leistung aus erneuerbaren Energien berechnet. Zusätzlich kann bis zur definierten Netzanschlussleistung aus dem Stromnetz entnommen werden (Strompreise sind hinterlegt). [7]
Elektrolyseur	Generischer Elektrolyseur mit beliebigen hinterlegten Wirkungsgradkennlinien.	 Verfügbare elektrische Leistung Sollleistung des Systems Wirkungsgradkennlinie Soll-Druck des produzierten H₂ Betriebstemperatur Min/Max Leistung und Leistungsgradienten 	 H₂ und O₂ Menge mit Druck und Temperatur Abwärme Benötigte H₂O Menge Wichtige System- informationen wie aktueller Wirkungsgrad 	Durch eine Sollwertvorgabe wird aus der verfügbaren elektrischen Leistung, der hinterlegten Wirkungsgradkennlinie sowie dem Heizwert der H ₂ - Molenstrom berechnet. [1]
Verdichter	Generischer Verdichter mit beliebigen hinterlegten Verdichterkennlinien.	 Verfügbare elektrische Leistung H₂-Menge, Druck und Temperatur am Eintritt Verdichterkennlinie (Fördermenge als Funktion des Saugdruckes) Mechanischer und isothermer Wirkungsgrad Min/Max Saugdruck 	 H₂ Menge, Druck und Temperatur am Austritt Abwärme des Verdichtungsprozesses Benötigte elektrische Leistung 	Thermodynamischer Zusammenhang für die Berechnung der Verdichtung nach Küttner basierend auf der momentanen Druckdifferenz und des Massenstromes. [10]
Gasspeicher	Anwendbar als H ₂ -Quelle (z. B. Hochdruckspeicher), Senke (z. B. Trailer, Pkw- Tank) oder als Zwischenspeicher (gleichzeitige Befüllung und Entleerung).	 H₂ Menge, Druck und Temperatur am Eintritt Startdruck, Min/Max Speicherdruck Umgebungstemperatur Geometrie (Durchmesser, Länge, Volumen, Liner-Dicke etc.) Liner und Composite Materialeigenschaften 	 H₂ Menge, Druck und Temperatur am Austritt Druck im Speicher Temperatur im Speicher Masse im Speicher SOC 	Das 0D-Tankmodell basiert auf der Massenerhaltung und dem 1. Hauptsatz der Thermodynamik.[1] Für die Berechnung der Abwärme durch die Wand an die Umgebung wird ein 1D-Wandmodell berechnet. Für die Ermittlung der Wärmeübergangszahl zwischen Gasphase und Wand werden empirische Ansätze laut Bourgeois et al. [11,12] verwendet.
Leitung	Leitung mit Berücksichtigung der Druckverluste.	 H₂ Menge, Druck und Temperatur am Eintritt Kv-Wert oder Geometrie (Länge, Durchmesser, Rauheit) 	- H ₂ Menge, Druck und Temperatur am Austritt	Berechnung des Druckverlustes und isenthalpe Erwärmung aufgrund des Joule-Thompson-Effekts [1] für Wasserstoff.
Methanisierung	Methanisierungsreaktor mit einfacher Reaktionskinetik.	 H₂ und CO₂ Menge Druck und Temperatur 	- Produzierte CH ₄ Menge	Derzeit in Entwicklung in Kooperation mit der Montanuniversität Leoben.

Tabelle 1: Beschreibung und Funktionsweise der wichtigsten Module in Hydra für das Projekt Renewable Gasfield



Abbildung 1: Schematische Darstellung der Funktionsweise des Excel-Estimators

Die Funktionsweise des Tools ist in Abbildung 1 skizziert. Im ersten Schritt wird die Anlagentopologie definiert, wobei sowohl Verdichtung (Boostern) als auch Überströmen aufgrund der Druckdifferenz möglich sind. Zusätzlich können die Speicher als Einzelspeicher oder kaskadiert ausgeführt werden. Durch eine Verknüpfung mit der internen Komponentendatenbank werden die technischen Spezifikationen (z. B. Speicherkapazität und Druckgrenzen) und Kosten spezifischer Komponenten geladen. Die Interaktionen zwischen den Komponenten basieren auf der Berechnung der Massenbilanz. Beliebige Produktionsprofile für die Elektrolyse können hinterlegt werden, woraus sich der Eingangs-Massenstrom für den Niederdruckspeicher (ND-Speicher) ergibt. Anhand des Druckes im ND-Speicher wird über die Verdichterkennlinie die mögliche Fördermenge des Verdichters berechnet. Diese entspricht dem Massenstrom der aus dem ND-Speicher Richtung Mitteldruckspeicher (MD-Speicher) oder Trailer befördert werden kann. Der MD-Speicher funktioniert analog zum ND-Speicher, mit der zusätzlichen Möglichkeit des Überströmens. Solange der Druck im MD-Speicher höher als im Trailer ist, wird durch die Eingabe der Soll-Druckanstiegsrate die entsprechende H₂.Menge vom MD-Speicher zum Trailer befördert. Gleichzeitig wird der zugehörige KV-Wert (Kennzahl für Druckverlust durch Ventile und Verrohrung) [13] berechnet, anhand dessen der Benutzer die Soll-Druckrampe auf Plausibilität prüfen kann.

