



## H<sub>2</sub>Mare-Projekt PtX-Wind

Auslegung eines Batteriespeichers für die offshore PtX-Forschungsplattform,  
Korrosionsuntersuchungen an Materialien unter maritimer Belastung und  
Analysen zu Wasserstoffpermeation und -versprödung

### Sachbericht zum Verwendungsnachweis Teil II: Langfassung

Stand:	31.12.2024
Einreichungsdatum (TIB):	31.03.2025
Partnerin/Partner:	DECHEMA-Forschungsinstitut
Autorin/Autor:	W. Fürbeth, J.-F. Drilllet, S. Schewe, W. Peters
Fördertitel:	Verbundvorhaben H2Mare_VB2: PtXWind – Offshore Power-to-X-Prozesse
Förderkennzeichen:	03HY302E
Laufzeit:	01.04.2021 – 31.12.2025
Disclaimer:	<i>Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der Autorin/beim Autor/den Autoren.</i>

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Forschung, Technologie  
und Raumfahrt



Finanziert von der  
Europäischen Union  
NextGenerationEU

## Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis .....	4
Abbildungsverzeichnis.....	5
Tabellenverzeichnis .....	7
Ausführliche Darstellung der durchgeführten Arbeiten und erzielten Ergebnisse im Vergleich zur ursprünglichen Vorhabensbeschreibung .....	8
I.1    Teilprojekt AP 3.2 – Speicher für PtX-Forschungsplattform .....	8
I.1.1  Offshore-Winddatenanalyse .....	8
I.1.1.1  Datensatz 2: Ganzjähriger Datensatz (10min, 2021).....	10
I.1.1.2  Datensatz 3: Ganzjähriger Datensatz (10min, 2022) .....	11
I.1.1.2.....	11
I.1.2  Energiebedarf der PtX-Forschungsplattform und Batterieauslegung.....	13
I.1.2.1  Dimensionierung der Batterie für Notstrombedarf und Standbyleistung .....	14
I.1.2.2  Dimensionierung der Batterie für USV und Notabschaltung .....	18
I.1.2.3  Fazit zur techno-ökonomischen Bewertung des elektrochemischen Speichers und Bezug zum Meilenstein .....	18
I.1.3  Batterietests kommerzieller Zellen und Module.....	20
I.1.4  Stand der Technik zu stationären Speichern.....	24
I.2    Teilprojekt AP 5.4 Maritime Korrosion.....	26
I.2.1  Atmosphärische Außenkorrosion von Bauteilen und Komponenten für PtX-Anlagen in maritimer Umgebung .....	26
I.2.1.1  Überprüfung allgemein angenommener Korrosivitätskategorien .....	26
I.2.1.2  Korrosionsuntersuchungen an Anlagen- und Apparatewerkstoffen unter maritim-atmosphärischer Korrosionsbelastung.....	26
I.2.2  Einfluss von mikrobiell beeinflusster Korrosion auf Komponenten der PtX-Plattform ....	28
I.3    Teilprojekt AP 5.5 Wasserstoffpermeation und -versprödung .....	29
I.3.1  Weiterbildung.....	30
I.3.2  Normen und Standards .....	32
I.3.3  Ermittlung von Materialkenndaten .....	34
I.3.3.1  Mikrostruktur und Härte .....	35
I.3.3.2  Zugversuche .....	38
I.3.3.3  Permeationsmessungen.....	41
I.3.3.4  Wasserstoffanalytik.....	45
I.3.4  Zusammenfassung und Ausblick .....	48
Verwendung der Zuwendung.....	48
I.4    Darstellung der wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises .....	48
I.5    Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten.....	49

Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des Verwertungsplans .....	50
Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens während der Laufzeit.....	50
Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen nach Nr. 5 der NKBF/NABF .....	52

## Abkürzungsverzeichnis

<b>1C bzw. 4C</b>	Entladung der Batterie innerhalb einer Stunde (1C) bzw. einer Viertelstunde
<b>AP</b>	Arbeitspaket
<b>As<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	Arsen(III)-oxid
<b>BMS</b>	Batterie-Management-System
<b>C-Rate</b>	Verhältnis zwischen Lade-/Entladestrom zur Batteriekapazität: $C = A/Ah$
<b>DED</b>	Materialauftrag mit gerichteter Energieeinbringung, engl.: directed energy
<b>DED-LB/w</b>	Materialauftrag aus Drahtmaterial mit gerichteter Laserenergieeinbringung, engl.: directed energy deposition from laser beam with wire
<b>DoD</b>	Batterieentladungstiefe, engl.: Depth of Discharge
<b>DVGW</b>	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
<b>gfkorr</b>	Gesellschaft für Korrosionsschutz e.V.
<b>LFP</b>	Lithium-Eisen-Phosphat – Lithium-Ionen-Batterie
<b>MS</b>	Massenspektrometer
<b>M.Sc.</b>	Studienabschluss Master of Science
<b>NaOH</b>	Natriumhydroxid
<b>NCA</b>	Nickel-Cobalt-Aluminiumoxid – Lithium-Ionen-Batterie
<b>OES</b>	Funkenemissions-Spektrometer, engl.: optical emission spectrometer
<b>PtX</b>	Umwandlung (überschüssiger) Energie in Speicher- oder Nutzprodukte,
<b>PtX-PP</b>	Power-to-X-Produktionsplattform (100 MW Elektrolyse)
<b>PtX-FP</b>	Power-to-X-Produktionsplattform (5 MW Elektrolyse)
<b>REM</b>	Rasterelektronenmikroskopie
<b>SAM</b>	System Advisor Model (Software zur Simulation der Batterie)
<b>SSRT</b>	Langsamzugversuch, engl.: slow strain rate testing
<b>UAP</b>	Unterarbeitspaket
<b>UPS</b>	Uninterrupted Power Supply (engl. Für USV)
<b>USV</b>	Unterbrechungsfreie Spannungsversorgung
<b>VRL</b>	Valve regulated Blei-Gel-Batterie

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der DFI-Aufgabenstellung (AP3.2) .....	8
Abbildung 2: Links: Ein Tag des hochaufgelösten Winddatensatzes (2021, 1s), Rechts: Leistungsfuktuation einer 6,2 MW Turbine innerhalb einer Minute.....	9
Abbildung 3: Skalierung der effektiven Windturbinenleistung vs. PtX-Plattformlast (6,7 MW) .....	10
Abbildung 4: Ganzjähriger Windleistungsdatensatz (2021, 10 min), extrapoliert auf eine einzelne Turbine mit einer maximalen Leistung von 7,8 MW.....	10
Abbildung 5: Windflautenverteilung inkl. der Flautenanzahl, sowie der Abdeckung des Notstrombedarfs durch eine 1,56 MWh Batterie (in blau), die mind. 3 h Standbyleistung bereitstellt. ....	10
Abbildung 6: Leistungskurven einiger Windturbinen: Grün: Turbine, aus Datensatz 2; IEA: idealisierte Leistungskurve der IEA 15 MW Turbine, sowie Referenz: Vestas 8 MW .....	11
Abbildung 7: Vergleich der Flautenverteilung von Winddatensatz 2 (links oben und unten), sowie von Winddatensatz 3 (rechts oben und unten); Oben: Flautenverteilung in Abhängigkeit von der definierten Standbyleistung der PtX-FP. ....	12
Abbildung 8: Skizze der Forschungsplattform, hergestellt durch die Partner der TU-Berlin .....	13
Abbildung 9: Oben: Winddatensatz 2 für das vierte Quartal im Jahr 2021 mit vier verschiedenen Zeitfenstern mit ansteigender Flautenhäufigkeit. Unten: Ermittlung der Entladetiefe (SoC) für Batterien mit unterschiedlicher Größe von 0,78 MWh, 1,56 MWh und 5,2 MWh, welche einer Speicherdauer von >1,5 h, >3 h bzw. > 10 h entsprechen.....	15
Abbildung 10 Jährliche Nutzung (Vollzyklen pro Jahr bezogen auf Bruttoenergie) zweier Batteriespeicher unterschiedlicher Größe (0,78 bzw. 1,56 MWh) als Funktion der Lade- & Entladeleistung. Ladung bzw. Entladung in zwei Stunden (0,5C), einer Stunde (1C) bzw. in einer halben Stunde (2C). ....	16
Abbildung 11: Variation der Batteriegröße von 0-5,7 MWh mit Bezug auf die Bereitstellung nominellen Vollzyklen .....	17
Abbildung 12: Variation der Batteriegröße von 0-5,7 MWh mit Bezug zum Anteil der bereitgestellten Notstromenergie;.....	17
Abbildung 13: Variation der Batteriegröße von 0-5,7 MWh mit Bezug zum Preis pro kWh .....	17
Abbildung 14: Stromdichtetest für die LFP (A) und die NCA- Zellen (C) sowie Tests der Zyklusfestigkeit für LFP (B) und NCA (D).....	20
Abbildung 15: Zyklusfestigkeit in Abhängigkeit von der Entladetiefe: Links Pb-Gel (Herstellerangaben) und rechts LFP – Zellalterung in SAM.....	21
Abbildung 16: Links: Zwei 12 V-Module der Firma Hoppecke mit einer Kapazität von 50 Ah. Oben: VRLA Blei-Gel Batterie und unten: VL: Bleisäure-Batterie. Mitte: Großer 2-Kanal-Batterietester für Module der Fa. BaSyTec; Rechts: Temperierschrank für isotherme Tests der Batteriemodule der Fa. Binder.....	22
Abbildung 17: Zyklisierung der Blei-Gel- (oben) und der Blei-Säure-Module (unten) bei unterschiedlichen Entladetiefen von 50-80% DoD, sowie bei unterschiedlichen Temperaturen von 0-20°C (Abschnitt D). ....	23
Abbildung 18: Modulspannung und erreichte Kapazität bei verschiedenen Entladegeschwindigkeiten von C/5 bis C/20 bei verschiedenen Betriebstemperaturen (0-20°C).....	24
Abbildung 19: Cube-T des Herstellers BYD im 20-Fuß Container, basierend auf zehn identischen Untereinheiten und Flüssigkühlung (2024) .....	25
Abbildung 20: EnerC Plus des Herstellers CATL ist die 2. Generation des vollintegrierten 20-Fuß-Containerspeichers (2024) .....	25
Abbildung 21: Tener-STACK 9, 2x20 ft-Container (2025) .....	25
Abbildung 22: Übersicht zur Werkstoffpalette in einer PtX-Anlage der Firma INERATEC.....	27
Abbildung 23: Übersicht der Meilensteine und ihrer geplanten sowie tatsächlichen Erfüllung im Rahmen der gesamten Projektlaufzeit .....	29
Abbildung 24: Ausschnitt aus der Excel-Liste zu den verschiedenen Weiterbildungsinhalten .....	30
Abbildung 25: Verteilung der inhaltlichen Anteile (links, Mehrfachnennung möglich) sowie der Präsenzanteile	31
Abbildung 26: Angebote mit praktischen Inhalten innerhalb der Weiterbildungsmöglichkeiten (links) sowie die Übersicht der verschiedenen anbietenden Institutionen (rechts) .....	31
Abbildung 27: Devanathan-Zelle zur Wasserstoffpermeation (oben); Langsamzugversuch mit Zelle zur elektrolytischen Wasserstoffbeladung (unten) und eingebauter Probe (rechts im vergrößerten Ausschnitt) mit Schutzlack und umgeben vom Netz aus platinierterem Streckmetall als Gegenelektrode sowie der Spitze der Haber-Luggin-Kapillare der Referenzelektrode.....	32

Abbildung 28: Beispielhafter Ausschnitt aus der Excel-Liste zu den verschiedenen Normen und Regelwerken im Bereich Wasserstoff und Metalle .....	33
Abbildung 29: Verteilung der Inhalte auf die fünf definierten Kategorien „Prüfverfahren und Testmethodik“, „Materialkenndaten und Kompatibilität“, „Anforderungen, Normvorgaben und Sicherheit“, „Vorbehandlung, Fertigung und Installation“ und „Qualitätssicherung, Konformität und Inspektion“ (links) sowie die Verteilung der ausgebenden Institutionen .....	34
Abbildung 30: Übersicht über die Verteilung der Sammlung auf die verschiedenen Arten technischer Dokumente .....	34
Abbildung 31: Ausgebautes Rohrsegment der Wasserstoffhochdruckleitung aus 1.4462 in Längsansicht (a) und im Querschnitt (b) .....	35
Abbildung 32: Mikrostruktur des Pipelinerohrs, des Schmiedestücks und des Rundstabs aus 1.4462, alle geätzt mit 10%iger Oxalsäure, Ferritphase hell grünlich/violett, Austenitphase weiß; rechts daneben die jeweilige Orientierung der Mikrostruktur zum Gesamtgefüge .....	37
Abbildung 33: Mikrostruktur des Pipelinematerials über die Wandung von Innen-(links) zur Außenwandung(rechts) und das im jeweiligen Ausschnitt bestimmte Ferrit-Austenit-Verhältnis.....	37
Abbildung 34: Härteprofil nach Vickers (HV1) über die gesamte Rohrwanddicke .....	38
Abbildung 35: Kennwerte für Zugfestigkeit, Streckgrenze, Bruchdehnung und Brucheinschnürung für den Grundwerkstoff vor Einbau, Grundwerkstoff und Schweißnaht nach 12 Jahren Betrieb sowie vergleichend Schmiedestück und Rundstab; mit Angabe der technischen Anforderungen (rote Linien), getestet nach DIN EN ISO 6892-1 B:2020.....	38
Abbildung 36: Schemazeichnung der für die SSRT-Versuche mit Beladung verwendeten Zugproben (A: 4 mm $\phi$ , B: 5 mm $\phi$ ) .....	39
Abbildung 37: Beispielhafte Spannungs-Dehnungs-Verläufe der Zugversuche an den drei Werkstoffzuständen aus 1.4462 (Pipeline-, Rundstab- und Schmiedematerial); kompakte Linien zeigen Standardzugversuche an Luft, gestrichelte Linien SSRT-Zugversuche mit $-0,5 \text{ mA/cm}^2$ Beladung, gepunktete Linien Versuche mit $-5 \text{ mA/cm}^2$ Beladung sowie Promotorzugabe, alle Versuche durchgeführt mit einer Zuggeschwindigkeit von $5 \times 10^{-6} \text{ s}^{-1}$ ....	40
Abbildung 38: Beispielhafte REM-Aufnahmen der inneren Bruchflächen der Zugproben aus den SSRT-Versuchen ohne Beladung, mit $0,5 \text{ mA/cm}^2$ in $0,1 \text{ M NaOH}$ ohne Promotor sowie mit $5 \text{ mA/cm}^2$ in $0,1 \text{ M NaOH}$ mit $0,025 \text{ g/L As}_2\text{O}_3$ als Promotor für die drei Materialtypen Schmiedestück, Rundstab und Pipeline .....	41
Abbildung 39: Herstellungsschritte des Probenmaterials mit 17 mm Durchmesser und einer Dicke des Rohlings von $\approx 500 \mu\text{m}$ und finaler Probendicke $< 200 \mu\text{m}$ .....	42
Abbildung 40: Permeationsprobenrohling aus additiv gefertigtem Duplexstahl ER 2209 (links) sowie eine Devanathan-Stachursky-Zelle für die Permeationsversuche nach DIN EN ISO 17081.....	42
Abbildung 41: Ausgewählte Wasserstoffpermeationskurven für die Pipeline aus 1.4462 bei $25^\circ\text{C}$ (links) sowie Pipeline, Schmiedestück und Rundstab im Vergleich bei $50^\circ\text{C}$ (rechts) in $0,1 \text{ M NaOH}$ mit $0,025 \text{ g/L As}_2\text{O}_3$ als gemessene Oxidationsstromdichte über die Zeit aufgetragen .....	43
Abbildung 42: Ausgewählte Wasserstoffpermeationskurven der Werkstoffe S355 und S460 bei $25^\circ\text{C}$ (links) sowie ER 2209 und ER 2594 bei $50^\circ\text{C}$ (rechts) $0,1 \text{ M NaOH}$ mit $0,025 \text{ g/L As}_2\text{O}_3$ als gemessene Oxidationsstromdichte über die Zeit aufgetragen.....	44
Abbildung 43: Wasserstoffanalytik (links) bestehend aus Analysator Bruker Galileo G8 (a) mit Infrarotofen IR07 (b) sowie daneben das mobile Massenspektrometer Hiden Analytical HPR-20 R&D (c); Beispielhaft markierte Segmente des Pipelinerohrs (rechts) für die Wasserstoffanalytik, Kurvenverlauf für blau markiertes Segment in Abbildung 44 links .....	46
Abbildung 44: Beispielhaftes Wasserstoffsignal mittels MS eines Rohrsegments aus Duplex 1.4462 (blaues Segment in Abbildung 43) während der Trägergasheißextraktion mit einer Temperaturrampe von $0,5 \text{ K/s}$ sowie die Veranschaulichung der segmentierten Probenfertigung über die Pipelinewandung (rechts).....	46
Abbildung 45: Mittels Trägergasheißextraktion ( $600^\circ\text{C}$ isotherm) und MS ermittelte Messkurven des enthaltenen, getrappten Wasserstoffs in den drei verschiedenen Probensegmenten der Pipelinewandung.....	47
Abbildung 46: Ermittelte Wasserstoffgehalte an getrapptem Wasserstoff (ppm) der drei Probensegmente der Pipelinewandung (Dreifachbestimmung).....	47

## Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1- Auflistung der drei Winddatensätze: * Winddaten und Windleistungsdaten; ** Winddaten, verarbeitet zu Windleistungsdaten in Kombination mit einer Windturbinenleistungskurve der IEA 15 MW (NREL, 2020).</i>	9
<i>Tabelle 2: Zusammenfassung der beiden Winddatensätze DS1 (Confid. 2021) und DS3 (FINO 3 2022), in Abhängigkeit von der angenommenen, minimalen Standbyleistung für die PtX-FP: Emergency Standby; Cold: Cold-Standby für den Elektrolyseur; Hot: Hot-Standby für Elektrolyseur und PtX-Anlage; PtX=Erhöhter Standbybedarf für kleinere Anlagen wie PtX-FP</i>	12
<i>Tabelle 3: Abschätzung der Maximalleistung der PtX-Forschungsplattform für FT- und Methanolsynthese</i>	13
<i>Tabelle 4: Grundlegende Annahmen für die Bestimmung des Notstrombedarfs (Standbyleistung) der PtX-Forschungsplattform</i>	14
<i>Tabelle 5: Bereitgestellte Leistung: 6,7 MW</i>	18
<i>Tabelle 6: Bestimmung der minimalen, technischen Speichergröße, basierend auf den verschiedenen Aufgaben der Batterie</i>	19
<i>Tabelle 7: Vergleich zum Stand der Technik bei Blei-Gel-Batterien bzw. LFP-Modulen.</i>	21
<i>Tabelle 8: Übersicht der Produkteigenschaften kommerzieller Batteriespeicher im Container</i>	25
<i>Tabelle 9: Materialzusammensetzung der Pipeline, des Rundstabs und des Schmiedematerials aus OES-Messung im Vergleich zur Spezifikation des Werkstoffes 1.4462</i>	35
<i>Tabelle 10: Mittelwerte der Materialprüfwerte aus SSRT-Versuchen mit einer Zuggeschwindigkeit von <math>5 \times 10^{-6} \text{ s}^{-1}</math> unbeladen(schwarz), mit <math>-0,5 \text{ mA/cm}^2</math> Beladung (hellgrün) und mit <math>-5 \text{ mA/cm}^2</math> Beladung sowie Promotorzugabe (dunkelgrün)</i>	40
<i>Tabelle 11: Versuchsbedingungen für alle geprüften Werkstoffe, als Elektrolyt wurde 0,1M NaOH mit 0,025 g/L As<sub>2</sub>O<sub>3</sub> verwendet</i>	43
<i>Tabelle 12: Effektive Diffusionskoeffizienten der verschiedenen Werkstoffe bei 25°C bzw. 50°C für die Belade- und Effusionstransienten aus Dreifachbestimmung mit n.a. sind die Zellen gekennzeichnet, für die keine Stufenbeladung durchgeführt wurde</i>	45
<i>Tabelle 13: Erfolgte Veröffentlichungen</i>	52

## Ausführliche Darstellung der durchgeführten Arbeiten und erzielten Ergebnisse im Vergleich zur ursprünglichen Vorhabensbeschreibung

Die Aufgabenstellung des DFI unterteilt sich in drei thematisch klar abgetrennte Arbeitspakete. Im **AP3.2** sollte anhand von Windprofilen eine Dimensionierung des elektrochemischen Speichers für die PtX-Forschungsplattform erfolgen und einige dafür in Frage kommende kleine Speichermodule getestet werden.

Im **AP 5.4** standen Untersuchungen zur Beschreibung des korrosiven Einflusses maritimer Exposition von großtechnischen Offshore-PtX-Anlagen im Fokus. Ziel war es, ein umfassendes Verständnis des Korrosionsverhaltens zu gewinnen und daraus eine einheitliche Datengrundlage für die Bewertung künftiger Anlagenkonzepte zu schaffen.

Das **AP5.5** sollte Materialkenndaten zur Wasserstoffpermeation und -versprödung erarbeiten und einhergehend mögliche Weiterbildungsinhalte oder eine Basis für die Standardisierung und Normung ableiten.

### I.1 Teilprojekt AP 3.2 – Speicher für PtX-Forschungsplattform

#### Aufgabenstellung im AP3.2

- **Auslegung** des elektrochemischen Speichers für die PtX-Forschungsplattform
- **Test** marktüblicher Produkte (Pb, NiMH, Li-Ion, Supercap) im Labormaßstab bis zu 1 kWh (12 - 48V) zur Implementierung in das System Advisor Model (SAM)
- **Dimensionierung** & techno-ökonomische Bewertung des elektrochemischen Speichers für die Wind/PtX-Kopplung

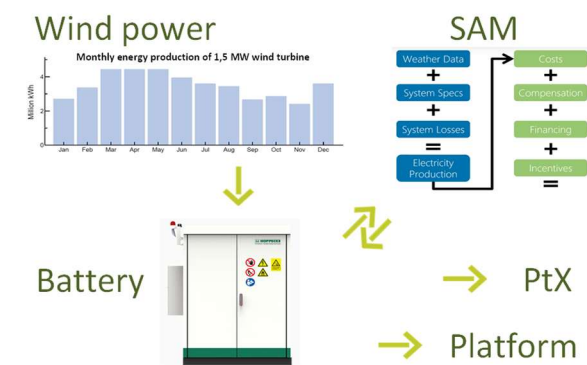


Abbildung 1: Übersicht der DFI-Aufgabenstellung (AP3.2)

#### I.1.1 Offshore-Winddatenanalyse

Die Analyse der Offshore-Winddaten, aus Sicht des AP3.2, dient der Bestimmung des Strombedarfs der Offshore und Offgrid PtX-Forschungsplattform (PtX-FP), welche durch den Stromspeicher im Falle von Windleistungsschwankungen, bei Windflauten und anderen Leistungsunterbrechungen bereitgestellt werden muss. Hierzu soll u.a. die Flautendauer und deren Häufigkeit ermittelt werden.

Die Analyse basierte auf verschiedenen Datensätzen aus zwei unterschiedlichen Windparks. Die zwei ersten Datensätze, DS1 und DS2, zum ersten Windpark wurden anonymisiert von einem Windparkbetreiber bereitgestellt, da diese auch sensible Betriebsdaten enthalten. Sie umfassen einen hochaufgelösten, 24h-Datensatz (1.1.-1.2.2021, 1s) und einen einjährigen Datensatz (2021, 10 min). Neben Leistungsdaten umfasst dieses Datenpaket auch Windgeschwindigkeiten. Der dritte Datensatz basiert auf den Winddaten gemessen auf FINO3, der Forschungsplattform 3 in Nord- und Ostsee. (FINO3, 2022) Hierfür wurde, in Absprache mit den anderen Partnern im PTX-Wind, die Windleistung des Jahres 2022 (10 min) in zehnminütiger Auflösung analysiert.

Tabelle 1- Auflistung der drei Winddatensätze: \* Winddaten und Windleistungsdaten; \*\* Winddaten, verarbeitet zu Windleistungsdaten in Kombination mit einer Windturbinenleistungskurve der IEA 15 MW (NREL, 2020).

Datensatz	Name	Zeitspanne	Auflösung	Küstenabstand	Turbinenleistung
1 (DS1) *	Confid.	1 Tage	1 s	<40 km	3,2 MW (real)
2 (DS2) *	Confid.	1 Jahr, 2021	10 min	<40 km	3,2 MW (real)
3 (DS3) **	FINO 3*	1 Jahr, 2022	10 min	80 km	15 MW (ideal)

#### Datensatz 1: Eintägiger Datensatz (24 h, 2021)

Die Analyse dieses Datensatzes diente nicht der Bestimmung von Flauten, sondern der Bestimmung der Windleistungsschwankung innerhalb kurzer Zeiträume. Nachfolgend ist der gesamte Datensatz (24 h) sowie ein einminütiger Ausschnitte des Datensatzes gezeigt.

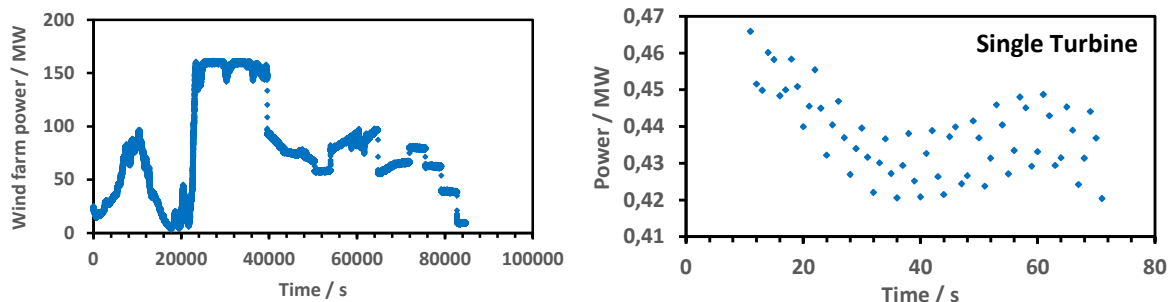


Abbildung 2: Links: Ein Tag des hochaufgelösten Winddatensatzes (2021, 1s), Rechts: Leistungsfuktuation einer 6,2 MW Turbine innerhalb einer Minute.

