

# MITTEL- UND LANGFRISTIGE POTENZIALE VON PTL- UND H<sub>2</sub>- IMPORTEN AUS INTERNATIONALEN EE-VORZUGSREGIONEN

Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT  
ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des  
Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung  
des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und  
langfristige Klimaziele

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz,  
Bau und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# MITTEL- UND LANGFRISTIGE POTENZIALE VON PTL- UND H<sub>2</sub>- IMPORTEN AUS INTERNATIONALEN EE-VORZUGSREGIONEN

Teilbericht

**Maximilian Pfennig, Norman Gerhardt, Dr. Carsten Pape, Diana Böttger**

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES)  
Institutsteil Kassel

Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit  
Förderkennzeichen: 16EM3007  
Förderprogramm Erneuerbar Mobil

August 2017

# Inhalt

<b>Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>4</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>6</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>7</b>
<b>2 Ziel und Methodik.....</b>	<b>9</b>
2.1 Ziel.....	9
2.2 Methodik und Modelle.....	9
<b>3 Szenariorahmen und Eingangsdaten.....</b>	<b>12</b>
3.1 Auswahl der Vorzugsregionen und Definition von Ausschlussflächen.....	12
3.1.1 Ziel.....	12
3.1.2 Auswertung EE-Ressource und Flächennutzung.....	12
3.1.3 Schlussfolgerung.....	13
3.2 Auswahl eines Wetterjahres.....	14
3.2.1 Ziel.....	14
3.2.2 Auswertung Wetterdaten von 2005 bis 2012 (International).....	15
3.2.3 Schlussfolgerung.....	15
3.3 Definition von PtL- und LH <sub>2</sub> -Prozessketten.....	16
3.3.1 Ziel.....	16
3.3.2 Auswertung der Literaturrecherche zu Power-to-X.....	17
3.4 Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	21
3.5 Kraftstoffkosten National (Grobe Voranalyse).....	23
<b>4 Ergebnisse.....</b>	<b>24</b>
4.1 PtL- und LH <sub>2</sub> -Prozessketten.....	24
4.1.1 Prozessketten mittel- und langfristig sowie Standortabhängigkeit.....	24
4.1.2 Prozessketten zur Kraftstoffproduktion im Szenario 2050.....	25
4.2 Kostenoptimale Systemauslegung.....	26
4.2.1 Einsatz- und Ausbauoptimierung.....	26
4.2.2 Dynamik von Stromerzeugung und Lasten.....	29
4.3 Vergleich der optimierten PtL- und LH <sub>2</sub> -Kosten.....	30
4.3.1 Szenario 2030.....	31
4.3.2 Szenario 2050.....	33
4.3.3 Zusammenfassung Kraftstoffgestehungskosten (International).....	34
4.4 Langfristiges PtL-Angebotspotenzial.....	36
<b>5 Schlussfolgerungen.....</b>	<b>38</b>
<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>41</b>
<b>Anhang.....</b>	<b>44</b>
A1 – Technologieannahmen.....	44
A2 – Kostenoptimale Systemauslegung (Ergänzung).....	45
A3 – PtL- und LH <sub>2</sub> -Kosten (Ergänzung).....	46

# Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1-1: Deutscher Brennstoffbedarf (ohne Gas) für die jeweiligen Sektoren im Jahr 2050.....	7
Abbildung 3-1: Globale EE-Ressource (oben: mittlere Windgeschwindigkeit in horizontaler Höhe von 200 m; unten: mittlere horizontale Sonneneinstrahlung) und Auswahl internationaler EE-Vorzugsregionen .....	13
Abbildung 3-2: Prozesskette und Stoffströme zur PtL-Produktion .....	19
Abbildung 3-3: Prozesskette und Stoffströme zur LH <sub>2</sub> -Produktion.....	20
Abbildung 4-1: PtL-Prozesskette mit Angaben zum Energiebedarf der Prozessschritte für Szenario 2050 (Marokko). Angaben in kJ sind bezogen auf 1 mol <sub>H<sub>2</sub>O</sub> . Heizwert ohne EE-Abregelung .....	25
Abbildung 4-2: LH <sub>2</sub> -Prozesskette mit Angaben zum Energiebedarf der Prozessschritte für Szenario 2050 (Marokko). Angaben in kJ sind bezogen auf 1 mol <sub>H<sub>2</sub>O</sub> . Heizwert ohne EE-Abregelung .....	26
Abbildung 4-3: EE-Stromerzeugung und Lasten zur PtL-Produktion 2030 (oben) und 2050 (unten) – Zwei Beispielwochen Wetterjahr 2007 in Marokko.....	29
Abbildung 4-4: EE-Stromerzeugung und Lasten zur LH <sub>2</sub> -Produktion 2030 (oben) und 2050 (unten) – Zwei Beispielwochen Wetterjahr 2007 in Marokko.....	30
Abbildung 4-5: Optimierte EE- und PtL-Gestehungskosten (Heizwert) in 2030 (Marokko) bei 6 % WACC .....	32
Abbildung 4-6: Optimierte EE- und LH <sub>2</sub> -Gestehungskosten (Heizwert) in 2030 (Marokko) bei 6 % WACC .....	33
Abbildung 4-7: Optimierte EE- und PtL-Gestehungskosten (Heizwert) in 2050 (Marokko) bei 6 % WACC .....	33
Abbildung 4-8: Optimierte EE- und LH <sub>2</sub> -Gestehungskosten (Heizwert) in 2050 (Marokko) bei 6 % WACC .....	34
Abbildung 4-9: Bandbreite der PtL-Gestehungskosten (International) bei variablem Zinssatz (WACC) unter der Annahme mit einem Erlös für Naphtha. 2030 (obere Grenze) und 2050 (untere Grenze).....	35
Abbildung 4-10: Bandbreite der PtL-Gestehungskosten (International) bei variablem Zinssatz (WACC) unter der Annahme keine Erlöse für Naphtha. 2030 (obere Grenze) und 2050 (untere Grenze).....	35
Abbildung 4-11: Bandbreite der LH <sub>2</sub> -Gestehungskosten (International) bei variablem Zinssatz (WACC). 2030 (obere Grenze) und 2050 (untere Grenze).....	36
Abbildung 4-12: Räumliche Verteilung der VLS in Tafaya (Marokko) mit einer Schwachwindanlage für das Wetterjahr 2007 und Flächenbedarf zur Kraftstoffproduktion .....	36

Tabelle 3-1: Relative Energieerträge für Windkraft nach Wetterjahren an den internationalen Standorten bezogen auf das 8-Jahresmittel .....	15
Tabelle 3-2: Relative Energieerträge für PV nach Wetterjahren an den internationalen Standorten bezogen auf das 8-Jahresmittel.....	15
Tabelle 3-3: Überblick der repräsentativen Wetterjahre für die betrachteten Regionen und VLS der EE-Erzeuger.....	16
Tabelle 3-4: Energiebedarf der Anlagenkomponenten zur Kraftstoffproduktion .....	20
Tabelle 3-5: Angaben zu CAPEX , OPEX (fix) und OPEX (variabel) für die EE-/PtL- und LH <sub>2</sub> -Anlagen.....	22
Tabelle 3-6: Grobanalyse zu den Strom- und Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh] (National).....	23

	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis
Tabelle 4-1: Relativer Energiebedarf der einzelnen Anlagenkomponenten sowie Gesamtenergiebedarf und Gesamtwirkungsgrad für die PtL- und LH <sub>2</sub> -Prozesse im Szenario 2030 und 2050	24
Tabelle 4-2: Standortabhängiger Gesamtwirkungsgrad für den PtL-Prozess im Szenario 2030 und 2050	24
Tabelle 4-3: Standortabhängiger Gesamtwirkungsgrad für den LH <sub>2</sub> -Prozess im Szenario 2030 und 2050	25
Tabelle 4-4: Leistung und VLS zur Produktion von 1 TWh (PtL) 2030 und 2050 bei 6 % WACC	27
Tabelle 4-5: Leistung und VLS zur Produktion von 1 TWh (LH <sub>2</sub> ) 2030 und 2050 bei 6 % WACC	28
Tabelle 4-6: Strom- und Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh] (Offshore)	30
Tabelle 4-7: Strom- und Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh] (Marokko)	30
Tabelle 0-1: Leistung und VLS zur Produktion von 1 TWh (PtL) 2030 und 2050 bei 6 % WACC	45
Tabelle 0-2: Leistung und VLS zur Produktion von 1 TWh (LH <sub>2</sub> ) 2030 und 2050 bei 6 % WACC	46
Tabelle 0-3: Strom- und Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh] (Brasilien)	46
Tabelle 0-4: Strom- und Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh] (Ägypten)	47
Tabelle 0-5: Strom- und Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh] (Somalia)	47

## Abkürzungsverzeichnis

CAPEX	Investitionsausgaben
DAC	Direct Air Capture (CO <sub>2</sub> -Abscheider)
EE	Erneuerbare Energien
FT	Fischer-Tropsch (-Synthese)
GWA	Global Wind Atlas
HT SOEC	Hochtemperaturelektrolyse
L	Liquefaction (Verflüssigungsanlage)
LCOE	Stromgestehungskosten
LHV	Heizwert (Lower heating value)
MSFD	Mehrstufige Entspannungsverdampfung
NT PEM	Niedertemperaturelektrolyse
OPEX	Betriebsausgaben
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid –Technologie zur Umwandlung von Strom in flüssige Kraftstoffe
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RO	Umkehrosmose (reverse osmosis)
RWGS	Reverse water-gas shift reaction
t <sub>OE</sub>	Öleinheit (tons of oil equivalent)
VLS	Volllaststunden
WACC	Kapitalkostensatz (Weighted average cost of capital)
WEA	Windenergieanlage

### Chemische Elemente

-CH <sub>2</sub> -	Kohlenwasserstoffketten
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> O	Wasser
LH <sub>2</sub>	Flüssigwasserstoff

# 1 Einleitung

Im Klimaschutzplan 2050 verpflichtet sich die Bundesregierung bis 2050 zu einem nahezu treibhausgasneutralen Deutschland [BMUB 2016]. In diesem Sinne wird das obere Klimaziel des Energiekonzeptes der Bundesregierung mit einer Reduktion der Treibhausgase um 95 % gegenüber 1990 verstanden. Konsens ist hierbei, dass die Energieversorgung maßgeblich auf den fluktuierenden Energiequellen Windkraft und Photovoltaik basieren muss und dass diese auch zu hohen Anteilen den Stromverbrauch für zusätzliche Anwendungen im Verkehrs-, Gebäudewärme- und Industriebereich über die Sektorenkopplung decken müssen [BMW i 2016].

Der Verkehrssektor ist derzeit für etwa 19,7 % des deutschen Primärenergieverbrauchs verantwortlich [BMW i 2017] und hauptsächlich auf fossile Kraftstoffe angewiesen. Auch bei einer maximalen Elektrifizierung des Verkehrssektors wird ein hoher Bedarf an Flüssigkraftstoffen, insbesondere im internationalen Verkehr<sup>1</sup>, bestehen bleiben.

Im Folgenden ist dazu in Abbildung 1-1 eine Hochrechnung des langfristigen Kraftstoffverbrauchs für die Sektoren Verkehr und chemische Industrie dargestellt<sup>2</sup>. In dieser Darstellung ist schon ein maximaler Elektrifizierungsgrad des Straßenverkehrs bei Berücksichtigung eines teilweise weiter ansteigenden Verkehrsaufkommens<sup>3</sup> einbezogen.

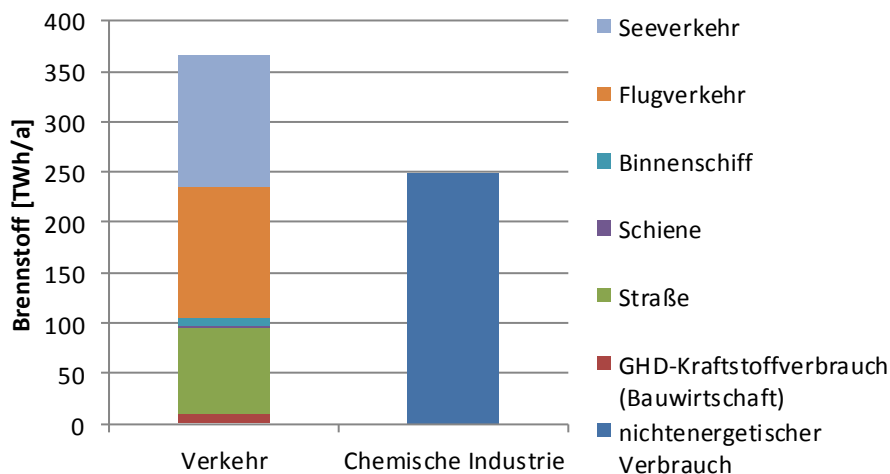


Abbildung 1-1: Deutscher Brennstoffbedarf (ohne Gas) für die jeweiligen Sektoren im Jahr 2050

Quelle: Eigene Annahmen aus [Fraunhofer IWES 2017b] und nach [AGEB 2012]

Nach Abbildung 1-1 ergibt sich im Jahre 2050 für den Verkehrssektor ein Brennstoffbedarf von insgesamt mehr als 350 TWh. Davon nehmen die Sektoren See- und Flugverkehr einen Kraftstoffverbrauch von über 250 TWh ein.

<sup>1</sup> Aufgrund heute noch nicht absehbarer alternativer Antriebstechnologien und eingeschränkter Effizienzerhöhungen im See- und Flugverkehr.

<sup>2</sup> Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Höhe des nichtenergetischen Verbrauchs im Jahre 2050 eine hohe Unsicherheit aufweist und an dieser Stelle mögliche Effekte von Recycling, Kaskadennutzung von Biomasse oder Wirtschaftswachstum nicht bewertet wurden und der nichtenergetische Verbrauch der chemischen Industrie auch geringer ausfallen kann.

<sup>3</sup> Vorschreibung der BMVI Verkehrsverflechtungsprognose 2030 unter Berücksichtigung einer Verkehrsverlagerung auf die Schiene aber ohne Verkehrsvermeidung.

Um eine vollständige Dekarbonisierung des Verkehrssektors zu gewährleisten, wird im Flug- und Seeverkehr ein Umstieg von fossilen auf synthetische Flüssigkraftstoffe notwendig sein. Die strombasierte Herstellung synthetischer Kraftstoffe aus Erneuerbaren Energien (EE) kann mit sogenannten Power-to-Liquid (PtL)-Prozessen aus den weltweit zur Verfügung stehenden Primärrohstoffen Wasser (H<sub>2</sub>O) und Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) ermöglicht werden. Zusätzlich besteht die Möglichkeit den Verkehrssektor mit Flüssigwasserstoff (LH<sub>2</sub>) zu bedienen. Hier entfällt der CO<sub>2</sub>-Bedarf für die Kraftstoffproduktion.

Die Option einer Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen aus EE-Strom in Deutschland steht in Konkurrenz mit der direkten Stromnutzung. Die gesellschaftliche Akzeptanz für den Flächenbedarf und die höheren Kosten für eine nationale Produktion in Deutschland wirkt sich nachteilig aus. Internationale Standorte mit sehr guten EE-Ressourcen und ohne direkte Nutzungskonkurrenz könnten somit ein höheres wirtschaftliches und technisches Potenzial für die Etablierung von PtL-Anlagen aufweisen.<sup>4</sup>

Im Folgenden wird eine erste Bewertung von 4 globalen EE-Vorzugsregionen mit hohen Erträgen für sowohl Onshore-Windenergie als auch PV zur Simulation eines mittel- und langfristigen Szenarios zur synthetischen Kraftstoffherzeugung (PtL und LH<sub>2</sub>) durchgeführt. Hierzu werden die zukünftigen Kraftstoffkosten auf Basis eines repräsentativen Wetterjahres für jede Region ermittelt. Zusätzlich wird eine europäische Wind-Offshore-Nutzung in der Nordsee zum Vergleich der Ergebnisse herangezogen. Abschließend wird eine beispielhafte Flächenpotenzialermittlung durchgeführt.

---

<sup>4</sup> Fragen zur gesellschaftlichen Akzeptanz für die Standorte außerhalb Deutschlands waren nicht Gegenstand der Studie.



## 2 Ziel und Methodik

### 2.1 Ziel

Als Hauptziel für diese wissenschaftliche Studie ist die Ermittlung von PtL- und LH<sub>2</sub>-Gestehungskosten an globalen Standorten voran gestellt. Die Kosten werden für ein mittelfristiges (mittlere technologische und wirtschaftliche Entwicklung – ungefähr im Jahr 2030) und langfristiges Szenario (durchschnittliche Lernkurven – ungefähr im Jahr 2050) ermittelt und miteinander verglichen. Es werden folgende Kategorien definiert:

- *National (nur als grobe Vorabanalyse)*
- International
- Europäisch Offshore

Zum einen werden die standortabhängigen Kostenunterschiede thematisiert. Darüber hinaus wird ein Vergleich der Endprodukte PtL und LH<sub>2</sub> angestellt.

Als Nebenziel gilt die Flächenpotenzialermittlung für eine Beispielregion. Die Flächenpotenzialermittlung liefert einen ersten Eindruck zum Flächenbedarf für die Flüssigkraftstoffproduktion aus EE.

Die Ergebnisse werden zur besseren Vergleichbarkeit visuell aufbereitet.

### 2.2 Methodik und Modelle

Um diese Forschungsfragen adressieren zu können, wird im ersten Schritt eine **Identifizierung globaler EE-Vorzugsregionen** unter Einhaltung von Flächenrestriktionen und Abstandsregelungen durchgeführt. Anhand historischer Wetterdaten zur mittleren Windgeschwindigkeit (globaler Windatlas) und mittleren Sonneneinstrahlung werden die Vorzugsregionen in einer Vorabanalyse identifiziert. Anschließend wird eine Detailanalyse für die ausgewählten Regionen durchgeführt.