Mit dem Excel-Estimator können die wesentlichen Fragestellungen der Grobauslegungsphase beantwortet werden. Ergebnis der Simulation sind Investitionskosten der Komponenten, Druckverläufe und Regenerationsdauern der Speicher sowie die Befüllzeiten der Trailer. Mit Hilfe dieser Informationen können Betankungspläne erstellt werden und die maximale Anzahl der Trailerbefüllungen pro Woche ermittelt werden. Für die weiteren Untersuchungen von verschiedenen Betriebsstrategien ist es notwendig auf das detailliertere Simulationswerkzeug Hydra zurückzugreifen.

3 Zwischenergebnisse im Anwendungsfall Renewable Gasfield

In diesem Kapitel werden die aktuellen Simulationsergebnisse sowie der aktuelle Stand des Projektes dargestellt und erläutert.

3.1 Ergebnis der Anforderungsanalyse

Die Ergebnisse der durchgeführten Anforderungsanalyse sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Die Anzahl der möglichen Trailerbefüllungen pro Woche basiert auf den technischen Parametern eines Standard 40 Fuß Wasserstofftrailers mit einem nutzbaren Volumen von 40 m³ und einem Betriebsdruck von 200 bar. An diesen werden 560 kg Wasserstoff pro Befüllung abgegeben. [6]

		Szenario	Szenario	Szenario
Abnehmer	Einheit	Methanisierung	Mobilität	Industrie/Gewerbe
Mobilität (Trailer)	kg/Woche	769	2 050	769
Industrie/Gewerbe (Trailer)	kg/Woche	769	0	2 308
Methanisierung	kg/Woche	1 538	0	0
Mobilität (Tankstelle vor Ort)	kg/Woche	0	1 026	0
Abzufüllende Menge	kg/Woche	1 538	2 050	3 077
Anzahl Trailerbefüllungen	#/Woche	3	4	6

Tabelle 2: Szenarien für die Wasserstoffabnahmemengen laut Anforderungsanalyse aus [6]

Durch weiterführende Verhandlungen mit potenziellen Abnehmern konnten die erhobenen Daten weiter konkretisiert werden, siehe Tabelle 3. Dieses Szenario dient in weiterer Folge als Ausgangsbasis für die Anlagenauslegung im Projekt.

Tabelle 3: Konkretisiertes Szenario der Wasserstoffabnahmemengen

Abnehmer	Einheit	Szenario Industrie/Gewerbe/Mobilität
Mobilität (Trailer)	kg/Woche	1 159
Industrie/Gewerbe (Trailer)	kg/Woche	1 721
Methanisierung	kg/Woche	0
Abzufüllende Menge	kg/Woche	2 880
Anzahl Trailerbefüllungen	#/Woche	12

Aufgrund des geringen Bedarfes an Wasserstofftankstellen in der Region ist in diesem Szenario keine H₂-Tankstelle für PKW vorgesehen. Der für die Industrie vorgesehene Wasserstoff wird mittels der Trailerfüllstation abgegeben. Die Versorgung des Mobilitätssektors beschränkt sich zurzeit auf die Busflotte des Forschungsprojektes Move2zero [14]. Dort werden sieben H₂ Busse mit 1 159 kg H₂ pro Woche beliefert. Für den Wasserstofftransport werden 20 Fuß Trailer mit einem Betriebsdruck von 300 bar angeschafft. Diese transportieren 240 kg nutzbaren Wasserstoff.

3.2 Simulationsergebnisse

Als Rahmenbedingungen für die Simulation werden eine Elektrolyse-Leistung von 1 MW bzw. die daraus abgeleitete maximale Wasserstoff-Produktionskapazität von 210 Nm3/h sowie die H₂-Abnahmeszenarien aus Tabelle 3 definiert. Für die Dimensionierung der Verdichter und Speicher werden die folgenden zwei Randbedingung festgelegt: (1) Unter der Woche muss die Befüllung von mindestens eines leeren Trailers pro Tag möglich sein. (2) Ausgehend von vollen Speichern darf die maximale Befüllzeit eines Trailers 6 Stunden nicht überschreiten. Basierend auf diesen Randbedingungen werden die Massen- und Energiebilanzen auf Subsystemebene der Elektrolyse, Methanisierung, Niederdruckspeicher (30 bar), Mitteldruckspeicher (500 bar), Verdichter und Trailer errechnet. Für die Berechnung der druckabhängigen Massenströme zwischen den Komponenten sind Verdichterkennfelder und Druckverlustmodelle hinterlegt. Mit dem Simulationsmodell (Excel-Estimator) kann damit die Booster-Betankung (Verdichtung aus ND-Speicher) sowie eine kaskadierte Betankung durch Überströmen aus MD-Speichern abgebildet werden, siehe Abbildung 2. Da mehrere Anlagentopologien die technischen Rahmenbedingungen erfüllen, werden den Komponenten Kostenfunktionen hinterlegt, um die Anlagentopologien auch hinsichtlich Investitionskosten untereinander vergleichen zu können.



