Abschlussbericht

zum Verbundprojekt Reallabor:

WESTKUESTE 100

Teilvorhaben:

Erforschung der Herstellung und großindustriellen Verwendung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in einem multivarianten Gesamtsystem

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Zuwendungsempfänger:	Hynamics Deutschland GmbH
Förderkennzeichen:	03EWR009L
Vorhabensbezeichnung:	Reallabor: WESTKUESTE100 - Supply-Chain orientierte Energiewende trifft Dekarbonisierung der Industrie; Teilvorhaben: Erforschung der Herstellung und großindustriellen Verwendung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in einem multivarianten Gesamtsystem
Laufzeit des Vorhabens:	01.08.2020 - 31.07.2025
Abbruch des Projektes	12.03.2024
Berichtzeitraum:	01.08.2020 - 12.03.2024
Autoren:	Dr. Sören Dresp, Simon Stoverink

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Zusammenfassung

In dem Verbundvorhaben WESTKÜSTE100 wollten die Verbundpartner durch den Bau und den realen Betrieb einer 30 MW-Elektrolyse, die mit erneuerbarem Strom gespeist wird, eine sektorenübergreifende Wertschöpfungskette schaffen und dadurch Erkenntnisse gewinnen, um wirtschaftliche und für alle Akteure sinnvolle Geschäfts- und Betriebskonzepte als Basis für die Skalierung auf eine z.B. 700-MW-Elektrolyse zu erörtern. Der Arbeitsplan des Vorhabens WESTKÜSTE100 sah insgesamt acht Hauptarbeitspakete (HAP) vor. Bei den HAPs 1 bis 6 handelt es sich um thematische, um die einzelnen avisierten Wertschöpfungskettenteilnehmer strukturierte HAPs.

- **HAP1 (RHG100)** wurde die Konzeption und der Testbetrieb eines 30-MW-Elektrolysesystems zur Erzeugung von Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien geplant
- **HAP 2 (PIPE 100)** erfolgt der Aufbau eines Netzes für den Transport von Wasserstoff in der Region Heide sowie eine systemische Kopplung mit dem bestehenden Erdgasversorgungsnetz der SWH
- **HAP 3 (CAVERN100)** war die Ertüchtigung und der Testbestrieb einer Kaverne (Kaverne H-106) für die Speicherung von Wasserstoff in der Musterregion vorgesehen
- **HAP 4 (OXY100)** und **HAP 5 (MeOH100)** wurden zwei Machbarkeitsstudien zur Implementierung des Oxyfuel-Verfahrens im Zementwerk Lägerdorf sowie zur Errichtung einer Methanolsyntheseanlage basierend auf CO_2 aus dem Zementwerk und Wasserstoff aus dem Elektrolyseur durchgeführt
- **HAP 6 (Gesamtsystemintegration)** sollte die Gesamtsystemintegration über simulierte Schnittstellen betrachtet werden. Auf Basis der Erkenntnisse sollte in einem revolvierenden Prozess, die Ableitung von Rückschlüssen für das z.B. 700-MW-Szenario sowie die Erarbeitung eines Skalierungskonzeptes erfolgen
- **HAP 7 (Transformation der Gesellschaft)** erfolgte die wissenschaftliche Begleitung des Projektes mit Fokus auf sozioökonomische Fragestellungen im Hinblick auf die Transformation der Region sowie zu bearbeitende regulatorische Fragestellungen für eine erfolgreiche Umsetzung einer Wasserstoffwirtschaft.
- **HAP 0** diente der Projektkoordination sowie der Unterstützung und Dokumentation des fachlichen Austauschs zwischen den Partnern sowie weiteren Stakeholdern und der Erfolgskontrolle des Projekts.

Die Hynamics war maßgeblich in den folgenden Arbeitspaketen involviert.

- **HAP 1 (RHG 100):** Konzeption eines 30-MW-Elektrolysesystems
- **HAP 6 (Gesamtsystemintegration)**: Simulation und Erstellung von Geschäftsmodellen
- **HAP 7 (Transformation der Gesellschaft)**: Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens und Handlungsempfehlungen

In den weiteren Hauptarbeitspaketen **HAP 3 (Cavern100)** und **HAP 5 (MeOH100)** war die Hynamics mit den Projektpartnern im Austausch und hat an Projekttreffen teilgenommen.

Obwohl alle Partner des HAP 1 gerne eine positive Investitionsentscheidung für den Bau eines 30 MW Elektrolyseurs getroffen hätten, war es leider nicht möglich die notwendige Investitionsentscheidung zu treffen, wodurch Hynamics im März 2024 das Projekt abgebrochen hat. Wie bereits in vielen Treffen, den Zwischenberichten und im Austausch mit dem BMWK angesprochen, lassen die Randbedingungen für das HAP 1 des Projektes WESTKÜSTE100 keine positive Investitionsentscheidung zu. Dies bedeutet in der Konsequenz, dass das HAP 1 im Reallabor WESTKÜSTE100 in der ursprünglichen geplanten Form nicht umgesetzt werden konnte.

Bis zum Schluss wurde in den einzelnen Arbeitspaketen von Projektstart im August 2020 bis zum Abbruch im März 2024 gearbeitet. Die vorgeschlagenen Meilensteine konnten soweit möglich erreicht werden. Alle Meilensteine, welche den fertiggestellten Elektrolyseur erfordern, konnten entsprechend nicht erreicht werden. Insgesamt sind bei der Hynamics Deutschland GmbH bis zum März 2024 ca. 70 % der geplanten Kosten im Rahmen der Förderung für die Forschungs- und Entwicklungsaufgaben entstanden.

Insgesamt konnte weiterhin in WESTKÜSTE100 festgestellt werden, dass industrielle Wasserstoffanlagen verbunden mit dem Betrieb und dem Verkauf von grünem Wasserstoff ein noch nicht etablierter Markt sind. Dennoch konnte die Hynamics in dem Projekt ein tiefes Verständnis für die industrielle Elektrolyse, sowie die möglichen Geschäftsmodelle entwickeln. Darauf aufbauend wird es für die Hynamics möglich sein, neue Konzepte für Projekte in Deutschland zu entwickeln. So konnten in dem Projekt Grundlagen für innovative Vertragsmodelle und den damit verbundenen Risikoverteilungen in dem Projekt entwickelt werden. In diesem Zusammenhang wurden auch entsprechend innovative und neue Vertragsvorlagen für zukünftige Projekte entwickelt. Die wichtigsten Verträge für den Betrieb einer Wasserstoffanlage wurden als der Stromliefervertrag (power purchase agreement - PPA) und der Wasserstoffliefervertrag (Hydrogen purchase agreement - HPA) identifiziert. Diese müssen auch dem neuen rechtlichen Rahmen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff bzw. renewable fuels non-biological origin (RFNBO's) erstellt werden.

Auf technischer Ebene konnten Kriterien zur Auswahl eines Elektrolyseurs bestimmt und angewendet werden. Des Weiteren konnte der Umfang für den Bau einer erstmaligen Elektrolyseanlage erstellt werden, welche in einen Industrieprozess implementiert werden sollte. Dazu konnten innovative und projektspezifische Simulationsmodelle erstellt werden, die die Machbarkeit auch in Zusammenhang mit einem Kavernenspeicher zeigen konnten. Außerdem konnten die wichtigsten Genehmigungsprozesse für den Aufbau einer Elektrolyseanlage identifiziert werden. Darüber hinaus konnte ein erstes Konzept zum Steuerungssystem erstellt werden, welche einerseits die Anlage betreibt und andererseits die wirtschaftliche Optimierung des Stromeinkaufs sowie des Wasserstoffverkaufs automatisiert regeln sollte.

Durch die gelernten Ansätze und das tiefe Verständnis der Geschäftsmodelle sowie der Technik konnten bereits neue Projekte beantragt werden und weitere Projekte sind in Planung. Darunter gehört das öffentlich bekannte Projekt „HyScale100". Diese Anschlussprojekte können durch weitere Förderungen zu einem Meilenstein der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland werden.

1 Projektergebnisse des F&E Teilprojektes der Hynamics nach Hauptarbeitspaketen (HAP) 5
1.1 HAP 1: RHG100 5
1.2 HAP 3: CAVERN100 23
1.3 HAP 4: OXY100 23
1.4 HAP 5: MeOH 23
1.5 HAP 6: Gesamtsystemintegration 24
1.6 HAP 7: Transformation der Gesellschaft 32
2 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse und Innovationen des Projektes 34
3 Erzielte Ergebnisse (Meilensteine) und Einhaltung des Arbeitsplans 35
4 Verwertbarkeit der erzielten Ergebnisse 38
4.1 Wissenschaftliche und technische Anschlussfähigkeit 38
4.2 Bereits erfolgte Veröffentlichungen der Ergebnisse 38
4.3 Angabe von gemachten oder in Anspruch genommenen Erfindungen, Schutzrechtanmeldungen, erteilten Schutzrechten sowie sonstigen gewonnenen Erkenntnissen 38
5 Begründung zum Abbruch des Projektes 39
6 Abbildungsverzeichnis 40
7 Tabbellenverzeichnis 40
8 Referenzen 41

1 Projektergebnisse des F&E Teilprojektes der Hynamics nach Hauptarbeitspaketen (HAP)

Die Hynamics war maßgeblich in den Arbeitspaketen

- **HAP 1 (RHG 100):** Konzeption eines 30-MW-Elektrolysesystems
- **HAP 6 (Gesamtsystemintegration)**: Simulation und Erstellung von Geschäftsmodellen
- **HAP 7 (Transformation der Gesellschaft)**: Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens und Handlungsempfehlungen

involviert. In den weiteren Hauptarbeitspaketen **HAP 3 (Cavern100)** und **HAP 5 (MeOH100)** war die Hynamics mit den Projektpartnern im Austausch und hat an Projekttreffen teilgenommen. In **HAP 4 (OXY100)** hat die Hynamics nicht wie ursprünglich angedacht mitgearbeitet und hat, wie in den Zwischenberichten angegeben, keine Ergebnisse generieren können.

1.1 HAP 1: RHG100

In dem Projektzeitraum bis zum Abbruch des Projektes, hat sich das HAP 1 mit dem Design eines 30 MW Elektrolyseurs inklusive Automatisierung und Abwärme- sowie Sauerstoffnutzung beschäftigt. Die wichtigsten Ergebnisse sind folgend dargestellt.

1.1.1 Arbeitspaket 1.1: Konzeptionelle Vorüberlegungen für das 30-MW-Elektrolysesystem

In diesem Arbeitspaket wurden die Vorüberlegungen für das 30 MW Elektrolysesystem unter Zuhilfenahme eines externen Unterauftragnehmers getätigt. So wurde zunächst eine Systembeschreibung intern durchgeführt und abgeschlossen. Im Zuge einer Unterbeauftragung wurde dies extern geprüft.

1.1.1.1 Elektrolysetechnologien

Um eine geeignete Auswahl für WESTKÜSTE100 zu treffen, wurden zunächst von Hynamics die verschiedenen und geeigneten Elektrolysetechnologien untersucht. Eine Grafik der erstellten Technologien ist in **Abbildung 1** dargestellt.

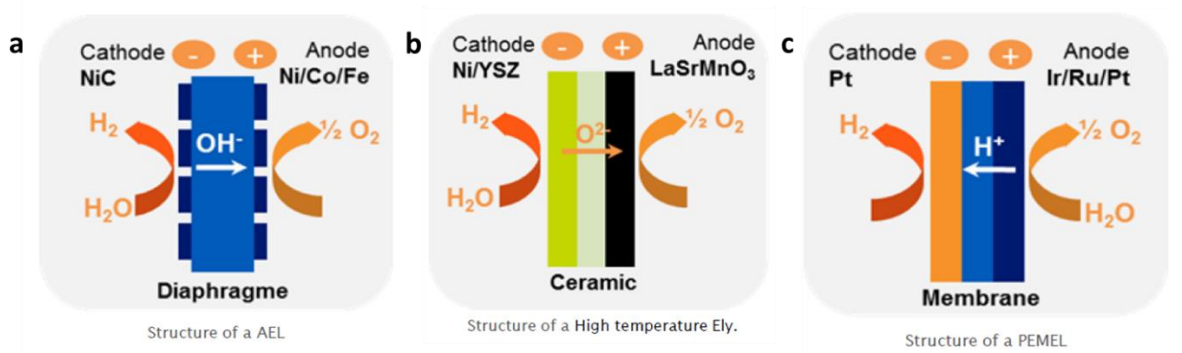

Abbildung 1: *Für WESTKÜSTE100 ausgewählte Selektion der möglichen Elektrolysetechnologien für eine 30 MW Anlage*

Wie dargestellt wurde sich entsprechend auf die alkalische Elektrolyse (AEL), die PEM-Elektrolyse (PEM) und die Hochtemperatur Elektrolyse (SOEC) beschränkt. Während die AEL seit Ende des 19ten Jahrhunderts existiert und somit die am längsten existierende der Elektrolysetechnologien ist, sind die SOEC und die PEM erst Ende des 20ten Jahrhunderts entwickelt worden, wobei die SOEC noch nicht im industriellen Maßstab getestet wurde. Auch wenn für die AEL bereits viele Betriebsstunden generiert werden konnten, beschränkte sich dies auf konstant gehaltene Lastprofile ohne viele Lastwechsel. So ist ein flexibler Betrieb auch für die AEL nach aktuellem Kenntnisstand noch nicht im industriellen Maßstab erprobt worden und weitestgehend unerforscht.

Für die PEM-Technologie existieren bereits viele Hersteller am Markt. Durch die typisch doppelt bis dreimal so hohen Stromdichten im Vergleich zu der AEL, zeigen die PEM Elektrolyseure einen signifikant geringeren Platzbedarf auf. Ebenso gilt die PEM-Elektrolyse als deutlich flexibler als die AEL. Die Reaktionszeiten als auch das mögliche Betriebsfenster ist dadurch deutlich größer als in der AEL.

Für die jüngst hinzugekommene SOEC gibt es wenige Hersteller, die einen industriellen 30 MW Elektrolyseur anbieten. Darüber hinaus ist die Lebenserwartung im Vergleich zu den anderen Elektrolysetechnologien mit ca. 23.000 h Betriebsstunden bis zu einem Faktor von vier niedriger als die von Herstellern angegebenen 80.000 h von AEL und PEM-Elektrolyseuren. Daher wurde mit den Partnern entschieden, sich auf die PEM und die AEL für das Projekt WESTKÜSTE100 zu fokussieren und diese im AP 1.2 weiter zu spezifizieren.

1.1.1.2 Szenarien und Blockflussdiagramm

Zusammen mit den Projektpartnern der Raffinerie Heide (RHG) und Orsted (ORS) wurde ein Blockflussdiagramm, eine grobe Schnittstellenbeschreibung sowie ein technischer Bericht erstellt. Das Blockflussdiagramm ist in Abbildung 2 dargestellt.

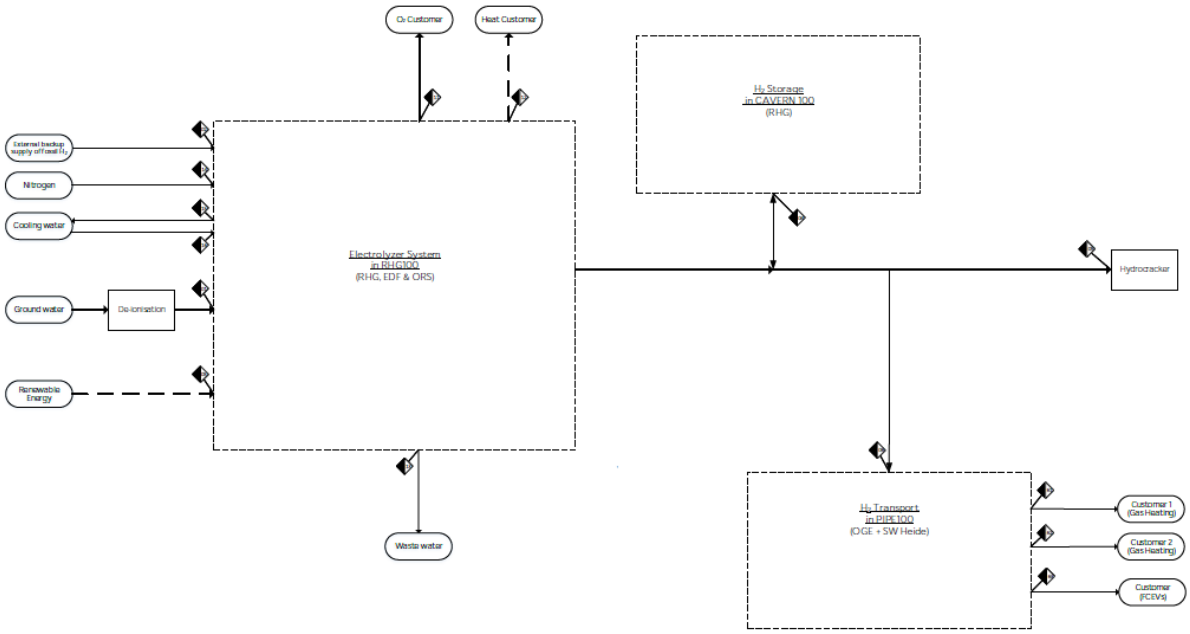

Abbildung 2: *Blockfließbild des Elektrolysesystems*

Der erstellte technische Bericht beinhaltet ebenfalls die Evaluation von acht Szenarien (siehe Abbildung 3). Diese Szenarien wurden analysiert und auf die Realisierbarkeit evaluiert. Auf dieser Basis wurden zusammen mit den Partnern und mit Hilfe einer erstellten Evaluationsmatrix Szenarien ausgewählt, welche im AP 1.2 näher betrachtet und extern simuliert wurden. Die selektierten Szenarien beliefen sich auf die folgenden Szenarien:

