Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

Beauftragt durch:

Bundesministerium für Digitales und Verkehr

Vergabe und Projektbegleitung durch:

NOW GMBH.DE

Projektträger Jülich Forschungszentrum Jülich



Pa-X-ell2

Schlussbericht

Projektübersicht

Projekttitel:	Pa-X-ell2	
	Untersuchung und Entwicklung eines dezentralen Energienetzwerkes und eines hybriden Energiesystems mit einer neuen Generation von PEM Brennstoffzellen für den Einsatz auf Hochsee- Passagierschiffen.	
Datum:	30. Juni 2023	
Antragsteller/ Verbundkoordinator:	MEYER WERFT GmbH & Co. KG	
Art des Vorhabens:	Einzel ☐	Verbund ☒
Projektpartner:	▪ MEYER WERFT GmbH & Co. KG ▪ Fr. Lürssen Werft GmbH & Co. KG ▪ Freudenberg Fuel Cell e-Power Systems GmbH ▪ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. ▪ DNV GL SE ▪ besecke GmbH & Co. KG ▪ Carnival Maritime GmbH ▪ EPEA GmbH – Part of Drees and Sommer	
Ansprechpartner/ Projektkoordinator:	Jonathan Tylle	
Straße, Nr., PLZ:	Industriegebiet Süd, 26871 Papenburg	
Telefon:	+49 4961 81-7181	
E-Mail:	jonathan.tylle@meyerwerft.de	

Zuordnung des Projektes

☐ Straßenverkehr
☐ PKW
☐ Busse
☐ Nutzfahrzeuge
☐ Schienenverkehr
☒ Schifffahrt
☐ Luftfahrt
☐ Infrastruktur zur Versorgung mit Wasserstoff
☐ Logistik, Sonderanwendungen und kritische Infrastrukturen
☐ Strombasierte Kraftstoffe

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr unter dem Förderkennzeichen 03B10601 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Projektübersicht 2
Abkürzungsverzeichnis 11
Präambel 14
1. Kurzfassung 15
2. Aufgabenstellung 17
3. Verbundpartner 18
3.1. Übersicht über die Verbundpartner 18
3.2. Vorrausetzungen der Partner 19
3.2.1. MEYER WERFT GmbH & Co. KG (MW) 19
3.2.2. Fr. Lürssen Werft GmbH & Co. KG (FLW) 19
3.2.3. Freudenberg Sealing Technologies GmbH & Co. KG (FEPS) 19
3.2.4. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) 19
3.2.5. DNV GL SE (DNV) 20
3.2.6. besecke GmbH & Co. KG (bes) 20
3.2.7. Carnival Maritime GmbH (CMG) 20
3.2.8. EPEA GmbH – Part of Drees & Sommer (EPEA) 21
3.3. Bisherige Arbeiten des Pa-X-ell2 Konsortiums 22
4. Planung und Ablauf des Vorhabens 23
4.1. Aufbau des Vorhabens und Rolle der Partner in den Arbeitspaketen 23
4.2. Technologiewechsel von der HT-PEM zur NT-PEM 25
4.3. Anpassungen bei der Planung der Testinstallationen 27
5. Wissenschaftlicher und technischer Stand zur Anknüpfung des Vorhabens 29
6. Zusammenarbeit mit anderen Stellen 31
7. Projektdurchführung und erzielte Ergebnisse 33
7.1. Arbeitspaket 0: Projektkoordinierung 33
7.2. Arbeitspaket 1: Entwicklung eines Gesamtsystems auf Basis der NT-PEM Technologie 34
7.2.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 1 34
7.2.2. Entwicklung BZ-Stack 34
7.2.2.1. Auslegung der Bipolarplatten (BPP): 34
7.2.2.2. Herstellung der MEA mit neuartigem Dichtungskonzept 35
7.2.2.3. Thermische Simulation des Stacks 36
7.2.2.4. Fluiddynamische Simulation des Stacks 36
7.2.2.5. Optimierung des Betriebspunktes mit Reformat in Short Stacks 37
7.2.2.6. Validierung des Dauerbetriebes mit Reformat in Short Stacks 37
7.2.2.7. Start-Stop Tests in Short Stacks 38
7.2.2.8. Berücksichtigung der Fertigungstechnik 39
7.2.2.9. Aufbau und Test des Full Stacks 39
7.2.2.10. Validierung des Brennstoffzellenstacks: 40
7.2.3. Entwicklung Gasprozesstechnik für die Methanol-Reformierung 41
7.2.3.1. Simulation und Auslegung der Methanolreformierung 42
7.2.3.2. Design der Reaktoren 42
7.2.3.3. Materialauswahl für die Stahlkonstruktion 43
7.2.3.4. Berechnung und Design der thermischen Integration 43

7.2.3.5. Design und Test des Verdampfers für Methanol/Wasser 43
7.2.3.6. Auswahl der Katalysatoren 44
7.2.3.7. Aufbau der Testinfrastruktur 44
7.2.3.8. Aufbau und Test der Katalysatoraktivierung 45
7.2.3.9. Design und Aufbau eines Testsystems mit 1 kW für Einzelzellmessungen 46
7.2.3.10. Design und Aufbau eines Testsystems mit 100 kW für Full-Stack Messungen 46
7.2.3.11. Aufbau Prototyp Reformerkonzept 47
7.2.3.12. Qualifizierung und Optimierung im Dauerbetrieb 47
7.2.3.13. Qualifizierung und Optimierung Aufheizphase und Anfahren 47
7.2.3.14. Qualifizierung in Start-Stopp Tests 47
7.2.3.15. Erstellung der Stückliste, Herstellungsdokumentation und der Abnahmetests für die Prototypen 48
7.2.4. Entwicklung Balance-of-Plant für das Gesamtsystem mit BZ-Stack und Reformierung ... 48
7.2.4.1. Auslegung und Berechnung der Methanolversorgung 48
7.2.4.2. Test der Komponenten für die Methanolversorgung 48
7.2.4.3. Auslegung und Test des Kompressors für den Druckbetrieb 48
7.2.4.4. Auswahl und Test der Komponenten für die Ladeluftkühlung 49
7.2.4.5. Auswahl und Test des Verdichters für den Betrieb mit niedrigem Druck 49
7.2.4.6. Auswahl und Test des Kompressors für die Gasreinigungsstufe 50
7.2.4.7. Auswahl des Luftfilters 50
7.2.4.8. Auswahl des Befeuchterprinzips und strömungstechnische Auslegung des Befeuchters 50
7.2.4.9. Beschaffung, Test und Optimierung des Befeuchtergehäuses 50
7.2.4.10. Auswahl und Test des Abluftsystems 51
7.2.4.11. Auswahl und Test der Kühlpumpe, der Wärmeüberträger und der Temperaturregelung des Kühlsystems 51
7.2.4.12. Auswahl und Test aller Sensoren (Durchfluss, Druck, Temperatur, Spannung) 51
7.2.4.13. Erstellung von Kennlinien und Regelungsparametern für alle Sensoren 51
7.2.4.14. Prüfung und Dokumentation aller Sicherheitskreise 52
7.2.4.15. Erstellung der Stückliste und Dokumentation aller Teile sowie der Anlagenverschaltung 52
7.2.5. Entwicklung der elektrischen Einbindung 54
7.2.5.1. Design und Layout der Hauptsteuerungs- und Modulsteuerungsplatinen: 54
7.2.5.2. Prototyp der Haupt-/ Modulsteuerungsplatinen und Ansteuerungstests mit allen BoP Komponenten 55
7.2.5.3. Design und Layout der Leistungselektronik: 55
7.2.5.4. Prototyp der Leistungselektronik im Leistungsbereich von 10 kW 55
7.2.5.5. Auslegung der elektrischen Versorgung der Aktoren und Sensoren 56
7.2.5.6. Auslegung der Kabelstärken und des Kabelbaums 56
7.2.5.7. Auswahl des Konzepts für die sicherheitsgerichtete Elektronik 56
7.2.5.8. Auswahl der Komponenten für die sicherheitsgerichtete Elektronik 56
7.2.5.9. Auslegung und Auswahl der internen BUS-Kommunikation 57
7.2.5.10. Auslegung und Auswahl des Remotezugangs und der Datenübertragung 57
7.2.5.11. Firmwareentwicklung – State Diagram und Berechnung Regelkreise 57
7.2.5.12. Firmware – Programmierung, Test und Validierung 57

7.2.5.13. EMV – technische Auslegung und Beurteilung aller Komponenten 57
7.2.5.14. EMV Test des Gesamtsystems 58
7.2.5.15. Erstbestellung aller Layoutpläne, Fertigungsdokumentation, Stücklisten und Schaltplänen sowie der Fertigungstests und Abnahmetests 58
7.2.6. Aufbau und Test 58
7.2.7. Transfer und Betrieb 64

7.3. Arbeitspaket 2 Technologieentwicklung der HT-PEM für Großsysteme 68
7.3.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 2 68
7.3.2. Entwicklung eines Hochtemperatur Polymer Elektrolyt Brennstoffzellenstacks mit sechseckiger Bipolarplattengeometrie 68
7.3.2.1. Potenziale zur Steigerung der gravimetrischen und volumetrischen Leistungsdichte von HT-PEM Brennstoffzellen 69
7.3.2.2. Entwicklung der Flussfeldstruktur der hexagonalen Bipolarplatte 72
7.3.2.3. Entwicklung des Herstellungsverfahrens zur Realisierung hexagonaler Bipolarplatten mit Inselflussfeld aus Metall 78
7.3.2.4. Dichtkonzept der Bipolarplatten 84
7.3.2.5. Dichtkonzept des Brennstoffzellenstacks 88
7.3.3. Entwicklung einer 250 kW Methanol Dampfreformierungseinheit 90

7.4. Arbeitspaket 3: Dezentrales Energienetz 102
7.4.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 3 102
7.4.2. Mögliche Netzarchitekturen 102
7.4.2.1. Konventionelle Anordnung 103
7.4.2.2. Autarke Feuerzonen 104
7.4.2.3. Wärmeverbundnetz 105
7.4.2.4. Wärmeorientierte Stromproduktion 106
Variante: Antriebsanlage in dezentrales Netz integriert 107
Variante: Antriebsanlage nicht in dezentrales Netz integriert 107
7.4.3. Anordnung oben vs. unten 108
7.4.4. Simulation der Netzstrukturen 109
7.4.5. Anforderungen an die elektrischen Systeme 110
7.4.6. Sicherheitstechnische Betrachtung 111
7.4.7. Integrationsentwicklung des dezentralen Systems 111

7.5. Arbeitspaket 4: Energiemanagement 112
7.5.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 4 112
7.5.2. Entwicklung eines Energiemanagementkonzeptes 112
7.5.2.1. Analyse des herkömmlichen Auslegungsverfahrens von Energiesystemen auf Schiffen 112
7.5.2.2. Analyse des aktuellen Verhaltens von Erzeugern 115
7.5.2.3. Modellierung des Schiffsverhaltens 117
7.5.2.4. Energiemanagement zur Lastkurvenglättung auf einem Schiff 124
7.5.2.5. Entwicklung eines Monitoringsystems für die Landanlage 130
7.5.2.6. „Power Supply“-Mimiks 132
7.5.2.7. „Supply Systems“-Mimiks 134

7.5.2.8. „Safety Issues“-Mimik 136
7.4.3.4. Auswertung der Messdaten im Monitoringsystem 137

7.6. Arbeitspaket 5 und 6: Testinstallation landbasierte Yachtanlage 138
7.6.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 138
7.6.2. Entwicklung Brennstoffzellensystem HT-PEM (SerEnergy) 139
7.6.2.1. Anlagenkonzept 139
7.6.2.2. Analysen 140
7.6.2.3. Schemata 141
7.6.2.4. Aufbau 141
7.6.2.5. Wandlung des Konzepts 142
7.6.3. Neuausrichtung mit NT-PEM (Freudenberg) 142
7.6.3.1. Prozess-Diagramm 143
7.6.3.2. Sicherheitsstruktur 143
7.6.3.3. Maschinenbauliche Schemata 144
7.6.3.4. Kraftstoffauswahl 145
7.6.3.5. Sicherheits-Prozeduren für die Methanol Bunkerbeladung 146
7.6.3.6. Bunkerprozedur 147
7.6.3.7. Projektbegleitende Beschichtungstest 147
7.6.4. Konstruktionsabschluss der Yacht-Demonstrations-Plattform 148
7.6.5. Fertigung der Yacht-Demonstrations-Plattform 150
7.6.5.1. Versorgungsleitungen 151
7.6.5.2. Steuerung Energieerzeuger und Alarm-Monitoring 151
7.6.5.3. Fertigstellung der Anlage 152
7.6.5.4. Transport und Aufstellung 153
7.6.5.5. Dokumentation 153
7.6.5.6. Genehmigungen und Beurteilungen 155
7.6.5.7. Inbetriebnahmen 156
Hauptkühlwassersystem 156
Ventilation 157
Stickstoff- und Methanol-Versorgung 158
Feuerlösch & Sicherheitsequipment 159
7.6.5.8. Performancetests 159

7.7. Arbeitspaket 5 und 6: Testinstallation an Bord eines Passagierschiffes 161
7.7.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 161
7.7.2. Testbetrieb bestehender Demonstratoren aus Pa-X-ell 162
7.7.2.1. Demonstrator M/S Mariella 162
7.7.2.2. Landbasierter Brennstoffzellendemonstrator 170
7.7.3. Integrierte Testinstallation an Bord eines Passagierschiffes 172
7.7.3.1. Auswahl des Versuchsträgers bzw. Schiffes für die Testinstallation 172
7.7.3.2. Konstruktion und Design 173
Methanol System 175
Stickstoff- und Inertgassysteme 179
Belüftungs- und Ventilationssysteme 180
Steuerungs- und Automationssysteme 180

Gasdetektionssysteme und –sensortechnik 181
Kühlwasser und Wärmerückgewinnungssysteme 181
Feuerschutz-, -detektions- und –löschsysteme 182
Elektrische Integration 182
Weitere Systeme 182
7.7.3.3. Bau und Implementierung der Testanlage 183
Auswirkungen durch die Corona Pandemie 184
Aufbau der Räumlichkeiten 184
Fertigstellung des Lüftungssystems 187
Herstellung der Methanolleitung 187
Herstellung und Aufbau der FPU 188
Aufbau und Prüfung des Methanoltanks 189
Anlagen und Systeme im Maschinenraum 190
7.7.4. Vorbereitung Einbau Brennstoffzellensysteme 192
7.7.5. Bunkern und Methanollogistik 193
7.7.6. Inbetriebnahme der Testanlage 196
7.8. Arbeitspaket 7: Konzept zur Schiffsintegration 197
7.8.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 7 197
7.8.2. Integrationskonzept Yacht 197
7.8.2.1. Integration Brennstoffzellensystem HT-PEM (SerEnergy) 197
7.8.2.2. Integration Brennstoffzellensystem NT-PEM (Freudenberg) 199
Generalplan 200
Trennflächenplan 201
EX-Zonenplan 201
7.8.3. Integrationskonzept Kreuzfahrtschiff 203
7.8.3.1. Regulatorische Anforderungen 203
7.8.3.2. Technologische Optimierungspotentiale 203
flexible Rohrleitung für Methanolsysteme 204
Zonen am Auslass 204
Doppelwandigkeit der Methanoltanks 205
Weitere Entwicklungsansätze 205
7.8.3.3. Generischer Generalplanentwurf 206
7.8.3.4. Gesamtkonzept Brennstoffzellenschiff 207
7.9. Arbeitspaket 8: Sicherheit 209
7.9.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 8 209
7.9.2. Definition von Anforderungen an relevante Konzepte und Systeme 209
7.9.3. Sicherheitstechnische Unterstützung bei der Konzeptentwicklung 211
7.9.3.1. Dezentrales Energienetz und Feuerzonenkonzept 211
7.9.3.2. Integration an Bord eines Kreuzfahrtschiffes 212
7.9.4. Sicherheitstechnische Bewertung der Konzepte 213
7.9.4.1. Risikoanalysen 213
7.9.5. Yachtkonzept / landbasierter Demonstrator 215
7.9.5.1. Brennstoffzellen-Plattform-Konzept 215
7.9.5.2. Brennstoffzellenrack und -modul, Fuel Cell Room 217

7.9.5.3. Praktische Nachweise zur Abnahme 219

7.10. Arbeitspaket 9: Ökonomische und ökologische Analysen 220
7.10.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 9 220
7.10.2. Untersuchung von Methanol: Sicherheitsaspekte 222
7.10.2.1. Methanolprofil: Vorkommen, toxikologische Eigenschaften, Grenzwerte 222
7.10.2.2. Vergleich von Schiffsbrennstoffen anhand ihrer toxikologischen Gefahreneigenschaften 224
7.10.2.3. Risikobewertung von Methanol als Schiffsbrennstoff 228
7.10.2.4. Inhalative Exposition von Arbeitern 229
7.10.2.5. Dermal Exposition von Arbeitern 230
7.10.2.6. Unbeabsichtigte Exposition von Umweltorganismen 231
7.10.2.7. Untersuchung von Methanol: Produktqualität 232
7.10.2.8. Innovativer Lösungsansatz: Forschung zur Methanoladditivierung 233
7.10.3. Untersuchung von Methanol: Produktion von erneuerbarem Methanol 234
7.10.3.1. Erneuerbares Methanol 234
7.10.3.2. Gesetzlicher Hintergrund 234
7.10.3.3. Erneuerbare Methanol Produktion 236
7.10.3.4. Rohstoffe 237
7.10.3.5. Biomasse – Landwirtschaftliche Abfälle 238
7.10.3.6. Biomasse – Forstwirtschaftliche Rückstände 239
7.10.3.7. Biomasse – Schwarzlauge 239
7.10.3.8. Kohlenstoffdioxid 240
7.10.3.9. Erneuerbarer Wasserstoff 241
7.10.3.10. Feste Siedlungsabfälle (MSW) 241
7.10.3.11. Kommerzielle Produktion 242
Carbon Recycling International (CRI) | Svartsengi - Iceland 242
Über den Prozess 244
Bewertung Material Input 246
Bewertung Energie Quelle 247
BioMCN | Delfzijl – Niederlande 248
Hintergrund BioMCN 249
Über den Prozess 250
Bewertung Material Input 250
Bewertung Energie Quellen 250
Enerkem | Edmonton – Kanada 251
Hintergrund Enerkem 252
Über den Prozess 252
Bewertung Material Input 253
Bewertung Energie Quelle 253
7.10.3.12. Vor-Kommerzielle Unternehmungen 254
Södra | Schweden 254
Enerkem | Rotterdam – Niederlande 254
RAG Austria | Österreich 254
thyssenkrupp | Germany 255
Transitional solutions - Low Carbon Methanol 255

7.10.3.13. Ökonomische Betrachtung ... 256
Schiffstreibstoff ... 258
7.10.3.14. Diskussion ... 260
7.10.4. Brennstoffzellen Materialien ... 261
7.10.4.1. Generische Materialien Recherche ... 262
7.10.4.2. Aluminium ... 262
Aluminiumproduktion ... 263
Aluminium auf Lager ... 263
Aluminiumrecycling ... 265
Aluminiumströme Deutschland ... 266
Standorte ... 266
Aluminiumextrusion ... 267
Primärproduktion ... 267
Walzen ... 268
Diskussion ... 268
7.10.4.3. Graphit ... 268
Naturgraphit ... 269
Synthetischer Graphit ... 274
Eigenschaften, Verwendung und Anwendung ... 274
Preisentwicklung von Graphit ... 275
Deutscher Import und Export von Naturgraphit ... 276
Recycling von Graphit (Beispiele) ... 277
Graphit 2.0 Forschungsprojekt ... 277
Graphite Sales ... 277
Entsorgung von Graphit ... 278
Toxizität ... 278
Stoffströme ... 278
Fazit ... 278
7.10.4.4. Platin ... 279
Produktion und Reserven von Platinmetallen ... 279
Herstellung von Platinmetallen ... 279
Reserven an Platinmetallen ... 280
Länderrisikoindex der weltweit wichtigsten Platinproduzenten ... 280
Produktion und Reserven von Palladium ... 281
Herstellung von Palladium ... 282
Länderrisikoindex der weltweit wichtigsten Palladiumproduzenten ... 282
Anwendung und Verwendung ... 283
Import und Export von Platin ... 284
Preisentwicklung ... 284
Stoffströme, Recycling und Verwertung ... 285
Diskussion ... 286
7.10.4.5. PTFE ... 286
Hintergrund und Gesetzlicher Rahmen ... 286
Herstellung von PTFE ... 287
Anwendung und Nutzung ... 288
Preisentwicklung ... 289
Entsorgung und Recycling von PTFE ... 289

7.10.4.6. Silikone ... 293
Hintergrund und Gesetzlicher Rahmen ... 293
Umsatz von Silikonen ... 293
Anwendungsbereich von Silikonen ... 293
Fazit ... 294
7.10.4.7. Stahl ... 295
Stahl – Lieferkette Deutschland ... 295
Stahlproduktion ... 295
Nebenprodukte ... 296
Stahl im Einsatz ... 297
Stahlrecycling ... 297
Stahlströme Deutschland ... 298
Standort der Stahlproduktion in Deutschland ... 298
Abschluss ... 299
8. Bewertende Zusammenfassung und Ausblick ... 300
9. Veröffentlichungen ... 302
10. Meilensteinplan ... 304
11. Arbeitsplan ... 305
12. Abbildungsverzeichnis ... 307
13. Tabellenverzeichnis ... 312
14. Quellenverzeichnis ... 313

Abkürzungsverzeichnis

AC	*Wechselstrom*
AGÖF	*Arbeitsgemeinschaft ökologischer Forschungsinstitute*
AMS	*Alarm-Monitoring System*
AP	*Arbeitspaket*
AVV	*Abfallverzeichnis-Verordnung*
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BOP	*Balance of Plant*
BPP	*Bipolarplatten*
BZ	*Brennstoffzelle*
C2C	*Cradle to Cradle*
CAD	*Computer Aided Design*
CCM	*Catalyst Coated Membrane*
CCS	*Carbon Capture and Storage*
CCU	*Carbon Capture and Usage*
CFD	*Computational Fluid Dynamics*
CISR	*Cayman Islands Shipping Registry*
CMR	*C (K) karzinogen (krebserzeugend) M mutagen (erbgutverändernd) R reproduktionstoxisch (fortpflanzungsgefährdend)*
CMS	*Alarm und Monitoring System*
CO	*Kohlenstoffmonoxid*
CO_2	*Kohlenstoffdioxid*
CRI	*Carbon Recycling International*
DC	*Gleichstrom*
DI-Wasser	*Demineralisiertes Wasser*
DNEL	*Derived No Effect Level*
ECC	*Engine-Control-Console*
EMV	*Elektromagnetische Verträglichkeit*
ESD	*Emergency Shutdown*
FAT	*factory acceptance test*
FC	*Fuel Cell*
FFT	*Freudenberg Filter Technologies*
FKM	*Fluorelastomere*
FMECA	*Failures Modes Effects and Criticality Analysis*
FPU	*Fuel Pump Unit*
FQD	*Kraftstoffqualitätsrichtlinie*
GB	*Gigabyte*
GDL	*Gasdiffusionsschicht, Gas-Diffusion-Layer*
GUI	*graphical user interface*
HAZID	*Hazards Identification Study*
HAZOP	*Hazard and Operability Study*
IAMCS	*Integrated Alarm, Monitoring and Control System*
IEC	*Internationale Elektrotechnische Kommission*

IGF Code	International Code of Safety for Ships Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels
IMO	*International Maritime Organization*
IMPCA	*International Methanol Producers and Consumers Association*
ISCC	*International Sustainability and Carbon Certification*
ISO	*Internationale Organisation für Normung*
ISPS	*International Ship and Port Facility Security*
KrWG	*Kreislaufwirtschafts/Abfallwirtschaftsgesetz*
kW	*Kilowatt*
kWh	*Kilowattstunden*
LAN	*Local Area Network*
LCFS	Low Carbon Fuel Standard
LCM	*Low Carbon Methanol*
LNG	*Liquefied Natural Gas*
LSR	*Liquid-Silicone-Rubber*
MCC	*Main-Control-Center*
MEA	*Membranelektrodeneinheit, Membranelektrodeneinheit*
MFC	*Mass-Flow-Controller*
MSB	*Hauptschalttafel*
MSC	*Maritime Safety Committee*
MWh	*Megawattstunden*
NIP	*Nationalen Innovationsprogrammes Wasserstoff- und Brennstoffzellen-technologie*
NOAEL	*No observed adverse effect level*
NOEC	*No Observed Effect Concentration*
NOW	*Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie*
P&ID	*Piping and Instrumentation Diagram*
Pd	*Palladium*
PDM	*Produktdatenmanagement*
PFOA	*Perfluoroctansäure*
PGM	*Platingruppenmetallen*
PID	*Proportional-Integral-Differential*
PLS	*Peak Load Shaving*
PM	*Feinstaubemissionen*
ppm	*parts per million*
Pt	*Platin*
PTFE	*Polytetrafluorethylen*
PTI	*Power Take In*
PTO	*Power Take Out*
RED	*Erneuerbare-Energien-Richtlinie*
RFS	*Renewable Fuel Standard*
RINA	*Registro Italiano Navale*
SIS	*Swedish Institute for Standards*
SNG	*synthetisches Erdgas*
SOFC	*Solid Oxide Fuel Cell*
SOLAS	International Convention for the Safety of Life at Sea
SSL	*Ship Shore Link*

SSPS	*Sicherheits-SPS*
TCS	*Tank Connection Space*
TFE	*Tetrafluorethylen*
UBA	*Umweltbundesamt*
ÜNB	*Übertragungsnetzbetreiber*
VOP	*Virtual Operating Point*

MW	MEYER WERFT	MEYER WERFT GmbH & Co. KG
FLW	Fr. Lürssen Werft	Fr. Lürssen Werft GmbH & Co. KG
Ser	SerEnergy	SerEnergy A/S (Advent Technologies A/S)
FEPS	Freudenberg	Freudenberg Fuel Cell e-Power Systems
DNV		DNV GL SE
DLR		Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
CMG	Carnival Maritime	Carnival Maritime GmbH
bes	besecke	besecke GmbH & Co. KG
EPEA		EPEA GmbH – Part of Drees and Sommer

Präambel

Im Zuge weiterer Verschärfungen der Emissionsvorschriften für Schiffe und aufgrund des steigenden Umweltbewusstseins bei Reedereien und Passagieren, stehen die Binnen- und Seeschifffahrt vor großen Herausforderungen. Das Bestreben, die etablierte dieselmotorbasierte Antriebstechnologie zu saubereren und leiseren Antrieben zu optimieren, stößt an seine ökonomischen und technischen Grenzen. Insbesondere in der Hochsee- Passagierschifffahrt, durch die hohen Leistungen und Reichweiten. Um zukünftigen Umweltanforderungen gerecht zu werden, besteht eine hohe Notwendigkeit alternative Energie- und Antriebskonzepte zu entwickeln und zu erproben.
Brennstoffzellensysteme in Schiffsanwendungen können bei der Versorgung von Schiffen mit Strom, Wärme und ggfs. Kälte einen wertvollen Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz leisten. Zudem kann in einem abgestimmten Hybridverbund von Energie-Erzeugertechnologien (wie Brennstoffzellen und Dieselgeneratoren) und Energie-Speichertechnologien (Batterien), die Energieerzeugung bei wechselnder Last verstetigt und die ansonsten erforderliche Überkapazität reduziert werden. Energie-Erzeuger können somit optimal und gleichmäßiger betrieben werden, womit generell eine Kraftstoffeinsparung und verbesserte Emissionswerte erzielt werden. Eine weitere Effizienzsteigerung wird durch die Nutzung der Abwärme erreicht. Die Entwicklung dieser Technologien trägt zur Zukunftsfähigkeit der deutschen Schifffahrtsindustrie bei. Entsprechende Systeme werden heute von Werften, Reedereien, Brennstoffzellenherstellern, Zulieferern und Klassifikationsgesellschaften bereits intensiv entwickelt. Zukunftsfähige Schiffe sind vor allem saubere Schiffe.
Schiffbau und Schifffahrt sind durch nationale, europäische und völkerrechtliche Vorschriften sicherheitstechnisch stark reguliert, so dass technische Innovationen nicht ohne weiteres in Schiffen implementiert werden können. Treibstoffe mit niedrigem Flammpunkt, wie Wasserstoff oder andere Primärenergieträger, die im Rahmen der Brennstoffzellentechnologie eingesetzt werden, benötigen eine Zulassung durch die IMO, die International Maritime Organization, für den Einsatz auf Seeschiffen. Daher kommt neben den technologischen Anforderungen für die Schiffe und ihrer Energieversorgung auch der landseitigen Versorgung eine hohe Bedeutung zu. Dabei steht die Ausrichtung auf die drängenden Fragen des Umwelt- und Klimaschutzes im Mittelpunkt.
Das im Rahmen des Nationalen Innovationsprogrammes Wasserstoff- und Brennstoffzellen-technologie (NIP) vom Bund geförderte maritime Leuchtturmvorhaben e4ships bildet mit den dort erlangten Erkenntnissen die Grundlage für die Fortführung der Aktivitäten im Innovationscluster e4ships2. Sie bieten vielfältige Adaptionspotentiale zur Weiterentwicklung der Komponenten, ihrer Integration in ein System und ihre Einbindung in die internationalen Sicherheitsvorschriften. Die einzelnen Demonstrationsvorhaben im Innovationscluster e4ships2 zeichnen sich dadurch aus, dass die Bordenergieversorgung großer seegängiger Schiffe mit Konzepten für die gesamte Energieversorgung von Binnenschiffen verknüpft wird. Durch die Anwendung der Brennstoffzellentechnologie mit der Nutzung eines alternativen, regenerativen Kraftstoffs wie Methanol, wird in Pa-X-ell2 eine technische Lösung entwickelt, die einen erheblichen Beitrag zur Reduzierung der Emissionen von Hochsee- Passagierschiffen leisten kann, als Vorreiter für weitere Sektoren der gesamten Hochsee Schifffahrt.

1. Kurzfassung

Im Kontext des gesamten Forschungsleuchtturms e4ships2 wird in diesem Projekt, aufbauend auf dem Projekt Pa-X-ell, die PEM-Brennstoffzellentechnologie in Kombination mit dem Kraftstoff Methanol für den Einsatz auf Hochsee-Passagierschiffen weiterentwickelt und deren Marktaktivierung gefördert. Der Fokus liegt weiterhin auf der Integration von Brennstoffzellen auf Passagierschiffen als Bestandteil eines dezentralen Energienetzes sowie eines hybriden Energiesystems mit Energiespeichern gelegt. Für beide Energiekonzepte ist die Entwicklung eines maritimen Brennstoffzellensystems für die hohen Anforderungen hinsichtlich Leistung, Lebensdauer und Zuverlässigkeit auf Passagierschiffen erforderlich. Der Testbetrieb von Versuchsanlagen mit der Brennstoffzellentechnologie auf Passagierschiffen ist relevanter Bestandteil zur Entwicklung der zukunftsfähigen Energiekonzepte, der Brennstoffzellentechnologie, sowie der internationalen Vorschriften und Regelwerke.
Das Vorhaben wurde von der MEYER WERFT koordiniert. Das Projektkonsortium setzte sich zusammen aus den Werften MEYER WERFT und Fr. Lürssen Werft, dem Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., der Klassifikationsgesellschaft DNV, besecke GmbH & Co. KG, Carnival Maritime GmbH und EPEA GmbH – Part of Drees and Sommer. Vervollständigt wurde das Konsortium durch den Hersteller für Brennstoffzellensysteme. Zu Beginn war dies SerEnergy A/S, der entschieden hatte, das Konsortium während der Projektlaufzeit zu verlassen und ein Wechsel zu Freudenberg Fuel Cell e-Power Systems GmbH als Systementwickler stattfand.
Ein wesentlicher Bestandteil des Projektes war die Entwicklung einer neuen Generation von Brennstoffzellensystemen. Nach den ersten Erfahrungen und der Demonstration der prinzipiellen Funktionsweise in dem Vorgängerprojekt Pa-X-ell, war die Skalierung der Systeme notwendig, um sukzessive immer größere Leistungsbereiche bis zu einer vollständigen Energieversorgung eines Passagierschiffes mit Brennstoffzellentechnologie abzudecken. Dabei lag der Fokus bei der Technologie auf der PEM-Brennstoffzelle. Im ersten Teil des Projektes konnten wurden allerdings die Herausforderungen aufgrund der niedrigen Technologiereife auf der Hochtemperatur PEM (HT-PEM) deutlich. Daraufhin hat sich das Konsortium im Projekt entschlossen für eine Skalierung der Systeme auf die technologisch weiter entwickelte NT-PEM zu setzen. Dabei bezieht sich die Reife auf die Stackebene, mit dem Aufbau eines Großsystems mit integriertem Methanolreformer betrat das Konsortium Neuland. So wurde auch nicht nur das bestehenden Modulkonzept aus dem Vorgängerprojekt, mit der Zielsetzung einer Skalierung auf 20kW, weiterentwickelt, sondern durch den Wechsel des Systementwicklers eine vollkommen neue Großsystemarchitektur entwickelt. Mit diesem Schritt wurde die Zielsetzung in Bezug auf die Leistungsgröße sogar noch weiter erhöht und eine Gesamtsystemleistung von 100kW angestrebt. Innerhalb des Projektes konnten mehrere Systemgenerationen entwickelt werden und Funktionsdemonstratoren aufgebaut und getestet werden. Diese bilden die Basis für weitere Entwicklungen und nächste Skalierungsschritte in zukünftigen Projekten.
Für den Test und die Erprobung der entwickelten Systeme, aber auch zur Erprobung der entwickelten Energiesysteme und Integrationslösungen wurden innerhalb des Projektes zwei Testinstallationen umgesetzt, die auch den nächsten Schritt in Bezug auf der Integration und Komplexität der Anlagen darstellen.
Anstelle einer Testinstallation auf einer Megayacht, wurde aufgrund der Technologieentscheidung und der Verfügbarkeit der Testträger, innerhalb des Projektes eine landbasierte Yachtanlage realisiert, die im Umfang eine Bordinstallation darstellt. Sowohl wurden alle technologischen Aspekte hier umgesetzt als auch die regulatorischen Anforderungen berücksichtigt. Darüber können in dieser Yachtanlage verschiedene Energieszenarien in verschiedenen Konstellationen von Verbrauchern, Speichern und Energieerzeugern erprobt werden.

In einem weiteren Schritt wurde eine weitere Testinstallation innerhalb eines Passagierschiffes, dem Kreuzfahrtschiff AIDAnova, integriert. Dabei wurde bereits im Bau des Schiffes die notwendige Infrastruktur, wie Tanks und das Methanolsystem, eingebracht. Die systemspezifischen Komponenten und alle Subsysteme während des Betriebes des Schiffes nachgerüstet. Damit wurde erstmalig eine Systeminfrastruktur für methanolbetriebene Brennstoffzellen an Bord geschaffen.
Innerhalb dieser beiden Testinstallationen wurden bis zum Projektende jeweils ein Prototyp des Brennstoffzellensystems integriert.
Erst zum Ende des Projektes konnten internationale Regularien für die Integration von Methanol- und Brennstoffzellensysteme an Bord von Schiffen durch die IMO verabschiedet werden. Daher fand die Entwicklung der Testinstallationen in enger Zusammenarbeit mit den Klassifikationsgesellschaften statt. Die Ergebnisse und Erfahrungen konnten über das gemeinsame Cluster e4ships2 in die Regelentwicklung eingebracht werden.
Die Ergebnisse und Erfahrungen aus den Testinstallationen flossen in die Entwicklungen der Energienetze an Bord der Schiffe statt. Die Brennstoffzellentechnologie bietet hierbei die Möglichkeit neue Ansätze zu untersuchen, wie eine dezentrale Energiezeugung, im Gegensatz zu der konventionellen zentralisierten Erzeugung im Maschinenraum.
Da aufgrund der notwendigen Skalierung ein Technologiewechsel zur NT-PEM erfolgte, aber die HT-PEM einen wesentlichen Beitrag an Bord der Schiffe in Bezug zur Wärmeversorgung, insbesondere im Hafen, leisten kann, wurde die Technologiereife nach dem Wechsel weiter im Konsortium im Rahmen der Vorausentwicklung weiter erforscht. Dabei wurde insbesondere die Skalierung von Stacks betrachtet und innerhalb eines neuen Stackdesigns umgesetzt.
Im Zuge der Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie für die Energieerzeugung an Bord wurde innerhalb des Projektes auch ein Energiemanagement System entwickelt, das dazu beitragen soll, die Energieeffizienz durch das gezielte Steuern der Energieflüsse, der Erzeuger und Verbraucher zu erhöhen.
Die ökologischen und ökonomischen Aspekte eines solchen technologischen Wandels wurden ebenfalls innerhalb des Projektes untersucht, wobei dynamisch auf die Fragestellungen im Projektverlauf reagiert wurde und unter anderem der Kraftstoff Methanol hinsichtlich der Herstellungskette und seiner Eigenschaften untersucht wurde. Darüber hinaus, aber auch die Materialzusammensetzung der Brennstoffzellenstacks analysiert und bewertet wurde.

2. Aufgabenstellung

Aufbauend auf dem Projekt Pa-X-ell, indem maritime Energienetze für Passagierschiffe auf Basis der Brennstoffzellentechnologie erforscht wurde und in dem Zuge ein erster Prototyp eines maritimen Brennstoffzellensystems entwickelt wurde, werden die Entwicklungen der Energienetze mit dem Schwerpunkt der Skalierung der Brennstoffzellensysteme innerhalb von dem Forschungsvorhaben Pa-X-ell2 fortgesetzt. Darüber hinaus soll die sukzessive Skalierung von Testinstallationen und die Integrationsentwicklung an Bord fortgesetzte werden, nachdem im ersten Schritt ein landbasierter Demonstrator, sowie ein Demonstrator an Bord einer Fähre innerhalb des Vorgängerprojektes Pa-X-ell entwickelt und realisiert wurden. Damit soll das Ziel erreicht werden langfristig Passagierschiffe, wie Yachten und Kreuzfahrtschiffe, mit einer emissionsneutraler Energieversorgung herzustellen und zu betreiben.
Zentraler Bestandteil des Projektes ist die Entwicklung neuartiger Brennstoffzellengroßsysteme für den maritimen Einsatz, die in der Lage sind die Anforderungen, insbesondere den großen Leistungsbereich, für seegehende Passagierschiffe zu erfüllen. Daher soll in dem Projekt leistungsstarke Brennstoffzellensysteme mit integrierter Reformertechnologie für Methanol entwickelt werden. Durch den Einsatz von Methanol als Kraftstoff lassen sich Vorteile in der Speicherdichte, der Lagerung sowie beim Bunkern gegenüber Wasserstoff nutzen und darüber hinaus auch große Energiemenagen effizient an Bord darstellen.
Die Konzeption des Systems, bestehend aus Brennstoffzellenstack, Gasprozess zur Umwandlung von Methanol in Wasserstoff sowie das Wärme- und Wassermanagement, werden in diesem Vorhaben von Grund auf ausgelegt und neu entwickelt, da vor allem die Strömungsmechanik und die Wärmeübergänge stark abhängig von den benötigten Mengen sind. Gleichzeitig muss die strom- und wärmeseitige Auslegung für die Schiffsintegration von Grund auf durchdacht werden, um eine hohe Effizienz und möglichst hohe Laufzeiten zu erreichen.
Für die Erprobung der energetischen Netze und der neu entwickelten Prototypen der Brennstoffzellengroßsysteme soll im ersten Schritt ein Test in einer dafür zu entwickelnden Testinstallation an Land erfolgen. Im weiteren Schritt soll ein Test an Bord eines Passagierschiffes erfolgen, um Erfahrung mit solch einem neuartigen Energieerzeuger und Erkenntnisse für das dezentrale Netz zu gewinnen. Die Betriebserfahrungen werden zur Technologiebewertung herangezogen, um Potenziale zu identifizieren und diese Erkenntnisse für zukünftige Weiterentwicklungen einzusetzen. Dafür muss die Integration der Brennstoffzellen an Bord, insbesondere unter Berücksichtigung der Vorschriftenlage, neu entwickelt werden. Dies beinhaltet auch alle notwendigen elektrischen und mechanischen Subsysteme für den Betrieb der Brennstoffzellensysteme. Aufgrund der fehlenden internationalen Vorschriften müssen Sicherheitskonzepte und Sicherheitsanalysen entwickelt werden und die Konzepte dahingehend bewertet werden.
Darüber hinaus soll die Entwicklung eines Energiemanagementsystems zur Erreichung eines effizienten Zusammenspiels von abgerufenen und bereitgestellten thermischen und elektrischen Leistungen erfolgen. Dadurch sollen die Energieströme an Bord, über Energiewandler bis zu den Verbrauchern, zeitlich optimiert werden, um die Effizienz zu steigern und die Leistung des Energiesystems zu reduzieren.
Des Weiteren sollen gezielter Analysen der Brennstoffzellensysteme und -komponenten hinsichtlich ihrer Bedeutung im ökologischen und ökonomischen Kontext über den gesamten Produktlebenszyklus erfolgen.

3. Verbundpartner

Im Rahmen der Forschungsarbeiten im Leuchtturmvorhaben e4ships2 arbeiten erfahrene Partner der maritimen Wirtschaft wie Werften, Reedereien und andere Hersteller von Systemkomponenten und Klassifikationsgesellschaften intensiv zusammen.

3.1. Übersicht über die Verbundpartner

MEYER WERFT PAPENBURG 1795	**MEYER WERFT GmbH & Co. KG (MW)** Industriegebiet Süd, D-26871 Papenburg Jonathan Tylle (+49 4961 81-7181) jonathan.tylle@meyerwerft.de
LÜRSSEN	**Fr. Lürssen Werft GmbH & Co. KG (FLW)** Zum Alten Speicher 11, 28759 D-Bremen Dr. Bernhard Urban (+49 421 660-4936) bernhard.urban@luerssen.de
FREUDENBERG INNOVATING TOGETHER	**Freudenberg Fuel Cell e-Power Systems GmbH (FEPS)** Bayerwaldstraße 3, 81737 D-München Dr. Manfred Stefener (+49 89678046311) manfred.stefener@fst.com
DNV	**DNV GL SE (DNV)** Brooktorkai 18, 20457 D-Hamburg Stephan Eylmann (+49 40 36149 6831) stephan.eylmann@dnv.com
DLR Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt	**Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)** Pfaffenwaldring 38-40, D-70569 Stuttgart Wendelin Waiblinger (+49 711 686-2767) wendelin.waiblinger@dlr.de
CARNIVAL MARITIME	**Carnival Maritime GmbH (CMG)** Grosser Grasbrook 9, D-20457 Hamburg Christoph Schladör (+49 40 302393-1417) christoph.schladoer@carnival-maritime.com
besecke automation	**besecke GmbH & Co. KG (bes)** Steindamm 24; D-28719 Bremen Robert Balla-Nostitz (+49 381 44 74 12 69) R.Balla@besecke.de
EPEA PART OF DREES & SOMMER	**EPEA GmbH – Part of Drees and Sommer (EPEA)** Trostbrücke 4, D-20457 Hamburg Suki Kler Young (+49 40-431349- 34) kleryoung@epea.com

3.2. Vorrausetzungen der Partner

Die langjährige Erfahrung in der Forschung und Entwicklung und die frühere Zusammenarbeit in anderen Projekten bilden die Grundlage für das ambitionierte gemeinsame Entwicklungsprojekt.

3.2.1. MEYER WERFT GmbH & Co. KG (MW)

Die **MEYER WERFT (MW)** verfügt auf dem Gebiet des Schiffbaus über langjährige Erfahrung im Bau von Passagierschiffen sowie Flüssiggastankschiffen mit einer Vielzahl an Referenzschiffen für sowohl Kreuzfahrt- wie auch Tankerreedereien. Im den Bereichen elektrische Antriebe und innovative Energiekonzepte, wie auch Kraftstoffe mit niedrigem Flammpunkt, hat die MEYER WERFT in der Vergangenheit insbesondere durch den Bau von innovativen Kreuzfahrtschiffen erhebliche Kompetenz aufgebaut. Sie ist durch diverse Forschungsprojekte bestrebt, immer auf dem neuesten technologischen Stand in der Fertigung und in der Auslegung der Systeme auf ihren Schiffen zu sein. Damit ist eine fundierte Abschätzung der Energieeffizienz, der Machbarkeit der neuartigen Antriebe und der Verfahren an Bord im Vergleich zu alternativen Antriebstechnologien gewährleistet.

3.2.2. Fr. Lürssen Werft GmbH & Co. KG (FLW)

Die **Fr. Lürssen Werft GmbH & Co. KG (FLW)** wurde 1875 von Friedrich Lürssen gegründet. Bis heute ist die Werft in Familienbesitz und wird von der vierten Generation geführt. FLW hat weltweit einen renommierten Ruf im Bau von Yachten, Marineschiffen und Spezialschiffen.
Die Fr. Lürssen Werft arbeitet seit vielen Jahren mit unterschiedlichen Partnern aus der Wissenschaft und der Industrie gemeinsam an unterschiedlichen Forschungsvorhaben, um damit auch langfristig die gute Marktposition zu halten und zu festigen. Seit 2005 ist Lürssen an Forschungsvorhaben zum Thema Brennstoffzellen beteiligt und konnte sich in den letzten Jahren umfangreiches Know-How auf dem Gebiet erarbeiten.

3.2.3. Freudenberg Sealing Technologies GmbH & Co. KG (FEPS)

Freudenberg e-Power Systems (FEPS) ist ein Teil des global agierenden Freudenberg Konzerns, welches aus dem Zusammenschluss der Freudenberg Fuel Cell e-Power Systems GmbH und der Freudenberg Battery Power Systems LLC entstanden ist. Der im Konsortium agierende Geschäftsbereich Freudenberg Fuel Cell e-Power Systems GmbH entwickelt und liefert Brennstoffzellensysteme für den Schwerlastverkehr. Technologisch wird der Schwerpunkt hierbei auf Systeme der NT-PEM Technologie gesetzt. Für die im Projekt fokussierte Schifffahrt entwickelt Freudenberg Brennstoffzellensysteme mit integrierter Methanolreformierung. Damit soll der Weg zur Dekarbonisierung des Schifffahrtsverkehrs geebnet und besonders hohe Reichweiten Anforderungen gedeckt werden.

3.2.4. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Das Institut für Technische Thermodynamik des **Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR)** in Stuttgart, mit weiteren Forschungsstätten in Köln-Porz, Ulm, Oldenburg und Hamburg, forscht mit über 200 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern auf dem Gebiet effizienter und ressourcenschonender Energiespeicher und Energiewandlungstechnologien der nächsten Generation. Seit 1984 forschen Wissenschaftler und Wissenschaftlerinnen unter anderem an Themen der Brennstoffzelle in den verschiedenen Ebenen von der Simulation über Material- und Membranforschung bis hin zur Entwicklung von

Stacks und Systemen. Die hierbei generierten Forschungsergebnisse werden durch zahlreiche Publikationen (durchschnittlich 150 pro Jahr) und Patente (durchschnittlich 8 pro Jahr) der Öffentlichkeit und damit auch für die industrielle Umsetzung zugänglich gemacht. Nicht zuletzt durch vergangene Projekte wie Pa-X-ell und Pa-X-ell2 konnte spezifisches Wissen im Bereich der HT-PEM Technologie und der Methanol Dampfreformierung sowohl auf Komponenten- als auch Systemebene insbesondere in einem maritimen Einsatzgebiet generiert und für die Umsetzung innovativer Ansätze in diesen Forschungsbereichen eingesetzt werden.

3.2.5. DNV GL SE (DNV)

Am 12. September 2013 nahm das aus den beiden unabhängigen Unternehmen DNV und GL neu fusionierte Unternehmen **DNV GL SE** (**DNV**) seine Arbeit auf. DNV ist ein Global Player in der Öl- & Gas-, Energie- und maritimen Industrie. Ebenfalls gut aufgestellt ist das Unternehmen in der Zertifizierung von Lebensmitteln sowie im Bereich Gesundheit. Im maritimen Bereich ist DNV die weltweit führende Klassifikationsgesellschaft und ein angesehener Beratungsdienstleister der maritimen Industrie. Sie tragen maßgeblich dazu bei, dass die weltweite Schifffahrt sicherer und die Leistungsfähigkeit, Energieeffizienz und Umweltverträglichkeit der Schiffe verbessert wird – einschließlich sämtlicher Schiffstypen und Offshore-Anlagen. DNV investiert intensiv in Forschung und Entwicklung. 5.000 Mitarbeiter im maritimen Bereich arbeiten gemeinsam mit den Kunden, um strategische, operative und regulatorische Herausforderungen erfolgreich zu meistern.

3.2.6. besecke GmbH & Co. KG (bes)

Die Kernkompetenzen von **besecke (bes)** liegen im Bereich der elektrischen Energieverteilungssysteme sowie in der Überwachung, Steuerung und Integration verschiedenster Einzelsysteme und Baugruppen auf Schiffen. Für zahlreiche Neubau- und Retrofit-Projekte hat besecke Schalttafeln und Unterverteilungen geplant, konstruiert und in der eigenen Fertigung umgesetzt. Dazu gehört auch die Parametrierung des Powermanagements zur Steuerung der Erzeuger. Mit dem hauseigenen Alarm-And-Monitoring-System ist besecke in der Lage, unterschiedlichste Anlagen zu überwachen und zu steuern. Die Funktionen reichen von der reinen Werte- und Zustandsdarstellung, über Trendanzeige bis zu Grenzwertüberwachung und Steuerungsfunktionen. In den zahlreichen realisierten Projekten wurde durch die Anbindung verschiedenster Schiffsanlagen großes Know-How über die Anbindung und Funktionsweise der Teilsysteme aufgebaut.
Durch die Expertise im elektrischen Bereich einerseits und auf dem Gebiet der Anlagenüberwachung und -steuerung andererseits kann besecke bei der Entwicklung und Integration neuer Technologien einen bedeutenden Beitrag leisten.

3.2.7. Carnival Maritime GmbH (CMG)

Als Betreiber der Kreuzfahrtschifffflotten von AIDA und Costa ist **Carnival Maritime (CMG)** der größte Kreuzfahrtschiffbetreiber Europas und Teil des Carnival Konzerns, dem weltweit größten Eigner und Betreiber von Kreuzfahrtschiffen. Vor diesem Hintergrund liegt die Kernkompetenz von Carnival Maritime im Schiffbetrieb und der technischen Spezifikation von Schiffen (Schiffsbestellungen). Der Schiffsbetrieb beinhaltet dabei sowohl das Schiff selbst als auch alle Schnittstellen des Schiffes zu seiner Umgebung. Hier beispielsweise die Betankung des Schiffes in der Hafenliegezeit, die Ausbildung der Crews, das Überwachen von Wartungsmaßnehmen und die Durchführung von Schiffsumrüstungen. Kerngebiet der involvierten Forschungsabteilung ist es Technologie- und Kraftstoffstrategien für

Dekarbonisierung zu entwickeln und deren Machbarkeit sowie Potential auf bestehenden Schiffen zu demonstrieren. Konzepte und Erfahrungen aus der „fahrenden Flotte“ werden als Leitlinien für Neubauprogramme genutzt und eingebracht. Kraftstoffoptionen und sich daraus ableitende Technologiestrategien werden entwickelt und an vorderster Front der Regelentwicklung umgesetzt - oder sie liegen außerhalb des Abdeckungsbereiches bestehenden Regelwerks und müssen alternativ bewertet werden. Durch die Erfahrungen im Schiffsbetrieb, Erstellung von Designkonzepten für zukünftige Schiffsbestellungen, Genehmigungsverfahren sowie Kraftstoffbeschaffung konnte Carnival Maritime bislang in einer Vielzahl von Forschungsprojekten Technologie und Markterfahrungen für die Umsetzung einer Dekarbonisierungsstrategie sammeln und Maßnahmen anhand dieser Erfahrungen bewerten.

3.2.8. EPEA GmbH – Part of Drees & Sommer (EPEA)

EPEA (Environmental Protection Encouragement Agency) Internationale Umweltforschung GmbH (EPEA) wurde 1987 von Prof. Dr. Michael Braungart gegründet. Als international tätiges wissenschaftliches Forschungs- und Beratungsinstitut hat EPEA mit Akteuren und Unternehmen aus Wirtschaft, Politik und Wissenschaft zusammengearbeitet und unterstützt sie bei der Einführung zirkulärer Prozesse. Die wissenschaftliche Basis ist das von Prof. Dr. Michael Braungart und William McDonough (zusammen mit ihren Beratungsfirmen EPEA und MBDC) entwickelte Cradle to Cradle-Designkonzept welches die Wertschöpfungskette vom Rohstoff bis zum Verbleib des Produkts im Nutzungskontext betrachtet. Mit über 30 Jahren gewachsener wissenschaftlicher Erfahrung, einem umfassenden Wissen über Materialien und einem weltweiten Netzwerk unterstützt EPEA Unternehmen dabei, intelligente Kreisläufe und somit deren Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit sicherzustellen. Anfang 2019 wurde EPEA mit Drees & Sommer zusammengeschlossen und zu EPEA GmbH – Part of Drees & Sommer umbenannt.

3.3. Bisherige Arbeiten des Pa-X-ell2 Konsortiums

Das Vorgängerprojekt Pa-X-ell mit den beteiligten Projektpartnern und assoziierten Partnern zielte auf den Einsatz von Brennstoffzellen auf Passagierschiffen ab. Hierzu wurde ein mit Methanol betriebenes Brennstoffzellensystem entwickelt und in einem landbasierten Demonstrator erprobt. Die durch diverse Tests und Versuche im Labor und dem Demonstrator gesammelten Erfahrungen flossen direkt in die Weiterentwicklung des Brennstoffzellensystems ein, das schließlich zur Erprobung in einem zweiten Demonstrator an Bord einer Autofähre installiert wurde, die im Liniendienst auf der Ostsee fährt. Das entwickelte Brennstoffzellensystem konnte damit seine maritime Eignung und Machbarkeit der Energieversorgung von Schiffen mit Brennstoffzellen unter Beweis stellen. Innerhalb des Projektes Pa-X-ell wurde zusätzlich eine maritime Absorptionskälteanlage entwickelt und ebenfalls auf einem Schiff zu Erprobungszwecken installiert. Diese Anlage diente der Untersuchung der anvisierten Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung mit der Brennstoffzellentechnik, die in zukünftigen dezentralen Energienetzen an Bord von Schiffen vorgesehen ist. Die entwickelten Systeme wurden ebenfalls mit Hilfe von Simulationen untersucht, um ihre Eignung für die Schiffintegration und Potenziale der Systemeffizienzsteigerungen zu untersuchen und mittels der Simulationsergebnisse zu belegen. Zusätzliche Erkenntnisse wurden im Rahmen einer ökologischen und ökonomischen Analyse gewonnen, die die konventionelle Diesel-Generator-Kombination mit Brennstoffzellen verglichen hat. Sämtliche Arbeiten rund um die Brennstoffzellenentwicklung und Bau der Demonstratoren wurden individuell sicherheitstechnisch innerhalb des so genannten alternativen Designs (Abnahme ohne gültiges Regelwerk) begleitet und bewertet, um so ein sicheres Brennstoffzellensystem zu erlangen und gleichzeitig Erkenntnisse in die Vorschriftenentwicklung bei der IMO mit einfließen zu lassen.

4. Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben wurde von der MEYER WERFT koordiniert. Das Projektkonsortium setzte sich zusammen aus den Werften MEYER WERFT und Fr. Lürssen Werft, dem Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., der Klassifikationsgesellschaft DNV SE, besecke GmbH & Co. KG, Carnival Maritime GmbH und EPEA GmbH – Part of Drees and Sommer. Vervollständigt wurde das Konsortium durch den Hersteller für Brennstoffzellensysteme. Zu Beginn war dies SerEnergy A/S, der entschieden hatte das Konsortium während der Projektlaufzeit zu verlassen und ein Wechsel zu Freudenberg Fuel Cell e-Power Systems GmbH als Systementwickler stattfand.
Das Vorhaben wurde für eine Laufzeit von 5 Jahren im direkten Anschluss an Pa-X-ell mit Start zum 1. Januar 2017 geplant. Aus fördertechnischen Gründen wurde das Vorhaben in zwei Abschnitte unterteilt, wovon Förderzeitraum 1 Ende September 2019 und Förderzeitraum 2, nach einer kostenneutralen Verlängerung, Ende 2022 endete.
Aufgrund der Auswirkungen und Einschränkungen aufgrund des Ausbruchs der Corona-Pandemie Anfang 2020 und den darauffolgenden Jahren, führten zu erheblichen Beeinträchtigungen und Verzug in der Entwicklung und vor allem in dem Prototypenbau und in dem Aufbau der Testinstallationen. Grund dafür waren unter anderem, dass geplante und notwendige Treffen sowie Abstimmungen mit Partnern und Zulieferern nur noch beschränkt möglich und planbar waren, die Lieferzeiten sich für einige Komponenten drastisch erhöhten oder gar nicht mehr lieferbar waren, sowie die Planung der Installation der Testinstallation an Bord aufgrund des unvorhersehbaren Schiffsbetriebes erschwert wurden.
Darüber hinaus verzögerte sich auch die internationale Regelentwicklung bei der IMO durch die nur noch virtuellen Treffen erheblich. Was zu einer Verspätung der Verabschiedung der Interim Guideline für Brennstoffzellensysteme an Bord von Schiffen von einem halben Jahr führte. Ursprünglich geplant war die Verabschiedung der Regelwerke bereits im September 2021.
Der Rückstand bei der Entwicklung und Fertigstellung der Versuchsanlage konnte aufgrund der umfassenden und andauernden durch Corona bedingten Einschränkungen der Projektpartner, Zulieferer und der Werften nicht mehr eingeholt werden.
So konnte die Entwicklung, Aufbau und Inbetriebnahme der Brennstoffzellensysteme erst später abgeschlossen werden, anschließend die Integration in die Versuchsanlagen ebenfalls erst verspätet erfolgen, so dass die Inbetriebnahme der landbasierten Yachtanlage im Sommer 2022 starten konnte.
Aufgrund der Verzögerungen in der Entwicklung und der Verabschiedung der Regelwerke wurde das Brennstoffzellensystem an Bord des Passagierschiffes im September 2022 eingebracht. Bis zum Ende des Projektes nach Verlängerung zum Jahresende 2022 wurde noch keine Genehmigung vom zuständigen Flaggenstaat ausgestellt, die das Bunkern und einen Testbetrieb mit Methanol, wie ursprünglich vorgesehen, ermöglicht.

4.1. Aufbau des Vorhabens und Rolle der Partner in den Arbeitspaketen

Ziel des Projektes Pa-X-ell2 war die Fortführung der Forschungen und Entwicklungen von Energiesystemen auf Basis der Brennstoffzellentechnologie für den Passagierschiffbau. Das Projekt berücksichtigt die beiden Technologieplattformen NT-PEM und HT-PEM, die beide als wesentliche Technologien für die Schiffsanwendung gesehen werden. Das Gesamtvorhaben lässt sich in drei Themenbereiche untergliedern, die schematisch in Bezug zu den Arbeitspaketen in **Abbildung 1** dargestellt sind.

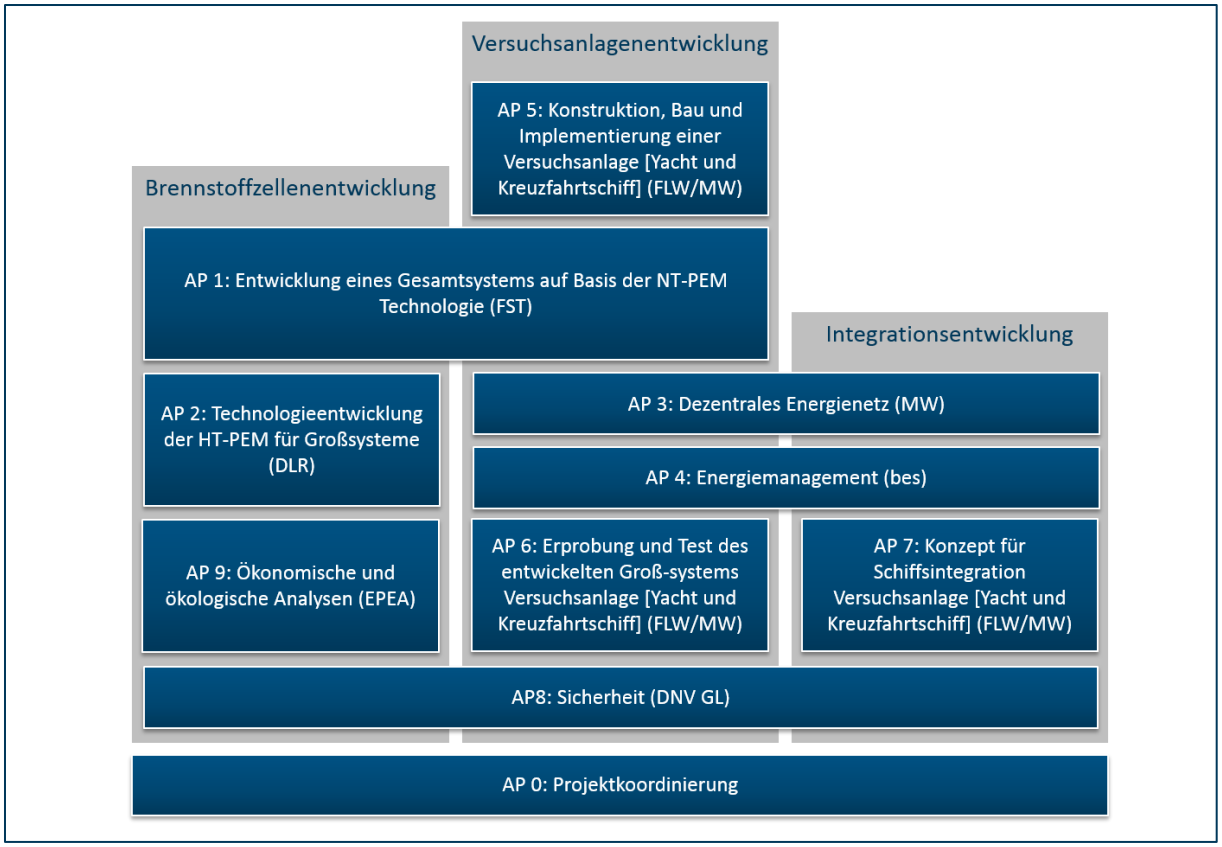


Abbildung 1: schematische Darstellung der Arbeitspakete in den Themenbereichen

Den ersten Themenbereich bildet die Brennstoffzellenentwicklung, die zum einen die Entwicklung eines Gesamtsystems in Arbeitspaket 1, sowie die Technologie- und Vorausentwicklung in Arbeitspaket 2 abdeckt. Diese Entwicklung wurde durch die ökologischen und ökonomischen Analysen, die von EPEA federführend durchgeführt wurden begleitet. Die Vorausentwicklung wird vom DLR geleitet, die Systementwicklung der Großsysteme wird, wie in Kapitel 4.3 beschrieben, durch FEPS durchgeführt.
Den nächsten Themenbereich bildet die Entwicklung, Konstruktion, Bau und Test der Versuchsanlagen in dem sowohl das Brennstoffzellensystem getestet wurden, aber auch Rückschlüsse für die Entwicklung des Energiemanagementsystems und die Regelentwicklung gewonnen werden können. Diese Arbeitspakete wurden von den beiden Werften, MW und FLW geleitet. Die Versuchsanlage an Bord des Kreuzfahrtschiffes in enger Zusammenarbeit mit CMG realisiert. Die Arbeiten gliederten sich in Arbeitspaket 5, dies umfasste die Konstruktion und das Design der Versuchsanlagen, und in das Arbeitspaket 6, das die Erprobung und den Test beinhaltet.
Die Ergebnisse flossen in den dritten Themenbereich mit ein, der die Entwicklung der Integration und Installation an Bord von Passagierschiffen darstellt, der auch von den Werften im Arbeitspaket 7abgedeckt wird. Dies beinhaltet auch die Entwicklung entsprechender Energienetze, in Arbeitspaket 3 der MW, und des Energiemanagementsystems in Arbeitspaket 4, das von besecke entwickelt wurde. Die Entwicklungen wurden sicherheitstechnisch von DNV im Arbeitspaket 8 begleitet.
Die Meilensteine sind in Kapitel 10 und der Zeitliche Ablauf der Arbeitspakte ist in Kapitel 11 dargestellt.

4.2. Technologiewechsel von der HT-PEM zur NT-PEM

Innerhalb des Projektes wurden hinsichtlich der Vorgehensweise zur Erreichung der Zielstellung Änderungen vorgenommen. Eine der wesentlichsten Änderungen erfolgte durch den Technologie- und Brennstoffzellenpartnerwechsel mit dem Ende des ersten Förderzeitraums. Innerhalb von dem Vorgängerprojekt Pa-X-ell wurden mehrere Modulgenerationen eines Brennstoffzellensystems mit integriertem Reformer entwickelt auf Basis der HT-PEM Brennstoffzellentechnologie. In der ursprünglichen Antragsstellung war vorgesehen auf Basis der Modularchitektur die innerhalb von dem Vorgängerprojekt entwickelt wurden, eine neue Modulgeneration zu entwickeln. Dabei sollte eine Skalierung vorgenommen werden des Stacks und Reformers, sowie die notwendigen Balance of Plant (BOP) Komponenten angepasst werden. Die erprobte Architektur sollte beibehalten werden, die Module mit integriertem Reformer werden in Racks eingesetzt, um so ein Gesamtsystem zu bilden. Dabei wurde in der ursprünglichen Antragsstellung eine Leistungsgröße von bis zu 20 kW pro Modul angestrebt.
Innerhalb der ersten Projektphase wurde ein Konzept für die Modulskalierung entwickelt, allerdings zeigten sich die technischen Herausforderungen sowohl in der Skalierung der HT-PEM Technologie aufgrund der technologischen Reife, als auch in der Modularchitektur. Aufgrund dieser Umstände konnte der Partner SerEnergy die Entwicklung nicht weiterverfolgen und ist zum Ende der ersten Projekt- bzw. Förderphase ausgeschieden.
Die Skalierung der Einzelsysteme ist für die Entwicklung für die Hochsee- Passagierschiffe essentiell. Denn aufgrund der geforderten großen Leistungen des Gesamtenergiesystems kann aus operativen Gründen das Energiesystem nicht mit einer hohen Anzahl kleiner System dargestellt werden. Die Wartungsaufwände aufgrund der Vielzahl der Systeme würden nicht in das Betriebsschema der Schiffe passen. Die Anwendung und Weiterentwicklung der Module, die in dem Vorgängerprojekt Pa-X-ell entwickelt wurden, wurde in dem Projekt Rivercell2 aus dem e4ships2 Cluster fortgeführt.
Für das Pa-X-ell2 Vorhaben konnte für die zweite Projekt- bzw. Förderphase der Partner Freudenberg Sealing Technologies bzw. Freudenberg Fuel Cell e-Power Systems (FEPS) gewonnen werden. FEPS verfügt als einzige deutsche Firma über die volle Wertschöpfungskette zur Herstellung von Systemen und der Schlüsselkomponente MEA aus chemischen Grundmaterialien.
Unteranderem aufgrund dieser Expertise konnte die Zielsetzung für das Projekt neu definiert werden. Dabei wurde aufgrund der geringeren technologischen Reife von der HT-PEM auf die technologisch reifere NT-PEM Technologie gewechselt, um eine Skalierung von Systemen vorzunehmen. Dieser Wechsel hat es auch erlaubt von einer Weiterentwicklung des Modulbasierten Systems einen neuen Ansatz der Großsystemarchitektur zu verfolgen, da nicht auf ein bestehendes System aufgesetzt wurde. Dadurch ist auch die Entwicklungshöhe und der Innovationsgrad im Projekt deutlich gestiegen. So konnten mit der Entwicklung einer neuartigen Großsystemarchitektur mit integriertem Reformer, wie in **Abbildung 2** dargestellt, ein Weg aufgezeigt werden, wie große Leistungen im Multi-MW an Bord dargestellt werden können. Dieser Ansatz für maritime Brennstoffzellensysteme und diese Systemarchitektur ist bisher einzigartig.

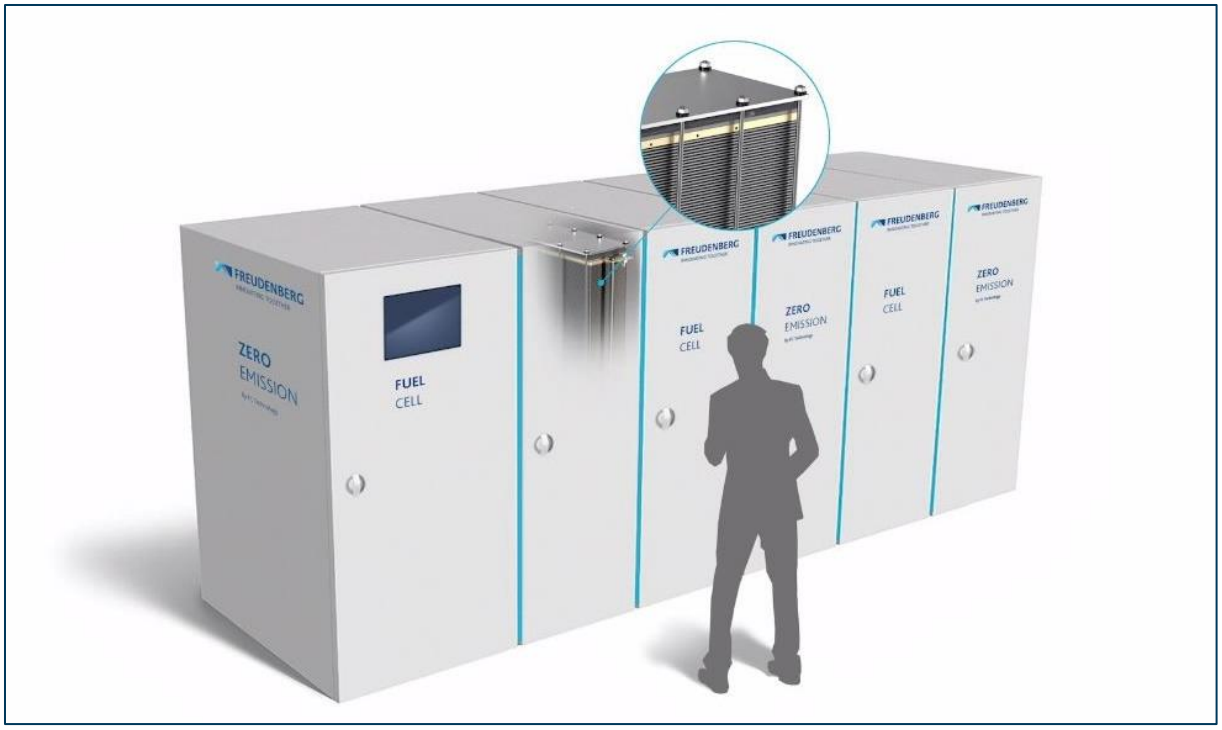


Abbildung 2: Konzeptentwurf eines Layouts eines Großsystems mit integrierter Methanolreformertechnologie

Der ambitionierte Entwicklungssprung der mit dem Systemkonzeptwechsel einherging, wird auch deutlich in der ersten Zielsetzung der Leistung eines Funktionsdemonstrators eines solchen Großsystems, der im Projekt entwickelt aufgebaut werden sollte. Hier hat sich das Konsortium das Ziel gesetzt die elektrische Leistung pro Stack bzw. pro System deutlich zu erhöhen gegenüber dem modularen Prototyp aus der ersten Projektphase. Ziel war er ein Großsystem mit drei Brennstoffzellenmodulen, die jeweils ein Brennstoffzellenstack beinhalten, mit einer elektrischen Gesamtsystemleistung von 100 kW aufzubauen. Damit wurde die Stackleistung gegenüber dem Vorgängerprojekt fast um den Faktor 10 vergrößert.
Die Konzeption des Systems, bestehend aus NT-PEM-Brennstoffzellenstack, Gasprozess zur Umwandlung von Methanol in Wasserstoff sowie das Wärme- und Wassermanagement, wurden in diesem Vorhaben von Grund auf ausgelegt und neu entwickelt, da vor allem die Strömungsmechanik und die Wärmeübergänge stark abhängig von den benötigten Mengen sind. Gleichzeitig muss die strom- und wärmeseitige Auslegung für die Schiffsanwendung von Grund auf durchdacht werden, um eine hohe Effizienz und möglichst hohe Laufzeiten zu erreichen.
Dabei ist der Technologiewechsel kein Widerspruch zu der ursprünglichen Technologiewahl der HT-PEM, die aufgrund des höheren Temperaturniveaus getroffen wurde, das ähnlich ist zu dem der konventionellen Verbrennungsmotoren an Bord eines Schiffes. Dadurch ist die Integration in das Schiffsenergienetz zwar einfacher und insbesondere im Hafenbetrieb ist eine hohe Wärmeauskopplung vorteilhaft für eine hohe Gesamtsystemeffizienz, allerdings war auch bereits zu Beginn der Entwicklungen in Pa-X-ell klar, dass für den größeren Teil der elektrischen Energiezeugung diese hohe Wärmemenge nicht effizient genutzt werden kann. Daher ist zukünftig an Bord ein Technologiemix aus HT und NT-PEM denkbar.
Um die HT-PEM Technologie weiterzuverfolgen und die technologische Reife, insbesondere im Hinblick auf die Skalierung, weiter zu entwickeln wurde daher mit der zweiten Projektphase dem Partner DLR eine neue Rolle zu teil. In der Vorausentwicklung der HT-PEM wurde mit einem vollkommen neuen Stackdesign die Möglichkeiten und Potenziale der Skalierung der Schlüsselkomponente der

Brennstoffzellensysteme, in der Herstellung und Aufbau, weiter erforscht und in einem Laboraufbau in die Praxis überführt. Durch großflächige Membrane kann die Leistung der Stacks erhöht werden. Dadurch wird die Anzahl der benötigten Moduleinheiten für die geforderten Leistungen an Bord von Passagierschiffen in einem realisierbaren Rahmen gehalten. Die Zellfläche bisheriger HT-PEM Brennstoffzellen betrug 165 cm². Die Zielsetzung für das zu entwickelnde HT-PEM System liegt bei 600 cm². Dadurch wird die Anzahl der Bipolarplatten und damit der nicht aktive Randbereich, der für die Dichtung der einzelnen Zellen benötigt wird, reduziert. Die Herausforderung bei der Realisierung großflächiger Zellen liegt zum einen in der mechanischen Stabilität der Bipolarplatten, zum anderen in der homogenen Herstellung einer Membran-Elektrodeneinheit sowie in der gleichmäßigen Gasverteilung über die gesamte Zellfläche. Außerdem wurde durch ein innovatives Konstruktionskonzept der Brennstoffzelle aufgezeigt wie die Leistungsdichte von PEM Brennstoffzellen gesteigert werden kann. Diese Entwicklung schafft die Basis für zukünftige Weiterentwicklungen der Stackentwicklung und die Überführung in eine Gesamtsystementwicklung.
Der Technologiewechsel und Partnerwechsel, sowie die Vorausentwicklung ist in **Abbildung 3** schematisch dargestellt.

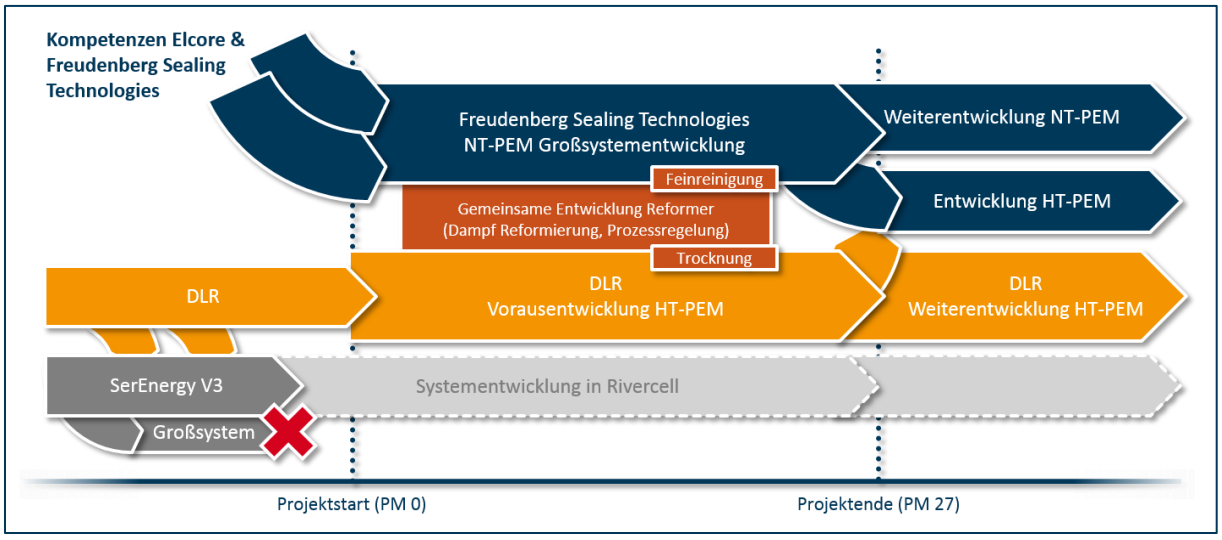


Abbildung 3: schematische Darstellungen der System- und Vorausentwicklung für die NT und HT-PEM Technologie

4.3. Anpassungen bei der Planung der Testinstallationen

Die Entwicklung der Energiesysteme und der Brennstoffzellensysteme kann nur durch die sukzessive Erprobung und Verifizierung in Testinstallationen erfolgen, um so langfristig, über Meilensteine wie die Hotellast, perspektivisch die gesamte Energieversorgung an Bord mittels Brennstoffzellentechnologie abzudecken, wie in **Abbildung 4** dargestellt.
So wurden in dem Vorgängerprojekt Pa-X-ell ein erster Landdemonstrator und anschließend ein Demonstrator an Bord einer Fähre aufgebaut. Innerhalb von dem Projekt Pa-X-ell2 sollten weitere Testinstallationen umgesetzt werden. Dabei hatten die technologischen Änderungen auch Einfluss auf die Planung der Testinstallationen. So wurde ursprünglich eine kleinere Testinstallation an Land vorgesehen, die den nächsten Schritt, eine Installation an Bord einer Yacht, einleiten sollte. Unter anderem aufgrund der technologischen Änderungen und auch aufgrund eines geeigneten Neubauprojektes wurde entschieden, eine umfangreichere landbasierte Yachtinstallation aufzubauen, die hinsichtlich ihres technischen Aufbaus und Umfangs einer Installation an Bord gleicht. Auch wurden dieselben Regularien und sicherheitstechnischen Anforderungen, die an Bord eines Schiffes gelten, umgesetzt.

Darüber hinaus bietet die landbasierte Yachtanlage die Möglichkeit verschiedene Szenarien zu simulieren und zu erproben, die in einem Schiffsbetrieb nicht darstellbar sind. So können verschiedenen Lastkurven generiert und abgefahren werden, in verschiedenen Konstellationen von Verbrauchern, Speichern und Energieerzeugern.
Darüber hinaus wurde eine Brennstoffzellenanalage an Bord eines Kreuzfahrtschiffes gemeinsam mit dem Betreiber und der Reederei wie inhaltlich geplant umgesetzt.

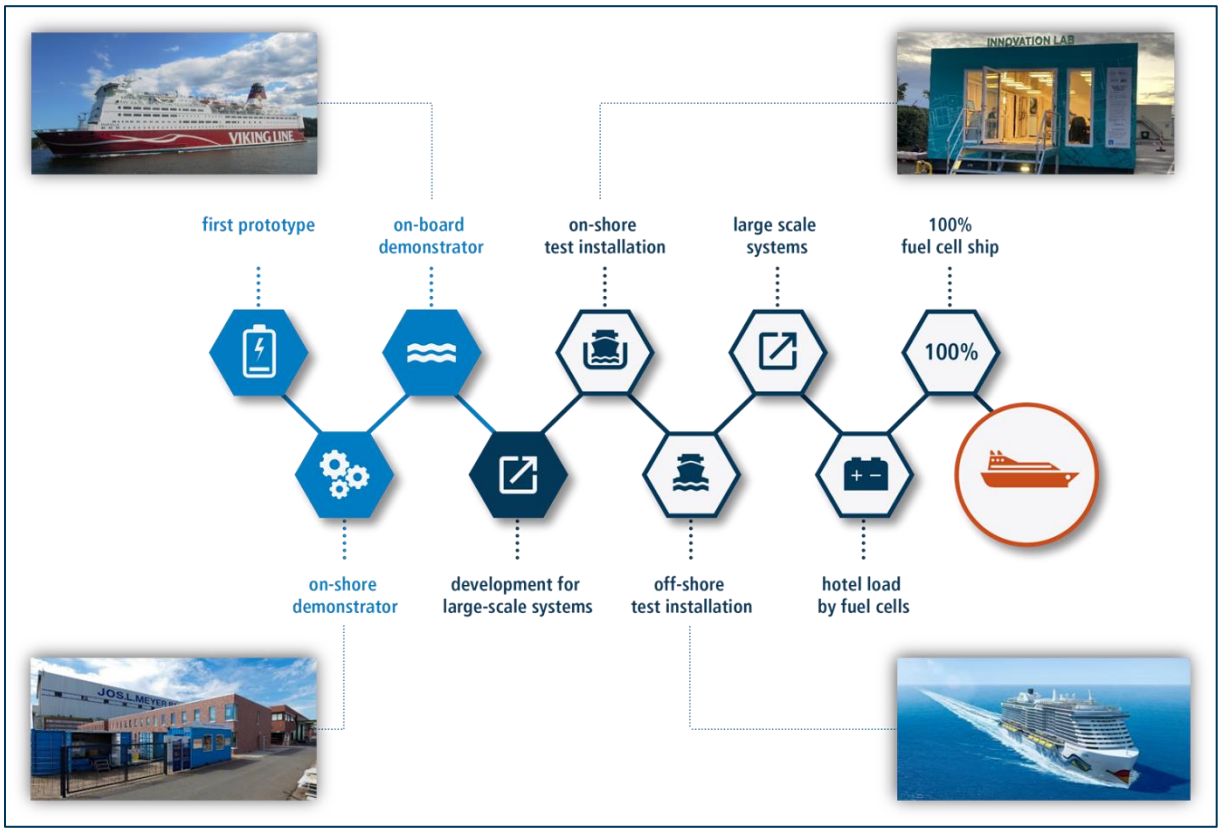


Abbildung 4: Schrittweise Realisierung von Testinstallation zur Verifikation der Entwicklungsroadmap

5. Wissenschaftlicher und technischer Stand zur Anknüpfung des Vorhabens

Der prinzipielle Aufbau des heutigen Energiesystems eines Passagierschiffes besteht aus mehreren Verbrennungsmotoren. Diese so genannten Hauptmaschinen sorgen dabei entweder direkt über eine Wellenanlage für den Antrieb des Schiffes oder mittlerweile sind direkt mit einem Generator verbunden. Die Generatoren erzeugen die elektrische Energie, die anschließend in das Bordnetz eingespeist wird und zur Versorgung des Hotelbetriebs sowie für die Elektromotoren zum Antrieb der Propeller genutzt wird. Die Hauptmaschinen befinden sich auf Passagierschiffen in zwei voneinander getrennten Maschinenräumen, in unterschiedlichen Feuerschutzzonen, wie schematisch in **Abbildung 5** dargestellt. Dadurch wird auch im Falle eines Ausfalls eines Kraftwerkes sichergestellt, dass die Energieversorgung weiterhin gesichert ist.

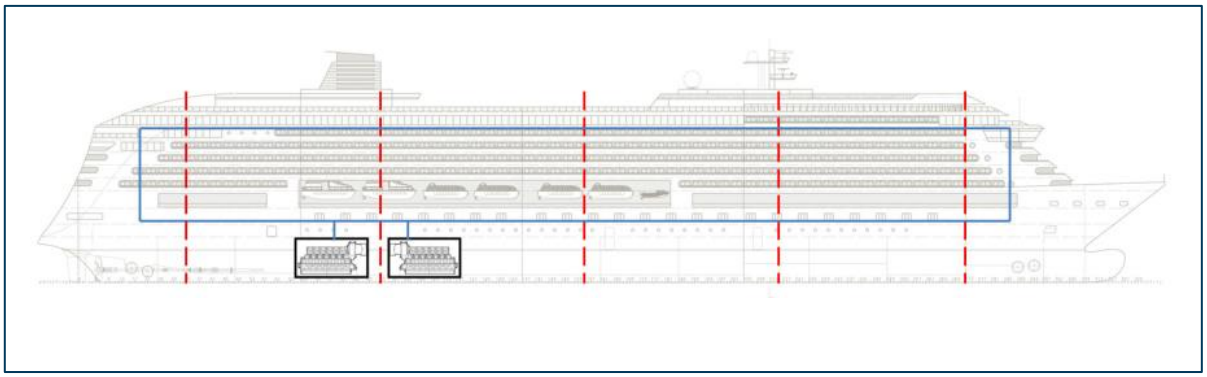


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Energieversorgung auf Passagierschiffen

Aufgrund des geringen Ausstoß von Emissionen bestechen Brennstoffzellen als zukunftsträchtiger Energiewandler. Feinstaub, Stickoxide oder CO2 werden nicht produziert. Außerdem arbeiten Brennstoffzellen leise und vibrationsarm. Auch die Effizienz von Brennstoffzellensystemen ist über einen großen Lastbereich höher als bei Verbrennungsmotoren. Zuletzt sind Brennstoffzellen mechanisch einfach aufgebaut, da sie kaum bewegliche Teile besitzen. Dies führt zu einem geringen Wartungsaufwand.
Heutzutage finden Brennstoffzellen, neben forschungsmotivierten Projekten, immer mehr Anwendung in kommerziellen Bereichen, wie in stationären Kraftwerken. Darüber hinaus findet die Technologie immer mehr Einzug in mobilen Anwendungen und bietet damit eine effiziente und flexibel Alternative zu Energiespeichersystemen, wie Batterien oder Akkumulatoren. Mobile Anwendungen finden sich vor allem im öffentlichen Personennahverkehr durch Busse, dem Individualverkehr durch Autos und dem Gütertransport durch Lastkraftwagen.
Im maritimen Bereich findet die Technologie bereits Anwendung in Unterseebooten (U-Boot) der deutschen Marine. Bereits seit den 1970er Jahren verbaute die Marine Brennstoffzellensysteme als außenluftunabhängige Antriebsanlage auf U-Booten [1]. Dafür muss sowohl Wasserstoff als auch Sauerstoff gelagert und transportiert werden. Im militärischen Bereich hat die Brennstoffzelle vor allem Vorteile hinsichtlich der geringen Lautstärke und einer geringere Infrarot-Abstrahlung, da keine Temperaturspitzen, wie beim Verbrennungsmotor entstehen [2].
In der kommerziellen Schifffahrt kommen weitere Herausforderung bezüglich der Sicherheit und der Effizienz hinzu, um Brennstoffzellensysteme wirtschaftlich betreiben zu können. Zu Beginn des Projektes wurde die Brennstoffzellentechnologie für die Anwendung an Bord von Schiffen nur in verschiedene Forschungsprojekte untersucht und weiterentwickelt, kommerzielle Systeme waren nicht verfügbar.

In dem Projekt FellowSHIP wurde eine 320 kW MCFC als Prototyp entwickelt und an Bord des Offshore-Supply-Vessels Viking Lady gebracht [3]. Die Entwicklung, der Aufbau und die erste Inbetriebnahme wurden von 2007 bis 2010 an Land durchgeführt. Alle Subsysteme waren dabei bereits installiert, sodass einzelne Container auf das Schiff transportiert werden mussten. Betrieben wird das Brennstoffzellensystem mit LNG, da das Schiff bereits für den Betrieb mit LNG ausgelegt worden ist. Mit einem Reformator wird der Wasserstoff aus dem LNG extrahiert. DNV unterstütze im Projekt mit der Regelentwicklung. Dadurch wurde die Viking Lady das erste Schiff, welche ein Zertifikat mit dem Vermerk „FC-Safety“ bekam [4].
Bei dem Projekt NEMO H2 wurde ein Passagierboot (100 Personen) für die Kanäle in Amsterdam entwickelt, entworfen und gebaut. Ergebnis des Projektes ist die erfolgreiche Umsetzung des Bootes mit der Integration des Brennstoffzellensystems, welches 2011 ausgeliefert wurde. Laut der Klassifikation ist ein sicherer Betrieb des Bootes möglich [4]. Allerdings ist das Boot nicht fahrbereit, da eine dauerhafte Infrastruktur für die Betankung des Wasserstoffes im Hafen fehlt [3].
Auf dem Gebiet der Entwicklung von Brennstoffzellensystemen für den maritimen Einsatz ist der Forschungszusammenschluss e4ships als Vorreiter anzusehen. Unter dem, von der Bundesregierung gefördertem, Forschungscluster liefen im Rahmen des nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologien verschiedene einzelne Projekte. Zum Innovationscluster e4ships gehören die Projekte ELEKTRA, Pa-X-ell, Rivercell und Multi-SchIBZ [5]. Vor allem SchIBZ und Pa-X-ell sind für die Seeschifffahrt relevant.
Das Projekt SchIBZ beschäftigte sich mit der Entwicklung, den Entwurf und der Inbetriebnahme einer SOFC mit 100 kW Leistung. Das Projekt soll die Möglichkeit von Brennstoffzellen als Hilfsaggregaten auf Frachtschiffen untersuchen und die SOFC Technologie weiterentwickeln. [4, 5]. Zunächst wurde das System an Land erbaut und getestet. Allerdings wurde der Einbau des Brennstoffzellensystems bisher nicht realisiert.
Der Fokus des Projektes Pa-X-ell lag auf dem Einsatz von PEM-Brennstoffzellen auf Hochsee-Passagierschiffen. Untersucht werden neben NT-PEM auch HT-PEM Brennstoffzellen, dessen Technologie durch das Projekt weiterentwickelt und auf maritime Anwendungen angepasst werden soll. Betrieben werden sollen die Systeme mit Methanol. Ein HT-PEM-System wurde sowohl an Land, als auch auf der Fähre MS Mariella eingebaut und diente dort weiteren Testversuchen. Der Teststand besaß eine Gesamtleistung von 60kW [4], wie in Kapitel 0 dargestellt.

6. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Eine Beauftragung Dritter für Forschungsleistungen fand während des Projektes Pa-X-ell nicht statt. Sämtliche in dem Projekt erarbeiteten Ergebnisse sind durch eigenes Know-How, mit Hilfe der Projektpartner und Systemlieferanten entstanden. Die beteiligten Partner und ihre Aufgaben sind in Kapitel 4 und 4.1 beschrieben. Darüber hinaus fand eine Zusammenarbeit unter anderem mit folgenden Stellen statt:

- Insbesondere die Klassifikationsgesellschaft RINA unterstützte das Projekt in der Durchführung der Sicherheitsanalysen und bei dem Genehmigungsprozess mit dem zuständigen Flaggenstaat für die Testinstallation auf dem Passagierschiff.
- Die HELM Proman Methanol AG unterstützte bei der Planung der Logistik und dem Genehmigungsprozess mit den zuständigen Hafenbehörden für das Bunkern von Methanol.
- Neben CMG als Partner, hat insbesondere die Crew der AIDAnova bzw. AIDA Cruises intensiv das Projekt durch ihre Mitarbeit unterstützt und mit großem Einsatz begleitet. Darüber hinaus die umfassenden Räumlichkeiten und Möglichkeiten für die Realisierung der Testinstallation zur Verfügung gestellt.
- Hafenbehörde von Barcelona: Hier wurde die Erstbebunkerung des Schiffes angestrebt und vorgeplant. Das Genehmigungsverfahren und die logistischen Konzepte für die Belieferung mit Methanol wurden mit lokalen Lieferanten unter Koordination der HELM Proman Methanol AG geplant und initiiert. Durch pandemiebedingte Projektverzögerungen und Änderungen des Fahrplans des Schiffes wurde die Genehmigungsplanung mit dem Hafen von Barcelona abgebrochen und für den Hafen Santa Cruz im gleichen Umfang geplant / durchgeführt. Durch pandemiebedingte Projektverzögerungen und Änderungen des Fahrplans des Schiffes wurde die Genehmigungsplanung auch mit diesem Hafen abgebrochen und für den Hafen Dubai im gleichen Umfang geplant / durchgeführt. Durch pandemiebedingte Projektverzögerungen und Änderungen des Fahrplans des Schiffes wurde die Genehmigungsplanung auch mit diesem Hafen abgebrochen und für den Hafen von Kiel im gleichen Umfang geplant / durchgeführt. Hier konnte die Genehmigungsplanung schlussendlich zum Abschluss geführt werden und die Funktionsfähigkeit der Prozeduren und der Anlage mit Frischwasser als Testmedium demonstriert werden.
- BunkerOne: Als Weltmarkführer für Bunkeroperationen hat Bunker One im Unterauftrag der HPM die Technische Konzeption des Bunkervorgangs, die technische Aufrüstung der Trucks und den Knowhowtransfer auf eine mögliche spätere Schiffsbebunkerung begleitet. BunkerOne hat federführend die Testbebunkerung des Versuchsträgers AIDAnova begleitet.
- SGS Fresenius: Zusammen mit dem Labor wurde ein Probeentnahmeverfahren und die Auswahl des Analyseumfangs und -verfahren für die Verifikation der Einhaltung der Methanolspezifikationen entwickelt.
- Kompressor / Dräger / Prevor: Zusammen mit dem Messgerätehersteller wurde die Auswahl der geeigneten PSE- und stationären Messgeräte getroffen. Prevor unterstütze bei der Auswahl geeigneter mobiler Duschen und Spüllösungen für die Erstab-

wehr von körperlichen Schäden durch Methanolkontakt. Alle beteiligten Firmen haben die Crew in der jeweiligen Anwendung ihres Equipments in mehrtägigen Schulungen ausgebildet.

- GMW Consultancy: Der externe Berater unterstütze bei der Erstellung der Sicherheitsanalysen für das Genehmigungsverfahren zur Durchführung der Truck to Ship Betankung in den jeweiligen Häfen.
- Italienische Küstenwache: Als genehmigende Behörde für die Installation bzw. den Betrieb des Methanols und Brennstoffzellenanlage wurden genehmigungsrelevante Aspekte diskutiert und alternative Genehmigungsverfahren erkundet.
- Bundesministerium für Digitales und Verkehr: Durch die Federführende Rolle bei der Entwicklung des zu Grunde liegenden Regelwerkes bei der Internationalen Seeschifffahrtsorganisation unterstützte das BMDV bei der Interpretation von Regelwerk und Reflektierte dessen Auslegung durch die italienische Küstenwache.

7. Projektdurchführung und erzielte Ergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die Aufgaben und Arbeitsergebnisse entsprechend der zugeordneten Arbeitspakte beschrieben.
Im Projektverlauf wurde zur Phase 2 im Oktober 2019 die Aufgaben neu strukturiert und die Ziele angepasst. Die Ergebnisse sind in den 10 Arbeitspaketen der zweiten Phase beschrieben, wie in wie in der Übersicht, in **Abbildung 6**, dargestellt.

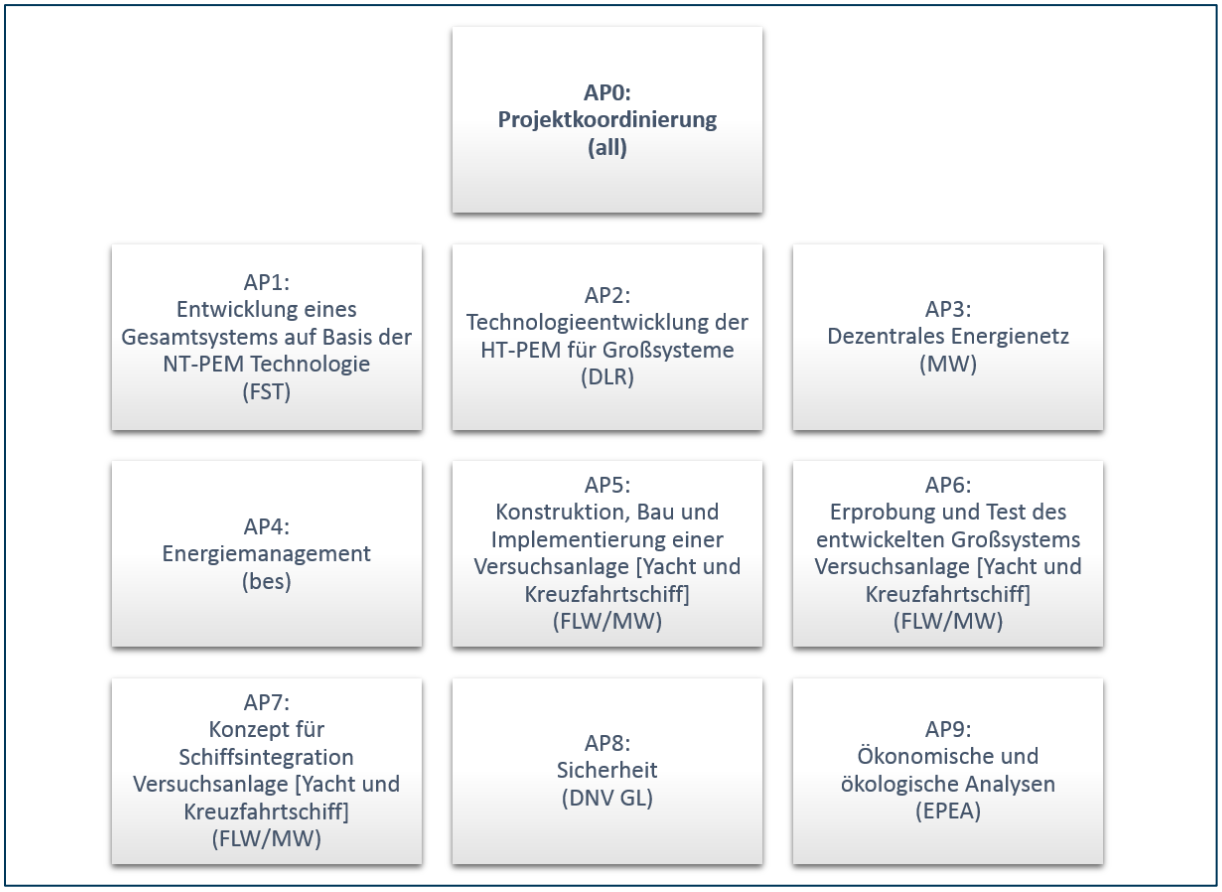


Abbildung 6: Übersicht der Arbeitspakete in Pa-X-ell2

7.1. Arbeitspaket 0: Projektkoordinierung

Das Arbeitspaket *Projektkoordinierung* umfasst neben der administrativen Verwaltung auch die Organisation von Projekttreffen zum Austausch von Arbeitsergebnissen und zur Beratung über aufkommende Schwierigkeiten in der Umsetzung. Zu diesem Paket gehört auch die Kommunikation mit dem Projektträger und ebenfalls dem Clustermanagement, das als Austausch- und Kommunikationsplattform für die maritimen Projekte im NIP 2 gilt. Die Dokumentation der Arbeitsergebnisse und mögliche Veröffentlichungen fallen ebenfalls unter dieses Paket.
Alle Veröffentlichungen sind in Kapitel 9 aufgeführt.

7.2. Arbeitspaket 1: Entwicklung eines Gesamtsystems auf Basis der NT-PEM Technologie

Das Arbeitspaket 1 wurde von Freudenberg bearbeitet und koordiniert. Das Arbeitspaket startete mit dem Einstieg von Freudenberg ins Projekt zur zweiten Phase.

7.2.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 1

In diesem Arbeitspaket wurde die Entwicklung und der Bau von NT-PEM Brennstoffzellensystemen mit Methanol-Reformierung verfolgt. Dazu wurden initial die einzelnen Hauptbestandteile entwickelt und für den Einsatzzweck in der maritimen Umgebung verifiziert. Ein System besteht im Wesentlichen aus Brennstoffzellenmodulen, welche das Stack und die Balance-of-Plant Komponenten beinhaltet und dem Wasserstoffversorgungsmodul mit Komponenten zur Methanolreformierung. Als elektrische Schnittstelle und zur Überwachung der sicherheitsgerichteten Komponenten wird noch ein Elektronikmodul (Schaltschrank) an die restlichen Module angeschlossen. Die Verifizierung der Ergebnisse erfolgte in zwei Stufen. Zunächst wurde ein Gesamtsystem in einer stationären Versuchsanlage bei der Fr. Lürssen Werft integriert. Diese Versuchsanlage beinhaltet alle erforderlichen Nebenaggregate zum Betrieb des Systems und wurde in Containern auf dem Werftgelände aufgebaut. Im zweiten Teil des Arbeitspakets wurde die Installation des Brennstoffzellensystems auf der AIDA-nova geplant und durchgeführt. Dieses Schiff wurde von der Meyer Werft gebaut und befand sich zum Zeitpunkt des Projekts bereits im kommerziellen Einsatz. Beide Installationen wurden unter Berücksichtigung der geltenden maritimen Regularien durchgeführt. Dies erforderte die Absprache mit Klassifikationsgesellschaften und Flaggenstaat sowie örtlichen Behörden für die Lürssen Installation. Im Folgenden werden die einzelnen Arbeitsschritte genauer erläutert und beschrieben.

7.2.2. Entwicklung BZ-Stack

Der Brennstoffzellenstack stellt das Herzstück eines Brennstoffzellensystems dar. In dem Stack findet die chemische Reaktion von Sauerstoff und einem Wasserstoffreichen Gemisch statt. Dies geschieht in der namensgebenden Polymer Membran. Als Reaktionsprodukt fallen Wasser und elektrische Energie an. Um die erforderlichen Gesamtleistungen zu erreichen, werden mehrere einzelne Brennstoffzellen (bestehend aus Polymermembran, die mit katalytischen Schichten zu einer Membran-Elektrodeneinheit kombiniert wird, und zweier Bipolarplatten) aufeinandergestapelt. Dieses Paket von Zellen wird dann Stack genannt. Im Projekt wird die Zelle gegenüber herkömmlichen Systemen allerdings nicht mit reinem Wasserstoff, sondern mit einem Methanolreformat betrieben. Dies erforderte eine Neuauslegung aller Stackkomponenten, da die chemischen Zusammensetzungen des Brennstoffs von reinem Wasserstoff abweichen.

7.2.2.1. Auslegung der Bipolarplatten (BPP):

Die Auslegung der BPP für den Betrieb der Zellen im Reformatbetrieb bei hohen Leistungsdichten ist eine neue technische Herausforderung, da die Gaszusammensetzung auf der Anodenseite sich deutlich vom reinen Wasserstoffbetrieb unterscheidet. Diese Unterschiede erfordern, dass der gesamte Stack neu ausgelegt wird. Die unterschiedlichen Entwicklungsarbeiten wurden zu Beginn des Projektes durchgeführt. Hierbei wurden den neuen Materialien und avisierten Fertigungstechnologien Rechnung getragen. Gerade die Lebensdauererwartung der neuen Materialkombinationen mit Blick auf Korrosionseffekte und Gasdichtheit waren ein Schwerpunkt dieses Vorhabens.

Um einen guten Betrieb des Stacks zu gewährleisten, wurden alle wesentlichen Designaspekte des Stacks, wie die Anzahl der BPP, die Geometrie der Manifolds, die Dichtflächen, die Auslegung der Kühlplatten und des Kühlflowfields, die verwendeten Materialien, der Kompressionshardware des Stacks, etc. neu ausgelegt. Zuletzt wurden leistungsoptimierte (separat zu entwickelnde) Membran-Elektrodeneinheiten in den Stack integriert werden. Die Untersuchung und Erforschung von neuartigen internen Dichtungssystemen wurde ebenfalls im Rahmen dieses Arbeitspaketes durchgeführt. Darüber hinaus wurde ein Fokus auf die Herstellung der Komponenten gelegt. Hier wurden maßgebliche Schritte hin zu einer weniger manuellen Verarbeitung der Komponenten eingeleitet.
Neben der Entwicklung wurde die technische Dokumentation inkl. Fertigungsdokumentation für die Bipolarplatten und die Kühlplatten und Transfer zum externen Fertigungspartner, der die Platten für das Vorhaben aus synthetischem Graphit über einen Fräsprozess fertigt, aufgesetzt. Zusätzlich wurde ein Qualitätssicherungssystem für die Bipolarplatten eingeführt, weil die BPP von erheblicher Bedeutung für die Funktionalität des Gesamtsystems sind.



Abbildung 7: Bipolarplatten Design

7.2.2.2. Herstellung der MEA mit neuartigem Dichtungskonzept

Für die verwendeten MEAs wurden als Basis zugekaufte CCMs (Catalyst Coated Membrane) verwendet und mit dem Freudenberg GDL sowie mit dem innovativen Dichtungskonzept Seal-on-MEA kombiniert. Aufgrund der wesentlich größeren Zellflächen konnte das Dichtungskonzept aus bekannten HTPEM Systemen nicht übertragen werden, sondern musste von einer Flachdichtung mit Hard-Stop auf eine weiche Dichtung umgestellt werden.
Um die MEA neu zu gestalten musste zunächst die Auswahl geeigneter CCMs, die mit Pt/Ru Katalysator auf der Anodenseite ausgestatten sind sowie Auswahl dazu passender GDL/MPL Materialien getätigt werden. Diese wurde dann anhand von umfangreichen Einzelzell- und Short-Stack-Tests validiert, in denen gleichzeitig die Simulationsdaten aus der thermischen und strömungstechnischen Simulation berücksichtigt wurden. Für das Dichtungskonzept mussten die geeigneten Materialien für die MEA Dichtung ausgewählt werden, in dem nach einer Vorauswahl von chemisch beständigen Materialien (z.B. FCPO, THV, etc.) spezielle Test zur Beurteilung der Fließfähigkeit und des Füllungsgrades der GDL durchgeführt wurden. Diese Materialauswahl ist entscheidend für die Funktionsfähigkeit und die Dichtigkeit der MEA. Darüber hinaus wurden geeignete Rahmenmaterialen ausgewählt und das Dichtungskonzept für die „weiche Dichtung“ berechnet und simuliert. Im Anschluss wurden 5 verschiedene Werkzeuge gefertigt: (1) Für das Stanzen der Rahmen, (2) Für das Anbringen der Rah-

men mit dem oben beschriebenen Dichtungsmaterial, (3) für den Dichtigkeitstest, (4) Für das Abringen der weichen Dichtung auf dem Rahmen und (5) Für das Anbringen der weichen Dichtung auf dem Rahmen zwischen den Bipolarplattenteilen zur Abdichtung des Kühl-Flowfields.

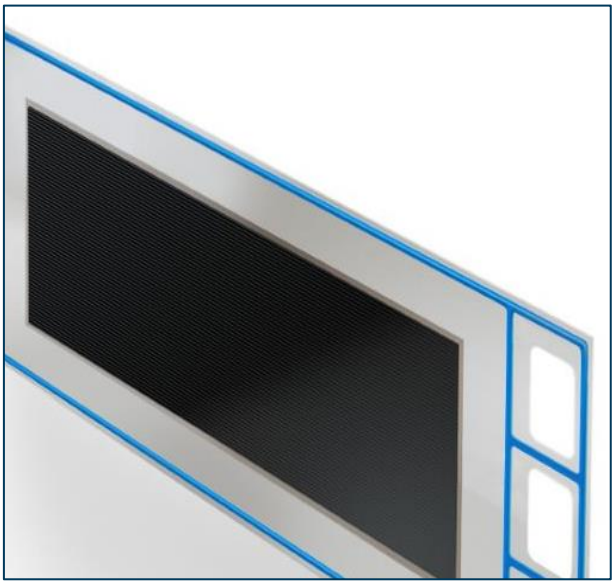


Abbildung 8: Membrane Electrode Assembly

7.2.2.3. Thermische Simulation des Stacks

Ein wichtiger Aspekt bei der Entwicklung des Stacks sind die Auslegung des Kühlungskonzeptes mit dem Ziel, alle Funktionen mit möglichst langer Lebensdauer zu gewährleisten. Entsprechende Werkstoffe wurden geprüft und geeignete Materialien ausgewählt. Gesamte Kühlkonzept wurde dahingehend überprüft, ob der Betrieb des Stacks eine Erhöhung des Betriebsdruckes erlaubt.
Für die Auslegung der Kühlplatten wurden anhand der zu erwartenden Leistungsdichten verschiedene Kanalstrukturen und -Geometrien konstruiert und mittels thermischer Simulation, welche alle wesentlichen Betriebszustände der Brennstoffzelle berücksichtigen muss, berechnet. Weiterhin wurden optimaler Kanalstrukturen abgeleitet unter Berücksichtigung des Wärmeübergangs und den notwendigen Wassermengen. Dabei ist es gelungen für den Stack ein Kühlsystem auszulegen, dass eine maximale Temperaturdifferenz über den gesamten aktiven Bereich des Stacks von 6K ermöglicht. Dies ist wesentlicher Treiber für die Langlebigkeit des Stacks.

7.2.2.4. Fluiddynamische Simulation des Stacks

Die strömungsseitige Auslegung des Stacks stellt bei mit Reformat betriebenen Stacks eine besondere Herausforderung dar, weil neben Wasserstoff auch Kohlendioxid und Kohlenmonoxid im Gas enthalten sind, die bei vollständiger Anreicherung des Wasserstoffs durch die elektrochemische Reaktion besonders schädliche Auswirkungen, wie z.B. starke Korrosionseffekte bewirken können. Daher ist die gleichförmige Verteilung der Gase auf die über 11.000 Kanäle für jedes Gas von besonderer Wichtigkeit. Um dies bei der Entwicklung des Stacks sicherzustellen, wurden strömungstechnische und materialseitige Auslegungen der BPP sowie die druckseitige Auslegung berechnet und simuliert. Dies wurde anhand umfangreicher strömungstechnischer und thermischer Simulation mit dem Berechnungstool von Solid Works, Fire und ANSYS durchgeführt. Dabei konnte eine gleichförmige

Verteilung der Gase mit einer Abweichung von max. 5% bei einem Druckverlust von max. 100 mbar im aktiven Bereich beobachtet werden.

7.2.2.5. Optimierung des Betriebspunktes mit Reformat in Short Stacks

Aus den oben genannten Auslegungen resultieren verschiedenen Betriebsbereiche für den Stack, die im Test validiert und nachgewiesen wurden. Dabei erhöht man gemeinhin kontinuierlich die Anzahl der Zellen und geht von einer Einzelzellmessung schrittweise zur Prüfung der später geplanten Bauform des Stacks vor. Aufgrund der umfangreichen gegenseitigen Abhängigkeiten sind realitätsnahe Tests mit Short Stacks und später mit Full Stacks von essentieller Bedeutung.
Es wurden mehrere Short Stack mit jeweils 40 Zellen aufgebaut, die auf den vorhandenen Testständen der Fa. Greenlight unter verschiedenen Betriebsbedingungen getestet wurden. Dabei wurden Druck, Temperatur, Stöchiometrie, Befeuchtung, Zusammensetzung des Reformats, etc. variiert.



Abbildung 9: Short Stack auf einem Greenlight Teststand

Das Ziel der Tests war das Herausarbeiten eines Betriebspunktes, bei dem der Stack im Konstantbetrieb eine Leistung von 650 mW/cm2 dauerhaft und ohne Fluktuationen zeigt. Somit konnten die angestrebten Leistungen des Gesamtstacks erreicht werden.

7.2.2.6. Validierung des Dauerbetriebes mit Reformat in Short Stacks

Der konstante Dauerbetrieb ist für die Schiffsanwendung und auch für weitere Marktsegmente der präferierte Betriebspunkt. Daher wurden umfangreiche Messungen im konstanten Dauerbetrieb

durchgeführt, um das gesamte Systemverhalten und dessen Auswirkungen auf das Betriebsverhalten und die Degradation des Brennstoffzellenstacks zu beurteilen. Die hier generierten Daten sind von wichtiger Bedeutung für die Festlegung der sogenannten Betriebsstrategie des Systems. Die Betriebsstrategie definiert die Zufuhr aller Medien in Abhängigkeit von Strom, Spannung und Temperatur des Brennstoffzellenstacks. Um den Dauerbetrieb zu testen und dabei relevante Daten für die Betriebsstrategie zu generieren, wurden Tests mit mehreren Short-Stacks über mindestens 2.000 Betriebsstunden durchgeführt, wobei im gewünschten Betriebspunkt sowie in den erlaubten Betriebsgrenzen Messungen durchgeführt wurden, die den Verlauf der Einzelzellspannungen darstellen. Darüber hinaus wurden regelmäßige Impedanzmessungen (ca. alle 200 Stunden) notwendig, um eventuelle Veränderungen an den Zellen detektieren zu können. Hieraus lässt sich ableiten, welche Betriebspunkte im Dauerbetrieb angefahren werden können und welche Betriebspunkte eventuell zu nicht optimalen Verhalten des Stacks führen und daher auch beim Einregeln oder bei notwendigen Rampen vermieden werden müssen.

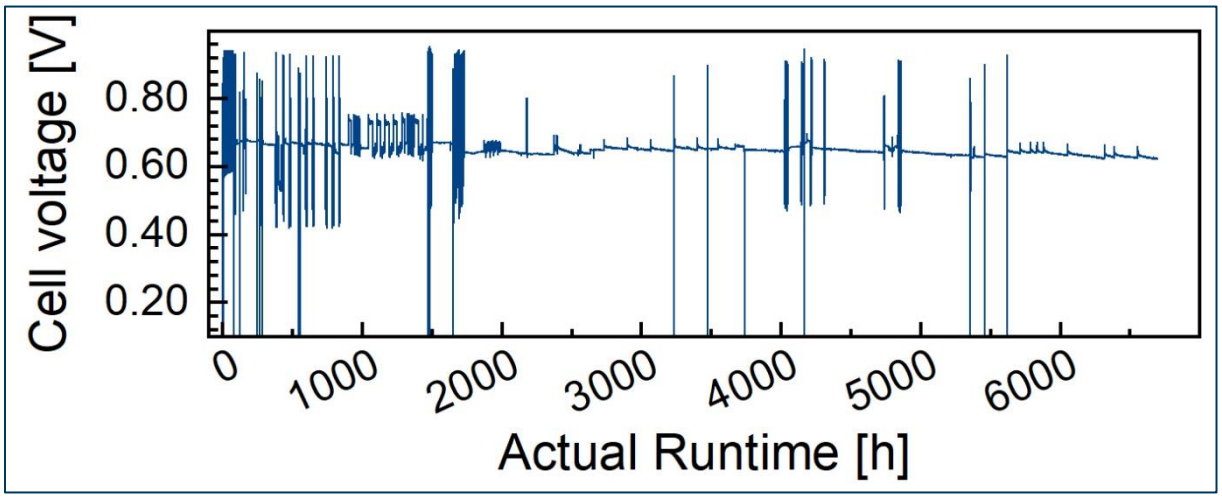


Abbildung 10: Zellspannung eines Short-Stacks nach 6000 Teststunden

Darüber hinaus wurde für den Dauerbetriebstest eine feingranulare Messung des Temperaturprofils durchgeführt, weil die Temperaturverteilung ein wesentlicher Faktor für die Lebensdauer des Brennstoffzellenstacks ist. Weiterhin ist das Temperaturprofil ein wichtiger Indikator für das Upscaling des Stacks und die dort zu erwartenden Betriebsbedingungen. Grundsätzlich kann von einer Übertragung der wesentlichen Werte vom Short-Stack auf den Full-Stack ausgegangen werden, weil sich bei 40 Zellen mindestens bei 32 Zellen ein von den Endplatten unbeeinflusstes Temperatur- und Spannungsprofil einstellt.
Mehrere Short Stacks wurden den Dauertests unterzogen. Teile dieser Tests werden zum Erkenntnisgewinn über das geplante Vorhabenende hinaus fortgesetzt. Dies dient der Festlegung der Betriebsstrategie und Formulierung des sogenannten State Diagramms mit allen wesentlichen Betriebsparametern für den Dauerbetrieb.

7.2.2.7. Start-Stop Tests in Short Stacks

Für den Normalbetrieb haben die Start-Stopp Tests eine untergeordnete Priorität. Dennoch wurden das problemlose An- und Abfahren des Systems und die sicherheitsgerichteten Test in diesem Arbeitspaket überprüft. Weiterhin dienten die Tests zur Vervollständigung des sogenannten „State Diagramms“.

Die Start-Stopp Tests wurden anhand von Short-Stacks mit Einzelzellabgriffen durchgeführt, um die Einflüsse des Transientenbetriebs auf die Einzelzellen beurteilen zu können. Dies ist von großer Wichtigkeit, da wie im Normalbetrieb auch in allen An- und Abfahrprozessen eine gleichförmige Versorgung sichergestellt werden muss. So kann eine ungewollte Degradation des Brennstoffzellenstacks vermieden werden. Die Messungen wurden hauptsächlich mit dem Ziel durchgeführt, um die Prozess- und Regelparameter für den Systembetrieb zu ermitteln. Nach Abschluss der Tests wurde mit den einzelnen MEAs eine sogenannte „post-mortem“ Analyse durchgeführt, um schädliche Effekte auf den Katalysator bzw. die Elektrodenschicht auszuschließen. Als Ergebnis dieser Untersuchungen stand die Festlegung der Regelungsparameter für alle Systemkomponenten im Start-Stopp Betrieb und Vervollständigung des State-Diagramms für die regelungstechnsiche Realisierung des Start-Stopp Betriebes.

7.2.2.8. Berücksichtigung der Fertigungstechnik

Wie im Vorhinein beschrieben wurde nicht nur auf die reine Funktionalität des Bauteils an sich Acht genommen, sondern auch auf die entsprechende Fertigung jeder Komponente. Die Vorteile des oben beschriebenen Stackdesigns bestehen auch in der fertigungsgerechten Auslegung des Stacks und der Übertragung der grundlegenden Konstruktionsprinzipien in die fertigungstechnische Realität, um letztendlich auch langfristig die Kostenziele erreichen zu können
Hierbei wurden auf Basis der Ergebnisse der Auslegung und Validierung geeignete Fertigungstechnologien getestet und qualifiziert, fertigungsgerechte Konstruktionen erstellt und angepasst sowie geeignete Lieferanten für die wesentlichen Stackkomponenten, Bi-polarplatten und Kühlzellen ausgewählt und qualifiziert. Die so ausgewählten Zulieferteile wurden entsprechend der konstruktiven Vorgaben und systemseitig benötigten Eigenschaften umfangreich überprüft. Erst nach erfolgtem Nachweis der Funktionstüchtigkeit wurden die Bauteile für den Einsatz in den Lebensdauertests freigegeben.

7.2.2.9. Aufbau und Test des Full Stacks

Abschließend sollte in dem Projekt ein Stack basierend auf dem neuen Zell- und Stackkonzept dargestellt und untersucht werden, um die Ableitungen aus den vorangegangenen Arbeitspaketen zu verifizieren. Für die Full-Stacks musste darüber hinaus eine Fertigungsendprüfung etabliert werden, die Dichtigkeitstests und die Konditionierung des Brennstoffzellenstacks vor dem Einbau in das prototypische System vorsieht.



Abbildung 11: Stackpresse mit eingespanntem Stack

Für den Aufbau der Full-Stacks musste zunächst die Infrastruktur mit einer Stackpresse und ein Kransystem zur Montage und Transfer des Stacks erarbeitet werden. Die Montage wurde durch speziell geschulte Mitarbeiter durchgeführt, um die volle Funktionsfähigkeit sicherzustellen. Der Aufbau eines Full Stacks konnte ohne wesentliche Fehler durchgeführt werden.

7.2.2.10. Validierung des Brennstoffzellenstacks:

Die Arbeiten im Rahmen der Stacktestung wurden kombiniert durchgeführt. Diese umfassen die Überprüfung der Entwicklungskonzepte durch Bau und Testung von Shortstacks und Stackprototypen, die Ermittlung des Betriebsverhaltens von Stacks unter den verschiedenen Betriebsbedingungen, die Überprüfung der CO-Toleranz sowie die Ermittlung der Performance bei unterschiedlicher Betriebs-temperatur und Gaszusammensetzung. Weiterhin wurden Daten zur Langzeitstabilität und zur Betriebsstabilität des Stacks bei unterschiedlicher Belastung und unterschiedlichen Betriebszuständen untersucht.

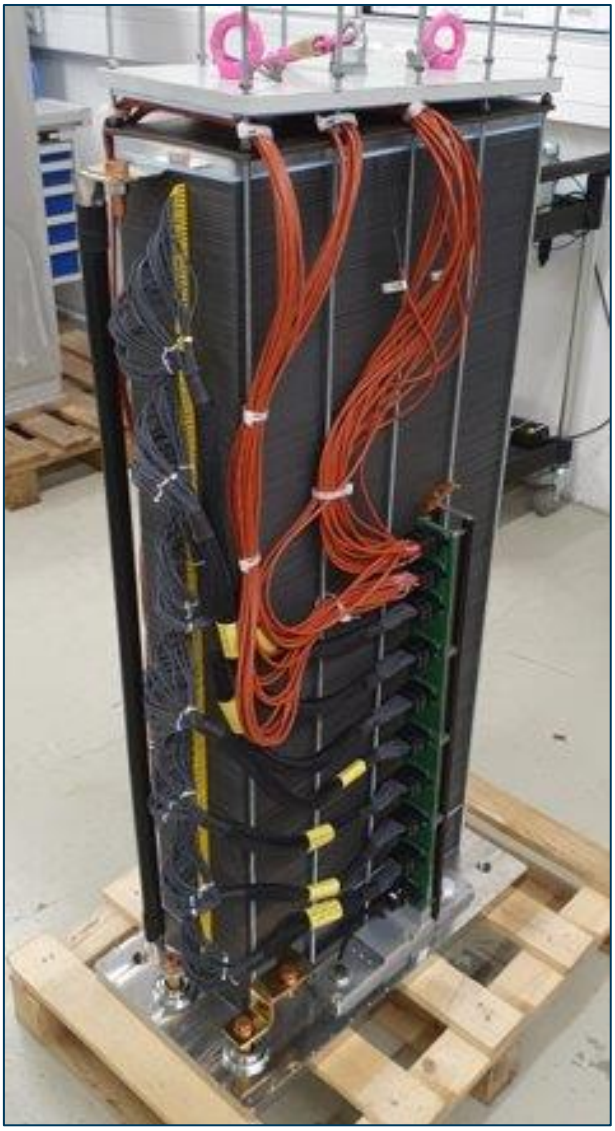


Abbildung 12: Brennstoffzellenstack mit angeschlossener Sensorik und Überwachung

Entsprechend den Veränderungen im Stackdesign, wurden Arbeits- und Prüfwerkzeuge weiterentwickelt bzw. angepasst. Wesentliche Fortschritte in der Entwicklung des Stackkonzeptes wurden durch den Bau von Prototypen überprüft und dargestellt werden. Die Fortschritte hinsichtlich des oben genannten Konzeptes konnten anhand der Testung eines Stackprototypen demonstriert werden, der wiederum nachfolgend für weiterführende Tests zur Verfügung stand.

7.2.3. Entwicklung Gasprozesstechnik für die Methanol-Reformierung

Das in diesem Projekt entwickelte Reformerkonzept für die effiziente Methanol-Reformierung berücksichtigt insbesondere die enge Kopplung zwischen Wärmezufuhr (Verbrennungsreaktion) und Wärmeverbrauch (Reformierungsreaktion) in einem möglichst kompakten und thermisch hoch integrierten Reformer. Somit konnten der elektrische und thermische Wirkungsgrad des Systems deutlich optimiert werden.
Um dieses Konzept realisieren zu können, wurde besonderer Wert auf die Materialauswahl der Konstruktionsmaterialien (Druck, Wärmeleitfähigkeit, Wärmeübergang, Beständigkeit gegenüber den Medien, etc.) und der Katalysatoren gelegt.

Darüber hinaus musste die direkte Anbindung des Brenners an den Anodenausgang erreicht werden, um eine effiziente Nutzung des übrigbleibenden Wasserstoffs in der Zellreaktion zu realisieren. Somit konnte bei entsprechender Auslegung eine signifikante Erhöhung des Systemwirkungsgrades erreicht werden.
Gleichzeitig musste der Startvorgang des Reformers mit dem Systembrennstoff erreicht werden. Der chemische Prozess ist träge und funktioniert nicht auf Knopfdruck. Hierbei kommt es auf eine gute Zündfähigkeit des Systembrennstoffs an einem geeigneten Katalysator oder auf eine geeignete elektrische Vorheizung des Brennstoffs oder Katalysators an. In dem designten System wurde auf eine Kombination beider Varianten gesetzt und je nach Betriebszustand kann zwischen elektrischer Vorheizung und Reaktion durch den Brennstoff am Katalysator gewechselt werden.
Weiterhin musste der Reformer in das gesamte Wassermanagement des Systems eingebunden werden, da in dem System ein geschlossener Wasserkreislauf realisiert wurde. Das inkludiert das ebenfalls als Reaktionsprodukt aus der Zelle anfallende Wasser. Dafür ist es von essentieller Wichtigkeit, dass auch eine ausreichende Menge Wasser aus dem Brennerabgas des Reformers zurückgewonnen werden kann.
Das neuartige Reformerkonzept wurde anschließend auf neu aufgebauten Teststänlden in einem umfangreichen Programm qualifiziert. Dabei standen vor allem die Langzeitstabilität der Katalysatoren und die Veränderung der Gasqualität über die Lebenszeit im Vordergrund. Darüber hinaus musste die Betriebsstrategie des Reformers unter besonderer Berücksichtigung des Start-Stopp-Verhaltens getestet werden.

7.2.3.1. Simulation und Auslegung der Methanolreformierung

Die Reformierung von Methanol im Maßstab von 100 kW zur Benutzung in Brennstoffzellen war zu Beginn des Projekts so noch nicht realisiert und stellt eine der wesentlichen Innovationen in diesem Vorhaben dar. Die Methanolreformierung kann zwar in der HTPEM weitgehend durch die Abwärme des Brennstoffzellenstacks erfolgen; bei der NTPEM müssen aufgrund der geringeren Betriebstemperatur des Brennstoffzellenstacks andere Wärmequellen genutzt werden, um insgesamt zu einem hohen elektrischen und thermischen Wirkungsgrad zu kommen. Aus diesem Grund wurden umfangreiche Analysen für die Verschaltung der einzelnen Elemente durchgeführt. Dies wurde zunächst auf Basis einer wärme- und strömungstechnischen Simulation der Methanol-Reformierung zur Bestimmung der notwendigen Wärmemengen durchgeführt. Die Auslegung und Dimensionierung der Katalysatorschüttung sowie der gleichmäßigen Wärmezuführung in die Schüttung, die Auslegung einer gleichmäßigen Verbrennung im katalytischen Brenner und die Auslegung der Wärmetauscher für das effiziente Aufheizen und Abkühlen der Prozessgase folgten der Simulation.

7.2.3.2. Design der Reaktoren

Auf Basis der zuvor beschriebenen Berechnungen wurden anschließend Reaktoren für die Reformierung, die Shift Reaktion und die Feinreinigungsstufen konstruiert. Für ein optimales Ergebnis der Reaktionen wurde beim Design großer Wert auf die Wärme-zufuhr in bzw. die Wärmeabfuhr aus der Reaktionszone geachtet, um einen guten Umsetzungsgrad erzielen zu können und wenige Nebenprodukte zu erzeugen. Hierbei ist besonders die Wärmeverteilung bei der Reformierung von großer Bedeutung, weil die Reformierungsreaktion große Wärmemengen benötigt, die im Wesentlichen über die Verbrennung von Restwasserstoff zur Verfügung gestellt werden konnte. Wasserstoff verbrennt jedoch mit hoher Geschwindigkeit und kann lokale Temperaturspitzen erzeugen, die nicht gewünscht

sind. Durch die Temperaturspitzen kann der Katalysator geschädigt werden und im Prozess hohe Mengen an Kohlenmonoxid (CO) erzeugt werden. Beides ist durch das hier durchgeführte Reaktordesign vermieden worden.
Das Design der Reaktoren erfolgte durch die Konstruktion verschiedener Reaktorausführungen, die über eine Vorauswahl aus den durchgeführten verfahrenstechnischen Berechnungen hervorgingen. Darauf aufbauend erfolgte die Detaillierung dieser Reaktorausführung in Solid Works und die umfangreiche thermische und strömungstechnische Simulation des Verbrennungsprozesses und der gesamten Reaktionsprozesse, mit dem Ziel in den Reaktoren eine optimale Temperaturverteilung und einen gleichmäßigen und kontrollierbaren Verlauf der Reaktionen zu erzielen. Die Entwicklung der Reaktoren für die Gasprozesstechnik erfolgte auch unter enger Einbindung von externen Partnern, die besondere Erfahrungen im Anlagen- und Stahlbau haben,

7.2.3.3. Materialauswahl für die Stahlkonstruktion

Um die Langlebigkeit der Reaktoren und der nachfolgenden Brennstoffzelle zu gewährleisten wurden geeignete Materialien ausgewählt, die im gewünschten Temperaturbereich und gegenüber der Medien stabil sind und keine Verunreinigungen ins Brenngas abgeben. Darüber hinaus wurde bei der Materialauswahl das wärmetechnische Verhalten berücksichtigt, insbesondere im Hinblick auf einen guten Wärmedurchgang und eine gleichmäßige Wärmeverteilung. Durch die Auswahl der Materialien bzw. der Materialkopplungen konnte eine optimale wärmetechnische Ankopplung zwischen Wärmequelle und Wärmesenke gewährleistet sowie eine einfachere Fertigungstechnik ermöglicht werden. Die Materialauswahl erfolgte anhand der Informationen über die Stabilität gegenüber den verwendeten Medien unter Hinzuziehung von Experten an Universitäten und Instituten sowie auf Basis von umfangreichen Berechnungen und Simulationen von Wärmeübergängen und Materialleitfähigkeiten. Die Entwicklung der Reaktoren für die Gasprozesstechnik erfolgte auch unter Einbindung von externen Partnern, die besondere Erfahrungen im Anlagen- und Stahlbau haben.

7.2.3.4. Berechnung und Design der thermischen Integration

Hohe Systemwirkungsgrade können vor allem durch rekuperative Wärmenutzung aller Abwärmeströme und durch die Nutzung des Stackabwärme zur Verdampfung des Methanols erreicht werden. Unter Berücksichtigung dieses Grundsatzes erfolgte die detaillierte Analyse aller Wärmequellen und Wärme-senken im Gesamtsystem. Dabei sind die zugehörigen Temperaturniveaus und die jeweiligen Leistungen ebenfalls entscheidend eingeflossen. Daraus ergaben sich die Systematik für die Kopplung der Wärmeströme und die Auslegungsparameter für die Wärmetauscher. Hierbei wurden auch die schiffseitigen Wärmesenken zur Einkopplung der vom System produzierten Wärme sowie die Abführung nicht benötigten Abwärme berücksichtigt.

7.2.3.5. Design und Test des Verdampfers für Methanol/Wasser

Hohe Systemwirkungsgrade können vor allem durch rekuperative Wärmenutzung und durch die Nutzung der Stackabwärme zur Verdampfung der Prozessströme erreicht werden. Der Auslegung und dem Design des Verdampfers wurde hierbei eine sehr hohe Bedeutung beigemessen, weil für die Verdampfung wesentliche Wärmemengen benötigt werden. Darüber hinaus bestand eine große Komplexität darin, über die Verdampfung einen gleichmäßigen Prozessgasstrom zur Verfügung zu stellen, ohne dass es zu Druckstößen kommt, die zu einem ungünstigen fluktuierenden Betriebsverhalten des Brennstoffzellenstacks führen könnten.

Um die genannten Anforderungen zu erfüllen, wurde die Auslegung des Verdampfers auf Basis von wärmetechnischen Berechnungen durchgeführt. Um eine gleichmäßige Verdampfung zu gewährleisten, wurde die Zuführung der Flüssigkeiten besonders untersucht. Es konnte vermieden werden, dass in den Zuführungsleitungen bereits ein Wärmeeintrag erfolgt, der zu Vorverdampfung geführt hätte. Vorverdampfung ist eine wesentliche Quelle von Druckstößen. Daher wurde insbesondere eine thermische Simulation des gesamten Bauteils durchgeführt, um eventuellen Wärmeeintrag in diesen Zuführungsleitungen zu identifizieren. Darüber hinaus darf in der Verdampfungszone keine stoßweise Verdampfung erfolgen. Die hier anzustellende Auslegung hatte eine gleichmäßige Wärmeverteilung über die gesamte Verdampfungszone zum Ergebnis.

7.2.3.6. Auswahl der Katalysatoren

Die Katalysatorauswahl ist von besonderer Wichtigkeit für die Durchführung der Reaktoren. Dies bezieht sich zum einen auf die Materialauswahl, welche das Ergebnis der Reaktionen bestimmt. Hier gab es zum Zeitpunkt des Projektstarts auf Basis von Literaturdaten und auf Basis des zur Verfügung stehenden Angebots von Katalysatoren jedoch nur eine begrenzte Auswahl an Möglichkeiten. Wichtig ist jedoch auch der Formfaktor der Katalysatoren, um die eine optimale Befüllung der Reaktoren und im Anschluss eine optimale Durchströmung des Katalysatorbetts zu gewährleisten. Weiterhin sind die prozesstechnischen Gegebenheiten unbedingt zu berücksichtigen; denn aufgrund eines deutlich höheren S/C-Verhältnisses im Reformer besteht auch die Möglichkeit die Gasqualität des Reformats deutlich zu erhöhen und die Anforderung an nachgeschaltete Reinigungs-schritte (z.B. SelOx) deutlich zu reduzieren. Die Auswahl der Katalysatoren beeinflusst daher die gesamte Prozesskette und musste in einem iterativen Prozess mit den oben genannten Entwicklungsschritten erfolgen, um ein optimales Ergebnis zu erreichen.
Anhand der Stoffdaten der Katalysatoren wurden die chemischen Gleichgewichte bestimmt und der daraus resultierende Wärmeeintrag. Auf Basis der Informationen zur Schüttdichte und der entstehenden Porenstruktur konnten Strömungsverhältnisse und -geschwindigkeiten berechnet und simuliert werden. Diese Informationen wurden iterativ in die oben genannten Berechnungen des Reaktordesigns eingespeist, um zu einer optimalen Auslegung der Katalysatormaterialen und -formfaktoren zu gelangen.

7.2.3.7. Aufbau der Testinfrastruktur

Die Reaktoren wurden umfangreich getestet und validiert. Dazu wurde zunächst von FEPS eine umfangreiche Testinfrastruktur aufgebaut, deren Kosten nicht im Vorhaben angesetzt wurden. Die Infrastruktur diente dazu die einzelnen Elemente der Gasprozesstechnik individuell zu testen aber auch in Kombination mit dem Brennstoffzellenstacks bzw. Brennstoffzellenmodulen. Auf Basis dieser modularen Testinfrastruktur konnten alle wesentlichen Einflussgröße für die Leistungsdichte und die Lebenszeit aller Komponenten des Systems identifizier und beeinfluss werden. Darüber hinaus konnten mit dieser Testinfrastruktur die Regelungsparameter für den Systembetrieb abgeleitet werden.





Abbildung 13: Reformermodul aufbereitet zur internen Prüfung
Abbildung 14: Externes Testfeld zur Reformermodul Prüfung

7.2.3.8. Aufbau und Test der Katalysatoraktivierung

Die Katalysatoren für die Reformierung und die Shift-Reaktion werden in der Regel in oxidierten Zustand geliefert und enthalten auf Basis von umfangreichen Erfahrungen mit ähnlichen Materialien häufig Verunreinigungen, die aus der Herstellung der Katalysatoren resultieren. Um die Reaktoren für die Vorhaben zu nutzen, war es für das Vorhaben notwendig, eine Anlage zur Verfügung zu stellen, welche die benötigten Katalysatormaterialien in den reduzierten Zustand versetzen kann und die Verunreinigungen entfernt. Hierzu wurden die bestehenden Pilotanlagen für die Katalysatoraktivierung auf die hier benötigte Größenordnung um den Faktor 100 skaliert. Typischerweise erfolgt die Reduzierung mit einen Wasserstoffhaltigen Gasgemisch. Die entsprechende Anlage wurde sicherheitstechnisch und steuerungstechnisch ausgelegt, beschafft, aufgebaut und in Betrieb genommen werden.





Abbildung 15: Reformer bei der Aktivierung
Abbildung 16: Innerer Aufbau des Brenner

7.2.3.9. Design und Aufbau eines Testsystems mit 1 kW für Einzelzellmessungen

Für die bestehenden Einzelzellteststänader der Fa. Greenlight wurden Testsysteme aufgebaut, die „reales“ Reformat aus Methanol in Maßstab von 1 kW für die Einzelzelltests zur Verfügung stellen. Die Tests mit realem Reformat sind einem „künstlichen“ Gasgemisch überlegen und erlauben deutlich aussagekräftigere Tests, um die Betriebsparameter und Befeuchtungsgrade für den Brennstoffzellenstack zu ermitteln.
Für das „kleine“ Testsystem wurden alle Elemente der Gasprozesstechnik nachgebildet und entsprechend über die bereits beschriebe Methodik ausgelegt und simuliert. Die Wärmezufuhr für die Reaktoren erfolgte allerdings rein elektrisch, um die Komplexität dieser Anlage nicht zu hoch werden zu lassen.
Vier Einzelzellenteststänaden wurden mit dem entsprechenden Equipment ausgerüstet, um die Testsysteme und erfolgreiche Tests von Einzelzellen mit realem Reformat durchzuführen.

7.2.3.10. Design und Aufbau eines Testsystems mit 100 kW für Full-Stack Messungen

Für die Messungen von Full-Stacks im Reformatbetrieb wurden in diesem Vorhaben zwei „systemnahe“ Teststände aufgebaut und betrieben, die reales Reformat zur Verfügung stellen. Dieses Vorgehen war notwendig, weil Full-Stack Teststände in diesem Leistungsbereich nicht am Markt verfügbar waren, und weil möglichst realistische Testbedingungen realisiert werden sollten. Die Speisung des Brenners mit Restwasserstoff aus dem Brennstoffzellenstacks wurde dabei bereits medientechnisch realisiert.

Auf Basis der bereits erfolgten Auslegung der Reaktoren für die Gasprozesstechnik wurde ein Testsystem ausgelegt, dass alle Elemente der Gasprozesstechnik und den Brennstoffzellenstack enthielt. Die Medienzuführung dieses Testsystem erfolgte über genaue Mass-Flow-Controller MFC, um die Einflüsse der BoP Komponenten auf das „Kernsystem“ auszuschließen und auf dieser Basis optimale Tests zu ermöglichen.

7.2.3.11. Aufbau Prototyp Reformerkonzept

Der Aufbau des Prototyps für das Reformerkonzept war eine wesentliche Voraussetzung für den Aufbau und Test des Kernsystems und des Gesamtsystems. Für alle Elemente der Gasprozesstechnik wurde dazu die Fertigungsdokumentation erstellt und zu externen Fertigungspartnern überführt. Besonders wichtig war hierbei der Qualitätstests aller Schweißnähte. Im Anschluss wurden die Schweißbaugruppen zu FEPS überführt, um die Befüllung mit und Aktivierung der Katalysatoren durchzuführen.

7.2.3.12. Qualifizierung und Optimierung im Dauerbetrieb

Die zuvor erarbeiteten Konzepte wurden anschließend im Dauerbetrieb für die Gasprozesstechnik getestet und optimiert. Insbesondere musste sichergestellt werden, dass sich die Reaktionszonen in den Reaktoren konstant verhalten und sich nicht verändern. Anhand des Temperaturprofils in den jeweiligen Reaktoren wurden im Dauerbetrieb die Stabilität und die Position der Reaktionszonen über die Zeit beurteilt. Im gewünschten Betriebsfenster wurden Temperaturen, Wassergehalt und Stöchiometrie verändert und der Einfluss auf das Temperaturprofil untersucht. Auf dieser Basis konnten optimale Betriebsparameter und der Regelbereich festgelegt werden.

7.2.3.13. Qualifizierung und Optimierung Aufheizphase und Anfahren

Die Reformierungsreaktion, die Shift Reaktion sowie die selektive Oxidation finden erst statt, wenn der Katalysator eine bestimmte Betriebstemperatur überschritten hat. Zum Anfahren des Systems müssen diese Betriebstemperaturen sicher erreicht werden, um Wasserstoff für das System zu erzeugen. Sind die Temperaturen zu niedrig, kann die zu schlechte Gasqualität den Brennstoffzellenstack schädigen und es können auch die Katalysatoren in en Reaktoren in Mitleidenschaft gezogen werden. Um genau dies zu verhindern wurde die Gasqualität mittels eines Gaschromatographen bei verschiedenen Temperaturen des Katalysators gemessen. Auf dieser Basis konnten die Temperaturen, welche in der Aufheizphase erreicht werden müssen, ermittelt und festgelegt werden.

7.2.3.14. Qualifizierung in Start-Stopp Tests

Aufbauend zum vorher beschriebenen Test für die Aufheizphase und den Anfahrprozess wurde erweiternd der gesamte Startprozess (von 0 Prozent bis 100 Prozent des gewünschten Betriebsfensters) sowie ein Systemstopp untersucht. Auch hier mussten die Elemente der Gasprozesstechnik auf Basis der Erkenntnisse festgelegt werden.

7.2.3.15. Erstellung der Stückliste, Herstellungsdokumentation und der Abnahmetests für die Prototypen

Zur Vervollständigung des Prototypenaufbaus und die Beschaffung aller Teile musste die vollständige Stückliste erstellt werden sowie alle Teile und Lieferanten in das SAP System von Freudenberg eingepflegt werden. Darüber hinaus wurden für den Prototypen A alle festgelegten Teile im PDM System dokumentiert, so dass eine Nachverfolgung der Änderungen möglich war.

7.2.4. Entwicklung Balance-of-Plant für das Gesamtsystem mit BZ-Stack und Reformierung

Neben den Kernkomponenten BZ-Stack und Brennstoffreformierung mussten alle Nebenaggregate zum Betrieb und zur Überwachung des gesamten Systems ausgelegt/entwickelt/ausgewählt werden.

7.2.4.1. Auslegung und Berechnung der Methanolversorgung

Die Methanolversorgung ist aufgrund der thermischen Integration von großer Bedeutung für das Gesamtsystem. Um die optimale Wärmenutzung zu erzielen muss der Methanol-Volumenstrom in mehrere Einzelströme aufgeteilt werden. Die Berechnung der benötigten Methanolvolumenströme erfolgte auf Basis der thermischen Simulationsdaten und Definition der notwendigen Pumpen, Ventile und Sensoren für die Methanolversorgung. Darüber hinaus spielte die Materialauswahl für die Methanolkomponenten eine wichtige Rolle, da Methanol aufgrund seiner starken Lösungseigenschaften häufig zu Verunreinigungen im Gaspfad führt. Die Festlegung aller Komponenten der Methanolversorgung und Realisierung der Beschaffung der notwendigen Komponenten wurden entsprechend durchgeführt.

7.2.4.2. Test der Komponenten für die Methanolversorgung

Die beschafften Komponenten wurden für den Einsatz im Gesamtsystem validiert. Dies erfolgte entweder auf Einzelteilbasis oder im Test als Baugruppe. Die Tests der Komponenten der Methanolversorgung zielten insbesondere auf die regelungstechnischen Parameter ab, die notwendig sind um die Methanolversorgung in allen Betriebszuständen zu gewährleisten. Weitere Test konzentrierten sich auf die Materialbeständigkeit der Komponenten.

7.2.4.3. Auslegung und Test des Kompressors für den Druckbetrieb

Maßgeblich zur Auslegung des Kompressors ist der im System vorherrschende Druck. Dies geschieht entweder im Druckbetrieb bei etwa 2 bar Absolutdruck oder im leicht bedruckten Betrieb. Die zur Verfügung stehenden Komponenten und der Leistungsaufnahme im Vergleich zur Leistungserhöhung, die auf Stackseite zu erwarten war, waren hier limitiert. Um eine möglichst hohe Effizienz des Systems zu erreichen, musste das optimale Druckniveau für den Reformatbetrieb ermittelt werden. Der Stand der Technik für mit Wasserstoff betriebene Systeme zeigte allerdings, dass kein wesentlicher Effizienzunterschied zwischen einem drucklos betriebenen System und einem bedruckten System existiert. Die Begründung liegt darin, dass die Stromdichte im Brennstoffzellenstack zwar durch den erhöhten Druck steigt (das führt isoliert betrachtet zu einer höheren Effizienz des Brennstoffzellenstacks). Für die Komprimierung der Luft wird jedoch ein wesentlicher Teil dieser zusätzlichen Stackleistung benötigt. Um einen kleinen Effizienzgewinn zu erreichen, muss im bedruckten Betrieb eine Energierückgewinnung in einem Turbokompressor erfolgen. Mit Energierückgewinnung ist ein Effizienzgewinn von ca. 1% erzielbar In einem mit Reformat betriebenen System muss in jedem Fall

geprüft werden, ob der Leistungszugewinn des Stacks in der gleichen Größenordnung liegt, da hier nicht nur das Druckniveau eine Rolle spielt, sondern auch der Einfluss des Reformatgases ein wichtiger Faktor ist. Für den Druckbetrieb des Reformers muss für die Druckerhöhung des Methanol-Wasser-Gemisches, für die Kompression der Luft für die Gasreinigungsstufe zusätzliche Leistung aufgewendet werden. Das führt zu einer Situation mit vielen Einflussfaktoren, die möglicherweise eine deutlich andere Auslegung bzgl. des Betriebsdrucks zur Folge hat. Im Vorhaben war es daher eine wesentliche Neuerung und für das Effizienzziel eine grundsätzliche Notwendigkeit, die Festlegung des optimalen Betriebsdrucks anhand von umfangreichen Berechnungen, Simulationen und Parameterstudien festzulegen. Erst danach konnte die Auswahl geeigneter Komponenten für die Luftversorgung erfolgen. Das Ergebnis war die Auswahl eines Aeristech HV-Kompressors.