Abb. 2 zeigt die Leistungsschwankung des gesamten Windparks innerhalb von 24 h. Erkennbar ist, dass die Leistung zwischen Flaute (3,5 MW) und maximaler Leistung (161,8 MW) schwankt. Die gezeigte kurzfristige Leistungsschwankung pro Turbine wurde nicht an einer einzelnen Turbine gemessen, sondern aus dem Verhältnis von Gesamtleistung/Turbinenanzahl ermittelt, da die Windleistungsdaten nur als Summenwert des gesamten Windparks bereitgestellt wurden. Die Leistungsschwankung (pro Turbine) ist somit bereits geglättet und geringer als die zu erwartende Leistungsschwankung einer einzelnen Turbine. Wenn die PtX-Plattform jedoch nicht an eine einzelne Windturbine, sondern an einen Windpark gekoppelt ist, entspricht diese Glättung der Realität. Die maximalen Leistungsschwankungen pro Turbine betragen 4,8 %/s (0,3 MW/s) bzw. 8,0 %/min (0,5 MW/min), wobei die mittleren Leistungsschwankungen pro Turbine lediglich 0,1%/s bzw. 0,2%/min betragen. Der Maximalwert von 4,8%/s ist in Abb. 2 (links) erkennbar, während die durchschnittliche Schwankung in Abb. 2 (rechts) ablesbar ist. Diese Ergebnisse werden später zur Bestimmung der Energiemenge im Fall einer Notabschaltung verwendet.

### 1.1.1.1 Datensatz 2: Ganzjähriger Datensatz (10min, 2021)

Die Windleistungsdaten eines realen, ganzjährigen Datensatzes (DS2) ermöglichen die Analyse der Stromgestehung unter realen Bedingungen. Das gesamte Jahr 2021 ist nachfolgend gezeigt. Hierbei wurden die Windleistungsdaten auf eine einzelne Windturbine mit einer effektiven, maximalen Leistung von 7,82 MW (von eff. 3,2 MW) skaliert. Grundlage für die Skalierung ist die Leistung der PtX-FP (6,7 MW, s. Tab. 3 & 4). Wird ein Leistungsverhältnis von 1:1 (6,7 MW<sub>Turbine</sub> vs. 6,7 MW<sub>PtX</sub>) gewählt, nimmt die Dauer der Zeitperioden zu, in denen die Windturbine nicht die Standbyleistung von 470 kW bereitstellen kann.

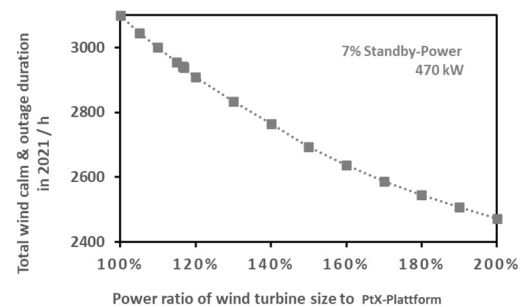


Abbildung 3: Skalierung der effektiven Windturbinenleistung vs. PtX-Plattformlast (6,7 MW)

Windflauten wurden als Perioden mit einer Leistung von <470 kW definiert, da selbst die Standbyleistung der PtX-Forschungsplattform (PtX-FP) nicht abgedeckt werden kann. (s. Tab 3). Wird hingegen die Turbine deutlich überdimensioniert (1:2, bzw. 200% in Abb. 3), sinkt die kumulierte jährliche Flautendauer von 3099 auf 2473 h ab. Im Gegenzug steigen aber auch die Perioden an, in denen die Windturbinenleistung abgeregelt werden muss, da offshore und offgrid keine andere Verwendung möglich ist. Auf Basis einer Optimierung wurde ein Verhältnis von 1,17:1 (117%) gewählt. Dies übersteigt die geforderte Gesamtleistung der PtX-Forschungsplattform von 6,7 MW (s. Tab. 2).

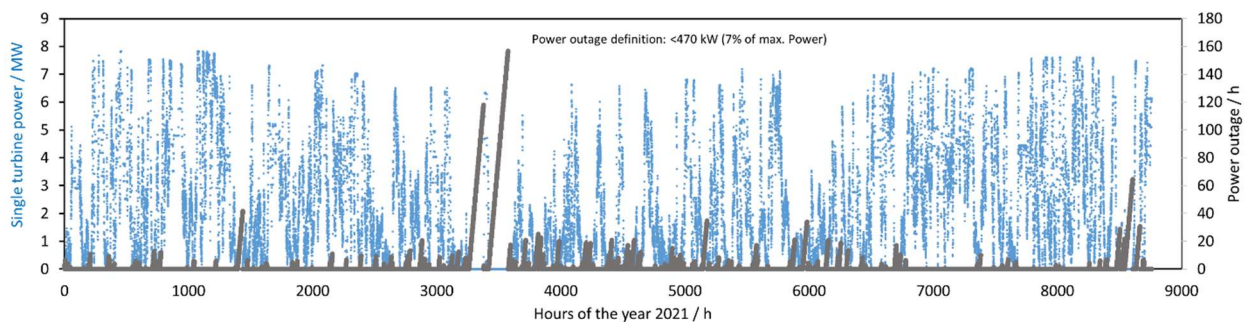


Abbildung 4: Ganzjähriger Windleistungsdatensatz (2021, 10 min), extrapoliert auf eine einzelne Turbine mit einer maximalen Leistung von 7,8 MW

Der ganzjährige Datensatz (Abb. 4) weist, neben starken Leistungsschwankungen, nur selten Zeitabschnitte mit voller Leistung auf. Kurze Flauten ziehen sich durch das gesamte Jahr, wobei insbesondere die windarmen Sommermonate mit den längsten Flauten hervorstechen. Laut Angaben des Windparkbetreibers war für mindestens eine der langen Flauten der Verlust der Netzanbindung verantwortlich. Abb. 4 zeigt die Windflautenverteilung nach Flautendauer, Häufigkeit und kumulierter Dauer. Die kumulierte Flautendauer beträgt 2878 h, verteilt über 553 Flauten.

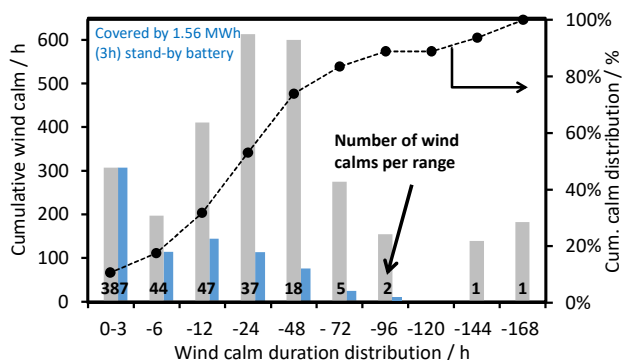


Abbildung 5: Windflautenverteilung inkl. der Flautenanzahl, sowie der Abdeckung des Notstrombedarfs durch eine 1,56 MWh Batterie (in blau), die mind. 3 h Standbyleistung bereitstellt.

Erkennbar ist, dass die meisten Flauten (387) weniger als 3 h andauern. Die beiden Sommerflauten mit 144 und bis zu 168 h stechen auch hier hervor. In Abb. 5 sind zudem die Flauten gekennzeichnet, die

durch einen Batteriespeicher (1,56 MWh, 3 h) abgedeckt werden könnten. Deutlich wird bereits hier, dass zwar die meisten Flauten (70%) abgedeckt werden, jedoch nur ein geringer Teil der kumulierten Flautendauer (10%). Für die Abdeckung der langen Windflaute (168 h) wäre eine Batteriekapazität von bis zu 85 MWh nötig. Dies entspricht (s. Tab. 7) ca. 22 Batteriecontainern (je 20 Fuß) von Typ EnerC Plus. An dieser Stelle wird deutlich, dass die Dimensionierung der Batterie nicht alleine auf technischer Basis anhand der Flautenverteilung erfolgen kann. Die Anzahl von 22 Batteriecontainer zeigt, hingegen, dass die maximale Größe durch wirtschaftliche Randbedingungen ermittelt werden sollte.

### I.1.1.2 Datensatz 3: Ganzjähriger Datensatz (10min, 2022)

Basierend auf den Windgeschwindigkeitsdaten des Jahres 2022 am Standort FINO3, wurde die Leistungskurve der idealisierten 15 MW IEA Turbine zur Erzeugung von Windleistungsdaten genutzt. Die Leistungskurve der Windturbinen des 1. und 2. Datensatzes (2022\_Confident) ist in Abb. 6 im Vergleich zur deutlich stärker ansteigenden IEA 15 MW gezeigt. Charakteristisch für die idealisierte Kurve ist der Knick beim Übergang zur Vollast. Die Windleistungsdaten von FINO3 stellen die maximal erreichbare Leistung am Standort FINO3 im Jahr 2022 dar.

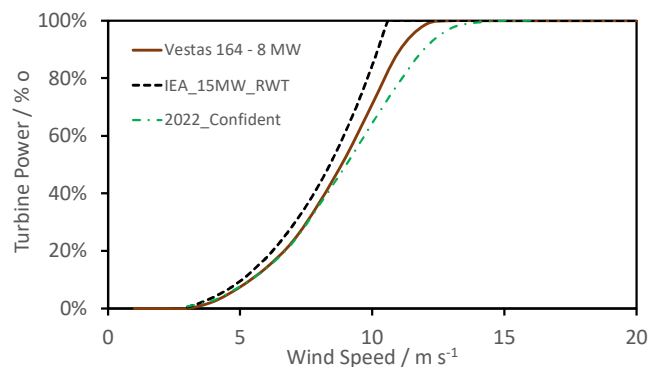


Abbildung 6: Leistungskurven einiger Windturbinen: Grün: Turbine, aus Datensatz 2; IEA: idealisierte Leistungskurve der IEA 15 MW Turbine, sowie Referenz: Vestas 8 MW

Die Leistung der 15 MW IEA-Turbine wurde zum direkten Vergleich auf die Leistung der Turbine im DS2 skaliert (7,82 MW)

### Datensatz 2 und 3: Vergleich der ganzjährigen Windleistungsdaten

Der Vergleich beider ganzjähriger Datensätze (DS2 und DS3) zeigt deutliche Unterschiede in Flautenhäufigkeit und Dauer. Die Gründe hierfür werden nun erläutert. Die Zusammenfassung findet sich in Tabelle 2.

Der Datensatz 2 (DS2) unterscheidet sich vom FINO3 (DS3) durch viele reale Effekte im Windparkbetrieb. Dazu gehört, trotz der gleichen Skalierung auf 7,82 MW, eine zugrundeliegende kleinere Turbine mit einer effektiven Leistung von 3,25 MW (vs. 15 MW idealisiert). Windflauten sind in Länge und Häufigkeit durch Verschattung, Wartungszeiten, Netzverluste und Küstennähe beeinflusst. Somit bildet der DS2 die realen Verhältnisse ab, jedoch mit deutlich veralteter Technik, und wird daher als „worst-case“ für Flautendauer, Flautenhäufigkeit und bereitgestellter Energie behandelt. Der DS3 stellt aufgrund der idealisierten Leistungskurve (s. Abb. 6), den fehlenden Wartungszeiten und der fehlenden Verschattung (Wake-Effekte) durch andere Turbinen den „best-case“ dar. Die Windleistung, die der PtX-FP zur Verfügung steht, liegt unserem Verständnis nach im Bereich zwischen beiden Winddatensätzen und unterliegt zudem, je nach Jahr, sowieso deutlichen saisonalen Fluktuationen.

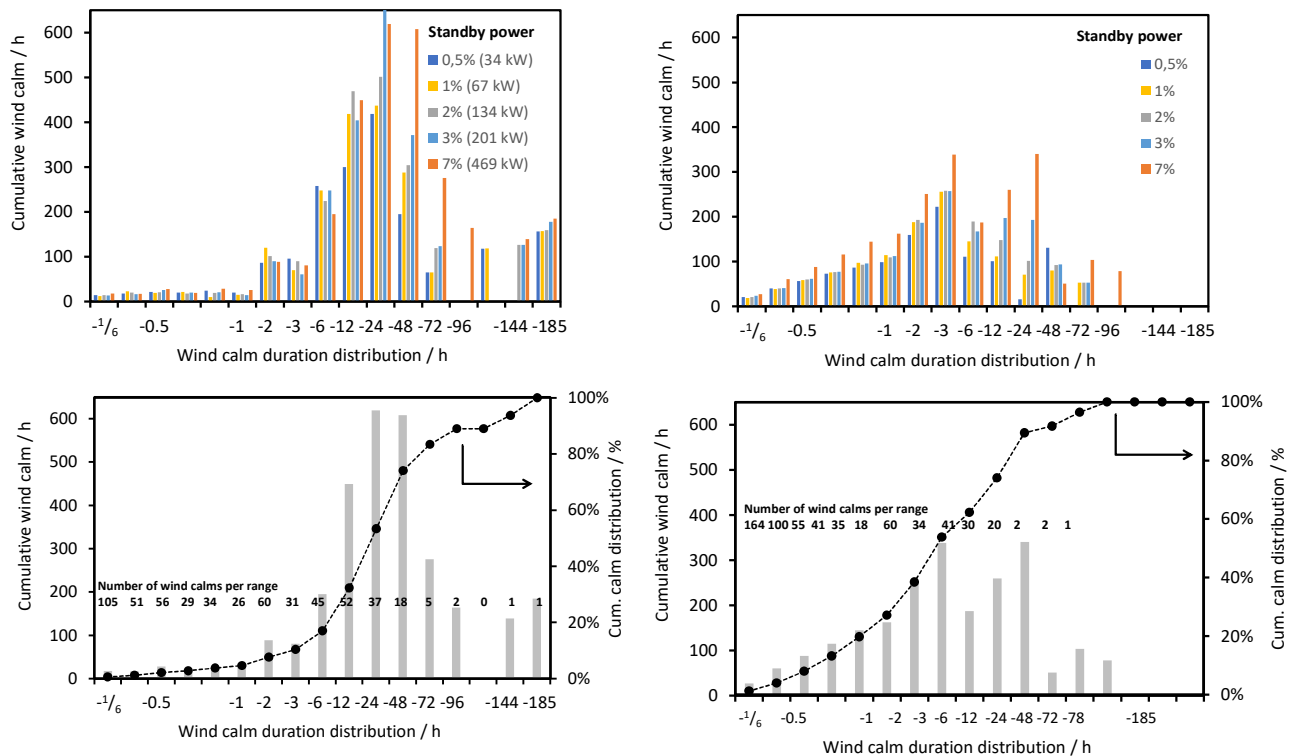


Abbildung 7: Vergleich der Flautenverteilung von Winddatensatz 2 (links oben und unten), sowie von Winddatensatz 3 (rechts oben und unten); Oben: Flautenverteilung in Abhängigkeit von der definierten Standbyleistung der PtX-FP.

Tabelle 2: Zusammenfassung der beiden Winddatensätze DS1 (Confid. 2021) und DS3 (FINO 3 2022), in Abhängigkeit von der angenommenen, minimalen Standbyleistung für die PtX-FP: Emergency Standby; Cold: Cold-Standby für den Elektrolyseur; Hot: Hot-Standby für Elektrolyseur und PtX-Anlage; PtX=Erhöhter Standbybedarf für kleinere Anlagen wie PtX-FP

				Confid. 2021 calms			FINO 3 2022 calms		
Standby Power of PtX	Wind speed m/s	P <sub>WTG</sub> kW	Calm N	Total h	Calm <sub>max</sub> h	Calm N	Total h	Calm <sub>max</sub> h	
Em. 0.5%	2.9	34	1810	481	156.7	1116	374	45.5	
Cold 1%	3.0	67	2021	487	156.8	1309	412	52.7	
Hot 2%	3.2	134	2203	499	159.0	1438	437	53.0	
Hot 3%	3.5	201	2370	491	178.2	1562	456	53.2	
PtX 7%	4.3	469	2940	553	184.8	2211	603	78.5	

Der Vergleich von „worst-case“ und „best-case“ ist gut anhand der minimalen Notstrombedingungen (Emergency) bei 0,5% erkennbar. Im Vergleich treten im „best-case“ FINO 3 im ganzen Jahr anstelle von 1810 nur 1116 (-38%) Windflauten auf. Die gesamte Flautendauer verringert sich von 481 auf 374 h (-22%) und die maximale Länge einer Flaute verkürzt sich von 156,7 auf 45,5 h (-71%). Beide Datensätze werden nachfolgend dazu verwendet, den Batteriespeichers für die PtX-FP zu dimensionieren. Dabei wird der „best-case“ bevorzugt, da

- für einen offgrid- und offshore-Windpark lange Ausfallzeiten durch Verlust der Netzanbindung (DS2) entfallen.

- It. Bewertung des Projektpartners und Windparkbetreibers EnBW, wird mit einer maximale Windflauten von 60 h gerechnet, was den Werten des FINO3 (DS3) entspricht 45,5 - 78,5 h.
- Tatsache ist jedoch auch, dass in Ausnahmefällen auch längere Ausfallzeiten nicht auszuschließen sind.

### I.1.2 Energiebedarf der PtX-Forschungsplattform und Batterieauslegung

Der Strombedarf der PtX-Forschungsplattform wurde bereits im Projektantrag grundlegend festgelegt und besteht aus einer 5 MW Elektrolyseleistung. Hinzu kommt die Leistung des PtX-Prozesses, der Plattform, sowie anderer noch unbekannter Verbraucher. Erste Abschätzungen wurde auf Basis von Publikationen seitens der Projektpartner (Morales et al. 2023) und der auf dem SharePoint bereitgestellte Daten (AP1) entnommen. Anhand dieser Daten wurde eine ungefähre, notwendige Maximallast der PtX-Plattform von 6,7 +/- 0,5 MW, wie in der nächsten Tabelle dargestellt, bestimmt.



Abbildung 8: Skizze der Forschungsplattform, hergestellt durch die Partner der TU-Berlin

Tabelle 3: Abschätzung der Maximalleistung der PtX-Forschungsplattform für FT- und Methanolsynthese

PtX-Forschungsplattform		Fischer-Tropsch-Synthese	Methanolsynthese
Elektrolyse	MW	5	5
Synthese	MW	1,23	0,365
DAC	MW	0,339	0,339
Plattform	MW	0,616	0,616
<b>Gesamt</b>	MW	6,845	6,32

Basierend auf den Erkenntnissen aus der Winddatenanalyse und den Anforderungen der PtX-Plattform, bestehend aus PtX-Prozess, Plattform, DAC (Direct Air Capture), wurden die drei folgenden Aufgaben für den Batteriespeicher definiert:

- **Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) der gesamten PtX-Plattform inkl. Elektrolyse:** Kurzzeitiger (ms–s) Ausfall der Stromverbindung zwischen Windkraftanlage, Umrichter und PtX-FP PtX-FP, sowie Ausgleich der Leistungsschwankungen entsprechend Datensatz
- **Notabschaltung der gesamten PtX-FP inkl. Elektrolyse:** Ungeplante Abschaltung/Herunterfahren der PtX-Anlage mit möglicherweise langfristigem Stromausfall (min–h) bei Sturm und Ausfall der Windkraftanlage bzw. kurzfristigen Flauten.
- **Notbetriebsmodus/Standbyleistung für gesamte PtX-FP, inkl. Elektrolyse:** bei langen Windflauten zum Erhalt der Sicherheit
  - **Minimale Last (34 kW):** bei längerer Windstille (h–d) oder während der Wartungszeit

- **Kaltstandby-Betrieb:** Länger andauernde Windstille (h–d) oder Wartungszeit bei Kaltstandby-Last (68 kW, 1%)
- **Hotstandby-Betrieb:** 2-3% der PtX-Plattformleistung (140-204 kW)
- **PtX-FP-Notstrombetrieb:** 7% der PtX-Forschungsplattformleistung (470 kW)

### I.1.2.1 Dimensionierung der Batterie für Notstrombedarf und Standbyleistung

Da die Länge der Windflauten und die Bereitstellung des Notstroms die Größe bzw. Energie des Batteriespeichers definieren wird, soll zunächst der Notstrombedarf ermittelt werden. Für die PtX-Produktionsplattform (PtX-PP) wurde durch die Projektpartner des AP1 eine Cold-Standbyleistung von 1% bzw. eine Hot-Standbyleistung von 2-3% ermittelt, bezogen auf eine Gesamtleistung von 110 MW. Für die kleinere PtX-FP müssen die gleichen Sicherheitsvorkehrungen, der Betrieb der Anlagensteuerung, die Beheizung etc. vorgenommen werden, sodass mit einer höheren Standbyleistung zu rechnen ist. Basierend auf Angaben des Partners EnBW wurden diese auf 7%, bezogen auf eine Gesamtleistung von 6,7 MW, festgelegt. Nachfolgend sind nun die Rahmenbedingungen für die Ermittlung der Batteriegröße mittels SAM gezeigt. Dabei wurden die Winddaten, gekoppelt mit den unten genannten Anforderungen und Rahmenbedingungen, im Simulationstool SAM (NLR, 2025) miteinander verglichen.

Tabelle 4: Grundlegende Annahmen für die Bestimmung des Notstrombedarfs (Standbyleistung) der PtX-Forschungsplattform

<b>Maximale Leistung der FP (Elektrolyse + PtX)</b>	<b>6,7 MW (5 MW + 1,7 MW)</b>
<b>P<sub>StB</sub> Standbyleistung ist 7% of max. PtX-load</b>	470 kW (von 6700 kW)
Windflaute wurde definiert als Windparkleistung < Standbyleistung mit korrespondierender Windgeschwindigkeit	<470 kW or <4,3 m/s
<b>Resultierender Lastbereich für den Speicher</b>	0 – 470 kW
<b>Batterieentladung erfolgt also nur bei Windparkleistung unter</b>	<470 kW <sub>Wind</sub>
<b>Minimale – maximale Batterieentladetiefe (DoD)</b>	0 – 90 %
<b>Ladezustand (SoC = State of charge) zu Beginn der Berechnung</b>	75%
<b>Max./Min. Batterieleistung (und C-Rate)</b>	470 kW (1C)

Die Modellierung in SAM ist nachfolgend für das vierte Quartal im Jahr 2021 anhand des Winddatensatz 2 gezeigt. In Abb. 9 sind vier Zeiträume von je zehn Tagen (A-D) mit ansteigender Flautenhäufigkeit und Dauer gezeigt. Variiert wurde die Batteriegröße von 0,78 MWh bis 5,2 MWh, was einer Notstrombereitstellung von 1,5 – 10 h bei einer Notstromleistung von 470 kW entspricht.

Die Größe des Speichers wird in Abb. 9 anhand seines Ladezustands (SoC) bewertet. Dieser bewegt sich zwischen 100 und 10 % (max. DoD von 90%). Während in den Phasen A und B selbst ein kleiner Batteriecontainer (0,78 MWh) mit  $\geq 1,5$  h Notstromleistung kaum genutzt wird, kommt letzterer in der Phase C deutlich an seine Grenzen und verharrt in Phase D fast die Hälfte der Zeit im vollentladenen, ungenutzten Zustand. Eine Vergrößerung der Batterie auf 1,52 ( $\geq 3$  h) bzw. 5,2 MWh ( $\geq 10$  h) zeigt für Phase C eine deutliche Verbesserung des SoC, erkennbar an den deutlich verkürzten Zeiten im

vollgeladenen bzw. vollentladenen Zustand. Jedoch wird auch hier der vollentladene Zustand erreicht. Es muss daher abgeleitet werden, dass die Notstromversorgung aufgrund der Länge der Flauten aus Kosten- und Platzgründen **nicht alleine** durch einen Batteriespeicher gewährleistet werden kann, insbesondere dann, wenn eine hohe Notstromleistung (470 kW) nötig ist. Aufgrund der notwendigen Redundanz muss zudem bei der Notstrom-Energieversorgung, insbesondere bei den Offgrid –Anlagen, ein weiterer Generator (bspw. Brennstoffzelle od. LNG-Generator) vorgehalten werden, um anstelle oder im Anschluss an die Batterie die Notstromleistung bereitzustellen.

Für die Auslegung der Notstromversorgung, und damit auch für die Leistung des Backup-Generators, ist die tatsächlich nötige Standbyleistung der maßgebliche Faktor für die Auslegung der Batteriegröße. Wenn die zukünftig PtX-FP so konzipiert werden kann, dass eine geringe Cold-Standbyleistung von 68 kW (1 %) ausreicht, könnte bei gleicher Batteriegröße deutlich verlängerte Notstromleistung für 10, 21, 69 h bereitgestellt werden, sodass selbst Phase D abgedeckt werden könnte.

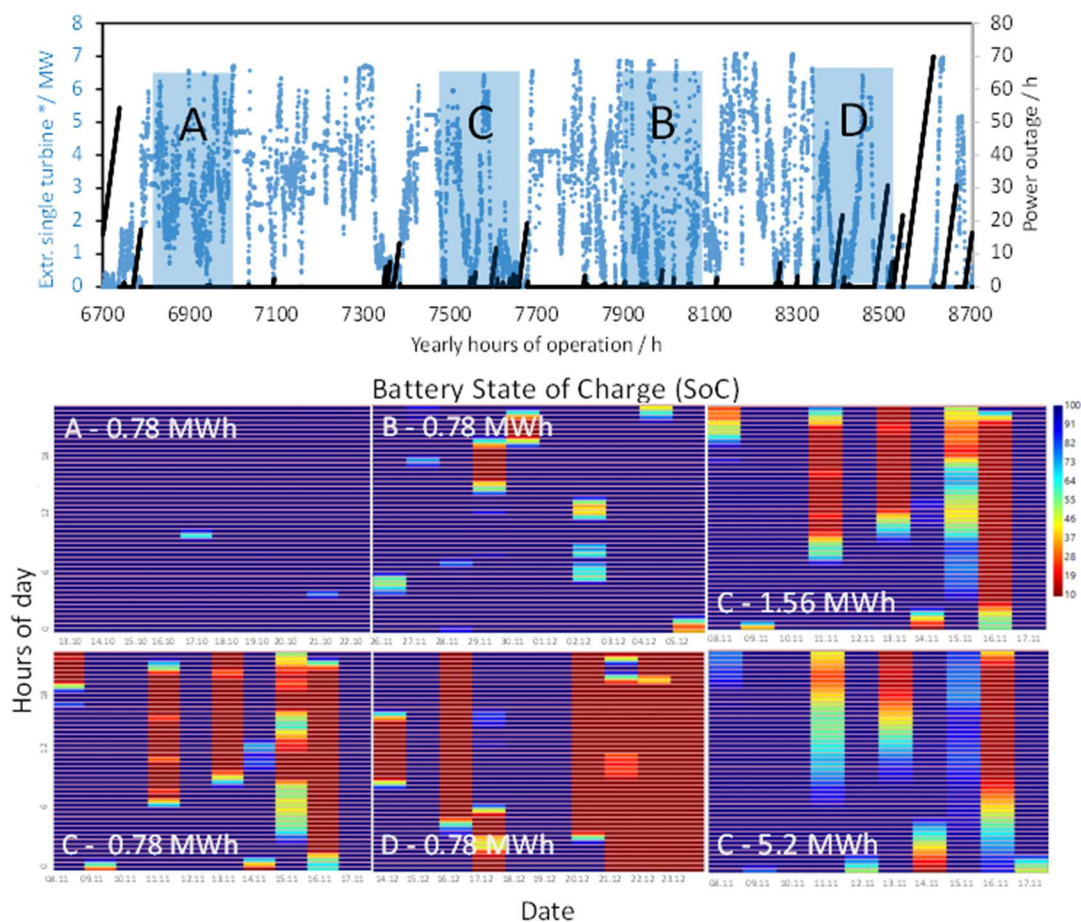


Abbildung 9: Oben: Winddatensatz 2 für das vierte Quartal im Jahr 2021 mit vier verschiedenen Zeitfenstern mit ansteigender Flautenhäufigkeit. Unten: Ermittlung der Entladetiefe (SoC) für Batterien mit unterschiedlicher Größe von 0,78 MWh, 1,56 MWh und 5,2 MWh, welche einer Speicherdauer von >1,5 h, >3 h bzw. > 10 h entsprechen.