Nach Auswahl der Standorte werden für die jeweiligen Regionen **zeitlich und räumlich hochaufgelöste Zeitreihen zur Windgeschwindigkeit und Solareinstrahlung** für mehrere Wetterjahre generiert.

Die räumliche Auflösung der Windgeschwindigkeitszeitreihen wird mit ca. 1 km gewährleistet und stammt aus einer Transformation von dynamischen Daten (Regionale Zeitreihen aus dem Wettermodell MERRA [GES DISC 2017] mit einer räumlichen Auflösung von etwa 50 bis 70 km) und statischen Daten (lokale Information des Global Wind Atlas [DTU 2016] mit einer räumlichen Auflösung von etwa 1 km). Hierzu werden im ersten Schritt die MERRA-Zeitreihen auf die Höhenlevel des Global Wind Atlas (GWA) extrapoliert und anschließend Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten für MERRA und GWA erstellt. Auf Basis der Häufigkeitsverteilungen wird ein Zusammenhang der Windgeschwindigkeiten über eine Transformationsfunktion wiedergegeben, was eine Skalierung der regionalen MERRA-Zeitreihe auf das Raster des Windatlasses ermöglicht. Ein ähnliches Verfahren wurde in einem EU-Projekt namens EMHIRES durchgeführt [Gonzalez Aparicio et al. 2016].

Die räumliche Auflösung der Strahlungsdaten variiert standortbedingt zwischen 3 und 5 km. Die Strahlungsdaten stammen aus der HelioClim-3-Datenbank.

Die **Abbildung der Einspeisung aus Wind und PV** erfolgt mit Hilfe einer räumlich und zeitlich hochaufgelösten Simulationsumgebung des Fraunhofer IWES [Arbach et al. 2013]. Das Modul zur Simulation von Windleistungszeitreihen ermittelt auf Basis von stündlich aufgelösten Windgeschwindigkeits-Zeitreihen für mehrere Höhenlevel und der Leistungskennlinie der verwendeten Windenergieanlage das Flächenpotenzial in einem vordefinierten Gitter. Anhand verschiedener Einflussparameter werden u. a. Abschattungseffekte einzelner Turbinen in einem Windpark, Einflüsse zeitlicher und räumlicher Fluktuationen sowie eine Reduzierung der Leistungsabgabe durch mechanische und elektrische Verluste berücksichtigt. Das Modul zur Simulation von PV-Leistungszeitreihen simuliert anhand von horizontalen Einstrahlungs- und Temperaturdaten der Geländeoberfläche mit einer zeitlichen Auflösung von 1 h. Berücksichtigt werden hierbei ein temperaturabhängiger Wirkungsgrad<sup>5</sup> und die Ausrichtung<sup>6</sup> der PV-Freiflächenanlage.

Auf Basis der Energieerträge wird für jede Vorzugsregion ein repräsentatives Wetterjahr ausgewählt.

Zusätzlich wird eine **umfassende Literaturanalyse** durchgeführt um eine Prozesskette zur Flüssigwasserstoff- und Power-to-Liquid-Produktion zu definieren und die Einzelkosten von der Stromerzeugung über den Umwandlungsprozess bis zum Transport der Kraftstoffe für ein mittel- (2030) und langfristiges (2050) Szenario aufzuzeigen.

Anschließend wird, mittels Anpassung der **Ausbauplanung und Einsatzoptimierung** des Modells SCOPE [Fraunhofer IWES 2016] auf die Forschungsfrage, ein kostenminimales System (Strom aus EE, Prozesswärme, Kraftstoffproduktionsanlage, Speicher) zur synthetischen Kraftstoffproduktion für jedes Szenario bestimmt. Hierbei handelt es sich um ein lineares, deterministisches und kontinuierliches Modell, welches auf den Arbeiten im Rahmen des Projektes „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ [Fraunhofer IWES 2015] aufbaut und weiterentwickelt wurde. Zielfunktion der linearen Optimierung ist die Minimierung der Kraftstoffkosten durch die Anlagendimensionierung (Verhältnis Windkraft Starkwind und Schwachwind (bzw. Offshore), PV, PtL-Anlage (bzw. LH<sub>2</sub>-Anlage) jeweils zueinander) und den Einsatz der Flexibilitätsoptionen Wärmespeicher mit Großwärmepumpen und Elektrodenkessel, Batteriespeicher und EE-Abregelung.

Für das Modell sind wesentliche **Inputdaten**:

- die Bestimmung von EE-Potenzialflächen auf Basis von Flächenrestriktionen und Abstandsregelungen,
- eine EE-Einspeisesimulation auf Basis von Wetterdaten zur zeitlich aufgelösten Bestimmung des Erzeugungspotenzials auf den jeweiligen Flächen,
- der Bedarf an Prozesswärme und Technologien zu deren Deckung,
- die Technologiekosten, Wirkungsgrade sowie Lebensdauer
- und die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC).

---

<sup>5</sup> Um die zeitliche Änderung der Temperatur am Standort abzubilden, werden Stundenwerte der Temperatur in 2 m Höhe (Versatzhöhe) verwendet.

<sup>6</sup> Jedem Standort wird eine individuelle Ausrichtung der PV-Freiflächenanlage zugeteilt. Bei der Lage des Standortes auf der Nordhalbkugel wurde ein Azimut von 0°, auf der Südhalbkugel ein Azimut von 180° angenommen. Der Aufstellwinkel richtet sich nach dem Breitengrad des Anlagenstandortes. Berechnung nach [Landau 2015].

Die **Flächenpotenzialermittlung** weist das theoretische Gesamtpotenzial zur PtL-Produktion für eine Beispielregion aus. Um das Gesamtpotenzial zu ermitteln, werden folgende **Restriktionen** berücksichtigt:

- Keine Naturschutzgebiete
- Keine Wasserflächen
- Keine städtischen und bebauten Flächen
- Mindestens 1 km Abstand zu Siedlungsflächen
- Maximale Hangneigung von 30 %
- Mindestens 500 m Abstand einzelner WEA innerhalb eines Windparks (Abschattungseffekte)
- Maximal 50 km Abstand zur Küste

Des Weiteren wird die Leistungsdichte einer vordefinierten EE-Erzeugungsfläche berechnet. Auf dieser Basis wird anschließend die theoretische Erzeugungsmenge an synthetischen Kraftstoffen auf die maximal in der untersuchten Region zur Verfügung stehende Fläche (die sich aus der Flächenpotenzialermittlung ergibt) hochskaliert.<sup>7</sup>

Abschließend werden die Ergebnisse im Kontext der Transformation des Energieversorgungssystems diskutiert.

---

<sup>7</sup> Hier ist die Nutzung von PV-Freiflächenanlagen innerhalb der Windparkflächen vorgesehen, so dass der Windpark die maßgebliche Begrenzung aufweist. Eine Beeinträchtigung der PV-Leistung (z.B.: durch Schattenwurf der WEA) wurde nicht untersucht, erscheint aber aufgrund der berücksichtigten Restriktionen (Mindestabstand einzelner WEA innerhalb eines Windparks) nicht relevant. Es ist davon auszugehen, dass genügend Flächen zur Platzierung der PV-Module in einem Windpark gegeben sind.

## 3 Szenariorahmen und Eingangsdaten

### 3.1 Auswahl der Vorzugsregionen und Definition von Ausschlussflächen

#### 3.1.1 Ziel

Ziel ist die Identifikation exzellenter Regionen zur Kraftstoffproduktion aus EE. Hierbei werden zum einen die Flächen auf Basis der EE-Ressource am Standort hin bewertet und darüber hinaus Ausschlussflächen deklariert, die nicht für den Bau von WEA oder PV-Anlagen in Betracht kommen.

#### 3.1.2 Auswertung EE-Ressource und Flächennutzung

Zur Auswertung der EE-Ressource wurden den Standorten unterschiedliche Erzeugungseinheiten zugeteilt. Folgende Technologien wurden in der jeweiligen Kategorie untersucht:

- **National (überschlägig):** WEA (Onshore)
- **International:** WEA (Onshore) und PV in Kombination
- **Offshore europäisch:** WEA (Offshore)

Eingangs wurde aus nationaler Sicht überschlägig die Nutzung eines Onshore-Windparks in Deutschland unterstellt. Aus Flächenkonkurrenz zu einer direkten Stromnutzung ist jedoch davon auszugehen, dass in diesem Fall schlechtere Ertragsstandorte (z.B. in Süddeutschland oder an anderen vergleichbaren Standorten in Europa) genutzt werden müssten. Am Beispiel von Schwachwindanlagen in Süddeutschland werden jedoch noch relativ hohe Auslastungen für den PtL-Prozess bei mittleren Erträgen erreicht.

Aus Akzeptanz und Kostengründen erscheint jedoch aus heutiger Sicht in Europa die Nutzung von Offshore (unter Verzicht der teuren Stromnetzanbindung für LH<sub>2</sub>/PtL) realistischer und wirtschaftlicher. Dies wurde detailliert in Simulationen ausgewertet. Als Auswahlkriterium für den Offshore-Standort ist die Wassertiefe entscheidend. Eine künstliche Insel als Standort für Wartungsarbeiten in unmittelbarer Nähe (ca. 30 km Entfernung) wird unterstellt. Demzufolge nimmt die Entfernung zum Festland keinen wesentlichen Einfluss auf die Standortgüte. Die Doggerbank ist eine etwa 17.600 km<sup>2</sup> große Sandbank in der Nordsee und weist mit durchschnittlich 30 m eine geringe Wassertiefe auf. Sie erscheint als Offshore-Standort geeignet.

Die internationalen Standorte wurden auf ihre EE-Ressource hin untersucht. Abbildung 3-1 zeigt einen Ausschnitt für Afrika und Südamerika. Um windhöfliche und strahlungsintensive Regionen zu lokalisieren wurden globale Betrachtungen zur mittleren Windgeschwindigkeit (Abbildung 3-1 oben) und Sonneneinstrahlung (Abbildung 3-1 unten) durchgeführt. Zusätzlich wurde der Fokus auf Küstenregionen gelegt, um die Verfügbarkeit großer Wassermengen für die Kraftstoffproduktion zu gewährleisten. Abschließend wurden Naturschutzgebiete als Ausschlusskriterium hinzugezogen.

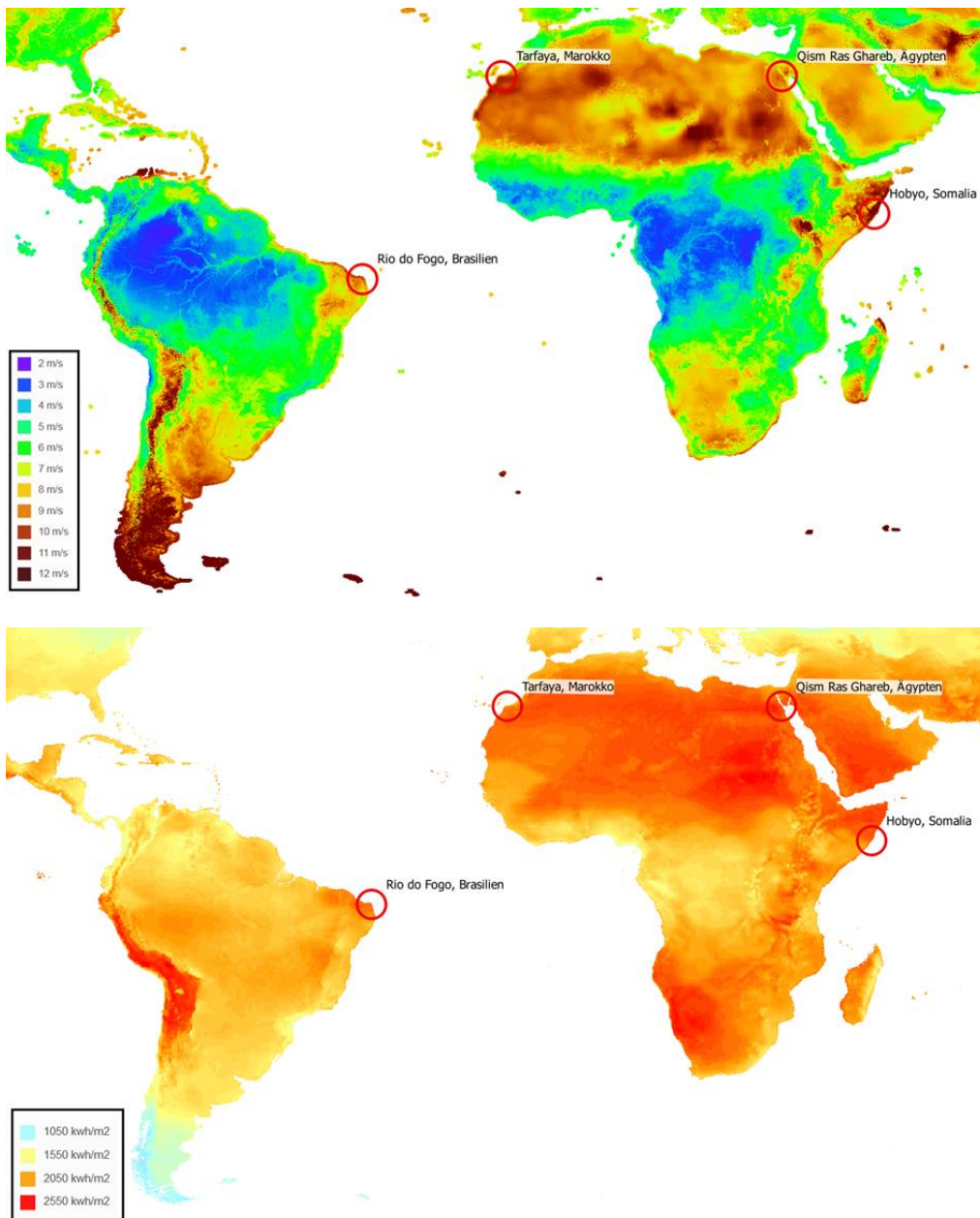


Abbildung 3-1: Globale EE-Ressource (oben: mittlere Windgeschwindigkeit in horizontaler Höhe von 200 m; unten: mittlere horizontale Sonneneinstrahlung) und Auswahl internationaler EE-Vorzugsregionen

Datenquelle: [IRENA 2016; Meteotest 2016]

Nach Abbildung 3-1 erscheinen die hervorgehobenen Regionen in Brasilien, Marokko, Ägypten und Somalia aufgrund ihrer hohen EE-Ressource sowohl für Wind als auch für PV geeignet<sup>8</sup>.

### 3.1.3 Schlussfolgerung

Folgende Regionen werden für die jeweilige Kategorie verwendet:

<sup>8</sup> Die Abbildung 3-1 macht deutlich, dass noch weit mehr Standorte in Frage kommen, in dieser Studie wurde aber nur eine Auswahl von möglichen Standorten vorgenommen.

### National (an Land):

Als nationaler Onshore-Standort gilt ein fiktiver Windpark im Süden Deutschlands mit durchschnittlichen Erträgen. Analysen des Fraunhofer IWES haben ergeben, dass sich durchaus 2.500 VLS mit Schwachwindanlagen realisieren lassen (wie z. B. auch in [Agora 2013]).

Es ist davon auszugehen, dass CO<sub>2</sub>-Quellen vorhanden sind.

### Offshore (auf See):

Betrachtet wird ein Standort in der Doggerbank mit einer durchschnittlichen Wassertiefe von ca. 25 m. Die Entfernung zum Festland beträgt 288 km nach England und 434 km nach Deutschland. Mittelpunkt der Windparkfläche: 55° 05' 52" nördliche Breite, 2° 87' 26" östliche Länge.

Hierbei wird als Sensitivität im Fall der PtL-Erzeugung differenziert ob CO<sub>2</sub> aus anderen Quellen (Industrie, Biomasse) vorhanden ist (ohne im Rahmen dieser Studie die dafür notwendige Infrastruktur zur bewerten) oder ob auch hier CO<sub>2</sub> aus der Luft gewonnen werden muss.

### International (an Land):

Als internationale EE-Vorzugsregionen gelten folgende Regionen:

- Rio do Fogo in Brasilien
- Tarfaya in Marokko
- Qism Ras Ghareb in Ägypten
- Hobyo in Somalia

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass im Fall der PtL-Erzeugung immer CO<sub>2</sub> aus der Luft gewonnen werden muss.

Zusätzlich wurde für die Region Tarfaya in Marokko exemplarisch eine Flächenpotenzialermittlung durchgeführt. Tarfaya erstreckt sich im Süden Marokkos (an der Grenze zur West Sahara) über eine Gesamtfläche von 6.581 km<sup>2</sup>.

Die Auswahl der Vorzugsregionen unterliegt lediglich den Kriterien aus Kapitel 3.1.2. Die Beurteilung hinsichtlich der sozialgeographischen Begebenheiten in den betrachteten Regionen oder der politischen Stabilität in den Ländern ist nicht Bestandteil der Studie.

## 3.2 Auswahl eines Wetterjahres

### 3.2.1 Ziel

Ziel ist die **Auswahl eines repräsentativen Wetterjahres** aus der Datenbasis von 2005 bis 2012 **für die Simulation der Ausbauplanung**. Für jedes Betrachtungsgebiet wird ein eigenes Wetterjahr ermittelt.

Die Wahl des Wetterjahres ist für die Kraftstoffproduktion bzw. die Auslastung oder Volllaststunden (VLS) aller Anlagenkomponenten relevant. Somit werden auch die Strom- und Kraftstoffgestehungskosten über das jeweilige Wetterjahr definiert.

### 3.2.2 Auswertung Wetterdaten von 2005 bis 2012 (International)

#### Windkraft:

Für die internationalen Onshore-Standorte wurde eine Analyse auf Basis einer Windenergieanlage mit 149 m Nabenhöhe, 115,7 m Rotordurchmesser und 3,2 MW Leistung durchgeführt<sup>9</sup>. In Tabelle 3-1 erfolgt eine Gewichtung der Energieerträge für die internationalen Standorte zwischen den acht Wetterjahren beim Ausbau eines beispielhaften Windparks<sup>10</sup> in der jeweiligen Region.

