



Quelle: HHLA.



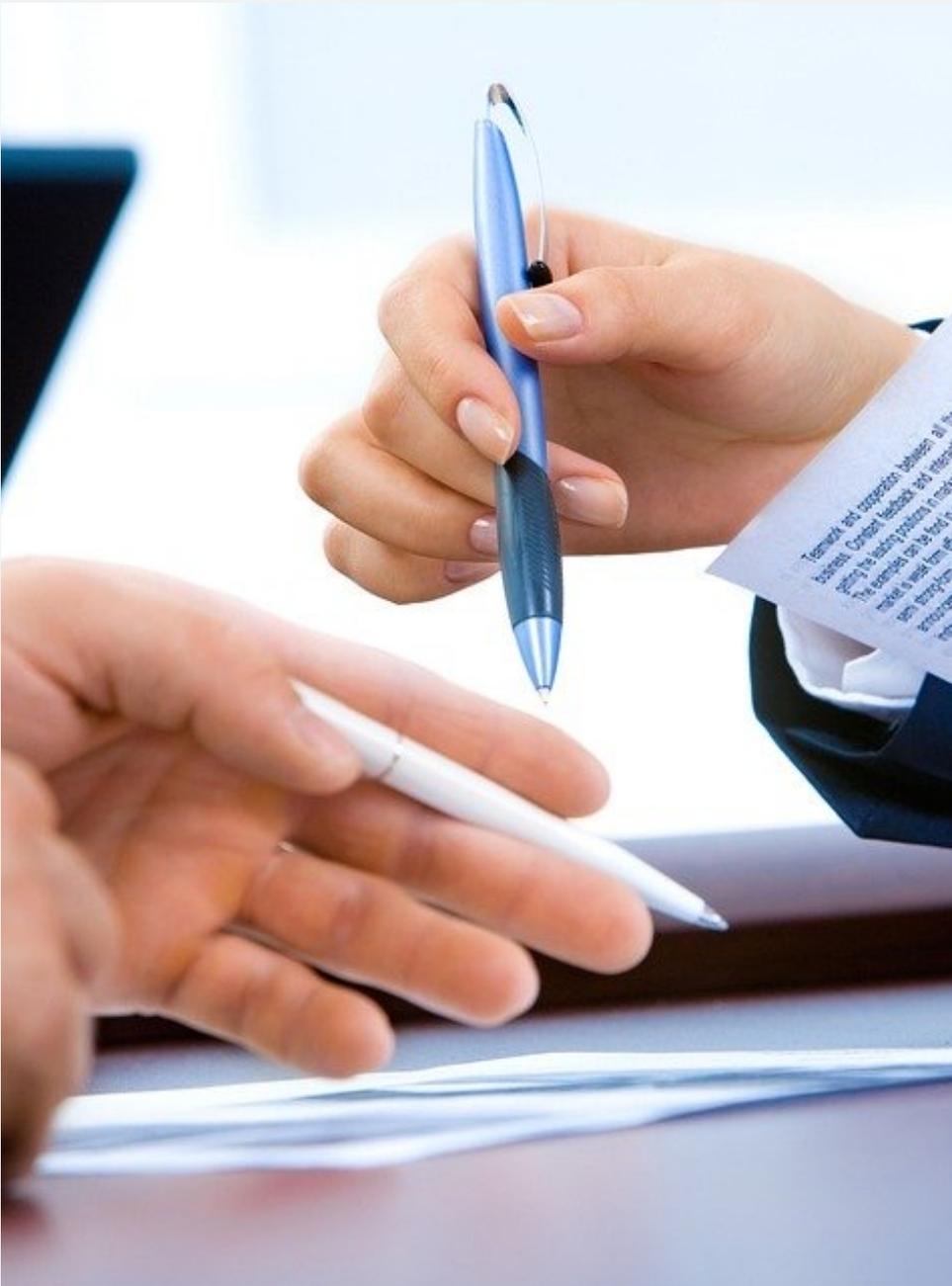
# MOBILE LANDSTROMVERSORGUNG

Technologische Möglichkeiten und Voraussetzungen



Bundesministerium  
für Digitales  
und Verkehr

**NOW**  
NOW-GMBH.DE



## NOW-Studie Technologische Möglichkeiten und Voraussetzungen mobiler Landstromversorgung

Studienautoren: Prof. Jan Ninnemann; Torsten Tesch (HTC)  
Max Kommorowski (MKO)

Gefördert durch: Bundesministerium für Digitales und Verkehr

Herausgeber und Auftraggeber: NOW GmbH

Koordiniert durch: Dr. Christopher Stanik; Benjamin Sánchez Alfonso (NOW GmbH)

Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Datum des Studienabschlusses: 26. September 2022



## VORBEMERKUNG

Um den wachsenden Anforderungen an eine klimafreundliche Schifffahrt Rechnung zu tragen und die Bevölkerung im Umfeld von Hafengebieten vor Schiffsemissionen zu schützen, gewinnt die externe Stromversorgung von See- und Binnenschiffen zunehmend an Bedeutung. Durch eine Versorgung mit Landstrom können Hilfsdieselmotoren, die üblicherweise zur Stromversorgung der Schiffe im Hafen benötigt werden, während der Hafenliegezeiten komplett abgeschaltet werden.

Aktuell bestehen in fast allen deutschen Seehäfen Bestrebungen, entsprechende Landstromlösungen zu implementieren, häufig handelt es sich dabei um stationäre Anlagen. Aufgrund ihrer höheren Flexibilität gewinnen aber auch mobile Landstromlösungen an Bedeutung. Weitreichende Erfahrungen mit letzteren bestehen bislang allerdings nicht. Viele mobile Lösungen befinden sich technologisch noch in der Entwicklung oder Erprobung. Testweise Einsätze haben verschiedene Herausforderungen aufgezeigt, darunter z. B. Genehmigungsfragen oder Akzeptanzprobleme. Ziel der vorliegenden Studie ist es daher technologischen Möglichkeiten sowie Voraussetzungen für den Einsatz mobiler Landstromlösungen zu evaluieren und aufzuzeigen. Die Ergebnisse sollen Hafenbetreiber und -managementgesellschaften befähigen Landstromlösungen in Sachen Passfähigkeit für ihren Standort zu bewerten.

### **PROF. DR. JAN NINNEMANN**

CEO, Hanseatic Transport Consultancy

#HTCinnovation #HTCdigital #TeamHTC #WeQ-Lab





Quelle: Port of Kiel.

## INHALT

### FACTSHEETS

Kurzfassung der wichtigsten Erkenntnisse S. 05

### ANALYSE

Technologische Möglichkeiten und Voraussetzungen mobiler Landstromlösungen S. 09

### PRÄSENTATION

Ausgewählte Inhalte im Schnellüberblick S. 68

### ABSTRACT

Summary of Key Findings S. 87



Quelle: eCap Marine.



## FACTSHEETS

Kurzfassung der wichtigsten Erkenntnisse



## WARUM MOBILE LANDSTROMLÖSUNGEN?

Landstrom gilt als wichtiger Baustein auf dem Weg zur **Klimaneutralität** in der Schifffahrt. Aktuell werden hierfür verstärkt Investitionen in Häfen bzw. an Terminalanlagen getätigt, die regelmäßig speziell von ähnlichen, tendenziell größeren Schiffstypen angelaufen werden. Hier sind i. d. R. **stationäre Landstromlösungen** von Vorteil. Demgegenüber finden sich Anwendungsfälle für **mobile Lösungen** entweder in kleineren Häfen oder in Hafenteilen, die aufgrund ihrer Belegung keine Investitionen in stationäre Anwendungen erlauben. Auch **kleinere Schiffseinheiten** geraten zunehmend in den Mittelpunkt der Betrachtung. Vor diesem Hintergrund besteht generell ein wachsender Bedarf an mobilen Landstromlösungen.



Quelle: Wikipedia.



## WELCHE TECHNOLOGIE-OPTIONEN GIBT ES?

- Mobile Landstromlösungen ohne eigene Energieerzeugung:  
Energie wird über stationäre Landstrom- bzw. Trafoanlage bereit gestellt (Direktstrom oder Batterie)
- Mobile Landstromlösungen mit eigener Energieerzeugung  
Energie wird z. B. mittels Wasserstoff (H<sub>2</sub>) oder klimaneutralem Kraftstoffe vor Ort generiert



Direktstrom



Batterie



Wasserstoff



Alt. Kraftstoffe

Bislang bestehen nur wenige praxiserbewährte Anwendungsbeispiele für mobile Landstromlösungen. Viele Lösungsansätze befinden sich aktuell noch in Entwicklungs- oder Pilotphasen oder sind erst seit kurzem in Betrieb, speziell bei Lösungen mit eigener Energieerzeugung vor Ort.



Powercon –  
Landstromcontainer



Stemmann –  
ShoreConnect



eCap Marine –  
Battery PowerPac



eCap Marine –  
H2PowerPac



eCap Marine –  
LNG PowerPac



## WELCHE KONKRETE LÖSUNGEN BIETET DER MARKT?

	Direktstrom	Batterie	Wasserstoff	Alternative Kraftstoffe
Technologische Reife (max. 9)	7-8, erste Anwendungen im Kreuzfahrtbereich	7-8 Batterietechn. grdsl. marktreif, bisl. keine Hafenwendung	4-5, bisher nur System-Modelle, Prototypen	7-8, erprobte Lösung aber kein Regelbetrieb
Abmessungen	Fahrzeuflösungen mit eigenen Maßen oder ISO-Container	Typischerweise Containerlösungen nach ISO-Standard	ISO-Container, Trailer, zus. Container für Batterie etc.	Containerlösungen nach ISO-Standard, 40' HC, Barges
Operativer Betrieb / Handling	Überbrückung von 30-35 m Anschlusspunkt → Schiff	Nutzung von klassischem Umschlagequipment	Verbringung mit Standardequipment, Sicherheit (!)	Verbringung mit Standardequipment, Sicherheit (!)
Kosten (CAPEX, OPEX)	CAPEX: 0,7 – 1,5 Mio. € OPEX: kl. einst. % der CAPEX	CAPEX: 1,5 Mio. €. + Supply, hohe Personalkosten	CAPEX: > 2,0 Mio. € zzgl. Tanks, hohe OPEX	CAPEX: 1,2 – 1,5 Mio. € zzgl. Tanks, hohe OPEX
Stromlieferung	Bis 16,5 MVA	Max. 1,7 MWh/Einheit, Erhöhung durch Kopplung	Max. 500 KW/Einheit, Erhöhung durch Kopplung	Max. 1,5 MW/Einheit, Erhöhung durch Kopplung
Energieeffizienz	Wirkungsgrad von 90 – 95 %	Wirkungsgrad von fast 100 %, mögliche Leitungsverluste	Abhängig von eingesetzter Brennstoffzelle, ca. 50-60 %	Ca. 40 % bei LNG
Nachhaltigkeit	Sehr hoch, bei Einsatz von grünem Strom aus reg. Energien	Hoch, bei Einsatz von grünem Strom aus reg. Energien	Hoch, bei Einsatz von grünem Wasserstoff	Hoch, bei Einsatz von grünem LNG
Kraftstoffverfügbarkeit	Keine grdsl. Einschränkungen	Keine grdsl. Einschränkungen	Noch eingeschränkt aufgrund knapper Produktionskapazität	Eingeschränkt aufgrund schwieriger Wirtschaftlichkeit
Zulassung / Genehmigung	Errichtung nach IEC 80005-1, BImSchG grdsl. unkritisch	Normen für Batteriespeichersysteme, Schiffsanschluss gem. IEC 80005-1	Regulat. Neuland, BImSchG & weitere, Schiffsanschluss gem. IEC 80005-1	BImSchG und weitere, hohe Anforderungen
Sicherheit	Regelungen zum Arbeitsschutz, Gefährdungsbeurteilungen	Notwendige Vermeidung von Beschädigung, Überhitzung	Umwelt-/Arbeitsschutz, Störfallverordnung, weitere	Umwelt-/Arbeitsschutz, Störfallverordnung, weitere
Netzstabilisierender Effekt	Keiner	Hoch, aufgrund temporärer Speicherfunktion	Hoch, wenn Teil eines integrierten Energiemanagements	Gegeben wenn Teil eines integrierten Energiemanagements

	Pro	Contra
Direktstrom	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe Leistungsfähigkeit</li> <li>Einfaches Handling, vergleichsweise geringes Invest</li> <li>Bestehende Anwendungsfälle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Eingeschränkte Reichweiten, geringere Flexibilität</li> <li>Abhängigkeit von bestehender (Land-) Strominfrastruktur</li> </ul>
Batterie	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erprobte Technologie in anderen Anwendungsfeldern</li> <li>Vergleichsweise einfaches Handling</li> <li>Möglicher Rückgriff auf bestehende Ladeinfrastruktur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe Investitionskosten, Auslastungsrisiko</li> <li>Gefahr von Brand/Explosion im Havariefall d. Batterie</li> <li>Kurze Batterielaufzeiten erfordern häufige Wechsel</li> <li>Hohe Personalintensität</li> </ul>
Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zukunftsfähigkeit aufgrund steigender Bedeutung von Wasserstoff als Energieträger</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe Investitionskosten, Auslastungsrisiko</li> <li>Hohe Kosten für Stromlieferung bei kurzer Laufzeit</li> <li>Herausforderungen bzgl. Sicherheit/Genehmigungen</li> <li>Ggf. kritische Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff</li> <li>Fehlender Nachweis einer Praxis-/Alltagstauglichkeit</li> </ul>
Alternative Kraftstoffe	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vergleichsweise lange Lauf-/Betriebszeiten</li> <li>Erfolgreiche erste Praxistests</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe Investitionskosten, Auslastungsrisiko</li> <li>Hohe Kosten für Stromlieferung</li> <li>Herausforderungen bzgl. Sicherheit/Genehmigungen</li> <li>Ggf. kritische Verfügbarkeit von grünem LNG</li> </ul>



## WOFÜR SIND MOBILE LÖSUNGEN GEEIGNET?

Mobile Landstromlösungen verfügen (aktuell) nur über eine eingeschränkte Leistungsfähigkeit und sind daher für Schiffe mit Energiebedarfen von > 1,5 MW nicht oder nur bedingt geeignet. Eine Fokussierung der Anwendung auf kleinere Schiffseinheiten erscheint daher zielführend. Somit ergeben sich potenzielle Anwendungsfälle insbesondere in der Küstenschifffahrt, im Container-Feederverkehr sowie bei kleineren Bulkern und Stückgutfrachtern.

Vor allem für kleinere Häfen oder Hafenteile die regelmäßig von kleineren Schiffseinheiten angelaufen werden, bieten mobile Lösungen eine nachhaltige Alternative zum Bordstrom. Eine hohe Auslastung ist dabei essentiell, um konkurrenzfähige (Land-) Strompreise anbieten zu können. Eine wichtige Rolle spielt in diesem Kontext die Integration in die Hafen- bzw. Terminalabläufe. Dabei sind Transport- und Energiebereitstellungsprozesse so auszugestalten, dass sie den Hafenbetrieb (Umschlag, Verkehr etc.) nicht beeinträchtigen.



Quelle: PowerCon.



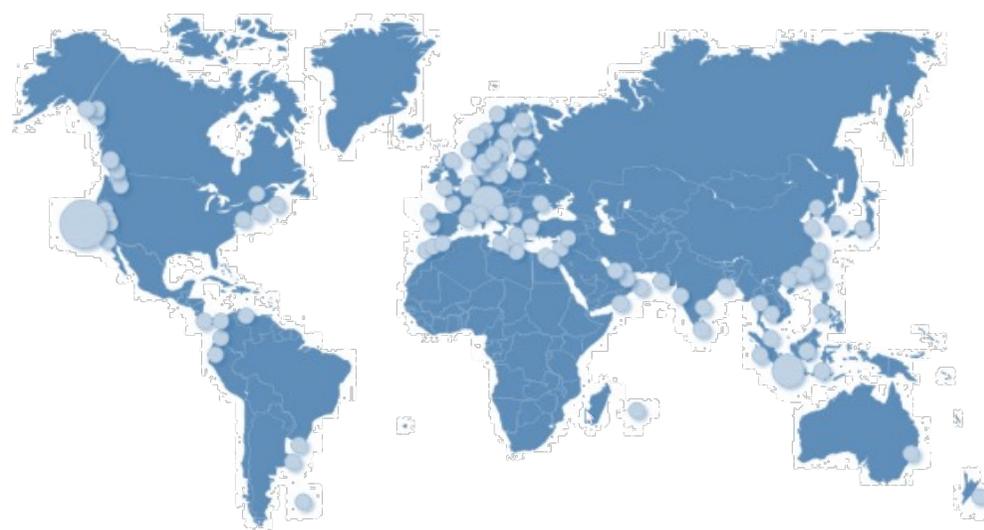
## ANALYSE

Technologische Möglichkeiten und Voraussetzungen mobiler Landstromlösungen

## AUSGANGSSITUATION

Die Bereitstellung von Landstromlösungen in Häfen gewinnt im Kontext der aktuellen Klimadiskussion weiter an Bedeutung. Auch wenn keine eindeutigen Zahlen über die heutige Verbreitung von Landstrom verfügbar sind, weil diese kaum systematisch erfasst werden, schätzen einige Quellen, dass weltweit etwa 150 landstromfähige Liegeplätze zur Verfügung stehen (BPA, 2020), während andere von insgesamt knapp über 100 sprechen (Bullock, 2020). Dabei ist davon auszugehen, dass die meisten dieser in Europa beheimatet sind. So boten beispielsweise 56 von 97 Häfen der European Sea Ports Organisation (ESPO) im Jahr 2020 Landstromversorgung an (ESPO, 2020). Insgesamt lässt sich jedoch auch innerhalb Europas nicht von einem flächendeckenden Angebot sprechen, wie in der Abbildung rechts von weltweiten Häfen und Liegeplätzen mit Landstromversorgung dargestellt.

Infolge von IMO-Vorschriften und entsprechender EU-weiter Gesetzgebung zur Bereitstellung von Landstrom, gibt es jedoch Grund zu der Annahme, dass der Trend zu einer verstärkten Installation von Landstromanlagen weiter an Dynamik gewinnen wird (Bullock, 2020; The Maritime Executive, 2020). Eine zunehmende öffentliche Finanzierung unterstützt diesen Trend. Mehrere Länder wie Norwegen, Deutschland oder Frankreich haben nationale oder regionale Finanzierungsprogramme initiiert, die speziell der Unterstützung von Landstromprojekten dienen. Seit 2020 fördert das BMVI (heute BMDV) sowohl umweltfreundliche Bordstromsysteme von See- und Binnenschiffen als auch mobile Landstromsysteme (containerisierte, rollende oder schwimmende) in See- und Binnenhäfen mit Investitionszuschüssen. Das Förderprogramm „BordstromTech“ soll Investitionen in alternative Technologien zur umweltfreundlichen Bordstrom- und mobilen Landstromversorgung incentivieren und somit Belastungen durch Schiffsemissionen reduzieren.



Quelle: BPA, 2020.

Darüber hinaus hat die EU-KOM im Jahr 2021 im Rahmen des „Fit for 55“ Pakets verbindliche Reduktionsziele für die Treibhausgasemissionen von Seeschiffen bzw. deren Energieverbrauch gegenüber 2020 vorgeschlagen. Das Thema Landstrom bildet auch hierbei einen wichtigen Baustein. Container- und Fahrgastschiffe, die keine emissionsfreie Technologie nutzen und sich länger als zwei Stunden im Hafen aufhalten, müssen ab 2030 verpflichtend Landstrom nutzen und den gesamten Energiebedarf am Liegeplatz damit decken. Ausnahmen gelten nur dann, wenn aufgrund fehlender Anschlusspunkte im Hafen oder einer Inkompatibilität von land- und schiffsseitiger Ausrüstung eine Landstromnutzung unmöglich ist. Ab 2035 werden diese Ausnahmen jedoch weiter eingeschränkt und eine Nichtnutzung zudem mit Sanktionen belegt. Zur zukünftigen Lösung kommen mobile und stationäre Lösungen in Frage wobei sich der Fokus nachfolgend auf mobile Lösungen richtet.

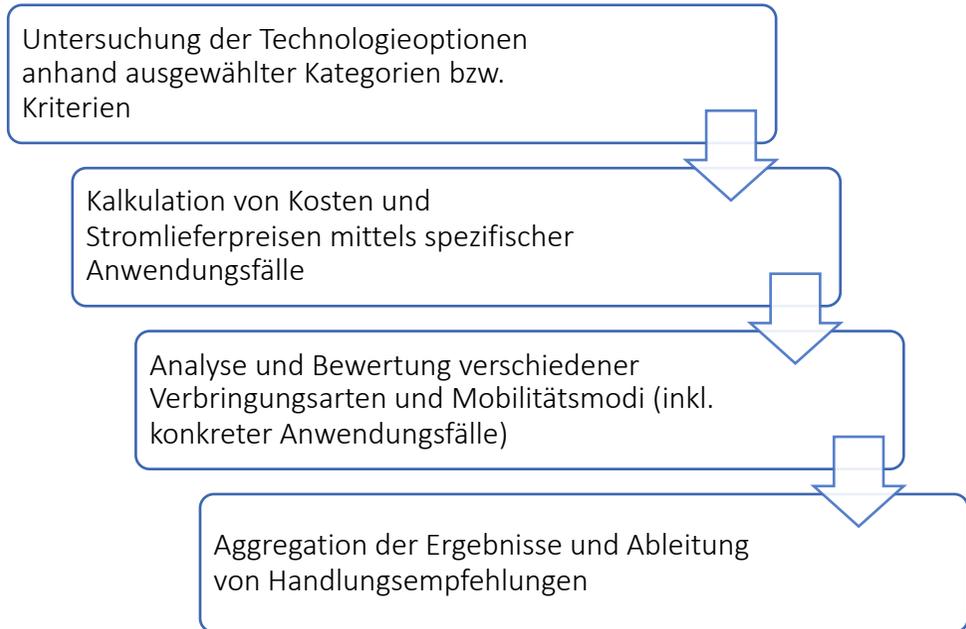
## AUSGANGSSITUATION

Die folgende Grundlagenbetrachtung bildet den Einstieg in die Untersuchung der technologischen Möglichkeiten und Voraussetzungen mobiler Landstromlösungen. Derzeitig stehen vor allem Terminals bzw. Hafenanlagen im Fokus, die regelmäßig von ähnlichen und großen Schiffstypen angelaufen werden (z. B. RoRo-, Container-, Kreuzschiffahrt). Hier sind i. d. R. stationäre Landstromlösungen von Vorteil. Demgegenüber finden sich Anwendungsfälle für mobile Lösungen entweder in kleineren Häfen oder in Hafenteilen, die aufgrund ihrer Belegung keine Investitionen in stationäre Anwendungen erlauben. Auch kleinere Schiffseinheiten geraten hier zunehmend in den Mittelpunkt der Betrachtung. Auch vor diesem Hintergrund besteht ein wachsender Bedarf an mobilen Landstromlösungen. Bislang finden sich allerdings national wie international in nur wenige Anwendungsbeispiele hierfür. Eine Ausnahme bildet der Standort Rotterdam. Hier haben im Jahr 2019 fünf Marktpartner an einem Test für eine mobile Landstromversorgung an der Parkade im Zentrum von Rotterdam teilgenommen. Dabei wurde unterschiedliche Konzepte hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit, ihrer Nutzerfreundlichkeit sowie ihrer Auswirkungen auf die Umwelt beurteilt. Getestet wurden u. a. Lösungen mit einer mit Bio-LNG-betriebenen Turbine, einem mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellenaggregat so-wie einer Batterie in Kombination mit einem mit blauem Diesel (HVO) betriebenen Generator.

Allerdings zeigen auch die Erfahrungen aus Rotterdam, dass sich mobile Landstromlösungen i. d. R. noch in Entwicklungs- oder Pilotierungsphasen befinden und es kaum serienreife Lösungen gibt. Darüber hinaus existieren aktuell unterschiedliche Technologieoptionen, die im Hinblick auf einzelne Anwendungsbeispiele spezifischen Vor- und Nachteile mit sich bringen. Grundsätzlich lassen sich mit Blick auf die Technologieoptionen zwei Hauptkategorien definieren.

1. Mobile Landstromlösungen ohne eigene Energieerzeugung: Energie wird über stationäre Landstrom- bzw. Trafoanlage bereit gestellt (Direktstrom oder Batterie)
2. Mobile Landstromlösungen mit eigener Energieerzeugung: Energie wird z. B. mittels H<sub>2</sub> oder klimaneutraler Kraftstoffe vor Ort generiert

Um die beschriebenen Technologieoptionen hinsichtlich ihrer Potenziale und Voraussetzungen zu bewerten wurde folgendes Vorgehensmodell entwickelt.



Die Ergebnisse werden sowohl in Form von übersichtlichen Datenblättern / „Factsheets“ als auch im Detail, als „Deep Dive“, aufbereitet. Im Folgenden findet sich die detaillierte Aufbereitung der Ergebnisse.



Quelle: Gaussin.

## INHALT

### GRUNDLAGEN

Untersuchung der Technologieoptionen  
anhand ausgewählter Kriterien S. 12

### KALKULATION

Kosten und Stromlieferpreise für spezi-  
fische Anwendungsfälle S. 46

### ANALYSE UND BEWERTUNG

Verbringungsarten bzw. Mobilitätsmodi  
inkl. konkreter Anwendungsfälle S. 59

### ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT

Aggregation der Ergebnisse und Ableitung  
von Handlungsempfehlungen S. 65

## KRITERIEN ZUR BEWERTUNG DER TECHNOLOGIEOPTIONEN

Wie beschrieben lassen sich die Technologieoptionen für mobile Landstromlösungen danach kategorisieren ob die Energieerzeugung eigenständig erfolgt oder nicht. Insgesamt werden im Zuge dieser Betrachtung vier Technologielösungen bewertet:



Direktstrom



Batterie



Wasserstoff



Alt. Kraftstoffe

Die Analyse und Bewertung der einzelnen Technologieoptionen erfolgt auf Basis eines Kriterienkatalog der zu Projektbeginn mit der NOW GmbH als Auftraggeberin bzw. mit der Arbeitsgruppe Mobile Landstromlösungen (MoLa AG) abgestimmt wurde. Folgende Kriterien werden berücksichtigt:

- **Technologische Reife:** Bewertung auf Basis des Technology Readiness Level (TRL) auf einer Skala von 1 bis 9
- **Abmessungen:** Darstellung der Abmessungen beispielhafter Lösungen u. a. als Grundlage für die Bewertung des Platzbedarfs sowie für die Diskussion betrieblicher Fragestellungen
- **Operativer Betrieb / Handling:** Betrachtung der für den operativen Betrieb relevanten Teilaspekte z. B. Anschluss, Verbringung, Prozesse
- **Kosten (CAPEX, OPEX):** Betrachtung der Kosten für Anschaffung und Betrieb. Da sich die meisten Lösungen aktuell nicht im Regelbetrieb befinden, sind Kostenbetrachtungen mit einigen Unsicherheiten behaftet
- **Stromlieferung:** Darstellung der Leistungsfähigkeit, erste Überlegungen zu Kosten für die Stromerzeugung auf Basis von Technologie, Ressourceneinsatz und Wirkungsgrad für folgende Berechnungen von Strompreisen
- **Energieeffizienz:** Analyse des Input-Output-Verhältnisses bzw. Bewertung der Energieerzeugung im Kontext des Ressourceneinsatzes
- **Nachhaltigkeit:** Vergleich der Umwelteffekte/Emissionswirkungen z. B. die Ermittlung der (CO<sub>2</sub>-) Emissionen je erzeugter Kilowattstunde

- **Kraftstoffverfügbarkeit:** Evaluation der einzelnen Kraftstoffarten hinsichtlich ihrer heutigen und zukünftigen Verfügbarkeit
- **Zulassung / Genehmigung:** Überprüfung zulassungs- bzw. genehmigungsrechtlicher Aspekte und ihrer Rückwirkungen auf den Betrieb
- **Sicherheit, Arbeitsschutz:** Überprüfung von Anforderungen an das Handling z. B. auf Basis von Regelungen und Gefährdungsbeurteilungen gem. Arbeitsschutzgesetz, Betriebssicherheitsverordnung etc.
- **Netzstabilisierender Effekt:** Analyse des Beitrags der Technologieoptionen zur Stromsystemstabilität in Anbetracht schwankender Mengen an insgesamt bereitgestellter Energie durch den Einsatz erneuerbarer Ressourcen

Die nachfolgende Matrix zeigt die Bewertungskriterien zur Einordnung der Technologieoptionen. Methodisch wurden neben einer umfassenden Sekundärforschung auch Experteninterviews mit Vertreter:innen von ausgewählten Herstellern bzw. Technologieanbietern geführt.

	Direktstrom (z.B. containerisierte Frequenzrichter)	Batterie	Einheiten zur Energiewandlung mit H2 (BZ bzw. ICE)	Einheiten zur Energiewandlung mit klimaneutralen Kraftstoffen (BZ bzw. ICE)
Technologische Reife (inkl. TRL)				
Abmessungen				
Operativer Betrieb / Handling (z.B. Verbringen, Anschließen, Lagerung)				
Kosten (CAPEX, OPEX)				
Angebotspreis Stromlieferung				
Energieeffizienz				
Nachhaltigkeit, insb. Emissionen				
Kraftstoffverfügbarkeit				
Zulassung/Genehmigung				
Sicherheit, Arbeitsschutz				
Netzstabilisierender Effekt				



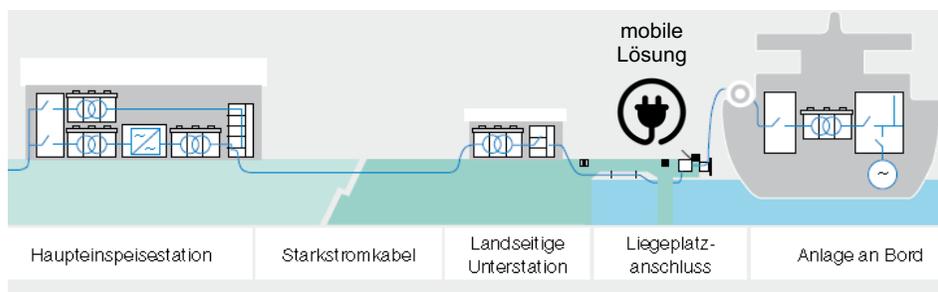
## TECHNOLOGIEOPTION DIREKTSTROM

Direktstromlösungen basieren auf dem Grundprinzip einer mobilen Trägerlösung, die Strom mittels Kabel aus einer stationären Landstrom- bzw. Trafostation bereitstellt. Nahezu jede stationäre Landstromanlage verfügt über einen „mobilen“ Übergabepunkt zum Schiff. Es ergibt sich damit ein Abgrenzungsproblem, denn in der Konsequenz wäre demnach jede stationäre Landstromlösung auch als mobile Lösung einzuordnen.

In Abstimmung mit der MoLA AG wurde daher entschieden nur solche Direktstromlösungen als mobil zu betrachten, bei denen feste Energie-Ausspeisepunkte bestehen, die das Überbrücken größerer Entfernungen zum Schiff mittels einer verbringbaren Lösung erforderlich machen. Demnach lassen sich mobile Direktstromlösungen wie folgt definieren:

*„Eine mobile Direktstromlösung ist eine Anlage zur Bordstromkonvertierung und -übergabe, welche flexibel an verschiedene stationäre Netz-Anschlusspunkte angeschlossen werden kann.“*

Somit werden an stationären Landstromanlage fest installierte mobile Verbringer sowie containerisierte Lösungen mit festem Standort ([BEISPIEL ▶](#)) von der weiteren Betrachtung ausgeschlossen. Containerisierte Anlagen zur Stromkonvertierung für geringere Leistungsbereiche, die aufgrund ihrer Abmessungen bzw. Containerstückzahl an andere Netzanschlusspunkte verbracht werden können fallen hingegen unter die Definition von mobilen Direktstromlösungen. Das Grundprinzip einer mobilen Direktstromlösung lässt sich mit Hilfe der folgenden Darstellung verdeutlichen.



Die an der Schnittstelle Schiff-Land im Einsatz befindlichen mobilen Lösungen sind dabei abhängig von Schiffstyp und Standort unterschiedlich ausgestaltet. Im **Kreuzfahrtbereich** kommen derzeit vor allem Lösungen der Anbieter Stemmann (Wabtec), Cavotec, PSW oder ShoreLink zum Einsatz. Die Kreuzfahrtterminals in Kiel, Rostock (Warnemünde) und Hamburg (Altona, Steinwerder) sind alle mit der ShoreConnect Lösung der Firma Stemmann ausgestattet. Allerdings zeigen sich auch hier Unterschiede in der Ausgestaltung. In Kiel und Rostock bestehen fest installierte Energie-Ausspeisepunkte bzw. „Steckdosen“. Von hier aus bewerkstelligen entsprechende Fahrzeuge die Zuführung der massiven Energiekabel und der Steckverbindungen zum Schiff. In Hamburg erfolgt die Stromzuführung über ein ShoreConnect Fahrzeug, das sich entlang eines 300 m langen Unterflurleitungskanals verfahren lässt ([VIDEO ▶](#)). Die nachfolgende Abbildung zeigt die in Kiel im Einsatz befindliche Lösung ohne Kabelkanal.



Die Logistik im Anlegebereich wird während der Verweildauer des Schiffes grds. nicht beeinträchtigt. Die Versorgung mit unterschiedlichen Frequenzen und Spannungen (min. 16 MVA bei 11 kV o. 6,6 kV, 50/60 Hz) sowie ein Tidenhubausgleich von bis zu 9 Metern ist möglich.