Abbildung 2: Anlagenkonzepte für die Befüllung durch a) Verdichten aus ND-Speicher (Boostern) und b) Kombination aus Überströmen aus MD-Speichern getrieben durch die Druckdifferenz und Boostern

Nach Betrachtung unterschiedlicher Anlagentopologien kommen zwei Konzepte in die Endauswahl, siehe Abbildung 2. Das Konzept B mit Überströmen und Boostern lässt sich weiter in folgende 4 Subvarianten unterteilen:

- 2.1: MD-Speicher kaskadiert ausgeführt, Boostern erfolgt aus ND-Speicher
- 2.2: MD-Speicher nicht kaskadiert ausgeführt, Boostern erfolgt aus ND-Speicher
- 2.3: MD-Speicher kaskadiert ausgeführt, Boostern erfolgt aus MD-Speicher
- 2.4: MD-Speicher nicht kaskadiert ausgeführt, Boostern erfolgt aus MD-Speicher

Bei allen Subvarianten wird die gleiche Druckanstiegsrate beim Überströmen verwendet. Die berechneten erforderlichen Speicherkapazitäten und Verdichter Fördermengen sind der Tabelle 4 zu entnehmen.

	Konzept 1: Boostern	Konzept 2: Überströmen und Boostern			
		2.1	2.2	2.3	2.4
Speicherkapazität ND-Speicher [kg]	734	92			
Anzahl MD-Kaskaden [-]	-	2	1	2	1
Speicherkapazität MD-Speicher [kg]	-	360		·	
Boostern aus ND- oder MD- Speicher?	ND	ND	ND	MD	MD
H ₂ Fördermenge des Verdichters bei Saugdruck von 24-30 bar [kg/h]	36 - 44	18 - 22			
Dauer des Boosterns [h]	6	2,25	3,25	0,75	1
Dauer des Überströmens [h]	-	2,25	2	2,25	2
Gesamtdauer der Trailerbefüllung [h]	6	4,5	5,25	3	3
Regenerationsdauer bis Speicher SOC = 100 % [h]	7	10,75	9,75	13	13
Gesamtdauer der Befüllung und Regeneration [h]	13	15,25	15	16	16
Anzahl der möglichen Trailerbefüllungen pro Woche bei max. Elektrolyseleistung	12	11	11	10	10

Tabelle 4: Berechnete Speicherkapazitäten, Fördermenge und Dauer der Trailerbefüllung für die Haupt- und Subvarianten

Das erste Konzept (Abbildung 2a) benötigt die doppelte Verdichterleistung bzw. Fördermenge und eine höhere Speicherkapazität der ND-Speicher im Vergleich zum zweiten Konzept (Abbildung 2b). Dafür sind jedoch beim zweiten Konzept zusätzlich die MD-Speicher nötig. Die MD-Speicher sind entweder kaskadiert ausgeführt, wobei beide Kaskaden jeweils 180 kg an H₂-Speicherkapazität bei 500 bar verfügen, oder als einzelne Kaskade mit 360 kg Speichermenge. Da die Fördermenge des Verdichters stark vom Saugdruck abhängig ist, muss beim ersten Konzept die Speicherkapazität des ND-Speichers groß genug sein, damit ausgehend von 30 bar Startdruck der Speicherdruck während der Trailerbefüllung 24 bar nicht unterschreitet. Ansonsten kann die maximale Befülldauer von 6 h nicht eingehalten werden. Weil beim Überströmen im Vergleich zur Verdichtung ein größerer Massenstrom möglich ist, ist die Befülldauer beim zweiten Konzept bei allen Subvarianten kürzer als beim ersten Konzept. Beim Boosterbetrieb aus MD-Speichern ist aufgrund des höheren Saugdruckes im Vergleich zum ND-Speicher ein größerer Massenstrom möglich, was in Befüllzeiten von 3 h resultiert. Die Anzahl der Kaskaden wirkt sich auf die Dauer der Überströmphase aus. Bei kaskadierter Ausführung kann mehr Masse während der Überströmphase in die Trailer befüllt werden. Beim Fall mit einer Kaskade muss daher mehr Masse verdichtet werden, was bei der Variante 2.2 mit Boostern aus ND-Speichern zu einer deutlich längeren Befülldauer führt. Beim

Boostern aus MD-Speichern ist aufgrund des hohen Saugdruckes der geförderte Massenstrom ungefähr gleich groß wie beim Überströmen, deswegen hat die Kaskadenanzahl keinen relevanten Einfluss (Unterschied < 10 min) auf die Befüllzeit bei den Varianten 2.3 und 2.4.