- **Szenario 1:** Kontinuierlich betriebener Elektrolyseur ohne Wasserstoffspeicher und ohne externen Wasserstoffanschluss
- **Szenario 3:** Dynamisch, diskontinuierlich betriebener Elektrolyseur ohne Wasserstoffspeicher und ohne externen Wasserstoffanschluss
- **Szenario 7:** Dynamisch, diskontinuierlich betriebener Elektrolyseur mit Wasserstoffspeicher und ohne externen Wasserstoffanschluss
- **Szenario 8:** Dynamisch, diskontinuierlich betriebener Elektrolyseur mit Wasserstoffspeicher und zusätzlich externen Wasserstoffanschluss

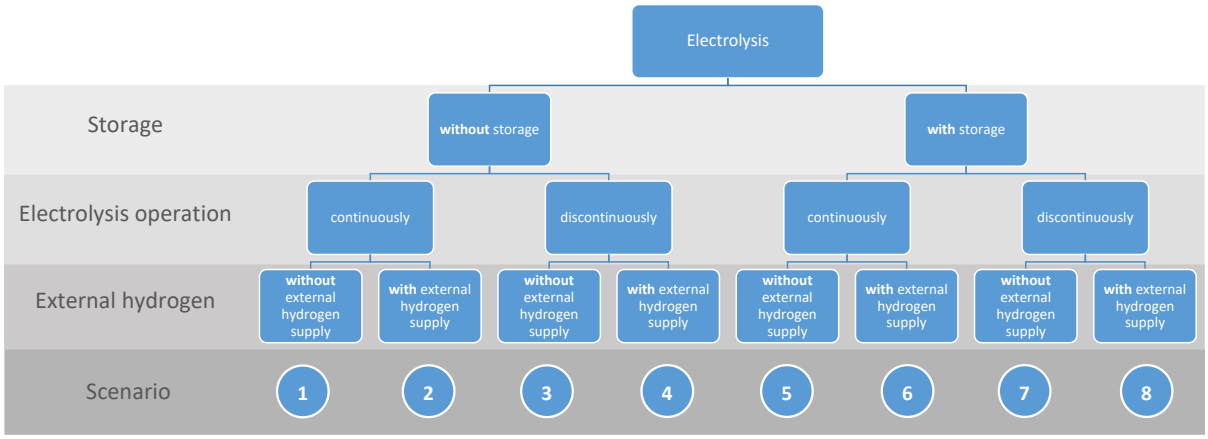

Abbildung 3: *Ausgearbeitete Szenarien für eine mögliche Elektrolyseanlage in Abhängigkeit von einem Wasserstoffspeicher und der Betriebsweise*

Da die Mehrzahl der Projektziele einen sehr dynamischen Betrieb der Elektrolyse erfordern, wurden die Szenarien 3, 7 und 8 favorisiert. Diese Szenarien bieten bereits ein gutes Verhältnis möglicher technischer Optionen. Die Szenarien 7 und 8 sind die Maximum-Fit-Szenarien, die dynamisch und mit einem Speicher betrieben werden. Mit Szenario 3 wird ein System ohne Speicher evaluiert, dass im Vergleich zu den Szenarien 7 und 8 einen wirtschaftlichen Einblick in die Vorteile eines Speichers gibt. Das Szenario 1 wird in das Scouting einbezogen, um die Möglichkeit einer kontinuierlich betriebenen Elektrolyse ohne Speicher zu bewerten, die voraussichtlich die minimale Anpassung darstellt. Dadurch wird sichergestellt, dass Elektrolyseursysteme mit niedrigem Turn-Down-Verhältnis und Flexibilität evaluiert werden können.

1.1.1.3 Netzanschluss & HV-System

Der Netzanschluss des 30 MW Elektrolyseurs, der am Raffineriestandort platziert wird, kann über eine ca. 4 km lange Kabelverbindung zwischen der UW Heide/West und der Raffinerie hergestellt werden.

Der Netzanschlusspunkt würde sich in der abgehenden 110-kV-AIS-Bucht befinden. Für die Herstellung des Netzanschlusses müssten zwei 110-kV-Schaltfelder an der UW Heide/West installiert werden, um ein vollständig redundantes Netzanschlusssystem zu schaffen. Diese Buchten müssten vom Projekt geliefert werden, der Betrieb würde jedoch von der SH-Netz AG durchgeführt werden. Die gewählte Anschlusskapazität für den weiteren Ansatz für die Erkundung einschließlich Blindleistung und Reservekapazität (gemeinsame Last der elektrischen Komponenten wie Hoch- und Mittelspannungstransformatoren sollte bei ca. 80 % liegen).

1.1.2 Arbeitspaket 1.2.: Anforderungsanalyse, Technologie-Scouting 30-MW-Elektrolysesystem und Erarbeitung Roadmap

In diesem Arbeitspaket wurden die Anforderungen an das System analysiert. Dabei wurden nicht nur die technischen Anforderungen in Bezug auf die Raffinerie, sondern auch die Anforderungen durch die Regulatorik zur Herstellung von ausschließlich grünem Wasserstoff analysiert. Diese mündeten in verschiedene Deliverables

- Scouting report
- Genehmigungsstrategie
- Detaillierter Zeitplan
- HAZID Studie
- HAZOP Studie (in Verbindung mit dem Engineering Partner aus AP 1.3)

Durch die vielen Änderungen der Regulatorik (z.B. RED II), Verzögerungen bei der Herstellerauswahl und neuen Erkenntnissen zum Betrieb auf Basis der Regulatorik war dieses Arbeitspaket mit deutlichen Verlängerungen verbunden. Im Folgenden wird das Endergebnis dargestellt.

Der Bau der Elektrolyseanlage wurde für das Joint Venture und das AP 1.3 in AP 1.2 entsprechend in mehrere Lose aufgeteilt. Die Lose sind folgend aufgelistet und in **Abbildung 4** dargestellt:

Los 1 (Elektrolyse):
Planung, Aufbau und Konstruktion eines 30 MW Elektrolyseurs

Los 2 (Netzanschluss):
Planung, Aufbau und Konstruktion eines Netzanschlusses für den 30 MW Elektrolyseur

Los 3 (Baumaßnahmen):
Planung, Aufbau und Konstruktion der Fundamente, Straßen und Rohrleitungen auf dem Gelände der Raffinerie

Los 4 (SCADA):
Planung, Aufbau und Integration der Automatisierung in Verbindung mit dem Betrieb der Kaverne (HAP 3), der H_2-Rohrleitung (HAP 2) sowie der Raffinerieprozesse

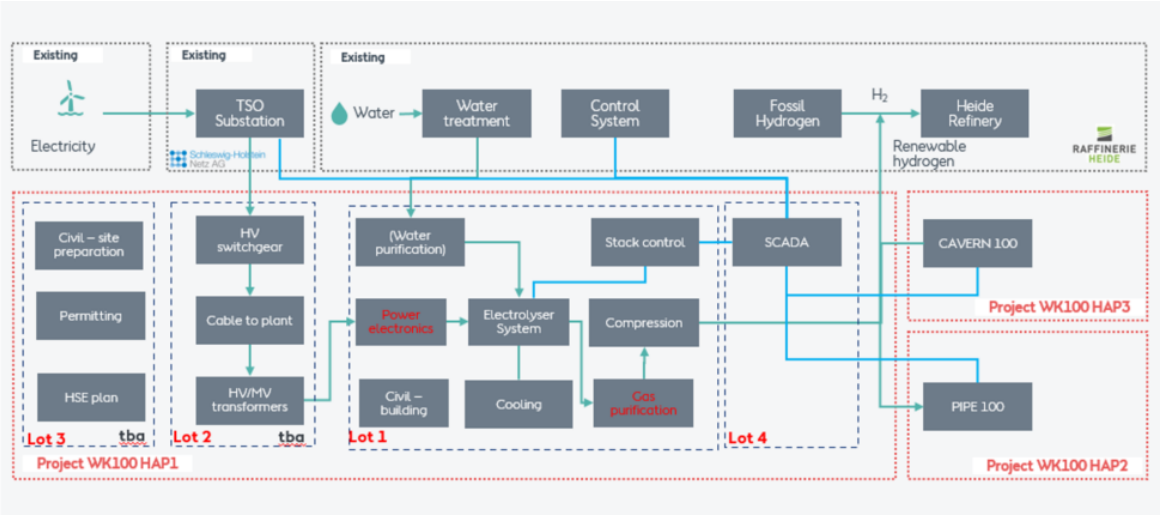

Abbildung 4: *Zusammenstellung der Lose und der Schnittstellen zwischen den HAPs*

Zusätzlich zu den Losen in HAP 1 müssen diese mit den anderen HAPs verbunden werden. Das sind in diesem Fall HAP 3 die Kaverne und HAP 2 die Wasserstoffpipeline. Die jeweiligen Schnittstellen wurden entsprechend beschrieben. Dabei sind wichtige Kennzahlen, z.B. die Wasserstoffreinheit und Druck, wichtige Parameter, die vor der Übergabe an den Schnittstellen geklärt sein müssen. Die verschiedenen Ansprüche an die H_2-Reinheit in den einzelnen HAPs ist unter AP 1.6 näher erläutert.

1.1.2.1 Genehmigungsstrategie (HAP 1)

Die Genehmigung einer Elektrolyseanlage im Rahmen von HAP 1 umfasst zwei Genehmigungen. Das ist einerseits die Baugenehmigung für die Kabeltrasse (Los 2) und andererseits die Betriebsgenehmigung für die Elektrolyseanlage (Los 1). Durch den Bau auf dem Grund der Raffinerie ist eine extra Baugenehmigung für den Elektrolyseur nicht notwendig. Das übliche Vorgehen ist wie folgt beschrieben:

<u>Elektrolyseanlage:</u>

Die Elektrolyseanlage inklusive eines Kompressors, der Gasaufbereitung (Reinigung/Trocknung) und der Anschluss der Hochdruckleitung innerhalb des RHG-Standortes muss dem *Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (*UVPG) entsprechen und im Einzelfall muss entsprechend eine allgemeine Voruntersuchung (Screening) durchgeführt werden. Die typische Dauer der Prüfung durch das Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (LLUR) dauert nach Abschätzung ca. 7 Monate.

Aufgrund des BImSchG für Neuanlagen ist für die Betriebsgenehmigung der Elektrolyseanlage eine Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich. Diese musste im Zeitplan berücksichtigt werden. Der letzte Zeitplan bzw. die Roadmap ist im nächsten Abschnitt und in Abbildung 5 dargestellt.

<u>Baugenehmigung für 110-kV-Kabeltrasse von der RHG zum Umspannwerk der SH-Netz</u>

Die Genehmigung des Netzanschlusses sollte über die Einzelbehördliche Erlaubnis des Kreises Dithmarschen erfolgen. Dazu sollten Konstruktionsdetails aus dem zu erfolgenden Basic Engineering sowie die

Umweltauswirkungen zur Flora und Fauna eingereicht werden. Die geschätzte Genehmigungsdauer sollte ca. 3 Monate dauern und sollte die Prüfung des Baus, des Umweltschutzes sowie des Denkmalschutzes beachten. Der Zeitplan würde sich allerdings deutlich verlängern, falls Kriegsmaterial und historische Artefakte gefunden werden sollten und somit die Erhaltung historischen Erbes notwendig werden sollte. Dennoch wurde das Risiko als gering eingeschätzt, da die damit verbundenen Verzögerungen nicht auf dem kritischen Pfad des Zeitplans liegen und mit einem ausreichenden Puffer geplant wurden.

Für die Durchführung der Genehmigung wurden folgende notwendige Gutachten identifiziert, welche von externen Unterauftragnehmern durchgeführt werden sollten:

- §29b BImSchG-Gutachten: Sicherheitsbewertung von Genehmigungsdokumenten zur Prozesssicherheit nach der Störfall Verordnung (StörfallVO – 12. BImSchV) § 13 der 9. BImSchV
- Anlagenbezogener Sicherheitsbericht nach §9 StörfallVO
- Explosionsschutzdokumente und Gutachten
- Alarm- und Gefahrenabwehrkonzept / -plan inkl. Brandschutz-Anforderungsplan
- HAZOP
- Fremdgutachten nach "TA Lärm"
- „Ausgangszustandsbericht“ zum Bodenschutz des Baufeldes

Für die Genehmigung muss das behördliche ELIA System genutzt werden, um die Dokumente dort digital und online einzureichen.

1.1.2.2 Detaillierter Zeitplan

Ein Zeitplan bzw. eine detaillierte Roadmap wurde erstellt und während des Projektes kontinuierlich angepasst. Die Koordination der Fertigstellung der einzelnen Lose und den Absprachen mit den externen Lieferanten in Verbindung mit den anderen HAPs sowie mit den immer neuen Terminen zur Regulatorik und den damit verbundenen FID-Verschiebungen war herausfordernd.

Durch das Ausbleiben der Delegierten Rechtsakte der Erneuerbaren Energien Direktive 2018/2001 (RED II) im Dezember 2021 und somit das Ausbleiben eines sicheren Rechtsrahmens für die Wasserstoffwirtschaft war es nicht möglich eine zeitgerechte finale Investitionsentscheidung (FID) zu treffen. Dies führte wiederum zu weiteren Verspätungen im Projekt. So konnten viele Spezifikationen noch nicht erstellt werden, da die Anforderungen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff nicht geklärt waren. Hynamics hat mit den Partnern die Entwicklung dennoch fortgeführt und verschiedene Szenarien spezifiziert und darauf aufbauend Geschäftsmodelle entwickelt. Dennoch bestand Konsens eine notwendige Rechtssicherheit vorliegen zu haben, um eine FID tätigen zu können.

Nachdem die Delegierten Rechtsakte mit über einem Jahr Verspätung im Februar 2023 in Kraft getreten sind, lag der nächste regulatorische Fokus auf der nationalen Umsetzung, welche eine Novellierung der 37.Bundesimmissionsschutzverordnung (37.BImSchV) notwendig machte. Nachdem der Rechtsrahmen Ende 2023 für die 37.BImSchV klarer wurde und, wie in Abschnitt 1.5.8. AP 6.8: Balancierte Betriebs- und Geschäftsmodelle beschrieben ist, die THG Quote signifikant über das Jahr 2023 hinweg fiel und zusätzlich die Investitionspreise signifikant anstiegen, konnte schlussendlich keine positive FID getroffen werden.

Ein Ausschnitt der Roadmap des letzten Standes vom Juni 2023 ist in **Abbildung 5** dargestellt.

Activity Name	Start	Finish
Milestones	01-Jul-24	25-Sep-26
Final Investment Decision (FID)		01-Jul-24
Start of Civil works (early works / UXO)	20-Aug-24	
Purchase Order - Electrolyser	09-Sep-24	
3D-Modell 30%	18-Dec-24	
HAZOP completed		20-Jan-25
Start of Construction (SoC)	24-Mar-25	
Permit granted §8 (initial) (LLUR)	24-Mar-25	
Permit granted §8 (remaining) (LLUR)	24-Mar-25	
3D-Modell 60%	26-Mar-25	
3D-Modell 90%	24-Jun-25	
Permit for operation §4 granted (LLUR)	30-Jan-26	
Mechanical Completion (MC) - Lot 2		02-Feb-26
Mid-Voltage connection (Trafo / Power supply available for Lot 1 & HAP 3)	02-Apr-26	
Mechanical Completion (MC) - Lot 4		01-May-26
Mechanical Completion (MC) - Lot 1		11-Jun-26
Commercial Operation Date (COD)		25-Sep-26
Basic Engineering	13-Mar-23 A	27-Nov-24
Basic Engineering	13-Mar-23 A	27-Nov-24
Detail Engineering	01-Jul-24	25-Sep-25
Detail Engineering	01-Jul-24	25-Sep-25
Procurement	20-Feb-23 A	06-Feb-26
Delivery time - Power Transformer (22 month)	20-Feb-23 A	01-Oct-25
Ordering & Delivery - Electrolyser+PSU	28-Aug-24	06-Feb-26
Construction	20-Aug-24	12-Jun-26
Early construction/civil works	20-Aug-24	03-Feb-25
Civil works - Lot 3	29-Jan-25	10-Oct-25
Construction Lot 2 - Electrical	24-Mar-25	19-Feb-26
Construction Lot 4 - SCADA	06-Feb-26	01-May-26
Construction Lot 1 - Electrolyser	11-Feb-25	12-Jun-26
Commissioning	19-Feb-26	25-Sep-26
Commissioning	19-Feb-26	25-Sep-26