Im **Containerbereich** finden sich unterschiedliche Lösungen von Anbietern wie igus, Stemmann (Wabtech) und Cavotec. Ein Differenzierungsmerkmal zum Kreuzfahrtbereich bildet dabei die Kabelverbindung. Diese erfolgt im Containerbereich gemäß der ISO 80005-1 mit schiffseigenen Kabeln, die an der Schnittstelle zum Land übergeben werden. Ähnlich zur ShoreConnect Lösung kommen auch im Containerbereich mobile Kabelhandlungssysteme zum Einsatz. Beispielhaft sei hier auf das "e-chain reel System" des Anbieters igus verwiesen ([VIDEO ▶](#)). Alternativ kann die Zuführung der Landstromversorgung durch die Montage eines 40ft HC-Containers in der untersten Ladereihe realisiert werden. Dessen Aufstellhöhe kann bis zu ca. 25 m oberhalb der Kaimauer liegen. Das u. a. von Stemmann angebotene System besteht dabei aus einer spiralförmigen Leitungstrommel mit Schleifringüberträger und LWL-Drehüberträger inklusive der Antriebe für die Trommel und das Ausfahrssystem der Rollenbahn. Die Bedienung erfolgt über eine Funkfernsteuerung. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine „Shore-Connect“ Lösung von Stemmann für Containerschiffe.



Quelle: Stemmann.

Derartige Containerlösungen sind in deutschen Seehäfen derzeit nicht anzutreffen. In den USA finden sich entsprechende Anwendungsfälle, allerdings vorwiegend bei älteren, nur bedingt landstromfähigen Schiffen. Bei neueren Schiffseinheiten sind derartige Containerlösungen i. d. R. nicht mehr erforderlich, da feste Kabelmanagementsysteme installiert sind. Während in den USA aufgrund fester Schiffspositionen an den jeweiligen Liegeplätzen mobile Lösungen nicht benötigt werden, berücksichtigen die Planungen für stationäre Landstromlösungen im Hamburger Hafen den Einsatz fest installierter mobiler Verbringer, um die Flexibilität bei der Liegeplatzbelegung zu erhöhen. Beispielhaft sei hier auf das fest installierte, mobile, Verbringer- und Energieführungssystem igus Mobile Shore Power Outlet (iMSPO) verwiesen ([VIDEO ▶](#)). Dieses wird jedoch explizit nicht als mobile Landstromlösung betrachtet. Mobile Direktstromlösungen für andere Schiffstypen (z. B. Bulker, Car Carrier, RoRo) sind in deutschen Seehäfen noch ohne Relevanz. Für Bulker bestehen derzeit keine Landstromangebote und IEC 80005-1 Richtlinien, für Car Carrier und RoRo-Schiffe befinden sich diese in der Entwicklung bzw. sind in Kraft. Im RoPax-Fährbereich sind z. T. schon Lösungen anzutreffen. Für diese und RoRo-Cargo Schiffe existieren Vorschriften gemäß IEC 80005-1. Aufgrund fester Liegeplätze und hoher Anlauffrequenzen sind mobile Lösungen hier jedoch ohne größere Bedeutung. Weitere Use-Cases finden sich im Bereich Offshore (Bohrplattformen ([Link ▶](#))) in Skandinavien sowie Schiffsneubau ([Link ▶](#)). Hier liegen Schiffsneubauten bei der Ausrüstung und Inbetriebnahme oft monteläng an der Pier. Vor allem, während der Inbetriebnahmephase von leistungsintensiven Anlagen, wird Strom benötigt, der vor allem mit den starken, bordeigenen Dieselaggregaten generiert wird. Stahlbau Nord in Bremerhaven stellt den an der Labradorpier im Bremerhavener Fischereihafen liegenden Schiffen eine mobile, containerisierte Landstromversorgung zur Verfügung, die den Einsatz von Dieselaggregate im Schiffs Liegebetrieb nahezu überflüssig macht.



## TECHNOLOGIEOPTION DIREKTSTROM

Das Landstromversorgungssystem ist in zwei identisch aufgebauten, leistungsfähigen, mobilen Containern untergebracht. Der Strom wird durch einen Netzanschluss aus dem städtischen Stromnetz gespeist. Dazu sind zwei Anschlusspunkte der Mittelspannungsanlage installiert worden. Die Container sind durch eine variabel zuschaltbare elektrische Verbindung miteinander verbunden und so auf unterschiedlichste Art für diverse Einsatzmöglichkeiten kombinierbar. So kann bei geringer Lastabnahme ein Container entweder zwei Schiffe gleichzeitig versorgen, oder, bei sehr hoher Lastabnahme, versorgen zwei Container gemeinsam nur ein Schiff. Durch den Einsatz von mechanisch rotierenden Frequenzumformern (MRFU) in den Containern können Schiffe nicht nur mit 50 Hz, sondern auch mit (den weltweit auf Schiffen gebräuchlicheren) 60 Hz versorgt werden.

Sollte die mobile Landstromversorgungsanlage an der Labradorpier im Bremerhavener Fischereihafen zeitweise nicht benötigt werden, kann sie von anderen im Hafen liegenden Schiffen genutzt werden oder durch ihre containerisierte Bauweise schnell über den Wasserweg an andere Standorte verbracht werden und auch dort Schiffe emissionsfrei mit Landstrom beliefern. Da die mobile Landstromversorgungsanlage den Einsatz von Dieselaggregaten im Schiffs Liegebetrieb nahezu überflüssig macht, wird sie maßgeblich zur Senkung von Luftschadstoffemissionen beitragen. Das betrifft sowohl die Treibhausgasemissionen als auch den Ausstoß von Stickoxid, Schwefeloxid und Rußpartikel.

Diese Anlage ist für Stromspannungen 400V /440 V und einer Stromübergabe von ca. 800 MVA (ca.1,5 MVA im Betrieb mit 2 Containern) ausgelegt und somit auch in kleineren Häfen zur Stromversorgung von kleineren Schiffen einsetzbar. Zur Nutzung ist ein Stromanschluss zur Einspeisung aus dem Netz notwendig. Der Vorteil bei diesem System liegt in der sofortigen Verfügbarkeit, Transportfähigkeit und Flexibilität.



Quelle: Stahlbau Nord / NOW.

Die bisherigen Ausführungen verdeutlichen, dass z. T. sehr unterschiedliche Lösungen zur Überbrückung der Schnittstelle zwischen (stationärer) Landstrom-/Trafoanlage und Schiff bestehen. Eine einheitliche Bewertung ist daher nur eingeschränkt möglich. Somit orientieren sich die folgenden Ausführungen v. a. an der in Deutschland primär eingesetzten Lösung „ShoreConnect“. Die Ausführungen zu den einzelnen Kriterien werden, sofern möglich, ergänzt um Angaben zu anderen Lösungen (z. B. aus dem Containerbereich), so dass sich bzgl. einzelner Kriterien entsprechende Bandbreiten in der Bewertung ergeben.



## TECHNOLOGIEOPTION DIREKTSTROM

Technologische Reife	Reifegrad auf Basis des Technology Readiness Level (TRL): 7-8 (auf einer Skala von 1 bis 9). Implementierungen in deutschen Seehäfen betreffen bislang ausschließlich den Kreuzfahrtbereich. Dabei finden sich unterschiedliche technologische Umsetzungen und Automatisierungsgrade.
Abmessungen	Fahrzeuflösungen im Kreuzfahrtbereich weisen i. d. R. folgende Abmessungen (L x B x H) auf: ca. 5,5-10,0 x 2,5-3,0 m x 4-5 m, andere portable Kabelhandlingsysteme z. B. für Containerschiffe sind aufgrund größerer Trommeleinheiten z. T. deutlich höher, für Containerlösungen gelten ISO-Standardmaße.
Operativer Betrieb / Handling	Die meisten Lösungen bieten die Möglichkeit Entfernungen von 30-35 m zwischen Anschlusspunkt und Schiff zu überbrücken. Die Führung der Stromzufuhr sollte so erfolgen, dass der Hafenbetrieb nicht beeinträchtigt wird. Gleiches gilt für die Abstellung der mobilen Einheit im Kaibereich. Weitere Aspekte mit operativer Relevanz: Hochwasserschutz, Tidenhub, Automatisierung.
Kosten (CAPEX, OPEX)	CAPEX von 700.000 bis 1.500.000 Euro, ggf. darüber wenn ein Generalunternehmen mit der Realisierung beauftragt wird. OPEX für Handling und Betrieb sowie Wartung, technische Überwachung im einstelligen Prozentbereich der Anschaffungskosten.
Stromlieferung	Kaum Einschränkungen hinsichtlich der maximalen Leistung. Diese wird vorrangig durch die Landstromanlage determiniert, so dass ein Leistungsspektrum bis 16,5 MVA bei 11 kV oder 6,6 kV, 50/60 Hz möglich ist.
Energieeffizienz	Der Wirkungsgrad der Lösungen bewegt sich im Bereich von über 90 %. Angaben einzelner Seehäfen (Rostock, Kiel) lassen einen Wirkungsgrad von 94 % als realistisch erscheinen.
Nachhaltigkeit	Die Nachhaltigkeit (mobiler) Direktstromlösungen wird durch die Energieherkunft bestimmt. Kommt Ökostrom aus regenerativen Energiequellen zum Einsatz ist eine hohe Nachhaltigkeit gegeben.
Kraftstoffverfügbarkeit	Die Verfügbarkeit von Ökostrom gilt als sehr hoch und dürfte sich durch Maßnahmen im Rahmen der Energiewende (z. B. Ausbau der Windenergie und Photovoltaik) perspektivisch weiter verbessern.
Zulassung / Genehmigung	Errichtung der Landstromanlage muss nach IEC 80005-1 erfolgen. Überwachung erfolgt u. a. durch TÜV und Klassifikationsgesellschaften. Mobile Landstromlösungen müssen die für Maschinen geltenden Regelungen und Verordnungen beachten. Eine Genehmigung nach BImSchG erscheint unproblematisch.
Sicherheit	Sicherheit ist durch die Regelwerke IEC8005-1 und gängige VDE Normen gewährleistet. Darüber hinaus kommen Regelungen zum Arbeitsschutz auf Basis von Gefährdungsbeurteilungen zum Tragen. Bzgl. der elektrischen Anlagen sind Schaltberechtigungen für qualifiziertes Personal von Relevanz.
Netzstabilisierender Effekt	Mobile Direktstromlösungen beziehen die Energie unmittelbar aus dem Stromnetz, eine Zwischenspeicherung findet nicht statt. Eine Netzstabilisierung ist durch dieses System somit nicht darstellbar.



### Technologische Reife

Mobile Lösungen für die Kreuzschiffahrt sind bereits an mehreren deutschen Standorten im Einsatz (Kiel, Rostock, Hamburg) und konnten dort ihre Funktionalität unter Beweis stellen. Z. T. berichten die Hafен-/Terminalbetreiber von kleineren technischen Problemen, da immer noch Erfahrungen z. B. bei neuen Schiffstypen gesammelt werden müssen. Wie beschrieben unterscheiden sich die Lösungen an den einzelnen Standorten hinsichtlich ihrer spezifischen Ausgestaltung sowie ihres Automatisierungsgrades. Demgegenüber sind mobile Direktstromlösungen im Containerbereich in deutschen Seehäfen noch ohne Referenz. Insbesondere in den USA (LA/LB) finden sich allerdings entsprechende Anwendungsfälle. Dies liegt im wesentlichen darin begründet, dass sich (stationäre) Landstromlösungen in Deutschland derzeit noch im Aufbau befinden. Allerdings ist absehbar, dass in Hamburg moderne, schlittenartige Lösungen für eine hohe Flexibilität zur Nutzung der Liegeplätze zum Einsatz kommen werden.

### Abmessungen

ShoreConnect Fahrzeuglösungen im Kreuzfahrtbereich weisen i. d. R. folgende Abmessungen (L x B x H) auf: ca. 5,5-10,0 m x 2,5-3,0 m x 4-5 m. Andere portable Kabelhandlungssysteme z. B. für Containerschiffe sind wegen ihrer größeren Trommeleinheiten z. T. deutlich höher. Die beschriebenen Abmessungen beziehen sich ausschließlich auf die mobile Einheit für das Kabelhandling. Abmessungen werden v.a. dadurch bestimmt, ob das Kabel an Bord des Fahrzeugs mitgeführt wird oder eine externe Zuführung erfolgt. Für mobile Containerlösungen gelten die Standardmaße eines 40ft HC-Container (12,2 x 2.4 x 2.9 m). Zusätzlich ist der Platzbedarf für die landseitige Umformstation in Abhängigkeit des Leistungsbedarfes der zu versorgenden Landstromanschlüsse zu berücksichtigen. Für einzelne Module dessen, wie Transformatoren, Schaltanlagen und Frequenzumrichter, ist außerdem ggf. eine räumliche Trennung durch entsprechende Sicherheitsabstände vorzusehen.

### Operativer Betrieb / Handling

Bei der beschriebenen ShoreConnect-Lösung kann die Fahrzeugführung von einer Person bewerkstelligt werden. Die Steuerung erfolgt mittels einer kabelgebundenen Fernbedienung. Bei der in Hamburg umgesetzten Lösung erfolgt die Zuführung des Kabels durch einen Unterflurleitungs-kanal der gewährleistet, dass die Energiekabel nicht beschädigt und der Hafенbetrieb und die Logistik im Anlegebereich während der Verweildauer des Schiffes nicht durch umherliegende Leitungen anderweitig beeinträchtigt wird. An anderen Standorten sind, sofern erforderlich, entsprechende Vorkehrungen zu treffen. Aufgrund der Unterflurleitungsführung ist in Hamburg ein Verfahren entlang der gesamten Kaikante möglich, an Standorten mit festen Anschlusspunkten sind entsprechende Einschränkungen bei der Entfernung möglich. In Kiel und Rostock können 30-35 m zwischen Anschlusspunkt und Schiff überbrückt werden. Andere portable Lösungen erlauben Auszugslängen von 50-60 m. Im laufenden Betrieb ist dabei der Schutz gegen Überflutung zu beachten. In Hamburg sind sowohl das Fahrzeug als auch das Unterflur- und Leitungssystem gegen Wasser bis zu einer Höhe von 1,3 m geschützt. Von operativer Relevanz sind darüber hinaus die Themen Tidenhub und Transportentfernungen. Die ShoreConnect-Lösung am Kreuzfahrtterminal Altona ermöglicht einen Tidenhubausgleich von bis zu 9 m. Das Nachführen der Kabel muss hier manuell erfolgen, eine Automatisierung ist möglich. Hierbei ist zu beachten, dass das Schiff im Notfall ohne Vorwarnung und externe Hilfe ablegen können muss. Für die Abstellung der Fahrzeuglösung wird in Hamburg eine kleine Garage an der Kaikante vorgehalten. Ein Verfahren an andere Abstellplätze ist grds. möglich. Der batterieelektrische Antrieb der ShoreConnect-Lösung erlaubt eine Entfernung von bis zu 1 Kilometer. Weitere Distanzen können mittels ext. Zugmaschine überbrückt werden. Andere Lösungen wie das igus e-chain reel werden mit kleinerer ferngesteuerter Zugeinheiten bewegt. Größere Lösungen erfordern den Einsatz von Zugmaschinen oder Tugmastern.



### Kosten (CAPEX, OPEX)

Die erforderlichen Investitionsvolumina sind hochgradig von den örtlichen Gegebenheiten, der Anzahl an Schiffsanläufen, den jeweiligen Schiffstypen und -größen sowie dem Energiebedarf abhängig. Der größte Kostenblock bei mobilen Direktstromlösungen entfällt dabei auf den Bau der stationären Landstromanlage. Die mobile Lösung an der Schnittstelle Schiff-Land spielt dabei i. d. R. eine eher untergeordnete Rolle. Eine Vergleichbarkeit mit anderen mobilen Landstromlösungen ist daher in Teilen kritisch.

Für den Bau einer stationären Anlage sind u. a. folgende Kostenbestandteile zu berücksichtigen: Netzanschlusskosten, Kosten für die Landstromversorgungsanlage, Kosten für die Kabelzuführung und Kosten für die Anschlusspunkte am Uferbauwerk. Folgende Investitionsvolumina erscheinen dabei für einzelne Schiffstypen als realistisch: Container 12-14 Mio. Euro, RoRo 5-7 Mio. Euro, Kreuzfahrt 16-18 Mio. Euro. Wird unterstellt, dass in diesen Baukosten sämtliche Kosten z. B. für (Unterflur)Leitungskanäle und Anschlusspunkte enthalten sind, reduzieren sich die CAPEX für eine mobile Direktstromlösung ausschließlich auf die Anschaffungskosten für die mobile (Fahrzeug-) Lösung. Diese hängen u. a. davon ab, ob die Kabelführung extern erfolgt oder eine Kabeltrommel mitgeführt werden muss. Nach Herstellerangaben belaufen sich die Fahrzeugkosten auf 700.000 bis 1,5 Mio. Euro. Eine wichtige Rolle spielt hierbei auch, ob das Fahrzeug direkt vom Hersteller bezogen wird oder die Realisierung des Gesamtvorhabens durch einen Generalunternehmer erfolgt, der entsprechende Zuschläge (bis zu 30 %) auf den Kaufpreis erhebt.

Zu den operativen Kosten mobiler Direktstromlösungen zählen vor allem die Kosten für Handling und Betrieb (Personal, Energie) sowie die Kosten für Wartung und technische Überwachung. Aufgrund der vergleichsweise geringen Nutzungsintensität sind die OPEX überschaubar und bewegen sich im niedrigen einstelligen Prozentbereich der Anschaffungskosten.

### Stromlieferung

Da im Fall einer mobilen Direktstromlösung keine eigene Energieerzeugung stattfindet sondern lediglich Strom einer bestehenden Landstromanlage (mobil) bereit gestellt wird, bestehen nur bedingt Einschränkungen hinsichtlich der maximalen Leistung. Diese wird vorrangig durch die Landstromanlage determiniert. Die meisten (teil-)mobilen Landstromlösungen sind daher in der Lage ein Leistungsspektrum bis **16,5 MVA** bei 11 kV oder 6,6 kV, 50/60 Hz abzubilden.

Die Kosten für die Strombereitstellung einer mobilen Direktstromlösung sind weitgehend analog zu denen einer „klassischen“ stationären Landstromlösung, da durch die mobile Übergabe zusätzliche Kosten nur in vergleichsweise geringem Umfang entstehen. Zu berücksichtigen sind lediglich Kosten für die Anschaffung der mobilen Lösungen sowie Kosten für den Betrieb. Die Wirkungsverluste sind vergleichsweise gering (siehe Ausführungen zu Energieeffizienz). Die Kosten sind dabei primär von den Kosten für den Stromeinkauf abhängig. Darüber hinaus sind Kosten für Investitionen (siehe Ausführungen zu den CAPEX) einzubeziehen. Hinzu kommen weitere Kosten, die tw. pauschal geschätzt werden müssen. Der Stromeinkauf erfolgt gerade bei einer geringeren Anlauffrequenz oder bei Spitzenlasten auf dem Spotmarkt, so dass der Preis von Anlauf zu Anlauf schwanken kann.

Ergänzend sind Steuern und Gebühren zu berücksichtigen, die standortbedingt unterschiedlich ausfallen können. Dies gilt u. a. für die Netzentgelte. Diese werden von den vorgelagerten Netzanbietern festgelegt und variieren zudem jährlich.



### Energieeffizienz

Die Energieeffizienz (bzw. der Wirkungsgrad) ist ein wichtiges Kriterium bei einer vergleichenden Betrachtung verschiedener Systeme. Bei der Ermittlung des Wirkungsgrads sind u. a. Verluste durch Leitungen, Trafos und Umformung zu berücksichtigen. Für den Wirkungsgrad erscheint nach Einschätzung der Gutachter ein Wert von über 90 % als realistisch. Ruland et al. (2011) beziffern die Durchleitungsverluste stationärer Landstromanlagen auf etwa 6 %. Angaben einzelner Seehäfen (Rostock, Kiel) bewegen sich in einem ähnlichen Bereich, so dass ein Wirkungsgrad von etwa 94 % als realistisch anzunehmen ist.

### Nachhaltigkeit

Eine wichtige Rolle im Zuge der Diskussion um die Nachhaltigkeit (mobiler) Direktstromlösungen spielt die Frage der Nutzung erneuerbarer Energien. Der Anteil dieser am Stromverbrauch in Deutschland wächst beständig, von rund 6 % im Jahr 2000 auf rund 46 % im Jahr 2020, womit die einstige Zielmarke von 35 % für das Jahr 2020 vorzeitig deutlich übertroffen wurde. Erst im Jahr 2025 sollten 40 bis 45 % des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Gerade in Norddeutschland ist das Thema Windenergie von hoher Relevanz. Im Jahr 2020 betrug die installierte Leistung der Windenergieanlagen an Land 54,4 Gigawatt und auf See 7,8 Gigawatt. An Land wurden rund 103,7 Terawattstunden (TWh) und auf See rund 27,3 TWh erzeugt, insgesamt also rund 131. Damit liegt der Anteil der Windenergieanlagen am deutschen Bruttostromverbrauch bei 23,7 %. Bis zum Jahr 2030 soll nach den Plänen der Bundesregierung eine Leistung von 20 GW bei Windenergie auf See am Netz sein, an Land liegt die Zielmarke bei 71 GW bis zum Jahr 2030. Für die Energiebereitstellung durch Windenergie (küstennah) können folgende Emissionsfaktoren [g/kWh Strom] angenommen werden: Direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen: 0, CO<sub>2</sub>-Emissionen (inkl. Vorketten): 5, CO<sub>2</sub>-Äq.- Emissionen (inkl. Vorketten): 6 (Ökoinstitut, 2019).

### Kraftstoffverfügbarkeit

Die Frage nach der Kraftstoff- bzw. Energieverfügbarkeit lässt sich im Fall von Direktstromlösungen vergleichsweise einfach beantworten. Unter dem Aspekt „Nachhaltigkeit“ wurde bereits auf den steigenden Anteil erneuerbarer Energien hingewiesen. Ungeachtet der aktuellen Energiediskussion im Kontext des Ukraine-Kriegs ist grundsätzlich nicht davon auszugehen, dass absehbar Versorgungsengpässe bei erneuerbaren Energien auftreten.

### Zulassung / Genehmigung

Eine Landstromanlage muss nach IEC 80005-1 errichtet sein. Diese Norm gilt für den Entwurf, die Installation und die Prüfung von High Voltage Shore Connect (HVSC)-Systemen und betrifft die HV-Verteilungssysteme an Land, Land-Schiff-Verbindung und Schnittstellenausrüstung, Transformatoren, Halbleiter/Rotationswandler, Schiffsverteilersysteme sowie Steuerungs-, Überwachungs-, Verriegelungs- und Energiemanagementsysteme. IEC 80005-1 unterscheidet zwischen Niederspannung -3 und Mittelspannung -1. Darüber hinaus kommt es vor, dass eine Klassifikationsgesellschaft die Anwendung prüft (z.B. DNVGL, Lloyd's, TÜV). Im Zuge der Errichtung der landseitigen Installationen (z. B. Trafostation) sind entsprechende baugenehmigungsrechtliche Aspekte zu beachten. Bei Installationen im Kaibereich ist ein Hauptaugenmerk auf die Statik der Kaianlage zu richten. Verfahrbare Landstromlösungen gelten grds. als (mobile) Maschinen, so dass die für Maschinen geltenden Regelungen und Verordnungen zu beachten sind. Eine wichtige Rolle spielt in diesem Kontext auch die Genehmigung nach BImSchG. Grds. gilt, dass Anlagen, welche in besonderem Maße geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen oder die Allgemeinheit zu gefährden, genehmigungsbedürftig sind. Sie bedürfen einer behördlichen Genehmigung nach Maßgabe des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG). Für (mobile) Direktstromlösungen sind hier keine größeren Hindernisse zu erwarten und somit auch keine Einschränkungen für den technischen Betrieb.



Ergänzend hierzu sind regulatorische Aspekte bzgl. der Strombereitstellung und Lieferung zu beachten. Gängige Praxis ist aktuell, dass der Verbraucher (Schiff) mit dem Netzbetreiber / Stromanbieter direkte Verträge aushandelt und der Terminalbetrieb die Betriebsführung und das Handling vor Ort durchführt.

### Sicherheit, Arbeitsschutz

Die Sicherheit der Anlage ist durch die Regelwerke IEC8005-1 und die gängigen VDE Normen gewährleistet und geregelt. Darüber hinaus kommen Regelungen zum Arbeitsschutz im Hafen zum Tragen, die sowohl das Gewicht der mobilen Lösungen (bis zu 30 t) als auch die betrieblichen Rahmenbedingungen abbilden müssen. Gefährdungsbeurteilungen bilden dabei die zentrale Basis für die Ableitung von Arbeitsschutzmaßnahmen. Dies schließt auch alle Sicherheitsmaßnahmen, Vorkehrungen und Verhaltensregeln ein, welche die Elektrosicherheit betreffen. In einer Gefährdungsbeurteilung werden alle bestehenden Risiken an einem Arbeitsplatz oder für eine Tätigkeit erfasst und anhand der Wahrscheinlichkeit ihres Auftretens und des Ausmaßes eines potenziellen Schadens bewertet. Aus dieser Beurteilung werden Schutzmaßnahmen, Verhaltensregeln, Prüffristen usw. abgeleitet. Für alle Situationen und Vorgänge, bei denen Schalthandlungen an elektrischen Anlagen über einen „bestimmungsgemäß gefahrlosen Gebrauch“ hinausgehen, sollte im Rahmen der gängigen Vorschriften wie der DIN VDE 0105-100 festgelegt werden, für welche Vorgänge Schaltbefähigungen notwendig und Schaltberechtigungen zu vergeben sind. Außerdem sind im „klassischen“ Betrieb Sachverhalte wie Quetschgefahr, Stolpergefahr und ein Schutz vor herabfallenden Gegenständen zu prüfen. Die passende persönliche Schutzausrüstung inkl. Schwimmwesten, Helmen und Sicherheitsschuhen ist bereitzustellen.

### Netzstabilisierender Effekt

Mobile Direktstromlösungen beziehen die Energie unmittelbar aus dem Stromnetz, eine Zwischenspeicherung findet nicht statt. Eine Netzstabilisierung ist durch dieses System demnach nicht möglich, für die Nutzung müssen vielmehr die Strommengen und Zeiten vorangemeldet werden um eine Netzplanung durch den Netzbetreiber zu gewährleisten. Folglich leisten (mobile) Direktstromlösungen keinen Beitrag zu Spitzenlastausgleich, Lastverschiebung oder Netzstabilisierung sondern führen vielmehr zu zusätzlichen Herausforderungen für den Netzbetrieb.



Quelle: Rostock Port.



## TECHNOLOGIEOPTION BATTERIE

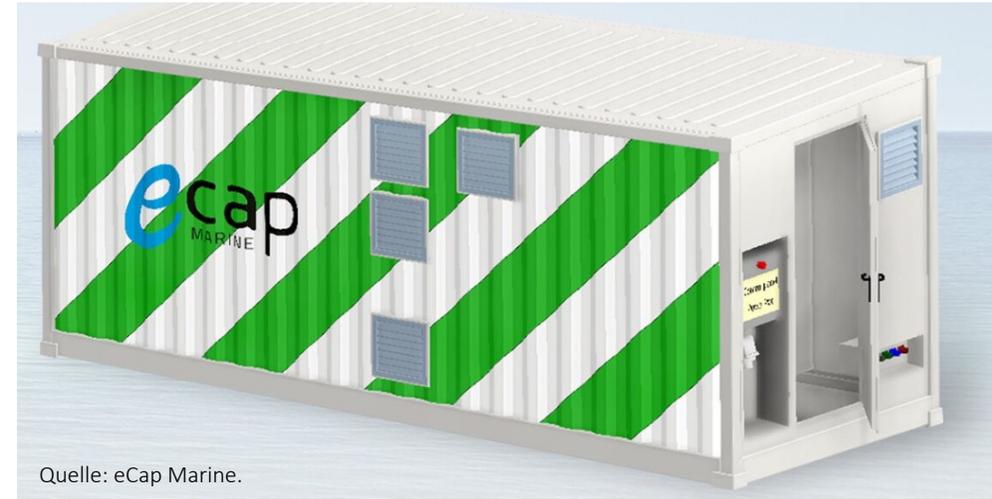
Dank eines verbesserten Verhältnisses von Kapazität zu Gewicht durch die Lithium-Ionen-Technologie sind Batterielösungen mittlerweile zu einer prinzipiell attraktiveren Option für die Energieversorgung geworden, auch in Häfen bzw. in der Schifffahrt.

Gemeinsam haben die im Folgenden dargestellten Lösungen, dass sie in ISO-Containern untergebracht und damit im Hafenbetrieb mobil einsetzbar sind. Bei allen Lösungen zeigt sich jedoch, dass die Leistungskapazitäten vielfach nicht ausreichend dimensioniert sind. Zwar ist eine Reihenschaltung prinzipiell möglich, der sich mit der gesteigerten Leistung jedoch ebenfalls multiplizierende Raum- und Handhabungsbedarf macht einen Einsatz als mobile Landstromanlage jedoch oftmals unwirtschaftlich. Aus diesem Grund gibt es bislang auch noch keine Referenzbeispiele für batteriebetriebene Landstromlösungen im Hafenumfeld.

Das Grundprinzip der Technologieoption Batterie besteht dabei darin, dass die Batterien an einem vordefinierten Standort im Hafen geladen werden, z. B. ein Werkstattbereich oder eine dedizierte „Stromtankstelle“. Von dort wird die mobile Lösung an ihren Einsatzort (i. d. R. an der Kaikante) verbracht. Wie beschrieben existieren Lösungen unterschiedlicher Anbieter. Einige werden nachfolgende kurz vorgestellt.

Der Hamburger Anbieter eCap Marine GmbH vermarktet das „Battery PowerPac“ als Batterielösung für marine Anwendungen. Dabei handelt es sich um ein containerisiertes und entsprechend im Hafen beförderbares, kompaktes und mobiles System samt integriertem Energiemanagementsystem, Bedienfeld und Fernüberwachungsfunktionen, das Lithium-Eisenphosphat-Akkumulatoren (Lithium-Ferrophosphat-Akkumulatoren / LFP-Akkus) eingesetzt. Der Einsatz dieser speziellen Akkus bringt dabei zwar eine geringere Energiedichte, jedoch erhöhte Sicherheit mit sich, da diese auch bei mechanischer Beschädigung nicht zu sog. „thermischem Durchgehen“ also einer Überhitzung neigen.

Die Batterien fangen ebenfalls kein Feuer im Falle einer Überladung oder eines Kurzschlusses. Auch kommen sie ohne das Schwermetall Kobalt aus und stellen damit eine vergleichsweise nachhaltige Batterielösung dar. Das System ist DNV-typgeprüft und entspricht dem Europäischen Standard der technischen Anforderungen für Binnenschiffe (ESTRIN) sowie den Industrienormen IEC 62619 und IEC 62620. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Battery PowerPac.



Quelle: eCap Marine.

Das mtu EnergyPac ist ein von Rolls-Royce entwickelter Lithium-Ionen-Batteriespeicher. Konzeptioniert ist es zur Energienutzung und Verbesserung der Zuverlässigkeit und Rentabilität von Microgrids, also lokaler, abgegrenzter Stromnetzte, zur Kombination mit erneuerbaren Energiequellen wie z. B. Photovoltaik (PV) oder Windkraft und damit für den Spitzenlastausgleich, die Lastverschiebung oder Netzstabilisierung. Es basiert auf einem Standard-ISO-Container im High-Cube-Design mit einer Länge von 20 oder 40 Fuß und ist damit prinzipiell für ein Handling im Hafen geeignet ([VIDEO ▶](#)).



## TECHNOLOGIEOPTION BATTERIE

Der mobile Batteriespeicher der EnBW wurde für die Notstromversorgung, den Inselnetzbetrieb / netzferner Eventeinsatz und zur Spitzenlastkappung entworfen. Er basiert ebenfalls auf einem 10' / 12' ISO HC Container ([VIDEO ▶](#)).



Der Blick auf die Speicherkapazität zeigt z. T. erhebliche Unterschiede zwischen den einzelnen Lösungen. Das Batteriesystem von eCap Marine verfügt über eine Speicherkapazität von bis zu 1,7 MWh installiert in einem 20' Container. Damit ist das System eines der kompaktesten auf dem maritimen Markt. Die Lösung von mtu ist mit einer Speicherkapazität von 70 kWh bis 2.200 kWh erhältlich und weist eine hohe Skalierbarkeit auf. Die maximale Kapazität der EnBW-Lösung liegt bei 750 kWh.

Diese Angaben verdeutlichen bereits das Problem der Technologieoption Batterie. Die Energiebedarfe der mit Landstrom zu versorgenden Schiffe bewegen sich in Größenordnungen von 24.000 kWh für ein kleines Containerschiff bis hin zu 275.000 kWh für ein größeres Kreuzfahrtschiff (jeweils bezogen auf 24 Stunden).

Somit wird klar, dass Batteriespeicher kaum als Landstromlösungen geeignet sind. Selbst bei einer drei- oder vierfach größeren Abmessung und/oder entsprechenden Kapazität, reichen die bereitgestellten Strommengen kaum aus, um einen „klassischen“ Landstrombetrieb zu ermöglichen. Batterielösungen eignen sich demnach lediglich für relativ kleine Schiffe und/oder vergleichsweise kurze Liegezeiten. Weitere Überlegungen hierzu finden sich im weiteren Verlauf dieser Studie.