Die Regenerationsdauer der Speicher (Zeit bis die Speicher nach einer Trailerbefüllung wieder 100 % Füllstand erreichen) ist mit 7 h deutlich kürzer beim ersten Konzept. Der Grund dafür ist die langsamere Regeneration der MD-Speicher, da der Wasserstoff zum höheren Druck verdichtet werden muss. Für einen Zyklus bestehend aus Trailerbefüllung und Speicher-Regeneration ergibt sich eine Gesamtdauer von 13 h für das reine Boosterkonzept. Bei den Subvarianten 2.3 und 2.4, welche für das Boostern H₂ aus den MD-Speichern entnehmen, sind die Regenerationsdauern mit 13 h am längsten. Damit ergeben sich trotz der kürzesten Befülldauern die längsten Zyklusdauern mit 16 h. Bei den Varianten 2.1 und 2.2 ergeben sich Zyklusdauern von 15.25 bzw. 15 h.





Die Druckverläufe der betrachteten finalen Konzepte sind in Abbildung 3 dargestellt. Für das zweite Konzept wird die Subvariante 2.1 mit kaskadiertem MD-Speicher und Boostern aus dem ND-Speicher dargestellt. Die maximale Druckanstiegsrate beim Überströmen wird konservativ angenommen und lässt sich durch den Einsatz geeigneter Ventile und Rohrleitungen (zur Minimierung des Druckverlustes) noch steigern. Damit wären bei allen Subvarianten des zweiten Konzepts noch schnellere Befüllungen möglich. Bei einer zulässigen 15-minütigen Überschreitung der maximalen Befülldauer von 6 h könnte die benötigte Speicherkapazität beim ersten Konzept um 10 % gesenkt werden. Dies würde keine Auswirkungen auf die maximale Anzahl der möglichen Trailerbefüllungen pro Woche haben, die Investitionskosten in die ND-Speicher können jedoch gesenkt werden.



Abbildung 4: Betankungsplan für die Konzepte a) Boostern und b) Überströmen aus Kaskadierten MD-Speicher und Boostern aus ND-Speicher

Anhand der berechneten Zyklusdauern der Befüllung und Regeneration haben sich für die Szenarien wöchentliche Betankungspläne ergeben. Es wird angenommen, dass am Anfang eines Zyklus die Speicher zu 100 % regeneriert sind. Folgende zusätzliche logistische Randbedingungen wurden bei der Erstellung der Betankungspläne berücksichtigt: Maximal zwei Trailer können gleichzeitig auf der Anlage stehen und die Anlieferung/Abholung der Trailer ist nur Montag bis Samstag zwischen 06:00 und 18:00 möglich.

Bei der Produktion mit maximaler Elektrolyseleistung ergeben sich anhand der Massenbilanz maximal 13 Trailerbefüllungen innerhalb einer Woche. Aus den in Abbildung 4 dargestellten Betankungsplänen ist ersichtlich, dass aufgrund der logistischen Rahmenbedingungen und der Regenerationsdauern dieser Wert in der Realität niedriger ist. So sind beim ersten Konzept 12 Befüllungen pro Woche möglich und je nach Subvariante 11 oder 10 beim zweiten Konzept. Beim ersten Konzept ist der letzte Zyklus am Sonntag um 18:00 abgeschlossen und der nächste Zyklus beginnt erst am Montag um 6:00. Damit die Elektrolyse nicht abgeschaltet wird, könnte in diesem Zeitraum Wasserstoff für die Methanisierung produziert werden. Alternativ könnte auch die Elektrolyseleistung während der Regenerationsperioden reduziert werden. Die Zyklusdauer wird damit länger, aber das Ausschalten der Elektrolyse wird vermieden. Bei der zweiten Variante wird während der Überströmphase der Elektrolyseur nicht betrieben, da die ND-Speicher voll sind. In diesem relativ kurzen Zeitraum ist die H₂-Produktion für die Methanisierung weniger geeignet, da dies zum Start-Stopp-Betrieb und kurzen Betriebszeiten der Methanisierungseinheit führen würde. Da während der Überströmphase keine Masse aus dem ND-Speicher entnommen wird, können das Überströmen aus MD-Speichern und die Regeneration der ND-Speicher gleichzeitig erfolgen. Indem die Elektrolyseleistung so geregelt wird, dass die Regenerationsdauer des ND-Speichers der Dauer der Überstromphase entspricht, kann das Ausschalten des Elektrolyseurs vermieden werden. Zusätzlich reduziert sich damit die Zyklusdauer um 45 Minuten auf 14,5 h (Variante 2.1). Dies ist bei der Erstellung des Betankungsplanes in Abbildung 4b schon teilweise berücksichtig, da konservativ eine Zyklusdauer von 15 h angesetzt wird. Eine zusätzliche Befüllung in der Woche bei optimierter Zyklusdauer ist bei den Subvarianten 2.1 und 2.2 dennoch nicht möglich. Durch diese Optimierungen wäre jedoch Befüllung Nr. 11 bei Subvarianten 2.3 und 2.4 möglich. Obwohl beim ersten Konzept eine Trailerbefüllung mehr pro Woche möglich ist, ist schlussendlich aufgrund der deutlich niedrigeren benötigten Speicherkapazität und halber Verdichterleistung die Variante mit Kombination aus Überströmen und Boostern die kostengünstigere Option. Daher wird das zweite Konzept in Gabersdorf im Rahmen des Renewable Gasfield Projektes umgesetzt.