Region	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Brasilien	108,3 %	101,7 %	109,0 %	95,9 %	79,6 %	99,0 %	91,5 %	115,1 %
Marokko	94,6 %	97,0 %	100,8 %	111,2 %	98,3 %	95,6 %	101,2 %	101,4 %
Ägypten	100,1 %	101,2 %	102,1 %	103,2 %	95,8 %	96,9 %	104,8 %	95,8 %
Somalia	97,8 %	96,1 %	101,0 %	102,7 %	98,6 %	103,9 %	101,8 %	98,1 %

**Tabelle 3-1: Relative Energieerträge für Windkraft nach Wetterjahren an den internationalen Standorten bezogen auf das 8-Jahresmittel**

Quelle: Eigene Simulation des Fraunhofer IWES

Nach Tabelle 3-1 liegen die Energieerträge aus dem Jahre 2005 (für Ägypten), 2007 (für Marokko und Somalia) und 2010 (für Brasilien) dem 8-Jahresmittel am nächsten und erscheinen geeignet für die Wahl als repräsentatives Wetterjahr.

#### PV:

In Tabelle 3-2 erfolgt analog zur Windkraft eine Gewichtung der relativen Energieerträge für PV.

Region	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Brasilien	99,5 %	101,5 %	101,8 %	98,3 %	97,9 %	101,0 %	97,6 %	102,4 %
Marokko	97,1 %	98,3 %	100,6 %	100,8 %	100,6 %	99,5 %	100,8 %	102,3 %
Ägypten	100,5 %	100,7 %	101,6 %	100,5 %	97,5 %	99,4 %	101,0 %	98,6 %
Somalia	102,0 %	101,0 %	103,7 %	99,2 %	98,2 %	97,9 %	98,3 %	99,6 %

**Tabelle 3-2: Relative Energieerträge für PV nach Wetterjahren an den internationalen Standorten bezogen auf das 8-Jahresmittel**

Quelle: Eigene Simulation des Fraunhofer IWES

Nach Tabelle 3-2 existiert an allen Standorten und für jedes Wetterjahr ein ähnliches Potenzial. Die maximale Abweichung zum 8-Jahresmittel liegt bei 3,7 %. Aufgrund der geringen Abweichung erscheint eine zusätzliche Beurteilung zur Wahl des repräsentativen Wetterjahres über die PV-Erträge nicht notwendig.

### 3.2.3 Schlussfolgerung

Entsprechend dieser Analyse erfolgt die Auswahl des repräsentativen Wetterjahres für die **internationalen Standorte** auf Basis der Windkraft. Des Weiteren ist die Auswahl

<sup>9</sup> In Gebieten mit sehr hohen Windgeschwindigkeiten erscheinen Schwachwindanlagen aus heutiger Sicht aufgrund der hohen Materialbeanspruchung technisch nicht einsetzbar (weiteres siehe 3.2.3).

<sup>10</sup> Der Windpark repräsentiert hervorragende EE-Flächen der untersuchten Region unter Einhaltung der Restriktionen zur Flächenpotenzialermittlung aus Kapitel 2.2.

des Wetterjahres standortabhängig. Somit ergeben sich unterschiedliche Wetterjahre für die jeweiligen Regionen.

Dem **Offshore-Standort** in der Nordsee liegt das Wetterjahr 2012 zugrunde. Die Auswahl basiert auf den Auswertungen der Hauptstudie [Fraunhofer IWES 2017b, S. 11].

Für den **nationalen Standort** wird das Wetterjahr 2011 verwendet, was ebenfalls auf den Auswertungen der Hauptstudie beruht [Fraunhofer IWES 2017b, S. 13]. Das Jahr 2011 eignet sich insbesondere aufgrund normaler Winderträge. Hier wurde überschlägig mit 2.500 VLS gerechnet.

Die Auswahl der repräsentativen Wetterjahre und die VLS der EE-Erzeuger sind in Tabelle 3-3 zusammengefasst:

	Nordsee	Brasilien	Marokko	Ägypten	Somalia
Wetterjahr	2012	2010	2007	2005	2007
VLS Starkwind <sup>11</sup>	-	3.233	3.042	2.670	3.977
VLS Schwachwind <sup>12</sup>	-	5.006	4.517	4.307	5.447
VLS PV	-	1.859	1.841	1.808	1.782
VLS Offshore	4.383	-	-	-	-

**Tabelle 3-3: Überblick der repräsentativen Wetterjahre für die betrachteten Regionen und VLS der EE-Erzeuger**

Die Auswahl in Tabelle 3-3 gewährleistet normale Wind- und PV-Erträge anhand eines repräsentativen Wetterjahres für jeden Standort. Den Windenergieanlagen wird eine Standorteignung anhand der IEC 61400-1 unterstellt<sup>13</sup>.

### 3.3 Definition von PtL- und LH<sub>2</sub>-Prozessketten

#### 3.3.1 Ziel

Ziel ist die Darstellung verschiedener Prozesse zur synthetischen Kraftstoffproduktion aus EE. Als Endprodukt kann neben der Produktion sogenannter Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (flüssige Kohlenwasserstoffketten (-CH<sub>2</sub>-), im Weiteren PtL-Kraftstoffe genannt) außerdem Flüssigwasserstoff zielführend sein. Die Prozessketten werden auf Basis der technologischen Entwicklung für ein mittel- (2030) und ein langfristiges (2050) Szenario erzeugt.

<sup>11</sup> Die Starkwindanlage ist mit einer Leistung von 3,5 MW, eine Nabenhöhe von 74 m und einem Rotordurchmesser von 101 m definiert.

<sup>12</sup> Die Schwachwindanlage ist mit einer Leistung von 3,2 MW, eine Nabenhöhe von 149 m und einem Rotordurchmesser von 115,7 MW definiert.

<sup>13</sup> Heutzutage kommen sogenannte Schwachwindanlagen, wie hier u. a. aufgeführt wird, für Standorte mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 10 m/s nach der IEC-Norm nicht in Betracht. Es ist aber explizit der technologische Fortschritt insbesondere zur Materialgüte und Standfestigkeit von WEA zu nennen, wodurch zukünftig auch Anlagen mit einem großen Rotor-Generator-Verhältnis an sehr guten Windstandorten realisiert werden könnten.



### 3.3.2 Auswertung der Literaturrecherche zu Power-to-X

Ausgangspunkt für die Prozessketten ist das Energiedargebot der EE. Neben der Energiequelle wird auch eine H<sub>2</sub>O-Quelle zur Wasserstoffproduktion benötigt. Für den PtL-Prozess ist zudem eine CO<sub>2</sub>-Quelle Voraussetzung. Im Folgenden wird für die geschlossene Berechnung der Prozesskette bzw. der chemischen Reaktion auf die Einheit Mol (also auf die Stoffmenge bzw. Teilchenanzahl) zurückgegriffen.

Folgende Technologien werden den jeweiligen Prozessschritten unterstellt:

- **Entsalzung:** Die Meerwasserentsalzung wird über eine Umkehrosiose (RO) realisiert. Unter hohem Druck wird das Meerwasser durch Membranen gepresst und es entsteht Wasser in Trinkwasserqualität. Eine weitere Möglichkeit zur Meerwasserentsalzung bietet die Mehrstufige Entspannungsverdampfung (MSFD). Hierbei handelt es sich um ein thermisches Verfahren, das Salzwasser auf 115°C erhitzt und in den nachgeschalteten mehrstufigen Entspannungsstufen unter Vakuum-Bedingungen wieder verdampft. Aufgrund des höheren Energiebedarfs gegenüber der Filter-Methode wird die MSFD nicht weiter betrachtet.
- **Wasser-Elektrolyse:** Die Wasserelektrolyse ist ein elektrochemisches Verfahren, bei dem Wasser mittels thermischer oder elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff gespalten wird. Der Energieaufwand je eingesetztes Mol Wasser beträgt 285,8 kJ [Verdegaal et al. 2015].
  - Dem PtL-Prozess wird eine Hochtemperatur-SOEC-Elektrolyse (HT-SOEC) unterstellt. Die HT-SOEC wird mit Wasserdampf betrieben und arbeitet in einem Temperaturbereich von 700 – 1000°C. Das Temperaturniveau ermöglicht, dass ein großer Anteil der benötigten Energie durch thermische Energie bereitgestellt werden kann. Steht Abwärme aus externen Prozessen zur Verfügung (in diesem Fall anteilig aus der Fischer-Tropsch-Synthese), so ist der Einsatz der HT-SOEC von Vorteil. Damit kann der Bedarf an elektrischer Energie um etwa 25 % reduziert werden. Allerdings reagiert die HT-SOEC sensibel auf Lastwechsel, da das hohe Temperaturniveau ein schnelles An- und Abfahren der Anlage erschwert.
  - Dem LH<sub>2</sub>-Prozess liegt eine Niedertemperatur-PEM-Elektrolyse (NT-PEM) zugrunde da durch den Wegfall des Fischer-Tropsch-Prozesses keine Abwärmenutzung möglich ist. Die NT-PEM ist eine Wasserelektrolyse mit einem Temperaturbereich bis 100°C und reagiert unempfindlich auf Lastwechsel.
- **CO<sub>2</sub>-Abscheidung (im Fall von PtL):** Die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung wird über die Direct-Air-Capture (DAC)-Technologie realisiert. Diese Technologie basiert auf dem Prinzip mittels Filterung und Regeneration eines speziellen Filtermaterials CO<sub>2</sub> der Umgebungsluft zu entziehen. Hierbei werden große Mengen Luft durch einen Filter transportiert, an dessen Oberfläche das CO<sub>2</sub> chemisch gebunden wird. Bei einer Temperatur von 100°C kann ein gesättigter Filter vom CO<sub>2</sub> wieder befreit werden und für weitere Kreisläufe wiederverwendet werden. Aufgrund dieses relativ geringen Temperaturniveaus kann die Wärme kostengünstig über Großwärmepumpen und Nutzung von Meerwasser als Umweltwärmequelle bereitgestellt werden.
- **Konvertierung (im Fall von PtL):** Das Verfahren zur Kohlenmonoxiderzeugung durch CO<sub>2</sub>-Konvertierung mithilfe von Wasserstoff nennt sich umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion. Der Konvertierungsreaktor wird mittels Elektrizität betrieben und wandelt das zugeführte Gasgemisch aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> durch die Reformierungsreaktion in ein verwertbares Synthesegas (Gemisch aus H<sub>2</sub> und

CO) um. Dazu wird das zugeführte Gas auf Temperaturen von ca. 1000°C erhitzt, wodurch die Reaktion stattfindet.

- **Fischer-Tropsch-Synthese (im Fall von PtL):** Die FT-Synthese setzt in einem exothermen Prozess verschiedenartige Kohlenwasserstoffe aus den Elementen Kohlenstoff und Wasserstoff um. Die freiwerdende thermische Energie je eingesetztes Mol Wasserstoff liegt bei 52,33 kJ [Verdegaal et al. 2015]. Diese katalytische Synthese ist abhängig von der Katalysatorwahl und den Synthesebedingungen (Temperatur, Druck und Synthesegas-Zusammensetzung). Bei optimaler Einstellung für eine möglichst hohe Kraftstoffausbeute, sind die Anteile des Endproduktes folgendermaßen [Schmidt et al. 2016]:
  - Diesel: 60 %
  - Kerosin: 25 %
  - Naphtha: 15 %

Andere Einstellungen des Prozesses welche z.B. höhere Anteile von Kerosin erlauben sind grundsätzlich möglich, aber wurden in dieser Studie nicht weiter betrachtet.

Beim Prozess entsteht Abwärme auf einem Temperaturniveau von ca. 220°C. Dadurch kann ein Großteil des Wärmebedarfs der Hochtemperatur-SOEC-Elektrolyse gedeckt werden [Verdegaal et al. 2015], da ein hoher Energiebedarf beim Phasenübergang von Flüssig (Wasser) zu Gasförmig (Wasserdampf) durch die Verdampfungsenthalpie besteht. Mittels zusätzlichen Einsatzes von Strom wird auf das Temperaturniveau des Elektrolyseprozesses aufgeheizt.

- **Verflüssigungsanlage (im Fall von LH<sub>2</sub>):** Die Verflüssigung von Wasserstoff erfolgt durch stufenweise Abkühlung des Wasserstoffs in Wärmetauschern. Dabei kommt zunächst flüssiger Stickstoff als Kälte-träger zum Einsatz, die weitere Abkühlung erfolgt durch einen geschlossenen Wasserstoff-Kältekreislauf, in dem die Kälteleistung durch Expansionsturbinen zur Verfügung gestellt wird. Die eigentliche Verflüssigung des so vorgekühlten Wasserstoffs findet durch Drosselentspannung in einem Joule-Thomson-Ventil statt. Der flüssige Wasserstoff kann in Spezialbehältern bei -253°C gespeichert werden. Für Flüssigwasserstoff steigt der volumetrische Energiegehalt bei Umgebungsdruck auf über 8.496 MJ/m<sup>3</sup>, gegenüber knapp 10,8 MJ/m<sup>3</sup> im gasförmigen Zustand [Linde Gas 2005].

Der PtL-Prozess ist folgendermaßen definiert:

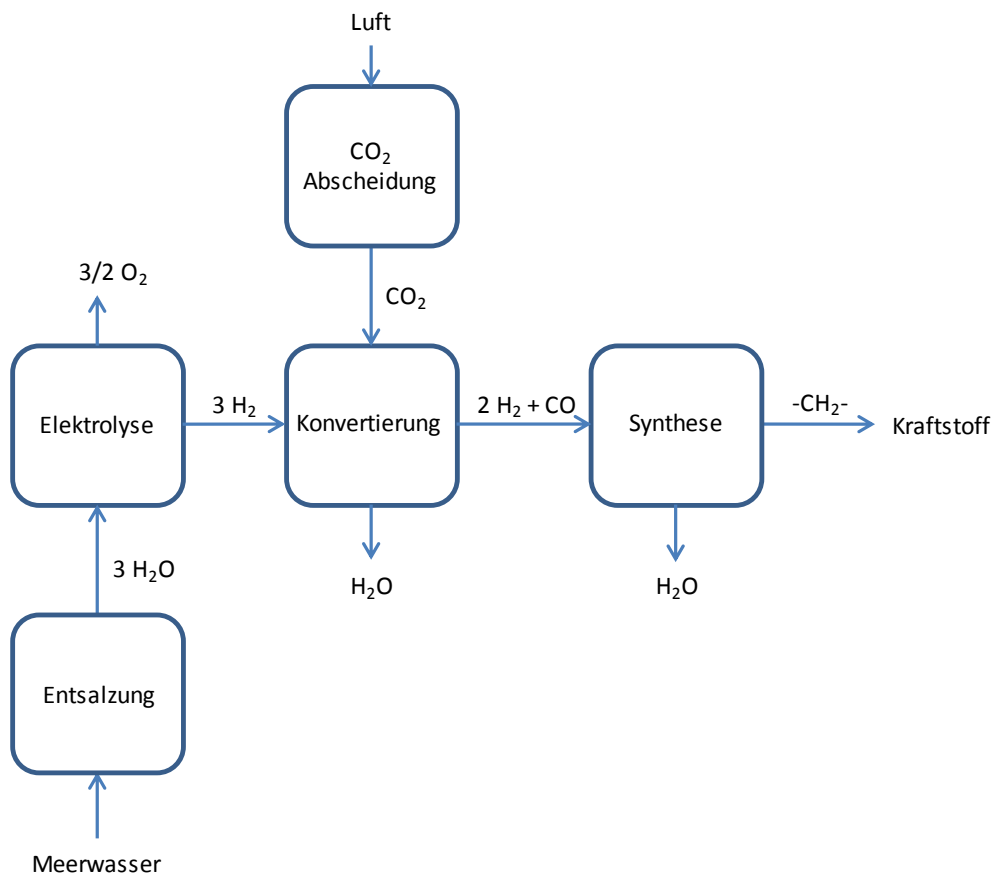


Abbildung 3-2: Prozesskette und Stoffströme zur PtL-Produktion

Die Erzeugung von flüssigen Kohlenwasserstoffen (siehe Abbildung 3-2) erfolgt in drei Hauptschritten:

1.  $3H_2O + E_{el.} \rightarrow 3H_2 + 3/2 O_2$
2.  $CO_2 + H_2 + E_{el.} \rightarrow CO + H_2O$
3.  $CO + 2H_2 \rightarrow -CH_2- + H_2O + E_{th.}$

Hierbei wird zunächst Wasserstoff mittels Elektrolyse-Verfahren gewonnen. Ein Teil des hergestellten Wasserstoffs wird anschließend genutzt, um  $CO_2$  zu Kohlenmonoxid (CO) zu konvertieren. Im dritten Schritt werden Kohlenwasserstoffketten durch die FT-Synthese erzeugt und können schließlich als Kraftstoffe genutzt werden. Weiterhin sind für den Gesamtprozess zur Herstellung von PtL-Kraftstoffen, neben den beschriebenen Hauptschritten, weitere Verfahrensschritte nötig, die je nach Anlagenkonfiguration thermisch gekoppelt werden können. Die Entsalzung von Meerwasser fungiert als  $H_2O$ -Quelle für die  $H_2$ -Herstellung mittels Elektrolyse und die DAC-Technologie stellt das benötigte  $CO_2$  für den Konvertierungsreaktor bereit.