Mobile Batteriespeicher weisen, trotz bestehender Unterschiede im Hinblick auf Leistung, Layout und Bedienung grundsätzlich viele Ähnlichkeiten auf. Alle vorgestellten Ansätze orientieren sich an den Abmessungen von ISO-Containern und folgen damit einer gewissen Standardisierung. Dies hat Vorteile im Hinblick auf Abstellung und Handling im Seehafen. Eine einheitliche Bewertung auf Basis der festgelegten Kriterien ist daher deutlich einfacher als z. B. im Fall von mobilen Direktstromlösungen. Der Blick auf den Markt für Batteriespeicherlösungen zeigt, dass neben maritimen Anbietern u. a. auch Energieversorger an mobilen Batterielösungen arbeiten. Diese Lösungen zielen allerdings meist auf andere Anwendungsfälle, so dass sich bislang keine Anknüpfungspunkte für eine Hafennutzung ergeben. Allerdings ist mit Blick auf die Energiewende davon auszugehen, dass Lösungen für Micro-grids insbesondere in Kombination mit erneuerbaren Energiequellen wie z. B. Photovoltaik (PV) oder Windkraft in Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen.



Quelle: WAGO Kontakttechnik GmbH & Co. KG.



## TECHNOLOGIEOPTION BATTERIE

Technologische Reife	Reifegrad auf Basis des Technology Readiness Level (TRL): 7-8 (auf einer Skala von 1 bis 9). Batterietechnologie gilt grundsätzlich als erprobt und marktreif. Im Leistungsbereich mobiler Landstromlösungen gibt es bislang nur wenig erprobte Ansätze.
Abmessungen	Mobile Batterielösungen orientieren an den Abmessungen von ISO-Standardcontainern (10', 12', 20' oder 40'). Neben den Batteriecontainern müssen für die Übergabe containerisierte Systeme mit Transformator und Umrichter bereitgestellt werden.
Operativer Betrieb / Handling	Operativ bestehen aufgrund der standardisierten Abmessungen keine komplexen Anforderungen. Der Transport kann z. B. auf Chassis und/oder mit „klassischem“ Umschlagequipment (Tug-Master, Reachstacker, Van-Carrier) erfolgen. Eine Herausforderung stellt das Handling bei Lithium-Ionen-Akkus dar. Werden sie beschädigt, überhitzt oder überladen, können sie explodieren.
Kosten (CAPEX, OPEX)	Die CAPEX für einen Batteriecontainer bewegen sich im Bereich etwa 1,5 Mio. Euro je Container. Hinzu kommen rund 750.000 Euro für einen Zusatz-/Versorgungscontainer. Operativen Kosten werden v.a. durch die vergleichsweise geringe Kapazität des Batteriecontainers bestimmt. Durch häufige Batteriewechsel entsteht ein vergleichsweise hoher Handling- und Personalaufwand.
Stromlieferung	Leistungsdaten für Batterielösungen werden i. d. R. in der maximalen Kapazität in kWh angegeben. Mögliche Nutzungszeiten hängen stark vom Energiebedarf des Schiffs ab. Die von eCap Marine angebotene Lösung verfügt über eine Kapazität von 1,7 MWh. Somit sind bei hohen Energiebedarfen nur vergleichsweise kurze Stromlieferzeiten möglich.
Energieeffizienz	Der Coulomb'sche Wirkungsgrad bei Lithium-Ionen-Batterien beträgt nahezu 100 %, nach anfänglicher Formierung. Aufgrund notwendiger Frequenzumrichter, Trenntrafo etc. liegt der „reale“ Wirkungsgrad eher bei 95 %.
Nachhaltigkeit	Batterielösungen sind dann als nachhaltig einzuordnen, wenn die Aufladung der Batterien mit „grünem Strom“ erfolgt. Allerdings sind auch Fragen der Lithium-Gewinnung sowie des Batterierecyclings mitzubewerten.
Kraftstoffverfügbarkeit	Grdsl. ist davon auszugehen, dass absehbar keine Versorgungsengpässe bei erneuerbaren Energien auftreten und deren Anteil am Strommix in Deutschland weiter zunimmt. Kritischer stellt sich ggf. jedoch die Frage nach der Verfügbarkeit von Batterien dar.
Zulassung / Genehmigung	Generell stellt die Zulassung keine besonderen Anforderungen, die typischen Normen für die Zulassung stationärer oder mobiler Batteriespeichersysteme sind einzuhalten. Hinsichtlich der Regelungen gem. BImSchG bestehen keine weiteren Anforderungen.
Sicherheit	Werden Lithium-Ionen Akkus beschädigt, überhitzt oder überladen, können sie explodieren. Aus diesem Grund spielt bei einigen Lösungen das sorgfältige Handling eine besondere Rolle. Vor diesem Hintergrund sind individuelle Regelungen auf Basis einer Gefährdungsbeurteilung von hoher Relevanz.
Netzstabilisierender Effekt	Batterieblöcke finden bereits heute vielfach Anwendung bei der Speicherung regenerativer Energien. Aufgrund der hohen Zuverlässigkeit erfüllen Batterielösungen eine wichtige Rolle bei der Netzstabilisierung.



## TECHNOLOGIEOPTION BATTERIE

### Technologische Reife

Die Batterietechnologie gilt grundsätzlich als erprobt und marktreif. In Folge stetig steigender Anforderungen an Batterien bzw. Akkumulatoren als Speichermedien (z. B. in der Automobilindustrie) ist die technologische Entwicklung äußerst dynamisch. Die primären, heute verwendeten Batterieausführungen basieren auf Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (NMC), Lithium-Mangan-Oxid (LMO), Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) und Lithium-Titanat (LTO).

Die Energiespeicherdichte (Wh/kg) hat sich in den letzten 10 Jahren praktisch verdreifacht. Kleinere Batterielösungen z. B. zur Notstrom- oder Baustellenstromversorgung gelten auch daher als weitgehend etabliert. In den Leistungsbereichen mobiler Landstromlösungen gibt es jedoch bislang nur wenige (mobile) Lösungsansätze. Dabei zeigen sich unterschiedliche technologische Umsetzungen und Automatisierungsgrade. Die technologische Reife wird somit bei 7-8 eingeordnet.

### Abmessungen

Mobile Batterielösungen orientieren sich typischerweise an den Abmessungen von ISO-Standardcontainern. Wesentlicher Vorteil besteht in der Ausnutzung von Standardisierungsvorteilen z. B. bei Transport und/oder Lagerung. Für größere mobile Landstromlösungen gelten die Standardmaße für einen 40ft HC-Container (12,2 x 2.4 x 2.9 m). Kleinere Lösungen werden z. T. auch in 10', 12' oder 20' Abmessungen angeboten. Diese können aktuell allerdings nur deutlich geringere Energiebedarfe abdecken.

Neben den Containern müssen für die Übergabe containerisierte mobile Systeme bestehend aus einem Transformator (galvanische Trennung) und einem Umrichter bereitgestellt werden. Die Größe bewegt sich je nach Übergabeleistung im Bereich eines 10' oder 20' Standard Containers.

### Operativer Betrieb / Handling

Operativ stellen batteriebetriebe Lösungen aufgrund ihrer standardisierten Abmessungen keine komplexen Anforderungen. Der Transport kann z. B. auf Chassis und/oder mit „klassischem“ Umschlagequipment (Tug-Master, Reachstacker, Van-Carrier) erfolgen.

Eine Herausforderung stellt ggf. die Abstellung im Kaibereich dar, da neben dem eigentlichen Batteriecontainer noch Platzbedarf für mindestens einen zusätzlichen Container besteht. Ferner sind mögliche Beeinträchtigungen des Hafenbetriebs z. B. durch umherliegende Kabel für die Energiezuführung zum Schiff zu beachten. Eine betriebliche Herausforderung stellt das Handling der Lithium-Ionen-Akkus dar. Werden sie beschädigt, überhitzt oder überladen, können sie explodieren.

Das Aufladen der Batterien sollte vorzugsweise an hierfür vordefinierten Standorten wie z. B. im Werkstattbereich erfolgen. Auch die Einrichtung einer „Stromtankstelle“ ist grds. denkbar. Hierbei sind vor allem Fragen des Lastmanagements zu berücksichtigen. Bei den Batteriecontainern besteht aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Speicherkapazität die Notwendigkeit die Container z. T. deutlich schneller zu wechseln. Die Ladezeiten der Container sind jeweils ca. 1 Stunde geringer als die Entnahmezeiten. Für eine reibungslose Versorgung an einem Liegeplatz sind daher i. d. R. min. 2 Batteriecontainer notwendig. Daher besteht auch die Notwendigkeit, zusätzliche Puffercontainer vorzuhalten (zusätzlicher Platzbedarf für die Abstellung, zusätzliche Investitionskosten).

Für die Kabelübergabe auf das Schiff sind verschiedene Kabelrollensysteme am Markt verfügbar. Die schiffsseitige Übernahme der Kabel muss mit dem schiffsseitigen Proviantkran erfolgen. Generell ist davon auszugehen, dass das Handling der Batteriecontainer aufgrund der kurzen Wechselintervalle bei höheren Energiebedarfen vergleichsweise personalintensiv ist.



## TECHNOLOGIEOPTION BATTERIE

### Kosten (CAPEX, OPEX)

Die Anschaffungskosten für einen Batteriecontainer bewegen sich im Bereich von etwa 1,5 Mio. Euro je Container. Hinzu kommen rund 750.000 Euro für einen Zusatz-/Versorgungscontainer. Grdsl. gilt, dass ein Container schneller geladen werden kann als er entlädt. Folglich sind min. 2 Container erforderlich um eine konstante Stromversorgung sicherzustellen.

Die operativen Kosten beinhalten neben den Kosten für den Ladestrom und die Ladestation auch die Handlingkosten. Aufgrund der geringen Kapazität und der Notwendigkeit Container häufig zu tauschen entsteht vergleichsweise hoher Handling- und Personalaufwand. Diese beinhalten u. a. Kosten für die Containerabstellung und -zwischenlagerung sowie den Transport. Da die Lagerung vsl. auf einem gesonderten Stellplatz aber ohne Berücksichtigung von Gefahrgutaspekten erfolgen kann, sind die Lagerkosten mit 20-30 Euro pro Tag als moderat einzuschätzen. Für den Containertransport auf dem Terminal erscheint ein Wertansatz von 100-120 Euro als realistisch. Eine 40' Einheit hat ein Gewicht von > 40 t und benötigt beim Transport auf öffentlichen Straße eine Sondergenehmigung, wodurch zusätzliche Kosten entstehen. Auf dem Terminal ist zu beachten, dass nicht jedes Transportgerät für entsprechende Lasten ausgelegt ist. Dies gilt auch bei einem etwaigen Umschlag an der Kaikante.



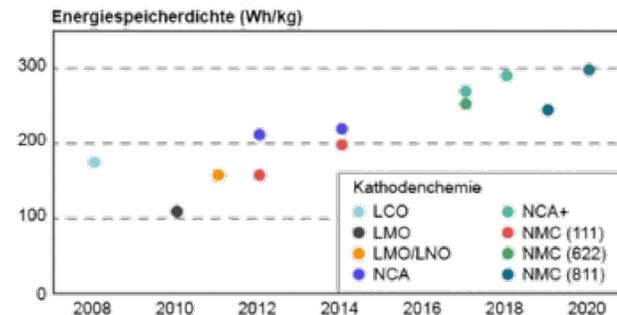
Quelle: HHLA

### Stromlieferung

Die von eCap Marine angebotene mobile Landstromlösung basiert auf einem modulare Batteriedesign mit Einzelbatterieracks von bis zu 94 kWh und 1.000 V DC. Ein 20' Batterie-Cluster mit bis zu 16 Batterieracks und einem Schaltschrank bietet eine Kapazität von **1,7 MWh**. Folglich ergeben sich deutliche Einschränkungen hinsichtlich der maximalen Energiebedarfe die durch eine Batterielösung gedeckt werden können sowie der Laufzeit bzw. Bereitstellungszeit. Bei einem Energiebedarf von 400 KW hat das Batteriepack eine Laufzeit von lediglich 4 Stunden. Mit Blick auf die Kosten für die Stromlieferung sind neben den Kosten für den Stromeinkauf vor allem Kosten für das Handling (inkl. Ladevorgang) zu berücksichtigen. Anders als beim Direktstrom sind die Peak-Loads beim Laden deutlich niedriger, so dass lediglich Aspekte eines intelligenten Lastmanagements zu beachten sind. Abhängig von den Einsatzzeiten ist es ggf. möglich Spitzen im Netz für das Laden zu nutzen und den Strom auf diese Weise günstiger zu beziehen. Sofern möglich kann der Strom sogar in Teilen selbst erzeugt werden .

### Energieeffizienz

Der Coulomb'sche Wirkungsgrad bei Lithium-Ionen-Batterien beträgt nahezu 100 % nach anfänglicher Formierung. Die Energiespeicherdichte hat in den letzten Jahren massiv zugenommen und wird vsl. auch in Zukunft noch ansteigen. Da Batteriegleichstrom nicht direkt eingespeist werden kann entstehen Verluste durch Frequenzumrichter etc.





### Nachhaltigkeit

Unter dem Aspekt der lokalen CO<sub>2</sub>-Emissionen sind mobile Landstromlösungen mit Batterie, dann als nachhaltig einzuordnen, wenn die Aufladung der Batterien mit „grünem Strom“ erfolgt. Allerdings sind in puncto Nachhaltigkeit noch weitere Aspekte zu beachten. Lithium-Ionen-Batterien beinhalten zahlreiche kritische Materialien. Dazu zählen Nickel, Kobalt, Lithium und Graphit. Ihr Nachteil: Es handelt sich um endliche Ressourcen und ihre Gewinnung erfolgt meistens unter fragwürdigen Umwelt- und Arbeitsbedingungen. Zugleich steigt aber im Rahmen der Elektromobilität die Nachfrage nach diesen und ihren Ausgangsmaterialien. Mit Blick in die Zukunft scheint es deshalb zwingend erforderlich, ein effizientes Batterierecycling zu etablieren um Nachhaltigkeitsaspekten besser Rechnung zu tragen.

### Kraftstoffverfügbarkeit

Die Frage nach der Kraftstoff- bzw. Energieverfügbarkeit lässt sich im Fall von Batterielösungen analog zu Direktstromlösungen beantworten. Grdsl. ist davon auszugehen, dass absehbar keine Versorgungsengpässe bei erneuerbaren Energien auftreten und deren Anteil am Strommix in Deutschland weiter zunehmen wird.

Kritischer stellt sich ggf. die Frage nach der Verfügbarkeit von Batterien dar im Rahmen geopolitischer Tendenzen und Strategien. Die heutige Produktion von Batterien (speziell auch die Zellenproduktion) ist speziell in asiatischer und nordamerikanischer Hand und wird in absehbarer Zeit so verbleiben. In Europa sind allerdings größere Investitionen vorgesehen oder bereits getätigt. So will die Europäische Union z.B. die Entwicklung von Batterietechnologie in Europa mit einem 3,2- Milliarden-Euro-Programm fördern.

### Zulassung / Genehmigung

Generell stellt die Zulassung mobiler Landstromlösungen mit Batterietechnologie keine besonderen Anforderungen. Die typischen Normen für die Zulassung stationärer oder mobiler Batteriespeichersysteme sind einzuhalten, hierzu zählen u. a. folgende Normen:

- UN 38.3 Sicherheitsanforderungen beim Transport von Lithiumbatterien
- IEC 62619 Akkumulatoren und Batterien mit alkalischen oder anderen nicht säurehaltigen Elektrolyten- Sicherheitsanforderungen für Lithium-Akkumulatoren
- VDE AR 2510-50 stationäre Energiespeichersysteme mit Lithium-Batterien- Sicherheitsanforderungen
- Penetrationstests für die IT-Sicherheit des gesamten Systems inklusive der Wechselrichter
- IEC 62485-5 stationäre (Li-Ion) Sekundärbatterien und Batteriesysteme bis 1,5 kV DC
- VDE-AR-E 2510-2 stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Anschluss an das Niederspannungsnetz
- IEC 62133-2 Strom; Sekundärzellen und Batterien mit alkalischen oder anderen nichtsäurehaltigen Elektrolyten – Sicherheitsanforderungen für tragbare gasdichte Akkumulatoren und daraus hergestellte Batterien für den mobilen Einsatz – Teil 2: Lithiumsysteme;
- IEC 62620 Akkumulatoren und Batterien mit alkalischen oder anderen nichtsäurehaltigen Elektrolyten – Lithium-Batterien und Batterien für industrielle Anwendungen

Hinsichtlich der Genehmigung nach BImSchG sind keine größeren Hindernisse zu erwarten und somit auch keine Einschränkungen für den technischen Betrieb.



## TECHNOLOGIEOPTION BATTERIE

### Sicherheit, Arbeitsschutz

Eine Herausforderung in puncto Sicherheit stellen die Lithium-Ionen-Akkus dar. Werden sie beschädigt, überhitzt oder überladen, können sie explodieren.

Aus diesem Grund spielt das sorgfältige Handling eine wichtige Rolle. Vor diesem Hintergrund empfehlen sich individuelle Prüfungen (Vibration, Schock, Klima, IP-Schutz, EMV und elektrische Sicherheit) sowie entsprechende Regelungen und Unterweisungen für das Personal. Dies gilt insbesondere für den Transport. Grundlage für die Ausgestaltung der relevanten Maßnahmen bilden entsprechende Gefährdungsbeurteilungen.

Ferner ist festzulegen, für welche Vorgänge Schaltbefähigungen notwendig und Schaltberechtigungen zu vergeben sind. Außerdem sind im Sachverhalte wie Quetschgefahr, Stolpergefahr, Schutz vor herabfallenden Gegenständen zu prüfen. Die passende persönliche Schutzausrüstung inkl. Schwimmweste, Helm und Sicherheitsschuhe ist bereitzustellen.

### Netzstabilisierender Effekt

Die größten Zellblöcke mit zu bis 30.000 Ah werden u. a. zu unterbrechungsfreien Stromversorgungen sowie bei der Speicherung regenerativer Energie verwendet.

Aufgrund der hohen Zuverlässigkeit hat der Lithium-Eisenphosphat-Akkumulator bei neuen stationären Speichern zur Netzstabilisierung eine wichtige Stellung.



Quelle: Alois Müller.



## TECHNOLOGIEOPTION WASSERSTOFF

Wasserstoff ( $H_2$ ) wird einer der zentralen Energieträger der Zukunft werden, damit die Ziele Energiewende und Klimaneutralität erreicht werden können. Dabei sind die Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff sehr vielseitig. Besonders relevante Bereiche sind Mobilität mit Brennstoffzellen oder auch synthetischen Kraftstoffen, oder die Energiespeicherung.

Im Bereich der mobilen Landstromlösungen finden sich bislang allerdings noch keine praxiserprobten Lösungen auf Wasserstoffbasis. Jedoch zeigt sich, dass das Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivate wie Ammoniak als Energieträger auch hier an Bedeutung gewinnen. Die bislang in der Entwicklung und/oder Erprobung befindlichen Lösungen sind primär zur Notstromerzeugung, für Außenveranstaltungen oder die Baustellenstromversorgung konzipiert. Mitunter stellen diese eine Adaption bereits vor einiger Zeit entwickelten LNG-Lösungen dar. Auch daher orientieren sich die Lösungen am ISO-Standard für Container. Analog zur Entwicklung im LNG-Bereich finden sich darüber hinaus auch schwimmende Lösungen.

Anwendungsbeispiele im Bereich wasserstoffbasierter Landstromlösungen liefert vor allem das Hamburger Unternehmen eCap Marine. eCap Marine als Tochterunternehmen von Becker Marine Systems verfügt bereits über Erfahrung im Bereich LNG-basierter Lösungen. Das Unternehmen bietet mit dem „H2PowerPac“ ein mobiles Kraftwerk auf Basis von Brennstoffzellen an. Dieses wurde primär zur Notstromerzeugung z. B. für Außenveranstaltungen oder die Baustellenversorgung entwickelt. Die containerisierten Einheiten sind mit zusätzlichen, Wasserstofftanksystemen und mehreren Batteriegestellen zur Pufferung sowie Leistungs- und Steuerelektronik ausgestattet. Das System ist auf den Leistungsbedarf individueller Einsatzprofile konfigurierbar und auf verschiedene Größe skalierbar. H2PowerPacs können in einen Lkw-Aufbau oder einen Anhänger integriert werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt unterschiedliche Konfigurationsbeispiele mit. Sie unterscheiden sich primär in ihrer maximalen Leistung, Versorgungsdauer und Größe.



Quelle: eCap Marine.

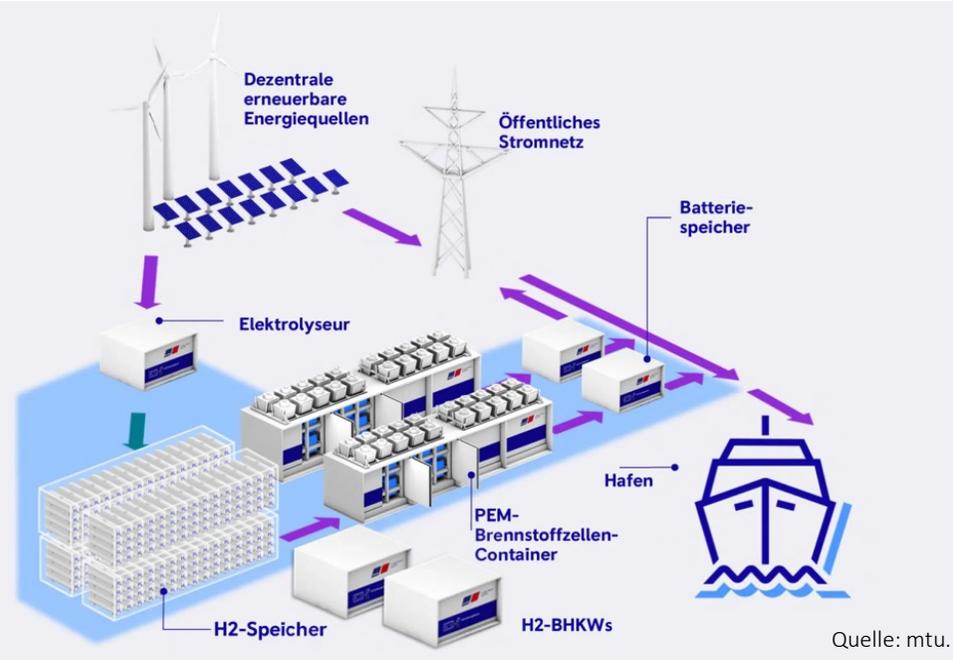
Neben eCap Marine bietet auch mtu Wasserstofflösungen für die Hafenvirtschaft. Ein konkreter Anwendungsfall findet sich dabei im Duisburger Hafen. Die mit Wasserstoff betriebenen mtu-Brennstoffzelle liefern Strom sobald das öffentliche Netz, beispielsweise für die Bordstromversorgung von im Hafen liegenden Schiffen oder aus anderen Gründen, Lastspitzen nicht kompensieren kann.

Darüber hinaus dienen zwei mtu-Wasserstoffmotoren der Baureihe 4000 zur Einspeisung elektrischer Energie in ein sich in Planung befindliches Containerterminal sowie ins öffentliche Netz. Allerdings handelt es sich dabei um eine überwiegend stationäre Lösung.



## TECHNOLOGIEOPTION WASSERSTOFF

Die nachfolgende Abbildung zeigt eine ganzheitliche Wasserstofflösung der Firma mtu für Häfen in Form einer Prinzipskizze. Einzelne Bausteine dieser werden, wie beschrieben, derzeit im Duisburger Hafen realisiert und sollen 2023 in Betrieb gehen.



Erfahrungen mit wasserstoffbetriebenen Kraftwerksschiffen wurden bisher noch nicht gesammelt. Eine erste Hochleistungs-Wasserstoff-Barge für die Landstromversorgung soll jedoch in naher Zukunft in Frankreich getestet werden. Die Firmen Améthyste, ArianeGroup, Cetim, HDF Energy, Rubis Terminal und Sofresid Engineering unterzeichneten vor Kurzem eine Absichtserklärung, gemeinsam die Multi-Service Power Barge „ELEMANTA H2“ zu entwickeln um damit Container- und Kreuzfahrtschiffe zu versorgen.

Als Standort wurde der Hafen von Rouen aufgrund seiner strategischen Lage in der Nähe von Paris ausgewählt. Mit Unterstützung von Normandie Energies und dem Hafenbetreiber HAROPA wird ein Demonstrationsschiff ausgestattet. 2025 soll die ELEMANTA H2 in Betrieb genommen werden. Ziel ist es eine standardisier- und replizierbare Lösung zu entwickeln.



Die bisherigen Darstellungen verdeutlichen, dass z. T. sehr unterschiedliche Lösungen samt unterschiedlichen Reifegraden im Wasserstoffbereich existieren. Der Fokus der nachfolgenden Aufstellung fokussiert sich daher auf containerisierte Lösungen für den Einsatz an Land. Die Ausführungen zu den einzelnen Kriterien orientieren sich schwerpunktmäßig an der Lösung von eCap Marine, werden aber, sofern möglich, ergänzt um Angaben zu anderen Lösungen (z. B. von mtu). Es ergeben sich daher entsprechende Bandbreiten in der Bewertung einzelner Kriterien.



## TECHNOLOGIEOPTION WASSERSTOFF

Technologische Reife	Reifegrad auf Basis des Technology Readiness Level (TRL): 4-5 (auf einer Skala von 1 bis 9). System-Modelle und Prototypen wurden in Hafenumgebungen erfolgreich getestet. Tatsächlich sind einzelne Systeme sogar durch erfolgreiche Einsätze vollständig erprobt, sie erbringen jedoch keine ausreichende Leistung oder erfordern einen unverhältnismäßig hohen, logistischen Aufwand.
Abmessungen	Für einen Einsatz im Seehafen erscheinen vor allem containerisierte Lösungen geeignet. Mit den Maßen 12,19 x 2,44 x 2,90 m (L x B x H) hat das H2PowerPac in etwa die Abmessungen eines 40-Fuß-ISO-Containers (inkl. Batteriekapazität). Hinzu kommen Raumbedarfe für Tankcontainer.
Operativer Betrieb / Handling	H2PowerPacs können als Trailer- oder Containerlösung bereitgestellt werden und sind daher einfach zu verbringen. Der Trailer kann mit herkömmlichen Lkw oder Terminalzugmaschinen transportiert werden, ein Transport der Container per Van Carrier oder Reachstacker ist ebenfalls möglich.
Kosten (CAPEX, OPEX)	Zu den genauen CAPEX liegen aufgrund des relativ frühen Entwicklungsstands keine finalen Kostenangaben vor, geschätzt liegen diese knapp oberhalb von 2 Mio. Euro. Hinzu kommen 235.000 Euro je Tank bei zwei erforderlichen Tanks. Bedeutende Kostentreiber im Betrieb sind die vergleichsweise hohen Logistikkosten sowie die Personalkosten, die sich aus den komplexen Handlinganforderungen ergeben.
Stromlieferung	Die maximale Leistung eines H2PowerPacs liegt aktuell bei etwa 500 KW. Ein 20' Container mit rd. 430 kg Wasserstoff bei einem Druck von 350 bar ermöglicht damit eine Stromversorgung über knapp 16 Stunden. Eine Bargelösung ermöglicht höhere Leistung und Arbeit.
Energieeffizienz	Je nach eingesetzter Technologie liegt der elektrische Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle bei 50-60 %.
Nachhaltigkeit	Bei Einsatz von grünem Wasserstoff kommt es zu einer Emissionsreduktion von 100 %.
Kraftstoffverfügbarkeit	Trotz steigender Nachfrage ist jegliche Art von Wasserstoff aktuell kaum in für industriellen Zwecken ausreichenden Mengen verfügbar, die Erzeugerkosten sind dabei vergleichsweise hoch.
Zulassung / Genehmigung	Regulatorisch wird mit mobilen, wasserstoffbasierten Landstromlösungen an der Kaikante Neuland betreten, sodass für den Betrieb während der Versorgung von Schiffen und für den Stellplatz der Lösung außerhalb der Versorgungszeiten zu prüfen ist, in welchem Umfang Genehmigungen nach dem BImSchG zu erfüllen sind. Weitere genehmigungsrechtliche Aspekte ergeben sich u. a. aus dem Umwelt- und Arbeitsschutz.
Sicherheit	Individuelle Vorschriften einzelner Häfen sind ebenso zu berücksichtigen wie Regelungen auf Bundes- und Länderebene, Leitfäden und Standards und globale oder regionale Instrumentarien, des Umwelt- und Arbeitsschutzes und Störfallverordnungen.
Netzstabilisierender Effekt	Netzstabilisierender Effekt ergibt sich, wenn die Lösungen als Teil eines integrierten Energiemanagementsystems verstanden und genutzt werden.



## Technologische Reife

Der Technologische Reifegrad von Wasserstofflösungen in Bezug auf mobile Landstromanwendungen liegt geschätzt bei Stufe 4-5. System-Modelle und Prototypen wurden in Hafenumgebungen erfolgreich demonstriert bzw. getestet. Tatsächlich sind einzelne Systeme sogar durch erfolgreiche Einsätze vollständig erprobt (Stufe 9), sie erbringen jedoch keine ausreichende Leistung oder erfordern einen unverhältnismäßig hohen, logistischen Einsatz zur mobilen Erbringung von Landstrom in den meisten, gerade in größeren Häfen.

Grundsätzlich ist das Prinzip der Nutzung von Wasserstoff zur Stromerzeugung bereits sehr alt. Seit den 1950er Jahren wurde es zu einer gewissen industriellen Anwendungsreife in Form von Brennstoffzellen gebracht, jedoch erst in den 2010er Jahren mit ersten kommerziellen Erfolgen samt einer damit einhergehenden Weiterentwicklung. Seitdem werden Brennstoffzellen vorwiegend als kleine, teils mobile Kraftwerke, als Notstromlösungen und in der Automobilindustrie eingesetzt. Auch in der maritimen Industrie laufen Bemühungen hinsichtlich der Entwicklung von Brennstoffzellen die für Schiffsantriebe geeignet sind. Aufgrund des schlechten Verhältnisses von Stromleistung zu Größe, inklusive entsprechender Tanks, eignen sie sich bisher jedoch kaum für die mobile Bereitstellung von Strommengen wie sie im Landstrombereich benötigt werden. Prototypen für Kraftwerksschiffe auf H<sub>2</sub>-Basis befinden sich noch in einer sehr frühen Konzeptionierungsphase befindet.

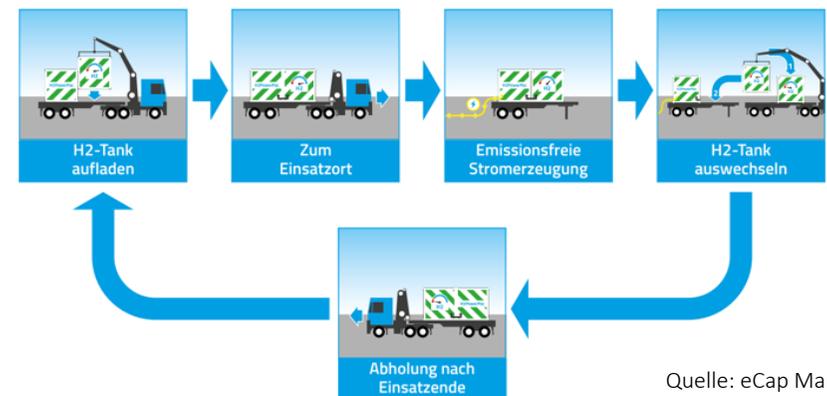
Eine wichtige Rolle im Zuge der Diskussion dieser Technologieoption spielt auch die Frage nach der Struktur bzw. Gleichförmigkeit des Bedarfs. Dieser kann sich z. B. ändern wenn bestimmte Aggregate an Bord zu- oder abgeschaltet werden. Ungeachtet dessen zeigen Lastkurven in der Schifffahrt i. d. R. nur einen bedingt gleichförmigen Verlauf, was den Leistungscharakteristika einer Brennstoffzelle entgegenläuft und den Einsatz von Batterien zu Pufferung erfordert.

## Abmessungen

Für einen Seehafeneinsatz erscheint am ehesten die „H2PowerPac 500“ Lösung geeignet. Mit den Maßen 12,19 x 2,44 x 2,90 m (L x B x H) hat es in etwa die Abmessungen eines 40' ISO-Containers (inkl. Batteriekapazität). Auch die Lösung von mtu orientiert sich an diesen Abmessungen. Hinzu kommen Raumbedarfe für Tankcontainer, Trafo, Umrichter (20' Container).

## Operativer Betrieb / Handling

Die H2PowerPac Lösung kann als Trailerlösung bereitgestellt werden und ist daher einfach zu verbringen. Der Trailer kann mit herkömmlichen Lkw oder Terminalzugmaschinen auf dem Terminalgelände transportiert werden, auch ein Transport per Van Carrier oder Reachstacker ist grds. möglich. Die Abstellung erfolgt entweder an der Kaikante oder im Fall eines Containerschiffs auch an Bord. Für die Verbringung an Bord wird ein Kran mit einer Hebekapazität von min. 50 t benötigt. Allerdings bedarf es i. d. R. der Bereitstellung mehrerer dieser Container insbesondere für Schiffe mit hohem Energiebedarf. Alternativ ist eine erneute Befüllung oder ein Austausch des Wasserstofftanks erforderlich. Für die Zwischenabstellung am Terminal sind ggf. dedizierte Abstellplätze auszuweisen, ggf. sind Gefahrgutregelungen zu beachten.



Quelle: eCap Marine.