3.3 Umsetzung der Anlagentopologie

In Zusammenarbeit mit einem Generalplaner und den Lieferanten der Anlagenkomponenten wird das in Abbildung 5 dargestellte Anlagenkonzept umgesetzt. Um eine möglichst hohe Modularität der Anlage zu gewährleisten, wird die Errichtung in Containerbauweise verfolgt. Die Anlage besteht aus einer Photovoltaikanlage (1) mit einer Modulfläche von 4 062 m³ und einer maximalen elektrischen Leistung von 850 kW_{peak}. Die Einspeisung der elektrischen Leistung aus der PV-Anlage in das Stromnetz bzw. in die Anlage sowie die Regelung der Netzspannung erfolgt über die in (2) zu sehenden Transformatoren.



Abbildung 5: Aufstellungsplan der PtG Anlage – Renewable Gasfield

Die Wasserstofferzeugung erfolgt über 1 MW Proton-Exchange-Membrane (PEM) Elektrolyseure (3) mit einer nominellen Wasserstofferzeugungsrate von 210 Nm³/h (19 kg/h). Der Wasserstoffausgangsdruck ist 30 bar, die Sauerstoffabgabe erfolgt atmosphärisch. Die Genehmigung der Anlage erfolgt auf Basis des zukünftig geplanten Vollausbaus des Standortes, weshalb in der Abbildung zwei Elektrolyseure in Containerbauweise dargestellt sind. Im Umfang des laufenden Projektes ist die Realisierung eines Elektrolyseurs geplant. Den Elektrolyseuren nachgeschalten ist ein 30 bar Niederdruckspeicher (4) mit ca. 100 kg H₂ Fassungsvermögen. Dieser dient als Puffer zwischen Verdichter und Elektrolyseur sowie zur Versorgung der Methanisierung (8). Über den Verdichter (5) wird der Wasserstoff von 30 bar auf 500 bar verdichtet und im Mitteldruckspeicher (6) bei 500 bar gespeichert. Das Fassungsvermögen des MD-Speichers entspricht 360 kg H₂. Auch hier sind zwei Verdichter-Container vorgesehen, wobei der zweite erst nach Anschaffung des zweiten Elektrolyseurs verbaut wird. Die Befüllung der Trailer erfolgt auf der Trailerfüllstelle (7). Zu Beginn werden zwei Stellplätze, die über einen 300 bar Befüllschrank versorgt werden, realisiert. Im Vollausbau werden sowohl die Stellplätze als auch die Befüllschränke erweitert. Die Befüllung der Trailer erfolgt als Kombination aus Überströmen aus dem MD-Speicher und Boostern mittels Verdichter aus dem MD-Speicher. In (9) ist die Einspeiseanlage für das synthetische Erdgas dargestellt. Im Container (10) befindet sich die Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik (EMSR) der Anlage. Für Infoveranstaltungen wird ein kleines Besucherzentrum (11) am Standort errichtet. Das Projekt befindet sich aktuell in der Umsetzungsphase. Die Inbetriebnahme der Anlage ist für August 2022 geplant.

3.4 Validierung des Simulationsmodells

Nach der Inbetriebnahme erfolgt bis zum Projektende im Mai 2023 der Forschungsbetrieb. Im Zuge des Forschungsbetriebes wird die Anlage vermessen und das eingesetzte Simulationsmodell validiert. Damit im Betrieb alle notwendigen Messdaten erhoben werden können, werden in der Planungsphase alle relevanten Messstellen definiert. Diese Lister der relevanten "Key Performance Indicators" – KPI, ist in Tabelle 5.