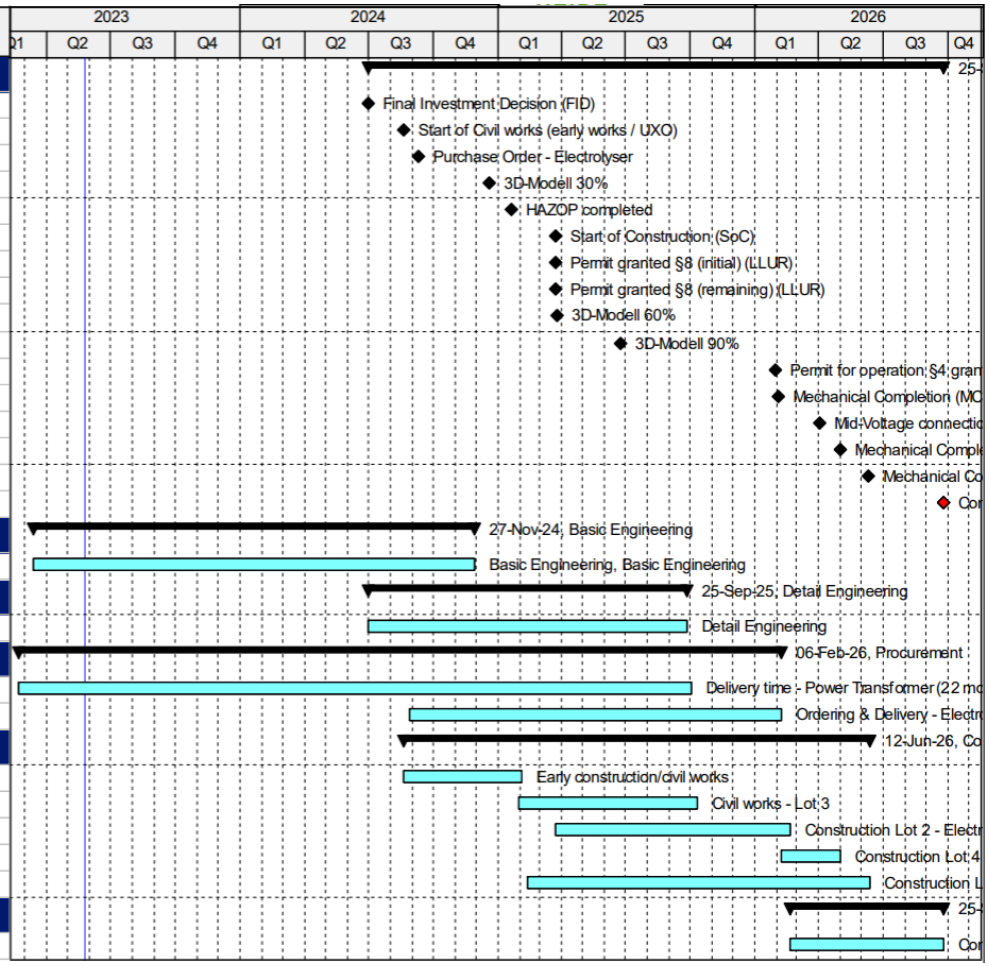

Abbildung 5: *Ausschnitt des letzten detaillierten Zeitplans für die Konstruktion des 30 MW Elektrolyseurs mit Stand vom Juni 2023. Die FID würde im Juli 2024 getroffen und das kommerzielle Betriebsdatum (COD) wäre der September 2026*

1.1.2.3 HAZID (Hazard Identification)

Vor dem Start des Basic Engineerings wurde eine HAZID Studie durchgeführt und ein HAZID Bericht erstellt. Diese Studie nutzte folgende in dem Projekt erstellten Dokumente zur Analyse von möglichen Gefährdungen:

- Grundriss/Grundstücksplan
- Informationen über das Gebiet, in dem die Anlage platziert werden soll
- Prozessbeschreibung und Prozessflussdiagramme (PFDs)
- 110-kV-Kabeltrasse und Einzelleitungsdiagramm
- CCS-Architektur und CCS-Spezifikation

Als Ergebnis kamen folgende Punkte heraus:

Los1 - Elektrolyse

Insgesamt wurden 10 Einzelposten mit einem hohen Risiko bewertet, alle wurden mit Maßnahmen versehen; 28 mit einem mittleren Risiko, ebenfalls alle mit Maßnahmen; und 11 mit einem niedrigen Risiko von denen 7 mit Maßnahmen versehen wurden.

Zu einigen Maßnahmen wurden einige klarstellende Kommentare hinzugefügt. Für eine vollständige Bewertung des Risikoprofils des Elektrolyseurs, soll im Basic Engineering ein HAZOP erstellt werden, da weitere Details in Bezug auf das Design erforderlich sind, um die Gefährdung abschließend beurteilen zu können.

Los 2 - Netzanschluss

Insgesamt wurden 5 Positionen mit einem hohen Risiko bewertet, alle wurden mit Maßnahmen versehen; 26 Positionen wurden mit einem mittleren Risiko und mit Maßnahmen versehen; und 22 weisen ein niedriges Risiko auf wovon 18 mit Maßnahmen versehen wurden.

Es ist zu beachten, dass das Risikoprofil dieses Anlagenteils durch die gesetzlichen Anforderungen in Deutschland streng geregelt ist.

Los 3 – Baumaßnahmen

Insgesamt wurden 6 Positionen mit einem hohen Risiko bewertet, alle mit Maßnahmen; 41 mit einem mittleren Risiko, alle mit Maßnahmen; und 26 mit einem niedrigen Risiko, 9 mit Maßnahmen. Wo möglich, wurden bei den Maßnahmen verantwortliche Personen/Parteien benannt.

Es fand eine Diskussion statt, um den Umfang sowie die Schnittstellen des "Bauarbeiten"-Arbeitspakets zu klären. Die mit den Losen 1, 2 und 4 verbundenen Bau- und Installationsarbeiten werden Teil des jeweiligen Pakets sein, wobei sich dieses Paket "Bauarbeiten" auf die Vorbereitung der Baufelder, d.h. Tiefbauarbeiten, für die Baumaßnahmen der anderen Lose konzentriert.

Da das Gelände über einen separaten Zugang verfügt, ist das Risiko einer Beeinträchtigung des Betriebs der Raffinerie gering, wurde aber dennoch als ein wichtiger Aspekt des Projekts betrachtet. Es ist anzumerken, dass das GU von den zuständigen Personen darauf hingewiesen wurde, dass die Bauarbeiten unter die lokale Deutschen-Gesetzgebung zur Umsetzung der EU-Richtlinie 92/57 über ortsveränderliche oder zeitlich begrenzte Arbeitsstätten fallen werden.

Los 4 – Automatisierung / SCADA

Insgesamt wurden 10 Positionen mit einem hohen Risiko bewertet, alle mit Maßnahmen; 40 mit einem mittleren Risiko, 36 mit Maßnahmen; und 28 mit einem geringen Risiko, 4 mit Maßnahmen. Wo möglich, wurden bei den Maßnahmen verantwortliche Personen/Parteien benannt.

Die Gestaltung des Überwachungs- und Steuerungssystems spielt eine wichtige Rolle für das Gesamtrisikoprofil der Anlage, und zu diesem Zweck wird dem System in der HAZOP-Phase große Aufmerksamkeit geschenkt.

1.1.2.4 HAZOP Studie

Nach endgültiger Festlegung des Elektrolyseurlieferanten konnte innerhalb des Basic Engineerings des Joint Ventures ein HAZOP durchgeführt werden. Die HAZOP-Studie wurde unter der Anleitung von erfahrenen Prozesssicherheitsexperten durchgeführt. Für die Betrachtung der Schnittstelle zum Elektrolyseur wurden zusätzlich Prozesssicherheitsexperten des Elektrolyseurlieferanten hinzugezogen.

Das Ziel der HAZOP-Studie war die systematische Überprüfung der Gesamtanlage auf mögliche Betriebsabweichungen – bzw. Störungen, die Identifikation von vorhanden Safeguards und die Risikobeurteilung. Auf dieser Basis wurden Empfehlungen ausgesprochen, dokumentiert und Verantwortliche definiert. Die Ergebnisse der HAZOP-Studie wurde mit der Software PHA Pro 8 dokumentiert. Die Dokumentation wurde als Hauptteil der anschließend dokumentierten Studie wiedergegeben. Darüber hinaus enthält die Dokumentation der HAZOP alle P&IDs.

Die Gesamtanlage wurde in sechs „Nodes“ (Knoten) eingeteilt, welche folgend mit den identifizierten Abweichungen zum Betrieb dargestellt sind:

Node 1: Demineralisiertes Wasser

Es wurden 16 Betriebsabweichungen mit insgesamt 36 möglichen Ursachen, die vorhandenen Safeguards und die jeweils resultierenden Konsequenzen identifiziert. Eine Risikobeurteilung und die Ableitung notwendiger Maßnahmen bzw. Empfehlungen wurde ebenfalls durchgeführt.

Node 2: Schnittstelle zum Elektrolyseur und feuchtem Wasserstoff

Es wurden 16 Betriebsabweichungen mit insgesamt 64 möglichen Ursachen, die vorhandenen Safeguards und die jeweils resultierenden Konsequenzen identifiziert. Eine Risikobeurteilung und die Ableitung notwendiger Maßnahmen bzw. Empfehlungen wurde ebenfalls durchgeführt.

Node 3: Trockener Wasserstoff

Es wurden 16 Betriebsabweichungen mit insgesamt 50 möglichen Ursachen, die vorhandenen Safeguards und die jeweils resultierenden Konsequenzen identifiziert. Eine Risikobeurteilung und die Ableitung notwendiger Maßnahmen bzw. Empfehlungen wurde ebenfalls durchgeführt.

Node 4: Das Kühlsystem

Es wurden 16 Betriebsabweichungen mit insgesamt 36 möglichen Ursachen, die vorhandenen Safeguards und die jeweils resultierenden Konsequenzen identifiziert. Eine Risikobeurteilung und die Ableitung notwendiger Maßnahmen bzw. Empfehlungen wurde ebenfalls durchgeführt.

Node 5: Entlüftungssystem

Es wurden 16 Betriebsabweichungen mit insgesamt 16 möglichen Ursachen, die vorhandenen Safeguards und die jeweils resultierenden Konsequenzen identifiziert. Eine Risikobeurteilung und die Ableitung notwendiger Maßnahmen bzw. Empfehlungen wurde ebenfalls durchgeführt..

Node 6: Betriebsmittel

Es wurden 16 Betriebsabweichungen mit insgesamt 50 möglichen Ursachen, die vorhandenen Safeguards und die jeweils resultierenden Konsequenzen identifiziert. Eine Risikobeurteilung und die Ableitung notwendiger Maßnahmen bzw. Empfehlungen wurde ebenfalls durchgeführt..

Insgesamt wurden 73 Empfehlungen für den sicheren Betrieb der Anlage gegeben, dokumentiert und einem Verantwortlichen zugeteilt. Außerdem wurde für die Umsetzung der Empfehlungen ein Termin festgeschrieben.

1.1.3 Arbeitspaket 1.4 Konzeptionelle Überlegungen zum Steuerungssystem Elektrolysesystem

In Zusammenarbeit mit den Projektpartnern hat die Hynamics mögliche Konzepte entwickelt, die auch im JV eingesetzt werden können. So wurden Betriebsmodelle entwickelt, die mit einer notwendigen Automatisierung einhergehen. Dabei wird die Nutzung der Kaverne nach einem Sicherheitsprotokoll automatisch befüllt oder ausgespeist. Allerdings gilt es auch rechtliche Fragen für diese technische Umsetzung zu klären. Ein Steuerungskonzept muss entsprechend auch die Definition der Verantwortlichkeiten als auch die Einhaltung der Cyber-Security Anforderungen erfüllen. Entsprechende Anforderungen und Schnittstellen wurden in das Gesamtkonzept der Steuerung (OT-Netzwerk) sowie in das Backbone-Netzwerk (IT-Netzwerk) eingearbeitet.

Ein Entwurf des CCS ist in **Abbildung 6** gezeigt.

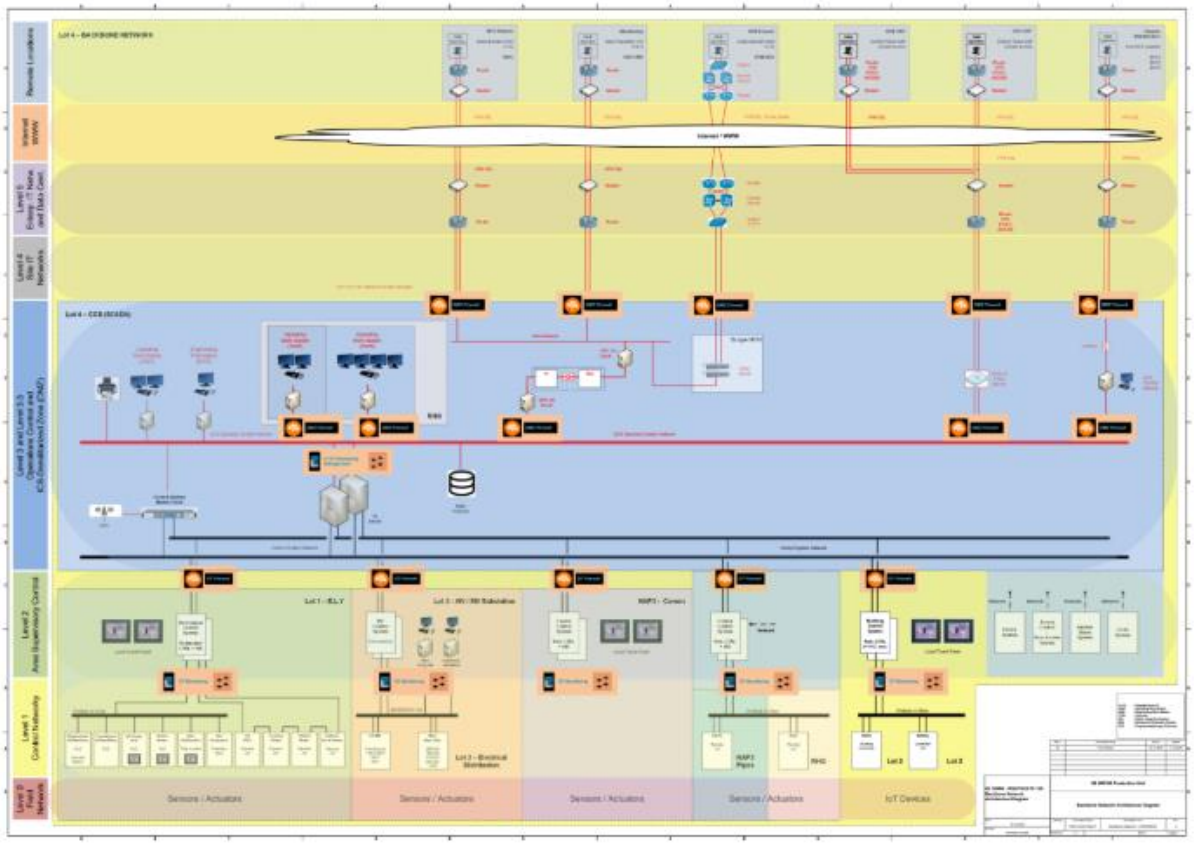

Abbildung 6: *Entwurf des Konzepts zum Steuerungssystem (CCS)*

Das SCADA und Steuerungssystem (CCS) wurde entsprechend der Anforderungen der Cyber Security (IEC 62443) definiert. Des Weiteren wurden Informationen aus dem Energie-Markt über Workshops mit etablierten Lieferanten generiert. Diese Informationen waren bei der Entwicklung der Konzepte von essenzieller Bedeutung und konnten weiter für das Joint Venture und die Betriebsprozessentwicklung des Joint Ventures verwendet werden. Die Spezifikationen für die Erarbeitungen von möglichen Testszenarien wurden finalisiert, um mit den Partnern die konzeptionelle Klärung der Optimierungsabläufe für den späteren Betrieb der Anlage zu diskutieren. Neue Anforderungen durch die EU-Richtlinie NIS-2 zur Cyber-Security wurden in das Konzept des Backbone-Netzwerks eingearbeitet.

Während der Betreiber (Operator) die Verantwortlichkeit für die Anlage hat, sollen die so genannten Optimierer die Möglichkeit erhalten, die Anlage online kommerziell mit Hilfe von zur Anlage gesendeten Fahrplänen optimieren zu können. Des Weiteren wurden Anforderung an ein Energy Management System (EMS), als auch die technischen Spezifikationen für das Prozessleitsystem (PLS) definiert. Weiter wurde das Design des Energy Management System (EMS) bezüglich REDII-Konformität entwickelt, sowie erste Details und Konzepte zur Simulation und Modellierung eruiert. Im Folgenden ist eine Übersicht aller logischen Instanzen und deren Zusammenhänge zu sehen.

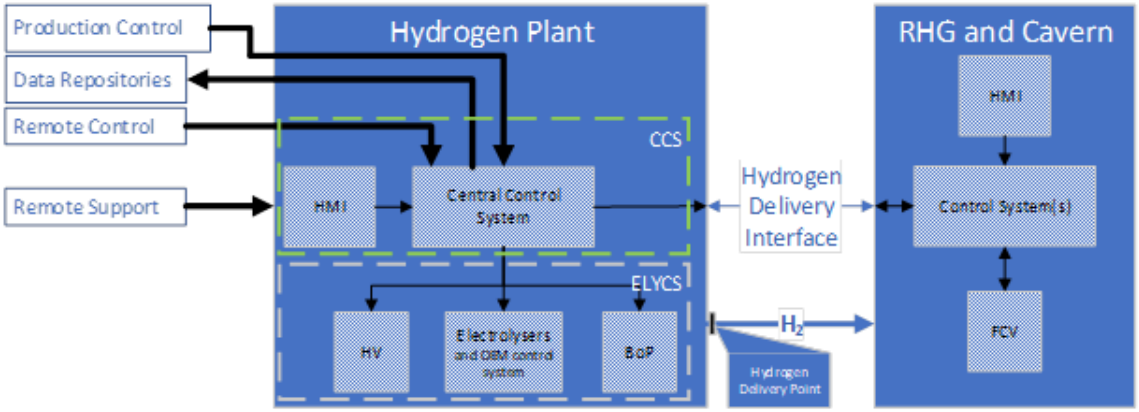

Abbildung 7: *Entwurf des Konzepts zum optimierten Betrieb*

Das SCADA System (CCS) wurde von Hynamics im Detail auf Kompatibilität für den späteren optimierten operativen Betrieb evaluiert. Diesbezügliche Ergebnisse bzw. Abweichungen wurden kontinuierlich in die Spezifikation des CCS bzw. in den Klärungsgesprächen mit den CCS Lieferanten geklärt, als auch mit dem Energie-Management-System (EMS) verifiziert. Die Spezifikation und erste Asset-Modellierungen wurden auf Basis der bis dato vorhanden Informationen von der Anlage ausgeführt.