Abbildung 17: Aeristech HV Kompressor

Vom Hersteller Aeristech wurde nachträglich die maximale Drehzahl des Kompressors von 120.000 rpm auf 90.000 rpm reduziert. Mit der reduzierten Drehzahl war es dann nicht mehr möglich die maximale Systemleistung von 100 kW zu erreichen, sondern nur noch etwa 50 kW.

7.2.4.4. Auswahl und Test der Komponenten für die Ladeluftkühlung

Die Druckerhöhung auf der Luftseite führt thermodynamisch zu einer deutlichen Erwärmung des Luftstroms. Um den nachfolgenden Befeuchter nicht zu schädigen, musste eine Ladeluftkühlung vorgesehen werden, um die Luft auf das akzeptable Temperaturniveau abzukühlen. Im Inneren des Befeuchters werden in der Regel Kunststoffmembranen oder kunststoffbasierte Hohlfasern verwendet, die temperaturempfindlich sind. Um diese Komponenten zu schützen, ist eine Temperaturmessung vor dem Befeuchter erforderlich, die einen entsprechenden Sicherheitskreis regelt. Um dies zu bestimmen wurden Test des Kompressors in verschiedenen Leistungsstufen und Messung des entstehenden Temperaturniveaus bei verschiedenen Lufteingangstemperaturen durchgeführt. Auf dieser Basis erfolgte die Auslegung der Kühlleistung, um die Luft in jedem geplanten Betriebszustand des Systems auf die gewünschte Eingangstemperatur herunter zu kühlen. Gleichzeitig werden bei den Messungen die Regelungsparameter für die Ladeluftkühlung festgelegt.

7.2.4.5. Auswahl und Test des Verdichters für den Betrieb mit niedrigem Druck

Dieses Arbeitspaket erfolgte in gleicher Weise wie für die Verdichter für den leicht bedruckten Betrieb des Systems.

7.2.4.6. Auswahl und Test des Kompressors für die Gasreinigungsstufe

Für die Gasreinigung des Reformats wurde die sogenannte „selektive Oxidation“ ausgewählt. Bei diesem Verfahren muss eine geringe Menge Luft zum Reformatgas zu dosiert werden, um das noch vorhandene CO zu Kohlendioxid zu oxidieren und damit die Konzentration von CO auf unter 10 ppm zu drücken.
Zur Bestimmung der Komponente wurden die benötigten Luftmengen für die selektive Oxidation berechnet und getestet. Anschließend wurden die notwendigen Komponenten beschafft und validiert sowie die Regelungsparameter bestimmt.

7.2.4.7. Auswahl des Luftfilters

Die Auswahl des Luftfilters ist für den Einsatz in der Seeschifffahrt von herausragender Bedeutung, weil Salznebel und Partikel aus den Dieselabgasen zu erheblichen Problemen beim Betrieb der Brennstoffzelle führen können. Daher muss der Filter dauerhaft darauf ausgelegt sein, auch erhebliche Mengen schädlicher Gase und Partikel zurückzuhalten.
Es wurden verschiedene Filtermaterialien analysiert, dabei wurde der Schwerpunkt auf den Materialien der Freudenberg Filter Technologies (FFT) gelegt. Auf Basis der Auswahl des Filtermaterials wurde die strömungstechnische Auslegung unter Berücksichtigung der benötigten Volumenströme und Laufzeiten durchgeführt und das Design des Filtergehäuses festgelegt. Auf Basis von Prototypen wurden Belastungstests des Filters mit geeigneten Gas- und Partikelverunreinigungen durchgeführt.

7.2.4.8. Auswahl des Befeuchterprinzips und strömungstechnische Auslegung des Befeuchters

Die Funktionsfähigkeit der NT-PEM kann nur bei einer ausreichend befeuchteten Membran gewährleistet werden. Daher wurde auf der Kathodenseite ein externer Befeuchter eingesetzt. Die Dimensionierung dieses Befeuchters unterscheidet sich im Reformatbetrieb, bei dem das Brenngas noch erhebliche Mengen an Wasser(dampf) enthält, deutlich vom reinem Wasserstoffbetrieb, der im Wesentlichen trocken auf die Anodenseite gelangt. Daher musste die Auslegung des Befeuchters komplett neu durchgeführt werden, um einen optimalen Befeuchtungsgrad der Kathodenseite zu gewährleisten. Die Auslegung musste die vorhandene Befeuchtung auf der Anodenseite durch die Dampfreformierung berücksichtigen. Der Gasstrom aus dem Anodenausgang wird beim Reformatsystem nicht zurückgeführt, sondern in den Brenner geleitet was eine weitere Herausforderung darstellte. Für die Auslegung des Befeuchters wurden Berechnungen, Simulationen sowie Hardwaretests durchgeführt, bei denen mit realem Reformat getestet und der Befeuchtungsgrad auf der Luftseite gleichzeitig variiert werden konnte.
Die Auslegung des Befeuchters erfolgte zusammenfassend auf Basis der Massenbilanzen im Brennstoffzellenstack und anhand von Berechnungen des Stoffübergangs.

7.2.4.9. Beschaffung, Test und Optimierung des Befeuchtergehäuses

Die Beschaffung der Befeuchterprototypen sowie die Validierung des Befeuchtungsgrades in umfangreichen Tests mit den reformatbetriebenen Brennstoffzellenstacks und der Optimierung des Befeuchterdesigns war besonders kritisch, da die Lieferzeiten für diese Komponente sehr lang waren.
Die Befeuchtung des Kathodeneingangsgases ist stark abhängig von der Durchströmung des Befeuchters. Diese Durchströmung wurde anhand von strömungstechnischen Simulationen analysiert und

durch die Anpassung des Befeuchtergehäuses optimiert. Das Ergebnis war ein optimiertes Befeuchtergehäuses für den Reformatbetrieb und die konstruktiven Besonderheiten des Systems.

7.2.4.10. Auswahl und Test des Abluftsystems

Das Abluftsystem als Teil des Ventilationskonzepts war für die gesamte sicherheitstechnische Auslegung des Sicherheitssystems von entscheidender Bedeutung. Insbesondere musste sichergestellt werden, dass sich in der Abluft zu keiner Zeit brennbare Gase oder Flüssigkeiten befinden, die dazu führen könnten, dass bestimmte Bereiche unter die Explosionsschutzrichtlinie fallen. Für das Gesamtsystem war daher die gesamte Luftführung auch unter dem Gesichtspunkt zu bestimmen, dass einzelne Komponenten ausreichend umströmt sind, und dass sich an keiner Stelle erhöhte Konzentrationen von Brenngasen bilden können. Dazu wurden strömungstechnische Auslegung und Simulationen des Innenraums des Brennstoffzellensystems durchgeführt sowie eine Definition aller Einhausungen von Komponenten unter Durchströmungsgesichtspunkten vorgenommen.

7.2.4.11. Auswahl und Test der Kühlpumpe, der Wärmeüberträger und der Temperaturregelung des Kühlsystems

Das Kühlsystem des Brennstoffzellenstacks stellt die gleichmäßige Kühlung des Brennstoffzellenstacks und die Einhaltung der gewünschten Temperaturgrenzen von 6K über den gesamten Brennstoffzellenstack sicher. Fluktuationen der Stacktemperatur sind im Betrieb unerwünscht. Dementsprechend genau musste die Regelung des Kühlsystems erfolgen. Das Kühlsystem basiert auf einem Wasser/Glykol Gemisch und wurde für die höchste Wärmebelastung bei einem weitgehend degradierten System ausgelegt. Dabei galt es zu beachten, dass die Abwärme im Rahmen der thermischen Integration im System genutzt werden kann, um den optimalen elektrischen und thermischen Wirkungsgrad zu erreichen. Zur Bestimmung wurden zunächst eine rechnerische Auslegung der Komponenten angestellt. Diese wurden anschließend beschafft und zu einem System zusammengebaut. Dieses Kühlsystems durchlief Tests mit einem Stack mit Einzelzellspannungsmessung, um eventuelle Abweichungen der Temperatur detektieren zu können. Dabei wurden die Regelungsparameter des Kühlsystems bestimmt, um diese in die Systemsteuerung einfließen zu lassen.

7.2.4.12. Auswahl und Test aller Sensoren (Durchfluss, Druck, Temperatur, Spannung)

Die in diesem Vorhaben zu erstellenden prototypischen Systeme wurden mit umfangreicher Sensorik ausgestattet, welche unter Berücksichtigung der Regelwerke und der prozessseitig notwendigen Regelparameter ausgewählt wurden. Dazu gehört die Sensorik auf die letztendlich die Regelstrecken für die Aktoren zugreifen aber auch die Sensorik, die dazu dient, dass Systemverhalten besser zu verstehen und zu optimieren. Neben dem Sensortyp wurde auch Fokus auf die Festlegung der Sensorpositionen in allen verfahrenstechnischen Bauteilen sowie Definition der doppelt ausgeführten Sensorik für die sicherheitstechnischen Belange gelegt.

7.2.4.13. Erstellung von Kennlinien und Regelungsparametern für alle Sensoren

Um die Sensoren im System optimal nutzen zu können und die Messwerte für die Systemtests interpretieren zu können, wurden die Kennlinien der Sensoren und die Toleranzabweichungen ermittelt.

Die Kennlinien wurden anhand von statistischen Validierungstest ermittelt und in für die Systemsteuerung aufbereitet.

7.2.4.14. Prüfung und Dokumentation aller Sicherheitskreise

Der Prototyp wurde mit einer SSPS Steuerung ausgestattet, welche die speziellen doppelt ausgeführten sicherheitsgerichteten Sensoren ansteuert. In diesem Arbeitspaket wurden die notwendigen Sicherheitskreise mit allen Komponenten testweise zusammengebaut und deren Funktion getestet. Die verschalteten Sicherheitskreise bestehend aus Sensor und SSPS-Steuerung wurden gezielt ausgelenkt und auf ihre Funktion getestet. Die Ergebnisse wurden entsprechend dokumentiert. Das „Approval in Principle“ vom Projektpartner DNVGL wurde als abschließende Prüfung durch unabhängige Drittpartei erteilt.

7.2.4.15. Erstellung der Stückliste und Dokumentation aller Teile sowie der Anlagenverschaltung

Für die Beschaffung aller Teile musste die vollständige Stückliste erstellt und alle Teile und Lieferanten in das SAP System von Freudenberg eingepflegt werden. Eine übergeordnete Übersicht der Hauptkomponenten kann dem nachfolgenden Fließbild entnommen werden.
Fließbild:

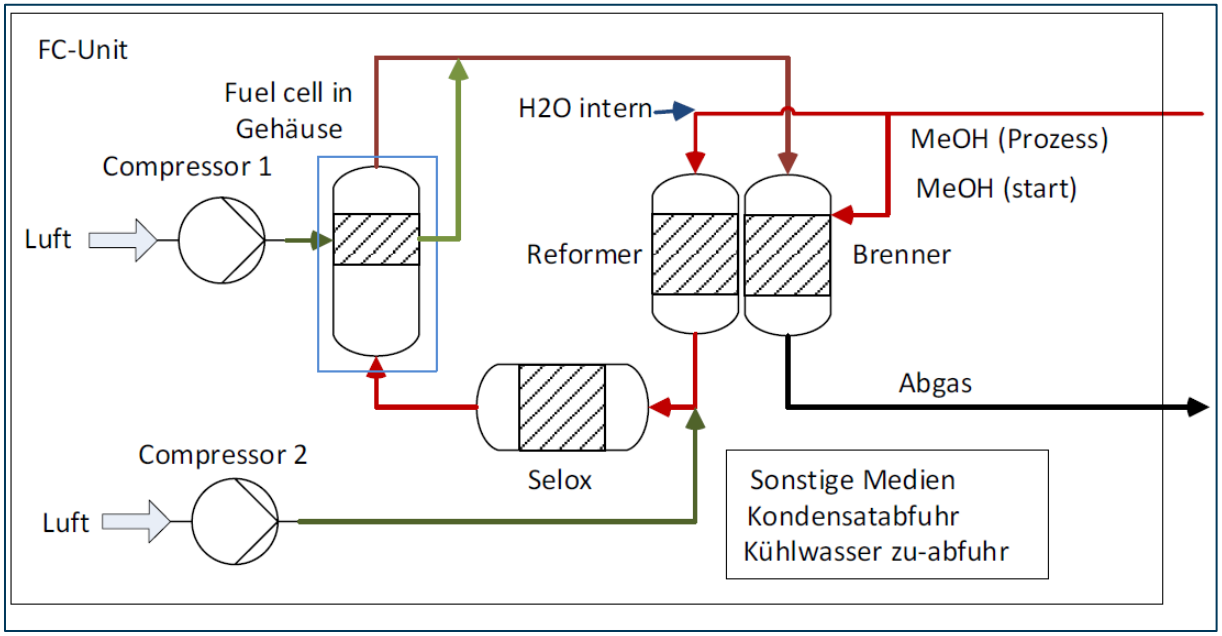


Abbildung 18: schematische Fließbild des Gesamtsystems

In der obenstehenden **Abbildung 18** ist das schematische Fließbild des Gesamtsystems dargestellt. Die Aufgabe des Balance-of-Plant (BoP) ist die sichere und robuste Versorgung der Hauptmodule (Brennstoffzellenstack, Gasprozesstechnik) mit Medien in den gewünschten Betriebsmodi und während des Start-Stopp-Betriebs.
Die Auswahl und der Test der BoP ist die Grundlage für die Realisierung des Packaging des Systems, der Verrohrung, der elektrischen Einbindung und Verkabelung, der Betriebsstrategie und der Steuerung des Systems sowie des gesamten Sicherheitskonzeptes.

In der folgenden Aufstellung sind die Stücklistenpositionen aller wesentlichen BoP – Komponenten für das zu entwickelnde System aufgeführt.
1. Anodenversorgung (zusätzlich zu der oben beschriebenen Gasprozesstechnik): Die Versorgung des Reformers muss von Grund auf neu entwickelt werden, da die Methanolreformierung in diesem Leistungsbereich bisher nicht existiert. Die Auswahl der Komponenten für die Methanolversorgung hängt von der Entscheidung bzgl. des Betriebs-drucks für das System ab. Im Einzelnen werden folgende Komponenten benötigt.

- Methanolpumpe für Hauptkreislauf
- Methanolpumpe bzw. Ventil für die Vorheizung und Brennerunterstützung in der Start-phase
- Wasserpumpe
- Durchflussmessungen Methanol und Wasser für die Regelungskreise und Ansteuerung der Pumpen
- Druckstoßfreie Verdampfer für Methanol und Wasser
- Luftversorgung
- Luftkompressor mit auf die Gasprozesstechnik angepasstem Druckniveau + E-Motor.
- Wärmetauscher, Ladeluftkühlung
- Kompressor/Ventil für die Versorgung der Gasreinigungsstufe
- Bypassstrecke mit schaltbaren Ventilen für Vorheizung Während der Startphase muss der Reformer und der Brenner auf Betriebstemperatur aufgeheizt werden bevor Wasserstoff erzeugt werden kann. Es ist geplant diese Aufheizphase größtenteils über chemische Energie zu bewerkstelligen. Dazu muss dem Brenner Luft zugeführt werden können, ohne den Stack damit zu beaufschlagen. Über die Bypassstrecke kann diese Luftzuführung gewährleistet werden.
- Befeuchter, passiv.
- Temperatursensor, Eingang Befeuchter
- Luftfilter
- Sensor Luftmenge Für die Regelung der Luftmenge muss ein Luftmengen bzw. – massensensor vorgesehen werden. Die benötigte Luftmenge kann zwar direkt aus dem Stackstrom abgeleitet werden. In der Regel sind aber Verdichter und Kompressoren nicht so konstant in der Luft-mengen/Drehzahl-Verhältnis, dass auf diesen Sensor verzichtet werden könnte.
- Mischerstrecke für Anoden- und Kathodenabluft Für den Betrieb des Brenners müssen die Ausgangsströme von Kathode und Anode zusammengeführt, aufgewärmt und in den Brenner geführt werden, ohne dass eine Rückzündung der Gase erfolgt. Darüber hinaus muss verhindert werden, dass eine Rückströmung oder eine Rückdiffusion von Gasen in auf die falsche Seite des Stacks erfolgt. Hierzu sind genaue Auslegungen auf Basis von Strömungsberechnungen und Diffusionsberechnungen notwendig.
- Kühlsystem
- Kühlpumpe
- Kühlmittelreservoir mit Ausgleichsbehälter
- Füllstandssensorik Kühlmittel
- Kühlmittelfilter
- Kühler, Auskopplung Nutzwärme
- Temperatursensor, Eingang Stack
- Temperatursensor, Ausgang Stack

Die nachfolgenden Bilder zeigen die entsprechend zusammengebauten Module zur besseren Verdeutlichung.





Abbildung 19: Fuel Cell Modul inclusive Stack und aller relevanten BoP Komponenten
Abbildung 20: Reformermodul inklusive Wassertank, Wärmetauscher und Sensorik

7.2.5. Entwicklung der elektrischen Einbindung

Zur elektrischen Einbindung und Steuerung der Gesamtanlage galt es die folgenden Komponenten auf die Anlage speziell zu entwickeln.

7.2.5.1. Design und Layout der Hauptsteuerungs- und Modulsteuerungsplatinen:

Der Systemprototyp ist nur dauerhaft lauffähig, wenn die Hauptsteuerungsplatine zur Regelung des gesamten Gerätes, welche den Betrieb des Gerätes und das Hoch- und Runterfahren automatisiert gewährleisten kann. Dazu wurde Hardware und Firmware, sowie Ansteuerung aller Aktoren und Sensoren durch die Haupt-/Modulsteuerungen entwickelt. Ergebnis der Entwicklung ist eine innovative Modulsteuerung, bei der die Gesamtsteuerung in einen Master und mehrere Modulsteuerungen aufgeteilt wird, um bei der erwarteten Datenmenge, die zur Steuerung des Gerätes notwendig sein wird, eine schnelle und effiziente Steuerung zu ermöglichen.
Die Master- und Modulplatinen wurden hardwareseitig und EMV-technische ausgelegt, die Funktionen mit den firmeneigenen Tools (z.B. LT Spice, Mentor PADS) simuliert. Anschließend erfolgte die Auswahl der Bauteile, Erstellung der Schaltpläne und Layouts, sowie der Produktionsdaten.

7.2.5.2. Prototyp der Haupt-/ Modulsteuerungsplatinen und Ansteuerungstests mit allen BoP Komponenten

Ausgangslage: Auf Basis des in AP 1.4.1 erstellten Layouts soll zunächst Prototypen im Labor in Betrieb genommen und getestet werden. Hierbei werden alle Schaltkreise überprüft und erste Regelungsparameter festgelegt. Alle gewonnenen Erkenntnisse fließen in den nächsten Entwicklungsschritt ein
Methodik: Detaillierte Spezifikation aller wesentlichen Bauteile und Beschaffung aller notwendigen Komponenten in enger Zusammenarbeit mit externen Fertigungspartnern wie Global Components und TQ Systems. Erstellung der gesamten Fertigungsdokumentation und Transfer zu externen Fertigungspartnern. Im Anschluss wird der Prototyp intensiv auf der vorhandenen Kombination getestet und validiert.
Wirkung /Quantifizierbares Ziel: Das AP ist abgeschlossen, wenn alle Komponenten und Sensoren Regel- und Auslesbar sind. Sowie die Kommunikation der Haupt- und Modulsteuerungen untereinander erfolgreich interagieren.
Dieses Arbeitspaket ist erfolgreich abgeschlossen worden.

7.2.5.3. Design und Layout der Leistungselektronik:

In Bezug auf die hohen Systemleistungen, die in diesem Vorhaben und in der späteren Schiffsanwendung benötigt wurden, sind Verluste in der Leistungselektronik extrem relevant und wurden in der Entwicklung bereits ausgeschlossen, um die Effizienz des Gesamtsystems gewährleisten zu können. Zur Erreichung dieses Ziels konnte auf FEPS Teststände von Leistungselektronik zurückgegriffen werden.
Die hardwareseitige und EMV-technische Auslegung der Leistungsplatine unter besonderer Berücksichtigung einer hocheffizienten DC/DC Wandlung von der Stackspannung (ca. 240 VDC auf die Hochvoltschiene von 400-700 VDC) war hier eine besondere Herausforderung. Die Simulation der Funktion mit den firmeneigenen Tools, Auswahl der einzelnen Bauteile, zeichnerische Umsetzung erfolgten im Nachgang an die hardwareseitige Auslegung. Das Layout erfolgt mit der Software Mentor PADS, bei der es sich um eine Standardsoftware handelt, die eine schnelle Umsetzung einer externen Fertigung erlaubt.

7.2.5.4. Prototyp der Leistungselektronik im Leistungsbereich von 10 kW

Auf Basis des zuvor erstellten Layouts wurde zunächst ein Prototyp im Leistungsbereich von 10 kW elektrischer Leistung erstellt, um alle grundsätzlichen Funktionalitäten sowie die sicherheitstechnischen Schaltungen zu überprüfen, bevor ein Scale-up zu höheren Leistungen durchgeführt wurde. Aufgrund der teilweise speziellen Bauteile war insbesondere die Beschaffung geeigneter Bauteile eine wesentliche Herausforderung. Dabei wurden detaillierte Spezifikation aller wesentlichen Bauteile und Beschaffung aller notwendigen Komponenten in enger Zusammenarbeit mit externen Fertigungspartnern wie Global Components und TQ Systems erstellt. Im Anschluss wurde der Prototyp intensiv auf der vorhandenen Kombination aus Leistungsquelle und -senke getestet und validiert.

7.2.5.5. Auslegung der elektrischen Versorgung der Aktoren und Sensoren

Die Aktoren und Sensoren werden aus dem System heraus versorgt werden, um das System bei eventuellen Stromausfällen, unabhängig vom äußeren Stromnetz zu betreiben. Da die Ausgangsspannung des Systems gemäß Vorgaben jedoch 400-700 V beträgt, mussten die Aktoren und Sensoren von diesem Spannungsniveau versorgt werden. Hierzu wurde eine Elektronik benötigt, welche die verschiedenen Versorgungsspannungen der Aktoren und Sensoren (typischerweise 12V, 24V, 230V, 400V) bereitstellen kann. Diese wurde ähnlich zu den vorhergenannten Komponenten hardwareseitige und EMV-technische ausgelegt und an die Master- und Modulplatinen angepasst.

7.2.5.6. Auslegung der Kabelstärken und des Kabelbaums

Die elektrischen Verbindungen aller Komponenten sind von hoher Bedeutung. Kabelstärken für die Leistungsübertragung mussten dabei korrekt ausgelegt werden, um Verluste und damit eine Absenkung der Effizienz zu vermeiden. Eine besondere Herausforderung für den Systemprototypen war, dass umfangreiche Messtechnik eingeplant werden musste, die zu einer enormen Menge an Signalleitungen führt, die korrekt ausgelegt und gekennzeichnet sein müssen und sich nicht gegenseitig beeinflussen dürfen. Dazu wurde Mittels der Programme EPLAN P8 und Harness Pro die Berechnung und Auslegung jedes einzelnen Kabels und den Steckverbindern durchgeführt. Die entstehenden Auslegungsdaten wurden in eine vollständige Fertigungsdokumentation überführt und zu einem externen Fertigungspartner transferiert.

7.2.5.7. Auswahl des Konzepts für die sicherheitsgerichtete Elektronik

Die Einbindung und die fehlerfreie Kommunikation der sicherheitsgerichteten Elektronik mit der Hauptsteuerungsplatine musste entwickelt und dargestellt werden, damit die Daten zusätzlich zur eigenständigen Funktion als sicherheitsgerichtete Notfallsteuerung des Gerätes in die normale Regelung des Gerätes eingebunden werden konnte. Diese sicherheitsgerichtete Elektronik wurde auf Basis des Sicherheitskonzeptes vollständig neu entwickelt. Die Aufschaltung der Sensorik musste hardwareseitig neugestaltet und die Firmwareprogrammierung neu erstellt und in Softwareklasse B übertragen werden. Um die Entwicklung der sicherheitsgerichteten Steuerung parallel zur Gesamtentwicklung durchführen zu können, wurden in einem ersten Schritt Speicherprogrammierbare Steuerungen mit Sicherheitsfunktion eingesetzt.
Zum Abschluss wurde jedes Modul der Firmware zum Nachweis gegenüber der Zertifizierungsstelle mit dem Testprogramm TESSY auf Funktion und Fehlergrenzen überprüft.

7.2.5.8. Auswahl der Komponenten für die sicherheitsgerichtete Elektronik

Um die Sicherheitstechnik für das System realisieren zu können, wurden nach der durchgeführten Risikoanalyse passende Sensoren und Aktoren ausgewählt.
Zudem wurden die PL-Level/SIL-Level zu den passenden Hardwarefunktionen berücksichtigt. Die für dieses System benötigten Komponenten wurden entsprechend ausgewählt und vorqualifiziert.

7.2.5.9. Auslegung und Auswahl der internen BUS-Kommunikation

Die Haupt- und Modulsteuerungen müssen miteinander kommunizieren und Daten austauschen. Hierfür wurde ein entsprechendes Konzept entwickelt. Dazu wurde zunächst ein Vergleich unterschiedlicher Bussysteme angestellt. Die Systeme wurden mit den Anforderungen abgeglichen und entsprechend getestet. Das Ergebnis ist eine komplette Architektur der BUS-Kommunikation.

7.2.5.10. Auslegung und Auswahl des Remotezugangs und der Datenübertragung

Die vom System erzeugten und aufgenommenen Daten sollten auch langfristig für eine Systemanalyse zur Verfügung stehen. So können für Betreiber der Systeme Betriebsmodi analysiert werden und die Benutzung der Systeme optimiert werden. Predictive Maintenance Konzepte sowie Produktverbesserungen können ebenso über diese Schnittstelle aufgespielt werden. Um dieses gewährleisten zu können wird eine entsprechende Kommunikationseinheit benötigt. Zudem muss eine Kommunikationsschnittstelle zu externen Systemen (Schiffssysteme) bereitgestellt werden. Hierbei müssen Daten geliefert und Befehle empfangen werden. Die dafür erforderlichen Schnittstellen wurden entsprechend in Zusammenarbeit mit den anderen Projektpartnern festgelegt. Anschließend wurde eine Analyse bestehender Lösungen mit externen Partnern durchgeführt und entsprechende Anpassungen definiert.

7.2.5.11. Firmwareentwicklung – State Diagram und Berechnung Regelkreise

Für die Haupt- und Modulsteuerungen wurden embedded Software Lösungen erarbeitet. Diese wurden im Hause selbst entwickelt. Hierbei war eine enge Abstimmung mit den verwendet Hardware Lösungen, sowie in den folgenden Bereichen nötig:
Gasprozesstechnik
Stack-/ MEA-Entwicklung
System Konstruktion
Sicherheitstechnik
Gemeinschaftlich wurden Anforderungen fixiert und in die Entwicklung der entsprechenden Konzeptionen überführt. Die dazugehörige Software-Architektur wurde erstellt und in einem „State Diagram“ dargestellt.

7.2.5.12. Firmware – Programmierung, Test und Validierung

Die Firmwareprogrammierung zur Regelung des Gerätes wurde auf Basis der neuen Sicherheitsarchitektur und der neu ausgewählten Komponenten vollständig neu aufgesetzt. Dazu wurden bereits bestehenden Funktionen/Modulen analysiert und entsprechende Software erstellt. Abschließend wurde zuvor genanntes an Prototypen in ersten Laborversuchen getestet.

7.2.5.13. EMV – technische Auslegung und Beurteilung aller Komponenten

Die Erfüllung der EMV Richtlinien ist für den Einsatz des Systems auf Kreuzfahrschiffen und für die Erfüllung der sicherheitstechnischen Rahmenbedingungen von großer Wichtigkeit. Daher wurde bereits im Auswahlprozess für die Komponenten und beim Design der Verkabelung auf die Erfüllung der EMV-Richtlinien geachtet, um auf dieser Basis bei den späteren Tests erfolgreich zu sein. Als Basis

dazu galt die Planung von Erdungs- und Schirmungskonzepten, welche im System entsprechend umgesetzt wurden. Darüber hinaus wurden EMV Vortest mit Komponenten durchgeführt, um ein entsprechendes Level vor dem Übertrag auf Systemebenen sicherzustellen.

7.2.5.14. EMV Test des Gesamtsystems

Um die Konformität zur Niederspannungsrichtlinie und zur EMV Richtlinie gewährleisten zu können ist es unumgänglich einem EMV Test mit dem Gesamtsystem durchzuführen. Dies wurde auch in gemeinschaftlicher Arbeit mit den maritimen Prüforganisationen festgehalten. Darauf basierend wurde ein entsprechender Testplan erstellt. Da hierbei oft auch externe Labore zurückgegriffen werden musste, wurden passende Termine vereinbart.

7.2.5.15. Erstbestellung aller Layoutpläne, Fertigungsdokumentation, Stücklisten und Schaltplänen sowie der Fertigungstests und Abnahmetests

Für den Aufbau der Prototypen wurden für alle Komponenten entsprechende Dokumente benötigt. Für die Beschaffung der Komponenten und die Transferierung an geeignete Fertigungspartner wurden Fertigungsdaten für Leiterplatten, Kabelbäumen, Gehäusen etc. erstellt. Dabei wurden sowohl FMEA als auch ein Review Prozess durchgeführt, um die Qualität der Fertigungsunterlagen gewährleisten zu können.

7.2.6. Aufbau und Test

Ein wichtiger Punkt des Vorhabens war die Berücksichtigung und der Nachweis des Herstellungs- und Montageprozesses, wodurch der Einfluss der Fertigungstoleranzen für eine spätere Serienfertigung abgeschätzt werden kann. Im Einzelnen konnten folgende Parameter der Fertigung nachgewiesen werden:

1. Nachweis der Herstellungsprozesse und deren Einfluss auf das Betriebsverhalten
2. Nachweis von (teilweise extremen) Herstellungstoleranzen auf das Betriebsverhalten
3. Nachweis der Supply-Chain auf Basis realistischer Stückzahlen
4. Nachweis der Prüfabläufe von Wareneingangskontrolle bis Factory-Acceptance-Test und Korrelation der Ergebnisse mit dem Betriebsverhalten
5. Änderungsmanagement
6. Nachweis des Qualitätskonzeptes und Nachverfolgbarkeit aller Komponenten

Zusätzlich wurden die Geräte mit erhöhtem Messtechnikaufwand betrieben, um auch Einflüsse basieren auf der realen Umgebung besser nachvollziehen zu können.
Innerhalb des Vorhabens wurde ein detailliertes Test- und Validierungsprogramm in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern definiert und detailliert abgearbeitet. Alle Tests wurden dokumentiert und bei Abweichungen von den mit den Lieferanten vereinbarten Spezifikationen (bei Neuentwicklungen ca. 30-40%) wurden mit den Lieferanten Nachbesserungen definiert und durchgeführt.
Weiterhin wurden die Wechselwirkungen einzelnen Komponenten im System getestet. Manche Komponenten führten wegen ihres Regelverhaltens zu unerwünschten Effekten, wie Schwingungen oder kurzfristigen Peaks, welche die Sicherheitstechnik nicht erlaubt, und mussten daher trotz guter Funktionalität ausgeschlossen werden.



Abbildung 21: Zusammenbau des stationären Systems für Lürssen

Der erste Teil der vollständigen Brennstoffzellensystemmontage erfolgte am für Lürssen's Demonstrationsanlage vorgesehen System. Dazu wurden drei Brennstoffzellenmodule, ein Wasserstoffversorgungsmodul und das Elektronikmodul auf einem gemeinsam entwickelten Trägerrahmen montiert. Dieser dient zugleich zum vereinfachten Transport sowie zur Verkabelung der Brennstoffzelle mit den Peripherieaggregaten. Nachdem alle Module ausgerichtet und positioniert wurden, konnten die medienführenden Leitungen verbunden werden. Die Verbindungselemente bedurften hier besonders kritischer Prüfung, da die Leckage aus den Hauptleitungen minimiert werden soll.



Abbildung 22: Fortgeschrittener Zusammenbau

Nach der fortgeschrittenen Montage wurde das System in den von FEPS konstruierten Systemprüfstand eingebracht. Gemeinsam mit dem Projektpartner DNV wurden zuvor diverse Testkriterien und Abfolgen für Tests festgelegt, um eine die Sicherheit des Betriebs im Demonstrator zu gewährleisten. Diese Tests waren angelegt an maritime FAT (factory acceptance test) Kriterien, wobei dem Umstand der Neuentwicklung und der fehlenden maritimen Prüfvorschriften Rechnung getragen wurde.
Das System wurde erfolgreich getestet und der DNV bescheinigte dies mit einem AiP (approval in principle), welches die entwickelte Sicherheitstechnik insofern bestätigt, dass sie grundsätzlich für den Betrieb im maritimen Umfeld geeignet wäre. Auch wenn die Anlage im stationären Betrieb eingesetzt wird, können die maritimen Standards zurate gezogen werden, da ein Großteil der relevanten landbasierten Normen und Vorschriften enthalten ist. Zusätzlich wurden weitere Abnahmen und Zertifizierungsschritte für die spezielle Anwendung an Land durchgeführt.
Für den zweiten Teil des Projekts, der Installation zweier Brennstoffzellensysteme an Bord der AIDAnova, wurde ähnlich verfahren. Jedoch gab es entscheidende Unterschiede sowohl im Anlagendesign als auch der dazugehörigen Prüfvorschriften. Da das Schiff bereits im Einsatz ist seit 2018 und unter italienischer Flagge fährt, mussten alle Sicherheitsvorschriften, Prüfverfahren etc. mit der Klassengesellschaft RINA ausgearbeitet werden. Dies hat folgende Änderungen herbeigeführt.
Auf Komponentenebene wurden deutlich verschärfte Prüfungen und produktionsbegleitende Tests herangezogen. Beispielhaft zu nennen ist der Trägerrahmen (hellblaue Stahlkonstruktion im Bild), welcher neben den statischen Belastungen zusätzlich alle dynamischen Anforderungen an Bord eines Schiffes erfüllen musste. Im Vergleich von **Abbildung 23** zu **Abbildung 24** ist dabei als Resultat die deutliche Versteifung des Rahmens zu erkennen.
Auf Systemebene bestand die Komplexität beim AIDAnova System in der Tatsache, dass sich die zur Verfügung gestellte Kabine an einem oberen Deck befindet. Daher musste das System so modular gestaltet werden, dass ein Transport über Versorgungsgänge und Standardluken ermöglicht wird.



Abbildung 23: Einbringung des Systems in die Systemtestkabine

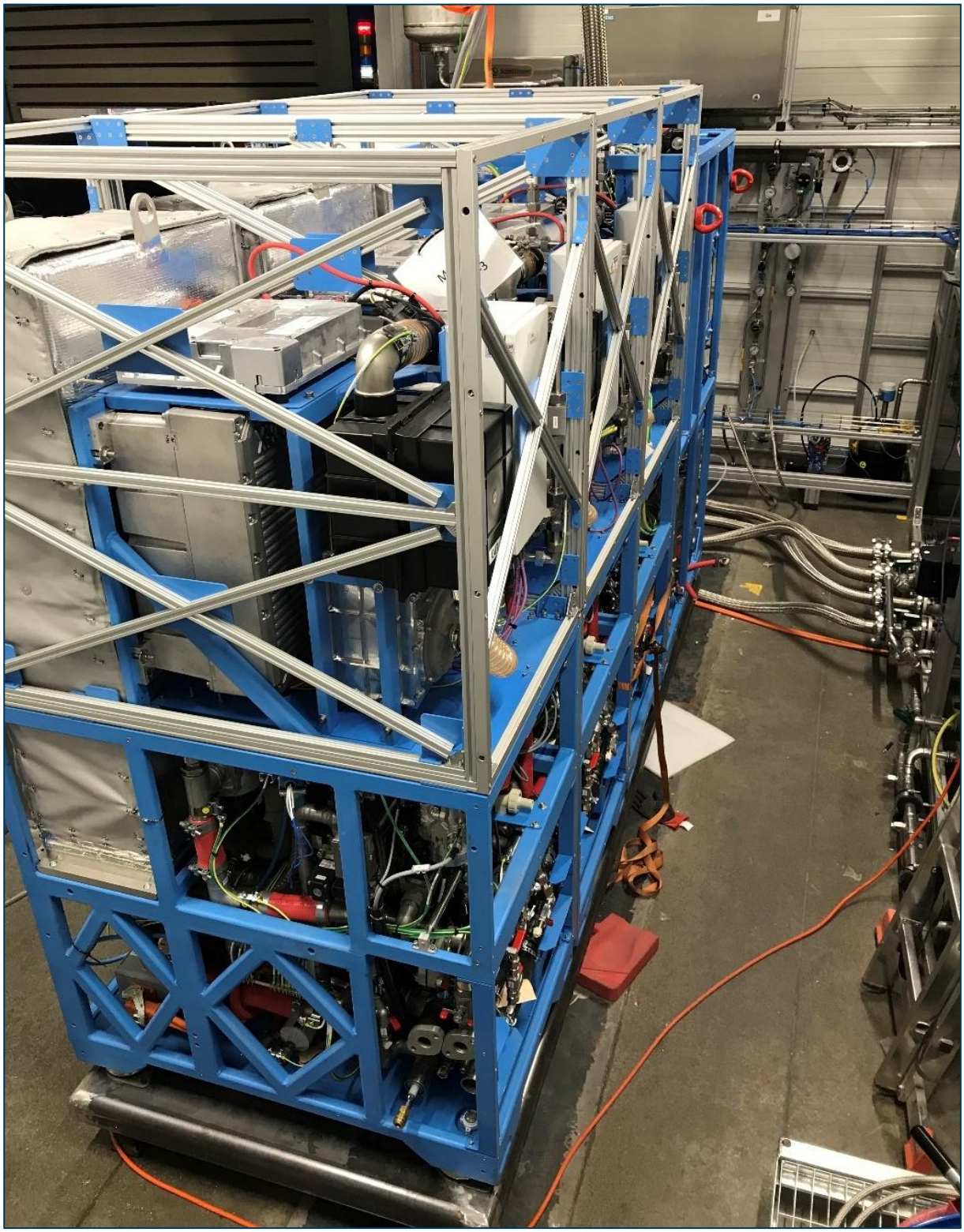


Abbildung 24: AIDAnova Brennstoffzellensystem im FEPS Systemteststand

Am Testprozedere haben sich nur unwesentliche Änderungen ergeben. RINA hat im Rahmen eines Type Approvals die risikobasierte Analyse der Konstruktion, Bauteilfertigung, Systemkonfiguration, Sicherheitstechnik und schlussendlich des Zusammenbaus durchgeführt. Die erfolgreiche Prüfung bescheinigt FEPS, das System gemäß aktuell geltender Vorschriften in dieser Form im maritimen Bereich einzusetzen.

In **Tabelle 1** kann der vollständige Ablauf der Tests entnommen werden. Zu Beginn wird die elektrische Sicherheit des Systems überprüft, da sich dadurch auch die körperliche Unversehrtheit des Testpersonals gewährleisten lässt. Diese Prüfung beinhaltet eine Sichtprüfung sowie Erdungs- und Isolationswiderstandsprüfungen. Die dazugehörigen Abläufe und Grenzwerte sind der VDE0113 zu entnehmen.

No	Test description	Comments
1	Electrical acceptance test	Test to verify the electrical safety of the FC System. Test is performed according to VDE0113 / EN 60204-1. This test contains visual inspection, measurement of earth conductor resistance and of insulation resistance.
2	Leakage test – system	As agreed with the certification body the leakage test of the system assembly will be performed at installation site. Since complete dismantling of the system for shipping and installation is necessary.
3	Test of alarm and safety procedure and system safety matrix	First part of the test demonstrates the correct implementation and functioning of all safety functions in the electronic module (safety contoller). Safety inputs are stimulated and the reaction of the safety logic in the ELMO is supervised. The second part of this test demonstrates the system reaction on triggering essential safety sensor by physical stimulation. These sensors are ventilation flow sensor, gas detection sensor, fire detection sensor and liquid leakage sensor.
4	Operational test	The operational test demonstrates system functionality and behaviour for startup, operation and shutdown mode.
5	Test of safety shutdown	This test demonstrates the safe system behaviour after iniating an emergency stop from an external source.
6	Visual inspection	Visual inspection is to be performed at the end of all test to check for obvious abnormalities.

Tabelle 1: Testprozedur im Rahmen des RINA type Approvals

Anschließend erfolgen normalerweise Dichtheitstests aller medienführenden Leitungen. Aufgrund der Tatsache, dass das System zur Einbringung ins Schiff wieder in Module zerlegt werden musste, wurde an dieser Stelle auf diese Prüfung verzichtet. Dies wurde vor Ort im Schiff nach erfolgter Einbringung nachgeholt.

Weiterer Bestandteil der Überprüfung war die Prüfung der Sicherheitstechnik und der darin eingeschlossenen Protokolle. Hauptsächlich wird hierbei untersucht, wie das System auf Aktivierung eines für die Sicherheit relevanten Sensor reagiert. Diese Ursache/Wirkungsbeziehung wurde in einer Sicherheitsmatrix festgehalten und entsprechend nach Ansteuerung des Sensors überprüft.
An vierter Stelle erfolgte der Betriebstest und die Beobachtung des Systems bei Herauf- und Herunterfahrbefehlen. Ebenso wurde ein Not-Stopp Signal initiiert und die Systemreaktion dokumentiert. Abschließend gab es noch eine Sichtprüfung, die auch nach erfolgten Tests die optische Unversehrtheit des Systems bescheinigte.

7.2.7. Transfer und Betrieb

Es wurde ein Testplan für die Anlage erarbeitet, um alle relevanten Betriebspunkte anzufahren und das Betriebsverhalten zu untersuchen. Darüber hinaus wurde eine Idee über eine Aussage der zu erwarteten Lebenszeit des Brennstoffzellenstacks generiert.
Der Betrieb der Geräte wurde während der Betriebszeit in den Testkabinen ständig online überwacht und ausgewertet. Ziel war es, anhand von gezielter Modulation der Gesamtleistung der Geräte die bestmögliche Auslegung und Betriebsweise für die Gesamtanlage zu bestimmen und die genauen Leistungsspezifikationen für die Module abzuleiten. Die Daten flossen unmittelbar in die Firmwareprogrammierung ein. Auf eine detaillierte Datenerfassung wurde besonderer Wert gelegt, da die Vorbereitung für Schiffsanwendungen von entscheidender Wichtigkeit ist.



Abbildung 25: Transport des Brennstoffzellensystems für die Landanlage aus dem FEPS Prüfstand

Hierzu werden Datenanalyse und Bewertungstools programmiert und eine umfangreiche Datenbewertung durchgeführt, um eine akkurate Auslegung zu gewährleisten. Auf dieses Arbeitspaket konzentriert sich eine hohe Aufmerksamkeit und Wichtigkeit sowie arbeitsaufwändige Abstimmungsprozess.
Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, beinhaltete dieses Vorhaben neben der stationären Prüfung der Prototypen bei FEPS die Installation im landgestützten Demonstrator bei Lürssen sowie auf der AIDAnova. Impressionen der Installationen können den nachfolgenden Bildern entnommen werden.

Nach erfolgreicher Prüfung durch den DNV wurde das System für den Transport von München nach Bremen vorbereitet.



Abbildung 26: Aufladen des Brennstoffzellensystems bei FEPS

Die Einbringung in den landgestützten Demonstrator bei Lürssen erfolgte in einem Stück auf dem gemeinsam konstruierten Trägerrahmen. Somit war die eigentliche Einbringung recht simpel. Die anschließende Inbetriebnahme und besonders der Anschluss aller medienführenden Leitungen sowie der elektrischen Leitungen wurde gemeinschaftlich durch Lürssen und FEPS durchgeführt. Der Dauertest in der Demonstrationsanlage durch Lürssen wird weiterhin von FEPS begleitet.



Abbildung 27: Einbringung des Brennstoffzellensystem in den Landdemonstrator

Der Transfer und Aufbau der Anlagen für die AIDAnova erfolgte wie zuvor beschrieben in Einzelmodulen, da die Schiffsgegebenheiten keine Systemeinbringung erlaubten. Auch die Koordination des Transports gestaltete sich als schwierig, da das Schiff zum Zeitpunkt der geplanten Einbringung im regelmäßigen Fahrbetrieb befand und somit nur kurzfristige Hafenaufhalte zur Verladung in Frage kamen. Bevor die Module in den Raum eingebracht wurden, wurden ein Fundament gesondert in den Raum eingebracht und mit der Deckstruktur verschweißt.



Abbildung 28: Brennstoffzellenraum auf der AIDAnova mit Fundamenten und Elektronikmodulen

Anschließend wurden die Elektronikmodule an die Rückseite des Raums angebracht und gemeinsam mit Facharbeitern der MEYER WERFT verkabelt sowie mechanisch mit der Schiffsstruktur verbunden. Hiernach konnte der Transport der Module erfolgen.

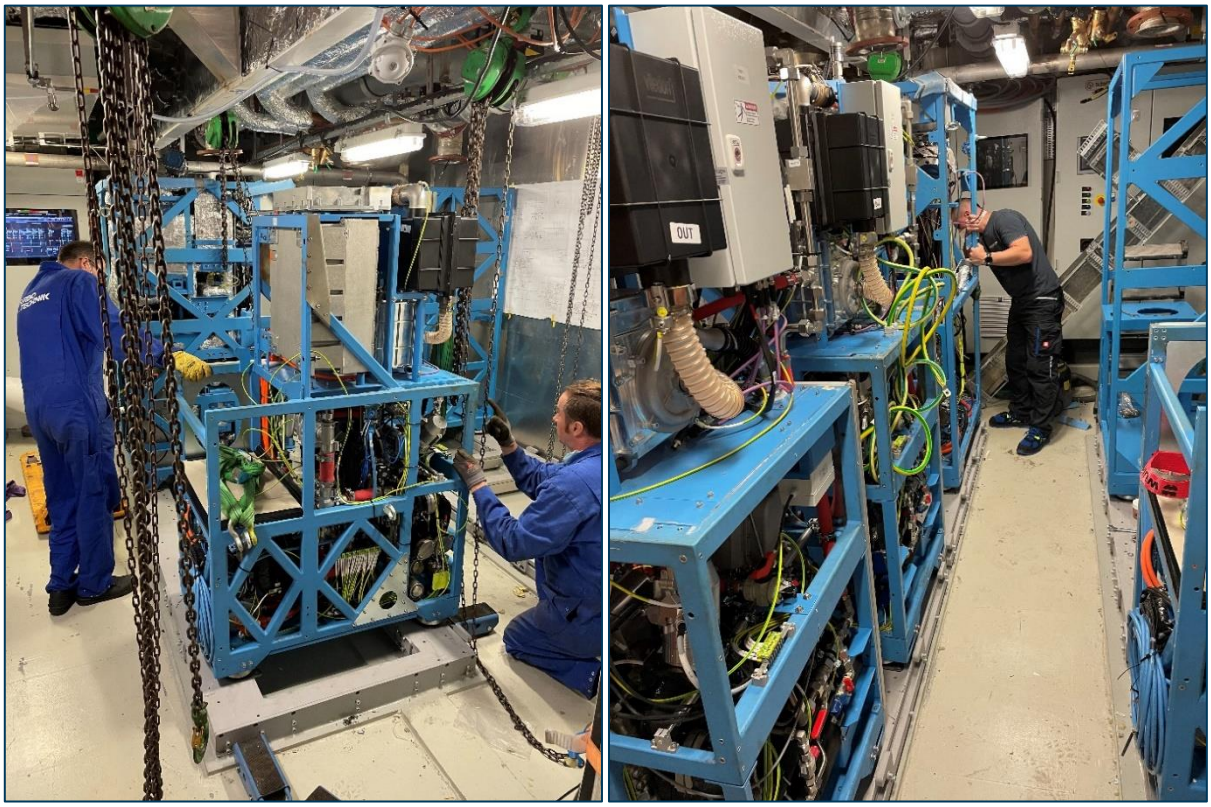


Abbildung 29: Einbringung und Positionierung eines Brennstoffzellenmoduls in den Aufstellungsraum
Abbildung 30: Einbringung des zweiten Brennstoffzellensystems im Raum

Gemeinsam mit einer Spezialfirma für Transporte wurden alle Einzelmodule Schritt für Schritt von der Hafenkante über Transportluken und Servicegänge zum finalen Aufstellungsort gebracht. Aufgrund der Modulgewichte mussten diverse Hilfsmittel aufgebracht werden.
Nachdem alle Module physisch im Raum und auf den Fundamenten angebracht wurden, haben FEPS Mitarbeiter die Module gegeneinander ausgerichtet und mechanisch verbunden. Die Verkabelung innerhalb des Systems konnte nun ebenfalls finalisiert werden.
Nach erfolgter Montage wurden, ähnlich zu den in 7.2.6 beschriebenen FAT Prüfungen, alle Leitungen erneut auf Dichtheit geprüft, um eventuelle Transportschäden auszuschließen und somit die Sicherheit an Bord zu gewährleisten. Auch wesentliche Sicherheitsfunktionen und Sensoren wurden noch einmal einer gesonderten Prüfung unterzogen.

7.3. Arbeitspaket 2 Technologieentwicklung der HT-PEM für Großsysteme

Das Arbeitspaket 2 wurde vom DLR bearbeitet und geleitet. Die Themen, Aufgaben und Ziele wurden in Phase zwei des Projektes neu definiert.

7.3.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 2

Im Hinblick auf den gegenüber landbasierten Anwendungen höheren Leistungsbedarf maritimer Systeme war die Zielsetzung in Arbeitspaket 2 die Entwicklung von Konzepten zum Aufbau skalierbarer Brennstoffzellensysteme. Hierbei wurden zwei voneinander getrennte Ansätze in den Bereichen Methanol Dampfreformierung und Hochtemperatur-Polymerelektrolyt-Membran (HT-PEM) Brennstoffzelle verfolgt.
Ausgehend von Methanol als maritimem Kraftstoff kommt der an Bord stattfindenden Konversion zu Wasserstoff zur Versorgung der Brennstoffzellen eine elementare Rolle maritimer Brennstoffzellensysteme zu. Entsprechend lag die Zielsetzung auf der rechnerischen Auslegung und Konstruktion einer Methanol-Dampfreformierungseinheit mit einer Leistung von 250 kW. Mit Hilfe von computergestützten Simulationsrechnungen konnten verschiedene Anlagenkonfigurationen abgebildet werden, so dass mittels der Ergebnisse eine Grundlage geschaffen wurde für die Dimensionierung und Gestaltung des Reaktors sowie des katalytischen Brenners zur thermischen Umsetzung der Anodenabgase und einer Einheit zur Verdampfung bzw. Überhitzung des Kraftstoffs. Weiterhin konnte basierend auf den Arbeiten der Prozesssimulation ein Konzept für die Regelung der gesamten Anlage erstellt und die hierfür erforderliche Peripherie definiert werden.
Für die Umsetzung des aus Methanol erzeugten wasserstoffreichen Gasgemischs stellt die HT-PEM Technologie durch deren Potenzial zur Reduzierung der Systemkomplexität aufgrund der erhöhten CO-Toleranz und der Möglichkeit der Abwärmenutzung bei Temperaturen von 160 °C einen attraktiven Ansatz für die Gestaltung maritimer Energiesysteme dar. Gegenwärtig ist diese Technologie für den Aufbau von Brennstoffzellenstacks in der erforderlichen Leistungsklasse nicht verfügbar. Daher lag die Zielsetzung hierbei auf der Entwicklung von Konzepten, die eine Skalierung von HT-PEM Stacks hin zu größeren Leistungen erlaubt. Weiterhin wurde hierbei ein innovatives Konzept zur Steigerung der Leistungsdichte umgesetzt. Dieses beinhaltet die Gestaltung von Bipolarplatten mit einer hexagonalen Außengeometrie und die Entwicklung eines speziell für diesen Ansatz optimierten Flussfelds. Die Arbeiten umfassen hierbei ebenfalls die Entwicklung eines Dichtkonzepts für den gesamten Stack einschließlich einer unabhängigen und einstellbaren Kompression zwischen Bipolarplatten und Membran-Elektroden-Einheiten (MEAs).

7.3.2. Entwicklung eines Hochtemperatur Polymer Elektrolyt Brennstoffzellenstacks mit sechseckiger Bipolarplattengeometrie

Im Folgenden wird die Entwicklung eines HT-PEM Brennstoffzellenstacks mit sechseckiger Bipolarplattengeometrie im Detail beschrieben. Hierbei wird zunächst auf das Potenzial zur Steigerung der Leistungsdichte im Vergleich zu konventionellen Konstruktionsansätzen eingegangen. Anschließend wird die Entwicklung der Bipolarplatten einschließlich des Flussfelds und den dafür erforderlichen Fertigungsvorrichtungen beschrieben und schließlich das Funktionskonzept des Brennstoffzellenstacks mit Hüllstruktur und Endplatten vorgestellt.

7.3.2.1. Potenziale zur Steigerung der gravimetrischen und volumetrischen Leistungsdichte von HT-PEM Brennstoffzellen

Brennstoffzellenstacks werden durch die abwechselnde Schichtung von Bipolarplatten und Membran-Elektroden-Einheit (MEA) aufgebaut. Typischerweise werden hierbei die Einlass- und Auslasskanäle der drei Medien Wasserstoff, Luft und Kühlmittel durch Aussparungen in den Bipolarplatten und deren Schichtung gebildet. Da die Kanäle zueinander abgedichtet werden müssen, sind ausreichend breite Stege zwischen den Aussparungen in der Bipolarplatte erforderlich. Das Verhältnis zwischen der aktiven Fläche, die für die elektrochemische Reaktion bzw. die Stromerzeugung zur Verfügung steht (**Abbildung 31** Schraffur schwarz) und der Gesamtfläche der Bipolarplatte kann als Indikator für die Flächennutzung bzw. die Leistungsdichte verstanden werden.

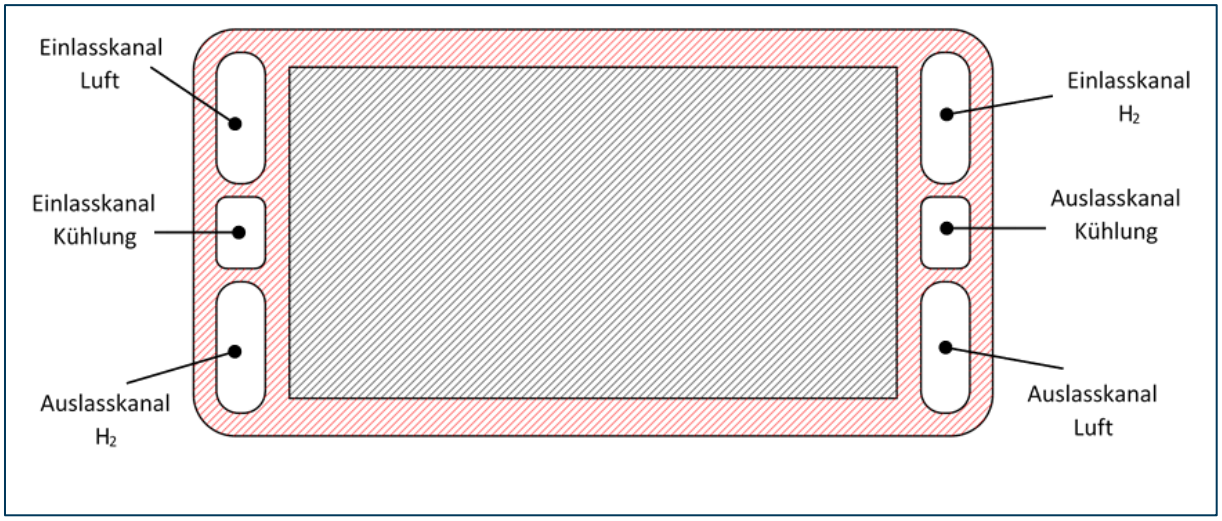


Abbildung 31: Aufbau einer konventionellen Bipolarplatte mit Darstellung der Flächen, die für die Membran Elektroden Einheit und die Peripherie bzw. die Medienkanäle und Dichtungen zur Verfügung stehen

Zur gravimetrischen Bewertung ist die massive Fläche der Bipolarplatte unter Abzug der Aussparungen (Summe der rot und schwarz schraffierten Flächen in **Abbildung 31** zu berechnen. Zur volumetrischen Bewertung ist die durch die Außenkontur umschlossene Gesamtfläche zur aktiven Fläche in Bezug zu setzen.
Die in **Abbildung 31** dargestellte Bipolarplatte basiert auf einer kommerziellen HT-PEM Bipolarplatte.

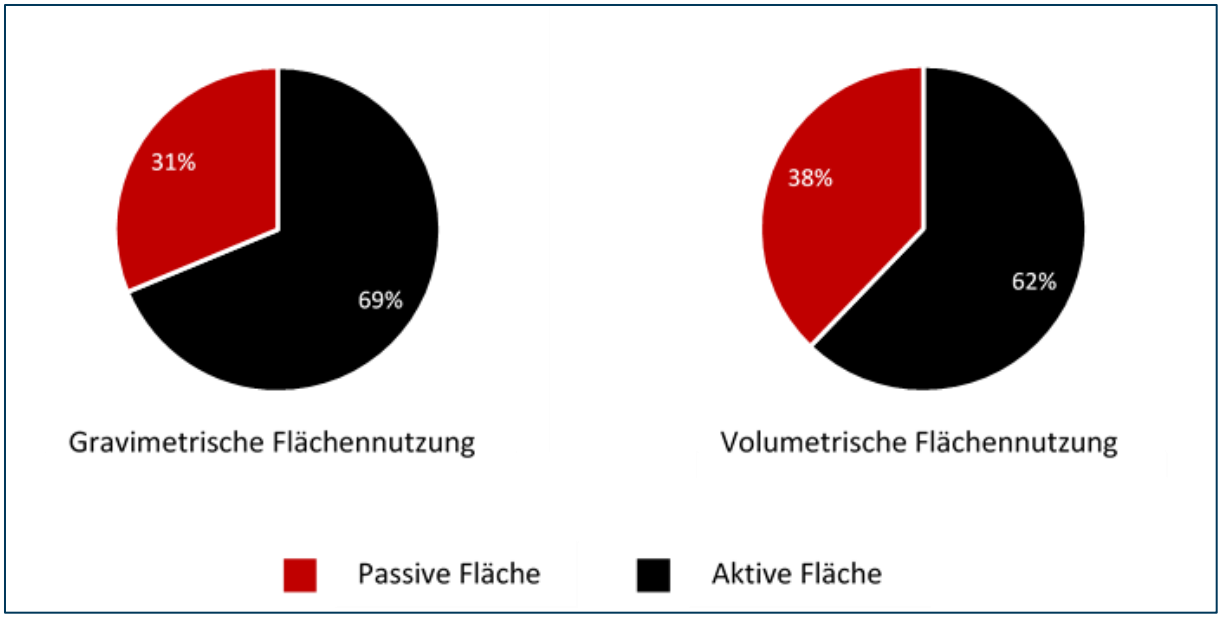


Abbildung 32: Auswertung der gravimetrischen und volumetrischen Flächennutzung am Beispiel einer kommerziellen HT-PEM Bipolarplatte

Zur Steigerung der Flächennutzung wurde ein neuartiges Konstruktionsprinzip für Brennstoffzellenstacks entwickelt. Hierbei werden die Bipolarplatten ohne Aussparungen für die Medienkanäle ausgeführt. Das sich hieraus ergebende massive Prisma wird anschließend mit einer rohrförmigen Hüllstruktur umschlossen. Die Hohlräume zwischen dem Hüllrohr und dem Bipolarplattenprisma bilden dabei die Medienkanäle.
Durch experimentelle Arbeiten in vergangenen Projekten konnte gezeigt werden, dass eine homogene Temperaturverteilung über der Zellfläche von entscheidender Bedeutung für die Effizienz der HT-PEM Brennstoffzelle ist, insbesondere beim Betrieb mit aus Methanol erzeugtem Reformatgas. Bereits geringe CO Verunreinigung zeigen bei Temperaturen unterhalb von 150 °C eine überproportionale Reduzierung der Brennstoffzellenleistung. Zur Reduzierung der Temperaturspreizung zwischen Eintritt und Austritt auf Werte von 5 K ist der Einsatz eines flüssigen Kühlmediums erforderlich. Des Weiteren erleichtert ein flüssiges Wärmeträgermedium die nachgeschaltete Wärmenutzung (Verdampfung und Überhitzung von Methanol und Wasser) innerhalb eines gekoppelten Reformer HT-PEM Brennstoffzellensystems. Vor allem aus diesem aber auch aus anderen die Effizienz beeinflussenden Gründen wurde der Einsatz einer Luftkühlung über die Kathode ausgeschlossen. Entsprechend sind für die drei Medien Wasserstoff, Luft und Kühlmittel jeweils Ein- und Auslasskanäle vorzusehen. Aus gestalterischer Konsequenz ergibt sich daraus für die Bipolarplatte eine hexagonale Geometrie. Die theoretisch maximale volumetrische Flächenausnutzung kann somit bestimmt werden als Verhältnis zwischen der Fläche des Hexagons (A_h) und der des umschriebenen Kreises (A_c).

$$\eta_v = \frac{A_h}{A_c} = \frac{\frac{3}{8}\sqrt{3}D^2}{\frac{1}{4}\pi D^2} = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} = 0{,}827$$

Gegenüber dem in **Abbildung 31** aufgeführten Beispiel entspricht dies einem theoretischen Potenzial zur Steigerung der volumetrischen Leistungsdichte von 33,4 %.

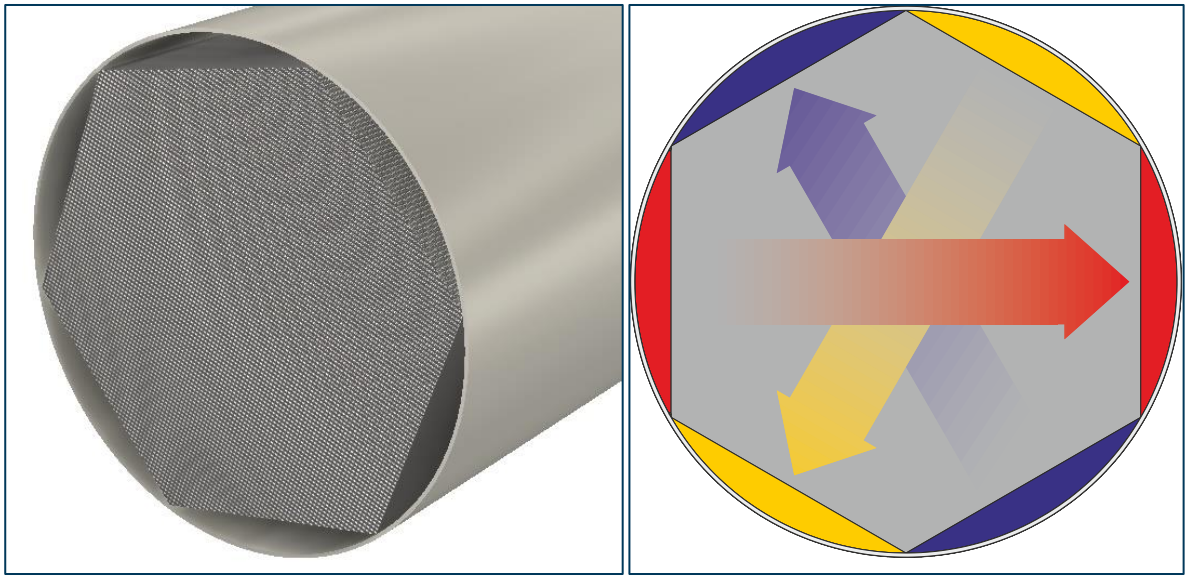


Abbildung 33: Konstruktionsprinzip des HT-PEM Stacks. Integration des hexagonalen Stacks in eine umgebende Hüllstruktur.
Abbildung 34: Ausbildung von drei jeweils voneinander abgeschlossenen Kanalpaaren für Wasserstoff, Sauerstoff und das Kühlmedium

Gegenüber der theoretischen rein geometrischen Betrachtung der Flächenverhältnisse ist eine realistische Betrachtung anhand des in **Abbildung 35** dargestellten Entwurfs möglich. **Abbildung 36** zeigt die Auswertung der Flächennutzung für die hexagonale Bipolarplatte. Diese kann direkt mit der Auswertung in **Abbildung 32** verglichen werden.

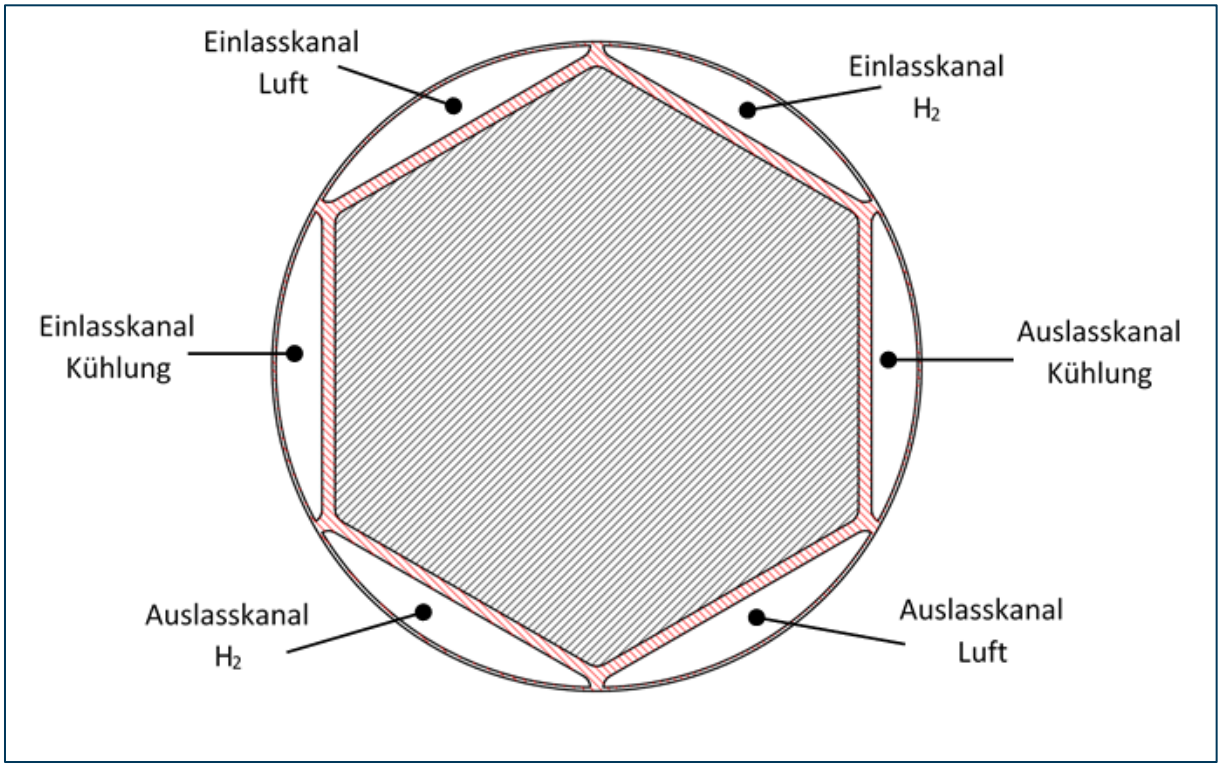


Abbildung 35: Aufbau der hexagonalen Bipolarplatte mit Darstellung der Flächen, die für die Membran Elektroden Einheit und die Peripherie bzw. die Medienkanäle und Dichtungen zur Verfügung stehen

Daraus lässt sich ableiten, dass mittels des hexagonalen Konstruktionsprinzips eine Steigerung der volumetrischen Leistungsdichte von 16 % und eine Steigerung der volumetrischen Leistungsdichte von 26 % möglich ist. Insbesondere durch den geringeren Umfang der kreisförmigen Geometrie der Hüllstruktur wird die Masse des umgebenden Rahmens der Bipolarplatte gegenüber der rechteckigen Struktur, siehe **Abbildung 31**, gesenkt.

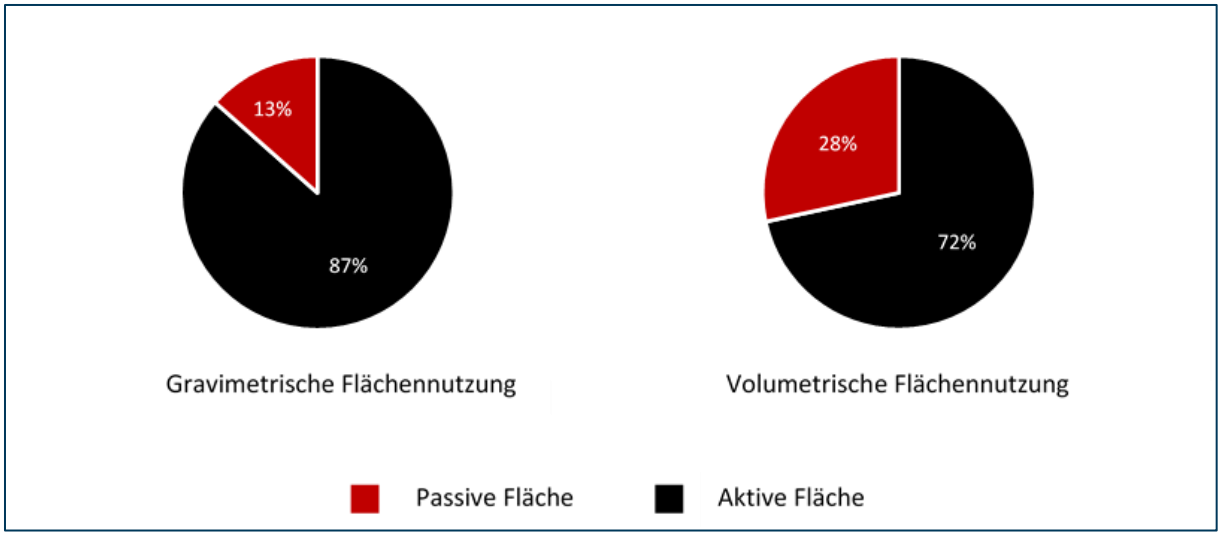


Abbildung 36: Auswertung der gravimetrischen und volumetrischen Flächennutzung der hexagonalen Bipolarplatte unter Berücksichtigung von Dichtflächen und Materialstärke des Hüllrohrs

7.3.2.2. Entwicklung der Flussfeldstruktur der hexagonalen Bipolarplatte

Bipolarplatten weisen ein Flussfeld mit mehrfacher Funktionalität über der gesamten aktiven Fläche auf. Neben der möglichst gleichmäßigen Verteilung der gasförmigen (Wasserstoff bzw. Reformatgas und Luft) und flüssigen Medien (Kühlmedium) stehen die Stege zwischen den Medienkanälen für den elektrischen Kontakt zwischen der Bipolarplatte und der Gasdiffusionsschicht (GDL) der MEA im Bereich der Anode und Kathode bzw. im Bereich der Kühlung zwischen den Bipolarplattenhälften zur Verfügung. Die Gasdiffusionsschicht besteht aus einem porösen Verbund von elektrisch leitenden Kohlenstofffasern, durch die eine Diffusion der Gase auf der Anode und Kathode bis zur Katalysatorschicht ermöglicht wird. Aus der Perspektive einer möglichst homogenen Gasverteilung bzw. Wasserstoff- und Sauerstoffversorgung der gesamten aktiven MEA Fläche, ist der Anteil an Kanalfläche gegenüber der Stegfläche zu maximieren. Im Gegensatz hierzu steigen mit sinkender Steg- bzw. Kontaktfläche die ohmschen Widerstände zwischen GDL und Bipolarplatte. Die geometrische Gestaltung des Flussfelds erfordert dementsprechend einen Kompromiss zwischen Gasverteilung und ohmschen Verlusten. Letztere sind außerdem stark von der Kompression zwischen Bipolarplatte und MEA abhängig. Mit steigendem Anpressdruck reduzieren sich die ohmschen Verluste. Hierbei wird die GDL im Kontaktbereich komprimiert und die Porosität bzw. Gasdurchlässigkeit reduziert. Im Bereich der Kanäle dringt die GDL aufgrund der Kompression ein und reduziert dadurch den für den Gasfluss zur Verfügung stehenden Querschnitt. Im Extremfall führt dies zum einen zu einer lokalen Unterversorgung von Wasser- bzw. Sauerstoff aufgrund mangelnder Diffusion. Bei parallel verlaufenden Kanälen kann dies außerdem zu lokalen Konzentrationsunterschieden der Gase führen, da die Querdiffusion zwischen den Kanälen unterbunden wird. Durch die Querschnittsverengung der in die Kanäle eindringenden GDL entstehen Druckverluste, die bei der Gestaltung der Kanaltiefe zu berücksichtigen sind.

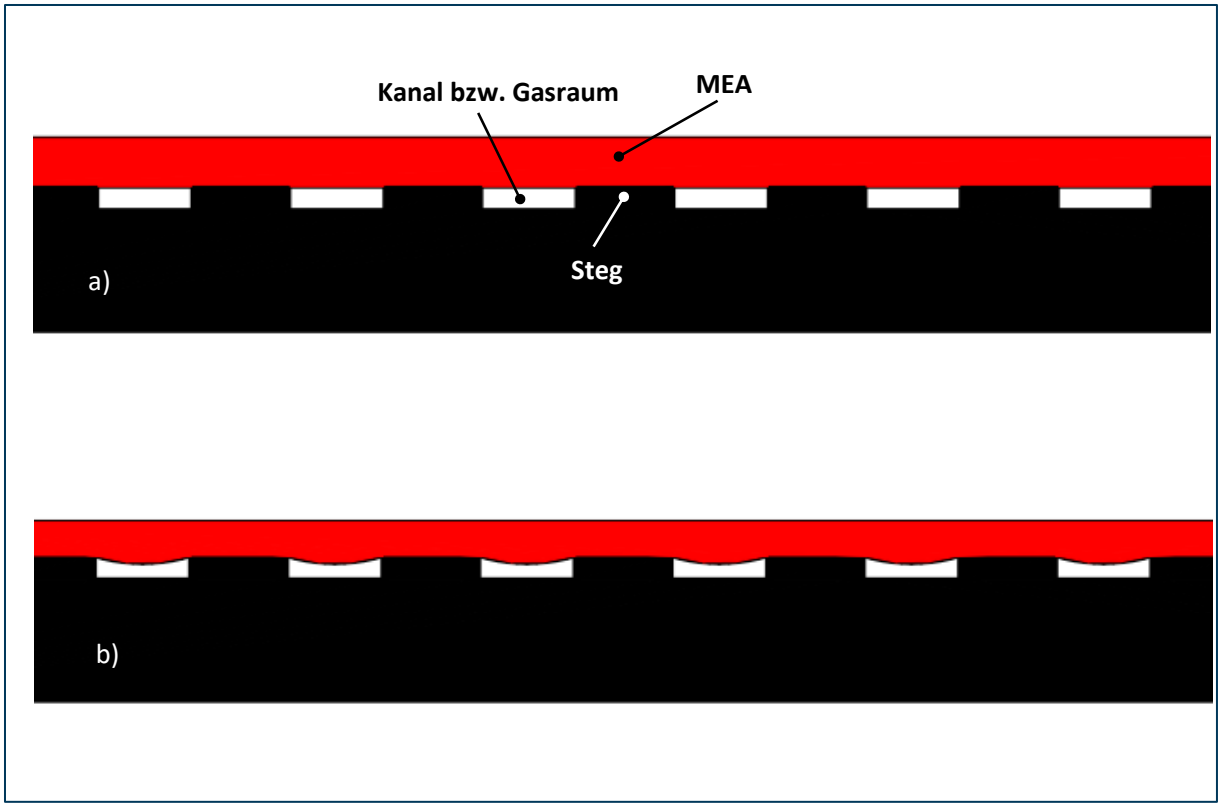


Abbildung 37: Schematische Schnittdarstellung der Einbausituation zwischen MEA und einer Bipolarplatte mit parallel verlaufenden gefrästen Gaskanälen im unkomprimierten Zustand (a) und im komprimierten Zustand (b)

Wie in **Abbildung 31** dargestellt, erfolgt die Medienversorgung einer Bipolarplatte mit rechteckiger Geometrie typischerweise über eine Ecke und die Medienabfuhr über die ihr diagonal gegenüberliegende Ecke. Im Fall der hexagonalen Bipolarplatte kann die gesamte Länge einer Kante zur Medienversorgung bzw. -abfuhr genutzt werden. Da sich die Fläche des Sechsecks zwischen dem Medienein- und -austritt verdoppelt wurde eine Auslegung von annähernd parallelen Kanälen vorgenommen, die eine gleichmäßige Gasverteilung über der gesamten Fläche ermöglicht. Als Basis für die Auslegung wurde der Druckverlust entlang des Kanals herangezogen. Dabei wurde die Tiefe der Kanäle entlang des Kanals als konstant festgelegt. Als Referenz für den Druckverlust dienen hierbei die zentralen Kanäle in der Mitte des Flussfelds. Die Breite der übrigen Stege und Kanäle erweitern sich zwischen dem Eintritt und der Mitte des Flussfelds um den Faktor 2 und verengen sich schließlich zum Austritt hin wieder auf den ursprünglichen Wert.

Zur Definition der Kanalgeometrie wurde in folgender Rechensequenz vorgegangen:

a) Festlegung der Breite des inneren Kanals und Berechnung des Druckverlusts
b) Berechnung der Länge Nachbarkanals unter Berücksichtigung einer gleichmäßigen Aufteilung des Eintrittsbereichs
c) Berechnung der Anfangsbreite des Nachbarkanals, so dass der Druckverlust in diesem Kanal identisch zum Referenzkanal ausprägt. Der Medienfluss wurde hierbei homogen auf die Gesamtanzahl der sich ergebenden Kanäle aufgeteilt
d) Schrittweise Fortführung der Berechnung bis die gesamte Fläche mit Kanälen und Stegen ausgefüllt ist.

Da bei diesem Verfahren der äußerste Kanal nur teilweise noch auf der Fläche des Sechsecks liegen kann, war es erforderlich eine iterative Abfrage in die Berechnung zu integrieren, die durch Variation der Breite der Referenzkanäle im Zentrum eine geometrische Integration ganzzahliger Werte von Kanälen erlaubt.
Für die geometrische Auslegung wurden folgende Randbedingungen festgelegt:

- Die Kanäle verlaufen ohne zu mäandern von der Eintritts- bis zur Austrittsseite
- Die Breite der Kanäle und Stege nimmt zum Zentrum der Bipolarplatte linear zu bis zu einer Verdoppelung der Werte
- Konstante Breite der Stege am Eintritt und im Zentrum

Zur Untersuchung des Einflusses der Anzahl der Kanäle wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Ergebnisse sind in **Abbildung 39** dargestellt. Im oberen Bereich ist die Breite der zentralen Kanäle in Abhängigkeit der Anzahl der Kanäle dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass die Kanalbreite aufgrund der Grenzen der Herstellbarkeit nicht zu gering ausfallen kann. Neben der Werkzeuggröße stellt auch die Festigkeit des Werkstoffs Graphit eine limitierende Größe dar. Im mittleren Diagramm ist das Breitenverhältnis der Kanäle zum Referenzkanal dargestellt. Im unteren Diagramm ist der Druckverlust an einem geometrischen Beispiel aufgeführt. Dieser nimmt mit zunehmender Anzahl an Kanälen exponentiell zu. Bipolarplatten für HT-PEM Brennstoffzellen werden typischerweise aus auf Graphit basierenden Werkstoffen hergestellt, wobei die Kanäle subtraktiv aus der Oberfläche gefräst werden. Die mechanische Bearbeitung mittels Fräsen ist mit hohen Kosten verbunden. Dies ist begründet in Maschinenkosten aufgrund langer Bearbeitungszeiten, geringen Standzeiten der Fräswerkzeuge bedingt durch die abrasiven Eigenschaften von Graphit und dem durch den anfallenden Graphitstaub erhöhten Wartungsaufwand der Bearbeitungsmaschinen. Durch das vertikale Fräsen entstehen außerdem an der Kontaktfläche der Stege scharfe Kanten, die bei der Kompression des Stacks zu einer mechanischen Belastung der HT-PEM MEA führen und somit ein Risiko für die in der maritimen Industrie geforderte Langlebigkeit der Brennstoffzellen darstellen können (vgl. **Abbildung 37**). Zur Vermeidung einer vollständigen Abscherung bzw. Perforierung der Membran werden dadurch die Grenzen für den zulässigen Differenzdruck zwischen Anode und Kathode herabgesetzt.

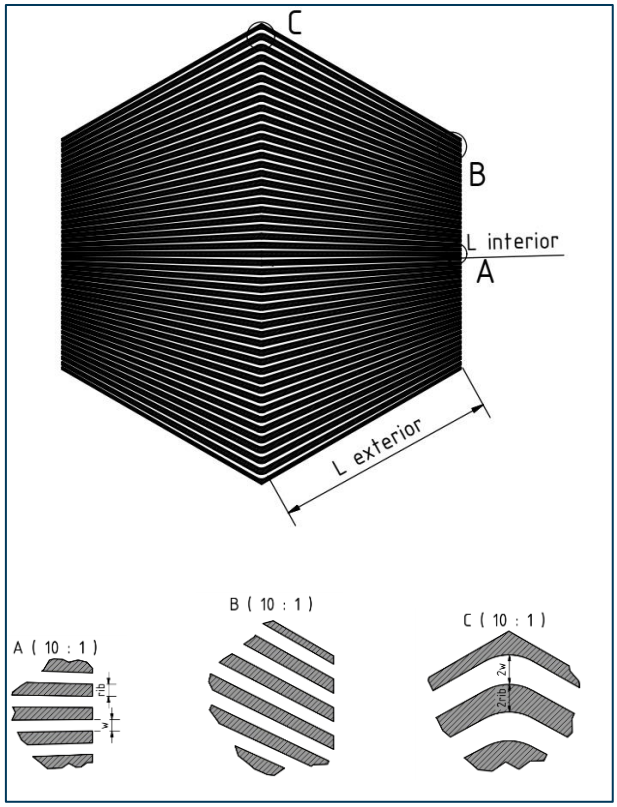


Abbildung 38: Gestaltung des Flussfelds mit geraden Kanälen und deren Verteilung als Ergebnis der Berechnung sowie Detailzeichnungen zur Verdeutlichung der Struktur in den unterschiedlichen Bereichen der Bipolarplatte

Dies bedeutet in der Konsequenz eine erhöhte Anforderung bei der Druckregelung der Medienversorgung. Druckstöße, die beispielsweise durch die Flussregelung mittels eines Proportionalventils entstehen können, müssen unter allen Umständen vermieden werden. Dies ist ein nicht zu vernachlässigender Aspekt bei der Auslegung der Dynamik von HT-PEM Systemen und zeigt, wie bereits bei der Gestaltung von Bipolarplatten auf die Charakteristik der Peripherie eines Brennstoffzellensystem eingegangen werden muss.

Werden HT-PEM Brennstoffzellen mit Reformat, also einer wasserstoffreichen Gasmischung mit Begleitgasen wie CO_2 und Wasserdampf sowie Restanteilen an CO betrieben, ist ein stark mäanderndes Flussfeld mit parallelen Kanälen nur bedingt geeignet. Hier kommt es entlang der Kanalstrecke aufgrund der funktionsbedingten Reduzierung der Wasserstoffkonzentration zu einem proportionalen Anstieg der CO-Konzentration. Gegenwärtig sind kommerzielle HT-PEM Bipolarplatten im Einsatz, bei denen im Eintrittsbereich auf einer möglichst kurzen Strecke eine Verteilung des Reformats über die gesamte Breite der Bipolarplatte angestrebt wird, um anschließend ein paralleles Flussfeld bis zum Austrittsbereich zu durchfließen, in dem die Anodenabgase schließlich ebenfalls in einem möglichst reduzierten Flächenabschnitt bis zum Austrittskanal der Anode gesammelt werden.

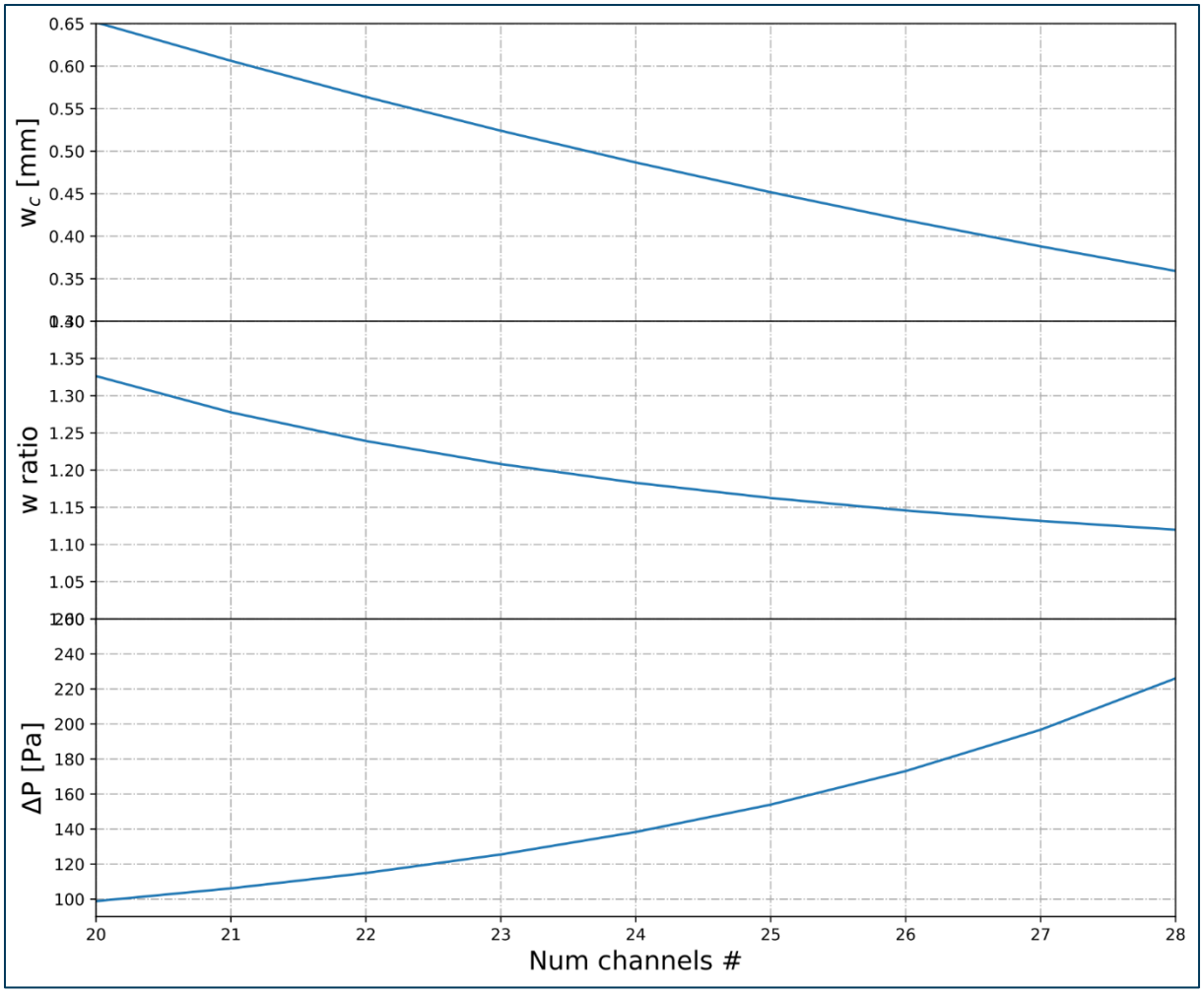


Abbildung 39: Geometrische Veränderung der Kanalstruktur des Flussfelds der hexagonalen Bipolarplatte und Einfluss des Druckverlusts in Abhängigkeit der Anzahl der Kanäle.

Im Fall der hexagonalen Bipolarplattengeometrie wirkt sich der im Vergleich zu rechteckigen Konzepten breitere Eintrittsbereich positiv auf die homogene Durchströmung der gesamten Fläche aus. Als nachteilig anzusehen ist die reduzierte Fähigkeit des parallelen Flussfelds zum Querausgleich von Konzentrationsunterschieden mittels Diffusion. Aus diesem Grund wurden in der Vergangenheit bereits vielfache Anstrengungen unternommen (Lit…) parallele Kanalstrukturen teilweise zu öffnen bzw. sogenannte „Füßchen“-Flussfelder zu gestalten, bei denen die Kanäle entweder speziell gestaltete Durchbrüche quer zur Flussrichtung aufweisen bis hin zu reinen Noppenstrukturen, bei denen die Stege in Form einzelner Inseln dargestellt werden. Letzteres ermöglicht die Querdiffusion zum Ausgleich von Konzentrationsunterschieden über der gesamten Breite des Flussfelds. Aufgrund der Notwendigkeit rechteckiger Strukturen zwischen zwei diagonal gegenüberliegenden Ecken ein- und auszuströmen, führt dies im Fall eines noppenartigen Flussfelds mit homogener Noppengeometrie zu einer zwangsläufigen Unterversorgung in den Ecken, die dem Ein- bzw. Austrittsbereich gegenüberliegen.

Im Gegensatz zur rechteckigen Struktur ermöglicht die hexagonale Geometrie durch entsprechende geometrische Gestaltung und Dimensionierung der Inseln einen Medienfluss, der sich homogen über die gesamte Fläche verteilt. Um die beiden seitlichen Ecken zu erreichen, wird der direkte Durchfluss zwischen Ein- und Austritt durch die Inseln gestört, so dass sich die Teilströme jeweils auftrennen müssen bzw. unter einem Winkel von 30 ° gegenüber der direkten Flussrichtung abgeleitet werden.

In **Abbildung 41** ist beispielhaft ein Flusspfad dargestellt. In der vergrößerten Darstellung ist das Prinzip der Aufteilung zu erkennen. Da zwischen jeder Insel eingespeist wird, ergibt sich eine homogene Verteilung über der gesamten Fläche.

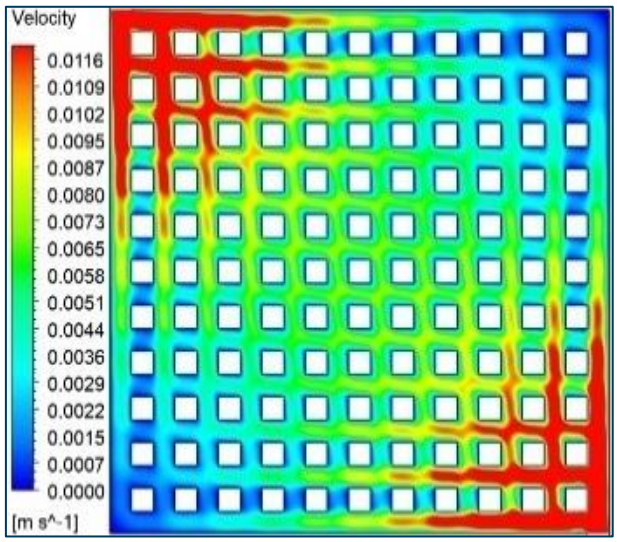


Abbildung 40: Schematische Darstellung der Gasverteilung bei der Nutzung eines Inselflussfelds mit rechteckiger Geometrie der Bipolarplatte

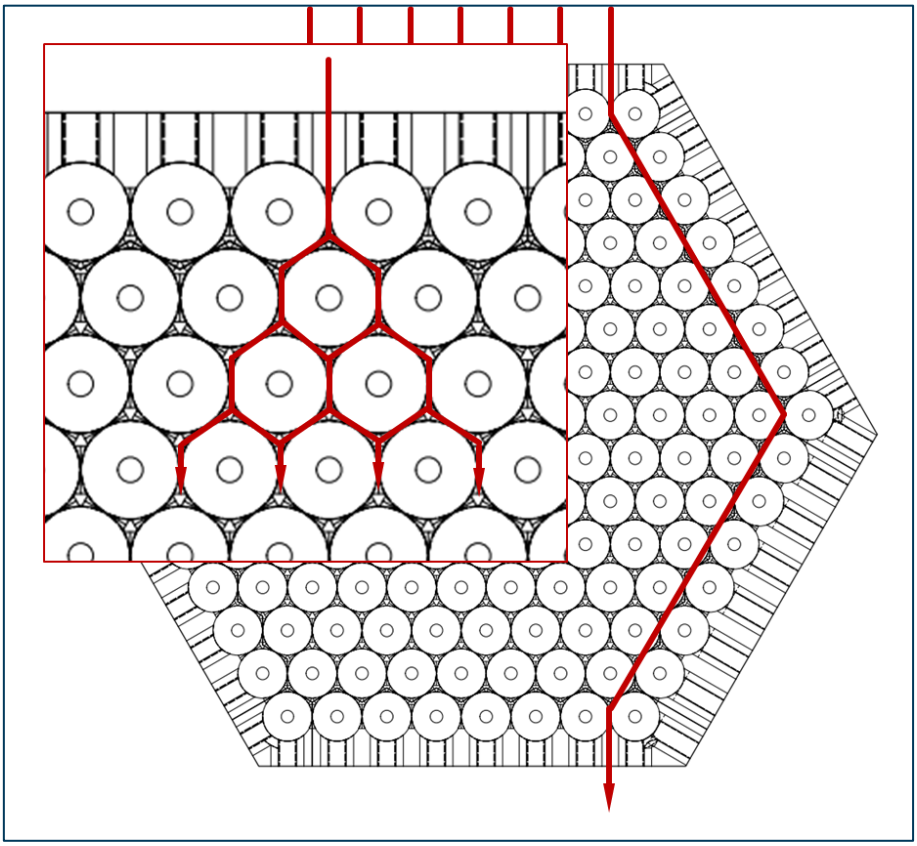


Abbildung 41: Prinzipdarstellung der Flusscharakteristik durch das in der hexagonalen Bipolarplatte integrierte Inselflussfeld.

Aus den oben genannten Gründen der Produktionskosten, der Gefahr der Membranschädigung durch scharfe Kanten sowie der Zielsetzung einer möglichst flachen Struktur wurden die Möglichkeiten einer zur Herstellung einer metallischen Bipolarplatte zur Umsetzung des in **Abbildung 41** beschriebenen Flussprinzips untersucht.

7.3.2.3. Entwicklung des Herstellungsverfahrens zur Realisierung hexagonaler Bipolarplatten mit Inselflussfeld aus Metall

Bei der Gestaltung des Flussfelds aus metallischen Werkstoffen wurde auf die Einhaltung folgender Randbedingungen geachtet:

- Herstellbarkeit durch Umformen in einem Presswerkzeug
- Anforderung bezüglich der homogenen Flussverteilung
- Realisierung der gesamten Bipolarplatte durch Fügen von zwei Hälften
- Beide Bipolarplattenhälften müssen identisch sein, um mit einem Werkzeug gefertigt werden zu können
- Beide Hälften dürfen nur in der richtigen Position rückseitig zueinander passen
- Durch das Fügen der Bipolarplatten wird ein funktionales Flussfeld für das Kühlmedium ausgebildet
- Vermeidung scharfer Kanten im Bereich des MEA-Kontakts
- Ausreichende Kontaktfläche zwischen Bipolarplatte und MEA

Die Herstellbarkeit durch Umformen wurde zunächst anhand von Proben ermittelt. Hierzu wurde die Geometrie in vereinfachter Form im CAD entworfen und schließlich aus der Struktur entsprechend der Blechstärke ein Stempel und ein Gesenk abgeleitet.



Abbildung 42: Entwurf von Stempel und Gesenk zur Erprobung der Herstellung der metallischen Bipolarplatte

Diese vereinfachte Struktur weist im Wesentlichen noppenartige Inseln auf, die durch Kanäle miteinander verbunden sind, durch die im Inneren der Bipolarplatte das Kühlmittel geführt wird. Zu beachten ist hierbei, dass die Strömungsrichtung des Kühlmittels gegenüber den Gasströmungen um

jeweils 60 ° verdreht ist. Aus diesem Grund ist die Anordnung der Noppen so auszuführen, dass sie in einem Raster mit gleichschenkligen Dreiecken angeordnet ist. In der in **Abbildung 42** dargestellten Struktur sind die Kühlkanäle in parallelen Linien angeordnet. Die tiefen dreieckigen Flächen zwischen den Noppen stellen dabei die rückseitige elektrische Kontaktierung zwischen den Bipolarplattenhälften dar. In diesem Bereich besteht die Möglichkeit die Bipolarplatten mit geeigneten Fügeverfahren zu verbinden. Hierzu wurde das Löten, Punktschweißen, Laserschweißen und Clinchen näher untersucht. Eine derartige Verbindung der beiden Bipolarplattenhälften ist prinzipiell sinnvoll bzw. notwendig, da durch den im Inneren eingebrachten Druck des Kühlmediums Kräfte wirken, die die beiden Hälften separieren. Sollte der Kontakt getrennt werden, müsste der gesamte Strom vom Zentrum zunächst zum Randrahmen der Bipolarplatte fließen. Eine Möglichkeit den elektrischen Kontakt zwischen den Bipolarplattenhälften aufrecht zu erhalten ohne diese durch ein Fügeverfahren zu verbinden, besteht in der Ausnutzung der Flexibilität der sich ergebenden Struktur.
Durch die Unterstützung der Firma TOX Pressotechnik GmbH & Co. KG wurden Versuche an verschiedenen Werkstoffen zum Fügen durch Clinchen durchgeführt. Clinchen ist ein Fügeverfahren, bei dem die beiden zu fügenden Bauteile durch einen zylindrischen Stempel und ein speziell geformtes Gesenk so umgeformt werden, dass sich dabei eine Art Nietverbindung ohne Niet ergibt. Sofern das zu verbindende Material für den Prozess geeignet ist, lässt auf diese Weise eine dauerhafte stabile und gasdichte Verbindung herstellen. Gegenüber anderen Fügeverfahren erweist sich die geometrische Veränderung durch den Aushub auf der Rückseite als formverändernd bezüglich der Flussfeldtopographie. Eine Integration auf der Anodenseite ist jedoch nicht zwingend auszuschließen. Die im Rahmen dieser Betrachtung zur Verfügung stehenden Zylinderdurchmesser waren in Relation zur Flussfeldgeometrie zu groß, so dass die geometrische Integration einer durch Clinchen hergestellten Verbindung nicht möglich war. Dies hätte bedingt, dass der Abstand zwischen den Inseln des Flussfelds hätte deutlich erweitert werden müssen. Durch den Einsatz kleinerer Werkzeugdurchmesser erscheint eine strukturelle Integration möglich. Daher ist die prinzipielle Eignung der Technologie nicht auszuschließen. Eine weitergehende Untersuchung wurde in diesem Rahmen jedoch nicht realisiert.

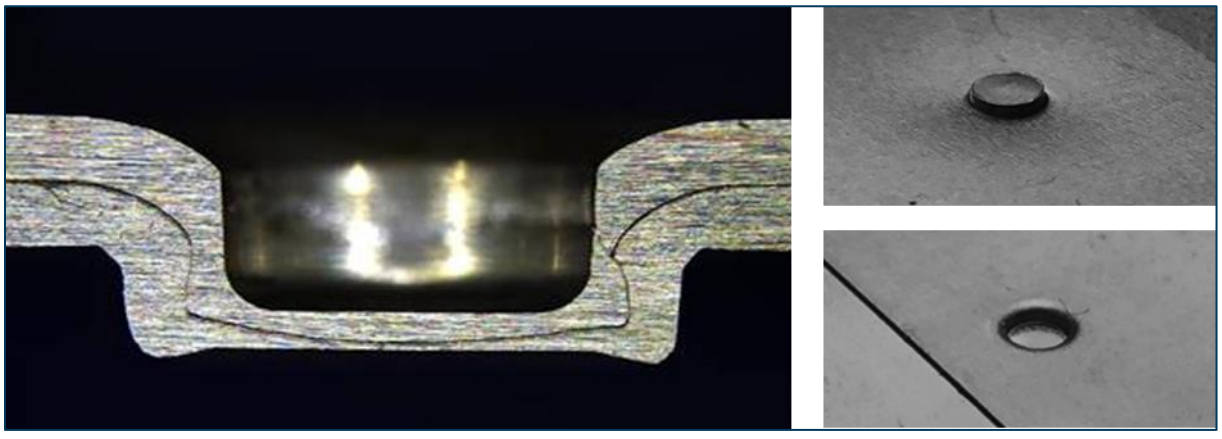


Abbildung 43: Ergebnisse des Fügens durch Clinchen

Anhand der experimentellen Arbeiten mit den Probewerkzeugen hat sich gezeigt, dass durch den Umformvorgang vereinzelt Frakturen im Bereich der Randbereiche der Inselköpfe auftraten. Frakturen dieser Art zeugen von der Überschreitung der Streckgrenze des Ausgangswerkstoffs. Diese ist wiederum stark vom Ausgangszustand des Bandmaterials abhängig. Kaltgewalzte Bänder weisen aufgrund des Herstellungsprozesses eine inhomogene Verformbarkeit auf, die bei der Herstellung der

Bipolarplatten berücksichtigt werden muss. Da die Geometrie durch die hexagonal symmetrische Struktur nicht in besonders günstiger Form im Werkzeug eingebracht werden kann, stellt die geringste Verformbarkeit den Grenzwert für das gesamte Bauteil dar.

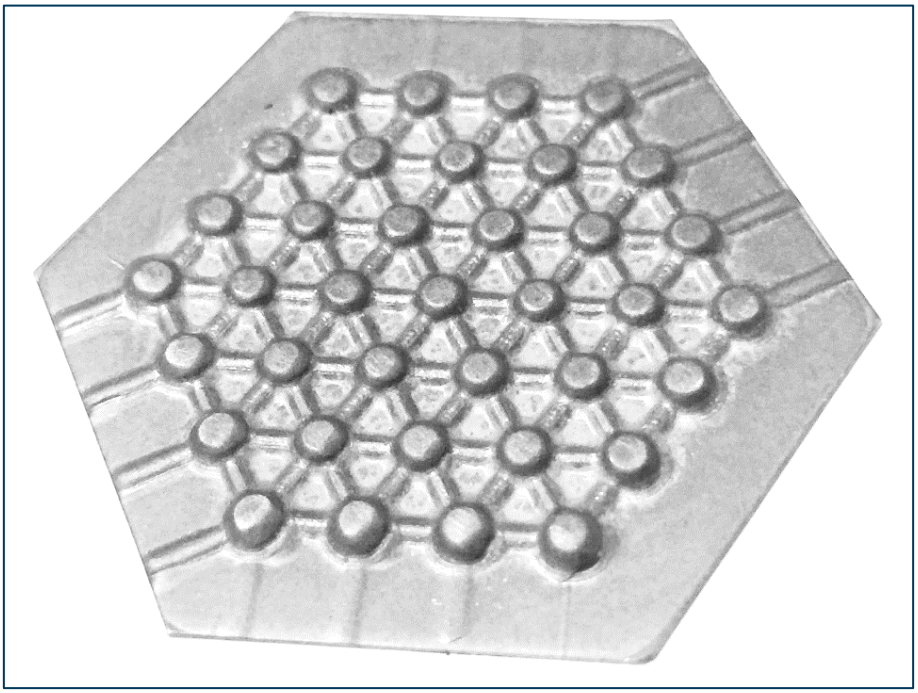


Abbildung 44: Beispiel eines mit dem Probewerkzeug hergestellten Musters

Aus diesem Grund wurden durch umfangreiche experimentelle Arbeiten mit Hilfe des Spannungsarmglühens Parameter definiert, die schließlich eine Umformung ohne Rissbildung ermöglichen. Eine entsprechende Einstellung des Ausgangszustands des Materials ist bereits durch den Bandmateriallieferanten darstellbar, sofern die erforderlichen Parameter bekannt sind. Interessant in diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass bei der Bandherstellung die dem Walzen nachgelagerten Temperprozesse zunehmend auf den Betrieb mit Wasserstoff als Substitut für Erdgas umgestellt werden.

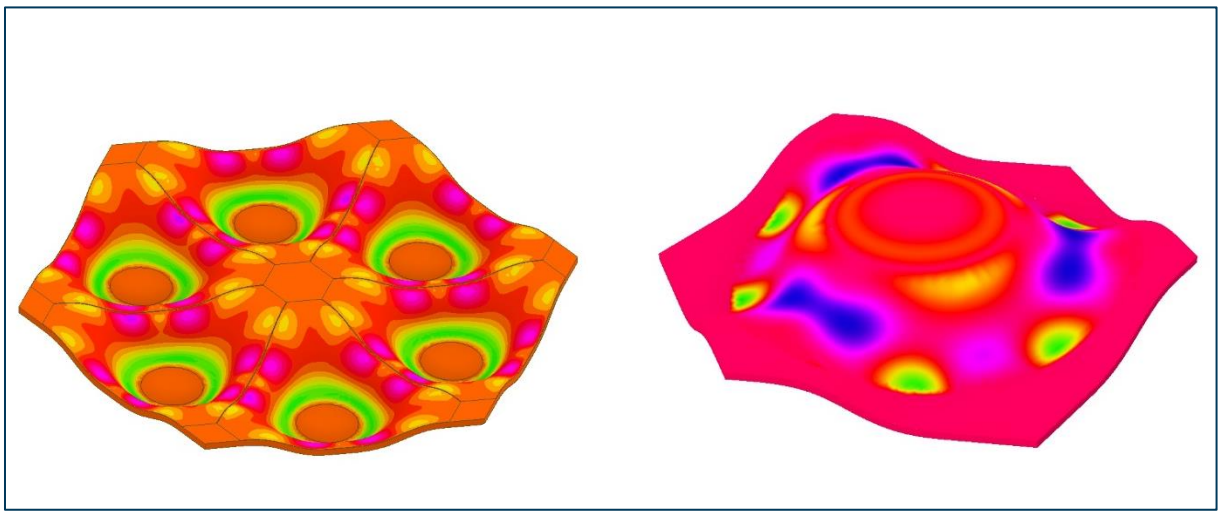


Abbildung 45: Ausgewählte Beispiele der Spannungsanalyse anhand geometrischer Details des Inselflussfelds der hexagonalen Bipolarplatte

Gegenüber der vereinfachten Struktur zur Erprobung des Umformprozesses wurden geometrische Anpassungen hinsichtlich der Kühlkanäle erforderlich, um die Fläche der Wärmeübertragung zu vergrößern und die Homogenität des Gasflusses zu gewährleisten. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus den Vorversuchen wurden Simulationen zur Analyse der durch die Umformung induzierten Spannungen durchgeführt. **Abbildung 45** zeigt zwei Beispiele der Spannungsanalyse mit unterschiedlichen Geometrien, die u.a. im Detail betrachtet wurden.

Durch die Ergebnisse der Spannungsanalyse konnten kritische Bereiche identifiziert und durch geometrische Anpassungen iterativ reduziert werden. Als wesentliche Maßnahme kann die Vergrößerung von Radien angesehen werden, die jedoch unmittelbar zur Reduktion entweder der Kontaktflächen zwischen den Bipolarplattenhälften, der Bipolarplatte und der GDL oder der Kanalquerschnitte aller Medien führt. Um allen Randbedingungen hinsichtlich der Gasströmung, der Kühlung sowie der Herstellbarkeit gerecht zu werden, konnte die finale Geometrie durch iteratives Vorgehen eingegrenzt und optimiert werden. Zur Analyse des Kühlmittelflusses durch das Innere der Bipolarplatte wurde der durchströmte Hohlraum im CAD als Körper dargestellt und die Verteilung der Strömung durch die Kanäle durch CFD Berechnungen analysiert (**Abbildung 47**). An der farblich skalierten Darstellung der Strömungsgeschwindigkeiten ist zu erkennen, dass die quer zur Strömungsrichtung liegenden Kanäle erwartungsgemäß nur geringfügig durchflossen werden. Dennoch zeigt sich, dass es zu einem symmetrischen Ausgleich und damit zu einer Durchmischung über der gesamten Fläche kommt. Gut zu erkennen ist die homogene Verteilung der Strömung über die einzelnen Ein- und Austrittskanäle.

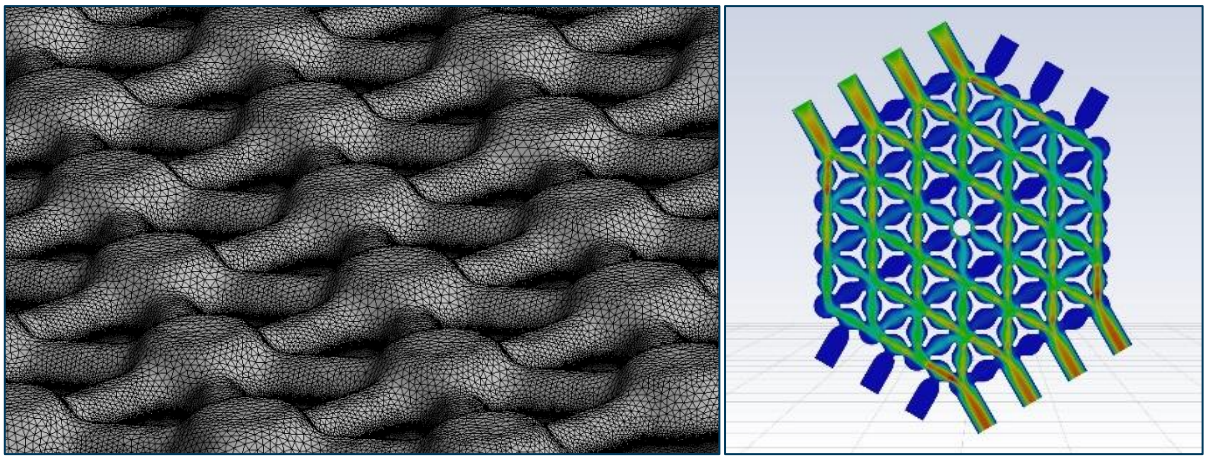
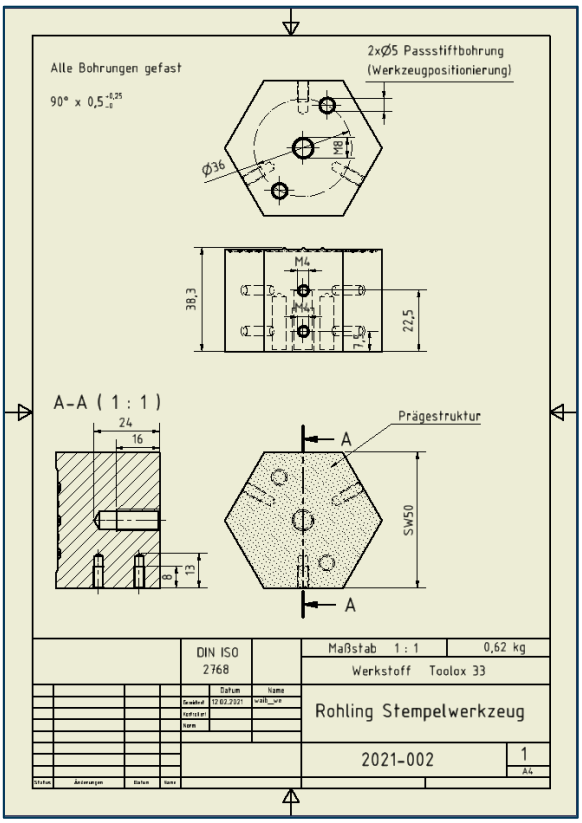


Abbildung 46: Vernetzung des Kühlmittelvolumens zur Strömungssimulation
Abbildung 47: Ergebnis einer CFD Berechnung zur Analyse der Strömungsverhältnisse innerhalb des Kühlflussfelds

Basierend auf den Analyseergebnissen wurden drei weitere Probewerkzeugpaare zur Herstellung von Mustern im CAD entwickelt und am DLR gefräst. Hierbei konnten insbesondere bei der Werkzeugfertigung bezüglich der Fertigungsstrategie Erkenntnisse gewonnen werden, die schließlich zur Erreichung der notwendigen Präzision auch im Hinblick auf die Oberflächengüte erforderlich waren. Für eine spätere serientaugliche Fertigung ist die Bearbeitung einer bereits gehärteten Platte aus Werkzeugstahl durch Erodieren zu erwägen. Eine derartige Fertigungsmethode konnte aus Kostengründen an dieser Stelle nicht realisiert werden. Für die Probewerkzeuge kam der Werkzeugstahl Toolox® 33 zum Einsatz. Dies ist ein vorgehärteter Werkzeugstahl, der sehr gute Eigenschaften für die spanende Bearbeitung aufweist und sich aufgrund seiner Feinkörnigkeit und hohen Reinheit im vorliegenden Fall als sehr verzugsarm erwiesen hat. Die Werkzeugoberflächen wurden nach dem Fräsen zusätzlich

poliert, wodurch sich die Reibung zwischen Werkstück und Werkzeug reduziert. Weiterhin wurden verschiedene Schmierstoffe bei der Umformung erprobt. Hierbei sind dünnflüssige Öle, die mit einem geeigneten Lösemittel leicht von der Oberfläche zu entfernen sind zu bevorzugen. Zusätzlich bestehen verschiedene Möglichkeiten der Werkzeugbeschichtung, bei denen teilweise durch eine mikroporöse Schicht Schmierstoffe in der Oberfläche gebunden werden. Da bereits mit der polierten Oberfläche in Kombination mit einem niedrigviskosen Ziehöl gute Ergebnisse erzielt werden konnten, wurde auf eine weitere Beschichtung des Werkzeugs verzichtet, auch wenn dies zu einer Erhöhung der Standzeit des Werkzeugs beitragen kann.
Mit Hilfe der Probewerkzeuge konnte durch die Analyse der erzeugten Bipolarplattenmuster ermittelt werden, welche Presskräfte für eine vollständige Ausbildung der Geometrie erforderlich sind. Gute bis sehr gute Ergebnisse konnten mit einem Pressdruck von 52 N/mm^2 erzeugt werden. Zur Vermeidung von übermäßiger Abnutzung oder Verzug am Werkzeug wurde der Pressdruck stufenweise angehoben und das jeweils erzeugte Werkstück anschließend mit Hilfe eines optischen Mikroskops geometrisch analysiert. Zur Herstellung einer hexagonalen Bipolarplatte mit einer Schlüsselweite von 350 mm ist entsprechend eine Presskraft von 5500 kN (560 t) erforderlich. Hierfür eignen sich Einsenkpressen, die typischerweise Anwendung in der Schraubenfertigung oder der Herstellung von Münzprägewerkzeugen finden. Diese weisen eine kompakte Bauweise auf und sind in Ausführungen mit hohen Geschwindigkeiten, die eine wirtschaftliche Fertigung erlauben erhältlich.



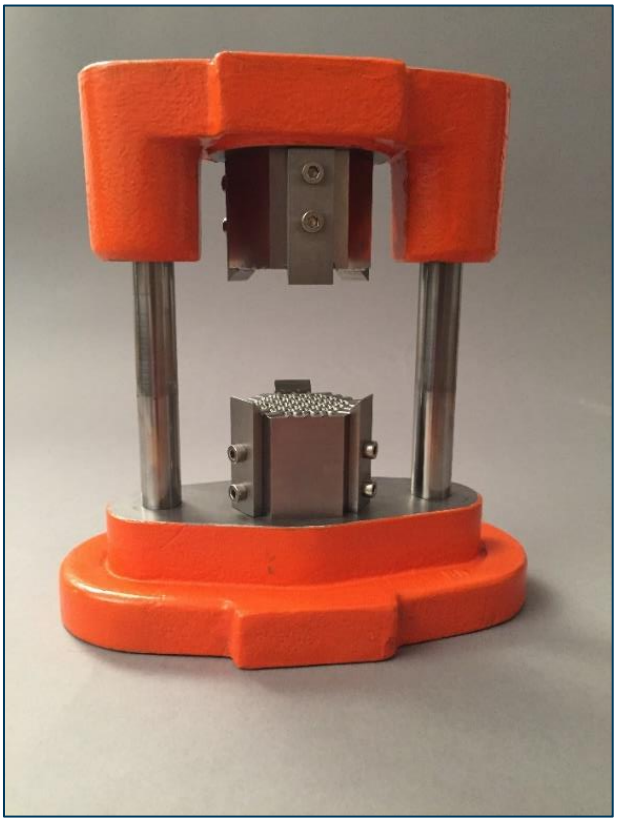


Abbildung 48: Fertigungszeichnung zur Herstellung eines Werkzeugrohlings
Abbildung 49: Einbau eines Werkzeugpaars in einem Säulenführungsgestell

Nach dem Abschluss der experimentellen Arbeiten wurde die finale Geometrie in einer Schlüsselweite von 147 und 350 mm entwickelt. Auf dieser geometrischen Basis wurden 3D-Daten für die anschließende Stempel- und Gesenkfertigung für die Herstellung der Bipolarplatten erstellt. Aufgrund

der komplexen Topographie der Bipolarplatte zeigten sich bereits bei der Datenerstellung im CAD Grenzen der Rechenleistung. Der Datensatz für eine Werkzeughälfte weist einen Speicherbedarf von 0,6 GB auf. Dadurch waren mehrere Iterationen bei der Datenkonvertierung und insbesondere bei der Erstellung des CAD-CAM Fräsprogramms erforderlich. Zielführend hierbei war schließlich eine vom Zentrum des Sechsecks sich in Kreisbahnen nach außen fortsetzende Fertigungsstrategie mit mehreren Schrupp- und Schlichtdurchgängen. Aufgrund der kontinuierlichen Bearbeitung über der gesamten Fläche konnten mögliche Toleranzabweichungen innerhalb der Topographie verhindert werden. Bei der Maschinenprogrammierung der einzelnen Fräsdurchgänge war die Kapazität des Programmspeichers des Bearbeitungszentrums die limitierende Größe. In der Summe erforderte die Fertigung einer Werkzeughälfte (SW 350) ca. 46 Spindelstunden, wobei eine moderate Parametereinstellung gewählt wurde, um einen Werkzeugbruch zu verhindern, durch den das gesamte Werkstück unbrauchbar hätte werden können.

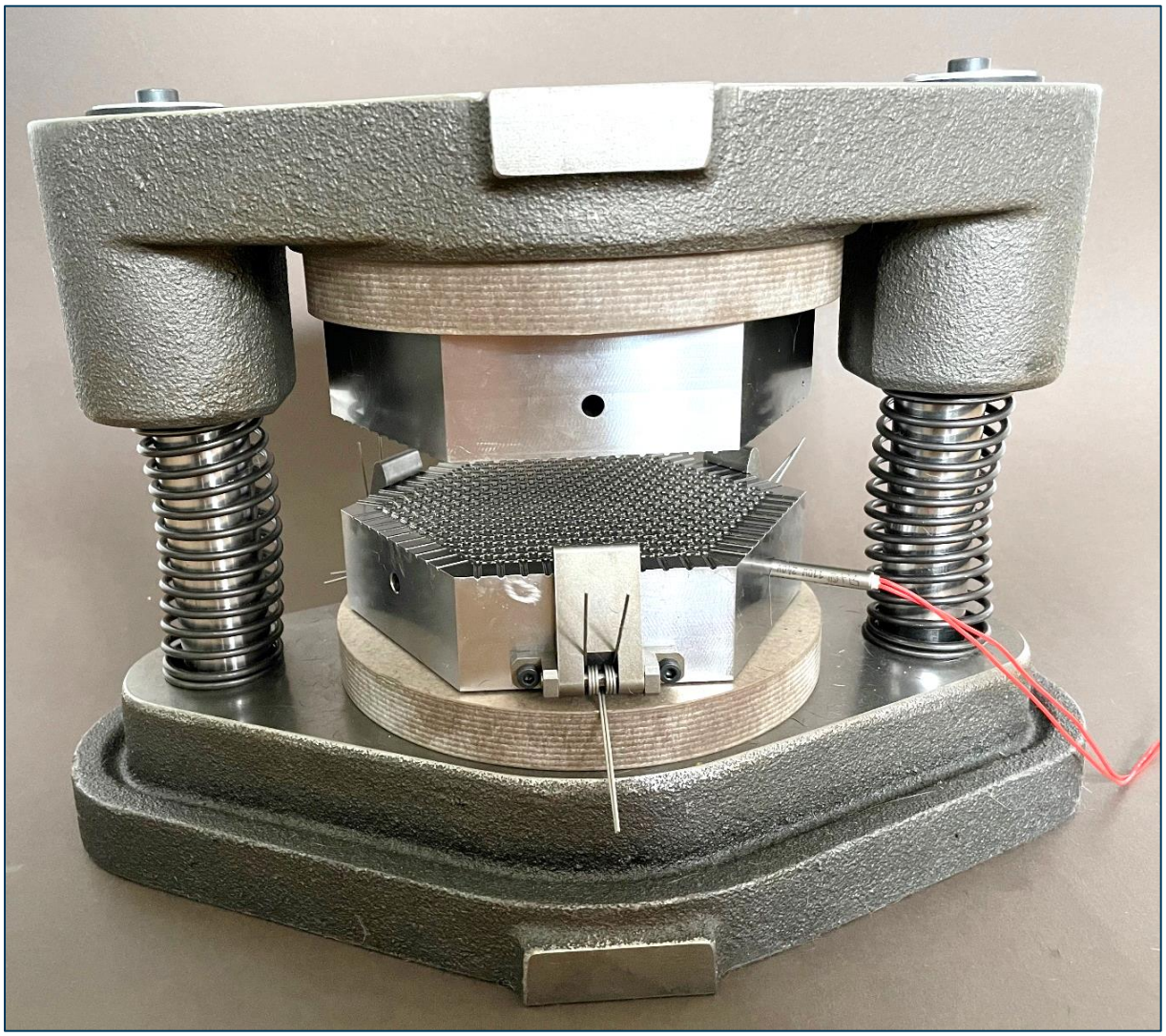


Abbildung 50: Stempelwerkzeuge zur Herstellung der hexagonalen Bipolarplatte mit der Schlüsselweite von 147 mm in einem Säulenführungsgestell

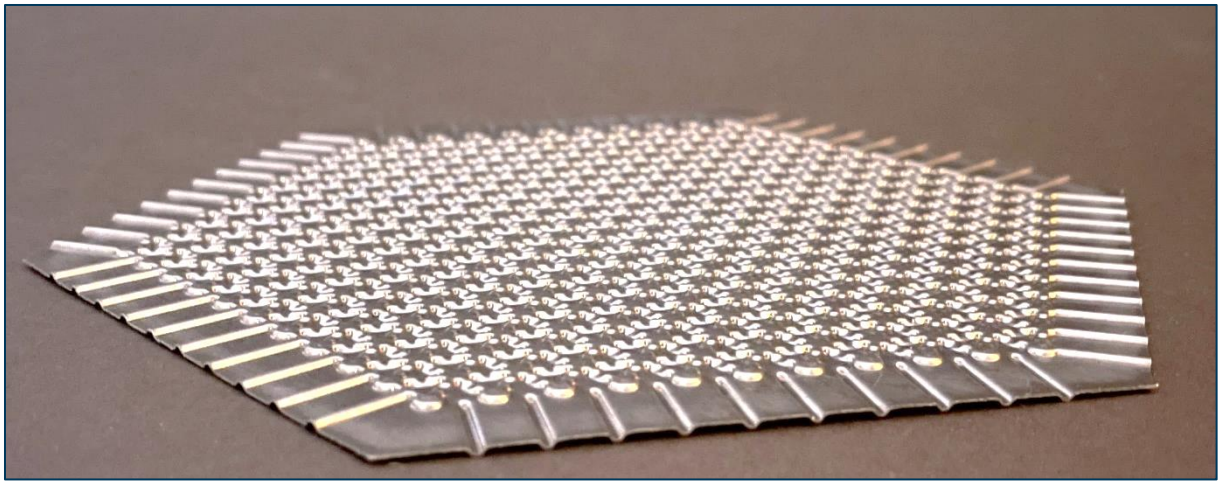


Abbildung 51: Hexagonale Bipolarplatte mit einer Schlüsselweite von 147 mm

7.3.2.4. Dichtkonzept der Bipolarplatten

Nach dem Fügen der Bipolarplattenhälften ergibt sich eine zweilagige Struktur, die in ihrem Inneren von einem Kühlmedium durchströmt wird. Im vorliegenden Fall wurde Fragoltherm® XT-15 als Kühlmedium gewählt. Dies kann in geschlossenen Systemen aufgrund des geringen Dampfdrucks bis zu einer Temperatur von 225 °C eingesetzt werden und weist eine untere Einsatzgrenze von - 80 °C auf. Trotz der guten Eignung bezüglich der Kühlung des Brennstoffzellenstacks ist ein Eindringen des Kühlmediums in den Gasraum bzw. die MEA unter allen Umständen zu verhindern, da dies zum irreversiblen Versagen dieser führt. Ebenfalls ist aus Sicherheitsgründen eine Gasdichtheit zwischen der Anode und der Kathode gefordert.

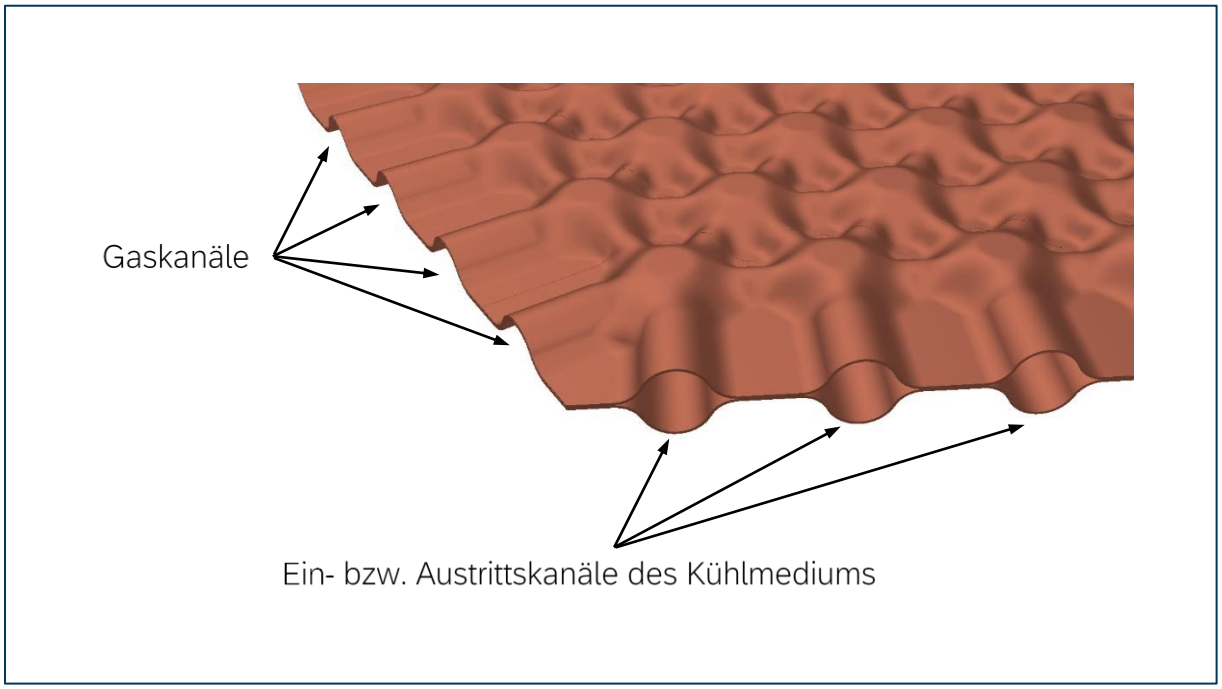


Abbildung 52: Gestaltung des Randbereichs der Bipolarplatte im Verbund aus zwei Hälften zur Ausbildung räumlich getrennter Bereiche für die Anode, Kathode und das Kühlmedium

Zur Abdichtung der drei Medien voneinander erfolgt die Integration eines Dichtrahmens um die Bipolarplatte herum. Im Betrieb der HT-PEM ist ein Temperaturbereich zwischen 165 und 170 °C anzustreben. Außerdem kommt es im Bereich der Dichtungen auch zum Kontakt mit Aerosolen des Elektrolyten Phosphorsäure. Unter diesen Bedingungen weist FKM eine ausreichende Kompatibilität auf. FKM kann mittels des Spritzgießens zu Formteilen verarbeitet werden. Aufgrund des hohen maschinellen Aufwands und den hierfür benötigten kostenintensiven Werkzeugen hat sich im Prototypenbereich das Formpressverfahren als zweckmäßig erwiesen. Bei diesem Verfahren wird zunächst ein genau abgewogener Rohling in die untere Kavität des Werkzeugs eingebracht. Anschließend wird die Kavität mit dem oberen Werkzeug geschlossen. Überschüssiges Material kann beim Schließen durch den Spalt zwischen den Werkzeugen entweichen, wodurch dieses komprimiert wird und die Kavität dichtet.

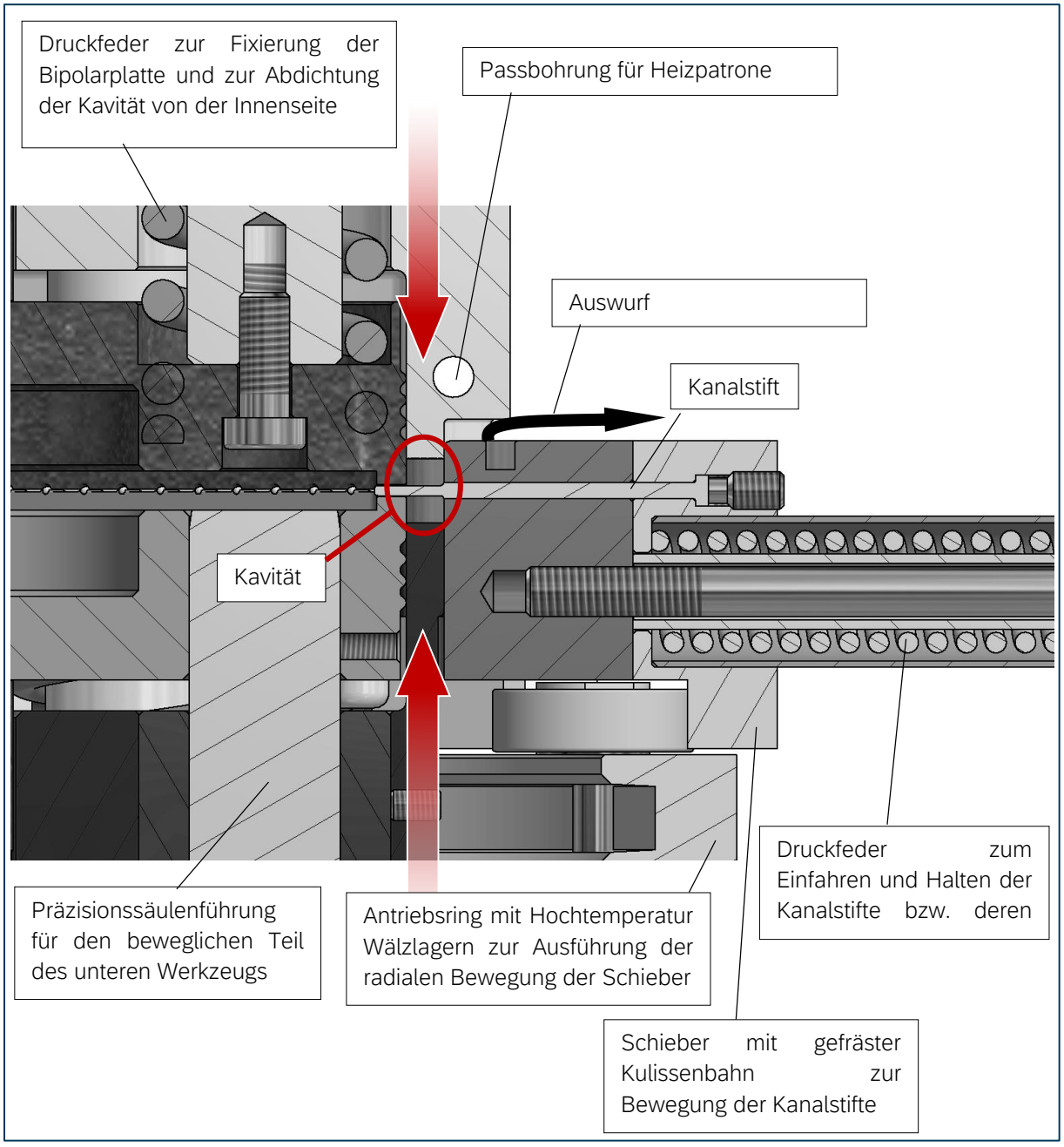


Abbildung 53: Schnittzeichnung eines Detailausschnitts aus der Konstruktion des Werkzeugs zur Herstellung des Dichtrahmens der hexagonalen Bipolarplatte im Formpressverfahren

Hierdurch baut sich im Inneren der Kavität Druck auf, so dass auch feine Topographien im Werkzeug formtreu abgebildet werden können. Zu beachten ist hierbei, dass der Überschuss ausreicht, um die Kavität zu dichten, jedoch nicht zu groß ist, um der Schließkraft so entgegenzuwirken, dass kein Druck im Inneren der Kavität aufgebaut werden kann und noch vor der Ausbildung der Form weiteres Material aus der Kavität nach außen fließen kann. Durch die Integration von Heizelementen oder Heizkanälen, die von einem Heizmedium durchströmt werden, erfolgt die Temperierung der Werkezeuge. Je nach Elastomer sind unterschiedliche Temperaturen und Zeiten erforderlich, bei denen das Rohmaterial vernetzt. Nach dem Öffnen der Form kann das Bauteil entnommen werden. Dies erfolgt typischerweise mit Hilfe integrierter Auswerfer oder mit geeigneten Werkzeugen. Zur Erzielung der endgültigen Materialeigenschaften ist es erforderlich die Bauteile anschließend in einem Ofen für mehrere Stunden auszulagern, wodurch eine vollständige Vernetzung innerhalb der molekularen Struktur des Elastomers erreicht wird.
Der Dichtrahmen der hexagonalen Bipolarplatte wird als hexagonaler Ring, der sowohl die Ober- als auch die Unterseite der Bipolarplatte umschließt hergestellt. Dies erfolgt indem zunächst ein Ring aus Rohmaterial in die Kavität eingelegt und anschließend die Bipolarplatte auf einem räumlich fixierten Halter platziert wird. Ein weiterer Ring aus Rohmaterial wird auf die positionierte Bipolarplatte aufgelegt. Beim Anlegen des oberen Werkzeugs wird die Bipolarplatte durch Federkräfte fixiert und zum Innenraum abgeschlossen. Anschließend werden die Schieber für die Abbildung der Medienkanäle radial nach innen gefahren. Durch weiteres Zusammenfahren der Werkzeuge werden hexagonale Ringwerkezeuge in der Z-Achse bewegt, wodurch sich die beiden Ringe aus Rohmaterial um die Bipolarplatte und die Kanalstifte schmiegen. An allen sechs Ecken ist ein Raum vorgesehen, der es dem überschüssigen Material erlaubt in den Spalt zwischen die Werkzeughälften zu fließen. Beide Werkzeughälften sind mit einer elektrischen Heizung ausgestattet und werden unabhängig voneinander geregelt. Nach der Vernetzung im geschlossenen Werkzeug werden die Schieber mit den Kanalstiften radial ausgefahren und die Bipolarplatte wird an den Stegen des überschüssigen Materials aus dem Werkzeug entnommen.

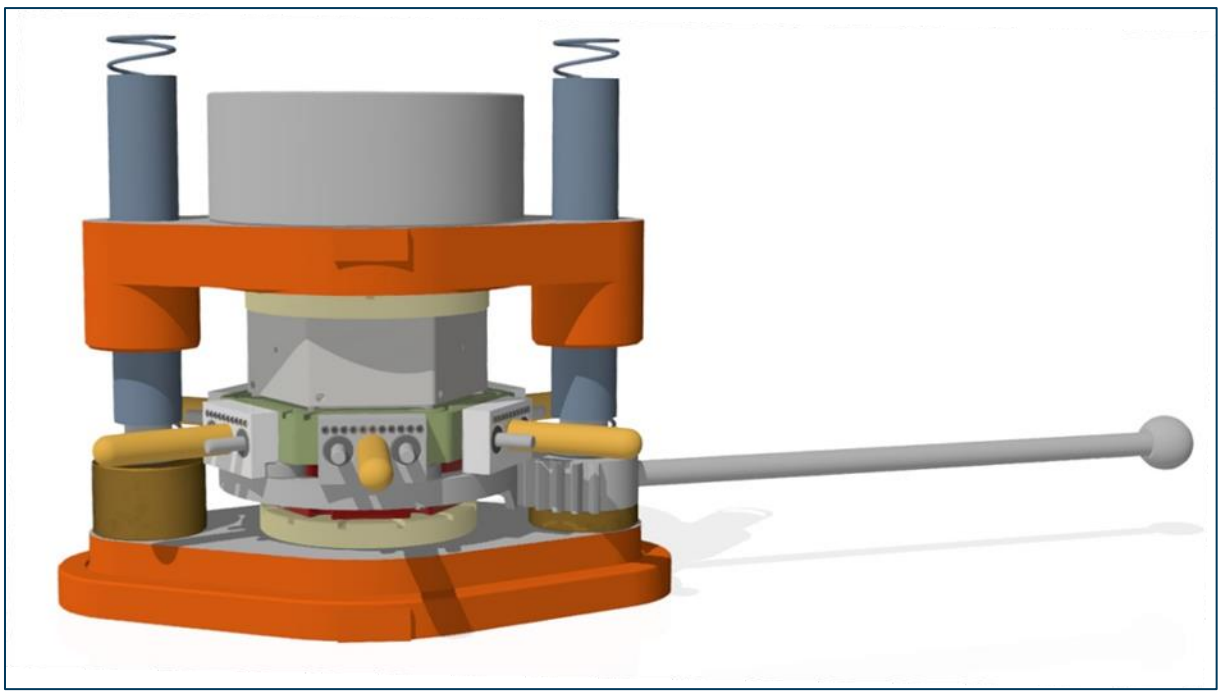


Abbildung 54: Gesamtansicht der Vorrichtung zur Herstellung der Dichtrahmen

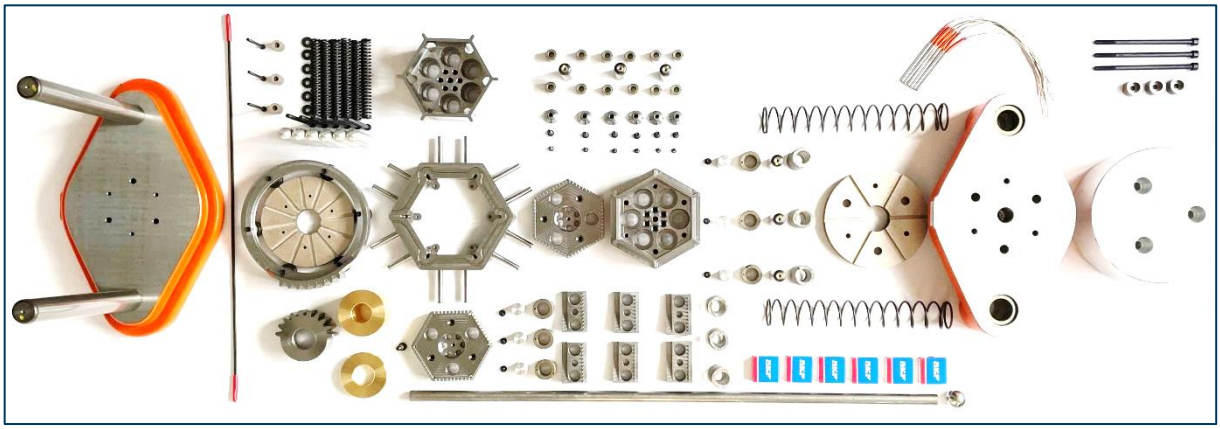


Abbildung 55: Einzelteile nach der Fertigung am DLR

Wie beschrieben bestehen bei der Dimensionierung der Masse des eingelegten Rohmaterials hohe Genauigkeitsanforderungen. Das Ausgangsmaterial wird in einem groben, zähen Band geliefert und muss vor der Weiterverarbeitung konditioniert werden. Hierzu wurde das Rohmaterial im Lieferzustand zunächst bei moderater Temperatur ausgewalzt. Anschließend wurden mit Hilfe einer Stanze Ringe erzeugt, die in die Formpressvorrichtung eingelegt werden können.

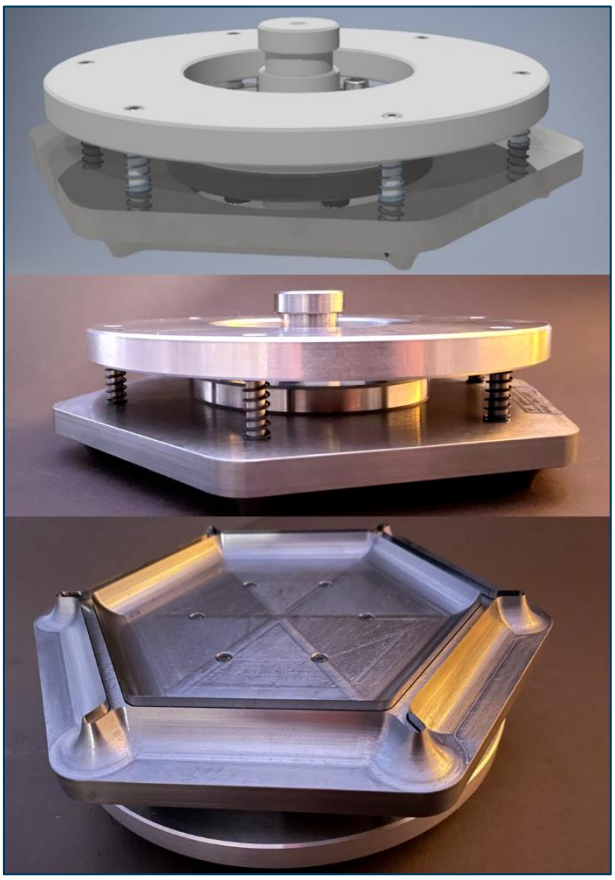


Abbildung 56: Konstruktionsentwurf des Stanzwerkzeugs zur Herstellung der hexagonalen Rohlinge (oben) und nach der Fertigung und Montage (mittig und unten)

Vorteilhaft bei der Kombination aus Walzen und stanzen ist, dass die im Inneren der ausgestanzten Ringe anfallende Restmasse in den Walzprozess zurückgeführt werden kann und der Rohstoff auf diese Weise annähernd restlos verarbeitet werden kann.



Abbildung 57: Die Stanzvorrichtung bei der Firma Deguma-Schütz GmbH in Geisa (Vordergrund) und die zum Einsatz gebrachte Walzanlage mit 400 mm Walzen (Hintergrund)

Die Vorrichtung wurde so in eine Handpresse integriert, dass der ausgeschnittene Ring im Inneren des Stanzmessers, der sich zwischen den parallelen Klingen festsetzt mit einem integrierten Ausdrücker beim Rückhub des Handhebels abgestreift wird (vgl. **Abbildung 56** unten). Gegenüber der **Abbildung 56** wurde noch eine mittige Bohrung in das Werkzeug eingebracht, so dass der in der Mitte verbleibende Rest mit Hilfe eines pneumatischen Druckstoßes ausgegeben wird.

7.3.2.5. Dichtkonzept des Brennstoffzellenstacks

Durch die oben beschriebene Ausgliederung der Verteiler- bzw. Sammlerkanäle stellt der Dichtrahmen die Außenfläche des Bipolarplattenstapels dar. Die Ecken der Sechsecke bilden dabei eine Kante aus Elastomer, die als Dichtfläche gegenüber dem Hüllrohr dient. Da über die Ecken des Dichtrahmens das Restmaterial während des Formpressens abgeführt wird, wurden diese nach außen Verlängert, so dass sich in einem anschließenden Arbeitsgang durch einen Beschnitt eine präzise Randgeometrie erzeugen lässt, die den Ansprüchen einer funktionalen Dichtfläche genügt.
Abbildung 58 zeigt einen Ausschnitt aus der Geometrie des Dichtrahmens mit der verlängerten Ecke, die für den Abfluss des Restmaterials genutzt wird. Gut zu erkennen ist auch der Bereich, der im Werkzeugspalt auf eine dünne Haut komprimiert wird. Zur Durchführung dieses Beschnitts wurde eine Schneidvorrichtung entwickelt, die in einer Basisplatte die Bipolarplatte einschließlich des Dichtrahmens aufnimmt und positioniert. Mit Hilfe eines Säulengestells wird ein Rohrmesser so geführt, dass dieses den in **Abbildung 58** angedeuteten Schnitt an allen sechs Ecken gleichzeitig vornimmt.