Nachfolgend soll daher als nächstes die minimale Batteriegröße anhand der Batterieleistung und -Nutzung bestimmt werden. Abbildung 9 zeigt die jährliche Nutzung der Batterie im Vergleich beider Batteriecontainergrößen von (A) 0,78 & (B) 1,56 MWh. Die Nutzung ist hier als Vollzyklus pro Jahr definiert und setzt die tatsächlich bereitgestellte & entladene Energie aus dem Batteriespeicher (113 bzw. 189 MWh/a) mit der nominellen Batteriekapazität (0,78 bzw. 1,56 MWh) ins Verhältnis.

$$\text{Full nominal battery cycles per year} = \frac{\text{Discharged energy per year (MWh/a)}}{\text{Full battery energy per cycle (MWh/Cycle)}}$$

Die tatsächliche Anzahl aller Teil- & Vollzyklen pro Jahr entspricht 542 Zyklen. Dies entspricht einer durchschnittlichen Entladetiefe von 26,7 bzw. 22,4 %. Bei Speichergrößen von 0,78 bzw. 1,56 MWh und 1C stellt sich eine Nutzung der Speicher von 144 bzw. 121 Vollzyklen ein, die bei Lade-/Entladegeschwindigkeiten von >1C nur noch geringfügig ansteigt. Eine Verdopplung der BatteriegroÙe führt hier nur zu einer Steigerung der bereitgestellten Notstromenergie um nur 68%.

In SAM wurde die Nutzung der Batterie als Funktion der maximalen Lade- bzw. Entladeleistung untersucht. Letztere beschreibt hier die maximale Leistung des Speichers bezogen auf die Energie des Speichers. Ein Wert von 0,5 C (bzw. C/2) entspricht einer zweistündigen Entladung und erlaubt demzufolge beim 0,78 MWh Speicher nur eine maximale Lade- & Entladeleistung von 0,34 MW. Der Speicher müsste bei 0,5C also mind. eine Größe von 1,04 MWh haben, um die Standby-Leistung bereitstellen zu können. Im Laufe Jahres 2023 wurde seitens der Hersteller von LFP-Speichern (CATL, BYD, etc.) die zulässige Entladeleistung von neuen LFP-Batterien schrittweise von 0,5C auf 1C bzw. 4C angehoben.

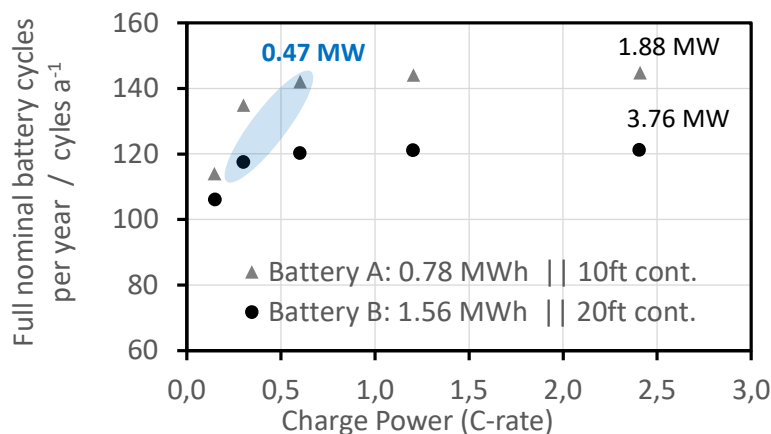


Abbildung 10 Jährliche Nutzung (Vollzyklen pro Jahr bezogen auf Bruttoenergie) zweier Batteriespeicher unterschiedlicher Größe (0,78 bzw. 1,56 MWh) als Funktion der Lade- & Entladeleistung. Ladung bzw. Entladung in zwei Stunden (0,5C), einer Stunde (1C) bzw. in einer halben Stunde (2C).

Nimmt man die Batterieleistung von 1C als gesicherten, industriellen Standard an, dann

- ist **der technisch kleinstmögliche Speicher** für den Notstrom der PtX-FP durch seine Leistung von **0,47 MW** beschränkt, was bei 1C einer Größe von **0,47 MWh** entspricht. Bei 90% DoD entspricht die Gesamtenergie dieser Batterie 0,52 MWh.
- nimmt bei einer Vergrößerung der Batterie, bspw. bei einer Verdopplung von 0,78 MWh auf 1,56 MWh, die jährliche Nutzung, also die von der Batterie bereitgestellte Energie, nur um 68% zu. Daraus folgt: Je größer die Batterie, desto geringer die Nutzung und desto höher der zu erwartende Preis pro entladener kWh. Der **größtmögliche Speicher muss nach ökonomischen Kriterien** bestimmt werden.
- sinkt die minimale Größe der Batterie, basierend auf der minimal nötigen Notstromleistung für den „Cold-Standby“ (68 kW) bzw. den „Hot-Standby“ (132 kW) auf 68 kWh bzw. 132 kWh ab.

Nachdem nun die minimale, technisch notwendige Batteriegröße definiert wurde, wurde die obere Grenze der Batteriegröße für die Notstrombereitstellung betrachtet.

In Anlehnung an Abb. 10 ist in Abb. 11 der Effekt der Batteriegröße auf die bereitgestellte Energie, sowie die Vollzyklen gezeigt. Letztere zeigen einen besonders starken Abfall der Batterienutzung von 279 auf 126 Z/a für Batteriegrößen von >0 bis ca. 1,5 MWh.

- Bis zu einer Speichergröße von ca. 1,5 MWh weist die Batterie einen hohen Nutzungsgrad auf.

In Abb. 12 wird die Batteriegröße und die bereitgestellte Energie mit dem Anteil an Notstromenergie ins Verhältnis gesetzt, die in einem Jahr benötigt wird. Hier wird deutlich, dass selbst eine große Batterie von 5,7 MWh (11 h) nur bis zu 40% der gesamten, jährlichen Notstromenergie (bei 470 kW) abdecken kann.

- Bei 470 kW Notstromleistung ist ein weiterer Generator zwingend notwendig
- Bei einer Cold-Standbyleistung (1%) von 68 kW (s. Abb.12) kann für bis zu 75 h Notstrom bereitgestellt werden.
- Ist der Emergency-Standby (0,5%, 34 kW) möglich, können mit 5,7 MWh bereits über 150 h Flaute abgedeckt werden.

Wird die Batteriegröße aus der Kostenperspektive betrachtet, sind die Ergebnisse der Studie zum Stand der Technik bei Containerspeichern relevant (s. Kap. I.1.6). Der Hersteller CATL gibt für seine aktuellen Produkte EnerC Plus eine Zyklenzahl von bis zu 12.000 Z und eine garantierte Lebensdauer von 10 Jahren an. Für diese Berechnung wurde eine Lebensdauer von 15 Jahren extrapoliert, da bei maximal 279 Vollzyklen pro Jahr nur bis zu 4185 Zyklen über 15 Jahre erreicht werden.

Mit einem CAPEX von 215 €/kWh, OPEX von 6 €/a kWh<sub>installiert</sub> und Versicherungskosten von 2 €/a kWh<sub>installiert</sub> ergeben sich über 15 Jahre Kosten von 335 €/a kWh<sub>installiert</sub> pro installierter kWh. (Jaffal et al. 2024, Beuse et al. 2020) Somit kann anhand der oben bestimmten nominellen Vollzyklen eine Kostenschätzung erstellt werden:

- Die Preisspanne pro entladener kWh (Batteriegröße: 0,07-5,7 MWh) beträgt 8 – 30 €/ct/kWh.
- Ein CAPEX von 215 €/kWh befindet sich am oberen Rand der konservativen Preisspanne (s. Kap I,1.6) von 100-250 €/kWh.

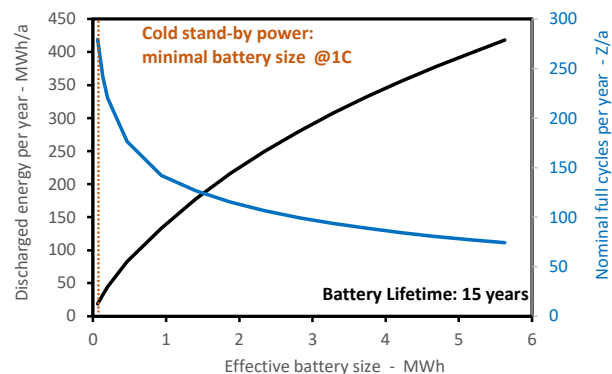


Abbildung 11: Variation der Batteriegröße von 0-5,7 MWh mit Bezug auf die Bereitstellung nominellen Vollzyklen

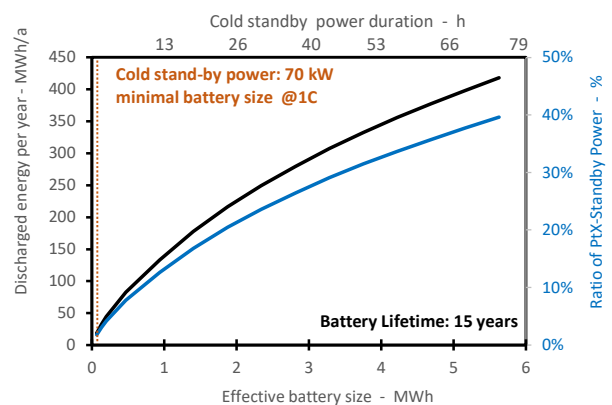


Abbildung 12: Variation der Batteriegröße von 0-5,7 MWh mit Bezug zum Anteil der bereitgestellten Notstromenergie;

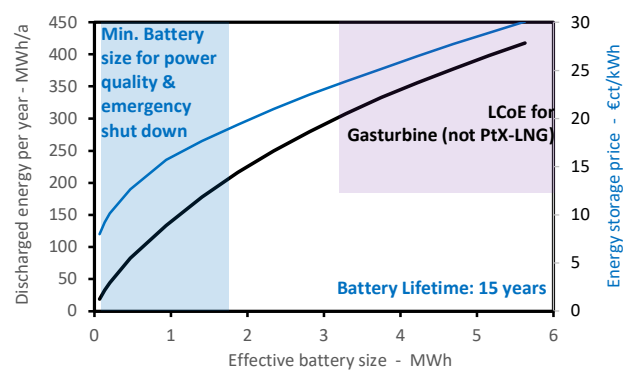


Abbildung 13: Variation der Batteriegröße von 0-5,7 MWh mit Bezug zum Preis pro kWh

- Wird ein CAPEX von 100 €/kWh zugrunde gelegt, ergibt sich inkl. OPEX, eine Preisspanne von 5-20 €/kWh für Batteriegrößen von >0-5,7 MWh.
- Abb. 13 zeigt zudem, dass der Betrieb einer onshore-Gasturbine ebenfalls den Preisbereich 12-30 €/kWh als Stromgestehungskosten (Kost et al. 2021) entspricht und somit, bspw. bei längeren Flauten, auch das offshore produzierte PtX-LNG zur Abdeckung langer Flauten genutzt werden könnte.

### I.1.2.2 Dimensionierung der Batterie für USV und Notabschaltung

Für die schwankende Leistungsbereitstellung des Windparks wurden maximale, relativen Leistungsänderungen von 4,8%/s bzw 8,0%/min aus dem hochaufgelösten Datensatz ermittelt. Bei direkter Übertragung dieser Leistungsänderung auf die PtX, entspricht dies maximal 0,32 MW/s bzw. 0,54 MW/min.

Im Fall der kurzzeitigen, vollständigen Leistungsunterbrechung oder einer Notabschaltung, muss für die gesamte PtX-Anlage, zum Schutz der Anlagen, kurzzeitig die volle Leistung von 6,7 MW bereitgestellt werden. Da die Abschaltung der Elektrolyse, entsprechend den Herstellerangaben (ITM) sehr schnell erfolgen kann (10 %/s), sinkt die Leistung innerhalb von 10-60 s auf 0 MW ab. Somit ist die hohe Leistung von 6,7 MW nur sehr kurzzeitig

**Tabelle 5: Bereitgestellte Leistung: 6,7 MW**

C-Rate	Batteriegröße MWh
4C	1,68
2C	3,35
1C	6,7

bereitzustellen. Die hierfür minimal nötige Batteriegröße ist durch die maximal mögliche Leistung des Batteriespeichers begrenzt. Laut Herstellerangaben können kurzzeitig Ströme von bis zu 4C abgerufen werden. Es verbleibt dann nur noch die maximale Leistung der PtX-Anlage inkl. Plattformbetrieb von 1,7 MW. Das **Abfahren des PtX-Prozesses** benötigt, laut Angaben der Projektpartner aus AP1, eine maximale Abfahrtszeit von 37 min. In dieser Zeit wird die PtX von 1,7 auf 0,5 MW (Hot-Standby) heruntergefahren. Für das Abfahren wird deshalb eine Energiemenge 0,68 MWh benötigt. Daraus können folgende Werte für die Dimensionierung abgeleitet werden:

- Kurzfristige Leistung von 6,7 MW für die USV oder zur Abschaltung der Elektrolyse nötig
- Somit entspricht die technisch notwendige Batteriegröße zur Durchführung einer Notabschaltung bei einer maximalen Leistung von 6,7 MW (4C): 1,68 MWh
- Anders als bei der Standbyleistung, wird die Batteriegröße hier durch die Leistung der Gesamtanlage bestimmt, die wiederum die minimale, technische Größe definiert.
- Leistung von 1,7 – 0,5 MW ist für ca. 37 min für die Abschaltung der PtX-Anlage nötig.
- Schwankende Windkraftleistung beträgt maximal 0,32 MW/s bzw. 0,54 MW/min. Bezogen auf eine Batteriegröße von 1,68 MWh, entspricht dies einer Änderung der C-Rate von maximal C/5, und kann daher leicht bereitgestellt werden.

### I.1.2.3 Fazit zur techno-ökonomischen Bewertung des elektrochemischen Speichers und Bezug zum Meilenstein

Das Ziel der techno-ökonomischen Bewertung im AP3.2 war die Dimensionierung des Speichers für die PtX-FP. Die Ergebnisse beider Meilensteine sind in den vorhergehenden Kapiteln behandelt worden und sollen an dieser Stelle gezielt kurz adressiert werden.

MS 3.2a / 18 PM: Übergeordnetes technisches Konzept für Festlegung der Rahmenbedingungen für die Dimensionierung des Strombezuges und Speichers (EnBW)

- Das übergeordnete Konzept wurde in Zusammenarbeit mit dem AP3.2-Leiter EnBW und weiteren

Partnern bearbeitet und umfasste die Analyse der Winddaten, die Ableitung der Anforderung an den Batteriespeicher, sowie dessen Aufgabenprofil (Notstrom, USV, Abschaltung). Zu den Rahmenbedingungen gehörte auch die Festlegung des Leistungsbedarfs der PtX-Plattform, welche für die PtX-FP mit einem Durchschnittswert von 1,7 MW festgelegt wurde.

MS 3.2d / 36 PM: Dimensionierung der elektrochemischen Speicherung für die PtX-Forschungsplattform (DFI-TC)

- Die minimale Speichergröße wurde anhand technischer Rahmenbedingungen dimensioniert, die sich aus dem Aufgabenspektrum des Speichers ergeben. Eine Zusammenfassung ist nachfolgend gezeigt. Die Kosten des Speichers wurden erörtert und können für zukünftige Bewertung herangezogen werden. Die maximale Speichergröße konnte nicht bestimmt werden, da diese von einer Vielzahl an Parametern abhängt.

Tabelle 6: Bestimmung der minimalen, technischen Speichergröße, basierend auf den verschiedenen Aufgaben der Batterie

Speicheraufgabe	Ausgelöst durch	Dauer	Power MW	Energy MWh	Batterie-anforderung	Minimale Batteriegröße
<b>Unterbrechungsfreie Spannungsversorgung USV</b>	Windleistungsschwankung, Elekt. Abschaltung	msec – sec (30 s)	6,7 (PtX+El.)	0,01– 0,06	Sehr hohe Leistung: 4C - 2C	1,68 MWh - 3.35 MWh
<b>Notabschaltung/ Abfahren der PtX</b>	Sturm, PtX-Abschaltung	min-h (37 min)	1.1 (1,7→0,5)	0,68	Hohe Leistung 1C	1.7 MWh (1.7 MW)
<b>Emergency Standby (0.5%)</b>	Windflaute und Wartung	h-d 60 (-185 h)	0,034	2 (-6,3)	Energie	2 MWh
<b>Cold -Standby-leistung (1%)</b>	Windflaute und Wartung	h-d 60 (-185 h)	0,068	4 (-12,6)	Große Energiemenge	4 MWh
<b>Hot -Standby-leistung (2-3%)</b>	Windflaute und Wartung	h-d 60 h	0,14 - 0,21	8 - 12	Große Energiemenge	8 MWh
<b>PtX-Notstrom (7%, 470 kW)</b>	Windflaute und Wartung	h-d 60 h	0,470	28 (-87)	Sehr große Energiemenge	28 MWh

- Für die PtX-FP fällt die minimale Speichergröße somit in den Bereich von 1,68-4 MWh, bedingt
  - durch die max. Leistung von 6,7 MW bei einer hohen C-Rate von 4C: 1,68 MWh
  - durch die nötige Kapazität für das Abfahren des PtX-Prozesses 0,68 MWh
  - durch die minimale Standbyleistung (Emergency) von 34 kW über 60 h: 2,04 MWh
  - durch die minimale Standbyleistung (Cold-Standby) von 68 kW (60h): 4,08 MWh
  - Dies entspricht einem kommerziellen Batteriecontainer (Ener C Plus, CATL) von 4,07 MWh im 20-Fuß-Container, resultierend in Gesamtkosten (CAPEX und OPEX) von 528.800 € bzw. 1.366.800 € (für 1,68 bzw. 4,08 MWh).
- Bei hoher (2%) bzw. sehr hoher Notstromleistung (7%), sind 8 bzw. 28 MWh nötig, was
  - 1 – 4 Doppelcontainer (TENER 9, 9 MWh, CATL) im 20-Fuß-Maßstab entspricht, um eine Flaute von 60 h abzudecken. (CATL, 2025)
  - in Gesamtkosten von 2.733.600 € (8 MWh) bis 9.567.600 € (28 MWh) resultiert.

### I.1.3 Batterietests kommerzieller Zellen und Module

Der Test kommerzieller Batterien auf Zellebene wurde für Lithium-Ionen-Batterien (LIB) vom Typ Lithium-Eisenphosphat (LFP) und Nickel-Cobalt-Aluminiumoxid (NCA) untersucht. Diese Zellchemie stellt die beiden LIB-Typen dar, die in der stationären (LFP), bzw. mobilen (NCA) Speicherung genutzt werden.

**Einzelzelle:**  
Zellchemie: LFP  
Zelltyp: Zylindrisch 26650  
Kapazität: 2,5 Ah (3,3 V)  
Hersteller: A123



**Einzelzelle:**  
Zellchemie: NCA  
Zelltyp: Zylindrisch 18650  
Kapazität: 3,5 Ah (3,6 V)  
Hersteller: Panasonic



Die LFP-Chemie zeichnet sich insbesondere durch langlebige und zyklensichere, sowie leistungsfähige Zellen aus. Das größere Zellvolumen (26650) von 34,5 cm<sup>3</sup> resultiert in einer Energiedichte von 239 Wh/L. Die NCA zeichnet sich durch eine deutlich höhere Energiedichte im kleineren Zellgehäuse aus. In dem Volumen von 16,5 cm<sup>3</sup> befinden sich 12,6 Wh, resultierend in einer Energiedichte von 763 Wh/L.

Diese Eigenschaften spiegeln sich auch in den Ergebnissen (Abb. 14) wider, bei denen LFP 99,9% der Ausgangskapazität erreicht, trotz einer hohen Stromdichte von C/2 (1,25 A). Bei 1C sinkt die nutzbare Kapazität auf 2,0 Ah (80%) ab und auch die coulombische Effizienz sinkt unter 99%. Die NCA-Zelle (3,5 Ah) erreicht nur eine effektive Kapazität von 3,35 Ah. Diese sinkt bei hoher C-Rate von C/2 (1,75 A) auf 3,15 Ah ab, was 94% der tatsächlichen Kapazität entspricht. Der Vergleich der Zellen bestätigt somit die hohe Leistungsdichte der LFP und die hohe Energiedichte der NCA.

LFP zeigt auch eine gute Zyklensicherheit von 99,9% (C10) nach 200 Zyklen, während die NCA lediglich 3,2-3,1 Ah seiner Kapazität abrufen kann und einer deutlichen Alterung unterliegt.

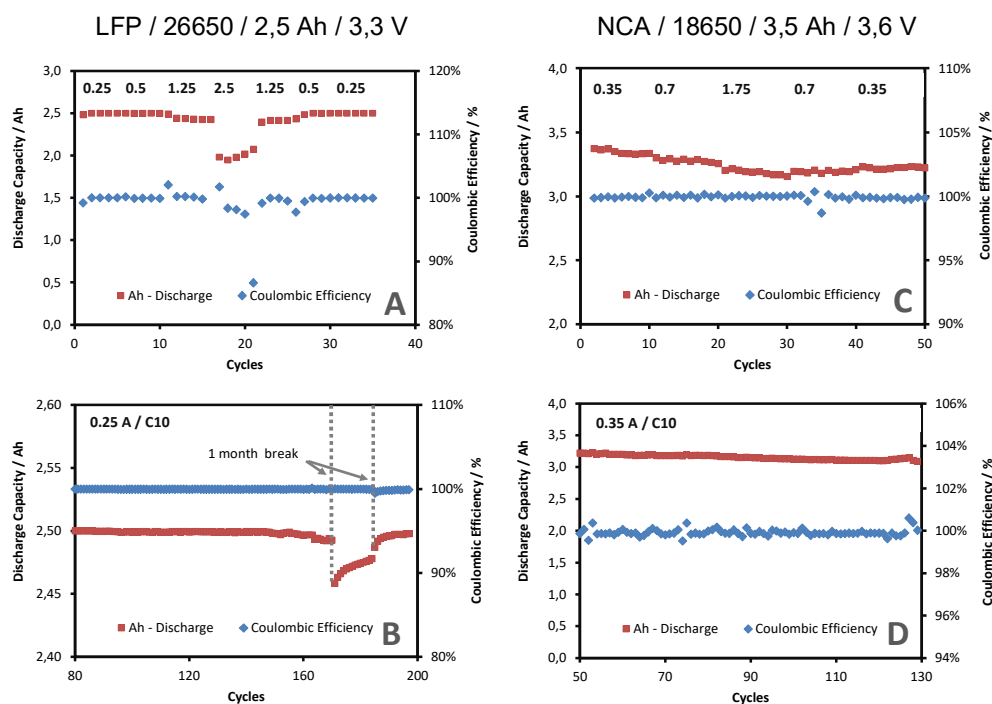


Abbildung 14: Stromdichtetest für die LFP (A) und die NCA-Zellen (C) sowie Tests der Zyklensicherheit für LFP (B) und NCA (D)

## Modultests

Für die Modultests wurden zwei Technologien berücksichtigt, die für die stationäre Speicherung genutzt werden. Die Blei-Säure- bzw. Blei-Gel-Batterie entspricht dem Stand-der-Technik auf offshore Umrichterplattformen, während die LFP onshore den aktuellen Stand-der-Technik für stationäre Speicher darstellt (s. Kap. I.1.4). Beide zeichnen sich durch hohe Zyklenfestigkeit aus. Diese ist bei Blei-basierten System jedoch nur bei geringen Entladetiefen erreichbar. Die Zyklenfestigkeit der LFP hingegen kann bei hoher (90%) Entladetiefe und guter Kühlung Werte von bis zu 12.000 Zyklen erreichen.

Tabelle 7: Vergleich zum Stand der Technik bei Blei-Gel-Batterien bzw. LFP-Modulen.

