Energietechnik und Ressourcenoptimierung

Bachelorthesis

zur Erlangung des akademischen Grades

Bachelor of Engineering (B. Eng.)

Umsetzung eines Elektrolyseurs zur Versorgung einer Wasserstofftankstelle – eine wirtschaftliche Analyse

---

Betreuender Professor:	Prof. Dr. Torsten Cziesla
In Kooperation mit:	Energieversorgung Beckum GmbH & Co. KG
Eingereicht von:	Matthias Lohoff
Matrikelnummer:	1150278
Abgabedatum:	25.02.2020

Inhalt

Formelzeichen 1

1 Einleitung 2

2 Projektidee – Betrieb eines Elektrolyseurs zur Versorgung einer Wasserstofftankstelle an der A2 2

3 Grundprinzip der Elektrolyse 4

3.1 Elektrolyse – Stand der Technik und Marktübersicht 9

4 Prinzipielle Auslegungsmöglichkeiten der Elektrolyseanlage 10

4.1 Stromversorgung der Elektrolyseanlage 12

4.1.1 Stromversorgung durch lokal erzeugte erneuerbare Energien 13

4.1.2 Stromversorgung durch Netzstrom 17

4.2 Speichermöglichkeiten 18

4.3 Vertriebsmöglichkeiten 19

4.3.1 Tankstellenvertrieb 19

4.3.2 Einspeisung ins Gasnetz 20

5 Finanzierungsmöglichkeiten 20

6 Kosten der Anlage 21

6.1 Kapitalkosten 21

6.2 Betriebs- und Instandhaltungskosten 23

6.3 Stromkosten 23

7 Gasgestehungskosten 25

7.1 Vergleich der Wasserstoffkosten mit konkurrierenden Treibstoffkosten 26

8 Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseures unter Analyse verschiedener Sensitivitäten 27

8.1 Einfluss variierender Abnahmemengen von Wasserstoff an Pkw auf die Wirtschaftlichkeit 27

8.2 Einfluss von unterschiedlicher Speisung des Elektrolyseurs auf die Wirtschaftlichkeit 31

8.2.1 Speisung mit lokal erzeugten erneuerbaren Energien 32

8.2.1.1 Speisung mit lokal erzeugtem Photovoltaikstrom 32

8.2.1.2 Speisung mit lokal erzeugtem Windstrom 33

8.2.2 Speisung mit Netzstrom 39

8.2.2.1 Stromabnahme nach Strompreis 40

9 Fazit 42

Anhang I

Abbildungsverzeichnis I

Literaturverzeichnis III

Anlagen I

Eidesstattliche Versicherung III

Formelzeichen

Formelzeichen	Beschreibung	Einheit
ΔH_R	Reaktionsenthalpie	kJ/mol
ΔG_R	Gibbs-Energie	kJ/mol
T	Temperatur	K oder °C
ΔS_R	Reaktionsentropie	kJ/mol K
U	Spannung	V
n	Elektronen Anzahl	-
F	Faraday Konstante	96485 C/mol
α	Anoden- / Kathodenpolarisation	V
R	Ohm'scher Widerstand oder Flächenbezogenen Widerstand	Ω oder Ωcm²
i	Stromdichte	A/cm²
η	Wirkungsgrad	-
H	Heizwert	kWh/ Nm³ oder kWh/kg
E	Energie	J oder Wh
ω	Spezifischer Energieertrag	kWh/kWp a
I	Sonneneinstrahlung	W/m²
σ	Spezifische Wasserstoffproduktion	kg/m²
P	Leistung	W
A	Fläche	m²
n	Tilgungsperiode	-
SK	Stromgestehungskosten	ct/kWh oder €/kWh
VLS	Volllaststunden	h/a
CAPEX	Capital expenditures	€ oder €/kW
GK	Gasgestehungskosten	ct/kWh oder €/kWh
k	Kosten	€/kW oder €/kWh
m	Masse	kg