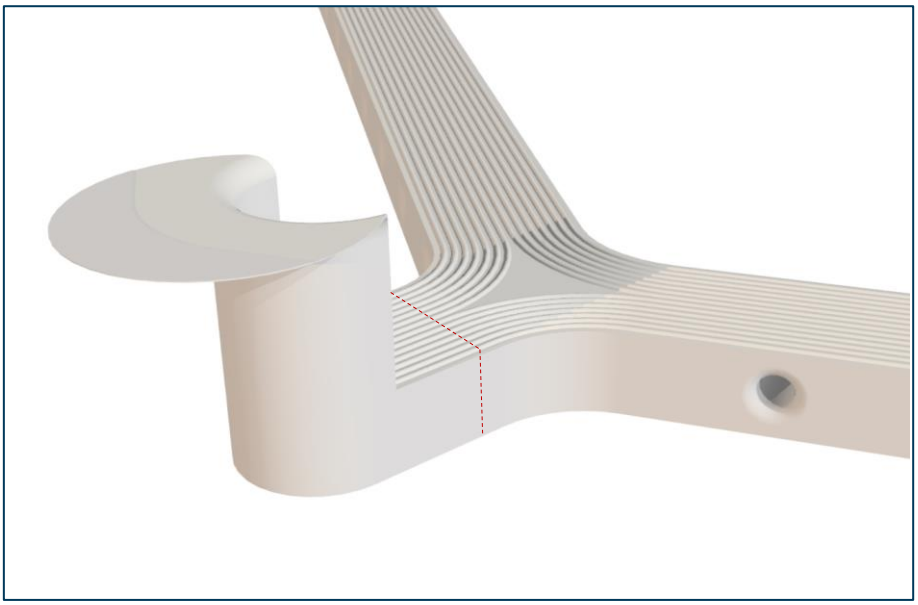


Abbildung 58: Detailansicht der Dichtrahmengeometrie mit der Schnittlinie in Rot gestrichelt dargestellt

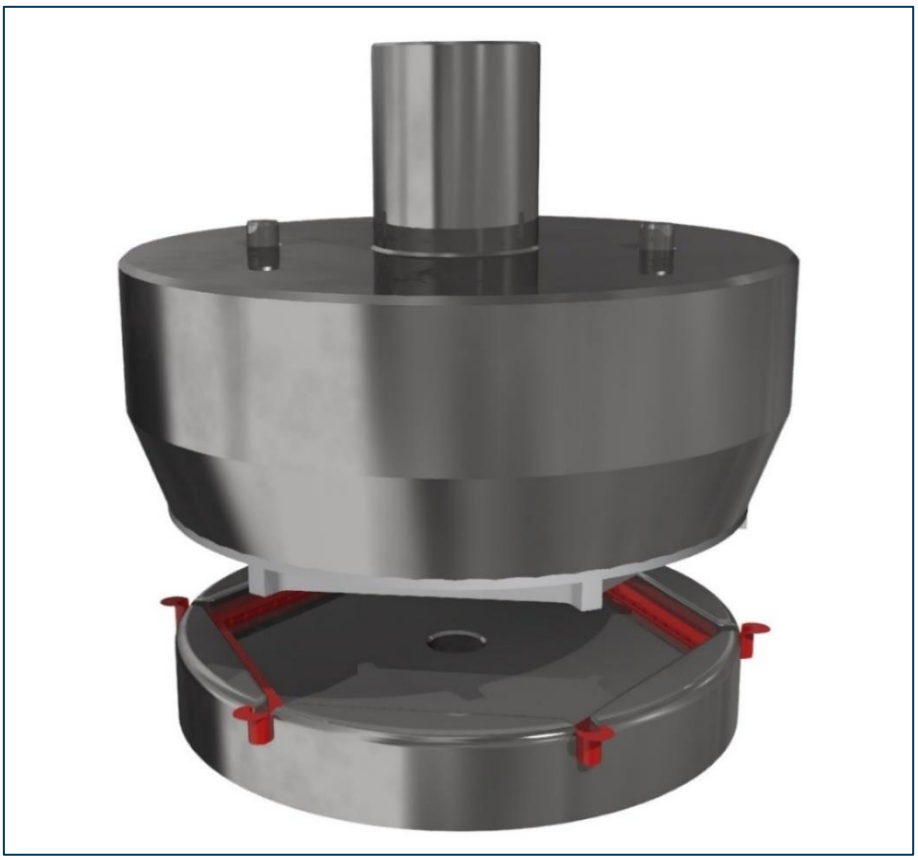


Abbildung 59: CAD Zeichnung der Schneidvorrichtung zur Abtrennung des Überschussmaterials an den Ecken des Dichtrahmens

Der Innendurchmesser des Rohrmessers ist auf die Verspannung mit dem Hüllrohr angepasst. Zur Gewährleistung eines vertikalen Schnitts, ist im Inneren des Rohrmessers ein Niederhalter axial gleitend integriert, der unter dem Einsatz einer zentralen Druckfeder vertikal auf den Dichtrahmen drückt. Zur Verdrehsicherung sind zwei Zylinderstifte im Niederhalter eingebracht. Das Rohrmesser

und der Niederhalter werden durch einen pneumatischen Zylinder nach unten bewegt. Der Rückhub erfolgt automatisch über Lagesensoren.
Die Endplatten des Brennstoffzellenstacks stellen eine wesentliche Komponente des Dichtkonzepts dar. Sie bilden den geometrischen Übergang zwischen der hexagonalen Form der Bipolarplatten und der Kreisform des Hüllrohrs. Hierdurch wird an die Dichtkante des Bipolarplattenstapels angeschlossen und ein Abschluss des Verteiler- bzw. Sammlerkanals gebildet. Die Medienversorgung bzw. -abfuhr erfolgt dabei durch die frontalen Flächen der Endplatten, wobei diese durch Hohlräume im Inneren der Endplatte in die jeweiligen Kanäle bzw. aus diesen herausgeleitet werden. Nach dem Verspannen des Bipolarplattenstapels mit den Endplatten erfolgt die Montage des Hüllrohrs, welches im Inneren flächig mit einer Dichtung ausgekleidet ist. Im Bereich der Luftzufuhr ist das Hüllrohr geschlitzt und kann dadurch schellenartig verspannt werden, so dass sowohl im Bereich der zylindrischen Außenflächen der Endplatten als auch im Bereich des sechseckigen Prismas Druck ausgeübt werden kann. Zur Vermeidung von Luftverlusten im Bereich der linienförmigen Öffnung des Hüllrohrs wird vor dem Verspannen mit Spannbändern eine gleitende Lage aufgelegt, die so gestaltet ist, dass auch die verbleibende Öffnung im Bereich der Endplatten abgedichtet wird.

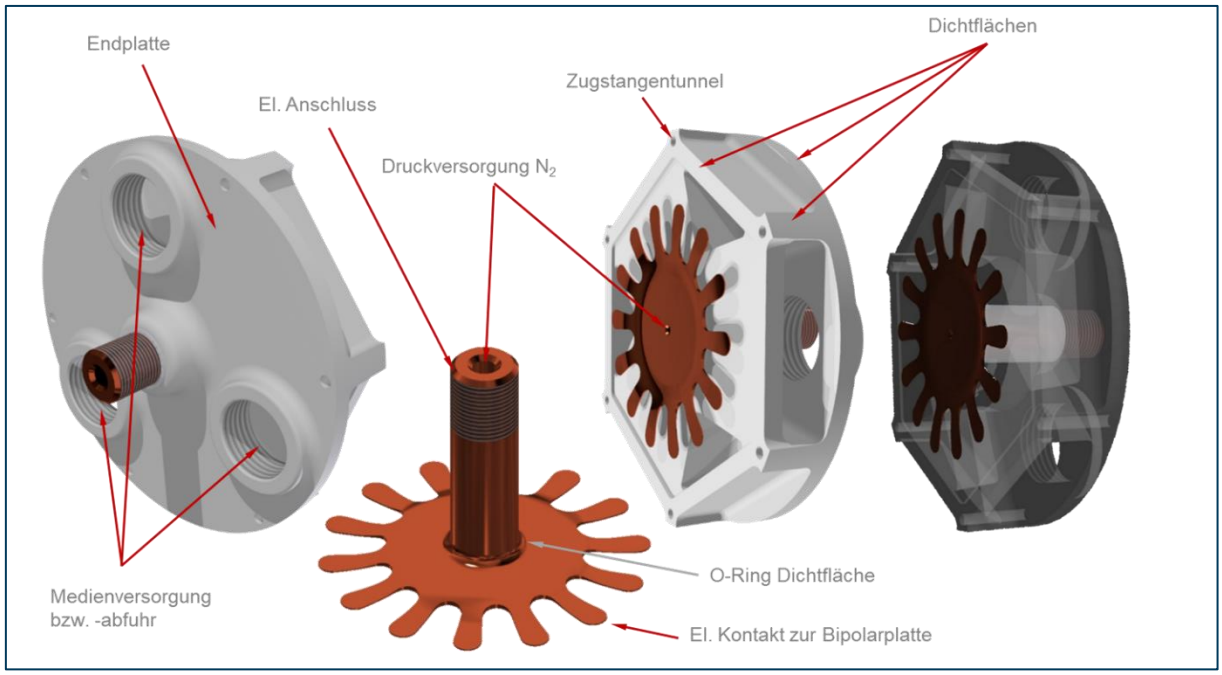


Abbildung 60: Gestaltung der Endplatten des HT-PEM Stacks mit hexagonalen Bipolarplatten

7.3.3. Entwicklung einer 250 kW Methanol Dampfreformierungseinheit

Als Basis für die Auslegung der Reformierungseinheit wurde eine Prozesssimulation mit Hilfe der Software AspenPlus® erstellt. Die Auslegung des Reformierungsreaktors basiert auf Modellen der Reaktionskinetik, die sich auf experimentelle Daten des kommerziell erhältlichen Katalysators RP-60 von BASF stützt. Die Zielsetzung hierbei ist es die Anlagenkomponenten der gesamten Peripherie einschließlich Wärmeübertragern, Pumpen, und Anodengasbrenner dimensionieren zu können. Der gesamte Prozess lässt sich in verschiedene Bereiche aufteilen. Dies ist die Kraftstoffaufbereitung einschließlich der Verdampfung und Überhitzung bis zum Eintritt in den Reaktor. Anschließend der Reaktor zur Dampfreformierung und außerdem der Bereich des Heizkreislaufs des Reaktors.

A) Kraftstoffaufbereitung

Die Methanoldampfreformierung basiert auf der Umsetzung von Methanol und Wasser nach der folgenden Gesamtreaktion:

$$CH_3OH + H_2O \longrightarrow CO_2 + 3H_2$$

Wie aus der Gleichung ersichtlich wird Methanol und Wasser theoretisch in einem Verhältnis von 1:1 stöchiometrisch umgesetzt. In der Realität ist jedoch ein Wasserüberschuss erforderlich, um die für die Brennstoffzelle leistungsmindernde Bildung von CO zu unterdrücken. Hierfür ist es erforderlich das Mischungsverhältnis zwischen Wasser und Methanol genau kontrollieren zu können. In einem mobil integrierten System ist außerdem die Zielsetzung kein zusätzliches Wasser mitführen zu müssen, da dieses eine Minderung der energetischen Speicherdichte darstellt. Die Mischung erfolgt wahlweise über sehr präzise Mischpumpen oder über Massenflussregler, die die gewünschte Mischung einstellen. Hierfür wurden verschiedene marktgängige Systeme miteinander verglichen und hinsichtlich ihrer Einsatzfähigkeit überprüft. Die eigentliche Mischung zwischen Methanol und Wasser erfolgt über eine in die Rohrleitung integrierte Mischeinheit, bei der eine homogene Wasser-Methanol-Mischung mittels Verwirbelung erreicht wird. Auf diese Weise kann sowohl der gesamte Massenfluss als auch das Mischungsverhältnis den jeweiligen Betriebsbedingungen des Reformers angepasst und geregelt werden.

Im Weiteren schließt sich die Verdampfung des Kraftstoffs an, bei der insbesondere auf die Unterdrückung von Druckpulsation zu achten ist. Im Labormaßstab erhältliche pulsationsarme Verdampfer sind in der Größenordnung nicht mehr anwendbar, so dass eine stufenweise Verdampfung neu konzipiert und ausgelegt werden musste. Hierzu wurden Berechnungen durchgeführt und ein Konstruktionskonzept erstellt, das darauf basiert die Abwärme der Brennstoffzelle für die Verdampfung zu nutzen. Dieser Heizkreislauf wird im späteren Versuchsaufbau durch ein Thermostat mit einer maximalen Heizleistung von 120 kW zur Aufrechterhaltung des Verdampfungsheizkreislaufs stellvertretend für den Kühlkreislauf der Brennstoffzelle abgebildet. Zur weiteren Überhitzung auf das Temperaturniveau des Reaktors ist ein weiterer Wärmeüberträger zur Nutzung der Restwärme der Brennerabgase vorgesehen.

B) Reformierungsreaktor

Die Gestaltung des Reformierungsreaktors basiert auf Berechnungen und experimentellen Arbeiten. Hierbei liegt der Fokus auf der maximalen Nutzung der Katalysatorschüttung, um die gesamte Einheit so kompakt wie möglich zu gestalten. Dies beinhaltet vor allem die Verbesserung der Wärmeleitfähigkeit innerhalb der Schüttung und der Wärmeübertragung innerhalb des Reaktorbetts. Es ist bei der Beheizung darauf zu achten, dass die Katalysatorpellets eine maximale Temperatur nicht übersteigen. Der prinzipielle Aufbau des Reaktors besteht aus einem Rohrbündel, innerhalb dessen sich das Katalysatorbett befindet. Das Heizmedium umfließt dabei die Rohre. Die Berechnungen beziehen sich insbesondere auf die Auslegung der Oberflächenverhältnisse und den Massenstrom an Kühlmedium, und Methanol unter Variation von Geometrischen Daten wie Durchmesser, Wandstärke, Materialwahl und der Integration von Beimischungen zur Katalysatorschüttung sowie von Rippen im Rohrinneren. Ziel hierbei ist es eine möglichst kostengünstige Konstruktionsweise darzustellen.

C) Heizkreislauf Reaktor

Für die Auslegung des Heizkreislaufs war die Konstruktion eines katalytischen Brenners mit anschließender Wärmeübertragung erforderlich. Hierfür wurde eine Dimensionierung durchgeführt und die erforderlichen Bauteile zur Konstruktion des katalytischen Brenners identifiziert. Basierend auf

marktverfügbaren Katalysatoren und Komponenten wurde die Konstruktion des Brenners ausgeführt. Weitere notwendige Peripherie wie die Umwälzpumpe, die bei 260 °C betrieben wird wurden hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit identifiziert und für den Aufbau der Anlage verfügbar gemacht. Zum Betrieb der Anlage mussten weiterhin eine Reihe von Sensoren ausgewählt werden, die den besonderen Temperaturanforderungen standhalten. Dies betrifft insbesondere Die Flussüberwachung des Wärmeträgermediums, um das Temperaturprofil des Reaktors einstellen bzw. regeln zu können.

Die Methanol Dampfreformierung ist in der Vergangenheit bereits ausreichend in der Literatur beschrieben worden. Hierzu lässt sich vor allem die Arbeit von Pepply et. Al. [1] und Telotte [2] hervorheben. Mit dem hier entwickelten Modell für die Reaktionskinetik, die auch noch bei heute kommerziell verfügbaren Katalysatoren Gültigkeit besitzt, ist die Basis für die Dimensionierung eines realen Systems gegeben. Mit der Zielsetzung den Prozess möglichst kompakt zu gestalten, war es erforderlich die Wärmeübertragungsmechanismen innerhalb des Reaktors zu analysieren und zu optimieren. Gegenüber der bisher etablierten Heißgasbeheizung des Reformierungsreaktors direkt im Anschluss an den Anodenabgasbrenner, wurde zur Steigerung der Lebensdauer des Katalysators aufgrund dessen limitierter Temperaturbeständigkeit eine Flüssigtemperierung integriert. Hierdurch wird eine präzise Steuerung des Temperaturprofils im Reaktorbett ermöglicht und aufgrund des hohen Wärmeübertragungskoeffizienten flüssiger Medien Wärme bis ins Innere des Reaktors transportiert.

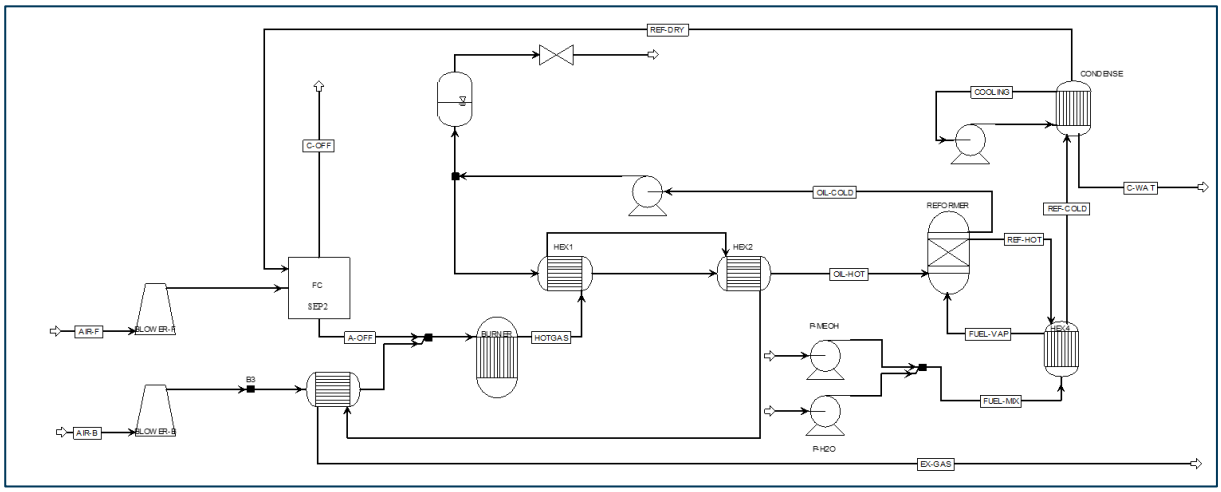


Abbildung 61: Schaltbild des Reformersystems in der Prozessimulation zur Auslegung und Dimensionierung der Komponenten

Unter Einbeziehung der kinetischen Modelle für die Methanol Dampfreformierung in der Prozesssimulation konnten die für die Dimensionierung erforderlichen Medienströme identifiziert werden. Auf dieser Basis wurden Detailberechnungen zur Auslegung und Dimensionierung der drei Hauptkomponenten Verdampfer, Brenner und Reformierungsreaktor durchgeführt. In **Abbildung 62** ist ein beispielhaftes Ergebnis der Berechnung zur Auslegung des Verdampfers dargestellt. Hierbei wurde der Durchfluss des Heizmediums zwischen 15 und 20 l/min variiert und die Temperatur des austretenden Methanol Wassergemischs über der zur Verfügung Fläche des Verdampfers aufgetragen. Prinzipiell ist eine möglichst hohe Temperatur am Austritt des Verdampfers und damit am Eintritt in den Reaktor anzustreben, um die Katalysatorschüttung innerhalb des Reaktors bereits im Eintrittsbereich nutzen zu können.

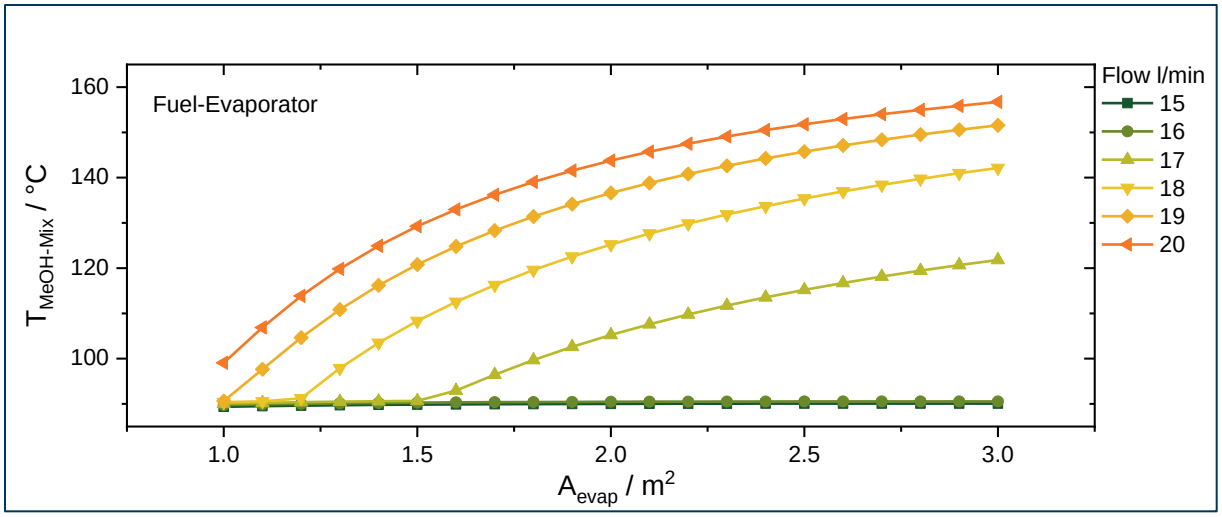


Abbildung 62: Ergebnis der Prozesssimulation zur Dimensionierung des Verdampfers

Aus dem Verlauf der Kurven lässt sich ableiten, dass eine weitere Steigerung des Durchflusses eine Reduktion der Überträgerfläche in Grenzen zulässt und damit zu einem kompakteren Aufbau führt. Der Verdampfer wird im Gegenstrom betrieben, um zu verhindern, dass sich am Eintritt Dampfblasen bilden, die zu einer Druckpulsation im System führen können. Aus diesem Grund ist eine Absenkung der Temperatur des Heizmediums entlang des Verdampfers erforderlich, wodurch der Durchfluss limitiert wird. Als Resultat wurde ein Verdampfer mit drei Abschnitten entwickelt, in denen jeweils Rohrbündel integriert sind. Der Durchmesser der Rohre variiert hierbei zwischen den Abschnitten.



Abbildung 63: Dimensionierung des Methanol-Wasser Verdampfers zur Nutzung der Abwärme des HT-PEM Systems

Im Inneren des Rohrbündels wird das Kraftstoffgemisch aus Methanol und Wasser geführt und verdampft und überhitzt, während das Heizmedium von im oberen Bereich eintritt und im letzten Segment der Prallwandteilung in den darunterliegenden Bereich abgeleitet wird. Somit wird der gesamte Verdampfer seriell durchflossen.

Der Brenner, in dem die Anodenabgase thermisch umgesetzt werden, stellt als Heizquelle das zentrale Element für die Effizienz des Systems dar. Typische Werte für die Anodenstöchiometrie der HT-PEM im Betrieb mit Reformat liegen bei 1.16. Durch die Simulation konnte untersucht werden in welchem Maß sich der Wasseranteil zur Absenkung der CO-Konzentration steigern lässt. Hierfür wurde der Einfluss der Überhitzung des Kraftstoffs, der Kondensation des Reformats und der Luftvorwärmung durch die Brennerabgase in Abhängigkeit des Wasseranteils (S/C Verhältnis) im Kraftstoff untersucht.

A)

- Verdampfung des Kraftstoffmix vor dem Reformer auf 95 °C
- Keine Kondensation des Reformatgasstroms
- Keine Luftvorwärmung im Brenner

B)

- Verdampfung des Kraftstoffmix vor dem Reformer auf 95 °C
- Trocknung des Reformatgasstroms durch Kondensation (40 °C)
- Keine Luftvorwärmung im Brenner

C)

- Verdampfung und Überhitzung des Kraftstoffmix auf 160 °C
- Trocknung des Reformatgasstroms durch Kondensation (40 °C)
- Keine Luftvorwärmung im Brenner

D)

- Verdampfung und Überhitzung des Kraftstoffmix auf 160 °C
- Trocknung des Reformatgasstroms durch Kondensation (40 °C)
- Luftvorwärmung mit Brennerabgasen mit $A_{transfer}$ = 1.1 m²

E)

- Verdampfung und Überhitzung des Kraftstoffmix auf 160 °C
- Trocknung des Reformatgasstroms durch Kondensation (40 °C)
- Luftvorwärmung mit Brennerabgasen mit $A_{transfer}$ = 2.1 m²

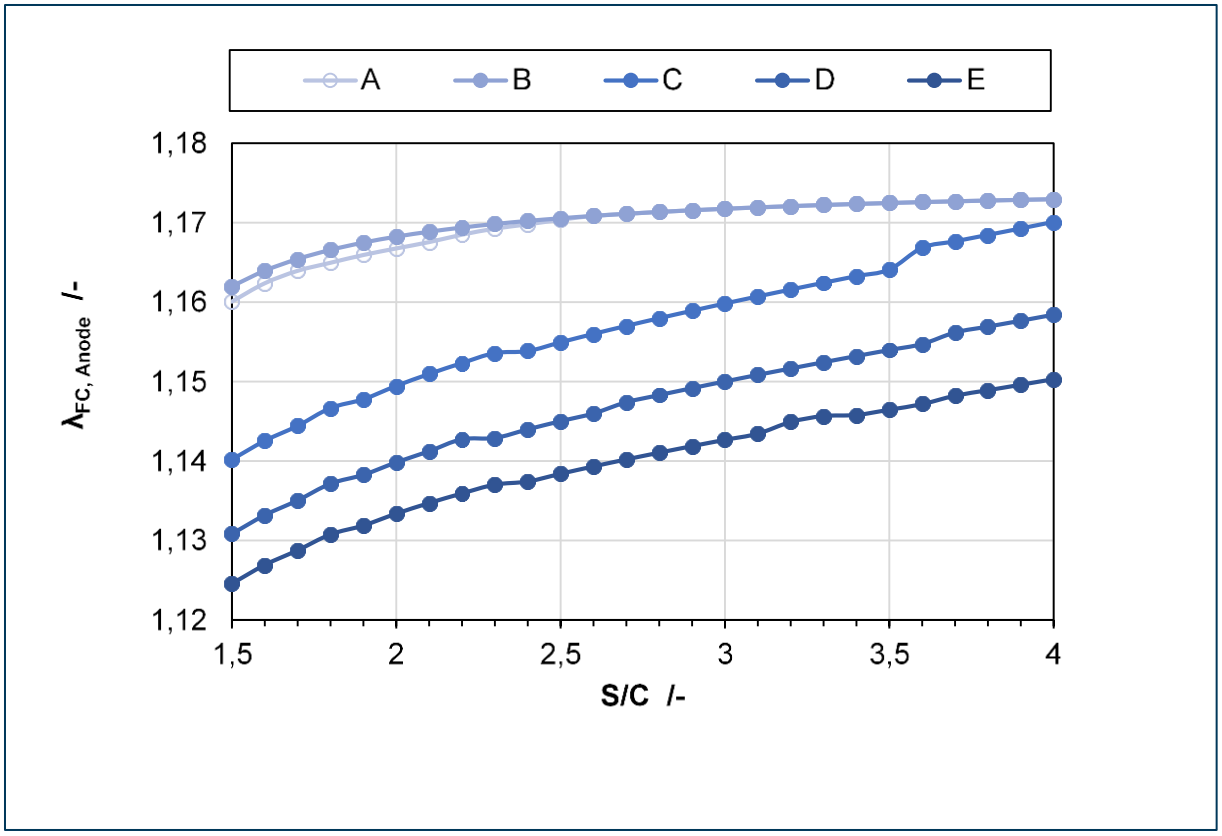


Abbildung 64: Ergebnis der Prozesssimulation zur Analyse der Auswirkung der Dimensionierung des Verdampfers, der Integration einer Kondensation vor dem Eintritt in die Brennstoffzelle und der Wärmerückgewinnung der Brennerabgase zur Vorwärmung der Brennerluftversorgung

Hierbei zeigt sich, dass in den ersten beiden Fällen A und B eine Steigerung des S/C Verhältnis einen direkten Anstieg der Anodenstöchiometrie nach sich zieht. Die für die Überhitzung notwendige Wärmeleistung muss in diesem Fall anstelle aus der Abwärme der Brennstoffzelle aus der Verbrennung von Anodenabgasen generiert werden, was sich negativ auf die Effizienz des Gesamtsystems auswirkt. In den Fällen C, D und E ist aufgrund der Überhitzung auf 160 °C ein deutlicher Anstieg des S/C Verhältnisses realisierbar. Dies hat zur Folge, dass aufgrund der damit sinkenden CO-Konzentration auch im Betrieb mit Reformat eine Absenkung der Anodenstöchiometrie möglich ist. Wird zusätzlich eine Wärmerückgewinnung der Brennerabgase mit eingesetzt, kann die Effizienz des Brenners gesteigert werden, wodurch eine weitere Steigerung des S/C Verhältnisses möglich wird. Aufgrund des höheren Massenstroms steigt zwar die Dimension des Verdampfers ermöglicht aber im optimalen Fall, dass auf eine externe Kühlung des Kühlkreislaufs der Brennstoffzelle verzichtet werden kann bzw. diese über die Kondensation des Reformats ersetzt wird.

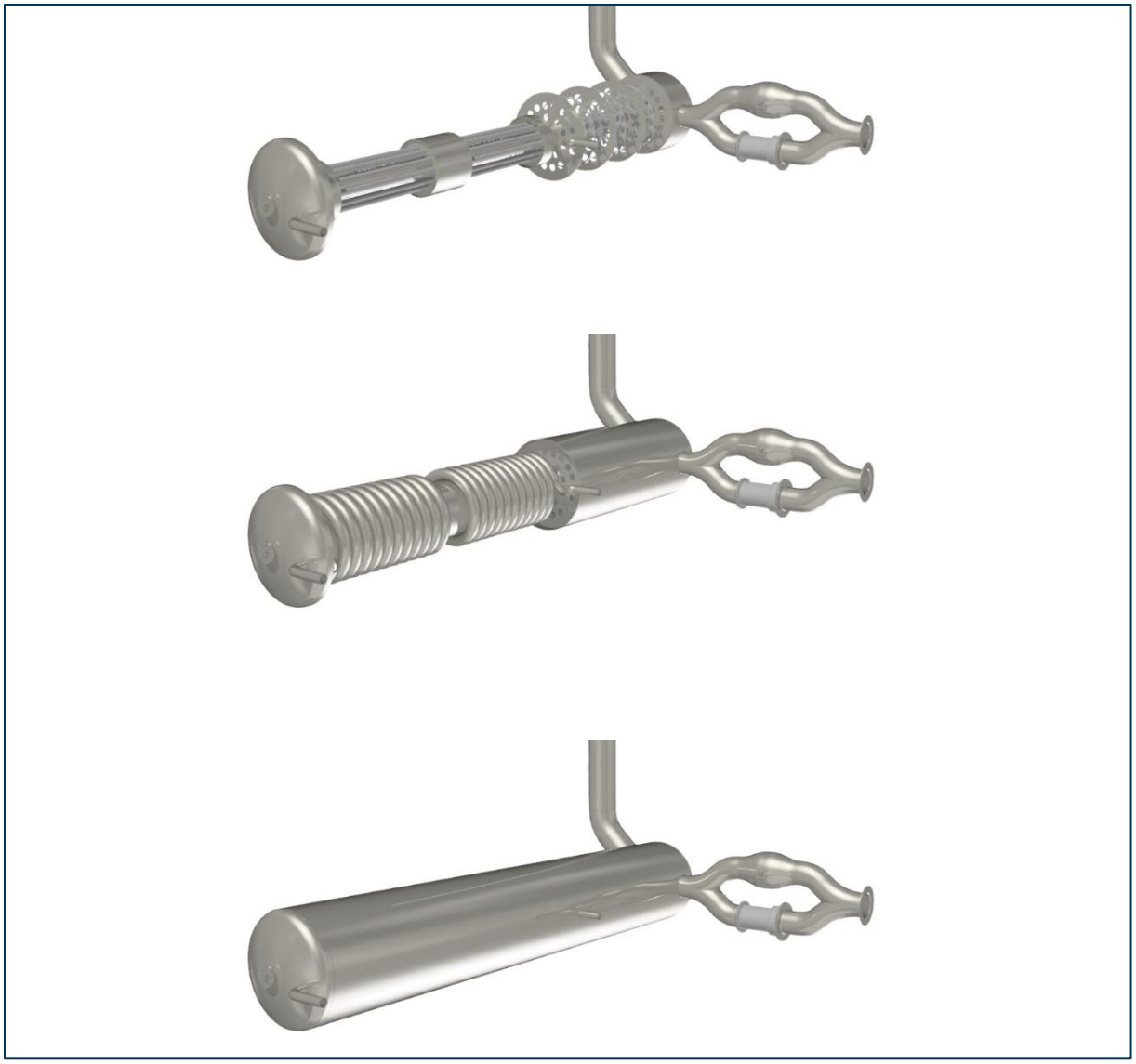


Abbildung 65: Konstruktiver Aufbau des katalytischen Brenners mit zwei Rippenrohrspiralen über dem Brennraum und nachgeschalteter Wärmerückgewinnung der Brennerabgase sowie einer Heizpatrone für den Startvorgang

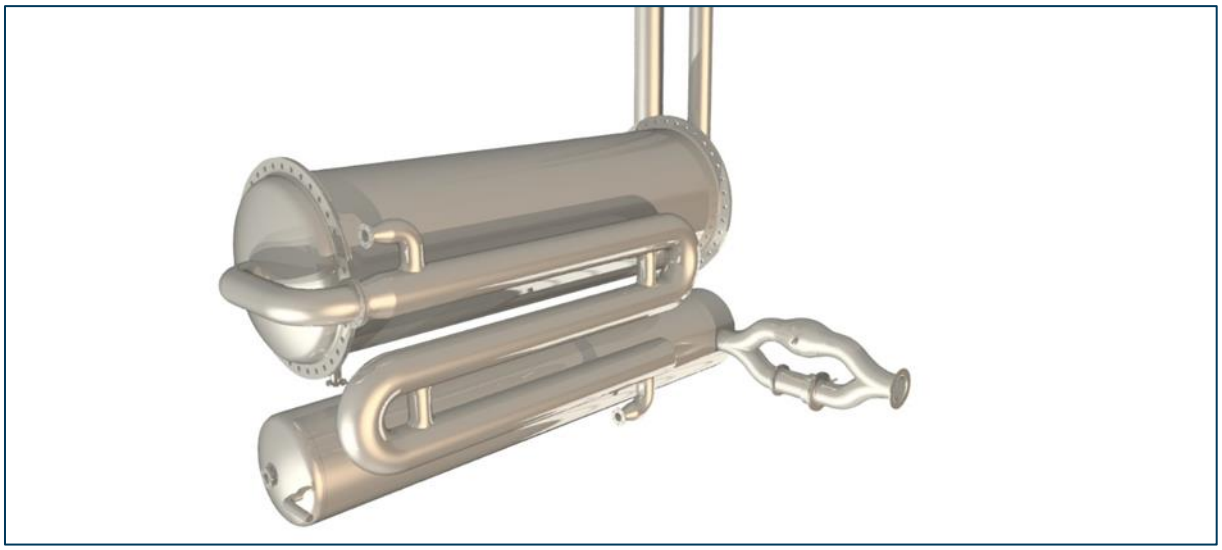


Abbildung 66: Konstruktive Auslegung des Reformersystems mit Verdampfer und Brenner

Die Konstruktion des Reformers wurde mittels einer Rohrbündelstruktur ausgeführt, wobei die Rohre die Katalysatorschüttung beinhalten und im äußeren Bereich quer zur Rohrachse von Thermoöl umflossen werden. Der Ölfluss wird hierbei durch Prallbleche in zehn getrennten Ebenen durch das Rohrbündel geführt.

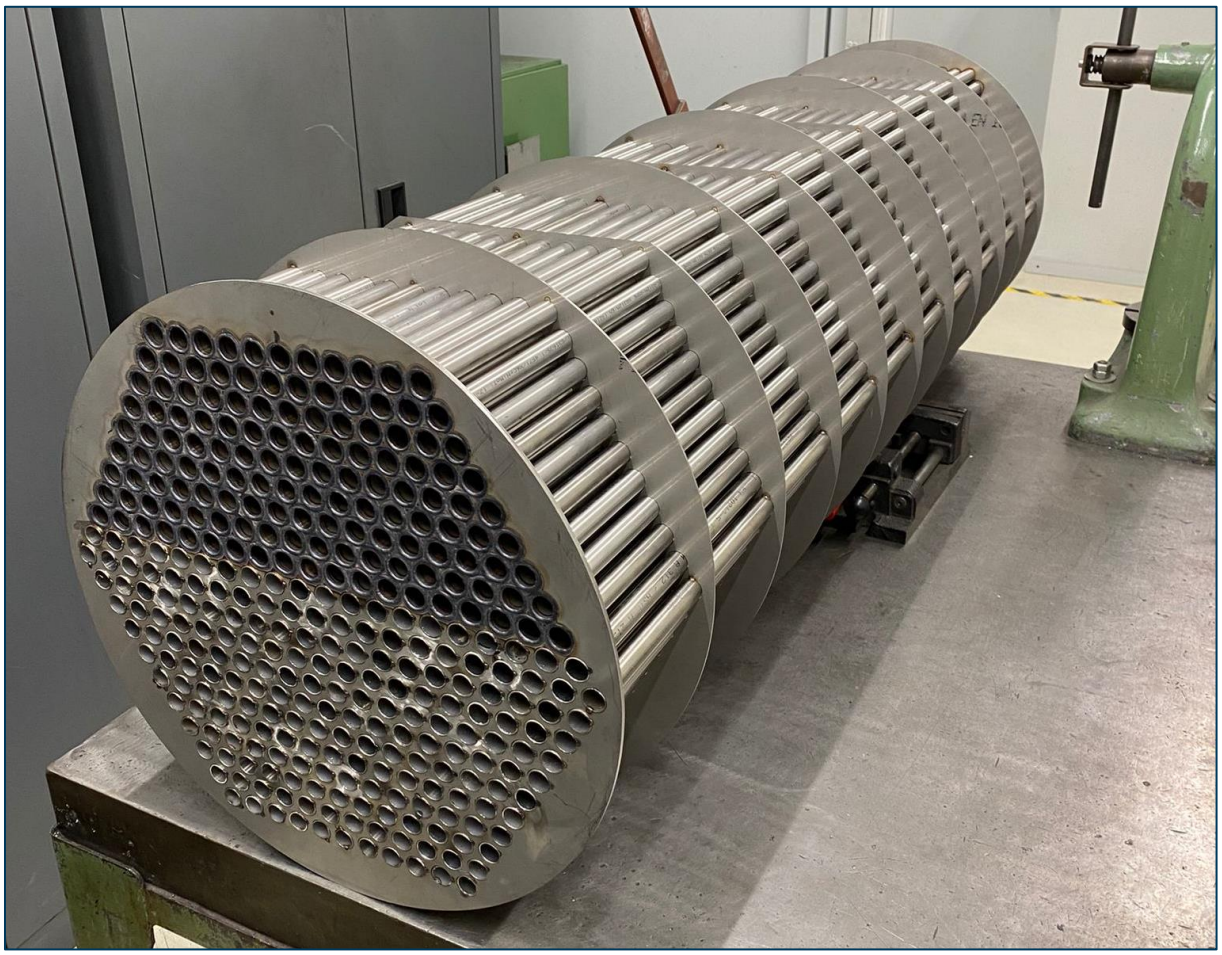


Abbildung 67: Aufbau der Rohrbündelstruktur des Reformierungsreaktors während der Fertigung

Zur Verhinderung des Ölflusses in den seitlichen Bereichen ohne Rohre wurden zusätzliche Sperrbleche integriert, so dass die Querströmung durch das Rohrbündel mit erzwungen wird.
Sowohl im unteren als auch oberen Bereich des Rohrbündels wurde eine Tragstruktur in Form eines Netzes integriert, die die Katalysatorschüttung einerseits von unten stützt, gleichzeitig aber ausreichend gasdurchlässig ist, um keinen unnötigen Druckverlust im Eintrittsbereich des Methanol-Wasserdampfgemischs zu generieren. Im Austrittsbereich am Ende der Katalysatorschüttung wurde ein identisches Netz integriert, um zu verhindern, dass mit der Gasströmung Katalysatorpellets aus den Rohren ausgetrieben werden können.
Bei der Konstruktion wurde besonderer Wert darauf gelegt die Katalysatorschüttung in einem Wartungszyklus austauschen zu können. Dies erfolgt durch ein Abheben der Klöpperböden, nach welchem diese noch durch die Netze und die Tragstruktur gehalten werden. Anschließend kann der Reaktorkorpus entnommen und die Katalysatorschüttung durch Lösen der Tragstrukur in ein geeignetes Auffanggefäß entnommen werden.

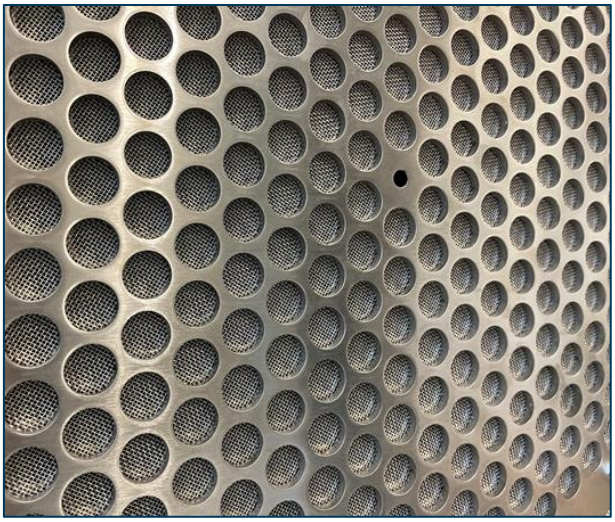


Abbildung 68: Konstruktives Detail des Reformers zum Einschluss des Katalysatorbetts mittels eines Drahtgeflechts und einer gelochten Stützplatte Ø 490 mm



Abbildung 69: Fertigung des Reformierungsreaktors am DLR in Stuttgart

Zur Beheizung des Thermoöls wird wie oben beschrieben ein katalytischer Brenner zum Einsatz gebracht. Hierbei werden die Anodenabgase aus der HT-PEM Brennstoffzelle thermisch umgesetzt und damit die für die Reaktionsenthalpie erforderliche Wärme generiert. Im Inneren des Aufbaus wird Luft so eingeströmt, dass diese sich über Lochreihen gleichmäßig verteilt. Hierzu wurden Strömungssimulationen durchgeführt, um zu verhindern, dass die einströmende Luft inhomogen über der Länge des Rohrs ausströmt. Als zielführend hat sich hierbei ein Ansatz ergeben, bei dem die Luft in einem inneren Rohr bis zum unteren Ende des Brenners geführt und anschließend in einen Ringspalt zwischen dem inneren und einem äußeren Rohr mit den Lochreihen umgelenkt wird.

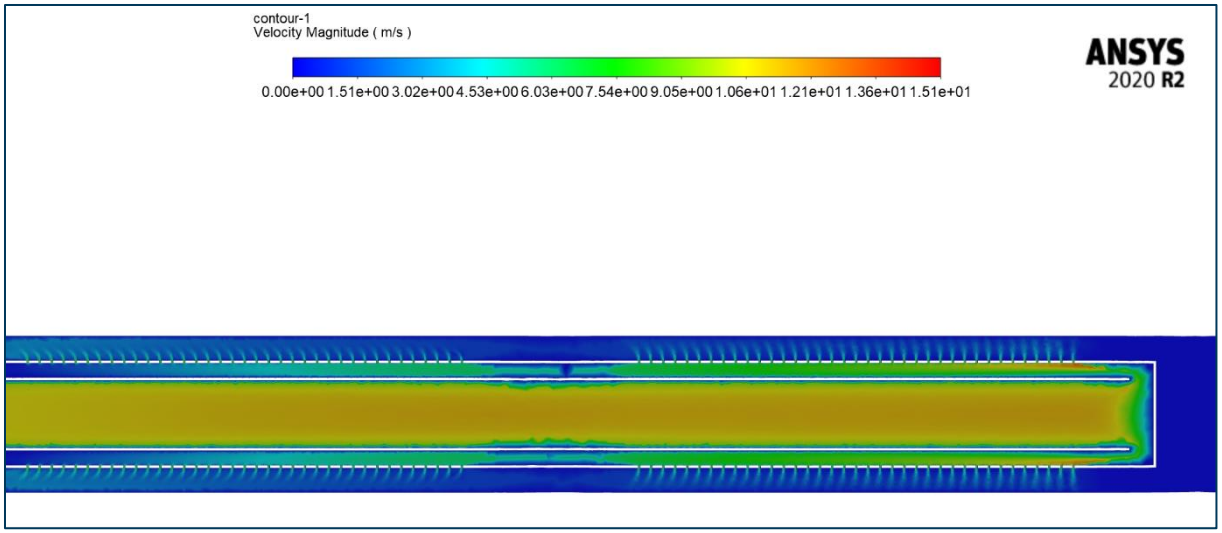


Abbildung 70: Ergebnis der Strömungssimulation mit Rohr in Rohr Konstruktion zur Luftverteilung entlang der Lochreihen



Abbildung 71: Komponenten des katalytischen Brenners während der Bauphase. Auf dem Tisch stehend ist im unteren Bereich der Rekuperator zu sehen und im oberen Bereich das Verteilerrohr für die Luftversorgung mit den Lochreihen. Angelehnt an den Tisch ist die Baugruppe mit den Verteilerrohren für die Anodenabgase zu erkennen.

Die Lochreihen sind dabei so angebracht, dass diese direkt unterhalb der Verteilerrohre für die Anodenabgase positioniert sind, die ebenfalls mit Lochreihen versehen sind. Hierbei strömen die Gase unter einem Winkel von 120 ° zueinander und werden hierbei verwirbelt und durchmischt. Zwischen den

wasserstoffführenden Rohren und den Rippenrohrschlangen ist zusätzlich ein hitzebeständiges Edelstahlfasergewebe aus dem Werkstoff 1.4841 integriert, um eine Vermischung zwischen Luft und den Anodenabgasen zu gewährleisten.
Zur Steigerung der Effizienz wurde der katalytische Brenner mit einem zusätzlichen Wärmeübertrager versehen, bei dem die einströmende Luft durch die ausströmenden Brennerabgase im Gegenstrom vorgewärmt wird. Hierbei wurde ein Ansatz gewählt bei dem die einströmende Luft in sechs Ebenen jeweils radial vom Zentrum zum äußeren Rand und umgekehrt quer zu längs angeordneten Rippenrohren geführt wird. Im Inneren der Rippenrohre strömen die Brennerabgase. Zur Steigerung der Wärmeübertragung wurden hierbei in den Rippenrohren zusätzlich Turbulatoren mit 5 Windungen integriert. Hierbei war zu beachten, dass der Druckverlust in der Serie von Baugruppen, die die Luft durchströmen muss in einem verträglichen Maß gehalten wird. Durch spätere Versuche konnte nachgewiesen werden, dass der erforderliche Durchsatz in Kombination mit dem gewählten Gebläse ausreichend abgebildet werden konnte.

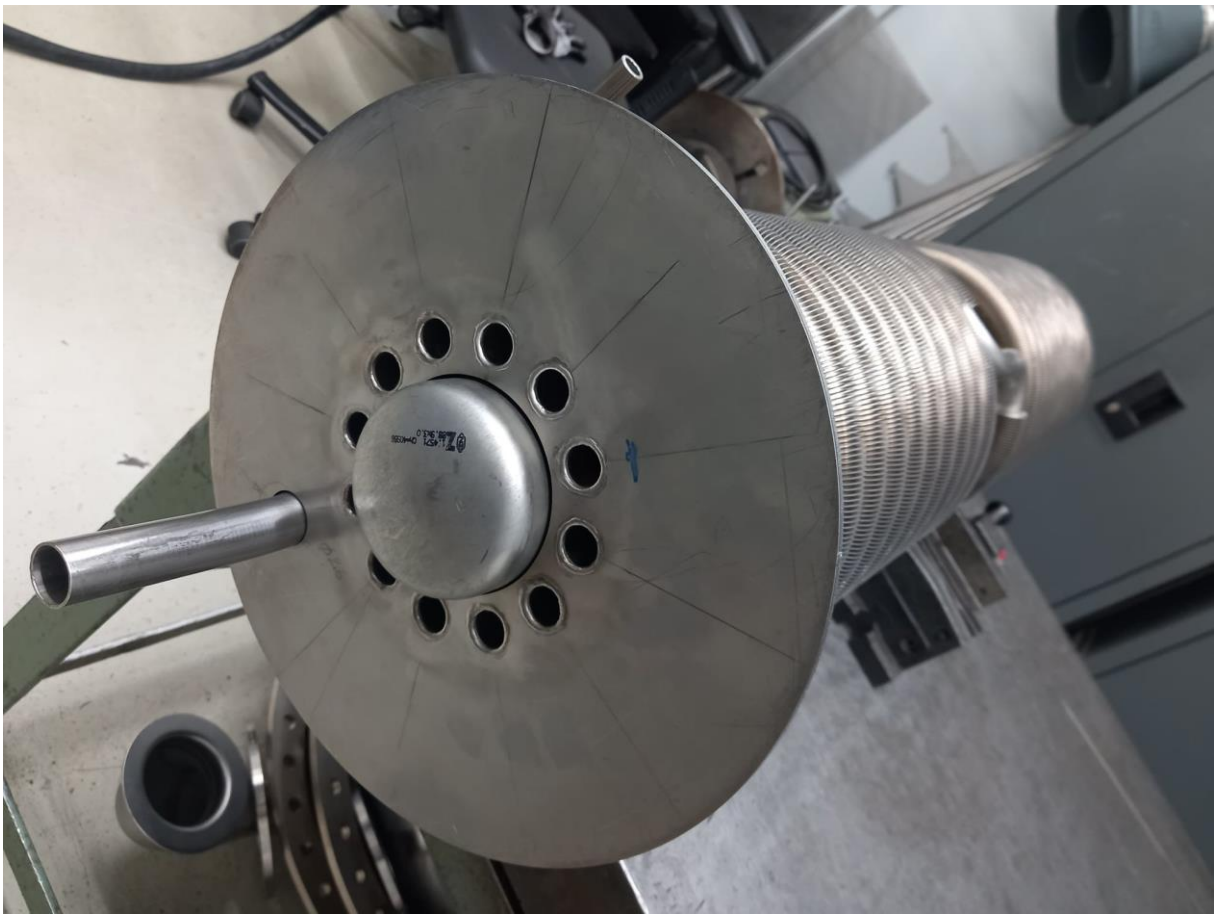


Abbildung 72: Innere Baugruppe des katalytischen Brenners mit Rippenrohrschlangen mit Blick auf die Einlassrohre für die Anodenabgase und Ölanschluss während der Fertigung



Abbildung 73: Versuchsaufbau mit katalytischem Brenner und Methanol-Dampfreformierung einschließlich Verdampfer, Luftgebläse, Massenstromreglern und Steuerungseinheit sowie Gaslager zur Abbildung des Gasgemischs der Anodenabgase.

7.4. Arbeitspaket 3: Dezentrales Energienetz

Das Arbeitspaket 3 wurde von der MEYER WERFT geleitet und bearbeitet.

7.4.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 3

An die Versorgungssysteme von Schiffen – insbesondere die Energiesysteme, von denen alle anderen Systeme abhängig sind – werden hohe Ansprüche bezüglich Zuverlässigkeit und Sicherheit gestellt. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden ist ein hohes Maß an Redundanz erforderlich. Dabei muss auch die räumliche Verteilung der Netzkomponenten berücksichtigt werden. Beispielsweise können durch bestimmte Unfälle mehrere Teile gleichzeitig beschädigt werden, falls sie ungünstig angeordnet sind. Das führt zum Verlust von eigentlich vorhandener Redundanz.
Ferner sollen die Systeme effizient sein. Insbesondere die Transportverluste sollten möglichst gering sein. Hierbei sind Systeme von Vorteil, bei denen vermieden wird, Energie über größere Entfernungen zu transportieren, sowie Systeme, bei denen es wenige Umwandlungsschritte gibt, die zu Verlusten führen können.
Als großes, schiffsumspannendes System sind die Energiesysteme für einen erheblichen Teil der Investitionskosten verantwortlich. Um die Installationskosten gering zu halten, ist es also sinnvoll, den Systemaufwand gering zu halten.
In all diesen Punkten haben dezentrale Systeme wesentliche Vorteile gegenüber konventionellen, zentralen Systemen. Da sich mit alternativen Energiequellen – insbesondere Brennstoffzellen – die Möglichkeit zum Einsatz dezentraler Energiesysteme ergibt, wurden diese in diesem Arbeitspaket ausgiebig auf ihr Potential untersucht.

7.4.2. Mögliche Netzarchitekturen

Schiffe mit Verbrennungsmotoren verfügen über ein zentral strukturiertes Netz mit zentralen Kraftwerken. Das können mechanische oder elektrische Fahranlagen sein. Beide Varianten sind seit vielen Jahrzehnten etablierte Technik. Bei elektrischen Fahranlagen wird in der Regel auch die elektrische Energie für das Bordnetz von den Hauptmaschinen erzeugt. Die elektrischen Fahrmotoren sind dann in das Bordnetz integriert. Das hat – insbesondere bei großen Passagierschiffen – große Vorteile, insbesondere bei der Energieeffizienz.
Brennstoffzellen könnten problemlos auf die gleiche Weise in die Schiffssysteme integriert werden: An die Stelle von zentralen Hauptmaschinenräumen mit Diesel- oder Gasmotoren träten dann zentrale Maschinenräume mit Brennstoffzellenkraftwerken.
Durch die Modularität und das einfachere Abgashandling eröffnet sich die Möglichkeit, Brennstoffzellen dezentral über das Schiff verteilt anzuordnen. Anstelle von zentralen Kraftwerken können mehrere Brennstoffzellenräume in allen Feuerzonen angeordnet werden. Es wäre auch möglich, mehrere Brennstoffzellenräume pro Feuerzone vorzusehen.
Brennstoffzellensysteme sind in kleineren Größen und insbesondere Größenabstufungen verfügbar. Dadurch und durch ihren modularen Aufbau ist es möglich, Brennstoffzellen individuell zu dimensionieren. Dies ermöglicht weitere Flexibilität bei der Dimensionierung. Die dezentral angeordneten Brennstoffzellensysteme können unterschiedlich groß sein, während diese Möglichkeit bei Verbrennungsmotoren wesentlich beschränkter ist.
Daraus ergibt sie die Möglichkeit, die Dimensionierung der Brennstoffzellen nach beliebigen Kriterien zu optimieren.

Eine erhöhte Redundanz ergibt sich alleine aus der dezentralen Anordnung: Da die Brennstoffzellenräume an entfernten Orten installiert werden, kann ein einzelner Unfall nicht alle Energiequellen gleichzeitig zerstören. Die dezentrale Anordnung eröffnet aber auch Möglichkeiten, die verbundenen Netze anders zu strukturieren um weiteren Nutzen aus dem dezentralen Netz zu ziehen.
Es wurden verschiedene Ansätze und damit verbundene Ziele untersucht, die im Folgenden beschrieben werden. Dabei wurden die Orte der Verbraucher als unveränderlich angenommen. Eine Anordnung an anderer Stelle wird aus betrieblichen Gründen als nicht möglich angesehen.

Generell sind vier Netzarchitekturen von dezentralen Energiesystemen möglich:

- Konventionelle, zentrale Anordnung
- Autark
- Wärmeverbundnetz
- Wärmegeführte Stromproduktion
  Varianten: Propulsionsanlage
  - zentral oder
  - dezentral versorgt)

7.4.2.1. Konventionelle Anordnung

Konventionelle Energiesysteme basieren – ähnlich wie Verbundnetze an Land – auf zentralen Kraftwerken. Passagierschiffe verfügen aus redundanzgründen über zwei zentrale Kraftwerke. Diese Kraftwerke bestehen in der Regel aus jeweils zwei Verbrennungsmotoren, die Generatoren antreiben.
Von den zentralen Kraftwerken aus wird sowohl elektrische als auch thermische Energie zu den Verbrauchern transportiert. Diese Verbraucher sind über das ganze Schiff verteilt.

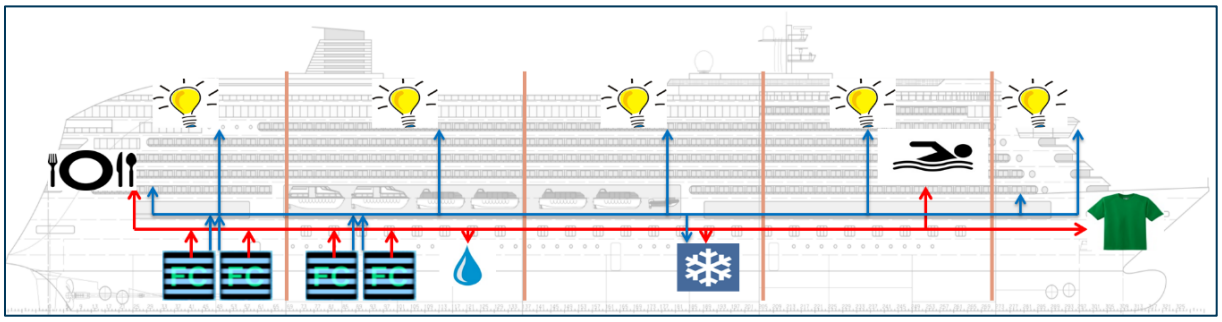


Abbildung 74: Prinzipskizze konventionelles System

Letztlich handelt es sich um das etablierte System, bei dem die Brennstoffzellen in der gleichen Art integriert sind, wie bisher die Dieselmotoren.
Der wesentliche Vorteil von zentralen Energiesystemen besteht darin, dass es sich um jahrzehntelang erprobte Technik handelt. Die Komponenten sind verfügbar und darum günstig. Die Entwicklung der Systeme sind übliche Praxis, so dass sie relativ wenig Entwurfsaufwand erfordert.
Im Betrieb bietet das System weitgehende Flexibilität beim Betrieb von Energiequellen und –senken. Die Energie muss über relativ weite Entfernungen vom Erzeuger zum Verbraucher transportiert werden. Das führt insbesondere bei thermischer Energie zu Energieverlusten. Es gibt drei globale thermische Energiesysteme: Kaltwasser für die Klimaanlage, Heizwasser und Dampf. Um diese Energie zu transportieren wird viel Masse in Form von Wasser oder Dampf bewegt. Dies erfordert Energieaufwand beispielsweise für Pumpen für den Energie- und Massetransport als auch Energieverlust durch

Temperatur- oder Spannungsverluste im Leistungssystem. Je größer die Entfernungen sind, über die Energie und Medien transportiert werden müssen, desto größer sind die Verluste und Aufwände. Für die Mediensysteme heißes und kaltes Trinkwasser sowie Luft für die Klimaanlage gilt das in ähnlicher Weise.

7.4.2.2. Autarke Feuerzonen

Anders als Großdieselmotoren eignen sich Brennstoffzellen durch ihre Modularität nicht nur für zentrale Systeme. Auch eine dezentrale Anordnung ist mit Brennstoffzellen möglich.

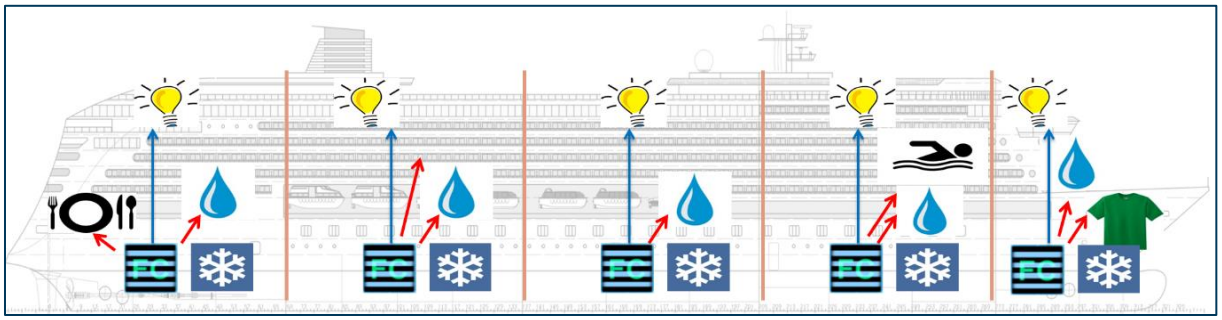


Abbildung 75: Prinzipskizze autarkes System

Die dezentrale Anordnung, also die räumliche Verteilung auf dem Schiff führt zu einer wesentlich verbesserten Redundanz und damit zu einer höheren Ausfallsicherheit des Gesamtsystems.
Der Extremfall eines dezentralen Netzes ist das autarke Feuerzonennetz. Dabei werden alle Systeme in jeder Feuerzone integriert. Für den Havariefall können die Feuerzonennetze verbunden oder durch ein weiteres, zentrales System versorgt werden um eine Rückfallebene zu schaffen, sie ist im Normalbetrieb aber nicht vorgesehen. Ein solch autarkes System zeichnet sich durch eine besonders große Redundanz und Ausfallsicherheit aus.

Für tatsächlich autarke Feuerzonen müssen sämtliche Systeme in jeder Feuerzone vorhanden sein. Im Falle der Klimaanlage beinhaltet das auch die Kälteversorgung, im Falle der Trinkwasserversorgung kann das eventuell sinnvoll auf die Trankwassertanks reduziert werden. Alle Systeme müssen nicht nur so dimensioniert werden, dass sie ohne Versorgung von außen funktionieren. Sie müssen auch für die größte, jemals vorkommende Last dimensioniert werden. Gleichzeitigkeitseffekte oder Maßnahmen wie Peaksharing können nicht ausgenutzt werden. Viele Komponenten müssen deswegen mehrmals eingebaut werden. Zudem müssen Komponenten wesentlich größer ausgeführt werden, um die zeitlichen und räumlichen Lastspitzen zu tragen. Die lokal vorkommenden Wärmeverbraucher können im autarken System nur durch Abwärme der lokalen Brennstoffzellen versorgt werden, die dann mit der entsprechend hohen elektrischen Leistung betrieben werden müssen.

Autarke Systeme zeichnen sich durch hohe Redundanz und geringe Transportverluste aus. Der Systemaufwand ist viel höher als bei anderen Systemen. Das führt zu sehr hohen Kosten und großem Platzbedarf. Die Entfernungen, über die Energie und Medien transportiert werden müssen, sind wesentlich kürzer als in anders aufgebauten Systemen.
Der geringe Mehrnutzen rechtfertigt den enormen Mehraufwand nicht. Die autarke Feuerzone kann als nicht sinnvoll angesehen werden.

7.4.2.3. Wärmeverbundnetz

Die Brennstoffzellen kann auch dezentral angeordnet und an ein zentrales Wärmesystem angeschlossen werden. Jeder Brennstoffzellenraum versorgt eine Zone – beispielsweise eine Feuerzone – autark mit elektrischer Energie. Durch die verteilte Anordnung besteht eine hohe Redundanz.

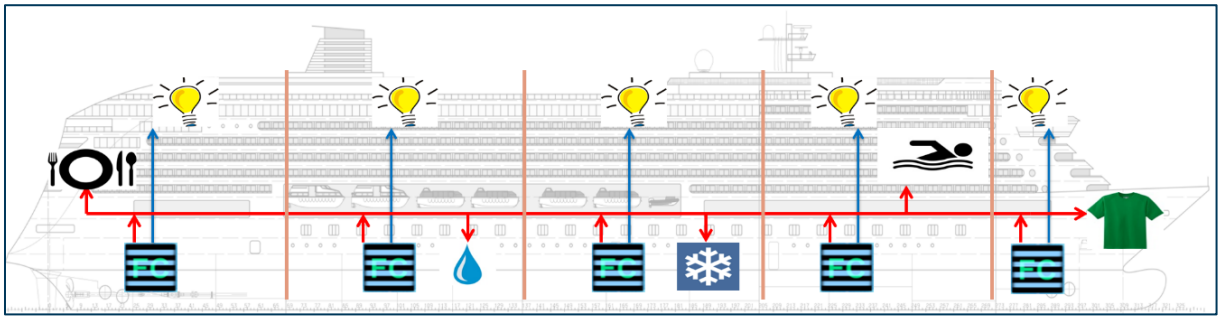


Abbildung 76: Prinzipskizze Wärmeverbundsystem

Um einen guten Gesamtwirkungsgrad zu erreichen wird die Abwärme in ein zentrales Wärmeverbundnetz eingespeist. Dadurch können räumliche Abweichungen bei der Wärme- und Stromversorgung ausgeglichen werden. Die Abwärme kann also in die Feuerzonen transportiert werden, in denen Wärmebedarf besteht.
Elektrisch autarke Systeme mit zentralem Wärmeverbundnetz haben den Redundanzvorteil von autarker Stromproduktion und den Flexibilitätsvorteil eines Wärmeverbundsystems:
Im Fall eines schweren Schadens können alle intakten Feuerzonen unabhängig von den anderen ohne Einschränkungen mit elektrischer Energie versorgt werden. Das geht über den Sicherheitsaspekt der Stromversorgung hinaus: Auch in diesen Fällen ist ein Schiffsbetrieb ohne Einschränkungen möglich.
Im Normalbetrieb des Schiffes kann anfallende Wärme an den Ort des Wärmebedarfs transportiert werden, der häufig nicht der Ort des elektrischen Energiebedarfs ist. Dies ermöglicht die Nutzung eine gute Ausnutzung der Abwärme und den Betrieb von Wärmeverbrauchern. Das führt so einem besseren Gesamtwirkungsgrad sowie zu einem geringeren Stromverbrauch.
Dem gegenüber steht ein sehr großer Systemaufwand: Das elektrische System sowie die Brennstoffzellen müssen ebenso wie im voll autarken System sehr groß dimensioniert werden, da lokale Extrembedarfe befriedigt werden müssen.

Das Wärmeverbundnetz erfordert größeren Aufwand in den Rohrleitungssystemen. Um einen ähnlich flexiblen Betrieb zu ermöglichen, wäre der Systemaufwand sogar höher als im konventionellen Wärmesystem mit zentralen Wärmequellen, da die hydraulische Weiche ebenfalls schiffsumfassend ausgeführt werden müsste, die sich im konventionellen System lediglich über die Maschinenräume erstreckt.

Gegenüber einem voll autarken Energiesystem können im Wärmesystem unter Umständen Komponenten eingespart werden.
Insgesamt ist der Systemaufwand bei diesem Ansatz sehr hoch.

7.4.2.4. Wärmeorientierte Stromproduktion

Die bisherigen Untersuchungen haben ergeben, dass eine autarke Versorgung der Feuerzonen extreme Überdimensionierung erfordert. Dieser Mehraufwand steht in keinem angemessenen Verhältnis zum zusätzlichen Nutzen, zumal Brennstoffzellen teure Komponenten sind.
Transport von Wärme ist mit hohem Aufwand verbunden. Diese schiffsübergreifenden Rohrleitungssysteme erfordern viel Platz, sind schwer und verursachen hohen Installationsaufwand – beispielsweise für Schottdurchführungen. Die Wärmeverluste sind bei größeren Entfernungen hoch.
Um die angestrebten Vorteile bei Flexibilität und weitgehender Redundanz zu erreichen, ohne dass daraus die Nachteile bei Systemaufwand, Wärmeverlust und Überdimensionierung erwachsen, wurde das Konzept der wärmeorientierten Stromproduktion entwickelt.
Brennstoffzellen werden auch hier dezentral angeordnet. Die Stromproduktion wird so geregelt, dass die Abwärme dort anfällt, wo sie genutzt werden kann. Elektrische Energie kann mit wesentlich weniger Systemaufwand und Energieverlusten zum Ort des Verbrauchs transportiert werden.
Das Wärmesystem ist dann auf eine Feuerzone beschränkt. Dadurch ist der Systemaufwand für das Wärmesystem gering. Thermische Energie wird nicht größere Entfernungen transportiert. Es ist allerdings erforderlich, dass die Stromproduktion so geregelt wird, dass die Abwärme dort anfällt, wo Wärmebedarf besteht.
Eine Verbindung der Wärmesysteme der einzelnen Feuerzonen ist nicht erforderlich. Da die Wärmeverbraucher nicht sicherheitsrelevant sind, besteht auch kein Bedarf für eine solche Verknüpfung als Rückfallebene.

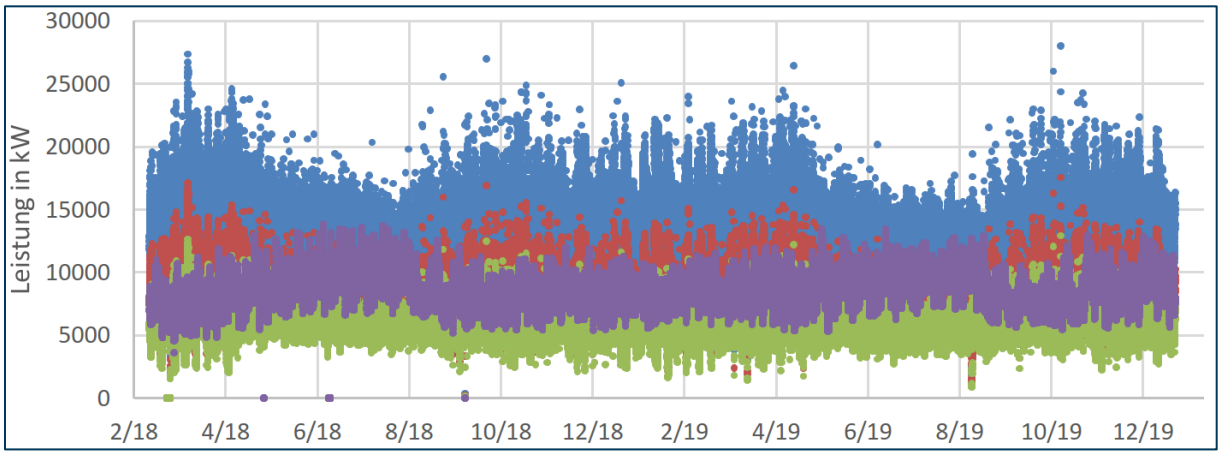


Abbildung 77: elektrischer Energiebedarf und elektrische Energieproduktion, bei der die Abwärme ausreicht

Für diesen Ansatz wurde zunächst untersucht, ob ausreichend elektrischer Energiebedarf vorhanden ist, um den Wärmebedarf durch Abwärme der Brennstoffzellen zu befriedigen. Beim untersuchten Brennstoffzellentyp nimmt die nutzbare Abwärme bei niedrigen Lasten stark ab. Zunächst wurde untersucht, ob die Abwärmeproduktion im tatsächlichen Schiffsbetrieb entsprechend der gemessenen Betriebszustände ausreicht, um den Wärmebedarf zu decken. In der Abbildung ist dargestellt, welche Stromproduktion erforderlich wäre, um den Wärmebedarf abzudecken. Es wurden drei signifikante Lastfälle unterschieden: erforderliche Stromproduktion bei 50% (blau), 75% (rot) und 85% (grün) Last der Brennstoffzellen sowie der tatsächlich vorgekommene elektrische Energiebedarf (lila).
Die Analysen von entsprechenden Messdaten aus dem Schiffsbetrieb haben ergeben, dass der elektrische Energiebedarf immer etwa in dem Bereich liegt, bei dem die Abwärme ausreicht, um die Nachfrage zu bedienen, wenn die Brennstoffzellen bei höheren Lasten betrieben werden.

Diese Untersuchung wurde auch für jede einzelne Feuerzone durchgeführt. Da elektrische Energie zwischen den Feuerzonen ausgetauscht werden kann, kann die Stromproduktion flexibel auf die Feuerzonen verteilt werden. Dies schafft einigen Spielraum für die Optimierung. Die Analyse hat weiterhin ergeben, dass diese Flexibilität ausreicht.
Die vollständige Abwärmeversorgung der Feuerzone verlangt auch nach ausreichender Dimensionierung. Diese Überdimensionierung wäre weniger extrem als im Falle der autarken Feuerzone, aber dennoch sehr teuer. Zudem würden einige Fälle verbleiben, in denen der Wärmebedarf nicht gedeckt werden kann, weil der elektrische Verbrauch zu gering ist.
Eine Dimensionierung der Brennstoffzellen, die es ermöglicht, alle Lastfälle im Wärmesystem ist also nicht sinnvoll.
Vielmehr sollte eine Dimensionierung gewählt werden, bei der die gesamte installierte Leistung im Schiff dem maximalen, gesamten elektrischen Verbrauch entspricht. Innerhalb dieser Randbedingungen wurde die installierte Leistung so gewählt, dass die Fälle, in denen der Wärmebedarf nicht gedeckt ist, minimiert wurde.
Anhand der Messdaten konnte gezeigt werden, dass mit diesem Ansatz in 99% der Lastfälle der Wärmebedarf durch lokale Abwärme gedeckt werden konnte. Weniger als 0,1% müsste mit Hilfskesseln oder durch Lastmanagement gedeckt werden.

Variante: Antriebsanlage in dezentrales Netz integriert

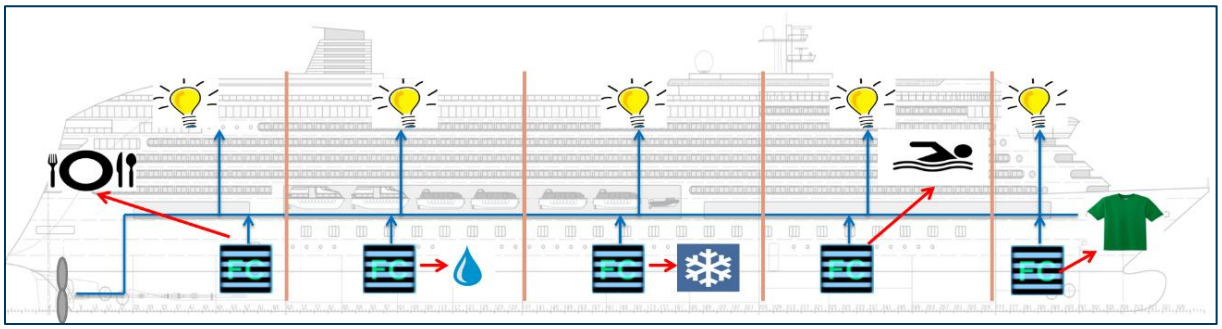


Abbildung 78: Prinzipskizze System mit integrierter Fahranlage

Es gibt die Möglichkeit, die Fahranlage in das elektrische System zu integrieren. In konventionellen Systemen ist das auch der Fall, sofern es sich um eine elektrische Fahranlage handelt.
Die Fahranlage ist ein großer elektrischer Verbraucher. Wenn die Fahranlage in das Hotelnetz integriert wird, gibt es wesentlich mehr Flexibilität bei der Optimierung des Ortes der Stromproduktion. Die Dimensionierung und Lastverteilung im wärmeorientierten Energiesystem dürfte damit wesentlich leichter umzusetzen sein als ohne Fahranlage.
Eine Integration der Fahranlage erfordert es, dass das Hotelnetz diese großen Leistungen übertragen kann. Bei großen Schiffen ist das mit einem Niederspannungssystem nicht umsetzbar. Dafür wäre ein Mittelspannungssystem erforderlich.

Variante: Antriebsanlage nicht in dezentrales Netz integriert

Es gibt auch die Möglichkeit, die Fahranlage nicht in die Hotelnetze zu integrieren. Wenn die Fahranlage nicht in das elektrische Hotelnetz eingebunden ist, besteht wesentlich weniger Flexibilität bei Dimensionierung und Lastverteilung. Die an die Fahranlage angeschlossenen Wärmeverbraucher

können dann nur auf See betrieben werden. Wenn es möglich ist, die thermische Trinkwasserproduktion nah an den Brennstoffzellenräumen für die Fahranlage anzuordnen, ist dieser Nachteil gering, da Trinkwasserproduktion ohnehin nur auf See erfolgt. Vermutlich lässt sich das Konzept der wärmeorientierten Auslegung des elektrischen Systems daher dennoch umsetzen.
Demgegenüber steht ein elektrisches System mit geringerer Komplexität. Wenn die Fahranlage nicht integriert ist, sind die maximalen zu übertragenden Leistungen wesentlich geringer. Diese geringeren Leistungen können unter Umständen in einem Niederspannungssystem übertragen werden.

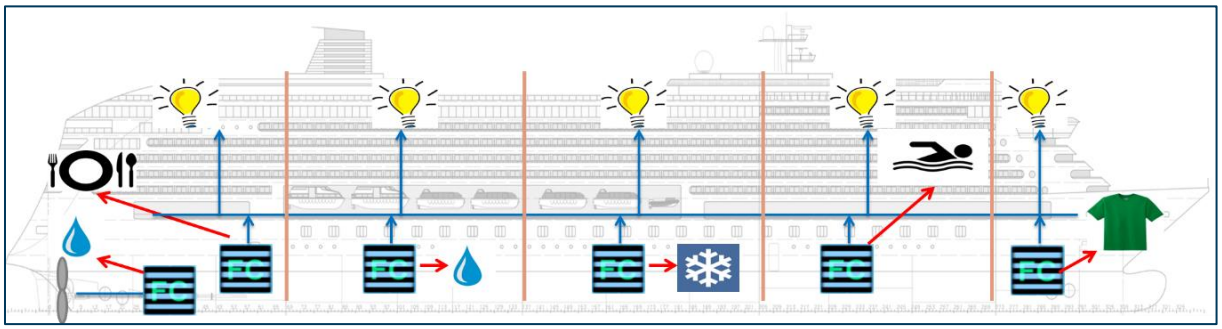


Abbildung 79: Prinzipskizze System ohne integrierter Fahranlage

7.4.3. Anordnung oben vs. unten

Brennstoffzellen haben große Vorteile bei den Abgaseigenschaften. Das führt nicht nur zu weniger Schadstoffbelastung, sondern eröffnet auch Möglichkeiten zur Vereinfachung der Schiffsintegration. Abhängig von der Temperatur kann das Abgas der Brennstoffzelle als Abluft statt als Abgas behandelt werden. Das Abluftsystem, das das Abgassystem dann ersetzt, kann also wesentlich einfacher gestaltet werden. Es zentrales Abgassystem („Schornstein“) ist nicht erforderlich.
Die Lärmemissionen von Brennstoffzellen sind ebenfalls wesentlich geringer als bei Verbrennungsmotoren.

Brennstoffzellen lassen sich also grundsätzlich auch im Hotelbereich anordnen, was bei Verbrennungsmotoren wegen des Lärms und des Systemaufwands nicht möglich wäre. Dafür müssen aber auch die Versorgungsleitungen bis nach oben geführt werden.
Es wurde ein Systemvergleich angestellt, um zu entscheiden, unter welchen Umständen eine Anordnung der Brennstoffzellen oberhalb des Schottendecks sinnvoll ist.
Dabei wurden die Systeme skizziert, die bei einer Anordnung oberhalb und unterhalb erforderlich wären.

Grundsätzlich wären bei beiden Anordnungen die gleichen Systeme erforderlich. Die Brennstoffzellenräume müssen mit Luft und Niedertemperaturkühlwasser versorgt werden. Von den Brennstoffzellenräumen gehen die Wärmesysteme aus. Je nach Brennstoffzellentyp sind das in der Regel zwei Systeme, nämlich Heizwasser und Dampf. Die Kühlung ist für den Betrieb der Brennstoffzellen und damit für die Energieversorgung essenziell und daher sicherheitsrelevant. Ein solches System über den Bereich über- und unterhalb des Schottendecks zu verteilen ist mit erheblichem Mehraufwand verbunden. Ein Zugewinn an Redundanz entsteht dabei nur, wenn für den oberen und den unteren Bereich separate Seekästensysteme vorhanden sind, was im Schiffsentwurf sehr schwierig ist.

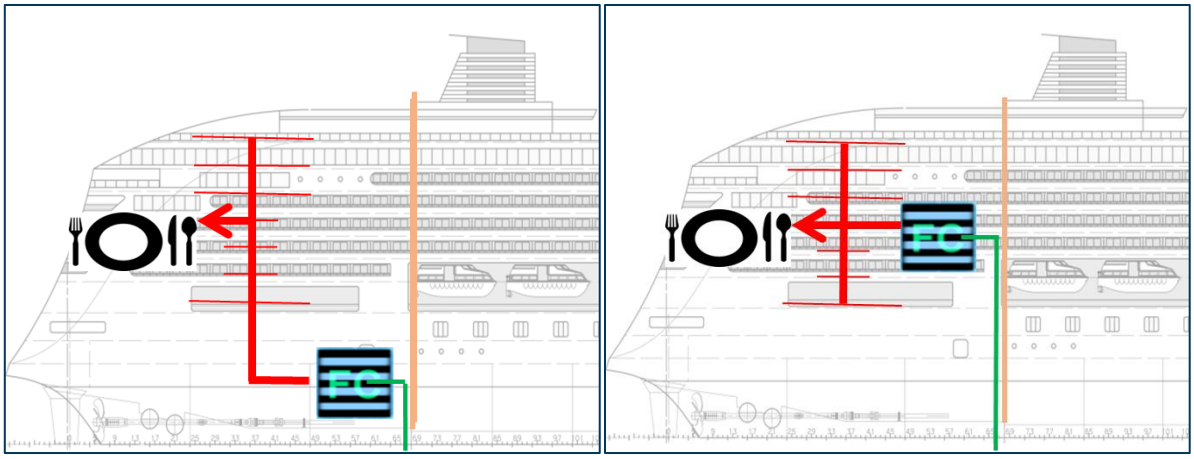


Abbildung 80: Skizze Versorgungssystem bei Anordnung unterhalb des Schottendecks
Abbildung 81: Skizze Versorgungssystem bei Anordnung oberhalb des Schottendecks

Die großen, kontinuierlich betriebenen Verbraucher sind größtenteils im Maschinenraum. Oberhalb des Schottendecks gibt es hauptsächlich kleinere Wärmeverbraucher oder solche, die große Lastwechsel oder stark unterschiedliche Lasten haben, wie Küchen, die nur zur Essenszeit großen Wärmebedarf haben. Eine Aufteilung des Wärmesystems in einen oberen und einen unteren Bereich ist insofern im wärmeorientierten dezentralen System ungünstig.
Ein Kühlwassersystem oberhalb des Schottendecks ist zwar sehr aufwendig, würde aber zusätzliche Vorteile in anderen Systemen ermöglichen. Beispielsweise könnten elektrische Räume mit Kühlwasser gekühlt werden, statt wie bisher mit Kaltwasser. Das wäre energetisch günstiger.
Der Platzbedarf der beiden Systeme ist ähnlich. Beide Varianten können sinnvoll sein, müssten im Einzelfall aber abgewogen werden.

7.4.4. Simulation der Netzstrukturen

Als Werkzeug zur Unterstützung bei der Optimierung der Systemstrukturen wurde eine genetische Simulation entwickelt, um Netzstrukturen zu optimieren. Eine genetische Simulation basiert auf einem vereinfachten System. Parameter - in diesem Fall etwa Anzahl bestimmter Komponenten und deren Verknüpfungen – werden automatisch variiert und nach bestimmten Killkriterien aussortiert und die verbleibenden Varianten Vergleichskriterien verglichen. Sowohl die Methode zur Variation als auch die Methode zur Bewertung gleicht dabei dem Vorbild der biologischen Evolution: Die Variation erfolgt durch Kombination der bereits erstellten varianten („Elterngeneration“) und durch zufällige kleinere Veränderungen („Mutation“). Von den so geschaffenen Netzen werden die schlechten nach bestimmten Killkriterien aussortiert (Survival of the fittest“) und die verbleibenden simuliert und die mit den besten Simulationsergebnissen im weiteren Verlauf weiter kombiniert und mutiert. Killkriterien können Abbruchkriterien in der Simulation sein oder bereits vor Ausschlusskriterien wie zu Erfüllende Vorgaben, sofern die in der Simulation abbildbar sind.
Genetische Simulationen finden lokale Maxima, globale Maxima können aber verfehlt werden, da die Entwicklung in kleinen Schritten immer lokalen Gradienten folgt. Sie ähnelt einer technischen Entwicklung. Genetische Simulationen eignen sich nicht für Vergleich oder Bewertung von Grundlegend unterschiedlichen Systemen wie zentralem und dezentralem System. Der Schritt vom zentralen zum dezentralen ist keine Evolution, sondern eine Revolution.

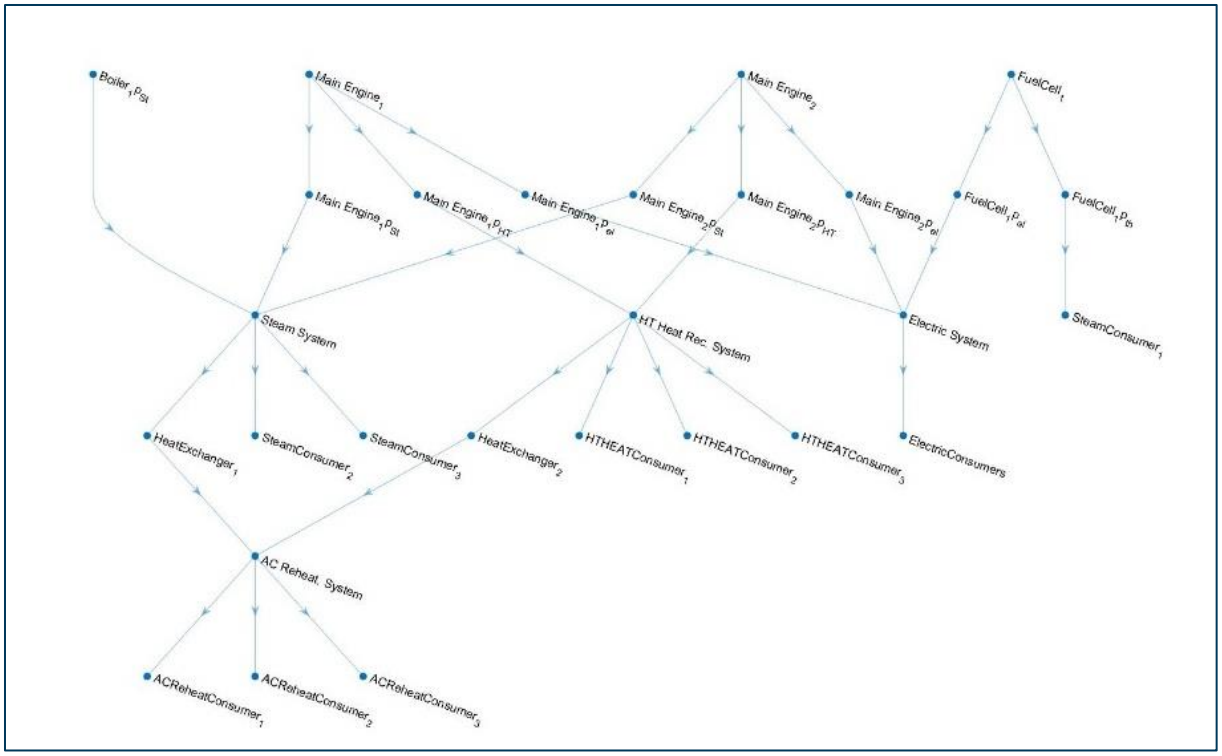


Abbildung 82 Beispiel genetisches Simulationsmodell mit Subsystemen und Verknüpfungen

Die Genetische Simulation kann aber eine Unterstützung bei der Entwicklung der Strukturen im dezentralen Netz sein. Diese Unterstützung kann bei der Einführung dezentraler Strukturen wertvoll sein, da mit solchen Systemen keine Erfahrung besteht.

7.4.5. Anforderungen an die elektrischen Systeme

Das wärmegeführte elektrische System basiert auf der Grundannahme, dass sich elektrische Energie wesentlich leichter transportieren lässt als thermische.

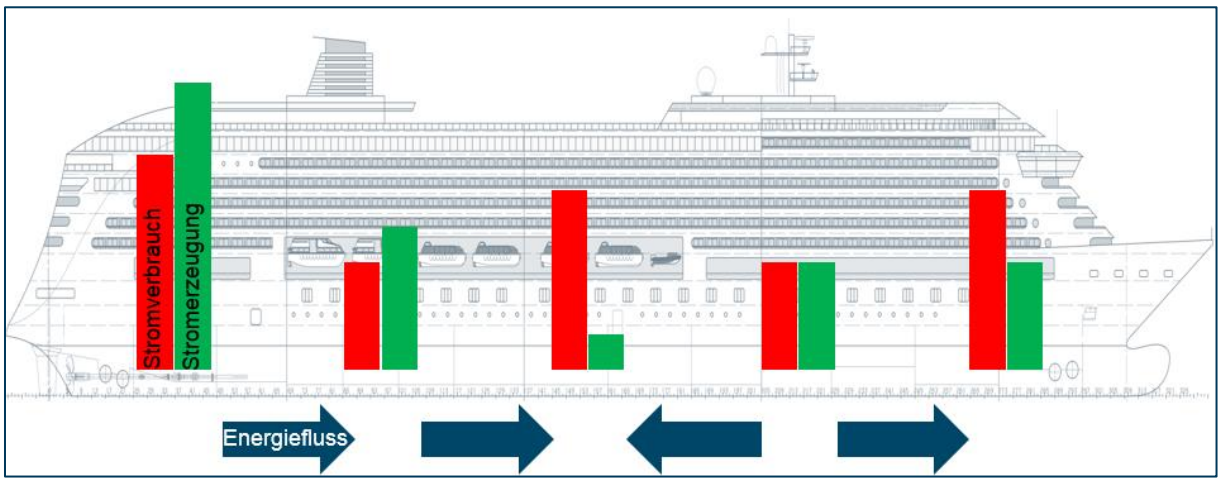


Abbildung 83: Beispiel Energieflüsse zwischen den Feuerzonen

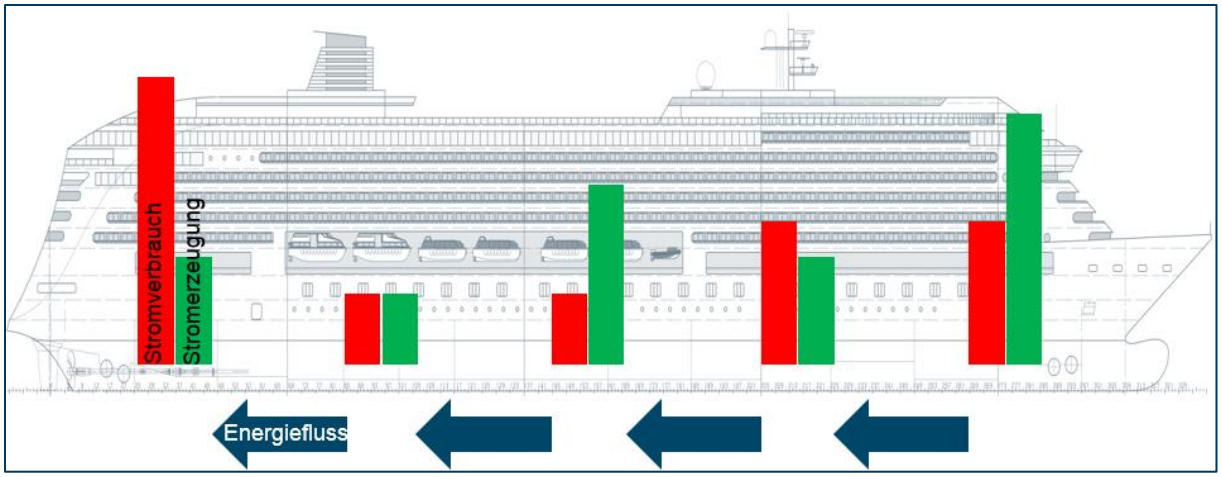


Abbildung 84: Beispiel Energieflüsse zwischen den Feuerzonen

Im wärmegeführten System wird zwar jederzeit ausreichend elektrische Energie produziert. Der Ort dieser Produktion kann aber vom Ort des Verbrauches entfernt sein. Die Produktion liegt nicht notwendigerweise in der Systemhierarchie oberhalb des Verbrauches.
Um das Potential von dezentralen Systemen auszunutzen, ist also besondere Flexibilität im Verteilnetz erforderlich. Diese Flexibilität beinhaltet die Fähigkeit, die Richtung des Energieflusses zu ändern. In Wechselstromsystemen ist das nur mit viel Aufwand umzusetzen. Diese Flexibilität ist in Gleichstromsystemen wesentlich einfacher umzusetzen.
Eine genauere Betrachtung dieser elektrischen Gleichstromnetze fanden in parallelen Forschungsvorhaben zu diesem Thema statt.

7.4.6. Sicherheitstechnische Betrachtung

Die Sicherheitstechnische Betrachtung und -analyse der dezentralen Netze wurde gemeinsam mit dem DNV in Arbeitspaket 8, siehe Kapitel 0, durchgeführt.

7.4.7. Integrationsentwicklung des dezentralen Systems

Die Integrationsentwicklung auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse fand in Arbeitspaket 7 statt, siehe Kapitel 7.8.3.

7.5. Arbeitspaket 4: Energiemanagement

Das Arbeitspaket 4 Entwicklung des Energiemanagements wurde von besecke geleitet.

7.5.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 4

Gegenstand des Arbeitspaketes war die Einführung eines Energiemanagements zur Integration der Brennstoffzellentechnologie im Rahmen eines dezentralen Netzwerkes beziehungsweise hybriden Energiesystems an Bord von Passagierschiffen. Es wurde zunächst eine umfassende Analyse von Daten über Energieerzeuger, -verbraucher und -speicher durchgeführt, die sowohl während des Projektierungsprozesses eines Schiffneubaus als auch zur Zeit des Schiffsbetriebes vorliegen. Anhand der Analyseergebnisse sind Maßnahmen herausgearbeitet worden, mit denen Schiffe vor allem in Hinblick auf dezentrale und hybride Energiesysteme energieeffizienter ausgelegt werden können als es mit dem auf Gleichzeitigkeitsfaktoren basierenden herkömmlichem Verfahren der Energiebilanzierung möglich ist. Zum Beispiel kommt es durch die herkömmliche Methode der Energiebilanz in der Regel zu einer Überdimensionierung der Generatoren, wodurch diese während des Schiffsbetriebes in einem überwiegenden Teil der Zeit in einem Arbeitspunkt mit schlechterem Wirkungsgrad betrieben werden. Daher wurde in diesem Arbeitspaket der Ansatz verfolgt, zunächst bessere Modelle zu finden, die eine bessere Auslegung des energetischen Gesamtsystems zu finden. Das Energiemanagement an Bord übernimmt dann während des Schiffsbetriebes die Aufgabe das Verbraucherverhalten so zu beeinflussen, dass die Systeme zwar weiterhin ihre Funktionalität erfüllen, ihre Arbeit aber besser auf eine effiziente Arbeitsweise der Erzeuger- und Speichersysteme ausgerichtet ist. Hierzu wurden Konzepte zur technischen Umsetzung erarbeitet.
Weiterhin wurde in diesem Arbeitspaket ein Überwachungs- und Alarmierungssystem für die Integration des Methanolbrennstoffzellensystems auf einem Passagierschiff bestehend aus der Brennstoffzelle und der erforderlichen Peripheriesysteme wie Methanolsystem, Lüftung und Wasserkühlung entwickelt. Für den an Land installierten Laborprüfstand wurde dieses System um spezielle Funktionalitäten erweitert, die für den sicheren Betrieb, das Durchlaufen von Testszenarien und Erkenntnisgewinn aus den durchgeführten Labortests benötigt werden.

7.5.2. Entwicklung eines Energiemanagementkonzeptes

Im Arbeitspaket 4 lag der Schwerpunkt auf der Entwicklung eines Konzeptes für ein Energiemanagement in einem hybriden System, in das auch Brennstoffzellen integriert werden können, und der Untersuchung der Realisierungsmöglichkeiten. Im Folgenden werden die Herangehensweise, die Arbeitsschritte und die Ergebnisse vorgestellt.

7.5.2.1. Analyse des herkömmlichen Auslegungsverfahrens von Energiesystemen auf Schiffen

Als Voraussetzung für den Einsatz eines Energiemanagementsystems, welches die Integration von Brennstoffzellen als Erzeuger in einem hybriden Energiesystem auf Schiffen und einen energieeffizienten Schiffsbetrieb ermöglicht, wurde zu Beginn des Forschungsprojektes die Voraussetzung formuliert, dass die Energieerzeuger und -speicher in dem hybriden System passend zu dem Lastprofil der Verbraucher an Bord des Schiffes dimensioniert sind. Daher wurde das herkömmliche Verfahren

der Energiebilanzierung, welches auf der Festlegung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für einzelne Verbraucher und Systeme basiert, hinsichtlich der Eignung für die Auslegung von hybriden Erzeugersystemen mit besonderer Berücksichtigung der Energieeffizienz untersucht.
Das aktuell weit verbreitete Verfahren zur Auslegung von Energieerzeugern hat in erster Linie das Ziel Generatoren so zu dimensionieren, dass während des Schiffsbetriebes die Versorgung mit elektrischer Energie stets gewährleistet ist und die Gefahr eines Blackouts so weit wie möglich minimiert wird. Faktoren wie die Reduzierung des Treibstoffverbrauchs, des Schadstoffausstoßes und von Betriebs- und Wartungskosten durch einen energieeffizienten und maschinenschonenden Betrieb spielen dabei eine untergeordnete Rolle. In diesem Verfahren werden für ein Schiff anhand des Einsatzzweckes eine kleine Anzahl an Betriebsmodi definiert. Für Passagierschiffe sind dies in der Regel ein Hafenmodus („Port“ oder „Harbour“), ein Fahrmodus („Cruise“), ein Manövermodus („Maneuver“) und ein Notfallmodus („Emergency“). Gegebenenfalls können weitere speziell zu dem Schiff passende Modi definiert werden. Anschließend werden für einen Großteil der Verbraucher für jeden definiertem Modus Gleichzeitigkeitsfaktoren festgelegt. In den Gleichzeitigkeitsfaktoren geht zum einen der spezifische Leistungsbedarf des Verbrauchers, als auch die Häufigkeit und Dauer der Verbraucheraktivität in dem jeweiligen Modus ein. Gleichzeitigkeitsfaktoren liegen immer zwischen 0 und 1. Um den Anteil zu ermitteln, den der Verbraucher an der benötigen Gesamtleistung in dem Modus hat, wird die Nennleistung des Verbrauchers mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor multipliziert. Die Summe der so ermittelten Leistungen für alle Systeme und Verbraucher ergibt den Leistungsbedarf des Schiffes in dem Modus. Das Ergebnis dieses Verfahrens ist die E-Bilanz. **Abbildung 85** zeigt einen Ausschnitt einer E-Bilanz mit Gleichzeitigkeitsfaktoren, die im Rahmen des Forschungsprojektes untersucht worden sind.

CONSUMER	EACH	NO	TOTAL	OPERATING CONDITIONS											
				SEA			PORT			MANEUVER			EMERG.		
	[kW]		[kW]	NO	FAC	[KW]	NO	FAC	[KW]	NO	FAC	[KW]	NO	FAC	[KW]
Sliding Doors	0,50	18	9,0	1	0,1	**0,1**	1	0,1	**0,1**	1	0,1	**0,1**	0	0,0	**0,0**
Watertight hydraulic Hatch	1,00	1	4,0	0	0,0	**0,0**	0	0,0	**0,0**	0	0,0	**0,0**	0	0,0	**0,0**
HPU Aft Ship	22,00	2	44,0	0	0,0	**0,0**	0	0,0	**0,0**	1	0,1	**2,2**	0	0,0	**0,0**
HPU Mid Ship	15,00	2	30,0	0	0,0	**0,0**	0	0,0	**0,0**	1	0,1	**1,5**	0	0,0	**0,0**
HPU Fore Ship	11,00	2	22,0	0	0,0	**0,0**	1	0,1	**1,1**	1	0,1	**1,1**	0	0,0	**0,0**
HPU LIBO	90,00	2	180,0	0	0,0	**0,0**	1	0,1	**9,0**	1	0,1	**9,0**	0	0,0	**0,0**
HPU LIRA	45,00	2	90,0	0	0,0	**0,0**	1	0,1	**4,5**	1	0,1	**4,5**	0	0,0	**0,0**
Watertight internal Doors	0,16	14	2,2	1	0,1	**0,0**	1	0,1	**0,0**	1	0,1	**0,0**	0	0,0	**0,0**
Window Heater	0,80	15	12,0	1	0,1	**0,1**	0	0,0	**0,0**	1	0,1	**0,1**	0	0,0	**0,0**
Window Wipers	0,75	7	5,3	1	0,3	**0,2**	0	0,0	**0,0**	1	0,3	**0,2**	0	0,0	**0,0**
Window Wipers	0,75	7	5,3	0	0,0	**0,0**	0	0,0	**0,0**	0	0,0	**0,0**	1	1,0	**0,8**
Heating Panels ceiling Main-, Bridge-, Owners-Deck outside	0,43	41	17,6	1	0,1	**1,8**	0	0,0	**0,0**	1	0,1	**1,8**	0	0,0	**0,0**
Anti Fouling System	0,25	2	**0,5**	1	1,0	**0,3**	1	1,0	**0,3**	1	1,0	**0,3**	0	0,0	**0,0**
Exhaust Ventilation Fwd Engine Room	2,20	1	**2,2**	1	0,7	**1,5**	1	0,2	**0,4**	1	0,7	**1,5**	0	0,0	**0,0**
Exhaust Ventilation Fwd Engine Room Emergency	2,20	1	**2,2**	0	0,0	**0,0**	0	0,0	**0,0**	0	0,0	**0,0**	1	1,0	**2,2**
Exhaust Ventilation Aft Engine Room	5,50	1	**5,5**	1	0,7	**3,9**	1	0,2	**1,1**	1	0,7	**3,9**	0	0,0	**0,0**

Abbildung 85: Ausschnitt einer E-Bilanz mit Gleichzeitigkeitsfaktoren

Für das oben beschriebene Verfahren gab es in dem Zeitraum, in dem das Arbeitspaket bearbeitet wurde, keine Alternative, obwohl es eine Vielzahl an Nachteilen mit sich bringt. Ein großer Nachteil ist, dass der Betrieb des Schiffes in nur wenige unterteilt wird. Schwankungen im Leistungsbedarf, die sowohl durch den normalen Schiffsbetrieb aber auch durch menschliche Handlungen und Änderungen äußerer Einflüsse wie Temperaturen, Wind oder Helligkeit auftreten, und Höhe und Dauer von Lastspitzen können in dieser Form nicht berücksichtigt werden. Gerade bei einer mehrtägigen Seereise eines Passagierschiffes treten solche Schwankungen zweifelsfrei auf und der Leistungsbedarf ist nicht konstant, wie man bei Betrachten der E-Bilanz vermuten könnte. Da aus der beschriebenen Methode nichts über den zeitlichen Verlauf des Leistungsbedarfs und dessen Spreizung hervorgeht, kann damit kein optimales Konzept für die Energieerzeugung und -speicherung erarbeitet werden. Für die Auswahl der geeigneten Erzeuger und deren Dimensionierung in einem hybriden System sind

mehr Informationen über das energetische Verhalten des Schiffes erforderlich, als dieses Verfahren hergibt.
Ein weiterer Nachteil der Energiebilanzierung mit Gleichzeitigkeitsfaktoren ist, dass durch die Zusammenfassung von spezifischem Leistungsbedarf und Dauer der Verbraucheraktivität in einem Faktor, das Verbraucherverhalten nicht ausreichen beschrieben wird. Läuft Verbraucher A konstant bei seiner halben Nennleistung erhält er den Faktor 0,5. Ein Verbraucher B läuft alle zwei Stunden für eine Stunde mit seiner Nennleistung und erhält auch Faktor 0,5. Beide gehen daher mit ihrer halben Nennleistung in den Gesamtleistungsbedarf des Modus ein. Das einfache Beispiel zeigt, dass die Gleichzeitigkeitsfaktoren das Verbraucherverhalten nicht eindeutig abbilden. In **Abbildung 86** ist der Unterschied zwischen dem tatsächlichen Verhalten und dem durch die Gleichzeitigkeitsfaktoren beschriebene Verhalten einmal im Vergleich dargestellt.

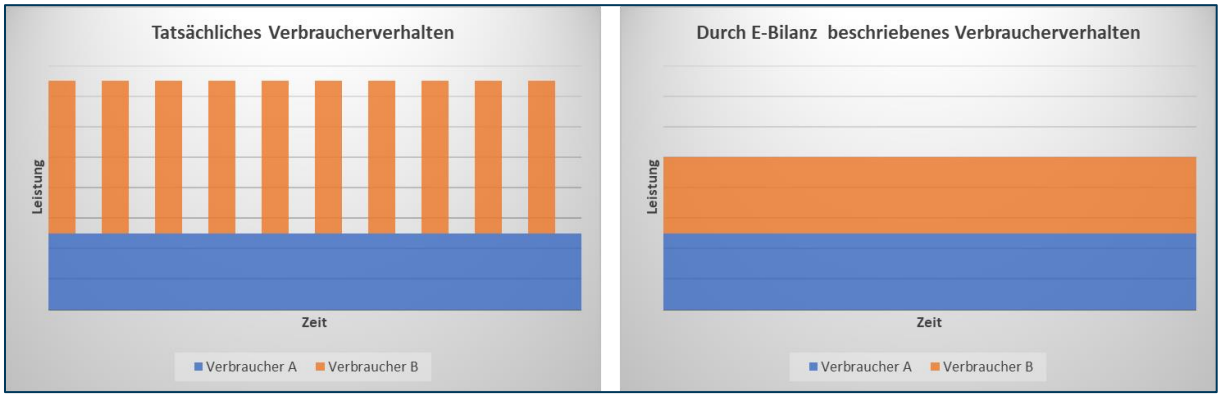


Abbildung 86: Vergleich zwischen tatsächlichem durch die E-Bilanz beschriebenem Verbraucherverhalten

In **Abbildung 2** ist zu erkennen, dass die Gesamtleistung aus der E-Bilanz zu keinem Zeitpunkt dem realen Verhalten entspricht. Entweder liegt die reale Gesamtleistung über oder unter dem Wert aus der E-Bilanz, was im Schiffsbetrieb entweder einen Erzeuger in Unterlast oder Überlast bedeutet. Noch realitätsferner stellt es sich bei Verbrauchern dar, bei denen ein gleichzeitiger Betrieb zum Beispiel aufgrund ihrer gegensätzlichen Wirkungsweise ausgeschlossen ist, die aber möglicherweise abwechselnd arbeiten. Ein solcher logische Ausschluss ist mit der Methode nicht darstellbar. Da diese Schwäche des Verfahrens bekannt ist, wird insbesondere um Überlast zu vermeiden und das Blackout-Risiko zu reduzieren, das System von vornherein mit ausreichend Reserve ausgelegt. **Tabelle 2** zeigt das Ergebnis einer E-Bilanz mit Gleichzeitigkeitsfaktoren, bei dem die Generatoren in den beiden häufigsten Modi (SEA und PORT) von vornherein nur bei etwa 60% Auslastung arbeiten und nur in dem deutlich selteneren Fall des Manöverbetriebes ein besserer Arbeitspunkt erreicht wird. Das System ist daher von vornherein ineffizient ausgelegt. Ein Energiemanagement würde hier kaum eine Verbesserung bringen können.

OPERATING CONDITIONS:	POWER [KW]	USED SOURCES	LOAD [KW]	LOAD [%]
SEA	2640	**2**	1505	**57,0%**
PORT	1440	**2**	907	**63,0%**
MANEUVER	3960	**3**	2993	**75,6%**
EMERGENCY	470	**1**	471	**100,2%**

Tabelle 2: Auslegung von Generatoren auf Basis einer E-Bilanz mit Gleichzeitigkeitsfaktoren

Der dritte Nachteil dieses Verfahrens ist, dass ausschließlich Leistungen betrachtet werden. In hybriden Systemen ist es jedoch wichtig, Aussagen über Energie zu treffen. Das bedeutet, dass die Leistungen über die Zeit zu ermitteln sind und so Einschätzungen über die Dauer von Lastspitzen und Lasttälern getroffen werden können. Nur mit diesem Wissen lassen sich Energiespeicher passend zum energetischen Verhalten des Schiffes auslegen.
Fazit der Analyse des auf Gleichzeitigkeitsfaktoren basierenden Verfahrens der Leistungsbilanzierung ist, dass das Energiesystem eines Schiffes damit in erster Linie auf Ausfallsicherheit, nicht aber auf Energieeffizienz ausgelegt wird. Eine detailliertere und betriebsnahe Betrachtung des Leistungsbedarfes ist mit dieser Methode jedoch nicht möglich. Insbesondere bei hybriden Systemen ist es wichtig die verschiedenen Erzeuger und Speicher auf den tatsächlichen Leistungsbedarf abzustimmen, um deren technologische Vorteile auch optimal nutzen zu können. Um durch ein Energiemanagement eine Verbesserung der Energieeffizienz eines Schiffes zu erreichen, ist eine bessere Abstimmung der Erzeuger- und Speichersysteme auf den realen Energiebedarf des Schiffes im Betrieb eine wichtige Voraussetzung.

7.5.2.2. Analyse des aktuellen Verhaltens von Erzeugern

Im nächsten Schritt wurde im Arbeitspaket 4 des Forschungsprojektes das Verhalten der elektrischen Erzeuger sowie deren Steuerung untersucht. Ähnlich wie das derzeitig angewendete Verfahren zur Auslegung des energetischen Systems eines Schiffes arbeitet auch das Leistungsmanagement oder Powermanagement mit der Prämisse, stets ausreichend Leistung zur Verfügung zu stellen, um nicht in eine Blackout-Situation zu geraten. Aus diesem Grund sorgt das Powermanagement dafür, dass die Generatorsets nicht mit ihrer maximalen Nennleistung betrieben werden, sondern startet im Fall einer hohen Erzeugerauslastung einen weiteren Erzeuger. An dieser Stelle sei auch darauf hingewiesen, dass das Powermanagementsystem der Erzeuger ausschließlich auf die zu einem Zeitpunkt benötigte Leistung reagiert. Es handelt sich daher um eine leistungsabhängige und nicht energieabhängige Steuerung. Die Arbeitsweise des Powermanagementsystems ist in **Abbildung 87** dargestellt. Wenn der Leistungsbedarf ansteigt und die mit dem Netz gekoppelten Generatorsets eine Auslastung nahe ihrem Maximum erreichen, wird ein zusätzliches Generatorset gestartet.

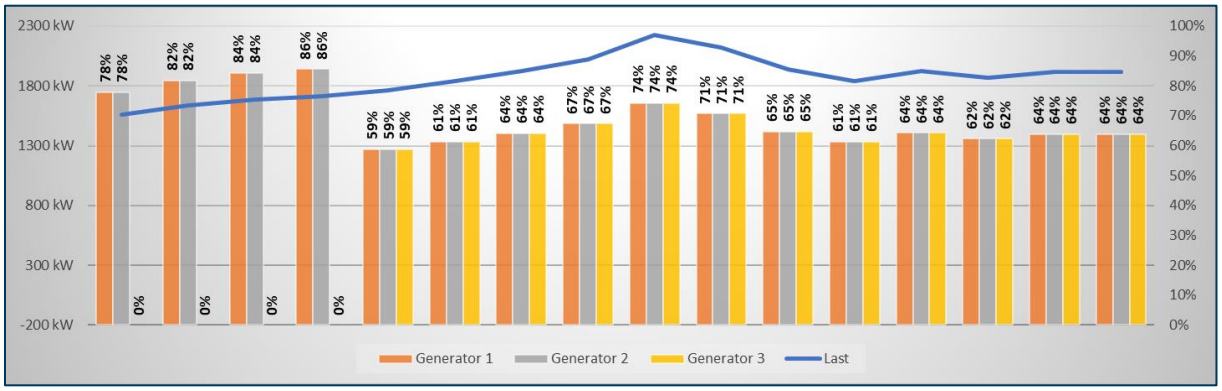


Abbildung 87: Erzeugerverhalten bei hoher Auslastung

Ein typischer Schwellwert für den Start eines weiteren Erzeugers ist, wenn die beiden arbeitenden Generatorsets bei 85% ihrer Nennleistung sind. Der Schwellwert muss deswegen unterhalb der Nennleistung liegen, da das Powermanagement keine Kenntnis über das Verhalten der Verbraucher hat. Die Verbraucher wiederum haben keine Information über die energetische Situation des Schiffes

und nehmen sich einfach die Leistung, die sie zur Bedienung ihrer Prozesse benötigen. Einzige Ausnahme bilden einige wenige Großverbraucher, die eine Lastanforderung an das Powermanagement stellen, bevor sie die Leistung beziehen. Das ermöglicht dem Powermanagement vor dem Lastsprung auf die Änderung zu reagieren und für ausreichend Leistungsreserve zu sorgen. Diese Leistungsreserve wird wieder durch den Start eines weiteren Erzeugers bereitgestellt, bevor der Schwellwert erreicht ist. In **Abbildung 87** ist der Nachteil dieses Steuerungsverfahrens abzulesen. Nach dem Start eines weiteren Erzeugers arbeiten alle drei Erzeuger in einem ungünstigen Arbeitspunkt und somit mit einem schlechten Wirkungsgrad. Da das Powermanagement aber keine Kenntnis über die Prozesse der einzelnen Verbraucher hat und zu jedem Zeitpunkt mit einem Lastanstieg rechnen muss, ist es erforderlich, stets eine ausreichende Leistungsreserve im Netz zur Verfügung zu stellen. Noch etwas schlechter fällt der Wirkungsgrad aus, wenn ein zusätzlicher Erzeuger aufgrund einer Lastanforderung, das heißt bevor die Last ansteigt, gestartet wird. Die Verbraucher auf der anderen Seite des Netzes wissen nichts über die energetische Situation, also in welchem Bereich die Erzeuger momentan arbeiten und welche Verbraucher außer ihnen aktuell noch Leistung benötigen oder welche Reserven in Speichern zur Verfügung stehen. Sie beziehen ihre Leistung ausschließlich aufgrund der Prozesse, die sie bedienen müssen. **Abbildung 88** zeigt die derzeitige Problematik, das den einzelnen Systemen jeweils nur die für sie relevanten Informationen vorliegen, um einen sicheren Schiffsbetrieb zu gewährleisten.

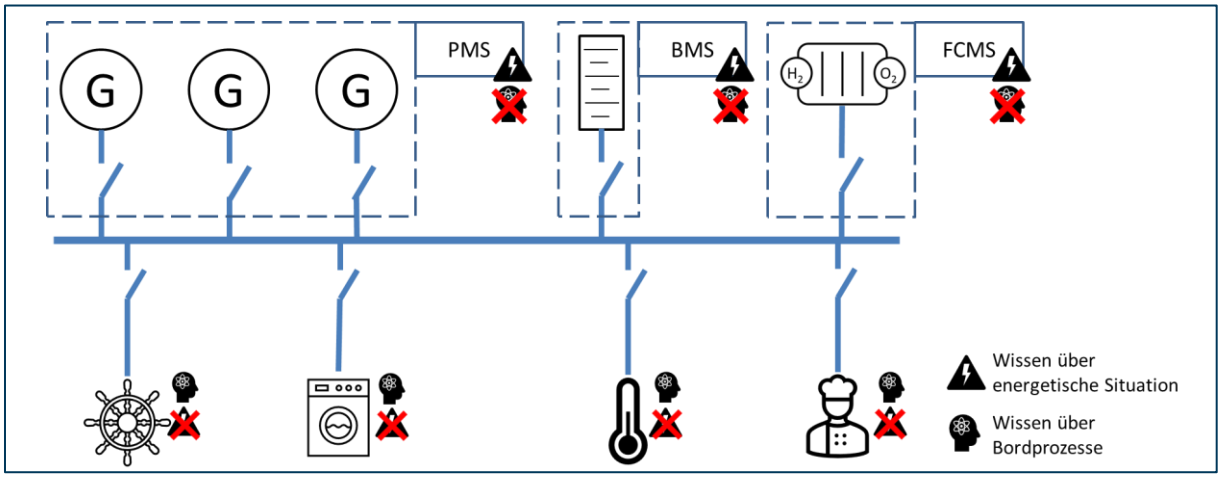


Abbildung 88: Problematik der Informationsverfügbarkeit an Bord

Es wurde somit festgestellt, dass ein übergeordnetes intelligentes Energiemanagement sowohl Informationen über den aktuellen Status der Erzeuger und Speicher besitzen und gleichzeitig wissen muss wie sich die Verbraucher momentan und in naher Zukunft verhalten (s. **Abbildung 89**). Für letzteres ist ebenfalls Kenntnis über die Prozesse an Bord erforderlich. Mit einem intelligenten Energiemanagement, welches über alle Teilnehmer im Netz Kenntnis besitzt und auch Einfluss auf deren Verhalten nehmen kann, muss das Risiko eines Blackouts reduziert werden und das Energiesystem von vornherein effizienzoptimiert ausgelegt werden. Außerdem können durch die gezielte Beeinflussung der Verbraucher Lastspitzen reduziert und das Lastprofil insgesamt geglättet werden. Erzeuger würden dann nicht mehr nur auf das Verbraucherverhalten reagieren müssen, sondern Verbraucher könnten Vorgaben bekommen, so dass Erzeuger mit ihrem optimalen Wirkungsgrad arbeiten können.

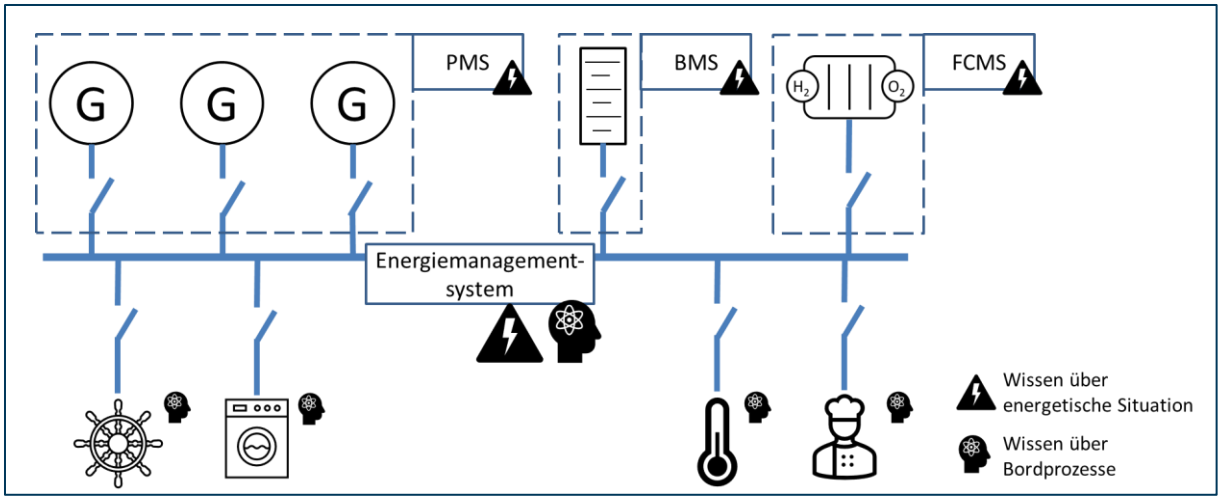


Abbildung 89: Erweiterung des bestehenden Schiffnetzes um ein Energiemanagementsystem

7.5.2.3. Modellierung des Schiffsverhaltens

Sowohl für die Auslegung des Energiesystems in der Planungsphase als auch für das Energiemanagement zur Zeit des Schiffsbetriebes, ist ein besseres Verständnis dafür erforderlich, wofür die Energie letztendlich benötigt wird. Da die Verbraucher nie zum Selbstzweck Leistung benötigen, sondern immer einen Zustand oder Prozess an Bord bedienen, müssen zunächst diese Prozesse und Zustände beschrieben werden, die zur Aktivität der Verbraucher führen.
Ziel in diesem Arbeitspaket ist es daher auch, ein Modell zu finden, welches eine möglichst vollständige Beschreibung ermöglicht. Vollständig bedeutet in diesem Fall, dass jede Änderung im Verhalten eines Verbrauchers zu einem neuen energetischen Zustand führt und möglichst jeder dieser Zustände beschrieben werden soll. Eine statische Definition von Zuständen, wie es beim Verfahren mit Gleichzeitigkeitsfaktoren in Form der Modi gemacht wird, ist aufgrund der Komplexität und Vielzahl der möglichen Zustände nicht möglich. Die erste Anforderung an das Modell ist also, dass es dynamisch ist und eine flexible Beschreibung des Schiffverhaltens ermöglicht. Ein weiteres Kriterium ist, dass Zustände, die aufgrund logischer Betrachtung nicht eintreten können, in dem Modell ausgeschlossen werden.
Um das Modell zu entwerfen, wurden Überlegungen zum energetischen Verhalten unterschiedlicher Schiffe auf verschiedenen Reisen angestellt. Dabei wurde schnell deutlich, dass die Schiffe sich in Ihrem Einsatzzweck unterscheiden. Das Modell differenziert daher auf oberster Ebene zwischen verschiedenen Schiffstypen. Schiffe eines Typs sind in ihrem grundsätzlichen Verhalten jedoch ähnlich, auch wenn sich zwei Schiffe eines Typs auf derselben Reise nie identisch verhalten werden. Auch wird ein Schiff auf einer Reise keinen konstanten Leistungsbedarf haben, was auch schon die konventionelle Methode der E-Bilanzierung mit der Betrachtung verschiedener Modi berücksichtigt. Bei der Methode wurde jedoch als nachteilig herausgestellt, dass die Differenzierung des Schiffsbetriebes in nur wenige Betriebsmodi nicht ausreiche. Ziel ist daher, eine erheblich detailliertere Unterscheidung der auftretenden Schiffszustände zu erreichen, wie in **Abbildung 90** dargestellt.

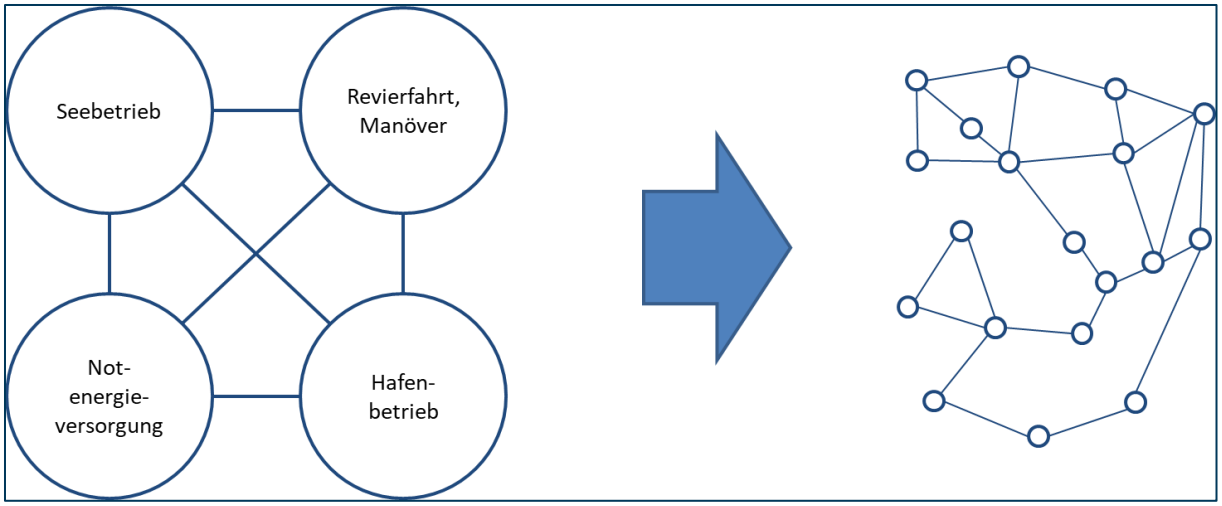


Abbildung 90: Überführung der herkömmlichen Modi in eine detailliertere Zustandsbetrachtung

Durch ein geeignetes Verfahren zur Beschreibung der möglichen Zustände und nicht nur grober Betriebsmodi, lässt sich das Energiesystem eines Schiffes bereits in der Planungsphase energieoptimiert auslegen, in dem zu jedem Zustand der spezifische Energiebedarf ermittelt wird. Den Unterschied zum bisher verwendeten Verfahren zeigt **Abbildung 91**.

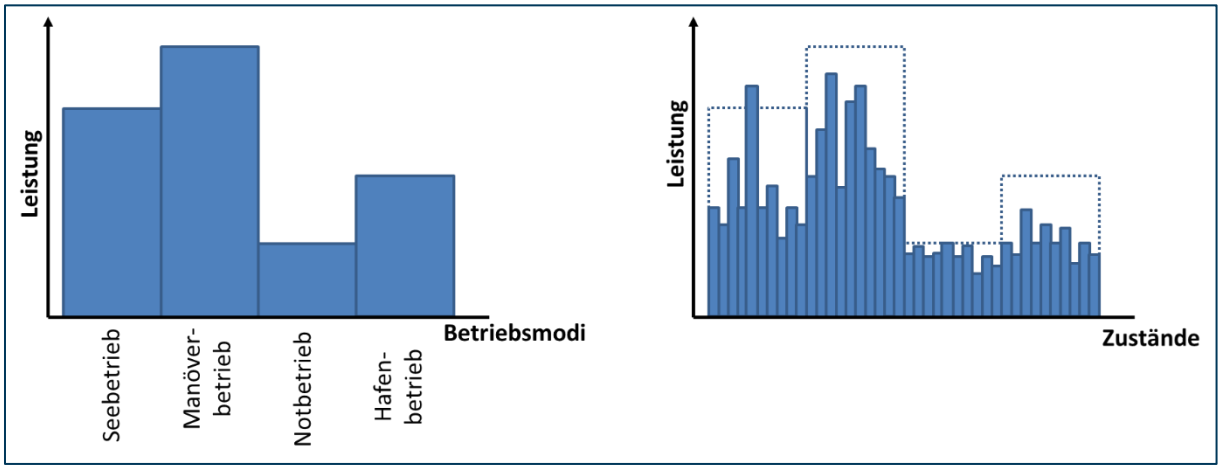


Abbildung 91: Unterschiedliche Betrachtung des Schiffsbetriebes

Der erste offensichtliche sich ändernde Parameter, der das energetische Verhalten eines Schiffes beeinflusst, ist der Schiffsbetriebsmodus. Im Gegensatz zum herkömmlichen Verfahren beinhaltet der Parameter „Schiffsbetriebsmodus“ allerdings ausschließlich die Vorgänge, die dem reinen Schiffsbetrieb dienen. Abhängig ist der Schiffsbetriebsmodus im Wesentlichen vom Fahrprofil des Schiffes. Er beschreibt also, ob das Schiff im Hafen liegt, vor Anker oder im Dynamic-Positioning-Mode oder ob es sich in Bewegung befindet. Um keine undefinierten Zustände in dem Modell zu zulassen, muss sich das Schiff zu jedem Zeitpunkt in genau einem Schiffsbetriebsmodus befinden. Daher ist es wichtig, dass die Schiffsbetriebsmodi vollständig und lückenlos definiert werden. Die Liste der konkreten Modi kann sich je nach Schiffspezifikation unterscheiden. Mögliche Modi, die im Rahmen des Arbeitspaketes herausgearbeitet wurden, sind in **Abbildung 92** aufgelistet.



Abbildung 92: Auflistung möglicher Schiffsbetriebsmodi

Der Schiffsbetriebsmodus allein ist jedoch nicht ausreichend, um das energetische Verhalten eines Schiffes zu beschreiben. Zusätzlich zu dem Schiffsbetriebsmodus können Ereignisse auftreten. Ereignisse sind für den reinen Schiffsbetrieb nicht erforderlich, kommen aber aufgrund von menschlichem Verhalten oder zusätzlichen funktionalen Anforderungen an das Schiff vor. Sie dienen in der Regel dem Komfort oder beschreiben Vorgänge, die spezielle Aufgaben erfüllen. Im Gegensatz zum Schiffsbetriebsmodus, der zu einem Zeitpunkt eindeutig sein muss, können in einem Zustand mehrere Ereignisse auftreten. Die Gesamtheit aller auftretenden Ereignisse wird im entwickelten Modell als Ereignisvektor erfasst. Eine beispielhafte Auswahl möglicher Ereignisse zeigt **Abbildung 93**.

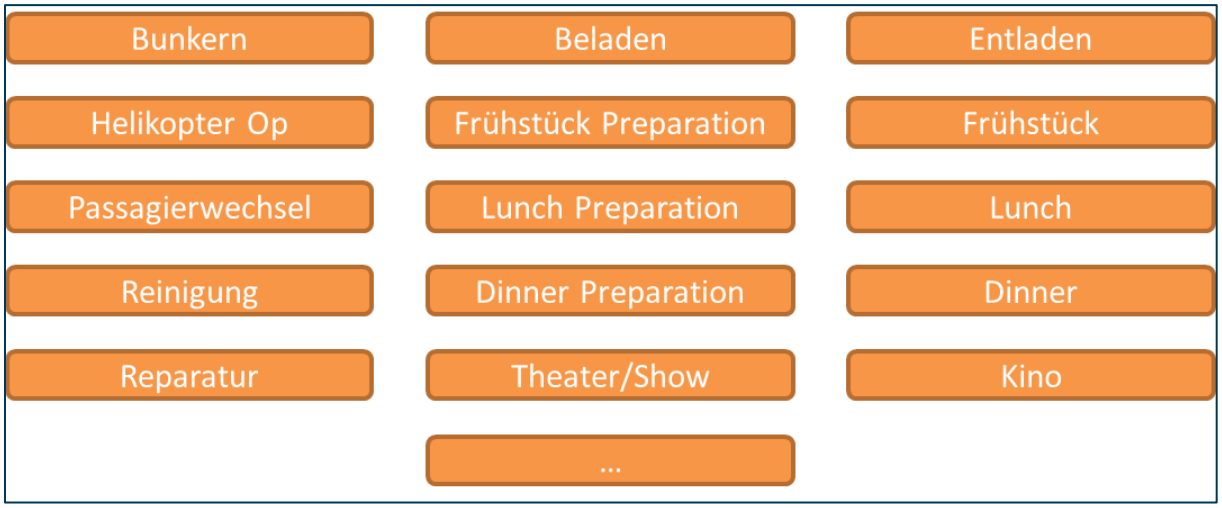


Abbildung 93: Auswahl möglicher Ereignisse an Bord

Durch die Kombination von Schiffsbetriebsmodi und Ereignissen lassen sich bereits eine Vielzahl an Zuständen darstellen. Ereignisse können dabei in besonderer Beziehung zu bestimmten Schiffsbetriebsmodi stehen. Beispielsweise sind bestimmte Ereignisse nur in bestimmten Modi möglich, beziehungsweise können in bestimmten Modi nicht auftreten. Durch diese Ausschlussverknüpfungen werden unrealistische Zustände innerhalb des Modells ausgeschlossen.

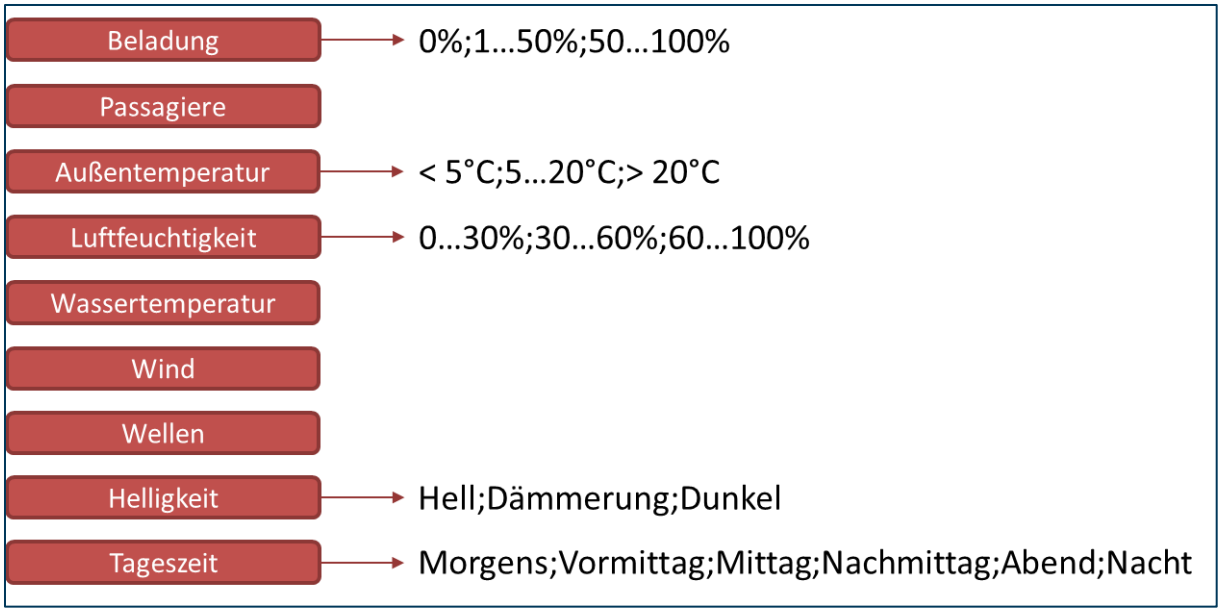


Abbildung 94: Einflussgrößen mit möglichen Wertebereichen

Der dritte Parameter, der Einfluss auf den Leistungsbedarf eines Schiffes hat, sind innere und äußere Einflüsse. In die Gruppe der Einflüsse fällt alles, was quantifizierbar ist und sich auf den Energiebedarf des Schiffes auswirkt. Ein Einfluss wird immer mit einer Einflussgröße, einem Wert beziehungsweise Wertebereich und einer Einheit definiert. Bei der Festlegung der Einflüsse muss darauf geachtet werden, dass jeder Wert, den eine Einflussgröße annehmen kann, erfasst wird. In jedem Zustand muss jede Einflussgröße einen Wert besitzen. Die Gesamtheit aller Einflüsse wird im Rahmen des Modells als Einflussvektor erfasst. Mögliche Einflussgrößen und dazugehörige Werte sind in **Abbildung 94** aufgelistet.
Genau wie zwischen Ereignissen und Schiffsbetriebsmodi können auch zwischen den Einflüssen und den anderen beiden Parametern logische Beziehungen wie gegenseitiger Ausschluss bestehen.
Das in diesem Arbeitspaket entworfene Modell beschreibt also jeden Zustand durch ein Parameter-Tripel aus Schiffsbetriebsmodus, Ereignisvektor und Einflussvektor wie in der folgenden **Abbildung 95** dargestellt.

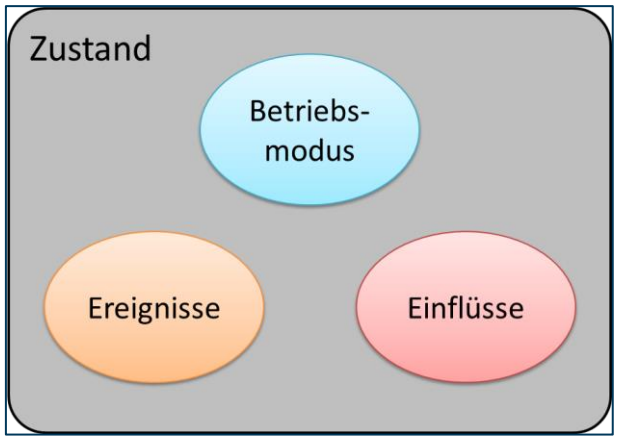


Abbildung 95: Beschreibung eines Zustandes im entwickelten Modell

Es gilt daher:

$$\vec{S}(t) = \begin{pmatrix} O(t) \\ \vec{E}(t) \\ \vec{I}(t) \end{pmatrix} \text{ mit}$$

$\vec{S}(t) \dots Zustandsvektor$
$O(t) \dots Betriebmodus$
$\vec{E}(t) \dots Ereignisvektro$
$\vec{I}(t) \dots Einflussvektor$

Die Abhängigkeit von der Zeit (t) zeigt, dass alle drei Parameter und damit auch der Zustandsvektor über die Zeit veränderlich sind. Ändert sich nur einer der Parameter, beschreibt dies einen Zustandswechsel und damit auch eine Änderung der energetischen Situation.
Um von einem Zustand zum Leistungsbedarf zu gelangen, muss im Modell die Verbraucherabhängigkeit von den Zuständen beschrieben werden. Dafür wird für jeden Schiffsbetriebsmodus, jedes Ereignis und jeden Einfluss festgelegt, welche Verbraucher für den jeweiligen Parameter mit einer spezifischen Leistung benötigt werden. So ergibt sich für jeden Zustandsvektor ein eindeutiger Verbrauchervektor.

$$\vec{S}(t) \rightarrow \vec{C}(t) = \begin{pmatrix} k_1(t) * P_{V_1} \\ \vdots \\ k_n(t) * P_{V_n} \end{pmatrix} \text{ mit}$$

$\vec{S}(t) \dots Zustandsvektor$
$\vec{C}(t) \dots Verbrauchervektor$
$k_i \dots Leistungsfaktor;\ 0 \leq k_i \leq 1$
$P_{V_i} \dots Verbrauchernennleistung$

Die in einem Zustand benötigte Gesamtleistung ergibt sich dann aus der Summe der in diesem Zustand spezifischen Einzelverbräuche der Verbraucher.

$$P = \sum_{i=1}^{n} C_i$$

Das nun vorliegende Modell stellt eine eindeutige Verknüpfung zwischen den Vorgängen an Bord eines Schiffes und dem Leistungs- beziehungsweise Energiebedarf her. Durch die zeitliche Abhängigkeit aller Faktoren wird zudem nicht nur der momentane Leistungsbedarf in einem Zustand abgebildet, sondern es können auch Rückschlüsse auf den Energiebedarf in einen Zeitraum gezogen werden. Mit dem Modell lässt sich das Schiffsverhalten dynamisch und flexibel beschreiben und daraus der Leistungs- sowie Energiebedarf ermitteln.
Um auf Basis dieses entwickelten Modells einen möglichst realitätsnahen Leistungs- und Energiebedarf zu ermitteln, wurden als Grundlage dieser Ermittlung reale Fahr- und Wetterdaten einer Yacht herangezogen. **Abbildung 96** zeigt die Route einer Yacht im Mittelmeer vom Hafen von Cagliari nach Trieste. Die Fahrt dauerte vier Tage. Durch die Verwendung realer Daten wurde die Subjektivität in der Einschätzung des Schiffverhaltens und der äußeren Einflüsse bei der Leistungsbedarfsermittlung reduziert.



Abbildung 96: Ermittelter Leistungsbedarf entlang einer realen Route

Auf der Karte in **Abbildung 96** ist auch der Leistungsbedarf des Schiffes entlang der Route farblich dargestellt, wobei blau einen eher niedrigen Leistungsbedarf signalisiert und über grün nach rot der Leistungsbedarf ansteigt. **Abbildung 97** zeigt das auf Basis des Modells ermittelte Lastprofil in Abhängigkeit von der Zeit (grüne Linie). Zudem sind dort die Maximalleistungen im Ein-, Zwei- und Drei-Generatorbetrieb als gestrichelte Linien dargestellt. Die Größe der drei installierten Generatoren wurden der E-Bilanz entnommen.
In der Abbildung ist zu erkennen, dass das Schiff hauptsächlich mit zwei Generatoren betrieben wird. Nur im Hafenbetrieb am Anfang und am Ende der Reise ist ein Generator ausreichend. Für die drei kurzen Lastspitzen, welche durch gefahrene Manöver entstehen, wird ein dritter Generator benötigt. Das Lastprofil zeigt aber auch, dass vor und nach den Lastspitzen eine Unterlast im Zwei-Generatorbetrieb vorliegt. Das heißt, dort gibt es Leistungsreserven.

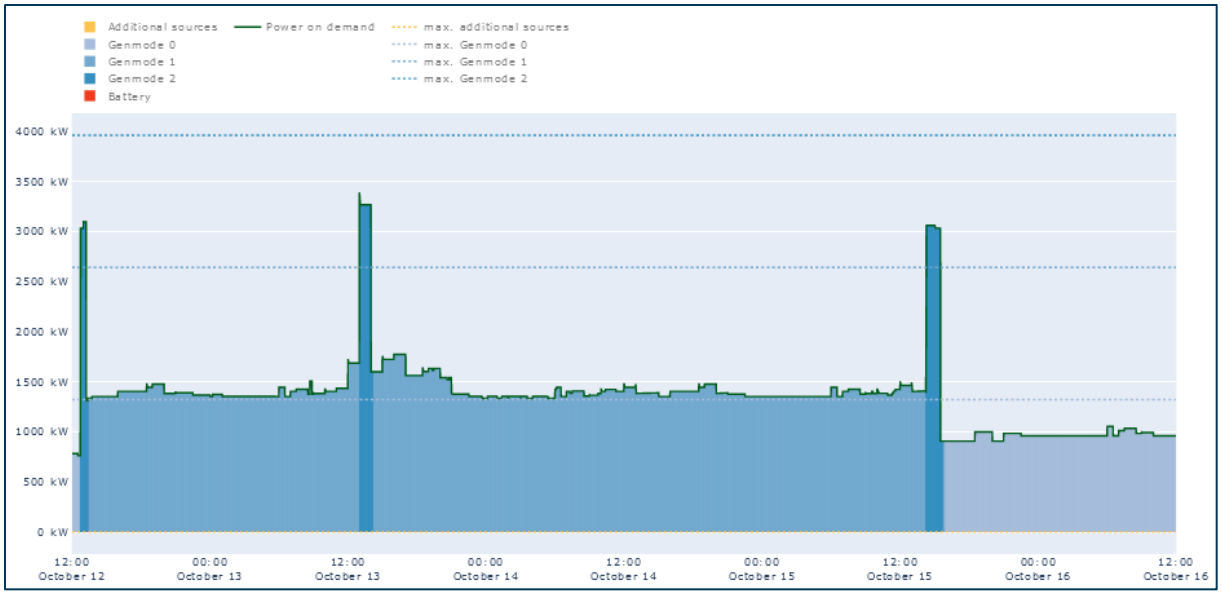


Abbildung 97: Auf Basis des entwickelten Modells ermitteltes Lastprofil

Ein intelligentes Energiemanagement, welches die Lastspitze erkennt und aufgrund von ausreichend Prozesswissen auch deren Ursache kennt, könnte aktiv in das Verbraucherverhalten eingreifen und so die Lastspitze kleiner ausfallen lassen. Eine Analyse des Bordsystems hat ergeben, dass sich die Systeme in verschiedene Gruppen einteilen lassen. Daher wurde das Modell dahingehend erweitert, eine Unterteilung des Verbrauchervektors in Grundlastverbraucher, Regellastverbraucher 1, Regellastverbraucher 2 und Spitzenlastverbraucher einzuteilen. Analog dazu setzt sich der Leistungsbedarf dann aus einer Grundlast, Regellast 1, Regellast 2 und Spitzenlast zusammen, wie in **Abbildung 98** dargestellt.

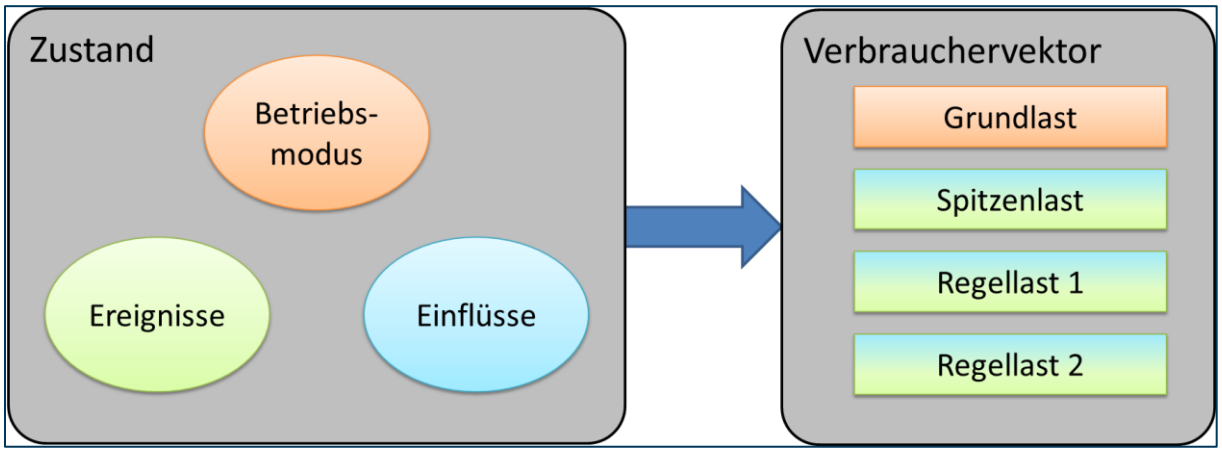


Abbildung 98: Beschreibung eines Zustandes und des dazugehörigen Verbrauchermodells im entwickelten Modell

Die Grundlast beschreibt den Leistungsanteil, der für den reinen Schiffsbetrieb erforderlich ist. Daraus ergibt sich, dass die Grundlastverbraucher die Systeme und Geräte an Bord sind, die dem reinen Schiffsbetrieb dienen. Dazu gehören zum Beispiel Systeme zum Antrieb und Manövrieren, Treibstoffsystem oder Funk- und Navigationseinrichtungen. Die Spitzenlast wird durch die Spitzenlastverbraucher erzeugt, deren Aktivität hauptsächlich durch die Ereignisse und Einflüsse hervorgerufen wird. Sowohl die Grundlastverbraucher als auch die Spitzenlastverbraucher sind Verbrauchergruppen, die in dem momentanen Zustand zur Erfüllung Ihrer Aufgaben Leistung benötigen und deren Verhalten in der Situation auch nicht verändert werden kann. Würde einen Grundlastverbraucher

oder Spitzenlastverbraucher in der entsprechenden Situation einschränken, hätte das unmittelbare funktionale Einschränkungen zur Folge. Ansatzpunkt für ein Energiemanagement, welches den Leistungsbedarf an die zur Verfügung stehende Leistung anpasst, ist die Gruppe der Regellastverbraucher 1. Zu den Regellastverbrauchern 1 zählen Anlagen, bei denen es nicht auf den exakten Zeitpunkt der Aktivität ankommt oder die auch mit einer verringerten Leistung noch ihre Funktion erfüllen. Dabei handelt es sich in erster Linie um Systeme, die an träge Bordprozesse wie zum Beispiel Klimatisierung und Belüftung gekoppelt sind oder die eine gewisse Hysterese zulassen. Auch die Aktivität von Pumpen, die zum Beispiel den Tagestank des Schiffes befüllen, kann auf einem energetisch günstigen Zeitpunkt gelegt werden. Der Leistungsbedarf dieser Systeme lässt sich in gewissen Grenzen verschieben und die Gesamtverbraucherlast kann damit so angepasst werden, dass Lastspitzen reduziert und Lasttäler angehoben werden. In **Abbildung 99** ist erkennbar, dass die Regellast 1 bei dem untersuchten Schiff etwa ein Drittel der Gesamtlast ausmacht. Das bietet ein großes Potenzial zum Eingriff und zur Glättung der Lastkurve durch einen Eingriff in das Verhalten der Regellastverbraucher. Zu der zweiten Gruppe der Regellastverbraucher zählen die Verbraucher, deren Verhalten nicht planbar ist. Hauptsächlich zählen dazu Verbraucher, die durch plötzlich eintretende Notsituationen wie Feuerausbruch oder einer Havarie aktiv werden, oder durch unvorhersehbares Handeln der Besatzung und von Passagieren. Führt das aktiv werden eines Verbrauchers der zweiten Regellastgruppe zu einer ungünstigen Lastspitze, muss das Energiemanagementsystem reagieren, in dem es die Leistung eines Verbrauchers der ersten Regellastgruppe (unvorhergesehen) reduziert.