In der oben gezeigten Abbildung 7 werden einige Funktionen außerhalb der Elektrolyseanlage mit externer Logik dargestellt (weiße Kästchen oben links). Diese stellen die Aufgaben und Funktionen des ORP (Optimization Responsible Party) dar. Der ORP repräsentiert entsprechend die Intelligenz eines "Optimierers". Diese optimiert den Betrieb des Elektrolyseurs in Anhängigkeit von der verfügbaren Energie, dem Marktzugang zur Energie inkl. der BRP (Balance Responsible Party) zum Netzbetreiber sowie die Verfügbarkeit bzw. das verfügbare Volumen des Kavernen-Speichers. Der Kavernenspeicher ist zwar nicht direkt im Steuerungskreis integriert, es können dennoch Daten über eine Schnittstelle (HDI) zum zentralen Steuerungssystem und somit zum externen ORP ausgetauscht und empfangen werden. Somit können optimierte Fahrpläne für den Elektrolyseur, die Kaverne, sowie für das Steuerventil (FCV) für den Wasserstoff-Volumen-Fluss zum Abnehmer mit einem EMS simuliert und berechnet werden, welche folglich an das zentrale Steuerungssystem (CCS) vor Ort gesendet und als Sollwerte verteilt werden und somit den Elektrolyseur entsprechend betrieben werden können.

In der folgenden Abbildung 8 ist dazu ein Daten-Austausch-Model dargestellt.

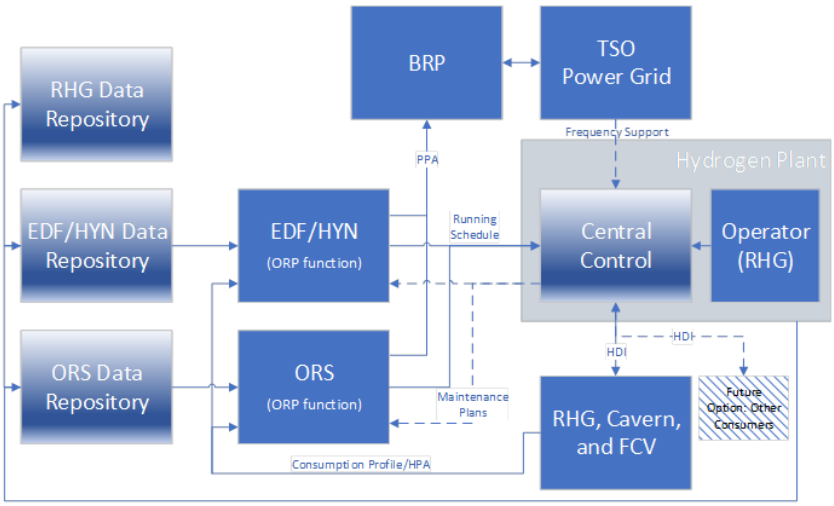

Abbildung 8: *Entwurf Data-Exchange-Model*

1.1.4 AP 1.5: Lösungskonzepte (Scouting) Abwärmenutzung, O_2-Nutzung

Hynamics hat Lösungskonzepte für die Abwärmenutzung und die O_2-Nutzung entwickelt und hat dabei die alkalische als auch die PEM Elektrolyse betrachtet.

1.1.4.1 Abwärmenutzungspotential

Die Betriebstemperatur von PEM Elektrolyseuren liegt zwischen 60 und 80 °C, wobei die Literatur aufzeigt, dass bei einer Temperatur von 80 °C ein PEM Elektrolyseur am effizientesten arbeitet.

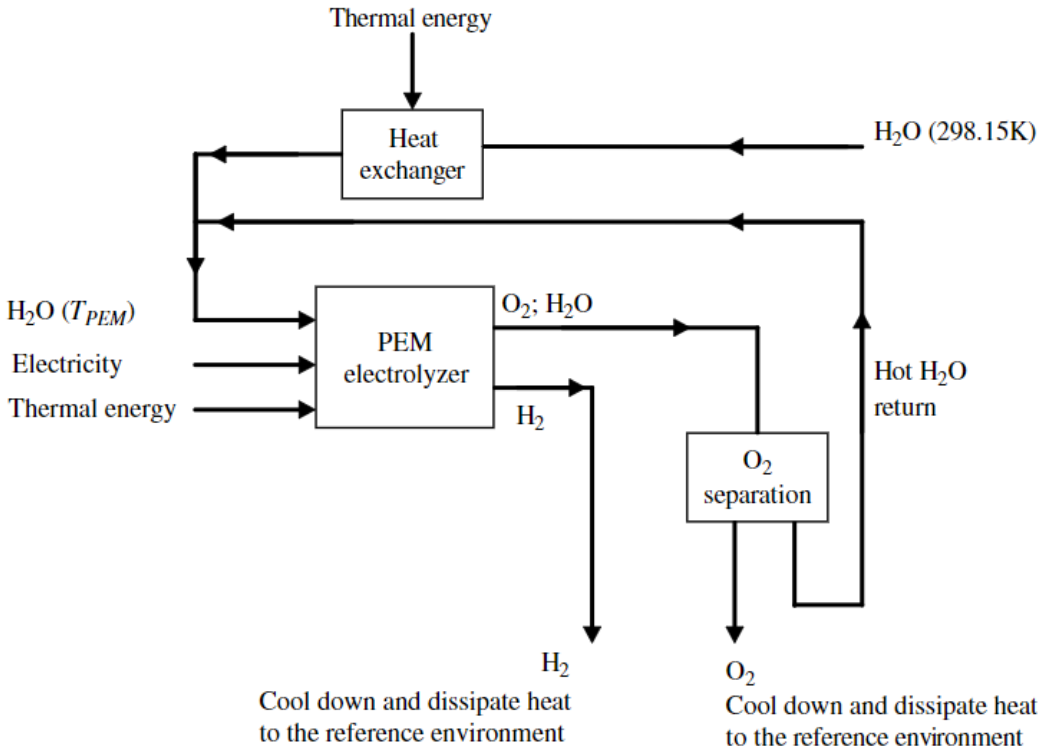

Abbildung 9: *Schematische Darstellung eine PEM Elektrolyseurs. Abbildung wurde abgerufen von* [i]

In Abbildung 9 ist ein einfaches Schema einer PEM Elektrolyseur-Anlage dargestellt. Während des Betriebs benötigt der PEM Elektrolyseur Elektrizität, um die elektrochemischen Reaktionen anzutreiben. Bei der chemischen Reaktion entsteht Wärme, welche gekühlt oder genutzt werden muss. Flüssiges Wasser (H_2O) wird der dargestellten PEM Elektrolyse unter der Bedingungen einer Referenzumgebung ausschließlich an der Sauerstoffelektrode zugeführt. Normalerweise liegt diese bei 25 °C und 1 atm. Vor dem Eintritt in den PEM Elektrolyseur muss das H_2O auf die optimale Temperatur mit Hilfe eines Gegenstromwärmetauscher gebracht werden. Das H_2, welches die Kathode verlässt, gibt Wärme an die Umgebung ab und kühlt sich auf die Referenz-Umgebungstemperatur ab. Aus der Anode tritt ein Gemisch aus O_2 und H_2O aus, welches anschließend getrennt wird. Das O_2 kühlt sich auf die Referenzumgebungstemperatur ab. Das heiße H_2O, wird in den Versorgungsstrom zurückgeführt. Diese Wärme kann genutzt werden oder muss gekühlt werden.

Für das oben dargestellte Scheme wurde eine Beispielrechnung eines 2 MW Elektrolyseurs durchgeführt dessen Ergebnisse und Annahmen in Tabelle 1 zu finden sind.

Tabelle 1: Ergebnisse einer Beispielrechnung für ein 2 MW PEM Elektrolyseur und dessen Kühlwassers und nutzbaren Abwärmemengen

Parameter der Elektrolyse	Wert	Einheit
Elektrochemische Effizienz	80	%
Stromdichte	1.5	A cm^{-2}
Betriebstemperatur	80	°C
Druck	30	bar
Elektrische Energie	2	MW
Abwärme	459.6	kW
Prozentuale Abwärme	23	%
Prozentualer Anteil der Abwärme, die genutzt werden kann	92	%
Prozentual nutzbare thermische Energie	21	%
Eingangstemperatur (Kühlwasser)	56.8	°C
Ausgangstemperatur (Kühlwasser)	61.8	°C
Fließgeschwindigkeit (Kühlwasser)	20.2	Kg s^{-1}
Nutzbare thermische Energie	422.8	kW

Für alkalische Elektrolyse gibt die Literatur an, dass diese bei einer höheren Temperatur betrieben werden. Die Betriebstemperatur von alkalischen Elektrolyseuren liegt somit bei bis zu 90 °C. Dadurch können Abwärme Temperaturen von bis zu 70 °C erreicht werden. Die Abwärme Mengen von alkalischen Elektrolyseuren liegen bei 9-15 % wohingegen die der PEM Elektrolyseure bei 17-21 % liegen. Alkalische Elektrolyseure werden üblicherweise bei geringeren Spannungen (Überpotentialen) betrieben und gelten somit effizienter als PEM Elektrolyseure.

Als potentielle Abnehmer der Abwärme gilt die Fernwärme. Fernwärme wird grundsätzlich in verschiedene Generationen eingeteilt. Angefangen bei der 1. Generation welche ein Temperaturniveau von über 200 °C hat und endet in der modernsten Fernwärmeversorgung, welche der 4.Generation entspricht. Die 4. Generation der Fernwärme hat ein Temperaturniveau von lediglich 70°C. Dadurch könnte die Abwärme der alkalischen Elektrolyse in solchen Fernwärmenetzen direkt eingesetzt werden. Bei PEM-Elektrolyseuren müsste die Abwärme des Elektrolyseurs um mindestens 10°C durch zum Beispiel Wärmepumpen erhöht werden. Für eine direkte Nutzung der Abwärme müssten andere Industrien identifiziert werden.

Potentielle industrielle Abnehmer für Abwärme kann man in der Literatur nachschlagen und sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2:Industrieprozesse und dessen Temperaturbereiche sowie das Abwärmepotential der PEM als auch der alkalischen Elektrolyse

Industrie	Genutzter Temperatur-bereich [°C]	PEM-Elektrolyse [50 – 60 °C]	Alkalische Elektrolyse [60 – 70°C]
Papier: Bleichen	40-150	X	X
Papier: De-inking	40-60	X	X
Lebensmittel und Getränke: Trocknen	40-210	X	X
Lebensmittel und Getränke: Verdampfen	40-170	X	X
Lebensmittel und Getränke: Destillation	40-100	X	X

Lebensmittel und Getränke: Brühen	50-90	X	X
Lebensmittel und Getränke: Temperieren	40-80	X	X
Lebensmittel und Getränke: Räuchern	60-80	-	X
Lebensmittel und Getränke: Pasteurisieren	60-150	-	X
Lebensmittel und Getränke: Blanchieren	60-90	-	X
Lebensmittel und Getränke: Aufkonzentrieren	60-80	-	X
Chemie: Bioreaktionen	20-60	X	X
Automotive: Gießharzformung	20-130	X	X
Metall: Beizen	20-100	X	X
Metall: Entfetten	20-100	X	X
Metall: Galvanik	30-90	X	X
Metall: Phosphatieren	30-90	X	X
Metall: Chromatierung	20-80	X	X
Metall: Spülen und Reinigen	40-70	X	X
Metall: Trocknen	60-210	-	X
Kunststoff: Trocknung von Granulat	50 – 150	X	X
Kunststoff: Vorheizen	50 – 70	X	X
Maschinenbau: Oberflächen Behandlung	20 – 120	X	X
Maschinenbau: Reinigen	40 – 90	X	X
Textilien: Färben	40 – 160	X	X
Textilien: Waschen	60 – 130	X	X
Textilien: Bleichen	40 – 100	X	X
Textilien: Trocknen	60-130	-	X
Holz: Trocknung	40-150	X	X
Holz: Färben	50-80	X	X
Holz: Beizen	40-70	X	X
Heißwasserversorgung	20-110	X	X

Um Abwärme zu verwerten, sind einige kritische Parameter zu berücksichtigen, anhand derer sich feststellen lässt, ob die vorgeschlagene Abwärmenutzung aus wirtschaftlicher und ökologischer Sicht machbar ist:

- **Temperatur:** Je nach Temperaturniveau der verfügbaren Wärme gibt es eine Reihe von möglichen Anwendungen
- **Entfernung zwischen Quelle und Abnehmer:** Da ein gewisser Wärmeverlust beim Wärmetransport gegeben ist, ist der Transport insbesondere von Niedertemperaturwärme über große Entfernungen nicht durchführbar. Daher ist eine räumliche Nähe im Falle von Niedertemperaturwärme notwendig
- **Verfügbare Wärmemenge:** Ähnlich wie bei der Entfernung ist es in der Regel wirtschaftlich nicht gerechtfertigt eine Reihe von Prozessänderungen durchzuführen, um eine geringe Wärmemenge zu nutzen.

Ein wichtiger Grundsatz ist der kaskadenartige Ansatz bei der Verwertung von Abwärme, indem die Nutzung der Abwärme mit dem Prozess beginnt, der die höchste Temperatur erfordert (mit oder ohne Aufwertung der Wärme), und dann zu Prozessen mit niedrigerem Temperaturbedarf übergeht, bis die Wärme aufgebraucht ist.

Insgesamt besteht in Heide noch nicht die notwendige Infrastruktur oder der Bedarf von naheliegender Industrie, um die Abwärme zum aktuellen Zeitpunkt gut nutzen zu können.

1.1.4.2 O_2-Nutzung

Der entstehende Sauerstoff (O_2) Menge ist in der PEM, als auch der alkalischen Elektrolyse durch die stöchiometrische Natur der Wasserspaltungsreaktion identisch. Beiden Technologien benötigen gleichermaßen eine Aufreinigung des entstehenden Gases, was den Anforderungen des Gasabnehmers erfüllt.

Wichtige Industrien für die Sauerstoffnutzung sind folgende:

- **Medizinische Anwendungen:** Wiederbelebung von Gasgemischen für Anästhesie und Notfälle sowie Langzeitbehandlungen von Patienten mit für Krankenhäuser und Gesundheitseinrichtungen
- **Abwasseraufbereitungsanlagen:** für die Abwasserreinigung
- **Lebensmittel- und Getränkeindustrie:** Verpackung mit Schutzatmosphäre, Sauerstoffanreicherung in Fischzuchtbecken, Desinfektion und Sterilisation (Ozon)
- **Chemische Industrie:** Oxidation von Rohstoffen, Erhöhung der Kapazität und Effizienz von Müllverbrennungsanlagen
- **Erdölindustrie:** Crack-Katalysator-Regeneration
- **Abfallbehandlung:** Luftanreicherung für Verbrennungs-, Pyrolyse- und Vergasungsprozesse
- **Glasherstellung und -verarbeitung:** Erhöhung des Verbrennungswirkungsgrads und Reduzierung von NOx
- **Metallherstellung und -verarbeitung:** Übersäuerung des Luftgemisches zur Erhöhung der Verbrennungstemperaturen, Erhöhung der Metalltemperaturen in elektrischen Lichtbogenöfen für die Stahlherstellung, autogenes Schneiden, Schweißen und Erhitzen von Metallen
- **Papierindustrie:** Erhöhung der Qualität/Effizienz des Bleichprozesses

1.1.4.3 Industrien zur Nutzung von Sauerstoff und Abwärme

Im nächsten Schritt sollten Fallbeispiele für einen 700 MW Elektrolyseur berechnet werden. Bei einem 700 MW Elektrolyseur entstehen entsprechend 119 – 147 MW für einen PEM Elektrolyseur und 63 – 105 MW für einen alkalischen Elektrolyseur Abwärme. Weiter entstehen ca. 160 kt_{O2} pro Jahr.

Für die Kombination von Elektrolyse mit anderen Industrien zur Nutzung der Abwärme und des Sauerstoffes haben sich drei Industrien hervorgetan:

Tabelle 3: *Potentielle Industrien für eine Kopplung mit einem Elektrolyseur in Bezug auf Abwärme und Sauerstoffnutzung. [PE] = population equivalent*

	PEM Elektrolyse	Alkalische Elektrolyse
Papierindustrie Abwärme [t_{papier}]	11.900 – 14.700	6.300 – 10.500
Papierindustrie O_2 [t_{papier}]	> 26.000.000	< 26.000.000
Brauereien – Abwärme [hl_{Bier}]	163 – 840	86 – 600
Brauereien – O_2 [hl_{Bier}]	7.000.000.000.000 – 29.000.000.000.000	
Abwasserbehandlung – Abwärme [PE]	4.000 – 5.000	2.000 – 3.500
Abwasserbehandlung – O_2 [PE]	131.000	129.000

Es fällt auf, dass der Bedarf von Sauerstoff und Abwärme sehr verschieden ist. Aus der den gezeigten Daten wurde geschlussfolgert, dass die Abwasserbehandlung die empfehlenswerteste Industrie ist, die mit einem

Elektrolyseur kombiniert werden könnte, um die Abwärme und den entstehenden Sauerstoff zu nutzen. Die Abwasserbehandlung zeigt entsprechend die geringste Differenz zwischen Sauerstoff und Abwärmebedarf auf.