1 Einleitung

Um die Klimaschutzziele der Pariser Klimakonferenz zu erreichen, muss der Anteil an erneuerbaren Energien in allen Verbrauchssektoren deutlich erhöht werden. Bis heute werden im Verkehrssektor fast ausschließlich Kraftstoffe auf Mineralölbasis verwendet [2]. Eine umweltfreundliche Alternative zum Verbrennungsmotor im Individualverkehr ist nicht nur notwendig, um die Klimaschutzziele zu erreichen, sondern auch um den Ausstoß an gesundheitsgefährdenden Schadstoffen und Treibhausgasen zu begrenzen. Wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenautos sind eine Möglichkeit, dieses Ziel zu verwirklichen. In Deutschland fehlt jedoch ein flächendeckendes Netz an Wasserstofftankstellen, um eine Versorgungssicherheit mit Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge zu gewährleisten. Zusätzlich muss der Wasserstoff regenerativ hergestellt werden, um einen Beitrag zur Einsparung von Schadstoffen und Treibhausgasen zu Leisten. Zurzeit werden über 90 % des weltweiten Wasserstoffs aus fossilen Energieträgern gewonnen [3]. Bei der Gewinnung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern kommt es zu einer Freisetzung von Kohlenstoffdioxid.

Diese Arbeit untersucht und analysiert wirtschaftliche Rahmenbedingungen, welche nötig sind, um einen Elektrolyseur zur Herstellung von Wasserstoff am Standort Beckum zu betreiben. Dazu wird die Speisung der Elektrolyseanlage mit Photovoltaikstrom (PV-Strom), Windenergiestrom und durch Netzstrom, gehandelt über den Day-Ahead-Markt, untersucht. Außerdem werden die Kosten eines Elektrolyseurs für dessen Errichtung und Unterhaltung approximiert und aufgeschlüsselt.

2 Projektidee – Betrieb eines Elektrolyseurs zur Versorgung einer Wasserstofftankstelle an der A2

Die Energieversorgung Beckum GmbH & Co. KG plant im Gewerbe- und Industriegebiet Obere Brede einen Ladepark für Elektroautos zu verwirklichen. Der Ladepark soll in der ersten Ausführung 20 Ladesäulen aufweisen, an denen Elektroautos ihre Akkus laden können. Zehn der Ladesäulen werden eine Leistung von 22 kW haben. Die anderen zehn Ladesäulen werden Schnellladepunkte mit einer Leistung von 150 kW haben, womit das Grundstück jedoch nur teilweise genutzt ist. Es bietet Platz für 20 weitere Ladepunkte.

Das Grundstück für den Ladepark ist strategisch gut gelegen. Nördlich des Ladeparks verläuft die Autobahn 2. Durch die Nähe des Ladeparks zur Autobahn ist dieser attraktiv für Reisende

auf der A2. Das Gewerbegebiet bietet eine Vielzahl an Freizeitmöglichkeiten. Darunter befinden sich ein Fitnessstudio, eine Wasserskianlage auf dem Freizeitsee Tuttenbrock und diverse Einkaufsmöglichkeiten. So können in der Zeit des Ladens Einkäufe erledigt und Freizeitaktivitäten verrichtet werden. Auch Kunden, Besucher und Beschäftigte der ansässigen Firmen des Gewerbegebietes haben durch den Ladepark die Möglichkeit, Elektroautos während Ihres Aufenthaltes zu Laden.

Abbildung 1: Lage des Ladeparks (rot) (Google Maps).