	Blei-Gel-Batterie Modul (Hoppecke)	LFP-Modul (CATL)
Leistung (C-Rate)	C/5-C/10	1C-C/2
Optimale Entladetiefe	50% DoD	90% DoD
Energiedichte	30 Wh/kg	>150-200 Wh/kg
Sicherheit	Hoch, nicht entflammbar	Entflammbarkeit gering, aber möglich
Vorteile	Betrieb bei bis zu -20°C 3.000 Z bei 50% und 5.000 bei 30% DoD	Hohe Zyklenfestigkeit 5.000-12.000 bei 90% DoD

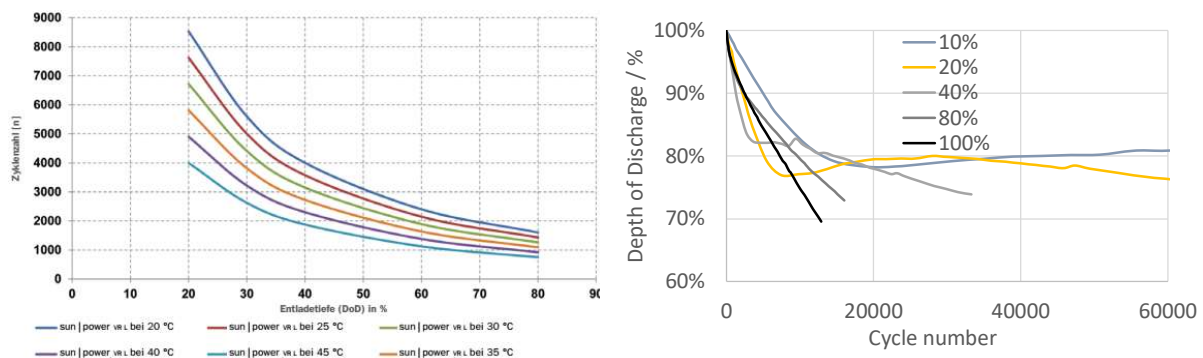


Abbildung 15: Zyklusfestigkeit in Abhängigkeit von der Entladetiefe: Links Pb-Gel (Herstellerangaben) und rechts LFP – Zellalterung in SAM

Die hohe Zyklenfestigkeit der LFP ist auch in der SAM-Modellierung (s. Abb. 15, rechts) berücksichtigt worden. Extrapolationen ergeben bei Entladetiefen von 40% eine sich stabilisierende, reversible Kapazität von 80% bei für bis zu 40.000 Zyklen. Gleiches wird auch von LFP-Herstellern berichtet (TENER 9, CATL), die durch gutes Management eine fast nicht messbare Alterung erzielen. Somit ist die maximale Zyklenfestigkeit der LFP noch nicht erreicht. (CATL, 2025)

Die Modultests wurden am leistungsfähigen Batterietester MRS der Fa. BaSyTec und im Temperierschrank (Abb. 16) durchgeführt. Während der Test der Blei-Säure- und Blei-Gel-Module bei verschiedenen C-Raten und Temperaturen durchgeführt werden konnte, scheiterte die Untersuchung von LFP-Modulen durch noch fehlende Kompetenz am DFI. Da LFP-Module nicht ohne zusätzliche Sicherheitsvorkehrungen wie Batterie-Managementsysteme (BMS) betrieben werden können, scheiterten die Tests an unvollständiger Kommunikation zwischen Modul, BMS und Steuerungscomputer. Die erworbenen 48-V Module der Fa. VARTA, konnten somit nicht untersucht

werden. Dies beruhte auf einer falschen Einschätzung des Schwierigkeitsgrades und des nötigen technischen Know-Hows im Bereich der Informatik und der Programmierung. Dieses fehlte dem wissenschaftlichen Mitarbeiter.



*Abbildung 16: Links: Zwei 12 V-Module der Firma Hoppecke mit einer Kapazität von 50 Ah. Oben: VRLA Blei-Gel Batterie und unten: VL: Bleisäure-Batterie. Mitte: Großer 2-Kanal-Batterietester für Module der Fa. BaSyTec; Rechts: Temperierschrank für isotherme Tests der Batteriemodule der Fa. Binder.*

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Blei-Säure- und der Blei-Gel-Batterie gezeigt. Diese erfolgten über einen Zeitraum von bis zu 2 Jahren, da bei einer durchschnittlichen C/Rate von C/10 ca. ein Tag pro Zyklus benötigt wurde.

Die Versuche zur Zyklisierung sind in mehrere Abschnitte unterteilt.

- Abschnitt A erfolgte bei Raumtemperatur (RT), C/10 und 50% DoD (25 Ah) untersucht.
- Abschnitt B erfolgte bei RT, C/10 und einer Entladetiefen von 70% (35 Ah),
- Abschnitt C erfolgte bei RT, C/10 und einer Entladetiefen von und 80% (40 Ah),
- Abschnitt D erfolgte bei verschiedenen C-Raten (C/5-C/20) und Temperaturen (0-20°C).

Unterhalb der Graphen in Abb. 17 ist zudem die minimale Entladespannung angegeben. Wenn die minimale Entladespannung (cut-off) von 11,8 V erreicht wird, wird diese Entladung als Vollentladung gewertet. Die Entwicklung der finalen Entladespannung ist somit ein gutes Indiz für die Performance des Moduls.

Im Abschnitt A wurden die idealen Lade-/Entladebedingungen des Herstellers untersucht. Bei einer C-Rate von C/10 (5A) wurde die Entladetiefe auf 50% limitiert, sodass lt. Herstellerangaben bis zu 3000 Zyklen erreicht werden können. Bei C/10 dauert ein voller Lade-Entladezyklus (inkl. Pause) jedoch 20-24 h. Somit können pro Jahr maximal 300-400 Zyklen getestet werden. Die Versuche zur Zyklisierung wurden daher auf ein Jahr beschränkt. Innerhalb dieses Jahres zeigten beide Module eine gleichbleibende Kapazität von 25 Ah. Die stetig ansteigende Cut-Off-Entladespannung stieg dabei kontinuierlich an, sodass es hier nicht zur Vollentladung kam. Beide Batterietypen erfüllten hier in

vollem Maß die Herstellerangaben, wobei die Blei-Säure-Batterie eine geringere coulombische Effizienz von 89,4-89% im Vergleich zur Blei-Gel (96-92,7%) erreicht. Dies entspricht den Herstellerangaben.

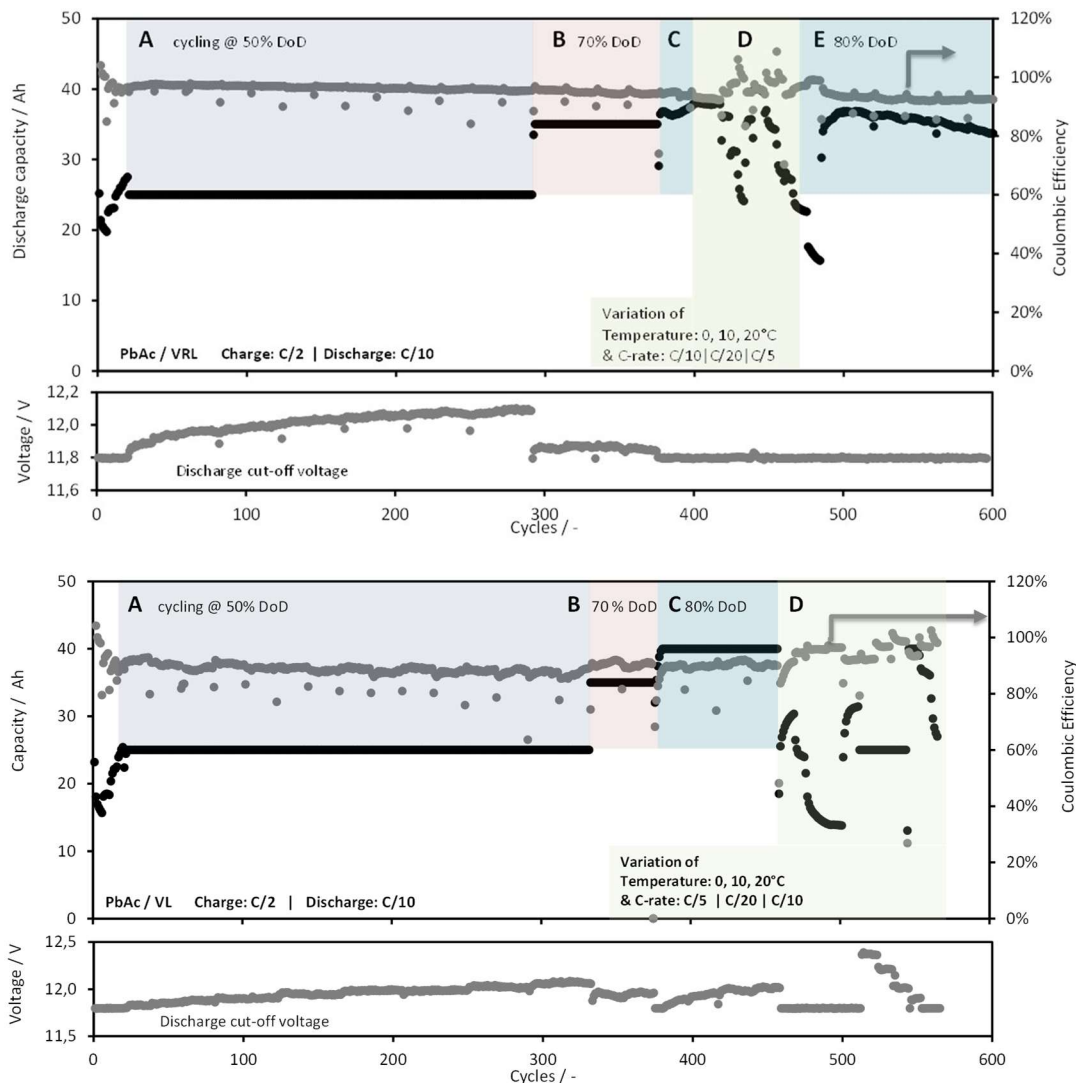


Abbildung 17: Zyklisierung der Blei-Gel- (oben) und der Blei-Säure-Module (unten) bei unterschiedlichen Entladetiefen von 50-80% DoD, sowie bei unterschiedlichen Temperaturen von 0-20°C (Abschnitt D).

Auch im Abschnitt B erreichen beide Modultypen bei erhöhter Entladetiefe von 70% keine Vollentladung, wie an der leicht ansteigenden bzw. über 11,8 V verharrenden Entladeschlussspannung erkennbar ist. Diese stellt sich erst bei 80% DoD im Abschnitt C ein. Letztere entspricht der maximalen, vom Hersteller empfohlenen Entladetiefe. Die Versuche des Abschnitts D sind in Abb. 17 detaillierter dargestellt.

Die Effekte der Temperaturvariation zeigen für die VRL (Abb. 18) bei C/10 eine Abnahme der erreichten Kapazität von 40 Ah bei (RT) auf 36,1 Ah (20°C), 31,1 Ah (10°C) und 24,0 Ah (0°C). Bei 0°C konnten somit immer noch 48 % der nominellen Kapazität abgerufen werden. Bei C/20 standen sogar noch 56 % der Kapazität zur Verfügung. Das VL-Modul schnitt insgesamt etwas besser ab und konnte bei C/10 sowohl bei RT als auch bei 20°C die gesamten 40 Ah bereitstellen (80% DoD). Diese sank auf 36,1 Ah (10°C) und auf 27,02 (0°C) ab und blieb somit selbst bei 0°C deutlich über 50% der nominellen Kapazität. Es bestätigt sich somit die gute Performance der Blei-Batterien bei geringen Temperaturen. Als Schlussfolgerungen der Blei-Batterie-Tests kann festgehalten werden:

- Die Herstellerangaben zur Leistung der Module wurden bestätigt, wobei bei hohen C-Raten von C/5 eine Abnahme der effektiven Kapazität von über 25% erfolgt
- Die Zyklentfestigkeit der Module bei Herstellerangaben (50% DoD, C/10) wurde im Rahmen eines Jahres bestätigt, da es in beiden Modultypen nicht zur Vollentladung kam und verlässlich eine Kapazität von 25 Ah entladen werden konnte.
- Bei Entladetiefen von 80% kommen die Blei-Batterien an ihre Grenze, wohingegen LFPs ohne Folgen auf 90% entladen werden können.
- Die geringe Leistung, basierend auf einer Entladerate von C/10, bleibt weit hinter der C-Rate von LFP-Zellen (C/2-1C) zurück
- Die nutzbare Kapazität wurde bestätigt und damit auch die geringe Energiedichte der Blei-Module (30 Wh/kg), die deutlich unter der Energiedichte der LFP (>150 Wh/kg) bleibt.

Die nachfolgend gezeigte Studie zum Stand-der-Technik bei stationären Speichern beschränkt sich daher vollständig auf die LFP-Technologie.

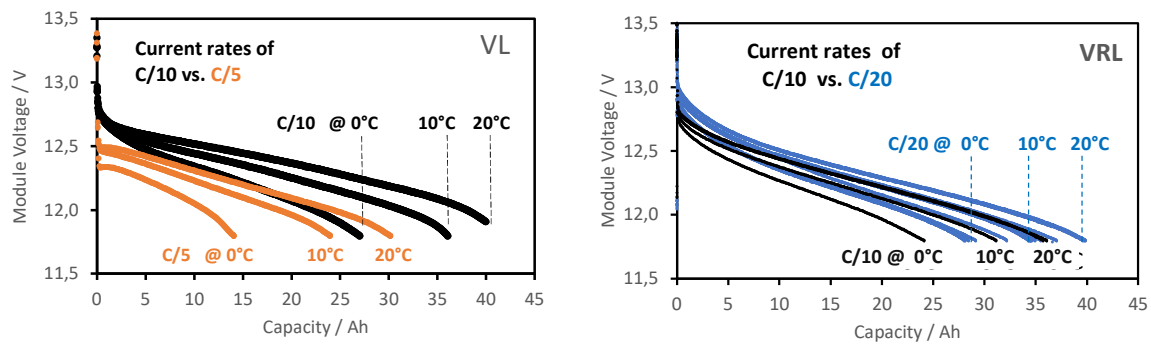


Abbildung 18: Modulspannung und erreichte Kapazität bei verschiedenen Entladegeschwindigkeiten von C/5 bis C/20 bei verschiedenen Betriebstemperaturen (0-20°C).

#### I.1.4 Stand der Technik zu stationären Speichern

Im Jahr 2024 wurde eine kleine Marktstudie durchgeführt, um den Stand der Technik bei stationären Speichern zu dokumentieren und deren Eigenschaften mit den Anforderungen der PtX-Forschungsplattform zu vergleichen. Diese Ergebnisse, sowie aktuellere Daten aus dem Jahr 2025, sind nachfolgend dargestellt. Die dominierende Batteriechemie für stationäre Speicher ist LFP (Lithium-Eisen-Phosphat). Begründet liegt dies in der hohen Zyklentfestigkeit der Zellen (5.000-12.000 Zyklen), sowie dem günstigeren Preis und der höheren Sicherheit im Vergleich zur NMC- bzw. NCA-Zellchemie.

Zudem sind die führenden Hersteller CATL und BYD dazu übergegangen, die Batteriezellen aus der eigenen Fertigung selbst zu Modulen und zu Containerspeichern aufzubauen. Die 20-40 Fuß (6-12 m) langen Container sind voll integriert, flüssig gekühlt (+/-2,5°C) und sehr kompakt gebaut, sodass im Jahr 2025 auf Containerebene bereits eine Energiedichte von 129 Wh/L erreicht wurde.



Abbildung 19: Cube-T des Herstellers BYD im 20-Fuß Container, basierend auf zehn identischen Untereinheiten und Flüssigkühlung (2024)



Abbildung 20: EnerC Plus des Herstellers CATL ist die 2. Generation des vollintegrierten 20-Fuß-Containerspeichers (2024)



Abbildung 21: Tener-STACK 9, 2x20-ft-Container (2025)

Tabelle 8: Übersicht der Produkteigenschaften kommerzieller Batteriespeicher im Container

Hersteller	Produkt	Energie MWh	C-Rate	Leistung MW	Länge m (ft)	Volumen m <sup>3</sup>	Masse t	Zyklen	Wh/L	Wh/kg	FSED* kWh/m <sup>2</sup>	EAC** kWh/m <sup>2</sup>
CATL	EnerC Plus	3,72	1C	3,5	6 (20)	42,8	35	10.000	87	106	251	103
CATL	EnerC Plus	4,07	C/2	2,0	6 (20)	42,8	36	10.000	95	113	275	113
BYD	Cube-T	5,01	C/2	2,51	6 (20)	42,8	43,6	>5000	117	115	339	139
BYD	Cube-T	5,36	C/4	1,34	6 (20)	42,8	43,7	>5000	125	123	362	148
CATL	TENER	9	C - C/4 <sup>2</sup>	9 - 2,3 <sup>2</sup>	6 (20)	69,4	72	10.000 <sup>2</sup>	129	125	609	290

Für die Offshore-Anwendung passend, gibt CATL für das Produkt EnerC Plus die Eignung für die höchste Korrosionsklasse C5 (ISO 12944 and ISO 9223) an. Diese entspricht den anspruchsvollsten Umweltbedingungen für Stahlkonstruktionen.

Marktpreise für derart große, kommerzielle Produkte sind nur über Anhaltspunkte aus Ausschreibungen und Angeboten auf chinesischen Marktplätzen (Alibaba, etc.) ableitbar. Im Jahr 2024 wurde für den kleinsten Containerspeicher von CATL (EnerOne) ein Preis von 215 €/kWh ermittelt. Bei einer im Jahr 2025 stattfindenden Ausschreibung eines chinesischen Netzbetreibers mit einer Größe von 16 GWh, wurde der Zuschlag bei einem Preis von 66,3 \$/kWh erteilt. Berücksichtigt man für den europäischen Markt sowohl den Transport als auch Steuern und Zölle, ist mit einer Preisspanne von 100-250 €/kWh zu rechnen. (LFP, 2024) Diese Preise wurden in der oben gezeigten Berechnung verwendet, um die Speicherkosten pro entladener kWh über eine Lebenszeit von 15 Jahren zu ermitteln.



EnerOne 0,37 MWh

- Die LFP-Technologie entspricht somit in jeder Hinsicht den Anforderungen der PtX-Plattform und ist hinsichtlich der erzielten Zyklen sogar unterfordert.
- Daher wurde, auf unsere Empfehlung hin, bei den Kollegen in AP1 die für die Prozessführung und -auslegung der PtX-Verfahren zuständig waren, der LFP-Speicher auch für den Betrieb der PtX-Prozess berücksichtigt und ausgelegt.

## I.2 Teilprojekt AP 5.4 Maritime Korrosion

Korrosion stellt im maritimen Kontext des Offshore-Betriebs in Kombination mit den verwendeten Materialien eine besondere Herausforderung dar, um einen sicheren Betrieb über lange, unbestimmte Zeiträume gewährleisten und die Störanfälligkeit minimieren zu können. Die Korrosivität des Offshore-Bereiches wird allgemein als extrem hoch erachtet. Korrosion kommt dabei in den hier angestrebten Entwicklungen als übergeordneter Aspekt an vielen Stellen und in verschiedener Ausprägung zum Tragen.

### I.2.1 Atmosphärische Außenkorrosion von Bauteilen und Komponenten für PtX-Anlagen in maritimer Umgebung

#### I.2.1.1 Überprüfung allgemein angenommener Korrosivitätskategorien

Im AP5.4 lag der Fokus in vorliegendem Teilvorhaben vor allem auf der atmosphärischen Außenkorrosion von Bauteilen und Komponenten für PtX-Anlagen in maritimer Umgebung. Dazu zeigten Ergebnisse aus Auslagerungsversuchen im atmosphärischen Bereich abweichende Korrosivitätskategorien nach ISO 9223 gegenüber den Korrosivitätsprognosen aus einschlägigen Normen. So wurde beispielsweise die höchste Korrosivitätskategorie CX für Stahl ausschließlich in der Spritzwasser- und Wasserwechselzone beobachtet. Außerhalb der definierten Zonen wurde die Korrosivität in Offshore-Atmosphären überwiegend dem Korrosionsbereich C4 zugeordnet. In küstennahen Onshore-Umgebungen wurden Werte ermittelt, die der Kategorie C3 entsprechen. Diese Ergebnisse liefern wertvolle Grundlagen, um zukünftige Anpassungen nationaler und perspektivisch auch europäischer und internationaler Normen und Richtlinien zur Bemessung und Auslegung korrosionsresistenter Offshore-Anlagen zu unterstützen.

Darüber hinaus konnten Einflüsse gezielter konstruktiver Maßnahmen auf die Einstufung in die Korrosivitätskategorien aufgezeigt werden.

#### I.2.1.2 Korrosionsuntersuchungen an Anlagen- und Apparatewerkstoffen unter maritim-atmosphärischer Korrosionsbelastung

Des Weiteren sollten in AP5.4 Korrosionsuntersuchungen durchgeführt werden, mit denen die Korrosionsbeständigkeit von potenziell in PtX-Anlagen einzusetzenden Werkstoffen unter maritimen Bedingungen geprüft werden sollte. Um die Auswahl an zu prüfenden Werkstoffen einzugrenzen, wurden verfügbare Werkstoffinformationen der Projektpartner, z.B. der INERATEC GmbH (siehe Abbildung 22), einbezogen. Schlussendlich wurde eine Auswahl hochlegierter CrNi- bzw. CrNiMo-Stähle unterschiedlicher Güte getroffen, um eine möglichst große Anwendungsbreite abzubilden.

Beim Testdesign für die hier vorliegende, recht spezifische Form der Korrosionsbelastung fiel auf, dass die Korrosionsuntersuchungen an hochlegierten Stählen in maritimer Umgebung weitgehend mit Salzsprühkammertests, künstlichen meerwassersimulierenden Prüflösungen oder vergleichsweise unkontrollierten Freibewitterungsversuchen abgedeckt wurden. Aus Sicht des Projektteams von DFI und BAM zu AP5.4 erschien es für das Verbundprojekt jedoch zielführender, die möglichen Bedingungen innerhalb der voraussichtlichen Einhausung von PtX-Anlagen auf einer Offshore-Plattform so gut wie möglich nachzustellen, um aus den gewonnenen Daten möglichst praxisnahe Rückschlüsse über die Werkstoffeignung für solche Container-Anlagen ziehen zu können.

Durch den gehemmten Austausch zwischen der inneren Atmosphäre in einem Anlagen-Container und der äußeren, natürlichen Umgebung sowie durch eine mögliche Erwärmung der inneren Atmosphäre durch die Abwärme der PtX-Anlagen kann es grundsätzlich problematisch sein, Rückschlüsse auf die Korrosionsstabilität der Werkstoffe basierend auf Daten aus der Literatur zu ziehen. Andererseits erwies es sich im Projektverbund lange Zeit als schwierig, verlässliche Daten zu den sich in einer Anlageneinhausung offshore einstellenden Bedingungen zu erhalten. Die Entwickler / Betreiber

derartiger Anlagen haben diese bislang eben nicht im Offshore-Bereich eingesetzt, so dass es nicht möglich war, bei der Werkstoffauswahl oder dem Prüfdesign auf positive Betriebserfahrungen mit hohem Vertrauensgrad zurückzugreifen.

### Typischerweise verbautes Material in der INERATEC Anlage

Stand: 12.05.2022

Material	Komponenten mit diesem Material	Belastungsart
1.4031	Pumpen	Temperaturbelastung
1.4057	Pumpen	Temperaturbelastung
1.4122	Pumpen	Druckbelastung
1.4301	Schlauch	Druckbelastung
1.4401	Handventile / pneum. Ventile Pneum. Ventile	Druckbelastung
1.4308	Pumpen	Temperaturbelastung
1.4404	Rohrleitung / Verbindungselemente, Abscheider, Behälter, Reaktor, Schlauch	Druckbelastung, Temperaturbelastung
1.4408	Ventile, Pumpe	Druckbelastung, Temperaturbelastung
W1.4435	Coriolis Durchflussmessung	Druckbelastung, Temperaturbelastung
1.4828	Vorheizer CO <sub>2</sub>	Temperaturbelastung
1.4435	Rohrleitung / Verbindungselemente, Ventile	Druckbelastung, Temperaturbelastung
1.4541	H <sub>2</sub> -Vorheizer, Dampferzeuger, Kompressor	Druckbelastung, Temperaturbelastung
1.4571	Rohrleitung / Verbindungselemente, Behälter, Abscheider, Statischer Mischer, Ventile, Reaktor, Vorheizer VE Wasser / Dampf, Vorheizer Synthesegas, Vorheizer CO <sub>2</sub> , Pumpe	Druckbelastung, Temperaturbelastung
1.4835	Heizer RWGS	Temperaturbelastung
1.4876	Vorheizer Synthesegas	Temperaturbelastung
1.4581	Ventile, Entwässerer, Pumpe	Druckbelastung, Temperaturbelastung
316 / 316L	Coriolis Durchflussmessung, Füllstandssensoren, Druckmessumformer, Nachdruckregler	Druckbelastung, Temperaturbelastung
180 µm 2K- Epoxidharz / 60 µm 2K- Polyurethan	Container-Lackierung	
A351 / CF8M	Hochtemperaturkugelhahn	Temperaturbelastung
AISI 302 / 303	MFC / Pressure Controller	Druckbelastung, Temperaturbelastung
AISI316L	Wärmetauscher	Druckbelastung, Temperaturbelastung
CF8M	Kugelhahn	Druckbelastung, Temperaturbelastung
F3 Faser	Heizer RWGS	Temperaturbelastung
Inconel 600 / 601	Thermoelement	Temperaturbelastung
S235JR	Container-Material	
SS316	Kugelhahn	Druckbelastung, Temperaturbelastung

Abbildung 22: Übersicht zur Werkstoffpalette in einer PtX-Anlage der Firma INERATEC

Als denkbare korrosionsverschärfende Einflussparameter können für den vorliegenden Anwendungsfall grundsätzlich folgende Punkte benannt werden:

- Aufkonzentration von Chloriden durch die Bildung von Belägen auf den Stahloberflächen und Überschreiten kritischer Grenzwerte für Loch-, Spalt- und Spannungsrisskorrosion

- Erhöhung der Umgebungstemperatur im Innenraum der Einhausung aufgrund der Prozessabwärme, dadurch Absenken der kritischen Grenzkonzentration von Chloriden für Loch-, Spalt- und Spannungsrisskorrosion
- Schwanken der relativen Luftfeuchte im Innenraum der Einhausung,, dadurch entweder sinkende Korrosivität oder aber verschärfte Korrosion durch den Einfluss von feucht/trocken-Zyklen.

Ausgehend von diesen theoretisch abgeleiteten und bis dato schwer zu fassenden Einflussfaktoren wurde ein Prüfkonzzept aufgestellt, mit welchem Korrosionsversuche unter möglichst definierten und kontrollierten Bedingungen hinsichtlich der oben genannten Parameter ermöglicht werden sollten. Der dazu schlüssig abgeleitete Lösungsansatz bestand schließlich in der Anschaffung einer Klimaprüfkammer aus Eigenmitteln des Institutes. Die speziell konzipierte Prüfkammer sollte eine Variation der oben genannten Parameter in den für Container-Anlagen erwartbaren Grenzen bei gleichzeitigem Einsatz von NaCl-Lösungen ermöglichen. Damit sollten Ergebnisse aus der Freibewitterung, welche eben nicht die genannten Bedingungen eingehauster PtX-Anlagen im Offshore-Einsatz widerspiegelt, für den spezifischen Anwendungsfall sinnvoll zu ergänzen sein.