Der LH<sub>2</sub>-Prozess kann wie folgt dargestellt werden:

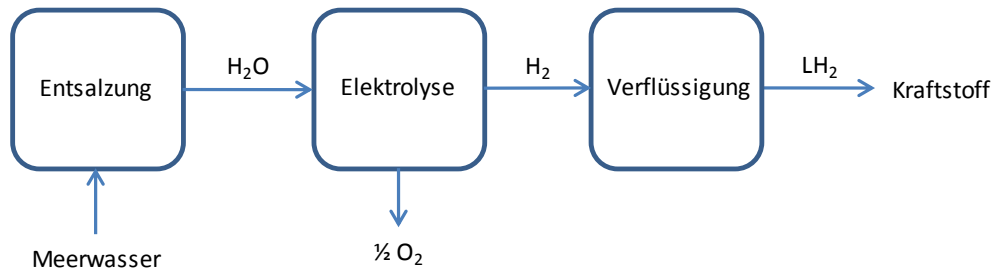


Abbildung 3-3: Prozesskette und Stoffströme zur LH<sub>2</sub>-Produktion

Beim LH<sub>2</sub>-Prozess (siehe Abbildung 3-3) entfallen gegenüber dem PtL-Prozess die Schritte Konvertierung und Synthese. Ebenso entfällt die CO<sub>2</sub>-Quelle. Nach der H<sub>2</sub>-Herstellung mittels Elektrolyse wird der Wasserstoff in einer Verflüssigungsanlage verflüssigt.

**Angabe zum Energiebedarf der Prozessschritte:**

Auf Basis der Literaturrecherche haben sich folgende Werte zum Energiebedarf der jeweiligen Prozessschritte ergeben:

Energiebedarf [kJ/mol <sub>H<sub>2</sub>O</sub> ]	Mittelfristig (in etwa 2030)		Langfristig (in etwa 2050)	
	elektrisch	thermisch	elektrisch	thermisch
Entsalzung	0,13		0,13	
Hochtemperaturelektrolyse <sup>14</sup>	385,09	47,10	323,60	47,10
Niedertemperaturelektrolyse	427,95		402,60	
CO <sub>2</sub> -Abscheidung	21,12	113,55	18,48	95,06
Konvertierung	31,45		31,45	
Verflüssigung	107,0		80,52	

Tabelle 3-4: Energiebedarf der Anlagenkomponenten zur Kraftstoffproduktion

Eigene Annahmen nach [Schmidt et al. 2016; Kasten et al. 2013; Jess et al. 2011; Climeworks 2016; Schwartz 2011; WaterReuse 2011; Seemann et al. 2013]

Angaben zum Wirkungsgrad der Elektrolyse sind im Anhang unter A1 – Technologieannahmen einzusehen.

Die FT-Synthese ist ein exothermer Prozess und ermöglicht Wärmerückgewinnung von 47,10 kJ/mol<sub>H<sub>2</sub>O</sub> [Verdegaal et al. 2015]. Die thermische Energie wird der Hochtemperaturelektrolyse zur Verfügung gestellt und reduziert somit den Gesamtenergiebedarf des Elektrolyseprozesses.

Beim Energiebedarf für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird zwischen einem thermischen und einem elektrischen Anteil unterschieden. Die thermische Energiebereitstellung wurde über Großwärmepumpen (GWP), Backup-Heizölkessel und Spitzenlast-Elektrodenkessel realisiert. Der GWP wurde eine Leistungszahl (COP) von 2,6 [Ochsner 2017] unterstellt, wodurch der Energiebedarf für die Wärmebereitstellung signifikant reduziert werden kann. Der Wirkungsgrad des Elektrodenkessels liegt bei 99 % [Fraunhofer IWES

<sup>14</sup> Der angegebene thermische Energiebedarf für die Hochtemperaturelektrolyse stammt als Abwärme aus der Fischer-Tropsch-Synthese. Dieser Anteil kann theoretisch noch gesteigert werden, sofern geeignete Wärmequellen zur Verfügung stehen.

2017a]. In kritischen Situationen (bei geringer Stromzufuhr aus EE) kann zur Wärmebereitstellung auf einen Heizkessel mit einem Wirkungsgrad von 90 % [Fraunhofer IWES 2017a] zurückgegriffen werden. Der Heizkessel würde mit selbst erzeugtem Öl betrieben, welches aus dem Prozess zur Kraftstoffproduktion gewonnen wird. Jedoch wird es im Normalfall nicht eingesetzt.

Zusätzlich besteht die Möglichkeit über Speichertechnologien auf Fluktuationen der EE-Anlagen reagieren zu können. Werden einzelne Verfahrensschritte zeitlich vom Gesamtsystem entkoppelt, lässt sich die Produktionskapazität der Gesamtanlage steigern und Stromüberschüsse besser ausnutzen. Aufgrund von Maßnahmen zur Wärmerückgewinnung im PtL-Prozess können nicht alle Verfahrensschritte entkoppelt werden. Darüber hinaus würden die hohen Kosten verschiedener Speichertechnologien keinen wirtschaftlichen Nutzen bringen. Folglich wurde der Fokus auf Wärmespeicher zur Deckung des thermischen Energiebedarfs im drucklosen Niedertemperaturbereich bis 100°C gelegt. Ein solcher Wärmespeicher kann die thermische Energie für den zweiten Prozessschritt zur CO<sub>2</sub>-Gewinnung speichern und bei Bedarf liefern. Somit konnte eine zeitliche Trennung zwischen dem CO<sub>2</sub>-Bedarf und der energieaufwändigen CO<sub>2</sub>-Produktion ermöglicht werden<sup>15</sup>. Für CO<sub>2</sub> selbst und H<sub>2</sub> wurden nur Pufferspeicher von geringer Kapazität berücksichtigt.

Als Flexibilitätsoption wurde des Weiteren der Einsatz von Batteriespeichern unterstellt. In dieser Anwendung wurde als Technologie ein NaS-Speicher abgebildet, welcher aufgrund der Kostenentwicklungspotenziale und unproblematischen Rohstoffverfügbarkeit als repräsentativ angesetzt wurde [Fraunhofer IWES 2014]. Hier wurde die Flexibilität als Verhältnis zwischen Wechselrichterleistung und Speicherkapazität im Bereich von 2h bis 8h Entladedauer variiert.

Bei der Verschiffung von Flüssigwasserstoff besteht das grundsätzliche Problem des sogenannten Boil-off-Effekts. Ein geringer Anteil des verflüssigten Wasserstoffs in den Tanks verdampft wieder und muss rückverflüssigt werden. Er unterliegt somit einer täglichen Verlustrate von ca. 1 % pro Tag [SFV 2003]. Den Wasserstofftankern wird eine Geschwindigkeit von 37 km/h unterstellt [Schütz und Härtel 2016]. Für die Verschiffung der PtL-Kraftstoffe kommen konventionelle Öltanker zum Einsatz.

Der Energiegehalt (Heizwert, LHV) der resultierenden Kraftstoffe ist wie folgt definiert:

- PtL<sup>16</sup>: 207,63 kJ/mol<sub>H<sub>2</sub>O</sub> [Berkeley 2016; Schmidt et al. 2016; HyARC 2015]
- LH<sub>2</sub>: 241,68 kJ/mol<sub>H<sub>2</sub>O</sub> [Smolinka et al. 2010]

### 3.4 Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Zur Bewertung des wirtschaftlichen Potenzials der Kraftstofferzeugung wurde eine Kostenabschätzung aller Anlagenkomponenten anhand von Literaturangaben durchgeführt. Betrachtet wurden dabei die Stromproduktion aus Wind und PV, die

---

<sup>15</sup> Im Fall der Nordsee wird auf Wärmespeicher verzichtet, da eine Realisierung von Wärmespeichern Offshore nicht untersucht wurde.

<sup>16</sup> Der Wert errechnet sich über die Anteile des Endproduktes der FT-Synthese (siehe Kapitel 3.3.2) multipliziert mit dem Quotienten aus Heizwert und Dichte.

Herstellung der Kraftstoffe und der Transport vom Erzeugungsstandort bis zum Verbraucher nach Deutschland (Grenzübergangspreis).

Folgende Kosten aus Tabelle 3-5 wurden für die Technologien zur Strom- und Kraftstoffproduktion ermittelt:

Kosten		Mittelfristig (in etwa 2030)	Langfristig (in etwa 2050)
Starkwindanlage	CAPEX [€/MW]	1.150.000	1.028.000
	OPEX (fix) [€/MW/a]	23.200	23.200
	OPEX (var) [€/MWh]	12,6	12,6
Schwachwindanlage	CAPEX [€/MW]	1.308.500	1.169.500
	OPEX (fix) [€/MW/a]	23.200	23.200
	OPEX (var) [€/MWh]	12,6	12,6
Offshore-Windanlage	CAPEX [€/MW]	3.243.000	2.997.000
	OPEX (fix) [€/MW/a]	103.300	69.100
Photovoltaik	CAPEX [€/MW]	639.000	541.000
	OPEX (fix) [€/MW/a]	13.020	10.800
PtL-Anlage	CAPEX [€/MW]	1.135.000	961.350
	OPEX (fix) [€/MW/a]	36.320	30.750
LH <sub>2</sub> -Anlage	CAPEX [€/MW]	761.000	622.000
	OPEX (fix) [€/MW/a]	22.830	18.660

**Tabelle 3-5: Angaben zu CAPEX , OPEX (fix) und OPEX (variabel) für die EE-/PtL- und LH<sub>2</sub>-Anlagen**

Quelle: [Fraunhofer IWES 2014, 2015, 2017a; Climeworks 2016; Fasihi et al. 2016; Schmidt et al. 2016; Schwartz 2011; Wiser et al. 2016]

Weitere Kostenangaben aus der Literaturrecherche (u. a. Kosten für Wärmetechnik und Speicher sowie Einzelkosten der Kraftstoffproduktionsanlagen) sind im Anhang unter A1 – Technologieannahmen einzusehen.

Auf Basis der Literaturanalyse wurden die Investitions- und Betriebskosten aller Anlagenkomponenten mittels einer Investitionsrechnung annuitätisch bestimmt. Dazu wurden die Stromgestehungskosten für Wind und PV sowie die Kraftstoffgestehungskosten der Kraftstoffe berechnet. Die Lebensdauer der jeweiligen Anlagen ist im Anhang unter A1 – Technologieannahmen einzusehen. Standardmäßig wurde mit einem Zinssatz (WACC) von 6 % gerechnet. Außerdem wurde unterstellt, dass für alle PtL-Produkte (Diesel, Kerosin, Naphtha) gleichwertige Preise erzielt werden können. Zum Abschluss wurde eine Sensitivitätsanalyse mit einem variablen Zinssatz von 4 %, 6 % und 8 % durchgeführt, und als zusätzliche Variante untersucht, dass für Naphtha als ggf. minderwertigeres Produkt kein Erlös erzielt werden würde (Kostenobergrenze).

Die Kosten für den Transport der Flüssigkraftstoffe vom Standort der Erzeugung zum nächstgelegenen Hafen wurden pauschal mit 1 €/MWh<sub>PtL</sub> in Anlehnung an [Kasten et al. 2015] angesetzt. Die Kosten für den Transport per Schiff nach Deutschland wurden in Abhängigkeit von der Entfernung zwischen Deutschland und dem Erzeugungsstandort nach [Weber 2017] bemessen und sind im Anhang unter A1 – Technologieannahmen einzusehen. Die Entfernung wurde mit einem Online Tool zur Berechnung von Schiffswegen berechnet [SeaRates 2017]. Hierbei galt der nächstgelegene Hafen zum PtL-Erzeugungsstandort als Startpunkt und Bremerhaven als Zielhafen in Deutschland.

### 3.5 Kraftstoffkosten National (Grobe Voranalyse)

In einer ersten Grobanalyse für den nationalen Standort (qualitativ minderwertiger Standort in Süddeutschland) ergeben sich bei einer Abhängigkeit der Auslastungen für den PtL-Prozess von der Auslastung der EE-Anlagen überschlägig 1,6 bis 2 mal so hohe Kosten für einen nationalen Standort mit vorhandenen CO<sub>2</sub>-Quellen wie für einen internationalen Standort mit CO<sub>2</sub>-Absorption aus der Luft. Deswegen und in Hinblick auf Flächenakzeptanzfragen wurde im weiteren Projektverlauf die detaillierten Simulations- und Optimierungsrechnungen nur noch auf den Fall Nordsee gegenüber internationalen Standorten bezogen.

Die überschlägigen Ergebnisse zum nationalen Standort basieren auf der Literaturanalyse und sind in folgender Tabelle 3-6 zusammengefasst:

Szenario (Süddeutschland)		2030	2050
Stromgestehungskosten [€/MWh <sub>el</sub> ]	Schwachwind	72,3	62,7
Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh <sub>th</sub> Heizwert]	PtL (CO <sub>2</sub> vorhanden)	244,1	185,6
	LH <sub>2</sub>	269,2	216,9

**Tabelle 3-6: Grobanalyse zu den Strom- und Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh] (National)**

Im Fall National wurde keine Ausbauroptimierung mit SCOPE durchgeführt. Außerdem wurde keine Batterietechnik in Betracht gezogen. Der jeweilige Wirkungsgrad (im Fall PtL: CO<sub>2</sub>-Quelle vorhanden) stammt aus den Erkenntnissen aus Kapitel 4.1.1.

## 4 Ergebnisse

Im ersten Teil werden die Prozessketten zur PtL- und LH<sub>2</sub>-Produktion dargestellt. Anschließend werden die kostenoptimalen Szenarien für 2030 und 2050 analysiert und mit einer Flächenpotenzialermittlung am Beispiel in Marokko ergänzt. Abschließend werden die Ergebnisse im Kontext der Transformation des Energieversorgungssystems untersucht.

### 4.1 PtL- und LH<sub>2</sub>-Prozessketten

#### 4.1.1 Prozessketten mittel- und langfristig sowie Standortabhängigkeit

Im Folgenden werden die Prozessketten zur PtL- und LH<sub>2</sub>-Produktion für das mittel- und langfristige Szenario dargestellt. Für jedes Szenario wird ein Wirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert (LHV) des Endproduktes) definiert.

Entsprechend der aus Kapitel 3.3.2 Literaturanalyse ergeben sich folgende Annahmen:

Anteil Energiebedarf Prozess	Mittelfristig (in etwa 2030)		Langfristig (in etwa 2050)	
	PtL	LH <sub>2</sub>	PtL	LH <sub>2</sub>
Entsalzung [%]	0,02	0,02	0,03	0,03
Elektrolyse [%]	69,85	81,81	69,04	84,99
CO <sub>2</sub> -Abscheidung [%]	24,43	-	24,22	-
Konvertierung [%]	5,70	-	6,71	-
Verflüssigung [%]	-	18,16	-	14,98
Gesamtenergiebedarf [kJ/mol <sub>H<sub>2</sub>O</sub> ]	551,34	523,07	468,73	473,72
<b>Gesamtwirkungsgrad [%<sub>LHV</sub>]</b>	<b>37,66</b>	<b>46,20</b>	<b>44,30</b>	<b>51,02</b>

Tabelle 4-1: Relativer Energiebedarf der einzelnen Anlagenkomponenten sowie Gesamtenergiebedarf und Gesamtwirkungsgrad für die PtL- und LH<sub>2</sub>-Prozesse im Szenario 2030 und 2050

Inklusive der Effizienzgewinne von Großwärmepumpen und Speicherverlusten welche sich aus der Optimierung - siehe Kapitel 4.2 – bedingen ergeben sich folgende standortspezifische Wirkungsgrade:

Gesamtwirkungsgrad für PtL aufgrund Effizienzgewinne und Speicherverluste (bezogen auf den Heizwert)	Mittelfristig (in etwa 2030)	Langfristig (in etwa 2050)
Nordsee	42,73 %	50,12 %
Brasilien	40,91 %	47,78 %
Marokko	40,77 %	47,65 %
Ägypten	40,63 %	47,53 %
Somalia	41,37 %	48,13 %

Tabelle 4-2: Standortabhängiger Gesamtwirkungsgrad für den PtL-Prozess im Szenario 2030 und 2050

Im Falle der Nordsee, wenn CO<sub>2</sub> aus anderen Quellen vorhanden ist, verbessert sich der Wirkungsgrad für den PtL-Prozess auf 49,83 % (mittelfristig) bzw. 58,46 % (langfristig).



Aufgrund des Boil-off-Effekts bei der Verschiffung des LH<sub>2</sub> ist ebenfalls eine standortspezifische Anpassung der Gesamtwirkungsgrade für den LH<sub>2</sub>-Prozess notwendig. In Abhängigkeit von der Entfernung des Produktionsstandortes zum Verbraucher (Deutschland) ergeben sich folgende Wirkungsgrade:

Gesamtwirkungsgrad für LH <sub>2</sub> aufgrund Entfernung (bezogen auf den Heizwert)	Mittelfristig (in etwa 2030)	Langfristig (in etwa 2050)
Nordsee	45,98 %	50,77 %
Brasilien	42,04 %	46,42 %
Marokko	44,28 %	48,89 %
Ägypten	42,67 %	47,11 %
Somalia	40,48 %	44,70 %

Tabelle 4-3:  
Standortabhängiger Gesamtwirkungsgrad für den LH<sub>2</sub>-Prozess im Szenario 2030 und 2050

Bei den Wirkungsgradangaben in diesem Kapitel ist zu berücksichtigen, dass die Abregelung von EE-Strom noch nicht bilanziert ist, welcher bei Einspeisespitzen und fehlender Verbrauchsleistung nicht verwendet werden kann. Dadurch reduziert sich der Wirkungsgrad je nach Szenario um ca. weitere 0 bis 5 %.

#### 4.1.2 Prozessketten zur Kraftstoffproduktion im Szenario 2050

Im Folgenden werden die Prozessketten zur PtL- und LH<sub>2</sub>-Produktion im Falle von Marokko für das langfristige Szenario (2050) als Schaubild dargestellt.

In Abbildung 4-1 wird die PtL-Prozesskette anhand des Energiebedarfs der einzelnen Prozessschritte und dem Gesamtwirkungsgrad demonstriert.