Um den Ladepark auch für Besitzer von Wasserstoffbetreiben Autos attraktiv zu gestalten, soll die Möglichkeit untersucht werden, eine Wasserstofftankstelle mit eigener Erzeugung des Wasserstoffs an diesem Standort zu betreiben. Die eigene Erzeugung des Wasserstoffes ist notwendig, um eine regenerative Herstellung des Wasserstoffes zu garantieren. Ein Großteil des Wasserstoffes wird aus fossilen Energieträgern wie Erdgas, Schweröl und Kohle gewonnen (siehe Abbildung 2). Das meistgenutzte Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff aus Erdgas ist die Dampfreformierung, wobei das Treibhausgas CO_2 entsteht und freigesetzt wird. Auch bei anderen Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff aus fossilen Quellen wird CO_2 freigesetzt [3].

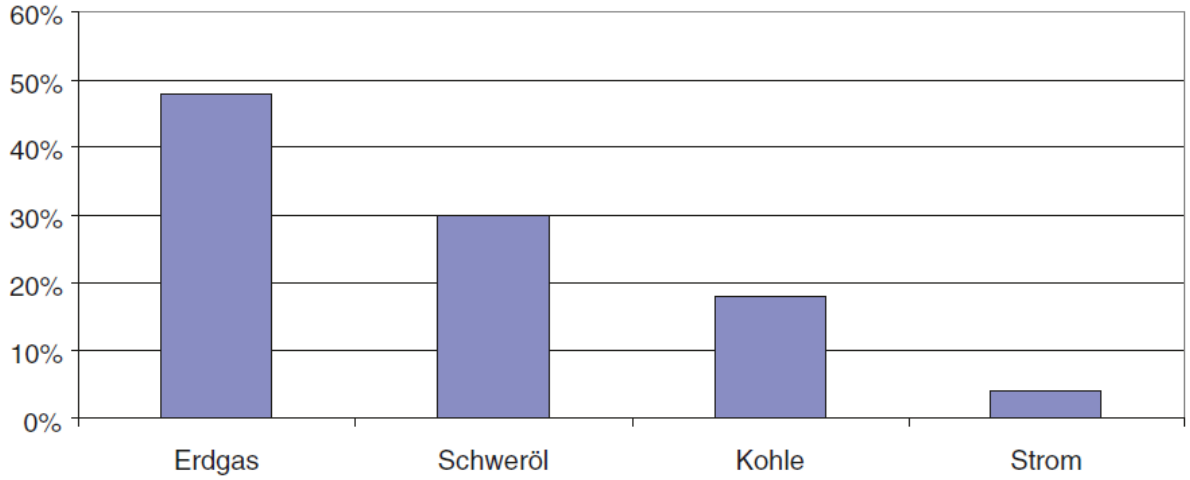

Abbildung 2: Erzeugungsgrundlagen des weltweiten Wasserstoffs [3].

Damit ein Wasserstoffahrzeug in der Bilanz CO_2 neutral betrieben werden kann, muss der Wasserstoff regenerativ erzeugt werden. Dies ist mittels eines Elektrolyseurs, der mit regenerativ erzeugtem Strom gespeist wird, möglich. Damit der produzierte Wasserstoff aus 100 % regenerativen Energien hergestellt wird, muss die Elektrolyseanlage direkt von einer Photovoltaik- (PV) oder Windkraftanlage (WKA) gespeist werden. Durch den Stromhandel an der Strombörse ist es bei einem Strombezug über das Stromnetz nicht möglich, nur regenerativ erzeugten Strom zu beziehen [4]. Auf dem Gelände des Ladeparks wird es eine PV-Anlage von 30 kWp geben. Weitere Anlagen auf dem Gelände des Landeparks sind nicht geplant.

3 Grundprinzip der Elektrolyse

Die Spaltung von Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff mittels elektrischer Energie wird als Elektrolyse bezeichnet. Die elektrische Energie muss in Form von Gleichspannung anliegen. Es besteht zudem die Möglichkeit, die Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mittels Thermolyse zu verwirklichen. Dafür werden jedoch sehr hohe Temperaturen ab 1700 °C benötigt. Diese Form der Wasserstofferzeugung findet kaum Anwendung und ist kommerziell nicht realisierbar [5].