Alternativ kann dazu der Sauerstoff in Verbrennungsprozessen genutzt werden, um die Verbrennung effizienter zu gestalten (Stahlwerke) sowie das Verbrennungsprodukt CO_2 in reinerer Form zu erhalten. Das CO_2 kann dann anschließend aufgefangen und in weiteren Syntheseprozessen gemeinsam mit grünem H_2 in grüne E-fuels umgewandelt werden.

Für das 30 MW Projekt WESTKÜSTE100 gab es keinen O_2 Abnehmer in unmittelbarer Nähe.

1.1.5 AP 1.6: Integration des 30-MW-Elektrolysesystems in die Raffinerieprozesse

Dieses Arbeitspaket beschäftigt sich mit der Integration eines Elektrolyseurs in die Raffinerieprozesse und konnte durch das Ausbleiben der FID nicht abgeschlossen werden. Dennoch konnten einige Erkenntnisse gesammelt werden, welche folgend näher beschrieben werden.

1.1.5.1 Schnittstellendefinition

Es konnten die Schnittstellen für den Bau eines Elektrolyseurs und dessen Integration identifiziert und beschrieben werden. Dazu wurde eine Liste aller Schnittstellen erstellt. Weiter wurden diese bearbeitet und an das Joint Venture für das Arbeitspaket 1.3 überliefert. Notwendige Schnittstellen umfassten:

- Stromnetzanbindung
- Kavernenanbindung
- Kontrollsystemanbindung zu dem Kontrollsystem der Raffinerie, sowie die Schnittstelle zum Betrieb der Anlage
- Wasseranschlüsse für Demineralisiertes Wasser als auch Abwasser und Kühlwasser
- Gasanschlüsse für Wasserstoff, welches zum Hydrocracker gelangen sollte, sowie ein Stickstoffanschlüsse zum Spülen der Anlage
- Schnittstelle zum Untergrund in Bezug auf die Lasten und Fundamente
- Schnittstellen bezüglich der einzelnen Lose (Los 1-4) für den Bau eines Elektrolyseurs

1.1.5.2 H2-Qualität

Die H2-Qualität spielt eine entscheidende Rolle. Dabei fiel auf, dass es unterschiedliche H_2-Qualitätsanforderungen zwischen dem HAP 1 und dem HAP 2 gibt. Während die Raffinerie geringere H_2-Qualitäten für die Nutzung benötigt, liegen die Anforderungen für den Wasserstofftransport in den Wasserstoffleitungen deutlich höher.

In **Tabelle 4** sind die Anforderungen der einzelnen Hauptarbeitspakete an die H_2-Qualitäten dargestellt.

Tabelle 4: *Erforderliche H2-Qualitäten der einzelnen Hauptarbeitspakete (HAP 1-3)*

Beschreibung	Einheit	DVGW-Arbeitsblatt	HAP 1 Electrolyse	HAP 2 Pipeline	HAP 2 H_2-Tankstelle	HAP 3 Kaverne
Zuständiger		DVGW	Joint-Venture: RHG, ORS, HYD	OGE, SW Heide, THÜGA	Tankstellen Betreiber	Joint-Venture: RHG, ORS, HYD
H_2 Qualität		G260, 5. Gasfamilie, Gruppe A	ISO 14687:2019 Type I Grade B	G 260 mit Abweichung	DIN EN 17124 ISO 14687:2019 - GRADE D	Erst nach erster Füllung bekannt
Wasserstoff / H_2	mol-%	> 98	99,9%	≥ 99,9 mol-%	99,97	99,9%
Nicht-Wasserstoff-Gase gesamt	µmol/mol	-	1000	-	300	-
Wasser / H_2O	mg/m3	200	4	200	4	-
	mg/m3	50	-	50	4	7274
	µmol/mol	-	-	-	5	-
Kohlen-wasserstoff-Kondensations-punkt	°C	-2	-	-2	-	-
Kohlen-wasserstoffe gesamt (THC) (außer Methan)	µmol/mol	-	nicht kon-densierend bei allen Umgebungs-bedingungen	-	2	-
Methan / CH_4	µmol/mol	-	-	-	100	-
Sauerstoff / O_2	mol-%	1,0	0,01	0,001	-	-
	µmol/mol	10	100	10	5	-
Helium	µmol/mol	-			300	-
Stickstoff / N_2	µmol/mol	-	400		300	-
Argon	µmol/mol	-	-	-	300	-
Kohlenstoff-dioxid / CO2	µmol/mol	-	-	-	2	-
Kohlenstoff-monoxid / CO	µmol/mol	1000	-	1000	0,2	-
Gesamt-Schwefel und Schwefel-verbindungen	mg/m³	6	-	6	-	-
	mg/m3	10	14,27	nicht anwendbar	-	-
	µmol/mol	-	10		0,004	-
Merkaptan-schwefel	mg/m³	6	-	6	-	-
H_2S und COS (als Schwefel)	mg/m³	5	-	5	-	-
Formaldehyd (HCHO)	µmol/mol	-	-	-	0,2	-
Methansäure (HCOOH)	µmol/mol	-	-	-	0,1	-
Ammoniak / ammonia	mg/m³	10	-	10	-	-
	µmol/mol	-	-	-	0,1	-
Halogenierte Bestandteile (Halogenionen-Äquivalent)	µmol/mol	0,05	-	0,05	0,05	-
Nebel, Staub, Flüssigkeit	mg/kg	technisch frei	-	technisch frei	1	-

Da der Großteil des H_2 an die Raffinerie (> 90%) mit geringeren Anforderungen zur Sauerstoffkonzentration geliefert werden sollen, erscheint es wirtschaftlicher nur den kleineren H_2-Anteil auf das höhere Reinheitsniveau für das HAP 2 zu bringen. So wäre an dem Übergabepunkt zur Pipeline eine zusätzliche DeOxyAnlage notwendig. Für die Kaverne ist davon auszugehen, dass nach Ausspeicherung eine zusätzliche H2 Reinigung erforderlich ist.

1.1.5.3 Test Konzeption des ELY im Raffineriebetrieb

Für den laufenden Betrieb sind wirtschaftliche Faktoren ausschlaggeben, welche im HAP 6 weiter analysiert wurden und in diesem Bericht dort weiter erörtert werden. Außerdem wurden Testkonzepte für den Elektrolyseur entwickelt, um die Betriebsamkeit, die Leistung und die Zuverlässigkeit zu testen. Diese wurde auch zusammen mit dem Joint Venture und den Elektrolysevertragspartnern besprochen. Im Ergebnis sind verschiedene Testperioden mit den entsprechenden Tests nach Fertigstellung vorgesehen:

1. **Erster Test bei Start:** Für den anfänglichen Test müssen erste Maßnahmen ergriffen werden, um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten. Dazu müssen neben dem stabilen Betrieb auch die Alarme die Steuerung und die Einstellungen angepasst werden.
2. **Testen der Leistungsgarantie:** Für den Leistungstest soll die Anlage für mindestens 48 h unter Volllast betrieben werden.
3. **Zuverlässigkeitsüberprüfung:** Die Zuverlässigkeit soll in einem fünftägigen Testprotokoll überprüft werden. Dies beinhaltet den 48 h Test zur Leistungsgarantie und zusätzliche drei Tage Betrieb, welche dem Normalbetrieb entsprechen und nach wirtschaftlichen Kriterien vorgegeben werden.
4. **Tests nach Fertigstellung:** Nach einer Laufzeit von 2 Jahren soll die Leistung wiederholt überprüft werden, um die Degradation des Elektrolyseurs festzustellen.

1.1.5.4 Regelenergiemarkt

In Deutschland existieren vier Regelzonen des Stromnetzes. Diese unterliegen dem Verantwortungsbereich von vier Übetragungsnetzbetreibern (ÜNB).

Eine Karte der Betreiber ist in **Abbildung 10** dargestellt.

Abbildung 10: *Deutschlandkarte mit den jeweiligen Regelzonen und dessen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB)*

Das Ziel ist es die Zielfrequenz im Stromnetz auch über die Landesgrenzen hinweg zu erhalten. Die Regelenergiearten unterteilen sich in

- **Frequenzstützung:**
  Diese besteht aus drei Frequenzstützungen die so genannten
  - **Primärfrequenzstützung/-regelung (PRL):** Ist eine nach **30 s** verfügbare Frequenzregelung, die bei einer Abweichung von **0,1 Hz** genutzt wird. Die umfasst das gesamte Europäische Gebiet und gehört somit zur UCTE (Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität) sowie zu den deutschen Regelzonen
  - **Sekundärfrequenzstützung/-regelung (SRL):** Ist eine nach **5 min** verfügbare Frequenzregelung und Leistungsregelung. Sie wird in den deutschen Regelzonen genutzt.
  - **Tertiärfrequenzstützung/-regelung (TRL):** Ist eine nach 1**5 min** verfügbare Leistungsregelung. Sie wird in den deutschen Regelzonen sowie den einzelnen Bilanzkreisen genutzt
- **Abschaltbare Lasten (AbLaV):**
  Zusätzliche Regelungen zur Verringerung des Leistungsbezugs sind in der Verordnung zu abschaltbaren Lasten geregelt. Dabei gibt es zwei zu unterscheidende abschaltbare Lasten:
  - **Sofort abschaltbare Lasten (SOL):** Müssen langfristig nach 0,350 s verfügbar sein und werden über den Übertragungsnetzbetreiber angesteuert.
  - **Schnell abschaltbare Lasten (SNL):** Müssen in 15 min verfügbar sein und werden ebenfalls über den Übertragungsnetzbetreiber angesteuert

Um am Regelenergiemarkt teilzunehmen, müssen Voraussetzungen erfüllt werden, welche in **Tabelle 5** dargestellt sind.

***Tabelle 5**: Voraussetzung und Präqualifikationen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt:*

Voraussetzung	Frequenzstützung	Abschaltbare Lasten
Ausschreibungszeitraum	4 h x 6 Zeitscheiben	1 Woche
Mindestleistung	1 MW	5 MW
Lastrampe	30 s / 5 min / 15 min PRL: Positive und negative Lastgradienten zu jeder Zeit	Max. 1 s / 15 min
Verfügbarkeit	vollständig im Ausschreibungszeitraum (Besicherung ist sicherzustellen)	552 x 15 min im Ausschreibungszeitraum (120 x 15 min Nichtverfügbarkeit erlaubt)
Erbringungsdauer	Bis zu 4 h pro Zeitscheibe	1 x 15 min – 32x 15 min Erbringungsdauer Kapazität für min 16 x 15 min / Woche
Regelungsanbindung	Anlage direkt über einen Leistungsregler des ÜNB angebunden (PRL, SRL) Anbindung über Internet und Telefon (TRL)	Anlage direkt über einen Leistungsregler des ÜNB angebunden (SOL, SNL)
Regelungstechnische Anbindung	SRL: Direkte Anbindung Frequenz Leistungs-Regler des ÜNB TRL: Anbindung an den Merit-ListOrder-Server	Direkte Anbindung Frequenz Leistungs-Regler des ÜNB
Technische Aufzeichnung und Datenübertragung an PNB	Auf Ebene von technischen Einheiten: Leistungsaufzeichnung ON/OFF Zustand Arbeitspunkt und Sollwert	
Formalia	Maschinendatenblatt Rahmenvertrag über Regelreserveart Bestätigungserklärungen zur Teilnahme	
Nachweis von Technischer und Leitungs-technischer Eignung	Betriebsfahrt (Abfahren der Lastrampen) Leittechnischer Test (Übermittelung von Daten und Umsetzung von Sollwertvorgaben) Speichermanagement	

Elektrolyseure könnten entsprechend zur Frequenzstützung und als abschaltbare Lasten genutzt werden. Die Eignung dazu ist von dem elektrischen Equipment und den Elektrolysebetriebsmodell abhängig. Des Weiteren

muss die Anlage weitere Sicherheitskriterien als kritische Infrastruktur erfüllen. Außerdem wird für die Bereitstellung der Regelenergie Produktionskapazitäten freigehalten, sodass weniger Produkt verkauft werden kann. Aus diesen Gründen und der noch nicht abschließend geklärten Regulatorik war der wirtschaftliche Vorteil für das WESTKÜSTE100 Projekt noch nicht ersichtlich.

Des Weiteren wurde die Integration des Elektrolyseurs priorisiert, sodass die Teilnahme am Regelenergiemarkt gegebenenfalls später implementiert werden sollte.

Fault-ride-though (FRT)-Fähigkeit[ii]

Des Weiteren ist momentan von den ÜNB gefordert, dass Elektrolyseanlagen eine FRT-Fähigkeit aufweisen. Ziel der FRT-Fähigkeit ist es, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte Abschaltung von Elektrolyseanlagen und damit eine Gefährdung der Netzstabilität zu verhindern. Dies wurde auch durch ein Positionspapier der vier Übertragungsnetzbetreiber deutlich. Sie fordern, dass Elektrolyseanlagen in der Lage sein müssen, alle folgenden Grundanforderungen zu erfüllen. Diese Grundanforderungen gelten sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz:

- Sie dürfen sich bei Netzfehlern innerhalb von vorher bestimmten Grenzen nicht vom Netz trennen. Bezugspunkt ist der Netzanschlusspunkt.
- Elektrolyseanlagen müssen in der Lage sein, eine beliebige Folge von Netzfehlern nacheinander zu durchfahren.
- Wenn zum Durchfahren der Netzfehler eine Energieaufnahme aus den angeschlossenen Netzen durch die Elektrolyseanlagen erforderlich ist, kann in begründeten Fällen die Folge der zu durchfahrenden Netzfehler eingeschränkt werden. In diesem Fall darf eine Einschränkung jedoch nicht erfolgen, solange die gesamte kumulierte Energie, die in den vorangegangenen 30 min aufgrund von Netzfehlern während der Netzfehler nicht aus dem Netz aufgenommen werden konnte, kleiner als das Äquivalent einer elektrischen Energie der vereinbarten Anschlusswirkleistung ist.

1.2 HAP 3: CAVERN100

Die Hynamics war an Gesprächen in Bezug auf den Betrieb der Kaverne beteiligt. Grundsätzlich blieb festzuhalten, dass Kavernen für das Projekt genutzt werden können.

Die Entwicklung der Kaverne erfolgte durch die Raffinerie Heide.

1.3 HAP 4: OXY100

Es wurden keine Arbeiten von der Hynamics in diesem Arbeitspaket durchgeführt

1.4 HAP 5: MeOH

Mehrere Meetings wurden durchgeführt an denen Hynamics teilgenommen hat. Die Erarbeitung der Ergebnisse erfolgte primär von ThyssenKrupp.

1.5 HAP 6: Gesamtsystemintegration

In diesem Arbeitspaket wurden von der Hynamics Simulationsmodelle entwickelt, die jeweils für das 30 MW und dem 700 MW Szenario Anwendung finden konnten. Des Weiteren wurde Geschäftsmodelle entwickelt und Leitlinien dafür definiert. Durch das Ausbleiben der FID konnte keine Synchronisierung der IT Technik durchgeführt werden.

1.5.1 AP 6.1: Schnittstellendefinition, Parametrierung und Konzeptionierung 30-MW-Gesamtsystem

In diesem Arbeitspaket wurden verschiedene Block Flow Diagramme (BFD) für das 30 MW Szenario erstellt. Die Versionen variierten jeweils in Bezug auf die Art von Elektrolyseur, da atmosphärische Elektrolyseure beispielsweise einen Kompressor benötigen und man bei Hochdruckelektrolyseuren auf einen Kompressor verzichten könnte. **Abbildung 11** zeigt die letzte Version des 30 MW Elektrolyseurs. Dieses diente als Basis für weitere Simulationen, die in WK100 durchgeführt worden sind.

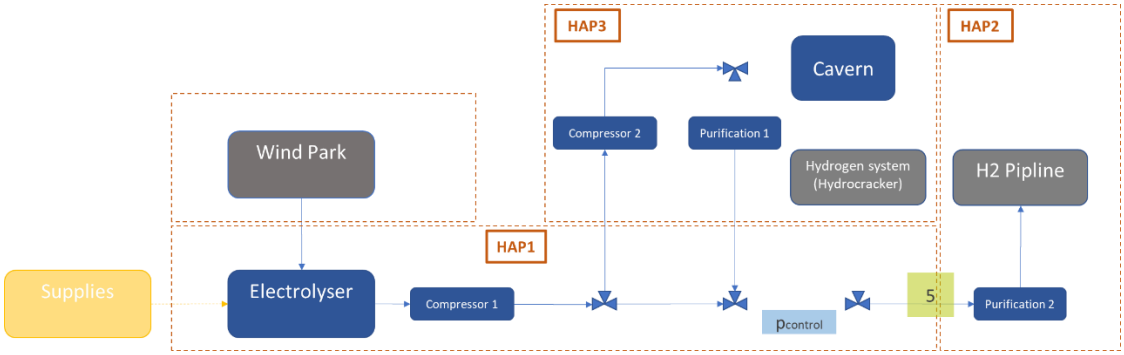

Abbildung 11: *Block Flow Diagramm (BFD) des 30 MW Szenarios für das Projekt WK100*

Die Regelenergie offenbarte keine Vorteile, da jeweils Kapazität freigehalten werden müssten und somit noch weniger der H_2-Bedarf erfüllt werden könnte. Dies würde zu höheren wirtschaftlichen Verlusten führen als zu einem finanziellen Vorteil verhelfen.