KPI- Nr.	Formulierung und Einheit	Verwendung
1	Tatsächliche Komponentenverfügbarkeit, tastsächlicher Anlagenstillstand	Überprüfung der Gewährleistung
2	Tatsächliche Befüllzeit [h] der Trailer	Einhaltung der Herstellerangaben und Validierung des Simulationstools
3	Tatsächliche Anzahl befüllter Trailer/Container pro Woche	Validierung des Simulationstools
4	Tatsächlicher Restdruck [bar] und Menge H ₂ [kg] in den Trailern/Containern	Validierung des Simulationstools
5	Tatsächliche abgegebene Menge H ₂ [kg] an Trailer/Container	Validierung des Simulationstools
6	Elektrische Leistung des Elektrolyseurs [kW]	Validierung der Datenbasis
7	Elektrische Leistung des Verdichters [kW]	Validierung der Datenbasis
8	Elektrische Leistung der Anlage [kW]	Validierung des Simulationstools
9	Produzierte Menge an H ₂ [kg/h] & [kg/a]	Validierung der Datenbasis und Bestimmung der realen H ₂ Gestehungskosten
10	Elektrische Leistung des Elektrolyseurs [kW] bezogen auf die erzeugte Menge an H ₂ [Nm ³ /h]	Ermittlung der Degradation des Stacks, Planung von Wartungsarbeiten
11	Betriebsdruck [bar] und Betriebstemperatur [°C] aller Anlagenkomponenten	Validierung der Simulationstools
12	Anzahl an Start-Stopp Zyklen pro Jahr	Validierung der Betriebsstrategie
13	Anzahl und Dauer [min] an Hot Standby pro Jahr	Validierung der Betriebsstrategie
14	Reaktionszeit [min] der Elektrolyse von Hot Standby auf Volllast	Abgleich mit technischen Daten des Herstellers
15	Anzahl und Dauer [min] an Cold Standby pro Jahr	Validierung der Betriebsstrategie
16	Reaktionszeit [min] der Elektrolyse von Standby auf Volllast	Abgleich mit technischen Daten des Herstellers

Tabelle 5: Key Performance Indicators zur Vermessung der H₂ Anlage

3.5 Betriebsstrategien

Anhand der ausgewählten Anlagentopologie, der Abnahmeszenarien und der technischen Rahmenbedingungen werden im nächsten Schritt Betriebsstrategien entwickelt. Dabei wird vor allem darauf geachtet, dass die Elektrolyse möglichst nahe am Lastpunkt mit dem höchsten Wirkungsgrad betrieben wird. Die PV-Leistung soll für die H₂-Produktion möglichst vollständig genutzt werden und das häufige Ein- und Ausschalten der Elektrolyse soll vermieden werden. Folgende Betriebsweisen sind für die Gesamtanlage definiert:

Bedarfsgeführter Betrieb

- Wenn H₂-Bedarf vorliegt, wird die entsprechende Menge an H₂ produziert um den Bedarf zeitgerecht zu decken, unabhängig vom aktuellen Strompreis und Verfügbarkeit der PV-Leistung.
- Die Elektrolyse wird möglichst nah am Lastpunkt des höchsten Wirkungsgrades (ECO-Betrieb) betrieben.

• PV-geführter Betrieb

- Wenn Strom von der PV-Anlage verfügbar ist und die Speicherstände unter den maximalen state-of-charge (SOC) sind, wird die Elektrolyse mit voller PV-Leistung betrieben bis ein SOC von 100 % erreicht wird oder die PV-Anlage keine Leistung mehr liefert.
- Falls die Speicher voll sind, die PV-Leistung aber über einen längeren Zeitraum verfügbar ist, wird Wasserstoff für die Methanisierung produziert, insofern diese verfügbar ist.
- Der überschüssige PV-Strom wird in das Stromnetz eingespeist.
- Strompreisgeführter Betrieb
 - Voraussetzung: Die verfügbare PV-Leistung ist geringer als die Elektrolyse-Leistung im optimalen Wirkungsgradpunkt und Methanisierung ist möglich.
 - Solange der aktuelle Strompreis unter einem vom Anlagenbetreiber vorgegebenen Grenzwert ist, wird Strom zusätzlich am Spotmarkt gekauft und der zusätzlich produzierte Wasserstoff zur Methanisierung verwendet.