Unterer Heizwert		**Oberer Heizwert (Brennwert)**	
3,00 kWh/Nm³	10,8 MJ/Nm³	3,54 kWh/Nm³	12,75 MJ/Nm³
2,36 kWh/l LH_2	8,495 MJ/l LH_2	2,79 kWh/l LH_2	10,04 MJ/l LH_2
33,33 kWh/kg	120,0 MJ/kg	39,41 kWh/kg	141,86 MJ/kg

Tabelle 1: Stoffdaten von Wasserstoff

Die Elektrolysezelle ist das Gegenstück zur galvanischen Zelle, da in den Zellen jeweils die Umkehrreaktion der anderen Zelle stattfindet. Eine galvanische Zelle wie etwa eine Batterie liefert eine Gleichspannung. Umgekehrt muss eine Elektrolysezelle auch mit einer Gleichspannung versorgt werden um die Reaktionen ablaufen zulassen. Bei der Elektrolyse entsteht der Wasserstoff an der Kathode. Im Falle der Elektrolyse ist die Kathode der Minuspol. An der Kathode kommt es zu einer elektrochemischen Reduktion. An der Anode entsteht der Sauerstoff, welcher ein Nebenprodukt der Elektrolyse darstellt. Die Anode ist im Falle der Elektrolyse der Pluspol und es findet eine elektrochemische Oxidation der Reaktionselemente statt. So bilden Anode und Kathode die beiden Elektroden, welche die Elektronen leiten. Dazwischen befindet sich der Elektrolyt, welcher die Ionen leitet. Der Elektrolyt ist im Falle der Wasserelektrolyse (Elektrolyse wässriger Lösungen) Wasser. Das Wasser wird mit Wasserstoffchlorid (HCl), Kaliumhydroxid (KOH) oder Natriumchlorid (NaCl) versetzt, um den ohmschen Widerstand zu verringern und somit Verluste zu minimieren [5].

Die wesentliche Reaktionsgleichung der Elektrolyse von Wasser lässt sich zu

$$H_2O \rightarrow H_2 + {}^1/_2\, O_2 \qquad \text{Gl. 1}$$

zusammenfassen. Die Reaktionsenthalpie unter Standartbedingungen (298,15 K, 1bar) beträgt 286 kJ mol^{-1}, was gleich dem Brennwert von Wasserstoff ist. Die Reaktionsenthalpie kann zu einem bestimmten Teil als thermische Energie zugeführt werden.

$$\Delta H_R = \Delta G_R + T * \Delta S_R \qquad \text{Gl. 2}$$

Nach Gleichung 2 ist die maximal zuführbare thermische Energie das Produkt aus thermodynamischer Temperatur und Reaktionsentropie. Die freie Reaktionsenthalpie ΔG_R beschreibt die minimale Energiemenge die als elektrische Energie für die Reaktion bereitgestellt werden muss und beträgt bei Standartbedingungen 237,2 kJ mol^{-1} [3].

$$U_{rev} = \frac{\Delta G_R}{n * F} = \frac{237{,}2\ kJ * mol^{-1}}{2 * 96485\ C * mol^{-1}} = 1{,}229\ V \qquad \text{Gl. 3}$$

Die Gleichung 3 beschreibt wie sich die regenerative Zellspannung aus der freien Reaktionsenthalpie ΔG_R ergibt. n gibt die Anzahl der Elektronen an, die bei der Spaltung eines Wasser Moleküls übertragen werden, F ist die Faraday Konstante. Die Spannung muss also mit mindestens 1,229 V anliegen, damit die Elektrolyse ablaufen kann.