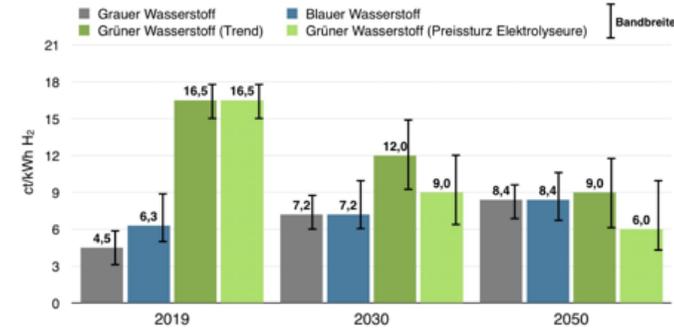
## Kosten (CAPEX, OPEX)

Zu den genauen Kosten für die H2PowerPac-Lösung liegen aufgrund des relativ frühen Entwicklungsstands noch keine finalen Kostenangaben vor. Ein Anschaffungspreis von 2,1 bis 2,2 Mio. Euro steht aktuell im Raum. Hinzu kommen 235.000 Euro je Tank, bei zwei erforderlichen Tanks. Bedeutende Kostentreiber im Betrieb sind die vergleichsweise hohen Kraftstoffpreise und die Personalkosten, die sich aus den Handlinganforderungen ergeben. Ferner ist zu berücksichtigen, dass die Abstellung und das Betanken der H<sub>2</sub>-Container aufgrund von Sicherheitsaspekten zu erheblichen Kosten führt (z. B. ist die Abstellung eines Gefahrgutcontainers bis zu 3x teurer als bei einem herkömmlichen Container).

## Stromlieferung

Der maximale Output einer Containerlösung liegt aktuell bei etwa **500 kW**. Ein 20' Container mit rd. 430 kg Wasserstoff bei einem Druck von 350 bar ermöglicht dabei eine Stromversorgung über knapp 16 Stunden. Technologische Weiterentwicklungen der Brennstoffzelle dürfen dazu führen, dass dieser Wert perspektivisch noch steigt. Bargelösungen können aufgrund der höheren Anzahl an Brennstoffzellen abhängig von Größe und Bauart höhere Leistungen ermöglichen. Eine wesentliche Herausforderung beim Einsatz von Brennstoffzellenlösungen bilden die i. d. R. uneinheitlichen Lastanforderungen von Seeschiffen. Während eine Brennstoffzelle konstant Strom produziert kann die Stromabnahme durch das Schiff schwanken, so dass die Zwischenschaltung einer Pufferbatterie erforderlich wird.

Eine Preiskalkulation muss neben den Handlingkosten vor allem die Kosten für den Bezug von Wasserstoff berücksichtigen. Der Bezugspreis für Wasserstoff wird u. a. durch die Art des eingesetzten Wasserstoff bestimmt. Je nach Produktionsart lagen die Herstellungskosten für im Jahr 2019 bei etwa 16,5 ct/kWh für grünen, 6,3 ct/kWh für blauen und bei 4,5 ct/kWh für grauen Wasserstoff. Allerdings ist davon auszugehen, dass sich diese Kosten perspektivisch deutlich verringern (siehe Abb.).



Quelle: Bukold, 2020.

Der aktuelle Marktpreis von grünem Wasserstoff schwankt wetterbedingt zwischen -5 und 650 EUR/MWh, während die Preise von grauem und blauem Wasserstoff nur den allgemeinen Marktschwankungen unterworfen sind (grau: 48 bis 165 E/MWh. blau: 52 bis 170 E/MWh).

## Energieeffizienz

Je nach eingesetzter Technologie liegt der elektrische Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle bei 50-60 %.

## Nachhaltigkeit

Bei Einsatz von grünem Wasserstoff kommt es zu einer Emissionsreduktion von 100 %.

### Exkurs: „Grüner Wasserstoff“

Für die Produktion von Wasserstoff werden große Energiemengen benötigt. Bei der Umweltbilanz gilt es daher den Produktionsprozess des eingesetzten Wasserstoffs zu berücksichtigen. Je nach der dafür genutzten Energiequelle, damit einhergehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen und dem Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung/-Speicherung, unterscheidet man verschiedene Arten von Wasserstoff. Grüner Wasserstoff wird dabei durch die Elektrolyse von Wasser mittels erneuerbaren Energien hergestellt. Er wurde damit CO<sub>2</sub>-frei produziert. Mit Abstrichen in Sachen Nachhaltigkeit kann grüner Wasserstoff auch unter dem Einsatz von CSS aus Biomethan hergestellt werden.



### Kraftstoffverfügbarkeit

Trotz steigender Nachfrage ist jegliche Art von Wasserstoff aktuell kaum in für industriellen Zwecken ausreichenden Mengen verfügbar, die Erzeugerkosten sind dabei vergleichsweise hoch (Kruse & Wedemeier, 2021). Derzeit befinden sich viele Projekte zum Aufbau einer Wasserstoffproduktion u. a. auch in deutschen Seehäfen in der Diskussion und Vorbereitung. Bei entsprechender politischer Flankierung ist langfristig (bis 2030/2045) von einem zumindest handhabbaren Endkundenpreis und einer ausreichenden Versorgung auszugehen (Gatzen & Reger, 2022).

### Zulassung / Genehmigung

Regulatorisch wird mit mobilen Landstromlösungen mit Wasserstoff an der Kaikante Neuland betreten, sodass für den Betrieb während der Versorgung von Schiffen und für den Stellplatz der Landstromlösung außerhalb der Versorgungszeiten zu prüfen ist, in welchem Umfang Genehmigungen nach dem BImSchG zu erfüllen sind. Diese Anforderungen sind für jeden Standort und Hafen individuell zu betrachten. Analog zum Umgang mit anderen brennbaren, gasförmigen Kraftstoffen bilden individuelle Vorschriften einzelner Häfen, Regelungen auf Bundes- und Länderebene, Leitfäden und Standards und globale oder regionale Instrumentarien (bspw. der EU oder IMO) die rechtlichen Grundlagen für den Umgang mit Wasserstoff im Hafenumfeld, speziell bei Betankungsvorgängen und der Abstimmung. Weitere genehmigungsrechtliche Aspekte ergeben sich aus Umwelt- und Arbeitsschutz. Weiterhin werden umfangreiche Sicherheitsmaßnahmen im Umgang mit Wasserstoff vorgeschrieben. Diese unterteilen sich in Grundpflichten (gültig für untere und obere Gefahrenklasse) und erweiterte Pflichten (ausschließlich obere Klasse). Bei Mengen von 50 t bis 200 t wird Wasserstoff in die untere Klasse, bei Mengen über 200 t in die obere Klasse gefährlicher Stoffe eingeordnet. Zu den Grundpflichten zählen dabei Anforderungen an die Verhinderung von Störfällen, Anforderungen zur Begrenzung von Störfallauswirkungen, weitere ergänzende sowie Anzeigepflichten.

Im Rahmen der erweiterten Pflichten werden Sicherheitsberichte verlangt, Alarm- und Gefahrenabwehrpläne sowie eine weitergehende Information der Öffentlichkeit. Darüber hinaus ist u. a. die Informationsweitergabe an die öffentliche Verwaltung sicherzustellen und sind Personen zu benennen für die Begrenzung der Auswirkungen von Störfällen. Bei Einsatz von mobilen oder immobilen Wasserstoffeinrichtungen ist außerdem, analog zu LNG-Anlagen, Rücksicht auf explosionsgefährdete Bereiche, Abstandsflächen, Sicherheitsabstände und Zufahrtsflächen für die Feuerwehr Rücksicht zu nehmen. Alternativ zu einer Genehmigung nach BImSchG hat jeder Hafen die Möglichkeit im Rahmen eigener HAZOP Studien Sicherheitsfragen zu behandeln und entsprechende Genehmigungen zu bekommen. Hierfür ist eine dedizierte Betrachtung der Hafenanrainer mit Fokus auf möglichen Störfallbetrieben erforderlich. Für die Tankcontainer gelten außerdem die Anforderungen der Druckbehälterverordnung.



Quelle: Mobiles Hessen 2030.



## Sicherheit, Arbeitsschutz

Die Sicherheit im Umgang mit Wasserstoff im Hafenumfeld, speziell bei einer mobiler, wasserstoffbetriebener Landstromanlage, ist prinzipiell gegeben. Es bedarf jedoch der Berücksichtigung einer Reihe individueller Vorschriften einzelner Häfen, Regelungen auf Bundes- und Länderebene, Leitfäden und Standards und globale oder regionale Instrumentarien, des Umwelt- und Arbeitsschutzes, von Störfallverordnungen und entsprechender Raumbedarfen zur Gefahrenvermeidung.

Wasserstoff, ob nun verflüssigt („Liquid Hydrogen“) oder durch Druckerhöhung komprimiert („Compressed Hydrogen“), ist ein farb- und geruchloses Gas, das weder toxische noch korrosive Eigenschaften besitzt. Es weist allerdings eine extrem hohe Energiedichte auf, ist von allen bekannten Substanzen die brennbarste, also sehr leicht entzündlich. Es reagiert heftig mit Luft, Sauerstoff, Halogenen und starken Oxidationsmitteln, was leicht Brände oder Explosionen hervorrufen kann. Explosive Wasserstoff-Luftgemische bilden sich bereits ab 4 Vol. -%. Hohe Konzentrationen von Wasserstoff in der Luft bringen außerdem die Gefahr einer Verdrängung von Sauerstoff mit sich, was zu Bewusstlosigkeit oder Tod führen kann.

Die wichtigsten sicherheitsrelevanten Eigenschaften Wasserstoff sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt. Insgesamt ist die Gefährdung, die von Wasserstoff ausgeht, jedoch nicht größer als diejenigen anderen Kraftstoffe wie z. B. Erdgas. Es gelten in Deutschland daher dieselben Sicherheitsvorschriften für Wasserstoff wie für alle anderen brennbaren Gase.

## Netzstabilisierender Effekt

Wasserstoffbasierte, mobile Landstromanlagen haben einen netzstabilisierenden Effekt, wenn sie als Teil eines integrierten Energiemanagementsystems verstanden und genutzt werden. Wasserstoff, produziert in einem Elektrolyseur und Nutzung in einer Landstromanlage, kann als Puffer in Zeiten dienen, in denen entweder ein Überschuss, Mangel oder eine Schwankungen an erneuerbaren Energien vorliegt.

Eigenschaften	Wasserstoff	
	Liquid Hydrogen	Compressed Hydrogen
<b>Aggregatzustand bei Normalbedingungen</b>	Gas	
<b>Aggregatzustand beim Bunkervorgang / Lagern</b>	Kryogene Flüssigkeit	Gas
<b>Dichte bei 15°C und Normaldruck [kg/m<sup>3</sup>]</b>	0,08	
<b>Temperaturbereich [°C], bei der Dichte ≤ Luft</b>	Generell leichter	
<b>Siedepunkt bei 1 bar [°C]</b>	-253	
<b>Flammpunkt (TCC) [°C]</b>	Entfällt	
<b>Min. Zündenergie [mJ]</b>	0,016	
<b>Selbstzündtemperatur [°C]</b>	560	
<b>Untere und obere Explosionsgrenze [in Vol.-%]</b>	4-77	
<b>Toxizität</b>	/	
<b>Korrosion</b>	/	

Quelle: Deutsches Maritimes Zentrum.



### Exkurs: Ammoniak

Ammoniak spielt für die zukünftige Wasserstoffwirtschaft als  $H_2$ -Derivat eine immer größere Rolle, da es eine höhere Energiedichte als reiner, flüssiger Wasserstoff besitzt und sich dadurch effizient transportieren und speichern lässt. So spielt Ammoniak zuletzt in einem der weltweit größten Aufträge im Bereich Wasserstoff-Elektrolyse eine bedeutende Rolle, den Thyssenkrupp jüngst im Rahmen des sog. „Neom-Projektes“ erhalten hat. Auch Unternehmen wie Yara und Sumitomo setzen auf den Energieträger, speziell auf „grünes Ammoniak“.

Ammoniak, eine chemische Verbindung aus Stick- und Wasserstoff ( $NH_3$ ), ist ein bei Raumtemperatur farbloses, stechend riechend und giftiges Gas. Es wirkt reizend und ätzend, speziell für Atemwege. Darüber hinaus ist es in Wasser löslich (531 g/l) und der Siedepunkt liegt mit  $-33\text{ °C}$  deutlich höher als der von Wasserstoff ( $-253\text{ °C}$ ). Der Dampfdruck beträgt bei  $20\text{ °C}$  8,6 bar. Das Adjektiv „grün“ kennzeichnet dabei den Herstellungsprozess: Im Gegensatz zu der konventionell, aus fossilen Energieträgern erzeugten Variante, basiert grünes Ammoniak auf erneuerbaren Energien.

Weil (grünes) Ammoniak sich vergleichsweise einfach verflüssigen, lagern und transportieren lässt, sowohl als Grundchemikalie, als Energieträger und auch als leichter zu transportierender Wasserstoffspeicher eingesetzt werden kann, kommt ihm eine wichtige Rolle in der globalen Energietransformation zu. Ammoniak kann z.B. in Brennstoffzellen zu Strom umgewandelt werden. Somit eignet sich die Chemikalie auch als künftiger Schiffstreibstoff, der klimaschädliches Bunkeröl ersetzen könnte indem Ammoniak bei der Verstromung klimaneutral zu Stickstoff und Wasser gewandelt wird.

Schätzungen zufolge könnte daher der Bedarf an Ammoniak als sauberem Schiffstreibstoff die heutige, konventionelle  $NH_3$ -Produktion um das Sechsfache übersteigen, bei entsprechender Umstellung der Antriebe.

(Grünes) Ammoniak wird meist per katalytischer Synthese aus abgetrenntem Luftstickstoff und (grünem) Wasserstoff hergestellt. Ein weiteres Verfahren beruht auf sogenannten Protonenaustauschmembranen. Der zur Synthese von Ammoniak notwendige Stickstoff wird durch Druckwechsel-Absorption aus der Luft gewonnen. Diese Produktionsprozesse gehen nicht ohne gewisse Energieverluste einher. So wie bei der Elektrolyse von Wasserstoff aus Wind- oder Solarstrom ein Wirkungsgrad von 70 bis 90 % je nach Verfahren erreicht. Die Wandlung in Ammoniak bedeutet dann weitere Verluste. Der Gesamtwirkungsgrad bis zur Rückverstromung – beispielsweise in einem Dampfkraftwerk – liegt so bei lediglich 55 bis 60 %. Demnach wäre es deutlich günstiger, erneuerbare Energien direkt zu verwenden, oder nur in Form von Wasserstoff zu speichern.

Allerdings sprechen die einfachere Handhabung, der Transport und die Speicherung von Energie für eine Nutzung von Ammoniak: Es lässt sich einfach per Schiff oder Pipeline transportieren und aufgrund seiner geringen Entflammbarkeit ist die Explosionsgefahr niedriger als bei Wasserstoff. Da Ammoniak bei  $20\text{ °C}$  einen geringen Dampfdruck vergleichsweise leicht verflüssigt werden kann, sind die Anforderungen an Lagertanks deutlich geringer als bei Wasserstoff. Gleichzeitig ist die Energiedichte von Ammoniak (6,25 kWh/kg), wenn auch nur zwar halb so hoch wie die von Diesel (11,8 kWh/kg), dennoch deutlich höher als die von Wasserstoffgas. In der Summe ist Ammoniak somit als Schiffstreibstoff oder zur Stromerzeugung also deutlich einfacher zu handhaben.

Bei Vorschaltung eines Reformators, der Ammoniak in seine Grundbestandteile Wasserstoff und Stickstoff trennt, wäre der Einsatz in einer Lösung wie dem H2Powerpac prinzipiell möglich. Es ist jedoch unklar, ob eine Nutzung des Energieträgers an der Kaikante aufgrund nötiger Genehmigungsverfahren und zu berücksichtigender Sicherheitsaspekte zukünftig tatsächlich eine gangbare Option darstellt.



### Exkurs: Methanol

Wie bereits kurz dargestellt, liegt der Nachteil von gasförmigem Wasserstoff ist seine niedrige Energiedichte pro Volumeneinheit. Dasselbe Volumen Wasserstoff enthält bei Atmosphärendruck z.B. rund 3000-mal weniger Energie als Diesel. Wasserstoff muss entweder auf einen Druck von bis zu 700 bar verdichtet oder bei sehr niedrigen Temperaturen von -250 °C verflüssigt werden. Beide Verfahren sind sehr energieaufwändig und erfordern komplizierte Tanksysteme, weshalb Verfahren erforscht werden, die Wasserstoff in Form von flüssigen chemischen Energieträgern speichern.

Neben Ammoniak ist dabei ein möglicher, weiterer Energieträger Methanol ( $\text{CH}_4\text{O}$ ). Dieser kann als Derivat aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid ( $\text{CO}$ ) oder Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) hergestellt werden. Der besondere Reiz der Verwendung von  $\text{CO}_2$  liegt darin, dass dieses als unerwünschtes Nebenprodukt bei der Verbrennung fossiler Energieträgern entsteht und somit aus Kraftwerksgasen bzw. der Atmosphäre nahezu unbegrenzt abgeschieden und wiederverwendet werden könne („Carbon Capture“). Die Herstellung von Methanol bietet also eine elegante Möglichkeit, klimaneutral Energie bereitzustellen. Solch „grünes Methanol“ wird per katalytischer Synthese aus abgetrenntem Kohlendioxid und grünem Wasserstoff hergestellt.

Auch hier geht der Produktions- und Nutzungsprozess mit Energieverlusten einher. Bei der Elektrolyse von Wasserstoff aus Wind- oder Solarstrom beträgt der Wirkungsgrad je nach Verfahren nur 70 bis 90 %. Nach Wandlung in Methanol und Verwendung in Brennstoffzellen liegt der Gesamtwirkungsgrad bis zur Rückverstromung, je nach Verfahren, lediglich bei 55 bis 60 %.

Zwei Wege ermöglichen es mit Methanol elektrische Energie aus Brennstoffzellen zu erhalten:

Entweder dient das Methanol als Wasserstofflieferant für eine Wasserstoff-Brennstoffzelle. Für die Versorgung der Brennstoffzellen muss dabei das Methanol mit Wasser zunächst unter Energiezufuhr in  $\text{H}_2$  und  $\text{CO}_2$  umgewandelt werden wofür ein Methanol-Reformer genutzt wird. Dann wird der Wasserstoff vom  $\text{CO}_2$  (und eventuellem  $\text{CO}$ ) getrennt, der Brennstoffzelle zugeführt und verstromt. Alternativ ermöglicht eine „Direktmethanolbrennstoffzelle“ die unmittelbare Umsetzung in elektrische Energie, jedoch bei schlechteren Wirkungsgraden.

D. h. eigentlich wäre es auch hier erneut deutlich günstiger, erneuerbare Energien direkt zu verwenden, oder nur in Form von Wasserstoff zu speichern. Dennoch, die Verwendungsmöglichkeiten für Methanol sind vielfältig: neben der Nutzung in Brennstoffzellen können auch konventionelle Kraftstoffe, wie z. B. Diesel, damit hergestellt werden.

Hinzu kommt, dass die Energieeffizienz bei der Verwertung von Methanol, z.B. möglich in einem H2PowerPac mit Brennstoffzellen unter Einsatz eines Reformators, insgesamt deutlich höher ist als andere Varianten der Stromerzeugung, auch wenn die dafür nötige Technik bislang teurer ist. Als flüssiger Energieträger ist Methanol außerdem wesentlich einfacher zu transportieren als Erdgas oder Wasserstoff und besitzt eine deutlich höhere Energiedichte als Wasserstoffgas (wenn auch eine geringere als z.B. Diesel). Methanol könnte mit nur geringfügigem Infrastrukturausbau an vergleichsweise vielen Tankstellen verfügbar gemacht werden. Auch wäre (grünes) Methanol als Schiffstreibstoff deutlich einfacher zu handhaben, als Wasserstoff. Daher wird eine methanolbasierte Wirtschaft häufig als veritable Alternative zu einer wasserstoffbasierten betrachtet.

Aber, auch wenn es weniger reizend und ätzend wirkt als Ammoniak, bleibt Methanol ein Gefahrgut. Somit stellt sich hier ebenfalls die Frage, ob ein sicherer Betrieb an der Kaikante mit den daraus resultierenden Genehmigungsverfahren in der Zukunft eine Berechtigung hat.



## TECHNOLOGIEOPTION WASSERSTOFF

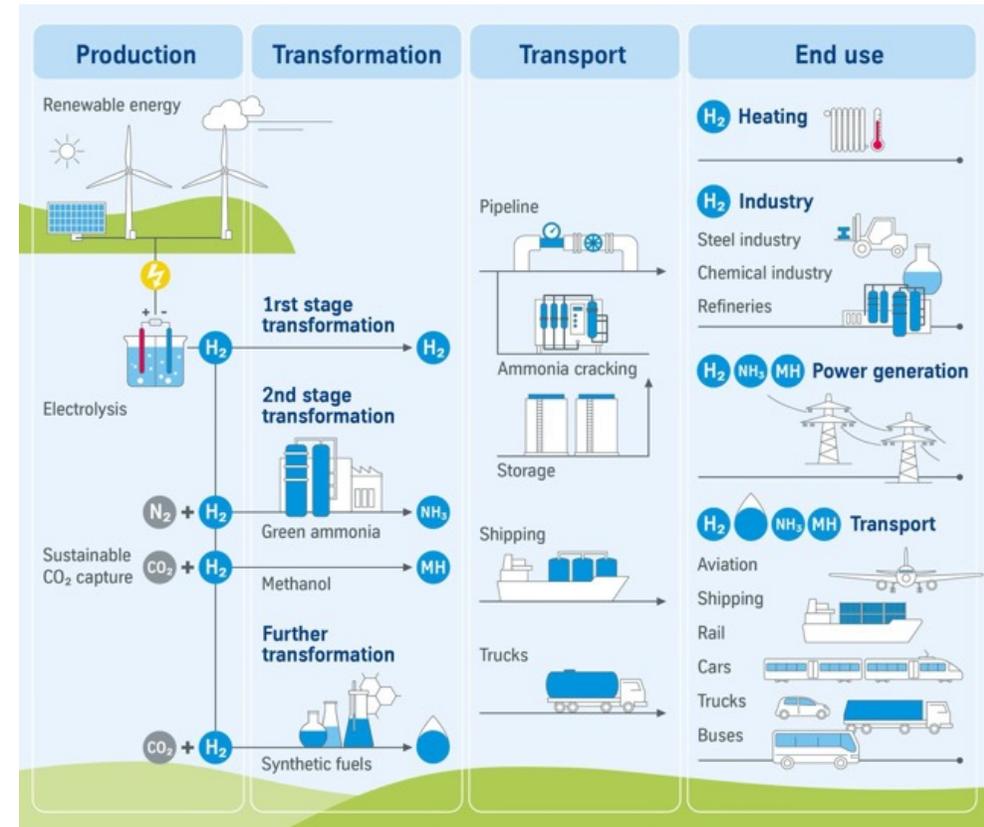
Zwar gewinnt Methanol als Schiffstreibstoff aktuell an Bedeutung, im Bereich Methanol gibt es aktuell allerdings keine Anwendungsbeispiele aus dem Bereich Landstrom.

Vsl. würde hier eine Direktmethanol-brennstoffzelle zum Einsatz kommen, also unter Verzicht auf einen Reformier. Ab dem Jahr 2023 will z. B. das Startup Blue World Technologies bis zu 25.000 Stacks seines Methanol-Brennstoffzellen-Systems produzieren. Das System eignet sich für Anwendungen, bei denen rein elektrische Batteriesysteme überfordert wären: Etwa in Schiffen, bei schweren Fahrzeugen wie Lkw und als Generatoren für die Stromerzeugung. Zum jetzigen Zeitpunkt sind diesbezüglich noch keine weiteren (technischen) Details bekannt. Diese dürften sich aber in etwa analog zu denen „klassischer“ Brennstoffzellenlösungen bewegen.

Grundsätzlich gilt für Methanol, das Methanol über eine geringere Energieausbeute verfügt, die durch eine geringere Nutzlast ausgeglichen werden muss. Dagegen stehen erhebliche Vorteile im Vergleich zur Verwendung z. B. von LNG. Zum Beispiel tritt kein Methanschlupf auf, also das Entweichen von Methan-Gas in die Atmosphäre. Die Verfügbarkeit von Methanol stellt prinzipiell kein Problem dar, eine Herausforderung bildet aber der hohe Einfluss der Stromerzeugungskosten aufgrund der hohen Umwandlungsverluste. Aufgrund der fehlenden Anwendungsfälle im Bereich Methanol soll auf eine weiterführende Betrachtung an dieser Stelle verzichtet werden. Zur besseren Einordnung sei an dieser Stelle lediglich genannt, dass die Brennstoffkosten von 540 EUR/t (Methanol) bzw. 680 EUR/t (Ammoniak) deutlich unter denen für Wasserstoff liegen. Allerdings sind bei der Stromerzeugung zusätzliche Kosten zu berücksichtigen. Allein die zusätzlichen CAPEX belaufen sich auf 50.000 bis 100.000 Euro.

Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über Herstellung, Transformation, Transport und Verwendung und Wertschöpfungskette von Wasserstoff und ausgewählten Derivation wie Ammoniak und Methanol.

Ein wesentlicher Vorteil der beiden nachhaltigen Kraftstoffe ist der bereits bestehende Markt und seine bereits vorhandene Infrastruktur - aufgebaut für ihre grauen, auf fossilen Rohstoffen basierenden Geschwister. Darüber hinaus sind beide Chemikalien aufgrund ihrer hohen Energiedichte im Vergleich zu flüssigem Wasserstoff vor allem für den Langstrecken-transport und die Langzeitspeicherung erneuerbarer Energie von Vorteil.



Quelle: Thyssenkrupp



Im Zuge der Betrachtung der Technologieoption Alternative Kraftstoffe richtet sich der Fokus auf (grünes) LNG und Methanol. Wasserstoffbasierte Energieträger wie Ammoniak (NH<sub>3</sub>) finden an dieser Stelle keine Berücksichtigung, da diese bereits unter der Technologieoption Wasserstoff dargestellt wurden. Während sich im LNG-Bereich verschiedene Ansätze für mobile Landstromlösungen finden, die vornehmlich von dem Anbieter Becker Marine Systems bzw. eCap Marine als Tochterunternehmen entwickelt wurden, gibt es im Bereich Methanol aktuell keine Anwendungsbeispiele. Zwar gewinnt Methanol als Schiffstreibstoff aktuell an Bedeutung, Use Cases im Energieumfeld gibt es bislang nicht. Vsl. würde hier eine Methanol-Brennstoffzelle zum Einsatz kommen. Diese erlaubt es auf Reformer zu verzichten, da die Zelle selbst Methanol in Wasserstoffprotonen, freie Elektronen und CO<sub>2</sub> umwandelt. Ab dem Jahr 2023 will z. B. das Startup Blue World Technologies bis zu 25.000 Stacks seines Methanol-Brennstoffzellen-Systems produzieren. Das System eignet sich für Anwendungen, wo rein elektrische Batteriesysteme überfordert wären: Etwa in Schiffen, bei schweren Fahrzeugen wie Lkw und als Generatoren für die Stromerzeugung. Zum jetzigen Zeitpunkt sind diesbzgl. noch keine weiteren (technischen) Details bekannt. Diese dürften sich aber in etwa analog zu denen „klassischer“ Brennstoffzellenlösungen bewegen. Grundsätzlich gilt für Methanol, das Methanol über eine geringere Energieausbeute verfügt, die durch eine geringere Nutzlast ausgeglichen werden muss. Dagegen stehen erhebliche Vorteile im Vergleich zur Verwendung z. B. von LNG. Zum Beispiel tritt kein Methanschlupf auf, also das Entweichen von Methan-Gas in die Atmosphäre. Die Verfügbarkeit von Methanol stellt prinzipiell kein Problem dar, eine Herausforderung bildet aber der hohe Einfluss der Stromerzeugungskosten aufgrund der hohen Umwandlungsverluste. Aufgrund der fehlenden Anwendungsfälle im Bereich Methanol soll auf eine weiterführende Betrachtung an dieser Stelle verzichtet werden. Der Fokus liegt somit auf Technologieoptionen mit grünem LNG.

Vorreiter im Bereich LNG-basierter Landstromlösungen ist das Hamburger Unternehmen Becker Marine Systems. Die entwickelten Lösungen umfassen sowohl schwimmende (PowerBarge) als auch landgebundene Lösungen (PowerPac). Erste Erfahrungen mit LNG-betriebenen Kraftwerksschiffen wurden in Hamburg seit 2014 gesammelt. Eingestuft als Seeschiff und mit einem Kraftstoffdepot von insgesamt 34 Tonnen LNG, kann die Power Barge jeweils ein Kreuzfahrtschiff über 5 Generatoren mit bis zu 7,5 MW bei 50/60 Hz versorgen. Die als flexible und mobile Lösung konzipierte Barge ist in der Lage mittelgroße Kreuzfahrtschiffe mit bis 2.400 Passagieren während der Sommersaison mit Strom zu versorgen. Im Winter kann die Barge als schwimmendes Kraftwerk betrieben werden. Denkbar wäre auch die Versorgung größerer Container- oder RoRo-Schiffe ([VIDEO ▶](#)).

Ausgehend von den Erfahrungen mit der „hummel“ war angedacht eine weitere Barge mit einer Leistung von 24 MW anzuschaffen, um die zeitgleiche Versorgung mehrerer Schiffe zu ermöglichen. Im Zuge der Pilotphase hat sich allerdings herausgestellt, dass aufgrund der Genehmigungslage ein wirtschaftlicher Regelbetrieb derzeit nicht möglich ist. Aktuell wird die PowerBarge daher einzig als Blockheizkraftwerk eingesetzt. Aus heutiger Sicht scheint fraglich, ob die PowerBarge noch einmal als mobile Landstromlösung zum Einsatz kommt. Allerdings zeigt sich, dass schwimmende Lösungen weiterhin Gegenstand von Projektentwicklungen sind. Eine erste Hochleistungs-Wasserstoff-Barge für die Landstromversorgung soll in naher Zukunft in Frankreich getestet werden.



Quelle: Wikipedia.

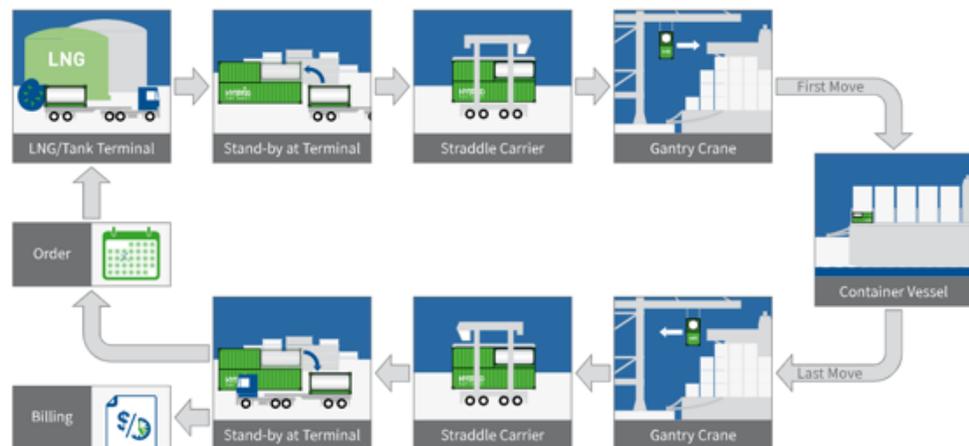


## TECHNOLOGIEOPTION ALTERNATIVE KRAFTSTOFFE

Das ebenfalls von Becker Marine Systems entwickelte LNG PowerPac entspringt einer Pilotprojektförderung im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffförderung des ehemaligen Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI, heute Bundesministerium für Digitales und Verkehr) und wurde vor allem im Hamburger Hafen auf seine Praxistauglichkeit zur Bereitstellung von Landstrom getestet. Das System kombiniert einen mittels LNG betriebenen Generator, einen dazugehörigen Tank, sowie eine Generator- und Anschlusseinheit die sowohl für die Antriebsmaschine wie auch die Schalt- und Steuerungsanlage enthält. Eine Beimischung von bis zu 10 % Wasserstoff ist technisch problemlos möglich. Die Lagerung des Gases im flüssigen Zustand erfolgt bei ca. -162 C. Das System ist an die Containerschifffahrt /-terminals angepasst und in zwei 40-Fuß-Containern untergebracht ([VIDEO ▶](#)).



Quelle: NOW GmbH.



Trotz der erfolgreichen Tests an den Container Terminals von HHLA und Eurogate hat das LNG PowerPac den Sprung von der Pilot- in die Anwendungsphase bislang nicht geschafft. Dies liegt u. a. darin begründet, dass das Thema LNG als nachhaltiger Energieträger zuletzt eher kritisch gesehen wurde. Dies kann sich durch die Bestrebungen zur Herstellung und zum Einsatz von grünem LNG ggf. wieder ändern. Allerdings zeigt die aktuelle Diskussion, dass wasserstoff-basierte Lösungen derzeit im Mittelpunkt des Interesses stehen. Außerdem hat sich der Fokus insbesondere in Hamburg verstärkt auf den Aufbau stationärer Landstromlösungen für die Containerschifffahrt gerichtet.

Ungeachtet der aktuell vergleichsweise schlechten Aussichten für mobile Landstromlösungen auf LNG-Basis werden diese nachfolgend anhand der bekannten Kriterien weiterführend betrachtet. Das Hauptaugenmerk richtet sich dabei auf landgebundene Lösungen. Schwimmende Lösungen werden nur am Rande betrachtet.