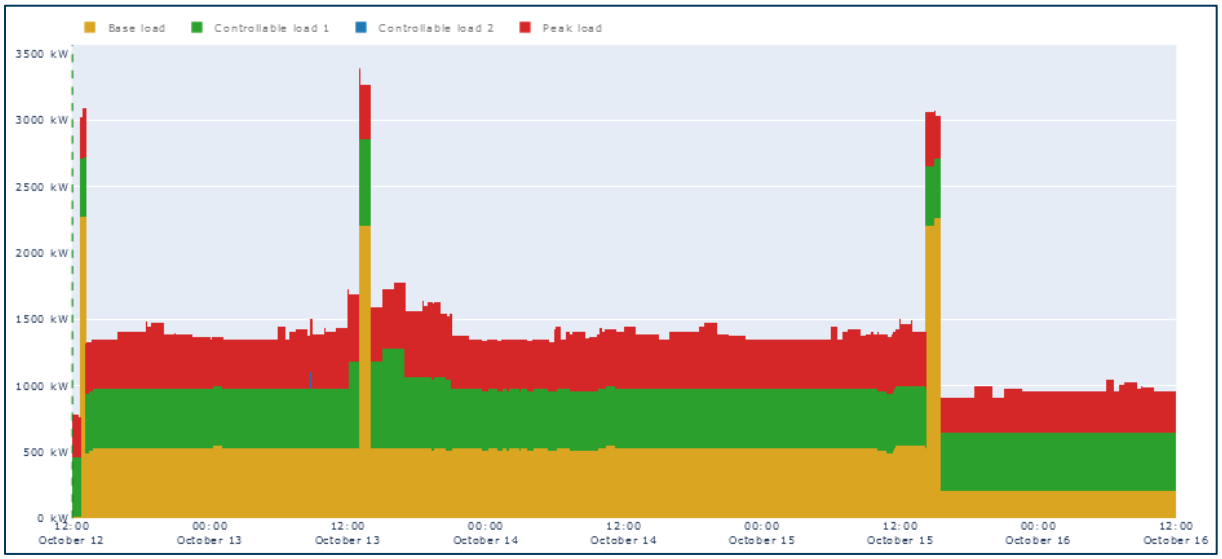


Abbildung 99: Unterteilung des Gesamtleistungsbedarfs in verschiedene Lasttypen

7.5.2.4. Energiemanagement zur Lastkurvenglättung auf einem Schiff

Das im vorherigen Abschnitt in **Abbildung 99** dargestellte Lastprofil zeigt in Annäherung den typischen Verlauf des Leistungsbedarfes einer Yacht. Es wurde auch bereits herausgestellt, dass die Generatorsets für dieses Lastprofil nicht optimal dimensioniert wurden, da in einem Großteil des Schiffbetriebs die Generatorsets in Unterlast betrieben werden. Das wirkt sich zum einen negativ auf die Effizienz in Folge des schlechten Wirkungsgrades aus, zum anderen verkürzt ein solcher Betrieb auch die erforderlichen Wartungsintervalle und erhöht somit die Betriebskosten. Ideal wäre es, Generatorsets möglichst in einem überwiegenden Teil des Betriebes nahe ihres optimalen Arbeitspunktes zu betreiben, in dem sie auch den besten Wirkungsgrad und weniger Verschleiß aufweisen. Ohne einen Eingriff in das energetische Verhalten des Schiffes werden allerdings immer Leistungsschwankungen

auftreten, die dazu führen, dass die Generatorsets ihren bestmöglichen Arbeitspunkt verlassen. Aufgabe eines intelligenten Energiemanagements muss es also sein, die Schwankungen in der Leistung, die die Generatorsets zur Verfügung stellen müssen, möglichst gering zu halten. Diese Anforderung wird noch einmal wichtiger, wenn Methanolbrennstoffzellensysteme zur Bereitstellung der elektrischen Energie auf dem Schiff eingesetzt werden. Brennstoffzellensysteme die mit Methanol betrieben werden, können Lastschwankungen nicht beliebig dynamisch folgen und erfordern somit einen möglichst konstanten Leistungsbedarf. Neben der Effizienz der Generatorsets und der Arbeitsweise von Methanolbrennstoffzellensystemen gibt es einen dritten Punkt, weshalb sich eine Glättung der elektrischen Leistung durch ein Energiemanagement positiv auswirkt. Die Analyse mehrerer Lastprofile hat ergeben, dass ein nennenswerter Anteil der auf Schiffen installierten Erzeugerleistung nur für einen geringen Anteil des Schiffbetriebes tatsächlich benötigt wird. Beispielhaft dafür sind in **Abbildung 100** die Dezile des im vorherigen Abschnitt abgebildeten Lastprofils dargestellt.

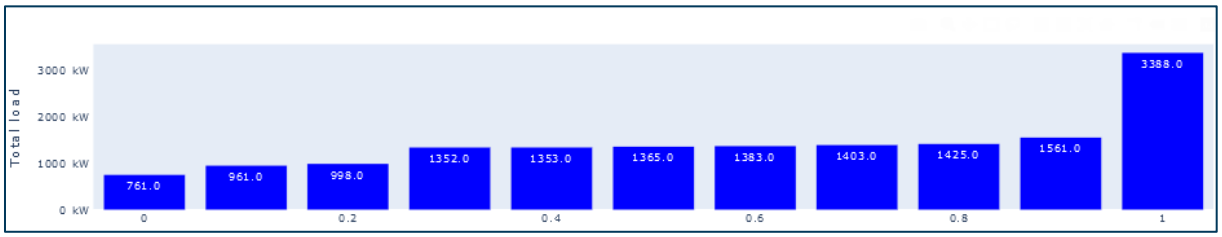


Abbildung 100: Dezile des erstellten Leistungsprofils

Die Dezile zeigen, dass in 90 % des Schiffbetriebes die Verbraucherleistung 1 561 kW nicht übersteigt. In 20 % wären sogar 1 000 kW Erzeugerleistung ausreichend. Die Maximal Leistung von bis zu 3 366 kW wird nur in 10 % der Betriebszeit benötigt. Daraus wurde die Anforderung an ein Energiemanagement abgeleitet, die Lastspitzen in diesen Situationen zu verhindern.
Um das Potenzial der Verbraucherbeeinflussung zur Reduzierung von Lastspitzen herauszustellen, wurden die drei Situationen mit dem besonders hohen Leistungsbedarf im Leistungsprofil untersucht, siehe **Abbildung 101**.

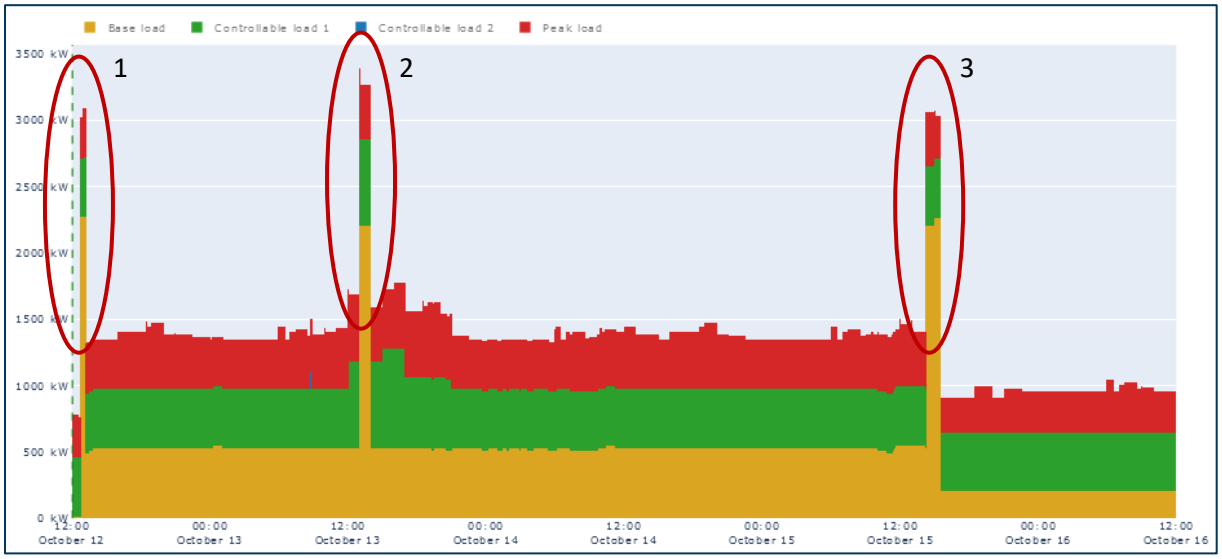


Abbildung 101: Untersuchung der Lastspitzen im Lastprofil

Die Lastspitzen entstehen im Wesentlichen durch einen enormen Anstieg im Leistungsbedarf der Grundlastverbraucher (gelb in **Abbildung 101**). Dieser Anstieg ist auf die Aktivität der Bug- und Heckstrahlruder in diesen Situationen zurückzuführen, da das Schiff sich zu den Zeitpunkten im Manöverbetrieb befindet. Wie zuvor beschrieben, greift das Energiemanagement nicht in das Verhalten der Grundlastverbraucher ein, da diese Verbraucher für den Schiffsbetrieb zu diesem Zeitpunkt erforderlich sind. Es wurde daher nach Verbrauchern gesucht, welche einen Eingriff in ihr Verhalten zulassen, ohne dass es sich spürbar auf deren Funktionalität im auswirkt. Diese sind der Gruppe der Regellastverbraucher 1 (grün in **Abbildung 101**) zugewiesen. Der Anteil der Regellast am Gesamtleistungsbedarf ist in den drei Situationen wie folgt:

	Gesamtlast	Regellast 1	Anteil der Regellast 1 an Gesamtlast
Situation 1	3095 kW	449 kW	14,5 %
Situation 2	3388 kW	658 kW	19,4 %
Situation 3	3060 kW	449 kW	14,7 %

Tabelle 3: Regellast am Gesamtleistungsbedarf nach Situationen

Den größten Anteil der Regellast benötigen in allen drei Situationen zwei Kaltwassersätze mit jeweils über 200 kW, also zusammen über 400 kW. Da die thermische Kühlung ein eher träger Prozess ist, ist die Aktivität der beiden Kaltwassersätze nicht zwingend zu diesem Zeitpunkt erforderlich. Es ist daher denkbar, dass ein intelligentes Energiemanagement diese Spitze unter die Maximalleistung im Zwei-Generatorbetrieb von ca. 3200 kW senkt, indem nur ein Kaltwassersatz in dem Zeitraum aktiv ist und die größere Regellast im Nachgang der Situationen mit der hohen Grundlast anfällt. Bei entsprechend vorausschauender Planung des Schiffbetriebes ist auch ein Ausgleich in Vorbereitung auf diese Situation möglich, indem das Energiemanagement die Kaltwasseranlage die Anweisung zum runterkühlen gibt, um dann Leistungsreserve für die Strahlruder zu haben.
Die erläuterte Situation und das Vorgehen bei der Verbraucherbeeinflussung (Identifikation der Regellastverbraucher und Eingriff in deren Verhalten) zeigt beispielhaft das Potenzial dieser Methode. In den anderen Situationen, in denen der Anteil der Regellast noch größer ist (ca. 33%), wäre so ein Eingriff zur Glättung des Leistungsbedarfes auch anwendbar. Der Eingriff unterliegt allerdings gewissen Grenzen, die im Wesentlichen von der Trägheit der mit den Verbrauchern gekoppelten physikalischen Prozessen und der Trägheit des Verbraucherverhaltens abhängen. Da diese Beschreibung sehr komplex und insbesondere anlagen- beziehungsweise prozessspezifisch ist, wurde die Entwicklung der Regeln im Einzelnen im Rahmen dieses Forschungsprojektes nicht weitergeführt. Stattdessen wurde weiterhin untersucht, welche technischen Möglichkeiten es für den Eingriff in das Verbraucherverhalten gibt und inwieweit die Voraussetzungen zu Realisierung schon gegeben sind.
Das Energiemanagement benötigt sowohl Informationen über den energetischen Zustand des Schiffes als auch über die ablaufenden Prozesse und deren momentanen Zustand. Allgemeine Informationen über die Gesamtverbraucherleistung und aktuelle Arbeitsweise der Generatoren sind heute Standardinformationen im Alarm-And-Monitoring-System auf Schiffen. Diese werden über eine Datenschnittstelle durch das Power Management bereitgestellt. Um an detailliertere Informationen zum Leistungsbedarf einzelner Verbraucher zu kommen, müssen spezielle Abgangsschalter in den Energieverteilungen zum Einsatz kommen. Der Aufwand den Energiebedarf jedes Verbrauchers messen zu wollen, ist jedoch nicht wirtschaftlich, sodass eine Zusammenfassung zu Verbrauchergruppen erfolgen muss. Über die Abgangsschalter in den Energieverteilungen und die jeweiligen Managementsysteme ist es also heute bereits kein Problem, an umfassende Informationen über den energetischen Zustand des Schiffes zu kommen. In Bezug auf das Prozesswissen und den Möglichkeiten zum

Eingriff in das Verbraucherverhalten wird an dieser Stelle noch einmal differenziert. Es gibt Verbrauchersysteme, die bereits ihre eigenen intelligenten Steuerungen zur Erfüllung ihrer beabsichtigen Funktionalität haben. Der einfachste Weg in das Verhalten dieser Verbraucher einzugreifen ist die Kommunikation mit deren Steuerungen. Insbesondere Systeme, die an träge physikalische Prozesse gekoppelt sind, könnten dem Energiemanagement mitteilen, wann sie im Sinne der energetischen Optimierung Leistung abnehmen können, obwohl es noch nicht zwingend erforderlich ist. Auf gleiche Weise könnte ein aktiver Verbraucher mitteilen, dass auch eine geringere Leistung ausreichen würde, die dann über einen längeren Zeitraum bezogen wird, um die Funktionalität zu erhalten. Der Vorteil an diesem auf Maschine-zu-Maschine-Kommunikation basierenden Ansatz ist, dass das Energiemanagementsystem kein detailliertes Wissen über die Prozesse haben muss und dieses im dafür zuständigen System bleiben kann. Anders stellen sich die Voraussetzungen bei Verbrauchern ohne eigene intelligente Steuereinheit dar. Bei diesen Verbrauchern muss das Energiemanagement über detailliertes Prozesswissen verfügen und kann auf dieser Grundlage die zugeführte Leistung regeln. Die Regelung der Leistung kann dann beispielsweise über eine Pulsweitenmodulation bei rein ohmschen Verbrauchern oder über die Regelung von Frequenzumrichtern bei Induktiven Verbrauchern erfolgen. Die beschriebenen Möglichkeiten sind noch einmal in **Abbildung 102** dargestellt.

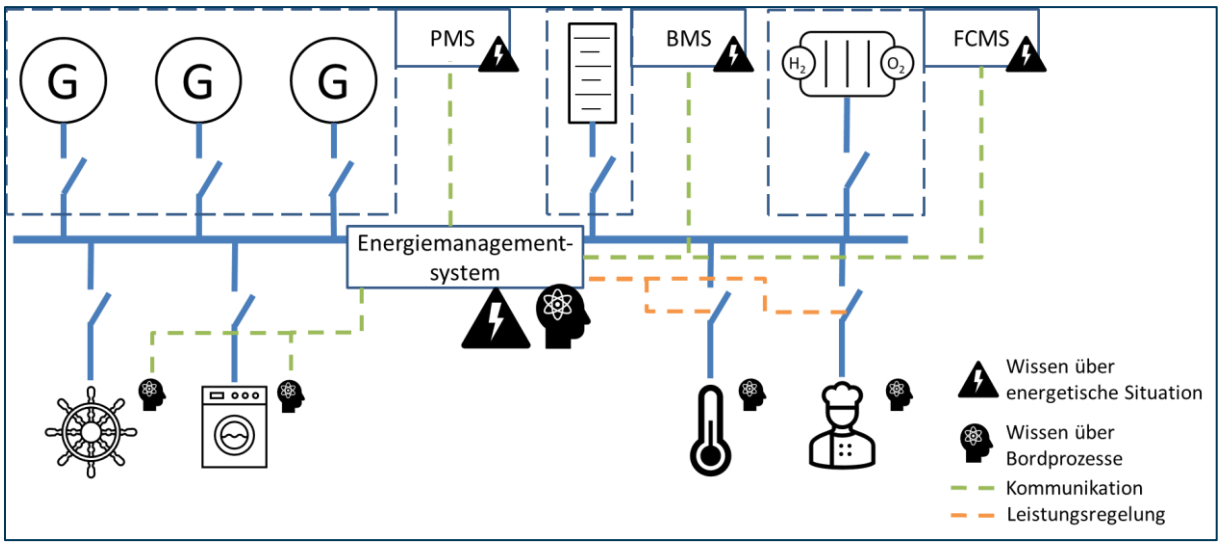


Abbildung 102: Schnittstellen des Energiemanagements

Neben der Beeinflussung von Verbrauchern können die Schwankungen in der Leistung, die durch die Erzeuger bereitgestellt werden muss, auch durch den Einsatz von Energiespeichern reduziert werden. Insbesondere beim Einsatz von Methanolbrennstoffzellen ist der Ausgleich von Schwankungen durch Batteriesysteme erforderlich, da diese Brennstoffzellen in ihrem Verhalten nicht so dynamisch sind wie beispielsweise Verbrennungsmaschinen. Aber auch um Generatorsets in einem günstigen Arbeitspunkt zu betreiben oder um den Start eines zusätzlichen Generatorsets bei Lastspitzen zu vermeiden ist der Einsatz von Batteriespeichern sinnvoll. Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wurde daher das Potenzial des Einsatzes von Batteriespeichern untersucht. **Abbildung 103** zeigt ein Lastprofil eines Schiffes (blaue Fläche) und die maximale Leistung der Generatoren im jeweiligen Erzeugermodus (orange Linie).

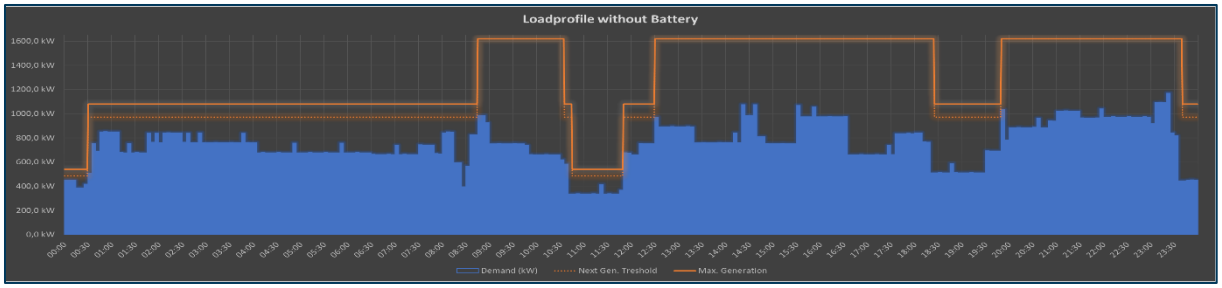


Abbildung 103: Lastprofil eines Schiffes und Versorgung durch Generatorsets

Auf dem Schiff sind drei Generatoren mit je 540 kW (675 kVA) installiert. Die Analyse des Profils hat ergeben, dass ca. 7 % des Schiffbetriebes durch den Ein-Generatorbetrieb abgedeckt werden kann und der Arbeitspunkt in der Zeit bei 69 % der Nennleistung liegt. In 45 % der Zeit wird das Schiff im Zwei-Generatorbetrieb versorgt. Der Arbeitspunkt der Generatoren liegt hier jedoch bei 64 % bei symmetrischer Lastverteilung zwischen den Generatoren. In 48 % der Zeit werden alle drei an Bord installierten Generatoren gleichzeitig benötigt, die dann in einem Arbeitspunkt von 53% der Nennleistung betrieben werden. Die mittlere Auslastung der Generatoren über das gesamte Lastprofil liegt bei nur 59 %, was ein eher nicht effizienter Arbeitspunkt der Maschinen ist. **Abbildung 104** zeigt dasselbe Lastprofil. Hier werden die Generatorsets durch ein 360 kWh-Batteriespeicher mit einer C-Rate von 1 h^{-1} unterstützt. Die Arbeit der Batterie wird durch die grüne Fläche dargestellt. Eine negative Leistung bedeutet in diesem Fall, dass der Batterie Energie entzogen wird. Bei positiver Leistung wird die Batterie durch die Generatorsets geladen.

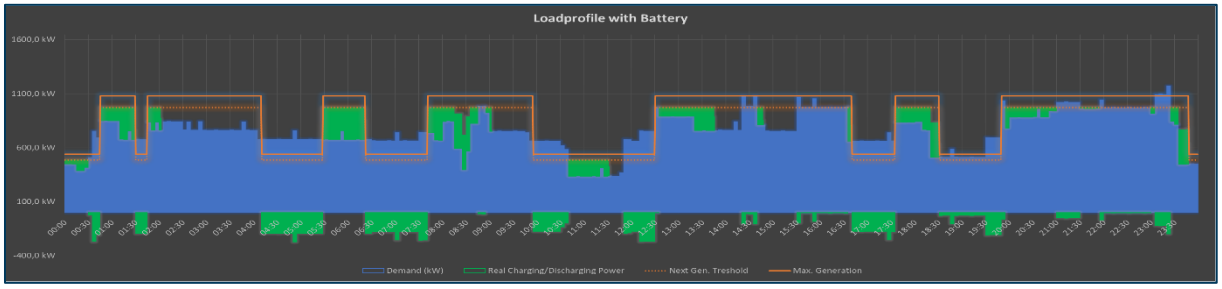


Abbildung 104: Lastprofil eines Schiffes und Versorgung mit Batterieunterstützung

Durch die Unterstützung der Batterie erhöht sich der Anteil des Ein-Generatorbetriebes auf 36 % bei einer guten Auslastung von 89 %. Der Zwei-Generatorbetrieb deckt die übrigen 64 % des Schiffbetriebes ab bei einer Auslastung von 84 % der Nennleistung. Der Drei-Generatorbetrieb wird durch die Batterie nicht mehr benötigt. Die mittlere Auslastung über die gesamte Lastkurve steigt auf 86 % gegenüber dem Betrieb ohne Batterieunterstützung. Außerdem kann die Laufzeit der Generatoren von 58 h auf 39 h reduziert werden.
Untersuchungen anderer Lastprofile haben ähnliches Optimierungspotenziale durch den Einsatz von Energiespeichern gezeigt. Voraussetzung ist aber, dass die Generatorsets auch passend zu so einem hybriden Konzept ausgelegt werden. Liegt ein Generatorset mit seiner Nennleistung knapp unter dem typischen Leistungsbedarf und die Gesamtleistung von zwei Generatorsets weit darüber, wird ein sehr großer Speicher benötigt, um überschüssige Energie im Zwei-Generatorbetrieb aufzunehmen und über einen längeren Zeitraum im Ein-Generatorbetrieb wieder abzugeben. **Abbildung 105** zeigt den Betrieb in diesem Fall mit einem 1,5 MWh. Batteriespeicher

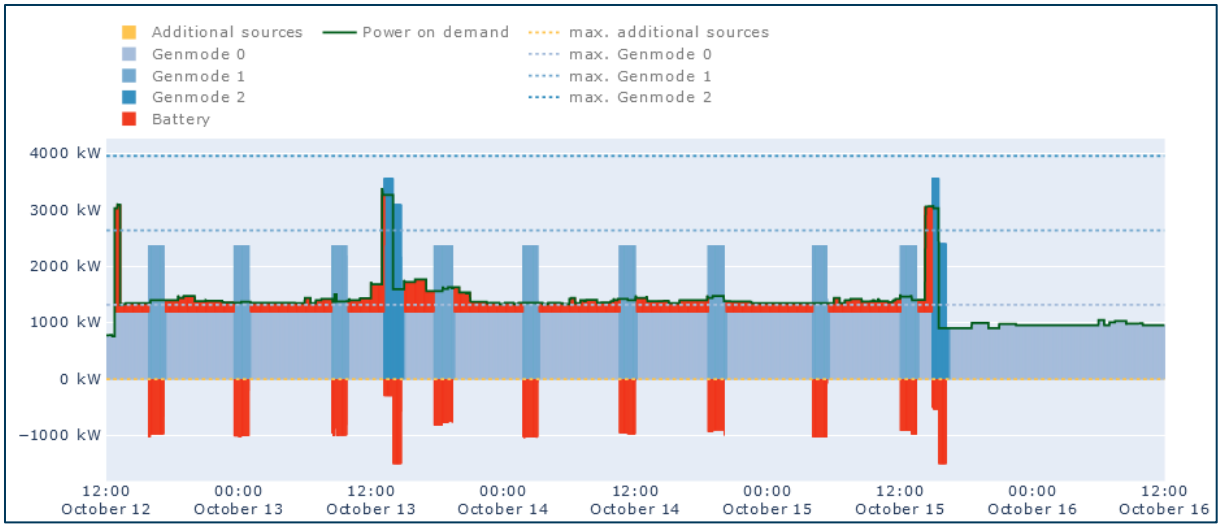


Abbildung 105: Arbeitsweise eines Batteriespeichers bei unabgestimmter Generatorauslegung

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sowohl in dem Eingriff in das Verbraucherverhalten als auch in dem Einsatz von Energiespeicher großes Potenzial steckt, die durch die Energieerzeuger bereitzustellende Leistung besser auf die spezifischen Eigenschaften der Erzeuger anzupassen und so einen effizienteren Betrieb zu ermöglichen. Die große Herausforderung liegt in der Auswahl und der passenden Auslegung der Erzeuger und in der Beschreibung der Bordprozesse, was mit dem oben beschriebenen Modell möglich ist.

7.5.2.5. Entwicklung eines Monitoringsystems für die Landanlage

Das Monitoringsystem für den Brennstoffzellenlaborprüfstand soll die Aufgabe erfüllen, die Daten der verschiedenen Subsysteme des Brennstoffzellensystems zu erfassen und darzustellen und die gesamte Anlage zu überwachen und einen sicheren Betrieb zu ermöglichen. Außerdem soll es beim Erkenntnisgewinn bei der Durchführung von Testszenarien unterstützen.
Das Monitoringsystem wurde physikalisch mittels Speicherprogrammierbarer Steuerungen in einem Ethernet-Netzwerk realisiert. Die Netzwerkstruktur ist in **Abbildung 106** dargestellt.

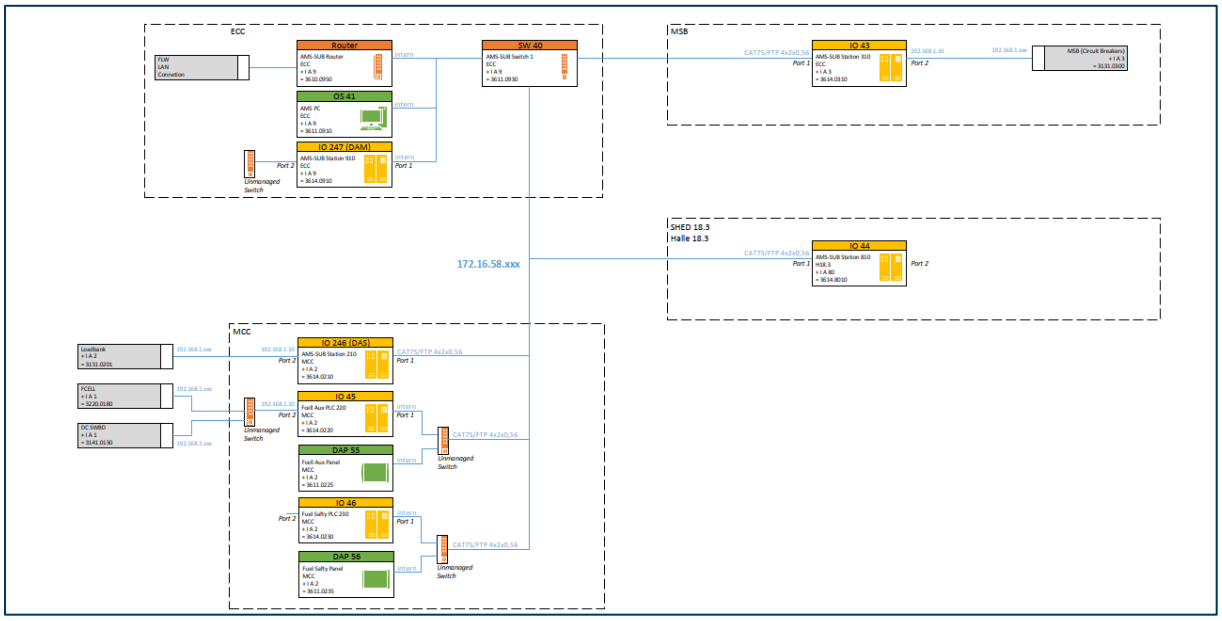


Abbildung 106: Physikalische Struktur des Monitoringsystems im Laborprüfstand

Insgesamt kommen eine Operator-Station, sechs Automationsknoten und zwei Alarm-Panels als zusätzliche Informations- und Bedienstationen zum Einsatz. Der Arbeitsplatz zur Bedienung des Monitoringsystems wurde in die Engine-Control-Console (ECC) integriert. Hierfür wurde ein Panel-PC in die Konsole eingebaut, siehe **Abbildung 107**.



Abbildung 107: Bedienpanel des Monitoringsystems (linker Panel-PC) vor Auslieferung

Die Bedienung kann wahlweise über das Touch-Panel oder Tastatur und Maus erfolgen. Außerdem sitzt in der Engine-Contro-Console die Schnittstelle zum Werft-Netz und Internet. Über diese Schnittstelle ist auch ein Fernzugriff auf das Monitoringsystem mit entsprechenden Zugangsdaten möglich. Damit wurde die Voraussetzung für einen unbemannten Betrieb der Anlage für Langzeittests geschaffen.
Das Main-Control-Center (MCC) ist die Zentrale des Monitoringsystems, welches im Laufe des Projektes zunehmend um Steuerungs- und Automationsfunktionalitäten erweitert wurde. **Abbildung 108** zeigt das Main-Control-Center von außen und innen vor dem Einbau in die Versuchsanlage.

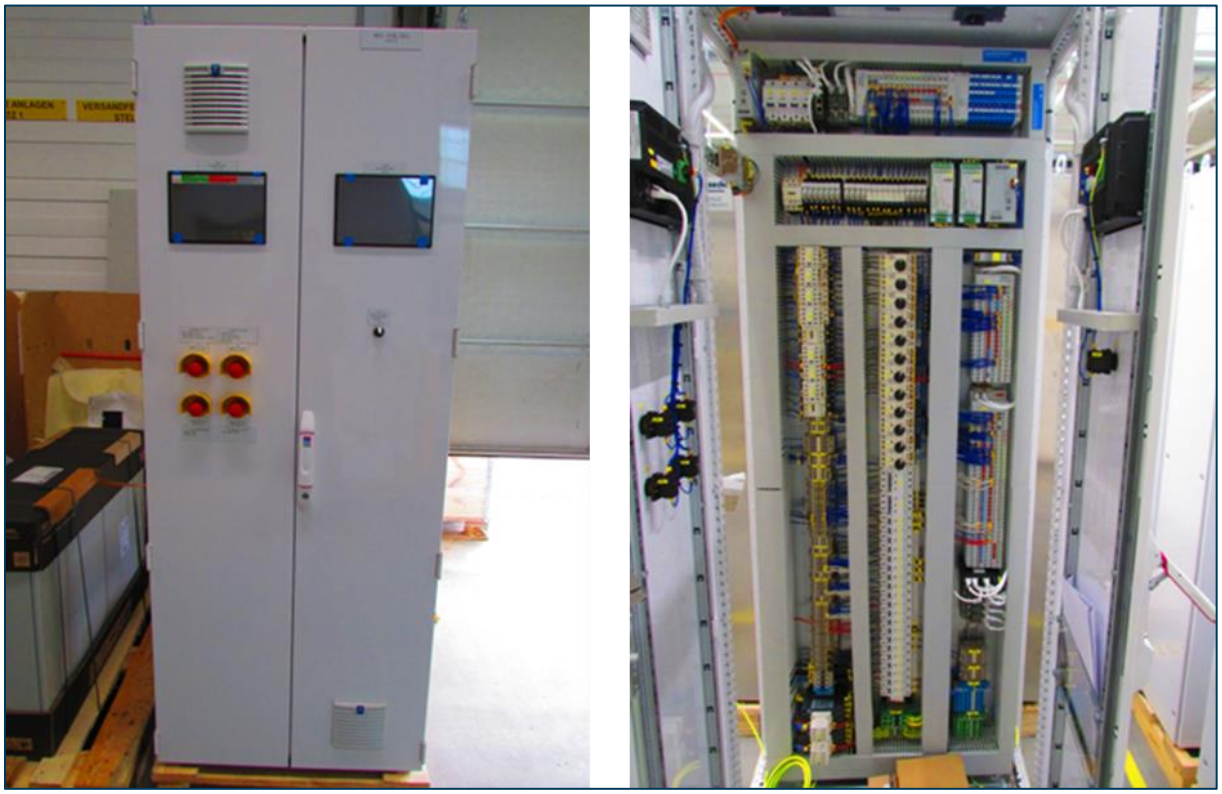


Abbildung 108: Das MCC vor der Auslieferung

Hervorzuheben ist hier der Knoten IO46, welcher ausschließlich die Sicherheitsfunktionalitäten in der Anlage, wie beispielsweise Notabschaltungen, übernimmt. Durch die Separierung der Sicherheitsfunktionen und Auslagerung auf eine eigene Steuerung wird sichergestellt, dass diese Funktionen nicht durch andere Aufgaben gestört werden. Die Sicherheitssteuerung hat im Main-Control-Center ein eigenes Panel, welches den Zustand der sicherheitsrelevanten Komponenten der Versuchsanlage darstellt. Alle Informationen werden aber auch auf dem Haupt-Panel in der Engine-Control-Console dargestellt. Das zweite Panel in der Main-Control-Console dient der Anzeige der Versorgungssysteme für das Brennstoffzellensystem. Die Signale dieser Systeme werden durch den Automationsknoten IO45 eingesammelt.
Das System ist so aufgebaut, dass es gleichermaßen auf einem Schiff zum Einsatz kommen könnte. Aus diesem Grund wurden ausschließlich zertifizierte und zugelassene Komponenten eingesetzt. Lediglich der Knoten IO44, der die Schnittstelle zur Leitstelle der Werft darstellt, und die Anbindung an den Lastwiderstand würden entfallen. Das Monitoringsystem integriert insgesamt 495 Datenpunkte und hat Schnittstellen zu folgenden Subsystemen:

- Bunkeranlage

- Kühlsystem
- Ventilationssystem
- Gleichspannungsschalttafel
- Wechselspannungsschalttafel
- Powermanagementsystem
- Notstoppsystem
- Feuermeldeanlage
- Gaswarnanlage
- Brennstoffzellensystem
- Methanolsystem
- Stickstoffsystem
- Leckage-System
- Lastwiderstand
- Werftleitstelle (nur zur Weiterleitung von Alarmen)

Alle erfassten Informationen der Subsysteme werden in Schemata (auch „Mimiks“) auf den Panel-PCs dargestellt. Die Schemata sind den Gruppen „Power Systems“, „Supply Systems“ und „Safety Systems“ zusammengefasst. Außerdem gibt es allgemeine Übersichten unter der Gruppe „AMS“. Im Folgenden werden die Schemata und die integrierten Funktionen beschrieben.

7.5.2.6. „Power Supply“-Mimiks

Auf der Mimik „PMS Overview“ wird das gesamte elektrische System in einer Übersicht dargestellt, siehe **Abbildung 109**. Hier erhält man alle Informationen über den momentanen Status der Versuchsanlage auf elektrischer Ebene. Unterteilt ist die Übersicht in die Wechselspannungsebene (oberer grauer Balken) und die Gleichspannungsebene (unterer hellgrauer Balken).



Abbildung 109: „PMS Overview“-Mimik

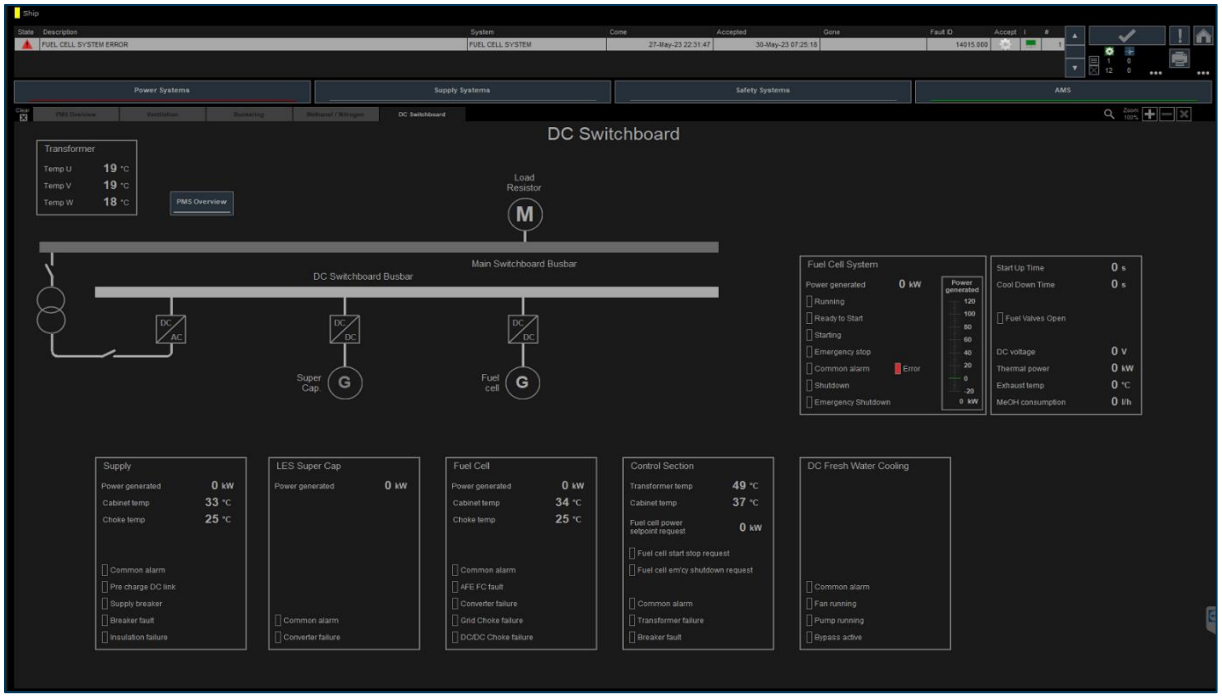


Abbildung 110: "DC Switchboard"-Mimik

Auf der Wechselspannungsebene gibt es neben den allgemeinen Informationen wie Strom, Spannung und Leistung auch Detaillierte Informationen zu den angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern. Als reine Erzeuger sind der Landanschluss und ein Dieselgenerator dargestellt. Als einziger reiner Verbraucher findet sich hier der Lastwiderstand wieder, der den "Brennstoffzellen-Generator" darstellt. Mehr Details zu dem Lastwiderstand gibt es auf einer separaten Mimik. Der Lastwiderstand kann jedoch auch über die „PMS Overview“-Mimik gestartet werden. Auf der DC-Ebene ist zusätzlich der installierte Superkondensator, der sowohl als Erzeuger als auch Verbraucher arbeiten kann und die Brennstoffzelle dargestellt. Zu der DC-Ebene gibt es ebenfalls noch einmal detaillierte Informationen auf der in **Abbildung 110** dargestellten Mimik.

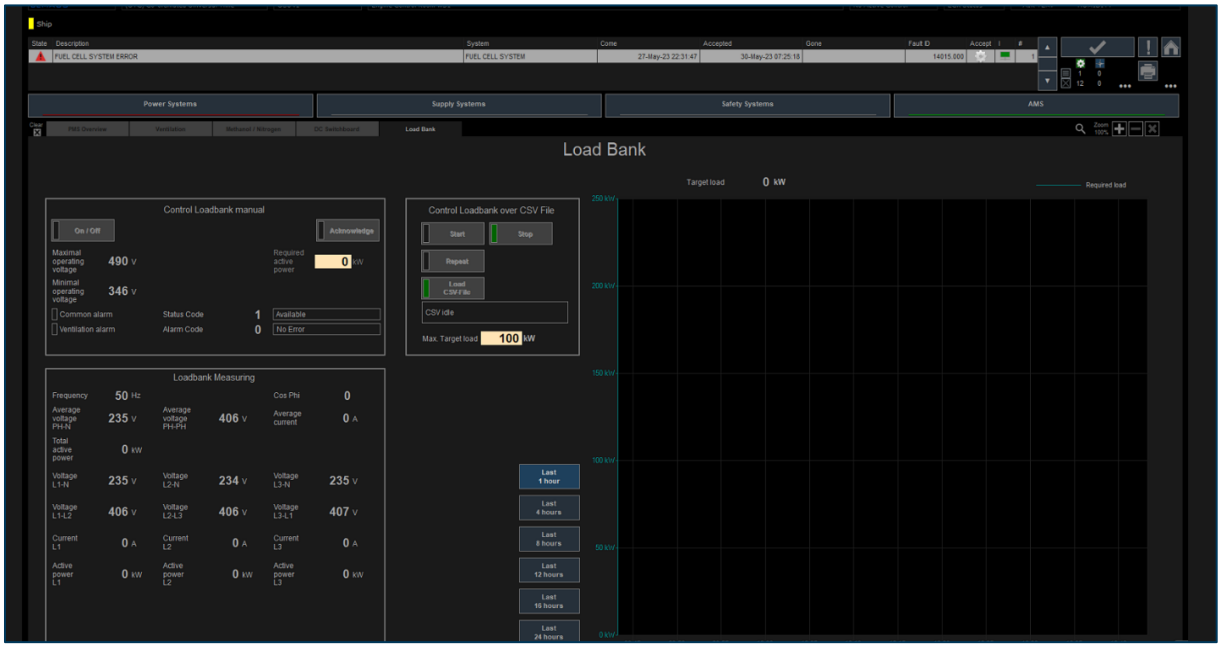


Abbildung 111: "Load Bank"-Mimik

Wie bereits erwähnt, gibt es eine zusätzliche Mimik für den Lastwiderstand, siehe **Abbildung 111**. Die Mimik dient neben der Darstellung von Kennwerten auch der Steuerung des Lastwiderstandes. Der Nutzer hat an dieser Stelle die Auswahl, ob der Lastwiderstand mit einem manuell vorgegebenen Wert Leistung beziehen soll, oder ob ein Lastprofil für Tests des dynamischen Verhaltens automatisch durchlaufen werden soll. Für den zweiten Fall muss das Lastprofil zuvor im CSV-Format hinterlegt werden.

7.5.2.7. „Supply Systems“-Mimiks

Zu den Versorgungssystemen gehören das Methanol- und Stickstoffsystem, Kühlsystem und Ventilationssystem. Das Methanolsystem und das Stickstoffsystem sind aufgrund ihrer engen Abhängigkeit in einer Mimik dargestellt, welches in **Abbildung 112** dargestellt ist.

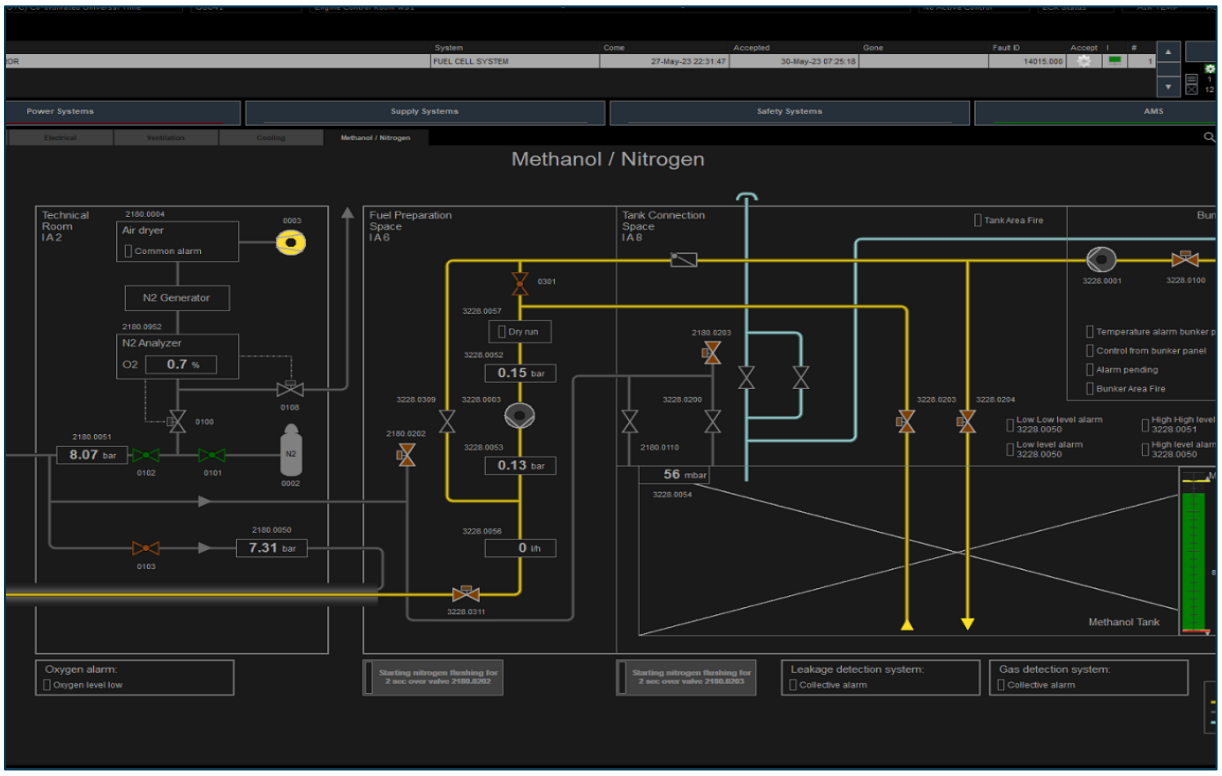


Abbildung 112: "Methanol/Nitrogen"-Mimik

Auf dieser Mimik lässt sich der Zustand der beiden eng miteinander verknüpften Systeme schnell ablesen. Außerdem kann sowohl die Methanolpumpe zur Versorgung des Brennstoffzellensystems als auch die Bunkerpumpe zum Befüllen des Methanoltanks bedient werden. Um den Bunkervorgang zu starten, sind jedoch im Vorfeld einige sicherheitsrelevanten Überprüfungen und Handlungen durchzuführen. Um die Durchführung dieser Schritte auch sicherzustellen, gibt es für den Bunkervorgang eine separate Mimik, siehe **Abbildung 113**. Auf dieser Mimik wird vom Betriebspersonal abgefragt, ob vorgegebene Protokolle im Vorfeld des Bunkervorgangs erfolgreich abgearbeitet worden sind. Die Bestätigung der einzelnen Protokolle wird im System mit Datums- und Zeitstempel gespeichert. Erst wenn die Protokolle erfolgreich abgearbeitet und bestätigt wurden lässt sich der Bunkervorgang starten.

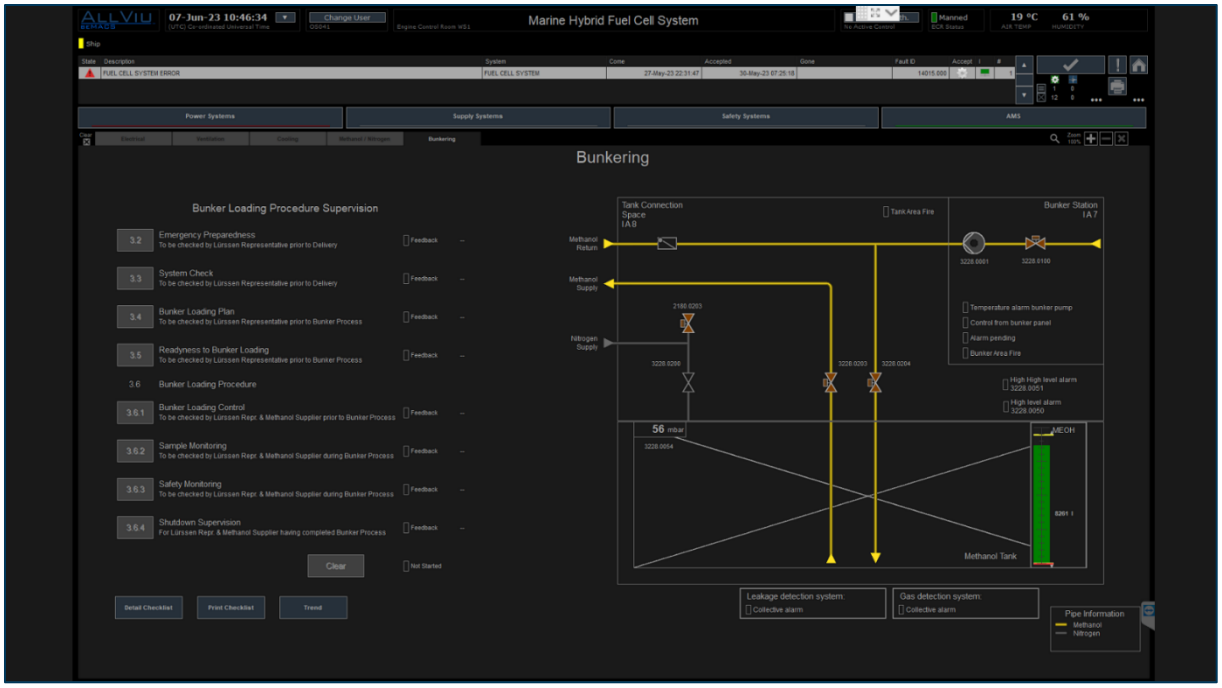


Abbildung 113: "Bunkering"-Mimik

Abbildung 114 zeigt die Mimik für die Kühlung des Brennstoffzellensystems. Über die Darstellung ist ein manueller Betrieb der Kühlwasserpumpe oder ein Automatikbetrieb auswählbar. Im Automatikbetrieb wird das Dreiwegeventil durch das Automationssystem so eingestellt, dass die Temperatur in der Zulaufleitung des Brennstoffzellensystems einen vorgeschriebenen Wert einhält. Dafür ist in der Steuerung ein PID-Regler implementiert. Im Betrieb müssen dafür gegebenenfalls die Regelparameter noch weiter optimiert werden.

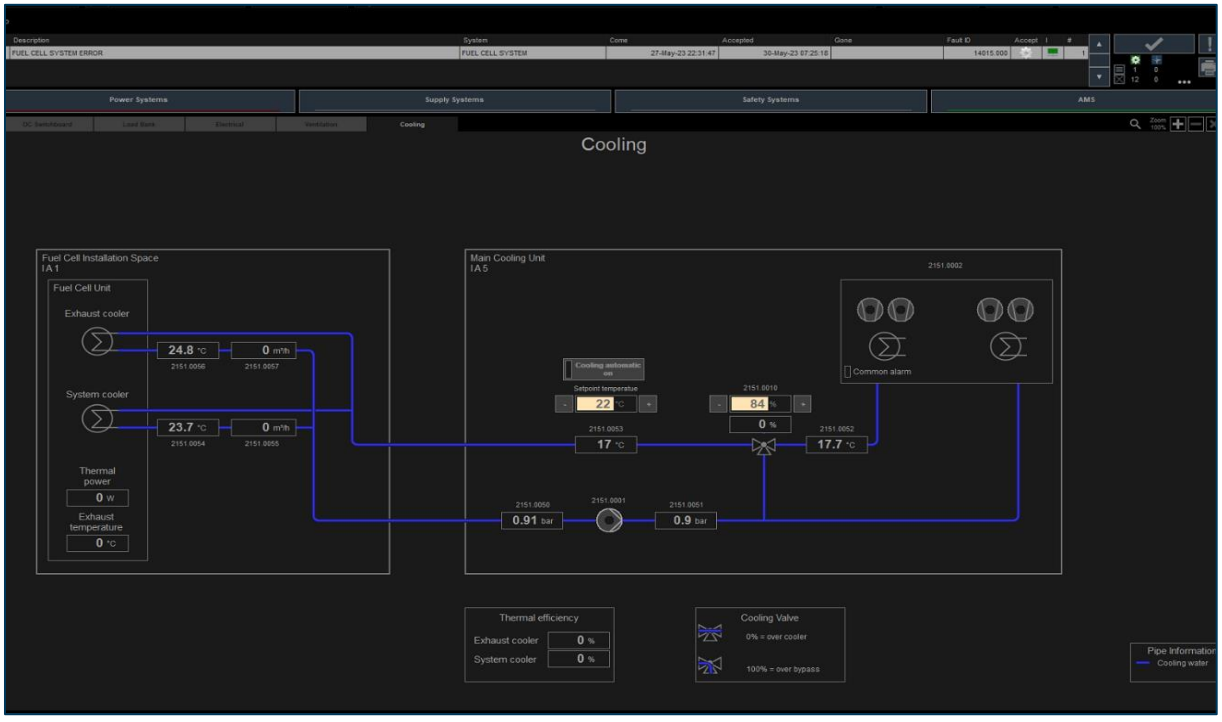


Abbildung 114: "Cooling"-Mimik

Analog zum Kühlsystem gibt es auch für das Ventilationssystem eine eigene Mimik, auf der alle relevanten Informationen abgebildet sind. Die Lüfter können auch hier manuell zur empirischen Ermittlung der richtigen Parameter eingestellt werden oder in einem Automatikbetrieb laufen. Die Mimik ist in **Abbildung 115** dargestellt. Der Automatikbetrieb ist im Monitoringsystem ebenfalls über einen PID-Regler umgesetzt. Der Regler hat das Ziel den Volumenstrom und den Unterdruck im Brennstoffzellensystem auf vorgegeben Werte zu regeln. In ersten Versuchen gab es bei diesem Vorgehen funktionale Unstimmigkeiten, da das Brennstoffzellensystem eigene Messungen der gleichen Größen durchführt, die nicht immer mit den Messungen im Monitoringsystem übereingestimmt haben. Ursache dafür war, dass die Messungen an unterschiedlichen Positionen durchgeführt wurden. An dieser Stelle ist noch einmal zu überdenken, ob eine Mehrfachmessung sinnvoll ist, oder ob bestimmte Werte besser über Schnittstellen ausgetauscht werden sollten.

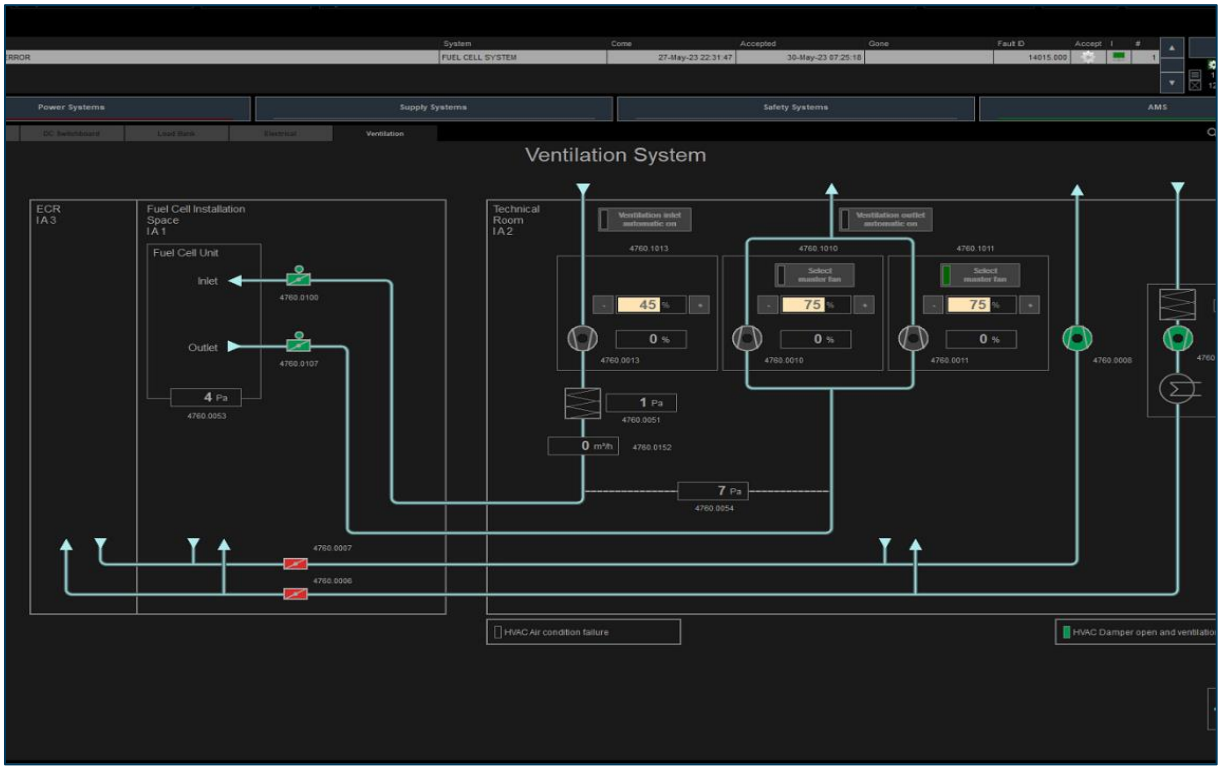


Abbildung 115: "Ventilation System"-Mimik

7.5.2.8. „Safety Issues“-Mimik

Die aus Aspekten der Sicherheit wichtigste Mimik ist die in **Abbildung 116** dargestellte Übersicht „Safety Issues“. An dieser Stelle laufen alle sicherheitsrelevanten Meldungen auf. Dazu gehören neben den Feuer- und Gaswarnalarmen auch Leckage-Meldungen und Not-Stopp-Signale. Läuft ein Not-Stopp-Signal im Monitoringsystem auf, werden zudem die in einer Cause-And-Effect-Matrix festgelegten Handlungen durchgeführt, um die gesamte Anlage in einen sicheren Zustand zu bringen. Dazu gehört zum Beispiel das Abschalten von Systemen oder das Schließen von Ventilen oder Klappen.

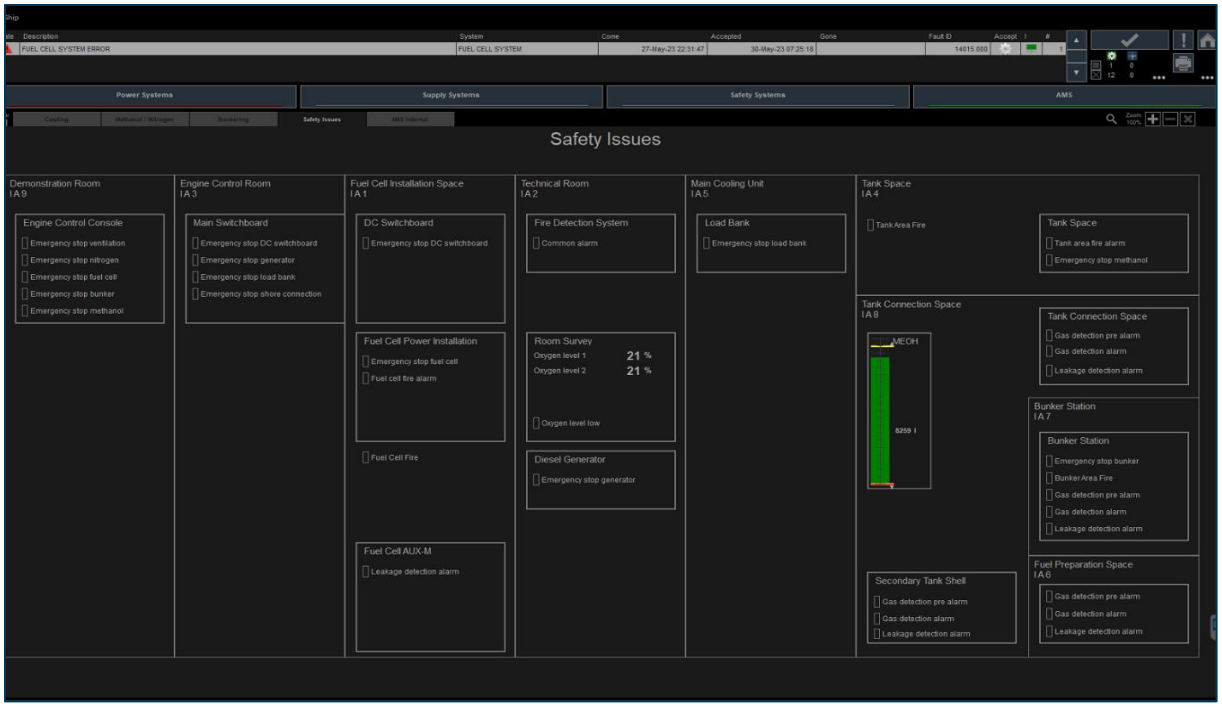


Abbildung 116: "Safety Issues"-Mimik

7.4.3.4. Auswertung der Messdaten im Monitoringsystem

Alle durch das Monitoringsystem erfassten Daten werden auf deinem Betriebsdatenserver in einer Datenbank gespeichert. Die Daten lassen sich in frei konfigurierbaren Graphen in der Trendfunktion des Monitoringsystems darstellen. Ein Beispiel dafür zeigt **Abbildung 117**. Auf diese Weise lassen sich Systemabläufe oder Abhängigkeiten zwischen Subsystemen auch im Nachhinein noch nachvollziehen und es können Erkenntnisse aus dem Betrieb des Methanolbrennstoffzellensystem über diese Auswertung gewonnen werden.

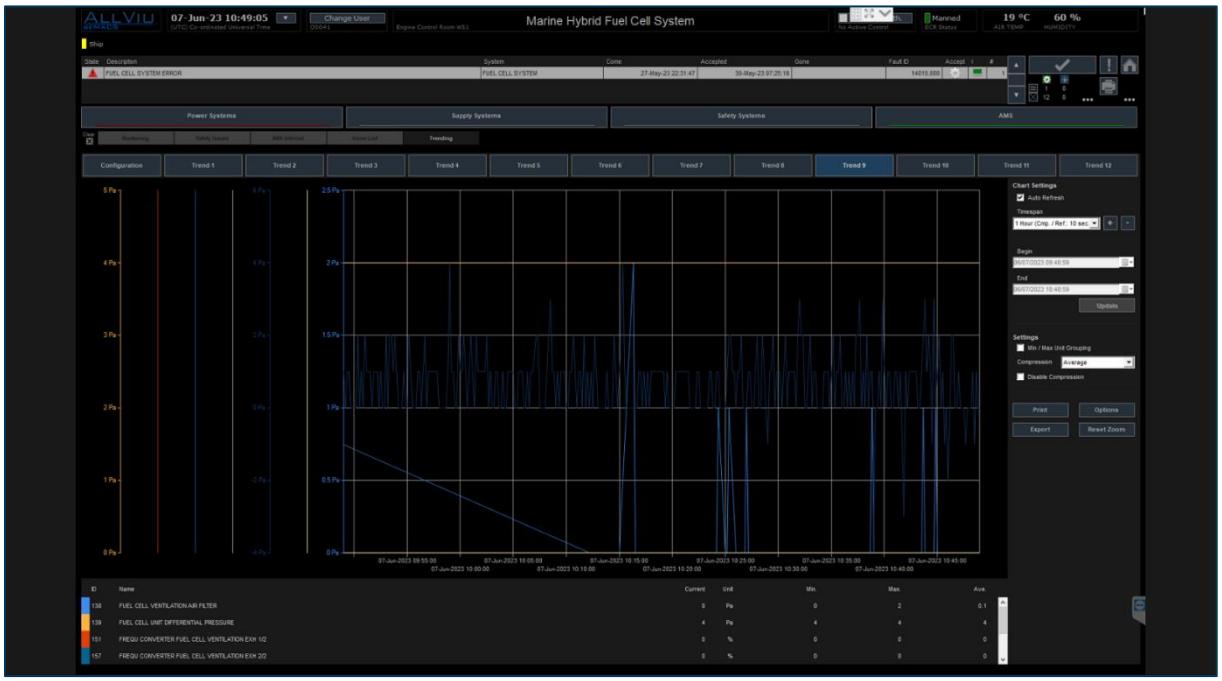


Abbildung 117: Datenauswertung im Monitoringsystem

7.6. Arbeitspaket 5 und 6: Testinstallation landbasierte Yachtanlage

Das Arbeitspaket 5 und 6 teilt sich in die beiden Testinstallationen, der landbasierten Landanlage und die integrierte Testanlage an Bord auf. In diesem Kapitel werden die beiden Arbeitspakete der landbasierten Yachtanlage, die durch die FLW koordiniert wurde, dargestellt.

7.6.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets

Das Arbeitspaket 5 beinhaltete die Konzeptionierung, Konstruktion und Fertigung eines langestützten Demonstrators für die Erprobung des von Freudenberg entwickelten Brennstoffzellensystems. Der Demonstrator bildet alle schiffsseitigen Systeme einer Yacht ab, die für die Funktion der Brennstoffzelle und zur Darstellung eines möglichst realitätsnahen Betriebs benötigt werden. Zu den wesentlichen Schiffssystemen gehören, die Brennstoffversorgung, die Lüftung, das Sticksoff- und Druckluftsystem, die AC- und DC-Schalttafel, der Energiespeicher, Kühlungssystem, Lastwiderstand, Alarm- und Monitoringsystem und die Sicherheitssysteme. Das Design und die fertigungstechnische Umsetzung orientierte sich dabei an den üblichen Standards einer Yacht, so dass interessierte Besucher erleben können, wie eine Umsetzung auf einem späteren Schiff tatsächlich erfolgen könnte. Dazu gehört auch, dass die aktuellen geltenden Richtlinien (z.B. der Klassifikationsgesellschaften) umgesetzt wurden. Das Konzept durchlief verschiedene Iterationsphasen, insbesondere nachdem ein neues Brennstoffzellensystem integriert werden musste, ergaben sich relevante Änderungen in der Systemauslegung.



Abbildung 118: Landgestützte Brennstoffzellen-Demonstrationsanlage auf der Fr. Lürssen Werft

Das Arbeitspaket 6 beinhaltet die Inbetriebnahme und Erprobung der schiffsseitigen Systeme sowie der Gesamtanlage inklusive des Brennstoffzellensystems. Der große Vorteil der langestützten Anlage besteht darin, dass eine permanente Verfügbarkeit gegeben ist. Bei einer auf einem Schiff installierten System bestehen stets große zeitliche Restriktionen, da insbesondere Yachten keinem vordefinierten Routen folgen, sondern sich entsprechend den Wünschen der Eigner irgendwo auf den Weltmeeren befinden können. Nachdem der Bau des Demonstrators abgeschlossen war, wurde er zu seinem Bestimmungsort auf dem Werftgeländer der Lürssen Werft gebracht und dort an die Infrastruktur angeschlossen, so dass die schiffsseitigen Systeme in Betrieb genommen werden konnten. Nachdem das Brennstoffzellen geliefert, montiert und angeschlossen worden war, konnte auch mit der Inbetriebnahme des Gesamtsystems begonnen werden. Im Zuge der Inbetriebnahme wurden verschiedene Modifikationen vorgenommen. Der Betrieb konnte bis zu einem Teillastbetriebspunkt nachgewiesen werden. Die Gesamtanlage hat eine zeitlich begrenzte, eingeschränkte Betriebserlaubnis erhalten.
Die Demonstrationsanlage der Fr. Lürssen Werft entstand, um das Gesamtsystem eines „Brennstoffzellen-Generators“ in das natürliche Umfeld einer typischen Yacht zu integrieren. Eine relativ neue Technologie kann auf diese Art in einer schiffstechnischen Infrastruktur umfänglich getestet werden. Einerseits wird die Steuerung von Hilfssystemen z.B. für Kühlung und Ventilation erprobt und die effektive Zusammenarbeit mit dem Brennstoffzellensystem nachgewiesen. Außerdem wird die konstruktive Integration eines Methanol-Vorratstanks in den Schiffsrumpf vorgestellt und die Versorgungssysteme unter Verwendung von Standardkomponenten aus dem Schiffbau realisiert.

7.6.2. Entwicklung Brennstoffzellensystem HT-PEM (SerEnergy)

Begonnen haben die Konstruktionsarbeiten auf der Basis der in 2016 verfügbaren HT-PEM Modulen der Fa. SerEnergy in den vorlaufenden Jahren des Projekts PaXell1, die in ähnlicher Form auch auf dem RoRo-Schiff MS Mariella installiert wurden.

7.6.2.1. Anlagenkonzept

Das Fernziel der Anstrengungen war eine Großinstallation auf seegehenden Passagierschiffen, und so wurde das Konzept eines industrielles Brennstoffzellensystems entwickelt, das den Anforderungen an ein Schiffssystem hinsichtlich mechanischer und elektrotechnischer Ausführung gerecht werden konnte. Grundkomponenten sind der elektrische Steuerschrank (AUX-E, links) mit Anschluss der Leistungs- und Steuerkabel; weiterhin der mechanische Schrank (AUX-M, rechts) mit Medienanschlüssen für Kühlung und Methanol und mehrere Brennstoffzellen-Schränke (FC-RACK.n, mittig) für die Aufnahme von mehreren BZ-Modulen, alles zusammen auf einem gemeinsamen Grundrahmen, Ventilation von/nach oben.

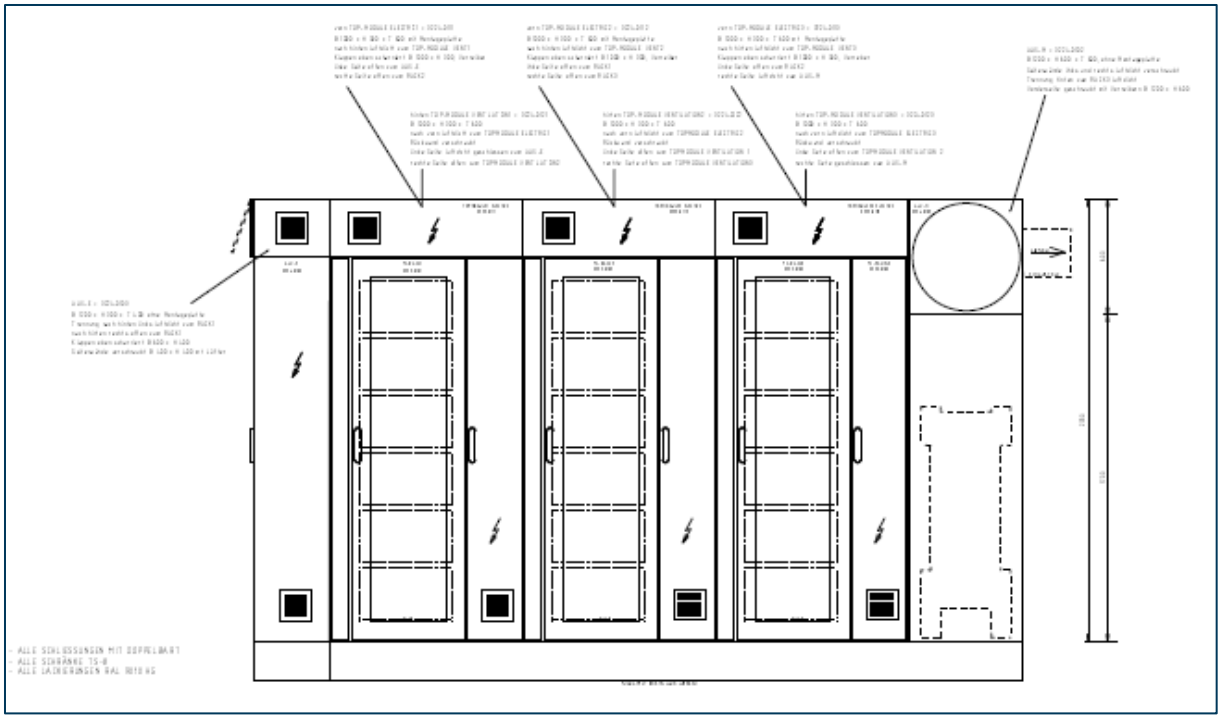


Abbildung 119: Anlagenkonzept Brennstoffzellensystem FLW mit HT-PEM

7.6.2.2. Analysen

Grundlage für ein faktenbasiertes Ventilationskonzept war die Untersuchung der Ausbreitung des gasförmigen Methanols im Schadensfall. Hierfür wurden unterschiedliche Situationen analysiert, hier z.B. eine Ansammlung von Methanol in der Leckwanne nach einem Rohrleitungsbruch:

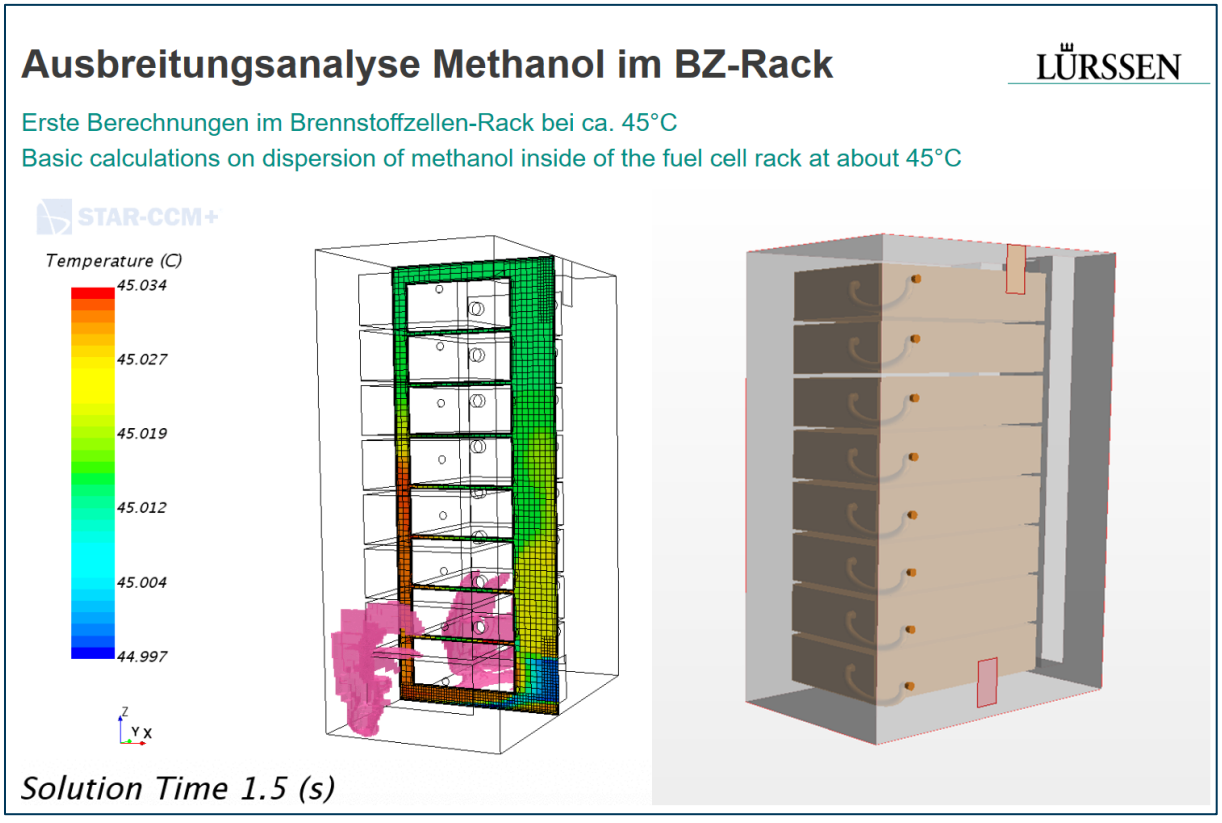


Abbildung 120: Ausbreitungsanalyse von Methanol im BZ-Rack

In dieser Projektphase wurde das Methanol und die erforderliche Menge DI-Wasser getrennt gelagert. Beide Stoffe sollten extern hergestellt, im Demonstrator getrennt gelagert und in einer Vorstufe auf dem Weg zur Brennstoffzelle gemischt werden, so dass anschließend als Methanol-Wasser-Gemisch der Brennstoffzelle zugeführt werden kann.

7.6.2.3. Schemata

Die gesamte Verfahrenstechnik für die technische Infrastruktur wurde von Fachleuten bei Lürssen konstruiert und entsprechend dokumentiert. Hierzu gehören mechanische Systeme für Ventilation, Kühlung mit Luft und Wasser, sowie die Versorgung mit Methanol- und Stickstoff.
Auf der Basis der in 2018 noch vorläufigen maritimen Regeln wurden mit SerEnergy das Sicherheitskonzept und in Kooperation mit besecke ein Steuerungskonzept entwickelt.

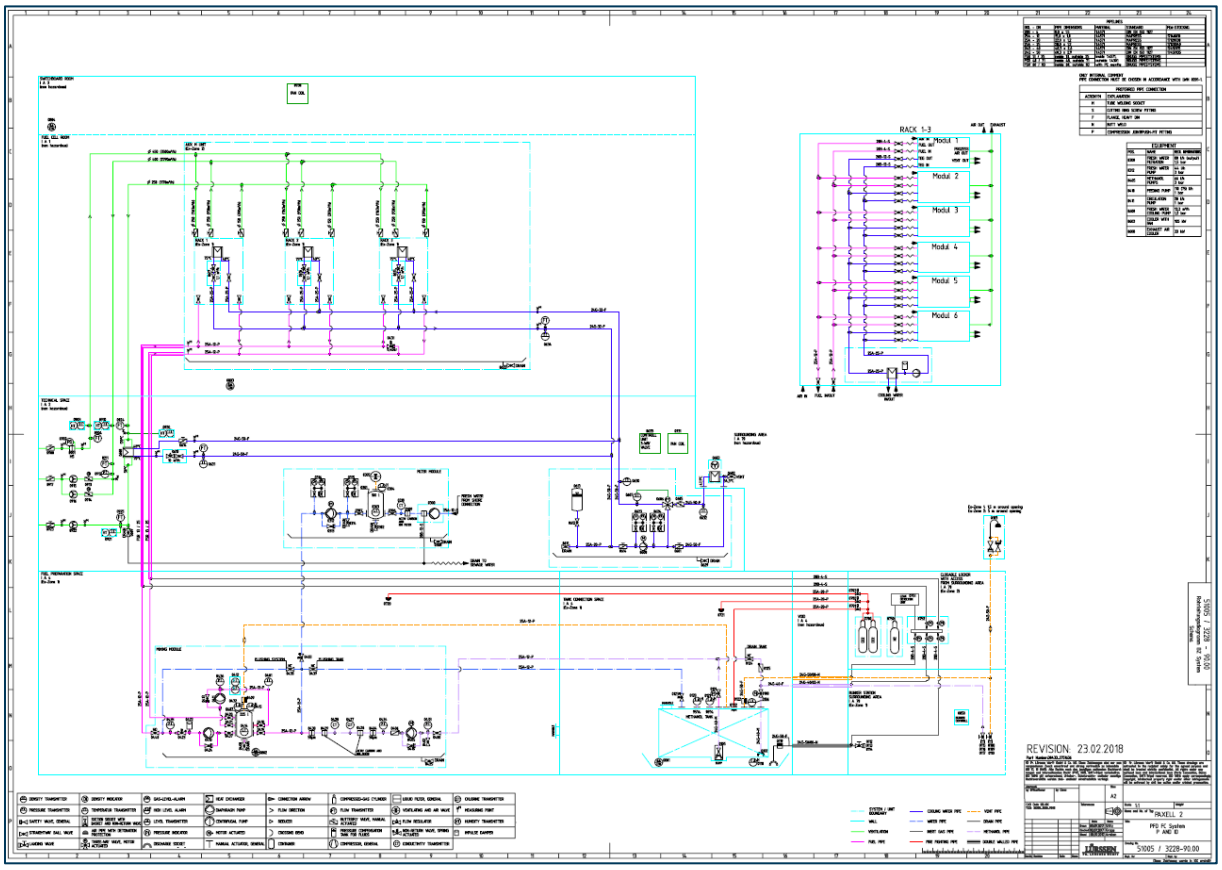


Abbildung 121: Schemata zur Versorgung der Brennstoffzelle

7.6.2.4. Aufbau

Mittels der bei Lürssen im Yachtbau etablierten Prozesse wurde der physikalische Gesamtaufbau als virtuelles 3D-Modell entworfen. Standard-Seecontainer sollten alle Komponenten aufnehmen, denn nach der Montage und dem Test der BZ-Infrastruktur war die Inbetriebnahme der BZ-Modulen bei SerEnergy in Aarhus, Dänemark geplant.

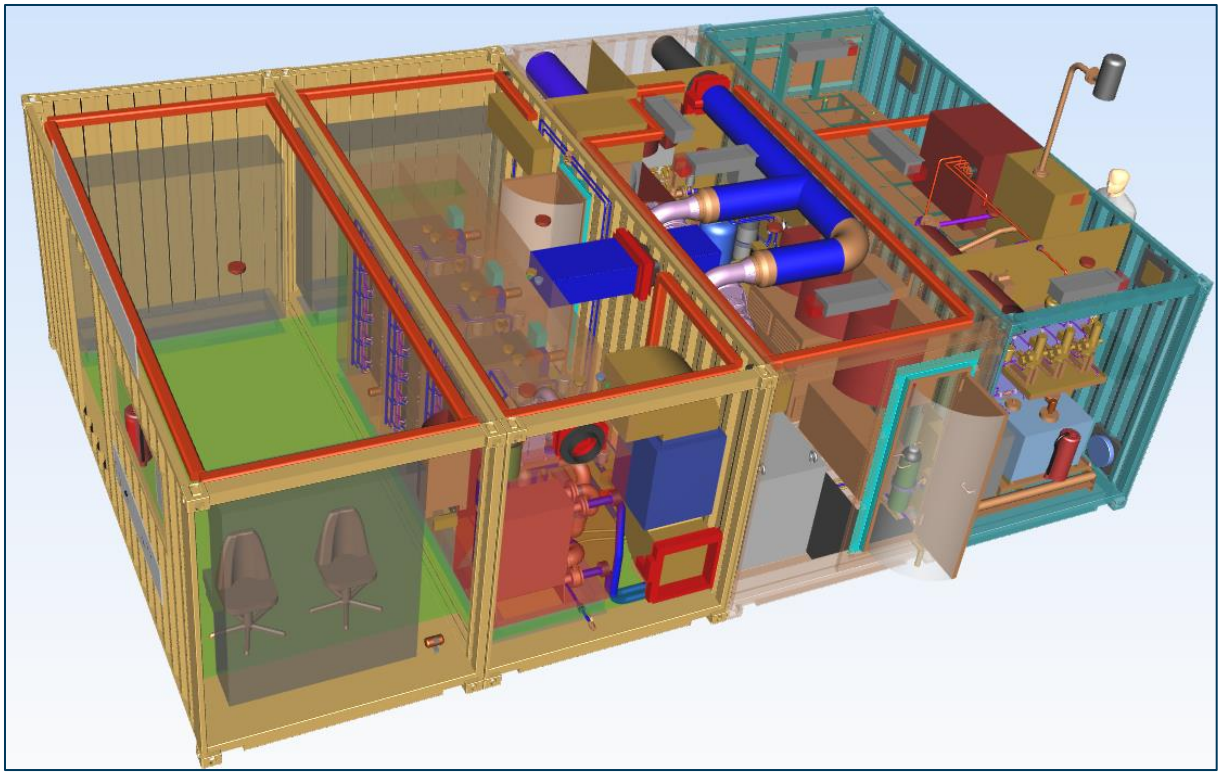


Abbildung 122: 3D-Modell zum Aufbau der landgestützten Yachtanlage

7.6.2.5. Wandlung des Konzepts

Aus diversen Gründen wurde in 2018 die Entwicklung eines leistungsfähigeren maritimen Brennstoffzellenmoduls nicht weiterverfolgt. Eine Skalierung der Systemleistung in den Megawatt-Bereich für die Anwendung auf Schiffen auf der Basis der vorhanden kleinen Module ergab für die beteiligten Projektpartner keinen Sinn, so dass ein neuer Partner gesucht werden wurde.
Hierzu wurde eine umfangreiche Marktrecherche zu den verschiedenen Brennstoffzellentechnologien und Brennstoffzellenherstellern durchgeführt und in einem Benchmark miteinander verglichen. Als erfolgversprechendste Lösung hat sich die Kombination einer NT-PEM mit einem Reformer auf Methanolbasis herausgestellt. Die Fa. Freudenberg wurde in das Konsortium aufgenommen und übernahm die Aufgabe der Entwicklung des maritimen Brennstoffzellensystems.
Um das übergeordnete Ziel weiterhin erreichen zu können, mussten aufgrund des Änderung der Brennstoffzellentechnologie Anpassungen am Arbeitsplan vorgenommen werden.

7.6.3. Neuausrichtung mit NT-PEM (Freudenberg)

Für die Integration eines neuen Typs von Brennstoffzellen galt es, die Anforderungen und Schnittstellen zu überarbeiten. Die bisher gemachten Erfahrungen in Verbindung mit der Zusammenarbeit mit DNV flossen in die Neuausrichtung ein.

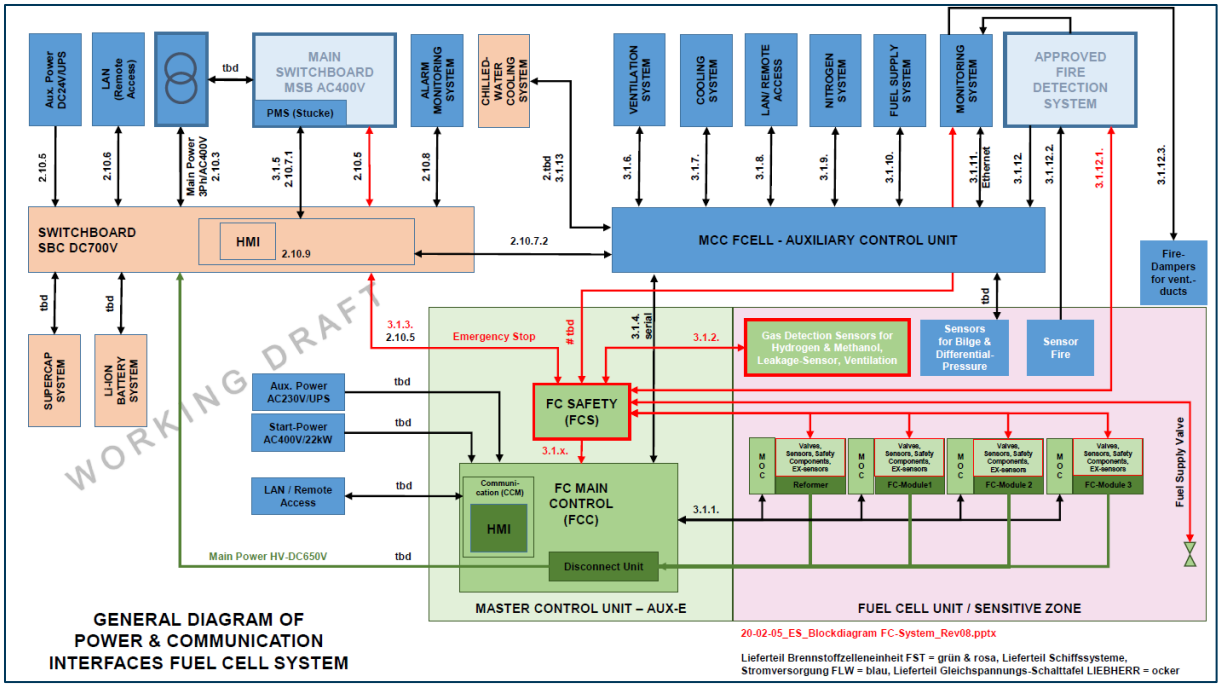


Abbildung 123: Blockdiagramm Brennstoffzelle mit Infrastruktur

7.6.3.1. Prozess-Diagramm

In dem von Lürssen bevorzugten maritimen Energieerzeugungssystem reagieren Wasserstoff und Sauerstoff in einem exothermen Prozess in der NT-PEM Brennstoffzelle. Der Wasserstoff wird, wie nachfolgend erläutert, in Form von Methanol zugeführt, aus Sicherheitsgründen wird Stickstoff zur Inertisierung verwendet und eine stetige Ventilation des Brennstoffzellengehäuses stellt sicher, dass sich kein leicht entzündliches Gas sammeln kann.

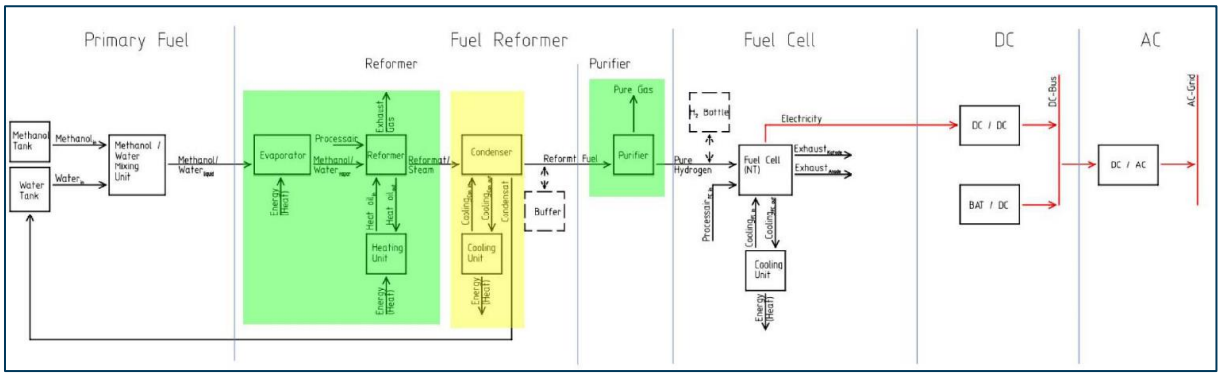


Abbildung 124: Allgemeiner Prozessablauf Brennstoffzelle

7.6.3.2. Sicherheitsstruktur

Lürssen entwickelte eine neue Struktur der Anlagensteuerung mit physischer Anordnung der Hauptkomponenten.
Hierbei wurde sehr bewusst das auf dem Schiff vorhandene allgemeine Alarm-Monitoring System (AMS = türkis) von der Steuerung der spezifischen Brennstoffzellen-Infrastruktursysteme (Ventilation, Kühlung, Stickstoff = braun) getrennt.

Die Verwendung von Methanol an Bord folgt aufgrund seiner leichten Entzündbarkeit strengen Regeln. Hiernach sind von der Steuerung getrennte, redundant ausgeführte Sicherheitskreise zur Überwachung der Lagerung, des Transports und der Bunkerung gefordert (Komponenten & Kreise = rot).

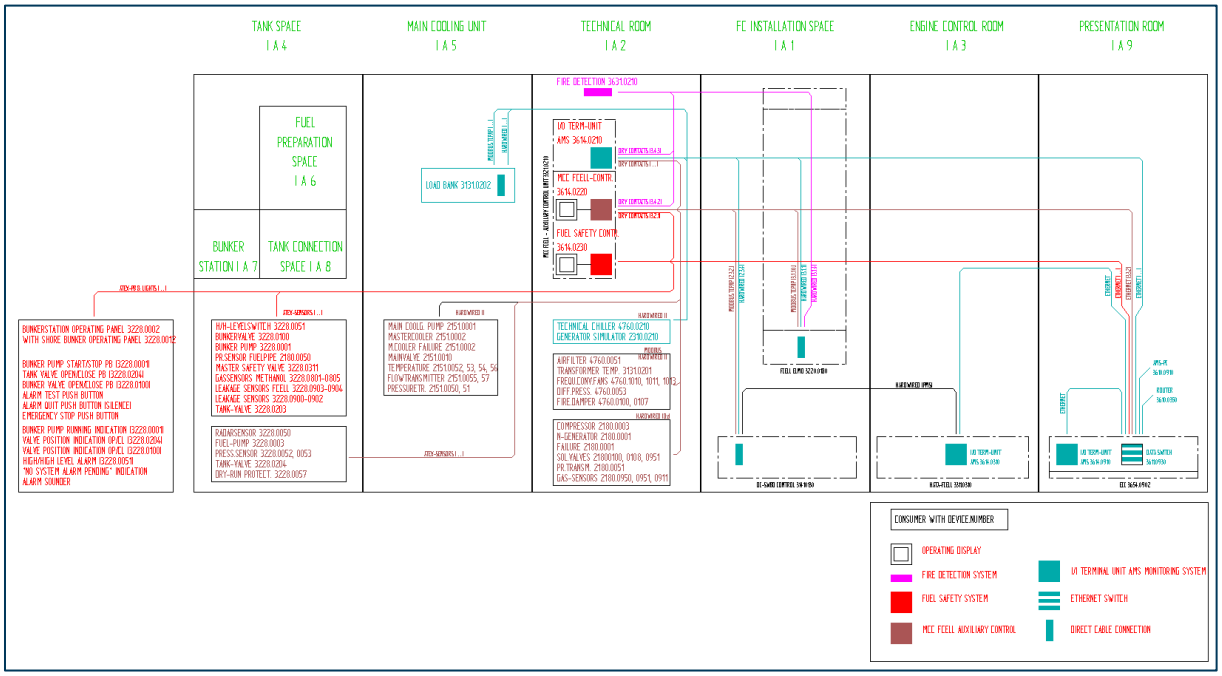


Abbildung 125: Steuerungsaufbau der Infrastruktursysteme

7.6.3.3. Maschinenbauliche Schemata

Alle Subsysteme sind in Abhängigkeit zu dem betreffenden Betriebszustand zu steuern und zu überwachen und so ergibt sich eine Infrastruktur, die in Hinblick einer späteren Implementierung an Bord mit den Partnern ausgearbeitet wurde.

Neues Schema der Prozess-Medien, geographisch den Containern zugeordnet:

- blau Aufbereitung DI-Wasser
- violett Klimaanlage Innenraum
- dunkelblau Kühlanlage Elektronik
- ockerfarbig Stickstoffsystem
- grün Methanol-System
- rot Feuerlöschanlage
- schwarz Ventilation

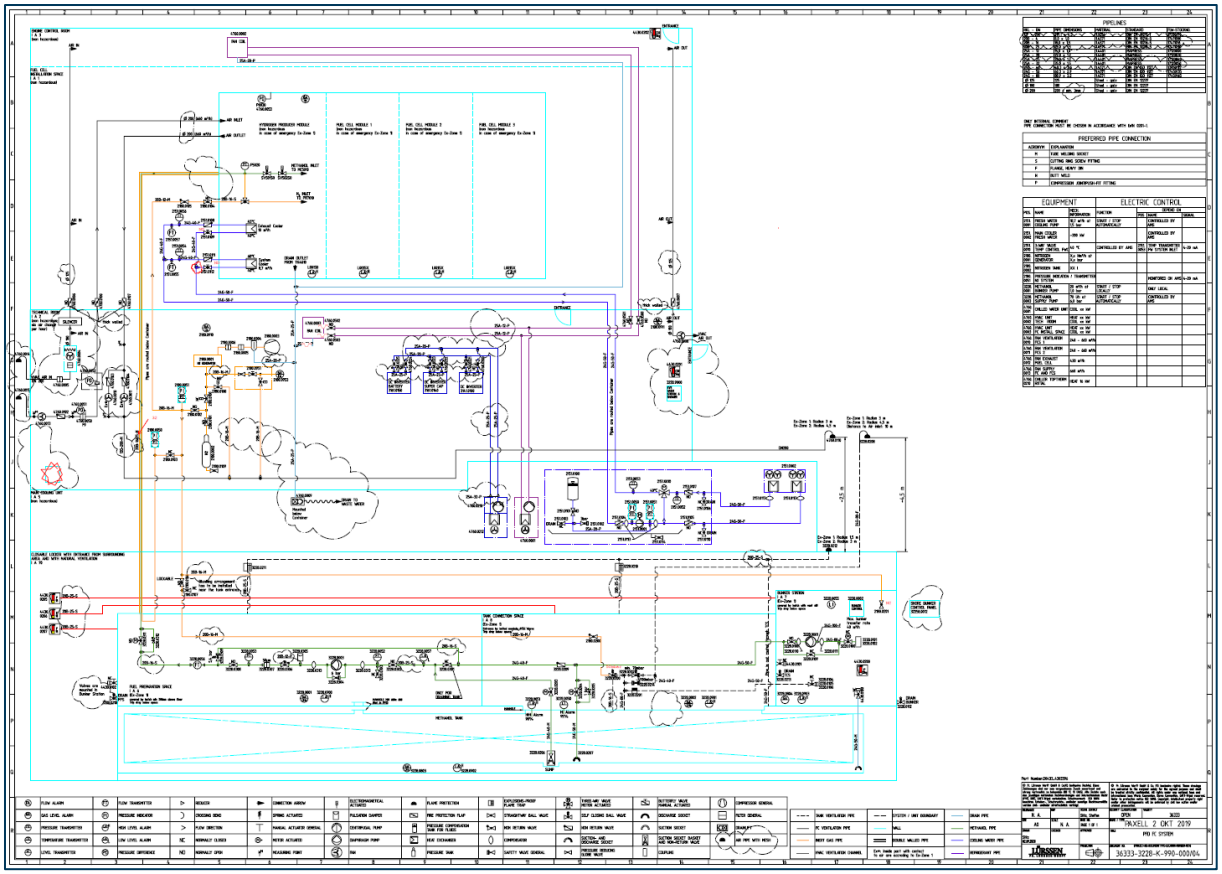


Abbildung 126: Schemata der gasförmigen und flüssigen Medien

7.6.3.4. Kraftstoffauswahl

Die Brennstoffzelle benötigt für ihre Reaktion Wasserstoff und Sauerstoff. Der Sauerstoff wird üblicherweise der Luft entnommen. Der Wasserstoff kann in komprimierter oder flüssiger Form oder in gebundener Form wie Methanol, Ammoniak, o.ä. an Bord mitgeführt werden. Im Rahmen von Pa-X-ell wurde Methanol ausgewählt, da Methanol folgende positive Eigenschaften besitzt:

- Hohe Energiedichte
- Einfach zu reformieren
- Einfach zu Transportieren und zu Lagern
- Hohe Verfügbarkeit
- CO_2-neutral, wenn regenerativ hergestellt

Die im Rahmen von Pa-X-ell betrachteten seegängigen Schiffe sind für die Nutzung von reinem Wasserstoff in komprimierter oder flüssiger Form nicht geeignet, da die benötigten Energiemengen zu unverhältnismäßig großen Tankvolumina führen würden. Ammoniak wurde aufgrund der hohen Toxizität für Passagierschiffe ausgeschlossen.

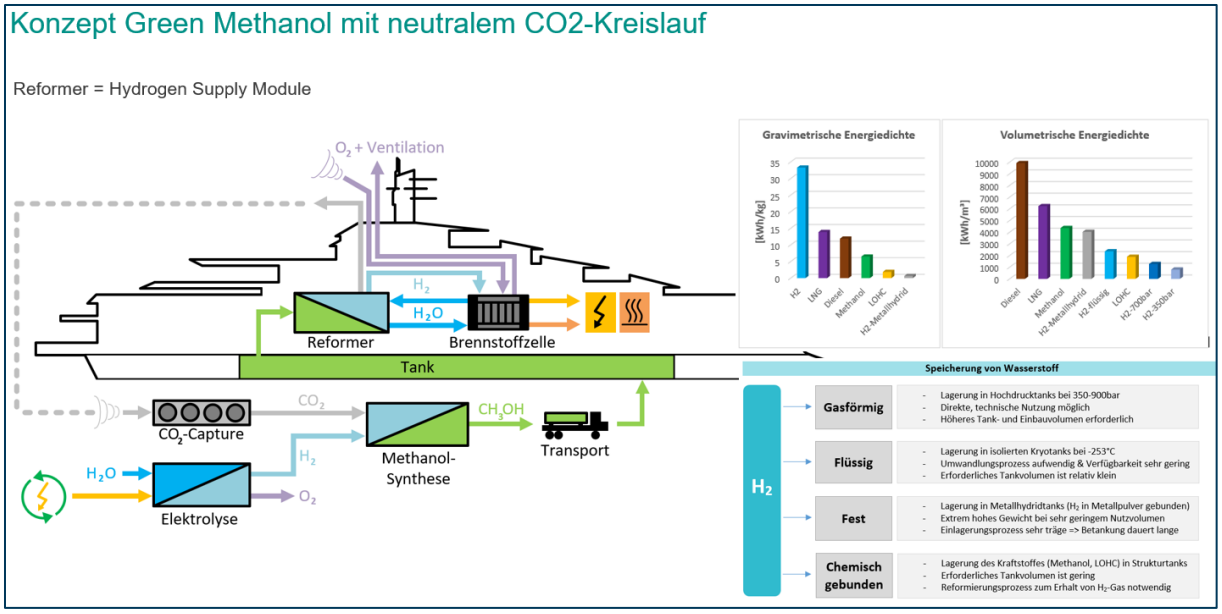


Abbildung 127: Volumenvergleich von Methanol & Wasserstoff in Bezug auf Dieselkraftstoff

Flüssiges Methanol lässt sich unter normalen atmosphärischen Bedingungen recht einfach in Strukturtanks des Schiffs lagern, also z.B. im Doppelboden. Bei der Verwendung von „grünem“, also mit regenerativer Energie hergestelltem Methanol ergibt sich bei der Betrachtung des Gesamtbilds von der Herstellung bis zur Bordnutzung (und zurück) eine ausgeglichene CO2-Bilanz.

7.6.3.5. Sicherheits-Prozeduren für die Methanol Bunkerbeladung

Für das sichere Betanken der Yacht-Demonstrations-Plattform “Innovation Lab” sind eine Vielzahl von Punkten zu beachten, beispielhaft wird der Umgang mit Methanol auch hinsichtlich des Betankens an Bord von Yachten aufgezeigt. Der hier verwendete doppelwandige Stahltank aus der Eigenfertigung der Lürssen Werft entspricht einem integrierten Strukturtank im Doppelboden eines zukünftigen Neubauprojekts.

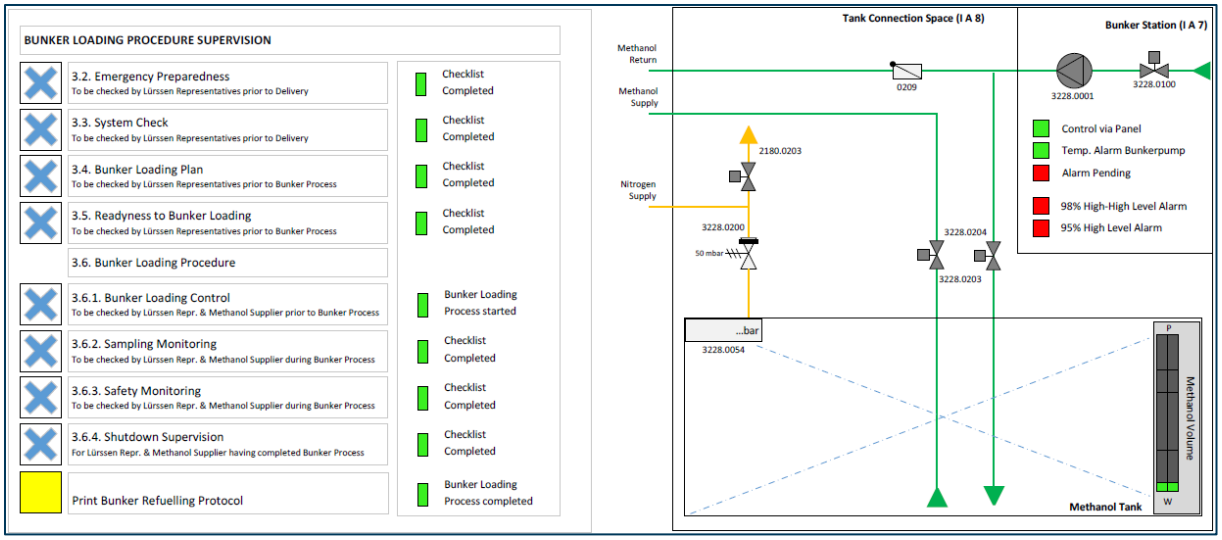


Abbildung 128: Implementierte Methanol Bunker Sicherheitsprozedur

Die Sicherheits-Checkliste bezieht sich auf den Betankungsvorgang selbst. Andere Aspekte der

erforderlichen Kommunikation zwischen dem Lieferanten für Methanol und dem Empfänger, wie Technische und Logistische Abstimmungen, Verantwortlichkeiten, Vorkehrungen für den Notfall und Systemprüfungen, sind Bestandteil anderer Verfahrensanweisungen.

7.6.3.6. Bunkerprozedur

An dem Betankungsvorgang sind der Lieferant und die Bedienungsmannschaft, die „Besatzung“, beteiligt, alle erforderlichen Einzelschritte sind in der Checkliste erfasst. In der Hauptsteuerung ist ein Bereich BUNKERN implementiert, in dem die Umsetzung abschnittsweise protokolliert wird. Erst mit aktiver Bestätigung wird der Bunkervorgang freigegeben, abschließend kann der erfasste Gesamtvorgang als Protokoll ausgedruckt und unterzeichnet werden.

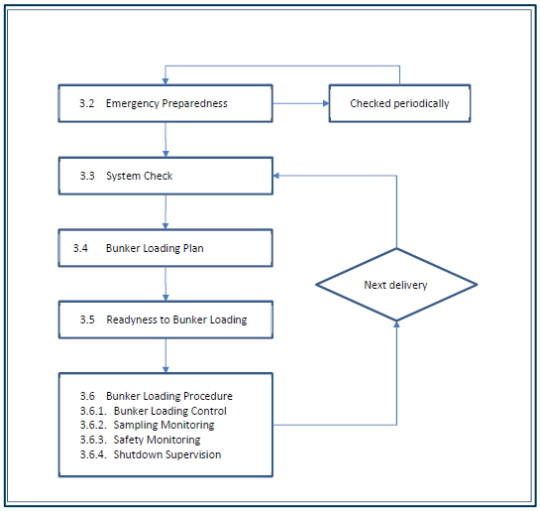




Abbildung 129: Prozess des Bunkerns
Abbildung 130: Durchführung des Bunkerns von Methanol

7.6.3.7. Projektbegleitende Beschichtungstest

Neben der aktiven und passiven Sicherheit ist die Auswirkung von Methanol auf die umgebenden Materialien bei der Verwendung von Methanol an Bord von großem Interesse. Als gesichert kann die Erkenntnis gelten, dass Edelstahl geeignet ist. Jedoch wird die schiffbauliche Struktur in der Regel mit speziellem Schiffbaustahl erstellt, eine Verbindung unterschiedlicher Materialien oder sogar reine Edelstahlstrukturen sind aufgrund schwierigerer Herstellungsprozesse sehr kostenintensiv.

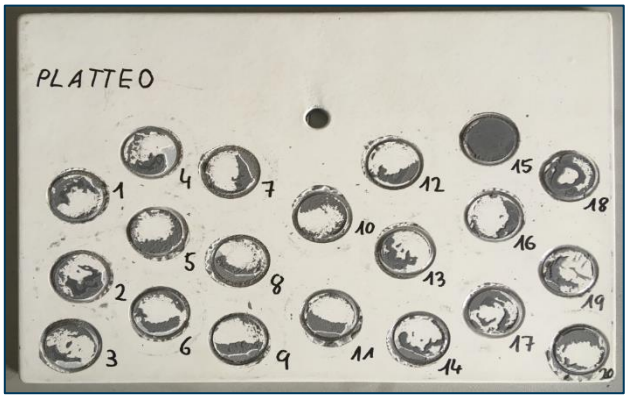




Abbildung 131: Stirnabzugsversuche
Abbildung 132: Einrichtung für Eintauchtests

Kann also die tragende Struktur eines Schiffs mit einem integrierten Methanoltank aus Schiffbaustahl hergestellt werden oder ist zwangsläufig Chrom-Nickelstahl erforderlich?
Wie muss ggfs. eine Beschichtung aussehen? Es dürfen sich keine Bestandteile lösen und nachfolgend den Reformer oder sie Brennstoffzellen beschädigen.
In umfangreichen Versuchen ist in einem Zeitraum von mehreren Monaten diesen Fragen nachgegangen worden, z.B. Stirnabzugsversuch gemäß ISO 4624 an beschichteten Blechen, teilgetaucht in Methanol, mit und ohne Sauerstoffexposition. Laboruntersuchungen bewiesen die guten Korrosionsschutz-Eigenschaften der Beschichtung ohne Auflösung und Freisetzung von Fremdstoffen. Abschließend wurde die Auswirkung von Methanol auf blanken Schiffbaustahl mit der Option, Strukturtanks unbeschichtet zu lassen, untersucht, da eine Oxidation durch die geforderte Inertisierung der Tanks ausgeschlossen ist.

7.6.4. Konstruktionsabschluss der Yacht-Demonstrations-Plattform

Insgesamt wuchs die Anlage auf den Rauminhalt von sechs 20“ High-Cube Seecontainern, nicht nur für die Integration aller Subsysteme, sondern auch zugunsten eines Präsentationsbereichs ähnlich wie ein Maschinenleitstand einer Yacht.

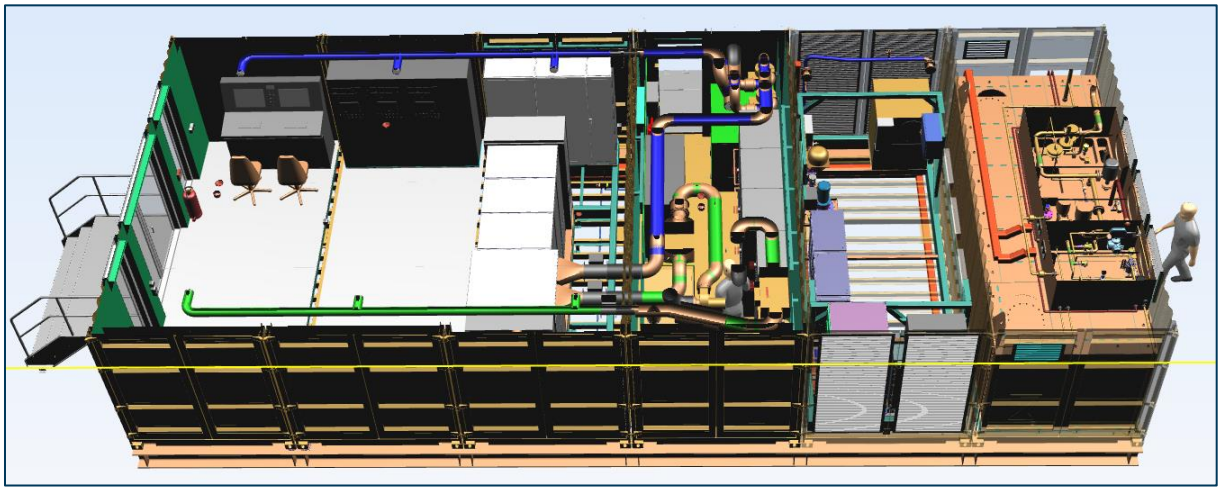


Abbildung 133: Virtueller Aufbau der Gesamtanlage im 3D-Konstruktionssystem

In der oben gezeigten Draufsicht sind zu sehen (vlnr.):

- Haupteingang und Maschinenleitstand mit Steuerkonsole und Hauptschalttafel, sowie Brennstoffzellenanlage & Wechselrichter,
- Technikraum mit Ventilationsanlage & Stickstofferzeugung sowie Sicherheitseinrichtungen,
- Kühlungscontainer mit Außengerät der Klimaanlage, Wasserkühlung & Wärmetauscher,
- Doppelwandiger Methanoltank mit Tankanschlussbereich, Pumpenraum & Bunkerstation

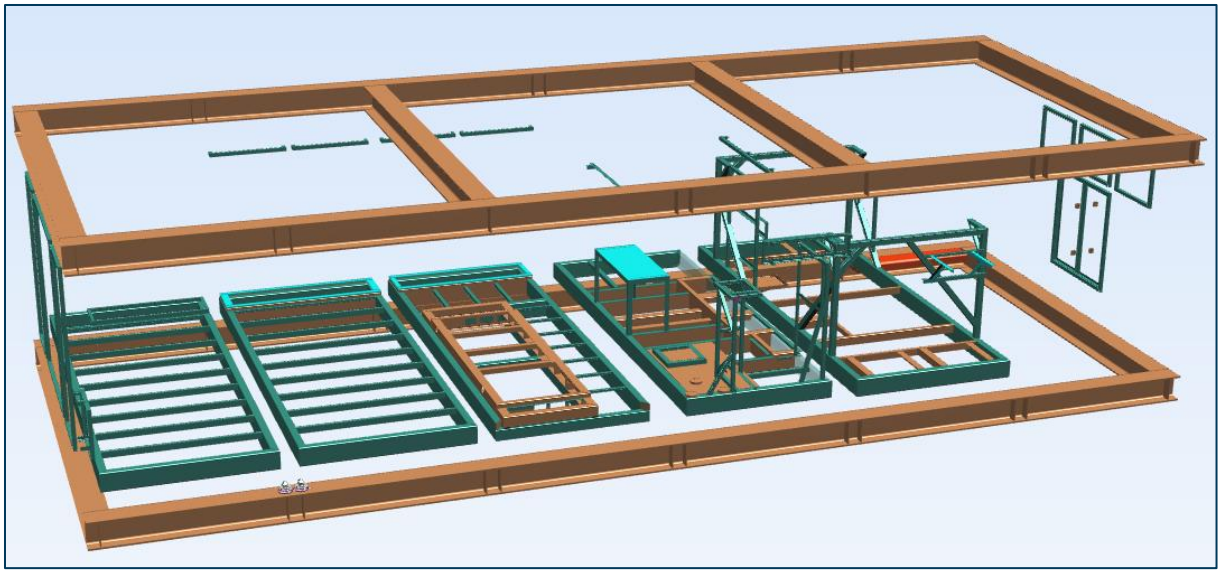
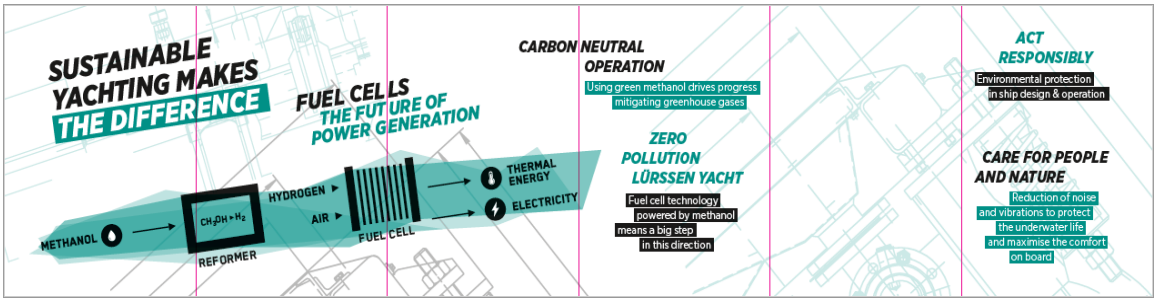
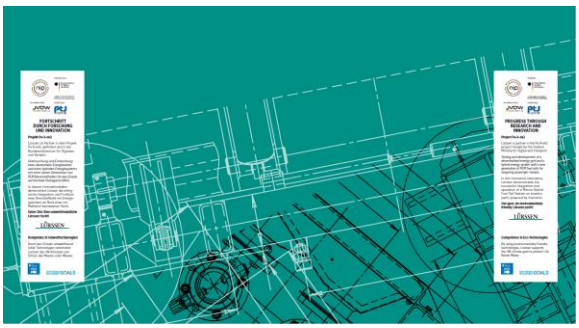


Abbildung 134: Tragrahmen der Gesamteinheit und Einzelfundamente für die Geräte

In Form eines Großformatdrucks tragen wird die Botschaft des Pa-X-ell Projekts nach außen kommuniziert. Zusammen mit Designern und Fachleuten für die Öffentlichkeitsarbeit wurde das Motiv entworfen und an den beiden Stirnseiten und der einen sichtbaren Längsseite des Demonstrators befestigt.



Eingangsbereich:



Bunkerstation:



Abbildung 135: Motivdruck für die Außengestaltung

7.6.5. Fertigung der Yacht-Demonstrations-Plattform

Bei der Herstellung der Demonstrationsanlage wurde Wert gelegt auf die Einbindung aller eigenen Fertigungsgewerke, vergleichbar mit einem kommerziellen Neubauprojekt. Das betrifft in unserem Fall den Stahl- oder Schiffbau für Fundamentrahmen und Methanol Vorratstank sowie Arbeiten an den Containern, Maschinenbau für die Installation von Rohrleitungen für Stickstoff, Methanol und Kühlung, die Elektrotechnik für die Installation und den Anschluss von Sensoren und Aktoren, Brandmelde- und Sicherheits-Einrichtungen.



Abbildung 136: Innenausbau der Container
Abbildung 137: Fertigung des Methanol Vorratstanks

Der Aufbau wurde in herkömmlichen 20“ HQ-Containern umgesetzt, die nach Werft-Vorstellungen modifiziert und ähnlich technischer Einrichtungen an Bord gestaltet wurden.

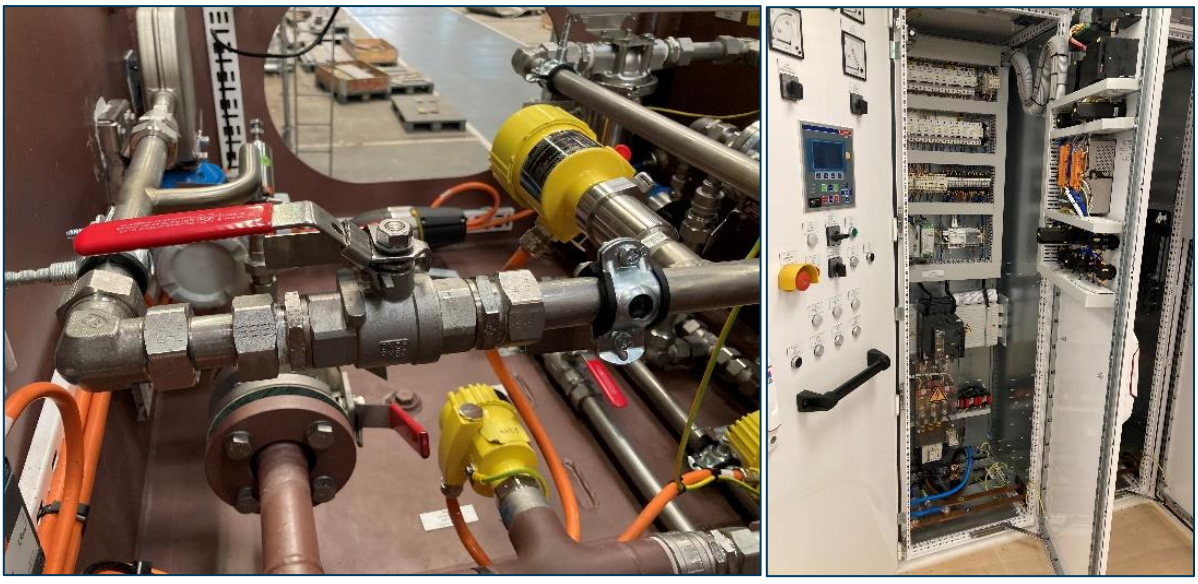


Abbildung 138: Technische Installation
Abbildung 139: Schalttafelmontage

7.6.5.1. Versorgungsleitungen

Die Yacht-Demonstrations-Plattform wurde an einer exponierten Stelle auf dem Betriebsgelände positioniert, für einen Regelbetrieb werden Anschlüsse an die Werft-Infrastruktur benötigt. Unterirdisch installierte Montageschächte wurden eigens hierfür verlegt.
Das beinhaltet u.a. Haupt- und Notstromversorgung, wobei die erzeugte Energie lokal verbraucht werden, aber auch optional in das Werftnetz rückgespeist werden kann. Kommunikationsleitungen ermöglichen die Fernwartung von Steuerung und Energieerzeugung, die thermische (Abwärme-)Leistung kann im Bedarfsfall Fertigungsgebäuden zugeführt werden. Unregelmäßigkeiten oder Anlagenfehler werden an die übergeordnete Gebäudeleittechnik des Standorts gemeldet, im Brandfall wird die Feuerwehr alarmiert.



Abbildung 140: Anschluss der Hauptversorgungsleitung an das Werftnetz

7.6.5.2. Steuerung Energieerzeuger und Alarm-Monitoring

Es entsteht ein individuelles Steuerungssystem.
Der von uns verwendete Brennstoffzellentyp ist aufgrund seines physikalisch-thermischen vorgeschalteten Reformers (Wasserstoff-Erzeugers) nicht in der Lage, schnellen Lastwechseln im Bordnetz zu folgen. Aus diesem Grund gehören zu dem System auch parallel geschaltete elektrische Energiespeicher, kapazitive Speicher und Batterien bilden so gemeinsam den „Brennstoffzellen-Generator“. Supercaps (Kondensatoren) übernehmen die schnellen Spitzen, Batterien die längeren Wellen, wodurch als Nebeneffekt auch ohne Leistungseintrag der Brennstoffzelle das Bordnetz durch Aufnahme und Abgabe von elektrischer Leistung aktiv gestützt wird („Peak Load Shaving“).

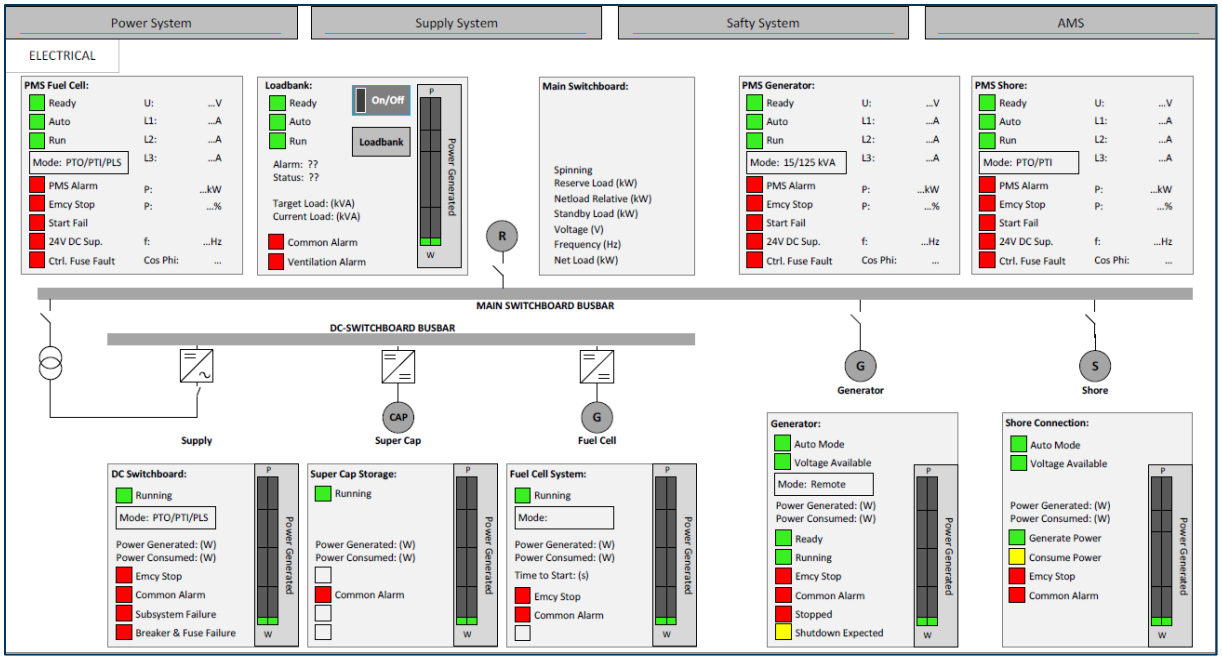


Abbildung 141: Die Bedienungsoberfläche des Steuerungssystems AllViu

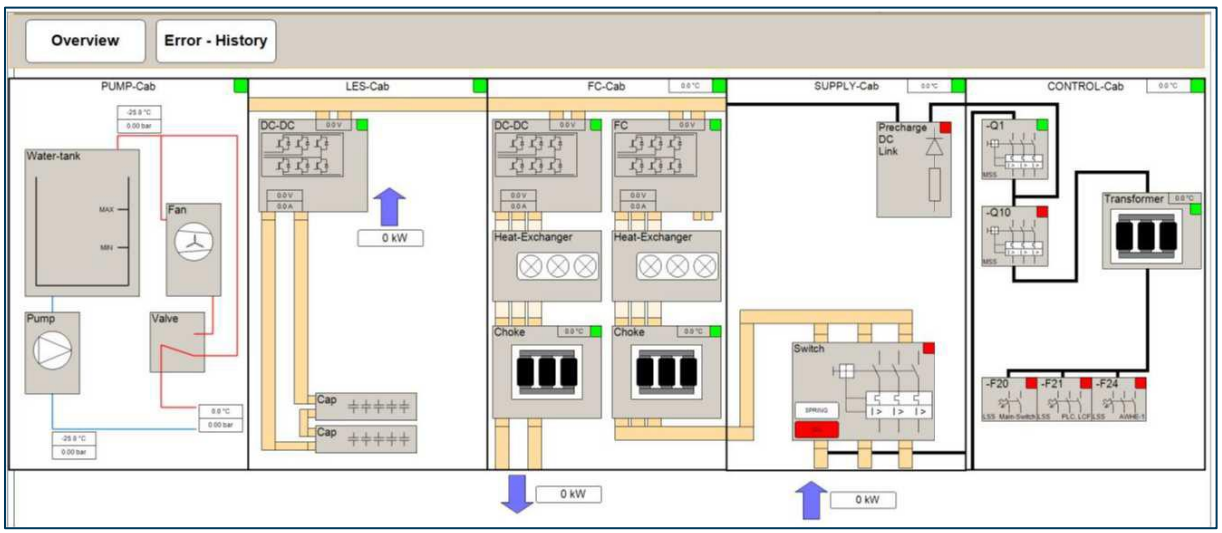


Abbildung 142: Darstellung der Energieflüsse in der Gleichspanungsschalttafel

7.6.5.3. Fertigstellung der Anlage

Der Aufbau und die Fertigung erfolgte in den Einrichtungen der Lürssen Werft. Insgesamt ist es von Vorteil, die gesamte Anlage in wettergeschützten Fertigungshallen mechanisch zusammenzufügen, alle elektrischen Installationen für Sensoren, Aktoren und Energieverteilung wurden vormontiert, die Rohrleitungen für Kühlung, Wasser und Stickstoff gefertigt und montiert.
Alle Methanol-führenden Installationen sind gemäß der IMO-Anforderungen doppelwandig ausgelegt. Die inneren Rohre sind für Methanol gedacht. Die Umhüllung ist mit Stickstoff gefüllt, der mit einem Drucksensor überwacht wird; Leckagen der Hülle oder des Methanolrohrs führen zu einem optischen &akustischen Alarm und der automatischen Abschaltung des Systems.



Abbildung 143: Montagehalle, Einbringen des vormontierten Tanks

7.6.5.4. Transport und Aufstellung

Nach erfolgreichen Vorprüfungen und Dichtigkeitstest wurde die Gesamtanlage anschließend per Tieflader an den Aufstellungsort gebracht und die Brennstoffzelle installiert.



Abbildung 144: Transport der fertigen Anlage

7.6.5.5. Dokumentation

Zum Abschluss des Genehmigungsverfahrens der Gesamtanlage wurde die Projektdokumentation aktualisiert. Hierzu gehören neben den technischen Unterlagen mit Zeichnungen und Datenblättern auch Genehmigungsunterlagen für die gutachterliche Bewertung.

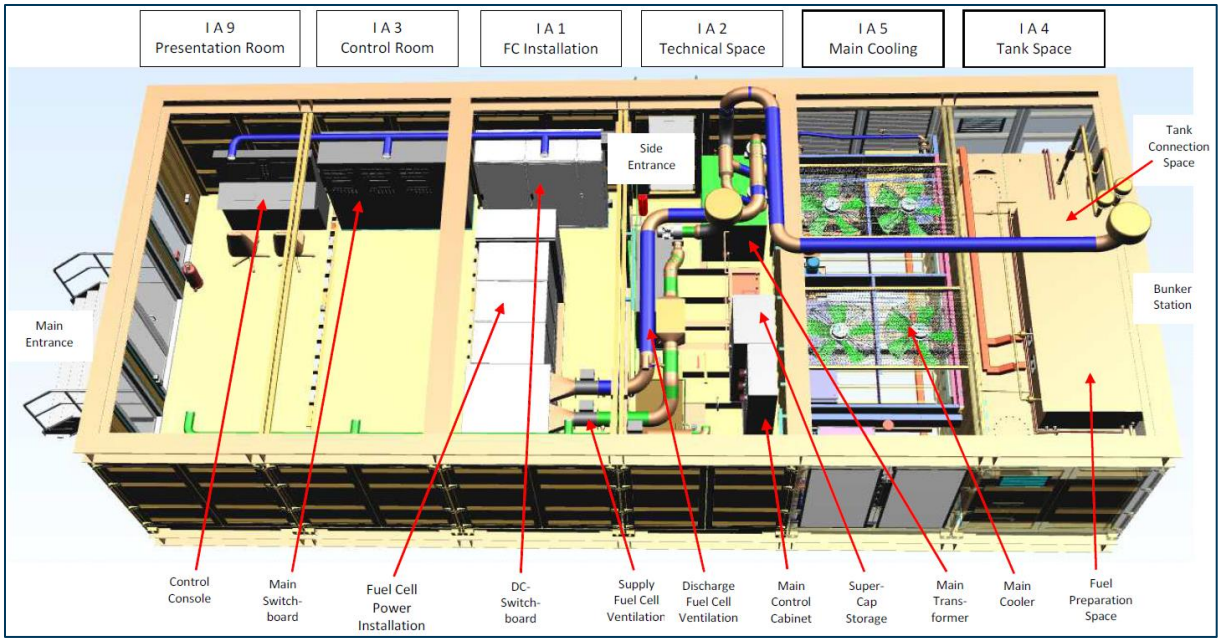
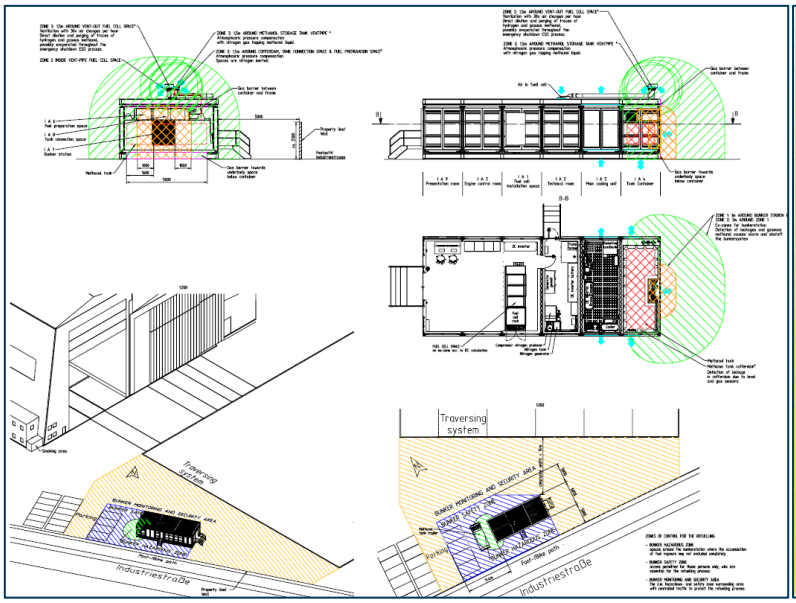


Abbildung 145: Anordnung (General Arrangement) der Demonstrationsanlage

Definition der EX-Zonen und Gefährdungsbereiche für die Abstimmung und Genehmigung.



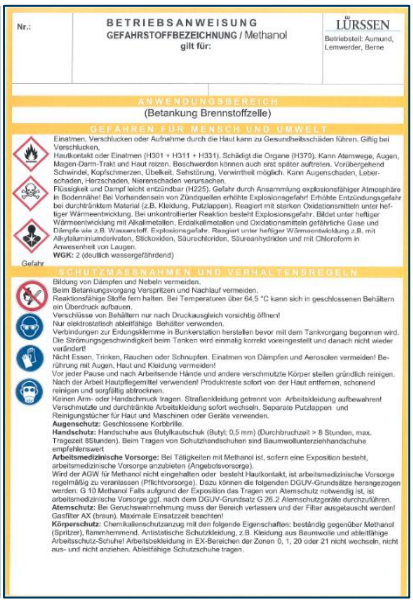


Abbildung 146: Gefährdungsbereiche auf dem Betriebsgelände
Abbildung 147: Betriebsanweisung Methanol

7.6.5.6. Genehmigungen und Beurteilungen

Die Herstellung, Inbetriebnahme und Tests wurden durch sachverständige Institutionen begleitet, die der Gesamt-Infrastruktur eine einwandfreie Ausführung bescheinigten, das Brennstoffzellensystem wird getrennt bewertet. Folgende Analysen, Prüfungen und Bewertungen wurden vorgenommen:

- Risikoanalyse zum Betrieb der Anlage, um Bedrohungen und Gefahren so früh wie möglich zu erkennen. Die vorgenommene Klassifizierung erfolgt auf der Grundlage von Wahrscheinlichkeiten und deren Folgen. (HazID, DNV).
- Risikobeurteilung mit dem Ziel, im Sinne u.a. des Produktsicherheitsgesetzes und der Betriebssicherheitsverordnung sicher zu stellen, dass alle von der Anlage ausgehenden Gefährdungen hinreichend gemindert wurden (GL Industrie).
- Prüfung von Geräten, Sicherheits-, Kontroll- und Regelvorrichtungen in explosionsgefährdeten Bereichen verbunden mit Lüftungs- und Gaswarneinrichtungen (GL Industrie).
- Genehmigung des aktiven und passiven Brandschutzes durch die örtlichen Brandschutzbeauftragten (Ortsbrandmeister Lemwerder).
- Prüfung gem. Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen. Hier geht es um flüssige und gasförmige Stoffe und Gemische, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen. Die Einrichtungen zur Lagerung und Bereitstellung von Methanol erfüllen diese (AwSV-Gutachten, Fa. Gödeke).
- Beurteilung der Arbeitssicherheit bei dem „Aufbau und dem Betrieb einer Brennstoffzellen-Containeranlage“ (Sicherheitstechnische Stellungnahme, Fa. Monte).
- Messung und Überprüfung der elektrischen Einrichtung mit Erdungsmessung, Prüfung der Schutzleiter und Isolation, Abschaltbedingungen und Fehlerstromschutzeinrichtungen (E-Check, Fa. Besecke).



Abbildung 148: HazID der Gesamtanlage,
Abbildung 149: Gefährdungsbeurteilung gem. BetrSichV

7.6.5.7. Inbetriebnahmen

Alle werftseitigen Systeme zur Unterstützung bzw. Betrieb des Brennstoffzellensystems wurden erfolgreich in Betrieb genommen. Die Gesamt-Installation wurde von verschiedenen Institutionen gutachterlich bewertet und zum vorläufigen Testbetrieb freigegeben.

Hauptkühlwassersystem

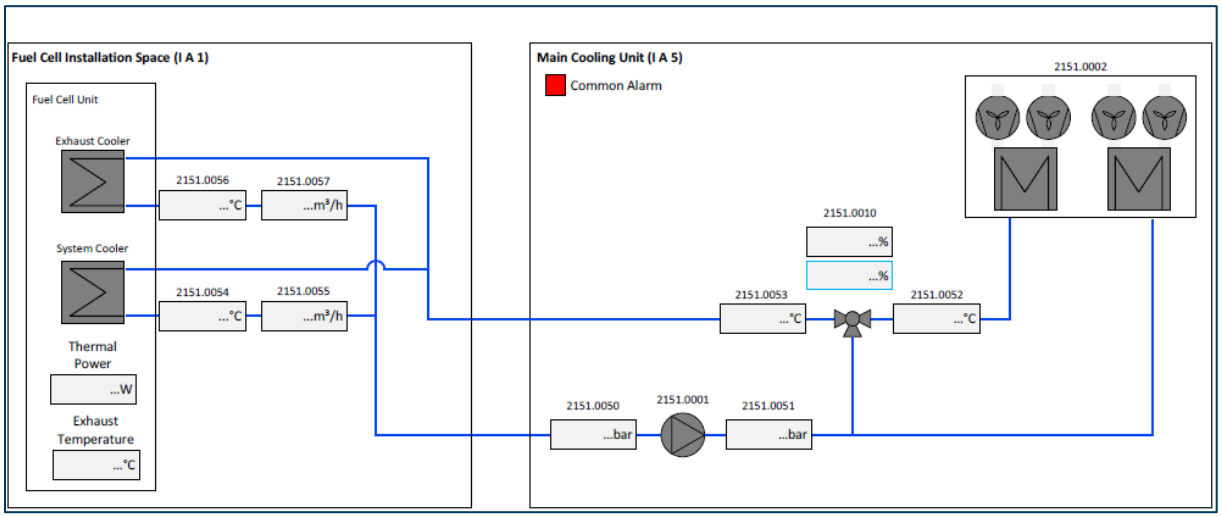


Abbildung 150: Das Hauptkühlwassersystem

Beim Kühlwassersystem werden zwei Systeme unterschieden. Es gibt ein System für die elektrischen Komponenten mit einem kleinen eigenen Wärmetauscher und ein großes System um die Wärme der Brennstoffzelle abzuführen, bzw. zu verwenden. Das Hauptkühlwassersystem kann die Wärme entweder über einen eigenen Wärmetauscher an die Luft abgeben, oder die Wärme nutzen um eine Halle neben dem Aufstellungsort des Innovation Labs zu heizen. Sollte die Wärme nicht in der Halle abgegeben werden können, wird sie automatisch durch den Wärmetauscher geleitet. Auf der Mimik oben ist nur der Wärmetauscher dargestellt, nicht der Abgang zur Halle. Das System wird immer auf einer konstanten Soll Temperatur gehalten durch einen 3-Wege Regelung. Um den Volumenstrom der beiden Wärmetauscher der Brennstoffzelle individuell regeln zu können, wurden Nadelventile vor der Brennstoffzelle integriert. Um Effizienzberechnungen machen zu können werden die Temperaturen und die Volumenströme vom Ein- und Austritt der beiden Wärmetauscher der Brennstoffzelle überwacht. Das System ist bereits im Juni 2022 in Betrieb genommen worden, kurz nach dem die Brennstoffzelle in der Gesamtanlage integriert werden konnte.

Ventilation

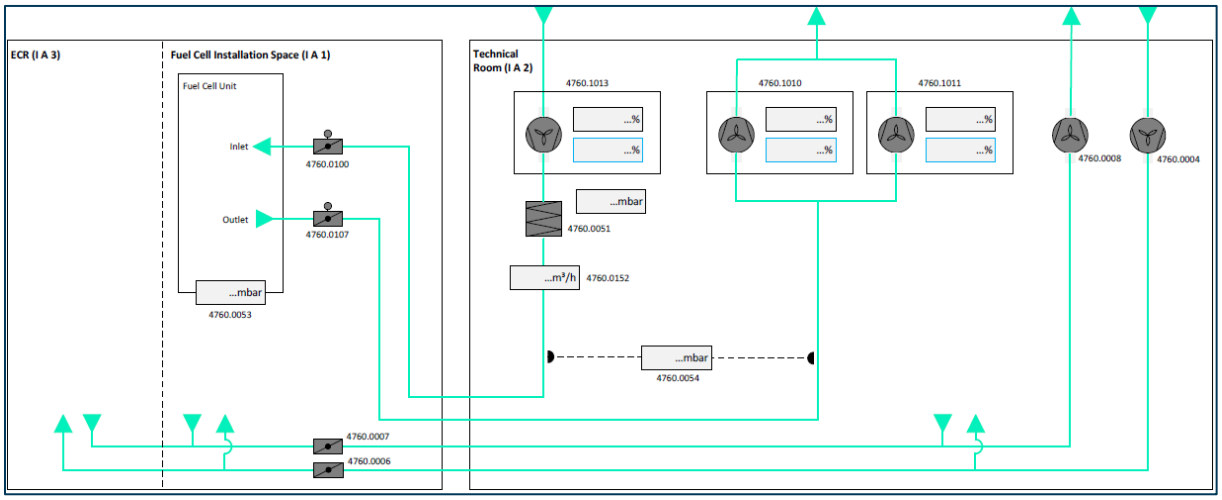


Abbildung 151: Das Ventilationssystem

Auch bei der Ventilation kann zwischen zwei Systemen unterscheiden werden. Es gibt eine normale Ventilation der Raumluft, die für einen Luftwechsel im Ausstellungsraum sorgt und die geforderten Luftwechsel in technischen Bereichen sicherstellt. Ebenfalls wird hierdrüber die gesamte Anlage gekühlt um ein Überhitzen der Schaltschränke zu verhindern, sowie im Winter die Anlage bei nicht betreib frostfrei gehalten.
Das größere System ist ein komplett separates Lüftungssystem der Brennstoffzelle. Das System der Brennstoffzelle muss in Teilen ex-geschützt ausgeführt werden und hat so deutlich höhere Anforderungen. Das System ist redundant aufgebaut und kann so automatisch zwischen zwei Ablüftern umschalten. Außerdem regelt es automatisch den Unterduck zwischen dem Brennstoffzellengehäuse und dem Aufstellungsraum ein, sowie die berechneten Luftwechsel der in der Brennstoffzelle notwendig ist, um eine mögliche Leckage so stark zu verdünnen, dass kein Zündfähiges Gemisch entstehen kann. Erst durch dieses Lüftungssystem darf die Brennstoffzelle in einem normalen technischen Raum integriert werden. Bei der Inbetriebnahme war die Einregelung des Systems besonders anspruchsvoll und mit mehreren Iterationsschleifen verbunden. Nach Optimierung der Rückschlagklappen und der Regelung konnten aber alle Anforderungen erfüllt werden.
Das System ist wie auch an Bord von Schiffen in Brandschutzwänden mit Feuerschutzklappen ausgerüstet wurden um auch hier alle Anforderungen der Klassifikationsgesellschaften und IMO Regularien erfüllen zu können.

Stickstoff- und Methanol-Versorgung

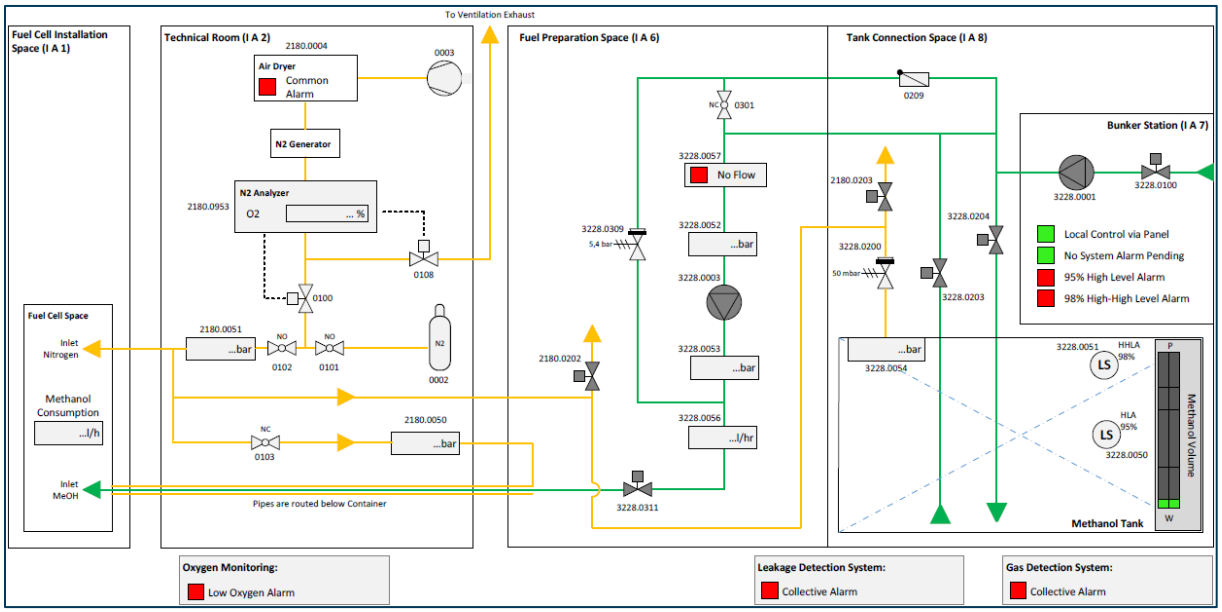


Abbildung 152: Stickstoff (gelb)- und Methanolsystem (grün)

Das Stickstoff System ist notwendig, um eine Inertisierung des Tanks sowie der doppelwandigen Rohrleitungen sicher zu stellen. Vor allem wird es aber benötigt, um die Brennstoffzelle sicher starten und abschalten zu können. Während der Inbetriebnahme ist aufgefallen, dass vor allem beim Starten der Brennstoffzelle deutlich mehr Stickstoff benötigt wird als erwartet, was eine Modifikation des Systems bedurfte. Die Stickstoffreinheit wird überwacht und so sichergestellt, dass sich im Vorratstank nur Stickstoff befindet, der weniger Sauerstoff enthält, als von der Klasse und dem Brennstoffzellen Hersteller gefordert wird. Der Stickstoffüberdruck im Tank sowie in den doppelwandigen Rohrleitungen wird überwacht und beim Unterschreiten der jeweiligen Mindestwerte ein Alarm ausgegeben.
Die Inertisierung erfolgt über Membran Ventile, welche bei einem zu niedrigen Druck Stickstoff in den Tank lassen und bei einem zu hohen Druck etwas an die Atmosphäre entweichen lassen. Diese beiden Ventile wurden während der Inbetriebnahme auf die entsprechenden Sollwerte eingestellt und können auf Grund des Drucksensors auch fernüberwacht werden. Falls es im Tank zu einer Fehlfunktion des Unter- oder Überdruck Ventils kommen sollte, gibt es noch ein zusätzliches Sicherheitsventil, welches eine Beschädigung des Tanks verhindert.
Des Weiteren können mit dem Stickstoff auch die nicht begehbaren Ex-geschützten Bereiche gespült werden, wie der TCS, der FPS und der Kofferdamm um den Tank.