Diese wird auch reversible Zellspannung genannt. Der restliche Teil der Reaktionsenthalpie muss in Form von Wärme in die Reaktion einfließen [3]. Wird die benötigte Reaktionsenthalpie nur durch Elektrizität in die Reaktion eingebracht, wird dies thermoneutrale Spannung genannt. Nach Gleichung 2 ergibt sich dafür eine Spannung von 1,482 V [4]. Nach dem Zusammenhang von ΔG_R und $T * \Delta S_R$ sinkt die aufzubringende Spannung je höher die Temperatur des Wassers bei der Reaktion ist. Den Verlauf der freien Reaktionsenthalpie ΔG_R über die Temperatur kann

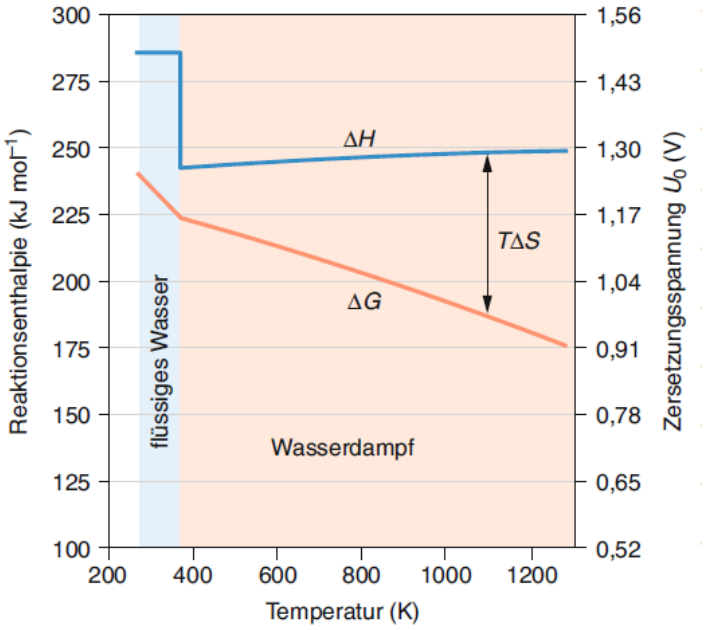

Abbildung 3: Verlauf der freien Reaktionsenthalpie ΔG_R und der Reaktionsenthalpie ΔH_R über die Temperatur des Wassers [1].

der Abbildung 3 entnommen werden.

In realen Anwendungen werden Spannungen verwendet, die über der reversiblen Spannung und auch über der thermoneutralen Spannung liegen. Der Grund dafür sind Überspannungen an den Elektroden, welche durch Elektronendurchtrittshemmungen bei den elektrochemischen Reaktionen zustande kommen. Die Elektrolysezelle an sich bildet ebenfalls einen ohmschen Widerstand (Elektroden, Elektrolyt, Separator), der überwunden werden muss. Dies wird Widerstandspolarisation genannt und bildet mit der Stromdichte i in A cm^{-2} als Produkt die Spannung [4]. Die reale Spannung setzt sich somit aus der Summe dieser Teilspannungen zusammen.

$$U_{real} = U_{rev} + |\alpha_{Anode}| + |\alpha_{Kathode}| * iR \qquad \text{Gl. 4}$$

Die Grundreaktionsgleichung (Gl.1) der Elektrolyse ist für alle Arten der Wasserelektrolyse gleich. Die Reaktionsgleichungen an der Anode und der Kathode unterscheiden sich je nach Elektrolysetyp. Von den unterschiedlichen Elektrolysetypen sind für den zu untersuchenden Anwendungsfall nur zwei relevant: die Proton Exchange Membrane Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) und die alkalische Elektrolyse. Die Hochtemperaturelektrolyse benötigt Wasser in der Dampfphase, was zur Folge hat, dass die Elektrodenspannung erheblich abgesenkt werden kann. Da die Auslegung für den erläuterten Anwendungsfall jedoch die Speisung des Elektrolyseurs nur mit Strom und flüssigem Wasser vorsieht (Kapitel 4, Prinzipielle Auslegungsmöglichkeiten der Elektrolyseanlage), ist die Hochtemperaturelektrolyse von keinem Interesse und wird deshalb nicht weiter betrachtet.