3.6 Übergeordnete Steuerung

Abhängig von den Betriebsparametern der Anlagenkomponenten ändert sich während des Betriebs die optimale Betriebsstrategie. Um diese zu bestimmen und in Echtzeit anzupassen, wird eine automatisierte Entscheidungslogik benötigt. Für die Entscheidungslogik werden wiederum Informationen zu den Betriebsparametern aus den Steuerungen der einzelnen Anlagenkomponenten benötigt. Dies wird durch eine zentrale übergeordnete Steuerung (ÜS), die vorrangig mit den Steuerungen der Submodule kommuniziert, umgesetzt. Ein vereinfachtes Schema der übergeordneten Steuerung mit den einzelnen Submodulsteuerungen ist in Abbildung 6 dargestellt. Die ÜS kommuniziert mit den Submodulsteuerungen der PV-Anlage, der Elektrolyse, der Methanisierung sowie der Trailerfüllstelle und empfängt Signale mit dem Status (An/Aus, Fehlermeldung etc.) und den Zuständen (Leistung, Temperatur, Speicherdrücke etc.). Zusätzlich kommuniziert die ÜS mit der Logistikabteilung des Anlagenbetreibers und empfängt einerseits die Abnahmeprofile und berechnet andererseits, im Falle neuer Kundenanfragen, ob noch weitere Trailerbefüllungen möglich sind. Von der Biogasanlage erhält die ÜS lediglich die Information ob CO₂ für die Methanisierung verfügbar ist. Die letzte Kommunikationsschnittstelle ist die zentrale Leitstelle, deren Hauptaufgabe in der Fehlerbehandlung gemäß der Sicherheitsmatrix besteht. Beim Auftreten einer Fehlermeldung wird diese automatisch von der ÜS an die zentrale Leitstelle gemeldet. Je nach Fehlerart und Schwere des Fehlers werden entsprechende Maßnahmen über die ÜS eingeleitet (Gesamt-Not-Aus, Ausschaltung nur der betroffenen Komponente etc.).



Abbildung 6: Schema der übergeordneten Steuerung

Anhang der Parameter wie die Betankungspläne, Speicherstände, PV-Verfügbarkeit, etc. wird mittels der Entscheidungslogik die optimale Betriebsstrategie ermittelt. Ziel dieser sind die niedrigsten H₂-Gestehungskosten unter Einhaltung der Kundenwünsche. Nach Ermittlung der Betriebsstrategie werden die Soll-Werte (z. B. Sollleistung der Elektrolyse) an die entsprechenden Submodulsteuerungen kommuniziert. Über diese werden die jeweiligen

Submodule gesteuert. Die Funktionalität der ÜS ist erweiterbar um zukünftig auch Methoden der modellprädiktiven Regelung mit Wetterprognosen anwenden zu können.

Eine Matrix mit Signalen zwischen zentraler Steuerung und den Submodulen sowie Ablaufdiagramme gemäß DIN 66001 wurden erstellt. Ein Ablaufdiagramm ist eine grafische Darstellung zur Umsetzung eines Algorithmus und beschreibt die Folge von Operationen zur Lösung einer Aufgabe. Mittels dieser wird die Logik für die Ermittlung und Steuerung der optimalen Betriebsstrategie während des Betriebs dargestellt. Für das Ausprogrammieren der Logik erfolgte die Vergabe der Programmieraufgabe an ein Softwareunternehmen. [15]

Der grobe Ablauf für die Bestimmung der Betriebsweise wird anhand des Ablaufdiagramms in Abbildung 7 erläutert. In der linken Spalte des Ablaufdiagramms sind die für die Bestimmung der Betriebsstrategie wichtigste Signale dargestellt. Anhand dieser Informationen sowie zusätzlicher vom Anlagenbetreiber definierter Randbedingungen (z.B. minimale erlaubte Elektrolyse-Leistung von 20 % der Nennlast) ergibt sich ein Lastprofil für die Wasserstoff-Produktion um die Kundenanfragen zu erfüllen. Falls die vorhandene PV-Leistung die benötigte Elektrolyse-Leistung decken kann, wird die Anlage im PV-geführten Modus betrieben. Dies ist in der ersten Abfrage im Ablaufdiagramm mit der Bedingung $P_{Bedarf} < P_{PV}$ dargestellt. Aufgrund von Wolkenfronten kann es zu einer plötzlichen Senkung der verfügbaren PV-Leistung kommen. Um kurzfristige hohe Leistungsgradienten zu vermeiden, wird über eine vom Anlagenbetreiber definierte Zeit (z.B. 30 min) mit Strom vom Spotmarkt die Leistung aufrechtgehalten. Sollte die PV-Leistung den Leistungsbedarf länger nicht decken können, wird Strom aus dem Netz bezogen und die Anlage bedarfsgeführt betrieben. Je nach Größe des Bedarfs wird weiter über die Abfragen $P_{Bedarf} > P_{min}$ und $P_{Bedarf} < P_{ECO}$ unterschieden, ob die Anlage bei minimaler Leistung (P_{min}) , bei der Leistung des höchsten Wirkungsgrades (P_{ECO} , ECO-Betrieb) oder unter Volllast betrieben werden soll. Weitere Betriebsweisen wie z.B. der preisgeführte Betrieb können einfach ergänzt werden.