## TECHNOLOGIEOPTION ALTERNATIVE KRAFTSTOFFE

Technologische Reife	Reifegrad auf Basis des Technology Readiness Level (TRL): 7-8 (auf einer Skala von 1 bis 9), auch wenn es aktuell keinen Regelbetrieb gibt.
Abmessungen	Anlehnung an Standardabmessungen eines 40'-HC-Container (Abmessungen von 12,19 x 2,44 x 2,90 m (L x B x H)). Auch Bargelösungen wurden bereits erprobt.
Operativer Betrieb / Handling	Der prinzipielle Prozessablauf sieht vor, dass das PowerPac nach Festmachen des Schiffs als erster Move an Bord verbracht wird. Auch eine Abstellung an der Kaikante ist möglich. Allgemein besteht die Notwendigkeit, das gesamte Handling von Power-Unit und LNG-Tankcontainer inkl. Vor- bzw. Nachlauf, Zwischenabstellung, Lagerung und Bereitstellung am Liegeplatz in die üblichen Betriebsabläufe einzugliedern und bestehende Geräte zu nutzen. Dabei sind die hohen Gewichte zu beachten.
Kosten (CAPEX, OPEX)	Hohe CAPEX für Prototypen von 1,5 bis 2,0 Mio. Euro dürften bei Serienproduktion auf 1,2 bis 1,5 Mio. Euro fallen. Zusätzlich entstehen Kosten für die Anschaffung der Tankcontainer. Die OPEX werden ohne LNG auf rd. 10 % der Investitionskosten geschätzt und beinhalten u. a. Kosten für Personal, Wartung, Ersatzteile. Ferner sind Aspekte der Terminallogistik und der LNG-Logistik zu berücksichtigen. Diese sind aufgrund der Gefahrgutklassifizierung relativ hoch.
Stromlieferung	Eine 40' Containerlösung ermöglicht eine Leistung von 1,5 MW. Die für Kreuzfahrer entwickelte Bargelösung kommt mit mehreren Generatoren auf eine Leistung von bis 7,5 MW.
Energieeffizienz	LNG hat im Vergleich zu herkömmlichen fossilen Energieträgern nur ca. 50 % der Energiedichte. Mit einem Wirkungsgrad von 41 % ist das Input-Output-Verhältnis vergleichsweise schlecht.
Nachhaltigkeit	„Echte“ Nachhaltigkeit ist nur gegeben, wenn LNG aus regenerativen Energien, Wasser und CO <sub>2</sub> synthetisch hergestellt wird. Eine andere Option zur Produktion von Bio-LNG ist die Umwandlung von Biomasse in Biomethan und anschl. Verflüssigung.
Kraftstoffverfügbarkeit	Die Verfügbarkeit von herkömmlichem LNG ist aufgrund fehlender Importstrukturen aktuell vergleichsweise schlecht. Der Bereich Bio-LNG zeigt sich aufgrund eines schlechten Wirkungsgrades in der Produktion bei zeitgleich hohen Kosten als problematisch.
Zulassung / Genehmigung	Umschlag und Handling alternativer Kraftstoffe stellt z. T. komplexe Anforderungen an Betriebsabläufe, Sicherheit, Logistik und Personal. Zu beachten sind u. a. Anforderungen aus dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV). Bei Verbringung an Bord eines Seeschiffs sind darüber hinaus Regelungen der IMO sowie der zuständigen Klassifikationsgesellschaft zu beachten.
Sicherheit	Beim Handling sind u. a. die Empfehlungen der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung zu Arbeitssicherheit beim Betrieb von Gasanlagen zu beachten.
Netzstabilisierender Effekt	Ein netzstabilisierender Effekt tritt nur dann ein, wenn überschüssige Energie für die Produktion von grünem Kraftstoff eingesetzt werden kann. Ansonsten ergeben sich keine weiteren Effekte.



### Technologische Reife

Die technologische Reife von LNG-basierten Lösungen ist mit einem Wert von 7-8 vergleichsweise hoch, auch wenn es aktuell keinen Regelbetrieb gibt. Mit der erstmaligen Installation zweier Prototypen der mobilen Landstromlösung von Becker Marine Systems auf dem Containerterminal Burchardkai im Juni 2019 begannen mehrere Testläufe zur Landstromversorgung von Containerschiffen. Die Erkenntnisse hieraus wurden für weitere Produktanpassungen auf dem Weg zu einer Serienproduktion genutzt, die jedoch ist bis heute aus unterschiedlichen Gründen nicht angelaufen (LNG-Diskussion, Aufbau stationärer Landstromlösungen).

### Abmessungen

Das LNG PowerPac bildet eine kompakte Einheit in der Größe zweier übereinander angeordneter 40'-HC-Container mit 12,19 x 2,44 x 2,90 m (L x B x H für einen Container). Es besteht aus zwei Teilen: der sog. „Power-Unit“ sowie einem Tankcontainer (LNG-Tankcontainer), der die Power-Unit mit LNG versorgt. Grdsl. ist auch der Einsatz von 2 gestapelten Tankcontainern an einer Power-Unit möglich und so eine längere Laufzeit zu realisieren. Von hoher Relevanz für den operativen Betrieb ist das Gewicht der beiden Teile. Die Power-Unit enthält u. a. Motor, Getriebe, Generator, Batterien, Anschlüsse und wiegt ca. 40 bis 45 Tonnen, der LNG-Tankcontainer hat ein Gewicht von ca. 15 bis 17 Tonnen.

### Operativer Betrieb / Handling

Der prinzipielle Prozessablauf sieht vor, dass das LNG PowerPac nach Festmachen des Containerschiffs als erster Move mit den standardisierten Verladegeräten (Containerbrücke, Spreader) an Bord verbracht wird, um die Stromversorgung des Bordnetzes während der Liegezeit im Hafen sicherzustellen. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, das gesamte Handling von Power-Unit und LNG-Tankcontainer inkl. Vor- bzw. Nachlauf, Zwischenabstellung, Lagerung und Bereitstellung am Liegeplatz in die an einem Containerterminal üblichen Betriebsabläufe einzugliedern.

Die beiden Teilkomponenten (Power-Unit und LNG-Tankcontainer) unterliegen z. T. divergierenden betrieblichen Anforderungen. Während beim LNG-Tankcontainer vornehmlich Aspekte der Befüllung und anforderungsgerechten Bereitstellung am Terminal im Mittelpunkt stehen, sind in Bezug auf die Power-Unit insbesondere Fragen der Abstellung und Einsatzvorbereitung von Relevanz. Weiterhin ist zu beachten, an welcher Stelle die Zusammenführung („Verheiratung“) der beiden Komponenten optimalerweise erfolgt. Darüber hinaus ergeben sich u. a. in Folge des vergleichsweise hohen Gewichts in Herausforderungen im Hinblick auf den Horizontaltransport auf dem Terminal. Vor allem die fortschreitende Automatisierung der Anlagen stellt sich hierbei als z. T. kritisch dar.

### Kosten (CAPEX, OPEX)

Bei der Betrachtung der Investitionskosten (CAPEX) ist zu beachten, dass insbesondere bei den ersten Prototypen Kosten für Anpassungen an Design und Konstruktion sowie Zertifizierung etc. entstehen, die im Falle der Serienproduktion entfallen. Wichtigster Kostenblock bildet die Power-Unit mit einem Investitionsvolumen von rd. 800.000 Euro. Insgesamt ist davon auszugehen, dass sich die Kosten für die ersten Einheiten auf 1,5 bis 2,0 Mio. Euro belaufen, in der Serienproduktion erscheinen 1,2 bis 1,5 Mio. Euro realistisch. Aus Kundensicht sind abhängig vom Betreibermodell Zuschläge von bis zu 30 % anzusetzen. Ggf. sind auch andere Optionen wie z. B. Leasing-Modelle zu prüfen. Eine realistische Leasingrate dürfte sich im Bereich von rd. 200 Euro je Betriebsstunde (inkl. LNG) bewegen.

Die operativen Kosten (OPEX) werden ohne LNG auf rd. 10 % der Investitionskosten geschätzt und beinhalten u. a. Kosten für Personal, Wartung, Ersatzteile. Ferner sind Aspekte der Terminallogistik und der LNG-Logistik zu berücksichtigen. Hierbei ist zu beachten, dass die Gefahrgutklassifikation von LNG zusätzliche Kosten z. B. bei der Abstellung aber auch bei der Betankung verursacht. Letztere muss außerhalb des Terminals erfolgen, so dass zusätzliche Transport-/Logistikkosten entstehen.



### Stromlieferung

In den Testläufen des LNG PowerPac wurden zwei übereinandergestapelte PowerPacs eingesetzt, die je einen gasbetriebenen Generator mit einer Leistung von **1,5 MW** und einen LNG-Tank kombinieren. Zusammen erzeugen die beiden Einheiten **3 MW** Energie bei einer Laufzeit von 24 Stunden (bei 16 m<sup>3</sup> LNG (20') bzw. 33 m<sup>3</sup> (40')). Die für Kreuzfahrer entwickelte Bar-gelösung kommt mit mehreren Generatoren auf eine Leistung von bis 7,5 MW (Hummel).

Eine Preiskalkulation muss neben den Handlingkosten vor allem die Kosten für den Bezug von (grünem) LNG berücksichtigen. Der LNG Preis lässt sich pro Kilogramm (kg) oder per MWh berechnen. Aktuell (Juli 2022) liegt er bei 120-140 Euro je MWh für fossiles LNG. Dabei zeigt sich in Folge der Ukraine-Krise ein starker Anstieg. Synthetisches LNG ist aktuell quasi kaum verfügbar. Die Herstellkosten liegen nach Schätzung aktuell 5x so hoch wie bei fossilem LNG. Ähnlich ist die Situation im Bereich Bio-LNG.

### Energieeffizienz

LNG hat im Vergleich zu herkömmlichen fossilen Energieträgern nur ca. 50 % der Energiedichte. Mit einem Wirkungsgrad von 41 % ist das Input-Output-Verhältnis des LNG PowerPacs vergleichsweise schlecht.



### Nachhaltigkeit

Bereits heute wird in der maritimen Industrie LNG als Kraftstoff verwendet. LNG wird durch die Verflüssigung von Erdgas hergestellt und ist ein fossiler Energieträger bzw. Kraftstoff. Aufgrund des geringen Kohlenstoffanteils und der sauberen Verbrennung von Gas können durch die Nutzung von LNG als Kraftstoff Emissionen von CO<sub>2</sub> und Luftschadstoffen gegenüber konventionellen Kraftstoffen reduziert werden. LNG kann auch über Power-to-Gas-Verfahren (PtG) aus regenerativen Energien, Wasser und CO<sub>2</sub> synthetisch hergestellt werden. Synthetisches LNG ist nahezu CO<sub>2</sub>-neutral, da bei der Produktion genau die Menge CO<sub>2</sub> aus der Luft oder anderen biogenen oder industriellen CO<sub>2</sub>-Quellen hinzugefügt wird, die bei der Nutzung des Kraftstoffs wieder abgegeben wird. Eine andere Option zur Produktion von erneuerbarem LNG ist die Umwandlung von Biomasse in Biomethan und die Verflüssigung von Biomethan zu BioLNG.

### Kraftstoffverfügbarkeit

Die Verfügbarkeit von LNG ist aufgrund fehlender Importstrukturen aktuell vergleichsweise kritisch. Für die Testläufe mit dem LNG PowerPac im Jahr 2019 musste LNG per Lkw aus den Niederlanden zugeführt werden. Derzeit entstehen in Folge der Energiekrise an mehreren deutschen Hafensstandorten LNG-Importterminals. Diese sollen aber vorrangig dazu dienen Versorgungsengpässe in anderen Bereichen abzumildern. Die Herstellung von synthetischem LNG erfordert einen vergleichsweise hohen Einsatz (erneuerbarer) Energie. Gegen eine baldige Markteinführung auf breiter Front sprechen der schlechte Wirkungsgrad, die aufwändige, also teure Herstellung und fehlende Industrieanlagen. Das Einsatzgebiet von E-Fuels dürfte sich daher zunächst auf Transsportbereiche fokussieren, wo weder ein Elektro- noch ein Brennstoffzellenantrieb in Frage kommt.



### Zulassung / Genehmigung

Der Umschlag und Transport sowie das Handling von LNG stellt aufgrund der spezifischen Eigenschaften von LNG höhere Anforderungen an die verwendeten Bauteile, die Betriebsabläufe, die Sicherheit, die Logistik und das Bedien- und Betriebspersonal im Vergleich zu üblichen flüssigen Kraftstoffen. Dies spiegelt sich auch in einer relativ komplexen Genehmigungslage wider. Zu beachten sind u. a. Anforderungen aus dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV). Bei Verbringung der Container an Bord eines Seeschiffs sind darüber hinaus Regelungen der IMO sowie der zuständigen Klassifikationsgesellschaft zu beachten. Dabei zeigt sich, dass z. T. extrem lange Vorläufe bei den o. g. Genehmigungsverfahren bestehen. Ferner sind z. B. beim Betrieb einer Barge-Lösung Aspekte des Wassermanagements zu beachten, da z. T. Kühlwasser der Aggregate eingeleitet werden muss. Folglich sind auch weitere lokale Genehmigungen (z. B. der Wasserbehörde) notwendig, so dass sich eine hohe Komplexität ergibt. Für die Tankcontainer gelten die Anforderungen der Druckbehälterverordnung.

### Sicherheit, Arbeitsschutz

Erfahrungen aus langjähriger industrieller Anwendung belegen, dass LNG bei Einhaltung der Gas-Standards grundsätzlich kein erhöhtes Risiko gegenüber herkömmlichen Treibstoffen darstellt. Allerdings ergeben sich im Hafenumfeld einige Herausforderungen. Die Betriebsgenehmigung vieler Hafenterminals sieht explizit keine Befüllung/Betankung mit LNG vor. Die Betriebsgenehmigung z. B. von Containerterminals gibt vor, dass die Lagerung von Tank-/Gefahrgutcontainern ausschließlich in den dafür vorgesehenen und ausgerüsteten Lagerbereichen (Tankcontainer-/IMO-Lager) erfolgen darf. Dies gilt sowohl für volle als auch für leere bzw. teilbefüllte Tankcontainer. Beim Handling mit LNG sind u. a. die Empfehlungen der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung zu Arbeitssicherheit beim Betrieb von Gasanlagen zu beachten ([LINK ►](#)).

### Netzstabilisierender Effekt

Ein netzstabilisierender Effekt tritt nur dann ein, wenn überschüssige Energie für die Produktion von grünem LNG eingesetzt werden kann. Ansonsten ergeben sich keine weiteren Effekte.



Quelle: Brunsbüttel Ports

## WEITERE TESTS UND PILOTVERSUCHE

Ergänzend zu den beschriebenen Lösungen finden sich in den europäischen Nachbarländern weitere Lösungsanbieter, die ihre Lösungen z. T. in kleineren Pilotversuchen testen oder getestet haben. In Rotterdam haben im Jahr 2019 fünf Unternehmen an einem Test der Stadt Rotterdam und des Hafensbetriebs Rotterdam in Bezug auf mobilen Landstrom an der Parkade im Zentrum von Rotterdam teilgenommen.

Die fünf Teilnehmer an dem Test nahmen dabei verschiedene Konzepte unter die Lupe. Es wurden vor allem die technische und wirtschaftliche Machbarkeit, die Nutzerfreundlichkeit und die positiven Auswirkungen auf die Umwelt beurteilt:

- ENGIE Ventures & Integrated Solutions B.V.: Hybrid-System mit einer Big Battery Box, integriert in einen mit Biokraftstoff (HVO) betriebenen Motor-Generator.
- PON Power & Schwestergesellschaften: Hybrid-Container mit einer Batterie, in Kombination mit einem mit blauem Diesel (HVO) betriebenen Generator in einem 10-Fuß-Container.
- Aggreko Benelux: LNG-betriebener Gasmotor in einem 20-Fuß-Container.
- Mobeile Stroom BV: Bio-LNG-betriebene Turbine in einem 20-Fuß-Container.
- JP-Energiesystemen B.V.: Mit Wasserstoff betriebenes Brennstoffzellenaggregat, in Kombination mit einer kleinen Batterie.

Der Test fand bis Frühjahr 2020 statt. Jedes System wurde zwei bis vier Wochen lang aufgestellt, um die an einem Liegeplatz anlegenden Seeschiffe mit Landstrom versorgen. Während der Tests wurden Messungen vorgenommen, um den Rückgang der Lärm- und Emissionswerte dieser Systeme festzuhalten. Weitere Erkenntnisse aus dieser Pilotphase sind nicht öffentlich.

Weiterführend wurde im Frühjahr 2022 an der Maaskade in Rotterdam eine mobile Landstromlösung für große Binnenschiffe (CEMT-Klasse V und höher) getestet. Im Auftrag des Hafensbetriebs von Rotterdam installierte Skoon Energy dort ein Batteriesystem, um die lokale Landstromversorgung für die Binnenschifffahrt zu stärken.



Quelle: Port of Rotterdam..



Quelle: Gaussin.

## INHALT

### GRUNDLAGEN

Untersuchung der Technologieoptionen anhand ausgewählter Kriterien S. 12

### KALKULATION

Kosten und Stromlieferpreise für spezifische Anwendungsfälle S. 46

### ANALYSE UND BEWERTUNG

Verbringungsarten bzw. Mobilitätsmodi inkl. konkreter Anwendungsfälle S. 59

### ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT

Aggregation der Ergebnisse und Ableitung von Handlungsempfehlungen S. 65

## ABSCHÄTZUNG DES ENERGIEBEDARFS

Unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus der Gegenüberstellung der Technologieoptionen erfolgt in diesem Schritt eine Kalkulation der Kosten und Stromlieferpreise für vier Anwendungsfälle. Eine differenzierte Betrachtung für die Schiffstypen Container, Bulker, Kreuzfahrer und Fähre/RoRo ist angebracht, da die einzelnen Schiffstypen vsl. über unterschiedliche Lastprofile verfügen, die zu entsprechenden Rückwirkungen auf die technischen Spezifikationen und damit indirekt auch auf die Stromlieferpreise führen. Dabei ist zu beachten, dass das Lastprofil neben dem Schiffs-typ auch von weiteren Parametern abhängt. Da die Energiepreise aufgrund der aktuellen Marktsituation z. T. starken Schwankungen unterliegen können, wird die Kalkulation der Kosten und Stromlieferpreise um eine Sensitivitätsbetrachtung ergänzt. Das bedeutet, dass die Kosten für die Bereitstellung von Landstrom für die einzelnen Technologieoptionen in Abhängigkeit von unterschiedlichen Marktpreisen einzelner Kraftstoffe dargestellt werden.

Ausgangspunkt für die weitere Betrachtung bildet die Identifikation der Energiebedarfe der einzelnen Schiffstypen. Dabei sind landseitig folgende Besonderheiten zu beachten:

- Es werden kurzfristig große Energiemengen angefordert, die je nach Schiffstyp und -größe variieren. Im Folgenden wird nach seefähigen Schiffen in den Bereichen Container, Kreuzfahrt, Bulker und Ro/Ro differenziert. In einem Exkurs finden auch kleinere Schiffe Berücksichtigung.
- Die benötigten Netzspannungen variieren im Allgemeinen von 400 bis 700 V (Niederspannungsbereich) bzw. 6,6 kV bis 11 kV (Mittelspannung).
- Die benötigten Netzfrequenzen liegen teils bei 50 Hz, teils bei 60 Hz und weshalb Schaltanlagen entsprechend zu konzeptionieren sind.
- Bei Nutzung von Energie aus öffentlichen Stromversorgungsnetzen (400V, 10kV bzw. 20kV bei 50Hz) muss umgeformt werden in möglichst anschlussnah Umspannwerken oder „Umformerstationen“.
- Kaianlagen müssen für Gerätschaften ausgelegt sein die, je nach Lösung, unterschiedlich viel Platz, Versorgungs-, Tank-, Verbringungs- und Transportmöglichkeiten bedürfen.

Wie beschrieben variiert der Energiebedarf je nach Schiffstyp. Die nachfolgende Abbildung ermöglicht zunächst eine prinzipielle Einordnung der Energiebedarfe für einzelne Schiffstypen. Die Darstellung erfolgt in diesem Fall in Mega Volt Ampere (MVA), teilweise finden sich auch Angaben in Megawatt (MW). Beide Begriffe bzw. Abkürzungen werden im Folgenden synonym verwendet. Zum Unterschied: Die Leistungsaufnahme von elektrischen Verbrauchern mit Ohmschen Widerständen wird ausschließlich in "Watt" (W) angegeben, da hier keine Blindleistung auftritt und somit die Wirkleistung mit der Scheinleistung identisch ist. Dagegen wird bei Generatoren i. d. R. die Scheinleistung in "Voltampère" (VA) angegeben, die sich aus der geometrischen Addition von Wirk- und Blindleistung ergibt.



Ausgehend von dieser prinzipiellen Einordnung werden nachfolgend spezifische Energiebedarfe einzelner Schiffstypen dargestellt. Die Darstellung erfolgt auf Basis der vsl. Spitzenlast für den jeweiligen Schiffstyp. Hierbei ist zu beachten, dass diese in Einzelfällen auch darüber liegen können, z. B. wenn ein Containerschiff über einen sehr hohen Anteil an Reefer-Containern verfügt oder die Hotellast eines Kreuzfahrers aufgrund bestimmter Umstände besonders hoch ist.

## ABSCHÄTZUNG DES ENERGIEBEDARFS

Der geschätzte Energiebedarf von Containerschiffen wird maßgeblich durch die Größe (in BRT/BRZ) bestimmt. Darüber hinaus spielen Faktoren wie die Anzahl der Kühlcontainer an Bord eine nicht unerhebliche Rolle. Auf Basis von Angaben der in der MoLa-Arbeitsgruppe organisierten Häfen sowie eigener Erfahrungen und Kenntnisse der Gutachter werden folgende Energiebedarfe für Containerschiffe angenommen:

Größe (TEU)	BRT (t)	Energiebedarf (MW)
< 1.000	< 10.000	1,0
<b>1.000 – 1.999</b>	<b>10.000 – 19.999</b>	<b>1,3</b>
2.000 – 2.999	20.000 – 29.999	1,6
3.000 – 3.999	30.000 – 39.999	1,9
4.000 – 4.999	40.000 – 49.999	2,2
5.000 – 5.999	50.000 – 59.999	2,3
6.000 – 6.999	60.000 – 69.999	2,5
7.000 – 7.999	70.000 – 79.999	2,9
8.000 – 9.999	80.000 – 99.999	3,3
<b>10.000 - &gt;</b>	<b>100.000 &gt;</b>	<b>3,5</b>

Quelle: MoLa AG, eigene Schätzungen.

Im Zuge der weiteren Betrachtung werden beispielhaft ein kleines Containerschiff (1.000 – 1.999 TEU) und ein großes Containerschiff (> 10.000 TEU) betrachtet (jeweils **fett** markiert). Eine wichtige Rolle spielen im Zuge der weiteren Betrachtung auch die Liegezeiten im Hafen. Diese werden mit 6 bzw. 32 Stunden angenommen.

Für den RoRo-Bereich gelten nachfolgende Annahmen.

BRT (t)	Energiebedarf (MW)
10.000 – 19.999	1,6
20.000 – 29.999	1,8
30.000 – 39.999	2,1
<b>40.000 – 49.999</b>	<b>2,2</b>
50.000 – 59.999	2,2

Für die Liegezeit eines RoRo-Car-Carriers werden 24 Stunden angenommen. Bei einer RoRo-Fähre liegt diese bei 4-6 Stunden. Hierbei zeigt sich, dass RoRo-Fähren mit hohem Passagier-Anteil z. T. deutlich höhere Energiebedarfe haben (z. B. Color Fantasy 4,5 MW, 74.500 BRT).

Der Energiebedarf für Bulker wird mit 2,0 bis 2,5 MW etwa in ähnlicher Größenordnung geschätzt. Für die Liegezeit erscheinen 1,6 bis 2,1 Tage realistisch. Die weiteren Überlegungen basieren auf 2,5 MW und 45 Stunden Liegezeit.

Der Energiebedarf bei Kreuzfahrtschiffen liegt dagegen deutlich höher. Die nachfolgende Abbildung zeigt den max. Leistungsbedarf für unterschiedliche Schiffe. Die Liegezeit beträgt, abhängig davon ob ein Passagierwechsel stattfindet oder nicht, zwischen 8 und 12 Stunden. In Einzelfällen sind auch 2-3 Tage möglich.

	360 m	<b>"Genesis of the Seas"</b> GT 220T, Passagierzahl 5400 max. Leistungsbedarf rd. 16 MW
	345 m	<b>"Queen Mary 2"</b> GT 150 T, Passagierzahl 2620 max. Leistungsbedarf rd. 14 MW
	290 m	<b>"Oosterdam"</b> GT 82 T, Passagierzahl 1848 max. Leistungsbedarf rd. 10 MW
	250 m	<b>"AIDAdiva"</b> GT 69 T, Passagierzahl 2050 max. Leistungsbedarf rd. 8 MW
	200 m	<b>"Europa"</b> GT 28 T, Passagierzahl 408 max. Leistungsbedarf rd. 6 MW
	175 m	<b>"Deutschland"</b> GT 22 T, Passagierzahl 620 max. Leistungsbedarf rd. 6 MW

## REFERENZ: STROMLIEFERKOSTEN BORDSTROM

Ausgangspunkt für die weiteren Berechnungen zu den Stromlieferpreisen für die vier Anwendungsfälle Container, Bulker, Kreuzfahrer und Fähre/RoRo bildet die Ableitung eines Referenzwerts für den Fall, dass die benötigte Energie vom Schiff selbst erzeugt wird (Bordstrom). Die Kosten zur Produktion von Bordstrom ergeben sich aus:

- Brennstoffkosten (nach durchschnittlichen, globalen Preisen für Schiffsdiesel, sog. „Low Sulphur Marine Gas Oil“ / LSMGO).
- Kosten für Schmieröle (Referenz-Typ: „Shell Argina“).
- Geschätzter Schmierölverbrauch (1 g/kWh bzw. 913 kWh/l Schmieröl).
- Wartungskosten (Pauschale von 1,5 ct/kWh).
- Gemittelter Brennstoffverbrauch von 179 g/kWh (gem. MaKMed) und einem Generatorenwirkungsgrad von 0,95.

Der gemittelte Generatoren-/Brennstoffverbrauch macht dabei eine dezidierte Berücksichtigung von Schiffstypen, -größen und -energiebedarfen bei einer Umrechnung in Kosten pro kWh obsolet, weshalb diese hier keine weitere Berücksichtigung finden.

Entscheidend sind vielmehr Preise für LSMGO. Für den Zeitraum von 2018-2022 konnten die nachfolgenden durchschnittlichen, globalen Preise ermittelt werden (Ship & Bunker, 2022). Hierbei ist darauf zu verweisen, dass eine Tonne LSMGO in Rotterdam aktuell (Juli 2022) zu einem Preis von knapp 1.200 US-Dollar gehandelt wird.

Jahr / Zeitraum	2018	2019 (Jul-Dez)	2020	2021	2022 (Jan-Jul)
US-Dollar je Tonne	611,2	411,5	313	453	676,5

Die Schmierölpreise bewegen sich im Bereich von 545 bis 564 US-Dollar je 100 Liter und sind in den vergangenen Jahren nur moderat gestiegen.

Bordstrompreise wurden weiterhin auf Basis von Inputdaten einzelner Häfen sowie Erfahrungswerten der Gutachter geschätzt. Schmierölverbräuche, Wartung etc. wurden gemäß o. g. Annahmen berücksichtigt.

Auf Basis dieser Vorüberlegungen ergeben sich die nachfolgenden Stromlieferpreise für die Referenz „Bordstrom“.

Jahr / Zeitraum	2018	2019 (Jul-Dez)	2020	2021	2022 (Jan-Jul)
Stromkosten (ct/kWh)	11,77	8,98	8,95	9,25	16,03

Dabei zeigt sich, dass die Bordstromkosten über die Jahre zwischen etwa 9 und 16 Cent je kWh schwankten, darunter im Mittel etwa 2 Cent je kWh für Schmieröl und Wartung. Die Abhängigkeit der Bordstromkosten vom LSMGO-Preis und damit die Auswirkung der aktuellen Energiekrise zeigt sich deutlich, wenn man den Rotterdamer Schiffsdieselpreis aus dem Juli 2022 zugrundlegt und sich dadurch Bordstromkosten massiv, auf etwa 25,53 ct/kWh steigern.



Quelle: NDR.

## STROMLIEFERKOSTEN LANDSTROM (STATIONÄR)

Die Kosten für die Strombereitstellung einer mobilen Direktstromlösung sind analog zu denen einer „klassischen“ stationären Landstromlösung, da durch die mobile Übergabe grds. keine weiteren Kosten entstehen. Die Kosten sind dabei primär von den erforderlichen Investitionsvolumina abhängig (siehe Ausführungen zu den CAPEX). Hinzu kommen weitere Kosten, die z.t. pauschal geschätzt werden müssen. Die weitere Berechnung erfolgt auf Basis einer Beispielrechnung für eine stationäre Landstromlösung an einem Containerterminal:

- Gesamtinvestition von etwa 13 Mio. Euro, die auf den Strompreis umzulegen sind, Abschreibung der Investitionskosten über 15 Jahre linear bei einer Verzinsung von 4 %.
- Jährliche Nutzung der Anlage durch 300 landstromfähige Schiffe, jedes Schiff hat einen kalkulatorischen Leistungsbedarf von 3.500 kW und bezieht durchschnittlich 21,62 Stunden Landstrom
- Bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,6 ergibt sich eine Leistung von 2.100 kW, eine Arbeit 42.402 kWh pro Schiff oder 13.620.600 kWh für 300 Schiffe im Hafen insgesamt pro Jahr
- Für die Wartungskosten, Rücklagen, Ersatzteile und Personal- und Ausstattungskosten für den Betrieb der Landstromanlage werden etwa 533.200 Euro p. a. angenommen.

Durchleitungsverluste von etwa 6 % werden im Weiteren mitberücksichtigt. Die infrastrukturbedingten Energiekosten betragen demnach ca. 0,1493 Euro/kWh. Weitere Kosten kommen hinzu, darunter Kosten des Netzbetriebs (Energie-, Leistungs- und Arbeitspreis, Netznutzung, §19 StromNEV Umlage, Messung und Messstellenbetrieb) sowie gesetzliche Umlagen (EEG- KWKG-, § 18 Offshore-Umlage, Stromsteuer, Abschaltumlage, Konzessionsabgabe sowie Umsatzsteuer).

Die Bereitstellungskosten für den Landstrom belaufen sich damit in Summe auf etwa 0,50 Euro/kWh.

Hierbei ist allerdings anzumerken, dass an allen Hafenstandorten unterschiedliche Berechnungslogiken gelten. Diese werden u. a. beeinflusst durch die Betreiberlösung, die Spitzenlasten, den Stromeinkauf, Netzaufschläge usw. Auch haben weitere steuerliche Regelungen Einfluss auf die Stromlieferkosten:

Die im Jahr 2021 vorgenommene Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021) enthält einen besonderen Begrenzungstatbestand für den Bezug von Landstrom. Danach wird der ermittelte und den Strompreis maßgeblich bestimmende EEG-Umlagebetrag für den Strom, den eine Landstromanlage an Seeschiffe liefert und der von diesen Seeschiffen zu ihrem Betrieb selbst verbraucht wird, auf 20 % begrenzt. Seit 01.07.2022 entfiel die EEG-Umlage gar. Ebenso hat die EU-Kommission auf Antrag der Bundesregierung einen Vorschlag zur Ermächtigung Deutschlands unterbreitet, auf direkt an Schiffe am Liegeplatz im Hafen gelieferten elektrischen Strom einen ermäßigten Stromsteuersatz anzuwenden. Der Regelsatz der Stromsteuer beträgt in Deutschland 20,50 EUR/MWh, die Steuervergünstigung liegt derzeit bei 20,00 EUR/MWh. Im Ergebnis wird der geltende EU-Mindeststeuersatz für elektrischen Strom in Höhe von 0,50 EUR/MWh berechnet. Deutschland gewährt die Steuervergünstigung entweder in Form eines ermäßigten Steuersatzes bei Bezug durch Genehmigung oder als nachträgliche Steuerentlastung. Unter gewissen Umständen ist gar eine gänzliche Befreiung von der Stromsteuer möglich.

Dennoch, nach Einschätzung mehrerer Häfen erscheinen Bereitstellungskosten von **40 bis 50 Cent/kWh** insgesamt als realistisch.

Diese Vorüberlegungen zum Thema Direktstrom bilden die Grundlage für die weiterführende Bewertung mobiler Landstromlösungen. Nachfolgend werden für die zuvor beschriebenen Technologieoptionen vergleichende Betrachtungen zu den jeweiligen Stromlieferkosten angestellt.

# STROMLIEFERKOSTEN MOBILE LANDSTROMLÖSUNGEN

Die weiterführende Quantifizierung der Stromlieferkosten für die einzelnen Technologieoptionen (Direktstrom, Batterie, Wasserstoff, Alternative Kraftstoffe) erfolgt auf der Grundlage eines einheitlichen Berechnungsschemas und berücksichtigt u. a. folgende Kostenbestandteile:

- **Investitionskosten:** Die Investitionskosten beinhalten neben den Kosten für die Anschaffung der mobilen Landstromlösung selbst auch die Kosten für zusätzlich benötigtes Equipment (z. B. Tankcontainer). Darüber hinaus finden Einmalkosten in Form von Overheads (z. B. für die Planung, Genehmigungen) Berücksichtigung. Als Abschreibungszeitraum wurde für alle vier Technologieoptionen ein einheitlicher Wert von 15 Jahren zu Grunde gelegt, so dass sich ein jährlicher Kostensatz in Form einer **Annuität** ergibt.
- **Terminalkosten:** Die Terminalkosten beinhalten die laufenden operativen Kosten die durch den Einsatz der mobilen Landstromlösung entstehen. Hierunter fallen u. a. Kosten für die Abstellung am Terminal (Platz-/Flächenmiete) und die Logistikkosten für das Verholen/Verbringen der mobilen Landstromlösung.
- **Personalkosten:** Die Personalkosten berücksichtigen alle im Zusammenhang mit dem Betrieb der mobilen Landstromlösung entstehenden Personalkosten (z. B. Transport, Anschluss, technische Überwachung).
- **Energiebereitstellung:** Die Kosten für die Energiebereitstellung umfassen z. B. Kosten für die Ladeinfrastruktur oder die Brennstofflogistik.
- **Wartung:** Die Wartungskosten umfassen neben den Kosten für die regelmäßige Wartung auch die Kosten für erforderliche Sicherheitsüberprüfungen usw.