Das Methanolsystem wurde zuerst mit destilliertem Wasser erprobt um es zu spülen und die Funktionen zu testen, bevor eine Ex-Schutz Abnahme des Systems vorlag. Alle Funktionen, z. B. vom „Master Fuel Valve“, dem Bunker Ventil der Pumpe und dem Volumenstromzähler wurden erprobt und auf ihre Sicherheitsfunktionen getestet.
Um auf Unterschiedliche Anforderungen der Brennstoffzelle reagieren zu können wurde ein Überströmventil installiert, über welches der Methanoldruck, der an der Brennstoffzelle ansteht geregelt werden kann. Dies ist auf Grund der Erfahrungen der Inbetriebnahme der Brennstoffzelle auch erfolgt.

Der Füllstand des Tanks wird ebenfalls überwacht und kann bei zu hohem oder zu niedrigem Füllstand über Sicherheitsfunktionen ein Überfüllen des Tanks verhindern. Ebenfalls wird rechtzeitig alarmiert, bevor der Tank leer ist, sodass genug Zeit besteht neues Methanol zu beschaffen. Wenn Methanol gebunkert wird, wird das Methanol Stickstoff Gemisch, welches sich über dem Tank befindet wieder zurück in den Tankwagen geleitet, so dass keine Kontamination und Explosionsgefahr im Bereich um die Entlüftung entsteht. Für das Bunkern selber wurde eine Bunkerpume verbaut, sodass das Methanol aus dem Tankwagen gesaugt werden kann. Ebenfalls kann in der Bunkerstation der Füllstand überwacht werden, alle notwendigen Aktoren geschaltet werden und eine Probe entnommen werden. Für das Bunkern selber wurden alle Anforderungen in ein digitales Protokoll überführt, welches vor, während und nach dem Bunkern digital ausgefüllt werden kann und man daraus dann zusammen mit den Füllständen und der Probe alle wichtigen Informationen an einem Ort hat.

Feuerlösch & Sicherheitsequipment

Um auch die Anforderungen des Feuerlöschsystems in der Anlage darstellen zu können wurde ein fest installiertes Feuerlöschsystem installiert. Für die Bunkerstation kann man hier eine Schaumlöschung auslösen, der Fuel Preparation Space und der tank Connection Space kann mit CO2 gelöscht werden. Ebenfalls gibt es Verbindungen, um mittels eines externen Tanklöschfahrzeugs einige Bereiche Fluten zu können. Des Weiteren befinden sich an geforderten Stellen auch lose Handfeuerlöscher, sowie andere Sicherheitseinrichtungen wie Augenspülstationen oder Mobile Duschen zum Abwaschen von Kontaminationen mit Methanol. Weiteres Sicherheitsequipment wie Gas Sensoren, Leckage Sensoren und Druck Sensoren wurden ebenfalls installiert und erprobt, sowie die entsprechenden Alarmierungen und Steueraufgaben im System hinterlegt.

7.6.5.8. Performancetests

Die Leistungsfähigkeit der Brennstoffzelle sollte im Rahmen des Projekts umfassend geprüft werden. Das elektrische Verteilernetz an Bord ist aufgrund vieler großer Verbraucher in einem Inselnetz sehr agil und erhält zur Stützung Energiespeicher. Für den Demonstrator wurden Super-Caps gewählt, d.h. Kondensator-Speicher, die mit der Brennstoffzelle in der Gleichspannungs-Schalttafel parallelgeschaltet werden.

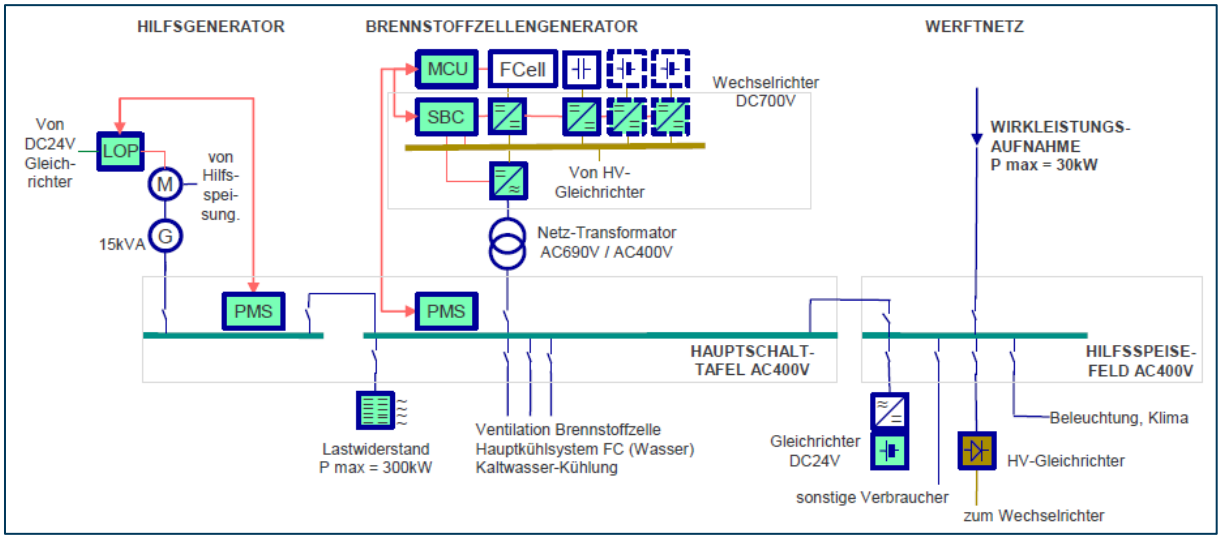


Abbildung 153: Schematischer Grundaufbau der Leistungstests

Das energetische Netz an Bord wird durch die Wechselspannungs-Hauptschalttafel (MSB) versorgt, die Brennstoffzelle mit Reformer liefert Ihre Energie in die Gleichspannungs-Schaltafel, benötigt aber auch zum Starten elektrische Energie wie ein normaler Verbraucher.
Es ergeben sich Betriebsarten, die anhand der Energieflussrichtung wie folgt benannt werden können:

- PTO (Power Take Out): das Gleichspannungssystem bildet einen virtuellen Generator und transferiert Leistung zur (Wechselspannungs-) Hauptschalttafel MSB, also in das Bordnetz
- PTI (Power Take In): das Gleichspannungssystem ist ein regulärer elektrischer Verbraucher, es fließt Energie aus der Hauptschalttafel MSB z.B. für Batterieladung und Brennstoffzellen-Vorwärmung
- PLS (Peak Load Shaving): Energieflüsse werden ausgeglichen. Während eines energetischen „Überangebots“ wird die Energie aufgenommen und gespeichert; im Bedarfsfall wird gespeicherte Energie rückgewandelt und in das Netz eingespeist. Datenerfassung und Auswertung

Die Demonstratoranlage ist mit einem yachttypischen Control und Monitoring System (AMS) ausgestattet. Hierüber ist es möglich eine Vielzahl von Parametern aufzuzeichnen bzw. Einstellungen am System vorzunehmen. Zusätzlich verfügt das System über ein Alarmsystem und Fehlerprotokoll.
Über das AMS kann der Betrieb der Brennstoffzelle und der Hilfssysteme im Betrieb visualisiert werden. In **Abbildung 154** zeigt einen Inbetriebnahmezyklus der Brennstoffzelle im Gesamtsystem.



Abbildung 154 Darstellung einer Brennstoffzellen-Startsequenz

7.7. Arbeitspaket 5 und 6: Testinstallation an Bord eines Passagierschiffes

Das Arbeitspaket 5 und 6 teilt sich in die beiden Testinstallationen, der landbasierten Landanlage und die integrierte Testanlage an Bord auf. In diesem Kapitel werden die beiden Arbeitspakete der Testinstallation an Bord eines Passagierschiffes, sowie die Fortsetzung der Tests an der Testinstallation aus Pa-X-ell, vorgestellt, die durch die MW koordiniert wurden.

7.7.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets

In diesem Arbeitspaket wurde erstmalig ein maritimes Brennstoffzellensystem und die notwendige Infrastruktur an Bord eines Kreuzfahrtschiffes integriert im Rahmen einer Testinstallation. In der ersten Projektphase im Projekt Pa-X-ell2 wurde bereits ein Versuchsträger mit einigen Teilen der notwendigen Peripherie vorausgestattet, wie zum Beispiel Stahlstrukturen und Tanks. Allerdings wurde in dieser Phase noch ein Brennstoffzellensystem des früheren Projektpartners vorgesehen und daher waren umfangreiche Änderungen notwendig. In diesem Arbeitspaket wurde das entwickelte Prototypensystem hinsichtlich der Integrationsmöglichkeiten, Schnittstellen und Anforderungen gemeinsam von Werft, Reederei und Betreiber analysiert.
Daraufhin wurde die Schiffsinfrastruktur und die Subsysteme entwickelt. Dies umfasste eine Vielzahl von Systemen, von der die elektrische Anbindung über das Methanolsystem bis hin zu Subsystemen, wie Ventilation und Stickstoffsysteme. Die für die Integration notwendigen Konstruktionsunterlagen wurden erstellt und in diesem Zuge die notwendigen Anpassungen an der Peripherie eingeplant. Außerdem wurde das Gesamtsystem hinsichtlich Optimierungen untersucht und diese eingesteuert. Anschließend wurden alle notwendigen Unterlagen, wie beispielsweise Zeichnungen, Konzepte und Systembeschreibungen angefertigt, die für die Sicherheitsanalysen und das Genehmigungsverfahren mit der Klassifikationsgesellschaft und Flaggenstaat erforderlich sind.
Im Anschluss wurde in diesem Arbeitspunkt die Installation der schiffbaulichen Infrastruktur und des Brennstoffzellensystems an Bord geplant, vorbereitet und durchgeführt. Diese umfangreichen Arbeiten wurden im laufenden Betrieb des Schiffes bzw. während der Zeiten in denen aufgrund der Auswirkungen der Pandemie keine Reisen durchgeführt wurden. Dies bezog die Arbeitsvorbereitung, die landbasierten Systemtests, sowie die Anpassung und notwendige Modifikation der Systemperipherie mit ein.
Darüber hinaus wurde auch die bisherige Testinstallation aus dem Vorgängerprojekt Pa-X-ell in die Testphase überführt und die Technologieerprobung durchgeführt. Zum Ende der ersten Projektphase konnten die Test abgeschlossen werden und die Versuchsanlage an Bord der Fähre MS Mariella wurde demontiert.

7.7.2. Testbetrieb bestehender Demonstratoren aus Pa-X-ell

Mit den Testinstallationen, die innerhalb von Pa-X-ell und Pa-X-ell2 aufgebaut wurden, wurde die Technologievalidierung der Brennstoffzellensysteme und der schiffbaulichen Systeme und Subsysteme durchgeführt.

7.7.2.1. Demonstrator M/S Mariella

Innerhalb des Forschungsprojektes Pa-X-ell hat der Brennstoffzellenpartner zusammen mit den Projektpartnern ein erstes Brennstoffzellensystem entwickelt. Dieses System hat einen integrierten Reformer und dieser nutzt ein Methanol-Wasser-Gemisch als Kraftstoff. Um dieses System unter realen Bindungen testen zu können, wurde 2016 ein Demonstrator mit einer elektrischen Leistung von bis zu 90 kW auf der RoPax Fähre MS Mariella der Reederei Viking Line nachgerüstet. Dabei wurde auch ein Methanolsystem an Bord nachgerüstet und ein Bunkerkonzept für den Hafen entwickelt. Die MS Mariella verkehrte wechselnd zwischen Stockholm und Helsinki. Der in **Abbildung 155** dargestellte Demonstrator stand auf dem Sonnendeck und konnte dank des Schaufensters von Passagieren besichtigt werden. Darüber hinaus wurde die Technologie an Informationstafeln erläutert.



Abbildung 155: Brennstoffzellen Demonstrator auf der MS Mariella

Ziel des Demonstrators war dabei die Technologie zu testen, sowie die schiffbaulichen Systeme und die Abläufe beim Bunkern, die erzeugte elektrische Leistung wurde in das Bordsystem eingespeist. Dies hatte nur einen geringen Einfluss, aufgrund der vergleichsweise geringen elektrischen Leistung im Vergleich zu der Antriebsanlage des Schiffes. Die thermische Leistung konnte durch eine Anbindung des Kühlsystems an ein das zentralen Klimasystem genutzt werden. Der detaillierte Aufbau des Methanol-Kraftstoffsystems der MS Mariella ist in **Abbildung 156** dargestellt.

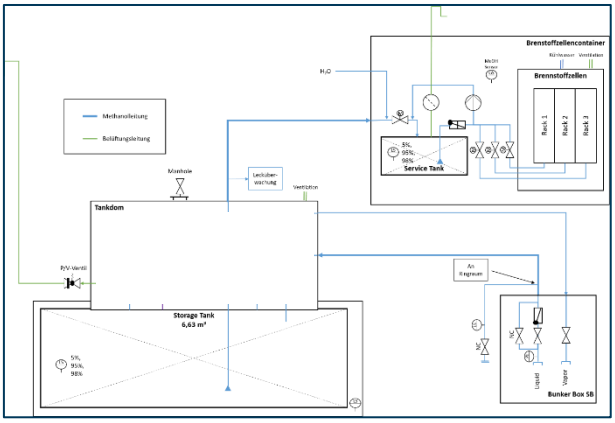


Abbildung 156: Schematischer Aufbau des Methanol-Kraftstoffsystems auf der MS Mariella

Der Demonstrator auf dem Sonnendeck des Schiffes beinhaltet neben den Brennstoffzellensystemen, die in einzelnen Modulen in speziellen Schränken, so genannten Racks, eingebracht waren. Die Module wurden über die Racks mit einem gemeinsamen Kühlsystem versorgt. Die Steuerung der Module erfolgte über eine LAN Schnittstelle oder über das zentralisierte Steuerungssystem im Demonstrator. Dieses wurde auch mit dem Maschinenkontrollraum verbunden und konnte von dort aus direkt gesteuert werden.
Darüber hinaus war auch die elektrische Anlage und Systeme in dem Demonstrator untergebracht, die die notwendige Spannungswandlung vornahm, um an das Schiffsystem einzuspeisen. Des Weiteren wurde der gesamte Demonstrator mit einem Belüftungssystem ventiliert, worüber zum einen das Sicherheitskonzept erfüllt wurde und auch die Brennstoffzellensysteme versorgt wurden.
Ebenso wurde ein eigenes Feuerlöschsystem mit CO2 für den Demonstrator nachgerüstet, das genauso ausgeführt wurde, wie es auch für einen Maschinenraum des Schiffes üblich ist.
Ebenfalls am Demonstrator war eine Dosier- und Mischeinheit angegliedert, in der das Methanol mit Wasser in einem Verhältnis von 60 zu 40 gemischt und in einem kleinen Service-Tank zwischengespeichert wurde. Dieser Service-Tank wurde automatisch über die Mischanlage befüllt, sobald dieser ein niedriges Level unterschritt. Diese Mischanlage wurde aufgrund der doppelwandigen Sicherheitsphilosophie in einem separaten Bereich untergebracht, der mit einer geschlossenen Hülle getrennt und mittels eines Sensors überwacht wurde. Das Methanol wurde über eine doppelwandige Leitung aus den Methanoltank bezogen.
Der doppelwandig ausgelegte Tank der MS Mariella besaß ein Volumen von ca. 6 m^3 und wurde auf dem Fahrzeugdeck innerhalb eines Auftriebskörpers verbaut. Über eine Bunkerbox konnte der Tank befüllt werden Der eingebaute Tank sowie die Bunkerbox sind schematisch in **Abbildung 157** dargestellt.

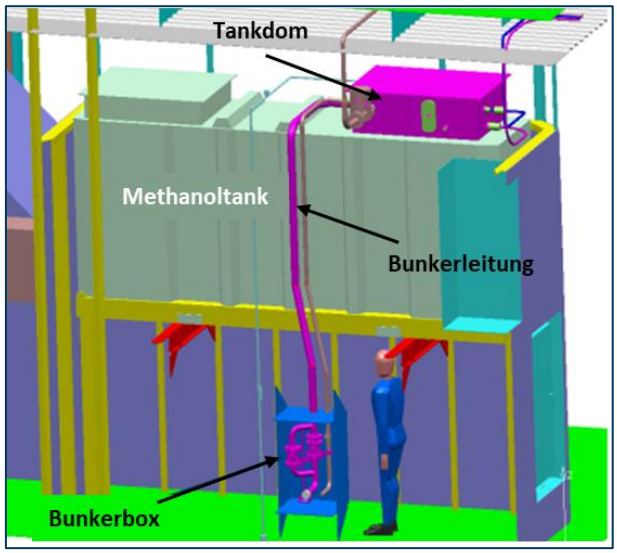


Abbildung 157: Schematische Darstellung des Methanoltank sowie Bunkerbox auf der MS Mariella

Alle benötigten Ventile und Sensoren sowie die Pumpeneinheit sind direkt am Tank innerhalb des Tankdoms montiert. Dieser befand sich geschlossen auf dem Tank und sorgt somit dafür, dass eine zweite Barriere für alle Tankarmaturen gewährleistet wird.
Für die Befüllung der Tanks wurde die Bunkerbox nachträglich in die steuerbordseitige Außenhaut des Schiffes eingebracht. Die Bunkerbox und der Tank sind durch eine doppelwandige Bunkerleitung sowie einer einwandigen Gaspendelleitung als Steigleitung verbunden. Der im Hafen von Stockholm stattfindende Bunkervorgang sowie die Bunkerbox sind in **Abbildung 159** dargestellt.





Abbildung 158: Aufbau der Bunkerbox (rechts)
Abbildung 159: Bunkervorgang

Die von der Bunkerbox in den Methanoltank führende Steigleitung, ist als doppelwandiges Rohr ausgelegt, die über eine Leckageüberwachung durch einen Niveauschalter am tiefsten Punkt der Leitung verfügte. Das doppelwandige Rohr zwischen dem Tank und dem Brennstoffzellencontainer besitzt ebenfalls eine Leckageüberwachung. Diese zweite Hülle ist inertisiert und zusätzlich drucküberwacht, um bei Leckagen einen Druckabfall innerhalb der Hülle detektieren zu können.

Zum Zeitpunkt der Entwicklung und Inbetriebnahme der Brennstoffzelle samt Methanol-Kraftstoffsystem lagen für beide Bereiche keine Richtlinien vor, so dass das System mit Sondergenehmigung gebaut worden ist. Die Entwicklung und Test des Systems diente dazu, Erkenntnisse über den Einsatz von Methanol als maritimen Kraftstoff zu sammeln und diese für die Erstellung der heutigen Richtlinien zu nutzen, insbesondere durch das Forschungscluster e4ships.
Der zum Ende von Pa-X-ell installierte Demonstrator, wie auf **Abbildung 160** zu sehen, auf der Ostseefähre MS Mariella der Reederei Viking Line wurde in Pa-X-ell2 weiter betrieben, bis die Testphase zum Ende des Jahres 2018 abgeschlossen wurde.



Abbildung 160: Demonstrator an Bord der MS Mariella

Die Bedeutung und die Wichtigkeit dieses Demonstrators für die maritime Branche wurde besonders deutlich, als durch den Veranstalter angefragt wurde, die mehrtägige „Gas Fuelled Ships Conference“ an Bord der MS Mariella abzuhalten, um den über 150 internationalen Teilnehmern unter anderem das Projekt und den Demonstrator in Kleingruppen vorzustellen, wie in **Abbildung 161** gezeigt. Darüber hinaus wurde die Technologie und im speziellen der Demonstrator, durch alle beteiligten im Rahmen von Vorträgen vorgestellt und diskutiert. Auch die Brennstoffzellenmodule konnten im Bereich der Ausstellungsfläche gezeigt werden und der direkte Austausch mit dem Projektpartner SerEnergy gesucht werden.



Abbildung 161: Technische Führungen im Rahmen der Gas Fuelled Ships Conference

Die mehr als zwei jährige Testphase wurden gemeinsam durch den Projektpartner SerEnergy und die MEYER WERFT betreut, sowie durch die Reederei und die zugehörige Crew unterstützt. Zusätzlich unterstützten Mitarbeiter der Werft MEYER TURKU die Testphase und insbesondere die Einsätze an Bord um Erfahrungen mit Brennstoffzellensystemen an Bord eines Schiffes zu sammeln.



Abbildung 162: Module an Bord der MS Mariella

Während der Testphase wurden sowohl die Brennstoffzellenmodule in dem maritimen Umfeld und integriert in einem schiffbaulichen System getestet, sowie auch die schiffbaulichen Systeme selbst. Dies brachte umfangreiche Erkenntnisse in Bezug auf die Schnittstellen, sowohl aus der Integration, als auch aus dem Betrieb des Systems an Bord.
Ziel war es das Gesamtsystem dabei soweit wie möglich aus der Ferne zu warten und zu betreuen, um Erfahrungen mit dem autonomen Betrieb der Systeme zu sammeln. Zusätzlich erfolgten regelmäßige Begleitung der Testläufe und Messungen an Bord, sowie auch der Austausch von Modulen, wie in **Abbildung 162** zu sehen. Ebenfalls erfolgten diverse Optimierungen, die während des Betriebes festgestellt wurden.
Zur Verbesserung des autonomen Betriebes wurden einige Messstellen nachgerüstet um die Protokollierung der Medienflüsse zu verbessern und um dadurch die Leistung der Brennstoffzellenmodule besser bewerten zu können. Dabei wurden sowohl automatische, wie auch manuelle Systeme an Bord getestet um zum Beispiel die Methanolqualität und auch die Wasserqualität sicherzustellen. Daraufhin wurde auch das Filtersystem des Wassers nochmals erweitert um eine gleichbleibende Qualität zu gewährleisten, wie in **Abbildung 163** gezeigt.



Abbildung 163: Filtersystem auf der MS Mariella

Darüber hinaus wurde ebenfalls ein automatisches Überwachungssystem der Wasserwerte, das an die Steuerung angebunden wurde, installiert, Damit konnten auch aus der Ferne die Parameter ausgelesen und verfolgt werden. Dies beinhaltete unter anderem den PH Wert, Temperatur, elektrische Leitfähigkeit und Chlorgehalt, wie in **Abbildung 164** zu sehen.



Abbildung 164: Anzeige der Wasserwerte an Bord der MS Mariella

Um die Performance der Steuerung und die Zuverlässigkeit für den remote Zugriff zu erhöhen wurde auch die Gesamtsteuerung überarbeitet Hierbei wurde ein komplett neues System auf Basis der Prototypsteuerung und auf Erfahrungen aus anderen Projekten entwickelt. Die deutliche Steigerung der angezeigten und übermittelten förderten den Testbetrieb erheblich. Ebenfalls konnte das GUI (graphical user interface) zugänglicher gestaltet werden, um die Bedienung für die Crew an Bord zu erleichtern.



Abbildung 165: Sicherheitsüberprüfung der Klassifikationsgesellschaft

Durch die umfangreichen Änderungen in der Steuerung und die damit verbundene Anpassung des Sicherheitssystems wurde auch für den weiteren Testbetrieb an Bord eine erneute Überprüfung durch den Projektpartner DNV GL als zuständige Klassifikationsgesellschaft erfolgen. Hierbei wurde die gesamte Sicherheitskette mit allen Sensoren und Kontakten überprüft, um die einwandfreie Funktion zu bestätigen. Auf **Abbildung 165** ist die Überprüfung des Feuerlöschsystems zu sehen.
Des Weiteren wurde innerhalb der Testphase auch verschiedene Systeme im Bereichs des Tanks getestet und optimiert im Hinblick auf die Zuverlässigkeit, aber auch um Ansätze zu finden, die die Kosten und Integrationsaufwände von Brennstoffzellensystemen reduzieren. Um dies gezielt weiter zu verfolgen wurde in der zweiten Phase von Pa-X-ell2 ein separates Arbeitspaket „Schiffsintegration“ eingeschoben, das sich gezielt mit der Systemoptimierung der Integration befasst.
Wichtige Erkenntnisse und Erfahrungen konnten durch die Testphase über das Design, die Installation, den Betrieb und die Wartung gesammelt werden. Allerdings nicht nur bezogen auf die Brennstoffzellenmodule und das notwendige schiffbauliche System, sondern auch über den operativen Betrieb darüber hinaus. So zeigte sich bei dem Bunkern von Methanol die Notwendigkeit einheitlicher Prozesse und Rahmenbedingungen. Dies wurde besonders im Hinblick auf den integrierten Versuchsträger an Bord eines Kreuzfahrtschiffes gezielt verfolgt. Zum Beispiel durch die Mitarbeit in einer ersten Norm durch das Swedish Institute for Standards (SIS).



Abbildung 166: Rückbau des Demonstrators auf der MS Mariella

Nach Beendigung der Testphase wurde der Demonstrator und Teile der schiffbaulichen Installation wieder fachgerecht rückgebaut. Der an Deck verschweißte Demonstrator wurde vom Schiff getrennt

und konnte anschließend mit einem Kran im Hafen vom Schiff gehoben werden, wie in **Abbildung 166** zu sehen. Anschließend wurden alle Leitungen zum Demonstrator in dem Bereich entfernt und der ursprüngliche Zustand des Decks wiederhergestellt.
Insgesamt konnten durch den Einsatz des Demonstrators an Bord der MS Mariella und damit im ersten maritimen Einsatz umfangreiche Erkenntnisse und Ergebnisse für spätere Installationen, aber auch darüber hinaus im Bereich der Wartung und des Betriebes gesammelt werden. Des Weiteren konnten an verschiedenen Stellen neuartige Lösungen und Technologien im maritimen Umfeld realisiert werden und damit der effektive und sichere Betrieb eines solchen Systems demonstriert werden. So zum Beispiel die doppelwandige flexible Treibstoffleitung oder das angeschlossene Mischsystem zur Herstellung des Methanol-Wasser Gemisches. Dieser Erfahrungen schafften die Grundlage für den nächsten technologischen Schritt, die Integration einer Brennstoffzellenanlage in ein Passagierschiff und in die maschinenbaulichen Anlagen. Dies wurde in der zweiten Projektphase im Rahmen einer Testinstallation geplant und umgesetzt.

7.7.2.2. Landbasierter Brennstoffzellendemonstrator

Der Demonstrator der innerhalb von Pa-X-ell im Jahre 2014 aufgebaut und in Betrieb genommen wurde, wurde auch in Pa-X-ell2 weiter bei der MEYER WERFT, wie in **Abbildung 167** dargestellt, betrieben und diente für Modultests außerhalb des Labors.



Abbildung 167: Demonstrator bei der MEYER WERFT

Im Jahre 2018 wurde der Versuchsträger für die erste Testinstallation an Bord eines Kreuzfahrschiffes vorausgerüstet. Daher wurden das Gelände und die darauf befindliche Anlage für Teilsystemtests von Anlagenperipherie des zukünftigen Schiffsystems umgerüstet.



Abbildung 168: Teilsystemtests an Land für Testinstallation

Es wurde unter andere eine „Fuel Pump Unit“ in Betrieb genommen und erprobt, die nach den Anforderungen und Rahmenbedingungen an Bord entwickelt wurde, um den Kraftstoff Methanol an Bord zu verteilen. Hierbei wurde auch die Steuerung des Gesamtsystems aufgebaut und eingebunden. In diversen Versuche wurde die Anlagenleistung unter Berücksichtigung der Förderhöhe unter gleichbleibenden Druck sichergestellt. Wie in **Abbildung 168** gezeigt wurden dafür auch Versuche unter realen Bedingungen simuliert und die tatsächliche Förderhöhe mittels eines Kranes geschaffen.
In der zweiten Phase von Pa-X-ell2 wurde der Demonstrator an einen neuen Standort verlegt, um im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit sowohl das Projekt, als auch die Brennstoffzellentechnologie der Öffentlichkeit im Rahmen des werfteigenen Besucherzentrums zu vermitteln, wie in **Abbildung 169** gezeigt.



Abbildung 169: Brennstoffzellen Demonstrator ausgestellt bei der MEYER WERFT

7.7.3. Integrierte Testinstallation an Bord eines Passagierschiffes

Die maritimen Brennstoffzellensystementwicklung für Passagierschiffe kann nur durch den schrittweisen Test und die Verifikation der Entwicklungsschritte erfolgen. Nach der erfolgreichen Demonstration an Land und auf See, war die Zielsetzung im Rahmen des Forschungsvorhabens Pa-X-ell2 die Integration einer Brennstoffzellenanlage an Bord eines Schiffes. Dies stellt den nächsten technologischen Schritt auf dem Weg zu einer vollständigen Energieversorgung mit Brennstoffzellentechnologie an Bord von Schiffen dar.
In dem Projekt sollte eine Testinstallation an Bord eines Kreuzfahrtschiffes entstehen. Dabei muss neben der Integration des in Arbeitspaket 1 entwickelten Brennstoffzellensystems auch die notwendige Infrastruktur, wie in **Abbildung 170** exemplarisch gezeigt, für ein solches System entwickelt und konstruktiv umgesetzt werden. Dies beinhaltet alle Schnittstellen und Subsysteme, wie das Methanolsystem von der Bunkerstation über Tank bis zum Verteilnetz. Anschließend erfolgen die Sicherheitsanalysen zur Genehmigung durch die Klassifikationsgesellschaft und den Flaggenstaat. Dann können die Umsetzung und der Einbau der Anlage an Bord erfolgen.

7.7.3.1. Auswahl des Versuchsträgers bzw. Schiffes für die Testinstallation

Die Schwierigkeit einer solchen Testinstallation fängt schon bei der Auswahl eines geeigneten Versuchsträger an. Da solche Projekte zusätzlich zu dem bisherigen Schiffsystem eingeplant werden müssen und aufgrund des Charakters der Testinstallation nicht mit in das Energienetz als Energieerzeuger eingeplant werden können. Darüber hinaus sind die Bauzeiten und Entwicklungszeiten der Brennstoffzellensysteme und der Schiffe kaum miteinander vereinbar. Daher wurde zu Projektbeginn ein Schiff als Versuchsträger ausgewählt, was sich bereits im Bau befand – die AIDAnova der Reederei Carnival Cruises.

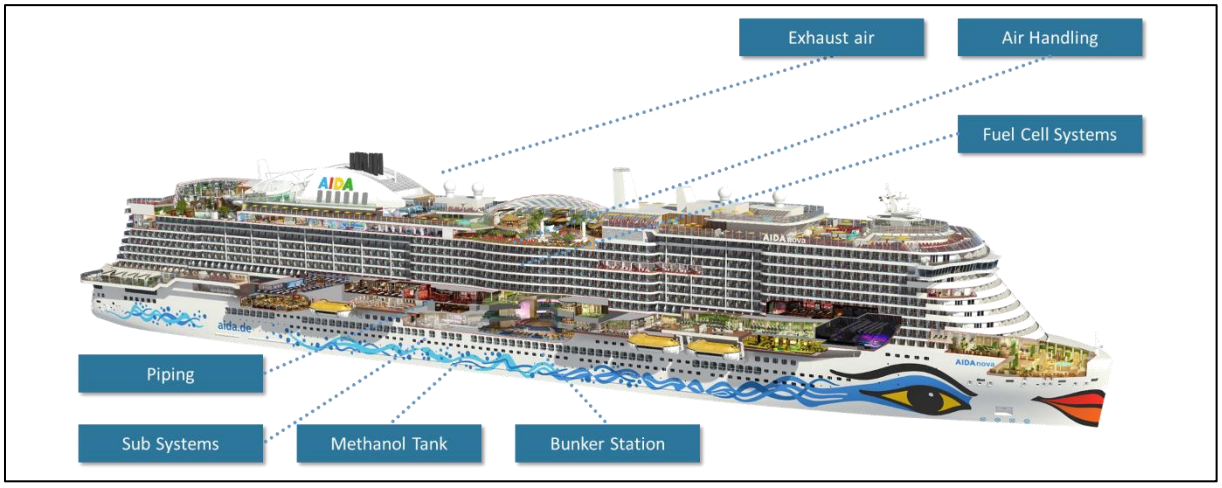


Abbildung 170: Übersicht über eine Auswahl der schiffbauliche Infrastruktur der Brennstoffzellenanlage

Dies hatte zur Folge, dass nach dem Abschluss der Schiffsentwicklung die Infrastruktur nachträglich integriert werden musste und entsprechende Räume geschaffen werden mussten. Da zu Projektbeginn die technischen Details des Brennstoffzellensystems noch nicht feststanden, musste auf Basis erster Annahmen die schiffbaulichen Anlagen entwickelt werden, damit diese noch im Bauprozess des Schiffes nachgerüstet werden konnten. Auch wenn dies bedeutet, dass Anlagenkomponenten später nachgerüstet oder ergänzt werden mussten, war dies die einzige Möglichkeit die Testinstallation im Projekt umzusetzen.

7.7.3.2. Konstruktion und Design

Die Entwicklung und das Design der schiffbaulichen Infrastruktur bzw. der Peripherie des Brennstoffzellensystems fand sowohl parallel zu der Brennstoffzellensystementwicklung, wie auch parallel zu der regulatorischen Entwicklung der Interim Guideline statt. Diese wurde erst im Jahr 2022 verabschiedet und somit musste auf Basis der Entwurfsfassungen gearbeitet werden und dadurch die Systeme immer wieder mit dem aktuellen Stand der Regelentwicklung abgeglichen und gegebenenfalls angepasst werden.
Zentraler Bestandteil in der Entwicklung waren die begleitenden Sicherheitsanalysen zusammen mit den Klassifikationsgesellschaft RINA. Diese teilen sich wie folgt in drei Bestandteile auf:

- HAZID "Hazards Identification Study" – Gefahrenidentifikation
  (basierend auf ISO 17776)
- FMECA "Failures Modes Effects and Criticality Analysis" - Fehlermöglichkeits-, Einfluss- und Kritikalitätsanalyse
  (basierend auf IEC 60812)
- HAZOP "Hazard and Operability Study" - Gefahren- und Betriebsfähigkeitsstudie, einschließlich die Überprüfung des Bunkerverfahrens
  (basierend auf IEC 61882)

Durch die Bestätigung der einzelnen Entwicklungsschritte durch die Sicherheitsanalysen konnte im Entwicklungsprozess der Anlage fortgefahren werden, von der Konzeptentwicklung, über die P&ID Entwicklung und Beschreibung, die Erstellung der Betriebsanleitungen, bis zur abschließenden Konstruktion. Insgesamt wurden soweit mehr als hundert Einzeldokumente erzeugt. Der grundsätzliche Ablauf der Entwicklung ist in **Abbildung 171** dargestellt.

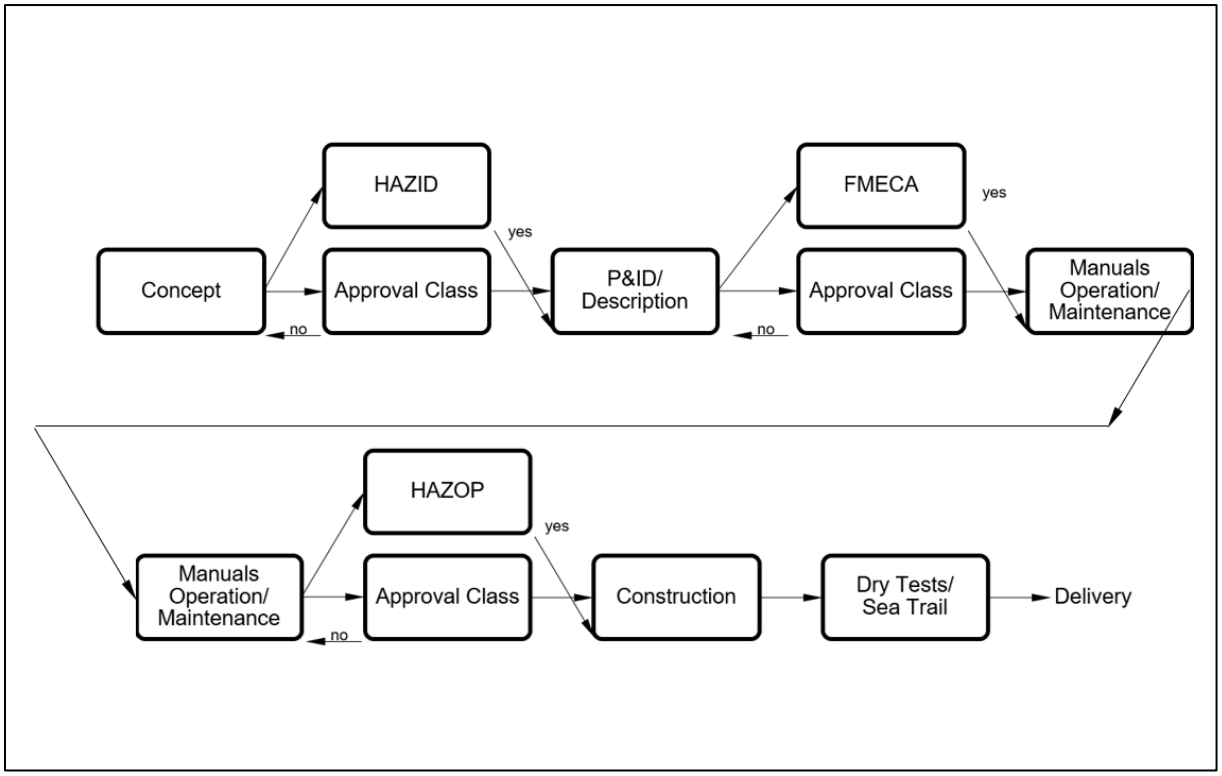


Abbildung 171: Prinzipdiagramm des Ablaufs der Entwicklung der Brennstoffzellenanlage

Die Risikobewertung umfasste dabei unter anderem die folgenden Aspekte:

- Unbeabsichtigte Freisetzung und Ausbreitung (Szenario für den Austritt von Methyl-/Ethylalkohol aufgrund eines Rohrleitungsbruchs)
- Brände (Strahlungswärmeströme, Feuerbeständigkeit des Methyl-/Ethylalkohol-Systems)
- Auswirkungen auf Menschen, Anlagen und Umwelt (Schwere von Methyl-/Ethylalkohol-Vorfällen)
- Schadensbegrenzungstechniken (Detektionsverfahren, Barrieren, Belüftungsniveau)
- Notbetrieb (Strategie zur Beherrschung des Vorfalls)
- Einzelne Ausfälle von mechanischen und automatisierten Komponenten

Für die Auslegung und das Design der schiffbaulichen Infrastruktur für das Brennstoffzellensystem wurden unter anderem folgende Regelwerke und Richtlinien zu Grund gelegt:

- SOLAS 74 as amended
- The Cruise Vessel Security and Safety Act 2010 (H.R. 3360) introduced as the "Kerry Matsui legislation"
- Draft Passenger Vessel Accessibility Guidelines proposed 25 June 2013 (PVAG)
- IMO Resolution MSC. 337 (91) Code on Noise Levels onboard ships
- IEC Publication no. 92 Electrical installations in ships
- ISPS Code - International Ship and Port Facility Security code as specifically defined in other chapters of this Specification
- INTERIM GUIDELINES FOR THE SAFETY OF SHIPS USING METYHL/ETHYL ALCOHOL AS FUEL MSC.1/Circ.1621
- DRAFT INTERIM GUIDELINES FOR THE SAFETY OF SHIPS USING FUEL CELL POWER as per Report of the Working Group from CCC7.
- IGF Code MSC.391(95) as last amended
- RINA Rules for Fuel Cells Installations in Ships (FC-SHIPS) Edition 2018

Die schiffbauliche Infrastruktur besteht aus einer Vielzahl an einzelnen Bestandteilen, die entweder die direkte Schnittstelle zum Brennstoffzellensystem darstellen, um diese mit Methanol, Ventilations- und Prozessluft, Stickstoff, etc. zu versorgen oder für den Betrieb dieser Systeme erforderlich sind. Darüber hinaus wurden weitere Systeme wie Kühlwasser-, Prozesswasser-, Feuerlösch- und Bilgesysteme entwickelt. Des Weiteren mussten die Brennstoffzellen elektrisch in das Schiffsystem integriert werden, um die erzeugte elektrische Energie einzuspeisen. Eine Gesamtsystemsteuerung wurde entwickelt werden um die Gesamtanlage mit allen Komponenten zu steuern und an das Schiffsautomationssystem anzubinden. Die einzelnen Systeme werden im Folgenden dargestellt.

Methanol System

Zentrales und wichtigstes System innerhalb der schiffbaulichen Peripherie für das Brennstoffzellensystem ist das Methanolsystem. Das System besteht verteilt sich über mehrere Bereiche an Bord des Versuchsträgers:

- LNG Bunker Station Steuerbord
- LNG Bunker Station Backbord
- Maschinenraum: Methanol Tank, Fuel Pump Unit (FPU), Tank Connection Space (TCS) und Kofferdamm
- Brennstoffzellenraum mit Anbindung von bis zu zwei Brennstoffzellensystemen

Grundlegender Aspekt des Sicherheitskonzeptes war die Bedingung, dass such sich das Methanol an Bord im gesamten System immer innerhalb einer doppelten Hülle befindet. Die verschiedenen Bereiche und die Doppelwandigkeit ist in **Abbildung 172** schematisch dargestellt.

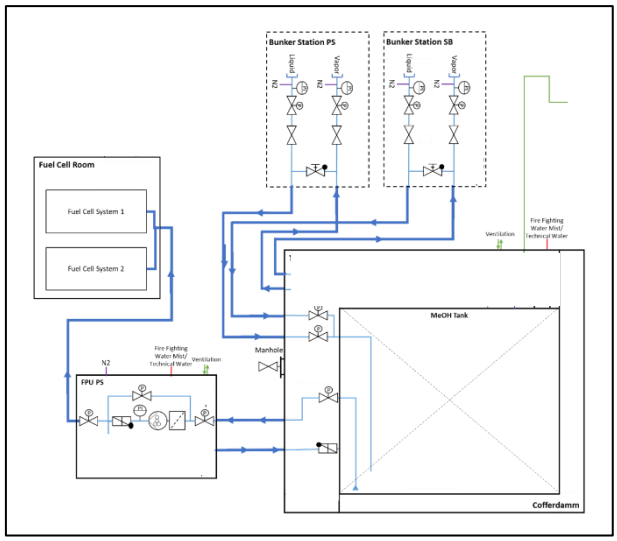


Abbildung 172: Schematische Darstellung des Methanolsystems an Bord des Versuchsträgers

Für das Bunkern von Methanol ist das Bunkern mittels LKW (Truck to Ship) vorgesehen. Dafür wurden entsprechende Bunkerstation mit der notwendigen Bunkertechnik ausgerüstet. Die LNG-Bunkerstationen werden auch zum Bunkern von Methanol verwendet. Es gibt zusätzliche Flanschanschlüsse und Rohrleitungen für die Aufnahme von Methanol und die Rückführung des verdrängten Volumens, das Methanol Dämpfe enthalten könnte, zum Landanschluss. Es ist eine steuerbord- und eine backbordseitige Bunkerstation angeordnet. Jede Bunkerstation kann den Methanoltank separat bedienen. Die Bunkertechnik umfasst ESD-Absperrventile, Spül-, Entleerungs- und Prüfanschlüsse. Es wurden Instrumente zur lokalen und Fernüberwachung und -steuerung eingebaut, die umfassende Informationen über den jeweiligen Zustand des Systems liefern. Die gesamte Bunkertechnik musste von Grund auf neu entwickelt werden, da es hierfür keine Grundlage und Erfahrungen gab. Insbesondere musste dabei auch das Bunkerkonzept und das zugehörige Sicherheitskonzept entwickelt und berücksichtigt werden. Die Bunkertechnik ist in **Abbildung 173** gezeigt.



Abbildung 173: Bunkertechnik für Methanol auf dem Versuchsträger

Von der Bunkerstation wird das Methanol in einer doppelwandigen Leitung zum Tank im Maschinenraum geführt. Zum Schutz vor Flüssigkeitsleckagen umgibt eine zweite Barriere den gesamten Tank. Alle Ventile und Anschlüsse befinden sich auf zwei Seiten des Tanks und bilden den vom Kofferdamm unabhängigen Tank Connection Space (TCS). Der TCS erstreckt sich von der Oberseite des Tanks bis zu der dem Heck des Schiffes zugewandten Seite. Der Zugang zum TCS und zum Kofferdamm erfolgt über ein Mannloch. Dies ist nur zulässig, wenn eine ausreichende Belüftung gewährleistet ist, die durch Gassensoren in den betroffenen Bereichen kontrolliert wird. Damit ist der Tank vollständig durch eine zweite Hülle umgeben und auch die Tanktechnik ist durch diese Hülle geschützt. Durch diesen Ansatz konnte auf doppelwandige Komponenten, wie Pumpen und Ventile verzichtet werden. Die Anordnung des Tanks und der angrenzenden Räume im Maschinenraum ist in **Abbildung 174** dargestellt.

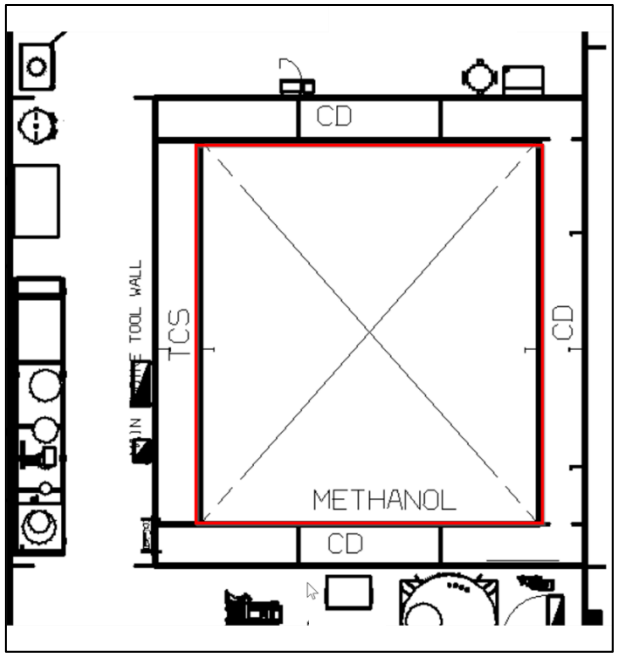


Abbildung 174: Anordnung des Methanoltanks im Maschinenraum

Um das Methanol zu den Brennstoffzellenraum zu befördern ist ein Pumpensystem erforderlich. Hierbei wurde der Ansatz gewählt, dies außerhalb vom Tank, in der sogenannten Fuel Pump Unit (FPU), zu platzieren.
Das Methanol wird über die Service-Pumpe aus dem Lagertank zur FPU gesaugt, das im Lagertank entnommene Volumen wird dabei durch Inertgas wieder aufgefüllt, um eine vollständige Inertisierung des Tanks zu jeder Zeit zu gewährleisten. Das Methanol wird kontinuierlich mit einem festgelegten Druck zum Brennstoffzellenraum gepumpt. Über ein Überströmventil wird der Methanolfluss gesteuert. Die Service-Pumpe ist dafür zuständig, die benötigte Methanolmenge bei einem bestimmten Druck zu gewährleisten. Diese ist innerhalb der Kraftstoffpumpeneinheit als sekundäre Barriere installiert, mit dem selben Ansatz der auch im TCS angewendet wurde. Die FPU ist in **Abbildung 175** gezeigt.

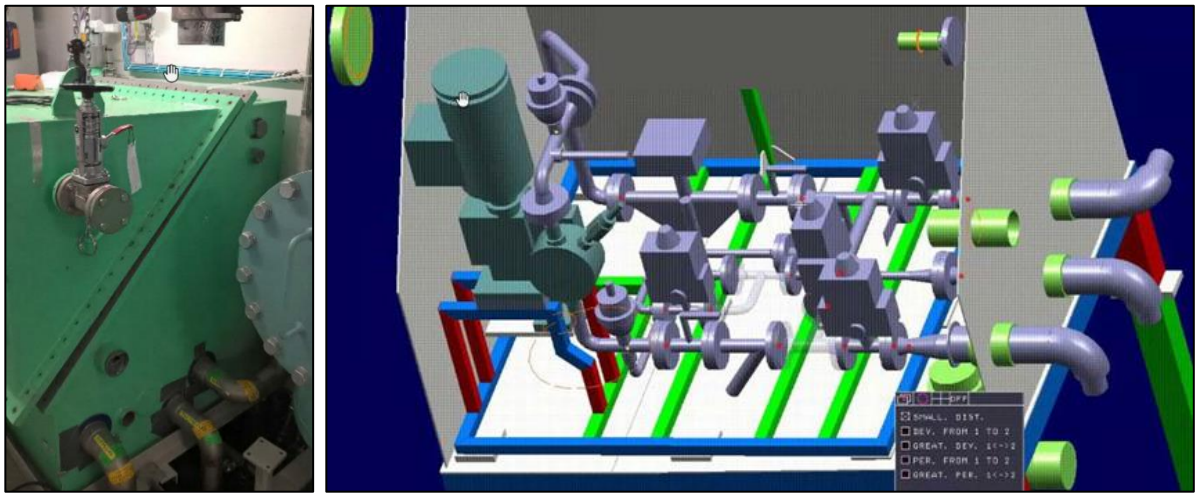


Abbildung 175: Foto und Konstruktionsbild der FPU

Die FPU ist als gasdichtes, belüftetes Gehäuse konzipiert, das nicht betreten werden kann und normalerweise nicht zugänglich ist. Der Zugang ist nur möglich, wenn die FPU vorher in einen gassicheren Zustand versetzt wird über die eigene Belüftungsanlage. Durch diesen innovativen Ansatz wurde

ein sicheres Konzept entwickelt, um Methan an Bord zu transportieren und dabei eine effiziente Lösung geschaffen, die es erlaubt auf Luftschleusen zu verzichten.
Die Box wurde einer Flüssigkeitsdichtheitsprüfung unterzogen, um sicherzustellen, dass im Falle einer Leckage keine Flüssigkeit nach außen gelangen kann. Nach IEC 60079 wurde ein wahrscheinlicher Leckagefall berechnet, der den maximal möglichen Überdruck bei der maximalen Umgebungstemperatur im Gerät angibt.
Darüber hinaus befinden sich folgende Komponenten innerhalb der FPU:

- Service-Pumpe
- Massendurchflussmesser
- Automatikventile
- Gas-Sensortechnik
- Überwachungs- und Regelungstechnik
- Rücklaufleitung mit Druckbegrenzungsventil
- Filter

Von der FPU wird das Methanol zum Brennstoffzellenraum gepumpt. Auch hierbei wir konsequent das Prinzip der Doppelwandigkeit berücksichtigt. In einigen Bereichen wurden darüber hinaus eine dritte Barriere um die Methanolleitung installiert. Im Brennstoffzellenraum wurden eigens entwickelte Anschlüsse für zwei Brennstoffzellensysteme entwickelt, die dort parallel betrieben werden können. Das Raumlayout ist in **Abbildung 176** dargestellt.

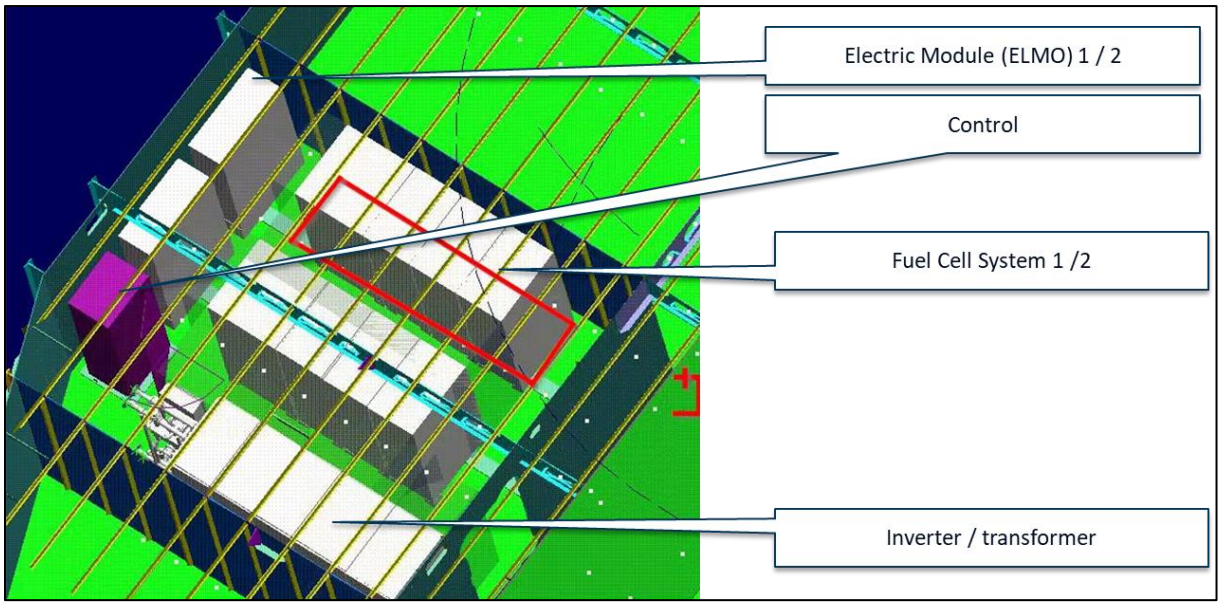


Abbildung 176: Raumlayout des Brennstoffzellenraumes

Stickstoff- und Inertgassysteme

Als Inertgas wird Stickstoff eingesetzt, ein geruchloses, farbloses und unter normalen Bedingungen geschmackloses Gas, das in der Luft einen Gehalt von 78 Volumenprozent hat. Unter normalen Bedingungen ist es sehr unreaktiv. Dieses Gas mit einem geringen Sauerstoffgehalt wird in verschiedenen Bereichen verwendet, in denen Methanol auftritt oder auftreten könnte, um zu verhindern, dass die Atmosphäre in die zündfähige Atmosphäre übergeht, indem es den Sauerstoff in der Luft verdrängt.
Der Stickstoff wird an Bord erzeugt und in einem Druckbehälter gespeichert, der für die Methanol-Kraftstoffleitung und den Methanol-Tank vorgesehen ist. Dieser Druckbehälter befindet sich ebenfalls im Maschinenraum. Alle methanolführenden Leitungen sind doppelwandig oder durch eine zweite Barriere geschützt. Die zweite Hülle bzw. die so genannten Ringräume werden mit Stickstoff unter Druck gesetzt und können somit auf Dichtigkeit überwacht werden.
Auch der freie Raum im Lagertank für Methanol wird mit Inertgas gefüllt. Sobald Methanol für die Brennstoffzelle aus dem Tank entnommen wird, wird Inertgas zugeführt. Somit wird jederzeit sichergestellt, dass sich keine Atmosphäre durch Methanol und Sauerstoff bilden kann.
Die Brennstoffzellensysteme werden mit einer separaten Inertgasanlage versorgt, um Spülprozeduren in den Brennstoffzellensystemen durchzuführen. Dafür musste im LNG-Inertgassystem ein spezieller Kompressor und Membran, sowie ein Druckbehälter für die Erzeugung und Speicherung des hoch reinen Stickstoffs vorgesehen werden.



Abbildung 177: Stickstoffsysteme auf dem Versuchsträger

Belüftungs- und Ventilationssysteme

Sowohl für die Ventilation verschiedener Bereich und Räume in denen sich Methanol befindet oder geführt wird, wie auch für die Prozesse der Brennstoffzellentechnologie sind komplexe Belüftungs- und Ventilationssysteme erforderlich. Der Brennstoffzellenraum wird mit einem unabhängigen Zu- und Abluftsystem belüftet, wie in **Abbildung 178** gezeigt.. Die beiden Ventilatoren befinden sich in einem separaten Lüfterraum und bilden die Schnittstelle zur Ansaugung auf den oberen Decksbereich. Ebenso befinden sich hier die redundanten Ventilatoren für die Zu- und Abluft der Brennstoffzellen. Für den TCS, den Kofferdamm, den Methanollagertank und die FPU ist eine eigenständige Lüftungsanlage vorgesehen. Ein entsprechender Zuluftventilator und ein redundantes Abluftsystem befinden sich im Maschinenraum.

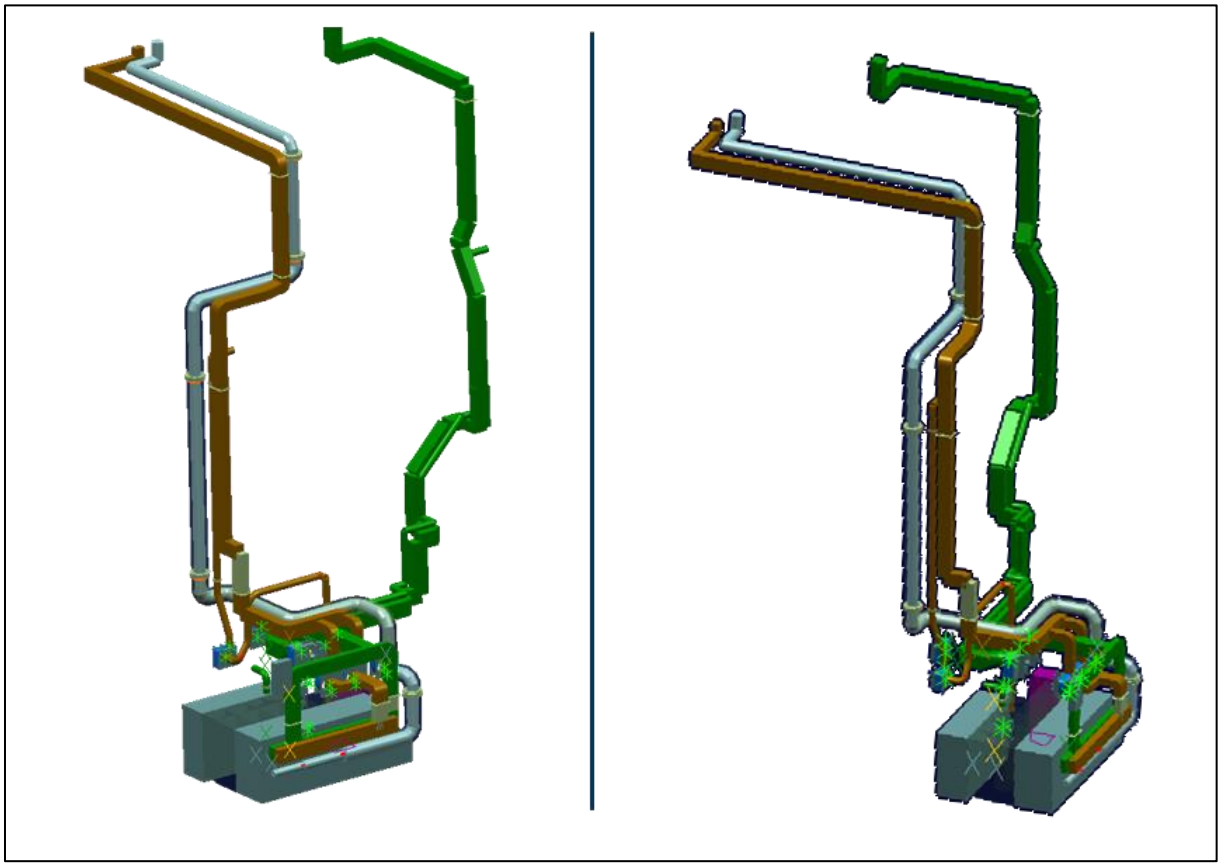


Abbildung 178: Konstruktionsgrafik des Belüftungssystems des Brennstoffzellenraumes

Steuerungs- und Automationssysteme

Das Steuerungssystem des Brennstoffzellensystems ist unabhängig vom IAMCS, dem Schiffsautomationssystem, aber über eine serielle Leitung und festverdrahtete Verbindungen miteinander verbunden. Das Brennstoffzellen-Steuerungssystem steuert und überwacht alle für den Betrieb des Brennstoffzellensystems relevanten Geräte und schließt dabei die Steuerungssysteme für zum Beispiel das Ventilations- und Stickstoffsystem mit ein.
Darüber hinaus ist die Brennstoffzelleneinheit mit einer Steuerungsfunktionalität für den Betrieb der Brennstoffzellensysteme selbst ausgestattet. Die Brennstoffzellensteuerung übernimmt die Übergabe des Brennstoffs an das Brennstoffzellensystem, die Steuerung und Überwachung des Brennstoffzellenbelüftungssystems sowie die Überwachung der Stickstoff- und Sicherheitssensoren.



Abbildung 179: Steuer- und Überwachungsmodul des Ship Shore Link Systems zur Bunkerüberwachung

Darüber hinaus wurde ein Ship-Shore-Link System für das Bunkern entwickelt., da es bisher keinen Standard gibt für das Bunkern von Methanol. Das Ship-Shore-Link-System dient dazu, den Flüssigkeitstransfer im Notfall zu stoppen und das Bunkersystem in einen sicheren, statischen Zustand zu versetzen. Durch diese Installation ist die Verbindung mit dem Bunkerschiff oder –LKW sichergestellt, so dass eine aktivierte Abschaltung an Bord des Schiffes auch die Pumpe(n) des liefernden Schiffes/LKWs stoppt. Die Abschaltung kann im Falle einer anormalen Situation von beiden Seiten aktiviert werden. Dies kann z. B. bei hohem Bunkerdruck, hohem Tankfüllstand, Gasdetektion, Leckageerkennung oder manuell aktivierter Abschaltung sein. Das SSL-System besteht aus einem Hauptschaltschrank und zwei Bunkerstationsanschlusskästen (einer an jeder LNG-Bunkerstation). Das spezielle Verbindungskabel wird an die beiden Anschlusskästen und weiter an das Bunkerschiff bzw. den LKW angeschlossen. Das Steuer- und Überwachungsmodul des SSL ist in **Abbildung 179** gezeigt.

Gasdetektionssysteme und –sensortechnik

Im Zuge des Sicherheitskonzeptes wurde zur Gasüberwachung, von Methanol und Stickstoff umfangreiche Sensortechnik und Überwachungssysteme in den entsprechenden Bereichen vorgesehen. Das Ziel des Gaserkennungssystems ist es, Leckagen zu erkennen, bevor sich ein explosives Gas-Luft-Gemisch entwickeln kann. Die Gaserkennungssensoren sind mit dem Automatisierungssystem der Brennstoffzellenanlage verbunden. Von dort aus werden je nach Signaleingang Alarme, Abschaltungen usw. ausgelöst. Darüber hinaus sind einige Bereiche auch Sauerstoffsensortechnik ausgestattet.

Kühlwasser und Wärmerückgewinnungssysteme

Eine wesentliche Schnittstelle des Brennstoffzellensystems an Bord sind die Kühlsysteme für die thermische Integration und der Prozesskühlung. Für das Brennstoffzellensystem sind zwei verschiedene

Kühlwassersysteme mit unterschiedlichen Temperaturniveaus vorgesehen. Das eine ist das Kühlwassersystem mit niedriger Wassertemperatur, das andere ist das Heizwassersystem mit höherem Temperaturniveau.
Der Kühlkreislauf, der für verschiedenen Anwendungen an Bord verwendet wird, wird auch an das Brennstoffzellensystem angebunden und dient zur Kühlung der elektrischen Komponenten der Brennstoffzelle, des Brennerkondensators der Brennstoffzelle und des Wechselrichters.
Um auch die thermische Energie zu nutzen, mit dem Ziel einer hohen Gesamteffizienz, wird das Heizwassersystem für die Kühlung der Brennstoffzellenstapel integriert. Das Heizungswasser wird aus dem Rücklauf der Heizungsverbraucher oberhalb der Brennstoffzellenräume entnommen. Dafür mussten auch in diesen Bereichen Anpassungen an der Ventiltechnik und –Steuerung erfolgen, aufgrund der komplexen Vernetzung der Kühlsysteme an Bord.

Feuerschutz-, -detektions- und –löschsysteme

Die gesamte Brennstoffzellenanlage wurde entsprechend des entwickelten Sicherheitskonzeptes in allen Bereichen mit Maßnahmen für einen Brandfall ausgestattet. Dies sind zum einen strukturelle Feuerschutzmaßnahmen, wie Isolierung und die bauliche Ausführung der Räume und Bereiche. Darüber hinaus wurden die Bereiche mit Feuerdetektionsmaßnahmen ausgestattet, die an das zentrale Schiffsystem angeschlossen werden. Im unwahrscheinlichen Fall eines Feuers in den Bereichen wurden spezielle Löschsysteme eingeplant, zusätzlich zu den üblichen Feuerlöschsystemen an Bord.

Elektrische Integration

Neben den mechanischen Systemen musste auch die elektrische Integration in das Schiff der Brennstoffzellensysteme entwickelt werden. Hierbei musste die DC Spannung die von den Brennstoffzellen über Transformer und Inverter auf die entsprechende Spannungsebene für die Einspeisung in das elektrische Netz gebracht werden. Dafür musste eine umfangreiche Anlage in den Brennstoffzellenraum integriert werden. Darüber hinaus musste auch die elektrische Versorgung der Brennstoffzellensysteme entwickelt werden, die für den Start des Systems erforderlich ist. Dies wird über einen separaten DCDC Konverter erreicht.
Darüber hinaus wurden Steuerschränke und Sicherheitssteuerungen in mehreren Bereichen des Schiffes entwickelt und installiert.

Weitere Systeme

Darüber hinaus wurden weitere Systeme an Bord entwickelt für den Betrieb der Brennstoffzellenanlage, wie zum Beispiel das Bilge System, technische Wassersysteme und Kondensatsysteme.

7.7.3.3. Bau und Implementierung der Testanlage

Die Umsetzung und Realisierung der geplanten Testanlage fand in mehreren Schritten statt. Da grundsätzliche strukturelle Änderungen durchgeführt werden mussten, wie der Aufbau von Tanks und Räumlichkeiten, wurde das Schiff auf dem die Testanlage installiert werden soll so ausgewählt, dass diese Arbeiten bereits im Bauprozess auf der Werft durchgeführt werden konnten. In **Abbildung 180** ist das Schiff im Bau dargestellt. Dies geschah bereits zu Projektbeginn. So konnten aufgrund des Entwicklungsprozesses der Testanlage nur grundlegende Arbeiten durchgeführt werden und entsprechende Schnittstellen offengelassen, um die Anlage nach Abschluss der Entwicklungen nachzurüsten. Dies erfolgte einige Jahre nach der ersten Vorausrüstung und anschließender Übergabe des Schiffes an die Reederei. So wurde die Nachrüstung der Anlage während des Betriebes des Schiffes nachgerüstet bzw. Endausgerüstet.

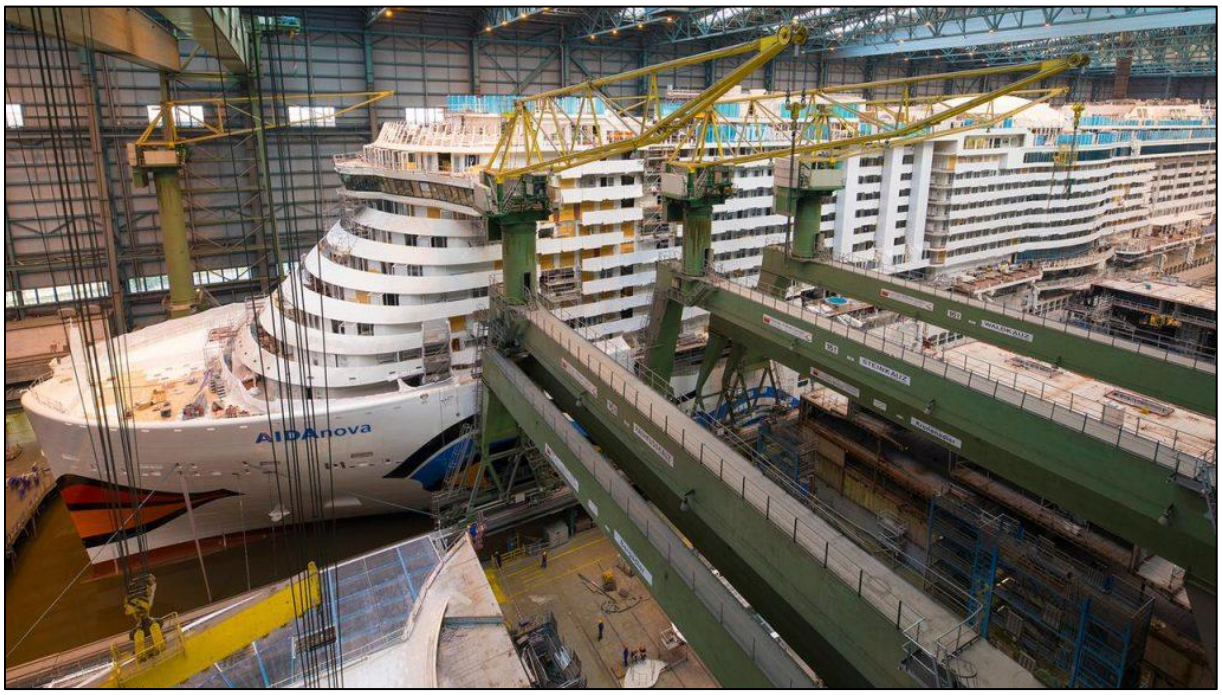


Abbildung 180: Kreuzfahrtschiff mit Testinstallation im Bau bei der MEYER WERFT in Papenburg

Dies schaffte besondere Herausforderungen, zum einen in der Vorausrüstung, da die schiffbauliche Struktur so vorbereitet werden musste, dass auf die Entscheidungen sowohl seitens der Entwicklung, als auch durch regulatorische Anforderungen reagiert werden kann. Darüber hinaus standen zum Zeitpunkt der Vorausrüstung auch noch nicht die Rahmenbedingungen des Brennstoffzellensystems fest.
Weitere Herausforderungen entstanden in der Nachrüstung und Fertigstellung der Anlage einige Jahre später. Zum einen bedingt durch die nachträgliche Installation musste das gesamte Material über den See- oder Luftweg zum Schiff gesendet werden, zum anderen konnte der Einbau nur unter Berücksichtigung des operativen Betriebes und entsprechender Einschränkungen geschehen. Nur durch die gute Unterstützung und enge Zusammenarbeit mit der Reederei und der Crew des Schiffes konnte so die Umfangreichen Arbeiten durchgeführt werden.

Auswirkungen durch die Corona Pandemie

Eine weitere Herausforderung die das Projekt und insbesondere die Nachrüstung der Testinstallation an Bord beeinträchtigt hat, waren die Auswirkungen und Einschränkungen der Corona Pandemie. Aufgrund der weltweiten Lockdowns und Reiseeinschränkungen bzw. –verbote wurden keine Reisen auf allen Kreuzfahrtschiffe, wie auch das Schiff für die Versuchsanlage, mehr durchgeführt. Die Schiffe lagen auf Reede und wurden mit einer kleinen Besatzung in Betrieb gehalten. Wie auch die Reiseeinschränkungen war auch dieser Zustand nur für wenige Wochen absehbar und planbar, wodurch auch die nachträgliche Installation nur in kleinen Schritten und für die nächsten Wochen geplant werden konnte. Immer wieder musste die Aussetzung der Reisen verlängert werden. Dennoch entschieden sich die Partner innerhalb dieser Zeit die Installation fertig zu stellen und nicht auf ein Ende der Maßnahmen zu warten. So erfolgte die Fertigstellung in mehreren einzelnen Stufen über einen Zeitraum von über einem Jahr. Der lange Zeitraum war erforderlich, da nur durch einen frühzeitigen Beginn der bereits durchführbaren Arbeiten genug Zeit blieb, um auf ungeplante Ereignisse zu reagieren. Insbesondere auch durch die langen Lieferzeiten durch die Auswirkungen der Corona Pandemie



Abbildung 181: AIDAnova auf Reede im Mittelmeer

Aufbau der Räumlichkeiten

Bereits im Bau des Schiffes wurde auf den oberen Decks zum einen ein Raum für die spätere Platzierung der Brennstoffzellensysteme, wie in **Abbildung 182** dargestellt, sowie darüber ein Raum für die Belüftungssysteme geschaffen. Dabei musste bereits im Bau die regulatorische Anforderung an solche Räumlichkeiten berücksichtigt werden, wie die Feuerfestigkeit uns Isolierung. Darüber hinaus wurden in den umliegenden und darunterliegenden Räumen entsprechende Stahlstrukturen eingebracht um später die Systeme aufzunehmen.



Abbildung 182: Brennstoffzellenraum im Bauprozess

Im weiteren Bauprozess wurden auch die elektrischen Komponenten, wie die Transformer- und Inverteranlage in den Raum eingebracht, da diese zu groß und schwer gewesen wären, um diese später nachzurüsten. Die Schalttafel ist in **Abbildung 183** in dem Vorausgerüsteten Raum gezeigt. Die Räume wurden weiter ausgestattet und erste Ventilations- und Rohrleitungssysteme eingebracht. Aufgrund der Anforderungen an den Brennstoffzellenraum, wurde im Bauprozess auch ein Dichtigkeitstest durchgeführt, dabei wurde der Raum komplett verschlossen und mittels Druck die Dichtigkeit festgestellt.



Abbildung 183: Elektronische Schalttafel im Brennstoffzellenraum

Da in der Phase der Vorausrüstung die Steuerung der Brennstoffzellenanalage erst noch entwickelt werden musste, wurde im Raum nur ein Leerschrank platziert der erst in der Endausrüstung mit den Bauteilen bestückt wurde, wie in **Abbildung 184** und **Abbildung 185** zu sehen. Auch die Verkabelung wurde bereits zu einem frühen Zeitpunkt in so weit wie möglich eingebracht, um die Aufwände in der Nachrüstung zu reduzieren.





Abbildung 184: Steuerschrank im Aufbau
Abbildung 185: Steuerschrank in der Endausrüstung

Im weiteren Verlauf der Endausrüstung wurden die Aufnahmepunkte, als Teil der speziell für die Testinstallation entwickelten Fundamente, für die Brennstoffzellensysteme erstellt. Diese schiffbaulichen Arbeiten, die auch die Stahlbearbeitung erforderten, konnten erst in der Phase der Endausrüstung erfolgen. Dafür mussten mehrere Stahlplatten auf dem Boden ausgerichtet und aufgeschweißt werden. Aufgrund der bereits ausgestatteten Bereiche um den Raum herum, mussten für diese Arbeiten spezielle Sicherheitsanforderungen erfüllt werden.





Abbildung 186: Vorbereitung der Fundamentierung
Abbildung 187: Schweißarbeiten an der Fundamentierung der Brennstoffzellensysteme

Anschließend wurde der Raum Endausgerüstet mit allen elektrischen Komponenten, Sicherheitseinrichtungen, Raumkühlsystemen und die Rohr- bzw. Ventilationsleitungen aller Systeme eingebracht.

Fertigstellung des Lüftungssystems

Nur im Bauprozess konnten die großen Lüftungskanäle für die Belüftung und Betrieb der Brennstoffzellensysteme eingebracht werden, die vom Lüftungsraum bis zum obersten Deck geführt werden. Auch die Lüftungsanlage, bestehend unter anderem aus Ventilatoren, Steuerung, Klappen und elektrischen Anschlüssen, wurden im Bauprozess vorbereitet. Die Fertigstellung der Anlage, wie die Montage der Luftein- und Luftauslässe, wurde später während der Endausrüstung durchgeführt. Diese beinhalten auch die Filtersysteme, um die Luftqualität sicherzustellen.





Abbildung 188: Aufbau der Lüftungsauslässe
Abbildung 189: Vorbereitung der Arbeiten am Lüftungssystem

Herstellung der Methanolleitung

Die grundlegende Sicherheitsphilosophie des Methanolsystems and Bord, beinhaltet die Doppelwandigkeit des Systems. Zu jeder Zeit ist das Methanol in einer überwachten doppelten Hülle, oder in einer doppelwandigen Leitung. Dieses Leitungssystem konnte nur im Bauprozess hergestellt werden, da die mehr als 100m Leitung geschweißt und anschließend vollständig durch die Qualitätssicherung geprüft werden müssen, wie in **Abbildung 191** zu sehen.



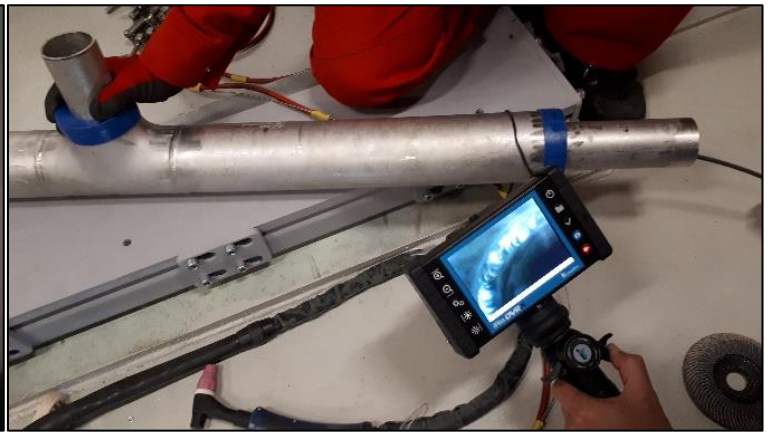


Abbildung 190: Herstellung der dreiwandingen Methanolleitung
Abbildung 191: Schweißnahtprüfung der Methanolleitung

Die Leitung zieht sich dabei durch verschiedene Bereiche an Bord, von der Bunkerstation bis zum Tank und von dort bis zum Brennstoffzellensystem, wie in Kapitel 7.7.3.2 erläutert. In einigen Bereichen wurde zudem eine weitere Barriere als Schutz geschaffen, in Form einer dritten Hülle, wie in **Abbildung** 190 zu erkennen. Diese Art der Leitung ist sehr aufwendig in Bezug auf Zeit und Kosten, aber auch aufgrund der notwendigen Rahmenbedingungen, die eine solche Herstellung überhaupt erlauben. Für diese Testinstallation konnte keine flexible doppelte Rohrleitung wie bei der Installation des Demonstrators auf MS Mariella verwendet werden, siehe Kapitel 7.7.2.1.

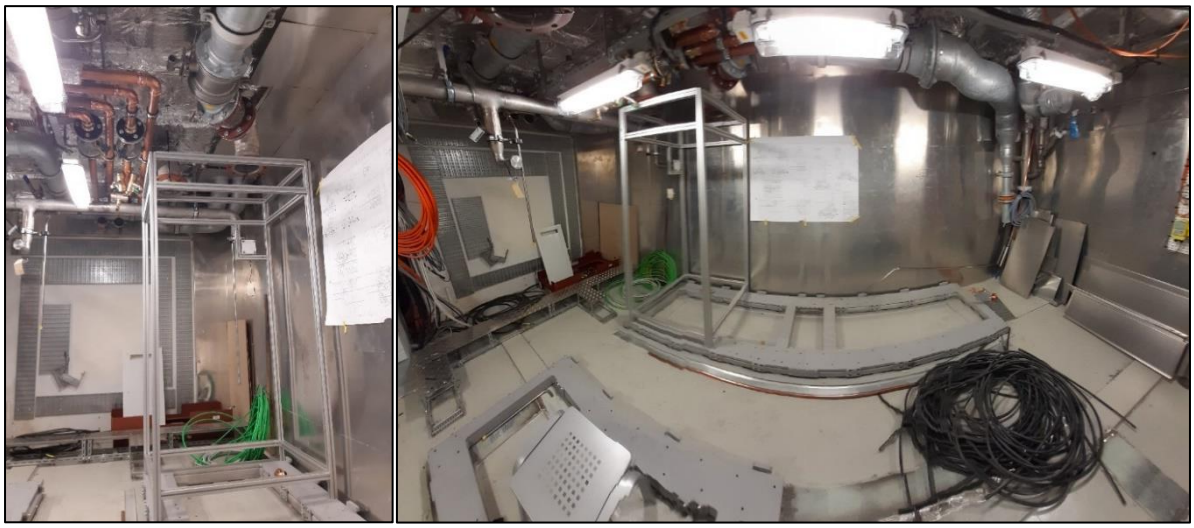


Abbildung 192: Dummy mit Methanolanschluss
Abbildung 193: Brennstoffzellendummy im Raum

Da die Schnittstelle zum Brennstoffzellensystem im Bauprozess noch nicht definiert werden konnte, wurden einige Meter im Brennstoffzellenraum in der späteren Endausrüstungsphase hergestellt werden. Da es sich hierbei um ein starres Leitungssystem handelt, musste millimetergenau das Leitungssystem positioniert werden. Dafür wurde ein Dummy angefertigt, der die Position des Anschlusses an die Brennstoffzellensysteme auf dem Fundament vorgab. Für den Anschluss an das Brennstoffzellensystem wurde im Konsortium ein eigener Anschluss entwickelt und als Frästeil hergestellt, das den Übergang der doppelwandigen Rohrleitung entsprechend der Regularien zum System, inklusive der Spülanschlüsse enthält.

Herstellung und Aufbau der FPU

Die Fuel Pump/ Preparation Unit (FPU) beinhaltet verschiedene Komponenten zur Methanolförderung für das Methanolsystem als Schnittstelle zwischen Tank und Brennstoffzellensystem, wie in Kapitel 7.7.3.2 erläutert. Dabei werden die Komponenten innerhalb eines Gehäuses angeordnet, um eine zweite Barriere im Sinne der Sicherheitsphilosophie zu schaffen. Das Gehäuse wurde im Zuge des Bauprozesses vorgefertigt und geprüft. Im weiteren Verlauf wurden auf Basis des entwickelten Systemschemas die Anlagenkomponenten dimensioniert und ausgewählt. Diese wurden in einen modularen Rahmen eingebracht der es erlaubte die Anlagenkomponenten vor der Integration in das System an Bord, vorab an Land ausgiebig zu testen. Dafür kam ein Teil der Demonstratoranlage der ersten Landinstallation zum Einsatz, wie in Kapitel 7.7.2.2 beschrieben und in **Abbildung 194** dargestellt. So konnten umfassende Tests unter Realbedingungen durchführt werden, auch unter Erprobung der realen Höhenverhältnisse und daraus resultierenden statischen Drücke unter Zuhilfenahme einer Krananlage. Auch wurden in diesem Zuge Teile der Brennstoffzellensteuerung aufgebaut und

getestet. Nach dem erfolgreichen Abschluss der Tests und Durchführung von Anpassungen wurden die Systemkomponenten im Rahmen zum Schiff geschickt und konnten dort in das Gehäuse eingebracht werden. Anschließend wurden die restlichen Komponenten montiert und die FPU fertiggestellt, wie in **Abbildung 195** gezeigt.



Abbildung 194: Teilsystemtest im Demonstrator an Land
Abbildung 195: FPU an Bord

Aufbau und Prüfung des Methanoltanks

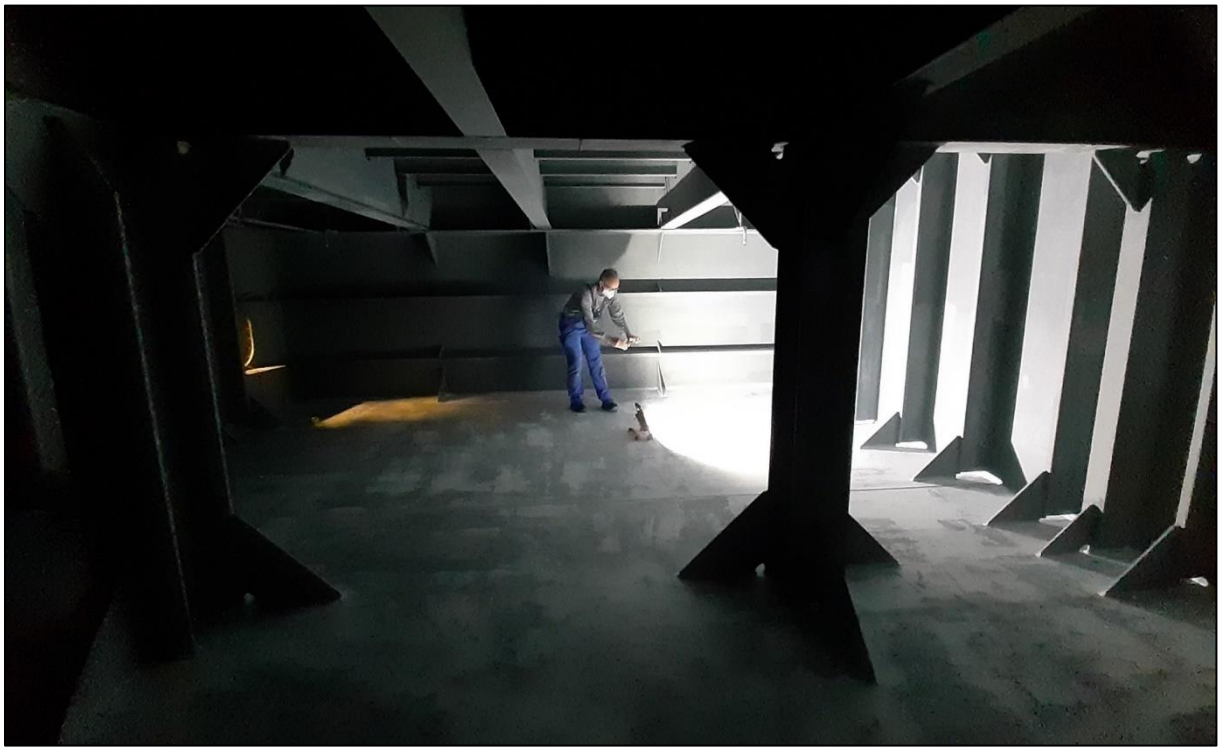


Abbildung 196: Prüfung des Methanoltanks in der Endausrüstung

Während der Bauphase wurde auch der Methanoltank eingebracht, da eine solch große Struktur bereits früh im Bauprozess berücksichtigt werden muss. Dabei ist dieser Tank vollständig doppelwandig ausgeführt, wie in Kapitel 7.7.3.2 beschrieben. Der Tank wurde durch eine spezielle Beschichtung für die Lagerung von Methanol vorbereitet. Bereits im Bauprozess wurde der Tank entsprechend der Vorgaben auf Dichtigkeit und Strukturfestigkeit getestet. Diese Tests wurden wenige Jahre später innerhalb der Endausrüstungsphase wiederholt, wie in **Abbildung 196** gezeigt. Ebenso wurde durch

eine intensive Reinigung des Tanks sichergestellt, dass Methanol nicht verunreinigt werden kann. Innerhalb der zweiten Hülle des Tanks wurden verschiedene Tankarmaturen, wie Tankmesssensoren, und Sicherheitstechnik installiert.





Abbildung 197: Arbeiten im Kofferdamm
Abbildung 198: Void Space mit Sensortechnik

Anlagen und Systeme im Maschinenraum

Neben den oben aufgeführten Systemen wurden weitere Komponenten und Subsysteme innerhalb verschiedener Bereiche eingebracht, insbesondere im Maschinenraum. Die Systembestandteile, die in der Bauphase ausgerüstet wurden, wurden in der Endausrüstungsphase komplettiert. Dies bezieht sowohl elektrische Systeme aber auch mechanische Systeme mit ein, wie zum Beispiel:

- Steuerschränke
- Sicherheitssysteme
- Stickstoffsysteme
- Pneumatik bzw. Druckluftsysteme
- Technische Wassersysteme
- Feuerlöschsystem
- Spülsysteme
- Tankentleerungssystem
- Bilgesysteme

Die verschiedenen Arbeiten sind in den Abbildung 199, Abbildung 200, Abbildung 201 und Abbildung 202 gezeigt.



Abbildung 199: Arbeiten in Maschinenraum in der Endausrüstung (1)



Abbildung 200: Arbeiten in Maschinenraum in der Endausrüstung (2)




Abbildung 201: Technisch Wassersystem
Abbildung 202: Pneumatische Ventilsteuerung

7.7.4. Vorbereitung Einbau Brennstoffzellensysteme

Da beim Bau des Schiffes das Brennstoffzellensystem und dessen Abmessungen noch nicht feststand, da dieses erst im Projekt entwickelt wurde, musste das System so ausgelegt werden, dass es nachträglich in das Schiff eingebracht werden kann. Dabei waren die Systembestandteile so dimensioniert, dass diese an einigen Stellen nur wenige Zentimeter kleiner waren als die Flure. Darüber hinaus verfügten diese über ein hohes Gewicht, was die Komplexität des Transportes weiter erhöhte. Um die Transportwege vorzubereiten und sicherzustellen, dass die Bauteile bestmöglich durch die Gänge und Flure bis zu dem Brennstoffzellenraum bewegt werden können, wurde vorab der Transport mit einem Störkantenmodell erprobt, wie in **Abbildung 203** und **Abbildung 204** zu sehen. Daraufhin konnte der Transportweg und –mittel optimiert werden.
Darüber hinaus mussten für die Zeit der Einbringung der Brennstoffzellensystemkomponenten weitreichend Einrichtungsgegenstände, Lampen und Türen zurückgebaut werden.

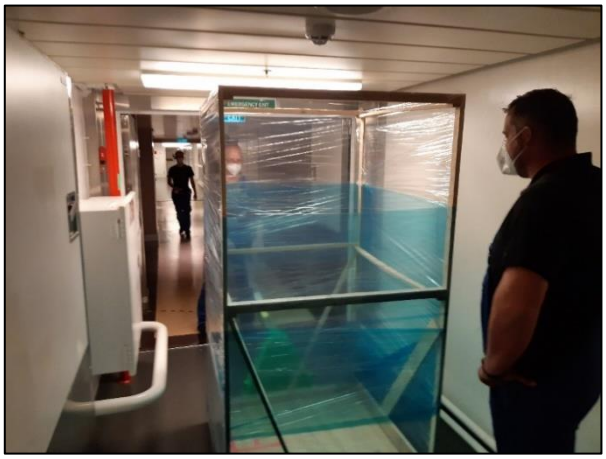



Abbildung 203: Simulation des Transportweges mit Störkantenmodell (1)
Abbildung 204: Simulation des Transportweges mit Störkantenmodell (2)

Die Einbringung und der Aufbau der Brennstoffzellensysteme durch den Partner Freudenberg ist im Detail in Kapitel 7.2.7 beschrieben.

7.7.5. Bunkern und Methanollogistik

Innerhalb des Testzeitraum konnte weder das Brennstoffzellensystem noch das Methanolsystem an Bord des Schiffes in Betrieb genommen werden. Das Methanolsystem, dessen Befüllung durch einen Landseitigen Tankwagen sowie die vorgeschaltete Genehmigungsplanung konnte jedoch innerhalb der Projektlaufzeit erfolgreich zu Abschluss gebracht werden. Diese Schritte sollen im Folgenden zusammenfassend dargestellt werden.
Mit den in Kapitel 6 genannten Partnern wurde zunächst das technische Konzept der Betankung erstellt. Hierbei unterstützte das Logistikunternehmen BunkerOne mit dem Unterauftragnehmer IAT, der landseitige Logistik für den Grundstoff Methanol in der chemischen Industrie durchführt. Bei der Erstellung des Konzeptes unterstützte das Beratungsunternehmen GMW Consultancy und der Anteilseigner der HPM die Schweitzer Proman AG, die breite Erfahrungen aus der maritimen Logistik und dem Umschlag von Methanol als besitzt. Es wurden physische und kommunikative Schnittstellen und Sicherheitseinrichtungen, wie ESD, PERC, Druckablasseinrichtungen definiert. Es wurden die Anlagen für die Gasrückführung dimensioniert und Inertisierungs- und Spülverfahren definiert. Das Resultierende Technische Konzept ist in **Abbildung 205** dargestellt.

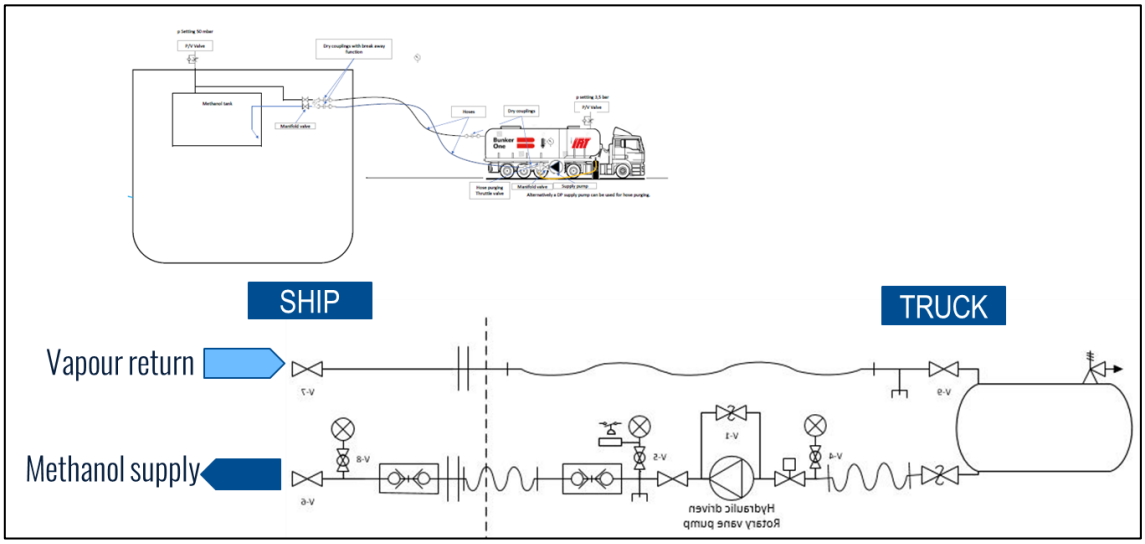


Abbildung 205: Technisches Konzept für den Methanoltransfer

Auf dieser Basis wurde eine Sicherheitsbewertung innerhalb des Designteams unter Federführung von RINA und unter Beteiligung des Hafens Kiel durchgeführt. Hier wurden Leckage- und Eskalationszenarien definiert und technische sowie operationelle Gegenmaßnahmen eruiert. Hierbei war es wesentlich eine Betankung im Schiffsbetrieb zu ermöglichen, welches eine Anwesenheit einer großen Anzahl von Passagier in der Nähe der Betankungseinrichtungen und den parallelen Betrieb von schwerem Gerät für die Versorgung des Schiffes in einem Wechselhafen berücksichtigen musste. Basierend auf diesen Randbedingungen wurde eine Risikobewertung durchgeführt und hieraus Sicherheitsprozeduren entwickelt. Diese beinhalteten Schutzeinrichtungen für beteiligte Anlagenbetreiber, Maßnahmen zur Leckagebeseitigung und Brandbekämpfung, Kommunikationswege und menschliche sowie maschinelle Schnittstellen. Das Sicherheitskonzept sah beispielsweise die Aufstellung von Absperrungen vor, die sowohl das Einwirken von externen Störfaktoren auf den Prozess wie auch die Gefährdung der Umgebung durch den Prozess minimiert. Zusätzliches Personal wurde platziert und mit geeignetem Gerät zur Erfassung potentiell brandgefährlicher Konzentrationen verdampfenden

Methanols zu erkennen und geeignete Sicherungsmaßnahmen durchzuführen. Eine Lageplan des Liegeplatz des Schiffes und die Lokalisierung sicherheitsrelevanter Prozesse parallel zur Betankung ist exemplarisch für den Hafen Kiel in **Abbildung 206** dargestellt.

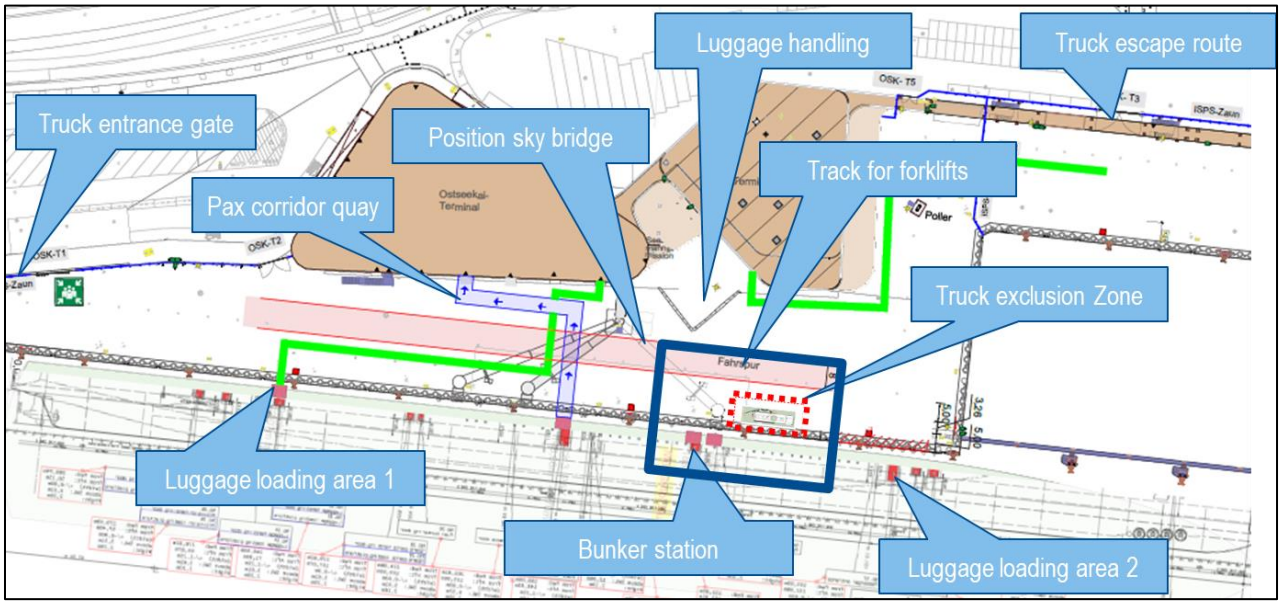


Abbildung 206: Lageplan Liegeplatz des Schiffes und Lokalisierung sicherheitsrelevanter Prozesse parallel zur Betankung

Nach der Zustimmung der Hafenbehörde zu dem vorgeschlagenen Prozess und Sicherheitskonzept wurden seitens BunkerOne alle Komponenten für die erforderliche Ertüchtigung des Tankwagens bestellt und der Tankwagen für den Einsatz vorbereitet. Um die Prozesse, Kommunikations-, Eskalations-, technischen und Sicherheitsmaßnahmen zu überprüfen, wurde ein Probelauf mit Trinkwasser durchgeführt. Hierbei wurden alle Protokolle, das Prebunker Meeting und der letztliche Transfer berücksichtigt und hierbei aufgetretene kleinere Hürden identifiziert und in einem überarbeiteten Ablaufplan eingebracht. Der Probelauf erfolgte erfolgreich und bildete die Grundlage für die Anerkennung der Prozeduren und Sicherheitsmaßnahmen aller beteiligten Institutionen (Lieferant, Schiffsbesatzung und landseitige Vertreter der Reederei, Hafenbehörde).
Impressionen des Testlaufes sind in Abbildung 207 bis Abbildung 212 dargestellt.



Abbildung 207: Bunkertruck an der Pier





Abbildung 208: Anschluss an die Bunkerstation
Abbildung 209: Wasser im Methanoltank



Abbildung 210: Start des Bunkervorgangs





Abbildung 211: Bunkeranschluss der Methanolleitung
Abbildung 212: Ende des Bunkervorgangs

7.7.6. Inbetriebnahme der Testanlage

Im Anschluss an den Aufbau der Brennstoffzelleninstallation an Bord des Schiffes wurde die einzelnen Teilsysteme, sowie das Gesamtsystem trocken in Betrieb genommen. Alle elektrischen Arbeiten wurden überprüft und die Durchführung nach den entsprechenden Regularien im Rahmen einer „First Inspection“ zusätzlich durch den TÜV Nord verifiziert. Die Systeme wurden anhand der erstellten Prüfprotokolle, sogenannten Test & Trial Protokollen, auf Funktion, Dichtigkeit und Leistung kontrolliert und dokumentiert. Das Methanolsystem wurde, wie auch das Bunkern, mit Wasser getestet und das Pumpen- bzw. Fördersystem konnte voreingestellt werden.

Widererwarten, konnte bis zum Projektende mit der zuständigen Behörde beim Flaggenstaat des Schiffes jedoch keine Einigung zur Inbetriebnahme und Test der Brennstoffzellenanlage an Bord mit Methanol gefunden werden. Daher konnte die Inbetriebnahme der Anlage bis Projektende nicht wie geplant fortgesetzt werden und in einen Testlauf überführt werden.

7.8. Arbeitspaket 7: Konzept zur Schiffsintegration

Das Arbeitspaket 7 setzt sich zum Ziel die Integration von Brennstoffzellensystemen an Bord von Passagierschiffen weiter zu entwickeln. Dabei teilt sich dieses in die beiden Entwicklungen der Konzepte für die Passagierschiffstypen Yacht und Kreuzfahrtschiff auf, die von den beiden Werften FLW und MW geleitet wurden.

7.8.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 7

Innerhalb dieses Arbeitspaketes 7 haben die beiden Werften MW und FLW auf konzeptioneller Ebene untersucht, wie sich die die Brennstoffzellentechnologie an Bord eines Passagierschiffes integrieren lässt. Dabei wurden die Erfahrungen aus den Versuchsanlagen mit eingebunden. Dabei wurden nicht nur die die Brennstoffzellensysteme, sondern insbesondere die umfangreiche Infrastruktur und die schiffbaulichen Rahmenbedingungen, sowie die internationalen Regelwerke berücksichtigt. Im spezifischen hat die FLW dabei die Integration in eine Yacht untersucht, die MW hat die Integration in ein Kreuzfahrtschiff untersucht. Die Ergebnisse lassen sich auch auf andere Schiffsgrößen skalieren bzw. auf andere Schiffstypen übertragen.

7.8.2. Integrationskonzept Yacht

Der Themenkomplex Schiffsintegration verfolgte das Ziel, ein optimales Integrationskonzept für Brennstoffzellensysteme auf Yachten zu entwickeln. Der Fokus der Betrachtung lag dabei insbesondere darauf, die gültigen Richtlinien für neuen Systeme zu beachten und alles möglichen Showstopper zu identifizieren. Wichtige Unterlagen, die dabei erstellt wurden sind z.B. der Ex-Zonen- und Trennflächenplan. Weitere Erkenntnisse wurden hinsichtlich der Anordnung von Tanks, Rohrleitungen Bunkerstation gewonnen, da bei der Nutzung von Methanol als Brennstoff mit niedrigem Flammpunkt die 2-Barrieren-Philosophie beachtet werden muss. Es wurden Integrationskonzepte für beide Brennstoffzellenvarianten ausgearbeitet und mit der Klassifikationsgesellschaft abgestimmt.

7.8.2.1. Integration Brennstoffzellensystem HT-PEM (SerEnergy)

Auf der Grundlage der in 2017 gültigen Regeln wurde die Integration einer HT-PEM Brennstoffzelle des Partners SerEnergy in ein Schiff skizziert.
Dieses Verfahren zeigt die konstruktiven Abhängigkeiten von Anordnung der Komponenten, Rohrleitungen, EX-Zonen & Sicherheitsbereichen und gilt als Vorlage für die fachliche Diskussion mit der Klassifikations-gesellschaft; Basis war eine im Jahr 2016 fertiggestellte Yacht.
Berücksichtigt war seinerzeit noch eine Anordnung auf dem Maschinenraumdeck mit Entnahme der Prozessluft aus dem BZ-Aufstellungsraum. Sowohl die Aufstellung als auch Ventilation wurden im Projektverlauf grundlegend überarbeitet und aus Sicherheitsgründen von der allgemeinen Schiffstechnik separiert.

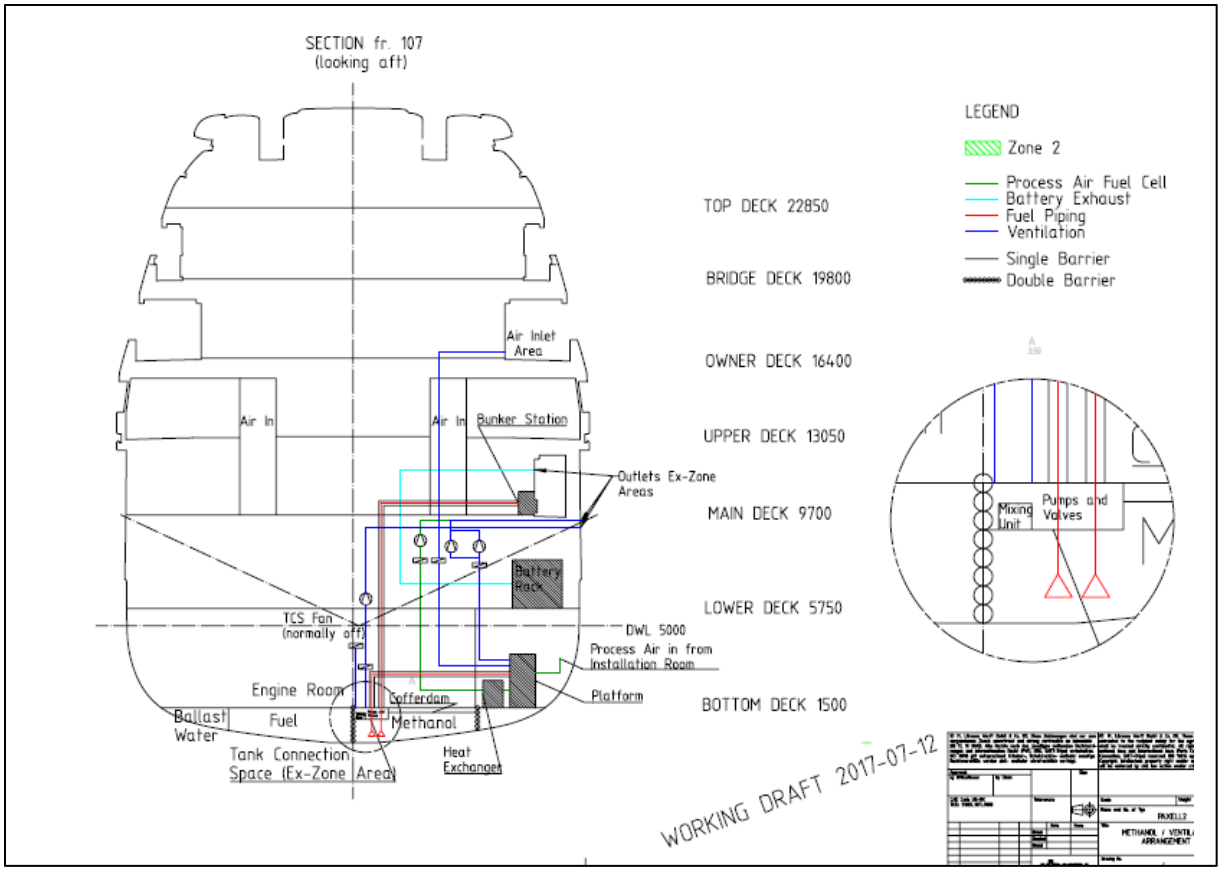


Abbildung 213: Anordnung der technischen Infrastruktur am Schiffsquerschnitt

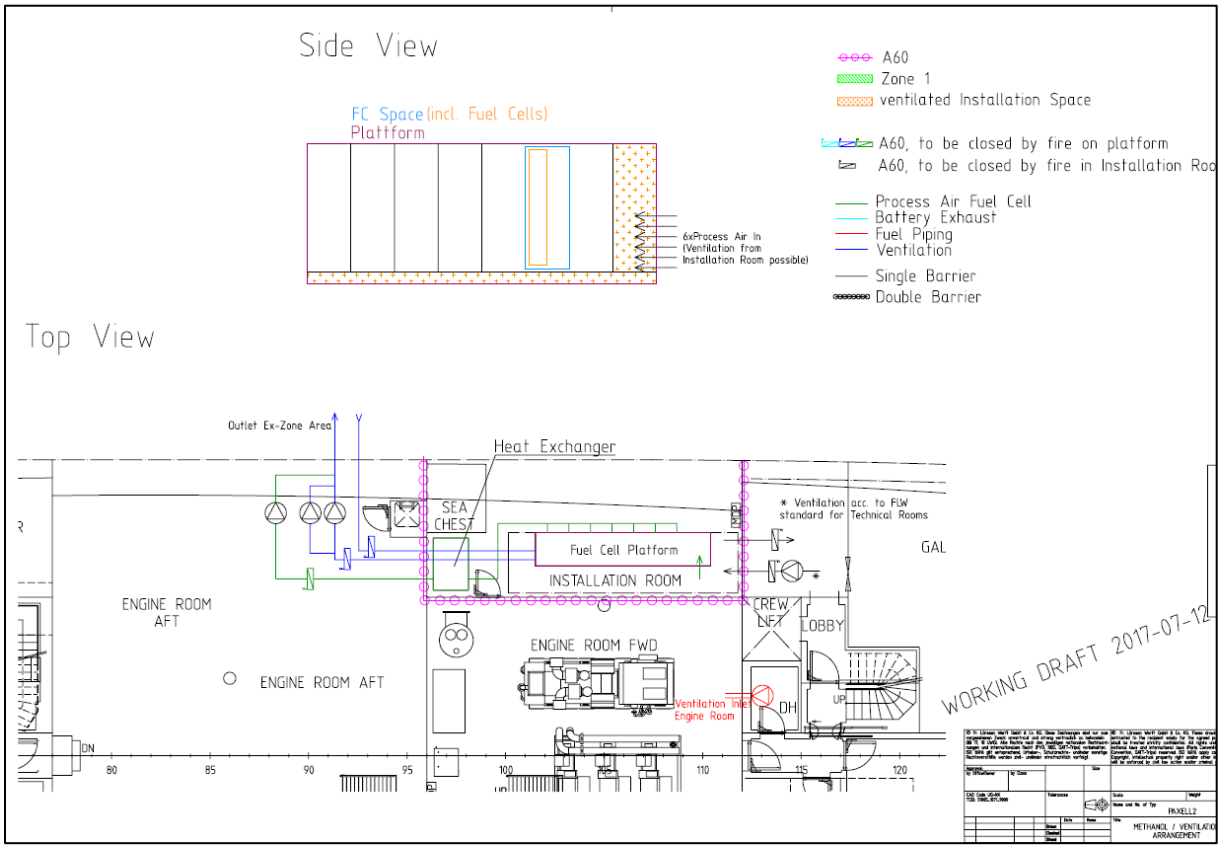


Abbildung 214: Anordnung der Systemkomponenten mit Zoneneinteilung

Vorgeschlagen wurde zu dem Zeitpunkt, „gegenüber“ dem Engine Control Room die Nebenaggregate der Brennstoffzellenanlage zu positionieren, hierzu gehören Wechselrichter und Steuerungen, die Pufferbatterien standen in einem Batterieraum. Die Brennstoffzelle selbst sollte im darunterliegenden Deck aufgestellt werden. Zeitgleich wurde die Brandschutzzeichnung angefertigt. Aus Brandschutzgründen ist im weiteren Verlauf der Methanol-Vorratstank nicht mehr unter dem Maschinenraum zu finden.

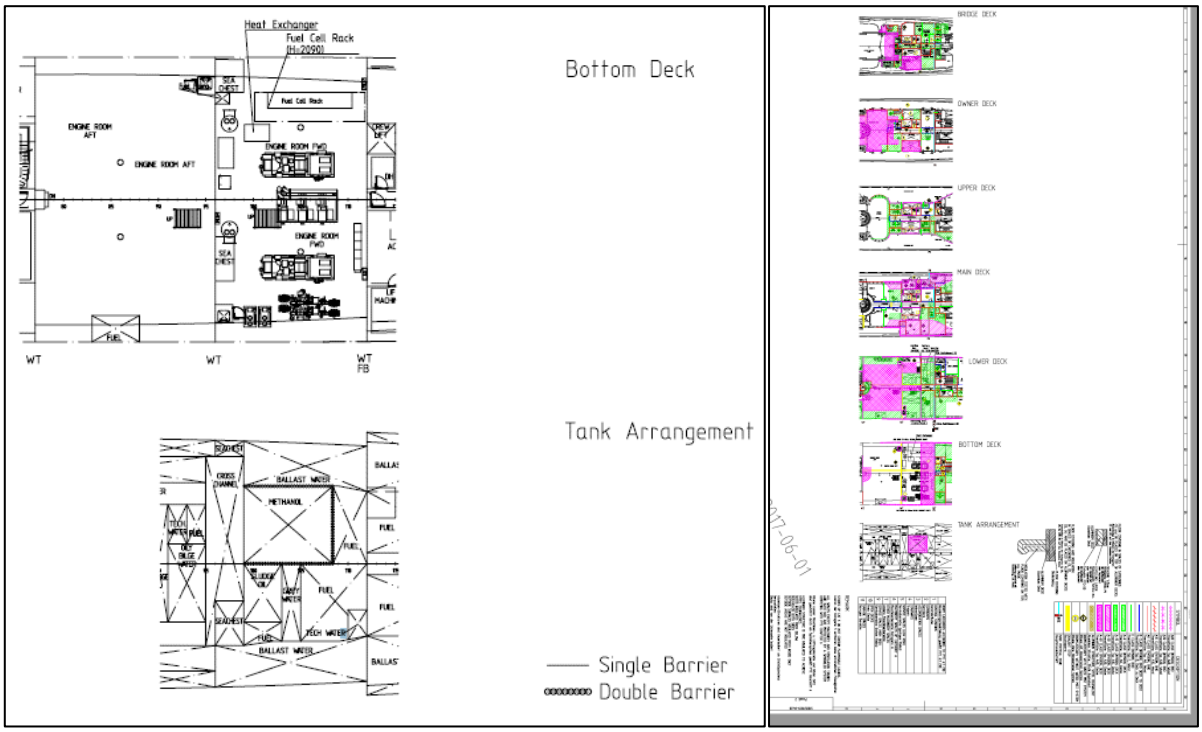


Abbildung 215: Anordnung Systembereiche
Abbildung 216: Passiver Brandschutz (Trennflächenplan)

7.8.2.2. Integration Brennstoffzellensystem NT-PEM (Freudenberg)

Für PaXell2, AP7 „Integration von Brennstoffzellen in einer Yacht“ wurde eine weitere Yacht für eine anschließende Diskussion mit der Klassifikationsgesellschaft DNV und dem Flaggenstaat CISR modifiziert.
In der Hauptsache wurde anstelle des Bordkinos und der Crewlounge Platz für die Aufstellung von Brennstoffzellenmodulen geschaffen, ein Generator (von ehemals 3x vorhandenen) ist zugunsten von insgesamt 8 Stück Brennstoffzellen-Einheiten ersatzlos gestrichen und bot letztlich Platz für Trenntransformatoren im Maschinenraum.

Generalplan

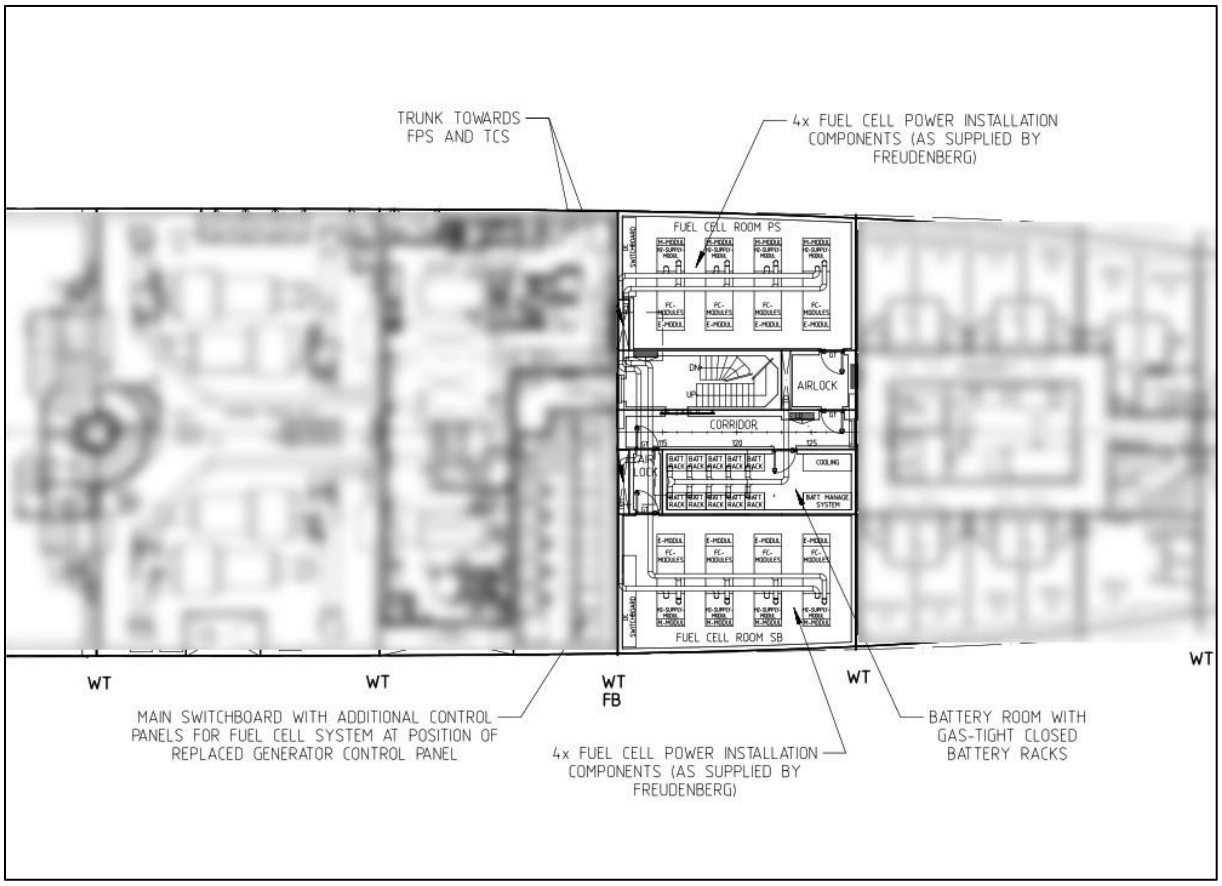


Abbildung 217: Generalplan (Ausschnitt)

- O.-deck: Eintritt Ventilation und Prozessluft Brennstoffzellen-Installation
- M.-deck: Druckausgleichsleitung FPS, TCS und Tank, Ventilation
- L.-deck: 2x 4 Stk. Brennstoffzellensysteme Backbord/Steuerbord, Akkumulatoren mittschiffs
- B.-deck : Alle Tankanschlüsse von oberhalb aus dem Tank-Anschlussraum (TCS),
- Pumpenraum (FPS) und Rohrinstallationen in einem gekapselten vertikalen Schacht.
- Tankdeck: Methanol-Vorratstanks (2x je ca. 60m3) mit umlaufendem Kofferdamm

Trennflächenplan

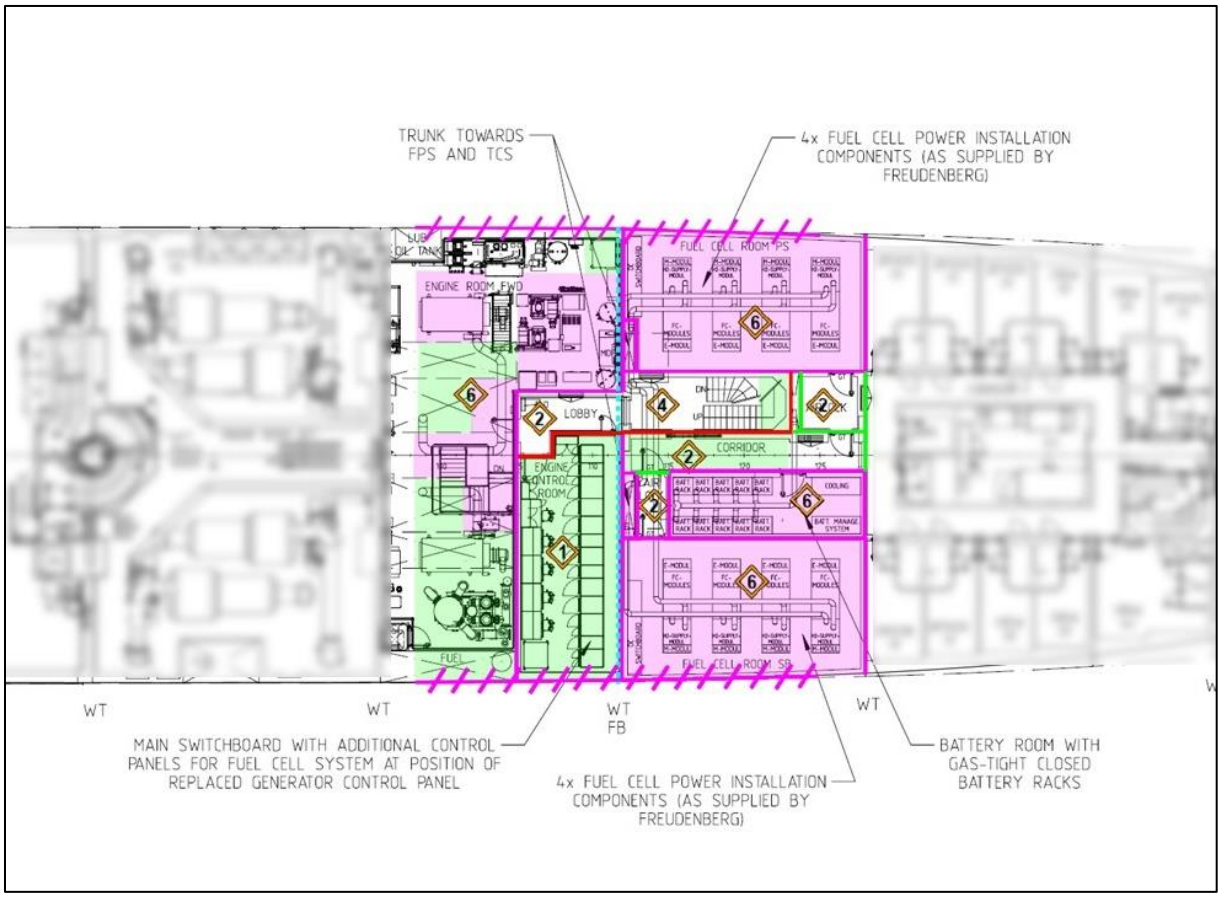


Abbildung 218: Trennflächenplan (Ausschnitt)

Konform zu den geltenden Anforderungen sind die Räume für die Installation der Brennstoffzellen mit einem Brandschutz der Klasse A60 versehen. Auf die Trennung zum Maschinenraum der Kategorie „A“ ist ebenfalls geachtet worden.

EX-Zonenplan

Als Besonderheit sei zu vermerken, dass bei der Verwendung der Brennstoffzellentechnologie des Partners Freudenberg nachweislich durch eine IEC-Kalkulation der Bereich um den Eintritt der Ventilations- und Prozessluft auf dem offenen Deck keinen Einschränkungen in Form von EX-Schutzzonen unterliegt. Auf dem Hauptdeck jedoch ist um den Austrittsbereich der Ventilationsluft in Verbindung mit der Tankentlüftung eine EX-Schutzzone von insgesamt 4,5m Radius vorzusehen (3m Radius EX-Zone 1, 1½m EX-Zone 2).
Im Unteren Deck sind die Räume für die Aufstellung der Brennstoffzellensysteme und der Batterieraum gesondert zu betrachten.
Die Vorratstanks für die Lagerung von Methanol und die dazu gehörenden Anschlussbereiche sind im Regelfall hermetisch geschlossen und inertisiert. Der atmosphärische Druckausgleich für die Bereiche Tankanschluss (TCS), Pumpenraum (FPS) und Leerzelle (void) um den Tank führt zum Hauptdeck.

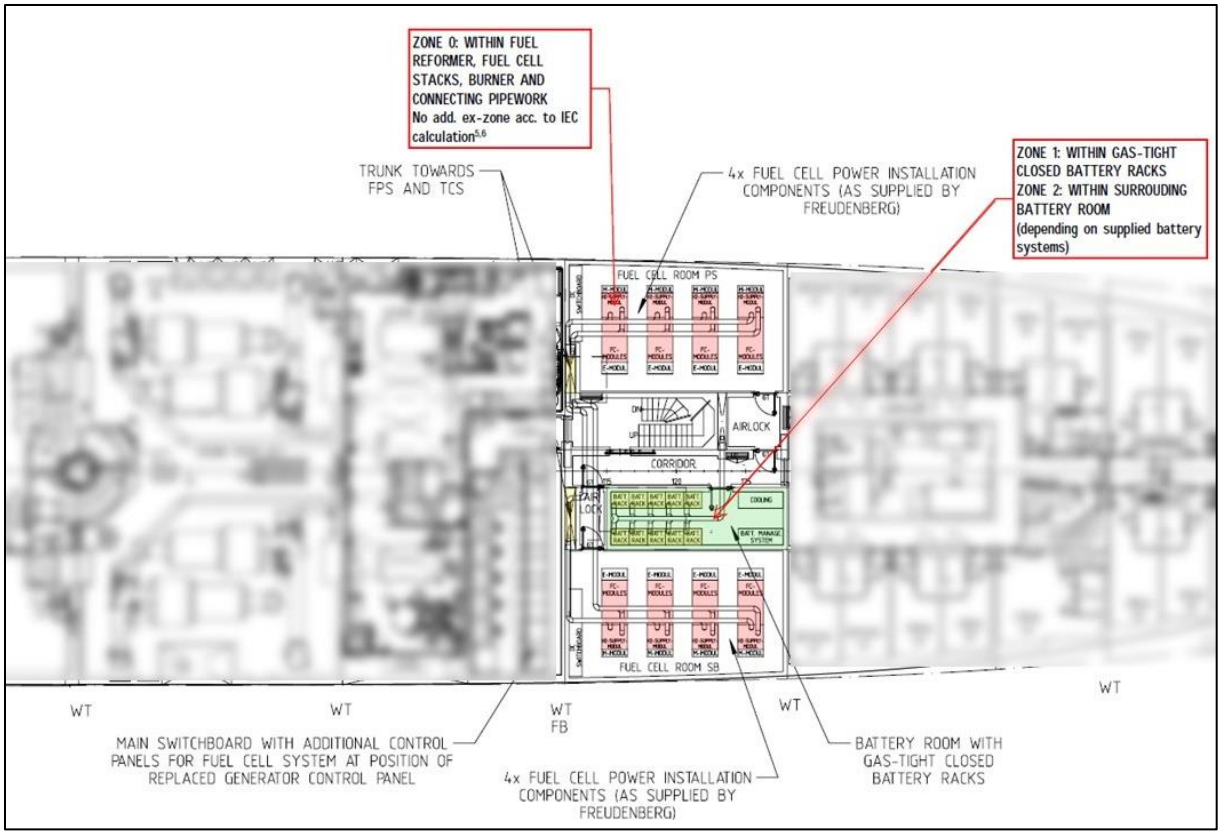


Abbildung 219 EX-Zonenplan (Ausschnitt)

7.8.3. Integrationskonzept Kreuzfahrtschiff

Auf Basis der Demonstratoren und Testinstallationen aus dem Projekt Pa-X-ell und Pa-X-ell2 wurde innerhalb dieses Arbeitspaketes 7 ein Konzept für die Schiffsintegration der Brennstoffzellentechnologie an Bord von Yachten, sowie von Kreuzfahrtschiffen untersucht und weiterentwickelt. Dabei wurden auf Basis der Erfahrungen die technologischen Herausforderungen, operative Aspekte, sowie wirtschaftliche Gesichtspunkt analysiert und bewertet. Dies erfolgte immer unter der Berücksichtigung der internationalen Vorschriften und Regularien, die den Schwerpunkt der Untersuchungen darstellten, da diese die Integrationskonzepte maßgeblich definieren.
Diese Rahmenbedingungen bildeten die Grundlage für die Entwicklung neuer Technologien und Methoden und wurden in einem gesamtheitlichen optimierten schiffbaulichen Integrationsentwurf vereint.

7.8.3.1. Regulatorische Anforderungen

Innerhalb der Untersuchungen und der Entwicklungen zur Integration auf einem Kreuzfahrtschiff wurden das Anlagenkonzept mit allen Komponenten und Systemen, die direkt und indirekt notwendig sind für ein Energiesystem auf Basis der Brennstoffzellentechnologie. Dieser generische Entwurf ist unabhängig von der Schiffsgröße und zeigt die Zusammenhänge der einzelnen Komponenten auf, wie in **Abbildung 220** dargestellt. Maßgeblich für den Entwurf waren dabei die aktuell gültigen Vorschriften, insbesondere der Interim Guidelines für Methanol und Brennstoffzellen, aber auch der SOLAS. Daher sind in dem Entwurf auch die notwendigen Sicherheitszonen, zum Beispiel am Ventilationsauslass, mit aufgeführt. Aufgrund des leisen und vibrationsarmen Betriebs von Brennstoffzellensystemen können diese hinsichtlich eines dezentralen Einsatzes überall auf dem Schiff positioniert werden, im Konzept sind diese im Maschinenraum dargestellt.

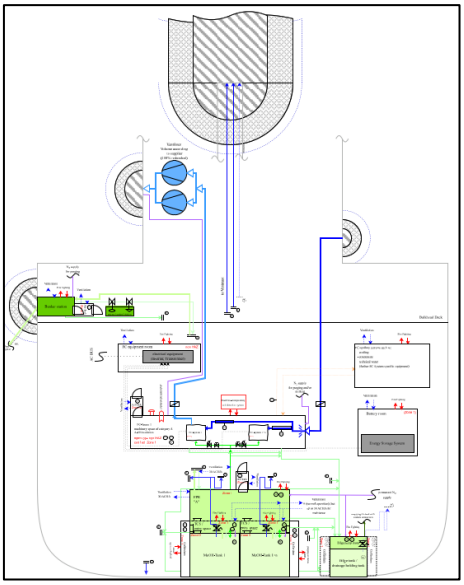


Abbildung 220: Brennstoffzellenanlage mit regulatorischen Anforderungen

7.8.3.2. Technologische Optimierungspotentiale

Durch die Umsetzung der Testinstallationen und der Demonstratoren konnten weitreichende Erfahrungen gesammelt werden, die in die Konzeptentwicklung mit einflossen. Dabei wurden teilweise bereits innerhalb der Testinstallationen technische Optimierungen eingebracht. Andere Optimierungen

sind aus Sicht der Regelwerke in der Form nicht beschrieben, auch wenn mindestens das selbe Sicherheitsniveau erreicht wird. Einige dieser schiffbaulichen sowie maschinenbaulichen Maßnahmen und Lösungen sind im Folgenden Beispielhaft dargestellt und veranschaulichen das Entwicklungspotential.

flexible Rohrleitung für Methanolsysteme

Wie schon innerhalb der Testinstallationen beschrieben, kam an Bord der MS Mariella eine flexible doppelwandige Rohrleitung für das Methanolkraftstoffsystem zum Einsatz. Diese Leitungen sind ebenso doppelwandig und unterliegen strengen Prüfungen, sind aber im Gegensatz zu geschweißten doppelwandigen Leitungen deutlich günstiger in der Herstellung und erlauben deutlich reduzierte Bauzeiten. Dies wurde auch innerhalb eines Praxistest auf der Werft innerhalb des Projektes untersucht und die Rahmenbedingungen, insbesondere aufgrund der großen Biegeradien festgestellt. Dabei müssen solche flexiblen Rohrleitungen prinzipiell anders geführt werden oder es können nicht alle Leitungsverläufe abgedeckt werden. Für viele Strecken lässt sich dies aber ganz oder teilweise anwenden und schafft damit in ein gro0es Potenzial. Aufgrund der aktuellen Vorschriftenlage sind diese Leitungen aber nur innerhalb eines gesonderten Genehmigungsverfahrens zulässig.



Abbildung 221: Anwendungsbeispiel flexible doppelwandige Rohrleitung [6]

Zonen am Auslass

Für den Auslass der Tankatmung ist nach den Vorschriften eine Gefahrenzone vorgesehen. Diese ist in Form von einem nach oben unendlich hohen Kegel auszuführen. Daher ist die Positionierung an

der Schiffsseite impraktikabel. Insbesondere bei Kreuzfahrtschiffen befinden sich an der Schiffsseite Balkonkabinen oder offene Decks, die durch Passagiere und Crew betreten werden und somit nicht vereinbar sind mit den Vorschriften. Aus diesem Grund muss der Auslass der Tankentlüftung auf das oberste Deck des Schiffes verlegt werden. Die Gefahrenzone erstreckt sich jedoch außerdem in einer Halbkugel unterhalb des Auslasses mit einem Radius von insgesamt 10 m. Zusätzlich muss ein Freibereich mit einem Radius von weiteren 1,5 m beachtet werden, wie in **Abbildung 222** schematisch dargestellt. Erst hinter dieser Grenze dürfen Lüftungseinlasse angeordnet sein. Daher ist für solche Auslässe mit den aktuellen Vorschriften ein Ventilationsmast (Ventmast) notwendig. In den Testinstallationen konnte durch Berechnungen und Simulationen nachgewiesen werden, dass die Gefahrenzonen in diesem konkreten Fall allerdings um ein vielfaches kleiner sind. Dies vereinfacht die Abluftführung der Brennstoffzellen- und Methanolsysteme deutlich und kann auch eine Führung zur Außenseite des Schiffes erlauben.

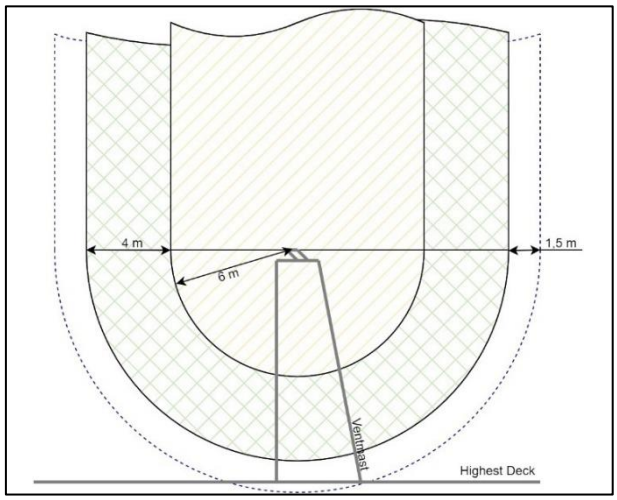


Abbildung 222: Schematische Darstellung des Methanol-Ventmast nach aktuellen Vorschriften

Doppelwandigkeit der Methanoltanks

Bei den beiden Testinstallationen an Bord innerhalb von den Projekten Pa-X-ell und Pa-X-ell2 kamen zwei verschiedene Tanksysteme zum Einsatz. Währen bei der integrierten Lösung ein Tank innerhalb des Maschinenraums doppelwandig aufgebaut wurde, kam an Bord der Fähre MS Mariella ein vorgefertigter doppelwandiger Tank zum Einsatz. Bei diesem wurde die doppelwandige Hülle nur mit geringem Abstand zur äußeren Tankwand aufgebracht. Durch dieses Vorgehen konnte der Void Space dazwischen drastisch reduziert werden, von den aktuell geforderten Abständen von 600 bis 1000 mm, je nach internationalem Regelwerk oder Klassenvorschrift. Insbesondere bei größeren Installationen nehmen diese Void Spaces einen großen Platzbedarf ein, wodurch die prinzipielle Funktion aber nicht verändert wird. Lediglich die Begehung und die Inspektion dieser ohnehin überwachten Zwischenräume lässt sich realisieren.

Weitere Entwicklungsansätze

Neben den oben genannten Beispielen der Entwicklungsansätze gibt es noch weitere Beispiele innerhalb der Schiffsintegration, die ein großes Optimierungspotenzial in technischer, sicherheitstechnischer und wirtschaftlicher Sicht bilden. Insbesondere da die internationalen Regularien oftmals nicht hinreichend zielorientiert sind und keiner gesamtheitliche Betrachtung zu Grunde liegen. Dies zeigt

sich innerhalb der Schiffsintegration solcher Anlagen auch zum Beispiel bei Spül- und Ventilationsprozeduren. Aber auch bei der schiffbaulichen Ausführung, wie zum Beispiel die Raumkategorien und den Bereich des FC Spaces. Auch bei der Führung von Methanol als Kraftstoff, finden sich Entwicklungspotenziale, da es hier noch keinen einheitlichen Standard zum Bunkern gibt, sowohl was die Prozeduren als auch die technischen Anschlüsse betrifft.

7.8.3.3. Generischer Generalplanentwurf

Im nächsten Schritt wurde ein gesamtheitliches Anlagenkonzept entwickelt, dass allgemeingültig in einem generischen Generalplanentwurf die einzelnen Entwicklungsstränge und Erfahrungen schiffbaulich zusammenfasst. Hierbei wurde neben der Anordnung der Brennstoffzellensysteme auch die notwendige Infrastruktur berücksichtigt, wie Ventilations- und Kühlsysteme. Darüber hinaus aber auch schiffbauliche Rahmenbedingungen wie wasserdichte Abteilungen und andere schiffstheoretische Aspekte. Ebenfalls wurde das Konzept sowohl für Anlagen im Maschinenraum dimensioniert, sowie skaliert für die dezentrale Anwendung in anderen Bereichen des Schiffes.
Die dezentrale Einheit, wie in Kapitel 7.4 untersucht, kann beispielsweise auf Kabinendecks, als Teil eines Gleichstromnetzwerkes angesehen werden. Zusätzlich sind der FPR, die Kühleinheiten und weiteres Equipment in der Unit zusammengefasst.
Mit diesen Abmessungen ist eine Unterbringung auch in einem Bereich in dem mittleren des Schiffes möglich. Dadurch kann in jeder Feuerzone und auf mehreren Decks eine solche Unit installiert werden und damit das ganze Schiff oder der Hotelbereich mit elektrischer Energie versorgt werden.

7.8.3.4. Gesamtkonzept Brennstoffzellenschiff

Durch die Übertragung des Konzeptes auf den Generalplan eines Schiffes kann der Einfluss der Brennstoffzelleninstallation auf das gesamte Schiff schiffbaulich untersucht werden. Um eine Bewertbarkeit zu erzielen wurde daher ein bestehendes Schiff mit konventionellen Energiewandlern als Referenz ausgewählt.
Diese Untersuchung beinhaltet schiffspezifische Merkmale und stellt daher keine allgemeingültige Lösung für die Brennstoffzellenanlage dar. Es wird dadurch aufgezeigt, welche schiffbaulichen Rahmenbedingungen Einfluss auf die Brennstoffzelleninstallation nehmen und wie bisherige Schiffskonzepte für die Implementation von Brennstoffzellensystemen optimiert werden können. Anhand der Ergebnisse können allgemeingültige Aussagen über die Potentiale und Herausforderung eines Schiffes, dessen Energiesystem vollständig auf Brennstoffzellenschiffes basiert, getroffen werden.
Zu Beginn der Untersuchung wurden die bestehenden Maschinenräume analysiert und die Bereiche identifiziert, die das herkömmliche Energiesystem beinhalten und an diese Stelle Platz für die Brennstoffzellenanalage geschaffen wurde.

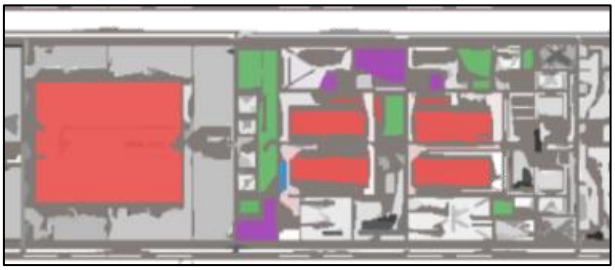


Abbildung 223: Analyse des Einflusses einer Brennstoffzellenanlage auf das Energiesystem

Dabei wurden die verschiedenen Bereiche nach Kategorien unterteilt und bewertet in wie weit die Brennstoffzellenanlage Einfluss auf die verschiedenen Systeme hat.

- System muss bestehen bleiben und sollte auf gleicher Position bleiben
- System kann entfernt werden
- System muss auf gleicher Position bleiben, kann jedoch kleiner skaliert werden
- System muss erhalten bleiben, kann jedoch woanders positioniert werden
- System kann vermutlich kleiner skaliert und woanders positioniert werden

Daraufhin wurde der generische Entwurf auf das Schiffskonzept übertragen und angepasst. Die Brennstoffzellensysteme und deren Infrastruktur wurden in verschiedenen Abteilungen positioniert. Die verschobenen Bereiche und Systeme mussten neu positioniert werden und entsprechende Energiekapazitäten für den Kraftstoff Methanol vorgesehen werden.

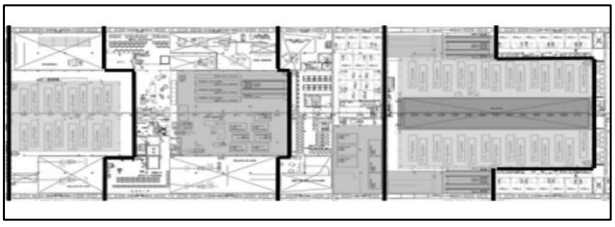


Abbildung 224: Ausschnitt der Decks mit Brennstoffzellensystemen in Abteilungen im Gesamtkonzept

Im weiteren Verlauf der Untersuchung und Entwicklung wurde das Gesamtkonzept schiffstheoretisch untersucht hinsichtlich des neuen Gesamtgewichts, Schwerpunktes und den Tiefgang. Dabei konnte grundsätzlich nachgewiesen werden, dass alle schiffbaulichen Anforderungen bei den Ladefällen erfüllt sind.
Zusammenfassend konnte durch dieses Gesamtkonzept nachgewiesen werden, dass die Brennstoffzellentechnologie als Energiekonverter an Bord eines Kreuzfahrtschiffes dargestellt werden kann. Darüber hinaus ein großes Potential besteht, wenn diese Technologie grundlegend den Schiffsentwurf mitbestimmt und die Vorteile ausgenutzt werden können. Allerdings ist auch erkennbar welche notwendigen Entwicklungsschritte im Bereich der Anlagen und Systemplanung noch notwendig sind. Insbesondere im Bereich der gravimetrischen und volumetrischen Leistungsdichte, sowie in der Skalierung von Großsystemen um die Systemanzahl zu Gunsten der Gesamtkomplexität zu reduzieren. Auch im Bereich der Infrastruktur bietet sich im Bereich der Subsysteme erhebliches Einsparpotential, durch eine gesamtheitliche Betrachtung und Integration in der Produktentwicklung der Brennstoffzellensysteme.

7.9. Arbeitspaket 8: Sicherheit

Das Arbeitspaket 8 wurde von DNV geleitet und bearbeitet.

7.9.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 8

Das Arbeitspaket 8 verfolgt im Wesentlichen die Ziele einer Weiterentwicklung der Sicherheitsanforderungen für die Schiffsintegration von Energiesystemen, die Brennstoffe mit niedrigem Flammpunkt nutzen, in diesem Falle Methanol, sowie der Anwendung von Brennstoffzellentechnologie im maritimen Umfeld. Hierbei wird in diesem Projekt fokussiert auf hybride Konzepte aus Brennstoffzellen und Batterien und dezentrale Netze zur Energieversorgung auf Passagierschiffen.
Die Aufgaben des DNV bestehen in der Hauptsache aus Unterstützung bezüglich Fragen des aktuellen Standes der teils in der Entwicklung befindlichen Regeln sowie deren Auslegung und der damit zusammenhängenden Bewertung der im Rahmen des Projekts entwickelten Konzepte und Designs zur Erreichung sicherer Designs für Versuchsanwendungen.
Im Rahmen des Arbeitspakets 8 erfolgt zunächst für das zu entwickelnde Brennstoffzellensystem, Energiemanagement und dezentrale Energiekonzept die Definition von sicherheitstechnischen Anforderungen. Zu berücksichtigen sind hierbei vorhandene regulatorische Anforderungen, fortschreitende Entwicklungen bei der IMO (z.B. IGF Code) und laufende Ergebnisse aus der sicherheitstechnischen Unterstützung und sicherheitstechnischen Bewertungen.
DNV unterstützt im Verlauf des Vorhabens bei der Konzeptentwicklung der Brennstoffzellensysteme, des Energiemanagements und des dezentralen Energiekonzepts bei der Umsetzung sicherheitstechnischer Anforderungen. Hierbei gilt es die definierten Anforderungen einzuhalten und sich ggf. neu ergebene Anforderungen in den Anforderungskatalog aufzunehmen. Selbiges gilt für Anforderungen, die sich während der praktischen Erprobung ergeben. Für das Brennstoffzellensystem und das Konzept zur dezentralen Energieversorgung werden sicherheitstechnische Bewertungen in Form von z.B. Risikoanalysen durchgeführt. Sich aus den Risikoanalysen ergebende Empfehlungen zur Einführung zusätzlicher Sicherheitsmaßnahmen werden ebenfalls in den Anforderungskatalog aufgenommen.
Nach den praktischen Erprobungen sollen die betrieblichen Ereignisse auf einen gegebenenfalls vorhandenen Bedarf an zusätzlichen Sicherheitsmaßnahmen untersucht werden, welche ebenfalls in den Anforderungskatalog aufzunehmen sind.
Internationale Anforderungen für maritime Brennstoffzellensysteme befinden sich derzeit noch in der Entwicklung. Sicherheitskonzepte und -einrichtungen von maritimen Brennstoffzellenanwendungen werden derzeit anhand von klassifikatorischen Regelwerken und den funktionalen Sicherheitsanforderungen des „*International Code of Safety for Ships using Gases or other Low-Flash-point Fuels* (IGF Code)“ umgesetzt. Durch die fehlende internationale Regulierung weichen die Konzepte im Detail voneinander ab und müssen einzeln für sich im Rahmen einer alternativen Design Studies bewertet werden. Für die Verwendung von Brennstoffzellensystemen in dezentralen Netzen an Bord von Schiffen gibt es derzeit keine regulatorische Grundlage.
Die folgenden Darstellungen sind anhand der Arbeitspunkte strukturiert, jedoch lassen sich gewisse thematische Überschneidungen nicht immer vermeiden.