1.5.2 AP 6.2: Schnittstellendefinition, Parametrierung und Konzeptionierung 700-MW-Gesamtsystem

In diesem Arbeitspaket wurde sich auf das 700 MW Szenario konzentriert. Dazu wurde ebenfalls ein Blockflowdiagram erstellt, welches in **Abbildung 12** dargestellt ist.

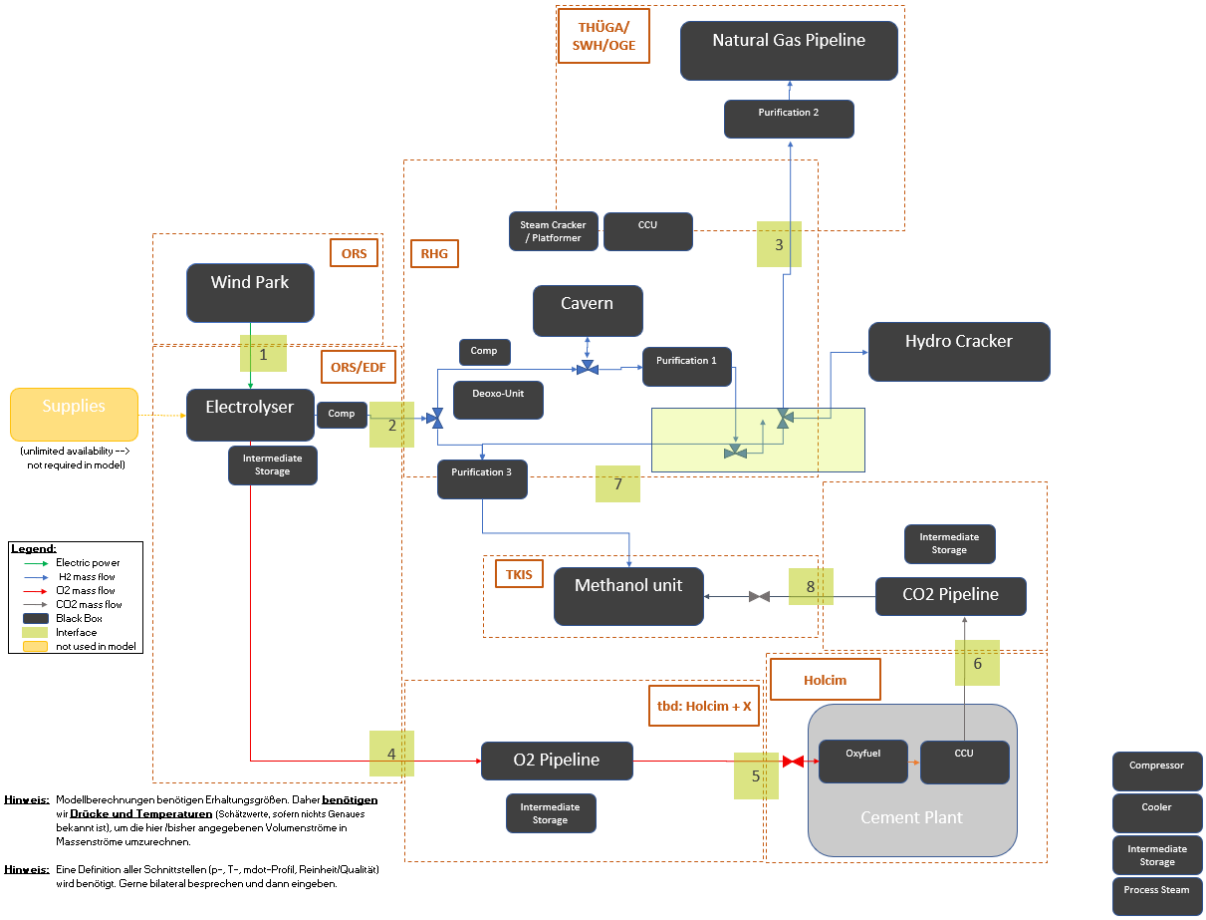

Abbildung 12: *Blockflowdiagram des großen 700 MW Szenarios*

Nähere Betrachtungen wurde weiter durchgeführt und erste Simulationsmodelle als auch verfahrenstechnische Modelle erstellt. Insgesamt ist es herausfordernd dynamische Simulationen mit statischen Simulationen zu kombinieren.

1.5.3 AP 6.3: Gesamtsystemoptimierung und Konzepte für nachhaltige strombasierte Prozessketten und Fahrweisen für das 30-MW-Szenario

Aufbauend auf der Schnittstellendefinition und Parametrisierung in AP 6.1 wurden mehrere techno-ökomischen Analysen durchgeführt. Die Analysen umfassten

- die Untersuchung der Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) über den gesamten Projektlebenszyklus unter Berücksichtigung der regulatorischen Anforderungen nach REDII,
- die Untersuchung des Einflusses einzelner Wetterjahre unter Berücksichtigung der Lieferverpflichtungen und Anforderungen,
- die Optimierung der LCOH auf Basis ein Ein-Ziel-Optimierung und
- die Durchführung einer Mehrzieloptimierung zur zeitgleichen Optimierung max. H2-Bedarfsdeckung bei Minimierung der Wasserstoffproduktionskosten

Die Analysen dienten dabei der Überprüfung der Machbarkeit, der Dimensionierung und der Untersuchung des Anlagenbetriebs (Dispatch). Für die Durchführung der Analysen wurde eine digitale Repräsentation (Modell) der 30 MW Anlage in der Simulationsumgebung „AnyLogic“ erstellt. Für die einzelnen Analysen wurde das Modell erweitert bzw. erweiterte Modellversionen erstellt, um veränderte Rahmenbindungen oder Fragestellungen abzubilden.

Die Modelle umfassen unter anderem

- die Anlagenkomponenten im notwendigen Detaillierungsgrad inkl. des Kavernenspeichers,
- die Erfüllung der Lieferverpflichtungen entsprechend vereinbarter Lieferprofile,
- die Strombereitstellung über PPAs für standortspezifische Assets sowie der Strommarktinteraktion zum Day-Ahead inkl. Preise,
- die regulatorischen Anforderungen zur Produktion von RFNBO

Das Ergebnis einer einjährigen Simulation ist in **Abbildung 13** dargestellt.

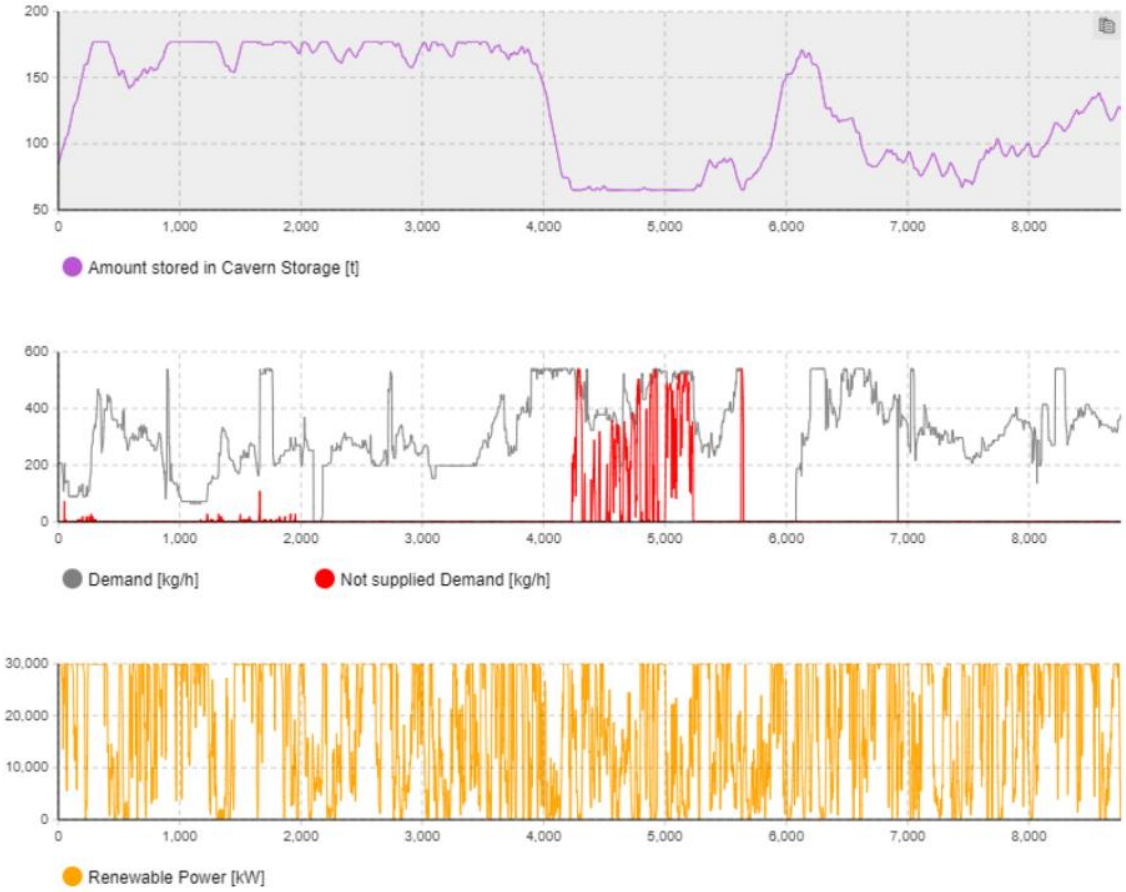

Abbildung 13: *Simulation von einem Jahr bezüglich des Füllstandes der Kaverne (oben) der Erfüllung des H2-Bedarfs (Mitte) und dem erneuerbaren Elektrizitätsprofils (unten)*

Das dargestellte Szenario zeigt, dass unter den berücksichtigten Erzeugungsprofilen der PPA Assets keine vollständige Deckung des H2 Bedarfs entsprechend des Bedarfsprofils erreicht wird, obwohl ein Kavernenspeicher zur Verfügung steht. Der Einfluss unterschiedlicher Wetterjahre auf die nicht-gedeckten Bedarf variiert in den Ergebnissen in einer Bandbreite von 0,7 %.

Eine Möglichkeit zur Mitigierung der fehlenden H_2 Deckung kann über die Erhöhung der PPA Volumen erfolgen. Aufgrund erwartbare Verluste bei der Vermarktung der Überschussenergie wirkt sich dies nachteilig für die LCOH aus. Eine andere Option ist die begrenzte Produktion von nicht RFNBO konformen Wasserstoffs für notw. Zeitspannen.

Abbildung 14 zeigt das Betriebsprofil und die Stromflüsse über ein Produktionsjahr in den verschiedenen Phasen der „Zeit-Korrelation“ nach REDII. Im Gegensatz zur monatlichen Korrelation ist das Optimierungspotenzial in

der stündlichen Korrelation deutlich beschränkter und führt zu einem deutlichen Anstieg der „total yearly costs of production“.

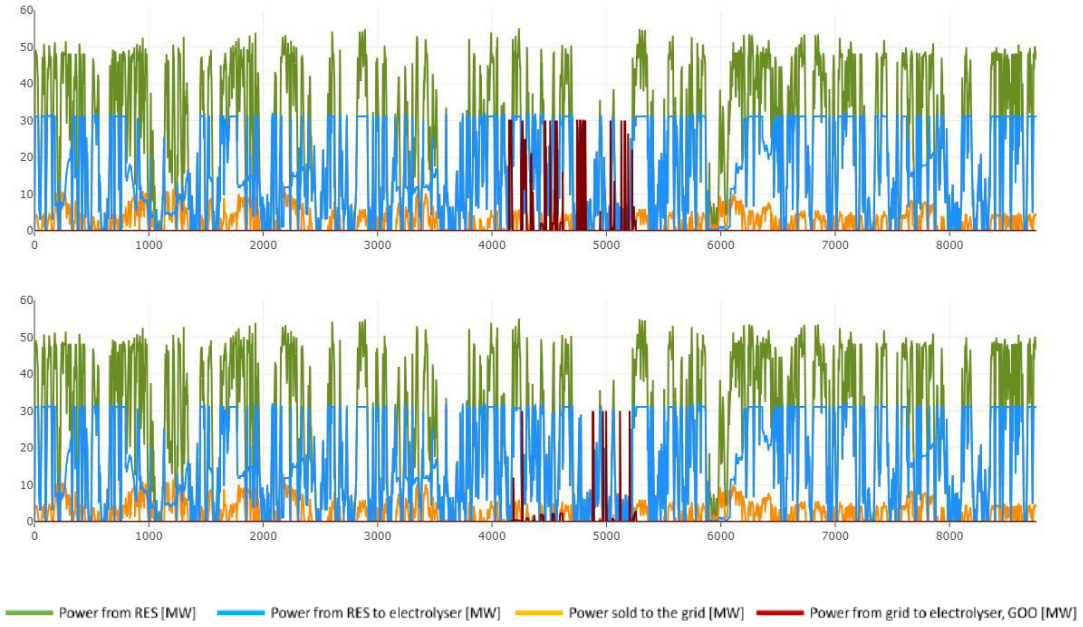

***Abbildung 14**: Stromflüsse (1 Jahr) im 30 MW Szenario: erneuerbare Stromversorgung über PPAs (grün), Stromverbrauch des Wasserstoffproduktionsanlage (blau), Strom vermarktet am Day-Ahead (gelb), Strombezug über das Netz (rot) unterteilt in a) monatliche Korrelation (oben) b) stündliche Korrelation (unten)*

Bei der Mehrzieloptimierung erfolgte die Optimierung max. H2-Bedarfsdeckung bei gleichzeitiger Minimierung der Wasserstoffproduktionskosten. Über die Gewichtung der beiden Faktoren wurden diese in eine Zielfunktion (Multi-Objective Function) integriert. Zur Gewichtung wurden Werte aus den vorausgegangenen Optimierungsläufen herangezogen. Zur Lösung des Optimierungsproblems wurde mit OptQuest ein Solver für globale Optimierungsprobleme unter anderem mithilfe evolutionäre Optimierungsalgorithmen.

Abbildung 15 zeigt die "total yearly production costs“ (y-Achse links) und den „nicht-gedeckten Wasserstoggsbedarf“ in Abhängigkeit des Zielfunktionswertes der Multi-Objective Function. Es ist zu erkennen, dass der nicht-gedeckte Wasserstoffbedarf mit dem Zielfunktionswert zunimmt.

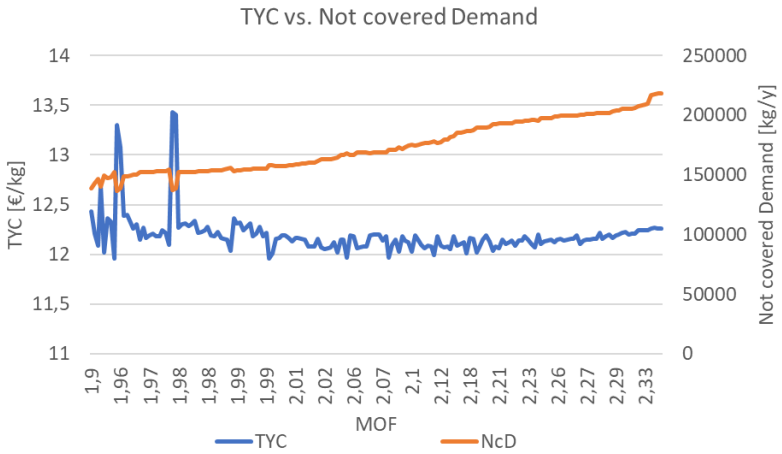

***Abbildung 15**: Darstellung der "total yearly production costs“ (y-Achse links) und nicht-gedeckten Bedarf in Abhängigkeit des Zielfunktionswertes der Multi-Objective Function bei 177 Optimierungsläufen.*

Neben der techno-ökonomischen Simulation wurde ein Modell zur technisch-physikalischen Simulation entwickelt. Dazu wurden die Modellkomponenten bestimmt und entsprechende Funktionsgleichungen für die

digitale Repräsentation identifiziert. Dies umfasst die Elektrolysezelle, den Stack, die Gas- und Wasserführung, Wasseraufbereitung, Wasserstofftransport und -trennung sowie die elektrischen Komponenten. Weiterhin wurde Modelica als offene Modellierungssprache gewählt, um die Weiternutzung der Modelle oder Integration in Co-Simulationsmodelle zu ermöglichen.

Ein finale Modellumsetzung und Simulation konnte ohne die technischen Festlegungen (Technologie-spezifische Parameter) aus dem weiteren Projektverlauf nicht erfolgen.

1.5.4 AP 6.4: Gesamtsystemoptimierung und Konzepte für nachhaltige strombasierte Prozessketten und Fahrweisen für das 700-MW-Szenario

Bei der Gesamtsystemoptimierung waren folgende Analysen vorgesehen:

- Techno-ökonomische Optimierung und Dimensionierung
- Techno-ökonomisch optimaler Dispatch bei Multi-Stack Optimierung
- Technische Betriebssimulation (elektro-chemisch, hydraulisches Modell der verfahrenstechnischen Anlage)

Für die Durchführung einer Analyse zur techno-ökonomisch optimalen Auslegung der Komponenten im 700 MW hat Hynamics zur Festlegung der Parameter sowie der Definition der Modellanforderungen beigetragen. Die Multi-Stack-Optimierung sowie die technische Betriebssimulation konnten nicht mehr durchgeführt werden.