Einen wesentlichen Kostenbestandteil bilden die **Energie- bzw. Betriebsstoffkosten**. Diese werden durch den Energiebedarf des Schiffes und den Wirkungsgrad der jeweiligen Anlage bzw. des Energieträgers beeinflusst. Auf Basis dieser Eingangsgrößen ergibt sich ein jährlicher Energiebedarf, der multipliziert mit den Beschaffungskosten die Energiekosten bestimmt.

Auf Basis dieser Vorüberlegungen wurden für sämtliche Kostenbestandteile entsprechende Wertansätze ermittelt. Grundlage hierfür bilden u. a. Marktrecherchen, Herstellerangaben, Erfahrungen der Gutachter aus anderen Projekten, Angaben von Terminalbetreibern und eigene Annahmen bzw. Schätzungen. Einzelne Wertansätze sind dabei vergleichsweise komplex und erfordern weiterführende Berechnungen, andere beinhalten z. T. vertrauliche Angaben von Herstellern oder Terminalbetreibern und können daher nur eingeschränkt offen gelegt werden. Die nachfolgende Tabelle zeigt eine vergleichende Darstellung der einzelnen Kostenbestandteile je Technologieoption. Aufgrund der beschriebenen Restriktionen zunächst nur in vereinfachter Form.

	Direktstrom	Batterie	Wasserstoff	Alt. Kraftstoffe
Investitionskosten	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Terminalkosten	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Personalkosten	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Energiebereitstellungskosten	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Wartungskosten	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Energiekosten	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆

Weitere wichtige Eingangsparameter für die Berechnung der Stromlieferkosten bilden der Energiebedarf je Schiff sowie weitere Parameter wie Liegezeit und Anzahl der Anläufe. Gerade auslastungsspezifische Parameter spielen eine wichtige Rolle im Zuge der Berechnung. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Folgenden.

## STROMLIEFERKOSTEN TECHNOLOGIEOPTION DIREKTSTROM

Die Kosten für die Strombereitstellung einer mobilen Direktstromlösung sind weitgehend analog zu denen einer „klassischen“ stationären Landstromlösung. Ergänzend zu berücksichtigen sind lediglich Kosten für die Anschaffung der mobilen Lösung sowie Kosten für Abstellung und Betrieb (z. B. Personal, Energie). Im Gegenzug ist zu berücksichtigen, dass mobile Direktstromlösungen aufwändige Installationen für die Stromübergabe in Teilen ersetzen können, so dass sich hieraus Rückwirkungen auf die Investitionskosten für die (stationäre) Landstromlösung ergeben können. Aufgrund dieser Wechselwirkungen ist eine exakte Quantifizierung der Stromlieferkosten für eine mobile Direktstromlösung nur eingeschränkt möglich.

Unter Berücksichtigung der im vorangegangenen Kapitel beschriebenen CAPEX und weiterer Annahmen bzgl. der OPEX ist ceteris paribus (d. h. unter der Annahme, dass keine Infrastrukturinvestitionen durch Einsatz einer mobilen Landstromlösung eingespart werden können) davon auszugehen, dass für Abschreibungen, Abstellung, Personal etc. ein Aufschlag von maximal 10 Cent je kWh auf die Stromlieferkosten für eine Direktstromlösung entsteht. Dabei besteht eine vergleichsweise große Unsicherheit, die sich daraus ergibt, dass ein nicht unerheblicher Teil der Kosten leistungsunabhängig ist, so dass sich mit höherem Energiebedarf oder einer höheren Auslastung bzw. Nutzung der mobilen Lösung Degressions-effekte ergeben. Dies lässt sich anhand einer Varianten ausgewählter Parameter zeigen:

- Energiebedarf: 500 KW, 1.000 KW, 2.000 KW, 4.000 KW, 6.000 KW
- Anzahl der Anläufe pro Jahr: 15, 20, 25, 50
- Liegezeit je Anlauf: 9, 32 Stunden

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Zuschläge in Cent je kWh. Für das vom Seehafen Kiel ausgewiesene Szenario für ein Kreuzfahrtschiff (7.000 KW, 9 Stunden, 15 Anläufe) ergibt sich ein Wert von 10 Cent je kWh.

Die Berechnung ergibt folgenden Aufschläge auf die direkten Stromlieferkosten von angenommen 40 bis 50 Cent je kWh bei Parametervariation:

Energiebedarf (in KW)	9 Stunden Liegezeit bei...				32 Stunden Liegezeit bei...			
	15	20	25	50	15	20	25	50
500	1,40	1,06	0,86	0,46	0,41	0,31	0,26	0,15
1.000	0,70	0,53	0,43	0,23	0,20	0,16	0,13	0,07
2.000	0,35	0,27	0,21	0,11	0,10	0,08	0,06	0,04
4.000	0,17	0,13	0,11	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02
6.000	0,12	0,09	0,07	0,04	0,03	0,03	0,02	0,01

Insgesamt zeigt sich, dass die Zuschläge bei intensiverer Nutzung bzw. höherer Auslastung wie erwartet deutlich abnehmen und z. T. sogar kaum eine Rolle spielen. Aufgrund der beschriebenen Einflussfaktoren auf die Berechnung der Direktstromkosten erscheint der Aufschlag mehr oder weniger vernachlässigbar, so dass ein Korridor von **40 bis 50 Cent je kWh** für die Technologieoption Direktstrom auch hier als realistisch erscheint.

Ferner erscheint es im Zuge der Betrachtung der Stromlieferkosten bedeutsam, Aspekte der verfügbaren Leistung sowie der möglichen Dauer der Stromlieferung mit zu betrachten.

Da im Fall einer mobilen Direktstromlösung keine eigene Energieerzeugung stattfindet sondern lediglich Strom einer bestehenden Landstromanlage (mobil) bereit gestellt wird, bestehen nur bedingt Einschränkungen hinsichtlich der maximalen Leistung. Diese wird vorrangig durch die Landstromanlage selbst bestimmt. Die meisten (teil-)mobilen Landstromlösungen sind daher in der Lage ein Leistungsspektrum bis zu 16,5 MVA bei 11 kV oder 6,6 kV, 50/60 Hz abzubilden.

Bzgl. der Bereitstellungsdauer ergeben sich vom Grundsatz her keine Einschränkungen.

## STROMLIEFERKOSTEN TECHNOLOGIEOPTION BATTERIE

Die Betrachtung der Stromlieferkosten für die Technologieoption Batterie orientiert sich maßgeblich an dem zuvor dargelegten Berechnungsschema. Bei den Investitionskosten wird zunächst nur die Anschaffung eines Batteriecontainers zugrunde gelegt, wohlwissend dass aufgrund der vergleichsweise kurzen Batterielaufzeit vs. eine Wechseleinheit benötigt wird. Ferner findet die Anschaffung eines Versorgungscontainers Berücksichtigung. Bei der Quantifizierung der weiteren Kostenbestandteile wird angenommen, dass die Kosten für die Abstellung am Terminal vergleichsweise moderat ausfallen, da keine besonderen Regelungen zu beachten sind. Aufgrund der vergleichsweise kurzen Batterielaufzeiten ist der Handling- und Personalaufwand dagegen vergleichsweise hoch. Einen kritischen Faktor bildet die Inputgröße „Strompreis“. Grund hierfür liegt einerseits darin, dass die Strompreise in Folge der Energiekrise zuletzt auf ein Rekordniveau gestiegen sind, andererseits bestehen für Industrie- bzw. Gewerbekunden abhängig vom Verbrauch z. T. stark divergierende Wertansätze, die durch die beschriebene Steuerproblematik in Seehäfen weiter verkompliziert wird. In einer ersten Annäherung wird ein Wertansatz von 125 Euro je MWh zugrunde gelegt. Im weiteren Verlauf der Betrachtung werden darüber hinaus auch andere Energiepreisszenarien betrachtet.

Ähnlich wie bei der Technologieoption Direktstrom gilt auch hier, dass ein Teil der Kosten (insbesondere die Investitionskosten) leistungsunabhängig ist, d. h. mit höherem Energiebedarf oder einer höheren Auslastung bzw. Nutzung der mobilen Lösung entsteht eine Fixkostendegression die sich maßgeblich auf die Stromlieferkosten auswirkt. Aus diesem Grund erfolgt auch an dieser Stelle eine Berechnung auf Grundlage unterschiedlicher Inputparameter. Diese werden aufgrund der Spezifika der Technologieoption Batterie anders als bei der Technologieoption Direktstrom gewählt.

- Energiebedarf: 500 KW, 1.000 KW
- Anzahl der Anläufe pro Jahr: 25, 50, 100
- Liegezeit je Anlauf: 5, 10 Stunden

Unter Berücksichtigung der zuvor dargestellten Annahmen bzw. Vorüberlegungen ergeben sich folgende Stromlieferkosten je kWh.

Energiebedarf (in KW)	5 Stunden Liegezeit bei...				10 Stunden Liegezeit bei...			
	10	25	50	100	10	25	50	100
500	7,18	3,31	2,02	1,38	3,68	1,74	1,10	0,78
1.000	3,65	1,72	1,08	0,76	1,90	0,94	0,62	0,45

Die Darstellung verdeutlicht, dass eine vergleichsweise intensive Nutzung bezogen auf die Zahl der Anläufe p.a. und die Liegezeit bei gleichzeitig „hohem“ Energiebedarf erforderlich ist, um Stromlieferkosten zu erzielen, die sich in etwa als wettbewerbsfähig gegenüber anderen Technologieoptionen herausstellen. Eine weiterführende Gegenüberstellung der einzelnen Technologieoptionen erfolgt im weiteren Verlauf dieses Abschnitts.

Darüber hinaus erscheint es gerade bei der Technologieoption Batterie als wichtig, Aspekte der verfügbaren Leistung sowie der möglichen Dauer der Stromlieferung zu betrachten. Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt beschrieben liefert die von eCap Marine angebotene mobile Landstromlösung eine maximale Leistung von 1,7 MWh. Dies bedeutet, dass zwar ein maximaler Energiebedarf von 1,7 MW gedeckt werden kann, allerdings nur für die Laufzeit von einer Stunde. Bei den in der o. g. Tabelle unterstellten Energiebedarfen von 500 bzw. 1.000 KW verlängert sich die Laufzeit auf 3,2 bzw. 1,6 Stunden. Hieraus ergibt sich prinzipieller Widerspruch, da ein ökonomischer Betrieb nur bei höheren Lasten und hoher Auslastung möglich ist. Gerade hohe Lasten führen aber zu einer deutlichen Verkürzung der möglichen Betriebszeiten. Folglich erscheint eine Batterielösung nur dann ökonomisch vorteilhaft, wenn es gelingt die Einsatzzeiten zu maximieren. Bei einem Energiebedarf von 100 KW beträgt die max. Betriebszeit etwas mehr als 16 Stunden. Selbst bei einer 24/7 Vollaustattung ergeben sich Stromkosten von immer noch 1,41 Euro je kWh. Folglich existieren nur wenige Fälle bei denen derlei Lösungen wirtschaftlich sind.

## STROMLIEFERKOSTEN TECHNOLOGIEOPTION WASSERSTOFF

Die Quantifizierung der Stromlieferkosten für die Technologieoption Wasserstoff orientiert sich gleichfalls an dem dargelegten Berechnungsschema.

Bei den Investitionskosten wird neben der Anschaffung eines H2PowerPacs auch die Anschaffung von 2 Tankcontainern unterstellt. Bei der Festlegung der weiteren Kostenbestandteile werden vergleichsweise hohe Kosten für die Terminallogistik unterstellt, da die PowerPac Einheit sehr schwer ist und außerdem der Betrieb mit Wasserstoff vergleichsweise komplexe Sicherheitsanforderungen mit sich bringt. Aus diesem Grund ist auch der Handling- und Personalaufwand vergleichsweise hoch.

Einen kritischen Faktor bildet die Inputgröße „Wasserstoffpreis“. Grund hierfür liegt darin, dass grüner Wasserstoff derzeit nur äußerst eingeschränkt verfügbar ist und die Herstellungspreise aktuell noch sehr hoch sind. In einer ersten Annäherung wird ein Wertansatz von 200 Euro je MWh zugrunde gelegt. Im weiteren Verlauf der Betrachtung werden darüber hinaus auch andere Energiepreisszenarien betrachtet.

Analog zu den vorherigen Technologieoptionen gilt auch hier, dass ein Teil der Kosten (insbesondere die Investitionskosten) leistungsunabhängig ist, d. h. mit höherem Energiebedarf oder einer höheren Auslastung bzw. Nutzung der mobilen Lösung entsteht eine Fixkostendegression die sich maßgeblich auf die Stromlieferkosten auswirkt. Aus diesem Grund erfolgt auch an dieser Stelle eine Berechnung auf Grundlage unterschiedlicher Inputparameter. Diese werden aufgrund der Spezifika der Technologieoption Wasserstoff in Teilen variiert.

- Energiebedarf: 200 KW, 500 KW
- Anzahl der Anläufe pro Jahr: 25, 50, 100
- Liegezeit je Anlauf: 10, 20 Stunden

Unter Berücksichtigung der zuvor dargestellten Annahmen bzw. Vorüberlegungen ergeben sich folgende Stromlieferkosten je kWh.

Energiebedarf (in KW)	10 Stunden Liegezeit bei...				20 Stunden Liegezeit bei...			
	10	25	50	100	10	25	50	100
200	12,20	6,14	4,12	3,11	6,34	3,31	2,30	1,79
500	5,11	2,69	1,88	1,47	2,76	1,55	1,15	0,95

Auch bei der Technologieoption Wasserstoff besteht die Notwendigkeit die Nutzung bzw. Auslastung zu maximieren, um so die Stromlieferkosten je kWh zu reduzieren.

Darüber hinaus ist es auch mit Blick auf die Technologieoption Wasserstoff wichtig, verfügbare Leistung und mögliche Dauer der Stromlieferung zu betrachten.

Das H2PowerPac verfügt dabei nur über eine Maximalleistung von 500 KW und eignet sich somit nur für kleinere Schiffstypen. Grdsl. ist auch die Kopplung mehrerer Aggregate möglich, dies würde aber zu einem überdurchschnittlichen Platzbedarf im Bereich der Kaikante führen. Allerdings zeigt sich, dass das H2PowerPac bei einem Energiebedarf von 500 KW bis zu 15,2 Stunden Energie liefern kann. Die vergleichsweise hohe Betriebszeit ist somit ein großes Plus dieser Lösung. Allerdings zeigt sich, dass bei einer Betriebszeit von 15 Stunden und 500 KW Energiebereitstellung ungefähr 180 Anläufe pro Jahr realisiert werden müssen, um einen Stromlieferpreis von 1 Euro zu ermöglichen.

## STROMLIEFERKOSTEN TECHNOLOGIEOPTION ALTERNATIVE KRAFTSTOFFE

Die Berechnung der Stromlieferkosten für die Technologieoption Alternative Kraftstoffe (LNG) orientiert sich ebenso an dem dargelegten Berechnungsschema und weist einige Parallelen zur Technologieoption Wasserstoff auf. So wird bei den Investitionskosten neben der Anschaffung eines LNG Power Pacs auch die Anschaffung von 2 Tankcontainern unterstellt. Bei der Festlegung der weiteren Kostenbestandteile werden auch hier vergleichsweise hohe Kosten für die Terminallogistik unterstellt, da das LNG PowerPac hohen Sicherheitsanforderungen unterliegt. Dies gilt insbesondere für die Tankcontainerabstellung sowie die Betankung. Auch die Brennstofflogistik ist mit einigen Herausforderungen verbunden. Ebenso ist der Handling- und Personalaufwand vergleichsweise hoch.

Die Verfügbarkeit von grünem LNG ist aktuell sehr kritisch, so dass zunächst mit Preisen für die Bereitstellung von herkömmlichem LNG gerechnet wurde. Auch hier zeigt sich in Folge der Energiekrise zuletzt ein signifikanter Preisanstieg. In einer ersten Annäherung wird ein Wertansatz von 120 Euro je MWh zugrunde gelegt. Im weiteren Verlauf der Betrachtung werden darüber hinaus auch andere Energiepreisszenarien untersucht.

Ebenso wie bei den übrigen Technologieoptionen gilt auch hier, dass ein Teil der Kosten (insbesondere der Investitionskosten) leistungsunabhängig ist, d. h. mit höherem Energiebedarf oder einer höheren Auslastung bzw. Nutzung der mobilen Lösung entsteht eine Fixkostendegression die sich maßgeblich auf die Stromlieferkosten auswirkt. Aus diesem Grund erfolgt auch an dieser Stelle eine Berechnung auf Grundlage unterschiedlicher Inputparameter. Diese werden aufgrund der Spezifika der Technologieoption LNG in Teilen variiert.

- Energiebedarf: 500 KW, 1.000 KW, 1.500 KW
- Anzahl der Anläufe pro Jahr: 10, 25, 50, 100
- Liegezeit je Anlauf: 10, 20 Stunden

Unter Berücksichtigung der zuvor dargestellten Annahmen bzw. Vorüberlegungen ergeben sich folgende Stromlieferkosten je kWh.

Energiebedarf (in KW)	10 Stunden Liegezeit bei...				20 Stunden Liegezeit bei...			
	10	25	50	100	10	25	50	100
500	3,71	2,06	1,51	1,23	2,03	1,20	0,93	0,79
1.000	2,01	1,18	0,91	0,77	1,17	0,76	0,62	0,55
1.500	1,44	0,89	0,71	0,62	0,88	0,61	0,53	0,47

Auch bei der Technologieoption LNG besteht die Notwendigkeit die Nutzung bzw. Auslastung zu maximieren, um so die Stromlieferkosten je kWh zu reduzieren.

Mit Blick auf die Technologieoption Alternative Kraftstoffe ist es ebenfalls wichtig, verfügbare Leistung und mögliche Dauer der Stromlieferung zu betrachten. Das LNG Power Pac verfügt dabei über eine Maximalleistung von 1.500 KW, durch Kopplung von 2 Aggregaten ist sogar eine Leistung von 3.000 KW möglich. Dabei zeigt sich, dass das LNG Power Pac bei einem Energiebedarf von 1.500 KW bis zu 30 Stunden Energie liefern kann. Die im Vergleich zu anderen Lösungen relativ lange Betriebszeit ist somit ein positiver Aspekt dieser Lösung.

## STROMLIEFERKOSTEN VERGLEICH DER TECHNOLOGIEOPTION

Ausgehend von der Betrachtung der Stromlieferkosten für die einzelnen Technologieoptionen auf Basis einer Variation ausgewählter Eingangsparameter erfolgt im nächsten Schritt eine weiterführende Gegenüberstellung der Stromlieferkosten. Diese hat einerseits zum Ziel für im Vorfeld definierte Leistungsparameter einzelner Schiffstypen die wirtschaftlich vorteilhafte Technologieoption zu identifizieren, andererseits sollen Einflüsse aus Veränderungen in den Energiekosten in Form einer Sensitivitätsbetrachtung Berücksichtigung finden.

Ausgangspunkt für die weiteren Berechnungen bilden Eingangsdaten für einzelne Schiffstypen die von den Teilnehmer:innen der MoLa-Arbeitsgruppe bereit gestellt und von den Gutachtern auf der Grundlage eigener Erfahrungen validiert und sofern nötig ergänzt wurden. Auf Basis der nachfolgenden Eingangsdaten ergeben sich die dargestellten Stromlieferkosten.

	Cruise 250m	Cruise 175m	Container < 2.000 TEU	Container > 10.000 TEU	RoRo (40.000 BRT)	Bulker (Handymax)
Energiebedarf (MW)	8,0	6,0	1,3	3,5	2,2	2,5
Liegezeit (Stunden)	9	9	6	32	55	40
Anläufe pro Jahr	15	15	160	110	100	110
<b>Stromlieferkosten (Euro je kWh)</b>						
Direktstrom	0,49	0,52	0,50	0,41	0,41	0,42
Batterie	-	-	0,46	-	-	-
Wasserstoff	-	-	-	-	-	-
Alt. Kraftstoffe	-	-	0,83	-	-	-

Die vorstehenden Berechnungen sind quasi ohne Aussagekraft, da die zugrunde gelegten Eingangsparameter den Einsatz vieler mobiler Landstromlösungen mehr oder weniger ausschließen. Grund hierfür liegt in den zu geringen Leistungsdaten. Bei der Technologieoption Batterie ist zu berücksichtigen, dass bei einem Energiebedarf von 1,3 MW (Container < 2.000 TEU) alle 1,24 Stunden ein Batteriewechsel erfolgen muss, so dass der Einsatz theoretisch möglich aber betrieblich quasi nicht praktikabel ist.

Ein Blick auf die Leistungsparameter der einzelnen Technologieoptionen zeigt folgende maximale Leistungen:

- Direktstrom 16.500 KW
- Batterie 1.700 KW
- Wasserstoff 500 KW
- Alternative Kraftstoffe (LNG) 1.500 KW

Ggf. sind durch Kopplung mehrerer mobiler Einheiten höhere Leistungswerte realisierbar, allerdings steigt hierdurch der Platzbedarf an der Kaiante deutlich an und führt somit zu Rückwirkungen auf den Hafen- bzw. Umschlagbetrieb. Auch die Kosten je kWh dürften durch den Einsatz mehrerer Einheiten signifikant ansteigen. Diese Ausführungen verdeutlichen, dass die meisten mobilen Landstromlösungen in heute bekannten Konfigurationen grds. nur für die Versorgung kleinerer Schiffseinheiten mit Energie geeignet sind. Vor diesem Hintergrund wurden von den Gutachtern weitere Szenarien mit geringeren Energiebedarfen entwickelt. Dabei ist davon auszugehen, dass mobile Lösungen für den Einsatz im Bereich Kreuzfahrt aufgrund der hohen Hotellasten i. d. R. ohne Relevanz sind. Gleiches gilt für große Containerschiffe und RoRo-Schiffe (Car Carrier, RoPax-Fähren). Somit richtet sich das Hauptaugenmerk vor allem auf kleinere Bulker, Containerschiffe (Feeder) sowie Küstenmotorschiffe. Als problematisch für die weitere Betrachtung stellt sich dabei heraus, dass für diese Schiffe i. d. R. keine Energiebedarfe für Landstrom bekannt sind.



BRZ: 2.590, Länge 88 m



BRZ: 6.290, Länge 120 m

## STROMLIEFERKOSTEN VERGLEICH DER TECHNOLOGIEOPTION

Aufgrund der beschriebenen Problematik, dass für kleinere Schiffe keine belastbaren Energiebedarfe vorliegen, werden die Stromlieferpreise für verschiedene Szenarien berechnet. Folgende Optionen werden dabei betrachtet.

Energiebedarf (in KW)	200	500	1.000	1.300
Anläufe (pro Jahr)	10	20	50	100

Für die Liegezeit werden aus Vereinfachungsgründen konstant 8 Stunden angenommen. Unter Berücksichtigung dieser Eingangsparameter ergeben sich die nachfolgenden Stromlieferpreise in Euro je kWh.

		Energiebedarf (kWh)			
Technologie	Anläufe pro Jahr	200	500	1.000	1.300
Direktstrom	10	6,20	2,72	1,56	1,29
	20	3,38	1,59	1,00	0,86
	50	1,68	0,91	0,66	0,60
	100	1,12	0,69	0,54	0,51
Batterie	10	11,18	4,55	2,34	1,83
	20	6,15	2,54	1,34	1,06
	50	3,13	1,33	0,73	0,59
	100	2,12	0,93	0,53	0,44
Wasserstoff	10	15,13	6,28	-	-
	20	8,82	3,76	-	-
	50	5,03	2,24	-	-
	100	3,77	1,74	-	-
Alt. Kraftstoffe	10	10,89	4,54	2,43	1,94
	20	6,60	2,83	1,57	1,28
	50	4,03	1,80	1,06	0,88
	100	3,17	1,46	0,88	0,75

Die Tabelle zeigt, dass alle Technologieoptionen nur dann zu „akzeptablen“ Stromlieferpreisen führen, wenn eine hohe Auslastung besteht. Dies betrifft sowohl die Anzahl der Anläufe als auch den Energiebedarf. Aufgrund des vergleichsweise geringen Leistungsvermögens des H2PowerPacs scheidet diese Option zumindest unter den aktuellen Prämissen aus.

Weiterführend ist die Frage zu diskutieren, wie sich die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einzelner mobiler Landstromlösungen verändert, wenn sich die Kosten für den Bezug von Strom bzw. Kraftstoffen (Wasserstoff, LNG) verändern. Diese bewegen sich in Folge des Ukraine-Kriegs und der hierdurch ausgelösten Energiekrise auf einem vergleichsweise hohen Niveau. Hieraus folgt, dass viele Wirtschaftlichkeitsberechnungen die von Anbietern mobiler Landstromlösungen im Zuge ihrer Konzeption gemacht wurden mittlerweile an Gültigkeit verloren haben. Beispielhaft sei hier auf das LNG Power Pac verwiesen. Im Jahr der ersten Pilotversuche lag der LNG-Preis bei 35-40 Euro je MWh für LNG, heute liegt dieser Wert mindestens dreimal höher. Auch bei Strom und Wasserstoff bewegen sich die Energie-Einstandspreise derzeit auf Rekordniveau. Daher erscheint es sinnvoll die Einstandspreise in Form einer Sensitivitätsbetrachtung zu variieren. Dabei wird sowohl unterstellt, dass die Preise in Folge von Marktveränderungen oder der Schaffung zusätzlicher Angebotsstrukturen (z. B. Ausweitung der Produktion von Wasserstoff) sinken. Im Gegenzug werden auch weitere Preissteigerungen betrachtet.

Ausgangspunkt für die Betrachtung bildet auch hier die Festlegung der möglichen Eingangsparameter. Auf Basis der Erfahrungen aus den bisherigen Berechnungen werden nachfolgende Parameter festgelegt.

- Energiebedarf 1.000 KW
- Liegezeit im Hafen: 8 Stunden
- Anläufe pro Jahr: 100

Für die Energieeinstandskosten werden nachfolgende Wertansätze unterstellt. Diese werden im Zuge der weiteren Berechnung als Index = 100 gesetzt, so dass Preisveränderungen prozentual variiert werden können.

- Direktstrom: 125 Euro/MWh
- Batterie: 125 Euro/MWh
- Wasserstoff: 200 Euro/MWh
- Alternative Kraftstoffe: 120 Euro/MWh

## SENSITIVITÄTSBETRACHTUNG DER STROMLIEFERKOSTEN

Auf Basis der getroffenen Annahmen und Vorüberlegungen liefert eine Sensitivitätsanalyse der Energieeinstandspreise die nachfolgend dargestellte Ergebnisse. Dabei wird deutlich, dass niedrigere Energieeinstandskosten die Markt- bzw. Wettbewerbsfähigkeit aller mobilen Landstromlösungen erwartungsgemäß positiv beeinflussen. Allerdings zeigt sich insbesondere mit Blick auf die Technologieoptionen Wasserstoff und Alternative Kraftstoffe, dass weitere Parameter erfüllt sein müssen, um die Stromlieferkosten auf ein marktfähiges Niveau zu bringen.

Stellschrauben bestehen neben der weiteren Auslastungsoptimierung u. a. auch in den Entwicklungs- und Herstellungskosten. Da viele Lösungen bisher nur als Prototypen oder Kleinserien gebaut wurden besteht im Fall größerer Losgrößen noch Einsparpotenzial.

Ungeachtet dieser Einflüsse unterstreichen die Berechnungen die hohe Relevanz der Energieeinstandskosten für die Stromlieferkosten, insbesondere bei den Technologieoptionen Wasserstoff und Alternative Kraftstoffe. Im Fall einer Reduktion der Energieeinstandskosten um 50 % (Index 50) bewegen sich die Stromlieferkosten bei der Technologieoption Wasserstoff im Bereich von 87 Cent je kWh, bei der Technologieoption Alternative Kraftstoffe liegt dieser Wert bei 73 Cent je kWh. Ökonomisch deutlich attraktiver stellt sich die Technologielösung Batterie dar, die aber aufgrund der kurzen Batterielaufzeiten erhebliche operative Herausforderungen birgt. Bei den mobilen Direktstromlösungen zeigt sich eine vergleichsweise geringe Sensitivität gegenüber Energiepreisänderungen, da die Landstrombereitstellung mit vergleichsweise hohen Fixkosten verbunden ist. Nach allgemeiner Markteinschätzung ist davon auszugehen, dass die Energiepreise noch für eine Zeit auf hohem Niveau verharren werden. Allerdings zeigt sich auch, dass aktuell in vielen Häfen Bestrebungen bestehen das Thema Energiewende aktiv zu nutzen. Dies gilt nicht nur für die Anlandung von Energie (z. B. LNG, Ammoniak) sondern auch für die Produktion von Wasserstoff.

Durch die Realisierung unterschiedlicher Projekte dürfte der Preis für grünen Wasserstoff mittel- bis langfristig deutlich sinken. Der Blick auf die Produktionskosten zeigt, dass diese bis zum Jahr 2050 auf rund ein Drittel der heutigen Werte fallen könnten, so dass sich hier deutliche Potenziale ergeben. Weniger optimistisch stellt sich die Situation bei alternativen Kraftstoffen dar, wo zwar auch deutliche Effekte in Folge technologischen Fortschritts zu erwarten sind, allerdings zeigt sich hier auch eine hohe Nutzungskonkurrenz die sich auf den Preis auswirken dürfte. Auch das Thema Regulierung spielt eine wichtige Rolle bei der Durchsetzung.

Index	Direktstrom	Batterie	Wasserstoff	Alt. Kraftstoffe
50	0,50	0,46	0,87	0,73
55	0,50	0,47	0,89	0,74
60	0,51	0,48	0,91	0,76
65	0,51	0,48	0,93	0,77
70	0,52	0,49	0,95	0,79
75	0,52	0,50	0,97	0,81
80	0,52	0,50	0,98	0,82
85	0,53	0,51	1,00	0,84
90	0,53	0,52	1,02	0,85
95	0,54	0,52	1,04	0,87
100	0,54	0,53	1,06	0,88
105	0,54	0,54	1,08	0,90
110	0,55	0,54	1,10	0,91
115	0,55	0,55	1,12	0,93
120	0,56	0,56	1,14	0,95
125	0,56	0,56	1,16	0,96
130	0,56	0,57	1,18	0,98
135	0,57	0,58	1,20	0,99
140	0,57	0,58	1,22	1,01
145	0,58	0,59	1,23	1,02
150	0,58	0,60	1,25	1,04



Quelle: Gaussin.

## INHALT

### GRUNDLAGEN

Untersuchung der Technologieoptionen anhand ausgewählter Kriterien S. 12

### KALKULATION

Kosten und Stromlieferpreise für spezifische Anwendungsfälle S. 46

### ANALYSE UND BEWERTUNG

Verbringungsarten bzw. Mobilitätsmodi inkl. konkreter Anwendungsfälle S. 59

### ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT

Aggregation der Ergebnisse und Ableitung von Handlungsempfehlungen S. 65

## VORAUSSETZUNGEN VERSCHIEDENER VERBRINGUNGSARTEN/MOBILITÄTSMODI

Unter mobilen Landstromlösungen werden verladbare und nicht-stationäre Systeme verstanden. Sämtliche der bislang aufgezeigten Lösungsansätze haben gemein, dass sie nicht ortsfest sind. Allerdings bestehen Abweichungen hinsichtlich des konkreten Einsatzortes. Dieser kann bei containerisierten Lösungen entweder an der Kaikante oder an Bord des Schiffes liegen. Auch schwimmende Lösungen längsseits oder in unmittelbarer Nähe des Energieempfängers sind grundsätzlich denkbar. Die nachfolgende Abbildungen zeigt unterschiedliche Optionen im Überblick.

an der Kaikante

an Bord

schwimmend



Darüber hinaus kommen mobile Direktstromlösungen z. B. in Form von mobilen (Kabel)Einheiten zum Einsatz, die üblicherweise auch an der Kaikante abgestellt werden.

Grundsätzlich sind folgende Verbringungsarten für die mobilen Einheiten denkbar:

- Eigenantrieb
- Verbringung mittels (Spezial-) Trailer, Terminaltruck oder RoRo-Zugmaschinen (Mafis)
- Verbringung mit Terminalspezialfahrzeugen
- Bei schwimmenden Lösungen mit Hilfe eines Schleppers
- Zusätzlich ist bei Verbringung der Einheit an Bord der Einsatz eines STS-Kränen erforderlich.

Die Notwendigkeit zur Verbringung der mobilen Landstromlösung betrifft dabei nicht nur die Bereitstellung der Lösung an unterschiedlichen Liegeplätzen sondern auch eine Überführung an einen Lager- bzw. Abstellplatz.