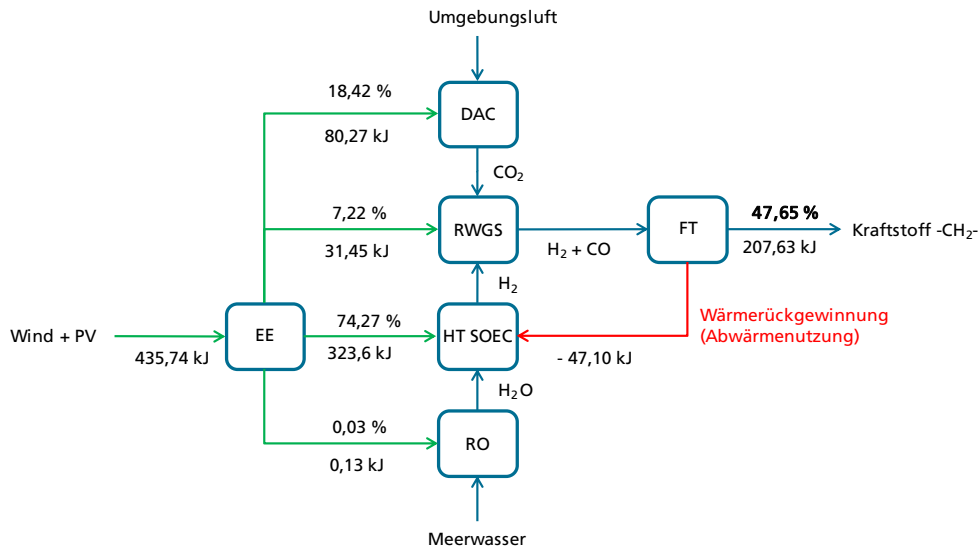


Abbildung 4-1: PtL-Prozesskette mit Angaben zum Energiebedarf der Prozessschritte für Szenario 2050 (Marokko). Angaben in kJ sind bezogen auf 1 mol<sub>H<sub>2</sub>O</sub>. Heizwert ohne EE-Abregelung

Nach Abbildung 4-1 werden über 74 % der elektrischen Energie aus den EE der Hochtemperaturelektrolyse zugeführt. Hinzu kommt ein thermischer Anteil aus der Abwärmenutzung der FT-Synthese. Circa 18 % des EE-Stroms wird für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung benötigt. Dieser Anteil resultiert aus dem elektrischen Bedarf für die DAC-Technologie sowie dem Strombedarf zur Wärmebereitstellung über Großwärmepumpen und Elektrodenkessel (Power-to-Heat). Etwa 7 % entfallen auf die

Kohlenmonoxidherzeugung im Konvertierungsreaktor. Verschwindend gering ist der Energiebedarf für die Meerwasserentsalzung über Umkehrosmose.

Abbildung 4-2 zeigt den LH<sub>2</sub>-Prozess mit Berücksichtigung der Wirkungsgradanpassung aufgrund der Entfernung (Boil-Off-Effekt).

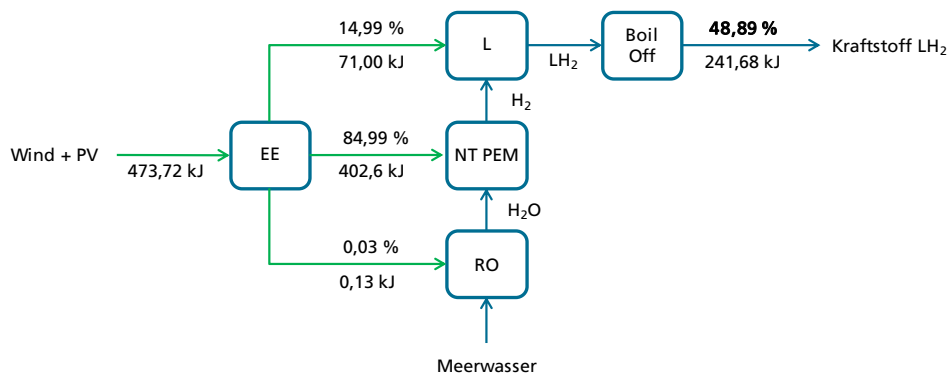


Abbildung 4-2: LH<sub>2</sub>-Prozesskette mit Angaben zum Energiebedarf der Prozessschritte für Szenario 2050 (Marokko). Angaben in kJ sind bezogen auf 1 mol<sub>H<sub>2</sub>O</sub>. Heizwert ohne EE-Abregelung

In Abbildung 4-2 wird ersichtlich, dass auch hier mit 85 % der Großteil des Gesamtenergiebedarfs zur LH<sub>2</sub>-Produktion in der Elektrolyse anfallen. Ebenfalls ist der Anteil für die Entsalzung unbedeutend. Etwa 15 % des Gesamtenergiebedarfs werden für die Verflüssigung des hergestellten Wasserstoffs benötigt.

## 4.2 Kostenoptimale Systemauslegung

Die kostenoptimale Systemauslegung zur synthetischen Kraftstoffherstellung wird auf Basis der Prozessketten und den repräsentativen Wetterjahren, die für die jeweilige Region ermittelt wurden, simuliert. Zur Präsentation der Ergebnisse zu den internationalen Standorten liegt der Fokus auf Marokko. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse zu den restlichen Standorten kann im Anhang unter A2 – Kostenoptimale Systemauslegung (Ergänzung) eingesehen werden. Den präsentierten Ergebnissen zur kostenoptimalen Systemauslegung liegt ein WACC von 6 % zugrunde.

### 4.2.1 Einsatz- und Ausbauoptimierung

Die Einsatz- und Ausbauoptimierung mit SCOPE wird für die Szenarien 2030 und 2050 exemplarisch zur Jahresproduktion von 1 TWh Kraftstoff angewendet.

Im Fall der Nordsee wird für PtL zusätzlich eine Sensitivität bewertet, die vorhandenes CO<sub>2</sub> unterstellt. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass für den PtX-Prozess keine teure Stromnetzanbindung in der Nordsee notwendig ist.

Folgende Leistungen und VLS hat die Optimierung für die Produktion von PtL (siehe Tabelle 4-4) und LH<sub>2</sub> (siehe Tabelle 4-5) geliefert:

Technologie		Mittelfristig (in etwa 2030)			Langfristig (in etwa 2050)		
		Nordsee (CO <sub>2</sub> vorhanden)	Nordsee	Marokko	Nordsee (CO <sub>2</sub> vorhanden)	Nordsee	Marokko
Starkwind	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	-	-	0	-	-	0
	VLS [h/a]	-	-	-	-	-	-
Schwachwind	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	-	-	405	-	-	334
	VLS [h/a]	-	-	4.289	-	-	4.235
Offshore	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	459	534	-	392	455	-
	VLS [h/a]	4.377	4.384	-	4.375	4.384	-
PV	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	-	-	389	-	-	372
	VLS [h/a]	-	-	1.841	-	-	1.841
PtL-Anlage	Leistung [MW <sub>el</sub> ] <sup>17</sup>	354	365	337	299	311	286
	VLS [h/a]	5.676	5.772	6.262	5.723	5.783	6.292
Batterie (2 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	17	18	13
Batterie (4 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0	0	0
Batterie (6 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0	0	0
Batterie (8 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0	0	0
Großwärmepumpe	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	-	81	51	-	62	40
	VLS [h/a]	-	6.397	6.626	-	7.053	6.699
Heizölkessel	Leistung [MW <sub>th</sub> ]	-	81	51	-	62	40
	VLS [h/a]	-	2	0	-	4	0
Elektrodenkessel	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	-	242	153	-	185	121
	VLS [h/a]	-	136	1.383	-	140	1.595
EE-Abregelung	[%]	0	0	3,6	0	0	4,3

**Tabelle 4-4: Leistung und VLS zur Produktion von 1 TWh (PtL) 2030 und 2050 bei 6 % WACC**

Nach Tabelle 4-4 ergibt die Ausbauoptimierung für Marokko langfristig eine Kombination aus relativ vergleichbar hohen Leistungen aus Windkraft und Photovoltaik zur Stromversorgung für die Kraftstoffproduktion. Zudem werden ausschließlich Schwachwindanlagen ausgebaut. Dies macht aus betriebswirtschaftlicher Sicht Sinn, da eine möglichst hohe Auslastung der nachgeschalteten Kraftstoffproduktionsanlagen gewährleistet wird. Zudem kommt es den Elektrolyseuren zugute, wenn eine konstante Energiezufuhr zur Verfügung steht. Batterietechnik kommt nur geringfügig in 2050 zum Einsatz. Die Großwärmepumpen decken in allen Szenarien einen Großteil des thermischen Energiebedarfs ab und werden durch Power-to-Heat (Elektrodenkessel) ergänzt. Die Heizölkessel werden lediglich einige Stunden im Nordsee-Szenario benötigt und sind energetisch vernachlässigbar. Der Standort Marokko ermöglicht höhere Auslastungen der PtL-Anlagen gegenüber dem Standort in der Nordsee.

<sup>17</sup> Hier ist explizit die elektrische Eingangsleistung der PtL-Anlage gemeint. Die Kapazität, also die maximal mögliche mengenmäßige Produktion an PtL-Kraftstoffen ist abhängig vom Wirkungsgrad und dem Verhältnis von thermischem und elektrischem Energiebedarf.

In Tabelle 4-5 werden die Ausbaumengen und VLS zur LH<sub>2</sub>-Produktion zusammengefasst. Hier entfällt die Sensitivität der CO<sub>2</sub>-Quelle im Fall Nordsee.

Technologie		Mittelfristig (in etwa 2030)		Langfristig (in etwa 2050)	
		Nordsee	Marokko	Nordsee	Marokko
Starkwind	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	-	0	-	0
	VLS [h/a]	-	-	-	-
Schwachwind	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	-	411	-	352
	VLS [h/a]	-	4.059	-	3.941
Offshore	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	497	-	450	-
	VLS [h/a]	4.379	-	4.381	-
PV	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	-	320	-	358
	VLS [h/a]	-	1.841	-	1.841
LH <sub>2</sub> -Anlage	Leistung [MW <sub>el</sub> ] <sup>18</sup>	387	379	349	348
	VLS [h/a]	5.623	5.964	5.638	5.877
Batterie (2 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	4	0
Batterie (4 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0
Batterie (6 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0
Batterie (8 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0
EE-Abregelung	[%]	0	7,7	0	9

**Tabelle 4-5: Leistung und VLS zur Produktion von 1 TWh (LH<sub>2</sub>) 2030 und 2050 bei 6 % WACC**

Das LH<sub>2</sub>-Szenario zeigt eine ähnliche Ausbauprogrammierung wie im Fall PtL. Die Kombination aus Wind und PV erweist sich auch zur LH<sub>2</sub>-Produktion in Marokko als zielführend. Der Ausbau der Batterietechnik fällt sehr gering aus. Lediglich im langfristigen Nordsee-Szenario werden 4 MW mit einer Speicherkapazität von 2 h ausgebaut. Im Fall Nordsee ergibt sich keine Abregelung der Offshore-Windenergie. In Marokko werden dagegen bis zu 9 % der EE abgeregelt. Ein Grund für die höhere Abregelung sind die PV-Spitzen am Tage, die nicht wie im Fall PtL über Wärmespeicher zwischengespeichert werden.

Betrachtet man die übrigen internationalen Standorte im Anhang unter A2 – Kostenoptimale Systemauslegung (Ergänzung), so wird deutlich, dass in allen Fällen die Schwachwindanlage der Starkwindanlage vorgezogen wird.

Zudem ist die Kombination aus Schwachwindanlage und Photovoltaik auch am Standort Ägypten gegeben. Langfristig überwiegt der Ausbau der PV geringfügig. In Somalia und Brasilien dominiert dagegen die Windkraft im Verhältnis der EE-Ausbauleistung. Die exzellenten Windbedingungen, welche auf die dort vorherrschenden Passatwinde zurückzuführen sind, reduzieren die Ausbauleistung von PV, was zudem eine geringere EE-Abregelung mit sich bringt.

Weitere Analysen, die an dieser Stelle nicht veröffentlicht sind, haben zudem ergeben, dass im langfristigen Szenario ein massiver PV-Ausbau (zzgl. geringer Leistung aus

<sup>18</sup> Hier ist ebenfalls die elektrische Eingangsleistung der LH<sub>2</sub>-Anlage gemeint. Die Kapazität, also die maximal mögliche mengenmäßige Produktion an LH<sub>2</sub>-Kraftstoffen ist abhängig vom Wirkungsgrad.

Wind) zu vergleichbaren LH<sub>2</sub>-Kosten führen kann. Im Fall Marokko handelte es sich um einen Preisanstieg von lediglich 5 %.

Es wird deutlich, dass im Vergleich zum PtL-Verfahren, für LH<sub>2</sub> tendenziell global viel mehr Standorte relevant werden können da eine geringere Abhängigkeit von sowohl guten Wind- und PV-Ressourcen an einem Standort besteht.

#### 4.2.2 Dynamik von Stromerzeugung und Lasten

Das Zusammenspiel von wetterabhängiger EE-Einspeisung, Flexibilität und Anlagenauslegung und die Entwicklung über die Dekaden (2030 und 2050) wird an der Visualisierung der Leistungszeitreihen von Erzeugung und Verbrauch in stündlicher Auflösung deutlich.

Für zwei Beispielwochen ist in folgender Abbildung 4-3 der Fall PtL-Erzeugung in Marokko dargestellt. PV-Stromspitzen können den thermischen Energiebedarf zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung decken und somit höhere Auslastungen der Elektrolyseure gewährleisten. Durch Wärmespeicher mit einer Kapazität von 24 h wird die thermische Energie in Form von Heißwasser zwischengespeichert und bei Bedarf zur Verfügung gestellt. Eine geringfügige Glättung der Lasten wird im langfristigen Szenario durch den Einsatz von Batteriespeichern ermöglicht.

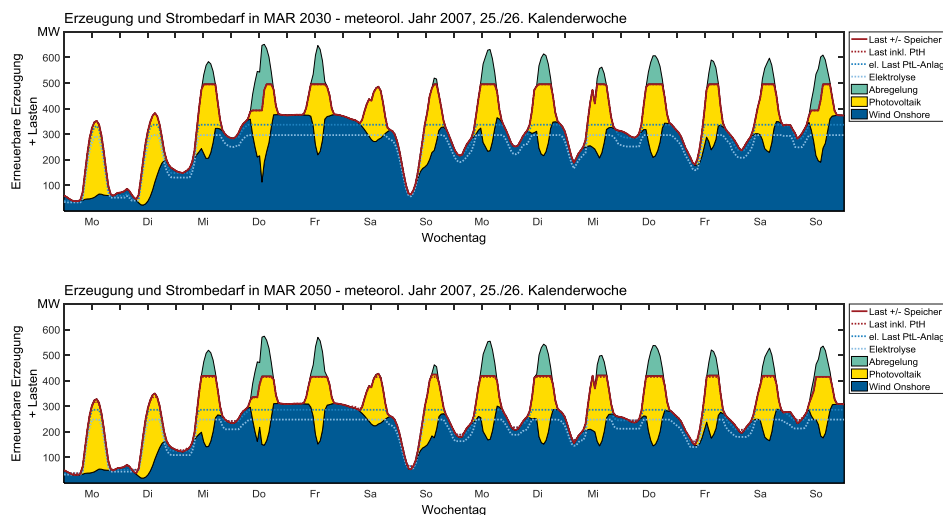


Abbildung 4-3: EE-Stromerzeugung und Lasten zur PtL-Produktion 2030 (oben) und 2050 (unten) – Zwei Beispielwochen Wetterjahr 2007 in Marokko

Im Vergleich dazu ist für die zwei Beispielwochen in Marokko der LH<sub>2</sub>-Fall für 2030 und 2050 in Abbildung 4-4 darstellt. Hier zeigt sich in beiden Darstellungen ebenfalls die Kombination aus Wind und PV. Beim Vergleich der Ausbaupfade 2030 und 2050 erscheint aufgrund der Wirkungsgradentwicklung langfristig ein geringerer Wind-Zubau notwendig. Batteriespeicher kommen nicht zum Einsatz um die überschüssige Energie und somit die EE-Abregelung am Tage zu reduzieren.

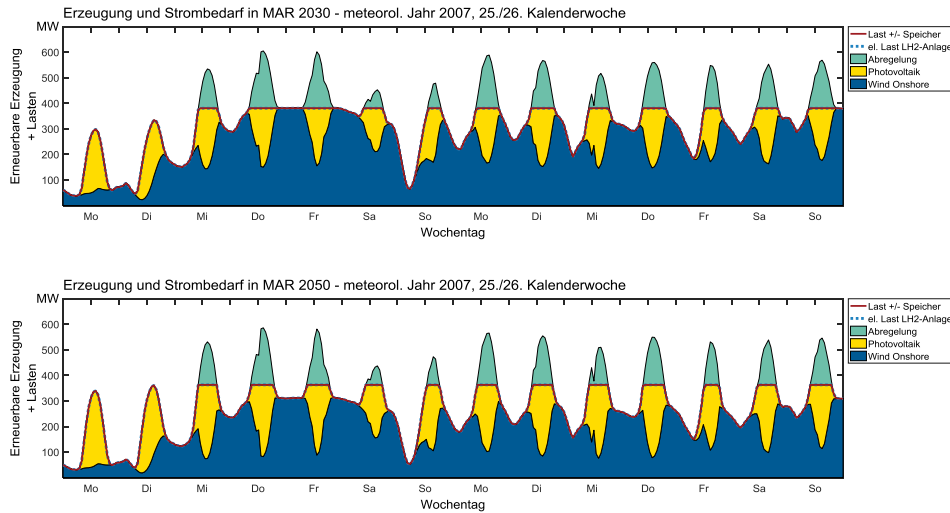


Abbildung 4-4: EE-Stromerzeugung und Lasten zur LH<sub>2</sub>-Produktion 2030 (oben) und 2050 (unten) – Zwei Beispielwochen Wetterjahr 2007 in Marokko

### 4.3 Vergleich der optimierten PtL- und LH<sub>2</sub>-Kosten

Die Kostenrechnung auf Basis der kostenoptimalen Systemauslegung am Offshore-Standort (Tabelle 4-6) hat folgende Ergebnisse geliefert:

Szenario (Nordsee)		Mittelfristig (in etwa 2030)	Langfristig (in etwa 2050)
Stromgestehungskosten [€/MWh <sub>el</sub> ]	Wind (Offshore)	88,1	75,4
Kraftstoffgestehungskosten <sup>19</sup> [€/MWh <sub>th</sub> Heizwert]	PtL ohne CO <sub>2</sub> -Quelle	262,1	191,7
	PtL mit CO <sub>2</sub> -Quelle	221,4	161,3
	LH <sub>2</sub>	228,4	176,2

Tabelle 4-6: Strom- und Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh] (Offshore)

Tabelle 4-7 gibt einen Überblick der Kostenrechnung am internationalen Standort in Marokko:

Szenario (Marokko)		Mittelfristig (in etwa 2030)	Langfristig (in etwa 2050)
PtL-Pfad	Stromgestehungskosten [€/MWh <sub>el</sub> ]	44,6	42,2
	Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh <sub>th</sub> Heizwert]	152,5	116,6
LH <sub>2</sub> -Pfad	Stromgestehungskosten [€/MWh <sub>el</sub> ]	46,4	44,4
	Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh <sub>th</sub> Heizwert]	134,1	108,6

Tabelle 4-7: Strom- und Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh] (Marokko)

<sup>19</sup> Mehrkosten für eine Offshore-Installation der PtL- und LH<sub>2</sub>-Anlagen wurden nicht unterstellt.