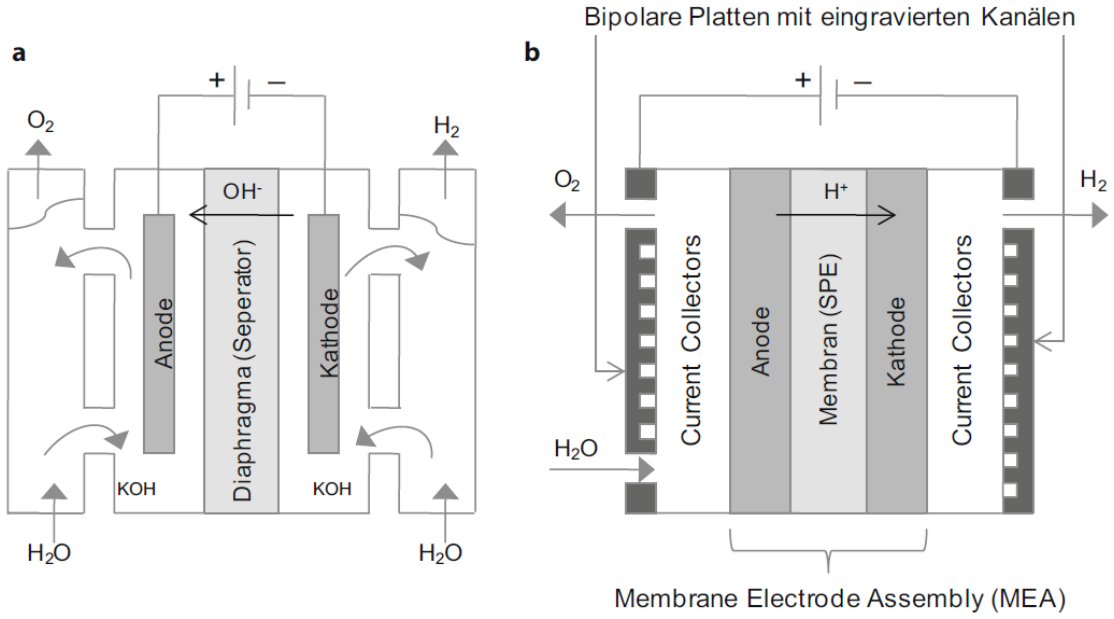

Abbildung 4: Schematischer Aufbau der alkalischen Elektrolyse (a) und der PEM Elektrolyse (b) [4].

Abbildung 4 veranschaulicht die schematischen Aufbauten und Vorgänge an Anode und Kathode bei der alkalischen und der PEM-Elektrolyse. Die Teilreaktionen in den Elektrolysezellen werden durch die Gleichungen 5 bis 8 beschreiben.

Bei der alkalischen Elektrolyse wird eine 20-40 % KOH-Lauge an beiden Elektroden zugeführt. Der Wasserstoff bildet sich an der Kathode. Wie in Gleichung 5 beschrieben werden zwei Elektronen von der Kathode aufgenommen und das Wasser spaltet sich in Wasserstoff und zwei negativ geladene Hydroxidionen ($2OH^-$), auch Anionen genannt, auf. Die Anionen diffundieren durch das Diaphragma zur Anode, wo sie zwei Elektronen abgeben und zu Sauerstoff und

Wasser reagieren (Gl. 6). Die gebildeten Gase treten nach oben aus der Flüssigkeit aus und werden weitergeleitet [4].