7.9.2. Definition von Anforderungen an relevante Konzepte und Systeme

Während der Projektlaufzeit befanden sich die für den maritimen Einsatz einzuhaltenden Regeln, insbesondere die international verbindlichen der International Maritime Organization, IMO, zum Einsatz von Brennstoffzellen sowie die Verwendung von Methanol als Brennstoff an Bord von Schiffen teils

noch in der Entwicklung. Während der gesamten Projektdauer wurde der jeweils aktuelle Stand der Regeln verfolgt und mit den Projektpartnern diskutiert.
Für die Genehmigung der Unterlagen für die Anlage und für den Einbau an Bord sind die aktuellen gültige Stände folgenden Regelwerke zu berücksichtigen:

- IMO/IGF Code, AMENDMENTS TO THE IGF CODE AND DEVELOPMENT OF GUIDELINES FOR LOW-FLASHPOINT FUELS, Report of the Correspondence Group, CCC5 / 3
- IMO Draft Interim Guidelines for the Safety of Ships using Methyl/Ethyl as Fuel
- DNVGL RU SHIP Pt.6 Ch.2 Sec.3 'Fuel cell installations – FC'
- DNVGL RU SHIP Pt.6 Ch.2 Sec.6 'Low flashpoint liquid fueled engines – LFL fuelled'

Der IGF-Code trat am 01.01.2017 in Kraft, wobei dieser bis heute nur LNG als Kraftstoff abdeckt. Die Weiterentwicklung des IGF Codes, der künftigen Anforderungen für die Genehmigung von maritimen Brennstoffzellen und Methanol als Brennstoff beinhalten wird, stellt im Zusammenhang mit den Arbeiten dieses Projekts die wichtigste Regelentwicklung dar. Der IGF Code wird durch eine IMO Arbeitsgruppe des Unterausschusses „Carriage of Cargoes and Containers (IMO subcommittee CCC)" bearbeitet. Schwerpunkte sind die Entwicklung regulatorischer Anforderungen an maritime Brennstoffzellen, Methanol und Low-flashpoint Diesel als Schiffsbrennstoff. In 2017 hat das vierte Treffen der Arbeitsgruppe CCC 4 vom 11.-15. September 2017 in London stattgefunden. Später, bei CCC 8-18 wurde der Arbeitsplan aktualisiert so dass im Rahmen der Überarbeitung 2025 mit einer Aufnahme in den IGF-Code zu rechnen ist, was bedeutet deutlich nach dem Ende der Projektlaufzeit. Es besteht aktuell selbstverständlich mittels der Methode des „alternativen Design"-Ansatzes (IGF-Code 2.3) die Möglichkeit, Brennstoffzellen sowie weitere Kraftstoffe mit einem Flammpunkt unter 60° C an Bord eines Schiffes zu verwenden. Dieser Prozess beinhaltet allerdings die Prüfung des Sicherheitsniveaus durch den Flaggenstaat bzw. die Zustimmung des Flaggenstaates bezüglich der Verwendung dieses Kraftstoffes an Bord. Dieser Umstand ist im Rahmen dieses Projekts bei der Installation einer Anlage an Bord eines Kreuzfahrtschiffes von Bedeutung.
Aufgrund des Diskussionsstandes des IGF-Codes wurde darauf hingewiesen, dass noch keine Einigung über die Einstufung der FC-Unit (FC-Space) als EX-Zone 1 oder die Möglichkeit eines ‚Emergency Shutdowns' erzielt worden ist. Das DNVGL-Regelwerk stuft den FC-Space als EX-Zone 1 ein. Diese Einstufung führt u.a. dazu, dass die elektrischen Komponenten in diesem Bereich ex-geschützt ausgeführt werden müssen. Dies gilt auch für angrenzende Bereiche, die in Konsequenz als EX-Zone 2 eingestuft werden. Dies unterscheidet sich wesentlich von den Anforderungen an Brennstoffzellen von bisherigen Landanwendungen.
Für das Brennstoffzellenmodul und das Racksystem des anfänglichen Designs wurden regulatorische Grundlagen bereitgestellt, die aus den bisherigen Erfahrungen und derzeitigen Entwicklungen der Vorschriften die Grundlage für eine spätere Abnahme als Serienprodukt sicherstellen sollen. Die regulatorischen Anforderungen an die Brennstoffzellen-Serienprodukte basieren auf internationalen Brennstoffzellen Normen und klassifikatorischen Anforderungen an die Produktzertifizierung. Für Brennstoffzellensysteme im Einsatz im maritimen Bereich ist nachzuweisen, ob den maritimen Umgebungsbedingungen standgehalten werden kann.
Dies betrifft folgende Punkte:

- Schiffsbewegungen
- Vibrationen
- Luftfeuchtigkeit bis 60%
- Salzhaltige Umgebungsluft

- Temperaturen:
  - Volle Leistungsfähigkeit und Effizienz bis 45° C
  - Volle Nutzbarkeit elektrischer Ausrüstung bis 55° C

Die Anforderungen aus den folgenden Normen und Vorschriften sollten im weiteren Projektverlauf umgesetzt werden:

- DNV GL Klassifikationsrichtlinien für maritime Brennstoffzellen
- DNV GL Tests zu Umweltbedingungen für maritime Produkte
  - Pt.6 Ch.2 Sec.3 Fuel Cell Installations
  - Vibrations Tests
  - Schräglagen Tests
  - Salznebel Tests
  - Temperatur Tests
- Internationale Brennstoffzellen Normen
  - IEC 62282-3-100 Stationary fuel cell power systems- Safety
  - IEC 62282-2 Fuel cell modules

Ziel ist es im weiteren Projektverlauf die Entwicklung und den Test der Systeme dahingehend zu unterstützen, dass sie bei einer späteren Abnahme den Anforderungen genügen.
Eine Bewertung, ob nationale Vorschriften (z.B. bezgl. Brandschutz, ggfs. AwSV). für die Errichtung und den Betrieb der Brennstoffzellen-Demonstratoranlage an Land erfüllt werden, gehörte nicht zum Auftragsumfang dieser Stellungnahme und ist durch die zuständige Erlaubnisbehörde zu überprüfen

7.9.3. Sicherheitstechnische Unterstützung bei der Konzeptentwicklung

Innerhalb des Projekts wurden Konzepte entwickelt zur Integration von Brennstoffzellensystemen auf Kreuzfahrtschiffen und Yachten. Diese Konzepte wurden während ihrer Entwicklungsphasen sicherheitstechnisch begleitet. Die Integration an Bord von Kreuzfahrtschiffen wurde im weiteren Verlauf des Projektes durch RINA übernommen, da das für die Integration ausgewählte Schiff RINA-Klasse hat. Die hiermit zusammenhängenden Arbeiten zum dezentralen Energienetz und Feuerzonenkonzept sowie zur Integration selbst werden in den folgenden Unterkapiteln beschrieben, während die weiteren Arbeiten zur sicherheitstechnischen Konzeptentwicklung danach vorgestellt werden.

7.9.3.1. Dezentrales Energienetz und Feuerzonenkonzept

Anfang des Jahres 2017 wurde ein Workshop zur Diskussion der prinzipiellen Umsetzung des dezentralen Energienetzes abgehalten. Hierbei wurden drei Konzepte betrachtet, die eine schrittweise Umsetzung der dezentralen Energieversorgung erlauben:

1. Elektrische Einbindung eines Brennstoffzellensystems mit kleiner Leistung in das elektrische Netz einer Feuerzone im Parallelbetrieb mit konventionellen Dieselgeneratoren
2. Elektrische Versorgung einer Feuerzone ausschließlich mit Brennstoffzellensystemen
3. Elektrische Versorgung des kompletten Hotelbetriebes mit Brennstoffzellensystemen, wobei die Notdiesel nach wie vor an Bord sind

In diesem Zusammenhang wurden die sicherheitstechnischen und regulatorischen Anforderungen diskutiert sowie die Anforderungen an die einzureichenden Dokumente entsprechend der DNV Klasseregeln für elektrische Installationen, Klassezusatzzeichen FC (Power) und FC (Safety), Battery (Power) und Battery (Safety) besprochen sowie die entsprechenden Regelreferenzen bekannt gegeben. Für die drei Konzepte gibt es für die elektrische Einbindung keine regulatorischen Einschränkungen. Einschränkungen bestehen in diesem Zusammenhang nach wie vor für die Verwendung von Brennstoffzellen und Methanol als Brennstoff.
Das zugehörige Konzept für die Feuerzonen sieht Autarkie der einzelnen Feuerzonen vor, d.h.

- Jede Feuerzone stellt ein „ganzes Schiff im Kleinen“ dar
- Jede Feuerzone verfügt über eine eigene Energieversorgung (Wärme und Elektrizität)
- Im Normalbetrieb wird keine Energie zwischen den Feuerzonen transportiert
- Verbindungen zwischen den Feuerzonen oder zum Hauptmaschinenraum dienen nur als Back-up

Regulatorische Einschränkungen würden sich bei einer nächsten Stufe der Umsetzung ergeben, wenn der komplette elektrische Energiebedarf des Hotelbetriebs inklusive Notstromversorgung durch das Brennstoffzellennetzwerk zur Verfügung gestellt werden soll. Dies ist gemäß der SOLAS Konvention nicht zulässig und bedarf näherer Untersuchungen zum Nachweis gleichwertiger Sicherheit.
Im September 2019 fand ein Workshop zum Thema Dezentrale Energieversorgung statt, bei dem die Entwicklung der Konzepte vorgestellt und Fragen zur Regelauslegung mit dem Schwerpunkt des Einsatzes der Brennstoffzellensysteme als Energieversorger des Haupt- und Notnetzes beantwortet wurden.

7.9.3.2. Integration an Bord eines Kreuzfahrtschiffes

Im Rahmen des Vorhabens wird eine Brennstoffzelleneinheit entwickelt, die an Bord des Kreuzfahrtschiffes „AIDAnova“ getestet werden soll. Für eine derartige Testinstallation ist eine Sondergenehmigung durch den Flaggenstaat des Schiffes notwendig.
Die AIDAnova fährt unter italienischer Flagge, die durch die italienische Küstenwache mit Sitz in Rom vertreten wird. Am 6. November 2019 fand in Rom ein Treffen zwischen Vertretern der Küstenwache und des Pa-X-ell-Konsortiums statt mit folgenden Zielen:

1. Einen Überblick über das Pa-X-ell2-Projekt und den Bearbeitungsstand zu geben
2. Die aktuellen Details zur geplanten Installation an Bord der AIDAnova vorzustellen (Komponenten und Anordnung an Bord)
3. Den aktuellen Stand der Entwicklung der maritimen BZ-Einheit darzustellen
4. Regulatorische und genehmigungstechnische Aspekte anzusprechen
5. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse einer außerhalb des PaXell2-Projektes durchgeführten Risikoanalyse zur Brennstoffzellenintegration auf der AIDAnova vorzustellen

Das Treffen wurde umfangreich vorbereitet im September und November 2019 durch zwei Treffen unter Teilnahme von Vertretern der Meyer Werft, Carnival und DNV.
Die Vorstellung des Projektes und der geplante Testbetrieb an Bord der AIDAnova wurde von der italienischen Küstenwache positiv aufgenommen.

7.9.4. Sicherheitstechnische Bewertung der Konzepte

Die sicherheitstechnische Bewertung der zu entwickelnden Konzepte erfolgte zum einen durch theoretische Arbeiten wie Risikoanalysen, zum anderen durch praktische Erprobungen der Sicherheitseinrichtungen im Rahmen von Besichtigungen.

7.9.4.1. Risikoanalysen

Ein Werkzeug zur Unterstützung der Gewährleistung eines hinreichenden Sicherheitsniveaus – insbesondere bei Nichtvorhandensein von Regelwerken – sind Risikoanalysen. Im Rahmen dieses Projekts wurden mehrere Risikoanalysen – zumeist in Form von Expertenworkshops – abgehalten. Zunächst wird eine kurze Einführung in die in diesem Projekt angewendete Methodik gegeben, danach werden die einzelnen Bewertungen dargestellt.

ID	Komponente
1.1	Fuel (Methanol)
1.2	Methanol fuel feeding line (outside rack)
1.3	Process and ventilation air
1.4	Air inlet
1.5	External coolant
1.6	Power supply
1.7	FC rack
1.7.1	Casing
1.7.2	Methanol fuel line (feeding)
1.7.3	Methanol fuel return line
1.7.4	External coolant lines
1.7.5	FC Module → s. Unterstruktur „FC Module“
1.7.6	Exhaust pipe
1.8.	Power output
1.9	External events

Tabelle 4: Grundstruktur der FMEA für das Brennstoffzellenrack

ID	Komponente
1.1	Box 1
1.1.1	Board (Control of Box 1 data)
1.1.2	Evaporator
1.1.3	Reformer
1.1.4	FC Stack
1.1.5	Anode waste gas tube
1.1.6	Cathode heat exchanger
1.1.7	Burner fuel piping
1.2	Box 2
1.2.1	Board (control of Box 2 data)
1.2.2	Fuel inlet valves
1.2.3	Fuel piping
1.2.4	Evaporator accumulator
1.2.5	Burner one way-valve
1.2.6	Coolant valve
1.3	Electric box
1.3.1	Application voltage converter
1.3.2	Exterior casing and connectors
1.3.3	Fuel inlet connector
1.3.4	External cooling outlet connector

Tabelle 5: Unterstruktur der FMEA „FC Module“

Die Risikoanalyseworkshops wurden in strukturierter Form als *Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse* (englisch *Failure Modes and Effects Analysis*, FMEA) durchgeführt. Hierzu ist die Festlegung einer geeigneten Untersuchungsstruktur erforderlich, deren Detailliertheit sich nach dem Ziel der Analyse einerseits aber auch nach der vorliegenden Tiefe der Ausgestaltung des vorliegenden Designs andererseits richtet. Basierend auf dem damaligen Stand des Rack- und Moduldesigns wurden die Anlagen in ihre wesentlichen Komponenten zerlegt und einzeln diskutiert. Zusätzlich zu den Komponenten wurden auch die zum Betrieb verwendeten Medien in die Untersuchung aufgenommen. Somit wurde eine Struktur erzeugt, die, soweit möglich, den Fluss der Medien durch die Anlagenkomponenten wiedergibt. Beispielhaft sei an dieser Stelle in **Tabelle 4** und **Tabelle 5** die Struktur zur Untersuchung des Racks gezeigt (Da die Workshops, die zugrunde liegenden Zeichnungen und Dokumente sowie die Dokumentationstabellen in englischer Sprache durchgeführt wurden bzw. vorlagen, sind auch hier die englischen Begriffe verwendet).

Function	Failure	Effect	Cause	Control	Si	Oi	Di	RPNi	Recommended Action
1 - Normal Operation									
1.1 - Fuel									
provide methanol fuel in defined quality	not sufficient Methanol	drop in performance, no performance, drainage of bad fuel to remove fuel	poor fuel quality or degradation of fuel	pre-mixed fuel with bunker delivery note	2	4	1	8	System Integration: Consider shut down signal from the ship system in case of low level tank alarm
									Manual: Operator's duty to check bunker devlivery note
	too high Methanol content	drop in performance - CO in exhaust, Temperature rise, system stop due to system parameters reaching limits ~~-> out of normal operation parameters,~~	fuel quality deviation	Temperature monitoring inside module	2	4	1	8	Manual: Operator's duty to check bunker devlivery note
				pre-mixed fuel with bunker delivery note					
	too low flow	detected by flow-meter; shut down possible	failure on fuel supply side of ship	flow metering	2	4	1	8	
	particle in fuel	fuel filter will prevent damages to equipment – ~~no effect~~ (clogged filter possible), shut down by flow metering possible	contaminate fuel / fuel tank	fuel filter	2	4	1	8	
	air bubbles in fuel	fluctuatoin in supply pressure, reduction of performance or system shut down	e.g. cavitation	flow measurements	2	4	1	8	

Abbildung 225: Dokumentationstabellenblatt Risikoanalyse

Für den Workshop werden Experten aller relevanter Disziplinen benötigt. Konkret bedeutet das in diesem Fall, dass Vertreter des Designers mit umfassenden Kenntnissen der jeweiligen Konstruktion, des Systemintegrators, hier MW bzw. FLW, je nach betrachtetem System, des Betreibers, ggf. weiterer an der Entwicklung beteiligter Partner sowie Vertretern der Klassifikationsgesellschaft erforderlich sind. Während der Untersuchung wird jedes Element der oben beschriebenen Untersuchungsstruktur hinsichtlich seiner Funktion beschrieben und potentielle Fehlerszenarien identifiziert. Jedes Fehlerszenario besteht aus dem Fehler selbst, seinen Auswirkungen sowie seiner Ursache. Daraufhin werden die bereits im Design vorgesehenen Maßnahmen zur Szenarienverhinderung bzw. Minde-

rung der Häufigkeit des Auftretens oder der Schwere der Auswirkung (Kontrollmaßnahmen) beschrieben. Mit diesen Informationen erfolgt eine Bewertung der Schwere und der Häufigkeit des Auftretens des Fehlerszenarios. Die Kombination aus Schwere und Häufigkeit stellt das Risiko dar. Das Risiko darf festzulegende Grenzen nicht überschreiten. Sollte das Risiko trotz der bereits vorhandenen Maßnahmen zu hoch sein, müssen entsprechende zusätzliche Maßnahmen eingeführt werden. Dann kann eine erneute Risikobewertung unter Berücksichtigung der zusätzlichen Maßnahmen erfolgen. Abschließend werden die diskutierten Fehlerszenarien mit den vorhandenen und zusätzlichen Kontrollmaßnahmen und den Bewertungen dokumentiert.
Im Sinne der Ziele des Arbeitspakets 8 „Sicherheit“ fokussierten die Betrachtungen auf Fragen der Sicherheit und der Auswirkungen auf die Umwelt. Aspekte der Anlagenzuverlässigkeit, -verfügbarkeit oder -leistungsfähigkeit sowie Reparatur und Wartung standen hierbei zunächst nicht im Fokus. In Bezug auf die Betriebsarten wurde zunächst der Normalbetrieb als relevantester Fall betrachtet. Auf diesen wurde mögliche technische Änderungen diskutiert. Dementsprechend lag der Schwerpunkt bei der Identifikation potentieller Fehlerszenarien auf sicherheitsrelevanten Fehlern wie z.B. Leckagen, Ausfällen der Anlagenkühlung, der Energieversorgung, der Ventilation und ähnlichem.
Die Dokumentation der Risikoanalysen erfolgte im Normalfall in tabellarischer Form, für ein Beispiel siehe **Abbildung 225**.

7.9.5. Yachtkonzept / landbasierter Demonstrator

Die Integration der Brennstoffzellensysteme in eine typische Yachtumgebung wurde am Beispiel des landbasierten Demonstrators durchgeführt. Hierbei wurde das Brennstoffzellen-Plattform-Konzept der Lürssen Werft, s. 7.9.5.1, entwickelt, in das wiederum die Brennstoffzellenanlage MeOH100 von Freudenberg, bestehend aus dem Brennstoffzellenrack, -modul und Fuel Cell Room, vgl. 7.9.5.2, integriert wurde. Abschließend wurden praktische Abnahmen des Demonstrators durchgeführt (7.9.5.3).

7.9.5.1. Brennstoffzellen-Plattform-Konzept

Im Jahr 2017 wurde zunächst mit der Entwicklung eines Brennstoffzellen-Plattform-Konzeptes für eine mögliche Integration in einen Yacht-Demonstrator begonnen. Im Rahmen mehrerer technischer Treffen wurden sicherheitstechnische Anforderungen an die Brennstofflagerung (Tanksystem), -verteilung, -aufbereitung und Umsetzung in einem Brennstoffzellensystem diskutiert. Das *Brennstoffzellen-Plattform-Konzept* der Lürssen Werft wurde als containerisierte Variante für den Landtest weiterentwickelt. Während der Treffen hat der DNV auch über die aktuellen Entwicklungen der Regularien informiert, um mögliche Änderungen bei den Anforderungen zeitnah in das Design einfließen zu lassen. Die Ergebnisse der aktuellen und auch der im September statt gefundenen Sitzung der deutschen Spiegelgruppe zur Nachbereitung der CCC4 Sitzung wurden mit den Projektpartnern hinsichtlich möglicher Änderungen im Design diskutiert.
Im Zuge der Entwicklung wurde begonnen das Anlagenkonzept aus sicherheitstechnischer und regulatorischer Sicht zu bewerten. Im Fokus stand hierbei die Bewertung des Sicherheitskonzeptes und die Erfüllung der Anforderungen an die Brennstoffverteilung, -aufbereitung und -lagerung, sowie der Raumanordnung der Systemkomponenten und der Raumbelüftung. Dies geschah unter Berücksichtigung der fortlaufenden Vorschriftenentwicklung insbesondere des IGF Codes bei der IMO.
Soweit aus dem damaligen Stand der Unterlagen ersichtlich, sind die wesentlichen Sicherheitsanforderungen aus den oben genannten Regelwerken berücksichtigt:

- Überwachung des Mindestventilationsluftvolumenstromes für die FC-Unit (FC-Space)

- Überwachung des Unterdruckes in der FC-Unit (FC-Space)
- Wasserstoff-Gasüberwachung in der FC-Unit (FC-Space)
- Methanolüberwachung (Dampf) in der FC-Unit (FC-Space)
- Leckageüberwachung Methanol (flüssig), Kühlmittel (TEG) in der FC-Unit (FC-Space)
- Feuermeldeanlagen für FC-Unit (FC-Space), Fuel Preparation Space (FPS) und Tank Connection Space (TCS)
- Feuerlöschanlagen für den FC-Space, FPS and TCS.
- Manuelles Not-Aus

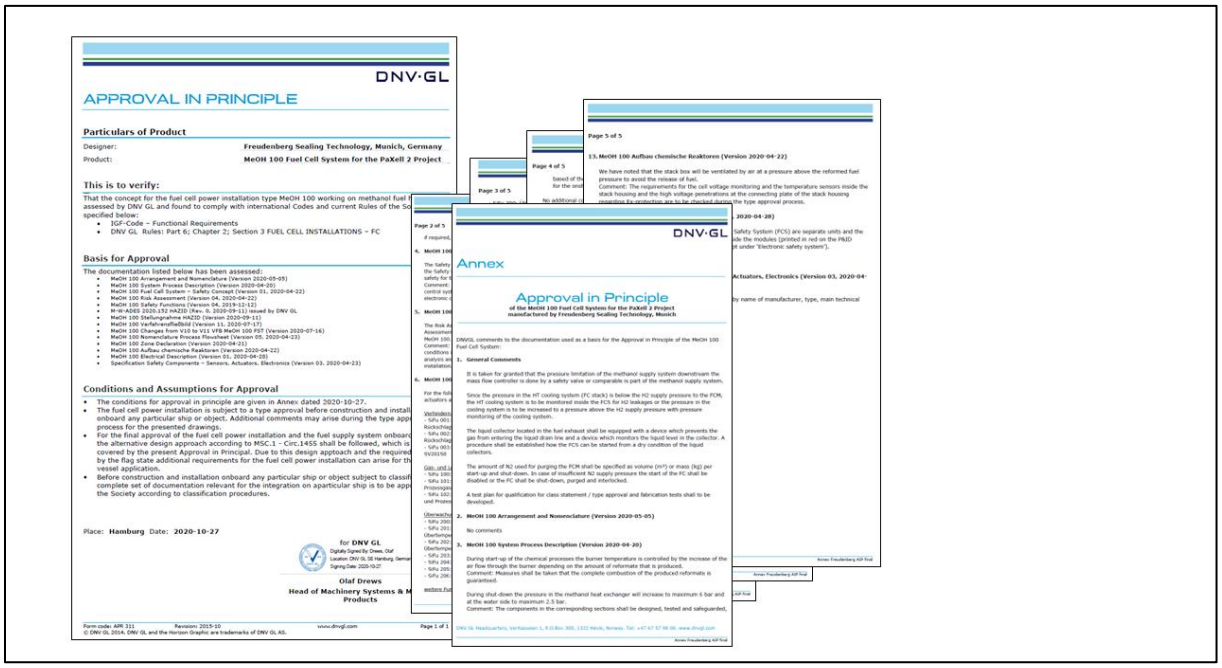
Eine Bewertung, ob nationale Vorschriften (z.B. bezgl. Brandschutz, ggfs. Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV), Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), usw.) für die Errichtung und den Betrieb der Brennstoffzellen-Demonstratoranlage an Land erfüllt werden, gehörte nicht zum Arbeitssumfang dieses Projektes. Die Vorschriftenlage sowie der Genehmigungsweg sind bekannt und somit besteht hierfür kein Entwicklungsbedarf. Es wurde somit abgestimmt diese Genehmigung außerhalb dieses Entwicklungsprojekts stattfinden zu lassen.
Zum Zeitpunkt eines hinreichend detailliert fortgeschrittenen Designs wurde zur Gewährleistung eines sicheren Demonstratorbetriebs sowie der frühzeitigen Berücksichtigung der Anforderungen der *Draft Interim Guidelines for the Safety of Ships using Methyl/Ethyl alcohol as Fuel* eine Risikoanalyse des Brennstoffzellensystems und seiner Einbauumgebung unter Beteiligung der in dieser Hinsicht relevanten Projektpartner FEPS, MW, FLW und DNV durchgeführt. Aufgrund der coronabedingten besonderen Situation fand diese in Form von Videokonferenzen am 11. und 13. Mai 2020 statt. Darüber hinaus wurde ein Nachverfolgungstermin am 16. Juli 2020 durchgeführt. Die Risikoanalyse wurde über die tabellarische Dokumentation hinaus als Bericht herausgegeben, siehe **Abbildung 226**.



Abbildung 226: Bericht über die Risikoanalyse der landbasierten Demonstratoranlage bei FLW

Es wurden in der Analyse keine Gefährdungsszenarien identifiziert, die sich voraussichtlich nicht durch die vorhandenen sowie ggf. zusätzliche Schutzmaßnahmen beherrschen ließen. Es war somit zu erwarten, dass die Anlage als Demonstrator sicher betrieben werden kann, sofern die dokumentierten Maßnahmen zufriedenstellend umgesetzt und die offenen Punkte in den Kommentaren gelöst sind.
Im weiteren Verlauf des Jahres 2020 stand der Demonstrator kurz vor Beginn seines Betriebs, es wurden letzte Abstimmungen zum Sicherheitskonzept hinsichtlich der Aufstellräume (hier: Container zur Darstellung der Schiffsumgebung) mit der Lürssen Werft durchgeführt. Fragen der Regelkonformität von seitlichen Zugängen zu Teilen der Sensorik (Methanoldetektion, Abschalteinrichtungen) und deren methanoldichten bzw. -beständigen Verschlusses für den Fall der Installation eines Methanoltanks in doppelwandiger Ausführung an Bord von Schiffen wurden ebenfalls diskutiert und abschließend geklärt.
Ansonsten wurde abgestimmt, dass der Methanoltank für die landbasierte Demonstrationsanlage nicht in allen Teilen (z.B. Blechdicken) schiffbaulichen Anforderungen genügen muss, solange dem Sicherheitskonzept für spätere Schiffsinstallationen entsprochen ist. Spätere Klärungen wurden entwickelt hinsichtlich der Zugänglichkeit von Sicherheitseinrichtungen im Bereich der Doppelhülle des Methanoltanks sowie des damit zusammenhängenden Verschlusses der Doppelhülle.
Die Integration des MeOH 100 FC-Systems in den Demonstrator wurde seitens FLW beschrieben in einer draft-Version des Dokuments „Functional Description & Integration of the Marine Fuel Cell System“. Dieses wurde seitens DNV begutachtet und kommentiert.

7.9.5.2. Brennstoffzellenrack und -modul, Fuel Cell Room


DNV·GL

APPROVAL IN PRINCIPLE

Particulars of Product

Designer: Freudenberg Sealing Technology, Munich, Germany

Product: MeOH 100 Fuel Cell System for the PaXell 2 Project

This is to verify:

That the concept for the fuel cell power installation type MeOH 100 working on methanol fuel is assessed by DNV GL and found to comply with international Codes and current Rules of the Society specified below:

- IGF-Code – Functional Requirements
- DNV GL Rules: Part 6; Chapter 2; Section 3 FUEL CELL INSTALLATIONS – FC

Basis for Approval

The documentation listed below has been assessed:

- MeOH 100 Arrangement and Nomenclature (Version 2020-05-05)
- MeOH 100 System Process Description (Version 2020-04-20)
- MeOH 100 Fuel Cell System – Safety Concept (Version 01, 2020-04-22)
- MeOH 100 Risk Assessment (Version 04, 2020-04-22)
- MeOH 100 Safety Functions (Version 04, 2019-12-12)
- M-WI-ADES 2020.152 HAZID (Rev. 0, 2020-09-11) issued by DNV GL
- MeOH 100 Stellungnahme HAZID (Version 2020-09-11)
- MeOH 100 Verfahrensfließbild (Version 11, 2020-07-17)
- MeOH 100 Changes from V10 to V11 VFB MeOH 100 PST (Version 2020-07-16)
- MeOH 100 Nomenclature Process Flowsheet (Version 05, 2020-04-23)
- MeOH 100 Zone Declaration (Version 2020-04-21)
- MeOH 100 Aufbau chemische Reaktoren (Version 2020-04-22)
- MeOH 100 Electrical Description (Version 01, 2020-04-28)
- Specification Safety Components – Sensors, Actuators, Electronics (Version 03, 2020-04-23)

Conditions and Assumptions for Approval

- The conditions for approval in principle are given in Annex dated 2020-10-27.
- The fuel cell power installation is subject to a type approval before construction and installation onboard any particular ship or object. Additional comments may arise during the type approval process for the presented drawings.
- For the final approval of the fuel cell power installation and the fuel supply system onboard the alternative design approach according to MSC.1 – Circ.1455 shall be followed, which is covered by the present Approval in Principal. Due to this design approach and the required by the flag state additional requirements for the fuel cell power installation can arise for the vessel application.
- Before construction and installation onboard any particular ship or object subject to classification the Society according to classification procedures.

Place: Hamburg Date: 2020-10-27

for DNV GL

Olaf Drews

Head of Machinery Systems & Products

Annex

Approval in Principle

of the MeOH 100 Fuel Cell System for the PaXell 2 Project manufactured by Freudenberg Sealing Technology, Munich

Abbildung 227: AiP der MeOH100

Im Jahr 2017 wurden zu Beginn des Projekts erste Risikoanalyseworkshops durchgeführt, die den derzeitigen Stand der Entwicklung des Sicherheitskonzepts des aktuellen Brennstoffzellenracks und, als dessen Unterstruktur, des Brennstoffzellenmoduls, vgl. Tabelle 4 und Tabelle 5, zum Inhalt hatten.

Die Untersuchung ergab im Wesentlichen drei Maßnahmen zur Verbesserung der Sicherheit des Brennstoffzellenracks betreffend die Ventilation, die Abluftanlage für Prozess- und Ventilationsluft sowie Anforderungen an die Energiebedarfsermittlung hinsichtlich des Startvorgangs der Anlage.
Im Zuge der weiteren Entwicklungen und des Übergangs auf das neue Design wurde im Mai 2020 eine weitere Untersuchung für das Sicherheitskonzept des MeOH 100 von Freudenberg Sealing Technologies zum Einbau in den landbasierten Demonstrator auf dem Gelände der Lürssen Werft durchgeführt. Im Fokus stand die Gewährleistung eines sicheren Demonstratorbetriebs sowie die frühzeitige Berücksichtigung der Anforderungen des *IGF-Codes* sowie der *Draft Interim Guidelines for the Safety of Ships using Methyl/Ethyl as Fuel*. Ferner wurden Aspekte einer zukünftigen Integration an Bord von Schiffen soweit möglich berücksichtigt. Der Untersuchungsumfang umfasste das gesamte Fuel Cell System entsprechend des Lieferumfangs von Freudenberg. Diese Anlage umfasst den Fuel Cell Space, der Fuel Cell Room hingegen wird von der Lürssen Werft konstruiert und in einem weiteren Teil der Sicherheitsanalysen beurteilt. Die Konformität des vorgelegten Konzepts mit den funktionellen Anforderungen des IGF Codes sowie die Übereinstimmung mit den Regeln des DNV für Fuel Cell Installations wurde mit Kommentaren versehen und in Form eines Approval in Principle (AiP) dokumentiert, vgl. **Abbildung 227**.
Die Bewertung der Gefährdungsszenarien erfolgte qualitativ durch Bewertung, inwiefern sich die identifizierten Gefährdungsszenarien beherrschen lassen und inwieweit sie den funktionalen Anforderungen des oben genannten Codes und den Interim Guidelines entsprechen. Im Bedarfsfall wurden zusätzliche Schutzmaßnahmen entwickelt. Diese betrafen kleinere Designänderungen wie die Verbindung der Gassensoren mit dem Notabschaltsystem (Emergency Shut-Down, ESD), detailliertere Ausarbeitung von Lösungen, wie beispielsweise die Klärung von Anschlussdetails doppelwandiger Verrohrungen, ausstehende Nachweise wie Berechnungen nach IEC 60079-10 zur Einordnung explosionsgefährdeter Bereiche sowie die Definition von Prozessen und Abläufen (z.B. Bunkerprozedur entwickeln). In diesem ersten Teil der Untersuchung wurden zwölf derartige zusätzliche Schutzmaßnahmen entwickelt.
Der zweite Teil der Risikoanalyse beschäftigte sich mit dem Fuel Cell Room, der von der Lürssen Werft gestaltet wurde und als Aufstellort des Fuel Cell Systems dient. Betrachtet wurden Brandschutz, Ventilation, das Kühlsystem, Stickstoff- und Brennstoffversorgung sowie Bunkersystem und Methanoltankanlage. Der zweite Teil der Analyse ergab drei zusätzlich umzusetzende Schutzmaßnahmen.
Im zweiten Halbjahr 2020 fand fortlaufend die Klärung von Fragen hinsichtlich des Umfangs und Inhalts der einzureichenden Zeichnungen und Dokumente sowie zur Interpretation von Anforderungen oben genannter *Draft Interim Guidelines* mit den Projektpartnern befasst. Als herausragendes Ereignis in diesem Zusammenhang ist die Erlangung eines *Approval in Principle* für das von Freudenberg entwickelte *MeOH 100 Fuel Cell System* zu nennen mit dem die grundsätzliche Regelkonformität bestätigt und der Weg für spätere Integration an Bord von Schiffen geebnet ist. Weitere sicherheitsrelevante Aspekte waren das Ventilationskonzept für das MeOH 100 FC System von FEPS und der damit verbundenen Anwendung der IEC 60079 zur Berechnung der EX-Zonen. Das Ventilationskonzept für das MeOH 100 FC System von FEPS wurde eingereicht, mit der Dokumentendurchsicht wurde begonnen, die Anwendung der IEC 60079 zur Berechnung der EX-Zonen wurde vorgelegt und ebenfalls begutachtet.

7.9.5.3. Praktische Nachweise zur Abnahme

Die praktischen Nachweise teilen sich auf in einen Teil, der das Brennstoffzellensystem selbst betrifft und die Abnahme der gesamten Demonstratoranlage auf dem Gelände der Lürssen Werft.
Bedingt durch die Coronapandemie kam es zum einen zu Verzögerungen beim Bau der Brennstoffzellensysteme, zum anderen verhinderten die geltenden Reiseeinschränkungen verschiedene Tests und Abnahmen im Beisein von DNV Mitarbeitern vor Ort durchzuführen. Es wurde daher mit Freudenberg abgestimmt, dass ein Teil der Abnahmen bei Freudenberg stattfinden sollte mit Anwesenheit des DMV Mitarbeiters per Videokonferenz („remote survey“). Weiterhin wurde die Werksabnahme („Factory Acceptance Test“, FAT) aufgeteilt in einen Teil zur Durchführung bei Freudenberg, sofern per Vidoekonferenz sinnvoll durchführbar, und einen Teil, der zu einem späteren Zeitpunkt im Zuge der Besichtigung des Gesamtdemonstrators bei FLW erfolgen soll. Hierzu gehört z.B. die Dichtigkeitsprüfung, die erst in der Gesamtanlage sinnvoll ist.
Als remote survey bei Freudenberg durchgeführt wurden:

- Rauchtest
- Testen der Sicherkeitsmatrix. Diese Tests sind bedingt durch einen Umbau bei FLW zu wiederholen
- Betriebstest bei 30% VOP (Virtual Operating Point)
- Elektrische Abnahme (Widerstandsmessung der Erdungspunkte, Isolationsmessung). Diese ist zu wiederholen im Rahmen der Inbetriebnahme in der Anlage bei FLW zur Berücksichtigung der dortigen Anschlussverhältnisse

Im Zuge fortschreitender Fertigstellung wurde die landgestützte Demonstratoranlage auf dem Gelände der Lürssen Werft vorgestellt und der zweite Teil des FAT in Beisein eines DNV Mitarbeiters auf dem Gelände der Lürssen Werft durchgeführt. Hierbei wurden folgende Erprobungen durchgeführt:

- Sicherheitsmatrix vollständig geprüft. Die praktische Erprobung der sicherheitstechnischen Einrichtungen verlief erfolgreich, somit können wesentliche Anforderungen im Sinne dieses Arbeitspaket „Sicherheit“ als erfüllt angesehen werden.
- Elektrische Prüfung durchgeführt, diese ist jedoch aufgrund von Dokumentationsproblemen zu wiederholen nach vollständiger Fertigstellung der Anlage

Die Vorführung der Anlage bei FEPS zeigte Abweichungen im Bereich der verfügbaren Leistung. Diese haben zwar ggf. Relevanz hinsichtlich der Erfüllung der Anlagenspezifikation, nicht jedoch die für DNV relevanten Aspekte der Erfüllung der Sicherheitsanforderungen. Aufgrund technischer Probleme konnten die Betriebstests innerhalb der Projektlaufzeit nicht durchgeführt werden, diese sollen, wie auch die Dichtigkeitsprüfung, vor Inbetriebnahme des Demonstrators erfolgen. Die Ausstellung eines Class-Statements kann nach erfolgreicher Durchführung oben genannter Tests zur Inbetriebnahme erfolgen.

7.10. Arbeitspaket 9: Ökonomische und ökologische Analysen

Das Arbeitspaket 9 wurde von EPEA geleitet und bearbeitet.

7.10.1. Kurzbeschreibung und Ziele des Arbeitspakets 9

Die Brennstoffzellen wurden aus der Perspektive des Cradle to Cradle (C2C) Designs angeschaut. Zu Beginn wurde das Cradle to Cradle Design® Konzept allen Projektpartnern vorgestellt und es wurden Gespräche geführt, um die sinnvollsten Aktivitäten im Projekt zu planen und auszuführen. Ein wesentliches Thema schien der Brennstoff Methanol zu sein, aufgrund seines verbreiteten Rufs als Gefahrstoff. Deshalb wurde eine genauere Betrachtung von Methanol aus Sicherheits- und Nachhaltigkeitsperspektiven priorisiert. Analog zu den ersten beiden Phasen des C2C Designprozesses (wie in **Abbildung 228** dargestellt) wurde eine Inventarisierung bzw. Definition und eine Szenarien-bezogene Bewertung durchgeführt. Zudem wurden verschiedene alternative Brennstoffe betrachtet, um das Gefahrenpotenzial von Methanol einzuordnen. In einem Cradle to Cradle Design® Prozess würde dieser Vergleich typischerweise die nächste Phase, die Optimierung, einleiten.
Bei den Brennstoffzellenmaterialien wurden wichtige generische Materialien ausgewählt und nach C2C-Aspekten recherchiert. Dies bildet einen Teil der Phase 1 und 2 ab und könnte weitere Recherche-, Bewertungs- und Optimierungsentscheidungen unterstützen.
Ein Überblick über die bearbeiteten Themen wird in Tabelle 6 gegeben.

Kapitel	Themen
1. Methanol: Sicherheit	Brennstoffe: Gefahrenprofilen Benzin Methanol HFO (Heavy Fuel Oil) MDO (Marine Diesel Oil) MGO (Marine Gasoil) Ethanol Ammoniak
2. Methanol: Qualität	Analytische Untersuchung
3. Methanol: Geruchsstoffadditiv	Suche nach einem nutzbaren Kandidat sowie vorläufige Untersuchung im Testaufbau
4. Erneuerbares Methanol: Produktion	Wie Nachhaltig ist diese? Vergleich einiger verfügbarer erneuerbarer Methanolarten. Nutzen diese erneuerbare Material- und Energiequellen?
5. Brennstoffzelle: Generische Materialien	Themenbetrachtung: Übersicht der Stoffströme in Europa/Deutschland, Materialrückgewinnung, Materialbearbeitung, ökologische und gesundheitliche Aspekte Aluminium Graphit Platin PTFE (Polytetrafluorethylen) Silikon Stahl

Tabelle 6: Arbeitspaket 9 Themen

7.9.1.1 Cradle to Cradle Design®

Ziel eines Cradle to Cradle Optimierungsprojekts ist es, geeignete Materialien in dem für sie geeigneten Kreislauf zirkulieren zu lassen.
Zu den Cradle to Cradle Design® Kriterien (C2C) für Produkte und Materialien gehören Aspekte wie Materialsicherheit, toxikologische Unbedenklichkeit, Kreislauffähigkeit, Rohstoffgewinnung, Nutzungs- und Nachnutzungsszenarien, „Design for Disassembly“ und Eignung für Recyclingsysteme/ -technologien.

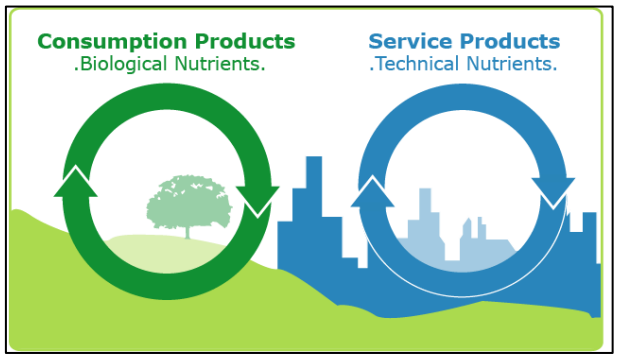


Abbildung 228: C2C-Kreisläufe und das Verständnis von Kreislauffähigkeit (auf Basis von Braungart et al. 2007)

7.9.1.2 EPEA Materialbewertungsmethodik

EPEA hat die Bewertungsmethodik mitentwickelt, die im Cradle to Cradle Zertifizierungs-Standard [7] aufgeführt wird. Diese Methodik wird in dem Pa-X-ell2 Projekt angewendet und wo nötig, weiterentwickelt.
Das Vorgehen in einem C2C Projekt wird und wurde nach der von Braungart et al. beschriebenen Weise [8] umgesetzt und am Projekt case-by-case angepasst.

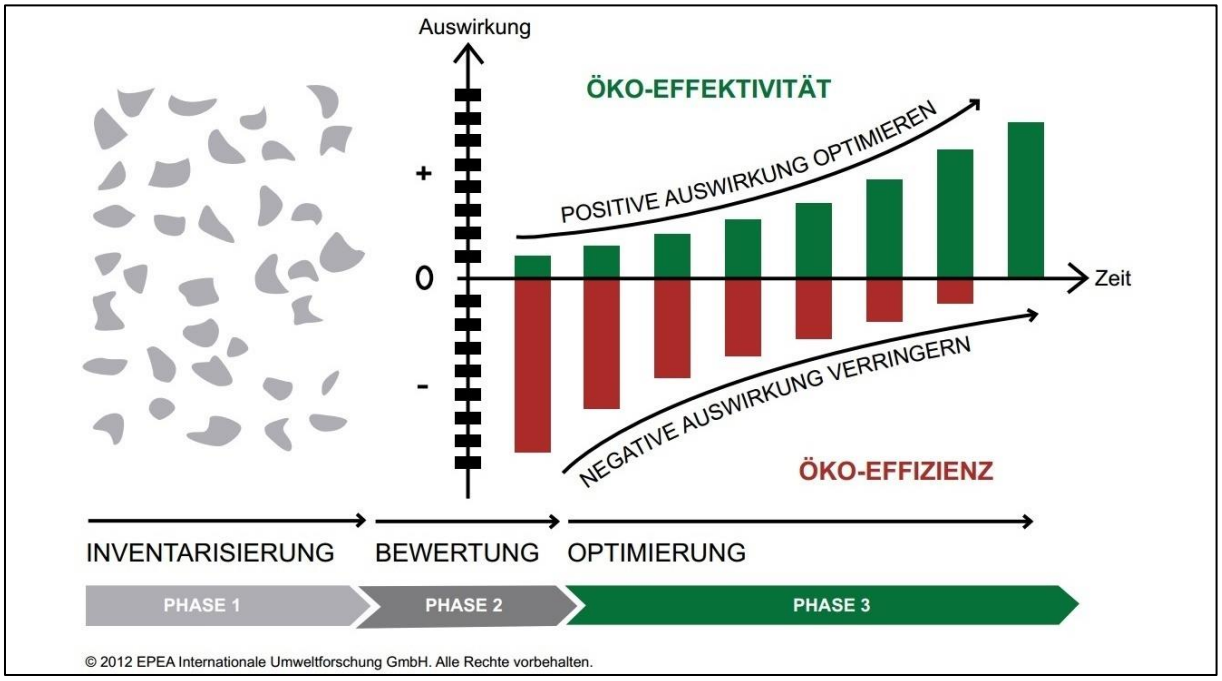


Abbildung 229: Cradle to Cradle® Design Prozess

7.10.2. Untersuchung von Methanol: Sicherheitsaspekte

Um die Sicherheit des Einsatzes von Methanol in Brennstoffzellen auf Schiffen zu bewerten, wurden die toxikologischen und umwelttoxikologischen Aspekte von Methanol überprüft und mit den von anderen häufig benutzten Treibstoffen verglichen.

7.10.2.1. Methanolprofil: Vorkommen, toxikologische Eigenschaften, Grenzwerte

Methanol ist ein in der Natur, in Lebensmitteln und Getränken sowie in der Industrie weit verbreiteter Stoff. In der chemischen Industrie wird es in großem Umfang als Grundstoff für die Synthese komplexerer Stoffe verwendet; im Jahr 2015 wurden etwa 75 Millionen Tonnen davon hergestellt [9]. In der Natur kommt es beispielsweise in geringen Konzentrationen in Obst und Gemüse vor, wo es durch die Verstoffwechselung von Pektin entsteht. Zudem ist es ein natürlicher Metabolit im menschlichen Körper. Es kommt in verschiedenen Getränken vor, z. B. in alkoholischen Getränken wie Wein (120-250 mg/l in Rotwein, [10]), Bier und Spirituosen aufgrund des Gärungsprozesses, aber auch Fruchtsäfte (12-640 mg/l, [11]) und insbesondere mit Aspartam gesüßte Diät-Softdrinks können aufgrund des Metabolisierungswegs von Aspartam zur Methanolbildung im Körper führen [12].
Die Hintergrundbelastung des Menschen durch die oben genannten Quellen liegt bei einem mittleren Blutspiegel von 0,73 mg/l [13].
Dies verdeutlicht, dass Menschen im täglichen Leben ständig geringen Mengen Methanol ausgesetzt sind. Andererseits ist Methanol durch akute Vergiftungserscheinungen als Menschengift bekannt geworden, z. B. durch den Konsum verunreinigter alkoholischer Getränke. So konsumierten beispielsweise 1951 im US-Bundesstaat Georgia 323 Menschen Whiskey, der mit 35-40 % Methanol verunreinigt war - 41 von ihnen starben [11].
Die nachgewiesene akute Toxizität von Methanol ergibt sich aus dem Methanolweg im menschlichen Körper, bei dem ein Zwischenprodukt Ameisensäure (Formiat) ist. Die Geschwindigkeit, mit der Menschen und andere Primaten Ameisensäure weiter verstoffwechseln können, ist aufgrund von Unterschieden im Verstoffwechselungsweg deutlich geringer als bei anderen Säugetieren. Dadurch bauen Menschen und Primaten, die eine hohe akute Methanoldosis aufnehmen, einatmen oder absorbieren, eine toxische Menge an Ameisensäure im Körper auf, die eine metabolische Azidose verursacht. Die Auswirkungen sind je nach der aufgenommenen Dosis unterschiedlich schwerwiegend. Ist der Spiegel hoch genug, kann die Azidose zu dauerhafter Erblindung und sogar zum Tod führen, wie im obigen Fall [13].
Es ist daher von entscheidender Bedeutung, dass Spitzenwerte der Methanolexposition beim Menschen vermieden oder angemessen behandelt werden, wenn sie versehentlich auftreten. Abgesehen von der spezifischen Wirkung der Azidose bei Menschen und Primaten hat Methanol jedoch ein eher geringes Toxizitätsprofil. Im Folgenden wird ein Überblick über die toxikologischen Eigenschaften von Methanol gegeben, basierend auf den Stoffinformationen, die der Europäischen Chemikalienagentur für die europäische Registrierung der Verwendung von Chemikalien (REACH) [14] vorgelegt wurden, sofern nicht anders angegeben. Die verschiedenen Eigenschaften wurden, soweit möglich, gemäß dem Cradle to Cradle Material Health Evaluation Standard mit den Stufen geringe, mittlere und hohe Toxizität klassifiziert [15]:

- Die akute Toxizität **für den Menschen** ist basierend auf der harmonisierten Einstufung von Methanol mit den H-Sätzen 301, 311 und 331 sowie 370 hoch. In Fallberichten über versehentliche Aufnahme wurden niedrigste tödliche Dosen von 300-1000 mg/kg Körpergewicht festgestellt [13].
- Die akute Toxizität ist bei anderen Säugetieren mittel bis gering, mit einer oralen LD 50 (tödliche Dosis für 50 % der Versuchstiere) zwischen 1187 und 2256 mg/kg Körpergewicht bei Ratten, einer inhalativen LD 50 bei Katzen von 43700 mg/m³ und einer dermalen LD 50 von 17100 mg/kg bei Kaninchen. Die chronische Toxizität für Primaten ist gering bis hoch, mit einem inhalativen „No observed adverse effect level“ (NOAEL) von 0,013 mg/l in Luft nach 6-stündiger Exposition über einen Zeitraum von 7 bis 29 Monaten (der jedoch auf leichten reversiblen Effekten beruht), während ein NOAEL-Wert von 1,3 mg/l für die kontinuierliche Exposition als höchste in derselben Studie getestete Konzentration ermittelt wurde. Bei Affen wurde nach dreitägiger oraler Exposition ein „lowest observed adverse effect level“ (LOAEL) von 2340 mg/kg Körpergewicht festgestellt. Das Sensibilisierungspotenzial von Methanol ist auf der Grundlage eines Meerschweinchen-Maximierungstests bei 50 % Induktions- und Auslösekonzentration nicht bemerkbar. Die Karzinogenität wurde als nicht offensichtlich angesehen. Obwohl zwei Studien an Ratten und Mäusen einige positive Ergebnisse lieferten, wurden die Schlussfolgerungen der Studien von der Europäischen Behörde für Lebensmittelsicherheit aufgrund festgestellter Unzulänglichkeiten der Studien nicht unterstützt [16].

Die genetische Toxizität wird auf der Grundlage eines "Beweiskraft der Daten"-Ansatzes als nicht relevant angesehen, da die Mehrzahl der verfügbaren In-vitro- und In-vivo-Studien negative Ergebnisse lieferten, während nur einige wenige In-vitro-Studien positive oder unklare Ergebnisse zeigten. Die Reproduktionstoxizität wird auf der Grundlage eines "Beweiskraft der Daten"-Ansatzes als für den Menschen nicht relevant angesehen. Die Reproduktionstoxizität bei Nagetieren wurde in mehreren Studien (ähnlich wie bei anderen gängigen Alkoholen) bei hohen Dosen festgestellt. Solche Dosen wären jedoch für den Menschen aufgrund der erwähnten Unterschiede in den Stoffwechselwegen akut toxisch oder tödlich. Die aquatische Toxizität ist gering, wobei Referenzstudien eine LC50 von 15400 mg/l nach 96-stündiger Exposition für Fische, eine EC50 von 18260 mg/l nach 96-stündiger Exposition für aquatische Wirbellose und eine EC50 nach 96-stündiger Exposition von etwa 22000 mg/l für Algen zeigen. Die terrestrische Toxizität ist gering, wobei Referenzwerte beispielsweise eine No Observed Effect Concentration (NOEC) für die Reproduktionstoxizität von Regenwürmern von 10.000 mg/kg Trockengewicht nach 63 Tagen, eine NOEC für die Reproduktionstoxizität von Arthropoden von 1000 mg/kg Trockengewicht nach 28 Tagen und eine niedrigste NOEC von 1555 mg/kg Trockengewicht für terrestrische Pflanzen zeigen. Es liegen keine Daten über Bodenmikroorganismen vor, aber aufgrund der für aquatische Organismen dokumentierten geringen Gefährdung wird ebenfalls ein geringes Gefährdungspotenzial erwartet. Die biologische Abbaubarkeit ist in einer Vielzahl von Umweltmedien dokumentiert, darunter Süß- und Salzwasser, Sedimente und Böden, Grundwasser, Aquifermaterial und Industrieabwässer. Das Bioakkumulationspotenzial ist gering, basierend auf experimentellen BCFs von < 10 bei Fischarten Die Absorption von Methanol erfolgt über alle Expositionspfade (oral, inhalativ und dermal). Auf Grundlage dieser bekannten Toxizitätseigenschaften von Methanol wurden sichere Methanolexpositionskonzentrationen für den Arbeitsplatz und die allgemeine Öffentlichkeit abgeleitet, wie unten dargestellt. Eine Exposition unterhalb dieser Werte führt zu keinen akuten oder chronischen Auswirkungen auf den Menschen [17].
Arbeiter:
– Inhalative DNEL (Derived No Effect Level): 260 mg/m³ bei einem 8 Stunden Arbeitstag

– Dermal DNEL: 40 mg/kg Körpergewicht/Tag (interne systemische Dosis)

Durchschnittsbevölkerung:
– Inhalative DNEL: 43.3 mg/m³ (Faktor 6 niedriger als bei Arbeitern, um die Variabilität der Empfindlichkeit von Personen zu berücksichtigen)
– Dermal DNEL: 6.66 mg/kg Körpergewicht/Tag (interne systemische Dosis)

7.10.2.2. Vergleich von Schiffsbrennstoffen anhand ihrer toxikologischen Gefahreneigenschaften

Eine Frage, die sich im Zusammenhang mit dem potenziell weit verbreiteten künftigen Einsatz von Methanol als Schiffsbrennstoff stellt, ist die, ob es in Bezug auf seine Umwelt- und Gesundheitsauswirkungen besser oder schlechter ist als die bestehenden Brennstoffe. Während die Antwort auf diese Frage im Allgemeinen vom spezifischen Kontext jedes potenziellen Expositionsszenarios für die verschiedenen Brennstoffarten abhängt, kann ein Vergleich der toxikologischen Eigenschaften der verschiedenen Brennstoffoptionen bereits allgemeine Schlussfolgerungen zulassen. Im Folgenden werden die toxikologischen Profile einer Auswahl der derzeit auf Schiffen verwendeten flüssigen Brennstoffe sowie von Methanol und Ethanol dargestellt. Sofern nicht anders angegeben, stammen die toxikologischen Daten aus den REACH-Registrierungsdossiers der Europäischen Chemikalienagentur [18]. Der Farbcode in der Tabelle steht für geringe (grün), mittlere (gelb) und hohe (rot) Gefährdung, basierend auf der Kategorisierungsmethode des Cradle to Cradle Material Health Evaluation Standard [17]:

Fuel Type	Gasoline	Methanol	Heavy fuel oil (HFO) (high-sulfur)	Marine Diesel/Gas Oil (MDO/MGO)	Ethanol	Ammonia
CAS no.	86290-81-5	67-56-1	92045-14-2	68334-30-5	64-17-5	7664-41-7
H-phrases (GHS) [19]	H304: H340: H350:	H225: H301: H311: H331: H370:	H350:	H351:	H225:	H331: H314
Carcinogenicity	[19] if >0,1 % benzene		1B [19]	category 2 [19]	weak genotoxic carcinogen MAK III 5 [20]	no evidence for carcinogenicity [19]
Mutagenicity	[19] if >0,1 % benzene	weight of evidence, several negative in vivo studies, some positive or ambiguous in vitro studies [19]	Equivocal [19]	little activity or ambiguous results in vitro , negative in vivo. Endpointl conclusion: negative [19]	MAK 5 [20]	negative in vivo and in vitro tests [19]
Reproductive toxicity	[19] if > 3 % toluene and/or n-hexane	NOAEC 2,39 mg/l for monkeys (ECHA, 2019). MAK C [20]	H361d [19]		MAK C [20]	not a reproductive or developmental toxin [19]
Dermal absorption	if no dermal occlusion [19]	MAK H [20]	[19]		Systemic doses of ethanol via skin absorption under practical conditions will be very low. [19]	significant dermal absorption is not considered to be likely for intact skin [19]
Acute Inhalative Toxicity	(4h) >5.61 mg/L air [19]	H331: Toxic if inhaled; (6h) LC 50 44 mg/L cats [19]	LC 50 (4h) 4.1-4.5 mg/L aerosol air [19]	LC50 4.1 mg/l aerosol [19]	(4h) 116 mg/L air [19]	H331: Toxic if inhaled [19]
Acute Dermal Toxicity	> 2000 mg/kg [19])	H311: Toxic in contact with skin; LD 50 17100 mg/kg bw rabbit [19]	LD 50 > 2000 [19]	LD50 > 4300 mg/kg [19]	17100 [19]	H314: Causes severe skin burns and eye damage. [19]
Acute Oral Toxicity	>5000 mg/kgt [19])	H301: Toxic if swallowed; lethal dose in humans 0,3-1 g/kg [11]	LD 50 4320 mg/kg [19]	LD50 > 5000 mg/kg [19]	1187 [19]	LD50 =350 mg/kg [19]
Repeated Dose Inhalative Tox.	NOAEL = 9840 mg/m3 @ 28 day [19]	NOAEC chronic = 0.013 mg/L air in monkeys (7 to 29 months exposure) based on reversible effects (but no clear adverse effect at 1.3 mg/l) [19]		NOAEC 0,88mg/l aerosol 90 day 4h per day , H373 [19]	inhalation route is not likely to be of concern [19]	no evidence of marked repeated dose systemic toxicity [19]

Repeated dose Dermal Tox.	NOAEL= 3750 mg/kg @ 28 day [19]		subchronic dermal NOAEL of 1.06 mg/Kg/day [19]	NOAEL 30 mg/kg bw [19]	skin absorption under practical use conditions is negligible [19]	no evidence of marked repeated dose systemic toxicity [19]
Repeated Dose Oral Tox.		LOAEL subacute = 2340 mg/kg/bw in monkeys (mortality 7/7 after 3 d exposure)			NOAEL 1730 mg/kg bw 90 d rat	no evidence of marked repeated dose systemic toxicity [19]
Sensitization	not sensitizing [19]	no evidence of a notable sensitisation potential of methanol. [19]	The results indicate that Heavy Fuel Oil Components are not dermal sensitisers [19]	considered non-sensitising [19]	not sensitizing [19]	bronchial asthma seen in case study [21]
Aquatic Tox. fish	LL50=8.2-10 (4days) [19]	15400 (4days) [19]	LL50=79 (4days) [19]	LL50=21-65 (4days) [19]	LC50=14200-15400 (4days) [19]	LC 50 fish 96h 0,7-3,4 mg/l [19]
Aquatic Tox. invertebrates	EL50=4.5 (48h); NOELR=3-16 (21days) [19]	EC50=18260 (4days); NOEC=210 (21days) [19]	EL50=0.22 mg/l (48h) [19]	EL50=68-210 (48h) [19]	EC50=10000 (48h); LC50=1806000 (10days) [19]	LC 50 daphnia 96h 4,07 mg/l [19]
Aquatic Tox. algae	EL50=3.1 (3days) [19]	22000 [19]	EL50=0.32 (72h) [19]	EL50=10-78 (72h) [19]	EC50=275 (72h) [19]	LC 50 algae 96h 2,94 mg/l [19]
Bioaccumulation	uvcb substance [19]	no bioaccumulation [19]	uvcb substance		read-across from methanol [19]	all animal species have developed effective physiological mechanisms of detoxification (metabolism to other nitrogenous compounds) or excretion [19]
Biodegradability	uvcb substance [19]	freshwater: 71 (95% after 20 days); marine water: 69-97%; soil: 53.4% aerobic, 46.3% anaerobic; [19]	uvcb substance	substance is considered readily biodegradable. [19]	freshwater: readily biodegradable Anaerobic cond.: degradable, complete mineralisation [19]	rapidly biodegradable [19]

Tabelle 7: Vergleich von Schiffsbrennstoffen anhand ihrer toxikologischen Gefahreneigenschaften

Die dargestellten Brennstoffoptionen wurden auf solche beschränkt, die bei Umgebungstemperatur und -druck flüssig bleiben und im Falle von Ammoniak mit mäßigem Druck und Kühlung als Flüssigkeit gehandhabt werden können. Dies ist darauf zurückzuführen, dass andere gasförmige Brennstoffe (z.B. Wasserstoff) aufgrund von Schwierigkeiten bei der Lagerung und Handhabung von der Forschungsgruppe von Pa-X-ell-2 aus technischer Sicht generell als praktikable Brennstoffoption ausgeschlossen wurden.
Vergleicht man die Gesamtprofile der verschiedenen Brennstoffe, so lassen sich die folgenden allgemeinen Feststellungen treffen:

1. Die akute Toxizität von Methanol und Ammoniak scheint von größerer Bedeutung zu sein als die akute Toxizität der anderen verglichenen Brennstoffoptionen. Die Vermeidung einer hohen akuten Exposition ist daher der Schlüssel für eine sichere Verwendung von Methanol oder Ammoniak auf Schiffen.
2. Die Umweltgefährdung für den aquatischen Bereich ist bei Methanol oder Ethanol wesentlich geringer als bei den herkömmlichen Brennstoffoptionen Benzin, Schweröl und Schiffsdiesel sowie bei Ammoniak. Es ist daher zu erwarten, dass die Verwendung von Methanol oder Ethanol im Vergleich zu herkömmlichen flüssigen Brennstoffen und Ammoniak die Umweltauswirkungen von Brennstoffunfällen sowohl im Hafen als auch auf dem Schiff erheblich verringert.
3. Eine chronische Langzeitexposition gegenüber Methanol, Ethanol oder Ammoniak ist bei niedrigen Dosen gesundheitlich unbedenklich, während die CMR-Eigenschaften (Karzinogenität, Mutagenität, Reproduktionstoxizität) von Schweröl, Benzin und Schiffsdiesel, insbesondere ihre Karzinogenität, selbst bei niedrigen Dosen ein nicht zu vernachlässigendes Gesundheitsrisiko darstellen. Die Verwendung der oben genannten nicht-konventionellen Brennstoffe scheint daher die langfristigen Expositionsszenarien bei niedrigen Dosen für Brennstoffe zu verbessern, z. B. für Arbeiter, die regelmäßig mit dem Brennstoff umgehen.
4. Ethanol weist ebenfalls die meisten der toxikologischen Gefahrenstufen von Methanol auf. Obwohl es für die CMR-Kategorien eine mittlere Gefährdungsstufe aufweist, dürfte die Bedeutung dieser Eigenschaften für inhalative oder dermale Expositionsszenarien als Schiffsbrennstoff vernachlässigbar sein. Im Gegensatz zu Methanol oder Ammoniak stellt Ethanol keine ernsthafte Gefahr für die akute Toxizität dar und scheint daher im Hinblick auf akute gesundheitliche Auswirkungen leichter beherrschbar zu sein als Methanol oder Ammoniak.
5. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sowohl Ethanol als auch Methanol hinsichtlich ihres toxikologischen Gesamtprofils eine wesentliche Verbesserung gegenüber den herkömmlichen flüssigen Treibstoffen Benzin, Schiffsdiesel und Schweröl darstellen, hauptsächlich wegen ihres geringeren Gefahrenpotenzials für die Umwelt und weil sie keine nennenswerten CMR-Eigenschaften aufweisen. Sie werden auch als vorteilhaft gegenüber Ammoniak angesehen aufgrund der höheren Umweltgefährdung von Ammoniak bei potenzieller Freisetzungen.
6. Da Methanol einige technische Vorteile gegenüber Ethanol für den Einsatz von Brennstoffzellen auf Schiffen aufweist (z.B. besseres molekulares Verhältnis von Wasserstoff zu Kohlenstoff für die Wasserstoffreformierung, niedrigere Verarbeitungstemperaturen für die Wasserstoffreformierung oder die bestehende globale Infrastruktur für die Lagerung von Methanol in Häfen), wurde Methanol von der Pa-X-ell2-Arbeitsgruppe als die insgesamt bevorzugte Wahl ermittelt. Darüber hinaus hat Biomethanol, das aus Biomasse der zweiten Generation wie Holzabfällen hergestellt wird, ein viel geringeres Treibhauspotenzial als fossile Brennstoffe und ist bei den meisten Produktionsmethoden niedriger als Ethanol [22].

7.10.2.3. Risikobewertung von Methanol als Schiffsbrennstoff

Wie bereits erwähnt, hat Methanol eine hohe akute Toxizität über alle Expositionswege. Dies stellt eine ernsthafte potenzielle Gesundheitsgefahr dar, die sich jedoch nur bei ausreichender Exposition in einem bestimmten Verwendungsszenario in ein tatsächliches Gesundheitsrisiko verwandelt. Der Unterschied zwischen Gefahr und Risiko besteht darin, dass eine angemessene Kontrolle der Exposition von Organismen gegenüber einem gefährlichen Stoff verhindert, dass sich negative gesundheitliche Auswirkungen im Organismus manifestieren.
Die folgende Gleichung beschreibt die Korrelation: Risiko = f (Gefahr, Exposition)
Demzufolge wird ein Risiko ausgeschlossen, wenn

- das Gefährdungspotenzial eines bestimmten Stoffes gering ist und / oder
- die Exposition gegenüber dem Stoff hinreichend gering ist oder vollständig verhindert wird

Die tatsächliche Exposition hängt von den spezifischen Umständen in einem bestimmten Szenario oder einer bestimmten Situation ab.
Im Fall von Methanol wurde oben festgestellt, dass die einzige relevante Gesundheitsgefahr die akute Toxizität ist, d. h. eine hohe Dosis über einen kurzen Zeitraum. Um einen besseren Überblick über das Verhältnis zwischen Dosis und Wirkung zu erhalten, zeigt die folgende Grafik die Menge an Methanol, die Menschen in verschiedenen Situationen und aus verschiedenen Quellen aufnehmen, sowie die gemeldeten Dosen für schwere akute gesundheitliche Auswirkungen von Methanol und herkömmlichem Dieselkraftstoff zum Vergleich:

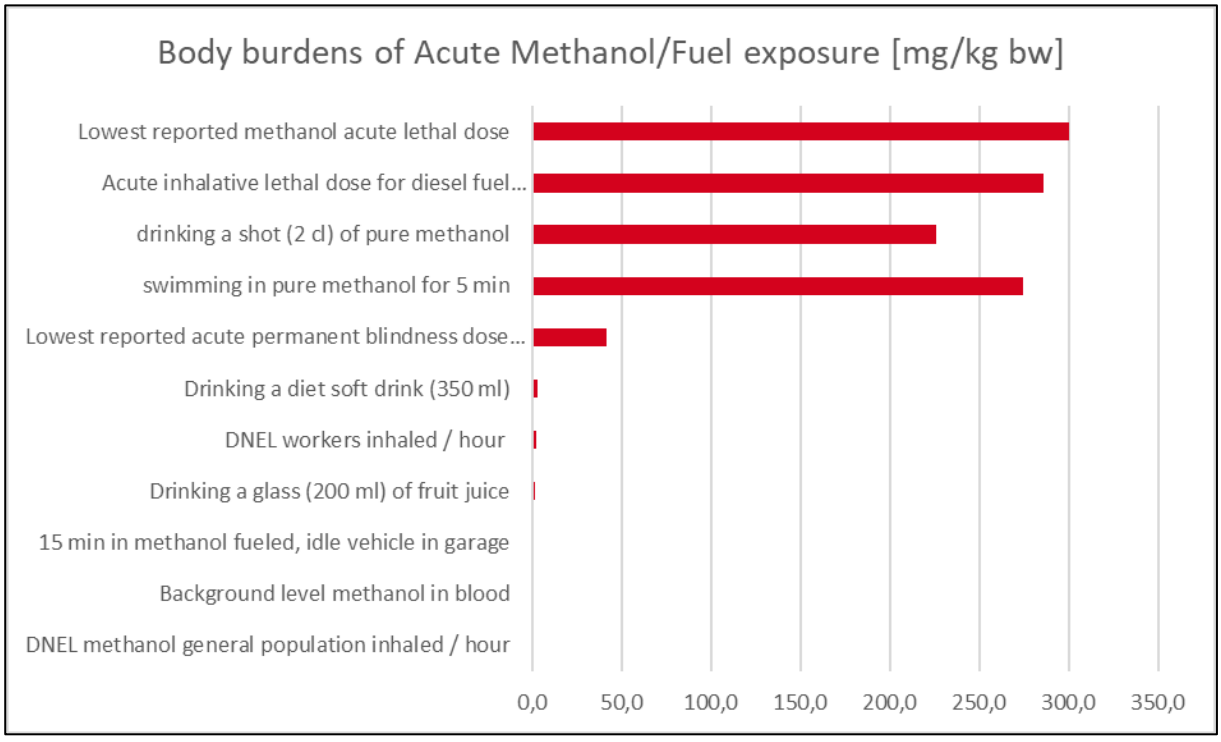


Abbildung 230: Methanol oder Diesel Exposition über verschiedene Wege

So ist beispielsweise die Dosis, die ein normaler Mensch im Alltag von gewöhnlichen Getränken wie Orangensaft aufnimmt, vergleichbar mit der Dosis, die ein Arbeiter bei der höchsten zulässigen Luftkonzentration am Arbeitsplatz während eines normalen Arbeitstages erhalten würde. Beide Dosen liegen weit unter den kritischen Werten, bei denen Auswirkungen wie Erblindung oder sogar Tod auftreten. Um weiter beurteilen zu können, wie Methanol auf Schiffen sicher verwendet werden kann, müssen die konkreten relevanten Expositionsszenarien für diese Anwendung genauer beschrieben werden. Dementsprechend wurden die folgenden allgemeinen Expositionsszenarien ermittelt:

- Inhalative Exposition von Arbeitern und Passagieren (in Häfen und auf Schiffen)
- Unbeabsichtigte dermale Exposition von Arbeitern (in Häfen und auf Schiffen)
- Umweltexposition in Häfen oder auf Schiffen (Verschütten ins Wasser, Verschütten in den Boden)

Jedes dieser Expositionsszenarien wird im Folgenden näher erläutert.

7.10.2.4. Inhalative Exposition von Arbeitern

Methanol wird in Tanks in den Häfen gelagert, bevor es in die Tanks gepumpt wird, die auf den Schiffen mit geeigneter Ausrüstung installiert sind. Der Transport des Methanolbrennstoffs von den Schiffstanks zu den Schiffsmotoren an Bord wird über installierte Rohrleitungen erfolgen.
Eine inhalative Exposition von Arbeitern, die mit den oben genannten Tätigkeiten betraut sind, kann entstehen durch:

1. das Anbringen und Entfernen von Abfüllvorrichtungen an Tanks und Rohrleitungen, wodurch kleine Mengen Methanol in die unmittelbare Umgebungsluft des Arbeiters gelangen können
2. unzureichende Isolierung von Methanollagertanks, Rohrleitungen, Konvertern und Brennstoffzellen, was zu einer geringen Methanol-Hintergrundexposition führt, insbesondere in den Schiffsbereichen, in denen sich diese Ausrüstung befindet
3. Unfallszenarien in seltenen Fällen, bei denen Methanol potentiell in großem Umfang in den Arbeitsbereich gelangen kann und unkontrollierte Verdunstung zu hohen Methanolkonzentrationen in der Umgebungsluft führt. Wenn keine Belüftung stattfindet, kann es zu einer Sättigung der Luft über einem verschütteten Bereich kommen.

Ohne Sicherheitsmaßnahmen zur Begrenzung der Exposition, wie Schutzausrüstung und Belüftung von Räumen, kann es insbesondere bei Unfällen zu Methanolkonzentrationen in der Luft kommen, die in kurzer Zeit zu toxischen Dosen im Körper führen können. Dies wird durch die folgende Berechnung veranschaulicht:

- In einem kleinen geschlossenen Raum ist Methanol verschüttet worden. Durch Verdunstung hat sich die Methanolkonzentration in der Raumluft auf die untere Explosionsgrenze für Methanol bei Raumtemperatur, äquivalent zu 6 % (60000 ppm) [23] (diese Konzentration wird bei dieser Berechnung als konstant angenommen).
- Eine Person mit einem Gewicht von 70 kg, einer durchschnittlichen Atemfrequenz von 10 m3/8 Arbeitsstunden [24] und einer durchschnittlichen, höchsten gemeldeten Lungenabsorptionsrate von 85 % des eingeatmeten Methanols [14] arbeitet ohne Schutzausrüstung in dem Raum (die dermale Absorption von Methanol in der Luft wird für diese Berechnung als vernachlässigbar angenommen).

- Nach nur 12 Minuten Aufenthalt in dem Raum hat der Arbeitnehmer eine innere Dosis von 300 mg/kg erhalten, was die niedrigste gemeldete tödliche Dosis ist [14].

Es sollte betont werden, dass die obige Berechnung nur eine Veranschaulichung der Folgen einer unwahrscheinlichen hohen inhalativen Exposition ist. In einem realistischen Szenario würde der Anstieg der Methanolkonzentration bis zur Explosionsgrenze durch natürliche und künstliche Belüftungsraten begrenzt. Außerdem ist der Geruch von Methanol oberhalb von 100 ppm für die meisten Menschen wahrnehmbar [25], sogar 59 ppm steht auf ein Standard Safety Data Sheet [26]. Die Sensoren in den Brennstoffzellensystemen lösen bei weniger als 5 ppm Alarm aus, so dass das oben beschriebene Szenario nicht eintreten würde. Das oben beschriebene Unfallszenario zeigt jedoch, dass eine angemessene Vorbeugung gegen eine unbeabsichtigte inhalative Exposition unerlässlich ist.
Andererseits sind Situationen mit geringer Exposition durch die normale Handhabung von Abfüllanlagen und Methanolemissionen aus Tanks und Rohrleitungen wahrscheinlicher, aber wahrscheinlich von geringer Bedeutung. Eine konkrete Bewertung der jeweiligen Methanoldosen für solche Fälle ist derzeit nicht möglich, da es an Messdaten aus der Praxis für den Einsatz von Methanol als Brennstoff auf Schiffen fehlt.
Es ist jedoch zu erwarten, dass sie vergleichbar ist mit anderen industriellen Anwendungen von Methanol in geschlossenen Räumen, wie z.B. in der chemischen Industrie. Die dort herrschenden Arbeitsplatzbedingungen halten die Expositionswerte im Allgemeinen unter den für Arbeitern festgelegten sicheren Konzentrationen. Daher kann davon ausgegangen werden, dass vergleichbare Bedingungen auf Schiffen zu den gleichen sicheren Werten in der Luft der Arbeitsbereiche führen. Im Rahmen des Pa-X-ell2 Projekts werden auch zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen für die Verwendung von Methanol auf Schiffen in Betracht gezogen, z.B. doppelwandige Rohre und effiziente Belüftungssysteme, um die Methanolkonzentration in der Luft so weit wie möglich zu reduzieren, selbst bei unbeabsichtigter Freisetzung. Dadurch können sicherere Arbeitsbedingungen geschaffen werden.
Für Passagiere, die sich im Allgemeinen nicht in unmittelbarer Nähe von Methanol-Brennstoffquellen wie Tanks, Leitungen und Motoren aufhalten, dürfte die inhalative Exposition angesichts der oben genannten Überlegungen für Arbeiter vernachlässigbar sein.

7.10.2.5. Dermal Exposition von Arbeitern

Die oben für die inhalative Exposition von Arbeitern beschriebene Grundsituation beim Umgang mit Methanolbrennstoff gilt auch für die Betrachtung der dermalen Exposition. So kann die dermale Exposition von Arbeitern, die für die Betankung und Wartung zuständig sind, entstehen durch:

1. das Anbringen und Abnehmen von Betankungseinrichtungen an Tanks und Leitungen, wobei kleine Mengen Methanol auf die Haut oder die Kleidung des Arbeiters gelangen können.
2. Unfälle in seltenen Fällen, bei denen möglicherweise große Mengen Methanol in den Arbeitsbereich gelangen können und die Arbeiter möglicherweise auslaufendem flüssigen Methanol oder Sprühnebel auf ihrer Haut und Kleidung ausgesetzt werden können.

Die gesundheitlichen Auswirkungen der oben genannten Expositionssituationen hängen von der Dauer der Exposition und der betroffenen Hautpartie ab.
Methanol wird leicht durch die Haut absorbiert und im Körper verteilt, nachdem es die Hautbarriere passiert hat [27]. Lokale Auswirkungen auf die ausgesetzten Körperteile sind daher nicht zu erwarten. Wie bei der inhalativen Exposition ist vielmehr die systemische Konzentration, die sich im Körper auf-

baut, der entscheidende Faktor für das Auftreten gesundheitlicher Auswirkungen. Ohne Schutzmaßnahmen wie das Tragen von Schutzkleidung oder das Wechseln der Kleidung und Abwaschen des Methanols im Falle eines Verschüttens führt die dermale Exposition schnell zu relevanten Methanolkonzentrationen im Körper.
Die folgende Expositionsberechnung verdeutlicht dies:

- Ein strukturelles Versagen in einer Methanol-Brennstoffleitung ist aufgetreten. Methanol-Brennstoff läuft auf 10 % der Hautoberfläche (~1800 cm^2, [28]) eines Arbeiters in unmittelbarer Nähe des Lecks aus.
- Es wird angenommen, dass der Arbeiter ein durchschnittliches Gewicht von 70 kg hat, dass die durchschnittliche dermale Aufnahme von Methanol 0,192 mg/cm^2 pro Minute beträgt [14] und dass die Hautfläche ständig mit Methanol bedeckt ist (unter der worst-case-Annahme, dass keine Verdunstung und Trocknung stattfindet).
- Nach 8 Minuten wäre die sichere Tagesdosis für Arbeiter (DNEL 40 mg/kg Körpergewicht/Tag) überschritten. Nach 60 Minuten hat der Arbeiter eine interne systemische Dosis von 300 mg/kg erhalten, was die niedrigste gemeldete tödliche Dosis darstellt [14].

Dies verdeutlicht, dass der Schutz vor dermaler Exposition beim Umgang mit Methanolbrennstoff von entscheidender Bedeutung ist. Durch Vorsichtsmaßnahmen, die beim Umgang mit Methanol in anderen Industriezweigen (z. B. in der chemischen Industrie) regelmäßig getroffen werden, wie Schutzausrüstung, Notfallverfahren zum Abwaschen von Methanolverschmutzungen usw., sollte das Risiko gesundheitlicher Auswirkungen für Arbeiter in Häfen und auf Schiffen jedoch angemessen kontrolliert werden.

7.10.2.6. Unbeabsichtigte Exposition von Umweltorganismen

Im Rahmen des Umgangs mit Methanol für die Schifffahrt sind sowohl kleine Verschüttungen, z.B. durch die Handhabung von Geräten, als auch große unfallbedingte Verschüttungen, z. B. durch strukturelles Versagen von Tanks, möglich. Diese Freisetzungen können in Häfen sowohl in den Boden als auch in das Wasser eindringen und gelangen in Meeresgewässer oder Flüsse, wenn sie von Schiffen freigesetzt werden. Zur Bestimmung des Umweltrisikos für Bodenorganismen sind die terrestrischen toxikologischen Eigenschaften von Methanolbrennstoff von Bedeutung. Die Gefahr der terrestrischen Toxizität von Methanol ist sehr gering. Darüber hinaus ist Methanol unter aeroben oder anaeroben Bedingungen im Boden leicht abbaubar, und es wird sogar berichtet, dass es ein Wachstumssubstrat für viele Bodenorganismen darstellt [29]. Daher sind bei den oben genannten Verschüttungsszenarien keine relevanten Sicherheitsbedenken zu erwarten: Kleinere Freisetzungen durch die normale Handhabung von Geräten werden angesichts des geringen terrestrischen Toxizitätsprofils wahrscheinlich in geringen, vernachlässigbaren Mengen auftreten. Große Mengen versehentlich in den Boden freigesetzter Stoffe werden wahrscheinlich nur zu potenziellen lokalen Auswirkungen an der unmittelbaren Austrittsstelle führen, wo konzentriertes reines Methanol vorhanden ist. Es ist davon auszugehen, dass sich das Methanol bereits kurze Zeit nach der Freisetzung verflüchtigt und abbaut, so dass die Konzentration auf ein ungiftiges Niveau sinkt.
Im Hinblick auf das Risiko von Auswirkungen auf Wasserorganismen im Falle von Freisetzungen sind die Eigenschaften der aquatischen Toxizität im Zusammenhang mit der zu erwartenden Exposition zu berücksichtigen. Da die aquatische Toxizität von Methanol für alle getesteten Wasserorganismen gering ist, wird erwartet, dass kleine Freisetzungen beim regelmäßigen Umgang mit Methanol-Kraftstoff vernachlässigbare Umweltauswirkungen haben.

Selbst bei größeren Unfällen sind die Auswirkungen auf die Umwelt voraussichtlich nur von kurzer Dauer und auf die unmittelbare Umgebung des Unglücksortes beschränkt. Methanol ist leicht mit Wasser mischbar. Daher wird erwartet, dass die Freisetzung von Methanol in Oberflächengewässer stark durch Advektion, Dispersion und Diffusion beeinflusst wird. Die Gezeitenströmungen in Verbindung mit der windbedingten Wellenbewegung dürften dazu führen, dass sich ein großer Methanolaustritt schnell auf Werte unterhalb der toxischen Schwellenwerte verteilt. In Verbindung mit der leichten biologischen Abbaubarkeit von Methanol sollte daher eine unbeabsichtigte Freisetzung großer Mengen in die Gewässer keine langfristigen Auswirkungen haben. Aufgrund der obigen Überlegungen wird das Umweltrisiko, das über die akuten, lokalen Auswirkungen der Verwendung von Methanol als Brennstoff auf Schiffen hinausgeht, als gering eingeschätzt.

7.10.2.7. Untersuchung von Methanol: Produktqualität

Die chemische Beschaffenheit von Methanol, im Hinblick auf seine Reinheit, ist aus zwei Perspektiven besonders wichtig. Zum einen für die Lebensdauer der Brennstoffzelle und zum anderen bei der Bewertung potenzieller Nebenprodukte im gesamten Prozess. Mögliche Verunreinigungen können sowohl während der Produktion als auch während des Transports von Methanol auftreten und reichen von aromatischen organischen Verbindungen bis hin zu schwefel- oder stickstoffhaltigen Molekülen, Organohalogenen und anorganischen Salzen. Einige dieser Verbindungen können insbesondere dem Katalysator der Brennstoffzelle schaden und möglicherweise zu dessen Vergiftung führen, was wiederum eine erhebliche Beeinträchtigung der Effizienz der Zelle zur Folge hat. Um die Umsetzung von Methanol in den verschiedenen Schritten des Prozesses - Verdampfer, Zelle und Verbrenner - abschätzen zu können, ist es auch unerlässlich, die Reaktionsbedingungen, einschließlich der Temperatur und des Vorhandenseins von Fremdsubstanzen, bestmöglich zu bestimmen. Metallatome sowie Halogene können selbst als effektive Reaktionskatalysatoren wirken, und wenn Schwefel- oder Stickstoffverbindungen in die Mischung gelangen, könnten diese mit Methanol reagieren, insbesondere bei hohen Temperaturen. Es stellt sich somit die Frage ob Methanol oder das entstehende Kohlenstoffdioxid bei hohen Temperaturen, wie sie z.B. im Verbrenner erreicht werden (bis zu 600 °C), mit Verunreinigungen reagieren können und ob dabei potenziell (öko)toxikologisch problematische organische Verbindungen entstehen können.
Die IMPCA (International Methanol Producers and Consumers Association) ist eine internationale gemeinnützige Organisation welche die internationale Methanol-Industrie mit der Veröffentlichung und Pflege eines Qualitätsstandard unterstützt [30]. Nach eigenen Angaben) wird dieser Standard inzwischen von ca. 90% der Marktaustauschinteraktionen im Bereich Methanol verwendet. Dieser Standard bildet die Grundlage für die industrielle Qualitätskontrolle. Der Standard ist öffentlich zugänglich und kann auf der IMPCA-Website heruntergeladen werden.
Im Rahmen der Studie wurde Methanol, das die IMPCA-Spezifikationen erfüllt hat, einer detaillierten chemischen Untersuchung unterzogen, um neben dem „Negativnachweis“ auch eine „Positive Liste“ der tatsächlich enthaltenen Stoffe zu erstellen. Die Stichprobentests ergaben tatsächlich nur sehr geringe Mengen an Verunreinigungen im Methanol, wie z.B. verschiedene aromatische Verbindungen, die alle im Bereich von 0,05-0,005 ppm lagen. Diese werden erwartungsgemäß im Verbrenner am Ende der Brennstoffzelle in Kohlenstoffdioxid und Wasser umgewandelt, sollten sie die Zellen durchlaufen. Somit sind keine unerwünschten Verbindungen aus der Methanolprobe zu erwarten. Allerdings wäre ein Emissionstest der tatsächlich emittierte Gase wünschenswert.

7.10.2.8. Innovativer Lösungsansatz: Forschung zur Methanoladditivierung

Methanol manifestiert sich in Form einer klaren, farblosen, entzündlichen und leicht flüchtigen Flüssigkeit mit einem charakteristischen alkoholischen Geruch. In Anbetracht dieser charakteristischen Eigenschaften birgt es ein inhärentes Sicherheitsrisiko, wenn es unbemerkt freigesetzt wird. Zur Früherkennung selbst minimaler Mengen von Methanol existieren technische Detektoren, die bereits darauf ansprechen können. Jedoch gestaltet es sich unter bestimmten Umständen als herausfordernd, sämtliche Bereiche und Leitungen lückenlos mit solchen Detektoren zu überwachen. In diesem Kontext erweist sich die menschliche Nase als bemerkenswerter Sensor. Obschon unsere Empfindlichkeit gegenüber Methanol selbst eher begrenzt ist, reagieren wir äußerst sensibel auf andere chemische Stoffgruppen. Daher wurde die Möglichkeit untersucht, Methanol direkt mit einem Odorant zu versehen. Dabei müssen bestimmte Qualitätskriterien erfüllt werden:

- Der Geruchstoff selbst darf weder toxikologisch problematisch für den Menschen noch für die Umwelt, insbesondere das aquatische Ökosystem, sein.
- Es muss bereits in äußerst geringen Mengen wahrnehmbar sein, um undichte Stellen schon bei geringem Austritt zu erkennen, ohne dabei die Qualität des Methanols und die Effizienz der Zellen signifikant zu beeinträchtigen.
- Das Odorant sollte eine einzigartige Duftnote haben, die intuitiv als alarmierend von beispielsweise die Besatzung eines Schiffes erkannt wird.
- Es sollte nicht alkalisch sein, um den Elektrolyten nicht zu neutralisieren.
- Es sollte mindestens so leicht wie Methanol verdampfen, idealerweise sogar leichter.
- Es sollte frei von Halogenen sein, um eine Vergiftung des Zellkatalysators zu vermeiden.
- Es sollte keinen Stickstoff enthalten, um eine Vergiftung des Zellkatalysators zu verhindern.
- Es sollte frei von Schwefel sein, um eine Vergiftung des Zellkatalysators zu vermeiden.
- Es sollte im Verbrenner ebenfalls unproblematischen Reaktionsprodukten umsetzen und den Odourcharakter verlieren.

Im Anschluss wurden verschiedene aliphatische Kohlenwasserstoffe, Ketone, Aldehyde und Säuren auf ihr (öko)toxikologisches Profil und ihre Anwendbarkeit analysiert. Dabei hat sich 1-Propancarboxylsäure, besser bekannt als Buttersäure, als äußerst vielversprechend erwiesen. Die menschliche Nase reagiert äußerst empfindlich auf den unangenehm leichten, stechenden Geruch selbst geringster Mengen von Buttersäure. Ihre ätzende Wirkung entfaltet sich jedoch erst in erheblich höheren Konzentrationen. In den hier verwendeten Mengen ist 1-Propancarboxylsäure sowohl für den Menschen als auch für die Umwelt unbedenklich und zudem leicht abbaubar. Zudem verdampft sie zusammen mit Methanol im Verdampfer und stellt keine Gefahr für den Katalysator der Brennstoffzelle dar. Darüber hinaus ist das Molekül mit den hohen Temperaturen im Verbrenner kompatibel.
Um die Hypothese zu überprüfen, dass der Geruchsstoff mühelos durch den Verdampfer geleitet wird und sich nicht in der Zelle absetzt, führten wir in enger Zusammenarbeit mit dem DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, ebenfalls Partner im Pa-X-ell2 Projekt) eine experimentelle Untersuchung durch. Dazu wurden Methanolproben mit und ohne Odorant in einem Testaufbau verdampft, um die Anwesenheit von flüchtigen organischen Bestandteile (Volatile Organic Components, VOCs) zu quantifizieren. Durch diese Analyse lassen sich Rückschlüsse auf mögliche Nebenreaktionen von Buttersäure ziehen. Die Analyse dieser VOCs erfolgte in einem unabhängigen Labor.
Neben der umfassenden Analyse der VOCs gemäß den Vorgaben der AGÖF-Liste wurden Kohlenstoffmonoxid (CO) und Kohlenstoffdioxid (CO_2) sowie die Konzentration von Buttersäure im Gas untersucht.

Um die Messgenauigkeit zu gewährleisten, wurde das Gas nach dem Verdampfungsprozess unter absolut inerten Bedingungen (unter Verwendung von Stickstoff, N_2) gesammelt. Innerhalb der Messereihe wurden sowohl reines Methanol als auch Methanol in Kombination mit Buttersäure verdampft. Des Weiteren wurde eine Blindprobe genommen, bei der ausschließlich das Inertgas im Probenbehälter gesammelt wurde, um eine valide Vergleichsbasis zu schaffen.
Im Zuge unserer Analysen konnten wir eine Vielzahl besorgniserregender VOCs identifizieren, die den Gruppen langkettiger Alkane, aromatischer Kohlenwasserstoffe, Alkohole und Acrylate zugeordnet werden können. Durch den aufschlussreichen Vergleich mit der Blindprobe konnten wir nachweisen, dass diese VOCs in beiden Proben äquivalent enthalten waren. Dies führt uns zu der Schlussfolgerung, dass diese VOCs aus dem Material des Probenbehälters selbst stammen.
Hervorzuheben ist, dass in der Probe, in der Methanol mit Buttersäure kombiniert wurde, keinerlei zusätzliche Nebenprodukte identifiziert werden konnten. Dies befürwortet die Hypothese, dass der Geruchsstoff die Apparatur ohne jegliche Reaktion passiert und 1-Propancarboxylsäure ein vielversprechender Kandidat für diese Anwendung ist.

7.10.3. Untersuchung von Methanol: Produktion von erneuerbarem Methanol

Die Produktion von erneuerbarem Methanol wurde angeschaut, um die Definition und das Ausmaß der Erneuerbarkeit in bestimmten Fällen zu untersuchen.

7.10.3.1. Erneuerbares Methanol

Die Besorgnis über den Klimawandel, die Verknappung fossiler Brennstoffe und die Erdgaspreise haben das Interesse an der Verwendung erneuerbarer Rohstoffe für die Herstellung von Methanol geweckt, z. B. andere kohlenstoffhaltige Rohstoffe wie Biogas, Biomasse, Abfallströme und CO_2. Erneuerbares Methanol ist chemisch identisch zu konventionellem Methanol und sein Hauptvorteil besteht in der Verringerung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe und der Treibhausgasemissionen im Vergleich zur konventionellen Methanolproduktion. Darüber hinaus kann die Verwendung von erneuerbarem Methanol die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten verringern und die lokale Wirtschaft ankurbeln [31]
Die weltweite Nachfrage nach Biokraftstoffen wächst schnell und wird politisch gefördert, z. B. durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) der Europäischen Union, die mehrere Kraftstoffe umfasst, darunter Bio-MTBE, Bio-DME, Biowasserstoff und synthetische Biokraftstoffe, die aus erneuerbarem Methanol hergestellt werden können [32]. Im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen reduziert erneuerbares Methanol die Kohlenstoffemissionen je nach Ausgangsstoff und Umwandlungsprozess um 65 bis 95%. Das ist eines der höchsten Reduktionspotenziale aller Kraftstoffe, die derzeit entwickelt werden, um Gasöl, Diesel, Kohle und Methan zu ersetzen. Darüber hinaus werden bei der Verbrennung von reinem Methanol Stickoxide (NOx) um bis zu 80 % reduziert und Schwefeloxid- (SOx) und Feinstaubemissionen (PM) eliminiert [33].

7.10.3.2. Gesetzlicher Hintergrund

Die staatliche Emissionsgesetzgebung hat diejenigen, die sie einhalten müssen, vor Herausforderungen gestellt und neue Märkte und Möglichkeiten für alternative Kraftstoffe, einschließlich erneuerbaren Methanols, eröffnet. Die erste europäische Biokraftstoffpolitik wurde 2003 eingeführt und legte Beimischungsziele für 2010 fest. Diese Politik wurde 2009 in die Richtlinie über erneuerbare Energien (RED) aufgenommen, die für 2020 einen Anteil von 10 % erneuerbarer Energien im Verkehrssektor vor-

schreibt. Nur 7 % der Energie dürfen aus pflanzlichen Biokraftstoffen (1. Generation) stammen, die anderen 3 % müssen aus Abfällen gewonnen werden. Eine weitere EU-Politik, die in engem Zusammenhang mit dem wachsenden Interesse an erneuerbaren Kraftstoffen steht, ist die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD), die darauf abzielt, die durch die Herstellung, den Transport und die Verwendung von Kraftstoffen verursachten Treibhausgasemissionen zwischen 2011 und 2020 um 10 % zu senken - bis 2020 müssen die Emissionen um insgesamt 500 Millionen Tonnen Kohlendioxid reduziert werden [34]. 2018 einigten sich das Europäische Parlament, der Rat und die Kommission auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (RED II), die vorschreibt, dass bis 2030 14% erneuerbare Energien im Verkehr eingesetzt werden müssen. RED II hat neue Märkte für konventionelle Biokraftstoffe wie Ethanol und Biodiesel und für alternative Biokraftstoffe wie erneuerbares Methanol geschaffen, insbesondere, wenn sie aus Abfällen, Reststoffen oder erneuerbarem Strom hergestellt werden (Erneuerbare-Energien-Richtlinie II, Anhang IX Teil A). Andere europäische Politiken wirken sich ebenfalls auf die potenzielle Verbreitung von erneuerbarem Methanol aus: die Richtlinie über die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und die Richtlinie über die Luftqualität, um nur einige zu nennen.
Die genauen Auswirkungen dieser Richtlinien hängen stark von den vereinbarten Definitionen und Kriterien für Biokraftstoffe ab. Die EU hat eine Reihe von Nachhaltigkeitskriterien festgelegt, um sicherzustellen, dass die Verwendung von Biokraftstoffen (für den Verkehr) und flüssigen Biobrennstoffen (für die Strom- und Wärmeerzeugung) in einer Weise erfolgt, die echte Kohlenstoffeinsparungen garantiert und die biologische Vielfalt schützt. Nur Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, die die Kriterien erfüllen, können staatlich gefördert oder auf die nationalen Ziele für erneuerbare Energien angerechnet werden:

- Um als nachhaltig zu gelten, müssen Biokraftstoffe im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen eine Treibhausgaseinsparung von mindestens 35 % erzielen. Diese Einsparungsanforderung wird 2017 auf 50 % erhöht. Im Jahr 2018 steigt sie erneut auf 60 %, allerdings nur für neue Produktionsanlagen. Bei der Berechnung der Treibhausgaseinsparungen werden alle Lebenszyklus-Emissionen berücksichtigt. Dazu gehören Emissionen aus dem Anbau, der Verarbeitung und dem Transport;
- Biokraftstoffe können nicht auf Flächen angebaut werden, die von Flächen mit zuvor hohem Kohlenstoffbestand wie Feuchtgebieten oder Wäldern umgewandelt wurden;
- Biokraftstoffe können nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die von Flächen mit hohem Biodiversitätsgrad wie Primärwäldern oder Grünland mit hoher Biodiversität stammen [35].

In den USA wurde 1992 mit dem Energy Policy Act die erste Biokraftstoffpolitik eingeführt. Ihr Ziel war es, die Abhängigkeit von Ölimporten zu verringern, die Energiesicherheit zu erhöhen und die Nachhaltigkeit zu verbessern. Im Jahr 2007 führten die Vereinigten Staaten den Renewable Fuel Standard (RFS) ein, der eine Mindestmenge an Biokraftstoffen vorschreibt, die jedes Jahr für die nationale Kraftstoffversorgung verwendet werden muss. Die Gesamtanforderung für erneuerbare Kraftstoffe ist in vier separate - aber ineinander verschachtelte - Kategorien unterteilt. Diese sind: gesamte erneuerbare Kraftstoffe, fortschrittliche Biokraftstoffe, Diesel aus Biomasse und Zellulose-Ethanol. Jede Kategorie hat ihre eigene Mengenanforderung. Um sich für die Kategorie der fortschrittlichen Biokraftstoffe zu qualifizieren, muss ein Kraftstoff die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen um 50 % reduzieren. Um sich für die Unterkategorie der Biokraftstoffe auf Zellulose- und Landwirtschaftsabfallbasis zu qualifizieren, müssen die Kraftstoffe die Lebenszyklustreibhausgasemissionen um mindestens 60 % reduzieren [36]. Weitere Bemühungen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen in Nordamerika umfassen die

laufende Entwicklung eines Clean Fuel Standard durch die kanadische Regierung (endgültige Vorschriften werden für 2020 erwartet) und den California Low Carbon Fuel Standard (LCFS), der sich in die Pacific Coast Collaborative ausgeweitet hat, eine regionale Vereinbarung zwischen Kalifornien, Oregon und British Columbia, Kanada, zur strategischen Abstimmung von Maßnahmen zur Verringerung von Treibhausgasen.
Insgesamt haben 66 Länder Zielvorgaben oder Mandate eingeführt. Neben der EU-27 haben 14 Länder in Nord-, Mittel- und Südamerika, 12 Länder im asiatisch-pazifischen Raum, 11 Länder in Afrika und 2 Länder in Europa, die nicht der EU angehören, Maßnahmen zur Einführung von Biokraftstoffen ergriffen, von denen einige einen Anteil erneuerbarer Energien zwischen 15 und 27 % verlangen [37]. Neben den nationalen Maßnahmen haben einige Branchen - wie die Schifffahrtsbranche - auch ihre eigenen Mandate eingeführt. Die Internationale Seeschifffahrtsorganisation (IMO) hat sogenannte Emissionskontrollgebiete eingeführt, um die SOx- und NOx-Emissionen deutlich zu reduzieren. Im Jahr 2018 kündigte die IMO außerdem an, dass sie die CO_2-Emissionen des Sektors bis 2050 um 50 % reduzieren will.

7.10.3.3. Erneuerbare Methanol Produktion

Erneuerbares Methanol ist eine Chemikalie mit sehr geringem Kohlenstoffgehalt, die aus Biomasse (erneuerbare Lignozellulose und kommunale Abfälle) hergestellt wird, oft auch als Biomethanol bezeichnet, oder aus CO_2 und Hydrogen, das aus erneuerbarer Elektrizität gewonnen wird. Es gibt mehrere Wege zu erneuerbarem Methanol. Bei der Herstellung von Elektro-Kraftstoff wird erneuerbarer Strom verwendet, um durch Elektrolyse Wasserstoff aus Wasser zu gewinnen. Der Wasserstoff wird dann mit Kohlendioxid umgesetzt, das aus Punktquellen (z. B. Industrieabgasen) oder aus der Atmosphäre abgeschieden wird. Beim Biomasseverfahren wird organisches Material fermentiert oder vergast (indem die Biomasse unter Luftabschluss hohen Temperaturen ausgesetzt wird), um Synthesegas (Syngas) zu erzeugen, das in einem Reaktor verarbeitet und in Biomethanol umgewandelt wird. Hybrid-Biomethanol ist eine Kombination der beiden Verfahren, bei der biogenes Synthesegas mit Wasserstoff aus der Elektrolyse kombiniert wird. Erneuerbare Energien können den Elektrolyseprozess antreiben, um sauberen Wasserstoff für die Herstellung von erneuerbarem Methanol zu erzeugen.
Erneuerbares Methanol kann oft aus lokal verfügbaren Ressourcen hergestellt werden, was die Energiesicherheit für Länder erhöht, die von importierten Erdölprodukten abhängig sind, und ihre Haushaltsbilanzen verbessert, indem sie ihre Abhängigkeit von Ölimporten verringern [36].

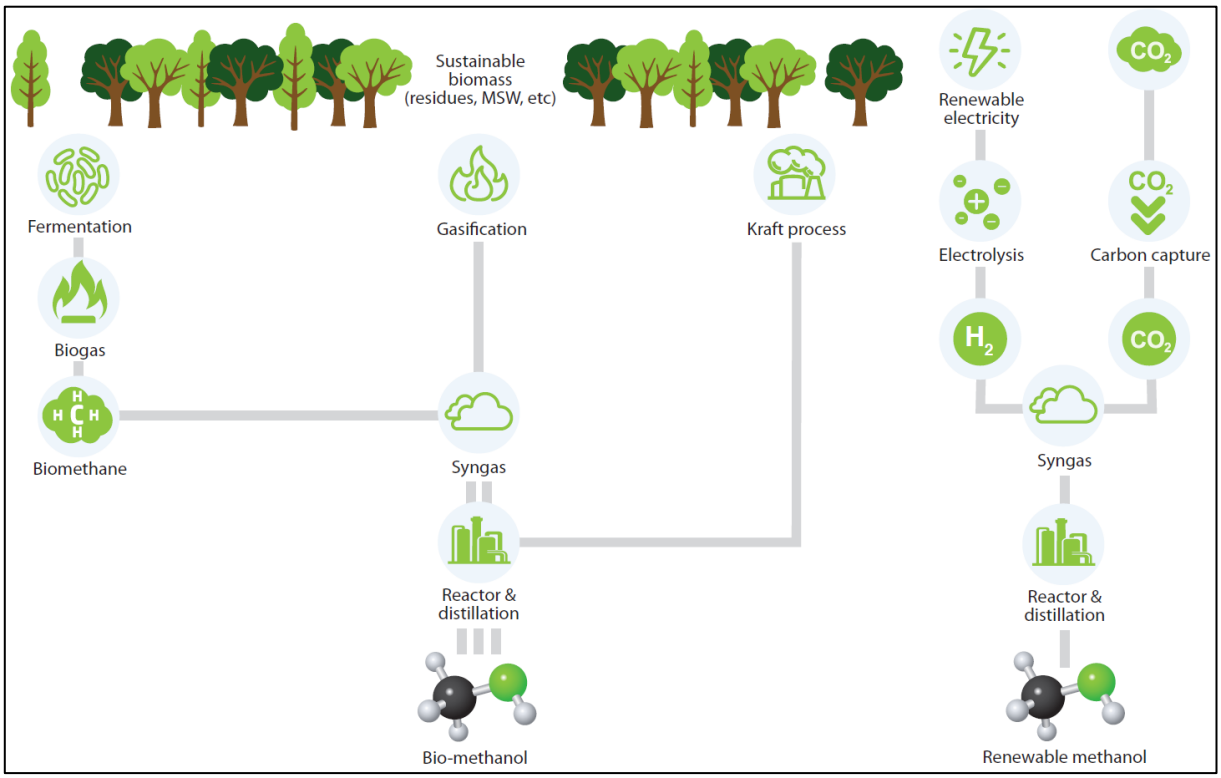


Abbildung 231: erneuerbare Methanol Produktion [38]

7.10.3.4. Rohstoffe

Methanol kann aus neuer oder Abfall-Biomasse, nicht-biogenen Abfallströmen oder sogar CO_2 aus Rauchgasen hergestellt werden. Die erforderlichen Kohlenstoffmoleküle zur Herstellung von Synthesegas für die Methanolproduktion können aus CO_2 aus industriellen Abgasen oder sogar aus der Luft gewonnen werden. Synthesegas kann auch aus der Vergasung beliebiger Kohlenstoffquellen gewonnen werden, z. B. aus Siedlungsabfällen oder forstwirtschaftlichen Rückständen. Diese Ausgangsstoffe werden (in der Regel durch Vergasung) in Synthesegas umgewandelt, eine Mischung aus Kohlenmonoxid, Wasserstoff und anderen Molekülen. Das Synthesegas wird anschließend in mehreren Schritten konditioniert, um die optimale Zusammensetzung für die Methanolsynthese zu erreichen (z. B. durch Entfernen von CO_2 oder Hinzufügen von Wasserstoff). Als alternative Ausgangsstoffe kommen Abfälle und Nebenprodukte aus verschiedenen Sektoren in Frage, z. B. Biogas (Gärung) aus Deponien, Kläranlagen, tierischen Abfällen, der Behandlung fester Abfälle, Glycerin (Glycerin) aus der Biodieselproduktion und Schwarzlauge aus der Zellstoff- und Papierindustrie. Um die Umweltauswirkungen der Herstellung von erneuerbarem Methanol zu verringern, wurde vorgeschlagen, erneuerbaren Strom zu verwenden, um den benötigten Wasserstoff durch Elektrolyse zu erzeugen [36]. Im Jahr 2013 wurden etwa 200.000 Tonnen erneuerbares Methanol pro Jahr produziert. Es gibt jedoch Pläne, die globale Kapazität innerhalb weniger Jahre auf weit über eine Million Tonnen zu erhöhen [31].
Im Allgemeinen weisen die für die Produktion von erneuerbarem Methanol verwendeten Anlagenkonfigurationen starke Ähnlichkeiten mit der Methanolproduktion auf Kohlebasis durch Vergasung auf, mit zwei bemerkenswerten Ausnahmen: Biomethanol aus Biogas (das der Methanolproduktion aus Erdgas ähnelt) und Biomethanol aus CO_2. Die wichtigsten Prozesse in einer herkömmlichen Methanolanlage sind: Vergasung, Gasreinigung, Reformierung von Kohlenwasserstoffen mit hohem Gehalt, Wasser-Gas-Shift, Wasserstoffzusatz und/oder CO_2-Entfernung sowie Methanolsynthese und -reinigung. Besteht das Ausgangsmaterial aus primärer Biomasse, kann eine Vorbehandlung des Rohmaterials erforderlich sein

(z. B. Zerkleinerung und Trocknung von holzartiger Biomasse oder Reinigung von flüssigem Ausgangsmaterial). Das Ausgangsmaterial wird dann zu Synthesegas (Syngas) vergast, einem Gemisch aus hauptsächlich Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H_2) sowie Kohlendioxid, Wasser (H_2O) und anderen Kohlenwasserstoffen. Nach der Vergasung werden Verunreinigungen und Schadstoffe (z. B. Teer, Staub und anorganische Stoffe) entfernt, bevor das Gas mehrere Konditionierungsschritte durchläuft, um seine Zusammensetzung für die Methanolsynthese zu optimieren [31]. In diesem Abschnitt wird die Verfügbarkeit von fünf Hauptquellen von Rohstoffen betrachtet: landwirtschaftliche Abfälle, forstwirtschaftliche Rückstände, Schwarzlauge, Kohlendioxid (CO_2), erneuerbarer Wasserstoff und feste Siedlungsabfälle (MSW). Dies sind einige der größten Quellen, aber nicht die einzigen. Die nachstehende **Abbildung 232** gibt einen Überblick über den Anwendungsbereich von erneuerbarem Methanol. Wie gezeigt, kann es (i) direkt oder als Mischung im Kraftstoffsektor verwendet werden, (ii) als chemischer Rohstoff dienen, (iii) auf dem Methanolmarkt verkauft werden oder (iv) zur Stromerzeugung wiederverwendet werden.

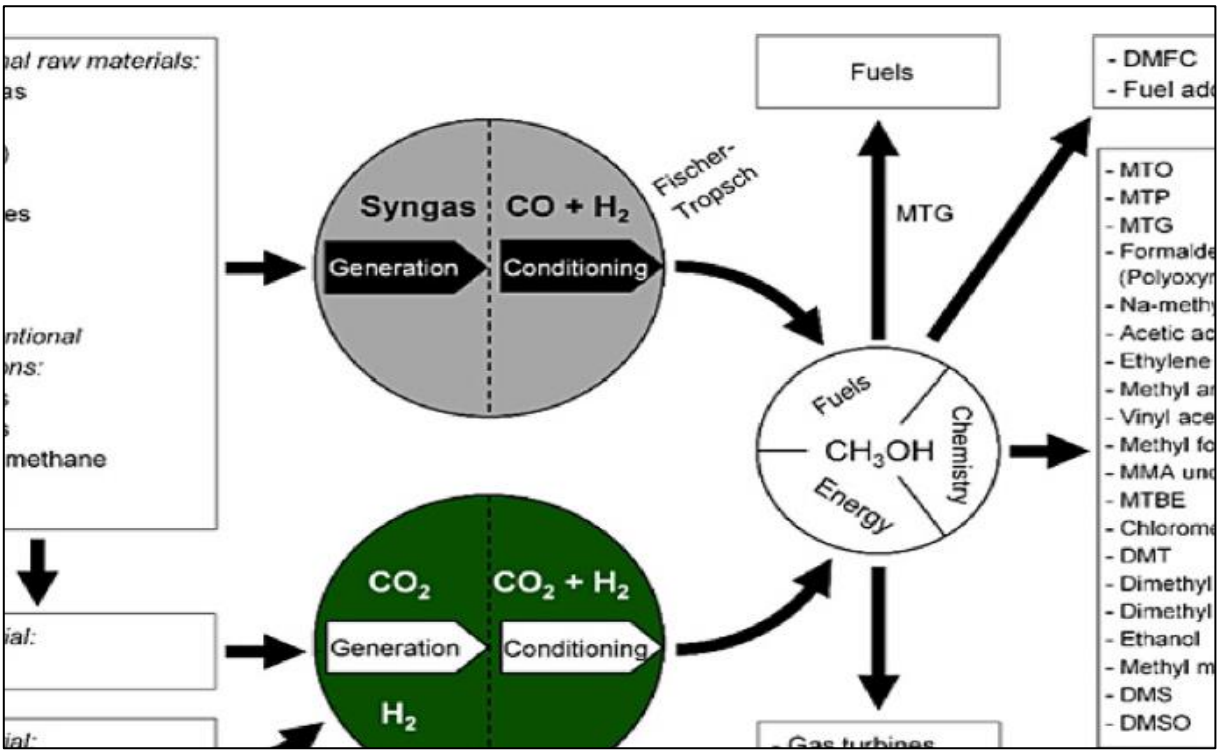


Abbildung 232: Anwendungsbereich von Methanol [36]

7.10.3.5. Biomasse – Landwirtschaftliche Abfälle

In der Landwirtschaft fällt viel Biomasse an, die in Biomethanol umgewandelt werden kann, ohne die Preise oder die Verfügbarkeit von Lebensmitteln zu beeinträchtigen oder landwirtschaftliche Flächen zu beanspruchen. Schätzungen zufolge fallen jedes Jahr rund 998 Millionen Tonnen landwirtschaftliche Abfälle an [39]. In Europa könnten Schätzungen zufolge bis zu 132,4 Millionen Tonnen trockener landwirtschaftlicher Rückstände in den 27 EU-Staaten gesammelt werden, die ein Potenzial zur Erzeugung von 639 TWh Energie haben. Theoretisch können landwirtschaftliche Rückstände einen wesentlichen Beitrag zu den Zielen für erneuerbare Energien in mehreren Ländern der EU-27 leisten und darüber hinaus wettbewerbsfähige Verwendungszwecke und die Erhaltung des organischen Kohlenstoffs im Boden

(SOC) ermöglichen. Das räumliche Muster der Ergebnisse zeigt jedoch auch deutlich, dass es Regionen und Länder gibt, in denen die Nutzung von Rückständen mit Vorsicht gehandhabt werden sollte und die derzeitigen Praktiken der Rückstandssammlung im Hinblick auf den SOC-Gehalt riskant sind. Darüber hinaus könnte ein Rückgang des SOC-Gehalts die physikalischen Eigenschaften des Bodens und seinen Nährstoffkreislauf verschlechtern, was zu einer geringeren Widerstandsfähigkeit der Agrarökosysteme führt und einen höheren externen Input (Düngemittel) zur Aufrechterhaltung der Bodenfunktionen erfordert, was zusätzliche ökologische und wirtschaftliche Belastungen mit sich bringt [40]. In den USA werden Schätzungen zufolge bis zum Jahr 2020 94,1 Trockentonnen Waldbiomasse zur Verfügung stehen, wobei von Kosten in Höhe von 60 USD pro Trockentonne am Straßenrand ausgegangen wird [41].

7.10.3.6. Biomasse – Forstwirtschaftliche Rückstände

Bei der Ernte von Bäumen fällt eine große Menge an Restbiomasse an, z. B. Blätter, Äste, Nadeln und Holzspäne. Diese Nebenprodukte können als Ausgangsmaterial für die Herstellung von Biochemikalien wie erneuerbarem Methanol verwendet werden. Die Ressourcen an forstwirtschaftlicher Biomasse werden in den USA auf rund 140 Millionen Tonnen geschätzt [42]. In der Europäischen Union wird die gesamte Waldbiomasse auf jährlich 716 Millionen m^3 geschätzt [43]. Insgesamt werden in den hier betrachteten Ländern mehr als 61 Millionen Tonnen Trockenholz verfügbar sein. Ein Viertel davon fällt im Wald an, der Rest in der Industrie. Der Löwenanteil davon kommt aus Deutschland, Schweden und Finnland. Zusammen erzeugen sie mehr als 55 Millionen Tonnen trockenes Holz, mehr als 90% des berechneten Gesamtaufkommens. Weitere 73 Millionen Tonnen fallen an sonstigen Abfällen an. Diese bestehen neben Stroh und anderen Feldresten aus Baumschnitt, Straßenbegleitgrün und Siedlungsabfällen. Insgesamt stammen mehr als 1.100 PJ an Restströmen aus Wäldern und der Holzindustrie. Zusätzlich stammen über 1.200 PJ aus anderen Abfallströmen. Die Nutzung von Biomasse zur Wärme-/Kälte- und Stromerzeugung umfasste im Jahr 2013 fast 92 Millionen Tonnen. Auf der Grundlage der Erwartungen in den politischen Dokumenten ist ein Anstieg um 9-15 Millionen Tonnen im Jahr 2020 vorgesehen. Der größte Anteil der Biomasse wird in Deutschland verwendet (35 Millionen Tonnen). Finnland und Schweden verwenden jeweils 20 Millionen Tonnen. Zwei Drittel der benötigten Biomasse können durch Reststoffe aus der Forstwirtschaft und der holzverarbeitenden Industrie bereitgestellt werden. Die Verbrennung von Holzabfällen kann weitere 8 Millionen Tonnen (159 PJ) einbringen. Zusätzliche Ströme, die nicht aus der Forst- und Holzwirtschaft stammen, können ebenfalls einen Teil des Gesamtbedarfs decken. Zu diesen Strömen gehören Reste von Feldern und Obstgärten, aber auch Straßenbegleitgrün. Sie sind in den Niederlanden und Deutschland am größten. Es ist nicht ganz klar, welcher Teil dieser Ströme tatsächlich für Biomassekraftwerke geeignet ist [44]. Fast 100 % der in den Niederlanden zur Energieerzeugung genutzten Biomasse besteht aus Rest- und Abfallströmen. Dies betrifft vor allem B-Holz und Biomasserestströme aus der regulären Bewirtschaftung von Wäldern, Landschaften und der bebauten Umwelt; 77 % der Biomasse stammt aus dem Inland [45].

7.10.3.7. Biomasse – Schwarzlauge

Die Flugstromvergasung von Schwarzlauge in Kombination mit der nachgeschalteten Gassynthese von Biobrennstoffen in Kraftzellstofffabriken hat im Vergleich zur Verbrennung in einem Rückgewinnungskessel Vorteile hinsichtlich der Energieeffizienz und der wirtschaftlichen Leistung gezeigt. Um die Betriebsflexibilität und die Rentabilität der Biokraftstoffanlage weiter zu erhöhen und gleichzeitig die Biokraftstoffproduktion zu steigern, kann Schwarzlauge zusammen mit einem sekundären Rohstoff (Blend-in-Feedstock) vergast werden. Die Aussichten für die Herstellung von Biokraftstoffen wurden durch die

gemeinsame Vergasung von Schwarzlauge und verschiedenen Beimischungen (Rohglycerin, Fermentationsrückstände, Pyrolyseflüssigkeiten) in unterschiedlichen Mischungsverhältnissen bewertet. Die Ko-Vergasungskonzepte erwiesen sich als wirtschaftlich konkurrenzfähig zu anderen Biokraftstoffproduktionsrouten. Im Vergleich zu fossilen Brennstoffen lagen die Verkaufspreise für Rohmethanol über den Preisen für Gasöl im Seeverkehr [46].

7.10.3.8. Kohlenstoffdioxid

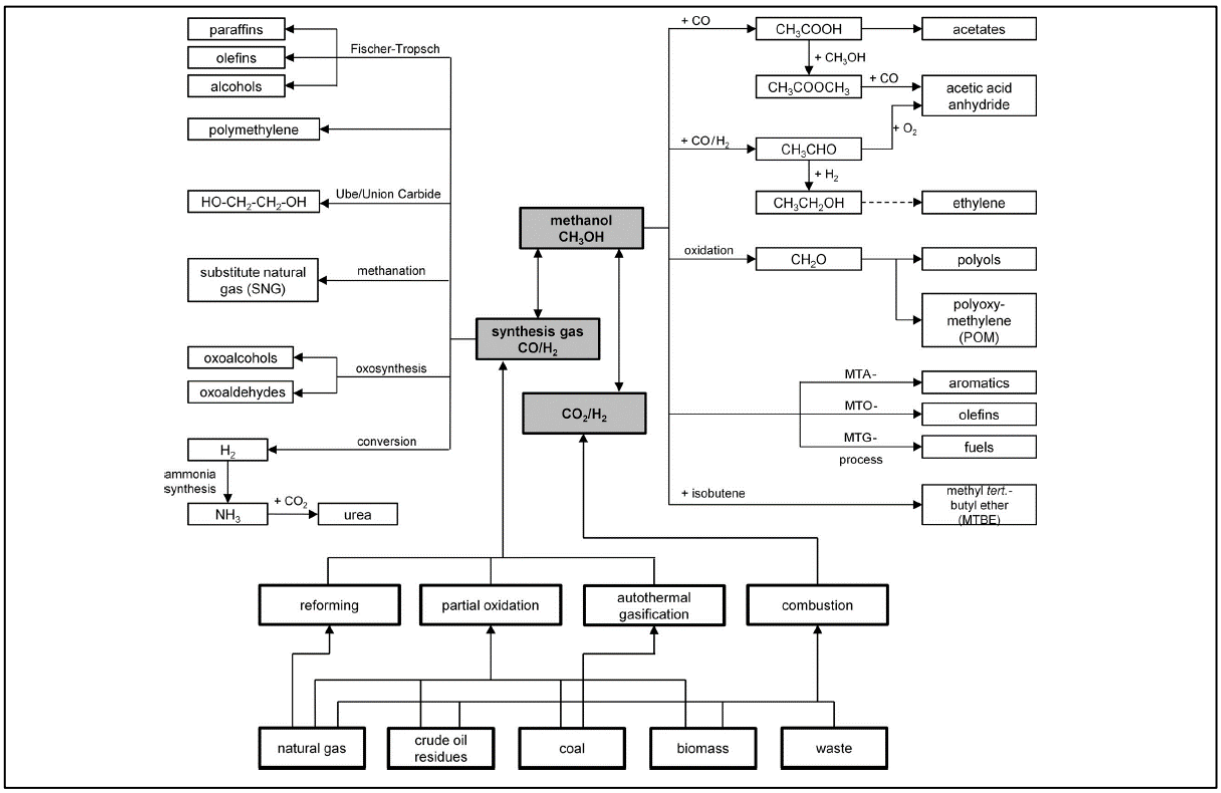


Abbildung 233: Methanol als Plattformchemikalie [47]

Allein im Jahr 2017 wurden rund 32,5 Milliarden Tonnen CO_2 in die Atmosphäre freigesetzt, ein Anstieg um 1,4 % gegenüber 2016 [48]. Mit der heutigen Technologie ist es möglich, CO_2 aus der Atmosphäre und aus industriellen Abgasströmen abzuscheiden. Kraftwerke, Stahl- und Zementfabriken sowie Brennereien produzieren unter anderem Kohlendioxid, das als Quelle für die Herstellung von Methanol genutzt werden könnte.

Beide Ansätze profitieren von der Wiederverwertung von CO_2 (Carbon Capture and Usage, CCU) im Gegensatz zur endgültigen Entsorgung (Carbon Capture and Storage, CCS), insbesondere weil Methan und Methanol eine wesentlich höhere volumetrische Energiedichte aufweisen als Wasserstoff. Obwohl Methanol als flüssiger Energieträger verwendet werden kann, sollte man das hohe Potenzial von Methanol als Plattformchemikalie nicht übersehen (siehe **Abbildung 233**). Methanol ist das Bindeglied zwischen Synthesegas und einer breiten Palette von organischen Chemikalien. Die dafür erforderlichen Prozesse sind bekannt und es handelt sich weitgehend um etablierte Technologien in der chemischen Industrie. Chinas Carbon-to-Chemicals (CtC)-Programm wird von der Methanolchemie auf Kohlebasis dominiert. Die stoffliche Nutzung verschiedener kohlenstoffbasierter Rohstoffe erfolgt hauptsächlich durch die Produktion von Synthesegas und dessen nachgeschaltete Chemie zu Methanol oder Fischer-Tropsch-Produkten - Gas-to-Liquids [47].

7.10.3.9. Erneuerbarer Wasserstoff

Die heutigen Bemühungen, fossile Energieträger durch erneuerbare Energiequellen zu ersetzen, leiden unter den Schwankungen von Wind und Sonnenlicht, für die es an geeigneten Energiespeichertechnologien mangelt, insbesondere für Strom - der maximale Stromertrag entspricht möglicherweise nicht der Spitzennachfrage und droht in bestimmten Situationen das Stromnetz zu überlasten. Wenn dies geschieht, neigt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) dazu, die erneuerbare Energiequelle abzuschalten, um die Integrität des Netzes zu gewährleisten. Dies hat zur Folge, dass erneuerbare Energie verschwendet wird. In der Energiewirtschaft wird dies als Abregelung bezeichnet. Die Kosten für die Unterbrechung können eskalieren. TenneT, ein Übertragungsnetzbetreiber, zahlte 2017 fast 1 Milliarde Euro an Windenergiebetreiber als Entschädigung für Abregelungen in seinem Versorgungsgebiet in Deutschland [49]. In Kalifornien stellt der Netzbetreiber fest, dass zwar nur etwa 1 % der Solarenergie in diesem Bundesstaat gedrosselt wird, es aber "zu bestimmten Zeiten des Jahres nicht ungewöhnlich ist, 20 bis 30 % der Solarkapazität zu drosseln" [50].
Eine vielversprechende Methode und Lösung in dieser Richtung ist die chemische Energiespeicherung, da die Energiedichte der chemischen Bindung unübertroffen ist. Derzeit werden vor allem zwei Alternativen diskutiert: Power-to-Gas (PtG), bei dem Methan (synthetisches Erdgas, SNG) erzeugt wird, und Power-to-Liquid, bei dem elektrische Energie in Form von Methanol gespeichert wird. Die Vor- und Nachteile der beiden Technologien werden jedoch in der Regel ohne Berücksichtigung der Prozessökonomie und der Gesamtwirkungsgrade diskutiert, und auch die stoffliche Nutzung der Zielverbindungen wird vernachlässigt. Detaillierte Analysen von Betriebserfahrungen aus bestehenden Methan- und Methanolanlagen durch AirLiquide zeigten signifikante Unterschiede zwischen beiden Ansätzen, wobei sich herausstellte, dass Methanol den besten Gesamtwirkungsgrad (44,9 %) aufweist. Darüber hinaus hat Methanol den zusätzlichen Vorteil, dass es ein universeller chemischer Roh- und Kraftstoff ist und somit nicht nur für die chemische Energiespeicherung, sondern auch für die Substitution fossiler Rohstoffe ideal geeignet ist. Methanol, das aus erneuerbaren Energien hergestellt wird, bietet eine vielversprechende Möglichkeit, "grünen Strom" zu speichern. Allerdings wird "grünes" Methanol als chemischer Energiespeicher durch die Frage der infrastrukturellen Machbarkeit behindert [47].
So könnte erneuerbarer Strom, anstatt verschwenderisch gekürzt zu werden, zur Erzeugung von erneuerbarem Methanol genutzt werden, das wiederum zur Erzeugung von sauberem Strom oder als erneuerbarer Kraftstoff verwendet werden könnte. Der Strompreis ist einer der wichtigsten Kostentreiber für erneuerbares Methanol und überschüssige erneuerbare Energie wird in der Regel zu niedrigen Preisen angeboten, da sie dann abgesetzt wird, wenn die Nachfrage am geringsten ist [51].

7.10.3.10. Feste Siedlungsabfälle (MSW)

Die Verwendung von Siedlungsabfällen zur Herstellung von erneuerbarem Methanol schafft einen Mehrwert für nicht recycelbare Abfälle und entlastet die Deponien. Jedes Jahr fallen weltweit 1,3 Milliarden Tonnen Siedlungsabfälle an und es wird erwartet, dass diese Menge bis 2025 auf 2,2 Milliarden Tonnen ansteigen wird (Weltbank, 2018). Die Bewältigung solcher Abfallmengen stellt Kommunen und Regierungen vor große Herausforderungen. Zwei Drittel der Siedlungsabfälle werden entweder auf Deponien abgelagert oder verbrannt. Ein erheblicher Teil dieses Abfalls könnte für die Herstellung von recycelten Chemikalien, einschließlich Methanol, verwendet werden.

7.10.3.11. Kommerzielle Produktion

Für die folgenden Ausführungen wurden kommerzielle Betriebsanlagen berücksichtigt und nur öffentlich zugängliche Informationen verwendet.

Carbon Recycling International (CRI) | Svartsengi - Iceland



Company	Carbon Recycling International (CRI)
Facility Name	George Olah Renewable Methanol Plant
Location	Svartsengi - Iceland
Start-up Year	2011
Capacity kt/yr	4
Material Inputs	1. Gaseous emissions (CO_2) 2. Hydrogen (H_2)
Source Material Inputs	1. Carbon dioxide as by-product of geothermal steam from geothermal power plant 2. Hydrogen from electrolysis of water with renewable energy from geothermal energy (25%) and from hydropower (75%)
Assessment Material Inputs	++
Outputs	Methanol
Energy Source	1. Hydropower 2. Geothermal
Assessment Energy Source	1. Renewable energy, locally produced 2. Renewable energy, locally produced

Hintergrund Carbon Recycling International (CRI)

2011 hat Carbon Recycling International (CRI) eine Anlage für erneuerbares Methanol in der Nähe der Blauen Lagune in Island errichtet. Das Wasser der berühmten Lagune wird aus dem nahe gelegenen ge-

othermischen Kraftwerk Svartsengi gespeist: Die Methanolanlage von CRI nutzt einen Teil des Kohlendioxidabfalls von Svartsengi und verwendet erneuerbare Energie aus dem isländischen Stromnetz, um durch Elektrolyse von Wasser, Wasserstoff herzustellen. Jährlich werden 5 600 Tonnen Kohlendioxid aus dem geothermischen Kraftwerk abgeleitet, um mit erneuerbarem Wasserstoff zu reagieren und 4 000 Tonnen erneuerbares Methanol zu synthetisieren - CRI hat diese Art von Methanol als "Vulcanol" bezeichnet. Das isländische Stromnetz, das durch Wasserkraft und Erdwärme gespeist wird, liefert grünen Strom für den Prozess der Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Vulcanol ist ein sauber brennender, hochoktaniger Kraftstoff. Er kann direkt als Fahrzeugkraftstoff oder als Beimischung zu Benzin verwendet werden. Es kann auch als Ausgangsstoff für die Herstellung von Biodiesel oder Kraftstoffethern und als Kohlenwasserstoff-Ausgangsstoff für die weitere Produktion von synthetischen Materialien verwendet werden. CRI liefert es an Unternehmen in Island, Schweden, den Niederlanden, dem Vereinigten Königreich und China. Im Gegensatz zu Biokraftstoffen werden für das erneuerbare Methanol von CRI keine fossilen Brennstoffe oder landwirtschaftlichen Ressourcen als Ausgangsmaterial verwendet [52].

Das Unternehmen behauptet, dass die Herstellung von Methanol durch die Nutzung der geothermischen Energie Islands an vielen ähnlichen Standorten auf der ganzen Welt reproduzierbar ist. CRI hat Vereinbarungen mit Methanex, dem weltweit größten Methanollieferanten, und Perstorp, einem weltweit führenden Anbieter von Spezialchemikalien für eine Vielzahl von Branchen und Anwendungen. Im Jahr 2015 vereinbarte CRI eine Kooperation mit dem chinesischen Automobilhersteller Geely, Eigentümer der Marke Volvo, der 45 Millionen US-Dollar in CRI investieren wird. Im Rahmen dieser Vereinbarung werden sechs Emgrand EC7-Methanolfahrzeuge, die einen von Geely Auto entwickelten 1,8-Liter-Motor mit reinem Methanol verwenden, in einem Flottenversuch in Island eingesetzt. Die Fahrzeuge wurden zuvor in ganz China in verschiedenen Flotten in der Stadt Shanghai sowie in den Provinzen Shanxi und Guizhou getestet [32]. Die Studienteilnehmer berichteten über praktisch keinen Unterschied im Fahrverhalten im Vergleich zu regulären Benzin- oder Dieselfahrzeugen [36]. CRI zählt zu den am schnellsten wachsenden Technologieunternehmen in Europa, mit einem Umsatzanstieg von 440 % zwischen 2013 und 2017 [53].

Island eignet sich gut für die Herstellung von erneuerbarem Methanol, da es über reichlich geothermische Energie verfügt, die etwa 25 % der Stromerzeugung des Landes ausmacht. Die Emissions-to-Liquids-Technologie (ETL) von CRI kann in ähnlichen geothermischen Produktionsstätten weltweit reproduziert werden - mehr noch, die Energie kann auch aus erneuerbaren Ressourcen wie Wind, Geothermie, Solar- und Wasserkraft stammen [52]. Die ETL-Technologie kann in zwei Haupttypen von Projekten eingesetzt werden. Wenn erneuerbare Stromquellen verfügbar sind, bietet CRI Anlagen an, die Wasserstoff aus Wasser erzeugen und Wasserstoff und Kohlendioxid in erneuerbares Methanol umwandeln. Steht wasserstoffreiches Gas zur Verfügung, z. B. aus der Chloralkaliproduktion oder Koksgas aus der Stahlherstellung, kann CRI Anlagen liefern, die mit derselben Methode Methanol mit geringer Kohlenstoffintensität herstellen, aber die Wasserstoffproduktion durch Wasserstoffabscheidung und -reinigung ersetzen. Normalerweise gehört ein System zur Kohlenstoffabscheidung zum Umfang der Methanolanlage, es sei denn, es ist bereits ein reiner CO_2-Strom vorhanden.

Ein Beispiel für den zweiten Projekttyp ist das Projekt FReSMe - From Residual Steel Gases to Methanol. CRI und ein Konsortium aus europäischen Industrieunternehmen und Forschungseinrichtungen haben im Rahmen des EU-Programms Horizont 2020 einen Zuschuss in Höhe von 11 Millionen Euro erhalten, um die ETL-Technologie von CRI in einem schwedischen Stahlwerk zu implementieren und zu demonstrieren, wie Hochofenrestgase in flüssigen Brennstoff umgewandelt werden können. Das Projekt mit dem Titel FreSMe wird in der MEFOS-Anlage von Swerea in Luleå, Schweden, durchgeführt. Bei der

Stahlherstellung fallen eine Reihe von Nebenprodukten an, darunter Kohlendioxid (CO_2) und energiereichere Gase, die zur Stromerzeugung verwendet werden. Durch die Erfassung und Nutzung der überschüssigen Energie und des CO_2 in dem von CRI entwickelten Umwandlungsprozess werden Treibhausgasemissionen in Form von Methanol recycelt. Das in der Kohlenstoffabscheidungs- und -syntheseanlage hergestellte Methanol mit geringer Kohlenstoffintensität wird von einem der Konsortialpartner, dem schwedischen Fährenbetreiber Stena, verwendet, der mit der Stena Germanica die weltweit erste mit Methanol betriebene Passagierfähre betreibt. Das FReSMe-Projekt wird die Infrastruktur des Stepwise-Forschungsprojekts in der MEFOS-Anlage von Swerea in Luleå nutzen, in der CO_2 aus Hochofengas abgeschieden wird, sowie des Mef-CO_2-Projekts, das zeigt, wie die Technologie von CRI intermittierende erneuerbare Stromquellen nutzen kann. Neben CRI, Swerea MEFOS, SSAB und Stena beteiligen sich mehr als ein halbes Dutzend Industrieunternehmen und Forschungsinstitute aus sechs europäischen Ländern an dem FreSMe-Konsortium. Weitere Partner sind Tata Steel Netherlands, Kisuma Chemicals (Niederlande), Array Industries (Niederlande) und das führende niederländische Forschungsinstitut ECN [54].

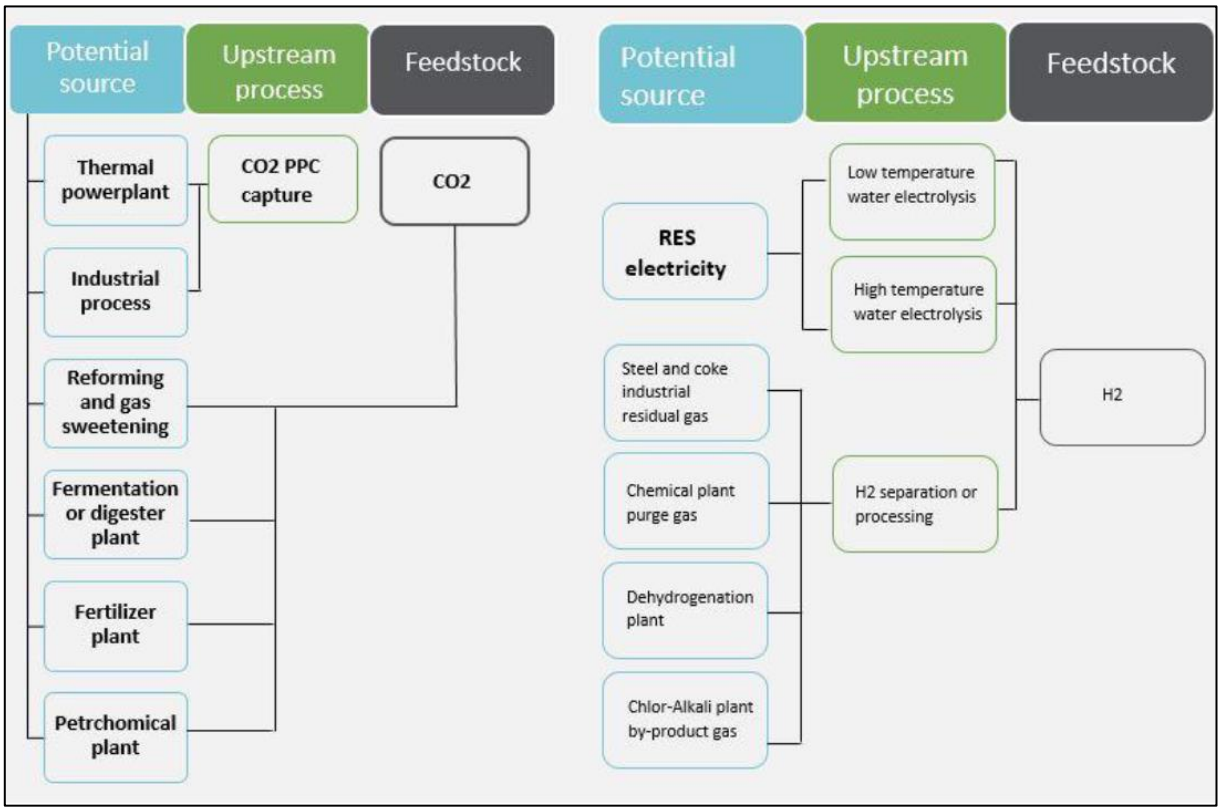


Abbildung 234: ETL Prozess Module – Potentielle Quellen [52]

Über den Prozess

Die Anlage für erneuerbares Methanol in George Olah wurde von Mannvit Engineering geplant. HS Orka ist der Hauptlieferant von Rohstoffen für die Anlage. Die Gemeinde Grindavik und Jacobs Engineering arbeiteten bei diesem Projekt zusammen. CRI hat auch mit dem Innovation Center Iceland zusammengearbeitet, um die Technologie zu entwickeln und Zuschüsse zu erhalten. Iceland Oil ist im Rahmen eines langfristigen Vertrags mit CRI für den Vertrieb des erneuerbaren Methanols verantwortlich [52]. Die Methanolanlage nutzt die geothermische Energie (der Dampf ist auch reich an CO_2) sowohl für die Wärme- als auch für die Stromerzeugung. Das CRI-Verfahren spaltet Wasser elektrolytisch auf, um Was-

serstoff zu erzeugen, der mit dem CO_2 kombiniert wird, um Methanol zu produzieren. Das CRI-Verfahren verwendet feste Kupfer- und Zinkoxidkatalysatoren, um das Wasser zu reduzieren, und arbeitet bei 250 °C und 100 Atmosphären Druck. Das Verfahren zur Herstellung von CO_2 und Methanol basiert auf der von CRI entwickelten Emissions-to-Liquids (ETL)-Technologie. Die ETL-Technologie umfasst einen integrierten elektrolytischen Cracker und ein katalytisches Synthesesystem, um erneuerbare Energie in kleinem Maßstab in flüssigen Kraftstoff umzuwandeln. Der chemische Prozess benötigt nur sehr wenig Platz. Das patentierte ETL-Verfahren verwendet CO_2 und Wasserstoff als Ausgangsstoffe und wandelt sie in erneuerbares Methanol um, wobei als einziges Nebenprodukt Sauerstoff entsteht. Bei der Produktion entstehen keine toxischen Nebenprodukte, da die einzige freigesetzte Chemikalie der Sauerstoff ist, der entsteht, wenn die Anlage Strom nutzt, um Wasser in seine chemischen Bestandteile zu spalten. Der elektrochemische Prozess findet bei niedrigen Temperaturen und niedrigem Druck statt. Die Anlage zur Herstellung von erneuerbarem Methanol benötigt eine Stromerzeugungskapazität von etwa fünf Megawatt pro Jahr. Die ETL-Technologie ist modular aufgebaut und kann am Standort schrittweise eingeführt werden. Die Technologie hat sich bei der Speicherung der Energie, der CO_2-Reduktion und dem Kraftstofftransport bewährt [32]. Laut einer unabhängigen Prüfung durch SGS Deutschland unter Verwendung eines vom ISCC-Plus-System erstellten Protokolls, das auf der Standard-ISCC-EU-Methode zur Berechnung der THG-Emissionen im Produktlebenszyklus basiert, setzt die Verwendung von erneuerbarem Methanol aus der Anlage 90 % weniger CO_2 frei, als die Verwendung einer vergleichbaren Menge an Energie aus fossilen Brennstoffen - im gesamten Produktlebenszyklus, von der Gewinnung über die Produktion bis zur Endnutzung. Die geringe Menge an Emissionen, die durch die Produktion und Verwendung von erneuerbarem Methanol verursacht wird, steht im Zusammenhang mit dem CO_2, das von geothermischen Kraftwerken freigesetzt wird, die etwa 30 % der Energie im isländischen Netz liefern [52].

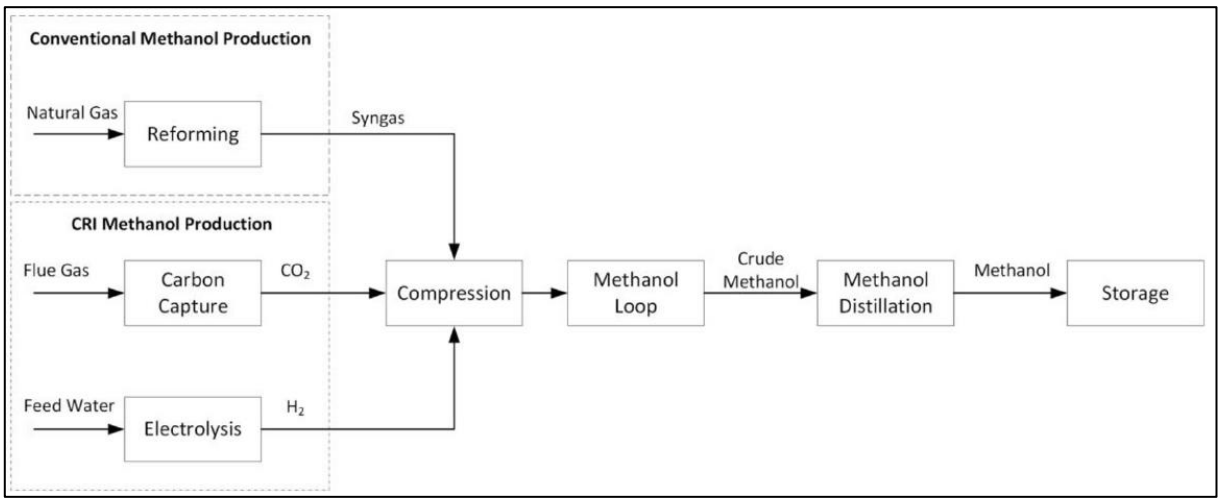


Abbildung 235: CRI Methanol Production [55]

Die direkte Umwandlung von CO_2 in Methanol und die gleichzeitige Erzeugung von Wasserstoff durch Wasserelektrolyse in großem Maßstab im spezifischen Kontext der George-Olah-Anlage wurden wissenschaftlich analysiert, wobei die Vor- und Nachteile dieser Produktionsmethode zusammengefasst wurden. Die Ergebnisse bezüglich der Nachteile sind die folgenden:

1. CO2-Synthesegas ist weniger reaktiv als CO-Synthesegas, was dazu führen kann, dass größere Reaktoren benötigt werden;

2. außerdem entsteht bei dieser Reaktion in der Regel mehr Wasser aufgrund der umgekehrten Wassergasverschiebung als Folge des höheren CO2-Partialdrucks;
3. und schließlich ist - größtenteils aus demselben Grund - in der Regel mehr CO2 im Rohmethanol enthalten.

Die folgenden Vorteile wurden formuliert:

1. Die CO_2-zu-Methanol-Reaktion ist von Natur aus selektiver und führt zu weniger Nebenprodukten, und die Reaktionsbedingungen sind milder, da die Reaktion weniger exotherm ist;
2. die Kohlenstoffausnutzung ist von Natur aus besser als bei konventionellem Synthesegas;
3. das CO_2-Recycling ist letztlich von Vorteil für die Eindämmung der globalen CO_2-Emissionen und damit der globalen Erwärmung.

Die besonderen Vorteile der CRI-Methanolanlage sind:

1. Ein Reaktor, der mildere Reaktionsbedingungen nutzt, funktioniert mit einem kostengünstigen Behälterdesign;
2. das Destillationsdesign ermöglicht, dass Prozesse wie die Methanolanlage von CRI weniger Energie verbrauchen als konventionelle Prozesse und reines Methanol zu vergleichbaren Kosten produzieren, obwohl der Wassergehalt höher ist [55].

Bewertung Material Input

Der Materialeinsatz Kohlendioxid ist ein Nebenprodukt des geothermischen Dampfes aus dem geothermischen Kraftwerk. Das Kohlendioxid ist ein Bestandteil des Dampfes, der sich nach der Injektion von Wasser in der Erdkruste bildet. Der Dampf wird für die Erzeugung von Wärme sowie für den Antrieb einer Dampfturbine zur Erzeugung von elektrischer Energie verwendet. Das Kohlendioxid wird vom Dampf abgetrennt. Da es aus dem Untergrund stammt trägt es in gleicher Weise zum Treibhauseffekt bei wie Kohlendioxid, das bei der Verbrennung von Kohle oder Öl entsteht. Diese Situation ist grundsätzlich anders als bei der Herstellung von Methanol aus biogenem Kohlenstoff.
Bei der zweiten Methode wird ein Abfallprodukt zur Herstellung von Biomethanol verwendet.

Vorteile

- Maximales Methanol-CO_2-Verhältnis (1 Molekül Methanol pro ein Molekül CO_2: 32:44 = 8:11 = 0,73). Das bedeutet eine vollständige Nutzung des verfügbaren Kohlenstoffs.
- Milde Reaktionsbedingungen führen zu einer selektiven Reaktion und folglich zu Methanol hoher Reinheit.
- Modifiziertes Reaktordesign aufgrund der Methanolbildung aus Kohlendioxid mit geringerer exothermer Reaktion; kann aufgrund unnötiger Reinigungsvorgänge billiger sein. Verfahrenstechnische Vorteile
- Zusammenfassung: saubereres, weniger reaktives Gemisch, selektiver, optimierter Katalysator, weniger energieintensives und umweltfreundliches Verfahren
- Erneuerbare Rohstoffquelle

Nachteile

- Geringe Reaktionsdichte erfordert großen Reaktor
- Verwendung von unterirdischem Kohlenstoff, daher nur vorübergehende Kohlenstoffabscheidung, wenn das Methanol verbrannt wird

Bewertung Energie Quelle

Vollständig erneuerbare Strom.