Zur Realisierung dieses Prüfkonzepes wurde die Unterstützung renommierter Anbieter von Umweltsimulationskammern über deren Standard-Portfolio hinaus angefragt und entsprechende Angebote eingeholt. Aufgrund der Vorlage eines schlüssigen Konzepts unter Berücksichtigung der hier notwendigen Anforderungen und eines überzeugenden Gesamtpaketes fiel die Wahl schließlich auf die Fa. Gebr. Liebisch GmbH mit einem speziell aufgestellten, kundenspezifischen Kammerdesign.

Während das unterstützende Unternehmen zunächst auch gerade deshalb ausgewählt worden war, weil eine kundenspezifische Lösung in dennoch vergleichsweise kurzer Zeit ermöglicht werden sollte, stellten sich leider im Laufe des Beschaffungsprozesses doch immer mehr Schwierigkeiten heraus. Dies betraf vor der Lieferung vor allem Zulieferprobleme bei essenziell benötigten Steuerkomponenten. Als dann nach mehrmonatiger Verzögerung endlich die Lieferung erfolgt war, stellte sich leider weiterhin heraus, dass die gegebene Funktionalität für verlässliche Prüfaufgaben unzureichend war, so dass Nachbesserungen erforderlich wurden.

Schlussendlich führte dieser lange Weg leider dazu, dass im Rahmen der Projektlaufzeit letztlich zwar die Basis für die angestrebten systematischen Untersuchungen geschaffen werden konnte, damit jedoch keine ergänzenden Untersuchungen mehr in das Arbeitspaket eingebracht werden konnten. Sofern das Konzept eingehauster PtX-Anlagen im Offshore-Betrieb in Folgeprojekten weiter verfolgt werden sollte, können die entsprechenden Korrosionsuntersuchungen in einem solchen Rahmen nun in einfacher Weise beigesteuert werden.

Für das hier betrachtete AP5.4 beschränkten sich die Untersuchungen zur marinen atmosphärischen Korrosionsbelastung somit auf die gemeinsam mit der BAM erarbeiteten Ergebnisse aus der Offshore-Freibewitterung.

### I.2.2 Einfluss von mikrobiell beeinflusster Korrosion auf Komponenten der PtX-Plattform

Zur mikrobiell beeinflussten Korrosion (MIC) sollten Untersuchungen an Materialien durchgeführt werden, die in Meerwassersystemen und Abwasserrohren verwendet werden. Diese wurden zunächst an hochlegiertem Stahl (SS304) begonnen. Der Werkstoff wurde dazu einer Bakterienkultur mit sulfatreduzierenden Bakterien (SRB) ausgesetzt. Die Kultivierung von SRBs in einem angereicherten Medium auf Basis künstlichen Meerwassers wurde hierzu etabliert. Ergänzend wurde die Kultivierung manganoxidierender Mikroorganismen, welche für das sogenannte Ennoblement an hochlegierten Werkstoffen verantwortlich sind, begonnen.

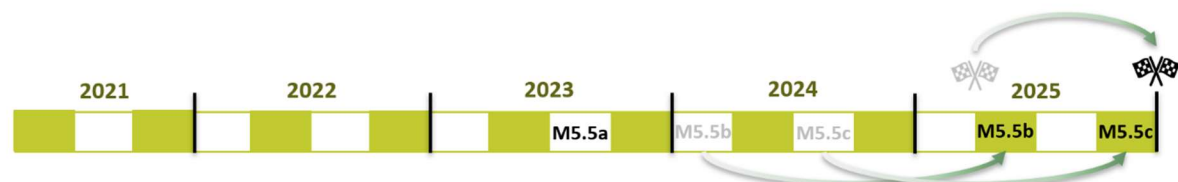
Nach dem dann jedoch im Projektverlauf gewonnenen groben Verständnis zum Aufbau der

Komponenten und Anlagen der Versuchsplattform mussten wir zur Kenntnis nehmen, dass eine Belastung von Komponenten mit Meerwasser lediglich bis zur Entsalzungsanlage, allenfalls u.U. noch bis zu einer Meerwasserelektrolyse-Einheit, zum Tragen kommen soll. Ansonsten war zu diesem Zeitpunkt im Gesamtsystem wohl nur passend aufbereitetes Wasser zur Verwendung vorgesehen. In einem solchen konditionierten Wasser ist jedoch die Korrosionsgefährdung durch einen etwaigen Einfluss mikrobieller Aktivität als signifikant geringer einzustufen. Aus diesem Grund sind wir für den weiteren Projektverlauf zu dem Schluss gekommen, bis auf Weiteres diesem Thema MIC keine unnötigen, aufwändigen Forschungsleistungen zu widmen, sondern die dem AP5.4 zugeordneten Kapazitäten voll den wesentlich bedeutsamer erscheinenden Fragestellungen zur atmosphärischen Außenkorrosion von Anlagenteilen in Offshore-Umgebung sowie dem AP5.5 zu widmen.

### I.3 Teilprojekt AP 5.5 Wasserstoffpermeation und -versprödung

Das vorliegende Teilprojekt AP5.5 „Wasserstoffpermeation und -versprödung“ befasste sich mit der Untersuchung und Qualifizierung von Materialien für Anlagenbauteile und Verrohrungen in Wasserstoff- und PtX-Systemen. Ziel war es, die Eignung metallischer Werkstoffe hinsichtlich ihrer Korrosionsbeständigkeit sowie ihrer Interaktion mit gasförmigem und atomarem Wasserstoff zu bewerten, mögliche Weiterbildungsinhalte abzuleiten sowie Werkstoffeigenschaften im Bereich Wasserstoffpermeation und -versprödung für die Normung und Standardisierung zu identifizieren.

Die im Rahmen der Projektlaufzeit zu bearbeitenden Meilensteine konnten alle erfolgreich abgeschlossen werden. Zum Teil erfolgten dabei kleinere inhaltliche Anpassungen und Verschiebungen hinsichtlich der Fälligkeitszeitpunkte (Abbildung 23). Im Bereich Wissenstransfer und Weiterbildung wurden systematisch am Markt verfügbare Weiterbildungsinhalte gesammelt, kategorisiert und bewertet. Auf Basis der eigenen Expertise wurde der Fokus vor allem auf die Vermittlung und Aufbereitung materialtechnischer Fragestellungen gelegt. Hierzu konnten wertvolle Rückschlüsse für die Gestaltung und Optimierung interner Weiterbildungskurse gezogen werden.



M5.5a	Mögliche <b>Weiterbildungsinhalte</b> zu Wasserstoffpermeation und -versprödung in PtX-Systemen abgeleitet	PM30
M5.5b	Werkstoffeigenschaften bezüglich Wasserstoffpermeation und -versprödung als Basis für die <b>Standardisierung und Normung</b> von Komponenten und Materialien charakterisiert	PM36 → PM51
M5.5c	Daten zur <b>Wasserstoffpermeation und -versprödung</b> für den Offshore-Betrieb der Anlagen sowie Empfehlungen zur Werkstoffauswahl ermittelt	PM42 → PM57

Abbildung 23: Übersicht der Meilensteine und ihrer geplanten sowie tatsächlichen Erfüllung im Rahmen der gesamten Projektlaufzeit

Ein wesentlicher Fokus im Schwerpunkt Standardisierung und Normung lag auf der Zusammenstellung der am Markt verfügbaren Normen und Regelwerke für die Interaktion metallischer Werkstoffe mit Wasserstoff. Hierzu wurde eine umfassende Sammlung entsprechender Dokumente erstellt. Ergänzt wurde dies durch die aktive Mitarbeit in einem DIN-Arbeitskreis sowie die fachliche Begutachtung der DIN EN ISO 17081 im Zuge ihrer turnusmäßigen Revision.

Zur Ermittlung praxisnaher Daten für den Offshore-Einsatz sollten Materialfragestellungen der

Verbundprojektspartner aufgenommen werden. Jedoch zeichnete sich hier zu Beginn der Projektlaufzeit hinweg noch kein direkter Forschungsbedarf hinsichtlich der Werkstoffreinigung im Kontext maritimer Umgebung und Wasserstoffeinwirkung ab, sodass nach alternativen Forschungsinhalten gesucht wurde. Hierzu konnten einerseits einzelne, additiv mittels *Directed Energy Deposition* (DED)-Verfahren hergestellte Werkstoffe bezüglich ihrer Wasserstoffpermeationseigenschaften untersucht werden. Andererseits konnte durch den TÜV Süd (mittlerweile ist die Abteilung Teil des TÜV Hessen, daher wird im Folgenden auf den TÜV Hessen verwiesen) die Bereitstellung eines Segments einer Wasserstoffhochdruckleitung aus 1.4462 Duplexstahl ermöglicht werden, welches über zehn Jahre im Industriepark Höchst in Betrieb war und bei einer Routinewartung ausgetauscht wurde. Als geeigneter Werkstoffkandidat für eine Offshore-PtX-Anwendung konnte so untersucht werden, ob und in welchem Maße sich der Kontakt mit Hochdruck-Wasserstoff über die lange Betriebsdauer auf die Materialeigenschaften ausgewirkt hat.

### I.3.1 Weiterbildung

Für die Weiterbildungsinhalte konnte im September 2023 der Meilenstein wie geplant abgeschlossen werden. Hierzu erfolgte eine Betrachtung der am Markt vorhandenen Weiterbildungsinhalte. Diese wurden in einer Excel-Liste (vgl. Abbildung 24) zusammengetragen und hinsichtlich ihrer Schwerpunkte, Praxisinhalte und Umfänge bewertet.

	A	B	C	E	F	G	H
1							
2	Anbieter	Variante	Praxisinhalte	Dauer	Fokus	Zusatzinfo	Name
3	TÜV Süd	Online	Nein	1 Tag	Werkstoffauswahl	Sichere Werkstoffauswahl beim Einsatz von Wasserstoff	Materialverträglichkeit in Verbindung mit Wasserstoff
4	TÜV Süd	Online	Nein	90 Minuten	Sicherheit	Wasserstofftechnologie kennenlernen und damit umgehen können	Sensibilisierung Wasserstoff – E-Learning
5	TÜV Süd	Online + Präsenz	Nein	1 Tag	Sicherheit	Potenzielle Gefahren des Wasserstoffs erkennen	Einführung in die Wasserstofftechnologie - Modul 1
6	TÜV Süd	Online + Präsenz	Nein	1 Tag	Sicherheit	Festgelegte Tätigkeiten an Wasserstoffsystemen sicher ausführen	Grundzüge im sicheren Umgang mit Wasserstoff - Modul 2
7	TÜV Süd	Online + Präsenz	Nein	1 Tag	Sicherheit	Sicherheitstechnische Konzepte erarbeiten	Sicheres Arbeiten an Systemen mit Wasserstoff - Modul 3
8	TÜV Süd	Online + Präsenz	Nein	1 Tag	Sicherheit	Freigeben von Sicherheitskonzepten	Sicherer Betrieb von Systemen mit Wasserstoff - Modul 4
9	TÜV Süd	Online + Präsenz	Nein	120 Minuten	Antriebstechnologie; Sicherheit	Sensibilisierung für die Gefährdung durch Antriebssysteme und Wasserstoff - DGUV FBHM-099	Sensibilisierung Gasantriebssysteme in Fahrzeugen – E-Learning
10	TÜV Süd	Präsenz	Ja	1 Tag	Sicherheit; Anlagenbau	Praktische Schulung für Aufbau, Wartung und Entwicklung von Wasserstoffanlagen/-systemen	Errichten und Dichtheitsprüfung von Wasserstoffanlagen – Praxisseminar
11	TÜV Süd	Online	Nein	1 Tag	Sicherheit; Regulatorik	Einstieg in die bahnspezifische Risikobewertung und Integration von Wasserstoffsystemen	Sicherheit und Zulassung von Wasserstoffantrieben bei Schienenfahrzeugen
12	TÜV Süd	Online	Nein	90 Minuten	Sicherheit	Technologische Grundlagen für Wasserstoffzüge	Alternative Antriebe für Schienenfahrzeuge – E-Learning
13	TÜV Süd	Präsenz	Ja	4 Tage (3+1)	Sicherheit; Gassysteme	Qualifizierung für Arbeiten an Fahrzeugen mit Gasantrieb	DGUV FBHM-099 Stufe 2E - Arbeiten an Gassystemen
14	TÜV Süd	Online	Nein	90 Minuten	Technologie; Sicherheit; Regulatorik	Fachwissen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse	Power-to-Gas-Anlagen mit Wasserstoff – E-Learning
15	TÜV Süd	Online	Nein	90 Minuten	Technologie; Regulatorik	Schlüsseltechnologie für die Umwandlung von Wasserstoff in elektrische Energie kennenlernen	Mobile und stationäre Brennstoffzellensysteme – E-Learning

Abbildung 24: Ausschnitt aus der Excel-Liste zu den verschiedenen Weiterbildungsinhalten

Generell zeigte sich hier (siehe Abbildung 25), dass der Fokus zumeist auf der Sicherheit (68%; Prozesssicherheit, Gastransport, -nutzung), den regulatorischen Aspekten (59%), den verschiedenen Technologien (58%; Elektrolyseur, Brennstoffzelle, etc.) und der Wertschöpfungskette im Allgemeinen liegt. Die Dauer der Weiterbildungsinhalte bewegt sich im Bereich von kurzen Einführungsvideos/-

präsentationen von 45/90 Minuten Dauer bis hin zu mehrmonatigen Angeboten und ebenso ersten Studiengängen: Wasserstofftechnologie und –wirtschaft (M.Sc.) an der Dresden International University (3 Semester berufsbegleitend). Das Gros bewegt sich im Zeitrahmen von 1-2 Tagen Dauer.

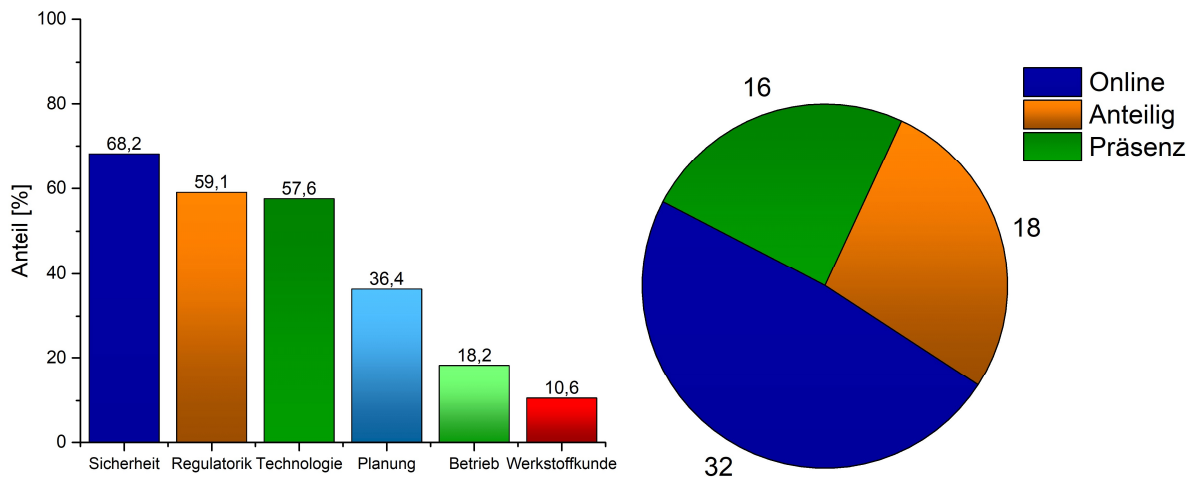


Abbildung 25: Verteilung der inhaltlichen Anteile (links, Mehrfachnennung möglich) sowie der Präsenzanteile

Die Inhaltsvermittlung (siehe Abbildung 25 rechts) erfolgt in knapp der Hälfte der Fälle rein Online, ein weiteres Viertel stellen reine Präsenzveranstaltungen dar und das restliche gute Viertel enthält anteilige Präsenzphasen im Programm. Betrachtet man, inwiefern der Wissenstransfer über praktische Kursteile (siehe Abbildung 26 links) erfolgt, so trifft dies nur für knapp 20% aller Angebote zu. Dabei umfassen die Praxisinhalte verschiedene Optionen wie Exkursionen, Fertigung von Übungsstücken, Ausarbeitung einer Projektarbeit, interaktive Übungen, Diskussion von Schadensfällen oder nicht näher spezifizierten praktischen Übungen. Vor allem der TÜV (25 Angebote), der Fachverband DVGW (14) und anwendungsnahe Forschungsinstitute (Fraunhofer (10)) bieten ein breites Spektrum an Weiterbildungsinhalten (siehe Abbildung 26 rechts).

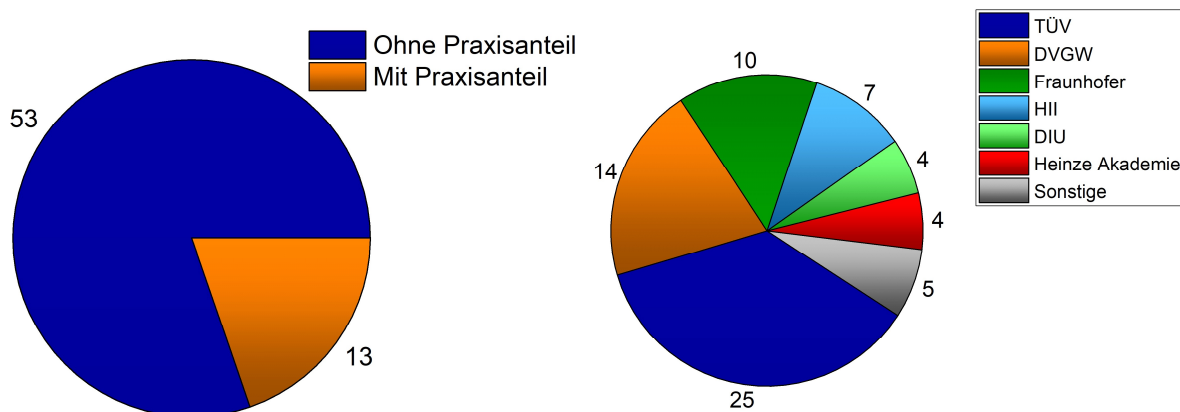


Abbildung 26: Angebote mit praktischen Inhalten innerhalb der Weiterbildungsmöglichkeiten (links) sowie die Übersicht der verschiedenen anbietenden Institutionen (rechts)

Nur wenige Weiterbildungsmöglichkeiten beschäftigen sich detailliert mit den materialwissenschaftlichen Wechselwirkungen der Wasserstoffschädigungsmechanismen (knapp 11%, siehe Abbildung 25 links), beispielsweise das Hochschulpraktikum „Wasserstoff in Metallen“ an der Ruhr-Universität Bochum, das gfkorr Online-Seminar „Reaktionen von Wasserstoff mit Metallen“. Hier werden die theoretischen Hintergründe ausführlich beleuchtet und auch im Fall des Hochschulpraktikums erfolgt eine Betrachtung verschiedener durch Wasserstoff ausgelöster

Schadensfälle sowie eine Führung durch die laborseitigen Kapazitäten am dortigen Institut für Werkstoffe. Die praktische Vermittlung möglicher Untersuchungsmethoden erfolgt jedoch – unseres Wissens – in keinem der Weiterbildungsinhalte im Themenbereich Wasserstoff.

Hierzu bietet sich am DECHEMA-Forschungsinstitut die Möglichkeit, geeignete Methoden wie beispielsweise die Wasserstoffpermeation (Abbildung 27 oben) oder auch vergleichende Zugversuche mit und ohne Wasserstoffbeladung (Abbildung 27 unten) im Bereich der Weiterbildung in einen der Bestandskurse zu integrieren oder gegebenenfalls durch Schaffung eines neuen Schwerpunktkurses abzubilden. Dazu erfolgt H<sub>2</sub>Mare-intern mit AP1.4 aus dem Schwesterprojekt TransferWind die Einbringung in die institutseigenen, beteiligten Teams, in welchen die Ausgestaltung der Weiterbildungs- und Kursinhalte definiert wird.

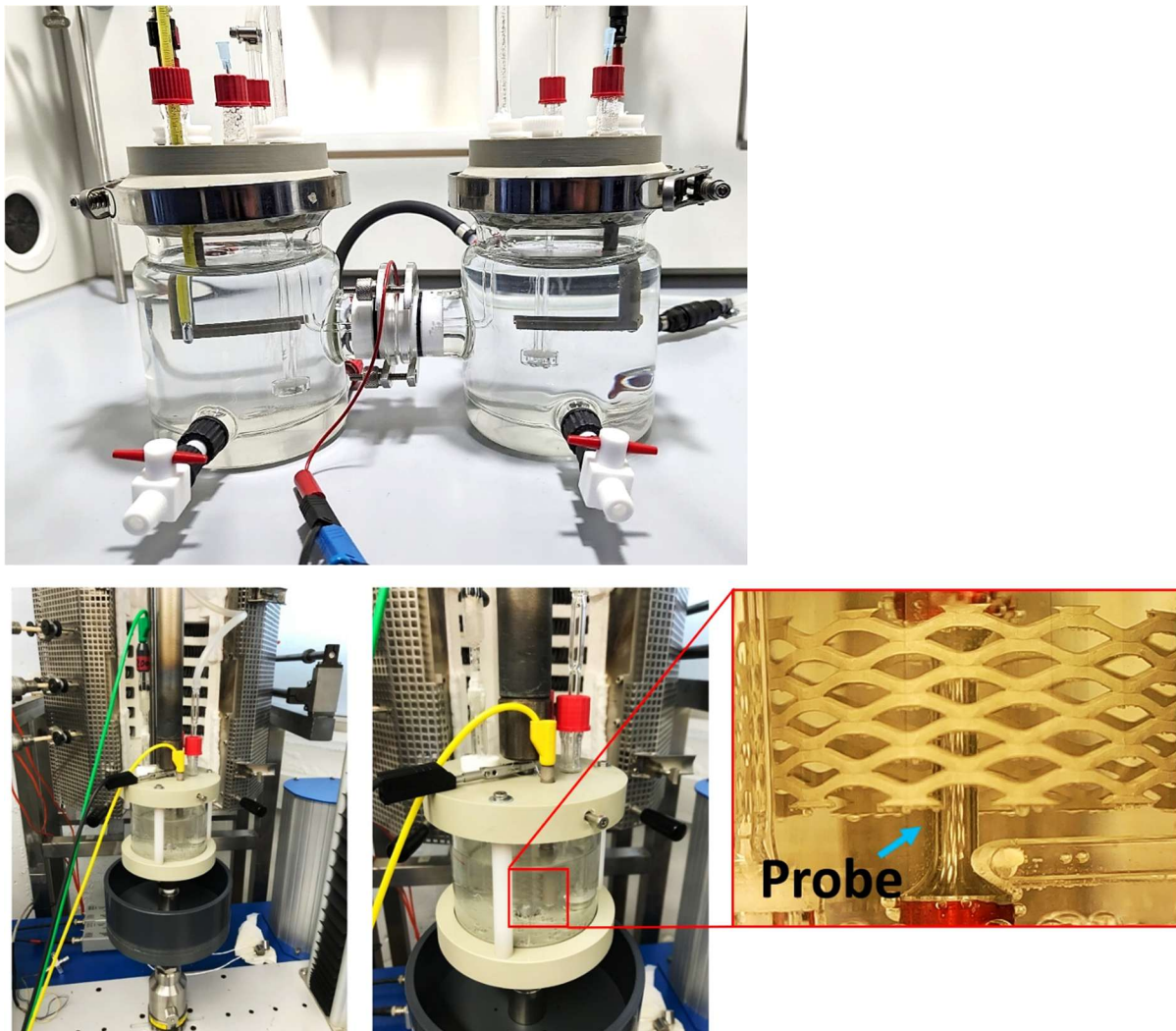


Abbildung 27: Devanathan-Zelle zur Wasserstoffpermeation (oben); Langsamzugversuch mit Zelle zur elektrolytischen Wasserstoffbeladung (unten) und eingebauter Probe (rechts im vergrößerten Ausschnitt) mit Schutzlack und umgeben vom Netz aus platinierterm Streckmetall als Gegenelektrode sowie der Spitze der Haber-Luggin-Kapillare der Referenzelektrode

### I.3.2 Normen und Standards

Die Sammlung technischer Normen und Regelwerke (vgl. Abbildung 28) zum Themengebiet metallische Werkstoffe und Wechselwirkungen mit Wasserstoff wurde über die Projektlaufzeit hinweg zusammengetragen. Hierbei konnten insgesamt 53 Quellen identifiziert werden. Orientiert man sich beispielhaft an einem ingenieurstechnischen Projekt, so können die Inhalte grob fünf verschiedenen

Kategorien zugeordnet werden (Abbildung 29 links). Ein Teil beschreibt allgemeine Anforderungen, normative Vorgaben oder auch spezielle sicherheitsrelevante Vorgehensweisen (14 Dokumente), im zweiten Teil erfolgt die Werkstoffauswahl durch Materialkenndaten und Kompatibilitätseigenschaften (7 Dokumente). Diese werden dann in der dritten Kategorie durch Prüfverfahren und Testmethoden (21 Dokumente) validiert. Die nächste Kategorie befasst sich mit nötigen Vorbehandlungen, der Fertigung selbst sowie der nachfolgenden Installation (7 Dokumente). Die Qualitätssicherung, Konformitätsprüfung und Inspektion betreffende Dokumente wurden in der letzten Kategorie zusammengefasst (4 Dokumente).