Bei den Lösungen mit eigener Energieerzeugung (Wasserstoff, alternative Kraftstoffe) ist zu berücksichtigen, dass Energieerzeugung und -bereitstellung ggf. entkoppelt werden (müssen). Dies bedeutet, dass ggf. mehrere Transportvorgänge z. B. von Power Unit und Tankcontainer erforderlich werden. Auch die Kopplung („Verheiratung“) von Power Unit und Tankcontainer kann Teil der Anforderungen an die Terminallogistik sein. Eine wichtige Rolle bei der Verbringung spielen die Abmessungen und das Gewicht. Eine kombinierte Einheit aus Power Unit und (vollem) Tankcontainer kann bis zu 60 Tonnen wiegen, so dass nur ausgewählte Terminalfahrzeuge für den Transport geeignet sind.

Ausgehend von diesen Vorüberlegungen werden nachfolgend exemplarische Anwendungsfälle für einzelne Verbringungsarten dargestellt. Ziel ist es dabei, Ansätze für eine möglichst sichere, einfache und flexible Verbringung der mobilen Landstromlösung (unter Rückgriff auf bestehende Infrastrukturen) zu ermöglichen. Oberste Maxime besteht darin, dass die jeweiligen Verbringungsarten bzw. Transportmodi es ermöglichen auch Umschlag- oder Liegestellen zu erreichen, die nicht regelmäßig angelaufen oder schwerer zugänglich sind.

Beispiel: Kiesumschlag am ehem. Nato-Anleger im Büsumer Hafen



Quelle: Karl Meyer.

# BETRACHTUNG VERSCHIEDENER VERBRINGUNGSARTEN/MOBILITÄTSMODI

## Eigenantrieb

Mobile Landstromlösungen mit Eigenantrieb kommen grds. nur bei Direktstromlösungen zum Einsatz. Dies liegt im Wesentlichen darin begründet, dass hier keine Notwendigkeit besteht, vergleichsweise schwere Bauteile wie Transformatoren, Umrichter oder Batterien mitzuführen. Daher sind die Fahrzeuggewichte im Vergleich zu den anderen Technologieoptionen z. T. deutlich geringer. Ein Verfahren an entsprechende Einsatzorte entlang der jeweiligen Schiffs Liegeplätze ist daher ebenso autonom möglich wie die Verbringung an entsprechende Abstellplätze im Falle einer Nichtnutzung. Die Batteriekapazität der ShoreConnect Lösung erlaubt eine Transportentfernung von bis zu einem Kilometer. Weitere Entfernungen können mittels externer Zugmaschine oder Tugmaster überbrückt werden. Andere Lösungen wie das igus e-chain reel werden mittels kleinerer ferngesteuerter Zugmaschinen bewegt. Größere Lösungen erfordern den Einsatz von Zugmaschinen oder Tugmastern. Die Fahrzeugführung kann üblicherweise von einer Person bewerkstelligt werden. Die Steuerung erfolgt mittels einer kabelgebundenen Fernbedienung. An Standorten mit festen Anschlusspunkten an das Energienetz können Entfernungen von 30-35 m zwischen Anschlusspunkt und Schiff überbrückt werden. Einige portable Lösungen erlauben Auszugslängen von 50-60 m.



Quelle: Port of Kiel.

Ein wesentlicher Vorteil der dargestellten Lösung liegt in der vergleichsweise hohen Autonomie bei der Verbringung, da das Fahrzeug über einen eigenen Antrieb bei relativ geringem Gewicht verfügt. Die Reichweite von einem Kilometer ist für viele Hafenanlagen ausreichend, bei Standorten mit mehreren Hafenteilen können Probleme entstehen, insbesondere wenn öffentliche Straßen dazwischenliegen. Wie dargestellt sind mobile Direktstromlösungen nur dann einsetzbar, wenn in der Nähe entsprechende Anschlussmöglichkeiten bestehen. Insofern gilt die hohe Autonomie nur für die Verbringung, nicht aber für die Stromerzeugung. Diese erfordert bei einer mobilen Direktstromlösung immer das Vorhandensein einer ergänzenden Landstrominfrastruktur. Im Gegenzug ermöglicht die Lösung hohe Leistungen bei konstanter Versorgung. Bei Tideschwankungen ist eine automatisierte Kabelführung von Relevanz, um hohe Stand-By-Kosten für Personal zu vermeiden.

## Verbringung auf einem (Spezial-) Trailer mittels Terminaltruck oder Mafi

Der Einsatz von (Spezial-) Trailern und Terminaltrucks/Mafis für den Horizontaltransport zwischen Kaiante und Abstellplatz ist grds. unabhängig von der Technologieoption. Alle containerisierten Lösungen, egal ob für die Bereitstellung von mobilem Direktstrom, Batteriestrom oder Strom aus Wasserstoff, LNG etc., sind i. d. R. so konstruiert, dass sie mit Hilfe von marktüblichem Umschlaggerät auf entsprechende Chassislösungen gehoben werden können. Von einigen Herstellern wird auch eine vollständige Integration in einen Lkw-Aufbau oder einen Anhänger angeboten. Wesentlicher Vorteil dieser Verbringungsart besteht in der einfachen Verfügbarkeit und Standardisierung. Truck-Trailer-Systeme werden u. a. auf Containerterminals z. B. zu Umfuhrzwecken genutzt, auf Fähr- oder RoRo-Anlagen ist der Einsatz von Roll-/ Cargotrailern und Mafis geübte Praxis. Auch auf anderen Terminals werden Lkw oder Zugmaschinen für hafeninterne Verkehre oder Vor- und Nachläufe eingesetzt, so dass die "Eintrittshürden" gering sind.

## BETRACHTUNG VERSCHIEDENER VERBRINGUNGSARTEN/MOBILITÄTSMODI

Allerdings ist zu beachten, dass nicht jedes Chassis / jeder Trailer für den Transport von mobilen Landstromlösungen geeignet ist. Während containerisierte Direktstromlösungen mit einem Gewicht von 20-25 t noch vergleichsweise leicht sind, kann das Gewicht eines PowerPacs mit gefülltem Tank die Marke von 60 t überschreiten und den Einsatz von Spezialequipment erfordern. Weitere Anforderungen können sich ggf. aus den Regelungen für den Transport von Gefahrgut ergeben (z. B. ADR-Zulassung).

Ganz allgemein bieten Trailer- bzw. Chassis-Lösungen eine hohe Flexibilität. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Energieeinheit auch bei Abstellung an Kaikante oder Lagerplatz auf dem Chassis verbleibt. In diesem Fall ist eine einfache und schnelle Aufnahme oder Abstellung möglich. Trailer- oder Chassislösungen bieten im Fall einer Straßenzulassung darüber hinaus die Möglichkeit, die mobilen Landstromlösungen relativ einfach zwischen einzelnen Hafenteilen umzufahren. Bei höheren Gewichten sind ggf. Regelungen für Spezialtransporte zu beachten.



Quelle: eCap Marine.

Quelle: Mafi.



### Verbringung mit Terminalspezialfahrzeugen

Der Einsatz von Terminalspezialfahrzeugen für den Horizontaltransport von mobilen Landstromlösungen ist grds. nur dort von Relevanz wo entsprechende Fahrzeuglösungen ohnehin verfügbar sind. Dies betrifft vor allem Containerterminals bei denen Fahrzeuge wie Straddle/Van-Carrier und/oder Reachstacker im Einsatz sind. Wesentlicher Vorteil dieser Lösungen besteht in der hohen Flexibilität, da containerisierte Landstromlösungen problemlos an (nahezu) jedem Platz des Terminals aufgenommen oder wieder abgestellt werden können. Auch „Spezialaufträge“ wie die „Verheiratung“ von Energieeinheit/PowerPac und Tankcontainer können hiermit durchgeführt werden. Zu beachten ist, dass nicht alle Fahrzeuge für den Transport von hohen Gewichten geeignet sind. Dies gilt insbesondere für Reachstacker. Wie beschrieben stellt die Verbringung mit Spezialfahrzeugen für das Containerhandling lediglich eine realistische Option für Containerterminals dar, da diese Geräte auf herkömmlichen Terminals i. d. R. nicht zum Einsatz kommen, eine Anschaffung allein für den Zweck des Transports von mobilen Landstromlösungen wäre extrem kostspielig. Darüber hinaus sind Aspekte der Betriebssicherheit und der Infrastrukturspezifikation aufgrund z. T. extrem hoher Radlasten zu beachten.

# BETRACHTUNG VERSCHIEDENER VERBRINGUNGSARTEN/MOBILITÄTSMODI

## Verbringung mittels Schlepper

Die Verbringung schwimmender Landstromlösungen mittels Schlepper stellt grdsl. keine besondere Herausforderung dar. Zum Einsatz sind hier auch kleinere Hafenschlepper geeignet, die z. B. für hafeninterne Umfuhren oder den Transport von Schuten und Leichtern genutzt werden. Folglich finden sich insbesondere in den größeren Häfen entsprechende Dienstleister, die den Transport abwickeln können. In kleineren Häfen könnten sich hier jedoch Probleme einstellen. Die Anschaffung eigener Schlepper, die ausschließlich für die Verbringung mobiler Landstromlösungen eingesetzt werden erscheint zu kostenintensiv. Grdsl. erscheinen auch Push-Barges, die in der Binnenschifffahrt zum Einsatz kommen, als geeignet. Eine wichtige Voraussetzung bildet die Verfügbarkeit geeigneter Liegeplätze sowohl für die Stromübergabe als auch für die Zwischenabstellung. Inwieweit es möglich ist, die schwimmende Lösung längsseits zum jeweiligen Schiff bereit zu stellen hängt sowohl von der Geometrie des Hafens als auch von genehmigungsrechtlichen Fragen ab. Insbesondere bei der Nutzung von Wasserstoff oder anderen, gasförmigen Energieträgern können entsprechende Abstands- und Evakuierungsregeln dazu führen, dass ein „Längsgehen“ nicht möglich ist und/ oder Schlepper für die Betriebszeit Stand-By gehalten werden müssen.



Quelle: schulz-auf-kreuzfahrt.de.



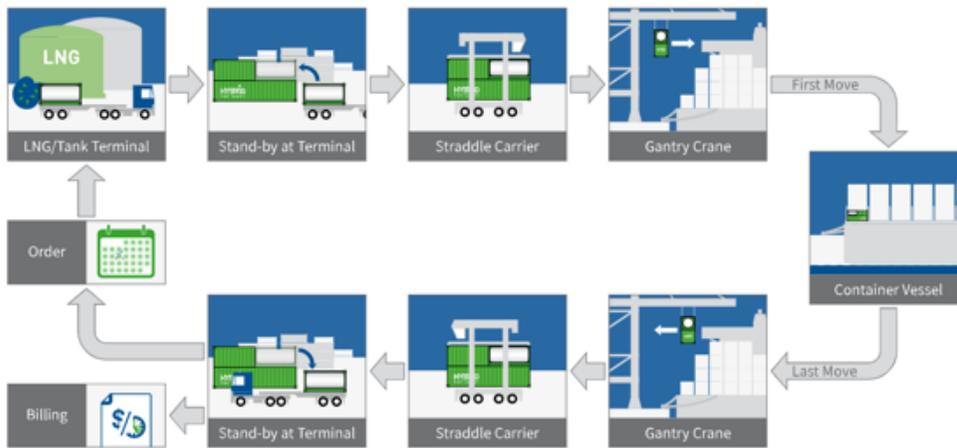
Quelle: HHLA.de.

## Einsatz von STS-Kränen

Sofern eine Verbringung der mobilen Landstromlösung an Bord eines Schiffes vorgesehen ist, erfordert dies den Einsatz von entsprechendem Umschlaggerät in Form eines Ship to Shore (STS-) Krans. Dies kann einerseits ein stationärer Kran oder eine Containerbrücke sein, andererseits ist auch der Einsatz eines Mobilkrans möglich. Grundvoraussetzung bildet in beiden Fällen eine angemessene Tragfähigkeit. Bei Direktstromcontainern sind die Containergewichte mit 20-25 t dabei vergleichsweise moderat, bei Power Pac Lösungen mit bis zu 60 t werden hier vergleichsweise hohe Anforderungen gestellt. Diese betreffen insbesondere den Spreader. Herausforderungen bei der Verbringung an Bord ergeben sich insbesondere durch die zusätzliche Schnittstelle zum Schiff (Stauplanung, Anschlüsse, Sicherheit etc.). Auf die Verbringung selbst ergeben sich hieraus aber keine Rückwirkungen. Grdsl. gilt auch hier, dass Containerterminals aufgrund des vorhandenen Equipments und der Expertise im Handling über einen signifikanten Vorteil verfügen. Ein Einsatz an Standorten an dem ggf. Mobilkrane aufwändig verfahren werden müssen erscheint daher eher kritisch.

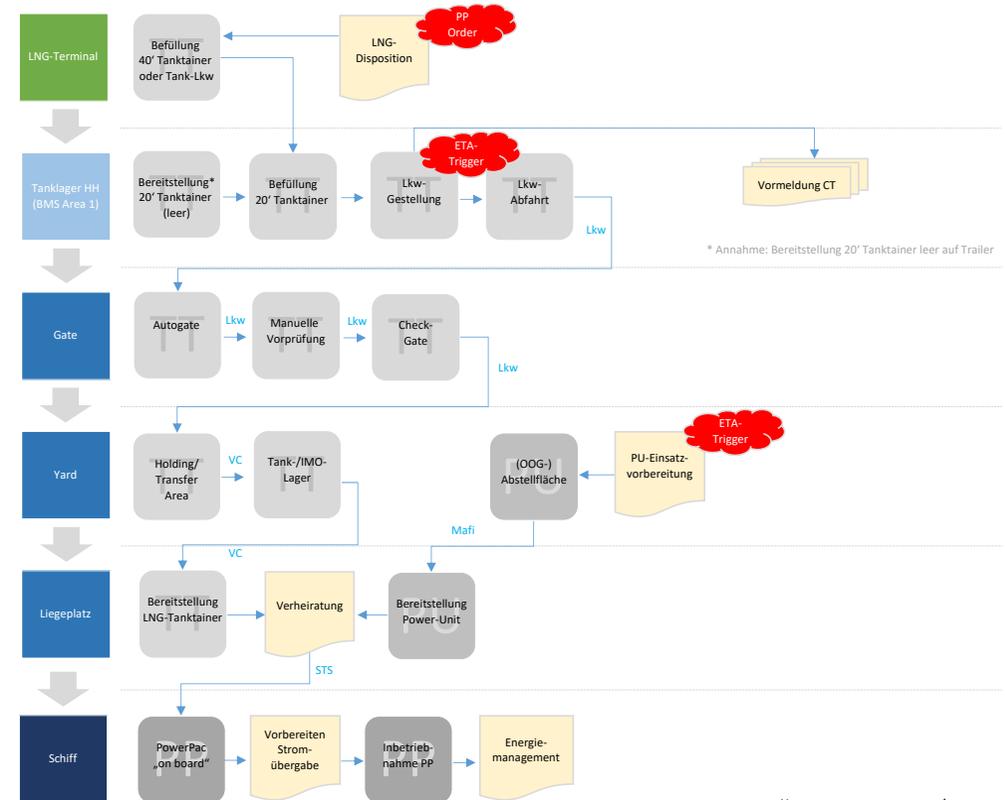
## EINBINDUNG IN DIE TERMINALPROZESSE

Im Zuge der Darstellung der einzelnen Verbringungsarten wurde bereits darauf hingewiesen, dass die Transport- und Bereitstellungsprozesse möglichst so ausgestaltet sein müssen, dass sie den herkömmlichen Hafen- bzw. Terminalbetrieb nicht beeinträchtigen. Dies betrifft insbesondere den Umschlagbetrieb aber auch die Transportwege auf dem Terminal. Dabei ist zu beachten, dass die Betriebsabläufe in Häfen z. T. eine hohe Komplexität aufweisen. Dies liegt u. a. an dem notwendigen Zusammenspiel unterschiedlicher Prozessbeteiligter, in z. T. kurzen Liegezeiten, und den hohen Anforderungen an die Sicherheit. Mit fortschreitender Automatisierung in den Häfen nimmt die Komplexität weiter zu. Die nachfolgende Abbildung zeigt einen vereinfachten Prozessablauf bei Einsatz eines (LNG) PowerPac.



Dabei ist davon auszugehen, dass an der Schnittstelle zwischen mobiler Landstrombereitstellung und Terminalbetrieb ein hoher Abstimmungsbedarf herrscht. Dieser betrifft u. a. Bereitstellungszeiten, Personalbedarf, Gerätebedarf. Vor diesem Hintergrund ist gerade mit Blick auf mobile Lösungen die Frage des Betreibermodells zu diskutieren. Ein Betrieb "aus einer Hand" vermag die die Schnittstellenproblematik zu reduzieren.

Weitere Abstimmungsbedarfe ergeben sich u. a. an der Schnittstelle zu den Reedereien (u. a. hinsichtlich des voraussichtlichen Energiebedarfs des jeweiligen Anlaufs sowie der genauen Ankunftszeit) sowie an der Schnittstelle zur Energieträgerlogistik. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein etwas detaillierteres Prozessschaubild für ein LNG Power Pac. Grundsätzlich gilt, dass die Prozessabläufe an jedem Terminal unterschiedlich sind, so dass der Einsatz mobiler Landstromlösungen in jedem Fall eine detaillierte Auseinandersetzung mit den jeweiligen Hafen-/Terminalprozessen sowie eine umfassende Abstimmung mit den beteiligten Akteuren erfordert.



Quelle: eCap Marine/HTC.



Quelle: Gaussin.

## INHALT

### GRUNDLAGEN

Untersuchung der Technologieoptionen anhand ausgewählter Kriterien S. 12

### KALKULATION

Kosten und Stromlieferpreise für spezifische Anwendungsfälle S. 46

### ANALYSE UND BEWERTUNG

Verbringungsarten bzw. Mobilitätsmodi inkl. konkreter Anwendungsfälle S. 59

### ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT

Aggregation der Ergebnisse und Ableitung von Handlungsempfehlungen S. 65

## ZUSAMMENFASSUNG

Auf Basis sämtlicher Erkenntnisse aus der Evaluierung der einzelnen Technologieoptionen einerseits sowie der Gegenüberstellung der potenziellen Verbringungsarten andererseits lässt sich eine Art Checkliste für den Einsatz mobiler Landstromlösungen in Häfen erstellen. Diese sollte folgende Teilaspekte berücksichtigen:

- *Anzahl der relevanten Liegeplätze*

Grundsätzlich gilt, dass mobile Landstromlösungen insbesondere dann vorteilhaft sind, wenn an mehreren Liegeplätzen in einem Hafen bzw. an einem Terminal Landstromangebote vorgehalten werden sollen. Bei Vorhandensein einer stationären Landstromanlage spielen mobile Lösungen dann eine Rolle, wenn die Stromübergabe an wechselnden Punkten entlang der Kaimauer erfolgen muss. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn ein Liegeplatz von unterschiedlichen Schiffstypen genutzt wird.

- *Entfernung zwischen den Liegeplätzen*

Die Entfernung zwischen den einzelnen Liegeplätzen spielt eine wichtige Rolle bei der Auswahl der Verbringungsoption. Bei längeren Transportwegen erscheint ein Truck/Trailer-basierte Lösung vorteilhaft.

- *Transportweg*

Bei der Notwendigkeit die mobile Landstromlösung über öffentliche Straßen zu transportieren ist der Einsatz von Terminalfahrzeugen (ohne Straßenzulassung) ausgeschlossen.

- *Hafen-/Terminallayout und Platzangebot an den Liegeplätzen*

Die Aufstellung mobiler Landstromlösungen in Schiffsnähe erzeugt entsprechenden Platzbedarf an der Kaikante. Dieser steigt, wenn mehrere Container z. B. für Transformator, Batterie oder zusätzliche Energie abgestellt werden müssen. Bei nicht ausreichendem Platzangebot ist zu prüfen ob eine Abstellung an Bord des Schiffes möglich ist oder eine schwimmende Lösung gewählt werden muss. Eine Abstellung direkt am Liegeplatz stellt eindeutig die zu präferierende Variante dar. Dabei sind Beeinträchtigungen des Umschlagbetriebs zu vermeiden.

- *Anzahl der Anläufe pro Jahr inkl. Verteilung*

Die Anzahl der Anläufe spielt eine zentrale Rolle für die Auslastung der mobilen Landstromlösung. Grdsl. gilt, dass alle mobilen Lösungen eine vergleichsweise hohe Auslastung erfordern, um wettbewerbsfähige Stromlieferpreise zu ermöglichen. Dies gilt in besonderem Maße für die Technologieoption Wasserstoff. Neben der Anzahl spielt auch die Verteilung der Anläufe eine wichtige Rolle bei der Auslastungsoptimierung.

- *Energiebedarf je Anlauf*

Der Energiebedarf je Anlauf ist eine wichtige Determinante im Zuge der Auswahl der Technologieoption. Der Vergleich der Technologieoptionen zeigt, dass unterschiedliche Maximalbedarfe abgedeckt werden können. Wasserstoff liegt mit max. 500 KW aktuell am unteren Ende. Abhängig vom maximalen Energiebedarf ist eine geeignete Landstromlösung (strategisch) auszuwählen. Die Kenntnis des dezidierten Energiebedarfs je Anlauf ist ferner für den Energieeinkauf und die Logistik von wichtiger (operativer) Bedeutung.

- *Liegedauer*

Die Liegedauer ist ebenso wie die Anzahl der Anläufe von hoher Relevanz für die Auslastung und damit für die Stromlieferpreise. Ferner determiniert die Liegedauer zusammen mit dem maximalen Energiebedarf die Anforderungen an die Konfiguration der Landstromlösung (Technologieoption, Leistung, Anzahl der Tanks, ggf. Kopplung von Einheiten).

- *Vorhandene Infrastruktur*

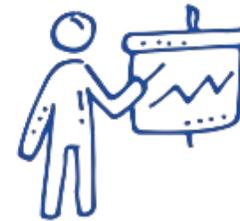
Abhängig von der vorhandenen Infrastruktur sind einzelne Technologieoptionen vorzuziehen bzw. auszuschließen. Dies betrifft u. a. die Verfügbarkeit von Stromübergabepunkten (Landstrom), von einer Stromtankstelle/ Ladestation oder Zugang zu LNG/Wasserstoff aber auch die Eignung der Fahrwege und Kaianlagen für die Verbringung der mobilen Landstromlösungen.

## ZUSAMMENFASSUNG

- **Verfügbares Equipment am Terminal**  
Abhängig von dem verfügbaren Equipment kann eine Auswahl der Verbindungsoptionen erfolgen. Grdsl. erscheint es wirtschaftlich nur selten vorteilhaft dediziertes Spezialequipment für den Transport der mobilen Lösung anzuschaffen. Wenn möglich sollte auf vorhandenes (Standard-) Equipment zurückgegriffen werden.
- **Personal**  
Sowohl die Verfügbarkeit als auch die Qualifikation von Personal führt zu Rückwirkungen auf die Entscheidung bzgl. der Technologieoption. Das Handling mobiler Landstromlösungen erfordert einerseits zusätzliches Personal mit dezidiertem Know-how (z. B. Handling schwerer Lasten) andererseits wird Erfahrung im Umgang mit Energiesystemen sowie ggf. mit Gefahrgutstoffen benötigt.
- **Zugang Strom/Kraftstoffe**  
Der Zugang zu einzelnen Kraftstoffen kann ein wichtiges Auswahlkriterium für eine Technologieoption darstellen z. B. wenn am Standort ein Elektrolyseur vorhanden ist, ein LNG-Terminal besteht etc. Hierdurch sinken die Logistikkosten für den Energieträger und reduzieren den Handlingaufwand und -kosten.
- **Kosten**  
Kostenerwägungen betreffen nicht nur die Kosten für die Strombereitstellung sondern auch für den Aufbau bzw. die Anpassung notwendiger Infrastrukturen.
- **Regulierung**  
Ein verschärfter regulatorischer Rahmen kann einen Beitrag dazu leisten, die Rahmenbedingungen für den Einsatz mobiler Landstromlösungen zu verbessern.

Die vorstehenden Kriterien lassen sich übersichtsartig wie nachfolgend dargestellt zusammenfassen. Dabei gilt dass die Entscheidung für eine Technologieoption von multiplen Einflussfaktoren abhängt, die im Zuge dieser Studie soweit möglich beleuchtet wurden.

	Anzahl relevante Liegeplätze
	Entfernung zwischen den Liegeplätzen
	Transportweg
	Hafen-/Terminallayout, Platzangebot
	Anzahl der Anläufe inkl. Verteilung
	Energiebedarf
	Liegedauer
	Vorhandene Infrastruktur
	Verfügbares Equipment
	Personal
	Zugang Strom/Kraftstoffe
	Kosten
	Regulierung



## PRÄSENTATION

Ausgewählte Inhalte im Schnellüberblick

Quelle: Siemens.

## Ausgangssituation

### Relevanz (mobiler) Landstromlösungen

- Bereitstellung von Landstromlösungen gewinnt im Kontext der Klimadiskussion weiter an Bedeutung
- Aktuell etwa 150 landstromfähige Liegeplätze weltweit bilden kein flächendeckendes Angebot
- IMO-Vorschriften und EU-weite Gesetzgebung befördern Trend zu mehr Landstrom
- Stationäre Landstromlösungen
  - bedeuten hohe Investitionskosten
  - benötigen lange Vorlaufzeiten
  - erfordern eine hohe Auslastung
  - sind örtlich nicht flexibel



## Überblick und Abgrenzung mobiler Landstromlösungen

- Bislang existieren nur wenige „echte“ Anwendungsbeispiele für mobile Landstromlösungen
- Viele Technologieoptionen befinden sich aktuell noch in Entwicklungs- oder Pilotphasen
- Grundsätzlich lassen sich zwei Hauptkategorien definieren
  - Mobile Landstromlösungen ohne eigene Energieerzeugung:  
Energie wird über stationäre Landstrom- bzw. Trafoanlage bereit gestellt (Direktstrom oder Batterie)
  - Mobile Landstromlösungen mit eigener Energieerzeugung  
Energie wird z. B. mittels H<sub>2</sub> oder klimaneutraler Kraftstoffe vor Ort generiert
- Folgende Technologieoptionen wurden im Zuge der vorliegenden Studie betrachtet:



Direktstrom



Batterie



Wasserstoff



Alt. Kraftstoffe

## Ausgangssituation

# Beispiele für mobile Landstromlösungen (Auswahl)



Igus, e-chain reel



Wabtec, Shoreconnect



eCap Marine, Battery PowerPac



eCap Marine, H2PowerPac



eCap Marine, Power Barge

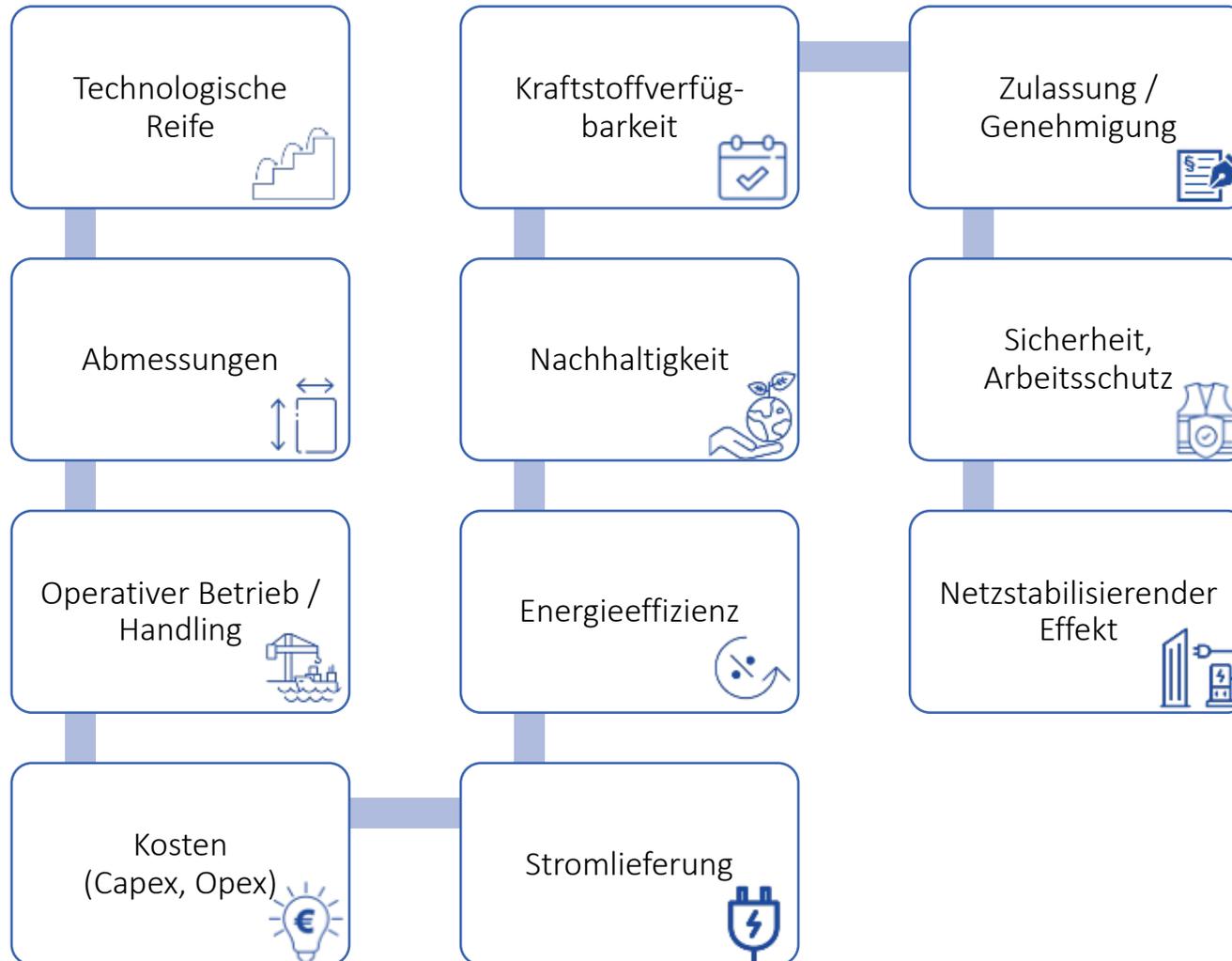


eCap Marine, LNG PowerPac

Quelle: Igus, Wabtec, eCap Marine, Hamburg Port Authority

## Ausgangssituation

# Kriterien zur Bewertung der Technologieoptionen



## Vergleich der Technologieoptionen nach ausgewählten Kriterien

### Technologische Reife

Reifegrad auf Basis des Technology Readiness Level (TRL)



Direktstrom



Batterie

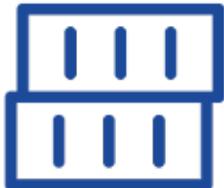


Wasserstoff



Alt. Kraftstoffe

### Abmessungen



ISO-Container Standardmaße  
(z. B. Generator, Gearbox, Batterie,  
Umrichter, Trafo, Tank)



Schwimmende  
Einheit

## Vergleich der Technologieoptionen nach ausgewählten Kriterien

### Operativer Betrieb / Handling



Operative Herausforderungen (Auswahl)

- Gewicht
- Feuer-/Explosionsgefahr
- Abstellung
- Betankung

### Kosten



CAPEX

0,7-1,5 Mio.

Direktstrom

1,5 Mio.

zzgl. Support

Batterie

2,0 Mio.

zzgl. Tank

Wasserstoff

1,5 Mio.

zzgl. Tank

Alt. Kraftstoffe



OPEX

einstellige %  
der CAPEX

Häufige  
Batteriewechsel

aufwändige  
Abstellung und  
Betankung

aufwändige  
Abstellung und  
Betankung

# Bewertung

## Vergleich der Technologieoptionen nach ausgewählten Kriterien

### Stromlieferung



bis 16,7 MW

Direktstrom

bis 1,7 MWh

Batterie

500 KW

Wasserstoff

1,3 MW

Alt. Kraftstoffe



∞

3,2 Stunden

1,6 Stunden

15,2 Stunden

- Stunden

>30 Stunden

>20 Stunden

bei 0,5 MW  
bei 1,0 MW

### Energieeffizienz

94 %

Direktstrom

95 %

Batterie

50-60 %

Wasserstoff

41 %

Alt. Kraftstoffe

## Vergleich der Technologieoptionen nach ausgewählten Kriterien

### Kraftstoffverfügbarkeit / Nachhaltigkeit

hohe Verfügbarkeit von Strom aus regenerativen Energien

Direktstrom 

Batterie 

Nachhaltigkeit nur bei „grüner“ Erzeugung  
Verfügbarkeit derzeit limitiert

Wasserstoff 

Alt. Kraftstoffe 

### Zulassung / Genehmigung / Sicherheit

Direktstrom

- IEC 80005, VDE Normen
- Klassifikationsgesellschaft
- Regelungen für mobile Maschinen
- Schaltbefähigung

Batterie

- Normen für Batteriespeicher
- Schaltbefähigung
- Sicheres Handling

Wasserstoff

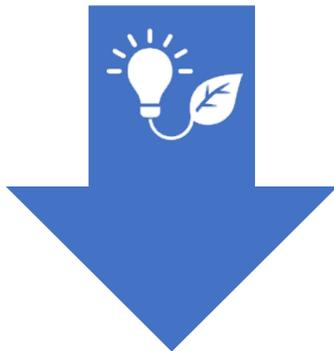
- BImSchG
- Gefahrgutregelungen
- z. T. regulatorisches Neuland!

Alt. Kraftstoffe

## Vorüberlegungen zum Vergleich der Technologieoptionen



Energiebedarfe?  
Kosten Bordstrom?  
Landstrompflicht?



Leistung?  
Kosten (mobiler) Landstrom?