BioMCN | Delfzijl – Niederlande



Company	BioMCN
Facility Name	M1
Location	Delfzijl – The Netherlands
Start-up Year	2017
Capacity kt/yr	6
Material Inputs	1. Bio-gas 1. Gaseous emissions (CO_2) 2. Hydrogen (H_2)
Source Material Inputs	1. Biomass plant 1. Biomass plant 2. Methanol facility (surplus)
Assessment Material Inputs	++
Outputs	Methanol
Energy Source	Conventional
Assessment Energy Source	-

Hintergrund BioMCN

BioMCN ist einer der größten Methanolproduzenten Europas und befindet sich im Chemiepark Delfzijl in den Niederlanden. Das Werksgelände ist an das nationale Erdgasnetz angeschlossen, das von GTS B.V. betrieben wird. Das GTS-Netz ist an das integrierte nordwesteuropäische Netz angeschlossen, das von einer Reihe von Akteuren wie GasTerra, Statoil und Gazprom versorgt wird. Die Anlage hat einen einfachen logistischen Zugang zu den wichtigsten europäischen Endmärkten über Straße, Schiene, Binnenschiff und Seefracht, so dass sie Kunden in ganz Westeuropa effizient erreichen kann. BioMCN stellt zwei Arten von Methanol her: Bio-Methanol und normales (graues) Methanol. Bio-Methanol wird aus Bio-Gas hergestellt, das aus Abfallvergärungsanlagen über das nationale Gasnetz bezogen wird, indem Bio-Gas-Zertifikate erworben werden, um Methanol als Bio-Methanol zu kennzeichnen [32].
BioMCN wurde vor 10 Jahren, im Oktober 2006, gegründet. In diesem Jahr übernahm BioMCN die stillgelegte ehemalige Methanor-Methanolanlage in Delfzijl, und mit Unterstützung ehemaliger Methanor-Mitarbeiter wurde einer der beiden Produktionszüge der Anlage, der M1, wieder in Betrieb genommen. Einige Jahre später, im Jahr 2009, wurde der niederländische Private-Equity-Investor Waterland strategischer Anteilseigner und unterstützte den Ausbau des Geschäfts. Neben der Produktion von grauem Methanol führte BioMCN auch die Produktion von Biomethanol ein. Zunächst wurde das Biomethanol auf der Grundlage von Glycerin als wichtigem Ausgangsstoff hergestellt. Im Jahr 2013 wurde dies jedoch aus technischen und wirtschaftlichen Gründen eingestellt. Seitdem wird Biomethanol auf der Grundlage von grünem Gas aus dem niederländischen Markt hergestellt, aber auch andere potenzielle Quellen werden noch erforscht. Da es keine Synergien mehr zwischen der Glycerinraffination und der Methanolproduktion gab, wurden die beiden Aktivitäten in zwei unabhängige Betriebsgesellschaften aufgeteilt: Dutch Glycerin Refinery (DGR) und BioMCN. Diese Aufspaltung wurde im Juli 2014 vollzogen, und ein Jahr später, im Juli 2015, wurde BioMCN und sein Methanolgeschäft von OCI N.V. übernommen, einer an der niederländischen Börse notierten Unternehmensgruppe mit Düngemittel- und Methanolproduktionsanlagen in den Niederlanden, den USA, Ägypten und Algerien. Im Jahr 2016 hat OCI in erheblichem Umfang in BioMCN investiert, und die Anlage hat die umfassendste Wartungsumstellung in ihrer Geschichte erfolgreich abgeschlossen [34].
Im Jahr 2017 produzierte BioMCN fast 60.000 Tonnen erneuerbares Methanol, das hauptsächlich als Biokraftstoff im europäischen Transportsektor verkauft wurde. Als Reaktion auf die Besorgnis über den globalen Klimawandel haben die Niederlande beschlossen, strengere Umweltvorschriften für Kohlenstoffemissionen zu erlassen, und haben den Einsatz von anaeroben Vergärungsanlagen zur Verarbeitung organischer Abfälle zu Biogas aktiv gefördert. Vergärungsanlagen reduzieren die Treibhausgasemissionen durch Methanrückgewinnung und werden von Abfallunternehmen, Industriebetrieben und Landwirten betrieben, die zahlreiche verschiedene Arten von kommunalen, industriellen und landwirtschaftlichen Abfällen verarbeiten. BioMCN ist durch die Nutzung dieses Biogases zur Herstellung von erneuerbarem Methanol ein wichtiger Marktteilnehmer in dieser neuen grünen Wirtschaft geworden. Heute verbraucht BioMCN mehr als die Hälfte des gesamten in den Niederlanden produzierten Biogases und hat begonnen, Biogas aus den benachbarten EU-Ländern zu beziehen. Da die Anzahl der Fermenter und die Verfügbarkeit von Biogas in Zukunft zunehmen werden, erwartet BioMCN, dass seine Produktion von erneuerbarem Methanol steigen und seine Abhängigkeit von konventionellem Erdgas abnehmen wird [36].
Angesichts der günstigen Erwartungen für den internationalen Methanolmarkt hat OCI - die Muttergesellschaft von BioMCN - kürzlich angekündigt, dass sie hundert Millionen Euro in die Inbetriebnahme einer zweiten Anlage (M2) investieren wird. Diese Investition wird es BioMCN ermöglichen, die zweite Anlage, die 2005 stillgelegt wurde, wieder in Betrieb zu nehmen, um die Produktion von Methanol und

Biomethanol zu steigern. Die derzeitige Produktionskapazität von BioMCN im Chemiepark in Delfzijl beträgt etwa 500 Kilotonnen Methanol pro Jahr. Mit der zweiten Anlage, die Ende 2018 fertiggestellt wird, können jährlich weitere 440 Kilotonnen (Bio-)Methanol produziert werden [56] [57].

Über den Prozess

BioMCN produziert Bio-Methanol auf zwei Arten. Der erste Weg ist die Verwendung von Biogas aus Biovergärungsanlagen. Das Biogas stammt aus bestehenden anaeroben Vergärungsanlagen in den Niederlanden und zu einem geringeren Teil aus kommunalen Mülldeponien. Der größte Teil des Biogases wird in Fermentern beispielsweise aus Kuhmist, Gras oder Holzschnitzeln erzeugt. Dieses Gas wird zu einem Biokraftstoff der zweiten Generation mit Pipelinequalität verarbeitet und in das nationale niederländische Gasnetz eingespeist [55]. Der zweite Weg ist eine neue Methode zur Einspeisung von (grünem) CO_2 zur weiteren Ökologisierung des Produktionsprozesses und zur Steigerung der Produktion von erneuerbarem Methanol. Die Einführung dieser Methode im Jahr 2017 basierte auf umfangreichen Forschungsarbeiten von BioMCN in Zusammenarbeit mit verschiedenen Wissenseinrichtungen und erfüllt die Voraussetzung, Methanol als grün zu bezeichnen: mehr als fünfzig Prozent CO_2 werden im Vergleich zur fossilen Produktion eingespart. Das grüne CO_2 ist biogenen Ursprungs - es wird bei der Produktion von Biogas freigesetzt. Anstatt CO_2 zu emittieren, wird es von BioMCN wiederverwendet: Es wird gekauft und zu ihrer Anlage transportiert, damit es im Reaktor in den Wasserstoff zur Herstellung von Biomethanol eingespritzt werden kann. Bis vor kurzem war Wasserstoff ein Restprodukt bei BioMCN. Durch Bindung eines Moleküls Kohlendioxid (CO_2) an drei Moleküle Wasserstoffgas (H_2) entstehen ein Molekül Methanol (CH_4O) und ein Molekül Wasser (H_2O). Das bedeutet, dass zwei Drittel des Reststroms an Wasserstoff in Biomethanol umgewandelt werden. Außerdem wird das CO_2, das sonst freigesetzt wird, im Produktionsprozess wiederverwendet. Diese neue Investition führt zu einer Gesamtproduktionskapazität von 60.000 Tonnen erneuerbaren Methanols [56]; [57].

Bewertung Material Input

1. Biogas

1. Gasförmige Emissionen (CO2)
2. Wasserstoff (H2)

Bewertung Energie Quellen

Konventionell

Enerkem | Edmonton – Kanada



Company	Enerkem
Facility Name	Alberta Biofuels Facility
Location	Edmonton – Canada
Start-up Year	2016
Capacity kt/yr	31
Material Inputs	1. Municipal solid waste
Source Material Inputs	1. Waste disposal (post sorted, after recycling and composting)
Assessment Material Inputs	+-
Outputs	Methanol, Ethanol
Energy Source	Conventional
Assessment Energy Source	-

Hintergrund Enerkem

Enerkem hat seinen Hauptsitz in Montreal (QC), Kanada und betreibt eine große kommerzielle Anlage in Alberta sowie ein Innovationszentrum in Quebec. Die Anlagen von Enerkem werden als vorgefertigte Systeme auf der Grundlage der modularen Fertigungsinfrastruktur des Unternehmens gebaut, die weltweit eingesetzt werden können. Die Technologie von Enerkem trägt dazu bei, den Energiemix zu diversifizieren und alltägliche Produkte umweltfreundlicher zu machen, und bietet gleichzeitig eine intelligente, nachhaltige Alternative zur Deponierung und Verbrennung. Das Cleantech-Unternehmen stellt aus festen Siedlungsabfällen Kraftstoffe und erneuerbare Chemikalien her. Das Unternehmen wurde im Jahr 2000 mit dem Ziel gegründet, saubere Energie und Produkte aus Abfallstoffen zu erzeugen. Es bietet eine innovative und nachhaltige Lösung für die zunehmend drängenden Umweltprobleme der Abfallwirtschaft und unterstützt die Diversifizierung der Energieversorgung durch Biokraftstoffe.
Das erste Vorzeigeprojekt des Unternehmens, eine Anlage zur Herstellung von Biokraftstoffen aus Abfällen, befindet sich in Alberta, Kanada, wo es die Stadt Edmonton dabei unterstützt, ihr Ziel der Abfallvermeidung von 50 % auf 90 % zu erhöhen. Die Anlage hat 2015 mit der Produktion von Methanol begonnen und verwendet die nicht wiederverwertbaren und nicht kompostierbaren Abfälle der Stadt. Die Anlage ist darauf ausgelegt, jährlich über 110.000 Tonnen nicht verwertbarer Abfälle, die andernfalls deponiert werden müssten, zu Methanol zu verarbeiten und dabei jährlich 31 Kilotonnen Methanol zu produzieren [58]. Die Anlage von Enerkem in Edmonton, Alberta, wurde 2016 nach dem International Sustainability and Carbon Certification (ISCC) System zertifiziert [59].
Die einzigartige Technologie von Enerkem führt zu Partnerschaften auf der ganzen Welt, da Kommunen, Abfallwirtschafts- und Petrochemiekonzerne kommerzielle Modelle entwickeln, um Deponieabfälle zu reduzieren und gleichzeitig saubere Kraftstoffe und erneuerbare Chemikalien zu erzeugen, die zur Erfüllung der Kohlenstoffreduktionsziele beitragen. Das Unternehmen arbeitet in Quebec und Rotterdam an der Entwicklung von Bioraffinerien und hat in China eine Vereinbarung über die Lizenzierung von Anlagen und Technologien für ein Joint Venture unterzeichnet, in dessen Rahmen bis 2035 über 100 fortschrittliche Biokraftstoffanlagen in China gebaut werden könnten [36].

Über den Prozess

Enerkem hat seine Technologie zur chemischen Extraktion und Wiederverwendung des Kohlenstoffs aus nicht wiederverwertbaren und nicht kompostierbaren festen Siedlungsabfällen in Methanol, Ethanol und andere weit verbreitete chemische Zwischenprodukte entwickelt und patentiert. Zunächst werden die als Ausgangsmaterial verwendeten Siedlungsabfälle sortiert, um wiederverwertbare Materialien und zu entfernen. Anschließend wird der Abfall für die Verwendung zerkleinert. Das so entstandene Material wird in einen firmeneigenen Wirbelschichtvergasungsbehälter geleitet, um den geschredderten Abfall in seine einzelnen Moleküle aufzuspalten, ein Prozess, der als thermisches Cracken bezeichnet wird. Im selben Reaktor wird aus diesen aufgespaltenen Molekülen mit Dampf unter bestimmten Bedingungen Synthesegas erzeugt. Bei diesem thermochemischen Vergasungsverfahren werden die kohlenstoffreichen Rückstände in ein Synthesegas (Syngas) umgewandelt, das gereinigt und anschließend mit Katalysatoren behandelt wird, um Biokraftstoffe und kommerzielle Chemikalien herzustellen. Dies senkt den Energiebedarf und hält die Kosten niedrig, so dass das Verfahren skalierbar und wirtschaftlich rentabel ist. Das entstehende Synthesegas ist reich an Wasserstoff und Kohlenmonoxid, wichtigen Bausteinmolekülen, die in modernen chemischen Prozessen verwendet werden. Das rohe Synthesegas, das hauptsächlich aus Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, Wasser und Wasserstoff besteht, wird in ein firmeneigenes Synthesegas-Reinigungs- und Konditionierungsverfahren eingespeist, dass das rohe

Synthesegas auf chemische Qualität aufwertet, so dass es in flüssige Kraftstoffe und Chemikalien umgewandelt werden kann. Durch die Kombination des Wirbelschichtvergasungsreaktors mit dem firmeneigenen Syngasreinigungs- und -konditionierungsverfahren ist das Unternehmen in der Lage, die Reinheit des Syngases und dessen Zusammensetzung zu kontrollieren. Die letzte Komponente des firmeneigenen Prozesses ist die katalytische Umwandlung des chemisch reinen Synthesegases in flüssiges Methanol und anschließend in Ethanol in Kraftstoffqualität. Durch eine Kombination von prozessbegleitenden Kontrollen und Qualitätsanalysen wird sichergestellt und bestätigt, dass alle Produkte des Unternehmens durchgängig den erforderlichen Spezifikationen entsprechen [60]. Die eingesetzte Technologie ist patentiert und in der Lage, chemisch und strukturell ungleiche Abfall- und Kunststoffmaterialien aufzuspalten und in ein reines, chemisch hochwertiges, stabiles und homogenes Synthesegas umzuwandeln. Das in der Anlage von Enerkem in Alberta hergestellte Methanol hat viele Anwendungsmöglichkeiten. Es wird direkt für Klebstoffe und Lösungsmittel, Polyestergewebe und Getränkeflaschen verwendet. Es wird zu Ethanol, Acrylsäure, n-Propanol, n-Butanol, Olefinen und Essigsäureanhydrid weiterverarbeitet, Chemikalien, die zur Herstellung von Tausenden von Industrie- und Verbraucherprodukten verwendet werden [36].

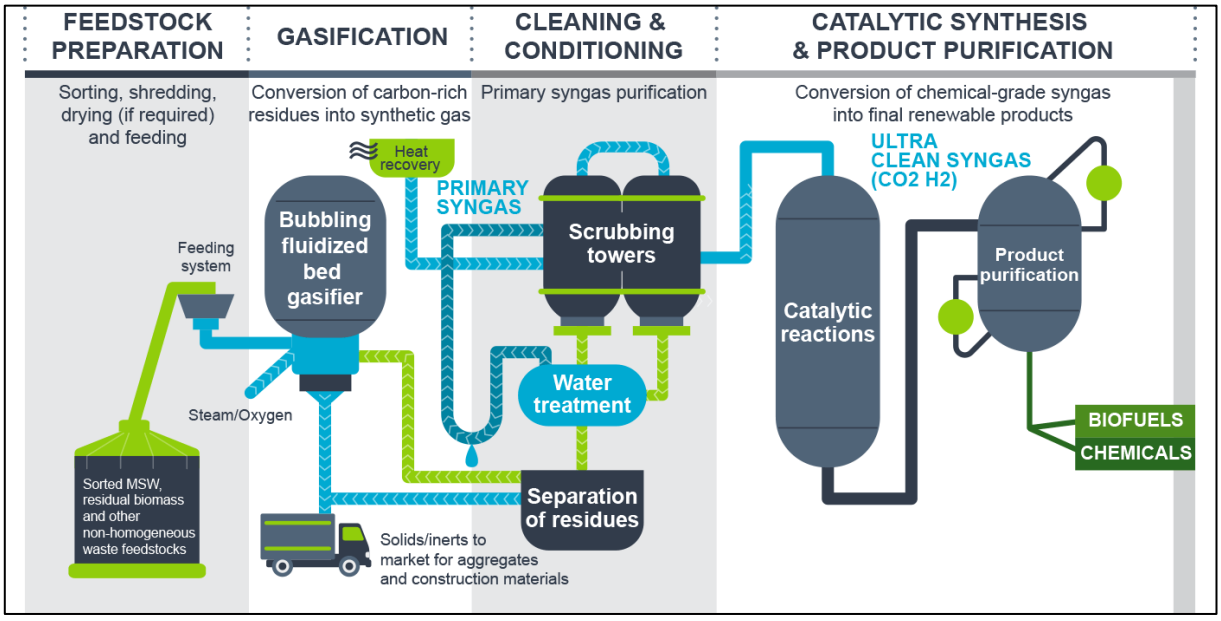


Abbildung 236: Flowchart of Thermochemical Process [60]

Bewertung Material Input

Feste Siedlungsabfälle (post-Sortierung, nach Recycling und Kompostierung).

Bewertung Energie Quelle

Konventionell

7.10.3.12. Vor-Kommerzielle Unternehmungen

Für die folgenden Ausführungen wurden Anlagen berücksichtigt, die zum Zeitpunkt des Verfassens noch nicht kommerziell betrieben wurden; hierfür wurden nur öffentlich zugängliche Informationen verwendet.

Södra | Schweden

Das schwedische Unternehmen Södra hat vor kurzem eine Anlage gebaut, die aus dem Rohmethanol, das bei der Herstellung von Zellstoff anfällt, Biomethanol herstellt - auf der Grundlage von lokal bezogenen Rohstoffen aus dänischem Raps und schwedischen Wäldern. Nach Angaben des Unternehmens ist dies Teil eines nachhaltigen Kreislaufprozesses, bei dem alle Teile der Waldrohstoffe bestmöglich genutzt werden. Nach ihrer Fertigstellung wird die Anlage jährlich 5.000 Tonnen Biomethanol produzieren. Södra gibt an, dass ihr Biomethanol die CO_2-Emissionen im Vergleich zu fossilen Brennstoffen um 99 % reduziert [61].

Enerkem | Rotterdam – Niederlande

In Rotterdam soll eine Anlage zur Umwandlung von Abfällen in Chemikalien entstehen. Dies ist das Ergebnis einer Vereinbarung zwischen einem Unternehmenskonsortium bestehend aus Air Liquide, AkzoNobel Specialty Chemicals, Enerkem und dem Hafen von Rotterdam. Die Anlage wird die erste ihrer Art in Europa sein, die eine nachhaltige Alternativlösung für nicht wiederverwertbare Abfälle bietet und Kunststoffabfälle und andere gemischte Abfälle in neue Rohstoffe umwandelt. Die Anlage wird über zwei Produktionslinien verfügen, was der doppelten Kapazität der kommerziellen Anlage von Enerkem in Edmonton, Kanada, entspricht. Die Anlage wird von der hochmodernen Infrastruktur des Rotterdamer Hafens sowie von den Synergien mit Air Liquide (Großindustrie) profitieren, die den benötigten Sauerstoff und zusammen mit AkzoNobel den Rohstoff Wasserstoff liefern. AkzoNobel fungiert auch als Abnehmer für das Methanol. Die Anlage wird bis zu 360.000 Tonnen Abfall in 220.000 Tonnen (270 Millionen Liter) "grünes" Methanol umwandeln. Dies entspreche umgerechnet dem gesamten Jahresabfall von mehr als 700.000 Haushalten und bedeute eine CO_2-Emissionseinsparung von rund 300.000 Tonnen [62]. Die neue Chemieanlage wird die Technologie von Enerkem nutzen, um Restmüll in Methanol umzuwandeln, einen in der chemischen Industrie verwendeten Rohstoff. Das Methanol wird dann in Chemikalien wie Essigsäure (z. B. für Fasern und Klebstoffe), Verdickungsmittel und Dimethylether (saubere Treibgase) umgewandelt. Diese Chemikalien werden derzeit fast ausschließlich aus fossilen Brennstoffen hergestellt [63].

RAG Austria | Österreich

Windkraft und Photovoltaik (PV) sind die am schnellsten wachsenden Energiequellen der Welt und versorgen Länder rund um den Globus mit dringend benötigter sauberer und erschwinglicher Elektrizität. Allerdings muss der Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen sofort nach seiner Erzeugung abgenommen werden, auch wenn nicht genügend Strom nachgefragt wird. Wenn dies geschieht, haben die Betreiber kaum eine andere Wahl, als die erneuerbare Energiequelle vom Netz zu trennen, was zu Energieverschwendung und Kosten für Regierungen und Betreiber führt. Das Projekt Underground Sun Conversion zielt darauf ab, bestehende Gas(poren)reservoirs als natürliche Bioreaktoren zu nutzen. Der Methanisierungsprozess und die Speicherung finden auf natürliche Weise in unterirdischen Porenspeichern statt. Dies stellt eine riesige Quelle dar, da sie die dringend benötigte Flexibilität bieten könnte,

die erneuerbaren Energiequellen derzeit fehlt. Erste Labortests im Rahmen des Vorläuferprojekts Underground Sun Storage - das auch vom Klima- und Energiefonds gefördert wird - zeigen, dass in die Lagerstätte eingebrachter Wasserstoff und Kohlendioxid durch mikrobiologische Prozesse in Methan umgewandelt werden. Damit kann ein nachhaltiger Kohlenstoffkreislauf geschaffen werden. Zunächst wird in einer oberirdischen Anlage Wasserstoff aus Sonnen- oder Windenergie und Wasser erzeugt und anschließend mit Kohlendioxid in ein bestehendes (poröses) Erdgasreservoir injiziert. In einer Tiefe von über 1.000 Metern wandeln natürlich vorkommende Mikroorganismen diese Stoffe in relativ kurzer Zeit in erneuerbares Gas um, das in derselben Lagerstätte gespeichert, jederzeit nach Bedarf entnommen und über das bestehende Pipelinenetz zu den Verbrauchern transportiert werden kann [64].

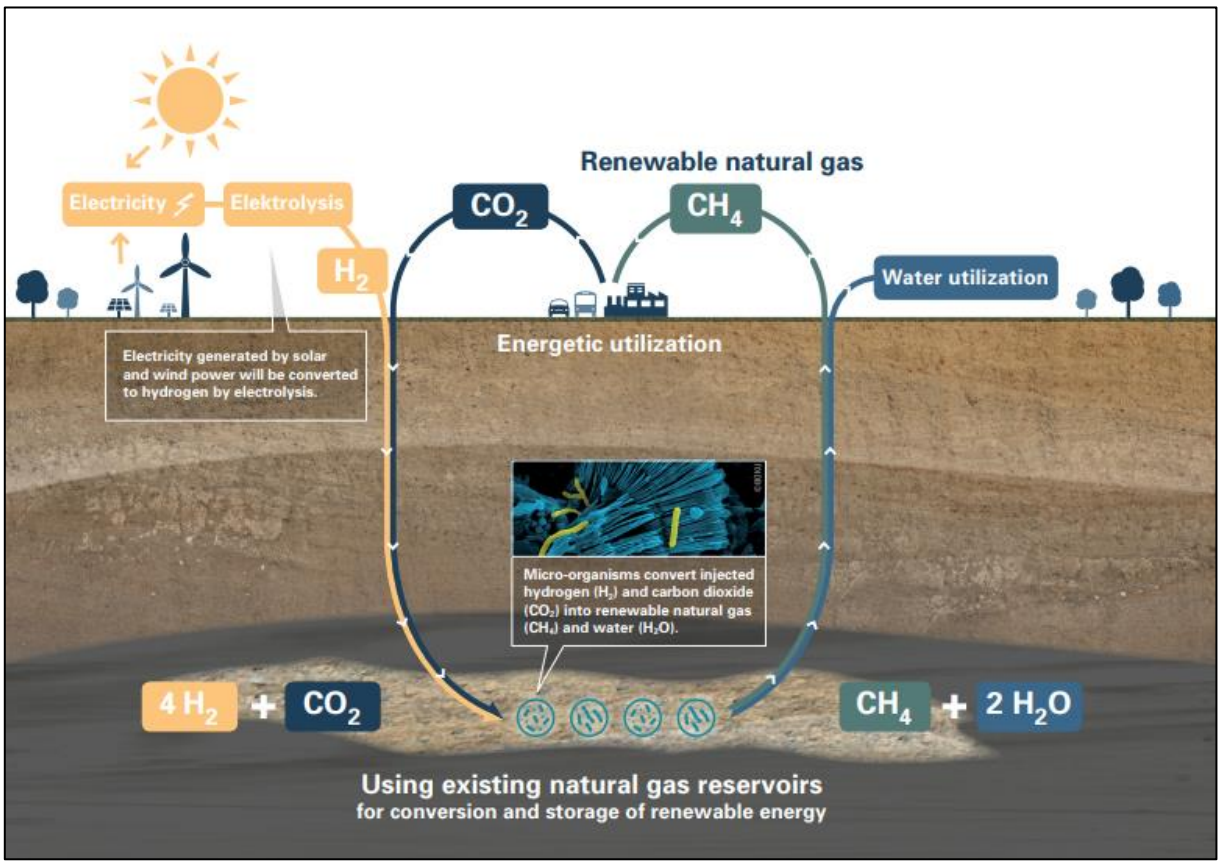


Abbildung 237: Carbon Cycle of Underground Sun Conversion [64]

thyssenkrupp | Germany

Eine Reihe von Unternehmen beschäftigt sich mit der Idee, überschüssige erneuerbare Energie zu nutzen, um durch Elektrolyse sauberen Wasserstoff zu gewinnen. Eines von ihnen ist thyssenkrupp, das ebenfalls überschüssiges CO_2 aus industriellen Quellen nutzt, um erneuerbares Methanol herzustellen [65].

Transitional solutions - Low Carbon Methanol

In den letzten Jahren haben mehrere Unternehmen Technologien entwickelt, die die Kohlenstoffintensität des aus Erdgas hergestellten Methanols verringern. Dies wird als Low Carbon Methanol (LCM) bezeichnet. Die Methanex Corporation stellt LCM in ihrer Anlage in Medicine Hat (Kanada) her, indem sie abgeschiedenes CO_2 aus einer benachbarten Industrieanlage in den Methanolsynthesekreislauf einleitet. Dieses Verfahren reduziert die Treibhausgasemissionen bei der Verwendung von LCM als Kraftstoff

erheblich. Nach Angaben von Methanex würde ein Auto, das ausschließlich mit kohlenstoffarmen Methanol betrieben wird, im Vergleich zu einem benzinbetriebenen Auto 30 % weniger CO_2 pro Kilometer ausstoßen, von der Quelle bis zum Rad. Andere Methanolhersteller wie die Qatar Fuel Additives Company Limited (QAFAC) haben Kohlendioxid-Rückgewinnungsanlagen implementiert, um das CO_2 aus ihren Rauchgasen (Abgasen) zu extrahieren und der Methanolproduktion wieder zuzuführen, was die Treibhausgasemissionen und den Wasserverbrauch reduziert. Es gibt auch andere großtechnische Technologien zur Herstellung von LCM aus Erdgas, die ähnliche Emissionsreduzierungen ermöglichen. Johnson Matthey, ein Technologie-Lizenzgeber, hat ein Verfahren namens Advanced Combining Reforming entwickelt, bei dem LCM unter Verwendung von erneuerbarem Strom hergestellt wird. Dies sind Beispiele für bestehende Technologien, die zur Herstellung von LCM aus Erdgas eingesetzt werden können und dennoch zu einer Verringerung der Treibhausgasemissionen führen [36].

7.10.3.13. Ökonomische Betrachtung

In vielen wissenschaftlichen Studien wurde die Biomethanolproduktion unter einer Vielzahl von Annahmen modelliert. In diesen Studien wird geschätzt, dass Biomethanol die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu Methanol aus fossilen Brennstoffen um 25-40 % senken könnte, wenn der gesamte Lebenszyklus berücksichtigt wird. Außerdem wurde vorgeschlagen, die wirtschaftliche Leistung von Biomethanol durch die gleichzeitige Erzeugung von Wärme, Strom oder anderen Chemikalien zu verbessern. Wenn Biomethanol aus organischen Industrieabfällen hergestellt wird, vereinfacht sich die Rohstofflogistik und die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage kann verbessert werden. Die Verwendung von lokal angebauter Biomasse für die Methanolproduktion kann die Länder unabhängiger von fossilen Energieimporten machen, die Treibhausgasemissionen im Vergleich zur Methanolproduktion aus fossilen Brennstoffen verringern und die lokale Wirtschaft und Beschäftigung fördern. Die Verwendung von Biomasse-Rohstoffen zur Herstellung von Biomethanol kann jedoch mit der Verwendung von Biomasse für andere Produkte und Waren konkurrieren, z. B. Biokraftstoffe für den Verkehr, Strom und Wärme aus Biomasse und andere Produkte auf Biomassebasis, wie Biogas, Chemikalien und Kunststoffe. In dieser Situation ist es wichtig, dass der verfügbare Biomasse-Rohstoff optimal genutzt wird. Eine Möglichkeit, die optimale Nutzung von Biomasse zu fördern, ist die volle Anrechnung der Umweltvorteile über den gesamten Lebenszyklus, von der Rohstofferzeugung bis zur Endnutzung. Schließlich ist es möglich, Biomasse in einen kohlebasierten Vergaser oder Biogas in eine erdgasbasierte Methanolanlage einzuspeisen. Diese Möglichkeiten der gemeinsamen Einspeisung können genutzt werden, um die Methanolproduktion schrittweise nachhaltiger zu gestalten. Auch die Produktionskosten von Biomethanol hängen stark von den örtlichen Gegebenheiten ab. Schlüsselfaktoren, die die derzeit verfügbaren Schätzungen beeinflussen, sind die Art und die Preise der Rohstoffe, der Brennstoffmix und die Preise für die Stromerzeugung, der Umfang der Produktionskapazität, die Wahl der Technologie und die Investitionskosten, sowie die gewünschte Qualität des Endprodukts. Die lokalen Bedingungen haben oft Einfluss darauf, welche Technologien in einer neuen Anlage eingesetzt werden sollen und wirken sich erheblich auf die Produktionskosten aus, was bedeutet, dass die ideale Anlagenkonfiguration je nach Standort unterschiedlich ist [31].
So können beispielsweise die Stromkosten je nach Anlagenkonfiguration zwischen 23 und 65 % der Produktionskosten für Biomethanol ausmachen [66]. Das obere Ende dieser Spanne bezieht sich auf Anlagen, die CO_2 als Ausgangsstoff zusammen mit der Elektrolyse verwenden. Dies ist z. B. bei einer Produktionsanlage in Island der Fall. Für die Elektrolyse wird viel Strom benötigt, aber wenn der Strompreis sehr niedrig ist, kann eine Biomethanolanlage, die die Elektrolyse nutzt, eine wirtschaftlich attraktive

Option werden. In Island beispielsweise stammen 80 % des Stroms aus kostengünstigen geothermischen und Wasserkraftquellen, die nur geringe Treibhausgasemissionen verursachen. Diese Ausnahmesituation verdeutlicht die Bedeutung lokaler Gegebenheiten und zeigt, dass es bereits erste Möglichkeiten für kosteneffizientes Biomethanol geben kann.
Die zunehmende Verwendung von Biomethanol als Kraftstoff könnte jedoch die Größenvorteile verbessern und die Produktionskosten für Biomethanol auch für den Chemiesektor senken. Politische Maßnahmen zur Förderung der Verwendung von biobasierten Chemikalien und Materialien müssen den gesamten Lebenszyklus der CO_2-Emissionen berücksichtigen. Die derzeitige Politik berücksichtigt nur die direkten Emissionen aus den chemischen Produktionsprozessen. Daher muss ein politischer Rahmen geschaffen werden, der die Umweltvorteile biobasierter Materialien vollständig anrechnet. Ein solches System könnte Kohlenstoffsteuersysteme bei der Förderung der Produktion biobasierter Materialien wirksamer machen [31]. Berechnungen deuten auch darauf hin, dass die Kosten für regenerativ erzeugtes "grünes" Methanol je nach Ölpreisentwicklung nahe an den Kosten für konventionelles "schwarzes" Methanol in Europa liegen oder sogar mit ihnen konkurrieren können. Es wird jedoch mit Sicherheit gegenüber Bioethanol wettbewerbsfähig sein, während die Kosten für SNG in absehbarer Zeit deutlich über den Preisen für Erdgas liegen werden. Aus heutiger Sicht wird die Produktion von SNG unwirtschaftlich sein [47].
Methanol, das aus erneuerbaren Energien hergestellt wird, bietet eine vielversprechende Möglichkeit, "grünen Strom" zu speichern. Das "grüne" Methanol als chemischer Energiespeicher steht jedoch vor der Frage der infrastrukturellen Machbarkeit. Insbesondere in der chemischen Industrie, die von einer vernetzten Produktion profitiert, muss die Methanolchemie Schnittstellen zu den klassischen petrochemischen Prozessen der Kraftstoff- und Chemieproduktion bieten. Sie muss in der Lage sein, sowohl Massenprodukte herzustellen als auch Nebenprodukte zu verwerten. Die Substitution von Öl und Gas durch Methanol zur Nutzung erneuerbarer Energien ist also in dem Maße machbar, wie die vernetzte Produktion aufrechterhalten werden kann. Als erste Maßnahme könnten daher bestehende methanolbasierte Prozesse von schwarzem Methanol auf "grünes" Methanol umgestellt werden. Da "grünes" Methanol im Vergleich zu schwarzem Methanol zu wettbewerbsfähigen Preisen gewonnen werden kann, bestehen keine wirtschaftlichen Bedenken. Die Substitution konventioneller petrochemischer Prozesse durch die Methanolchemie ist jedoch eine Frage von Folgemaßnahmen. Die chemische Energiespeicherung erfordert daher die Kompatibilität mit der bestehenden Energie- und Chemieinfrastruktur. Bei der "grünen" Methanolproduktion wird CO_2 anstelle von CO als Kohlenstoffquelle verwendet. CO_2 aus der Atmosphäre kann mit heutiger Technik nicht wirtschaftlich genutzt werden. Das Gleiche gilt für Biomasse, die zwar ein leistungsfähiges Instrument zur Gewinnung von CO_2 aus der Atmosphäre ist, deren Nutzung im petrochemischen Maßstab aber noch viel zu teuer ist. Die Sequestrierung von CO_2 aus bestehenden Biogas- und Bioethanolanlagen, aber auch aus fossilen Kraftwerken, ist jedoch durchaus realisierbar. Das Konzept der Substitution fossiler Energie durch erneuerbare Energie steht nicht im Widerspruch dazu. Tatsächlich wird für die Synthese von Kohlenwasserstoffen wie Methanol eine Kohlenstoffquelle benötigt, die sich mit Wasserstoff paart. Solange es keinen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf oder einen CO_2-Kreislauf gibt, muss das CO_2 von Großproduzenten zurückgewonnen werden. Fossile Kraftwerke werden auch im Jahr 2050 für das Gleichgewicht der Stromnetze unverzichtbar sein. Durch die Mitverbrennung von „grünem" Methanol oder Folgeprodukten erhält das CO_2 jedoch ein zweites Leben. Auf diese Weise kann auch die konventionelle Stromerzeugung einen Beitrag leisten. Methanol, das aus CO_2 und erneuerbarem Wasserstoff synthetisiert wird, kann in großem Maßstab und ohne wesentliche Unterschiede bei den Produktionskosten hergestellt werden. Die Größenvorteile sind kein entscheidender Faktor für die Wahl der Technologie. Gemessen am Wirkungsgrad hat sich Power-to-Liquid (PtL) gegenüber Power-to-Gas (PtG) sogar als überlegen erwiesen. Die Vorteile von Methanol

liegen in der höheren volumetrischen Energiedichte, den geringeren Transportkosten und dem Wegfall der Methankompression und -dekompression. Außerdem weisen Gasturbinen, die mit Methanol betrieben werden, bei moderaten Anpassungskosten einen um 9 % höheren Wirkungsgrad als Methan auf. Methanol kann sowohl als Energie- als auch als Chemierohstoff dienen. Durch die Speicherung von erneuerbarer Energie in Methanol, das aus CO_2 hergestellt wird, wird der Kohlenstoffkreislauf effizient geschlossen.
Auf diese Weise wird nicht nur die Abhängigkeit vom Erdöl verringert, sondern Biomasse kann auch für die Ernährung und nicht für Transportzwecke reserviert werden; öffentliche Mobilität auf der Grundlage von CO_2+Sonnenlicht wird möglich [47].
Skaleneffekte spielen bei der holzbasierten Biomethanolproduktion eine wichtige Rolle, da die Kostenschätzungen bei einer höheren jährlichen Produktionskapazität deutlich niedriger sind. Die Produktionskosten für Biomethanol aus Abfallströmen sind im Vergleich zu Holz etwas niedriger. Die Herstellung von Biomethanol aus CO_2 wird als das teuerste Produktionsverfahren geschätzt. Allerdings ermöglichen die besseren Reinigungsmöglichkeiten von Biomethanolanlagen auch eine größere Bandbreite an Einsatzstoffen. Bromberg und Cheng (2010) haben vorgeschlagen, dass sich Biomethanolanlagen daher für die Vergasung von festen Siedlungsabfällen eignen. Da die Entsorgung von Siedlungsabfällen auf Deponien kostspielig und potenziell umweltschädlich ist, könnte die Verwertung von Siedlungsabfällen in industriellen Prozessen zusätzliche Einnahmen generieren und die hohen Kapitalkosten ausgleichen. Der Kostenvergleich zwischen petrochemischer und biomassebasierter Produktion wird zeigen, inwieweit Biomethanol die petrochemische Route ersetzen kann. Die Abschaffung der Subventionen für fossile Brennstoffe, wie sie kürzlich von der OECD empfohlen wurde, könnte dazu beitragen, die Preislücke zwischen Methanol aus Erdgas und Biomethanol zu schließen. Es ist jedoch zu beachten, dass Methanol zunehmend in sehr großen Anlagen (über 1 Mio. t/Jahr) hergestellt wird, die erhebliche Größenvorteile und niedrige Produktionskosten bieten. Die Herstellung von Biomethanol mit einer ähnlichen Kapazität wird aufgrund technischer und logistischer Probleme bei der Sammlung, Lagerung und Handhabung ausreichender Mengen von Biomasse-Rohstoffen eine Herausforderung darstellen [67].

Schiffstreibstoff

Weltweit besteht eine enorme Nachfrage nach Schiffskraftstoffen, wobei der Verbrauch nach jüngsten Schätzungen bei rund 298 Millionen Tonnen pro Jahr liegt. Die Zahl der Flotten und die Menge der beförderten Güter steigen von Jahr zu Jahr. Die Schiffsflotte des internationalen Welthandels ist im Zeitraum 2013-15 um 1,5 % gewachsen: Das Transportangebot von Chemikalientankern und Stückgutfrachtern stieg um 15 %, das von Kreuzfahrtschiffen um 11 % und das von Containerschiffen um 9 %. [68].
Aufgrund der großen Nachfrage nach Schiffstreibstoffen könnte die Substitution von Schwerölen durch erneuerbare Methanoltreibstoffe ein großes Potenzial zur Verringerung der Treibhausgasemissionen bieten. Die Versorgungsinfrastruktur für Methanol ist häufig vorhanden, da es bereits verfügbar ist und über viele Häfen in der ganzen Welt verschifft wird. Methanol hat zwar eine geringere Energiedichte als herkömmliche Treibstoffe und erfordert daher mehr Lagerraum an Bord, aber es ist ein flüssiger Treibstoff, der in Ballast- und Sloptanks gelagert werden kann. Dies steht im Gegensatz zu verflüssigtem Erdgas (LNG), für das ein großer Kryotank erforderlich ist, der viel Platz an Bord beansprucht. Die Stena Germanica ist eine der größten Fähren der Welt: ein 24-MW-Roll-on-Roll-off-Passagierschiff (ROPAX), das 300 Autos und 1.300 Passagiere aufnehmen kann. Sie wurde 2015 auf den Betrieb mit Methanol umgerüstet, um die neuen, niedrigeren Schwefelemissionsvorschriften zu erfüllen. Stena überwachte die Umrüstung von vier mittelschnell laufenden Viertakt-Schiffsmotoren auf Methanolbetrieb sowie die Kraftstofflager- und -verteilungssysteme. Das Unternehmen, das mit einer Flotte von 35 Fähren und

über 1.000 Schiffen zu den größten Fährbetreibern der Welt gehört, erkennt das Potenzial für "enorme" Umweltvorteile in der Zukunft durch den Einsatz von Methanol als Schiffstreibstoff.

Properties	Methanol	Methane	LNG	Diesel fuel
Molecular formula	CH_3OH	CH_4	C_nH_m; 90-99% CH_4	$C_nH_{1.8n}$; C_8-C_{20}
Carbon contents (wt%)	37.49	74.84	≈75	86.88
Density at 16°C (kg/m³)	794.6	422.5[a]	431 to 464[a]	833 to 881
Boiling point at 101.3kPa(°C)[b]	64.5	-161.5	-160 (-161)	163 to 399
Net heating value (MJ/kg)	20	50	49	42.5
Net heating value (GJ/m³)	16		22	35
Auto-ignition temperature (°C)	464	537	580	257
Flashpoint (°C)[c]	11		-136	52 to 96
Cetane rating	5		0	>40
Flammability limits (vol % in air)	6.72 to 36.5	1.4 to 7.6	4.2 to 16.0	1.0 to 5.0
Water solubility	Complete	No		No
Sulfur content (%)	0	0	<0.06	Varies, <0.5 or <0.1

a for methane / LNG at boiling point
b to convert kpa to psi, multiply by 0.145
c the lowest temperature at which it can vaporize to form ignitable mixture in air
**ANDERSSON, Karin (2015)*

Tabelle 8: Vergleich der Eigenschaften von Methanol mit anderen Treibstoffen [69]

Das kanadische Unternehmen Waterfront Shipping (eine Tochtergesellschaft von Methanex, dem weltweit größten Methanolproduzenten und -vertreiber) erhielt den Lloyd's List 2018 Best Fuel Solution Award für seine sieben Methanol-Doppeltreibstoff-Tankschiffe mit langsam laufenden Zweitakt-Schiffsmotoren. Mit dieser Auszeichnung werden Verbesserungen bei der Kraftstoffeffizienz und der Umweltleistung gewürdigt, einschließlich der Bemühungen, eine nachhaltige Kraftstofftechnologie mit niedrigen Emissionen auf den Markt zu bringen. Nach dem sicheren und erfolgreichen Betrieb dieser Schiffe seit 2016 wurden nun vier weitere in Betrieb genommen. Das bedeutet, dass bis 2019 40 % der Waterfront Shipping-Flotte mit Methanol betrieben werden. Hersteller von Schiffsmotoren, darunter MAN und Wärtsilä, haben eine Schlüsselrolle bei der Konstruktion und dem Bau dieser Schiffe gespielt und forschen und entwickeln weiterhin an der Motorentechnologie, um die potenzielle Einführung von erneuerbarem Methanolkraftstoff zu unterstützen [36].

In den letzten zehn Jahren hätte ein hypothetisches 100-MW-Kraftwerk in der Karibik, das mit (konventionelles) Methanol statt mit Diesel betrieben wird, ~156 Millionen US-Dollar an Brennstoffkosten eingespart.

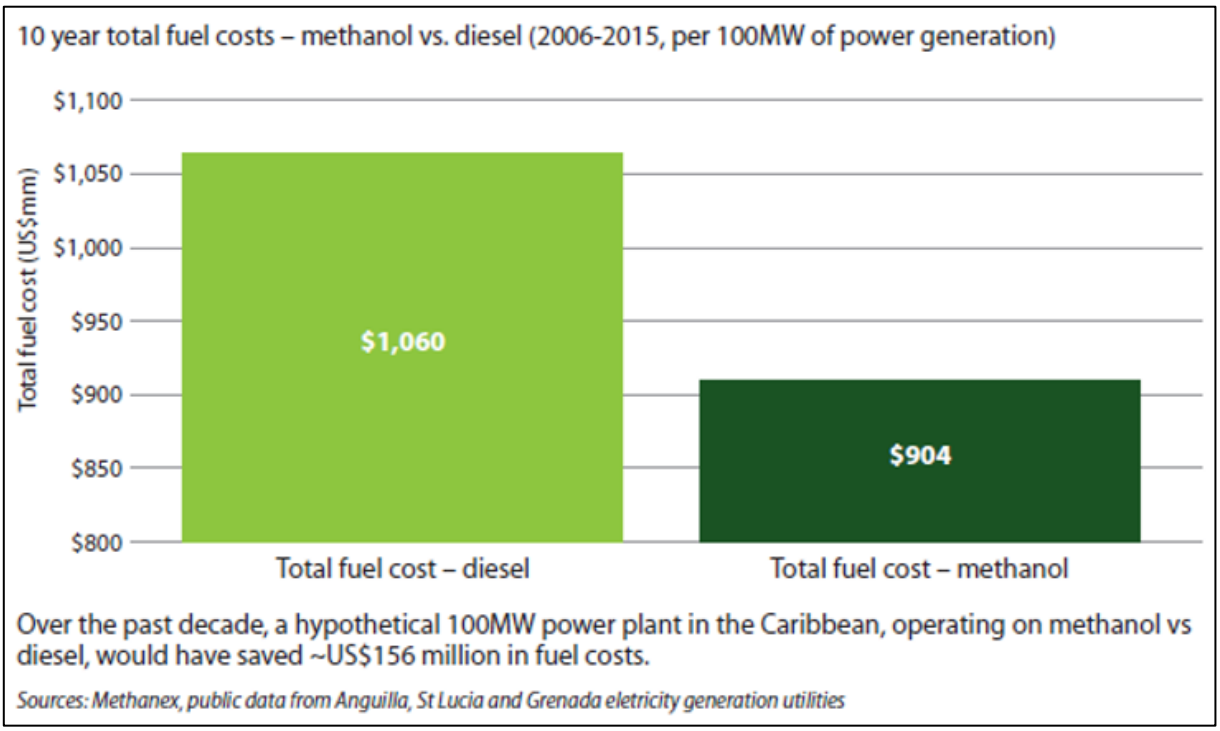


Abbildung 238: Kosteneinsparungen durch die Umstellung eines 100-MW-Kraftwerks von Diesel auf Methanol [38]

7.10.3.14. Diskussion

Insgesamt hängt die Nachhaltigkeit und langfristige Leistung von Biomethanolanlagen von vielen Faktoren ab, wie dem Aufbau der Anlage (z. B. Rohstoffe, Nebenprodukte, Technologie) und den örtlichen Bedingungen (z. B. Verfügbarkeit von Rohstoffen oder erneuerbarer Elektrizität). Verschiedene Modelle, die auf unterschiedlichen Annahmen beruhen, könnten verwendet werden, um verschiedene Anlagenkonfigurationen an bestimmten Standorten zu untersuchen. Dies führt zu einer Reihe von Schätzungen für die Effizienz und die Umweltauswirkungen, die oft schwer zu vergleichen sind.

Company	Location	Material Input	Source	Renewable Energy	Renewable?	
					Material Input	Energy
BioMCN	Netherlands Delfzijl	1. Bio-gas	Biomass plant	No		
BioMCN	Netherlands Delfzijl	2. Gaseous emissions (CO_2) Hydrogen (H_2)	Biomass plant surplus	No		
Carbon Recycling International (CRI)	Iceland Grindavik	Gaseous emissions (CO_2) Hydrogen (H_2)	Geothermal power plant (steam emissions)	Hydropower Geothermal		
Carbon Recycling International (CRI)	Sweden Luleå	Residual blast furnace gases (CO_2) Hydrogen (H_2)	Steel manufacturing plant	No (Non disclosed 20% surcharge from renewables)		
Enerkem	Canada Varennes	Municipal solid waste	Waste disposal (after sorting, recycling, composting)	No		
Enerkem	Netherlands Rotterdam	Non-recyclabe mix waste (incl. Plastics)	Waste disposal	No		
Södra	Sweden Mönsterås	Raw forest material	Pulp mill	No		
Värmlands Metanol	Sweden Hagfors	Forest residue	Saw mill	No		

Abbildung 239: Abschätzung der erneuerbare Methanol Produkte

Die Farben in **Abbildung 239** stellen einen vorläufigen Vergleich von einem Aspekt dar (dunkelgrün>hellgrün>gelb), weil mehrere Details der Produktion und Nachhaltigkeit der Ressourcen nicht vorhanden sind, und keine systematische oder langfristige Betrachtung gemacht werden konnte.
Eine systematische Bewertung der Leistung und Umwelteffekte der Anlagen könnte gemacht werden, wenn die nötigen Daten zu Verfügung gestellt werden. Diese sind oft geschäftlich sensibel oder müssten erst ermittelt werden.

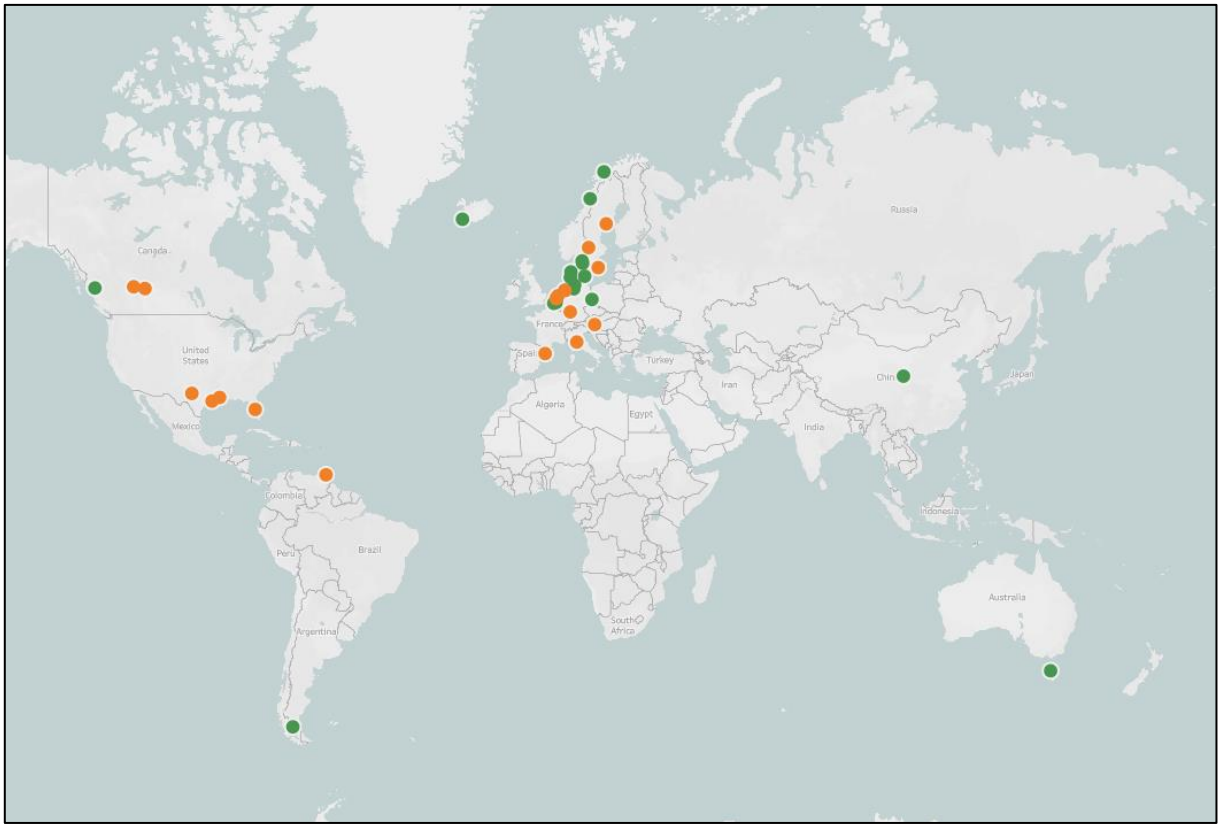


Abbildung 240: Current and Upcoming Renewable Methanol Projects across Countries

Das Methanol Institute hat eine Aufteilung der Methanolanlagen in „bio-methanol“ und „e-methanol“ in einer interaktive Karte dargestellt [70] siehe **Abbildung 240** unten. Diese berücksichtigt die Material-Quelle jeweils als aus biologischer Herkunft oder aus CO_2 produziert, vertieft jedoch keine weiteren Fragen bezüglich der Nachhaltigkeit der Produktionsprozesse.

Zu den jüngsten Arbeiten in diesem Bereich gehören das "Carbon footprint assessment tool for methanol production pathways" und "Methanol carbon footprint and certification Guidance", die von IMPCA in Auftrag gegeben und beide im Mai 2022 veröffentlicht wurden [71].

7.10.4. Brennstoffzellen Materialien

Im Rahmen des Pa-X-ell 2-Projektes soll EPEA die verwendeten Materialien einer Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle (Proton-Exchange Membrane (PEM) Fuel Cell) entlang des gesamten Lebenszyklus unter den Aspekten Ressourcenverbrauch, Umwelt- und Gesundheitsverträglichkeit sowie Kreislaufschließung untersuchen. Dies beginnt mit einer Inventarisierung aller eingesetzten Bestandteile und Verbrauchsmaterialien einer Brennstoffzelle sowie der Materialherkunft und -verfügbarkeit, unter besonderer Berücksichtigung der Liefersicherheit bei seltenen Rohstoffen (Edelmetalle, Graphit, seltene Erden, Nichteisenmetalle).

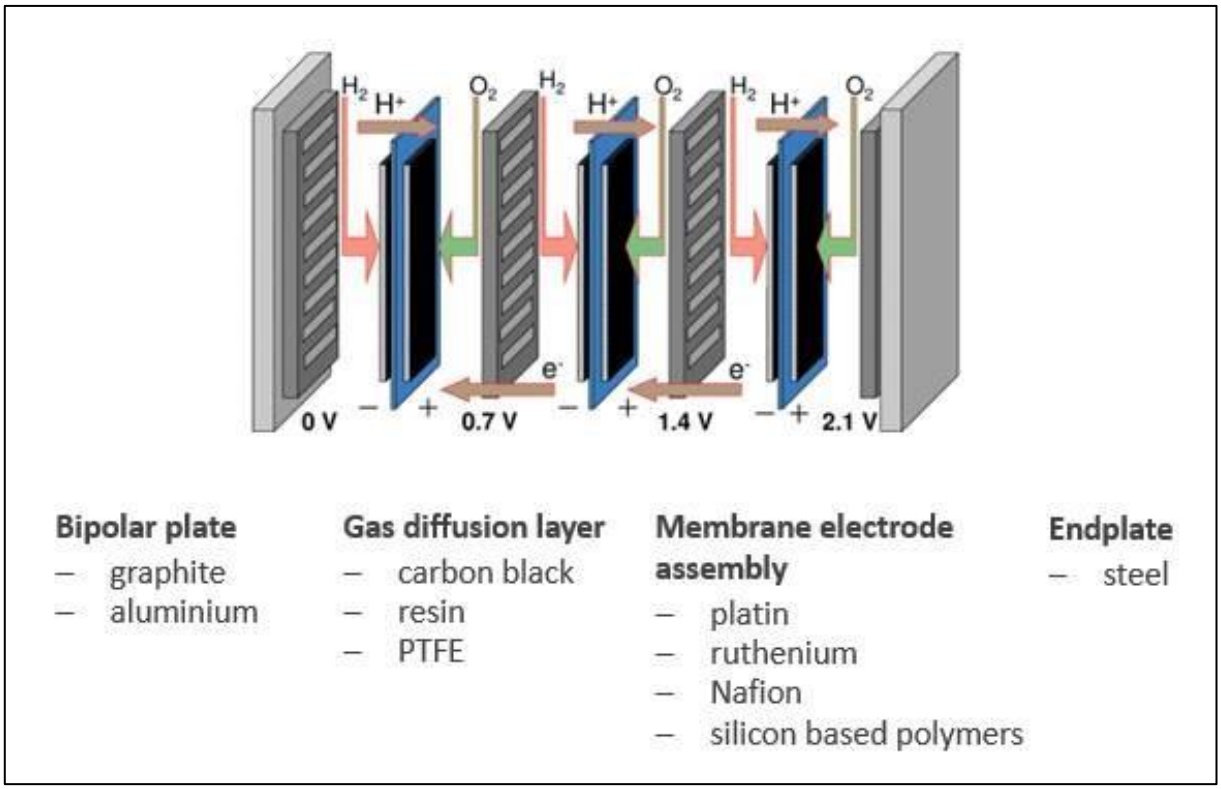


Abbildung 241: Typischer Aufbau einer HT-PEM Brennstoffzellen Stack [72], mit häufig eingesetzten Materialien

Im folgenden Kapitel werden die nach derzeitigem Stand der Technik typischen Materialien für die Herstellung einer Brennstoffzelle, hinsichtlich der Materialherkunft und -verfügbarkeit, unter besonderer Berücksichtigung der Liefersicherheit bei seltenen Rohstoffen, vorgestellt. Ergänzend wird deren grundsätzliche Gesundheitsverträglichkeit und Kreislauffähigkeit bzw. die damit verbundene Problematik beschrieben.
Eine sog. Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle besteht aus Folgenden Hauptkomponenten/Materialien:

- Gehäuse/Rahmen aus Stahl und/oder Aluminium
- Brennstoffzellen-Stack, einer Bündelung/Stapelung von vielen sog. MEA Komponenten (MEA = Membrane Electrode Assemblies) - also der eigentlichen Brennstoffzelle bestehend aus:
  - Elektroden(Platten) auch Bipolarplatten (Anode und Katode)
  - Dichtungen
  - Membran (Elektrolyt)

7.10.4.1. Generische Materialien Recherche

Hier wird auf generische Materialüberlegungen eingegangen. Einzelne Lieferantenprodukte inklusive Additive und Beschichtungen, etc. müssen case-by-case angeschaut und bewertet werden.

7.10.4.2. Aluminium

Aluminium ist ein Leichtmetall und das dritthäufigste Element sowie das häufigste Metall in der Erdkruste. Aufgrund seiner Eigenschaften ist es nach Eisen das zweitwichtigste Metall. In legierter Form kann es mit Stahl vergleichbare Festigkeiten erreichen, bei nur einem Drittel der Dichte [73].

Aluminiumproduktion

Primäraluminium wird aus Bauxit gewonnen, das hauptsächlich in Australien, China und Brasilien abgebaut wird. Deutschland verfügt derzeit über keine Minen und ist stark auf importiertes Material und die Nutzung sekundärer Quellen angewiesen.
Der weltweite Bedarf an Aluminium und Aluminiumerzen steigt stetig. Im Jahr 2017 wurden rund 59,2 Mio. T. verbraucht [74]. China war mit einer Produktion von 33 Mio. T. im Jahr 2018 der größte Produzent von Primäraluminium [75].
Im Jahr 2018 wurden in der deutschen Industrie über 3 Millionen Tonnen (37 kg/Person) Aluminium verbraucht, ein Großteil davon wurde aus dem Ausland importiert. Eine Übersicht über die Produktions- und Import-/Exportstatistiken sind Tabelle 4 zu entnehmen.

Produktion	Year	Figures
Primary-aluminium	2018	528.900 t
Secondary-aluminium	2018	761.700 t
Primary aluminium		
Import	2018	2.585.000 t
Export	2018	459.000 t
Secondary-aluminium		
Import	2018	1.656.000 t
Export	2018	1.940.000 t

Tabelle 9: Aluminiumproduktion in Deutschland im Jahr 2018, eig. Darstellung [76]

Abhängig von der Technologie und Bauxitqualität benötigt die Produktion von Primäraluminium zwischen 230 MJ/kg und 350 MJ/kg Energie – bei der Sekundärproduktion hingegen nur 11 bis 17 MJ/kg [77]. Daher benötigt die Herstellung von Primäraluminium 20 bis 30 Mal so viel Primärenergie wie die Herstellung von Sekundäraluminium.
Bei der Herstellung von Primäraluminium werden rund 75 % der Primärenergie für die Elektrolyse benötigt, 16 % für die Aluminiumoxidproduktion, 6 % für den Bergbau und den Überseetransport und 4 % für den Gießprozess. In der Sekundärproduktion hingegen entfallen rund 46 % der Primärenergie auf den Schmelzprozess, 19 % auf die Schlackenaufbereitung, 18 % auf die Aufbereitung, 11 % auf Veredelungsprozesse und 6 % auf die dazu notwendigen Transporte, die den dezentralen Schrott sammeln [78].

Aluminium auf Lager

Schätzungen zufolge sind rund 75 % des bisher produzierten Aluminiums noch im Einsatz [79]. Im Bauwesen wird hauptsächlich Aluminium als Legierung verwendet. Zu den Legierungen gehören je nach Material Magnesium, Kupfer, Silizium, Mangan, die einen Anteil von etwa 2 bis 2,5 % haben [80].
Der Transportsektor (z. B. Automobil) ist für fast die Hälfte des deutschen Aluminiumverbrauchs verantwortlich, gefolgt vom Baugewerbe (15 %) und der Verpackungsindustrie (10 %). Die Verteilung ist in **Abbildung 242** dargestellt. Rund 11 % der Unternehmen, die Aluminium für ihre Prozesse benötigen, rechnen mit einer künftigen Verknappung [81].

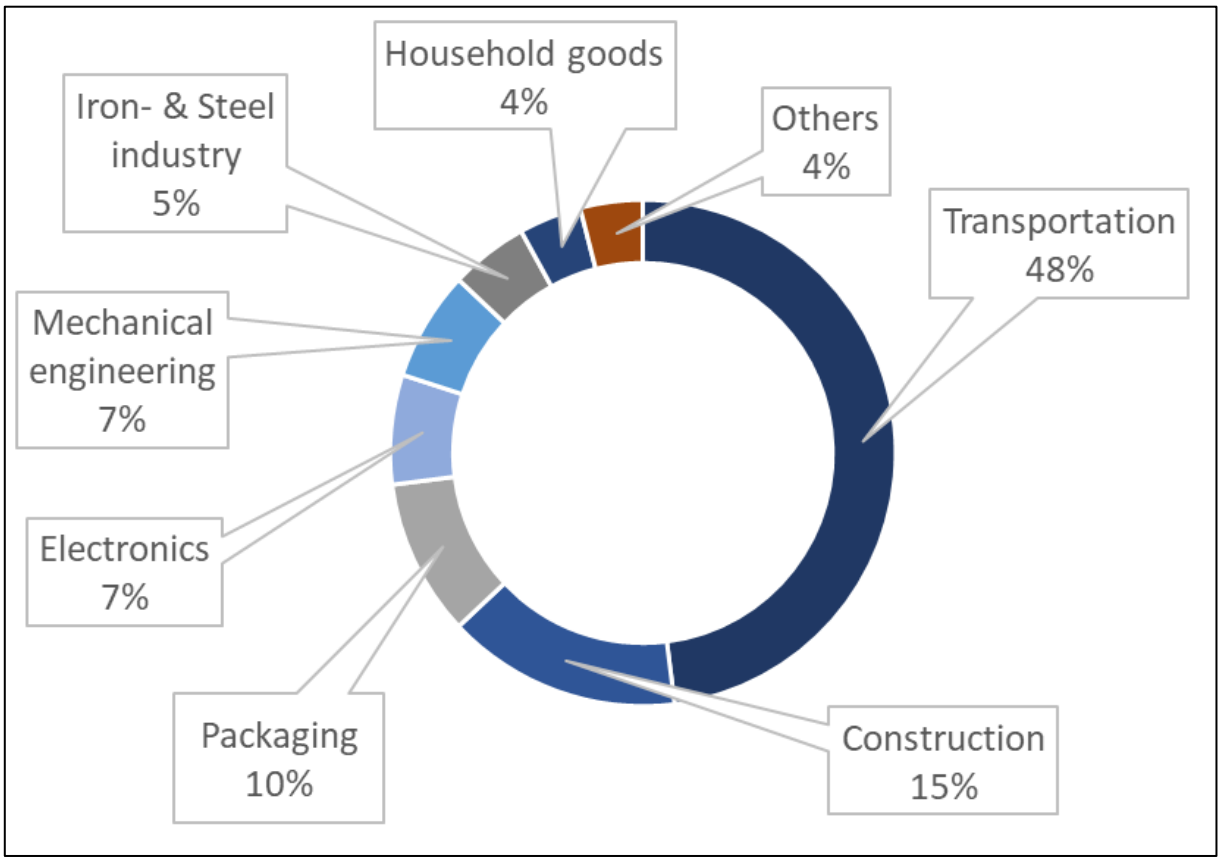


Abbildung 242: Aluminiumverbrauch in Deutschland nach Branchen im Jahr 2018 [82]

Die Massenbilanz und Veränderung von Aluminium im anthropogenen Bestand in Deutschland für das Jahr 2015 ist in **Abbildung 243** dargestellt. Die Daten zeigen, dass die Menge an Aluminium stetig wächst. Es wird erwartet, dass dieses Wachstum aufgrund der zukünftigen Nachfrage nach Elektromobilität und der Energiewende kontinuierlich anhält.

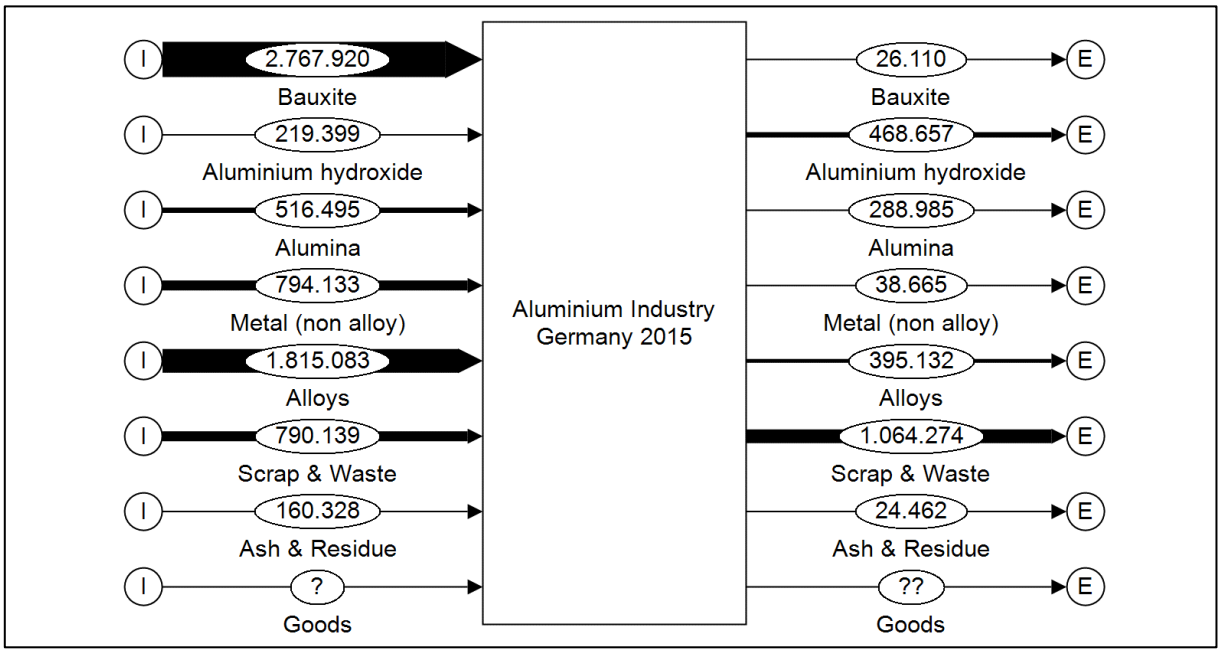


Abbildung 243: Import und Export von Aluminiumprodukten in Deutschland im Jahr 2015 [74], eigene Darstellung

Aluminiumrecycling

Gegen Ende des Ersten Weltkriegs begann in Deutschland die Produktion von Sekundäraluminium, während die industrielle Produktion erst Anfang der 1930er Jahre anlief, da erstmals die notwendigen Schrottmengen bereitgestellt werden konnten, die eine industrielle Erholung rentabel machten [78]. Neben Neuschrott (z. B. Produktionsabfälle) gibt es auch Altschrott (z. B. Produkte). Schrottanalysen haben gezeigt, dass es bei Altmetallen eine große Bandbreite an Legierungen und Qualitäten gibt. Neben Legierungsmetallen (z. B. Eisen, Kupfer, Zink etc.) sind bis zu 14 % Silizium im Altschrott enthalten. Zur Herstellung von hochwertigem Sekundäraluminium sind daher unterschiedliche Verarbeitungsschritte notwendig [78].
Aufgrund der Beschaffenheit von Aluminium sind die Begleitelemente in der Regel edler, was den Reinigungsprozess im Veredelungsprozess erschwert. Die Legierungen verbleiben im Aluminium. Daher ist es besonders wichtig, die Legierungszusammensetzung des Verarbeitungsschrotts genau zu kennen. Es gibt drei Grundqualitäten [83].

- Primäraluminium (> 99 % Al),
- Knetlegierungsaluminium (Al ~ 97 %)
- Aluminiumgusslegierung (Al > 87 %)

Im Raffinerieprozess von Aluminiumschrott sind Sortiertechnologien erforderlich, die die verschiedenen Qualitäten und Legierungen identifizieren können. Im Raffinerieprozess wird zwischen drei verschiedenen Technologien unterschieden [83]:
1. Altschrott wird üblicherweise in Refinern zu Gusslegierungen oder Desoxidationsaluminium verarbeitet. Auch wenig definierter Neuschrott, der bei der Herstellung von Halbzeugen anfällt, wird in Refinern anteilig wie Altschrott behandelt.
2. Sauberer Neuschrott oder sortenreiner Altschrott mit geringer Verunreinigung wird in Umschmelzanlagen zurückgewonnen und zu Knetlegierungen verarbeitet.
3. In Gießereien fallen Produktionsabfälle überwiegend rein und in definierter Form an. Diese neuen Schrotte werden in der Regel direkt in den Schmelzöfen verwendet und sind nicht in den veröffentlichten Schrottbilanzen enthalten.
Die Rückgewinnung von Schlacke aus Verbrennungsanlagen ist schwierig und trennt nur Teile der Metalle ab. Bei der Verarbeitung wird das Aluminium abhängig vom jeweiligen Eingangsstrom von den anderen Metallen und Stoffen (z. B. Kunststoff, mineralische Bestandteile) getrennt. Auch einzelne Aluminiumlegierungen werden voneinander getrennt. Für bestimmte Legierungen bestehen hohe Verbesserungspotenziale im Rückgewinnungs- und Recyclingprozess [73].

Aluminiumströme Deutschland

Die Stoffströme von Aluminium wurden im Rahmen des vom UBA geförderten Projekts ReSek untersucht. Eine Übersicht der Ergebnisse ist in **Abbildung 244** dargestellt.

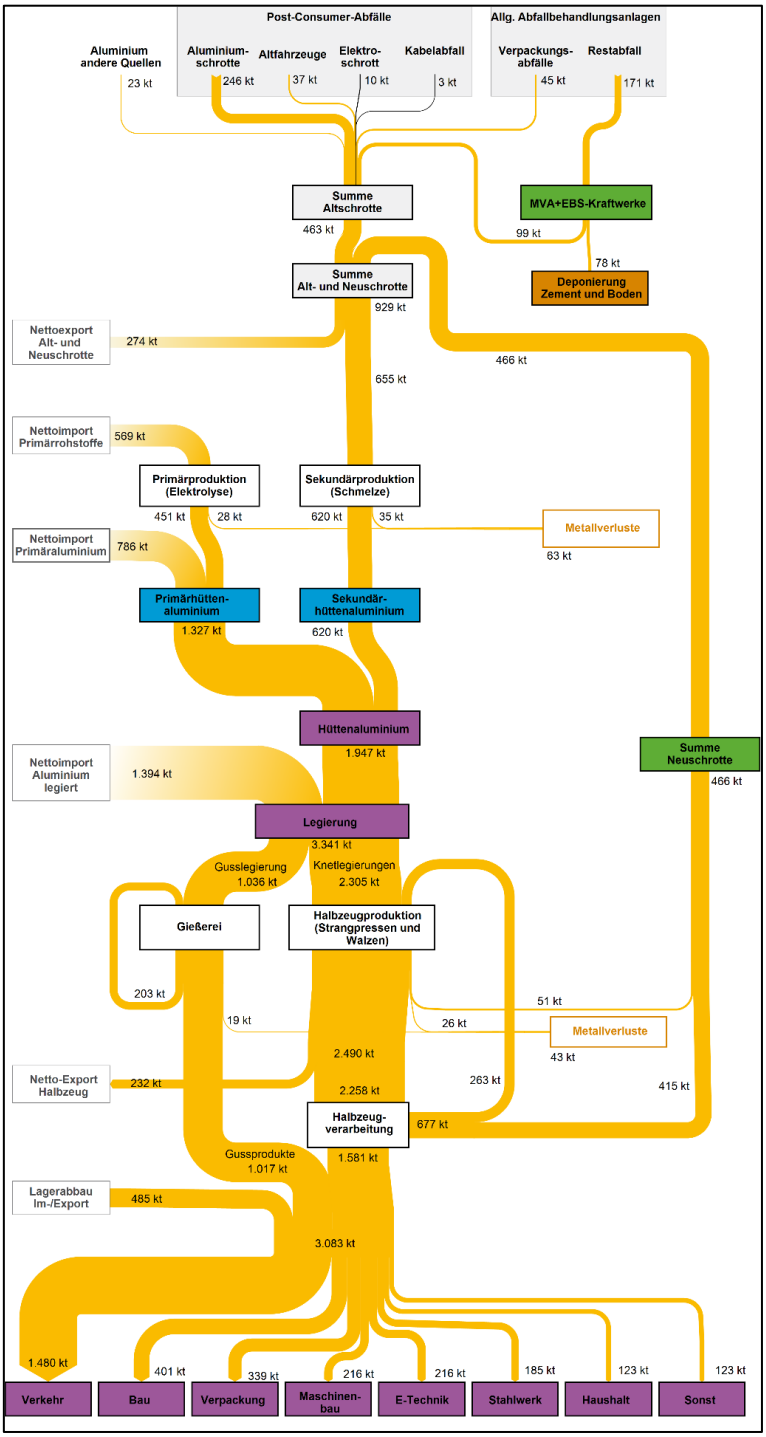


Abbildung 244: Stoffströme von Aluminium in Deutschland im Jahr 2015 [84]

Standorte

European Aluminium bietet einen Überblick über die Standorte europäischer Werke. Derzeit sind in ihrem interaktiven Tool mehr als 600 Werke in allen 28 EU-Mitgliedsstaaten gelistet. Eine Übersicht ist in diesem Abschnitt zu finden/dargestellt.

Aluminiumextrusion

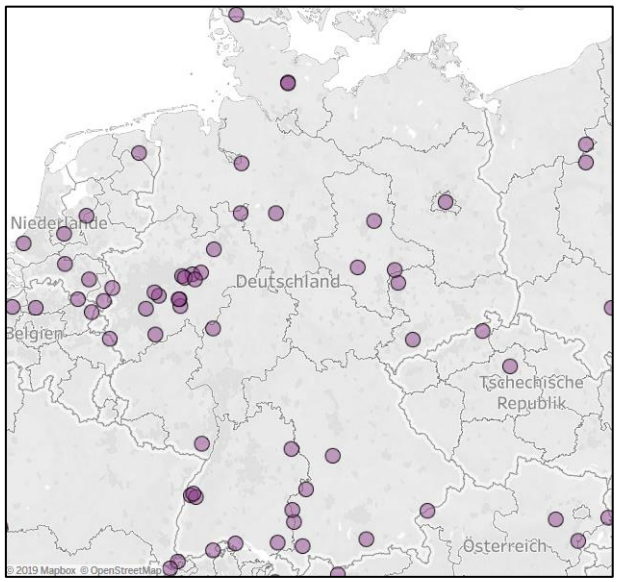


Abbildung 245: Standorte von Aluminium-Strangpresswerken Primärproduktion [85]

Primärproduktion

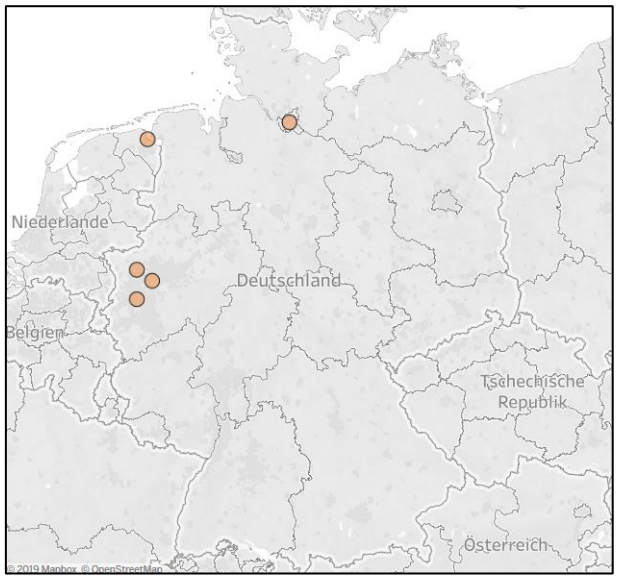


Abbildung 246: Standorte der Primäraluminium-Produktionsanlagen [85]

Walzen

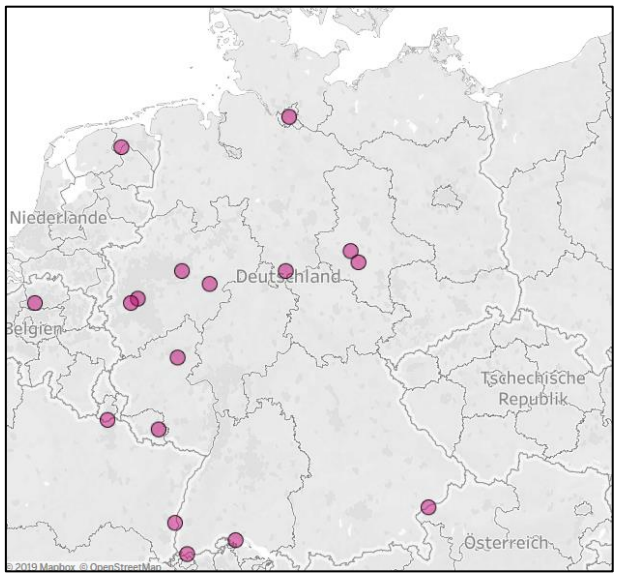


Abbildung 247: Standorte von Aluminiumwalzwerken [85]

Diskussion

Aluminium ist in Europa ein relativ gut gesammeltes und recyceltes Material mit einer weit verbreiteten und relativ dezentralisierten Recyclinginfrastruktur. Allerdings gibt es immer noch Probleme mit der mangelnden Transparenz in der Lieferkette. Die EPEA Projekterfahrung zeigt, dass Hersteller oft nicht wissen, wie viel Prozent ihres Materials tatsächlich aus recyceltem Aluminium besteht und wie viel davon aus primär veredeltem Material stammt. Sogar Komponenten, die als 100 % recycelt gekauft und verkauft werden, erwiesen sich bei näherer Betrachtung als nicht so. Um einen genauen Überblick über die Materialverwendung der Hersteller zu erreichen, ist eine bessere Kommunikation und Transparenz über die Materialzusammensetzung erforderlich.

7.10.4.3. Graphit

Produktion und Reserven von Graphit
Graphit besteht aus reinem Kohlenstoff. Es wird zwischen natürlichen und synthetischen Graphiten unterschieden. Naturgraphit wird im Schacht- und Tagebau abgebaut/gewonnen und gehört zur Klasse der Mineralien. Basierend auf den begrenzten natürlichen Ressourcen von Graphit wurden bereits im 19. Jahrhundert Methoden zur Herstellung **synthetischen Graphits** entwickelt [86]. **Abbildung 248** zeigt den globalen Marktanteil von natürlichen und synthetischen Graphiten. Der Großteil (61 %) der Graphitproduktion ist synthetisch.

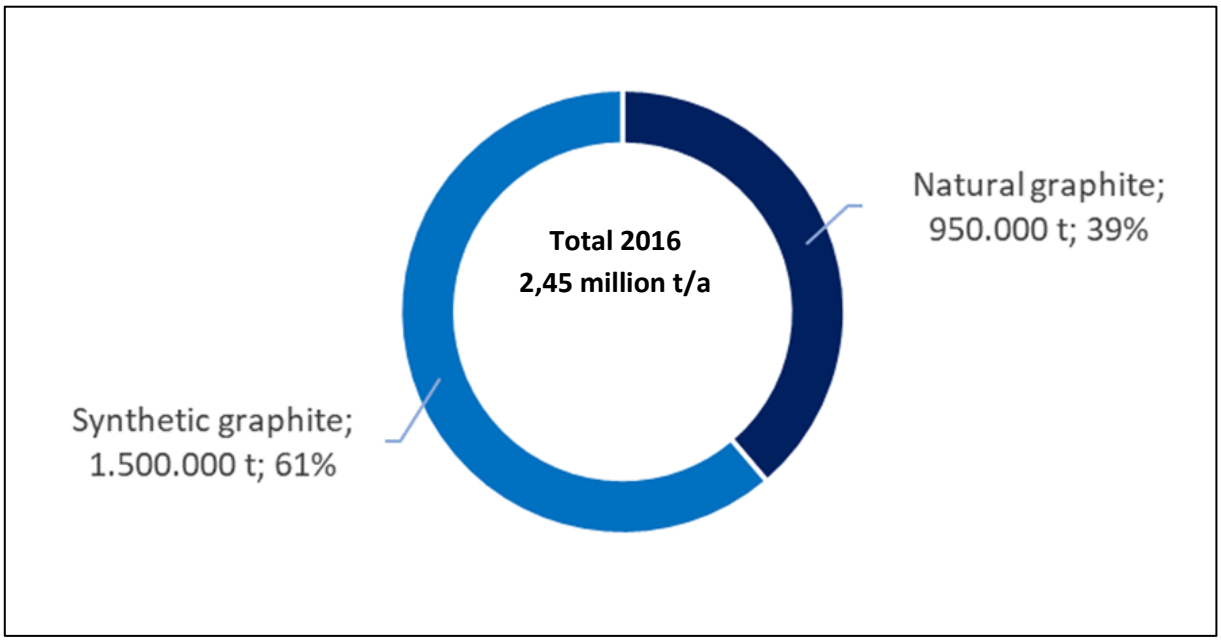


Abbildung 248: Globaler Graphitmarkt im Jahr 2016 [87]

Naturgraphit

China ist mit rund 700.000 Tonnen pro Jahr der größte Produzent von Naturgraphit. Die weltweite Jahresproduktion lag 2019 bei rund 1,1 Millionen Tonnen. Im Vergleich dazu produziert Deutschland jährlich nur etwa 800 Tonnen und trägt damit nur 0,07 % zur Weltproduktion (**Tabelle 10**).
Seit Juni 2012 ist das einzige deutsche Graphitbergwerk Kropfmühl der Graphit Kropfmühl AG wieder in Betrieb. Für das Jahr 2017 wurde eine Produktionsmenge von 422 t (2016: 502 t) Carbon-Gehalt gemeldet [74].

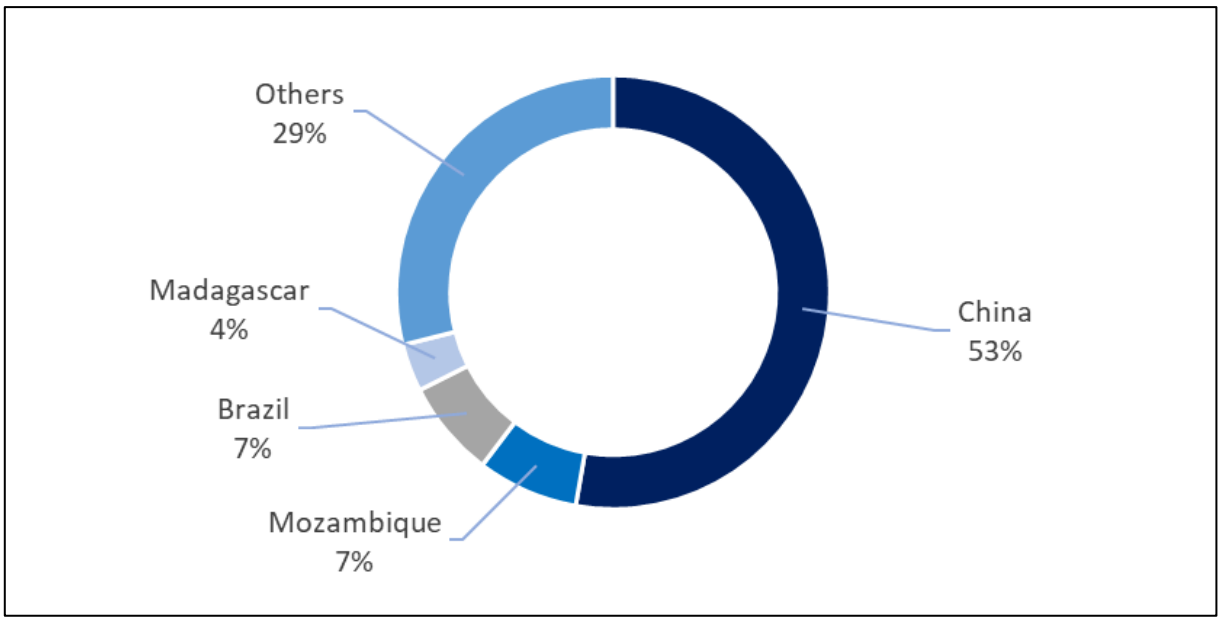


Abbildung 249: Weltweite Produktion von Naturgraphit im Jahr 2019, eig. Darstellung [75]

Country	Production [t/a]
1. China	700.000
2. Mosambique	100.000
3. Brazil	96.000
4. Madagascar	47.000
Others (Canada, India, Russia, etc.)	383.400
19. Germany	800

Tabelle 10: Weltweite Produktion von Naturgraphit im Jahr 2019, Daten [75]

Die EU ist stark von Importen abhängig, was ein Versorgungsrisiko darstellen kann. Der Länderrisikoindex basiert auf den politischen, wirtschaftlichen und sozialen Bedingungen eines Landes. Er beschreibt das Kredit- und Marktrisiko eines bestimmten Landes in Krisenzeiten. Die Größenordnung dieses Indexes ist in **Abbildung 250** und **Abbildung 252** dargestellt [88, 89].

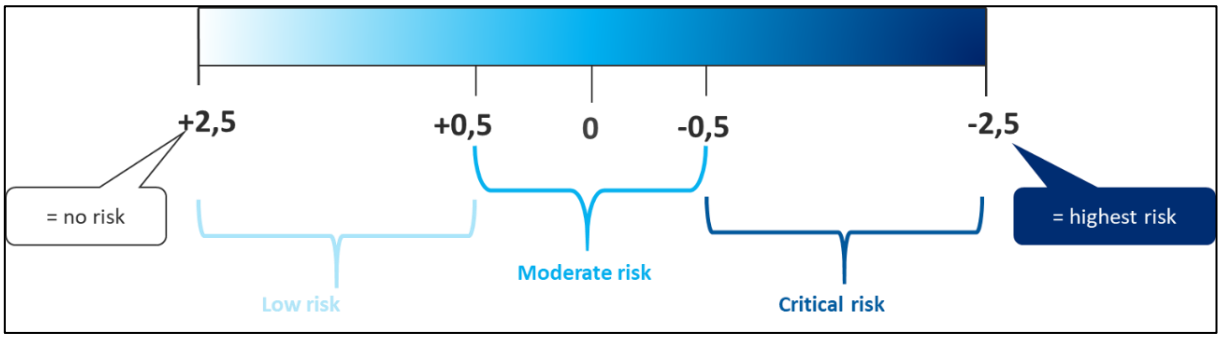


Abbildung 250: Skala des Länderrisikoindex [90]

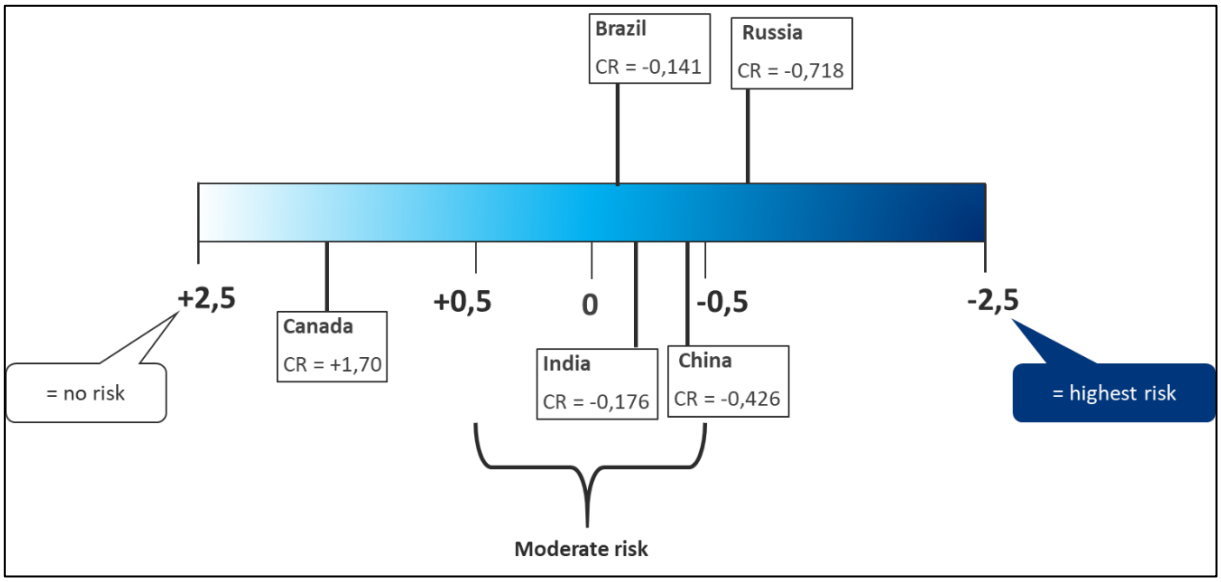


Abbildung 251: Länderrisiko der weltweit größten Graphitproduzenten [90]

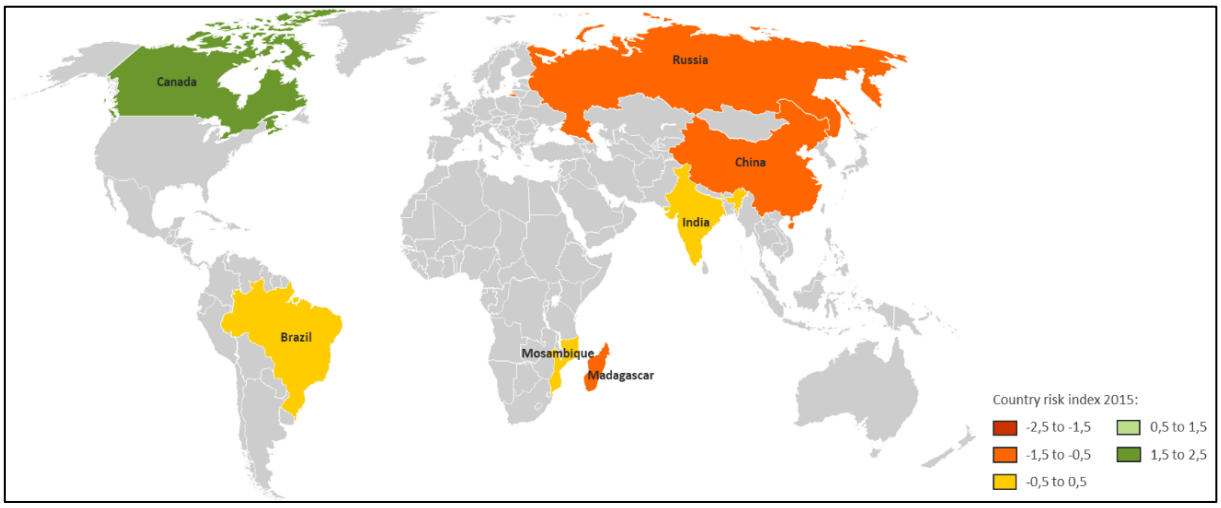


Abbildung 252: Country Risk Index (CR) der weltweit größten Graphitproduzenten [90]

Die Weltbank ermittelt jährlich das Länderrisiko. Dies wird durch die Gewichtung von sechs verschiedenen Einzelindikatoren ermittelt. Zu den einzelnen Indikatoren gehören (1) Mitspracherecht und Rechenschaftspflicht/Verantwortung, (2) politische Stabilität und Gewaltfreiheit, (3) Wirksamkeit/Effizienz der Regierung, (4) Qualität der Rechtsvorschriften, (5) Rechtsstaatlichkeit und (6) Korruptionsbekämpfung [91]. Wie in **Abbildung 252** dargestellt, stellen die größten Graphitproduzenten China, Mosambik und Brasilien jeweils ein moderates Länderrisiko dar.

Auf EU-Ebene wurde 2008 die EU-Rohstoffinitiative ins Leben gerufen, die erstmals eine Liste kritischer Ressourcen enthält. Diese wurde als Reaktion auf die wachsenden Herausforderungen beim Zugang zu Ressourcen entwickelt und zielt darauf ab, diejenigen Ressourcen zu identifizieren, die ein hohes Versorgungsrisiko und eine hohe wirtschaftliche Relevanz aufweisen [92].

Kritische Rohstoffe sind laut Europäischer Kommission solche, bei denen ein höheres Risiko eines Versorgungsengpasses und größerer wirtschaftlicher Folgen besteht als bei den meisten anderen Rohstoffen.

Die folgende Grafik (**Abbildung 253**) klassifiziert die kritischen Rohstoffe gemäß der Europäischen Rohstoffinitiative hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Bedeutung und ihres Versorgungsrisikos [92].

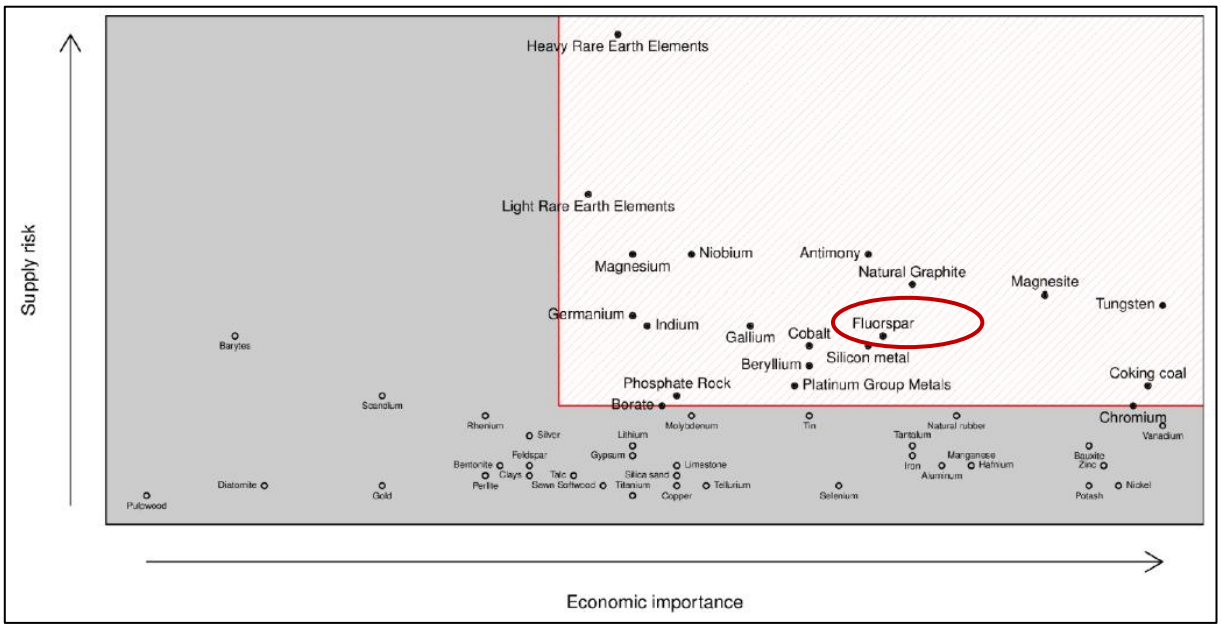


Abbildung 253: Definition kritischer Rohstoffe gemäß der EU im Jahr 2014 [93]

Eine Substitution kann auch die möglichen Folgen einer Versorgungsknappheit für die europäische Wirtschaft verändern. Es gibt verschiedene Methoden zur Beurteilung der Substituierbarkeit, die größtenteils auf Expertenwissen basieren. Die EU-Bewertung berücksichtigt nur die bewährten Substitute, die heute leicht verfügbar und in der Lage sind, die Folgen einer Störung zu verringern und/oder das Risiko einer Störung zu beeinflussen [92]. Eine Übersicht über diese Bewertung ist der **Abbildung 254** zu entnehmen.



$$\textbf{Import dependence quota} = \frac{EU\ net\ imports}{EU\ net\ imports + EU\ domestic\ production}$$

$$\textbf{Substitutability index} = \textbf{SI} = SI\ is\ an\ evaluated\ and\ weighted\ measure\ indicating\ the\ difficulty\ of\ replacing\ the\ material$$

$$\textbf{SI}_{EI} = \text{Economic importance of the substitutability index}$$

$$\textbf{SI}_{SR} = Supply\ risk\ of\ the\ substitutability\ index$$

Abbildung 254: Skala des Substituierbarkeitsindexes SI [92]

Naturgraphit hat einen Substituierbarkeitsindex von nahezu 1, daher gibt es in einem business-as-usual-Szenario derzeit keine Alternative.
In Anbetracht der weltweit potenziell verfügbaren Reserven an Naturgraphit, verfügt die Türkei, neben den größten Produzenten, über die meisten bekannten Reserven (**Abbildung 255**). Im Gegensatz dazu liegt die Türkei bei Bergbauaktivitäten nur auf Platz 16 und produziert rund 2.000 Tonnen pro Jahr oder weniger als 0,2 % der Weltproduktion.

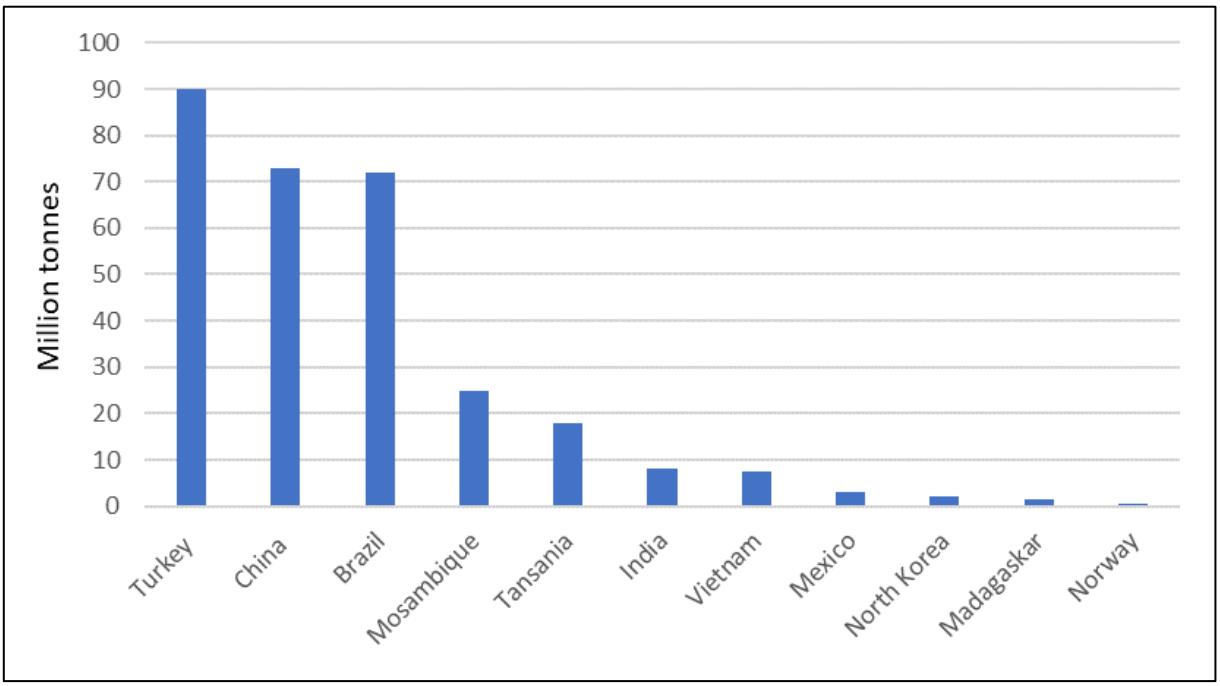


Abbildung 255: Weltweite Reserven an Naturgraphit im Jahr 2019 [94]

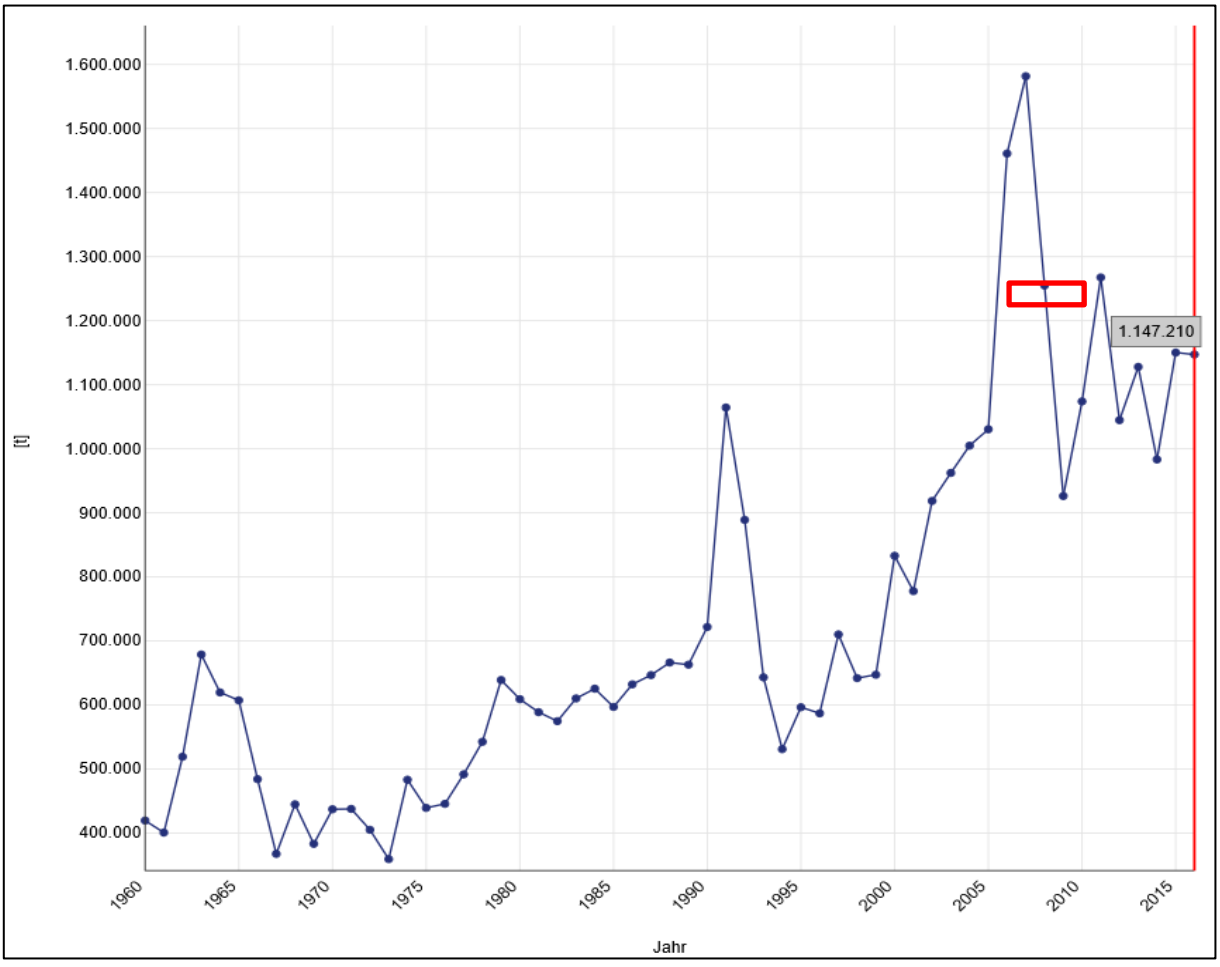


Abbildung 256: Trend der Graphitproduktion im Zeitraum 1960 – 2015 [90]

Die **Abbildung 256** veranschaulicht die weltweite Produktion von Graphit, die seit 1960 stetig zugenommen hat und in den Jahren 2006 bis 2007 ihren Höhepunkt erreichte. Zu diesem Zeitpunkt wurden jährlich fast 1.600.000 Tonnen Graphit produziert. Nach dem Höhepunkt kam es zu einem raschen Rückgang der Produktionsrate, was in den folgenden Jahren zu geringeren Schwankungen in der Graphitproduktion führte [90].

Synthetischer Graphit

Aufgrund des begrenzten natürlichen Vorkommens von Graphit wurden bereits im 19. Jahrhundert synthetische Verfahren zur Herstellung von Graphit entwickelt. In vielen technischen Anwendungen werden zudem reinere Graphitqualitäten benötigt, die nur durch spezielle Syntheseverfahren hergestellt werden können.
Für die Herstellung von synthetischem Graphit werden in der Regel kohlenstoffreiche Materialien wie Petrolkoks, Anthrazit etc. verwendet, die über eine graphierbare Grundstruktur verfügen. Anschließend wird dieses Granulat mit einem geeigneten Bindemittel vermischt, verdichtet und geformt. Anschließend werden die Formkörper je nach gewünschter Produktqualität weiterverarbeitet und nachgereinigt [86]

Eigenschaften, Verwendung und Anwendung

Aufgrund seiner Eigenschaften (**Abbildung 257**) wird Graphit für zahlreiche Anwendungen eingesetzt (Tabelle 5). Es ist ein in Allotrop des Kohlenstoffs und eines der weichsten Mineralien der Welt, dessen Verwendungsmöglichkeiten von Schreibgeräten bis zu Schmiermitteln reichen. Es kann zu einem ein Atom dicken Zylinder aus Graphen verarbeitet werden, einem superfesten Material, das in Sportgeräten verwendet wird. Graphit kann sich wie ein Metall verhalten und Elektrizität leiten, aber auch wie ein Nichtmetall, das hohen Temperaturen standhält [95].

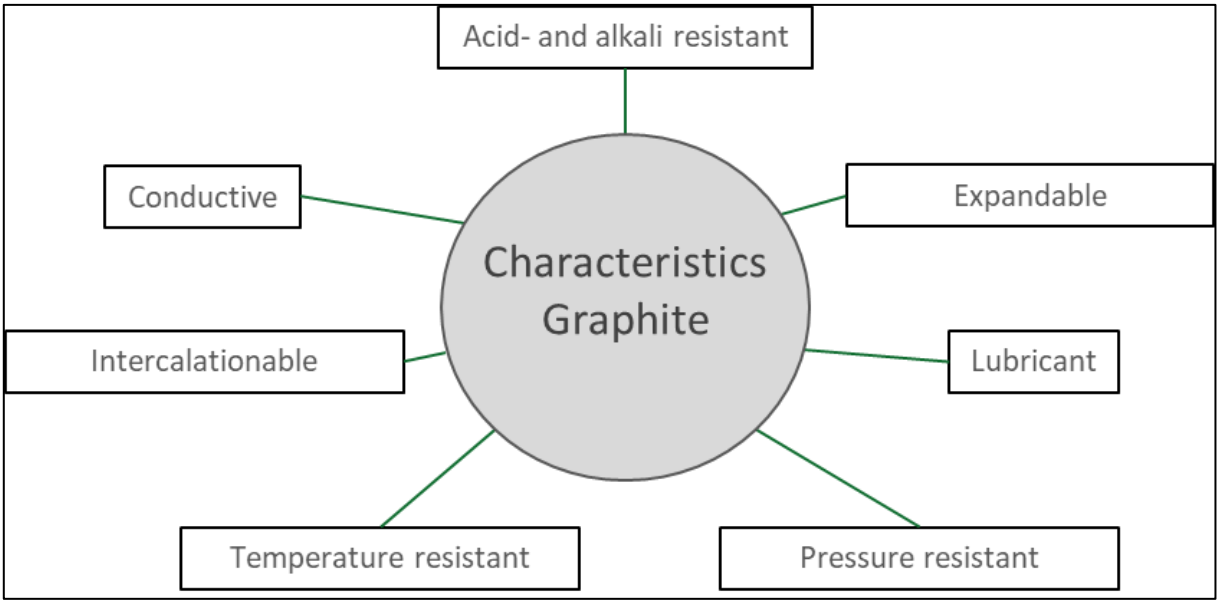


Abbildung 257: Charakteristische Eigenschaften von Graphit, eigene Darstellung

Characteristics	Applications
Thermal and electrical conductivity	Conductive material in the electrical industry (e.g. fuel cells, batteries)
Corrosion resistance	Corrosion resistant material in the chemical industry
Sliding and lubrication capability	Lubricants
Strong anisotropic behaviour	Colouring agent for synthetics
Non-magnetic under normal conditions	Pencil leads
Inflammation at 600°C with oxygen exposure	Flame retardant fillers (e.g. PU foams)
Pressure and temperature resistance (sublimation at 3750°C)	Brake pads
	Casting moulds and melting pods

Tabelle 11: Eigenschaften und Anwendungen von Graphit [96, 97] [98] [99]

Preisentwicklung von Graphit

Abbildung 258 stellt die Preisentwicklung von Graphit von 2003 bis 2013 mit einem deutlichen Preisanstieg von 2010 bis 2012 dar. In diesem Zeitraum erreichte Graphit den Höchstpreis von ca. 1600 US $/t. Ende 2012 sank der Preis dann rapide.

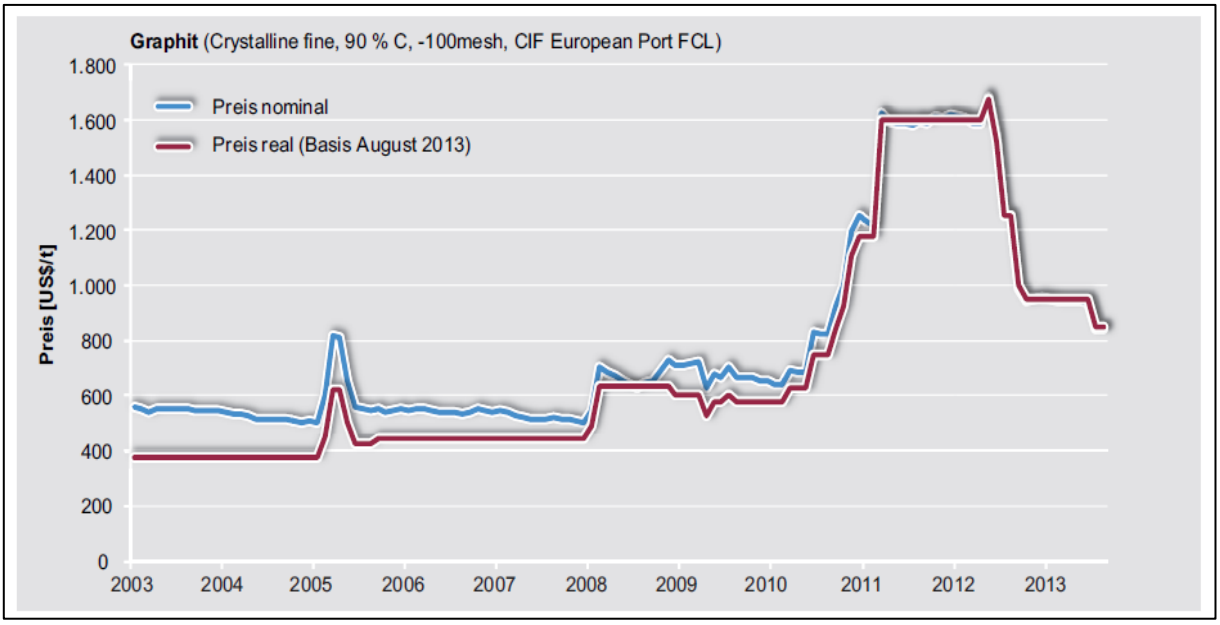


Abbildung 258: Preisentwicklung von Graphit im Zeitraum 2003 bis 2013 [99]

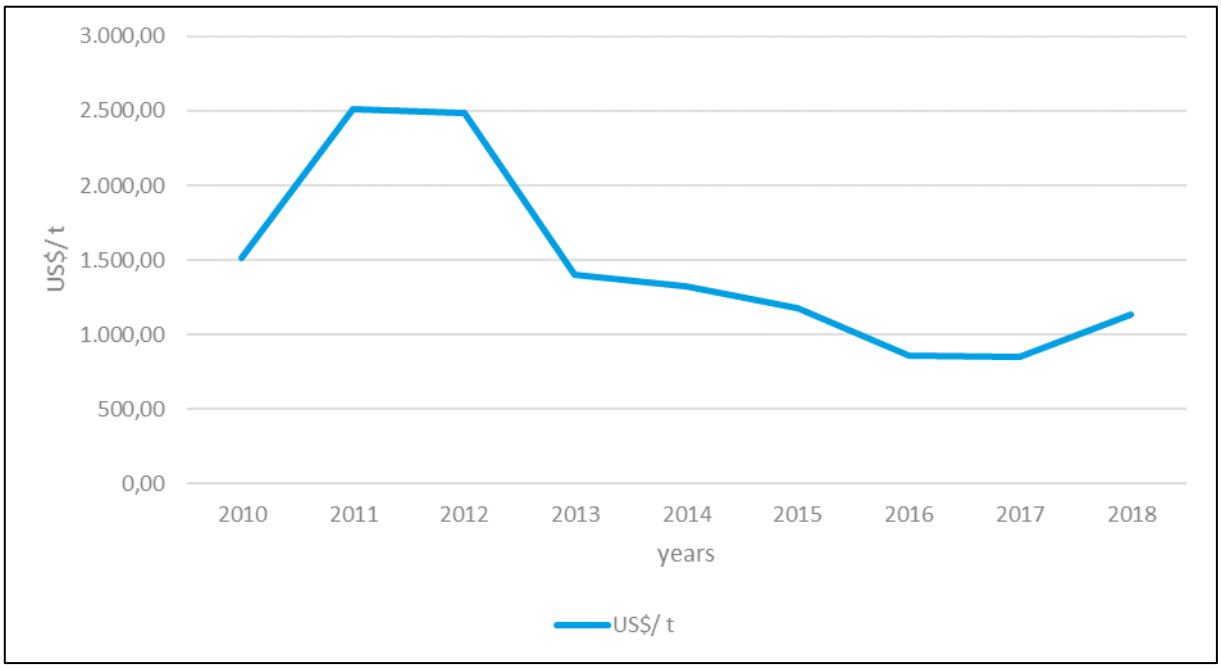


Abbildung 259: Durchschnittliche Preisentwicklung von Graphit in den Jahren 2010 bis 2018 [100]

Wie in **Abbildung 259** dargestellt, erholt sich der Graphitpreis seit dem rasanten Rückgang im Jahr 2013 allmählich und verzeichnet in den letzten Jahren bereits einen Preisanstieg.

Deutscher Import und Export von Naturgraphit

Deutschland muss jedes Jahr eine erhebliche Menge an Naturgraphit oder Graphitprodukten aus anderen Ländern importieren. Im Jahr 2011 wurden beispielsweise 57.372 Naturgraphite importiert, während gleichzeitig nur etwa 15.671 Tonnen Graphitprodukte exportiert wurden.
Dies stellt einen deutlich höheren Importbedarf als Exportbedarf Deutschlands dar. Dies wird in der folgenden **Abbildung 260** dargestellt.

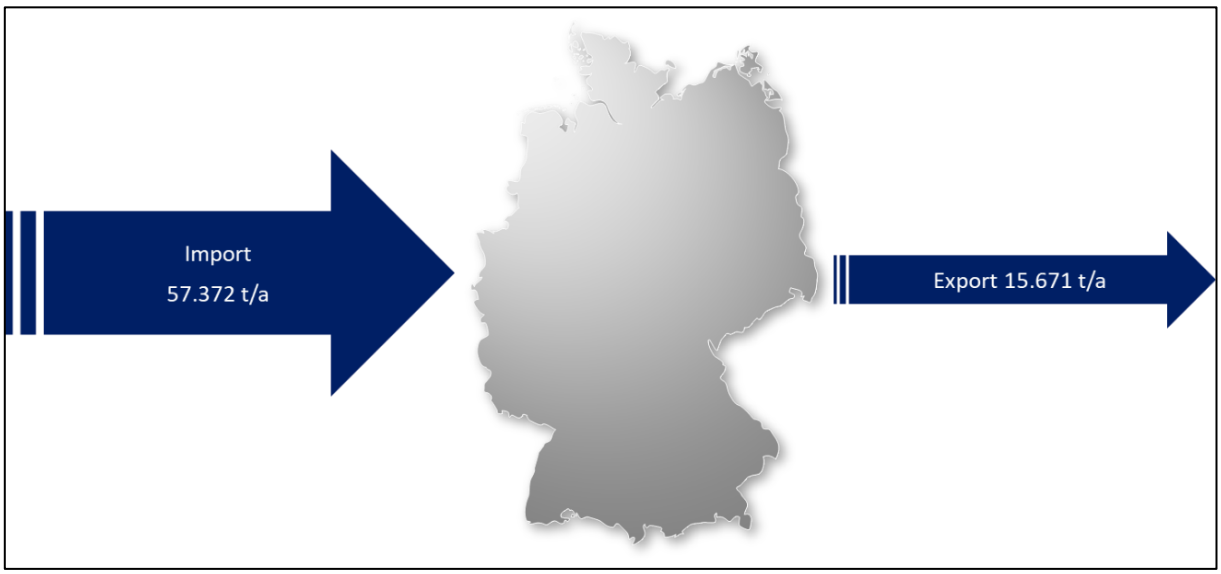


Abbildung 260: Deutscher Import und Export von Naturgraphit im Jahr 2011 [99]

Statistiken zeigen, dass Deutschland 100 % des natürlichen Graphits importieren muss, um den eigenen Bedarf zu decken und daher eine Selbstversorgungsquote von 0 % hat [101].

Recycling von Graphit (Beispiele)

Aufgrund der großen Nachfrage und Importabhängigkeit sowie des geringen Substitutionspotenzials von Graphit ist es notwendig, Recyclingmethoden für Graphit zu entwickeln [102]. Beispiele und Initiativen werden in diesem Abschnitt gezeigt.

Graphit 2.0 Forschungsprojekt

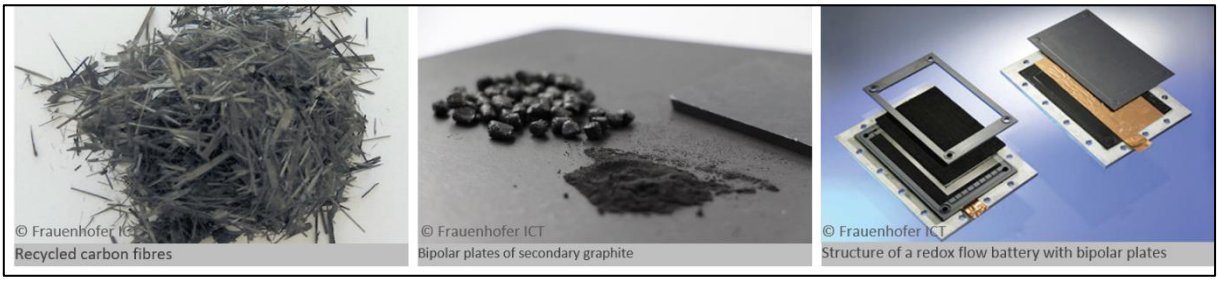


Abbildung 261: Graphit 2.0 [102]

Graphit gilt insbesondere in der Hightech-Industrie als seltener und begehrter Rohstoff und muss fast ausschließlich aus Ländern außerhalb Europas importiert werden [103]. Das Projekt Graphit 2.0 wurde vom Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen des Programms „r4 – Innovative Technologien für Ressourceneffizienz – Forschung zur Bereitstellung wirtschaftsstrategischer Rohstoffe“ gefördert [103].
Ziel dieses Projekts ist die Entwicklung eines Verfahrens zur Gewinnung von Carbonfaserabfällen. Der gewonnene Sekundärgraphit könnte dann verwendet werden, um natürlich und synthetisch hergestellten Graphit in Energiespeichern wie Redox-Flow-Batterien zu ersetzen [102].
Im ersten Teil des Projekts wurde ein Verfahren entwickelt, um aus den Kohlenstofffasern einen Sekundärrohstoff zu gewinnen, der als Graphitersatz verwendet werden kann. Anschließend wird der gewonnene Sekundärgraphit in Bipolarplatten für Redox-Flow-Batterien getestet [102].
Mit dem Sekundärrohstoff kann eine neue Rohstoffquelle für Graphit erschlossen werden. Dadurch können mögliche Graphitengpässe und Importabhängigkeiten frühzeitig verhindert werden [102].

Graphite Sales

Graphite Sales ist das größte amerikanische Recyclingunternehmen für Graphit- und Kohlenstoffmaterialien. Das Unternehmen wurde 1971 gegründet und recycelt mittlerweile alle Arten von Graphit- und Kohlenstoffmaterialien [104]. Der typische Recyclingprozess umfasst zwei Schritte.
Im ersten Schritt werden alle Materialien hinsichtlich ihrer chemischen Zusammensetzung getrennt. Anschließend werden die Materialien zu spezifischen Komponenten verarbeitet oder zu granulatfömigen Produkten für die Stahl- und Gießerei-Industrie zerkleinert. Die zu recycelnden Materialien stammen aus allen Branchen [104]

Entsorgung von Graphit

Graphitabfälle dürfen nicht über die Kanalisation oder die Mülltonne entsorgt werden; dies gilt auch für Kleinmengen. Laut AVV (Abfallverzeichnis-Verordnung) muss der Abfallschlüssel nach Branche, Verfahrensart, Herkunft oder Abfallkategorie zugeordnet werden [105]. Graphit und Graphitstaub haben die Abfallschlüsselnummer 31432 [106].
ChemSys akzeptiert reine Graphitabfälle mit Herkunftsgarantie [86]. TVB bietet seinen Kunden an, Graphitabfälle in einer bereitgestellten Box zu deponieren. Diese Box kann dann kostenfrei an TVB zurückgegeben werden [107].



Abbildung 262: Graphitabfallbox der Firma TVB mit einer Füllmenge von 500kg

Toxizität

Graphit wurde nicht vom GHS, dem Global Harmonized System, klassifiziert und gekennzeichnet [98].

Stoffströme

Die Informationen sind begrenzt; Es wurden bisher keine Bilder oder Daten gefunden.

Fazit

Die Weiterentwicklung geschlossener oder offener Recyclingsysteme für Graphitmaterialien ist für die Ressourcensicherheit dieser Mineralien für viele industrielle Anwendungen wichtig.

7.10.4.4. Platin

Produktion und Reserven von Platinmetallen

Platin (Pt) und Palladium (Pd) sind Edelmetalle, die zu den Platingruppenmetallen (PGM) gehören. Aufgrund ihrer hohen Wertigkeit sowie besonderen chemischen und physikalischen Eigenschaften spielen sie sowohl in der Industrie als auch im Schmuck- und Investmentbereich eine wichtige Rolle. Wie andere Edelmetalle haben Pt und Pd eine geringe Elektronenaffinität, ein starkes positives Elektrodenpotential im Vergleich zur Wasserstoffelektrode, eine hohe Korrosionsbeständigkeit und eine hohe Dichte [108]. Platin ist in seiner elementaren Form ein grauweiß glänzendes Metall, Palladium hingegen ist ein silberweiß glänzendes Metall. Pd ist etwas härter und zäher als Platin, lässt sich aber auch schmieden oder schweißen.

Herstellung von Platinmetallen

Im Allgemeinen werden Metalle der Platingruppe als Nebenprodukte bei der Raffination von Edelmetallen (Gold, Silber) und Nichtedelmetallen (Kupfer, Nickel) gewonnen. Da Deutschland selbst keine primären PGM-Metalle produziert, decken deutsche Unternehmen ihren Bedarf durch Importe und das Recycling bestehender Materialien [84]. In Deutschland stammten im Jahr 2013 rund 82 % des Palladiums aus Post-Consumer-Abfällen.

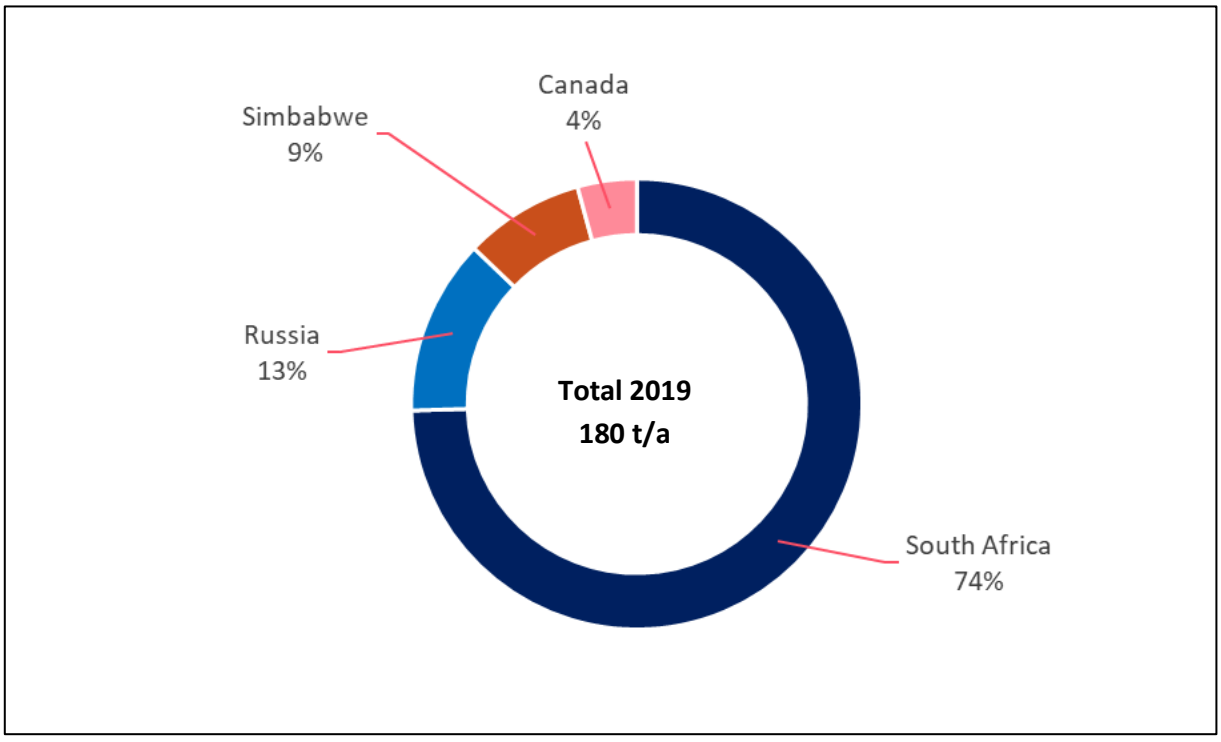


Abbildung 263: Weltweite Platinminenproduktion im Jahr 2019 [75]

Reserven an Platinmetallen

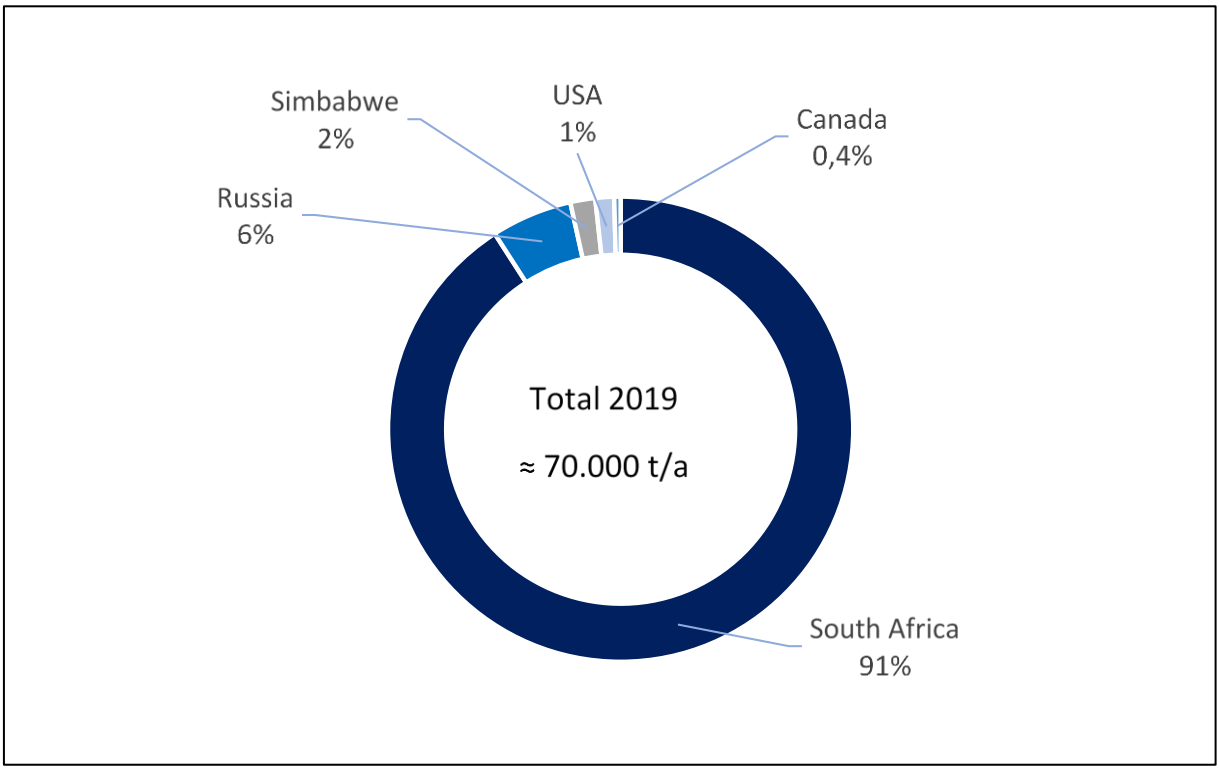


Abbildung 264: Weltweite Reserven an Platinmetallen im Jahr 2019 [75], eig. Darstellung

Südafrika produziert mit rund 130 Tonnen pro Jahr die größte Platinmenge weltweit (**Abbildung 263**). Südafrika verfügt auch über die größten Platinreserven von geschätzten 63.000 Tonnen (**Abbildung 264**).
Der größte Teil des Platins fällt als Nebenprodukt beim Abbau und der Produktion von Kupfer, Nickel, Gold und Silber an. In Deutschland werden keine primären Platingruppenmetalle (PGM) produziert , weshalb deutsche Unternehmen stark auf Importe und Recycling angewiesen sind [106].
Die dabei entstehenden unterschiedlichen Platingruppenmetalle (Palladium, Rhodium, Iridium, Osmium, Ruthenium) weisen ähnliche chemische Eigenschaften auf und können daher nur mit erheblichem Aufwand voneinander getrennt werden. Hierzu wird häufig die unterschiedliche Löslichkeit der Platinsalze ausgenutzt [109].

Länderrisikoindex der weltweit wichtigsten Platinproduzenten

Der Länderrisikoindex basiert auf den politischen, wirtschaftlichen und sozialen Bedingungen/Gegebenheiten eines Landes. Es beschreibt das Kredit- und Marktrisiko eines bestimmten Landes in Krisenzeiten [89]. Der Maßstab dieses Indexes ist in **Abbildung 265** dargestellt [88].

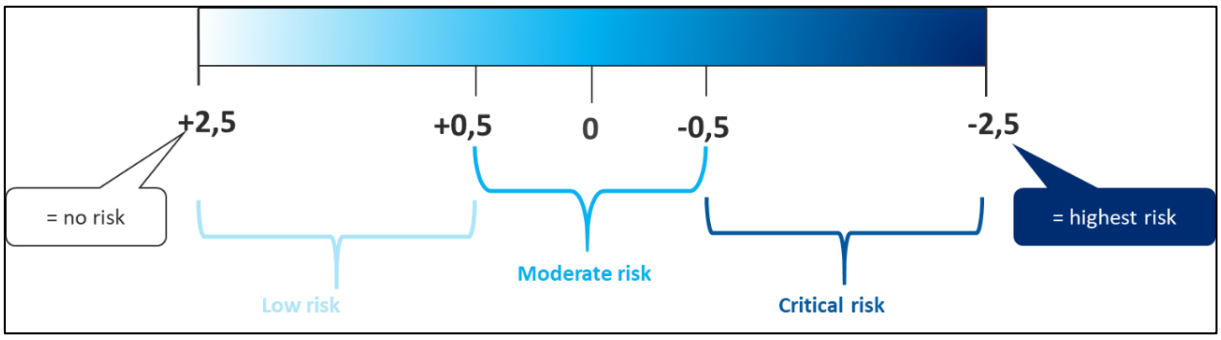


Abbildung 265: Skala des Länderrisikoindex [110]

Die Weltbank ermittelt jährlich das Länderrisiko. Es wird durch die Gewichtung von sechs verschiedenen Einzelindikatoren ermittelt. Zu den einzelnen Indikatoren gehören (1) Mitspracherecht und Rechenschaftspflicht/Verantwortung, (2) politische Stabilität und Gewaltfreiheit, (3) Wirksamkeit/Effizienz der Regierung, (4) Qualität der Rechtsvorschriften, (5) Rechtsstaatlichkeit und (6) Korruptionsbekämpfung [91].

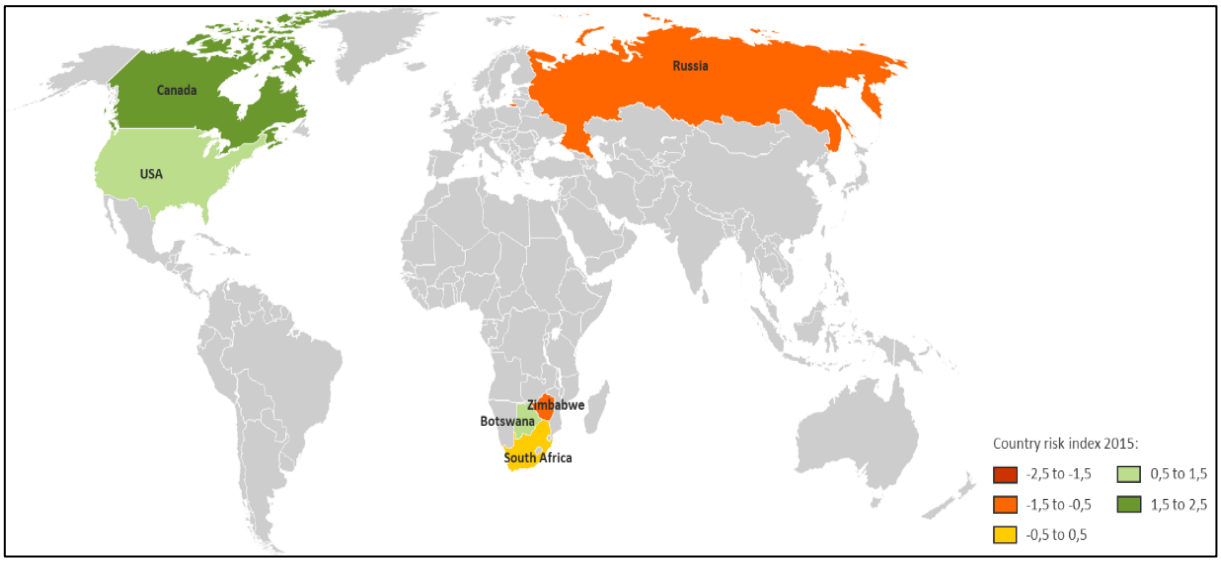


Abbildung 266: Country Risk Index Länderrisikoindex der weltweit größten Platinproduzenten [110]

Die Grafik zeigt, dass für die größten Platinproduzenten Südafrika und Russland ein mäßiges bis erhebliches Länderrisiko besteht.

Produktion und Reserven von Palladium

Metallisches Palladium und palladiumhaltige Legierungen kommen im Ural, in Australien, Äthiopien sowie in Nord- und Südamerika vor. Sie werden seit Jahrzehnten ausgebeutet. Etwa 40 % werden in Russland abgebaut (**Abbildung 267**). Heute wird es meist als Nebenprodukt der Nickel-, Kupfer-, Silber- und Goldproduktion gewonnen. Die verschiedenen Nebenprodukte des Platingruppenmetalls (PGM) wie Palladium, Rhodium, Osmium, Ruthenium und Iridium haben ähnliche chemische Eigenschaften und können nur mit großem Aufwand abgetrennt werden. Mit der Entsorgung von Altautos wird der Anteil an recyceltem Palladium aus den Abgaskatalysatoren steigen [111].

Herstellung von Palladium

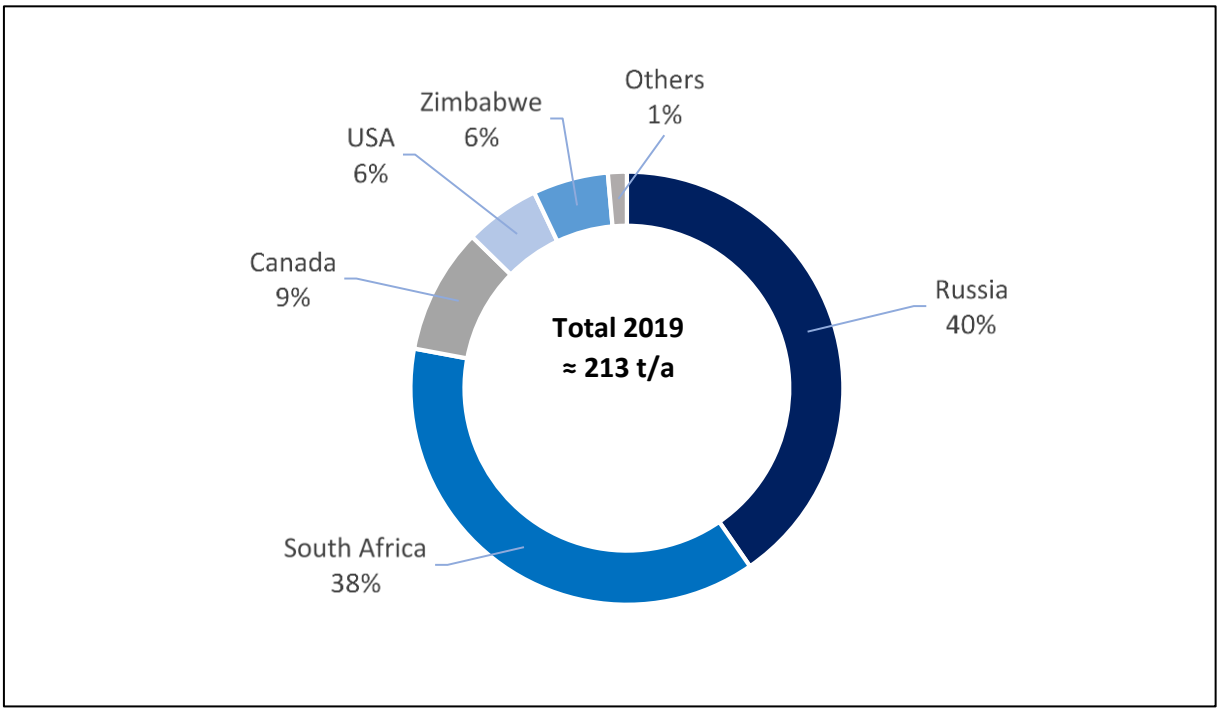


Abbildung 267: Weltweite Palladiumminenproduktion im Jahr 2019 [75]

Palladium wird hauptsächlich in Russland und Südafrika abgebaut, wobei Südafrika mit geschätzten 63.000 Tonnen über die mit Abstand größten Reserven an Platinmetallen verfügt. Im Gegensatz dazu werden die Reserven an Platinmetallen in Russland im Jahr 2019 auf nur etwa 3.900 Tonnen geschätzt, was schnell zu einer Verknappung dieser Ressourcen führen kann. In Deutschland stammten im Jahr 2013 rund 96 % des Palladiums aus Post-Consumer-Abfällen.

Länderrisikoindex der weltweit wichtigsten Palladiumproduzenten

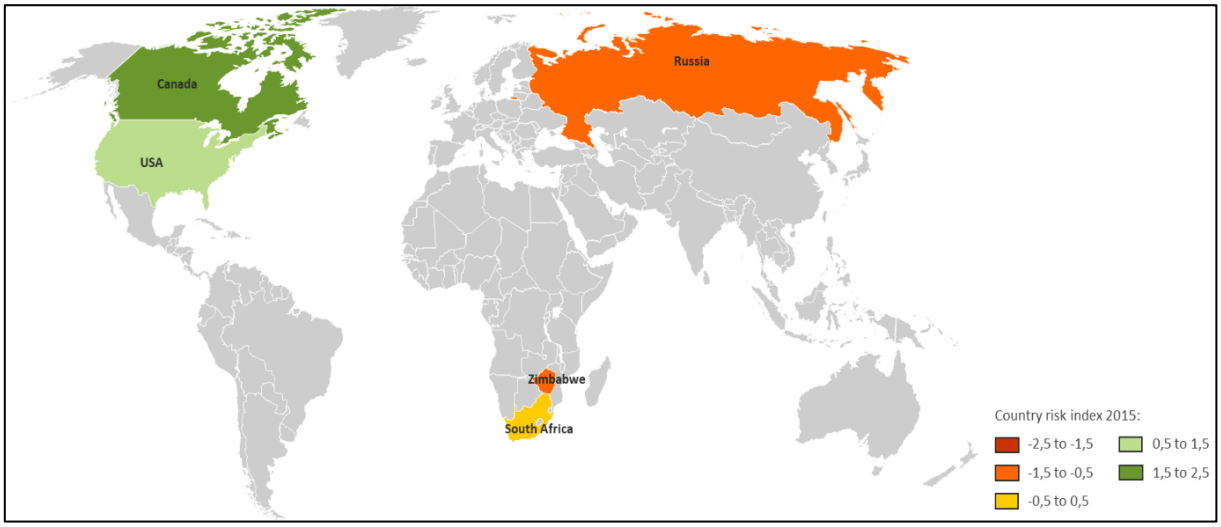


Abbildung 268: Länderrisikoindex der weltweit wichtigsten Palladiumproduzenten [112]

Die Grafik zeigt, dass die größten Palladiumproduzenten, Südafrika und Russland, ein mäßiges oder erhebliches Länderrisiko aufweisen. Dies kann problematisch sein, da die EU in hohem Maße von Importen aus diesen Regionen abhängig ist.

Anwendung und Verwendung

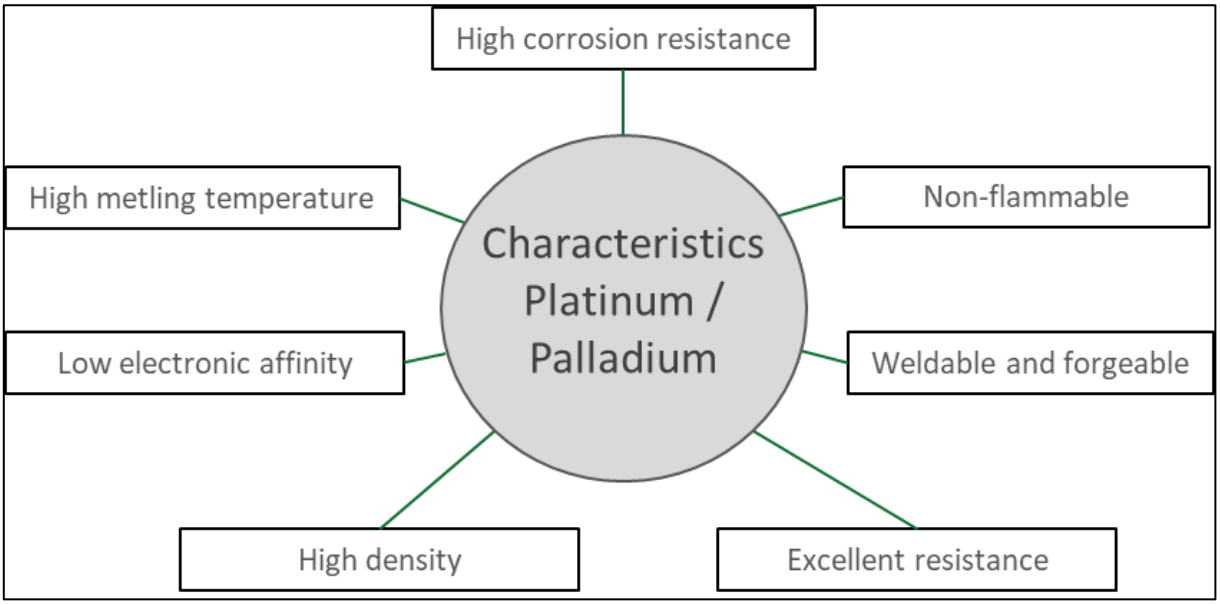


Abbildung 269: Eigenschaften von Platin und Palladium [109], eig. Darstellung

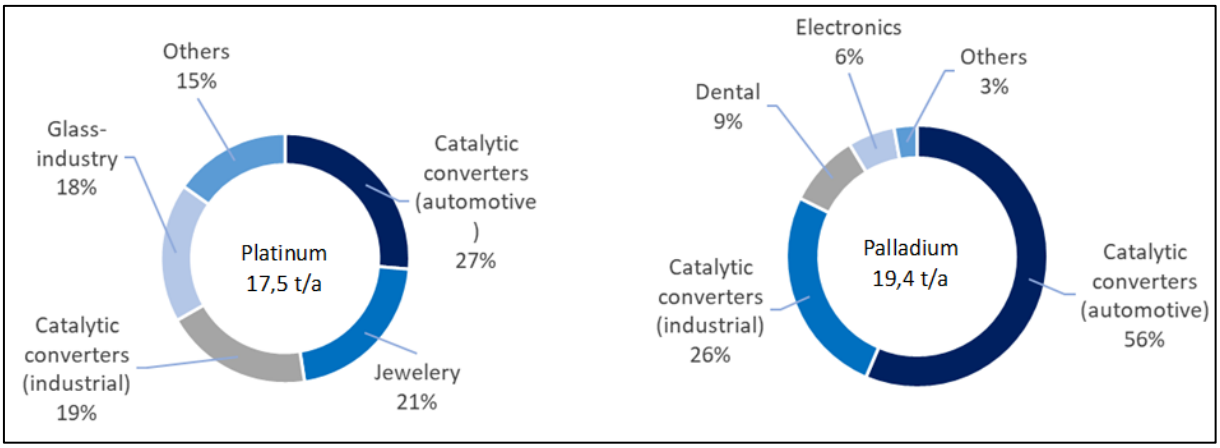


Abbildung 270: Platin und Palladium Nachfrage im Jahr 2013 [106]

Platin und Palladium werden in Deutschland hauptsächlich zur Herstellung von Katalysatoren (Industrie- und Automobilkatalysatoren) verwendet. Darüber hinaus wird Platin in erheblichen Mengen sowohl in der Schmuck- als auch in der Glasindustrie verwendet. Im Vergleich dazu wird Palladium neben Katalysatoren vor allem in der Elektronik- und Dentalbranche eingesetzt. Für einen Standard-Pkw werden beispielsweise rund 1,1 g Platin und 2,6 g Palladium benötigt. Bei einem Standard-Lkw etwa viermal so viel [108].