Ein Überblick der übrigen Standorte ist im Anhang unter A3 – PtL- und LH<sub>2</sub>-Kosten (Ergänzung) einzusehen.

Für den Fall Offshore sind die Kraftstoffgestehungskosten grundsätzlich höher als im Fall Marokko. Im LH<sub>2</sub>-Pfad liegt der Faktor zwischen Offshore und Marokko langfristig bei 1,6. Beim Vergleich der langfristigen PtL-Kosten wird ebenfalls ein Faktor von 1,6 deutlich wenn in beiden Fällen CO<sub>2</sub> aus der Luft gewonnen werden müsste. Selbst unter der Voraussetzung, dass im Fall Nordsee CO<sub>2</sub> aus anderen Quellen vorhanden ist (ohne nähere Untersuchung der dafür notwendigen Infrastruktur) bleibt ein Kostenvorteil in Marokko (ohne vorhandene CO<sub>2</sub>-Quelle) mit einem Faktor von 1,4 bestehen.

Der Unterschied der Kraftstoffkosten von LH<sub>2</sub> und PtL liegt bei Betrachtung aller Standorte (Offshore und International) zwischen 5 und 15 % (2030) bzw. bei 2 bis 9 % (2050) zugunsten des Wasserstoffs. Eine Ausnahme bildet der Standort Somalia, welcher aufgrund der größten Entfernung zu Deutschland, die höchsten Transportverluste im Fall LH<sub>2</sub> aufweist und infolgedessen minimal höhere Kraftstoffkosten für LH<sub>2</sub> im Gegensatz zu PtL generiert.

Am Beispiel für Marokko werden nun die Strom- und Kraftstoffgestehungskosten für die unterschiedlichen Szenarien ausführlich dargestellt und miteinander verglichen. Die Ergebnisse der Kostenrechnung liefern die Stromgestehungskosten<sup>20</sup> für Wind und PV und ein Mittelwert aus den beiden EE-Quellen (bei Berücksichtigung der jeweiligen Ausbaumenge). Die Kraftstoffgestehungskosten werden als gestapelte Balkendiagramme abgebildet und weisen die Kostenanteile der Gesamtkosten aus.

#### 4.3.1 Szenario 2030

Für das Szenariojahr 2030 hat die Kostenrechnung zur PtL-Produktion folgende Ergebnisse geliefert:

---

<sup>20</sup> Die Unterschiede der Stromgestehungskosten für Wind und PV in den unterschiedlichen Szenarien sind auf die Abregelung der EE-Anlagen durch die Optimierung zurück zu führen.

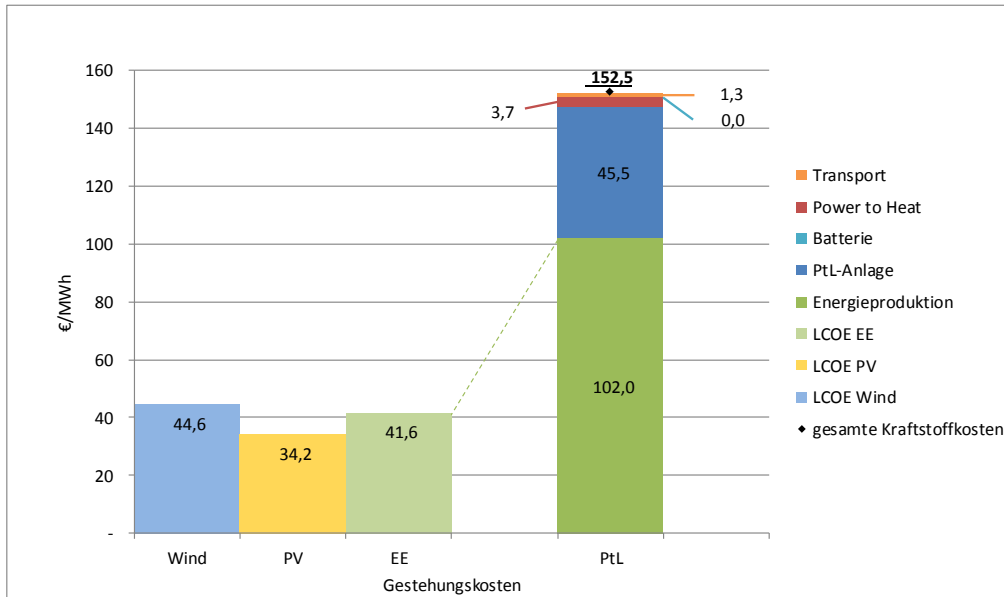


Abbildung 4-5: Optimierte EE- und PtL-Gestehungskosten (Heizwert) in 2030 (Marokko) bei 6 % WACC

Nach Abbildung 4-5 ergeben sich mittlere Stromgestehungskosten der EE von 41,6 €/MWh<sub>el</sub> (inkl. EE-Abregelung). Unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades beläuft sich der Kostenanteil zur Energieproduktion für die Kraftstoffproduktion auf 102 €/MWh<sub>PtL</sub>. Dieser Kostenanteil dominiert mit 67 % der Gesamtkosten die Kraftstoffkosten. Hinzu kommen die Technologiekosten für die PtL-Anlage (30 %) und zur Wärmebereitstellung (2,4 %). Die Kosten für den Transport machen weniger als 1 % der Gesamtkosten aus.

Ähnliche Ergebnisse liefert Abbildung 4-6 zum LH<sub>2</sub>-Szenario. Die Dominanz der Energieproduktion wird auch hier mit 73 % der Gesamtkosten deutlich. Die Technologiekosten für die LH<sub>2</sub>-Anlage betragen 25 %. Die Transportkosten für LH<sub>2</sub> verdoppeln sich gegenüber PtL, nehmen mit 2 % aber weiterhin nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtkosten<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Die Verluste über den Boil-Off-Effekt sind im Wirkungsgrad der Prozesskette einkalkuliert und erfahren daher keine Berücksichtigung in den Transportkosten.



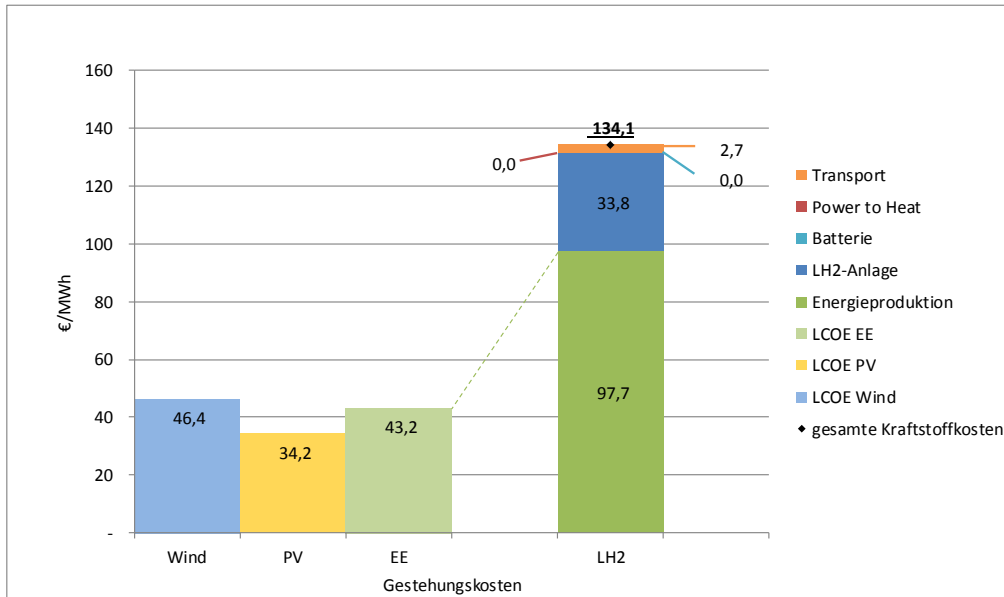


Abbildung 4-6: Optimierte EE- und LH<sub>2</sub>-Gestehungskosten (Heizwert) in 2030 (Marokko) bei 6 % WACC

Der Vergleich der beiden Abbildungen macht deutlich, dass die niedrigeren Kosten für Flüssigwasserstoff hauptsächlich auf die geringeren Investitionskosten der LH<sub>2</sub>-Anlage zurück zu führen sind. Zudem fällt trotz der höheren Stromgestehungskosten der Kostenanteil zur Energieproduktion aufgrund des besseren Wirkungsgrades des LH<sub>2</sub>-Prozesses geringer aus.

#### 4.3.2 Szenario 2050

Entsprechend ist die Kostenrechnung für das Szenario 2050 in Abbildung 4-7 (PtL) und Abbildung 4-8 (LH<sub>2</sub>) abgebildet. Hier zeigen sich die Kosten bei durchschnittlicher Lernkurve.

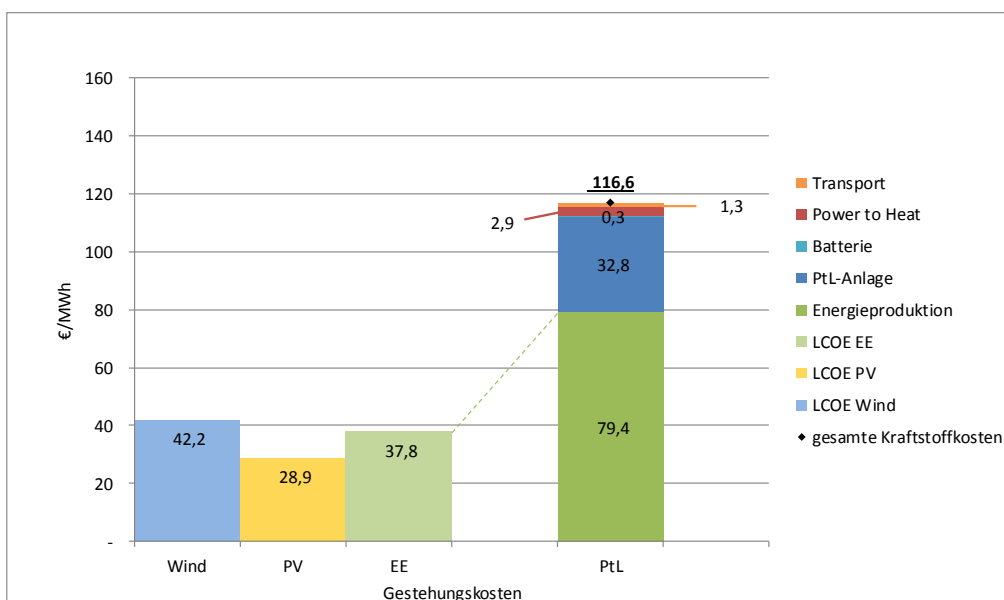


Abbildung 4-7: Optimierte EE- und PtL-Gestehungskosten (Heizwert) in 2050 (Marokko) bei 6 % WACC

In beiden Fällen zeigt sich weiterhin, dass die Gesamtkosten von den Kosten für die Energieproduktion und die Produktionsanlage dominiert werden. Die Kosten von 0,3 €/MWh für die Batterietechnik im Fall PtL in Abbildung 4-7 weisen einen geringen Anteil an den Gesamtkosten auf (< 1 %). Im Fall LH<sub>2</sub> wird weiterhin keine Batterietechnik benötigt.

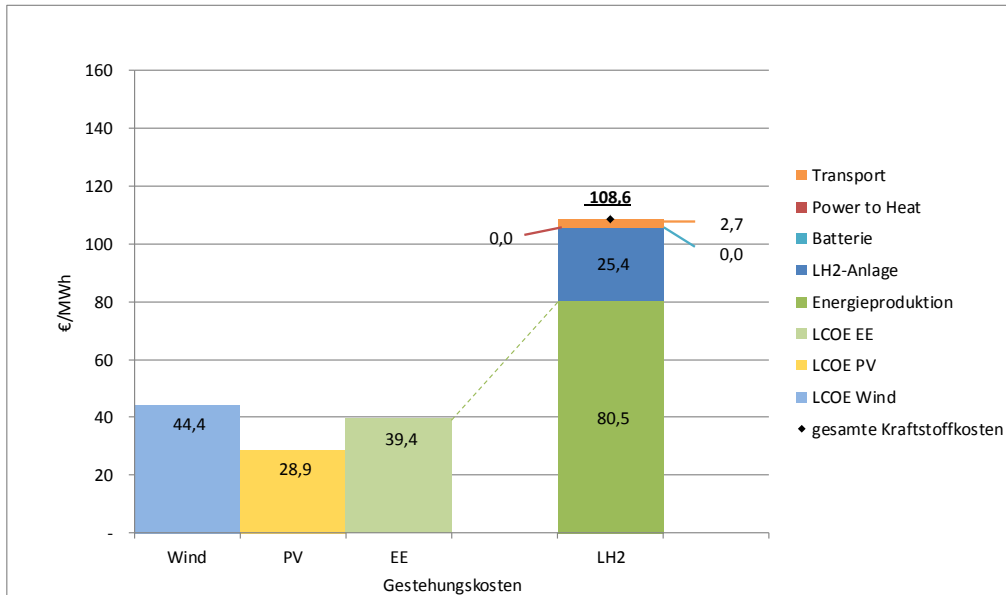


Abbildung 4-8: Optimierte EE- und LH<sub>2</sub>-Gestehungskosten (Heizwert) in 2050 (Marokko) bei 6 % WACC

### 4.3.3 Zusammenfassung Kraftstoffgestehungskosten (International)

In den folgenden drei Abbildungen werden nun die Kraftstoffgestehungskosten an den vier untersuchten, internationalen Standorten zusammengefasst und zwischen unterschiedlichen Verzinsungsansprüchen (WACC von 4 % bis 8 %) unterschieden. Als obere Grenze gilt das Jahr 2030 und als untere Grenze 2050. Für alle Fälle wurden eigene Optimierungsrechnungen mit individueller Anlagenauslegung auf Basis der spezifischen Wetterdaten und Kosten durchgeführt.

Abbildung 4-9 und Abbildung 4-10 kennzeichnen die PtL-Gestehungskosten. Hierbei wird unterschieden, ob für Naphtha ein Absatzmarkt existiert oder nicht. Beim simulierten Fischer-Tropsch-Syntheseprozess fallen 15 % Naphtha als Endprodukt an. Dieser Anteil würde entsprechend keinen Erlös bringen. Dieses Szenario ist in Abbildung 4-10 dargestellt. Abbildung 4-9 setzt den Fall voraus, dass alle Endprodukte (Diesel, Kerosin und Naphtha) identisch bepreist werden.

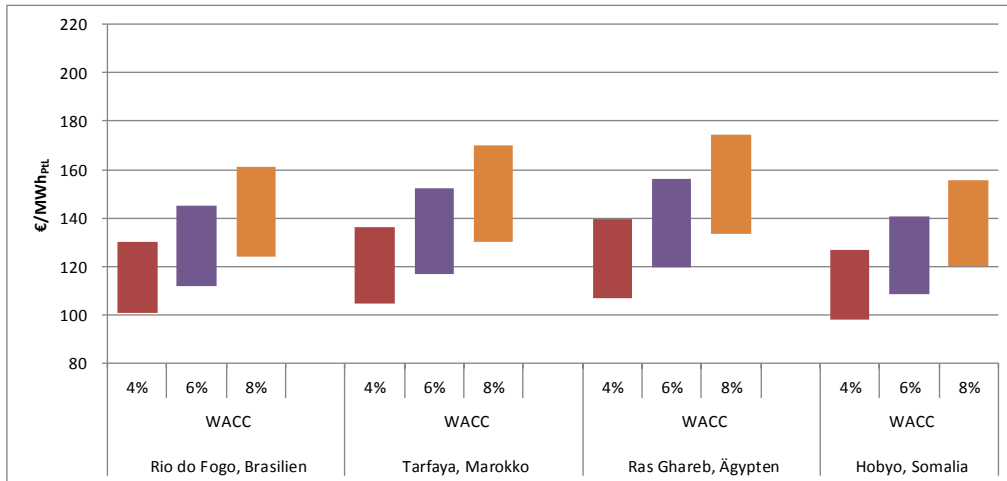


Abbildung 4-9: Bandbreite der PtL-Gestehungskosten (International) bei variablem Zinssatz (WACC) unter der Annahme mit einem Erlös für Naphtha. 2030 (obere Grenze) und 2050 (untere Grenze)

Nach Abbildung 4-9 entstehen bei gleichem Zinssatz Preisunterschiede von über 23 %. Die untere Grenze ermöglicht Kraftstoffgestehungskosten von unter 100 €/MWh (Somalia, 4 %). Durchaus sind auch Kosten über 174 €/MWh (Ägypten, 8 %) möglich.