	A	B	C	D	E
1	Institution	Standard/ Wei	Titel	Fassung	Scope
56	NACE	TM0198	Slow Strain Rate Test Method for Screening Corrosion-Resistant Alloys for Stress Corrosion Cracking in Sour Oilfield Service	2020	Diese Norm legt ein Prüfverfahren mit langsamer Dehnungsrate (SSR) fest, mit dem korrosionsbeständige Legierungen (CRAs) auf ihre Beständigkeit gegen Spannungsrisskorrosion (SCC) bei erhöhten Temperaturen in sauren Ölfeldförderumgebungen untersucht werden können.
57	NACE	TM0284	Evaluation of Pipeline and Pressure Vessel Steels for Resistance to Hydrogen-Induced Cracking	2016	Diese Norm legt ein Prüfverfahren zur Bewertung der Beständigkeit von Rohrleitungs- und Druckbehälterstählen gegenüber wasserstoffinduzierter Korrosion (HIC) fest, die durch Wasserstoffabsorption aus wässriger Sulfidkorrosion verursacht wird. Dieses Handbuch enthält Richtlinien für die Lagerung, Handhabung und Verwendung von Wasserstoff in gasförmiger, flüssiger oder schlammiger Form, unabhängig davon, ob er als Nicht-Treibstoff oder als Treibstoff eingesetzt wird.
58	NASA	NSS 1740.16	Safety Standard for Hydrogen and Hydrogen Systems	1997	Dieses technische Memorandum bietet einen umfassenden Überblick über die experimentellen Daten zu den Auswirkungen der Wasserstoffversprödung (HEE) bei verschiedenen Arten von metallischen Werkstoffen.
59	NASA	TM-2016-218602	Hydrogen Embrittlement	2016	Diese Norm beschreibt die Bedingungen, die das Risiko einer Wasserstoffversprödung von Stahl erhöhen, und legt die erforderlichen Maßnahmen zur Risikominimierung fest.
60	SAE	USCAR5-5	Avoidance of Hydrogen Embrittlement of Steel Fasteners and Other Hardened or Spring Steel Parts from Surface Coating Processes	2019	Diese Norm beschreibt Prüfverfahren und -praktiken, mit denen eine Versprödung von Stahlteilen festgestellt werden kann. Es handelt sich um eine Prüfung zur Prozesskontrolle oder zur Überprüfung durch einen Gutachter.
61	SAE	USCAR7-2	Deembrittlement Verification Test	2020	Diese Technische Referenz zur Wasserstoffverträglichkeit von Werkstoffen fasst Werkstoffdaten aus wissenschaftlichen Artikeln und institutionellen Berichten zusammen, um die Auswahl von Werkstoffen für den Einsatz mit Wasserstoffgas zu erleichtern, wobei der Schwerpunkt auf Strukturwerkstoffen liegt.
62	SANDIA	SAND2012-7321	Technical Reference for Hydrogen Compatibility of Materials	2012	

Abbildung 28: Beispielhafter Ausschnitt aus der Excel-Liste zu den verschiedenen Normen und Regelwerken im Bereich Wasserstoff und Metalle

Herausgegeben werden die Dokumente vor allem durch nationale und internationale Normungsorganisationen (ISO, CEN, DIN) und verschiedene Fachverbände (API, ASME, ASTM, DVGW, EIGA, NACE, SAE) oder auch staatliche Einrichtungen wie NASA oder das Sandia National Laboratory (Abbildung 29 rechts). Die Herausgeber spiegeln sich auch entsprechend in den Dokumententypen wider (Abbildung 30). Hier dominieren vor allem Normen und Standards (39 Dokumente). Die restlichen Quellen sortieren sich in die Bereiche technischer Merkblätter und Regeln, technische Berichte sowie Leitfäden und Guidelines ein.

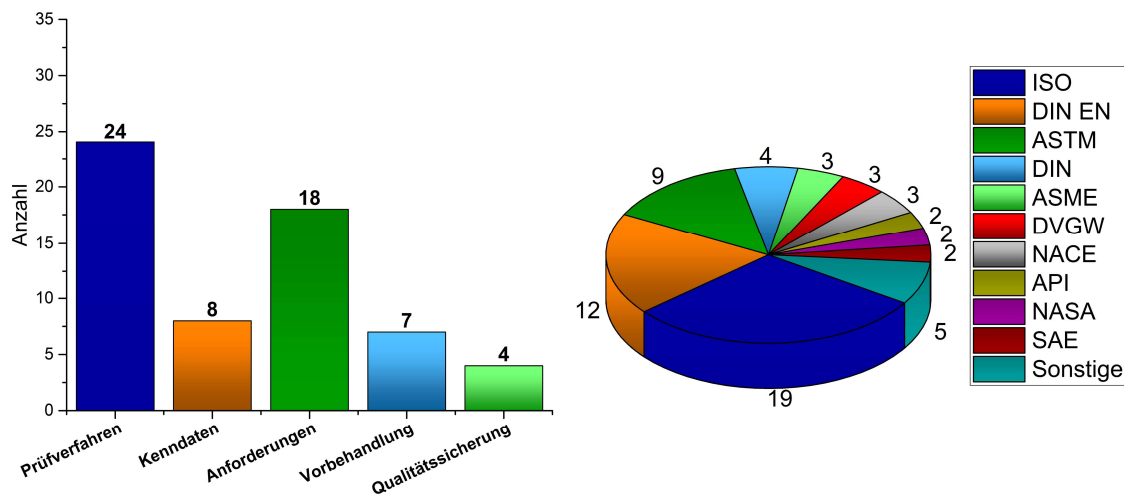


Abbildung 29: Verteilung der Inhalte auf die fünf definierten Kategorien „Prüfverfahren und Testmethodik“, „Materialkenndaten und Kompatibilität“, „Anforderungen, Normvorgaben und Sicherheit“, „Vorbehandlung, Fertigung und Installation“ und „Qualitätssicherung, Konformität und Inspektion“ (links) sowie die Verteilung der ausgebenden Institutionen

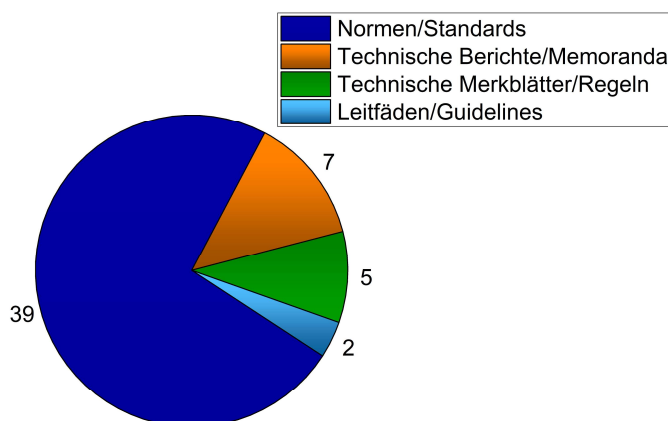


Abbildung 30: Übersicht über die Verteilung der Sammlung auf die verschiedenen Arten technischer Dokumente

### I.3.3 Ermittlung von Materialkenndaten

Hinsichtlich möglicher Werkstoffkandidaten für eine Offshore-PtX-Anwendung eignen sich beispielsweise höherlegierte Duplexstähle wie der 1.4462. Aus diesem Material konnte durch den TÜV Hessen eine Bereitstellung eines Segments einer Wasserstoffhochdruckleitung aus 1.4462 (Abbildung 31) erfolgen, welches über zehn Jahre im Industriepark Höchst in Betrieb war und bei einer Routinewartung ausgetauscht wurde. Hieran kann nun genauer untersucht werden, ob und wie weit sich der Kontakt mit Hochdruck-Wasserstoff über die lange Betriebsdauer auf die Materialeigenschaften ausgewirkt hat. Neben der Analyse des Pipelinerohrs und vergleichender Materialien erfolgte zudem die Betrachtung additiv gefertigter Werkstoffe, welche mittels laserbasiertem DED-Verfahren aus einem Drahtfeed (DED-LB/w) am Hereon in Geesthacht hergestellt wurden. Die vier Werkstoffe bestanden aus zwei Feinkornbaustählen, S355 und S460, sowie einem Duplex- (ER 2209) und einem Superduplexstahl ER 2594. Diese konnten aufgrund des Umfangs des bereitgestellten Materials nur hinsichtlich ihrer Wasserstoffpermeationseigenschaften betrachtet werden.

Die Wasserstoffleitung aus Duplexstahl 1.4462 mit einem Nenndurchmesser von DN18 wurde nahtlos

aus Vollmaterial gearbeitet und die einzelnen Segmente wurden nur über Umfangsschweißnähte miteinander verbunden. Laut Betreiber war die Pipeline im Betrieb Druckschwankungen im Bereich von 300-800 bar ausgesetzt, da die Pipeline generell sowohl als Transportleitung wie auch mit ihrem Volumen als Zwischenspeicher genutzt wird. Für die Untersuchungen erfolgte die Ausarbeitung angepasster Probengeometrien sowie darauf aufbauend eine Anpassung der Versuchsaufbauten, da aufgrund der geringen Wandstärke von nur ca. 7,8 mm die bisher genutzten Abmessungen nicht geeignet waren.



Abbildung 31: Ausgebautes Rohrsegment der Wasserstoffhochdruckleitung aus 1.4462 in Längsansicht (a) und im Querschnitt (b)

Die Materialzusammensetzung für das ausgebaute Rohr sowie für das zu Vergleichszwecken Anwendung findende Rundstab- und Schmiedematerial aus dem Werkstoff 1.4462 mittels Funkenemissionsspektrometrie (OES) überprüft. Sie stimmt für alle drei Varianten mit der Spezifikation des Werkstoffs überein (Tabelle 9) – eine Ausnahme in den Messwerten stellt der Kohlenstoff-Gehalt dar. Die Abweichung des C-Gehaltes dürfte auf einen Fehler des OES-Gerätes zurückzuführen sein, welches während der Messreihe für alle Werkstoffe leicht erhöhte C-Werte lieferte. Die genaue Ursache hierfür konnte leider nicht ermittelt werden, der Fehler war jedoch an einem Referenzmaterial bekannter Zusammensetzung reproduzierbar. Die leichte Abweichung wird daher nicht als substantiell betrachtet.

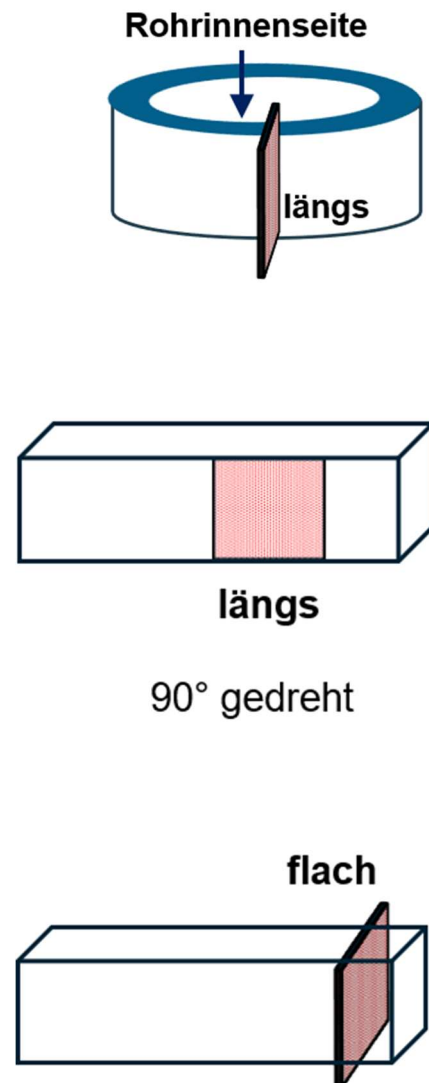
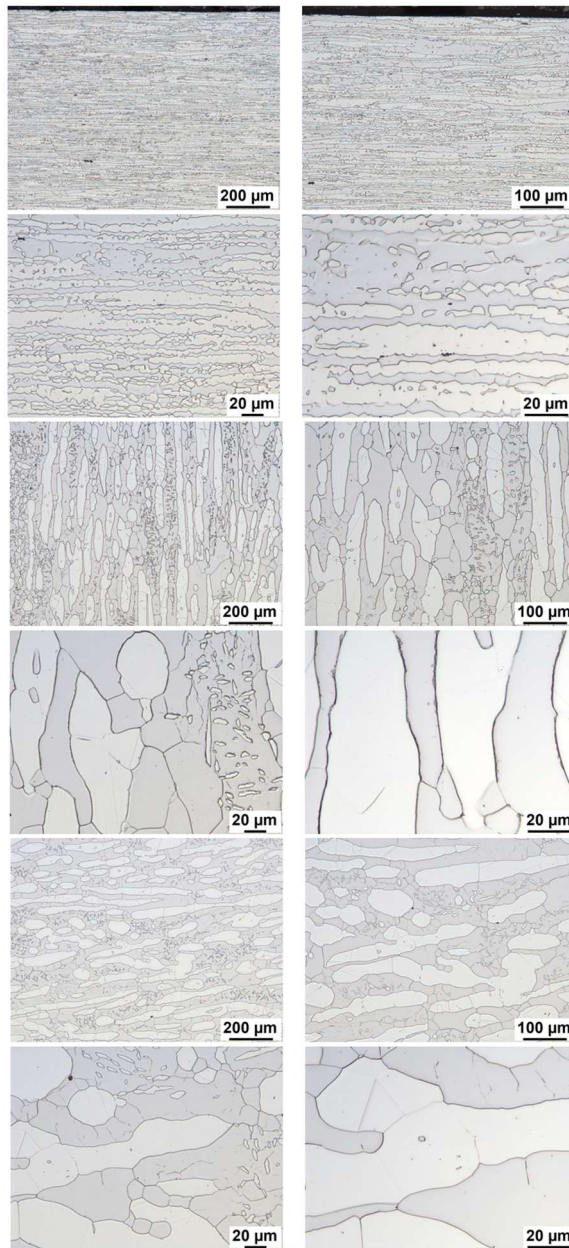
Tabelle 9: Materialzusammensetzung der Pipeline, des Rundstabs und des Schmiedematerials aus OES-Messung im Vergleich zur Spezifikation des Werkstoffes 1.4462

Material	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	V	N
<b>Spezifikation</b>	≤ 0,030	≤ 1,00	≤ 2,00	≤ 0,035	≤ 0,015	21,0-23,0	2,50-3,50	4,50-6,50	-	0,10-0,22
<b>Pipeline</b>	0,041	0,523	1,76	0,0249	0,0012	21,81	3,29	5,48	0,161	0,172
<b>Schmiedestück</b>	0,038	0,229	1,67	0,0202	0,0013	22,28	3,27	5,46	0,061	0,167
<b>Rundstab</b>	0,045	0,577	1,51	0,0335	0,0034	21,56	3,23	5,63	0,069	0,154

### 1.3.3.1 Mikrostruktur und Härte

Die Mikrostruktur der Vergleichsmaterialien wurde ebenfalls analysiert und vergleichend mit der der Pipeline dargestellt (beispielhafte Ausschnitte sind in Abbildung 32 gezeigt). Es zeigen sich hierbei gewisse Ähnlichkeiten in der Mikrostruktur zwischen Pipeline und Schmiedestück hinsichtlich der Verteilung des Austenits in der Ferritphase, jedoch ist auch ein Korngrößenunterschied zwischen beiden Materialien erkennbar, da die einzelnen Körner im betrachteten Ausschnitt des Schmiedestücks größer sind als die Körner im Pipelinegefüge. Für den Rundstab lassen sich die

erwartbaren, in Längsrichtung langgezogenen Körner im Längsschliff erkennen. Alle Mikrostrukturen zeigen die lamellare Verteilung der Austenit- und Ferritphasen zueinander. Die Ausrichtung des Werkstoffgefüges ist daher z.B. für das Diffusionsverhalten von elementarer Bedeutung, da die Diffusionskoeffizienten im Ferrit im Bereich um  $10^{-6}$  cm<sup>2</sup>/s liegen und im Austenit mit  $10^{-12}$  cm<sup>2</sup>/s deutlich niedriger sind.



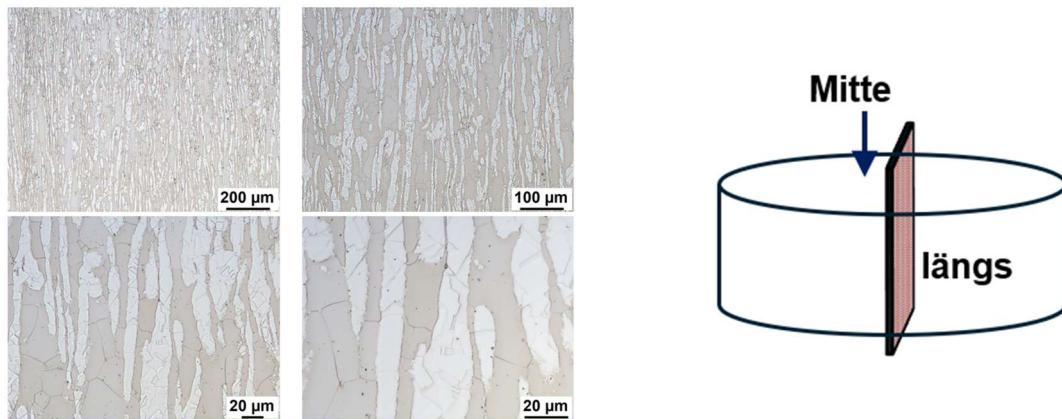


Abbildung 32: Mikrostruktur des Pipelinerohrs, des Schmiedestücks und des Rundstabs aus 1.4462, alle geätzt mit 10%iger Oxalsäure, Ferritphase hell grünlich/violett, Austenitphase weiß; rechts daneben die jeweilige Orientierung der Mikrostruktur zum Gesamtgefüge

Im Zuge der Mikrostrukturanalyse wurde auch die Verteilung der beiden Duplexphasen zueinander über die Wanddicke der Pipeline hinweg untersucht (Abbildung 33). Dabei konnte festgestellt werden, dass in der Nähe der Innenwandung eine eher lamellare Verteilung der Austenitphase vorliegt und sich zudem der Anteil an Austenit von einer ausgeglichenen Phasenverteilung im Inneren zu einem höheren Ferritanteil im Außenbereich (Austenit: 51% Innen, 48% Mitte, 44% Außen).

Innenwand → Außenwand

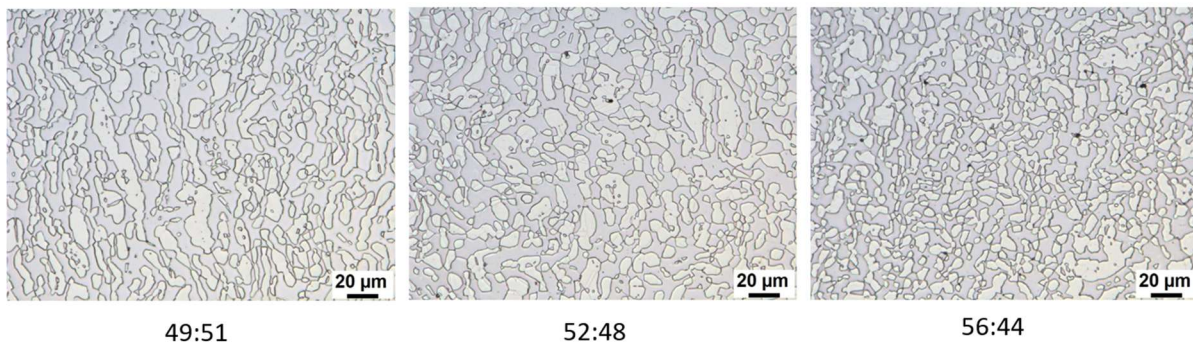


Abbildung 33: Mikrostruktur des Pipelinematerials über die Wandung von Innen-(links) zur Außenwandung(rechts) und das im jeweiligen Ausschnitt bestimmte Ferrit-Austenit-Verhältnis

Die Härteverteilung (Abbildung 34) zeigt eine Aufhärtung zur Außenseite des Rohres hin ( $\approx 300$  HV 1 statt  $\approx 250$  HV 1 für das restliche Rohr), welche auf die bei der Rundstabherstellung eingebrachte Kaltverformung im Außenbereich des Rohres zurückzuführen sein dürfte.

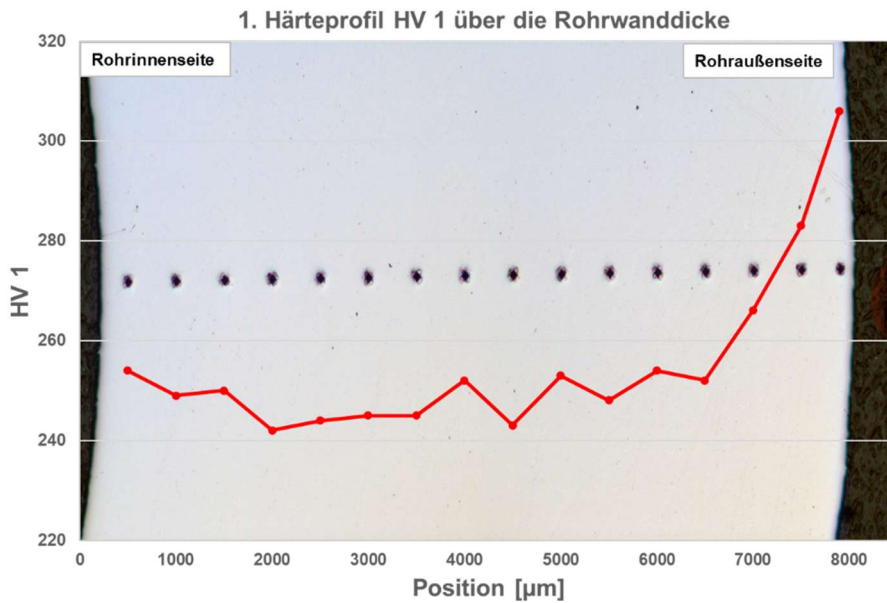


Abbildung 34: Härteprofil nach Vickers (HV1) über die gesamte Rohrwanddicke

### 1.3.3.2 Zugversuche

Für das Pipelinematerial und die Vergleichswerkstoffe konnten in Zugversuchen nach DIN EN ISO 6892-1 B:2020 für den (wasserstoff-)unbeladenen Zustand die Materialkennwerte ermittelt werden (Abbildung 35). Die früheren Ergebnisse des Grundwerkstoffs vor Einbau konnten uns durch den TÜV Hessen zur Verfügung gestellt werden, sodass ein Vergleich der mechanischen Kenngrößen nach über zehn Jahren Betrieb mit dem Ausgangszustand möglich war.

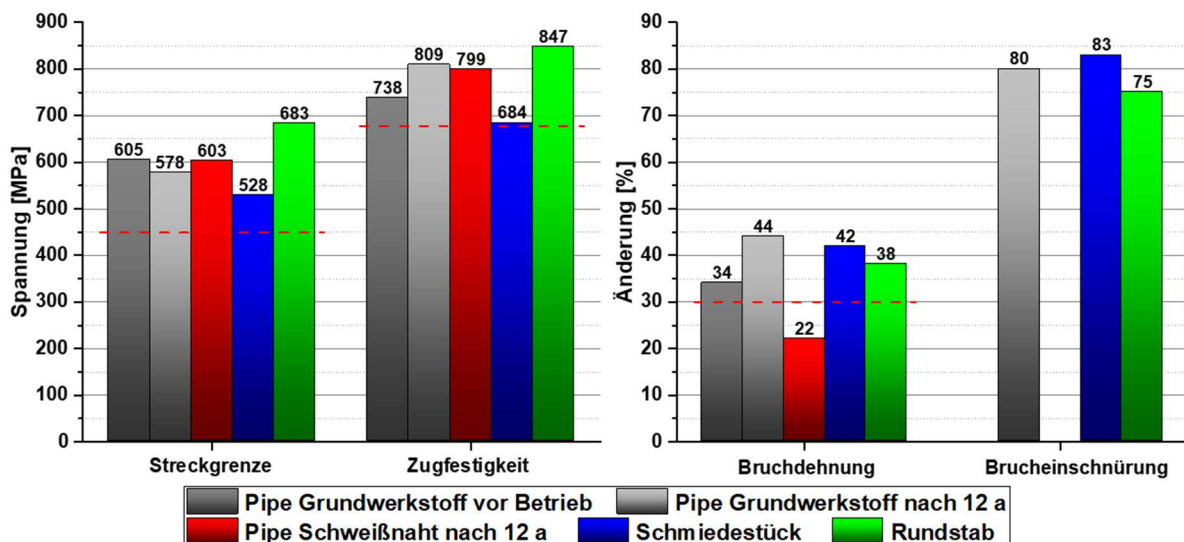


Abbildung 35: Kennwerte für Zugfestigkeit, Streckgrenze, Bruchdehnung und Brucheinschnürung für den Grundwerkstoff vor Einbau, Grundwerkstoff und Schweißnaht nach 12 Jahren Betrieb sowie vergleichend Schmiedestück und Rundstab; mit Angabe der technischen Anforderungen (rote Linien), getestet nach DIN EN ISO 6892-1 B:2020

Hierbei zeigt sich, dass das Grundmaterial auch nach über zehn Jahren für den technischen Einsatz noch alle mechanischen Anforderungen an den Werkstoff erfüllt. Die Schweißnahtdaten basieren vollständig auf Untersuchungen des TÜV Hessen und zeigen eine verringerte Bruchdehnung, welche



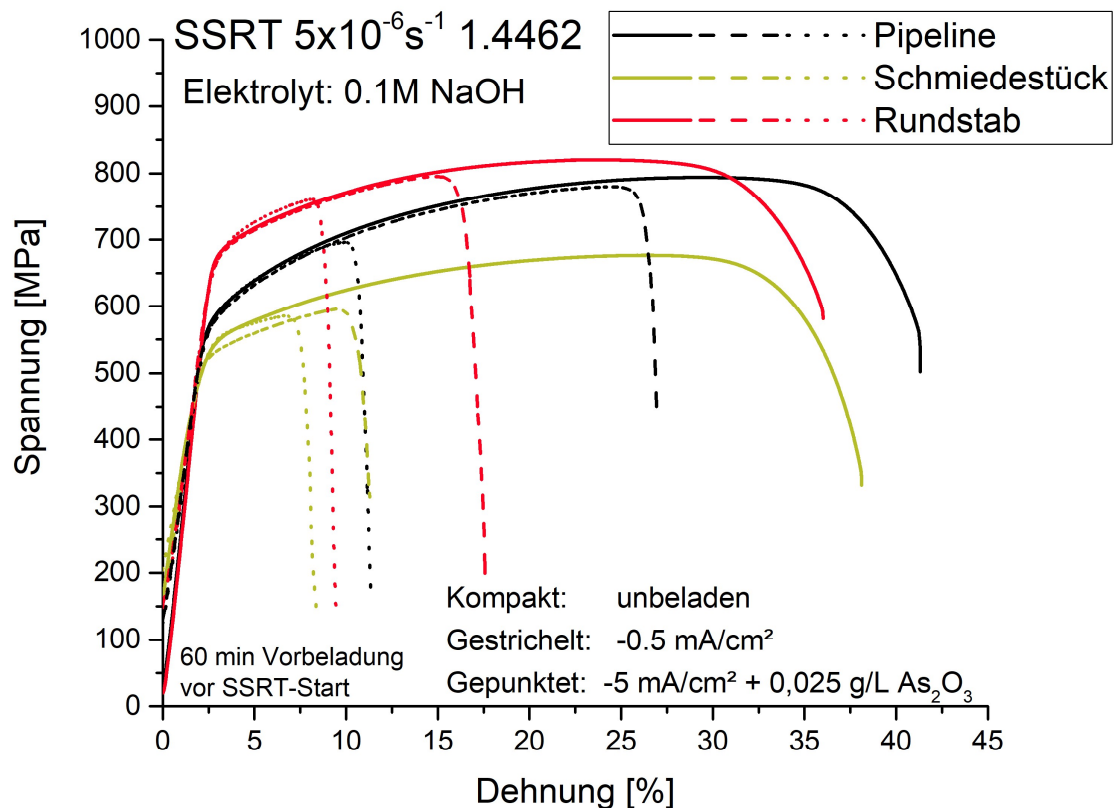


Abbildung 37: Beispielhafte Spannungs-Dehnungs-Verläufe der Zugversuche an den drei Werkstoffzuständen aus 1.4462 (Pipeline-, Rundstab- und Schmiedematerial); kompakte Linien zeigen Standardzugversuche an Luft, gestrichelte Linien SSRT-Zugversuche mit  $-0,5 \text{ mA/cm}^2$  Beladung, gepunktete Linien Versuche mit  $-5 \text{ mA/cm}^2$  Beladung sowie Promotorzugabe, alle Versuche durchgeführt mit einer Zuggeschwindigkeit von  $5 \times 10^{-6} \text{ s}^{-1}$

Tabelle 10: Mittelwerte der Materialprüfwerte aus SSRT-Versuchen mit einer Zuggeschwindigkeit von  $5 \times 10^{-6} \text{ s}^{-1}$  unbeladen (schwarz), mit  $-0,5 \text{ mA/cm}^2$  Beladung (hellgrün) und mit  $-5 \text{ mA/cm}^2$  Beladung sowie Promotorzugabe (dunkelgrün)

Typ	Dehngrenze [MPa]	Zugfestigkeit [MPa]	Bruchdehnung [%]	Brucheinschnürung [%]
Pipeline	578   546   549	809   774   702	43,7   27,1   13,8	79,7   25,7   14,2
Schmiedestück	528   504   506	684   600   575	42,2   13,4   8,8	74,7   19,8   14,9
Rundstab	683   648   651	847   799   759	38,2   19,9   11,6	83,3   26,2   10,6
Grundmaterial vor Einsatz	605	738	34	-

In Abbildung 38 sind REM-Aufnahmen repräsentativer Oberflächenbereiche der Bruchflächen nach den drei verschiedenen Messreihen für alle drei Materialtypen gezeigt. Im unbeladenen Zustand zeigen alle drei Materialtypen das typische Erscheinungsbild eines duktilen Wabenbruchs. Mit Beladung während des Zugversuchs ändert sich die Bruchmorphologie hin zu einem spröde dominiertem Bruchbild. Alle Werkstoffe zeigen hier kaum noch duktile Restbereiche.