Import und Export von Platin

Deutschland deckt Teile seines Platinbedarfs durch Warenimporte. Der Großteil von rund 7.100 Tonnen wurde über Abfälle und Schrott importiert, gefolgt von Rohform und Pulver sowie Katalysatoren (**Abbildung 271**).

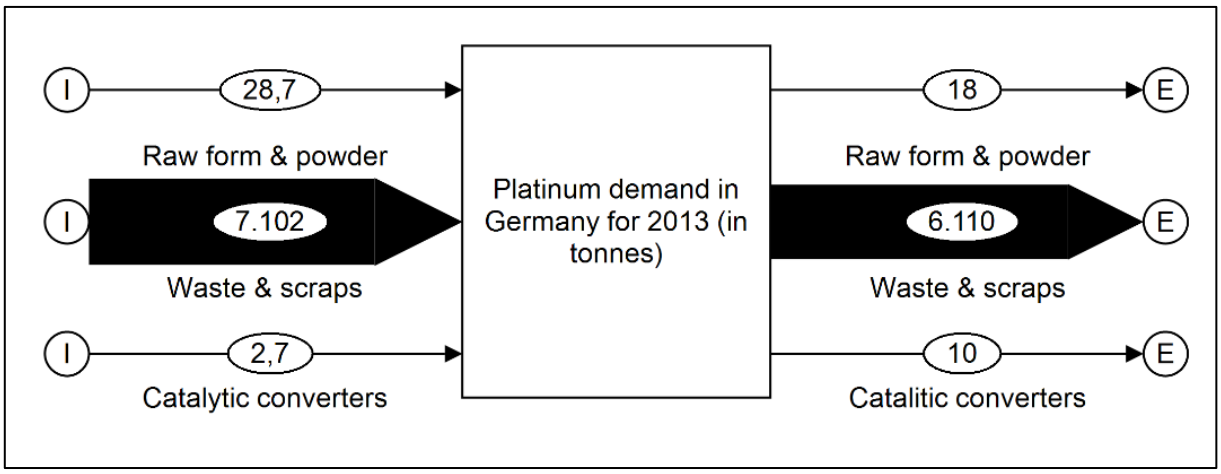


Abbildung 271: Import und Export des Platinverbrauchs in Deutschland für 2013, eig. Darstellung [110]

Bei einer Bilanzierung der Importe und Exporte ist der deutsche anthroposphärische Bestand im Jahr 2014 um knapp 1000 t gewachsen.

Preisentwicklung

Der Platinpreis ist in den letzten 60 Jahren stetig gestiegen und erreichte 2012 seinen Höchststand, woraufhin der Preis weiter sank. **Abbildung 272** zeigt einen Überblick über die Platinpreisentwicklung.

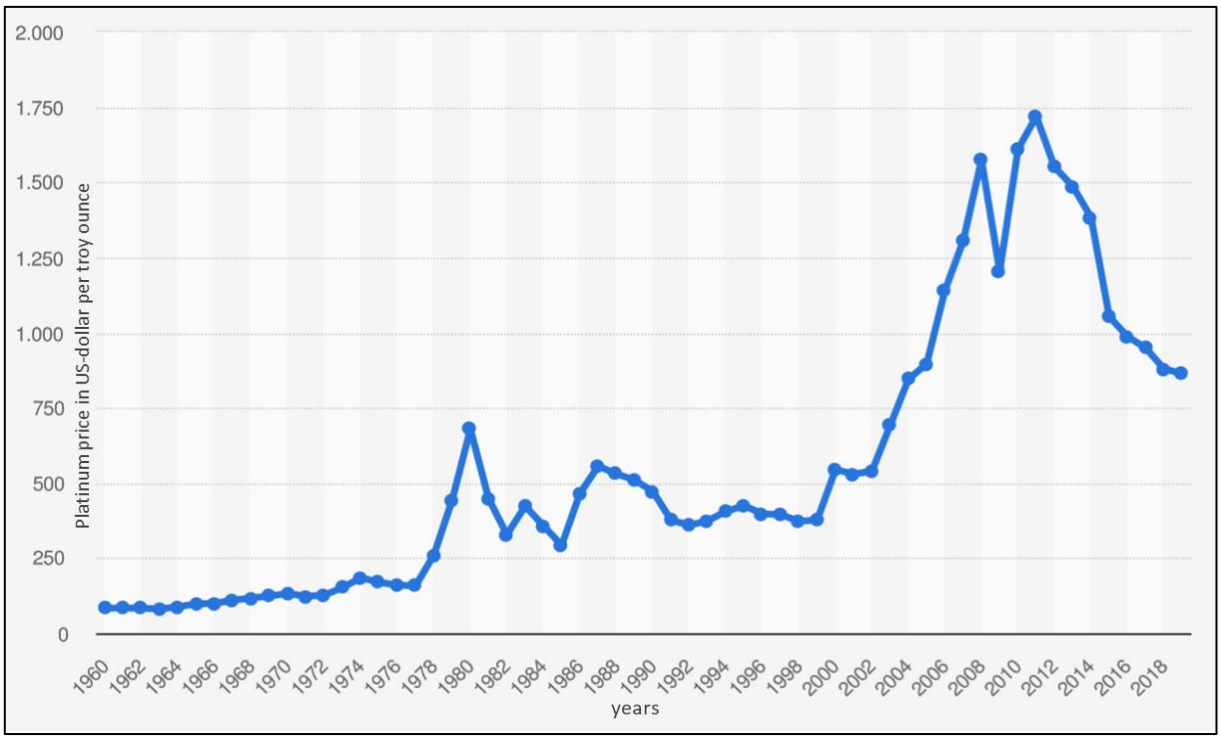


Abbildung 272: Weltweiter Durchschnittspreis für Platin zwischen 1960 und 2019 in US-Dollar pro Feinunze [113]

Stoffströme, Recycling und Verwertung

Aufgrund ihrer Eigenschaften werden Platin und Palladium in unterschiedlichen Bereichen eingesetzt. Daraus ergeben sich besondere Herausforderungen für die Erfassung und Verarbeitung der Stoffströme im Veredelungsprozess. Platinabfälle im Schmuck- und Dentalbereich sind in der Regel relativ homogen. Sie werden im Rahmen des Recyclingprozesses meist nur eingeschmolzen. Platinabfälle aus Katalysatoren, aus der Auto- und Glasindustrie und aus Elektroschrott sind feiner verteilt und müssen für das Recycling angereichert und veredelt werden [106].
Das Recycling von Platin und Palladium aus industriellen Anwendungen erfolgt auf einem sehr hohen Niveau. Dies ist auf die überschaubare Anzahl an Prozessen und Akteuren sowie den bekannten materiellen Wert zurückzuführen. Aus diesem Grund konnte sich über viele Jahre hinweg eine direkte und vertraglich geregelte Zusammenarbeit zwischen den Herstellern von Edelmetallkatalysatoren, den Raffinerien und Metallhändlern entwickeln. Größer sind dagegen die Systemverluste bei der Sammlung und Verarbeitung von Elektroschrott [106]. Eine Übersicht über die Stoffströme für Platin und Palladium ist den **Abbildung 273** bzw. **Abbildung 274** zu entnehmen.

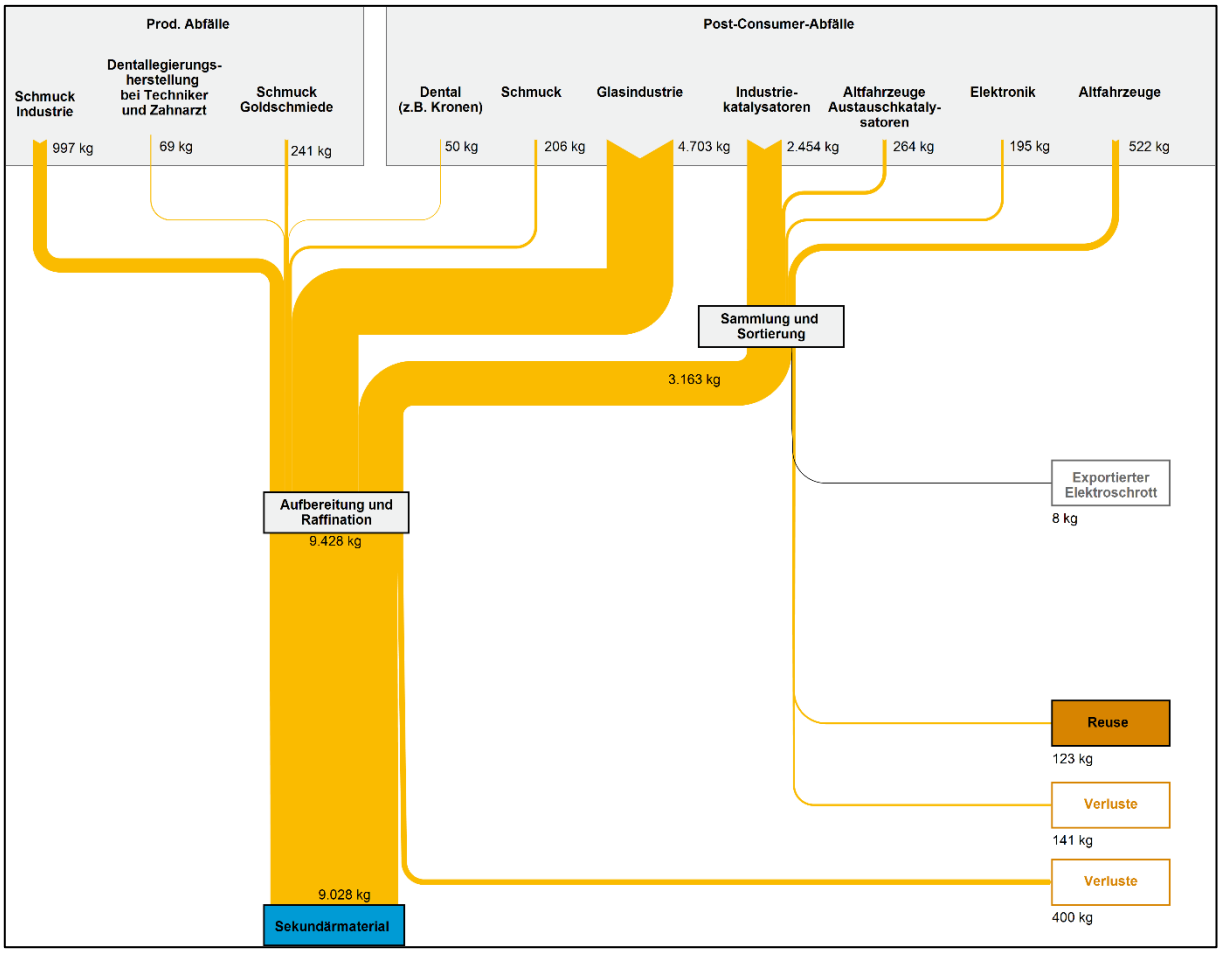


Abbildung 273: Stoffströme von Platin im Rückgewinnungsprozess für Deutschland im Jahr 2015 [84]

Der Großteil des Platins (82 %) und Palladiums (96 %) in Deutschland stammt aus Post-Consumer-Abfällen. In der Produktionskette (z. B. Sammlung, Sortierung, Verarbeitung) sind Systemverluste unvermeidlich. Im Platin-Abfallstrom gehen in Deutschland etwa 5,5 % des ursprünglichen Materials verloren. Bei Palladium entfallen knapp 13 % auf Verluste. Beim Vergleich der Daten aus dem Jahr 2013 sind die Systemverluste bei beiden Metallen leicht gestiegen.

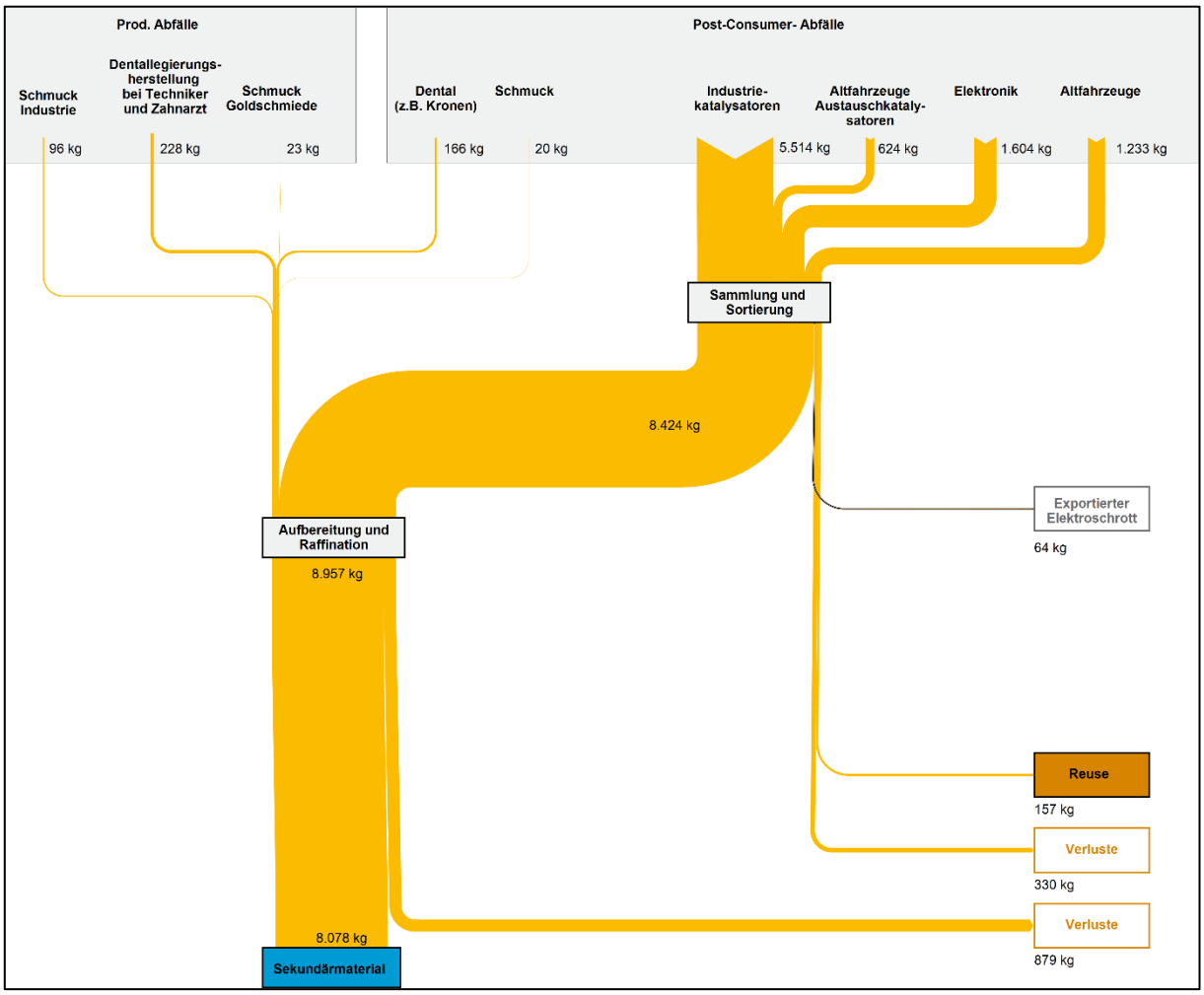


Abbildung 274: Stoffströme von Palladium im Rückgewinnungsprozess für Deutschland im Jahr 2015 [84]

Diskussion

Trotz des hohen Materialwerts von Platin und Palladium geht überraschend viel der Stoffströme verloren. Gezieltes „Design for Disassembly and Recycling“ der Produkte, zusammen mit Rückführungssystemen könnten diese Verluste reduzieren.

7.10.4.5. PTFE

Hintergrund und Gesetzlicher Rahmen

Der Kunststoff Polytetrafluorethylen (PTFE) ist auch unter dem Handelsnamen Teflon vom Chemiekonzern DuPont bekannt. Es handelt sich um ein vollfluoriertes, unpolares Polymer, das zur Klasse der Thermoplasten gehört, allerdings auch duroplastische Eigenschaften aufweist [96].
PTFE ist aufgrund der Fluorchemie sehr persistent, kann schädliche Verbindungen beim Verbrennen bilden, und kann Verunreinigungen von toxischem und bioakkumulativem PFOA enthalten. Laut EU Regularien soll der PFOA-Gehalt unter einem Grenzwert von 0.025 mg/kg in PTFE-Mikropulver gehalten werden [114].
Aufgrund seiner technischen Eigenschaften ist PTFE mit über 50 % der am häufigsten verwendete Fluorkunststoff [115]. Die verschiedenen PTFE-Typen werden entsprechend ihrer Herstellungsverfahren in

Suspensions-PTFE, Emulsions-PTFE, PTFE-Compounds und PTFE-Mikropulver unterteilt [115]. PTFE und Füllstoffe können nachträglich nicht in ihre einzelnen Bestandteile getrennt werden [115].

Herstellung von PTFE

Im ersten Schritt des PTFE-Herstellungsprozesses wird Chloroform durch Fluoridierung hergestellt. Im zweiten Schritt wird das gebildete Tetrafluorethen einer radikalischen Polymerisation unterzogen. Abhängig von den Reaktionsbedingungen entstehen Moleküle und Partikel unterschiedlicher Größe. Diese Reaktion hat die Eigenschaft, stark exotherm zu sein und läuft daher bei hohen Temperaturen ab. Aufgrund dieser Reaktionseigenschaft sind die gebildeten Monomere sehr explosiv und daher wird die Reaktion als Suspension durchgeführt, damit sich die gebildeten Stoffe nicht wieder zersetzen [96, 116]. Die Menge an jährlich produziertem PTFE ist im Vergleich zur Gesamtmenge an weltweit produziertem Kunststoff sehr gering (299 Millionen Tonnen 2013). Jedes Jahr werden weltweit etwa 200.000 Tonnen PTFE produziert, was 0,07 % der weltweiten Kunststoffproduktion ausmacht [117]. Aufgrund dieses geringen Anteils wird PTFE in der Regel nicht in die Statistik einbezogen.

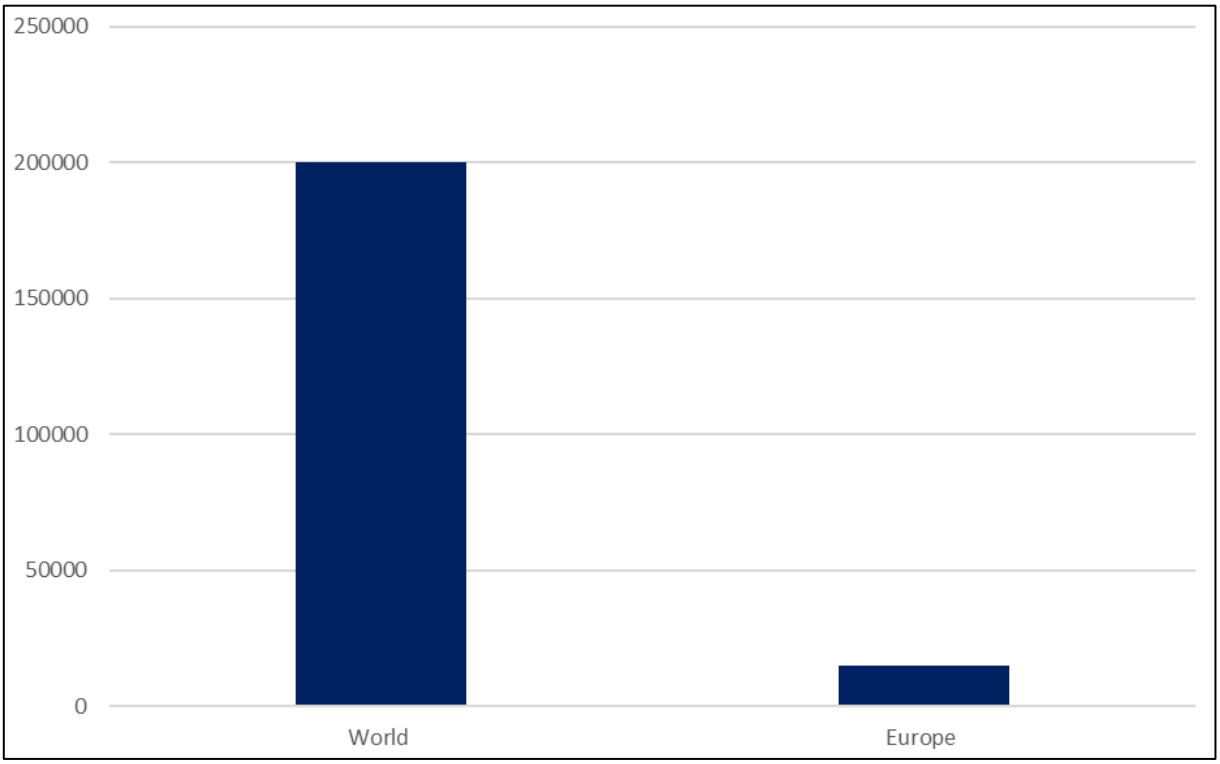


Abbildung 275: Produktion von PTFE weltweit und in Europa im Jahr 2013 (in Tonnen) [117]

Wie in **Abbildung 275** dargestellt, ist die europäische Produktion von Polymeren deutlich geringer als die Weltproduktion. Gleiches gilt für die Produktion von PTFE, die weltweit etwa 200.000 Tonnen pro Jahr entspricht, während Europa nur etwa 7,5 % dieser Menge produziert.

Anwendung und Nutzung

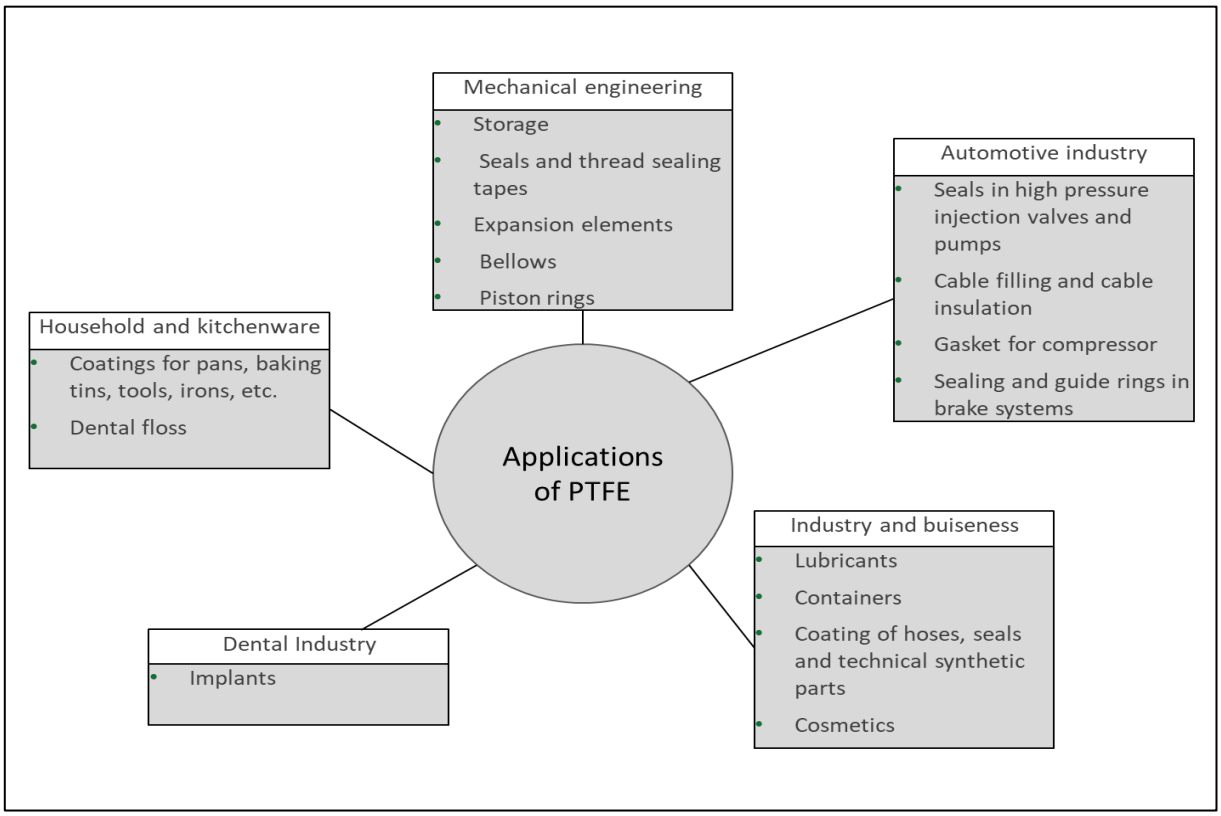


Abbildung 276: Anwendungen von PTFE [96, 116], eig. Darstellung

Aufgrund seiner Vielfalt und seines breiten Anwendungsspektrums wird dieses Material in einer Vielzahl unterschiedlicher Branchen und Produkte eingesetzt. **Abbildung 276** zeigt eine Übersicht der Anwendungen. PTFE wird einerseits zur Herstellung und Auskleidung von Rohren und andererseits zur Lagerung korrosiver Chemikalien eingesetzt [118]. Darüber hinaus wird dieses Material auch häufig als Beschichtung für Teile und Produkte aus den unterschiedlichsten Branchen eingesetzt. Die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten dieses Kunststoffes sind auf die Eigenschaften des Hochleistungspolymers zurückzuführen. Im folgenden Diagramm ist eine Übersicht der Merkmale/Eigenschaften dargestellt.
Aufgrund seiner einzigartigen Eigenschaften, die in **Abbildung 277** dargestellt sind, ist Polytetrafluorethylen (PTFE) seit vielen Jahren zu einem unverzichtbaren Werkstoff in der modernen Industrie geworden. Daher ist dieser Werkstoff vor allem bei sehr anspruchsvollen Anwendungen besonders beliebt [115].

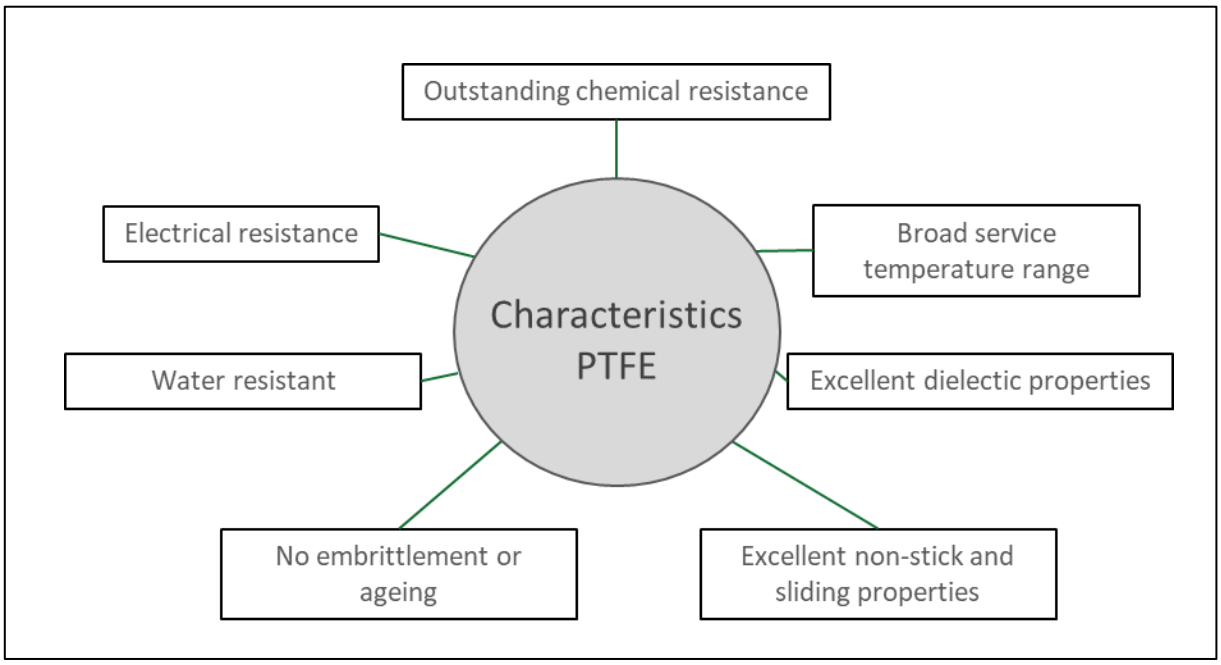


Abbildung 277: Eigenschaften von PTFE, eig. Darstellung

Preisentwicklung

Bereits seit 2017 ist ein Preisanstieg für PTFE erkennbar. Der Hauptgrund für diese Entwicklung ist die begrenzte Auslastung der Produktionsanlagen in China, die durch die massive Verschärfung der Umweltauflagen verursacht wurde [119]. Gleichzeitig führten neue Anwendungen und Einsatzgebiete für PTFE und Fluorpolymere, beispielsweise Klimaanlagen in Autos, zu einem Anstieg der weltweiten Nachfrage [120]. Dies führte zu zweistelligen Wachstumsraten, die sich in massiv gestiegenen Rohstoffpreisen widerspiegeln.

Entsorgung und Recycling von PTFE

Nach dem KrWG (Kreislaufwirtschafts/Abfallwirtschaftsgesetz) ist die Entsorgung von Abfällen nur dann zulässig, wenn eine stoffliche und/oder thermische Verwertung aus wirtschaftlichen, technischen oder ökologischen Gründen nicht möglich ist. Dies ist in einer Abfallhierarchie des KrWG definiert, die aus 5 Ebenen besteht. Ziel ist es, das höchste Niveau anzustreben [115].
Bewährte Recyclingverfahren für reines PTFE gibt es bereits, doch im Vergleich dazu müssen viele Verarbeiter von PTFE-Compounds ihre Abfälle immer noch mit zusätzlichen Kosten deponieren. In der folgenden Grafik werden ausgewählte Recyclingprozesse von PTFE dargestellt [115].
PTFE gehört zur Klasse der Fluorthermoplaste. Fluorthermoplaste mit einem Heizwert über 11.000 kJ/kg müssen der thermischen Verwertung zugeführt werden, wenn sie nicht stofflich verwertet werden können. Nach aktuellem Stand der Technik gibt es verschiedene Varianten des Primärrecyclings. Sollte aus verfahrenstechnischen oder anderen Gründen eine primäre Verwertung von Fluorthermoplasten nicht möglich sein, können diese auch einer tertiären Verwertung zugeführt werden [115].

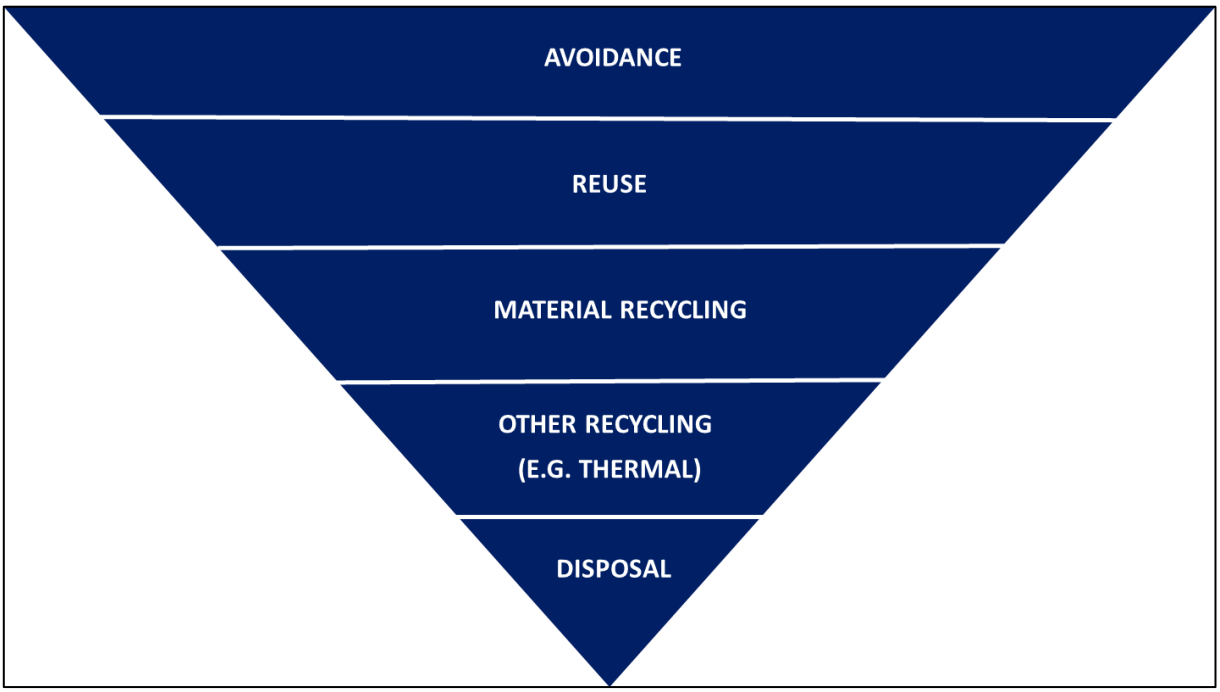


Abbildung 278: Abfallhierarchie nach KrWG [115]

Beim Primärrecycling werden PTFE-Abfälle im ersten Schritt gesammelt, sortiert und gereinigt. Anschließend wird es zu einem rieselfähigen Pulver gemahlen. Eine Wiederaufbereitung des gemahlenen PTFE ist nur durch Temperatur- und Druckeinwirkung möglich, beispielsweise bei der Rahmenextrusion. Die durch Rahmenextrusion gewonnenen PTFE-Produkte können durch ihre physikalischen Eigenschaften von Virgin-Produkten unterschieden werden [115].

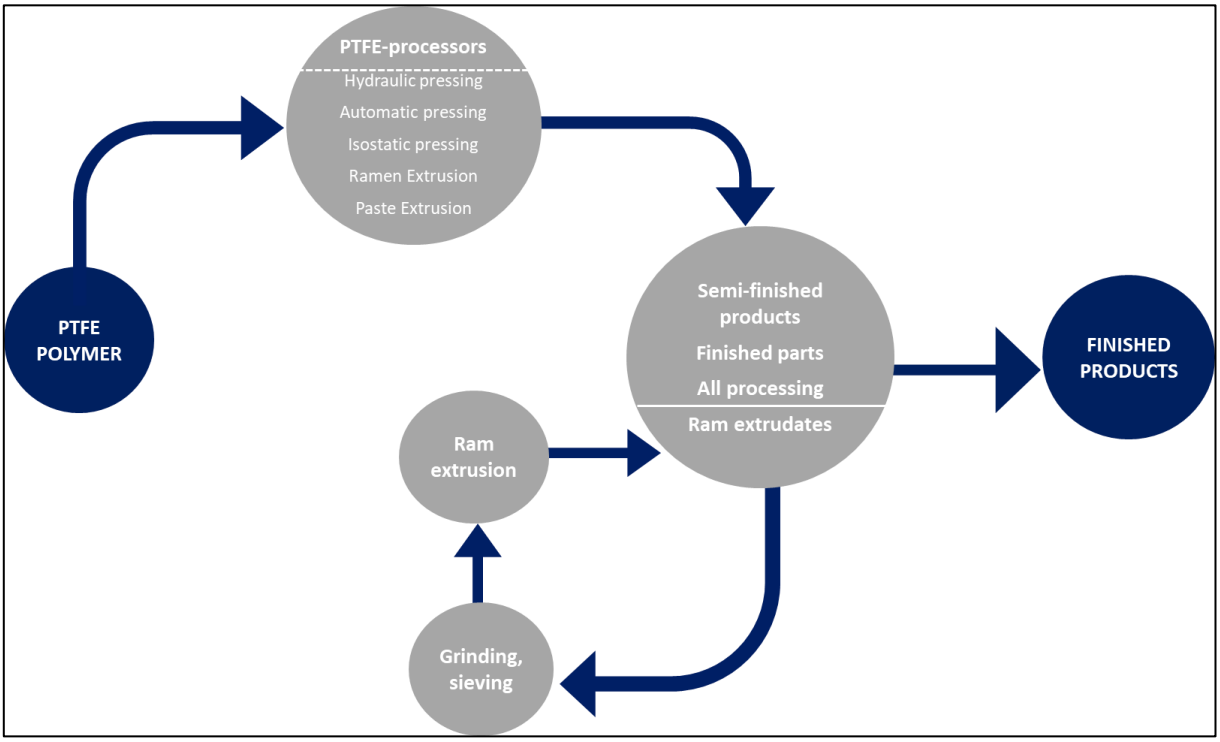


Abbildung 279: Primärecycling von PTFE-Polymer [115]

Im Vergleich zum primären PTFE-Recycling erfolgt beim sekundären Recycling die Zersetzung von hochmolekularem PTFE in PTFE-Mikropulver. Dies geschieht entweder durch thermomechanischen Abbau im Extruder oder durch Strahlungsabbau mittels energiereicher Strahlung. Bei diesem Prozess werden die Molekülketten des PTFE auf ca. 1 % der ursprünglichen Kettenlänge gekürzt und die Eigenschaften des recycelten PTFE werden deutlich verändert.
Daher können die Produkte heute als Additive für verschiedene Anwendungen eingesetzt werden. Dazu gehören Additive in Nicht-PTFE-Kunststoffen, Schmiermitteln, Elastomeren und weiteren [115].

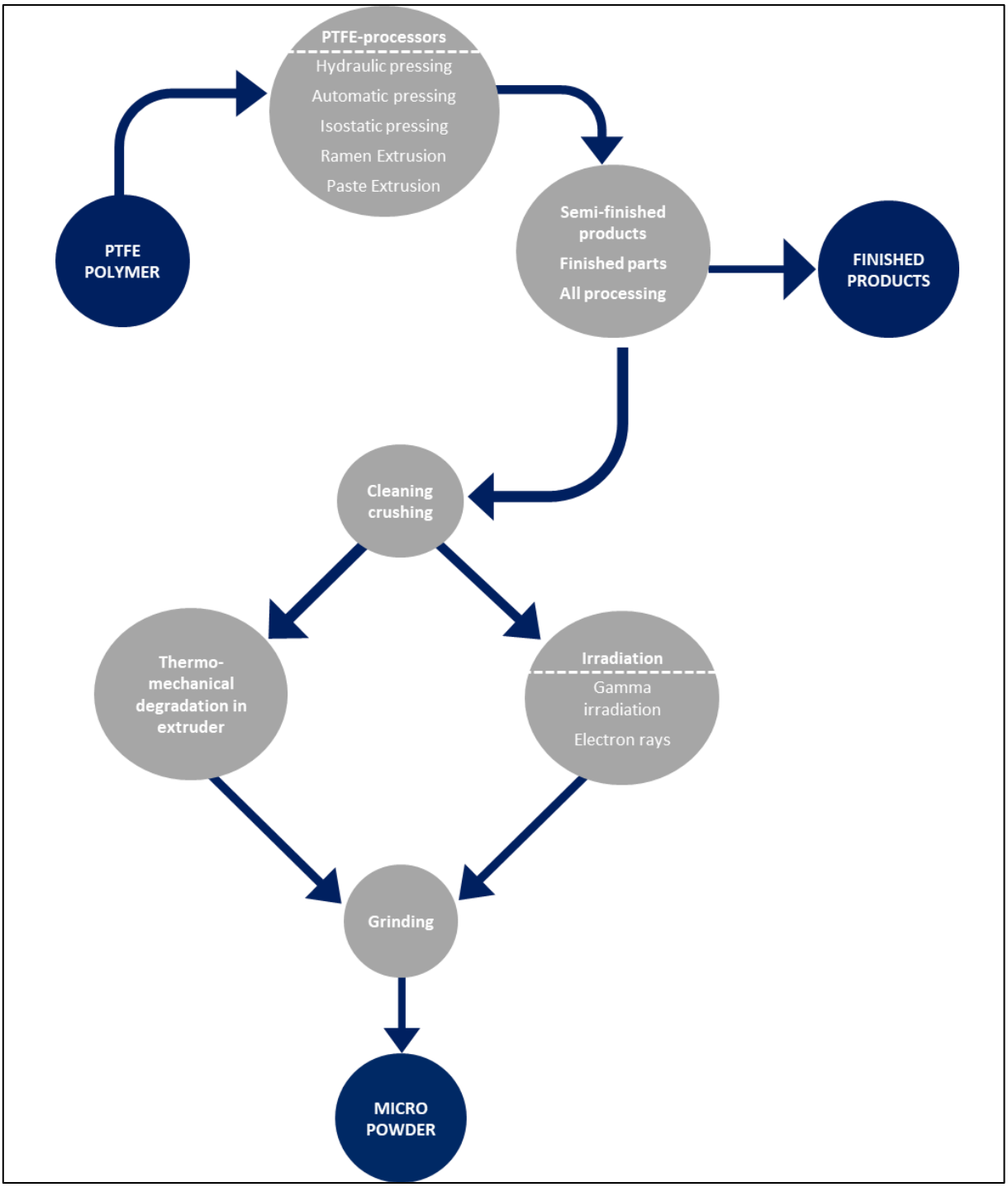


Abbildung 280: Sekundäres Recycling von PTFE-Polymer [115]

Beim Tertiärrecycling, dem sogenannten Upcycling, handelt es sich um einen Pyrolyseprozess von PTFE. Dieses Verfahren wird in einer Intergasatmosphäre durchgeführt, in der große Mengen an Tetrafluorethylen (TFE) und Hexafluorpropylen (HFP)-Monomeren gewonnen werden können [115]. Beim Tertiärrecycling geht es um die stoffliche Verwertung und damit die Rückgewinnung der PTFE-Komponenten anstelle der Deponierung und thermischen Verwertung.

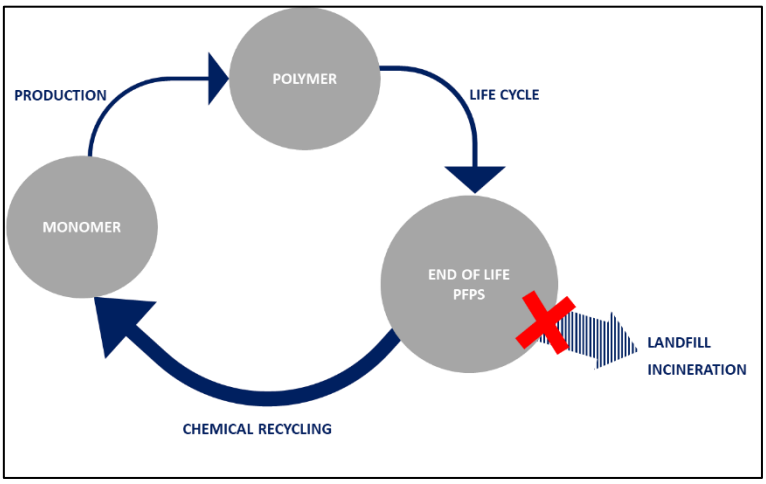


Abbildung 281: Tertiäres Recycling [115]

Die folgende Tabelle zeigt ausgewählte Unternehmen, die bereits Recyclingprozesse von PTFE anbieten.

	Fluorthermoplastics (FTP)	PTFE	Upcycling of PTFE and selected PTFE compounds
Name	Alturon GmbH	Heroflon S.p.A	Dyneon GmbH
Website	www.aturon.ch	www.heroflon.con	www.3M.com
Country	Switzerland	Italy	Germany
Location	Parkweg 3 9443 Widnau	Via de Gasperi 4 25060 Collebeato	Bau 172 Industrieparkstrasse 1 84508 Burgkirchen
Phone Number	+41 (0) 713514761	+39 (0) 302511495	+49 (0) 867974709
Name	Trifluor Kunststoff GmbH	Mikro-Technik GmbH & Co. KG	
Website	www.trifluor.de	www.mikro-technik.com	
Country	Germany	Germany	
Location	Am Langenhorster Bahnhof 18 48607 Ochtrup	Industriestrasse 4 D-63927 Bürgstadt	
Phone Number	+49 (0) 255393640	+49 (0) 93714005-43	
Name		Shamrock Technologies BVBA	
Website		www.shamrocktechnologies.com	
Country		Belgium	
Location		Heersterveldeweg 21 B-3700 Tongeren	
Phone Number		+32 (0) 12458330	
Name		United Polymer Mixers (U.P.M. Kunststoffen B.V.)	
Website		www.upmkunststoffen.nl	
Country		Netherlands	
Location		Ramgatseweg 14 4941 VS Raamsdonksveer	
Phone Number		+31 (0) 162514945	

Abbildung 282: Kontakte von Unternehmen, die ein Recycling von Fluorpolymeren durchführen/anbieten/Fluorpolymere recyceln [115]

7.10.4.6. Silikone

Hintergrund und Gesetzlicher Rahmen

Silikone sind bei der ECHA seit 2018 als sensibilisierender Gefahrstoffe gelistet [18]. Laut Beschluss eines EU-Ausschusses (ED/61/2018), sind die Silikon Monomere D4, D5 und D6 in die Liste der besonders besorgniserregenden Stoffe (SVHC) aufzunehmen [121]. In bestimmten Kosmetikprodukten sind die Monomere D4 und D5 mittels der EU-Regelung Nr. 2018/35 limitiert auf eine max. Konzentration von 1000ppm im Produkt [122].
Anderweitige gesetzliche Regelungen zu Silikonen gibt es laut dem Europäischen Interessenverband für Silikone (CES) auf EU-Ebene weiterhin noch nicht [123]. In den EU-Regelungen für Produkte mit Lebensmittelkontakt (EU) Nr. 10/2011 wurden sie in den folgenden Erweiterungen bislang nicht betrachtet [124]. Demnach sind auf EU-Ebene noch keine Standards oder Richtlinien zum Nachweis bzw. zur Migration von Silikonen aus Produkten zu finden. Der CES hat diesbezüglich jedoch eine Anweisung veröffentlicht [125]. Seit Anfang 2019 stehen laut der CES auch Methoden zum Nachweis von kritischen Silikonmonomeren in Silikonen zur Verfügung [126]. Darüber hinaus gibt es für die Industrie Verfahren, die Kontaminationen mit Silikonen, nachweisen können [127].

Umsatz von Silikonen

Silikone finden sich mittlerweile in einer sehr großen Bandbreite von Anwendungen wider und sind somit in der Industrie umsatzmäßig von Bedeutung. Die wichtigsten Silikon-Typen sind Silikon-Elastomere, Silikon-Öle und Silikon-Harze. Der globale Umsatz belief sich im Jahr 2017 auf über 16,3 Milliarden US-Dollar. Laut Prognosen wird der Silikon-Markt bis 2025 weiter um durchschnittlich 3,9 % pro Jahr zulegen [128].
Somit ist es als Material auch mengenmäßig von Relevanz. Silizium als Hauptbestandteil und Ausgangsmaterial ist grundsätzlich ausreichend vorhanden.

Anwendungsbereich von Silikonen

Bei den Silikon-Elastomeren, die zumeist als Dichtungsmaterial verwendet werden, gibt es verschiedene Typen. Im Anwendungsbereich der Brennstoffzellentechnologie haben sich aufgrund der hohen spezifischen Anforderungen (hohe Flexibilität/Toleranzaufnahme, hohes Verpressungsvermögen, niedrige Reaktionskräfte, Resistenz gegen saures Umfeld der Elektrolytfolie, selbst inert bzw. dürfen keine Stoffe emittiert werden die die Funktion der Brennstoffzelle beeinträchtigen) die sogenannten LSR (Liquid Silicone Rubber) etabliert, bei welchen zwei flüssige Silikonkautschukkomponenten über Additionsvernetzung in Spritzgießautomaten vulkanisiert werden [129] [130].
LSR (Liquid-Silicone-Rubber) ist ein organisches 2K-Elastomer, das auch in der Medizintechnik z. B. bei der Herstellung von Dialyseschläuchen zum Einsatz kommt. Durch die hohe „Sauberkeit“ ist sichergestellt, dass keine Brennstoffzelle schädigenden Stoffe freigesetzt werden. Weitere Argumente für LSR-Dichtungen sind die geringen Reaktionskräfte und die gute Verarbeitbarkeit des Werkstoffs. Allerdings zählt LSR zu einer Materialgruppe, die in wässrig-sauren Umgebungen, besonders bei höheren Temperaturen, nicht sehr stabil ist. Um diesen Nachteil auszugleichen, wird der Werkstoff für den Einsatz in Brennstoffzellen optimiert [129].
Bei den Silikon-Elastomeren, die zumeist als Dichtungsmaterial verwendet werden, handelt es sich um sogenannte RTV-Silikone, die sich bei Raumtemperatur vernetzen bzw. vulkanisieren als ein- oder Zwei-

Komponenten System, letzteres mit Hilfe eines anorganischen Katalysators basierend auf Zinn oder Platinverbindungen und einem wasserbasierten Vernetzer. Des Weiteren können je nach Anforderungswunsch Füllstoffe und farbegebende Pigmente zugegeben werden [130] [131].

Fazit

Es soll bei Abdichtungsanwendungen auf die Qualität geachtet werden, am besten durch einen Emissionstest. Das übermäßige Auslaugen von Kontaminationen zum Beispiel aus Silikon-Backformen ist länger bekannt [132], und immer wieder aktuell [133].

7.10.4.7. Stahl

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Untersuchungen zu dem Material Stahl dargestellt.

Stahl – Lieferkette Deutschland

Der Umsatz der deutschen Stahlindustrie mit 96.000 Beschäftigten und 168 Betrieben betrug im Jahr 2018 rund 44,1 Mrd. Euro. Dies entspricht 41 % des Gesamtumsatzes der deutschen Metallindustrie [134]. Im Jahr 2018 wurden in Deutschland rund 42 Mio. t (0,5 t/Person) Rohstahl und 27,8 Mio. t (0,3 t/Person) Roheisen produziert (Tabelle 12).

Stahlproduktion

Topic	Year	Figure	Comments	Source
Revenue	2018	€ 44,1 bn.		Destatis 2019
Number of employees	2018	96.000		Destatis 2019
Number of companies	2018	168		Destatis 2019
Raw-steel production	2018	42 Mt	2.3 % of world prod.	BDSV 2018
Raw-iron production	2018	27,8 Mt		Wirtschaftsvereinigung Stahl 2018
Import of steel and iron	2018	33 Mt		Destatis 2019
Export of steel and iron	2018	32,5 Mt		Destatis 2019
Steel use per person	2018	495,5 kg	5th place world wide	World Steel Association 2019
Investments in the steel-industry	2017	€ 1,21 bn.		Destatis 2019
Use of steel-waste for steel production	2018	18 Mt	43 % of raw-steel prod.	EUROFER 2019
Production of steel (type)				
Raw-steel	2017	43,3 Mt		Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017
Stainless steel	2017	8,1 Mt		Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017
Rolled steel	2017	40,7 Mt		Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017
Hot rolled flat bar	2017	24,7 Mt		Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017
Long steel	2017	12,8 Mt		Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017
Important production sites (raw-steel)				
Duisburg	2016	14,4 Mt		Stahlinstitut VDEh 2017
Salzgitter	2016	5,7 Mt		Stahlinstitut VDEh 2017
Bremen	2016	3,6 Mt		Stahlinstitut VDEh 2017
Völklingen	2016	2,5 Mt		Stahlinstitut VDEh 2017
Dilingen	2016	2,2 Mt		Stahlinstitut VDEh 2017

Tabelle 12: Fakten zur Stahlproduktion

Zur Herstellung einer Tonne Stahl werden neben Energie und Wasser rund zwei Tonnen Rohstoffe benötigt. Rund die Hälfte des in Deutschland produzierten Rohstahls wird aus Stahlschrott hergestellt. Deutschland ist Nettoexporteur von Stahlschrott. Im Gegensatz dazu sind die benötigten Rohstoffe für die Stahlproduktion (z. B. Eisenerz, Kokskohle) nahezu vollständig von Importen abhängig (100 % Eisenerz; 95 % Kokskohle) [135].
Kokskohle, die zu 90 % für die Stahlproduktion verwendet wird, wurde 2013 als kritischer Rohstoff eingestuft. Eine Wiederverwertung von Kokskohle ist nicht möglich und es gibt derzeit keine technischen und wirtschaftlichen Alternativen, um diesen Rohstoff in der Stahlproduktion zu ersetzen [136]

Darüber hinaus werden bei der Stahlproduktion, insbesondere für Legierungen (z. B. Edelstahl) ein großer Anteil an Mangan, Chrom und eine erhebliche Menge an Vanadium und Molybdän benötigt [137]. Der Primärenergieverbrauch und die CO_2-Emissionen der Stahlherstellung konnten in den letzten 20 Jahren um rund ein Viertel gesenkt werden. Dies ist auch auf den steigenden Schrottanteil zurückzuführen, der derzeit etwa 45 % ausmacht [138]). Der Schrott wird in Elektroöfen eingeschmolzen, um neuen Stahl herzustellen. Der Einsatz von Stahlschrott reduziert den Energiebedarf im Vergleich zur Produktion von Primärmaterialien um 72 %. Darüber hinaus wird die Abhängigkeit von Importen verringert. Dieser Vorgang kann unbegrenzt wiederholt werden [139].
In Europa sind rund 2.500 verschiedene Stahlsorten mit unterschiedlichen Eigenschaften registriert [140]. Aufgrund der steigenden Komplexität der Materialqualitäten liegt ein Schwerpunkt auf der Erweiterung von Analysetools, die eine homogene Trennung von Neu- und Altschrotten ermöglichen. Dieser Bereich bietet ein hohes Innovationspotenzial und ist Voraussetzung für eine noch stärkere Schließung des Kreislaufs.
Darüber hinaus nimmt die Kombination von Stahl mit anderen Materialien (Verbundwerkstoffen) wie Kunststoffen immer mehr zu. Dies bringt zunehmende Herausforderungen für das Stahlrecycling mit sich, die es zu bewältigen gilt [140].

Nebenprodukte

Schlacke ist ein Nebenprodukt der Stahlproduktion und findet in gewissem Umfang weitere Verwendungsmöglichkeiten im Wirtschaftskreislauf. Rund 60 % der Stahlwerksschlacken werden direkt in der Bauindustrie verwendet. Größter Abnehmer ist der Straßenbau, gefolgt vom Erd- und Wasserbau. Rund 14 % der Schlacke wird deponiert (**Abbildung 283**) [141].

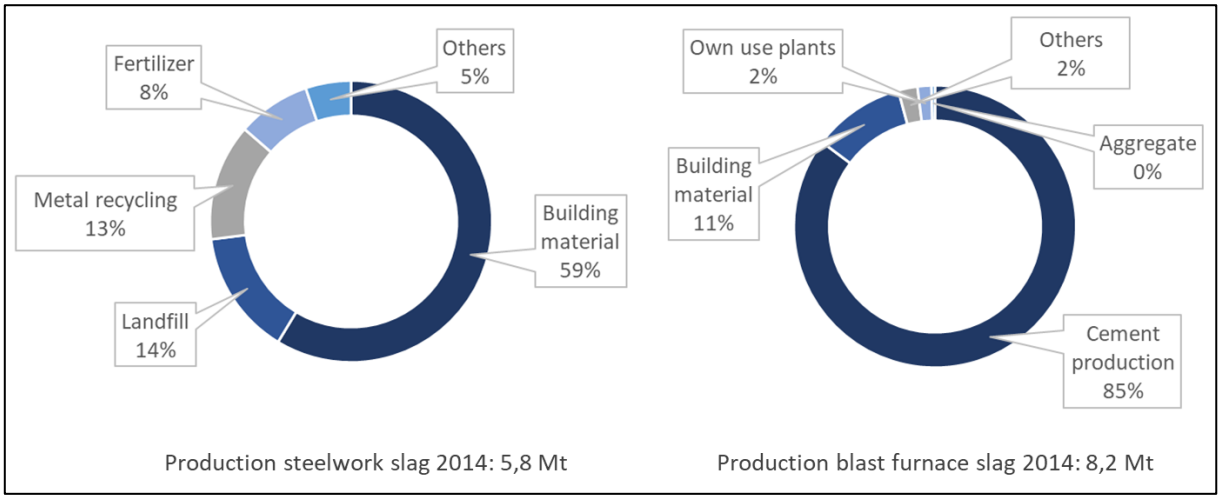


Abbildung 283: Einsatz von Stahlwerks- und Hochofenschlacke in Deutschland im Jahr 2014 [141]

Der deponierte Anteil besteht überwiegend aus feinkörniger Schlacke, die einen weitgehend gesättigten Markt abdeckt. Pro Tonne Stahl fallen rund 140 kg Stahlwerksschlacke an [142].
Darüber hinaus fielen im Jahr 2014 mehr als 8 Millionen Tonnen Hochofenschlacke (Roheisenproduktion) an, wovon rund 85 % in der Zementproduktion und rund 11 % als Baustoffmischung (z. B. Einsatz im Straßenbau) verwendet wurden. Für die Produktion einer Tonne Stahl fielen zusätzlich zur Stahlwerksschlacke rund 190 kg Hochofenschlacke an [141].

Bei den industriellen Nebenprodukten weisen Eisen- und Stahlschlacken die höchsten Verwertungsgrade auf. Aufgrund der räumlichen Verteilung der Stahlwerke in Deutschland wird Eisen- und Stahlschlacke in allen Bundesländern eingesetzt. Die Recyclingquote liegt bei über 95 % [143].

Stahl im Einsatz

Es wird geschätzt, dass derzeit rund 21 Milliarden Tonnen Stahl im weltweiten anthropogenen Bestand gebunden sind [77]. Dies entspricht etwa 2,8 t/Person.

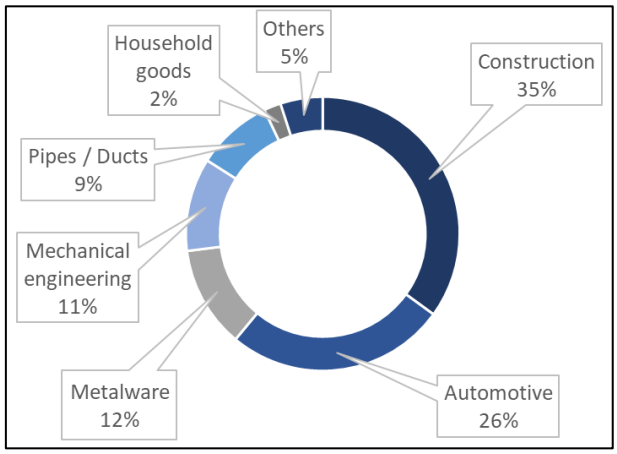


Abbildung 284: Verteilung der Stahlnachfrage im Jahr 2017, eig. Darstellung (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017)

Der Großteil des Stahlverbrauchs in Deutschland entfällt auf die Bauindustrie (35 %), gefolgt vom Automobilsektor (26 %). Eine Übersicht ist in **Abbildung 284** dargestellt.

Stahlrecycling

Mit steigender Komplexität von Stahlprodukten steigt der Anteil unerwünschter Begleitelemente im Stahlschrott [144]. Aufgrund der großen Mengen an Stahlsorten, die vielfältige Legierungen enthalten, ist ein Kreislaufrecycling ohne Qualitätsverlust nicht ohne weiteres möglich [140].
Stahlabfälle werden meist in die folgenden drei Kategorien eingeteilt:
1. Verarbeitungsschrott (Eigenschrott) – direkt aus dem Stahlwerk. Zusammensetzung und physikalische Eigenschaften sind bekannt.
2. Neuschrott (Neuschrott) – Aus stahlverarbeitenden Betrieben (z. B. Automotive). Bei bekannter Zusammensetzung ist eine homogene Verwertung möglich. Allerdings können Verunreinigungen (z.B. Lacke, Verzinkung etc.) vorhanden sein.
3. Altschrott (Altschrott) – Stahl, der aus dem EOL von Produkten stammt (z. B. Metallbörse, Lieferanten usw.). Vielfältige chemische Zusammensetzung und Verunreinigungen, da Fraktionen schon vor Jahrzehnten hergestellt wurden.
Die Qualität des Schrotts ist entscheidend für die Qualität des Endprodukts. Während Zink beim Einschmelzen von Schrott verdunstet und im Rauchgasfiltersystem gesammelt werden kann, ist die Verunreinigung mit Kupfer oder Zinn besonders problematisch, da Eisen ein vergleichsweise unedles Element ist und sich daher nur schwer von den anderen Elementen trennen lässt [145, 146] .
Der Recyclingprozess wird durch Sortier- und Kontrollsysteme genau überwacht [147]. Für den weiteren Fortschritt hin zu einer Kreislaufwirtschaft wird die Optimierung der Sammlung, Sortierung und Verarbeitung von Stahlschrott immer wichtiger.

Stahlströme Deutschland

Das Projekt ReSek des Umweltbundesamtes (UBA) gibt einen Überblick über die geschätzten Stoffflüsse von Stahl und Eisen in Deutschland. Eine Übersicht für das Jahr 2015 ist in **Abbildung 285** dargestellt.

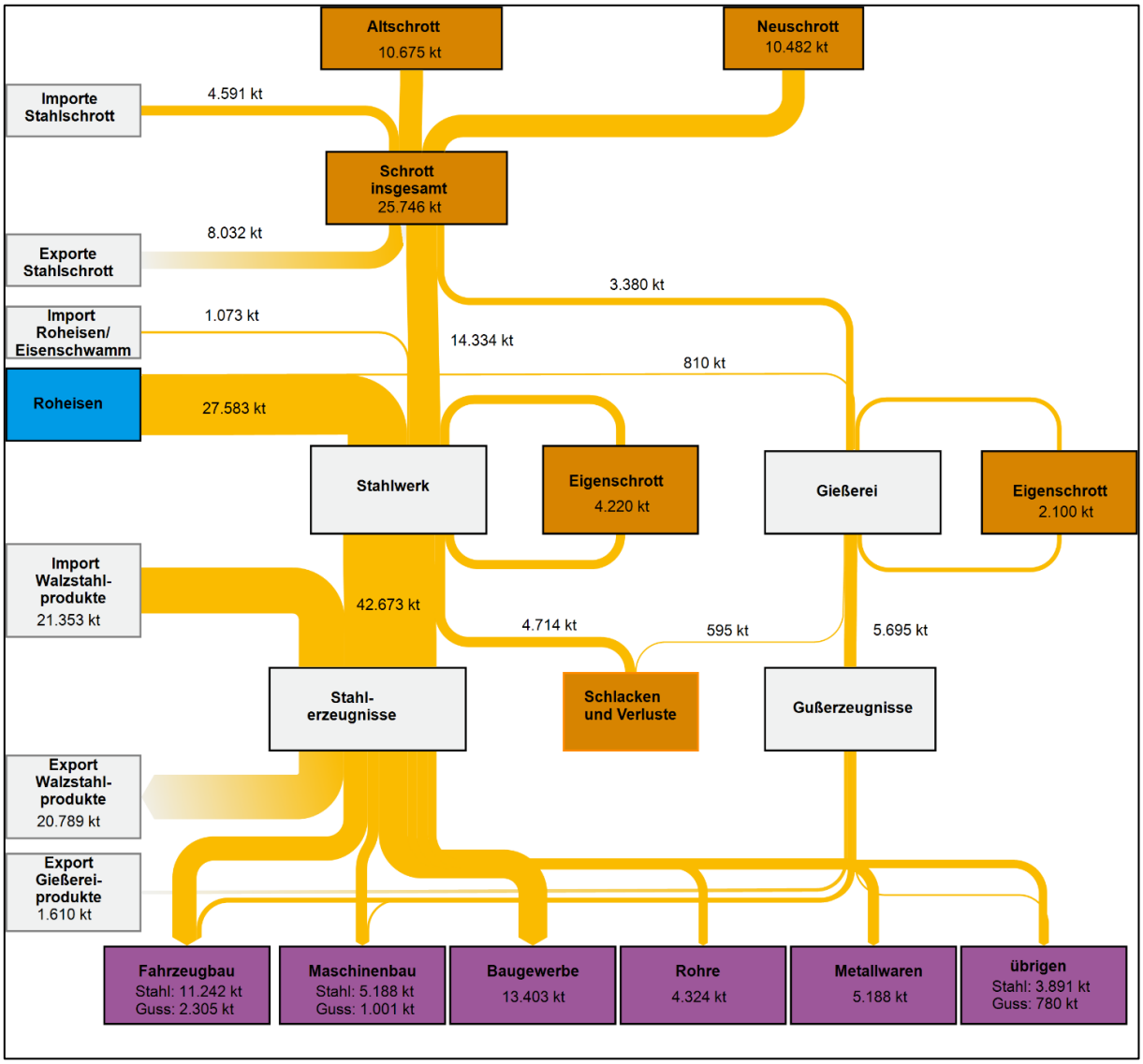


Abbildung 285: Stoffströme von Eisen und Stahl in Deutschland im Jahr 2015) [84]

Standort der Stahlproduktion in Deutschland

Stahl und Eisen werden international gehandelt. Eisenerz wird in Deutschland nicht mehr abgebaut und die Industrie ist zunehmend auf Stahlabfälle angewiesen. Einige Produzenten sind noch immer in der Nähe historischer Bergbaustandorte (z. B. Kohle), in der Nähe von Häfen (z. B. Bremen, Hamburg), im Ruhrgebiet, entlang des Rheins, der Oder (z. B. Eisenhüttenstadt) und im Salzgittergebiet (große Eisenerzvorkommen) ansässig. Allein im Bundesland Nordrhein-Westfalen werden etwa 40 % des deutschen Stahls produziert [135]). **Abbildung 265** zeigt die Verteilung der in Deutschland ansässigen Stahlproduzenten.

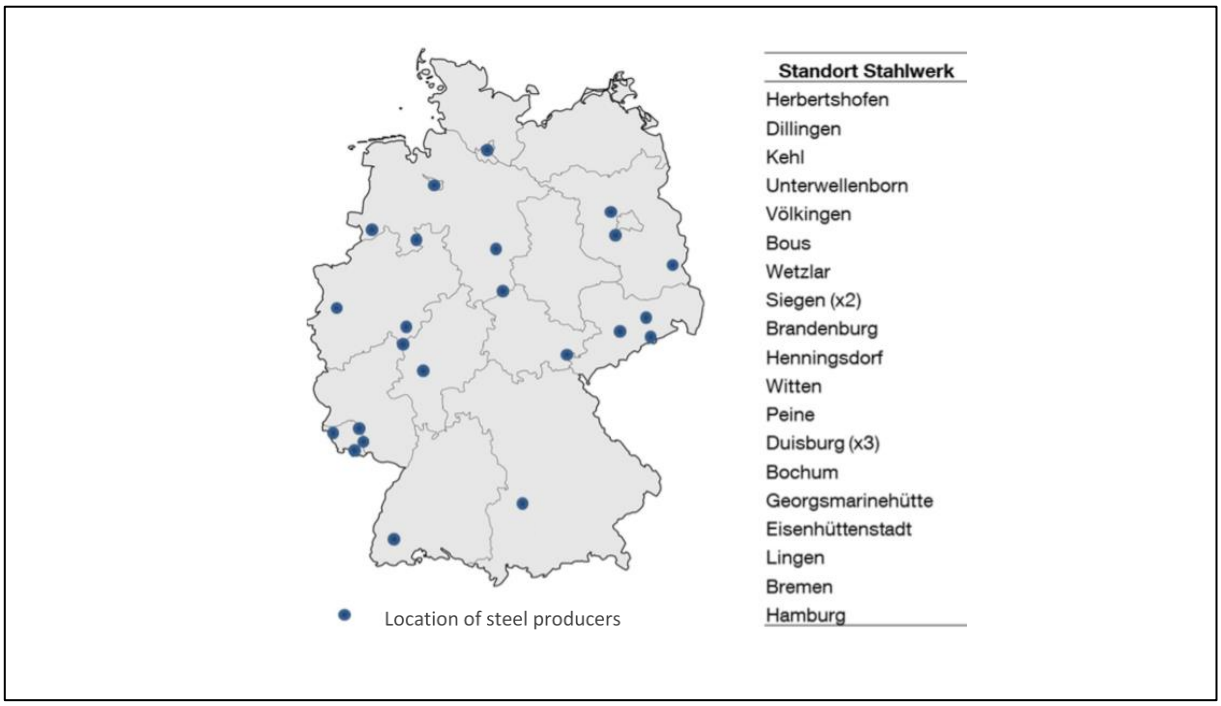


Abbildung 286: Standort der Stahlproduzenten in Deutschland [135] [148]

Derzeit gibt es weltweit einen Überschuss an Stahl. Es ist mit einem Rückgang der deutschen Stahlproduktion zu rechnen, da Stahl aufgrund der aktuellen Lage auf dem Weltmarkt zu günstigeren Preisen als aus heimischer Produktion bezogen werden kann. Weltweite Überkapazitäten in der Stahlproduktion sorgen für einen zunehmenden Wettbewerbsdruck in Deutschland und Europa und wirken sich negativ auf die Preise aus [149].
Die Produktion von Stahl löst umfangreiche Transportprozesse aus. Nach Angaben des Stahl-Zentrums werden 50 % des Transportaufkommens über den Schienenverkehr und 30 % über die Wasserstraße abgewickelt. Für den Versand fertiger Produkte an den Endverbraucher ist der Straßengüterverkehr nach wie vor unverzichtbar [150]. Da Stahl international gehandelt wird, spielen Transportentfernungen und -kosten derzeit eine untergeordnete Rolle.
Um die Exportabhängigkeit Deutschlands und der EU zu verringern, sind die Aufrechterhaltung nationaler Produktionskapazitäten und der Einsatz von Stahlschrott unabdingbar. Die EU ist mit Abstand der weltweit größte Exporteur von Stahlschrott [151].

Abschluss

Die Stahlindustrie braucht Strategien, um sich den aktuellen Herausforderungen zu stellen [152]:

- Sicherstellung einer bundesweiten und homogenen Sammlung und Verarbeitung von Abfällen
- Digitalisierung von Prozessen in der Stahlrecyclingindustrie
- Trennung und Verarbeitung komplexer Verbundwerkstoffe und Legierungen
- Minimierung von Qualitätsverlusten

Zu den letzten zwei Punkten kann ein konsequentes C2C Produkt Design, welches die Trennbarkeit, Legierungen und Beschichtungen (bis zur Chemikalien-Ebene) berücksichtigt, beitragen.

8. Bewertende Zusammenfassung und Ausblick

Das Forschungsvorhaben Pa-X-ell2 hatte sich zum Ziel gesetzt, im Kontext des gesamten Forschungsleuchtturms e4ships2, die Energiesysteme und Netze mit der PEM-Brennstoffzellentechnologie für den Einsatz auf Hochsee-Passagierschiffen weiterzuentwickeln, um einen Transformationspfad hin zu einer klimafreundlichen Energieerzeugung an Bord aufzuzeigen. Für dieses Energiekonzept ist die Entwicklung eines maritimen Brennstoffzellensystems für die hohen Anforderungen hinsichtlich Leistung, Lebensdauer und Zuverlässigkeit auf Passagierschiffen erforderlich.
Im Rahmen des Projektes wurden mehrere Systemgenerationen eines neuartigen Brennstoffzellengroßsystems mit integrierter Methanolreformertechnologie entwickelt und Funktionsdemonstratoren aufgebaut und getestet. Die im Zuge der Projektarbeit generierten Ergebnisse stoßen im Markt auf breites Interesse. Die internationalen Gesetzgebungen zu Emissionen im Schiffsverkehr erfordern die Entwicklung alternativer Lösungen zu existierenden Verbrennungsmotoren. Es ist offensichtlich, dass Brennstoffzellen aufgrund der gesteigerten Effizienz und Schadstoffminimierung im Vergleich zu Verbrennungsmotoren den fehlenden Schlüssel zur Erreichung dieser Ziele bzw. Anforderungen darstellten.
Das Potenzial dieser Technologie konnte durch die Forschung an neuen Stackdesigns, unter anderem mit hexagonaler Bipolarplattengeometrie, und an der Reformertechnologie innerhalb des Projektes aufgezeigt werden. Durch die Fortführung der Forschung und Überführung in die industrielle Entwicklung kann die Performance, hinsichtlich Leitung, aber auch die volumetrische Energiedichte gesteigert werden und durch die Ergänzung der Hochtemperatur Technologie (HT-PEM) der Einsatz von Brennstoffzellensysteme an Bord optimiert werden.
Daher ist das Projekt mit der Umsetzung von zwei Testinstallationen, um die entwickelten Systeme und Energiesysteme zu testen und zu erproben, als Meilenstein anzusehen. Eine landbasierte Yachtanlage mit allen schiffsseitigen Versorgungssystemen wurde umgesetzt, um verschiedene Energieszenarien in verschiedenen Konstellationen von Verbrauchern, Speichern und Energieerzeugern zu erproben. Des Weiteren dient diese Anlage auch als Technologie-Demonstrator.
In einem weiteren Schritt wurde eine Testinstallation, zusammen mit der dafür notwendigen Infrastruktur, wie ein Methanol Kraftstoffsystem und weiteren Subsystemen, für die Integration auf einem Kreuzfahrtschiff von Grund auf neu entwickelt und nachträglich umgesetzt.
Darüber hinaus wurde das Tank- und Bunkersystem, sowie die Bunkerprozedur und landseitige Infrastruktur mit Häfen und Lieferanten entwickelt. Die Risikobewertung für die Methanolbetankung in Häfen konnte abgeschlossen werden und ermöglicht die Basis zu großskaligen Betankungen.
Zentrales Element für die Umsetzung der Brennstoffzellentechnologie ist neben den Energienetzen, die Weiterentwicklung der notwendigen Schiffsysteme und Infrastruktur, sowie eine Revolutionierung der schiffbaulichen Konstruktion der Passagierschiffe. Mit den Konzepten für eine Yacht und ein Kreuzfahrtschiff wurde die Integration auf Passagierschiffen untersucht und die spezifischen Rahmenbedingungen aufgezeigt.
Ein weiterer Baustein für den erfolgreichen Einsatz von Brennstoffzellensystemen ist auch die Steuerung und Automation aller Energieströme durch ein Energiemanagementsystem, welches innerhalb der Projektes entwickelt wurde. Durch die Implementierung solcher Systeme kann Einfluss auf die Energieströme genommen werden, um das Verbraucherverhalten zu beeinflussen und damit ein intelligentes und effizientes Gesamtnetz zu erreichen.
Nur durch das Zusammenspiel dieser verschiedenen Bausteine und die Berücksichtigung der Komplexität der Systeme und des Netzes kann die Umsetzung der Technologie im großen Maßstab gelingen.
Die Nutzung sicherheitsrelevanter Anlagen im maritimen Umfeld ist geprägt von besonderen Sicherheitsanforderungen sowie der Einhaltung teils international verbindlicher Regelwerke. Die Regelwerke

zur Verwendung von Brennstoffzellen und Methanol als Brennstoff an Bord von Schiffen befanden sich während der Projektlaufzeit weitgehend in der Entwicklung, so dass eine besondere, individuelle sicherheitstechnische Untersuchung erforderlich war. Dies führte im Rahmen der technischen Diskussionen und der Weiterentwicklung sicherheitstechnischer Konzepte zu wertvollen Erkenntnisgewinnen. Angesichts des wachsenden Interesses an Brennstoffzellen-Technologien und insbesondere an dem Beitrag zu möglichen zukünftigen industriellen Entwicklungen, spielt die Bewertung der Nachhaltigkeit der verwendeten Materialien innerhalb der Brennstoffzellensysteme und der einzusetzenden Brennstoffe eine wichtige Rolle. Dabei ist der Cradle to Cradle Ansatz eine holistische Betrachtung, die mit den eingesetzten Materialien und Stoffströmen anfängt. Lösungsansätze sind daraus case-by-case zu entwickeln.

Erst durch diese Umsetzung und Überführung in die Praxis durch die Testinstallationen konnte die Entwicklung der Technologie, Infrastruktur und der Vorschriften deutlich vorangetrieben und die Herausforderungen identifiziert werden. Auf Basis der entwickelten Großsystemarchitektur müssen mittelfristig die Systeme weiter skaliert werden, um das volle Potenzial der Technologie auszunutzen und wettbewerbsfähige maritime Energiesystemlösungen gegenüber konventionellen Verbrennungsmotoren darzustellen.

9. Veröffentlichungen

In dem Projekt Pa-X-ell2 fanden unterschiedliche Veröffentlichungen, Präsentationen und Messeauftritte statt, in denen die Projektergebnisse präsentiert wurden.

- Im Frühjahr 2017 wurde das Projekt in dem durch die H2BZ Initiative Hessen organisierten Arbeitskreis emissionsfreie Schiffe in Rüsselsheim von der MW präsentiert.
- Im Sommer wurde das Projekt gemeinsam mit den anderen Projekten des Forschungsclusters e4ships in dem JOINT WORKSHOP ON MARITIME AND PORT APPLICATIONS durch das e4ships präsentiert.
- Im Rahmen der Gas Fuelled Ships Conference 2017 wurden, neben Vorträgen der MEYER WERFT und des damaligen Projektpartners SerEnergy, der Demonstrator an Bord der Ostseefähre MS Mariella präsentiert und innerhalb eines „technical visits“ in Kleingruppen vorgestellt und diskutiert.
- Im Rahmen des Partnerwechsels und der Beginn der zweiten Phase wurde eine Pressemeldung veröffentlicht die in verschiedenen nationalen und internationalen Zeitungen veröffentlicht wurde.
- Im Frühjahr 2021 fand im Rahmen der SMM DIGITAL eine digitale Präsentation des Projektes innerhalb eines gemeinsamen Streams der NOW GmbH und des e4ships Clusters statt.
- In der Zeitschrift Schiffbau Industrie vom Verband für Schiffbau und Meerestechnik e.V. wurde in der Ausgabe 02/2021 die Testinstallation auf der AIDAnova vorgestellt.
- Im Herbst 2022 fand im Rahmen der SMM in Hamburg die e4ships Veranstaltung „e4ships & Zero Emission Shipping Symposium“ statt, in der die verschiedenen Projekte des Forschungsclusters vorgestellt wurden.
  Innerhalb dieser Veranstaltung wurde auch das im Projekt entwickelte Type Approval von RINA für das MEOH System 100 an FEPS übergeben.



Abbildung 287: e4ships & Zero Emission Shipping Symposium

- Der Partner FLW veröffentlichte die landbasierte Yachtanlage auf der eigenen Website, mit einer 360 Grad Tour, Whitepaper und darüber hinaus mehrere Videos in den sozialen Netzwerken, die das Projekt und die Technologie erläutern.
  Darüber hinaus fand eine Präsentation der Brennstoffzellentechnologie auf der Monacco Yacht Show statt.

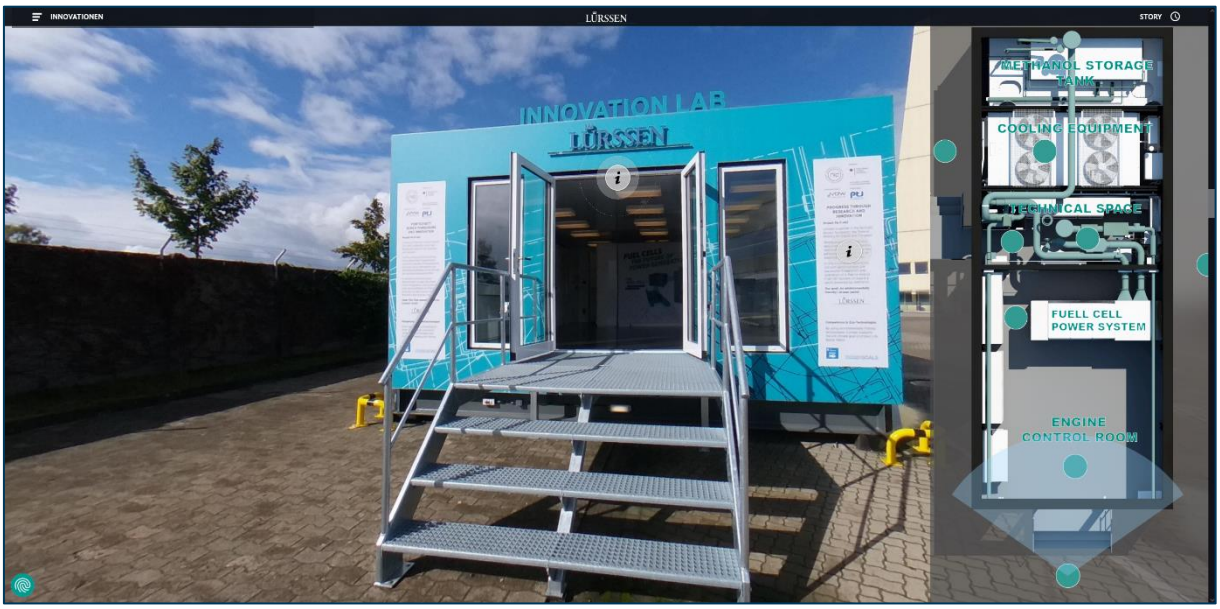


Abbildung 288: Virtueller Rundgang der landbasierten Yachtanlage der Fr. Lürssen Werft

- Ende des Jahres 2022 wurde das Projekt durch die MW in einer Online Veranstaltung dem finnischen Laivakoneistoklubi vorgestellt.
- Darüber hinaus wurde das Projekt in den Wasserstoffvollversammlungen der NOW präsentiert.

10. Meilensteinplan

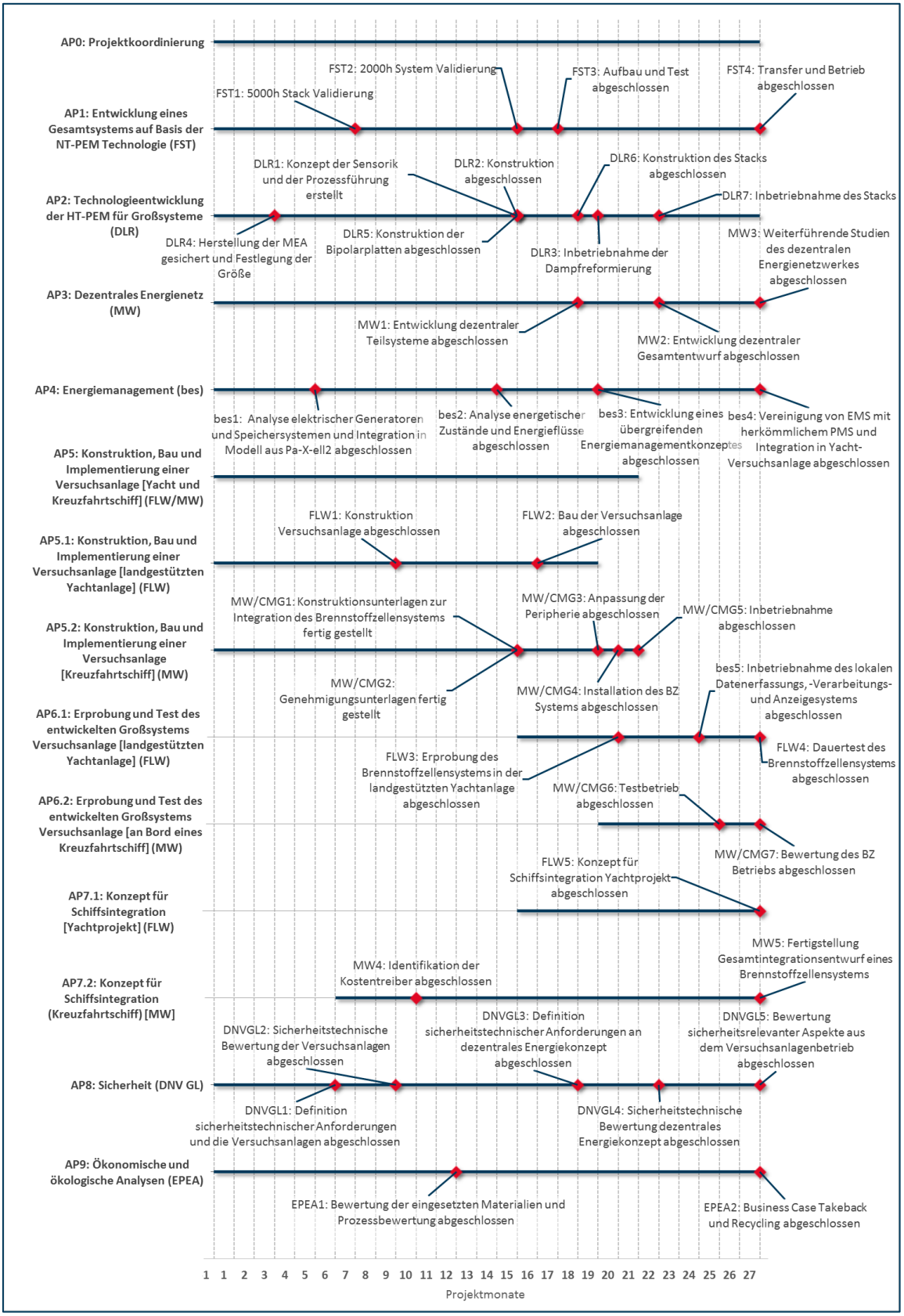


Abbildung 289: Meilensteinplan der zweiten Projektphase

11. Arbeitsplan

	Kalenderjahr	2019			2020											2021										
Kategorie	**Projektmonate**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**
Arbeitspaket 0	Projektkoordinierung		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 0.1	Projektorganisation und Projektmanagement		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 0.2	Marktvorbereitungsmaßnahmen		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 0.3	Dokumentation		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 0.4	Koordination und Kommunikation mit dem e4ships Clustermanagement		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 1	Entwicklung eines maritimen Gesamtsystems		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 1.1	Entwicklung Brennstoffzellenstack		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 1.2	Entwicklung Gasprozesstechnik		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 1.3	Entwicklung Balance-of-Plant		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 1.4	Entwicklung Elektrische Einbindung		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 1.5	Aufbau und Test		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 1.6	Transfer und Betrieb		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 2	Technologieentwicklung der HT PEM für Großsysteme		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 2.1	250 kW Reformierungseinheit		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 2.1.1	Kraftstoffkonditionierung		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 2.1.2	Entwicklung Reformierungsreaktor		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 2.1.3	Systemsteuerung		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 2.1.4	Testbetrieb		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 2.2	Konzeption 250 kW HT-PEM System		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 2.2.1	Membran Elektroden Einheiten		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 2.2.2	Entwicklung Bipolarplatten		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 2.2.3	Entwicklung 25 kW Stackmodul		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 2.2.4	Testbetrieb		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 3	Dezentrales Energienetz		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 3.1	Entwicklung dezentraler Teilsysteme und Cluster		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 3.2	Entwicklung eines dezentralen Gesamtentwurfs		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 3.3	Konzeptionelle Untersuchungen auf Basis des dezentralen Gesamtentwurfs		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 4	Energiemanagementsystem		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 4.1	Analyse elektrischer Generatoren und Speichersystemen und Integration in Modell aus Pa-X-ell2 – Phase 1		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 4.2	Analyse energetischer Zustände und Energieflüsse		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 4.3	Entwicklung eines übergreifenden Energiemanagementkonzeptes		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 4.4	Vereinigung von EMS mit einem herkömmlichem PMS und Integration in die landgestützte Yacht-Versuchsanlage		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 5	Konstruktion, Bau und Implementierung einer Versuchsanlage		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 5.1	Konstruktion, Bau und Implementierung einer Versuchsanlage (landgestützte Yachtanlage)		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 5.1.1	Anforderungen für die landgestützte Yachtanlage		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 5.1.2	Anpassung der Yachtanlage von PaXell 2 an das neue Brennstoffzellensystem		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 5.1.3	Detailkonstruktion der landgestützen Yachtanlage		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 5.1.4	Bau der landgestützten Yachtanlage		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 5.1.5	Integration des Brennstoffzellensystems in die landgestützte Yachtanlage		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 5.2	Konstruktion, Bau und Implementierung einer Versuchsanlage (Kreuzfahrtschiff)		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 5.2.1	Technologieananalyse und Bewertung		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 5.2.2	Integrationsentwicklung für die Versuchsanlage		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspunkt 5.2.3	Installation und Inbetriebnahme		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	

Abbildung 290: Arbeitsplan der Arbeitspakete 1 bis 5

	Kalenderjahr	2019			2020											2021										
Kategorie	Projektmonate	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Arbeitspaket 6	Erprobung und Test eines maritimen Systems	Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4	
Arbeitspaket 6.1	Erprobung und Test eines maritimen Systems (landgestützte Yachtanlage)		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 6.1.1	Inbetriebnahme der Versorgungs-, Überwachungs- und Brennstoffzellensystems		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 6.1.2	Erprobung des Brennstoffzellensystems		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 6.1.3	Dauertest der gesamten Yachtanlage		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspaket 6.2	Erprobung und Test eines maritimen Systems (Kreuzfahrtschiff)		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 6.2.1	Test und Technologievalidierung		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspaket 7	Konzeptentwicklung zur Integration eines Brennstoffzellengesamtsystems		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspaket 7.1	Konzeptentwicklung zur Integration eines Brennstoffzellengesamtsystems (Yacht)		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 7.1.1	Entwicklung des Yachtmaschinenraum für ein existierendes Yachtprojekt		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 7.1.2	Detailkonstruktion Yachtsysteme, incl. Tank, mit Brennstoffaufbereitung und Brennstoffzelle		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 7.1.3	Elektrokonstruktion (inkl. Energiespeicher)		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 7.1.4	Dokumentation der Ergebnisse		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspaket 7.2	Konzeptentwicklung zur Integration eines Brennstoffzellengesamtsystems (Kreuzfahrtschiff)		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 7.2.1	Analyse und Bewertung des Systems der Versuchsanlage		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 7.2.2	Entwicklung neuer Technologien und Überführung in Gesamtentwurf		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspaket 8	Sicherheit		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 8.1	Definition von Anforderungen an die relevanten Konzepte und Systeme		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 8.2	Sicherheitstechnische Unterstützung bei der Konzeptentwicklung und Erprobung		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 8.3	Sicherheitstechnische Bewertung der Konzepte und Auswertung der Versuche		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspaket 9	Ökonomische und ökologische Analysen		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 9.1	Spezifische Bewertung der eingesetzten Materialien in Brennstoffzellen		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 9.2	Prozessbegleitende ökologische Betrachtung der Produktion von Brennstoffzellen		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 9.3	Netzwerkbildung für eine Qualitätsgemeinschaft maritime Brennstoffzelle		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 9.4	Workshop und Richtlinien für die Zerlegbarkeit von Brennstoffzellen		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4
Arbeitspunkt 9.5	Business Case Take-Back und Recycling		Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4

Abbildung 291: Arbeitsplan der Arbeitspakete 6 bis 9

12. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: schematische Darstellung der Arbeitspakete in den Themenbereichen 24
Abbildung 2: Konzeptentwurf eines Layouts eines Großsystems mit integrierter Methanolreformertechnologie 26
Abbildung 3: schematische Darstellungen der System- und Vorausentwicklung für die NT und HT-PEM Technologie 27
Abbildung 4: Schrittweise Realisierung von Testinstallation zur Verifikation der Entwicklungsroadmap 28
Abbildung 5: Schematische Darstellung der Energieversorgung auf Passagierschiffen 29
Abbildung 6: Übersicht der Arbeitspakete in Pa-X-ell2 33
Abbildung 7: Bipolarplatten Design 35
Abbildung 8: Membrane Electrode Assembly 36
Abbildung 9: Short Stack auf einem Greenlight Teststand 37
Abbildung 10: Zellspannung eines Short-Stacks nach 6000 Teststunden 38
Abbildung 11: Stackpresse mit eingespanntem Stack 40
Abbildung 12: Brennstoffzellenstack mit angeschlossener Sensorik und Überwachung 41
Abbildung 13: Reformermodul aufbereitet zur internen Prüfung 45
Abbildung 14: Externes Testfeld zur Reformermodul Prüfung 45
Abbildung 15: Reformer bei der Aktivierung 46
Abbildung 16: Innerer Aufbau des Brenner 46
Abbildung 17: Aeristech HV Kompressor 49
Abbildung 18: schematische Fließbild des Gesamtsystems 52
Abbildung 19: Fuel Cell Modul inclusive Stack und aller relevanten BoP Komponenten 54
Abbildung 20: Reformermodul inklusive Wassertank, Wärmetauscher und Sensorik 54
Abbildung 21: Zusammenbau des stationären Systems für Lürssen 59
Abbildung 22: Fortgeschrittener Zusammenbau 59
Abbildung 23: Einbringung des Systems in die Systemtestkabine 61
Abbildung 24: AIDAnova Brennstoffzellensystem im FEPS Systemteststand 62
Abbildung 25: Transport des Brennstoffzellensystems für die Landanlage aus dem FEPS Prüfstand 64
Abbildung 26: Aufladen des Brennstoffzellensystems bei FEPS 65
Abbildung 27: Einbringung des Brennstoffzellensystem in den Landdemonstrator 66
Abbildung 28: Brennstoffzellenraum auf der AIDAnova mit Fundamenten und Elektronikmodulen 66
Abbildung 29: Einbringung und Positionierung eines Brennstoffzellenmoduls in den Aufstellungsraum 67
Abbildung 30: Einbringung des zweiten Brennstoffzellensystems im Raum 67
Abbildung 31: Aufbau einer konventionellen Bipolarplatte mit Darstellung der Flächen, die für die Membran Elektroden Einheit und die Peripherie bzw. die Medienkanäle und Dichtungen zur Verfügung stehen 69
Abbildung 32: Auswertung der gravimetrischen und volumetrischen Flächennutzung am Beispiel einer kommerziellen HT-PEM Bipolarplatte 70
Abbildung 33: Konstruktionsprinzip des HT-PEM Stacks. Integration des hexagonalen Stacks in eine umgebende Hüllstruktur. 71
Abbildung 34: Ausbildung von drei jeweils voneinander abgeschlossenen Kanalpaaren für Wasserstoff, Sauerstoff und das Kühlmedium 71
Abbildung 35: Aufbau der hexagonalen Bipolarplatte mit Darstellung der Flächen, die für die Membran Elektroden Einheit und die Peripherie bzw. die Medienkanäle und Dichtungen zur Verfügung stehen 71
Abbildung 36: Auswertung der gravimetrischen und volumetrischen Flächennutzung der hexagonalen Bipolarplatte unter Berücksichtigung von Dichtflächen und Materialstärke des Hüllrohrs 72
Abbildung 37: Schematische Schnittdarstellung der Einbausituation zwischen MEA und einer Bipolarplatte mit parallel verlaufenden gefrästen Gaskanälen im unkomprimierten Zustand (a) und im komprimierten Zustand (b) 73
Abbildung 38: Gestaltung des Flussfelds mit geraden Kanälen und deren Verteilung als Ergebnis der Berechnung sowie Detailzeichnungen zur Verdeutlichung der Struktur in den unterschiedlichen Bereichen der Bipolarplatte 75
Abbildung 39: Geometrische Veränderung der Kanalstruktur des Flussfelds der hexagonalen Bipolarplatte und Einfluss des Druckverlusts in Abhängigkeit der Anzahl der Kanäle. 76
Abbildung 40: Schematische Darstellung der Gasverteilung bei der Nutzung eines Inselflussfelds mit rechteckiger Geometrie der Bipolarplatte 77
Abbildung 41: Prinzipdarstellung der Flusscharakteristik durch das in der hexagonalen Bipolarplatte integrierte Inselflussfeld. 77
Abbildung 42: Entwurf von Stempel und Gesenk zur Erprobung der Herstellung der metallischen Bipolarplatte 78
Abbildung 43: Ergebnisse des Fügens durch Clinchen 79
Abbildung 44: Beispiel eines mit dem Probewerkzeug hergestellten Musters 80
Abbildung 45: Ausgewählte Beispiele der Spannungsanalyse anhand geometrischer Details des Inselflussfelds der hexagonalen Bipolarplatte 80
Abbildung 46: Vernetzung des Kühlmittelvolumens zur Strömungssimulation 81
Abbildung 47: Ergebnis einer CFD Berechnung zur Analyse der Strömungsverhältnisse innerhalb des Kühlflussfelds 81
Abbildung 48: Fertigungszeichnung zur Herstellung eines Werkzeugrohlings 82
Abbildung 49: Einbau eines Werkzeugpaars in einem Säulenführungsgestell 82
Abbildung 50: Stempelwerkzeuge zur Herstellung der hexagonalen Bipolarplatte mit der Schlüsselweite von 147 mm in einem Säulenführungsgestell 83
Abbildung 51: Hexagonale Bipolarplatte mit einer Schlüsselweite von 147 mm 84
Abbildung 52: Gestaltung des Randbereichs der Bipolarplatte im Verbund aus zwei Hälften zur Ausbildung räumlich getrennter Bereiche für die Anode, Kathode und das Kühlmedium 84
Abbildung 53: Schnittzeichnung eines Detailausschnitts aus der Konstruktion des Werkzeugs zur Herstellung des Dichtrahmens der hexagonalen Bipolarplatte im Formpressverfahren 85
Abbildung 54: Gesamtansicht der Vorrichtung zur Herstellung der Dichtrahmen 86
Abbildung 55: Einzelteile nach der Fertigung am DLR 87
Abbildung 56: Konstruktionsentwurf des Stanzwerkzeugs zur Herstellung der hexagonalen Rohlinge (oben) und nach der Fertigung und Montage (mittig und unten) 87

Abbildung 57: Die Stanzvorrichtung bei der Firma Deguma-Schütz GmbH in Geisa (Vordergrund) und die zum Einsatz gebrachte Walzanlage mit 400 mm Walzen (Hintergrund) 88
Abbildung 58: Detailansicht der Dichtrahmengeometrie mit der Schnittlinie in Rot gestrichelt dargestellt 89
Abbildung 59: CAD Zeichnung der Schneidvorrichtung zur Abtrennung des Überschussmaterials an den Ecken des Dichtrahmens 89
Abbildung 60: Gestaltung der Endplatten des HT-PEM Stacks mit hexagonalen Bipolarplatten 90
Abbildung 61: Schaltbild des Reformersystems in der Prozessimulation zur Auslegung und Dimensionierung der Komponenten 92
Abbildung 62: Ergebnis der Prozesssimulation zur Dimensionierung des Verdampfers 93
Abbildung 63: Dimensionierung des Methanol-Wasser Verdampfers zur Nutzung der Abwärme des HT-PEM Systems 93
Abbildung 64: Ergebnis der Prozesssimulation zur Analyse der Auswirkung der Dimensionierung des Verdampfers, der Integration einer Kondensation vor dem Eintritt in die Brennstoffzelle und der Wärmerückgewinnung der Brennerabgase zur Vorwärmung der Brennerluftversorgung 95
Abbildung 65: Konstruktiver Aufbau des katalytischen Brenners mit zwei Rippenrohrspiralen über dem Brennraum und nachgeschalteter Wärmerückgewinnung der Brennerabgase sowie einer Heizpatrone für den Startvorgang 96
Abbildung 66: Konstruktive Auslegung des Reformersystems mit Verdampfer und Brenner 96
Abbildung 67: Aufbau der Rohrbündelstruktur des Reformierungsreaktors während der Fertigung 97
Abbildung 68: Konstruktives Detail des Reformers zum Einschluss des Katalysatorbetts mittels eines Drahtgeflechts und einer gelochten Stützplatte Ø 490 mm 98
Abbildung 69: Fertigung des Reformierungsreaktors am DLR in Stuttgart 98
Abbildung 70: Ergebnis der Strömungssimulation mit Rohr in Rohr Konstruktion zur Luftverteilung entlang der Lochreihen 99
Abbildung 71: Komponenten des katalytischen Brenners während der Bauphase. Auf dem Tisch stehend ist im unteren Bereich der Rekuperator zu sehen und im oberen Bereich das Verteilerrohr für die Luftversorgung mit den Lochreihen. Angelehnt an den Tisch ist die Baugruppe mit den Verteilerrohren für die Anodenabgase zu erkennen. 99
Abbildung 72: Innere Baugruppe des katalytischen Brenners mit Rippenrohrschlangen mit Blick auf die Einlassrohre für die Anodenabgase und Ölanschluss während der Fertigung 100
Abbildung 73: Versuchsaufbau mit katalytischem Brenner und Methanol-Dampfreformierung einschließlich Verdampfer, Luftgebläse, Massenstromreglern und Steuerungseinheit sowie Gaslager zur Abbildung des Gasgemischs der Anodenabgase. 101
Abbildung 74: Prinzipskizze konventionelles System 103
Abbildung 75: Prinzipskizze autarkes System 104
Abbildung 76: Prinzipskizze Wärmeverbundsystem 105
Abbildung 77: elektrischer Energiebedarf und elektrische Energieproduktion, bei der die Abwärme ausreicht 106
Abbildung 78: Prinzipskizze System mit integrierter Fahranlage 107
Abbildung 79: Prinzipskizze System ohne integrierter Fahranlage 108
Abbildung 80: Skizze Versorgungssystem bei Anordnung unterhalb des Schottendecks 109
Abbildung 81: Skizze Versorgungssystem bei Anordnung oberhalb des Schottendecks 109
Abbildung 82 Beispiel genetisches Simulationsmodell mit Subsystemen und Verknüpfungen 110
Abbildung 83: Beispiel Energieflüsse zwischen den Feuerzonen 110
Abbildung 84: Beispiel Energieflüsse zwischen den Feuerzonen 111
Abbildung 85: Ausschnitt einer E-Bilanz mit Gleichzeitigkeitsfaktoren 113
Abbildung 86: Vergleich zwischen tatsächlichem durch die E-Bilanz beschriebenem Verbraucherverhalten 114
Abbildung 87: Erzeugerverhalten bei hoher Auslastung 115
Abbildung 88: Problematik der Informationsverfügbarkeit an Bord 116
Abbildung 89: Erweiterung des bestehenden Schiffnetzes um ein Energiemanagementsystem 117
Abbildung 90: Überführung der herkömmlichen Modi in eine detailliertere Zustandsbetrachtung 118
Abbildung 91: Unterschiedliche Betrachtung des Schiffsbetriebes 118
Abbildung 92: Auflistung möglicher Schiffsbetriebsmodi 119
Abbildung 93: Auswahl möglicher Ereignisse an Bord 119
Abbildung 94: Einflussgrößen mit möglichen Wertebereichen 120
Abbildung 95: Beschreibung eines Zustandes im entwickelten Modell 120
Abbildung 96: Ermittelter Leistungsbedarf entlang einer realen Route 122
Abbildung 97: Auf Basis des entwickelten Modells ermitteltes Lastprofil 123
Abbildung 98: Beschreibung eines Zustandes und des dazugehörigen Verbrauchermodells im entwickelten Modell 123
Abbildung 99: Unterteilung des Gesamtleistungsbedarfs in verschiedene Lasttypen 124
Abbildung 100: Dezile des erstellten Leistungsprofils 125
Abbildung 101: Untersuchung der Lastspitzen im Lastprofil 125
Abbildung 102: Schnittstellen des Energiemanagements 127
Abbildung 103: Lastprofil eines Schiffes und Versorgung durch Generatorsets 128
Abbildung 104: Lastprofil eines Schiffes und Versorgung mit Batterieunterstützung 128
Abbildung 105: Arbeitsweise eines Batteriespeichers bei unabgestimmter Generatorauslegung 129
Abbildung 106: Physikalische Struktur des Monitoringsystems im Laborprüfstand 130
Abbildung 107: Bedienpanel des Monitoringsystems (linker Panel-PC) vor Auslieferung 130
Abbildung 108: Das MCC vor der Auslieferung 131
Abbildung 109: „PMS Overview“-Mimik 132
Abbildung 110: "DC Switchboard"-Mimik 133
Abbildung 111: "Load Bank"-Mimik 133
Abbildung 112: "Methanol/Nitrogen"-Mimik 134
Abbildung 113: "Bunkering"-Mimik 135
Abbildung 114: "Cooling"-Mimik 135
Abbildung 115: "Ventilation System"-Mimik 136
Abbildung 116: "Safety Issues"-Mimik 137

Abbildung 117: Datenauswertung im Monitoringsystem 137
Abbildung 118: Landgestützte Brennstoffzellen-Demonstrationsanlage auf der Fr. Lürssen Werft 138
Abbildung 119: Anlagenkonzept Brennstoffzellensystem FLW mit HT-PEM 140
Abbildung 120: Ausbreitungsanalyse von Methanol im BZ-Rack 140
Abbildung 121: Schemata zur Versorgung der Brennstoffzelle 141
Abbildung 122: 3D-Modell zum Aufbau der landgestützten Yachtanlage 142
Abbildung 123: Blockdiagramm Brennstoffzelle mit Infrastruktur 143
Abbildung 124: Allgemeiner Prozessablauf Brennstoffzelle 143
Abbildung 125: Steuerungsaufbau der Infrastruktursysteme 144
Abbildung 126: Schemata der gasförmigen und flüssigen Medien 145
Abbildung 127: Volumenvergleich von Methanol & Wasserstoff in Bezug auf Dieselkraftstoff 146
Abbildung 128: Implementierte Methanol Bunker Sicherheitsprozedur 146
Abbildung 129: Prozess des Bunkerns 147
Abbildung 130: Durchführung des Bunkerns von Methanol 147
Abbildung 131: Stirnabzugsversuche 147
Abbildung 132: Einrichtung für Eintauchtests 147
Abbildung 133: Virtueller Aufbau der Gesamtanlage im 3D-Konstruktionssystem 148
Abbildung 134: Tragrahmen der Gesamteinheit und Einzelfundamente für die Geräte 149
Abbildung 135: Motivdruck für die Außengestaltung 149
Abbildung 136: Innenausbau der Container 150
Abbildung 137: Fertigung des Methanol Vorratstanks 150
Abbildung 138: Technische Installation 150
Abbildung 139: Schalttafelmontage 150
Abbildung 140: Anschluss der Hauptversorgungsleitung an das Werftnetz 151
Abbildung 141: Die Bedienungsoberfläche des Steuerungssystems AllViu 152
Abbildung 142: Darstellung der Energieflüsse in der Gleichspanungsschalttafel 152
Abbildung 143: Montagehalle, Einbringen des vormontierten Tanks 153
Abbildung 144: Transport der fertigen Anlage 153
Abbildung 145: Anordnung (General Arrangement) der Demonstrationsanlage 154
Abbildung 146: Gefährdungsbereiche auf dem Betriebsgelände 154
Abbildung 147: Betriebsanweisung Methanol 154
Abbildung 148: HazID der Gesamtanlage, ... 155
Abbildung 149: Gefährdungsbeurteilung gem. BetrSichV 155
Abbildung 150: Das Hauptkühlwassersystem 156
Abbildung 151: Das Ventilationssystem 157
Abbildung 152: Stickstoff (gelb)- und Methanolsystem (grün) 158
Abbildung 153: Schematischer Grundaufbau der Leistungstests 159
Abbildung 154 Darstellung einer Brennstoffzellen-Startsequenz 160
Abbildung 155: Brennstoffzellen Demonstrator auf der MS Mariella 162
Abbildung 156: Schematischer Aufbau des Methanol-Kraftstoffsystems auf der MS Mariella 163
Abbildung 157: Schematische Darstellung des Methanoltank sowie Bunkerbox auf der MS Mariella 164
Abbildung 158: Aufbau der Bunkerbox (rechts) 164
Abbildung 159: Bunkervorgang 164
Abbildung 160: Demonstrator an Bord der MS Mariella 165
Abbildung 161: Technische Führungen im Rahmen der Gas Fuelled Ships Conference 166
Abbildung 162: Module an Bord der MS Mariella 166
Abbildung 163: Filtersystem auf der MS Mariella 167
Abbildung 164: Anzeige der Wasserwerte an Bord der MS Mariella 168
Abbildung 165: Sicherheitsüberprüfung der Klassifikationsgesellschaft 168
Abbildung 166: Rückbau des Demonstrators auf der MS Mariella 169
Abbildung 167: Demonstrator bei der MEYER WERFT 170
Abbildung 168: Teilsystemtests an Land für Testinstallation 171
Abbildung 169: Brennstoffzellen Demonstrator ausgestellt bei der MEYER WERFT 171
Abbildung 170: Übersicht über eine Auswahl der schiffbauliche Infrastruktur der Brennstoffzellenanlage 172
Abbildung 171: Prinzipdiagramm des Ablaufs der Entwicklung der Brennstoffzellenanlage 173
Abbildung 172: Schematische Darstellung des Methanolsystems an Bord des Versuchsträgers 175
Abbildung 173: Bunkertechnik für Methanol auf dem Versuchsträger 176
Abbildung 174: Anordnung des Methanoltanks im Maschinenraum 177
Abbildung 175: Foto und Konstruktionsbild der FPU 177
Abbildung 176: Raumlayout des Brennstoffzellenraumes 178
Abbildung 177: Stickstoffsysteme auf dem Versuchsträger 179
Abbildung 178: Konstruktionsgrafik des Belüftungssystems des Brennstoffzellenraumes 180
Abbildung 179: Steuer- und Überwachungsmodul des Ship Shore Link Systems zur Bunkerüberwachung 181
Abbildung 180: Kreuzfahrtschiff mit Testinstallation im Bau bei der MEYER WERFT in Papenburg 183
Abbildung 181: AIDAnova auf Reede im Mittelmeer 184
Abbildung 182: Brennstoffzellenraum im Bauprozess 185
Abbildung 183: Elektronische Schalttafel im Brennstoffzellenraum 185
Abbildung 184: Steuerschrank im Aufbau 186

Abbildung 185: Steuerschrank in der Endausrüstung 186
Abbildung 186: Vorbereitung der Fundamentierung 186
Abbildung 187: Schweißarbeiten an der Fundamentierung der Brennstoffzellensysteme 186
Abbildung 188: Aufbau der Lüftungsauslässe 187
Abbildung 189: Vorbereitung der Arbeiten am Lüftungssystem 187
Abbildung 190: Herstellung der dreiwandingen Methanolleitung 187
Abbildung 191: Schweißnahtprüfung der Methanolleitung 187
Abbildung 192: Dummy mit Methanolanschluss 188
Abbildung 193: Brennstoffzellendummy im Raum 188
Abbildung 194: Teilsystemtest im Demonstrator an Land 189
Abbildung 195: FPU an Bord 189
Abbildung 196: Prüfung des Methanoltanks in der Endausrüstung 189
Abbildung 197: Arbeiten im Kofferdamm 190
Abbildung 198: Void Space mit Sensortechnik 190
Abbildung 199: Arbeiten in Maschinenraum in der Endausrüstung (1) 191
Abbildung 200: Arbeiten in Maschinenraum in der Endausrüstung (2) 191
Abbildung 201: Technisch Wassersystem 192
Abbildung 202: Pneumatische Ventilsteuerung 192
Abbildung 203: Simulation des Transportweges mit Störkantenmodell (1) 192
Abbildung 204: Simulation des Transportweges mit Störkantenmodell (2) 192
Abbildung 205: Technisches Konzept für den Methanoltransfer 193
Abbildung 206: Lageplan Liegeplatz des Schiffes und Lokalisierung sicherheitsrelevanter Prozesse parallel zur Betankung 194
Abbildung 207: Bunkertruck an der Pier 195
Abbildung 208: Anschluss an die Bunkerstation 195
Abbildung 209: Wasser im Methanoltank 195
Abbildung 210: Start des Bunkervorgangs 195
Abbildung 211: Bunkeranschluss der Methanolleitung 196
Abbildung 212: Ende des Bunkervorgangs 196
Abbildung 213: Anordnung der technischen Infrastruktur am Schiffsquerschnitt 198
Abbildung 214: Anordnung der Systemkomponenten mit Zoneneinteilung 198
Abbildung 215: Anordnung Systembereiche 199
Abbildung 216: Passiver Brandschutz (Trennflächenplan) 199
Abbildung 217: Generalplan (Ausschnitt) 200
Abbildung 218: Trennflächenplan (Ausschnitt) 201
Abbildung 219 EX-Zonenplan (Ausschnitt) 202
Abbildung 220: Brennstoffzellenanlage mit regulatorischen Anforderungen 203
Abbildung 221: Anwendungsbeispiel flexible doppelwandige Rohrleitung [6] 204
Abbildung 222: Schematische Darstellung des Methanol-Ventmast nach aktuellen Vorschriften 205
Abbildung 223: Analyse des Einflusses einer Brennstoffzellenanlage auf das Energiesystem 207
Abbildung 224: Ausschnitt der Decks mit Brennstoffzellensystemen in Abteilungen im Gesamtkonzept 207
Abbildung 225: Dokumentationstabellenblatt Risikoanalyse 214
Abbildung 226: Bericht über die Risikoanalyse der landbasierten Demonstratoranlage bei FLW 216
Abbildung 227: AiP der MeOH100 217
Abbildung 228: C2C-Kreisläufe und das Verständnis von Kreislauffähigkeit (auf Basis von Braungart et al. 2007) 221
Abbildung 229: Cradle to Cradle® Design Prozess 221
Abbildung 230: Methanol oder Diesel Exposition über verschiedene Wege 228
Abbildung 231: erneuerbare Methanol Produktion [38] 237
Abbildung 232: Anwendungsbereich von Methanol [36] 238
Abbildung 233: Methanol als Plattformchemikalie [47] 240
Abbildung 234: ETL Prozess Module – Potentielle Quellen [52] 244
Abbildung 235: CRI Methanol Production [55] 245
Abbildung 236: Flowchart of Thermochemical Process [60] 253
Abbildung 237: Carbon Cycle of Underground Sun Conversion [64] 255
Abbildung 238: Kosteneinsparungen durch die Umstellung eines 100-MW-Kraftwerks von Diesel auf Methanol [38] 260
Abbildung 239: Abschätzung der erneuerbare Methanol Produkte 260
Abbildung 240: Current and Upcoming Renewable Methanol Projects across Countries 261
Abbildung 241: Typischer Aufbau einer HT-PEM Brennstoffzellen Stack [72], mit häufig eingesetzten Materialien 262
Abbildung 242: Aluminiumverbrauch in Deutschland nach Branchen im Jahr 2018 [82] 264
Abbildung 243: Import und Export von Aluminiumprodukten in Deutschland im Jahr 2015 [74], eigene Darstellung 264
Abbildung 244: Stoffströme von Aluminium in Deutschland im Jahr 2015 [84] 266
Abbildung 245: Standorte von Aluminium-Strangpresswerken Primärproduktion [85] 267
Abbildung 246: Standorte der Primäraluminium-Produktionsanlagen [85] 267
Abbildung 247: Standorte von Aluminiumwalzwerken [85] 268
Abbildung 248: Globaler Graphitmarkt im Jahr 2016 [87] 269
Abbildung 249: Weltweite Produktion von Naturgraphit im Jahr 2019, eig. Darstellung [75] 269
Abbildung 250: Skala des Länderrisikoindex [90] 270
Abbildung 251: Länderrisiko der weltweit größten Graphitproduzenten [90] 270
Abbildung 252: Country Risk Index (CR) der weltweit größten Graphitproduzenten [90] 271

Abbildung 253: Definition kritischer Rohstoffe gemäß der EU im Jahr 2014 [93] 272
Abbildung 254: Skala des Substituierbarkeitsindexes SI [92] 272
Abbildung 255: Weltweite Reserven an Naturgraphit im Jahr 2019 [94] 273
Abbildung 256: Trend der Graphitproduktion im Zeitraum 1960 – 2015 [90] 273
Abbildung 257: Charakteristische Eigenschaften von Graphit, eigene Darstellung 274
Abbildung 258: Preisentwicklung von Graphit im Zeitraum 2003 bis 2013 [99] 275
Abbildung 259: Durchschnittliche Preisentwicklung von Graphit in den Jahren 2010 bis 2018 [100] 276
Abbildung 260: Deutscher Import und Export von Naturgraphit im Jahr 2011 [99] 276
Abbildung 261: Graphit 2.0 [102] 277
Abbildung 262: Graphitabfallbox der Firma TVB mit einer Füllmenge von 500kg 278
Abbildung 263: Weltweite Platinminenproduktion im Jahr 2019 [75] 279
Abbildung 264: Weltweite Reserven an Platinmetallen im Jahr 2019 [75], eig. Darstellung 280
Abbildung 265: Skala des Länderrisikoindex [110] 281
Abbildung 266: Country Risk Index Länderrisikoindex der weltweit größten Platinproduzenten [110] 281
Abbildung 267: Weltweite Palladiumminenproduktion im Jahr 2019 [75] 282
Abbildung 268: Länderrisikoindex der weltweit wichtigsten Palladiumproduzenten [112] 282
Abbildung 269: Eigenschaften von Platin und Palladium [109], eig. Darstellung 283
Abbildung 270: Platin und Palladium Nachfrage im Jahr 2013 [106] 283
Abbildung 271: Import und Export des Platinverbrauchs in Deutschland für 2013, eig. Darstellung [110] 284
Abbildung 272: Weltweiter Durchschnittspreis für Platin zwischen 1960 und 2019 in US-Dollar pro Feinunze [113] 284
Abbildung 273: Stoffströme von Platin im Rückgewinnungsprozess für Deutschland im Jahr 2015 [84] 285
Abbildung 274: Stoffströme von Palladium im Rückgewinnungsprozess für Deutschland im Jahr 2015 [84] 286
Abbildung 275: Produktion von PTFE weltweit und in Europa im Jahr 2013 (in Tonnen) [117] 287
Abbildung 276: Anwendungen von PTFE [96, 116], eig. Darstellung 288
Abbildung 277: Eigenschaften von PTFE, eig. Darstellung 289
Abbildung 278: Abfallhierarchie nach KrWG [115] 290
Abbildung 279: Primärecycling von PTFE-Polymer [115] 290
Abbildung 280: Sekundäres Recycling von PTFE-Polymer [115] 291
Abbildung 281: Tertiäres Recycling [115] 292
Abbildung 282: Kontakte von Unternehmen, die ein Recycling von Fluorpolymeren durchführen/anbieten/Fluorpolymere recyceln [115] 292
Abbildung 283: Einsatz von Stahlwerks- und Hochofenschlacke in Deutschland im Jahr 2014 [141] 296
Abbildung 284: Verteilung der Stahlnachfrage im Jahr 2017, eig. Darstellung (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017) 297
Abbildung 285: Stoffströme von Eisen und Stahl in Deutschland im Jahr 2015) [84] 298
Abbildung 286: Standort der Stahlproduzenten in Deutschland [135] [148] 299
Abbildung 287: e4ships & Zero Emission Shipping Symposium 302
Abbildung 288: Virtueller Rundgang der landbasierten Yachtanlage der Fr. Lürssen Werft 303
Abbildung 289: Meilensteinplan der zweiten Projektphase 304
Abbildung 290: Arbeitsplan der Arbeitspakete 1 bis 5 305
Abbildung 291: Arbeitsplan der Arbeitspakete 6 bis 9 306

13. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Testprozedur im Rahmen des RINA type Approvals 63
Tabelle 2: Auslegung von Generatoren auf Basis einer E-Bilanz mit Gleichzeitigkeitsfaktoren 114
Tabelle 3: Regellast am Gesamtleistungsbedarf nach Situationen 126
Tabelle 4: Grundstruktur der FMEA für das Brennstoffzellenrack 213
Tabelle 5: Unterstruktur der FMEA „FC Module“ 213
Tabelle 6: Arbeitspaket 9 Themen 220
Tabelle 7: Vergleich von Schiffsbrennstoffen anhand ihrer toxikologischen Gefahreneigenschaften 226
Tabelle 8: Vergleich der Eigenschaften von Methanol mit anderen Treibstoffen [69] 259
Tabelle 9: Aluminiumproduktion in Deutschland im Jahr 2018, eig. Darstellung [76] 263
Tabelle 10: Weltweite Produktion von Naturgraphit im Jahr 2019, Daten [75] 270
Tabelle 11: Eigenschaften und Anwendungen von Graphit [96, 97] [98] [99] 275
Tabelle 12: Fakten zur Stahlproduktion 295

14. Quellenverzeichnis

[1] G. Sattler, „Fuel cells going on-board,“ *Journal of Power Sources,* Bd. 86, pp. 61-67, 2000.

[2] V. Adams, „Possible fuel cell applications for ships and submarines,“ *Journal of Power Sources,* Bd. 29, pp. 181-192, 1990.

[3] L. van Biert, M. Godjevac, K. Visser und P. Aravind, „A review of fuel cell systems for maritime applications,“ *Journal of Power Sources,* Bd. 327, pp. 345-364, 2016.

[4] T. Tronstad, H. H. Åstrand, G. P. Haugom und L. Langfelds, Study On The Use Of Fuel Cells In Shipping, Hamburg: DNV GL - Maritime, 2017.

[5] hySOLUTIONS GmbH, „e4ships - Brennstoffzellen im martimen Einsatz - 2016-2022,“ Hamburg, 2022.

[6] B. R. AG, „FLEXWELL Sicherheitsrohr (FSR),“ [Online].

[7] Cradle to Cradle Product Innovations Institute, "Cradle to Cradle Certified Product Standard Version 4.0," 16 March 2021. [Online]. Available: https://www.c2ccertified.org/resources/detail/cradle_to_cradle_certified_product_standard. [Accessed 06 June 2023].

[8] M. Braungart, W. McDonough und A. Bollinger, „Cradle-to-cradle design: creating healthy emissions – a strategy for eco-effective product and system design,“ *J. of Cleaner Production,* Bde. %1 von %213-14, Nr. Vol. 15, pp. 1337-1348, 2007.

[9] The Methanol Industry, 15 07 2019. [Online]. Available: https://www.methanol.org/ the-methanol-industry/. [Zugriff am 15 07 2019].

[10] G. Hodson, E. Wilkes, S. Azevedo und T. Battaglene, „Methanol in wine,“ *BIO Web of Conferences 9,* Nr. 02028, 2017.

[11] Danish Ministry of the Environment, „Survey of methanol (Cas no. 67-56-1). Part of the LOUS-review. Environmental Review No. 1473,“ 2013.

[12] World Health Organization, „International Programme on Chemical Safety: Methanol Health and Safety Guide,“ 1997.

[13] E. Skrzydlewska, „Toxicological and metabolic consequences of methanol poisoning,“ *Toxicol Mech Methods,* Bd. 13, Nr. 4, pp. 277-293, 2003.

[14] European Chemicals Agency, „Registered substance information for Methanol,“ [Online]. Available: https://echa.europa.eu/de/registration-dossier/. [Zugriff am 17 7 2019].

[15] Cradle to Cradle Product Innovation Institute, „Material Health Assessment Methodology,“ 2019.

[16] European Food Safety Authority, „Scientific Opinion on the re-evaluation of aspartame (E 951) as a food additive - EFSA Panel on Food Additives and Nutrient Sources added to Food (ANS),“ *EFSA Journal,* Bd. 11, Nr. 12:, p. 3496, 2013.

[17] Bureau for Chemical Substances, „Substance Evaluation Report - Mehanol,“ Polen, 2015.

[18] European Chemicals Agency, „Registered substances search,“ 15 7 2019. [Online]. Available: https://echa.europa.eu/de/.

[19] Europäische Chemikalienagentur, „ECHA,“ [Online]. Available: https://echa.europa.eu/de/.

[20] MAK & BAT Werteliste, DFG, 2017.

[21] U.S. DEPT OF HEALTH AND HUMAN SERVICES, „Toxicological Profile for Ammonia,“ Public Health Service, Agency for Toxic Substances and Disease Registry, 2004.

[22] J. Ellis und K. Tanneberger, „Study on the use of ethyl and methyl alcohol as alternative fuels in shipping - Final Report Version 20151204.5,“ European Maritime Safety Agency, 2015.

[23] Methanol Institute, „Methanol safe handling manual 5th edition“.

[24] European Chemicals Agency, „Guidance on information requirements and chemical safety assessment - Chapter R.8: Characterisation of dose [concentration]-response for human health Version 2.1,“ 2012.

[25] G. Leonardos, D. Kendall und N. Barnard, „Odor Threshold Determinations of 53 Odorant Chemicals,“ *Journal of the Air Pollution Control Association,* Bd. 19, Nr. 2, pp. 91-95, 1969.

[26] Methanol Holdings (Trinidad) Limited, "Methanol Safety Data Sheet," 07 07 2016. [Online]. Available: https://proman.wpenginepowered.com/.

[27] R. Kavet und K. M. Nauss, „The Toxicity of Methanol Vapors,“ *Critical Reviews in Toxicology,* Bd. 21, Nr. 1, 1990.

[28] TemaNord 2012:505, „Existing Default Values and Recommendations for Exposure Assessment - A Nordic Exposure Group Project 2011“.

[29] C. Cotton, N. Claassens, S. Benito-Vaquerizo und A. Bar-Even, „Renewable methanol and formate as microbial feedstocks,“ *Current Opinion in Biotechnology,* Bd. 62, pp. 168-180, 2020.

[30] International Methanol Producers and Consumers Association, "IMPCA-Documents," IMPCA Methanol Specifications Reference June 2021. [Online]. Available: www.impca.eu/IMPCA/Technical/IMPCA-Documents.

[31] M. Broeren, „Production of Bio-methanol - Technology Brief,“ IRENA, Utrecht, 2013.

[32] J. Gale, „IEAGHG Information Paper: 2016 - IP4; Developments in Renewable Methanol Production.,“ IEAGHG, 2016.

[33] K. R. J. &. J. M. Law, „Methanol as a Renewable Energy Source,“ TIAX, Cupertino, CA, 2016.

[34] P. Compagne, „Bio-methanol production at BioMCN,“ BioMCN, 2017.

[35] European Commission, 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/biofuels/sustainability-criteria.

[36] C. &. M. C. Hobson, „Renewable Methanol Report,“ Methanol Institut, 2018.

[37] J. Lane, „The rise, rise, rise of bio-methanol for fuels and chemical markets,“ 24 Januar 2018. [Online]. Available: https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2018/01/24/the-rise-rise-rise-of-bio-methanol-for-fuels-and-chemical-markets/.

[38] Methanol Institute, "Renewable Methanol Report," Methanol Institute, 2018.

[39] U. &. N. Obi, „AGRICULTURAL WASTE CONCEPT, GENERATION, UTILIZATION,“ *Nigerian Journal of Technology 35 (4),* pp. 957-964, 2016.

[40] F. L. E. M. V. B. K. S. N. &. D. J.-F. Monforti, „Optimal energy use of agricultural crop residues preserving soil organic carbon stocks in Europe,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews (44),* pp. 519-529, 2015.

[41] B. J. S. &. L. M. E. M. H. Langholtz, „2016 Billion-Ton Report: Advancing Domestic Resources for a Thriving Bioeconomy,“ U.S. Department of Energy , Oak Ridge, 2016.

[42] H. C. W. W. L. A. N. Han, „Optimizing Biomass Feedstock Logistics for Forest Residue Processing and Transportation on a Tree-Shaped Road Network,“ *Forests 9(3),* p. 121, 2018.

[43] P. A. A. Antilla, „The realistic potential for forest biomass supply in the European Union,“ *Metlan työraportteja 27 (3),* p. 289, 2014.

[44] Biomass Research, „RESTSTROMEN UIT BOSSEN EN DE,“ Biomass Research, Wageningen, 2020.

[45] J. Q.-W. P. &. G. M. Langeveld, „GEBRUIK VAN HOUTIGE BIOMASSA VOOR ENERGIEOPWEKKING,“ platform bio economie, Bergen op Zoom, 2020.

[46] L. L. J. W. E. W. J. F. E. Carvalho, „Methanol production via black liquor co-gasification with expanded raw material base – Techno-economic assessment,“ *ScienceDirect 225,* pp. 570-584, 2018.

[47] K. P. L. W. H.-J. &. B. M. Räuchle, „Methanol for Renewable Energy Storage and Utilization,“ *Energy Technology 4 (1),* pp. 193-200, 2016.

[48] International Energy Agency, „Global Energy & CO2 Status Report 2017,“ International Energy Agency, 2017.

[49] J. Grensven, „Market Review 2017 - Electricity market insights,“ TenneT, Arnhem, 2018.

[50] California ISO, „Impacts of renewable energy on grid operations,“ California ISO, Folsom, 2017.

[51] Liquid Wind, „Storing Energy by Making Fuel,“ Liquid Wind, 2017.

[52] Carbon Recycling International, "George Olah Renewable Methanol Plant: First Production of Fuel From CO2 at Industrial Scale," 2019. [Online]. Available: https://www.carbonrecycling.is/project-goplant.

[53] Deloitte, "Technology Fast 500 - 2017 EMEA," Deloitte., Neuilly-sur-Seine Cedex, 2017.

[54] Carbon Recycling International, „Our Projects. FReSMe - Value-Added Steel Manufacturing,“ 2019. [Online]. Available: https://www.carbonrecycling.is/ projects#projects-circlenergy.

[55] D. S. E. &. S. Ó. Marlin, „Process Advantages of Direct CO2 to Methanol Synthesis,“ *Frontiers in Chemistry (6),* p. 446, 2018.

[56] Chemical Parks in Europe, „BioMCN Delfzijl focuses on sustainability with CO2 injection project,“ 11 April 2017. [Online]. Available: https://chemicalparks.eu/news/ 2017-4-11-biomcn-delfzijl-focuses-on-sustainability-with-co2-injection-project.

[57] Groningen Seaports, „BioMCN to double capacity with €100 million investment,“ 1 September 2017. [Online]. Available: https://www.groningen-seaports.com/en/nieuws/ biomcn-to-double-capacity-with-e100-million-investment/.

[58] R. Vierhout, „BIOFUELS AND CHEMICALS FROM MIXED WASTE: The Enerkem contribution to sustainability and circular economy.,“ Enerkem, Brüssel, 2019.

[59] J. Lane, „Biofuels Mandates Around the World 2018,“ 1 Januar 2018. [Online]. Available: https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2018/01/01/biofuels-mandates-around-the-world-2018/.

[60] Enerkem, „Carbon Recycling - Promote a circular economy with clean fuels and chemicals made from waste,“ 2019. [Online]. Available: https://enerkem.com/ process-technology/carbon-recycling/.

[61] Södra, „Södra first in the world with fossil-free biomethanol,“ 20 Februar 2020. [Online]. Available: https://news.cision.com/sodra/r/ sodra-first-in-the-world-with-fossil-free-biomethanol,c3040025.

[62] S. &. P. B.-T. Kaza, „Decision Maker’s Guides for Solid Waste Management Technologies,“ Urban Development Series Knowledge Papers, 2018.

[63] J. Lane, „Enerkem: Biofuels Digest's 2015 5-Minute Guide," 14 Januar 2015. [Online]. Available: https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2015/01/14/enerkem-biofuels-digests-2015-5-minute-guide/.

[64] Underground Sun Conversion, „Project description," 2019. [Online]. Available: https://www.underground-sun-conversion.at/en/project/project-description.html.

[65] thyssenkrupp, „Carbon2Chem: when emissions become valuable substances," 2019. [Online]. Available: https://www.thyssenkrupp.com/en/stories/carbon2chem-when-emissions-become-valuable-substances.

[66] L. H. N. &. E. B. Clausen, „Technoeconomic analysis of a methanol plant Based on gasification of biomass and Electrolysis of water," *Energy 35 (5),* pp. 2338-2347, 2010.

[67] L. &. C. W. Bromberg, „Methanol as an alternative transportation fuel in the US: Options for sustainable and/or energy-secure transportation," Sloan Automotive Laboratory: Massachusetts Institute of Technology , Cambridge, MA, 2010.

[68] N. C. B. R. B. M. X. R. D. Olymer, „GREENHOUSE GAS EMISSIONS FROM GLOBAL SHIPPING, 2013-2015," icct, Washington DC, 2017.

[69] Stena Line Group, 2019. [Online]. Available: https://www.stenaline.com/en-GB-corp/corporate/environment/supergreen-en/fuel-of-the-future.

[70] Methanol Institute, „Renewable Methanol," 2021. [Online]. Available: https://www.methanol.org/renewable/. [Zugriff am 2021].

[71] studio Gear UP, „Carbon footprint calculation tool for methanol production pathways; Methanol carbon footprint and certification," May 2022. [Online]. Available: https://www.impca.eu/IMPCA/Technical/IMPCA-Documents.

[72] F. de Bruijn, "The current status of fuel cell technology for mobile and stationary applications," *Green Chemistry,* vol. 7, pp. 132-150, 10 February 2005.

[73] Umweltbundesamt, "Aluminium – Factsheet," Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2019.

[74] BGR, "Rohstoffsituation in Deutschland 2017," Hannover, 2018.

[75] US Geological Service, "USGS - Mineral Commodity Summaries 2020," US Government Printing Office, 2020.

[76] Gesamtverband der Aluminiumindustrie, „WVM - Geschäftsbericht 2018/2019," 2019.

[77] H. Sverdrup and K. V. Ragnarsdóttir, "Natural Resources in a Planetary Perspective," *Geochemical Perspectives, Volume 3, Number 2,* p. 129–341, 2014 .

[78] K. Krone, "Aluminiumrecycling. Vom Vorstoff bis zur fertigen Legierung," Aluminium-Verlag, Düsseldorf, 2000.

[79] M. Bertram, K. J. Martchek and G. Rombach, "Material Flow Analysis in the Aluminum Industry," *Journal of Industrial Ecology 13 (5),* p. 650–654, 2009.

[80] M. Hegger, V. Auch-Schwelk, M. Fuchs und T. Rosenkranz, Baustoff Atlas. 1. Aufl., München: Institut für internationale Architektur-Dokumentation GmbH & Co. KG, 2005.

[81] Inverto, „Marketresearch," inverto and Handelsblatt, Köln, 2019.

[82] WVM; GDB, „Metallstatistik 2018," Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVM) und Gesamtverband der Buntmetallindustrie (GDB), Berlin, 2019.

[83] Umweltbundesamt, „Aluminium," Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau., 2019.

[84] S. e. a. Steger, „Stoffstromorientierte Ermittlung des Beitrags der Sekundärrohstoffwirtschaft zur Schonung von Primärrohstoffen und Steigerung der Ressourcenproduktivität. Text 34," Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2019.

[85] European Aluminium, „European Aluminium Statistics. European Overview – Aluminium Plant Location," Brussels, Belgium., 2019.

[86] ChemSys, „Graphit: Arten, Vorkommen und Herstellung," 2020. [Online]. Available: https://www.chemsys.eu/produkte/recycling.html .

[87] Syrah Resources, „Graphite and its uses - Global Graphite Market," 2016. [Online]. Available: http://www.syrahresources.com.au/ graphite-and-its-uses.

[88] Börsennews, „Lexikon - Länderrisiko: Wozu dient der Business Environment Risk Index?," 2020. [Online]. Available: https://www.boersennews.de/lexikon/begriff/l-nderrisiko/662/.

[89] Wirtschaftslexikon24, „Länderrisiko," 2020. [Online]. Available: http://www.wirtschaftslexikon24.com/d/l%C3%A4nderrisiko/l%C3%A4nderrisiko.htm.

[90] ROSYS, „Graphit / Produktion: Förderung 2016. Rohstoffinformationssystem," 2020. [Online]. Available: https://rosys.dera.bgr.de/.

[91] DERA, „DERA Rohstoffinformation," 2014. [Online]. Available: https://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/.

[92] Europäische Kommission, „Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen über die Liste kritischer Stoffe für die EU 2017," 2017. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2017/DE/COM-2017-490-F1-DE-MAIN-PART-1.PDF.

[93] E. K. „Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen über die Liste kritischer Stoffe für die EU 2017,“ 2017. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2017/DE/COM-2017-490-F1-DE-MAIN-PART-1.PDF.

[94] Statista, „Reserven an Graphit nach den wichtigsten Ländern im Jahr 2019 (Millionen Tonnen),“ 2020. [Online].

[95] M. Kielmas, „What Are the Uses of Graphite?,“ 2020. [Online]. Available: https://sciencing.com/uses-graphite-5670130.html.

[96] Chemie.de, „Graphit - Besondere Eigenschaften,“ 2020. [Online]. Available: https://www.chemie.de/lexikon/Graphit.html.

[97] Klinger-Bartsch, „Graphitringe/ Reingraphitringe - Kohlenstoffqualität in Reinkultur,“ 2020. [Online]. Available: https://www.klinger-bartsch.de/de/dichtungen/produkte/graphitringe.

[98] GisChem, "Graphit," 2020. [Online]. Available: https://ssl.gischem.de/suche/dokument.htm?client_session_Dokument=2870&bx_ix_textblocksuche=12. [Accessed 2020].

[99] BGR, „B1.2 Geologie der mineralischen Rohstoffe - Graphit Rohstoffwirtschaftliche Steckbriefe,“ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2014.

[100] Statista, „Durchschnittspreis ausgewählter mineralischer Rohstoffe in den Jahren 2010 bis 2018,“ 2019. [Online]. Available: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/260427/umfrage/durchschnittspreise-ausgewaehlter-mineralischer-rohstoffe/.

[101] Statista, „Selbstversorgungs- und Importanteil am Bedarf ausgewählter Rohstoffe in Deutschland im Jahr 2012. RA Rohstoffallianz,“ 2018. [Online].

[102] F. I. „Pressemittelung - Graphit 2.0,“ 2018. [Online]. Available: https://www.ict.fraunhofer.de/de/ presse_mediathek/pressemitteilungen/2018/2018-04-12.html.

[103] BMBF, 2015. [Online]. Available: https://www.r4-innovation.de/files/GRAPHIT_2_0.pdf.

[104] G. S. 2020. [Online]. Available: https://www.graphitesales.com/recycling_services.html.

[105] GisChem, „Graphit Datenblatt,“ 2020. [Online]. Available: https://www.gischem.de/download/01_0-007782-42-5-000000_7_1_2615.PDF.

[106] Umweltbundesamt, „Platin und Palladium,“ 2019. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/platin-palladium#hinweise-zum-recycling.

[107] TVB GmbH, „Recyclingboxen zur Entsorgung von Graphit,“ 2020. [Online]. Available: https://www.tvb-gmbh.de/service/ recyclingboxen-graphit-entsorgung.

[108] C. e. a. Hagelüken, Stoffströme der Platingruppenmetalle. Systemanalyse und Maßnahmen für eine nachhaltige Optimierung der Stoffströme der Platingruppenmetalle, Clausthal-Zellerfeld: GDMB Medienverlag, 2005.

[109] DaNa, „Platin Übersicht,“ https://www.nanopartikel.info/nanoinfo/materialien/platin/uebersicht-platin, 2020.

[110] DERA, „Rohstoffwirtschaftlicher Steckbrief für Platin,“ 2016. [Online]. Available: https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Aktuelles/rohstoff_platingruppenmetalle.html.

[111] Chemie.de, „Lexikon – Palladium,“ 2020. [Online]. Available: https://www.chemie.de/lexikon/Palladium.html.

[112] DERA, „Rohstoffwirtschaftlicher Steckbrief für Palladium,“ 2016. [Online]. Available: https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Aktuelles/rohstoff_platingruppenmetalle.html.

[113] World Bank, „Durchschnittlicher Preis für Platin weltweit in den Jahren 1960 bis 2019 (US-Dollar je Feinunze),“ 2020. [Online].

[114] European Commission, „COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2023/866 of 24 February 2023,“ 28 04 2023. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/ legal-content/EN/.

[115] Pro-K, „Technisches Merkblatt 10 - Recycling von Fluorpolymeren,“ 2017. [Online].

[116] Kunststoffe, „Polytetrafluorethylen,“ 2020. [Online]. Available: https://www.kunststoffe.de/a/article/article-285527.

[117] Statista, „Production of polytetrafluorethylene worldwide and in Europe as of 2013,“ 2013. [Online].

[118] Fluorotec, „The properties and advantages of PTFE,“ 2016. [Online]. Available: https://www.fluorotec.com/news/blog/the-properties-and-advantages-of-polytetrafluoroethylene-ptfe/.

[119] Kunststoffe.de, „Preisanstieg bei PTFE setzt sich weiter fort,“ 2018. [Online]. Available: https://www.kunststoffe.de/news/ markt-und-wirtschaft/artikel/ preisanstieg-bei-ptfe-setzt-sich-weiter-fort-5846039.html.

[120] Kunststoffxtra, „Pro-K: Rohstoffpreisantieg von PTFE setzt sich fort,“ 2018. [Online]. Available: https://kunststoffxtra.com/-1/de/news/pro-k-rohstoffpreisanstieg-von-ptfe-setzt-sich-fort/5939/.

[121] Silicones Europe, „Industry Update,“ 2019. [Online]. Available: https://www.silicones.eu/industry-update/statement-the-addition-of-d4-d5-and-d6-to-the-candidate-list-under-reach-is-disproportionate-and-endangers-critical-beneficial-uses/. [Zugriff am 2019].

[122] European Commission, „COMMISSION REGULATION (EU) 2018/35,“ 2018. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN.

[123] Silicones Europe, 2019. [Online]. Available: https://www.silicones.eu/regulatory/.

[124] European Commission, „COMMISSION REGULATION (EU) No 10/2011 of 14 January 2011 on plastic materials and articles intended to come into contact with food," 2011. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/.

[125] Silicones Europe, „Guidelines on Compliance Testing for Silicone Elastomers," 2011. [Online]. Available: COMMISSION REGULATION (EU) No 10/2011.

[126] Silicones Europe, „New Analytical Methods Quantify Siloxanes In Silicone Products," 2019. [Online]. Available: https://www.silicones.eu/ new-analytical-methods-quantify-siloxanes-in-silicone-products/.

[127] Henniker Plasma, „Plasma Technology - Adhesion and Surface Energy," 2019. [Online]. Available: https://plasmatreatment.co.uk/pt/plasma-technology-overview/ adhesion-and-surface-energy.

[128] Ceresana, „Marktstudie Silikone - Welt (3. Auflage)," 2019.

[129] KEM Konstruktion, „Gegenwärtige Zukunftsmusik," 2005. [Online]. Available: https://kem.industrie.de/maschinenelemente /gegenwaertige-zukunftsmusik/.

[130] Chemie.de, „Silikone," 2019. [Online]. Available: https://www.chemie.de/lexikon/Silikone.html.

[131] Wacker Silicones, „RTV Siliconkautschuke - Kleben, Abdichten, Vergiessen und Beschichten," 2019. [Online]. Available: https://www.wacker.com/cms/media/publications/downloads/6019_DE_1.pdf.

[132] R. K. K. S. T. Helling, „Migration behaviour of silicone moulds in contact with different foodstuffs," *Food Additives and Contaminants - Part A Chemistry, Analysis, Control, Exposure and Risk Assessment,* pp. 27(3):396-405, October 2009.

[133] BEUC, „Half Baked: EU Food Packaging Laws Need a Rethink to Keep Consumers Safe," Brussels, 2022.

[134] Destatis, „Stahlindustrie in Deutschland. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden," 2019. [Online].

[135] Wirtschaftsvereinigung Stahl, „Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2018," Wirtschaftsvereinigung Stahl, Düsseldorf, 2019.

[136] European Commission, „Report on Critical Raw Materials for the EU," 2014.

[137] H. Sverdrup und K. Ragnarsdóttir, „Natural Resources in a Planetary Perspective," *Geochemical Perspectives 2014,* Bd. 3, Nr. 2, pp. 129-341, 2014.

[138] W. S. „Fakten zur Stahlindustrie 2014," Wirtschaftsvereinigung Stahl, Düsseldorf, 2015.

[139] M. Helmus und A. Randel, „Stahlrecycling im Bauwesen," Bauforumstahl, Belgische Universität Wuppertal, 2014.

[140] Umweltbundesamt, „Eisen und Stahl," 2019. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/.

[141] FEhS, „Verwendung von Hochofenschlacke in Deutschland nach Einsatzgebieten im Jahr 2014," 2016. [Online]. Available: http://de.statista.com/statistik/daten/studie/242117/umfrage/verwendung-vonhochofenschlacke-in-deutschland/.

[142] R. Bialucha, T. Merkel und H. Motz, „Technische und ökologische Rahmenbedingungen bei der Verwendung von Stahlwerkschlacke," in *Schlacken aus der Metallurgie. Rohstoffpotential und Recycling.*, K. J. Thomé-Kozmiensky und A. Versteyl, Hrsg., Neuruppin, 2011, pp. 133-149.

[143] T. Merkel, „Nutzung von Eisenhüttenschlacken," in *Recycling und Rohstoffe*, Bd. 4, K. J. Thomé-Kozmiensky und D. Goldmann, Hrsg., Neuruppin, 2011, pp. 355-368.

[144] S. Steger et al., „Stoffstromorientierte Ermittlung des Beitrags der Sekundärrohstoffwirtschaft zur Schonung von Primärrohstoffen und Steigerung der Ressourcenproduktivität (ReSek)," Text 34/2019 Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2019.

[145] B. Reck und T. Graedel, „Challenges in Metal Recycling," *Science,* Bd. 337, pp. 690-695, 2012.

[146] L. Savov, E. Volkova und D. Janke, „Copper and Tin in Steel Scrap Recycling," *RMZ - Materials and Geoenvironment,* Bd. 50, Nr. 3, pp. 627-640, 2003.

[147] K. Jopp, „Eine unendliche Geschichte," *Kultur & Technik,* pp. 21-23, 3 2015.

[148] M. Heinrich, „Erfassung und Steuerung von Stoffströmen im urbanen Wohnungsbau - Am Beispiel der Wohnungswirtschaft in München-Freiham," Dissertation at Technische Universität München, 2019.

[149] BMWi, „Stahlindustrie," 2016. [Online]. Available: http://www.bmwi.de/DE/Themen/Wirtschaft/branchenfokus,did= 171736.html.

[150] Stahl Zentrum, „Transportstruktur der Stahlindustrie," 2016. [Online]. Available: http://www.stahl-online.de/index.php/themen/wirtschaft/verkehr/.

[151] Statista, „Wichtigste Länder nach Menge des exportierten Stahlschrotts weltweit," 2018. [Online]. Available: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/241066/umfrage/wichtigste-laender-nach-exportierter-stahlschrottmenge/.

[152] BDSV, „Zukunft Stahlschrott. Ergebnisse der Fraunhofer Umsicht-Studie zur Zukunft des Stahlschrotts.," Bundesvereinigung Deutscher Stahlrecycling- und Entsorgungsunternehmen e.V. , Düsseldorf, 2018.