1.5.5 AP 6.5: Synchronisierung der IT- und Steuerungstechnik für das 30-MW-Szenario

Dieses Arbeitspaket war eng mit dem AP 1.4 verflochten. Die Ergebnisse sind dort bereits beschrieben.

1.5.6 AP 6.6: Konzeptionelle Überlegungen Synchronisierung der IT- und Steuerungstechnik für das 700-MW-Szenario

Dieses Arbeitspaket wurde nicht bearbeitet.

1.5.7 AP 6.7: Skalierungskonzept

Dieses Arbeitspaket wurde nicht bearbeitet, da die Projektbeantragung von HyScale vorgezogen wurde.

1.5.8 AP 6.8: Balancierte Betriebs- und Geschäftsmodelle

Die Erstellung von balancierten Geschäftsmodellen für Wasserstoffproduzenten sowie dem Abnehmer war eines der nachträglich erkannten wichtigsten Arbeitspakete. In einem noch neuen Markt gibt es noch keine Erfahrung im Bereich funktionierender Modelle und Verträge. Ein Zeitstrahl mit den wichtigsten Terminen ist in der folgenden Grafik dargestellt.

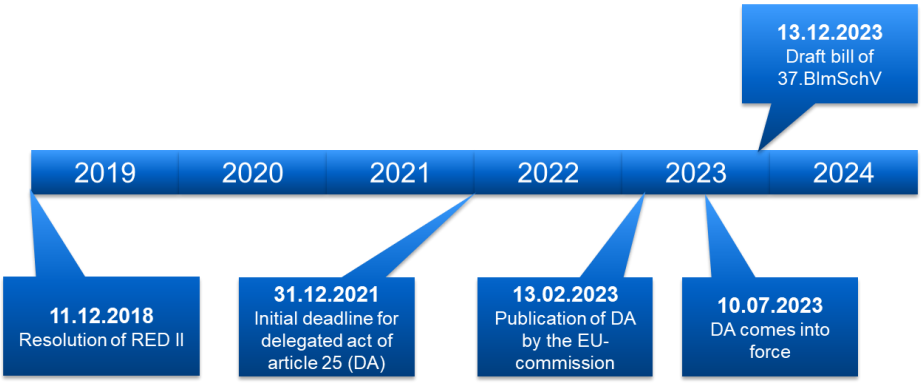

Abbildung 16: *Zeitstrahl der wichtigsten regulatorischen Termine.*

Wechselnde Regeln mit jeweils unterschiedlichen Prognosen gestalteten eine Erstellung eines validen Geschäftsmodell als herausfordernd.

Die größten Herausforderungen für WESTKÜSTE100 aus Sicht der Hynamics sind folgend aufgelistet. Die wichtigsten Punkte werden anschließend näher erläutert.

1. Verspätete Regulatorik: RED II und 37.BImSchV
2. Schwankende Preise der THG Quote
3. Geringe Stromverfügbarkeit durch restriktive grüne Stromdefinition
4. Marktrisiko in Bezug auf Stromhandel durch Stromüberkapazitäten
5. Ungleichheit zwischen H_2-Produktions- und H_2-Bedarfsprofil

1.5.8.1 Schwankende Preise der THG-Quote

Die Inverkehrbringer von Diesel und Benzin müssen so genannte Treibhausgasminderungsquoten (THG Quoten) erfüllen, um die von der Bundesregierung gewünschten CO_2 Reduktionsziele nachzuweisen. Raffinerien bekamen entsprechend CO2-Reduktionsziele von 8% im Jahre 2023 und bis zu 25 % im Jahre 2030. Diese Quotenerfüllung kann durch verschiedene Maßnahmen durchgeführt werden oder werden mit einer Pönale von 600 €/t_{CO2} bei nicht Erfüllung auferlegt. Als Anreiz für grünen Wasserstoff sollte die Verwendung von grünem Wasserstoff im Raffinerieprozess als zusätzliche Möglichkeit hinzukommen, um die CO_2-Reduktionsverpflichtung von Raffinerien zu erfüllen.

Die Erfüllungsoptionen werden auch auf einem B2B Markt gehandelt (THG Quoten Markt). Dabei wurden die THG Quoten im Jahre 2022 zwischen 400-500EUR/t_{CO2} gehandelt. In 2023 sind Preise allerdings auf 120-130 EUR/t_{CO2} gefallen, wie in **Abbildung 17** dargestellt.

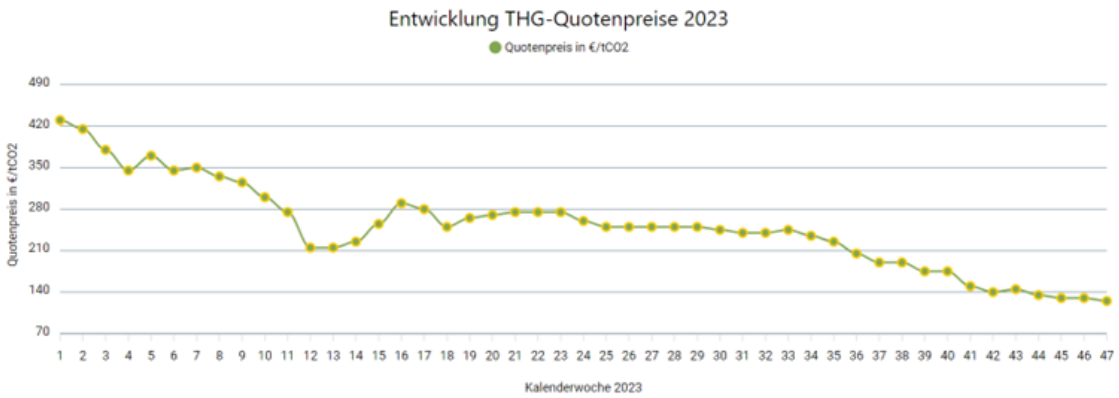

Abbildung 17: *Entwicklung der THG-Quotenpreise im Jahre 2023*

Mit einem THG-Quotenpreis von 400 €/t_{CO2} wäre man nach der Neufassung der 37.BImSchV mit einem Anrechnungsfaktor für grünen Wasserstoff von 3 auf einen wirtschaftlich realisierbaren H2 Preis von über 16 €/kg gekommen. Mit einem THG-Quotenpreis von 120 €/t_{CO2} liegt man allerdings bei einem Wert von grünem Wasserstoff, der signifikant unterhalb des von WESTKÜSTE100 kalkulierten LCoH (levelized cost of hydrogen) liegt. Ein paar Kennzahlen sind entsprechend in **Tabelle 6** dargestellt.

Tabelle 6: *THG-Quotenpreise mit dem korrespondierenden wirtschaftlichen Wert von grünem Wasserstoff*

THG Quota value for green H2 in fossil fuels				
Description	**Einheit**	**low**	**medium**	**high**
Ticketprice THG Quote	€/t CO2	125	250	400
reference value CO2 / t grün H2	t	11.28	11.28	11.28
allowability in process	%	100%	100%	100%
accountable factor			3	
THG value per ton H2	**€/t product**	**4,230 €**	**8,460 €**	**13,536 €**
THG value per kg H2	**€/kg H2**	**4.23 €**	**8.46 €**	**13.54 €**
Costs grey H2				
Description	**Einheit**	**low**	**medium**	**high**
costs per ton grey H2	**€/t product**	**3,000 €**	**3,000 €**	**3,000 €**
costs per kg grey H2*	**€/kg H2**	3.00 €	3.00 €	3.00 €
* assumption				
Value green H2	**€/kg H2**	**7.23 €**	**11.46 €**	**16.54 €**

1.5.8.2 Geringe Stromverfügbarkeit durch restriktive grüne Stromdefinition

In einer Studie hat die Hynamics Anfangs gemeinsam mit den Projektpartnern den Strombezug analysiert und verschiedene Scenarien für die Strombeschaffung evaluier und es wurde eine Strombeschaffungsstrategie definiert. Diese berücksichtigte die Anforderungen aus den RED II Delegated Acts, welche die Komplexität der Strombeschaffung für Elektrolyseanlagen deutlich erhöhen. Insbesondere der Punkt der Zusätzlichkeit und der zwingende Abschluss von Stromlieferverträgen mit bestimmten Erneuerbaren Stromquellen gestalten die Strombeschaffung als herausfordernd. Um eine hohe Anzahl an Volllastbenutzungsstunden zu erreichen wurde ein hoher Anteil an Offshore Wind Strom favorisiert, welcher jedoch nur begrenzt und zu hohen Preisen verfügbar ist.

1.5.8.3 Marktrisiko in Bezug auf Stromhandel Stromüberkapazitäten

Zusätzlich zu der geringen Verfügbarkeit von RED II konformem Strom, birgt die Überskalierung von Stromlieferverträgen im Vergleich zur maximalen Kapazität des Elektrolyseurs ein hohes Marktrisiko. Während im Stromliefervertrag ein fixer Preis in €/MWh über die Laufzeit des Vertrages definiert wird, unterliegt der Marktpreis starken Schwankungen. Insbesondere ist bei starkem Wind und intensiven Sonnenschein mit sehr niedrigen Strompreisen zu rechnen. Genau zu diesem Zeitpunkt, wenn viel Elektrizität produziert wird und der Preis mutmaßlich deutlich unter dem fixen PPA Preis liegt, wird auch die maximale Aufnahmekapazität des Elektrolyseurs überschritten, sodass regulär mit Verlusten zu rechnen ist, die allerdings bei FID nicht für die Projektlaufzeit vorhersagbar sind. **Abbildung 18** zeigt schemenhaft einen solchen Sachverhalt.

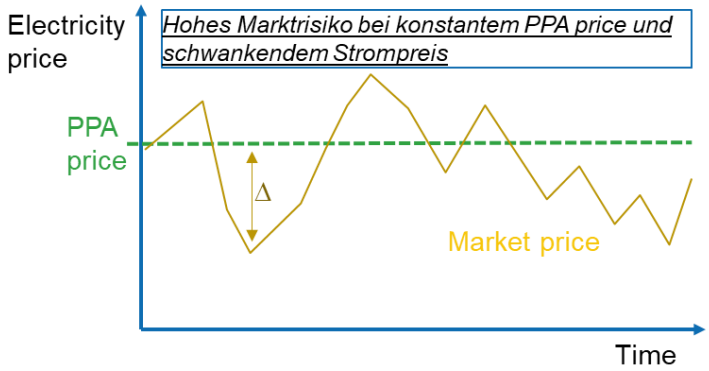

Abbildung 18: *Schemenhafte Darstellung zum Marktpreisrisiko von erneuerbarer Elektrizität für ein Wasserstoffprojekt. In grün ist der konstante Strompreis des PPA und in gelb der Marktpreis des Stroms dargestellt. Der Pfeil mit dem Delta gibt einen möglichen Moment an, wenn Strom an den Markt auf Grund von Überkapazitäten verkauft werden müsste*

Darüber hinaus ist ersichtlich, dass nach dem aktuellen System ein konkurrenzfähiger Elektrolysebetreiber automatisch auch Stromhändler sein muss und nicht nur Wasserstoffproduzent sein kann.

Neue Regelungen zur Nutzung von Re-dispatch Strom sind zu dem Zeitpunkt von WESTKÜSTE100 noch nicht vorhanden und konnten nicht für das Projekt evaluiert werden.

1.5.8.4 Ungleichheit zwischen H_2-Produktions- und H_2-Bedarfsprofil

In WESTKÜSTE100 sollte ein Elektrolyseur bedarfsgerecht Wasserstoff für die Raffinerie produzieren bzw. mit Hilfe der Kaverne zur Verfügung stellen. Durch die in RED II geforderte Zeitgleichheit der Wasserstoffproduktion mit der erneuerbaren Stromproduktion entsteht hier eine Inkompatibilität von langjährig optimierten nicht fluktuierenden Betriebsprofilen der Industrie mit variabler wetterabhängiger Stromproduktion von erneuerbaren Energieanlagen. Dies wurde unter anderem auch in HAP 6 simuliert und betrachtet.

1.6 HAP 7: Transformation der Gesellschaft

In HAP 7 wurde insbesondere die Regulatorik behandelt und besprochen. Zusätzlich wurde an Kommunikationsmeetings teilgenommen und an der Kommunikationsstrategie für WESTKÜSTE100 mitgearbeitet.

1.6.1 AP 7.2: Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens und Handlungsempfehlungen

Bei Projektbeantragung ist davon ausgegangen worden, dass der regulatorische Rahmen bis zum 31 Dezember 2021 abgeschlossen ist, um darauf aufbauend rechtssichere Geschäftsmodelle zu erstellen. Im Laufe des Projektes wurde der Rechtsrahmen für eine grüne Wasserstoffgesellschaft durch folgende Publikationen und Gesetze weiter definiert:

- Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie - 2023
  Zielsetzung der Regierung für die Wasserstoff-Wirtschaft
- Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) - 2023 :
  EEG Abgabe
- Delegierte Rechtsakte der Renewable Energy Directive II (EU) 2018/2001 (RED II) - 2023
  - Delegierte Rechtsakt zum Artikel 25(2) und Artikel 27 (3):
    Definition von grünem Wasserstoff
  - Delegierte Rechtsakt zum Artikel 28 (5):
    Berechnungsmethode zur Ermittlung der THG-Einsparung
- 37.Bundesimmissionsschutz Verordnung (37.BImSchV) - 2024
  Nationale Umsetzung der delegierten Rechtsakte zur RED II
- Novellierung der Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001 (RED III) - 2023
  Neue Ziele für den Verkehrssektor mit Mindestquoten für Verwendung von RFNBO.
  Umsetzung in nationales Recht bevor Mai 2025 erwartet.
- Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) - 2024
  - Entwicklung und Finanzierung eines Wasserstoffkernnetzes - §28
  - Netzentwicklungsplan Gas / Wasserstoff - §15
  - Nutzen statt Abregeln - §13 k: Regelung von Re-Dispatch Strom, Frage der Konformität mit den RFNBO-Kriterien der delegierten Rechtsakte.
- Wasserstoffbeschleunigungsgesetz
  Rahmenbedingungen eines vereinfachten Verfahrens für die Genehmigung und Inbetriebnahme von Wasserstoff-Projekte.

In diesem Zusammenhang wurden mehrere Positionspapiere, Stellungnahmen und Formulierungshilfen für die Bundesregierung als auch die europäische Kommission erstellt. Ein Auszug über die Tätigkeiten ist chronologisch folgend aufgeführt:

- **24.11.2020** – Positionspapier für das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
- **30.11.2020** – Positionspapier zur Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)
- **04.12.2020** – Formulierungshilfe für das EEG
- **10.06.2021** – Stellungnahme zum Referentenentwurf des EEG
- **16.07.2021** – Arbeitspapier bezüglich der Kriterien für Strombezug zur Erzeugung von grünem H2 auf Basis des Entwurfes des Delegierten Rechtsaktes (DA) des Artikel 27 (3) der Erneuerbaren Energie Direktive (EU) 2018/2001 (RED II)

- **22.09.2021** – Erstellung von Konsortium übergreifenden Positionen zur geleakten Version des DA zum Artikel 27 der REDII

31.12.2021 – Ursprünglich erwartetes Inkrafttreten des delegierten Rechtsakt, Art. 27 Abs. 3 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (EU) 2018/2001

- **13.05.2022** – Erstellung von Positionen sowie die Präsentation und Austausch mit dem BMWK zum vermeintlichen regulatorischen Rahmen und Aufzeigen der Herausforderungen für WESTKÜSTE100
- **07.06.2022** – Antwort der WESTKÜSTE100 auf die öffentliche Konsultation zum delegierten Rechtsakt, Art. 27 Abs. 3 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (EU) 2018/2001
- **24.11.2022** – Vorstellung des Projektes WESTKÜSTE100 im BMWK im Rahmen von Trans4Real und Aufzeigen der regulatorischen und wirtschaftlichen Herausforderungen für das Reallabor

13.02.2023 – Endgültige Veröffentlichung und Inkrafttreten der delegierten Rechtsakt, Art. 27 Abs. 3 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (EU) 2018/2001

- **03.05.2023** – Austausch BMWK Referatsleiterin für Markthochlauf der Wasserstofferzeugung über die regulatorischen Herausforderungen in Hinblick auf den Wasserstoff-Hochlauf und das Projekt.
- **10.2023**: Positionspapier über die Auswirkungen des THG-Preisverfalls
- **05.2024**: Positionspapier über die Auswirkungen der Variabilität der erneuerbaren Energien im Zusammenhang mit strikten RFNBO Kriterien

1.6.2 AP 7.3: Kommunikationsstrategien und -maßnahmen

In diesem Arbeitspaket wurde an regelmäßigen Meetings und Workshops teilgenommen. Des Weiteren wurde aktiv an der Kommunikationsstrategie mitgearbeitet.

2 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse und Innovationen des Projektes

Industrielle Wasserstoffanlagen verbunden mit dem Betrieb und dem Verkauf von grünem Wasserstoff sind ein noch nicht etablierter Markt. In dem Projekt WESTKÜSTE100 konnte ein tiefes Verständnis für die industrielle Elektrolyse, sowie die möglichen Geschäftsmodelle entwickelt werden. Darauf aufbauend wird es möglich sein, neue Konzepte für Projekte in Deutschland zu entwickeln.