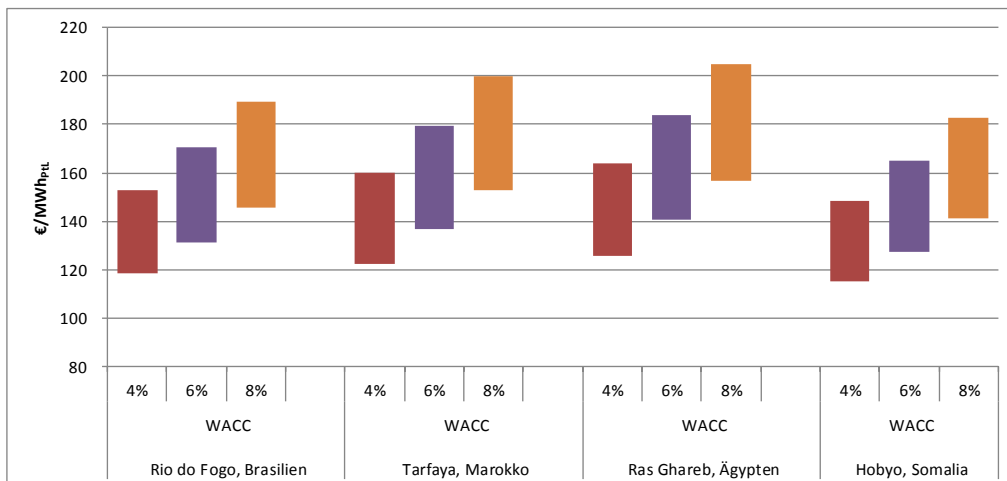


Abbildung 4-10: Bandbreite der PtL-Gestehungskosten (International) bei variablem Zinssatz (WACC) unter der Annahme keine Erlöse für Naphtha. 2030 (obere Grenze) und 2050 (untere Grenze)

In Abbildung 4-10 liegt der prozentuale Unterschied ebenfalls bei etwa 23 %. Die Obergrenze der Bandbreite liegt bei 205 €/MWh (Ägypten, 8 %), die Untergrenze wird bei 115 €/MWh (Somalia, 4 %) gesetzt.

In Abbildung 4-11 wird ein Vergleich der LH<sub>2</sub>-Gestehungskosten dargestellt.

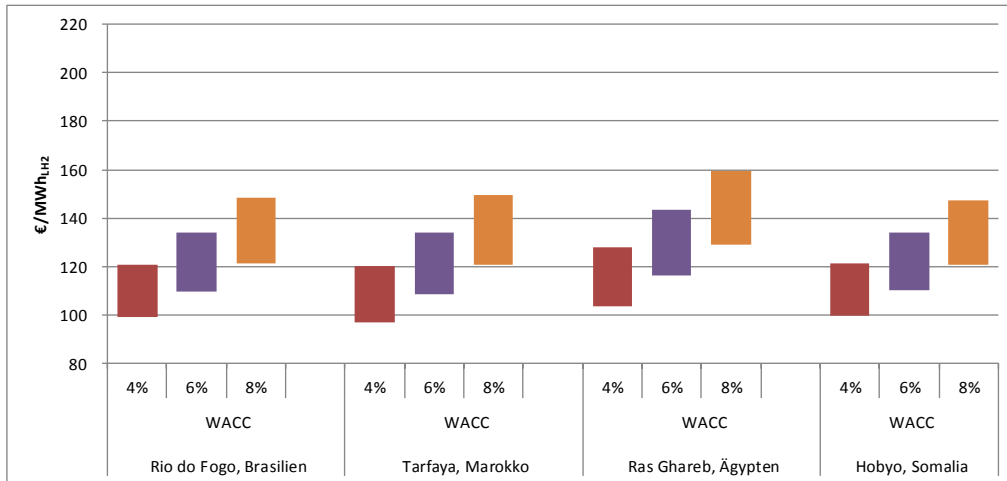


Abbildung 4-11: Bandbreite der LH<sub>2</sub>-Gestehungskosten (International) bei variablem Zinssatz (WACC). 2030 (obere Grenze) und 2050 (untere Grenze)

In Abbildung 4-11 liegt die Untergrenze im Fall LH<sub>2</sub> bei einem WACC von 4 % unter der 100 €/MWh-Marke für den Standort Marokko. Die Obergrenze repräsentiert die Kosten für 2030 und streift die Marke von 160 €/MWh (Ägypten, 8 %). Die Obergrenze für LH<sub>2</sub> ist dementsprechend bedeutend geringer als im Fall PtL. Ebenso weist der Fall LH<sub>2</sub> geringere Bandbreiten in allen Szenarien gegenüber PtL auf.

#### 4.4 Langfristiges PtL-Angebotspotenzial

Durch die Untersuchung der Kraftstoffgestehungskosten wurde gezeigt, dass zur PtL-Produktion hohe VLS für Windkraft in Kombination mit PV wirtschaftlich entscheidend sind. Dementsprechend wurde eine Potenzialanalyse für die untersuchte Region Tarfaya in Marokko durchgeführt.

In Abbildung 4-12 wird die Region Tarfaya anhand der VLS einer Schwachwindanlage für das repräsentative Wetterjahr 2007 dargestellt. Zusätzlich ist die Leistungsdichte einer vordefinierten EE-Erzeugungsfäche (Wind = durchgezogener Rahmen, PV = gestrichelter Rahmen) gekennzeichnet. Die EE-Erzeugungsfäche ist repräsentativ für 2,7 % des langfristigen deutschen Kraftstoffbedarfs, der nicht durch Elektromobilität weiter reduzierbar ist [Fraunhofer IWES 2017b]. Ausschlussflächen für EE-Erzeugungsanlagen, die aufgrund der Restriktionen aus Kapitel 2.2 nicht infrage kommen, sind durch Kreuze gekennzeichnet.

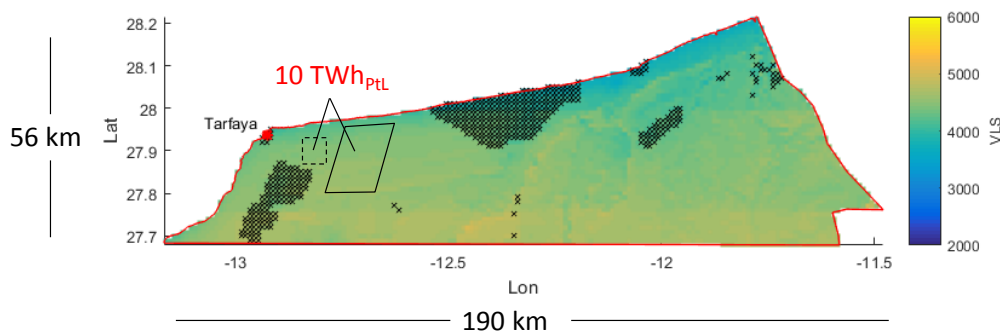


Abbildung 4-12: Räumliche Verteilung der VLS in Tarfaya (Marokko) mit einer Schwachwindanlage für das Wetterjahr 2007 und Flächenbedarf zur Kraftstoffproduktion

Die Gesamtfläche der Region Tarfaya innerhalb der marokkanischen Staatsgrenzen beträgt 6.580 km<sup>2</sup>. Abzüglich der Ausschlussflächen liegt ein theoretisches Flächenpotenzial zur EE-Erzeugung von 5.940 km<sup>2</sup> vor. Der geringe Anteil an Ausschlussflächen von lediglich 9,8 % resultiert aus der geringen Bevölkerungsdichte und der geeigneten Topographie Tarfayas.

Die theoretische Erzeugungsmenge auf die maximal in der untersuchten Region zur Verfügung stehende Fläche beläuft sich auf eine Kraftstoffproduktion von maximal 220 TWh<sub>PtL</sub>/a. Die Nachfrage des langfristigen deutschen Flug- und Seeverkehrs (siehe Abbildung 1-1) könnte mit dem Potenzial in Tarfaya zum Großteil gedeckt werden. Bezogen auf den europäischen Flug- und Seeverkehr (in 2030) aus [CE Delft 2016] entspricht dies allerdings nur ca. 17 %. Vom Bedarf für den globalen langfristigen Flugverkehr aus [ICAO 2016] wären lediglich ca. 3,3 % gedeckt. Es wird somit deutlich, dass enorme Flächen zur EE-Erzeugung benötigt werden, um den langfristigen Bedarf an synthetischen Flüssigkraftstoffen zu decken.

## 5 Schlussfolgerungen

Um im Sinne des Klimaschutzplan 2050 ein nahezu treibhausgasneutrales Deutschland bis 2050 und dementsprechend auch eine Dekarbonisierung des gesamten Verkehrssektors zu gewährleisten, wurde eine Ermittlung von PtL- und LH<sub>2</sub>-Gestehungskosten an globalen Standorten vorgenommen. Hierbei wurden umfassende Analysen verschiedener Standorte auf Basis räumlich-zeitlich hochaufgelöster EE-Erzeugungsszeitreihen für Wind- und Sonnenenergie unternommen und eine kostenoptimale Systemauslegung für die einzelnen Standorte bestimmt. Zusätzlich wurde eine Flächenpotenzialermittlung für eine Beispielregion durchgeführt um einen ersten Eindruck zum Flächenbedarf für die Flüssigkraftstoffproduktion aus EE zu erlangen.

Zusammenfassend können aus den Ergebnissen folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

### Zum Hauptziel Kraftstoffgestehungskosten an globalen Standorten

Eine erste grobe Vorabanalyse hat ergeben, dass für eine nationale Produktion synthetischer Flüssigkraftstoffe aus EE bedeutend höhere Kosten entstehen als an internationalen EE-Vorzugsregionen. Aufgrund der exzellenten Bedingungen zur Energieproduktion aus Wind und Sonne macht ein Import synthetischer Kraftstoffe wirtschaftlich betrachtet mehr Sinn. Entsprechend können die Kraftstoffkosten zum Teil halbiert werden.

Ebenso übersteigen die Gestehungskosten einer europäischen Produktion an Offshore-Standorten den Preis einer Produktion an internationalen Standorten maßgeblich. Hier lässt sich langfristig ein Faktor von 1,6 identifizieren. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft erscheint technisch und wirtschaftlich möglich (auch wenn Großanlagen noch ausstehen). Dennoch wurde im Falle einer europäischen PtL-Produktion unterschieden, ob CO<sub>2</sub>-Quellen vorhanden sind oder nicht. Beim Vergleich einer europäischen Produktion Offshore bei vorhandener CO<sub>2</sub>-Quelle mit einer internationalen Produktion ohne vorhandene CO<sub>2</sub>-Quelle, reduziert sich der Faktor lediglich auf 1,4. Somit wäre auch bei vorhandener CO<sub>2</sub>-Quelle eine europäische Produktion Offshore im wirtschaftlichen Kontext nicht zielführend.

Im PtL-Pfad hat sich herausgestellt, dass eine Kombination aus Wind und PV an allen Standorten zur kostenoptimalen Systemauslegung geführt hat. Bei gleichzeitiger EE-Einspeisung werden die Erzeugungsspitzen zur thermischen Energiebereitstellung für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung genutzt und mittels Wärmespeicher zwischengespeichert. Die Bandbreite für die Kraftstoffgestehungskosten im langfristigen Szenario liegt etwa zwischen 100 €/MWh<sub>PtL</sub> und 160 €/MWh<sub>PtL</sub>. Großen Einfluss auf die Spanne hat der Zinssatz. Des Weiteren muss bei den Kosten beurteilt werden, ob Naphtha als gleichwertiges Endprodukt anzusehen ist.

Auch im Fall LH<sub>2</sub> erscheint eine Kombination aus Wind und PV zielführend. Allerdings weisen die Ergebnisse eine Standortabhängigkeit im Ausbauverhältnis von Wind und PV auf. Beispielsweise ist in Somalia aufgrund der exzellenten Windbedingungen nur ein geringer PV-Ausbau zu verzeichnen. Entsprechend groß ist der Ausbau der Windenergie. Somit erscheinen nicht ausschließlich Standorte mit sowohl hohen Wind- als auch Solarressourcen geeignet zu sein. Infolgedessen ergibt sich global eine viel größere Auswahl an Standorten, die zur Flüssigwasserstoffproduktion in Frage kommen. Sollten daraus höhere Fluktuationen der EE-Einspeisung resultieren, wäre dies technologisch unproblematisch, da im Fall LH<sub>2</sub> die PEM-Elektrolyse eingesetzt wird, die unempfindlich auf Lastwechsel reagiert. Entscheidend für die

Kraftstoffgestehungskosten ist darüber hinaus die Entfernung vom Produktionsstandort des LH<sub>2</sub> bis nach Deutschland.

Die Kostenunterschiede beim Vergleich der Endprodukte (PtL vs. LH<sub>2</sub>) variieren an den betrachteten Standorten. Je weiter die Produktion der Kraftstoffe von Deutschland entfernt ist, desto geringer fallen die Unterschiede ins Gewicht. Für Somalia wurden entsprechend der hohen Transportverluste von Flüssigwasserstoff (Boil-Off-Effekt) geringfügig höhere Kosten für LH<sub>2</sub> identifiziert. An allen anderen Standorten zeichnen sich geringere LH<sub>2</sub>-Kosten ab, die allerdings langfristig mit 2 bis 9 % eher unwesentlich erscheinen. Der Einsatz von Wasserstoff müsste sich damit nicht über das Angebotspotenzial sondern notwendigerweise über Vorteile bei den Anwendungstechnologien unter Lösung der damit verbundenen infrastrukturellen Anforderungen entscheiden.

### **Zum Nebenziel Flächenpotenzialermittlung (PtL – International)**

Durch die Untersuchung der Region Tarfaya in Marokko wurde gezeigt, dass die Nachfrage des nationalen See- und Flugverkehrs durch den Import einer theoretisch maximal möglichen Menge von synthetischen Flüssigkraftstoffen aus EE-Strom aus Tarfaya gedeckt werden könnte. Es wird jedoch deutlich, dass ein hoher Flächenbedarf zur Flüssigkraftstoffproduktion benötigt wird. Zudem würde der nationale Bedarf an Flüssigkraftstoffen für den gesamten Verkehrssektor die mögliche Produktionsmenge im Entwicklungspfad übersteigen. Betrachtet man neben dem nationalen auch den europäischen nichtelektrifizierbaren Verkehr, so wird ein mittelfristiger Anstieg des Kraftstoffbedarfs in der EU bis 2030 auf

- 686 TWh für den Flugverkehr und
- 582 TWh für den Seeverkehr deutlich [CE Delft 2016].

Zudem wäre trotz Effizienzmaßnahmen im Flugsektor mit einem Anstieg des globalen Flugverkehr-Kraftstoffverbrauchs von heute ca. 2.400 TWh auf ca. 3.700 TWh in 2030 und auf 6.700 TWh<sub>PtL</sub> bis 2050 zu rechnen [ICAO 2016]. Dies stellt mit einem jährlichen Anstieg von 100 bis 130 TWh/a und langfristig fast einer Verdreifachung der Kraftstoffnachfrage eine gewaltige Herausforderung für den globalen Klimaschutz dar.

Diese Zahlen auf Basis der untersuchten Vorzugsregionen lassen aus heutiger Sicht vermuten, dass der starke Anstieg des globalen Luft- und Seeverkehrs einen möglichen Markthochlauf von PtL bei weitem übersteigen würde. Hieraus folgt die Frage, ob PtL dann noch für andere Sektoren (insbesondere Straßen- und Individualverkehr welcher grundsätzlich auch elektrifizierbar ist) überhaupt noch zur Verfügung stehen kann. Ferner wird auch die begrenzte Flächenverfügbarkeit der betrachteten Vorzugsregionen den weltweiten Bedarf nicht decken können. Hier stellt sich die Frage zu welchen Kosten an wahrscheinlich weniger gut geeigneten Standorten PtL produziert werden könnte.

### **Weiteren Forschungsbedarf**

Weiterer Forschungsbedarf besteht darin, die Entwicklung der EE-Stromgestehungskosten hinsichtlich einer genauen Betrachtung der Kostenstruktur zu untersuchen. Hier sind die Investitionskosten in Abhängigkeit der Anlagenleistung pro Anlage oder die Vorteile einer küstennahen Installation ebenso relevant wie die Auswirkung eines küstennahen Wüstenstandortes auf die Betriebskosten von Windenergie- und PV-Anlagen.

Salzhaltige Luft und Sandstürme wären äußerliche Einwirkungen die sich zudem negativ auf die DAC-Technologie (CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft) auswirken können

und die es zu untersuchen gilt. Andere CO<sub>2</sub>-Quellen (z. B. Biomasse über salzverträgliche Pflanzen) könnten als Alternativen fungieren.

Den PtL-Prozess gilt es dahingehend zu analysieren, welche Möglichkeiten im Mischungsverhältnis der Endprodukte des Fischer-Tropsch-Prozesses (z. B. höhere Anteile Kerosin, Stoffumwandlung von Naphtha) bestehen. Darüber hinaus sind weitere Untersuchungen zu den Lastwechselkosten und zum Stand-By-Betrieb der Hochtemperaturelektrolyse anzustellen.

Grundsätzlich erscheinen auch andere Arten von Kraftstoffen und somit weitere Pfade wie Power-to-Gas interessant. Dadurch ergeben sich andere Transportmöglichkeiten in flüssiger Form per LNG-Tanker oder gasförmig per Pipeline.

Darüber hinaus erscheinen auch andere EE-Erzeugungseinheiten für die Energiebereitstellung geeignet. Einachsige nachgeführte PV-Anlagen können die PV-Einspeisung verbessern. Ebenso können solarthermische Kraftwerke, die im Hinblick auf das hohe Temperaturniveau der Hochtemperaturelektrolyse Vorteile aufweisen, in den betrachteten Regionen energetisch sinnvoll erscheinen. Mögliche Effizienzgewinne müssten allerdings die höheren Technologiekosten ausgleichen.