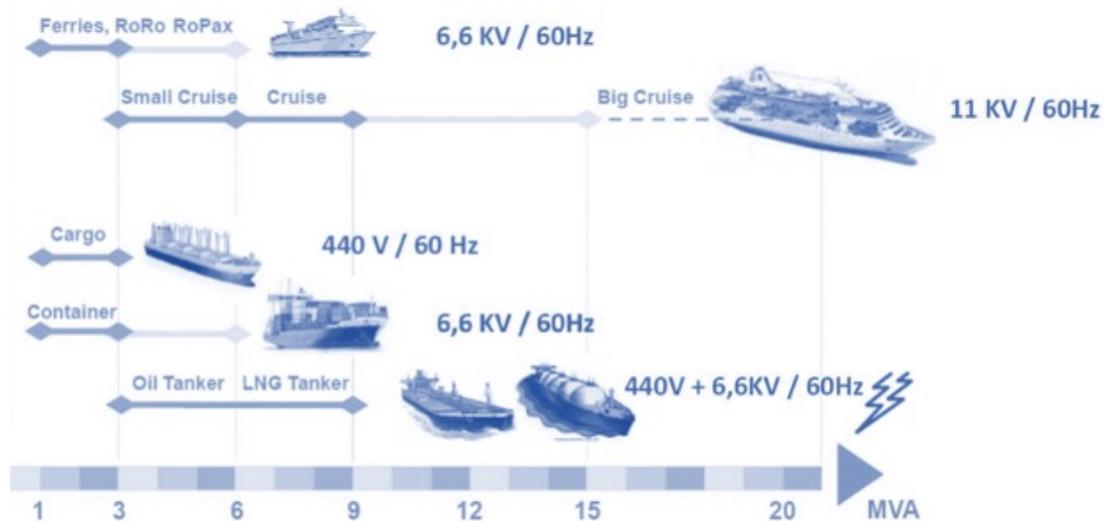


Herausforderungen:

- > Kalkulationsgrundlage (kaum Erfahrungswerte)
- > Energiepreise (insbesondere für „neue“ Energieträger)

# Wirtschaftlichkeit

## Überlegungen zum Energiebedarf



### Referenzwerte (MoLa AG)

Kreuzfahrtschiff (250 m)	8,0
Kreuzfahrtschiff (175 m)	6,0
Containerschiff (< 2.000 TEU)	1,3
Containerschiff (> 10.000 TEU)	3,5
RoRo-Schiff (40.000 BRT)	2,2
Bulker (Handymax)	2,5



Leistungsdaten bekannter mobiler Landstromlösungen

**bis 16,7 MW**

Direktstrom

**bis 1,7 MWh**

Batterie

**500 KW**

Wasserstoff

**1,3 MW**

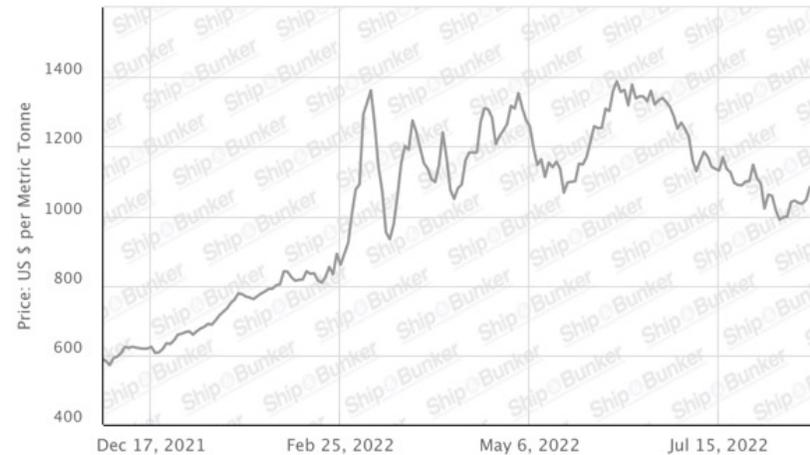
Alt. Kraftstoffe

Wirtschaftlichkeit

## Referenz „Bordstrom“

Kosten zur Produktion von Bordstrom

- > Brennstoffkosten (LSMGO)
- > Kosten für Schmieröle
- > Wartungskosten (pauschal)
- > Gemittelter Brennstoffverbrauch +  
Generatorenwirkungsgrad



Bordstromkosten schwanken abhängig von den Brennstoffkosten und steigen momentan stark

In Summe ergeben sich somit „aktuell“ (Jan-Jul 2022) Bordstromkosten von  
**min. 9-16 Cent je kWh**

davon etwa 2 Cent je kWh für Schmieröl und Wartung

## Quantifizierung der Stromlieferkosten

Quantifizierung der Stromlieferkosten für die Technologieoptionen erfolgt auf Grundlage eines einheitlichen Berechnungsschemas und berücksichtigt u. a. folgende Kostenbestandteile:

	Direktstrom	Batterie	Wasserstoff	Alt. Kraftstoffe
Investitionskosten	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Terminalkosten	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Personalkosten	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Energiebereitstellung (Logistik)	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Wartungskosten	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Energieeinstandskosten	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆

## Quantifizierung der Stromlieferkosten

Stromlieferkosten für die Technologieoptionen auf Basis der Eingangsparameter:

	Cruise 250m	Cruise 175m	Container < 2.000 TEU	Container > 10.000 TEU	RoRo (40.000 BRT)	Bulker (Handymax)
Energiebedarf (MW)	8,0	6,0	1,3	3,5	2,2	2,5
Liegezeit (Stunden)	9	9	6	32	55	40
Anläufe pro Jahr	15	15	160	110	100	110
<b>Stromlieferkosten (Euro je kWh)</b>						
TO Direktstrom	0,49	0,52	0,50	0,41	0,41	0,42
TO Batterie	-	-	0,46	-	-	-
TO Wasserstoff	-	-	-	-	-	-
TO Alt. Kraftstoffe	-	-	0,83	-	-	-



Mobile Landstromlösungen sind bei Energiebedarfen von > 1,5 MW i. d. R. technisch nicht geeignet.

## Quantifizierung der Stromlieferkosten

Stromlieferkosten bei Variation der Eingangsparameter (bei 8 Stunden Liegezeit)

Technologie	Anläufe pro Jahr	Energiebedarf			
		200	500	1.000	1.300
Direktstrom	10	6,20	2,72	1,56	1,29
	20	3,38	1,59	1,00	0,86
	50	1,68	0,91	0,66	0,60
	100	1,12	0,69	0,54	0,51
Batterie	10	11,18	4,55	2,34	1,83
	20	6,15	2,54	1,34	1,06
	50	3,13	1,33	0,73	0,59
	100	2,12	0,93	0,53	0,44
Wasserstoff	10	15,13	6,28	-	-
	20	8,82	3,76	-	-
	50	5,03	2,24	-	-
	100	3,77	1,74	-	-
Alt. Kraftstoffe	10	10,89	4,54	2,43	1,94
	20	6,60	2,83	1,57	1,28
	50	4,03	1,80	1,06	0,88
	100	3,17	1,46	0,88	0,75

**FAZIT**

Auslastung als wichtiger Faktor!

## Quantifizierung der Stromlieferkosten

Variation der Energieeinstandspreise

Index	Direktstrom	Batterie	Wasserstoff	Alt. Kraftstoffe
50	0,50	0,46	0,87	0,73
55	0,50	0,47	0,89	0,74
60	0,51	0,48	0,91	0,76
65	0,51	0,48	0,93	0,77
70	0,52	0,49	0,95	0,79
75	0,52	-7 % 0,50	-13 % 0,97	-18 % 0,81
80	0,52	0,50	0,98	0,82
85	0,53	0,51	1,00	0,84
90	0,53	0,52	1,02	0,85
95	0,54	0,52	1,04	0,87
100	0,54	0,53	1,06	0,88
105	0,54	0,54	1,08	0,90
110	0,55	0,54	1,10	0,91
115	0,55	0,55	1,12	0,93
120	0,56	0,56	1,14	0,95
125	0,56	0,56	1,16	0,96
130	0,56	0,57	1,18	0,98
135	0,57	0,58	1,20	0,99
140	0,57	0,58	1,22	1,01
145	0,58	0,59	1,23	1,02
150	0,58	0,60	1,25	1,04



Sinkende Energieeinstandskosten bei Wasserstoff/ alt. Kraftstoffen führen zu überproportionalen Rückgängen der Stromlieferpreise.

# Transportmodi

## Verbringungsarten für mobile Landstromlösungen

### Abstelloptionen & Verbringungsformen

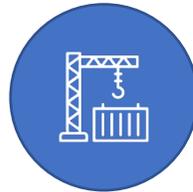
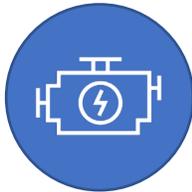
an der Kaikante



an Bord



schwimmend



### Einflussfaktoren

Gewicht

Layout / Platzangebot

Transportentfernung

Verfügbares Equipment

Infrastruktur



Transport- und Energiebereitstellungsprozesse sind so auszugestalten, dass sie den Hafenbetrieb (Umschlag, Verkehr etc.) nicht beeinträchtigen

## Fazit

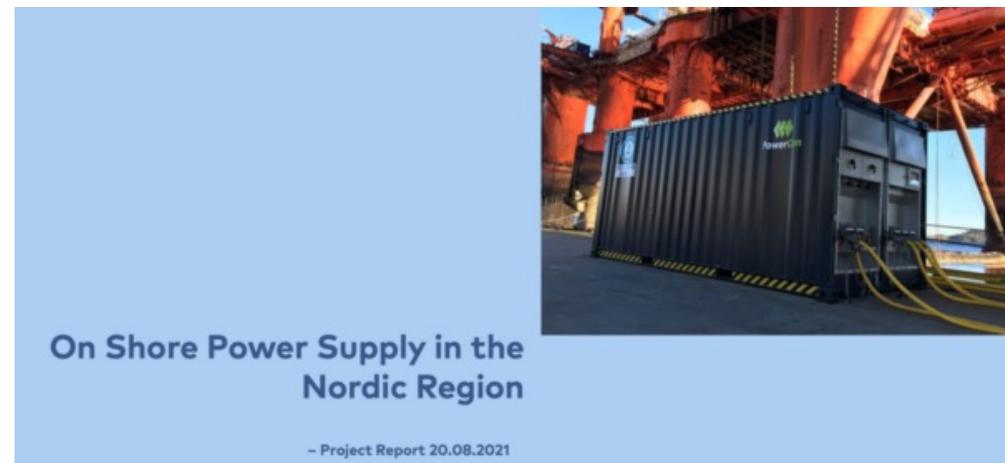
### Abschließende Einordnung

- > Mobile Landstromlösungen finden in (deutschen) Seehäfen bislang kaum Verbreitung
- > Am Markt verfügbare Lösungen sind vergleichsweise „reif“, aber nur selten etabliert  
Folge: hohe CAPEX aufgrund mangelnder „Serie“
- > Technologie insbesondere in den Bereichen Wasserstoff und Batterie entwickelt sich dynamisch  
Folge: es sind weitere Technologiesprünge mit Effizienzgewinnen zu erwarten
- > Energiekosten bewegen sich (u. a. aufgrund Russland-Krise / Ukrainekrieg) aktuell auf Rekordniveau  
Folge: Musterkalkulationen zu mobilen Lösungen sind mehr oder weniger obsolet
- > Energiewende verändert Verfügbarkeiten und Preise einzelner Energieträger zukünftig drastisch  
Folge: Heute weitgehend unwirtschaftliche Lösungen dürften in Zukunft an Relevanz gewinnen
- > Stationäre Landstromlösungen gewinnen aufgrund von Regulierung und Förderung an Bedeutung
- > Mobile Landstromlösungen sind (aktuell) für Schiffe mit Energiebedarfen von > 1,5 MW nicht oder nur bedingt geeignet  
Folge: Eine Fokussierung auf kleinere Schiffseinheiten erscheint zielführend
- > Für kleinere Häfen oder Hafenteile die regelmäßig von kleineren Schiffseinheiten angelaufen werden, bieten mobile Lösungen eine saubere Alternative zum Bordstrom. Eine hohe Auslastung ist dabei essentiell, um konkurrenzfähige (Land-) Strompreise anbieten zu können.

## Outlook

### Landstromlösungen für kleinere Schiffe im internationalen Kontext

- Entscheidung der Politik in Norwegen, dass Schiffe bei mehr als 4 Stunden Liegezeit im Hafen immisionsfrei liegen müssen, hat das Thema Landstrom dort stark befördert
- In den norwegischen Häfen sind für die erforderlichen Liegeplätze die Mittelspannungsebenen 6,6 KV und 11 KV analog der ISO 80005 ausgerüstet. Zusätzlich ist in den Häfen die Möglichkeit zur Stromübergabe im Spannungsberiech von 400V, 440V und 690V geschaffen worden
- Auch sind Lösungen für kleinere Schiffe wie z. B. Fischtrawler oder Offshore Versorger, die seitliche nebeneinander, im „Päckchen“ , liegen ausgerüstet worden. Hier sind pragmatische Lösungen in Anlehnung an die IEC-80005 gefunden und installiert worden.
- Auch in anderen skandinavischen Ländern findet das Thema Landstrom eine vergleichsweise große Verbreitung. Einen Überblick über Lösungen und Projektansätze liefert die Studie „On Shore Power Supply in the Nordic Region“ ([LINK ▶](#)).





# MOBILE SHORE POWER

Technological possibilities and requirements



Bundesministerium  
für Digitales  
und Verkehr

**NOW**  
NOW-GMBH.DE

## Mobile shore power: Study provides assistance for evaluation of potential in German ports



Ships docked at ports are usually supplied with electricity with the aid of auxiliary diesel engines – a burden on the climate, but also for residents in the surrounding area of port areas. One solution is the switch to shore power systems that provide noiseless and (locally) emission-free electricity. For this reason, there are plans in almost all German seaports to roll out such shore power solutions.

In addition, the EU is setting the following target in its 'Fit for 55' package: containers and passenger ships that dock for longer than two hours at port will be obliged to use shore power and must cover the entire energy requirement at berth from 2030 in this manner. For this purpose, the Federal Ministry for Digital and Transport (BMDV) has been supporting both environmentally-friendly onboard power systems for seagoing and inland waterway vessels as well as mobile shore power systems (containerized, rolling or swimming) in the marine funding programme: 'Onboard power tech' since 2020.

Because of its greater flexibility, mobile shore power solutions are often a good alternative to stationary systems. However there is a lack of experience here – many mobile solutions are still in the development or testing phase. Test deployments have revealed various challenges, including licensing issues or acceptance problems. Mobile shore power solutions have therefore hardly been used in (German) seaports. The MoLa study conducted by HTC Hanseatic Transport Consultancy together with MKO Marine Consulting aims to support port operation and management companies evaluate shore power solutions in terms of their suitability for their location.

[#HTCinnovation](#) [#HTCdigital](#) [#TeamHTC](#) [#WeQ-Lab](#)

## Initial Situation

### Relevance of (mobile) shore power solutions

- Provision of shore-side power solutions gains further importance in the context of the climate debate
- Currently about 150 berths worldwide with shore power capability do not form a comprehensive offer
- IMO regulations and EU-wide legislation promote trend towards more shore power
- Stationary shore power solutions
  - mean high investment costs
  - require long lead times
  - require high capacity utilization
  - are not flexible in terms of location



## Initial Situation

### Motivation and framework for mobile shore power

Shore-side electricity is considered an important building block on the way to climate neutrality in shipping. Currently, investments are increasingly being made in ports and terminal facilities that are regularly visited by similar, generally larger types of ships. Here, static shore-side power solutions are generally advantageous. In contrast, applications for mobile solutions are found either in smaller ports or in parts of ports that do not allow investments in stationary applications due to their occupancy. Smaller ship units are also increasingly becoming the focus of attention. Against this background, there is generally a growing demand for mobile shore power solutions.



- Mobile shore power solutions without own power generation: Energy is provided by a stationary shore power or transformer system (direct current or battery).
- Mobile shore power solutions with own energy generation Energy is generated on site, e.g. by means of hydrogen (H<sub>2</sub>) or climate-neutral fuels.



Direct Power



Battery



Hydrogen



Alternative Fuels

## Initial Situation

### Examples of mobile shore power solutions (selection)



Igus, e-chain reel



Wabtec, Shoreconnect



eCap Marine, Battery PowerPac



eCap Marine, H2PowerPac



eCap Marine, Power Barge

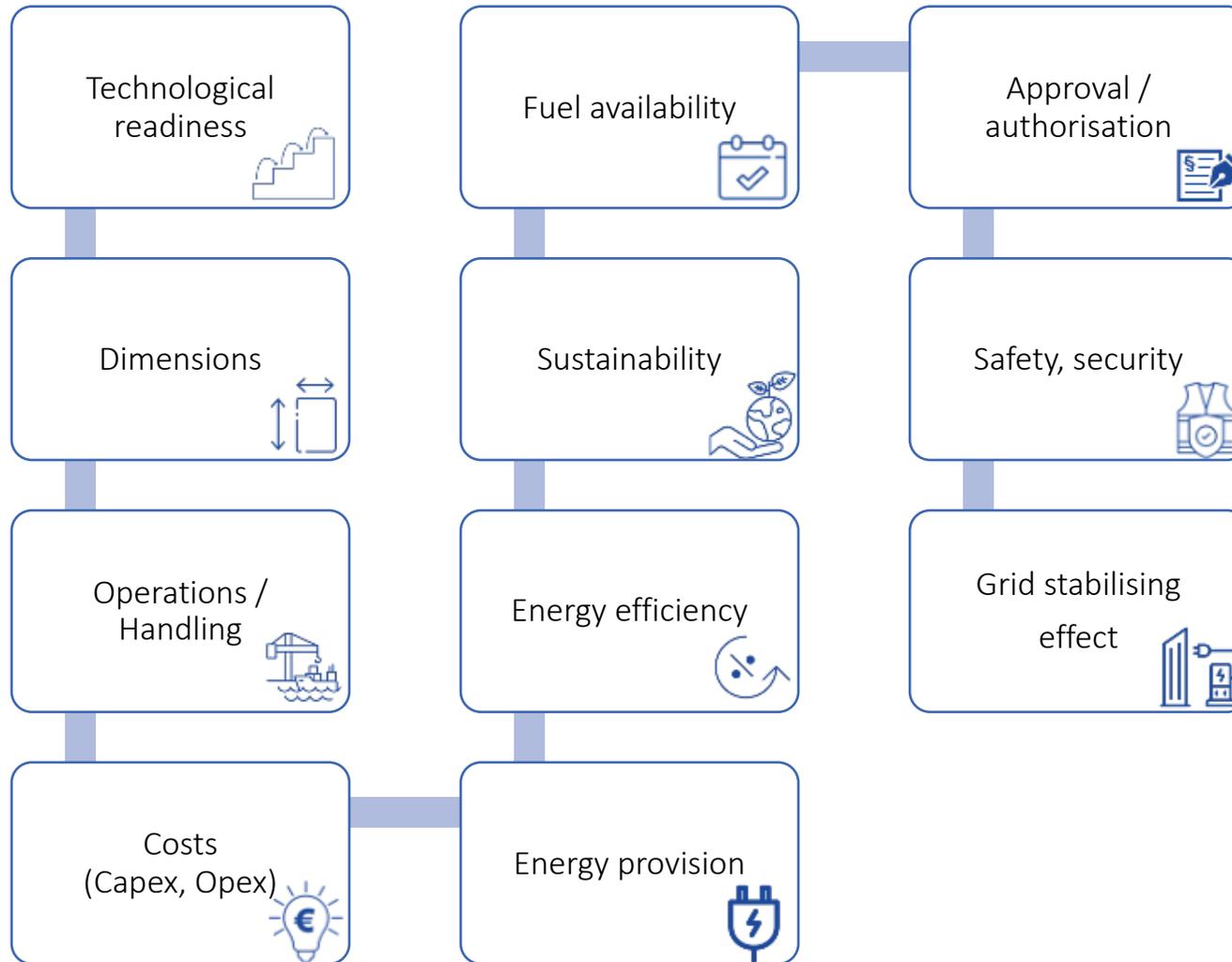


eCap Marine, LNG PowerPac

Sources: Igus, Wabtec, eCap Marine, Hamburg Port Authority

# Technological Assessment

## Criteria for evaluating the technology options



	Direct power	Battery	Hydrogen	Alternative fuels
Technological readiness (max. 9)	7-8, first applications in the cruise sector	7-8 Battery techn. ready for market, no port appl. so far	4-5, so far only system models, prototypes	7-8, tested solution but no regular operation
Dimensions	Vehicle solutions with own dimensions or ISO containers	Typically container solutions according to ISO standard	ISO container, trailer, additional container for battery etc.	Container solutions according to ISO standard, 40' HC, Barges
Operations / handling	Bridging 30-35 m: Connection point -> ship	Use of classic handling equipment	Shipment with standard equipment, safety (!)	Movement with stand equipment, safety (!)
Costs (CAPEX, OPEX)	CAPEX: 0,7 – 1,5 mill. € OPEX: < 5. % of CAPEX	CAPEX: 1,5 mill. €. + Supply, high personnel costs	CAPEX: > 2,0 mill. € plus. tanks, high OPEX	CAPEX: 1,2 – 1,5 mill. € plus tanks, high OPEX
Energy provision	up to 16,5 MVA	Max. 1,7 MWh/unit, Increase through coupling	Max. 500 KW/unit, Increase through coupling	Max. 1.5 MW/unit, increase through coupling
Energy efficiency	Efficiency from 90 – 95 %	Efficiency of almost 100 %, possible line losses	Depending on the fuel cell used, approx. 50-60 %.	Ca. 40 % with LNG
Sustainability	very high, with use of green electricity from ren. energies	High, with the use of green electricity from reg. energies	High, with the use of green hydrogen	High, with the use of green LNG
Fuel availability	No general restrictions	<b>No general restrictions</b>	Still limited due to scarce production capacity	Restricted due to difficult economic viability
Approval / authorisation	Construction according to IEC 80005-1 , BlmSchG uncritical	Standards for battery storage systems, marine connection according to IEC 80005-1	New regulations, BlmSchG & others, ship connection acc. to IEC 80005-1	BlmSchG and further, high requirements
Safety, security	Occupational health and safety regulations, risk assessments	Necessary avoidance of damage, overheating	Environmental protection, occupational health and safety, incident ordinance, further	Environmental protection, occupational health and safety, incident ordinance, further
Grid stabilising effect	none	High, due to temporary storage function	High, if part of an integrated energy management system	Given when part of an integrated energy management

## Overall Assessment

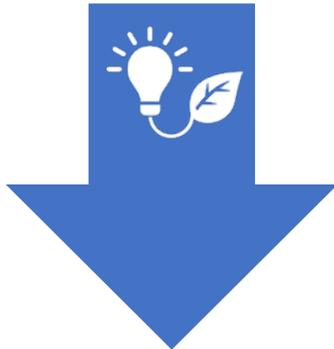
### Pros and Cons of Mobile Solutions

	Pro	Con
Direct Power	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ High performance</li><li>▪ Simple handling, comparatively low investment</li><li>▪ Existing use cases</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Limited ranges, less flexibility</li><li>▪ Dependence on existing (land) power infrastructure</li></ul>
Battery	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Proven technology in other fields of application</li><li>▪ Comparatively simple handling</li><li>▪ Possible recourse to existing charging infrastructure</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ High investment costs, utilisation risk</li><li>▪ Risk of fire/explosion in case of battery failure</li><li>▪ Short battery life requires frequent changes</li><li>▪ High personnel intensity</li></ul>
Hydrogen	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Future viability due to increasing importance of hydrogen as an energy carrier</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ High investment costs, utilisation risk</li><li>▪ High costs for electricity supply with short running time</li><li>▪ Challenges regarding safety/permits</li><li>▪ Possible critical availability of green hydrogen</li><li>▪ Lack of proof of suitability for practical/day-to-day use</li></ul>
Alternative Fuels	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Comparatively long running/operating times</li><li>▪ Successful first practical tests</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ High investment costs, utilisation risk</li><li>▪ High costs for electricity supply</li><li>▪ Challenges regarding safety/permits</li><li>▪ Possible critical availability of green LNG</li></ul>

## Preliminary considerations for the comparison of the technology options



Energy requirements?  
Costs of on-board power?  
Obligatory shore power?



Power?  
Costs of (mobile) shore power?

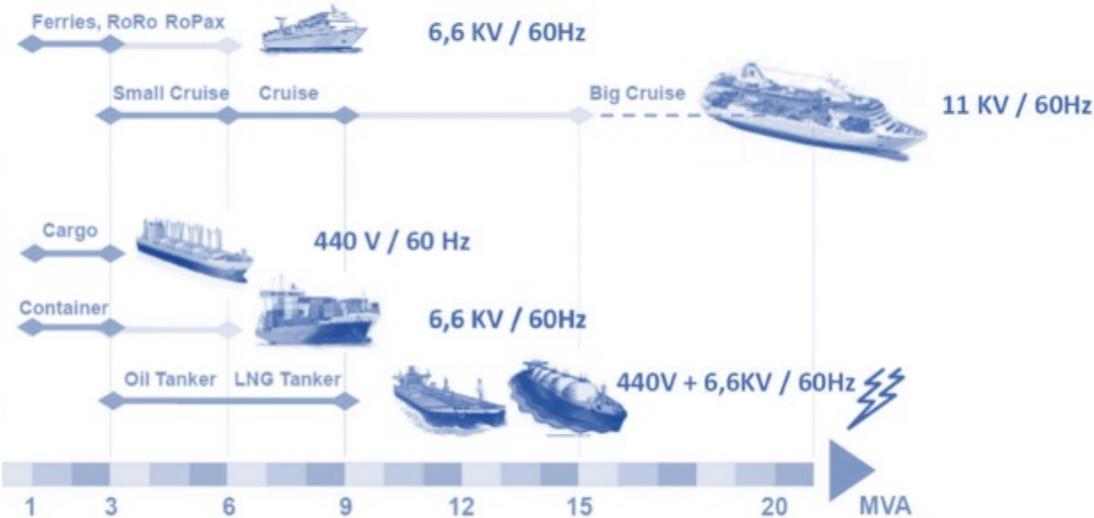


Challenges:

- > Calculation basis (hardly any empirical values)
- > Energy prices (especially for "new" energy sources))

Economic Assessment

Considerations on energy demand



References (MoLa AG)

Cruise (250 m)	8,0
Cruise (175 m)	6,0
Container (< 2.000 TEU)	1,3
Container (> 10.000 TEU)	3,5
RoRo (40.000 BRT)	2,2
Bulker (Handymax)	2,5



Performance data of known mobile shore power solutions

bis 16,7 MW

Direct energy

bis 1,7 MWh

Battery

500 KW

Hydrogen

1,3 MW

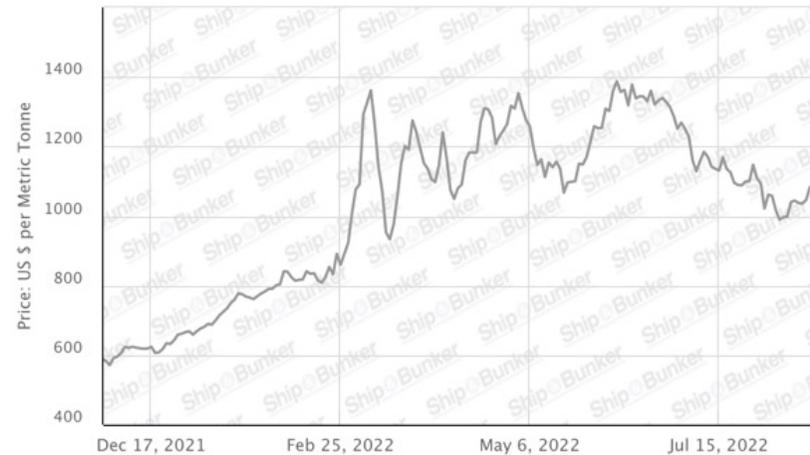
Alt. Fuels

## Economic Assessment

### Reference "On-board power"

Costs for production of on-board power

- > Fuel costs (LSMGO)
- > Cost of lubricating oils
- > Maintenance costs (lump sum)
- > Averaged fuel consumption + generator efficiency



On-board electricity costs fluctuate depending on fuel costs and are currently rising sharply

In total, this results in "current" (Jan-Jul 2022) on-board electricity costs of **min. 9-16 Cent per kWh**

of which about 2 cents per kWh for lubricating oil and maintenance

## Quantification of electricity supply costs

Quantification of the electricity supply costs for the technology options is based on a uniform calculation scheme and takes into account the following cost components, among others:

	Direct power	Battery	Hydrogen	Alt. Fuels
Investment costs	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Terminal costs	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Staff costs	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Energy provision (Logistics)	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
M&R costs	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆
Energy procurement	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆

## Quantification of electricity supply costs

Electricity supply costs for the technology options based on the input parameters:

	Cruise 250m	Cruise 175m	Container < 2.000 TEU	Container > 10.000 TEU	RoRo (40.000 BRT)	Bulker (Handymax)
Energy demand (MW)	8,0	6,0	1,3	3,5	2,2	2,5
Berth time (hours)	9	9	6	32	55	40
Port calls (per year)	15	15	160	110	100	110
<b>Energy supply costs (Euro per kWh)</b>						
Direct power	0,49	0,52	0,50	0,41	0,41	0,42
Battery	-	-	0,46	-	-	-
Hydrogen	-	-	-	-	-	-
Alt. Fuels	-	-	0,83	-	-	-



Mobile shore power solutions are generally not technically suitable for energy requirements of > 1.5 MW.

## Quantification of electricity supply costs

Electricity supply costs with variation of input parameters (with 8 hours berth time)

Technology	Port calls p.a.	Energy demand			
		200	500	1.000	1.300
Direct power	10	6,20	2,72	1,56	1,29
	20	3,38	1,59	1,00	0,86
	50	1,68	0,91	0,66	0,60
	100	1,12	0,69	0,54	0,51
Battery	10	11,18	4,55	2,34	1,83
	20	6,15	2,54	1,34	1,06
	50	3,13	1,33	0,73	0,59
	100	2,12	0,93	0,53	0,44
Hydrogen	10	15,13	6,28	-	-
	20	8,82	3,76	-	-
	50	5,03	2,24	-	-
	100	3,77	1,74	-	-
Alt. Fuels	10	10,89	4,54	2,43	1,94
	20	6,60	2,83	1,57	1,28
	50	4,03	1,80	1,06	0,88
	100	3,17	1,46	0,88	0,75



Utilisation as an important factor!

# Transportation

## Forms of transport for mobile shore power solutions

### Stabling options & forms of transport

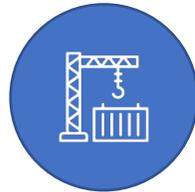
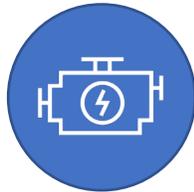
At the quayside



On board



Floating



### Influencing factors

weight

layout / space

transport distance

available equipment

infrastructure



Transport and energy provision processes are to be designed in such a way that they do not interfere with port operations (handling, traffic, etc.)

## Conclusion

### Summary of findings

- Mobile shore power solutions have hardly been used in (German) seaports so far.
- Solutions available on the market are comparatively "mature", but only rarely established  
Consequence: high CAPEX due to lack of "series".
- Technology is developing dynamically, especially in the areas of hydrogen and batteries  
Consequence: further technological leaps with efficiency gains are to be expected
- Energy costs are currently at record levels (partly due to the Russian crisis/Ukraine war)  
Consequence: model calculations for mobile solutions are more or less obsolete
- Energy transition drastically changes availability and prices of individual energy sources in the future  
Consequence: Solutions that are largely uneconomical today are likely to become more relevant in the future
- Stationary shore-side power solutions are gaining in importance due to regulation and subsidies
- Mobile shore power solutions are (currently) not suitable or only suitable to a limited extent for ships with energy requirements of > 1.5 MW  
Consequence: A focus on smaller ship units appears to be target-oriented
- For smaller ports or parts of ports that are regularly visited by smaller ships, mobile solutions offer a clean alternative to onboard power. A high utilisation rate is essential in order to be able to offer competitive (onshore) electricity prices.

## Conclusion

### Summary of findings

On the basis of all the findings from the evaluation of the individual technology options on the one hand and the comparison of the potential types of transport on the other, a kind of checklist can be drawn up for the use of mobile shore power solutions in ports.



Number of relevant berthes



Distance between berthes



Transport



Port-/terminallayout, space



No. Of port calls and allocation



Energy demand



Time in port



Available infrastructure



Available equipment



Personell



Access energy/fuels



costs



Administration, regulatory framework



## IMPRESSUM

### UNTERNEHMEN

HTC Hanseatic Transport Consultancy  
Dr. Ninnemann & Dr. Rössler GBR  
Schopenstehl 15 (Miramar-Haus)  
20095 Hamburg

Tel +49 (0)40 18175408  
Web [www.htc-consultancy.de](http://www.htc-consultancy.de)

Alle Rechte vorbehalten.  
Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung von HTC.

### GESCHÄFTSFÜHRUNG

Prof. Dr. Jan Ninnemann, Dr. Thomas Rössler

Registriert beim Finanzamt Hamburg-Mitte  
Ust-Id-Nr. DE261423842

Bei allen Projekten gilt es die unterschiedlichen Sichtweisen und Lebenssituationen aller Geschlechter zu berücksichtigen. In der Wortwahl des Reports wurden deshalb geschlechtsneutrale Formulierungen bevorzugt oder alle Geschlechter gleichberechtigt erwähnt. Wo dies aus Gründen der Lesbarkeit unterbleibt, sind ausdrücklich stets alle Geschlechter angesprochen.