Hauptprozess: Bestimmung der Betriebsweise



4 Ausblick

Vor dem Start des regulären Betriebes werden weitere Betriebsstrategien entwickelt und mithilfe des Simulationstools Hydra getestet. Die entwickelten Betriebsstrategien werden im Realbetrieb getestet und validiert. Zum jetzigen Zeitpunkt liegt der Hauptfokus auf der Umsetzung der essenzieller Basisfunktionen der ÜS für den Realbetrieb. Nach der erfolgreichen Inbetriebnahme können bis zum Ende der Projektlaufzeit weitere Betriebsstrategien mittels modellprädiktiver Ansätze entwickelt und im Betrieb getestet werden.

Danksagung

An dieser Stelle bedanken wir uns bei den Projektpartnern Energie Steiermark Technik GmbH (Konsortialführung), Energieinstitut an der JKU Linz, Energie Agentur Steiermark GmbH, Energienetze Steiermark GmbH, Montanuniversität Leoben, WIVA P&G – Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Austria Power & Gas sowie der Abteilung 15 – Energie, Wohnbau, Technik der Steiermärkische Landesregierung für die gute Zusammenarbeit bedanken.

Das Demonstrationsprojekt **Renewable Gasfield** ist Teil der "Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Austria Power & Gas" (WIVA P&G). Projekte der Vorzeigeregion werden durch Mittel des Förderprogramms "Vorzeigeregion Energie" des Klima- und Energiefonds gefördert. Mit der Förderabwicklung betraut sind sowohl die FFG wie auch die KPC.

5 Inhaltsverzeichnis

- [1] Klell M, Eichlseder H, Trattner A. Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung. 4th ed. Wiesbaden, Heidelberg: Springer Vieweg; 2018.
- [2] UNFCCC. The Paris Agreement; Available from: https://unfccc.int/process-andmeetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement.
- [3] WIVA P&G Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Power & Gas. RENEWABLE GASFIELD. [January 24, 2022]; Available from: https://www.wiva.at/v2/portfolioitem/renewable-gasfield/.
- [4] Sartory Markus. Technische, rechtliche und ökonomische Analyse eines skalierbaren Anlagenkonzepts f
 ür die dezentrale Wasserstoffversorgung [Dissertation]. Graz: Technischen Universit
 ät Graz; 2018.
- [5] Trattner A, Sartory MG, Justl M, Salman P. Modular Concept of a Cost-Effective and Efficient On-Site Hydrogen Production Solution; 2017.
- [6] Sartory Markus, Staggl Bernhard, Radner Fabian, Kopp Karl-Heinz, Trattner Alexander, Neumann Klaus. Optimierung der Anlagenkonfiguration und Betriebsstrategie einer Wasserstoffproduktionsanlage im Rahmen von Renewable Gasfield. In: Energy for future - Wege zur Klimaneutralität: 16. Symposium Energieinnovation 12.-14. Februar 2020, TU Graz, Österreich. Graz: Verlag der Technischen Universität Graz; 2020.
- [7] Radner F. Entwicklung und Optimierung von Betriebsstrategien f
 ür Wasserstoffproduktionsanlagen im Power-to-X Verbund [Masterarbeit]. Graz: Technischen Universit
 ät Graz; 2020.

- [8] Fabian Radner, Klaus Esser, Markus Sartory, Christoph Redtenbacher, Alexander Trattner. Kraftwerk der Zukunft – Konzeptionierung einer Power-to-Power Anlage zur Netzstabilisierung auf Basis techno-ökonomischer Randbedingungen. In:
- [9] Austrian Standards Institute. Betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung für Energiesysteme nach dynamischen Rechenmethoden(M 7140).
- [10] Küttner K-H. Kolbenmaschinen. 5th ed. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag; 1984.
- [11] Bourgeois T, Ammouri F, Weber M, Knapik C. Evaluating the temperature inside a tank during a filling with highly-pressurized gas. International Journal of Hydrogen Energy 2015;40(35):11748–55. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.096.
- [12] Bourgeois T, Ammouri F, Baraldi D, Moretto P. The temperature evolution in compressed gas filling processes: A review. International Journal of Hydrogen Energy 2018;43(4):2268–92. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.068.
- [13] Formelsammlung und Berechnungsprogramme Maschinen- und Anlagenbau. [February 04, 2022]; Available from: https://www.schweizer-fn.de/stroemung/kvwert/kvwert.php.
- [14] Holding Graz. mo-ve2-ze-ro; Available from: https://www.holdinggraz.at/de/mobilitaet/move2zero/.
- [15] Datenflussdiagramme. [January 24, 2022]; Available from: https://www.cabeweb.de/html/din66001.htm.