Die Auswahl geeigneter Regionen gilt es zu erweitern um weiteres Flächenpotenzial zur Kraftstoffproduktion zu identifizieren.



## Literaturverzeichnis

AGEB (2012): Energiebilanz 2010. Online verfügbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2014.html>, zuletzt geprüft am 30.06.2017.

Agora (2013): Entwicklung der Windenergie in Deutschland. Kurzstudie. Unter Mitarbeit von Fraunhofer IWES. Hg. v. Agora Energiewende. Berlin.

Arbach, Simon; Horst, Daniel; Knorr, Kaspar; Hegerkamp, Markus; Scheibe, Michael; Härtel, Philipp et al. (2013): Virtuelles Stromversorgungssystem. Komplettsimulation zukünftiger Stromversorgungssysteme. Fraunhofer IWES; Leibniz Universität Hannover. Kassel.

Berkeley (2016): Fuel Energy Conversion Factors. University of California. Online verfügbar unter [http://w.astro.berkeley.edu/~wright/fuel\\_energy.html](http://w.astro.berkeley.edu/~wright/fuel_energy.html), zuletzt geprüft am 03.03.2017.

BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Online verfügbar unter [http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf), zuletzt geprüft am 09.06.2017.

BMWi (2016): Impulspapier Strom 2030- Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/impulspapier-strom-2030.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=21](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/impulspapier-strom-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=21), zuletzt geprüft am 09.06.2017.

BMWi (2017): Energiedaten: Gesamtausgabe. Online verfügbar unter [http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiestatistiken-grafiken.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiestatistiken-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=9).

CE Delft (2016): The share of aviation and maritime transport in the EU's transport related fossil fuel demand.

Climeworks (2016): Herstellerangaben. Online verfügbar unter <http://www.climeworks.com>, zuletzt aktualisiert am 2016, zuletzt geprüft am 26.01.2017.

DTU (2016): Global Wind Atlas. DTU Wind Energy. Online verfügbar unter <http://globalwindatlas.com/map.html>, zuletzt aktualisiert am 18.08.2016.

Fasihi, Mahdi; Bogdanov, Dmitrii; Breyer, Christian (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids. (PTL) Fuels production and global trading. Based in hybrid PV-Wind Power plants. Hg. v. Lappeenranta University of Technology. Neo Carbon Energy. Finland.

Fraunhofer IWES (2014): Roadmap Speicher - Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. Unter Mitarbeit von Fraunhofer IWES, IAEW und Stiftung Umweltenergierecht.

Fraunhofer IWES (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht. Unter Mitarbeit von Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, IFEU und Stiftung Umweltenergierecht. Fraunhofer IWES. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-356297.html>, zuletzt geprüft am 12.06.2017.

Fraunhofer IWES (2016): SCOPE - Sektorenübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems. Online verfügbar unter

[https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Broschueren/2015\\_F\\_SCOPE\\_web.pdf](https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Broschueren/2015_F_SCOPE_web.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2017.

Fraunhofer IWES (2017a): Interne Annahmen, 2017.

Fraunhofer IWES (2017b): Analyse eines europäischen -95%-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre. Kassel.

GES DISC (2017): MDISC Data Subset. NASA. Online verfügbar unter [https://disc.sci.gsfc.nasa.gov/daac-bin/FTPSubset.pl?LOOKUPID\\_List=MATMNXFLX](https://disc.sci.gsfc.nasa.gov/daac-bin/FTPSubset.pl?LOOKUPID_List=MATMNXFLX).

Gonzalez Aparicio, Iratxe; Zucker, Andreas; Careri, Francesco; Monforti, Fabio; Huld, Thomas; Badger, Jake (2016): EMHIRES dataset Part I: Wind power generation. JRC Science Hub. European Union. Online verfügbar unter [https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/emhires\\_dataset\\_part\\_i\\_wind\\_power\\_generation\\_0.pdf#page=24](https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/emhires_dataset_part_i_wind_power_generation_0.pdf#page=24), zuletzt geprüft am 27.01.2017.

HyARC (2015): Hydrogen Analysis Resource Center. Online verfügbar unter <http://hydrogen.pnl.gov/tools/lower-and-higher-heating-values-fuels>, zuletzt geprüft am 28.06.2017.

ICAO (2016): On Board. A sustainable future. Online verfügbar unter <https://www.icao.int/environmental-protection/Documents/ICAO%20Environmental%20Report%202016.pdf>.

IRENA (2016): Global Atlas. Map data: 2016 OpenStreetMap contributors.

Jess, Andreas; Kaiser, Philipp; Kern, Christoph; Unde, Rajabhau Bajirao; Olshausen, Christian von (2011): Considerations concerning the Energy Demand and Energy Mix for Global Welfare and Stable Ecosystems. In: *Chemie Ingenieur Technik* 83 (11), S. 1777–1791. DOI: 10.1002/cite.201100066.

Kasten, Peter; Blanck, Ruth; Loreck, Charlotte; Hacker, Florian (2013): Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die Langfristperspektive. Aktualisierte Fassung. Unter Mitarbeit von Silvia Forin. Öko-Institut e.V. Berlin (Öko-Institut Working Paper, 1/2013). Online verfügbar unter [www.oeko.de/oekodoc/1826/2013-496-de.pdf](http://www.oeko.de/oekodoc/1826/2013-496-de.pdf), zuletzt geprüft am 20.04.2016.

Kasten, Peter; Mottschall, Moritz; Köppel, Wolfgang; Degünther, Charlotte; Schmied, Martin; Wüthrich, Philipp (2015): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Öko-Institut e.V. Berlin.

Landau, Charles R. (2015): Optimum Tilt of Solar Panels. Online verfügbar unter <http://www.solarpaneltilt.com/>, zuletzt aktualisiert am 11.11.2015, zuletzt geprüft am 03.01.2017.

Linde Gas (2005): Der sauberste Energieträger, den es je gab. Linde AG. Online verfügbar unter [http://www.the-linde-group.com/internet.global.thelindegroup.global/de/images/HydrogenBrochure\\_DE16\\_10196.pdf?v=,](http://www.the-linde-group.com/internet.global.thelindegroup.global/de/images/HydrogenBrochure_DE16_10196.pdf?v=,) zuletzt geprüft am 22.06.2017.

Meteotest (2016): Global solar Map. based on [www.meteonorm.com](http://www.meteonorm.com).

Ochsner (2017): Herstellerangabe von Ochsner Energie Technik GmbH, 07.02.2017. E-Mail.

Schmidt, Patrick; Zittel, Werner; Weindorf, Werner; Raksha, Tetyana (2016): Renewables in Transport 2050. Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity. Kraftstoffstudie II - Final Report. Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V. Frankfurt am Main. Online

verfügbar unter [http://www.lbst.de/news/2016\\_docs/FVV\\_H1086\\_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie\\_II.pdf](http://www.lbst.de/news/2016_docs/FVV_H1086_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie_II.pdf), zuletzt geprüft am 26.04.2016.

Schütz, Stefan; Härtel, Philipp (2016): Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger. Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien. im Auftrag des Umweltbundesamtes. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 08/2016).

Schwartz, Joe (2011): Advanced Hydrogen Liquefaction Process. Praxair. Online verfügbar unter [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review11/pd018\\_schwartz\\_2011\\_p.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review11/pd018_schwartz_2011_p.pdf), zuletzt geprüft am 22.06.2017.

SeaRates (2017): Online Tool zur Berechnung der Distanz zwischen internationalen Häfen zum Warentransport per Schiff und Flugzeug. Online verfügbar unter <https://www.searates.com/de/reference/portdistance?D=30749&G=1241&shipment=1&container=20st&weight=1&product=100002827&request=0&>, zuletzt geprüft am 26.01.2017.

Seemann, Ilka; Haberstroh, Christoph; Quack, Hans (2013): Efficient Large Scale Hydrogen Liquefaction. TU Dresden. Luzern. Online verfügbar unter [http://www.idealhy.eu/uploads/documents/IDEALHY\\_EFCF-2013\\_Efficient\\_Large\\_Scale\\_Hydrogen\\_Liquefaction\\_web.pdf](http://www.idealhy.eu/uploads/documents/IDEALHY_EFCF-2013_Efficient_Large_Scale_Hydrogen_Liquefaction_web.pdf), zuletzt geprüft am 05.07.2017.

SFV (2003): Energieträger Wasserstoff. Online verfügbar unter <http://www.sfv.de/lokal/mails/wvf/h2speich.htm>, zuletzt geprüft am 21.06.2017.

Smolinka, Tom; Günther, Martin; Garcke, Jürgen (2010): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. NOW-Studie. Fraunhofer ISE; FCBAT. Freiburg.

Verdegaal, Wolfgang Michael; Becker, Sebastian; Olshausen, Christian von (2015): Power-to-Liquids. Synthetisches Rohöl aus CO<sub>2</sub>, Wasser und Sonne. In: *Chemie Ingenieur Technik* 87 (4), S. 340–346. DOI: 10.1002/cite.201400098.

WaterReuse (2011): Seawater Desalination Power Consumption. Online verfügbar unter [https://watereuse.org/wp-content/uploads/2015/10/Power\\_consumption\\_white\\_paper.pdf](https://watereuse.org/wp-content/uploads/2015/10/Power_consumption_white_paper.pdf), zuletzt geprüft am 30.06.2017.

Weber, Christoph (2017): Transport von Gas und Öl. Universität Duisburg. Online verfügbar unter [https://www.wipo.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Lehre/FET\\_VL/Kapitel\\_3.pdf](https://www.wipo.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Lehre/FET_VL/Kapitel_3.pdf), zuletzt geprüft am 26.01.2017.

Wiser, Ryan; Jenni, Karen; Seel, Jochaim; Baker, Erin; Hand, Maureen; Lantz, Eric; Smith, Aaron (2016): Forecasting Wind Energy Costs & Cost Drivers. The Views of the World's Leading Experts. Hg. v. IEA Wind Task 26. *iea wind*.

# Anhang

## A1 – Technologieannahmen

### Charakterisierung der Anlagen

- EE-Anlagen
  - WEA: Abschreibung 20 Jahre
  - PV: Abschreibung 25 Jahre
- Wärmetechnik: Abschreibung 20 Jahre
  - Großwärmepumpe + Speicher
    - COP = 2,6
    - Speicherkapazität ausgelegt auf 24 Stunden
    - CAPEX: 287.100 €/MW
    - OPEX: 3 %/a vom CAPEX
  - Gaskessel
    - Wirkungsgrad 90 %
    - CAPEX: 40.000 €/MW
    - OPEX: 2,5 %/a vom CAPEX
  - Elektrodenkessel
    - Wirkungsgrad 99 %
    - CAPEX: 300.000 €/MW
    - OPEX: 2,5 %/a vom CAPEX
- Batteriespeicher NaS
  - Verhältnis Ausspeicherung – Speichervolumen: 2 bis 8 h
  - Abschreibung 15 Jahre
  - CAPEX
    - 2030: 398.333 bis 1.398.333 €/MW
    - 2050: 212.778 bis 746.111 €/MW
  - OPEX: 1 %/a vom CAPEX
- PtL-/ LH<sub>2</sub>-Anlage: Abschreibung 20 Jahre
  - Umkehrosmose
    - CAPEX
      - 2030: 2,23 €/m<sup>3</sup>/a
      - 2050: 2 €/m<sup>3</sup>/a
    - OPEX: 4,5 %/a vom CAPEX
  - Elektrolyse
    - CAPEX
      - 2030: 650.000 €/MW
      - 2050: 500.000 €/MW
    - OPEX: 3 %/a vom CAPEX
    - Wirkungsgrad (LHV):
      - HT SOEC:
        - 2030: 66 %
        - 2050: 77 %
      - NT PEM:
        - 2030: 66,7 %
        - 2050: 70,9 %
  - Fischer-Tropsch-Synthese (inkl. RWGS und Hydrocracking) im Fall PtL
    - 2030: 1,03 €/l Jahresproduktion

- 2050: 0,94 €/l Jahresproduktion
  - DAC-Technologie im Fall PtL
    - 2030: 228 €/t<sub>CO2</sub> Jahresproduktion
    - 2050: 204,7 €/t<sub>CO2</sub> Jahresproduktion
  - Verflüssigungsanlage im Fall LH<sub>2</sub>
    - 1,47 €/kg<sub>H2</sub> Jahresproduktion
- Transport
  - PtL: 0,00106 €/(t<sub>OE</sub>\*km)
  - LH<sub>2</sub>: (6,0937\*(Entfernung<sub>km</sub>)/1000+43,076) €/ t<sub>OE</sub>

## A2 – Kostenoptimale Systemauslegung (Ergänzung)

Technologie		Mittelfristig (in etwa 2030)			Langfristig (in etwa 2050)		
		Brasilien	Ägypten	Somalia	Brasilien	Ägypten	Somalia
Starkwind	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0	0	0
	VLS [h/a]	-	-	-	-	-	-
Schwachwind	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	418	428	391	344	349	323
	VLS [h/a]	4.890	4.054	5.386	4.855	3.995	5.378
Offshore	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	-	-	-	-	-	-
	VLS [h/a]	-	-	-	-	-	-
PV	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	219	401	179	229	392	197
	VLS [h/a]	1.844	1.815	1.738	1.844	1.815	1.738
PtL-Anlage	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	321	335	321	273	284	272
	VLS [h/a]	6.570	6.287	6.577	6.583	6.341	6.609
Batterie (2 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	2	15	0
Batterie (4 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0	9	0
Batterie (6 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0	0	0
Batterie (8 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0	0	0
Großwärmepumpe	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	46	50	53	36	40	40
	VLS [h/a]	7.658	6.504	7.379	7.613	6.637	7.515
Heizölkessel	Leistung [MW <sub>th</sub> ]	46	50	53	36	40	40
	VLS [h/a]	0	2	2	0	2	3
Elektrodenkessel	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	138	150	160	109	119	120
	VLS [h/a]	1.436	1.496	968	1706	1.650	1.348
EE-Abregelung	[%]	2	4,2	0	2,4	4,9	1

Tabelle 0-1: Leistung und VLS zur Produktion von 1 TWh (PtL) 2030 und 2050 bei 6 % WACC

Technologie		Mittelfristig (in etwa 2030)			Langfristig (in etwa 2050)		
		Brasilien	Ägypten	Somalia	Brasilien	Ägypten	Somalia
Starkwind	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0	0	0
	VLS [h/a]	-	-	-	-	-	-
Schwachwind	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	443	447	440	384	367	387
	VLS [h/a]	4.739	3.826	5.302	4.648	3.695	5.236
Offshore	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	-	-	-	-	-	-
	VLS [h/a]	-	-	-	-	-	-
PV	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	153	350	79	200	423	121
	VLS [h/a]	1.844	1.815	1.738	1.844	1.815	1.738
LH <sub>2</sub> -Anlage	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	382	396	394	346	375	354
	VLS [h/a]	6.229	5.911	6.262	6.220	5.657	6.326
Batterie (2 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0	0	0
Batterie (4 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0	0	0
Batterie (6 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0	0	0
Batterie (8 h)	Leistung [MW <sub>el</sub> ]	0	0	0	0	0	0
EE-Abregelung	[%]	4,7	8,4	2,5	6	9,6	3,5

Tabelle 0-2: Leistung und VLS zur Produktion von 1 TWh (LH<sub>2</sub>) 2030 und 2050 bei 6 % WACC

### A3 – PtL- und LH<sub>2</sub>-Kosten (Ergänzung)

Szenario (Brasilien)			Mittelfristig (in etwa 2030)	Langfristig (in etwa 2050)
PtL-Pfad	Stromgestehungskosten [€/MWh <sub>el</sub> ]	Schwachwind	40,7	38,4
		PV	34,2	28,8
	Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh <sub>th</sub> Heizwert]	<b>PtL</b>	<b>145,2</b>	<b>112,0</b>
LH <sub>2</sub> -Pfad	Stromgestehungskosten [€/MWh <sub>el</sub> ]	Schwachwind	41,6	39,5
		PV	34,2	28,8
	Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh <sub>th</sub> Heizwert]	<b>LH<sub>2</sub></b>	<b>134,2</b>	<b>109,8</b>

Tabelle 0-3: Strom- und Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh] (Brasilien)

Szenario (Ägypten)			Mittelfristig (in etwa 2030)	Langfristig (in etwa 2050)
PtL-Pfad	Stromgestehungskosten [€/MWh <sub>el</sub> ]	Schwachwind	46,5	43,9
		PV	34,7	29,3
	Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh <sub>th</sub> Heizwert]	<b>PtL</b>	<b>156,3</b>	<b>119,7</b>
LH <sub>2</sub> -Pfad	Stromgestehungskosten [€/MWh <sub>el</sub> ]	Schwachwind	48,5	46,5
		PV	34,7	29,3
	Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh <sub>th</sub> Heizwert]	<b>LH<sub>2</sub></b>	<b>143,4</b>	<b>116,0</b>

Tabelle 0-4: Strom- und Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh] (Ägypten)

Szenario (Somalia)			Mittelfristig (in etwa 2030)	Langfristig (in etwa 2050)
PtL-Pfad	Stromgestehungskosten [€/MWh <sub>el</sub> ]	Schwachwind	38,1	35,9
		PV	36,3	30,6
	Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh <sub>th</sub> Heizwert]	<b>PtL</b>	<b>140,6</b>	<b>108,7</b>
LH <sub>2</sub> -Pfad	Stromgestehungskosten [€/MWh <sub>el</sub> ]	Schwachwind	38,5	36,5
		PV	36,3	30,6
	Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh <sub>th</sub> Heizwert]	<b>LH<sub>2</sub></b>	<b>133,8</b>	<b>110,0</b>

Tabelle 0-5: Strom- und Kraftstoffgestehungskosten [€/MWh] (Somalia)