Kommerzielle Innovationen

In dem Projekt konnten Grundlagen für innovative Vertragsmodelle und den damit verbundenen Risikoverteilungen in dem Projekt entwickelt werden. Auf Basis von bekannten Vertragsmodellen konnten diese für den noch nicht etablierten Wasserstoffmarkt angepasst werden. In diesem Zusammenhang wurden innovative und neue Vertragsvorlagen entwickelt. Die wichtigsten Verträge für den Betrieb einer Wasserstoffanlage betrifft den Stromeinliefervertrag (PPA) und den Wasserstoffliefervertrag (HPA), welche innerhalb des neuen rechtlichen Rahmens für grünen Wasserstoff bzw. RFNBO's erstellt worden sind. Insbesondere in folgenden Themenbereichen wurden wichtige Ergebnisse erzielt:

- Mögliche Geschäftsmodelle
- Betriebszenarien
- Risikoverteilung
- Notwendige Verträge und Vertragstemplates
- Stromeinkauf und Marktrisiko
- Verständnis des rechtlichen Rahmens

Technische Innovationen

Auf technische Ebene konnte Kriterien zur Auswahl bestimmt und angewendet werden. Des Weiteren konnte der Umfang für den Bau einer Elektrolyseanlage erstellt werden, welche in einen Industrieprozess implementiert werden sollte. Dazu konnten innovative Simulationsmodelle erstellt, die die Machbarkeit auch in Zusammenhang mit einem Kavernenspeicher zeigen konnten. Außerdem war die Identifizierung der Genehmigungsprozesse wichtig. Des Weiteren konnte ein erstes Konzept zum Steuerungssystem erstellt werden, welche einerseits die Anlage betreibt und andererseits die wirtschaftliche Optimierung des Stromeinkaufs, wie des Wasserstoffverkaufs regelt. Insbesondere in folgenden Themenbereiche wurden wichtige Ergebnisse erzielt:

- Übersicht der Elektrolyseurmöglichkeiten und Kriterien zur Auswahl von diesen
- Lieferumfang für den Bau eines Elektrolyseurs
- Simulationsmodelle von Elektrolyseuren, H2-Bedarf, H2-Produktion
- Genehmigungen
- Steuerungssystem und remote control

3 Erzielte Ergebnisse (Meilensteine) und Einhaltung des Arbeitsplans

Im WESTKÜSTE100 wurde in den einzelnen Arbeitspaketen von Projektstart im August 2020 bis zum Abbruch im März 2024 gearbeitet. Die vorgeschlagenen Meilensteine konnten soweit möglich erreicht werden. Alle Meilensteine, welche den Bau des Elektrolyseurs erfordern, konnten entsprechend nicht erreicht werden.

Die Hynamics war wie in **Kapitel 1 Projektergebnisse des F&E Teilprojektes der Hynamics nach Hauptarbeitspaketen (HAP)** beschrieben maßgeblich in den folgenden Arbeitspaketen involviert.

- HAP 1 (RHG 100): Aufbau Elektrolyse
- HAP 6 (Gesamtsystemintegration): Simulation und Erstellung von Geschäftsmodellen
- HAP 7 (Transformation der Gesellschaft): Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens und Handlungsempfehlungen

In den weiteren Hauptarbeitspaketen HAP 3 (Cavern100) und HAP 5 (MeOH100) war die Hynamics mit den Projektpartnern im Austausch und hat an Projekttreffen teilgenommen.

Der dazugehörige überarbeitetet Balkenplan bis Projektabbruch ist in **Abbildung 19** dargestellt.

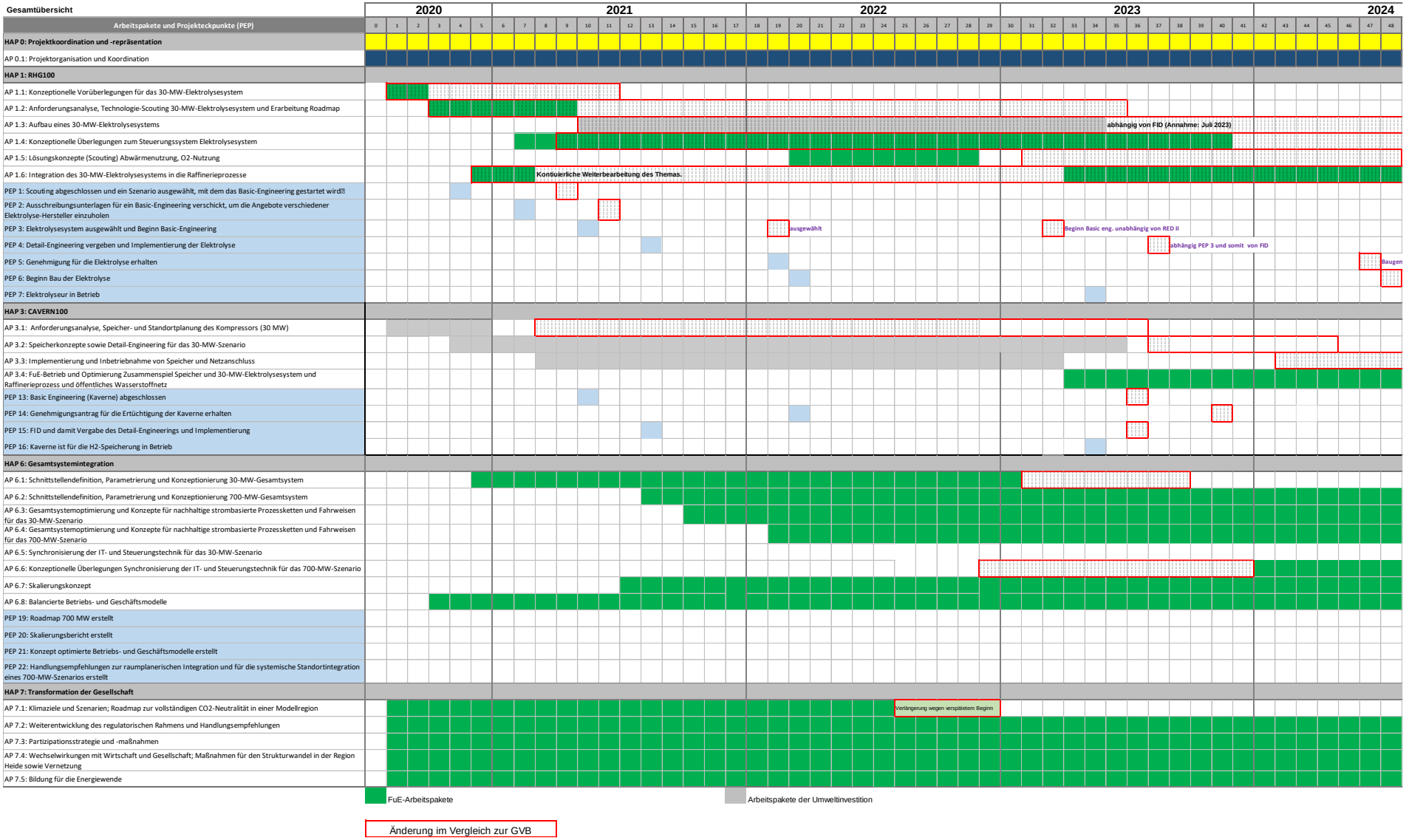

Abbildung 19: *Ursprünglicher Balkenplan der Arbeitspakete von Hynamics und den letztlich Verkündeten Änderungen. Das Projekt wurde im März 2024 abgebrochen*

In den folgenden Hauptarbeitspaketen konnten die Meilensteine bzw. Projekteckpunkte (PEP) von der Hynamics erreicht werden.

HAP1:

PEP 1 (erreicht in April 2021):
Scouting abgeschlossen und ein Szenario ausgewählt, mit dem das Basic-Engineering gestartet wird

PEP 2 (erreicht in Juni 2021):
Ausschreibungsunterlagen für ein Basic-Engineering verschickt, um die Angebote verschiedener Elektrolyse-Hersteller einzuholen

PEP 3 (erreicht in März 2023):
Elektrolysesystem wurde ausgewählt (Februar 2022) und Basic-Engineering wurde begonnen (März 2023)

Die folgenden Meilensteine konnten in dem Zeitraum bis zum Abbruch nicht erreicht werden, da es nicht zur finalen Investitionsentscheidung (FID) kam und somit der für diese Meilensteine notwendige Elektrolyseur nicht gebaut wurde. Die Begründung für den Abbruch wird in **Kapitel 5 Begründung zum Abbruch des Projektes** weiter erläutert.

PEP 4: Detail-Engineering vergeben und Implementierung der Elektrolyse

PEP 5: Genehmigung für die Elektrolyse erhalten

PEP 6: Beginn Bau der Elektrolyse

PEP 7: Elektrolyseur in Betrieb

HAP6:

Die Erreichung der Meilensteine bzw. Projekteckpunkte von HAP 6 war bei Projektende in 2025 vorgesehen. Daher konnten diese bis zum Abbruch nicht vollständig abgeschlossen werden.

PEP 19: Roadmap 700 MW erstellt

PEP 20: Skalierungsbericht erstellt

PEP 21: Konzept optimierte Betriebs- und Geschäftsmodelle erstellt

PEP 22: Handlungsempfehlungen zur raumplanerischen Integration und für die systemische Standortintegration eines 700-MW-Szenarios erstellt

4 Verwertbarkeit der erzielten Ergebnisse

Alle Projektpartner führten während des Projektes (2020 bis 2023) unmittelbare wissenschaftliche und wirtschaftliche Verwertungsmaßnahmen durch. Dazu gehörten Vorträge auf internationalen Konferenzen, der Austausch mit Wissenschaftlern und Technikern aus Industrie und Akademie sowie ausbildungsrelevante Verwertungsmaßnahmen wie die Verwendung von Ergebnissen innerhalb des Unternehmens, die zur Aus- und Fortbildungen von Mitarbeitenden in den Jahren 2020 bis 2023 und somit zur Nachwuchsausbildung und Know-how-Sicherung im Bereich nachhaltiger Energiewirtschaft in Deutschland beigetragen hat.

Die Bedeutung des Projekts besteht darin die Herausforderungen beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zu identifizieren und Lösungen zu entwickeln. Die gewonnen Erkenntnisse wurden geteilt und haben dazu beigetragen die Randbedingungen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu verbessern.

4.1 Wissenschaftliche und technische Anschlussfähigkeit

Durch die gelernten Ansätze in WESTKÜSTE100 wurden bereits neue Projekte beantragt und weitere sind in Planung. Dazu gehört das ursprüngliche IPCEI Projekt „HyScale100“. Des Weiteren konnten durch das tiefe Verständnis der Geschäftsmodelle sowie der Technik andere Projektideen entwickelt werden. Diese Anschlussprojekte können durch weitere Förderungen zu einem Meilenstein der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland werden.

Des Weiteren konnte durch die Arbeit am Projekt Fachpersonal ausgebildet werden, welche für Folgeprojekte dem deutschen Arbeitsmarkt zur Verfügung stehen, um neue Projekte zu realisieren.

4.2 Bereits erfolgte Veröffentlichungen der Ergebnisse

Im Rahmen des Projektes wurden wie unter HAP 7 beschrieben viele Positionspapier und Stellungnahmen veröffentlicht. Zusätzlich konnte die Hynamics mit den Partnern eine Einschätzung zu den Herausforderungen der Reallabore mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE) teilen, welches Sie in Ihrem Diskussionspapier veröffentlicht haben.[iii]

4.3 Angabe von gemachten oder in Anspruch genommenen Erfindungen, Schutzrechtanmeldungen, erteilten Schutzrechten sowie sonstigen gewonnenen Erkenntnissen

Es wurden keine Erfindungen angemeldet oder in Anspruch genommen.

5 Begründung zum Abbruch des Projektes

Wie bereits detailliert unter Abschnitt 1.5.8 *AP 6.8: Balancierte Betriebs- und Geschäftsmodelle* und Abschnitt 1.6.1 *AP 7.2: Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens und Handlungsempfehlungen* lassen die Randbedingungen für das HAP 1 des Projektes WESTKÜSTE100 keine positive Investitionsentscheidung zu. Dies bedeutet in der Konsequenz, dass das Hauptarbeitspaket 1 im Reallabor WESTKÜSTE100 nicht umgesetzt werden kann.

Obwohl alle Partner gerne eine positive Investitionsentscheidung getroffen hätten, war uns das leider nicht möglich. Hauptgründe hierfür sind die in 2023 stark gefallenen THG-Quotenpreise und die im Projektverlauf gestiegenen Investitionskosten, wodurch eine Wirtschaftlichkeit des Projektes nicht gegeben ist. Die Quotenpreise stellen den Referenzwert dar, an dem sich die Wirtschaftlichkeit des erneuerbar produzierten Wasserstoffs messen muss. Für einen positiven Business Case müssten diese signifikant höher liegen.

Ausschlaggebende Voraussetzung für die Realisierung des Baus der 30-MW-Elektrolyseanlage ist die Planung mit einem belastbaren Preis für sogenannten grünen Wasserstoff. Neben den wirtschaftlichen Herausforderungen sind ebenso die technologischen anzumerken. Elektrolyseanlagen im industriellen Maßstab befinden sich derzeit in einer Innovationsphase.

Obwohl uns die Umstände bedauerlicherweise keine andere Alternative lassen und Hynamics nicht wie vorgesehen am Bau eines 30-MW-Elektrolyseuers in Heide beteiligt sein wird, sind die seit 2020 geleistete Arbeit des Joint Ventures und die daraus resultierenden Erkenntnisse ohne Zweifel ausgesprochen wichtig für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland.

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Für WESTKÜSTE100 ausgewählte Selektion der möglichen Elektrolysetechnologien für eine 30 MW Anlage 5
Abbildung 2: Blockfließbild des Elektrolysesystems 6
Abbildung 3: Ausgearbeitete Szenarien für eine mögliche Elektrolyseanlage in Abhängigkeit von einem Wasserstoffspeicher und der Betriebsweise 7
Abbildung 4: Zusammenstellung der Lose und der Schnittstellen zwischen den HAPs 8
Abbildung 5: Ausschnitt des letzten detaillierten Zeitplans für die Konstruktion des 30 MW Elektrolyseurs mit Stand vom Juni 2023. Die FID würde im Juli 2024 getroffen und das kommerzielle Betriebsdatum (COD) wäre der September 2026 10
Abbildung 6: Entwurf des Konzepts zum Steuerungssystem (CCS) 13
Abbildung 7: Entwurf des Konzepts zum optimierten Betrieb 14
Abbildung 8: Entwurf Data-Exchange-Model 14
Abbildung 9: Schematische Darstellung eine PEM Elektrolyseurs. Abbildung wurde abgerufen von 15
Abbildung 10: Deutschlandkarte mit den jeweiligen Regelzonen und dessen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) 21
Abbildung 11: Block Flow Diagramm (BFD) des 30 MW Szenarios für das Projekt WK100 24
Abbildung 12: Blockflowdiagram des großen 700 MW Szenarios 25
Abbildung 13: Simulation von einem Jahr bezüglich des Füllstandes der Kaverne (oben) der Erfüllung des H2-Bedarfs (Mitte) und dem erneuerbaren Elektrizitätsprofils (unten) 26
Abbildung 14: Stromflüsse (1 Jahr) im 30 MW Szenario: erneuerbare Stromversorgung über PPAs (grün), Stromverbrauch des Wasserstoffproduktionsanlage (blau), Strom vermarktet am Day-Ahead (gelb), Strombezug über das Netz (rot) unterteilt in a) monatliche Korrelation (oben) b) stündliche Korrelation (unten) 27
Abbildung 15: Darstellung der "total yearly production costs“ (y-Achse links) und nicht-gedeckten Bedarf in Abhängigkeit des Zielfunktionswertes der Multi-Objective Function bei 177 Optimierungsläufen. 27
Abbildung 16: Zeitstrahl der wichtigsten regulatorischen Termine. 29
Abbildung 17: Entwicklung der THG-Quotenpreise im Jahre 2023 29
Abbildung 19: Schemenhafte Darstellung zum Marktpreisrisiko von erneuerbarer Elektrizität für ein Wasserstoffprojekt. In grün ist der konstante Strompreis des PPA und in gelb der Marktpreis des Stroms dargestellt. Der Pfeil mit dem Delta gibt einen möglichen Moment an, wenn Strom an den Markt auf Grund von Überkapazitäten verkauft werden müsste 31
Abbildung 20: Ursprünglicher Balkenplan der Arbeitspakete von Hynamics und den letztlich Verkündeten Änderungen. Das Projekt wurde im März 2024 abgebrochen 36

7 Tabbellenverzeichnis

Tabelle 1: Ergebnisse einer Beispielrechnung für ein 2 MW PEM Elektrolyseur und dessen Kühlwassers und nutzbaren Abwärmemengen 16
Tabelle 2:Industrieprozesse und dessen Temperaturbereiche sowie das Abwärmepotential der PEM als auch der alkalischen Elektrolyse 16
Tabelle 3: Potentielle Industrien für eine Kopplung mit einem Elektrolyseur in Bezug auf Abwärme und Sauerstoffnutzung. [PE] = population equivalent 18
Tabelle 4: Erforderliche H2-Qualitäten der einzelnen Hauptarbeitspakete (HAP 1-3) 20
Tabelle 5: Voraussetzung und Präqualifikationen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt: 22
Tabelle 7: THG-Quotenpreise mit dem korrespondierenden wirtschaftlichen Wert von grünem Wasserstoff 30

8 Referenzen

[i] Meng Ni, et al, Energy Conversion and Management, 49, 10, **2008**, 2748-2756, DOI> https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.03.018.

[ii] 4-ünb-papier_zu_elektrolyse_frt_anforderungen.pdf (netztransparenz.de)

[iii] Forschungsstelle für Energiewirtschaft (Hrsg.) (FfE, 2024) „Herausforderungen der Reallabore der Energiewende im Kontext Wasserstoff