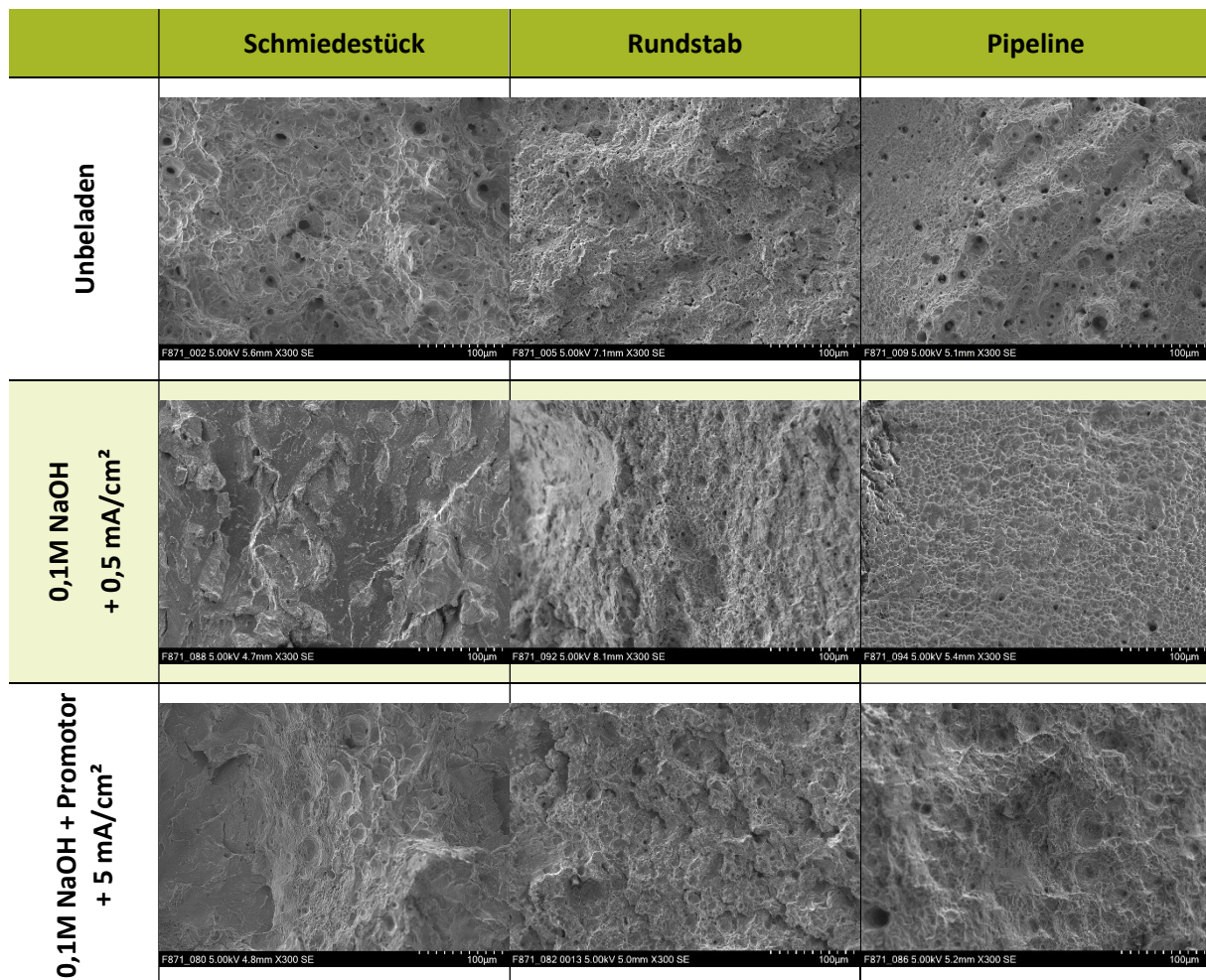


Abbildung 38: Beispielhafte REM-Aufnahmen der inneren Bruchflächen der Zugproben aus den SSRT-Versuchen ohne Beladung, mit 0,5 mA/cm<sup>2</sup> in 0,1M NaOH ohne Promotor sowie mit 5 mA/cm<sup>2</sup> in 0,1M NaOH mit 0,025 g/L As<sub>2</sub>O<sub>3</sub> als Promotor für die drei Materialtypen Schmiedestück, Rundstab und Pipeline

Es zeigt sich, dass der langjährige Kontakt zu Hochdruckwasserstoff mit anschließender Effusion des eindiffundierten Wasserstoffs den Werkstoff hinsichtlich der im Zugversuch betrachteten Eigenschaften nicht negativ beeinträchtigt. Bringt man jedoch diffusiblen Wasserstoff über die Beladung in die Werkstoffe ein, zeigen alle einen – teilweise deutlichen – Verlust an Duktilität.

### 1.3.3.3 Permeationsmessungen

Die Permeationsmessungen wurden in temperierbaren Devanathan-Stachursky-Zellen durchgeführt. Als Elektrolyt wurde jeweils 0,1M NaOH mit einer Zugabe von 0,025 g/L As<sub>2</sub>O<sub>3</sub> verwendet. Je nach Messung wurde der Elektrolyt in den Zellen durch einen Umlaufthermostaten auf 25°C bzw. 50°C temperiert. Generell ist es notwendig für Proben mit kubisch flächenzentrierter Mikrostruktur möglichst geringe Probendicken zu realisieren, um aufgrund der langsamen Diffusion (Diffusionskoeffizienten im Bereich von 10<sup>-9</sup> bis 10<sup>-12</sup> cm<sup>2</sup>/s) vertretbare Versuchslaufzeiten zu erhalten. Die Herstellung der Permeationsproben aus dem Pipelinematerial zeigte sich aufgrund des geringen Rohrdurchmessers sowie der geringen Wanddicke als herausfordernd (ca. 7,5 mm vollumfänglich nutzbare Wanddicke, Abbildung 31(b)). Jedoch konnte gemeinsam mit der institutseigenen Werkstatt die Fertigung von Probenvormaterial mit einem Durchmesser von ø 17 mm und einer Dicke von 500 µm realisiert werden und nachfolgend eine reproduzierbare Präparationsmethode für Proben mit ≤200 µm Wanddicke entwickelt werden (Abbildung 39).

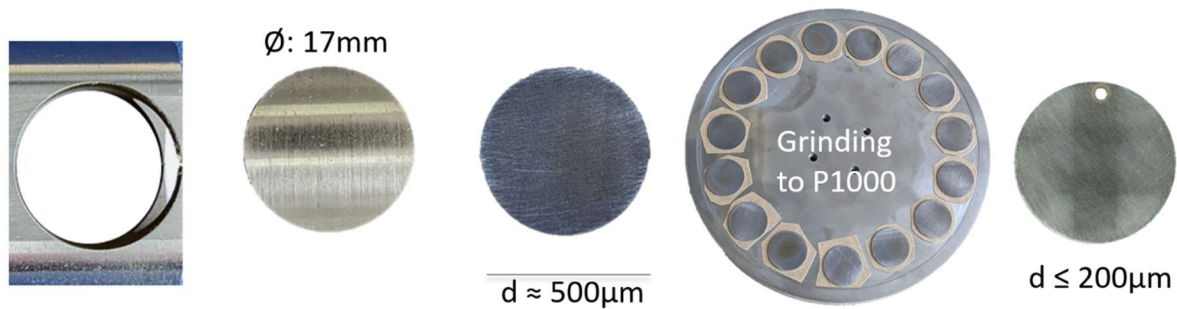


Abbildung 39: Herstellungsschritte des Probenmaterials mit 17 mm Durchmesser und einer Dicke des Rohlings von  $\approx 500 \mu\text{m}$  und finaler Probendicke  $< 200 \mu\text{m}$

Die mittels drahtbasiertem DED-LB hergestellten Probentypen wurden nach der Drahterosion die Probenrohlinge der jeweiligen Materialien für die Permeationsversuche auf Homogenität und das Vorhandensein möglicher Fehlstellen untersucht werden. Drei der vier additiv gefertigten Probentypen (S355, S460 und ER 2594) zeigten keine Auffälligkeiten, jedoch waren in einem Großteil der Probenrohlinge des Duplexstahl ER 2209 Fehlstellen im Material erkennbar (beispielhaft Abbildung 40 links). Das nachfolgende Schleifen der Probenoberfläche zum Verringern der Probendicke sowie zum Herstellen eines vergleichbaren Oberflächenzustands (Schliff bis Körnung P1000) wurde daher für diesen Probentyp auf die technisch dünnste mögliche Probendicke (ca.  $40 \mu\text{m}$ ) hin ausgerichtet, um das Vorhandensein von Fehlstellen im späteren Messbereich der Probe möglichst auszuschließen. Leider ließ sich trotz aller Bemühungen nur eine fehlstellenfreie Probe herstellen und vermessen.

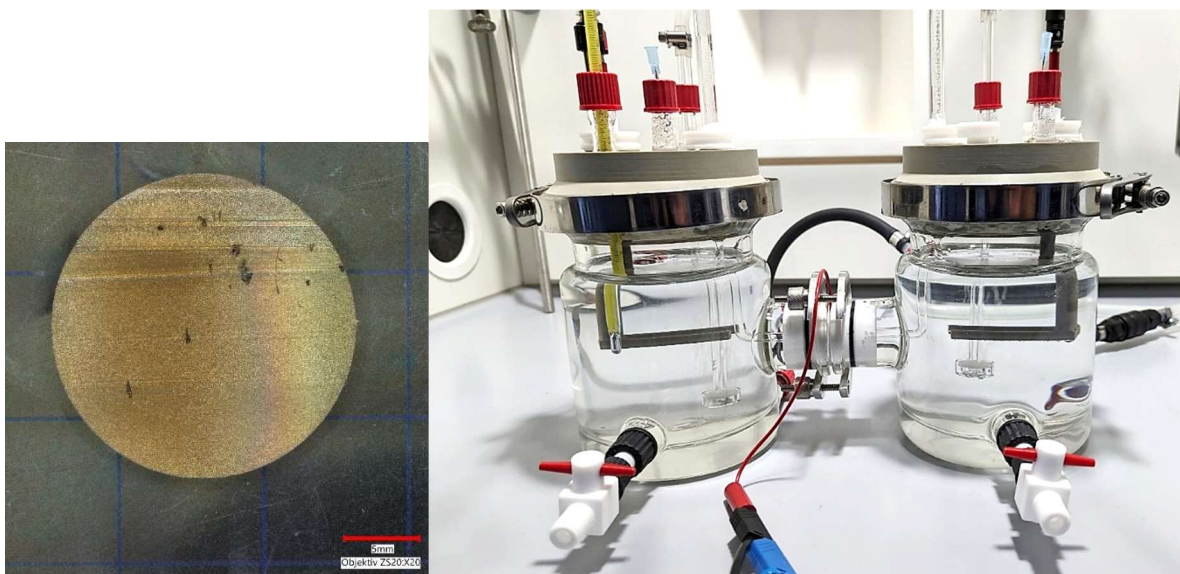


Abbildung 40: Permeationsprobenrohling aus additiv gefertigtem Duplexstahl ER 2209 (links) sowie eine Devanathan-Stachursky-Zelle für die Permeationsversuche nach DIN EN ISO 17081

Die Versuchsbedingungen für alle durchgeführten Versuche können Tabelle 11 entnommen werden. Die Verläufe der Oxidationsströme während der Versuchslaufzeiten sind beispielhaft in Abbildung 41 und Abbildung 42 gezeigt. Generell zeigte sich unabhängig von der Probendicke eine gute Reproduzierbarkeit in den Messergebnissen über die Werkstoffe hinweg.

Tabelle 11: Versuchsbedingungen für alle geprüften Werkstoffe, als Elektrolyt wurde 0,1M NaOH mit 0,025 g/L As<sub>2</sub>O<sub>3</sub> verwendet

	Material	Temperatur [°C]	Beladungsbedingungen	Oxidationspotential vs Ag/AgCl KCl ges.
1.4462	Pipeline	25	5 mA/cm <sup>2</sup>	+ 345 mV
	Pipeline	50	Stufenbeladung: 2 mA/cm <sup>2</sup> , 4 mA/cm <sup>2</sup> , 6 mA/cm <sup>2</sup> , 10 mA/cm <sup>2</sup>	+ 365 mV
	Schmiedestück	50	Stufenbeladung: 2 mA/cm <sup>2</sup> , 4 mA/cm <sup>2</sup> , 6 mA/cm <sup>2</sup> , 10 mA/cm <sup>2</sup>	+ 365 mV
	Rundstab	50	Stufenbeladung: 2 mA/cm <sup>2</sup> , 4 mA/cm <sup>2</sup> , 6 mA/cm <sup>2</sup> , 10 mA/cm <sup>2</sup>	+ 365 mV
DED-LB/w	S355	25	2 mA/cm <sup>2</sup>	+ 345 mV
	S460	25	2 mA/cm <sup>2</sup>	+ 345 mV
	ER 2209*	50	Stufenbeladung: 2 mA/cm <sup>2</sup> , 4 mA/cm <sup>2</sup> , 6 mA/cm <sup>2</sup> , 10 mA/cm <sup>2</sup>	+ 365 mV
	ER 2594	50	Stufenbeladung: 2 mA/cm <sup>2</sup> , 4 mA/cm <sup>2</sup> , 6 mA/cm <sup>2</sup> , 10 mA/cm <sup>2</sup>	+ 365 mV

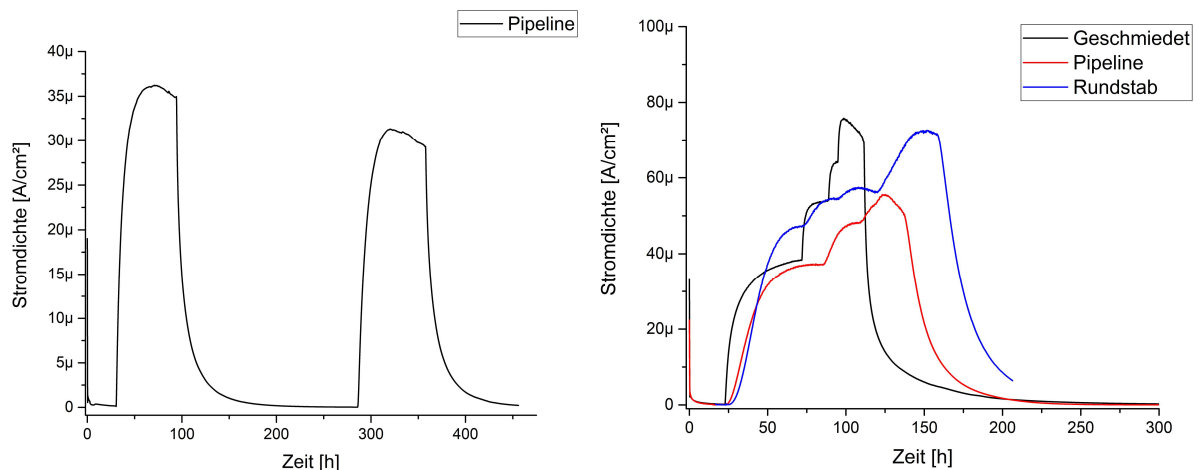


Abbildung 41: Ausgewählte Wasserstoffpermeationskurven für die Pipeline aus 1.4462 bei 25°C (links) sowie Pipeline, Schmiedestück und Rundstab im Vergleich bei 50°C (rechts) in 0,1M NaOH mit 0,025 g/L As<sub>2</sub>O<sub>3</sub> als gemessene Oxidationsstromdichte über die Zeit aufgetragen

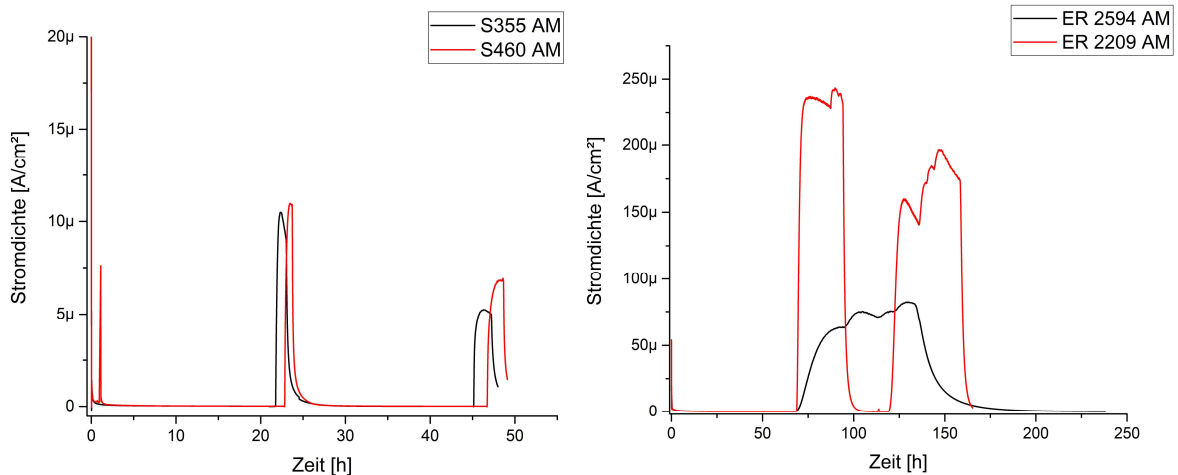


Abbildung 42: Ausgewählte Wasserstoffpermeationskurven der Werkstoffe S355 und S460 bei 25°C (links) sowie ER 2209 und ER 2594 bei 50°C (rechts) 0,1M NaOH mit 0,025 g/L As<sub>2</sub>O<sub>3</sub> als gemessene Oxidationsstromdichte über die Zeit aufgetragen

In Tabelle 12 wurden die nach der DIN EN ISO 17081 mit der  $t_{lag}$ -Methode berechneten effektiven Diffusionskoeffizienten  $D_{eff}$  zusammengestellt. Die Berechnung erfolgte über die nachfolgende Formel

$$D_{eff} = \frac{L^2}{6 * t_{lag}}, \text{ für } J(t)/J_{ss} = 0,63.$$

Wenig überraschend wurden für die beiden additiv gefertigten Feinkornbaustähle S355 und S460 aufgrund ihrer Mikrostruktur deutlich höhere Diffusionskoeffizienten im Bereich von  $10^{-6}$  cm<sup>2</sup>/s gemessen. Vergleicht man die Ergebnisse an den additiv gefertigten Duplex- und Superduplexstahl mit den Ergebnissen der Proben aus dem konventionellen Duplex, so sind diese alle in einer vergleichbaren Größenordnung um  $10^{-10}$  bis  $10^{-9}$  zu finden. Einzig das Schmiedestück zeigt etwas höhere Diffusionskoeffizienten, was aber auch in Einklang mit der gezeigten Mikrostruktur (größere und auch lang gezogene Körner) und der dadurch leichteren Diffusion durch größere Ferritkörner erklärt werden kann. Der Vergleich der Pipeline bei 25°C und 50°C zeigt, dass eine entsprechende Temperaturerhöhung mit einer Steigerung der Diffusion um etwa das 2,3fache einhergeht. Betrachtet man für alle stufenbeladenen Werkstoffe die Diffusionskoeffizienten, so zeigt sich, dass die Diffusion während der ersten Beladung um den Faktor 2,5-3 langsamer stattfindet. Hier werden vorhandene reversible und irreversible Traps im Material abgesättigt, sodass bei einer weiteren Erhöhung in der Sättigung der Wasserstoff anschließend ungehinderter durch das Material diffundieren kann.

Tabelle 12: Effektive Diffusionskoeffizienten der verschiedenen Werkstoffe bei 25°C bzw. 50°C für die Belade- und Effusionstransienten aus Dreifachbestimmung mit n.a. sind die Zellen gekennzeichnet, für die keine Stufenbeladung durchgeführt wurde

	Material	Temperatur [°C]	Effektiver Diffusionskoeffizient [cm <sup>2</sup> /s]				
			Beladung			Effusion	
1.4462	Pipeline	25	1,5x10 <sup>-10</sup>	n.a.	n.a.	n.a.	1,6x10 <sup>-10</sup>
	Pipeline	50	3,4 x10 <sup>-10</sup>	1,1x10 <sup>-9</sup>	1,3x10 <sup>-9</sup>	2,4x10 <sup>-9</sup>	3,9x10 <sup>-10</sup>
	Schmiedestück	50	4,4x10 <sup>-9</sup>	2,2x10 <sup>-8</sup>	2,5x10 <sup>-8</sup>	2,7x10 <sup>-8</sup>	2,4x10 <sup>-9</sup>
	Rundstab	50	9,2x10 <sup>-10</sup>	2,5x10 <sup>-9</sup>	4,3x10 <sup>-9</sup>	2,4x10 <sup>-9</sup>	8,9x10 <sup>-10</sup>
DED-LB/w	S355	25	1,5x10 <sup>-6</sup>	n.a.	n.a.	n.a.	2,1x10 <sup>-6</sup>
	S460	25	1,6x10 <sup>-6</sup>	n.a.	n.a.	n.a.	2,9x10 <sup>-6</sup>
	ER 2209*	50	2,5x10 <sup>-10</sup>	7,2x10 <sup>-10</sup>	1,1x10 <sup>-9</sup>	1,4x10 <sup>-9</sup>	3,9x10 <sup>-10</sup>
	ER 2594	50	5,1x10 <sup>-10</sup>	1,3x10 <sup>-9</sup>	1,3x10 <sup>-9</sup>	1,5x10 <sup>-9</sup>	6,1x10 <sup>-10</sup>

\* ER 2209 aufgrund fehlerstellenbehafteten Materials nur in Einfachmessung bestimmt

#### 1.3.3.4 Wasserstoffanalytik

Hinsichtlich der Wasserstoffanalytik konnte der Messaufbau mit dem Bruker Galileo G8 durch die Integration eines mobilen Massenspektrometers Hyden Analytical HPR 20 R&D (Abbildung 43 links) weiter optimiert werden. Durch die Implementierung eines Prozessleitfadens konnte eine Methode zur Sicherstellung der Reproduzierbarkeit von Messergebnissen realisiert werden. Zur Analyse der Wasserstoffgehalte der Pipeline werden verschiedene Proben typen herangezogen (Abbildung 43 rechts und Abbildung 44 rechts), da etwa für die Schmelzextraktion Proben in einem kleinen Graphittiegel zur Analyse aufgeschmolzen werden, wofür nur kleine, ca. 1 g schwere Abschnitte des zu untersuchenden Materials verwendet werden können. Die Messkurve in Abbildung 44 (links) zeigt beispielhaft die resultierende Messkurve während einer Trägergasheißextraktion mit einer Rampe von 0,5 K/s ausgehend von Raumtemperatur bis zur Haltetemperatur von hier 600°C eines Teilsegments der Pipeline (links).

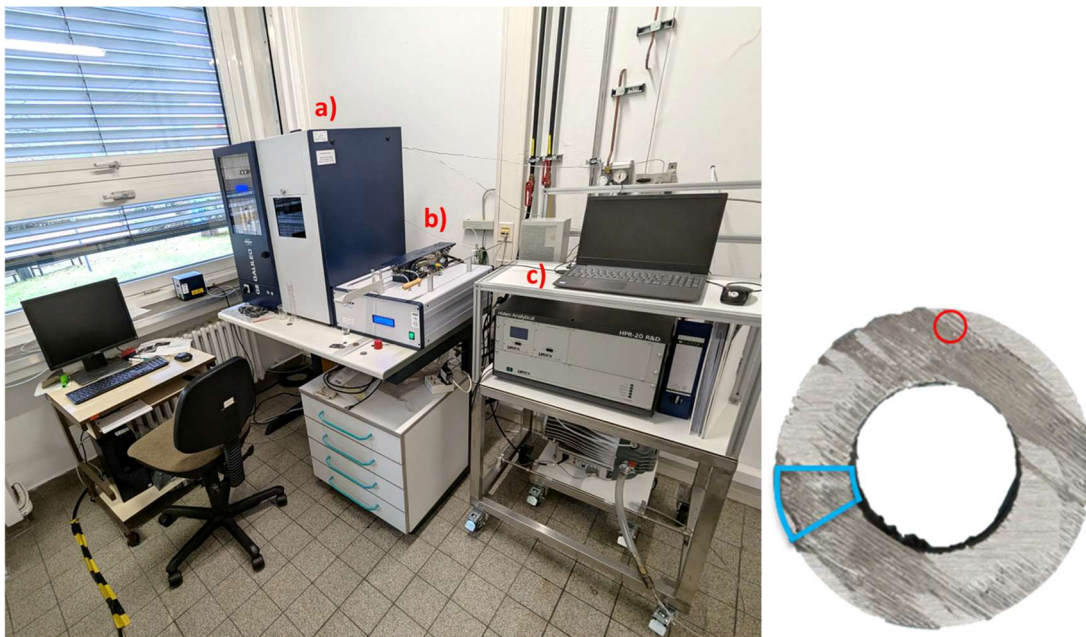


Abbildung 43: Wasserstoffanalytik (links) bestehend aus Analysator Bruker Galileo G8 (a) mit Infrarotofen IR07 (b) sowie daneben das mobile Massenspektrometer Hiden Analytical HPR-20 R&D (c); Beispielhaft markierte Segmente des Pipelinerohrs (rechts) für die Wasserstoffanalytik, Kurvenverlauf für blau markiertes Segment in Abbildung 44 links

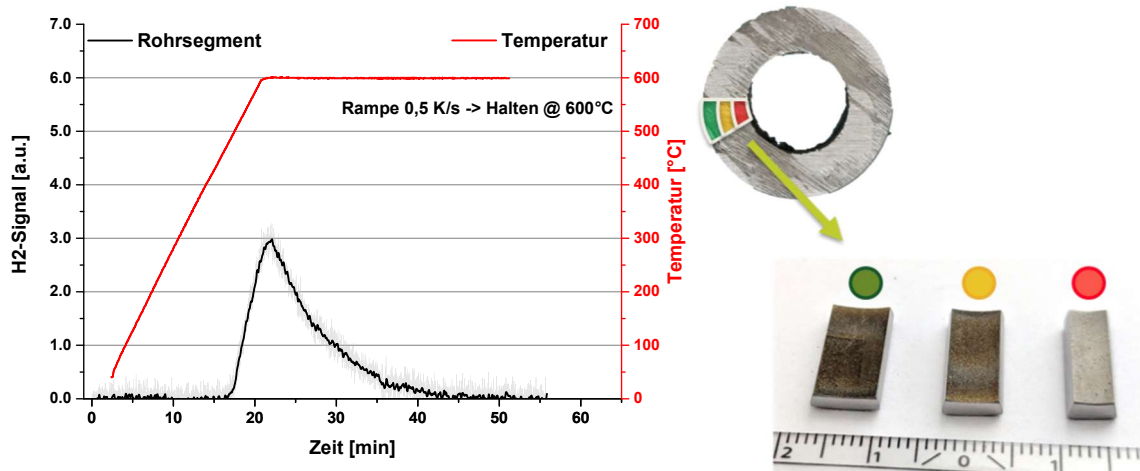


Abbildung 44: Beispielhaftes Wasserstoffsignal mittels MS eines Rohrsegments aus Duplex 1.4462 (blaues Segment in Abbildung 43) während der Trägergasheißextraktion mit einer Temperaturrampe von 0,5 K/s sowie die Veranschaulichung der segmentierten Probenfertigung über die Pipelinewandung (rechts)

Zur Analyse der räumlichen Verteilung der Gehalte des getrappten Wasserstoffs in der Pipeline wurde die Wandung mittels Drahterosion in drei vergleichbar große Segmente geteilt. Die durch den Erosionsprozess beeinflussten, oberflächennahen Bereiche wurde durch Schleifen entfernt und anschließend die einzelnen Segmente mittels isothermer Trägergasheißextraktion bei 600°C hinsichtlich ihres Wasserstoffgehalts analysiert (Abbildung 45). Rechnet man die so erhaltenen Signale mithilfe einer Kalibration mit bekannten Wasserstoffmengen in massenbezogene Gehalte um, so ergeben sich die in Abbildung 46 aufgetragenen Werte. Dabei erkennt man einen deutlichen Gradienten vom inneren Segment mit 7,8 ppm über die Mitte (2,1 ppm) hin zum Außensegment mit nur 0,7 ppm. Eine vereinfachte Abschätzung des Diffusionskoeffizienten für die gesamte Pipelinewandung (angenommen  $L = 7,5 \text{ mm}$ ) ergibt mit der Formel

$$D = \frac{L^2}{t},$$

bei 10 Jahren Betriebsdauer einen effektiven Diffusionskoeffizienten von ca.  $1,8 \times 10^{-10} \text{ cm}^2/\text{s}$ .

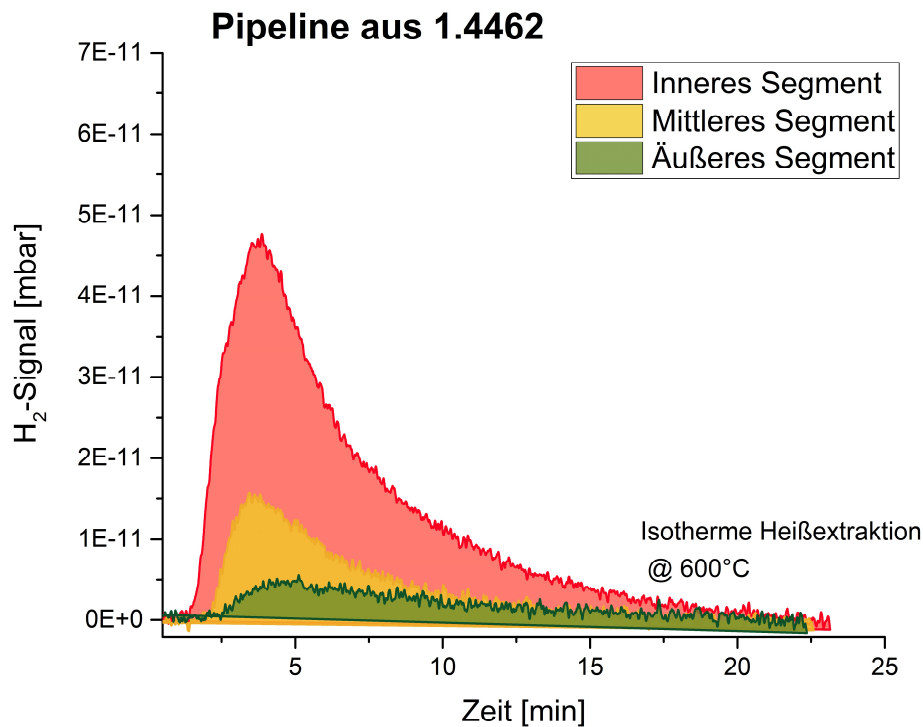


Abbildung 45: Mittels Trägergasheißextraktion (600°C isotherm) und MS ermittelte Messkurven des enthaltenen, getrappten Wasserstoffs in den drei verschiedenen Probensegmenten der Pipelinewandung

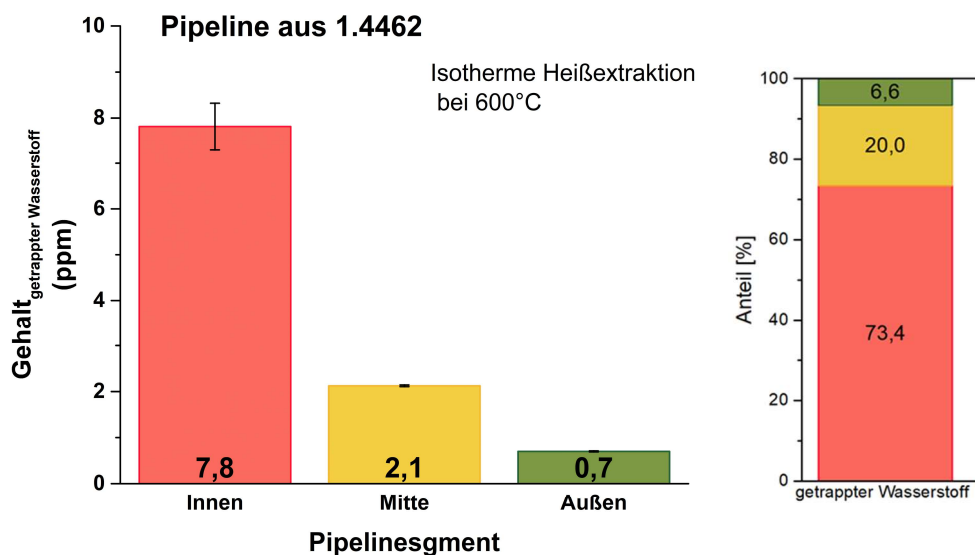


Abbildung 46: Ermittelte Wasserstoffgehalte an getrapptem Wasserstoff (ppm) der drei Probensegmente der Pipelinewandung (Dreifachbestimmung)

Der Vergleich mit den Permeationsmessungen liegt interessanterweise, wie in I.3.3.3 gezeigt, mit etwa  $1,5 \times 10^{-10} \text{ cm}^2/\text{s}$  für sowohl Effusion als auch Beladung mit einer angelegten Stromdichte von

5 mA/cm<sup>2</sup> bei 25°C bei einem annähernd identischen Wert. Die effektive Diffusion in der Pipeline dürfte aufgrund einer niedrigeren Durchschnittstemperatur allerdings geringer ausgefallen sein. Die unvollständige Durchsättigung bzw. der beobachtete Gradient lässt sich allerdings durch die Bildung von Deckschichten und die damit einhergehende Verringerung der Wasserstoffaufnahme begründen. Eine weitere Ursache kann in wahrscheinlich stattgefundenen Betriebsunterbrechungen liegen, wodurch während der Einsatzzeit der diffusive Wasserstoff schon teilweise wieder aus der Pipeline ausdiffundiert sein kann.

#### I.3.4 Zusammenfassung und Ausblick

Innerhalb des Projekts konnten alle Meilensteine innerhalb des angepassten Zeitplans erfolgreich abgeschlossen werden. Hinsichtlich Wissenstransfers konnten Themenbereiche identifiziert werden, in denen die institutseigenen Weiterbildungsangebote um Inhalte zu wasserstoffbedingten Schädigungsmechanismen weiter ausgebaut werden konnten. Im Bereich der Normen und Standards konnte eine detaillierte Sammlung zusammengestellt werden, die relevante Regelwerke listet und so als Ausgangspunkt für die Lösung interner und externer Fragestellungen im Bereich der Interaktion von Wasserstoff mit metallischen Werkstoffen und daraus gefertigten Bauteilen dienen kann. Die Betrachtung der Wasserstoffhochdruckpipeline aus 1.4462 Duplexstahl lieferte Werkstoffdaten aus einem über zehn Jahre im Realbetrieb befindlichen Bauteil. Es zeigten sich nur geringe Änderungen der in Zugversuchen ohne diffusiblen Wasserstoff ermittelten Materialkennwerte zu den Prüfwerten vor dem Einbau. Bringt man diffusiblen Wasserstoff in das Material zeigen sich die auch in der Literatur beschriebenen Degradationsmechanismen und die duktile Kapazität zur plastischen Verformung unter erhöhter Last nimmt stark ab. Die Daten der Wasserstoffanalytik zeigen eine graduelle Absättigung der Wasserstofftraps stark abnehmend von der inneren zur äußeren Pipelinewandung, was zeigt, dass die effektive Diffusion durch Deckschichten reduziert ist oder durch mögliche Betriebsausfallzeiten die tatsächliche Beladedauer reduziert war.

Betrachtet man das Arbeitspaket im Kontext des gesamten PtXWind-Verbunds, so wurde über die Projektlaufzeit hinweg die Auslegung der verschiedenen Plattformtypen und PtX-Prozesse innerhalb der anderen Arbeitspakete hinsichtlich der Material- und Werkstoffauswahl unter dem Aspekt des Wasserstoffeinflusses begleitet. Im Kontext der Planung und Entwicklung größerer Forschungs- oder auch Produktionsplattformen und -konzepte ist eine weitere Betrachtung möglicher Schadenspotentiale durch wasserstoffbedingte Degradation jedoch unabdingbar. Der Fokus zukünftiger Arbeiten sollte dann vermehrt die Optimierung funktionierender, bestehender Lösungen hinsichtlich Lebensdauer oder Effizienzsteigerung sowie die Entwicklung kosteneffizienterer Alternativen bei gleichbleibender offshore-Tauglichkeit sowie Wasserstoffbeständigkeit sein, um so die zugrundeliegenden Anlagenprozesse in ihrer Wettbewerbsfähigkeit zu unterstützen. Hierzu kam es gegen Projektende auch vermehrt zu einem Austausch mit Projektpartnern und auch auf der Abschlussveranstaltung wurde dieser Aspekt nochmals als eine nicht zu vernachlässigende Stellschraube hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit (Lebensdauer, Kosteneffizienz) herausgestellt.

## Verwendung der Zuwendung

### I.4 Darstellung der wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Position	Ausgaben/Gegenstände
<b>0843</b>	- Kommerzielle Batteriezellen und Batteriemodule wurden für Tests erworben
<b>0850</b>	Zwei Geräte wurden zum Test der Batteriemodule angeschafft - 2-Kanal-Batterietester (70 V/210 A) der Fa. BaSyTec; Das Gerät stellte die nötige, höhere Spannung und die höheren Ströme zum Test der kommerziellen Batteriemodule bereit - Temperierschrank mit Sicherheitspaket P, der Fa. Binder; Das Gerät erlaubt die isotherme Betriebsweise, für reproduzierbare Ergebnisse bei verschiedenen Temperaturen. - Electrochemical Workstation (Potentiostat) der Fa. Zahner-elektrik wurde nebst Lenovo Notebook zur Messdatenerfassung sowie Festplatte, Docking-Station, Monitor zum Aufbau eines elektrochemischen Messplatzes, insbesondere für die Permeationsmessungen, erworben - 2 Devanathan-Zellen der Fa. IPS Elektroniklabor zur Durchführung von Permeationsmessungen

## I.5 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten

Da mit der Erprobung von Offshore-PtX-Anlagen ein ganz neuer Weg in der Nutzung erneuerbarer Energien beschritten wurde, war das wirtschaftliche und auch das wissenschaftlich-technische Risiko aller Beteiligten als hoch einzustufen. Eine Realisierung des Vorhabens am DFI als privatem Forschungsinstitut ohne staatliche Grundfinanzierung war daher nur mit einer öffentlichen Zuwendung möglich. Der Projektantrag wurde im Rahmen des BMBF-Förderaufrufs „Ideenwettbewerb Wasserstoffrepublik Deutschland“ gestellt. Es wurde ein nationales Konsortium formiert, welches alle Aspekte mit Partnern aus Deutschland abdeckte. Somit schied eine Förderung durch die EU-Kommission aus.

Im H2Mare/PtX-Wind Projekt wurden am DFI in AP3.2 grundlegende Fragestellungen zum Einsatz von Batteriespeichern zur Unterstützung und Absicherung der offshore & offgrid PtX-Produktion bearbeitet. Dazu wurden die realen Rahmenbedingungen erfasst (Winddaten, PtX-Daten) und mit dem Stand der Technik für Batteriespeicher abgeglichen. Der Stand der Technik wurde auch praktisch im Labor anhand von Zellen und Modulen untersucht. Des Weiteren (AP5.4) sollten Materialien untersucht und qualifiziert werden, deren chemische Beständigkeit für Geräte, Armaturen und Einhausungen auf einer offshore Plattform erforderlich ist. Im dritten Arbeitspaket (AP5.5) wurden Materialkenndaten eines über zehn Jahre im Betrieb befindlichen Duplexstahls ermittelt und mit Vergleichswerkstoffen ohne Wasserstoffbelastung gegenübergestellt. Zudem erfolgte eine Zusammenstellung verfügbarer Weiterbildungsinhalte am Markt mit anschließender Ableitung von Themenfeldern und Inhalten für eigene Weiterbildungskurse.

Wie im bisherigen Bericht dargestellt, wurden sämtliche Projektmittel entsprechend der definierten Arbeitspakete und der vorgeschriebenen Projektziele verwendet. Dies trifft sowohl auf den Personaleinsatz als auch auf Sach- und Reisekosten zu. Somit sind die Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit gegeben.

## Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des Verwertungsplans

Das DECHEMA-Forschungsinstitut profitierte in hohem Maße vom H<sub>2</sub>-Mare-Projekt.

Durch die thematischen Schwerpunkte des AP3.2, die Quantifizierung der Energieproduktion und des PtX-Verbrauchs, die einfache Marktstudie zum Stand der Technik für stationäre Speicher und die Modellierung des Batterieeinsatzes, konnte neue Expertise am DFI aufgebaut werden. Dieses Know-How wurde bereits während des Projekts für beratende Tätigkeiten eingesetzt, indem für industrielle Kunden die Eignung bestimmter Speicher in spezifischen Szenarien erörtert wurde. Der Erwerb des Batterietesters für Batteriemodule und die Anschaffung des Temperierschranks, ermöglichen dem DFI zukünftig die Charakterisierung kommerzieller und industrieller Module für Industriekunden. Dadurch ist die Attraktivität des DFI für Batteriehersteller weiter gesteigert worden. Auch für die Erforschung neuer Batterietechnologien hat das DFI damit sein Portfolio ausgebaut und kann durch das erweiterte Equipment und Know-How bei nachfolgenden Forschungsprojekten noch weiter in die angewandte Forschung vorstoßen und Ziele mit höherer TRL anstreben. Die erzielten Erkenntnisse tragen daher erheblich zur Expertise des Forschungsinstituts auf dem Gebiet der elektrochemischen Energiespeicher bei.

Die Ergebnisse aus AP5.4 liefern wertvolle Grundlagen, um zukünftige Anpassungen nationaler und perspektivisch auch europäischer und internationaler Normen und Richtlinien zur Bemessung und Auslegung korrosionsresistenter Offshore-Anlagen zu unterstützen. Darüber hinaus konnten Einflüsse gezielter konstruktiver Maßnahmen auf die Korrosivitätseinstufung aufgezeigt werden. Mit dem Aufbau einer spezifisch gestalteten Korrosionsprüfkammer ist das DFI zukünftig in der Lage, die besonderen Bedingungen in einer Anlagen-Einhausung definiert in systematischen Korrosionsuntersuchungen abzubilden.

Mittels den in AP5.5 durchgeführten Untersuchungen konnten einzelne Messmethoden wie die Wasserstoffpermeation, Langsamzugversuche unter Wasserstoffbeladung oder auch die Wasserstoffanalytik am DFI etabliert oder weiter optimiert werden. Diese Möglichkeiten konnten im Zuge weiterer Forschungsaktivitäten und auch für die industrielle Auftragsforschung bereits Anwendung finden. Zudem konnten durch die Arbeiten im Bereich Weiterbildung Themenfelder und Inhalte identifiziert werden, um die Weiterbildungskurse des DFI weiter auszubauen.

Dieser Zugewinn an Expertise stärkt zudem die Wettbewerbsfähigkeit des DFI gegenüber anderen vergleichbaren Instituten.

## Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens während der Laufzeit

In den letzten fünf Jahren sind insbesondere im europäischen Raum PtX-Projekte geplant und umgesetzt worden. Hierzu gehört das „Bornholm Energy Island“ (Bornholm) in Dänemark mit bis zu 3 GW offshore-Windkraftleistung und einem ongrid/onshore-PtX-Prozess. Desweiteren ist mit „Lhyfe“ (Lhyfe, 2022), der erfolgreiche Betrieb einer offshore Elektrolyse in Kombination mit offshore Wind (H<sub>2</sub>=400 kg/d) gelungen. In Planung ist zudem der PtX-Floater (H<sub>2</sub>Carrier, 2025), eine schiffbasierte PtX-Anlage für die offshore & offgrid Ammoniaksynthese (Norwegen). Publiziert werden auch sogenannte „offshore energy hubs“, bei denen offshore-Windparks an natürliche oder künstliche Inseln angebunden werden, um dort PtX-Prozesse zu betreiben. (Zhang et al. 2022, Jansen et al. 2022)

Die Notwendigkeit einer Batterie zur Unterstützung des PtX-Prozesses ergibt sich an Produktionsstandorten ohne Netzanbindung, also offgrid. Hierzu wurden in den letzten Jahren einige Arbeiten publiziert, welche die positiven Effekte einer batteriegestützten Synthese hervorheben und eine Skalierung anstreben. (Ma et al. 2023, Zhang et al. 2024) Für den offshore Betrieb einer Elektrolyse wird durch den Einsatz einer Batterie eine Produktivitätssteigerung der Elektrolyse um >10% erreicht

(Zheng et al. 2023). Deutlich wird auch, dass Batterie und Wasserstoff als hybride Speicher kombiniert werden können, da sich beide Speichertypen in ihren Eigenschaften ergänzen und Kurzzeit- bis Langzeitspeicherung ermöglichen (Yang et al. 2024). Die resultierenden Preise hingegen sind stark standortabhängig und müssen daher für den jeweiligen Standort und seine Gegebenheiten angepasst werden. (Grahn et al. 2021)

Der Duplexstahl 1.4462 (2205) ist aufgrund seines interessanten Eigenschaftsprofils aus guten Korrosionseigenschaften sowie der mechanischen Festigkeit ein Werkstoff von großem industriellem, aber auch wissenschaftlichen Interesse. Neben der eigenen Arbeit zeigen weitere, über die Projektlaufzeit hinweg veröffentlichte Arbeiten konsistent, dass der Werkstoff zwar eine hohe mechanische Grundstabilität besitzt, jedoch unter Wasserstoffeinfluss signifikante Duktilitätsverluste und eine erhöhte Anfälligkeit für Spannungsrisskorrosion aufweist (Arniella et al. 2023; Lee et al. 2022; Pan et al. 2022a; Pan et al. 2022b). Während der Ferrit als schneller Diffusionspfad dient, wirkt der Austenit als Reservoir mit hoher Löslichkeit (Wu et al. 2022b; Zhang et al. 2024). Besonders kritisch scheint die Phasengrenze (Austenit-Ferrit-Interface), die als starker Trap fungiert (Bindungsenergie ca. 43,6 kJ/mol) und bei zyklischer Beladung zum bevorzugten Ort für Lochkorrosion und Rissinitiation wird (Wu et al. 2022a). Es wurde gezeigt, dass die Anisotropie des Gefüges dazu führt, dass Risse parallel zur Walzbänderung leichter propagieren (Arniella et al. 2024). Weitere Untersuchungen zeigen zum Beispiel die Auswirkungen von Eigenspannungen (Akinwamide et al. 2022) oder simulierter Tiefseeumgebung (Wu et al. 2022a; Pan et al. 2022a; Pan et al. 2022b) auf das Korrosionsverhalten. In-situ-Synchrotron-Untersuchungen belegen zudem, dass durch Wasserstoff komplexe mikromechanische Eigenspannungen im Duplexgefüge durch vorwiegende Aufweitung des Austenitgitters induziert werden können (Pogrietz et al. 2024). Hussein et al. entwickelten zudem ein Simulationsmodell zum besseren Verständnis der Diffusions- und Trappingmechanismen im komplexen Duplexgefüge (Hussein et al. 2025).

## Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen nach Nr. 5 der NKBF/NABF

Tabelle 13: Erfolgte Veröffentlichungen

Datum	Art der Veröffentlichung	Titel	Autoren
29.08.2022	Poster, EUROCORR 22, Berlin	Evaluation of the susceptibility to hydrogen-induced corrosion of various metallic materials for offshore power-to-X plants	S. Schewe, W. Fürbeth
28.04.2023	Poster, Advanced Battery Power, Aachen	Offshore battery storage for the direct coupling of wind power to PtX processes	W. Peters J.-F. Drillet
18.04.2024	Vortrag, 3-Länder-Korrosionstagung, Wien	Materialforschung für die Wasserstoffwirtschaft	W. Fürbeth
06.05.2024	Poster, DGM-AK "Wasserstoffeffekte in Werkstoffen", Saarbrücken	Influence of hydrogen on the material integrity and corrosion of materials for pipelines and offshore PtX plants	S. Schewe, W. Fürbeth
10.06.2024	Vortrag, ACHEMA 24, Frankfurt	Investigation of a high-pressure hydrogen pipeline made of 1.4462 duplex stainless steel after 12 years in service	S. Schewe, S. Lederer, M. Rudolphi, F. Bosien, W. Fürbeth
05.09.2024	Vortrag, EUROCORR 2024, Paris	Investigation of a high-pressure hydrogen pipeline made of 1.4462 (Alloy 2205) duplex stainless steel after 12 years in service	S. Schewe, S. Lederer, M. Rudolphi, F. Bosien, W. Fürbeth
09.10.2024	Vortrag, Prime 2024, Honolulu	Offshore & offgrid wind power & PtX-processes, supported by a MWh-scale battery	W. Peters J.-F. Drillet
06.11.2024	Vortrag, Battery Expert Forum, Darmstadt	Dimensioning of a MWh-scale energy storage system for stand-by operation of an off-shore and off-grid Power-to-X plant	W. Peters J.-F. Drillet
02.04.2025	Vortrag, Advanced Battery Power, Aachen	Coupling of offshore & offgrid wind power & PtX-processes, supported by a MWh-scale battery for safety, stand-by energy & PtX-process support	W. Peters J.-F. Drillet

04.11.2025	Poster, Gfkorrr- Jahrestagung, Frankfurt	Auswirkungen des Wasserstoffs auf die Materialintegrität am Beispiel einer Hochdruckpipeline aus Duplexstahl nach über 10 Jahren Betrieb	S. Schewe, W. Fürbeth
2026	Wiss. Publikation TBD	Dimensioning of a battery storage system for an offshore/offgrid PtX research platform	W. Peters J.-F. Drillet
2026	Wiss. Publikation TBD	Investigation of a high-pressure hydrogen pipeline made of 1.4462 (Alloy 2205) duplex stainless steel after over 10 years in service	S. Schewe, S. Lederer, M. Rudolphi, F. Bosien, W. Fürbeth