Reaktion an der Kathode:

$$2H_2O + 2\,e^- \rightarrow\ H_2 + 2OH^- \qquad \text{Gl. 5}$$

Reaktion an der Anode:

$$2OH^- \rightarrow\ {}^1\!/_2\,O_2 + H_2O + 2\,e^- \qquad \text{Gl. 6}$$

Bei der PEM-Elektrolyse wird das Wasser nur an der Anodenseite zugeführt und dissoziiert zu zwei Wasserstoffprotonen ($2H^+$). Die zwei freiwerdenden Elektronen werden von der Anode aufgenommen. Das halbe übrige Sauerstoff Molekül bildet mit einem weiteren halben Sauerstoff Molekül O_2 (Gl.7). Die Protonen diffundieren durch die Protonenaustauschmembran zur Kathode, wo unter der Aufnahme von zwei Elektronen die Protonen zu molekularem Wasserstoff reagieren (Gl.8) [4].

Reaktion an der Anode:

$$H_2O \rightarrow\ 2H^+ + {}^1\!/_2\,O_2 + 2\,e^- \qquad \text{Gl. 7}$$

Reaktion an der Kathode:

$$2H^+ + 2\,e^- \rightarrow\ H_2 \qquad \text{Gl. 8}$$

Der Wirkungsgrad gibt das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand wieder. Bei einem Elektrolyseur ist wichtig zu unterscheiden, ob sich auf den Brennwert (3,54 kWh/ Nm³) oder auf den unteren Heizwert (3 kWh/ Nm³) des Wasserstoffs bezogen wird. Wird der Wasserstoff zur Energiespeicherung genutzt und nach der Erzeugung wieder zurückverstromt oder anderweitig energetisch genutzt, ist der untere Heizwert der Bezugswert. Sollte der Wasserstoff chemisch genutzt werden, so wird der Wirkungsgrad auf den Brennwert bezogen. Bei der Rückverstromung von Wasserstoff mittels einer Brennstoffzelle, wie es bei der Nutzung im Verkehrssektor der Fall ist, muss der Bezug auf den unteren Heizwert erfolgen [5].

Um die Effizienz eines Elektrolyseurs anzugeben, wird oft die benötigte elektrische Energie genannt, die benötigt wird, um einen Normkubikmeter Wasserstoff zu erzeugen.

$$\eta_{LHV} = \frac{V_{H_2} * H_U}{E_{elektisch}} \qquad \text{Gl. 9}$$

$$\eta_{HHV} = \frac{V_{H_2} * H_O}{E_{elektisch}} \qquad \text{Gl. 10}$$

Mit Gleichung 9 und 10 lässt sich der Wirkungsgrad bezogen auf den unteren Heizwert (H_U) oder den Brennwert (H_O), auch oberer Heizwert genannt, berechnen [3]. Wenn in die elektrische Energiemenge ($E_{elektrisch}$) auch die Energiemengen der Peripherie (Verdichtung, Pumpen, etc.) mit einbezogen werden, ergibt sich daraus der Systemwirkungsgrad.

$$\eta_{System} = \frac{V_{H_2} * H}{E_{System}} \qquad \text{Gl. 11}$$

Ein Maß für die Effizienz einer Elektrolysezelle bietet der Spannungswirkungsgrad.

$$\eta_{Spannung} = \frac{U_{rev}}{U_{real}} = \frac{U_{rev}}{U_{rev} + |\alpha_{Anode}| + |\alpha_{Kathode}| * iR} \qquad \text{Gl. 12}$$

Dieser ist das Verhältnis von reversibler Zellspannung zu realen Zellspannung, welche sich nach Gleichung 4 berechnet. Um den Spannungswirkungsgrad möglichst hoch zu erzielen, müssen die elektrischen Verluste in der Zelle so klein wie möglich gehalten werden [4].

3.1 Elektrolyse – Stand der Technik und Marktübersicht

Es existierte eine Vielzahl an Produkten von verschiedenen Firmen, die Elektrolyseure herstellen. Die Leistungsklassen erstecken sich von wenigen Watt bis hin in den Megawattbereich. In dieser Arbeit wird nur eine Auswahl von PEM-Elektrolyseuren betrachtet, da diese auf Grund ihrer guten Teil- und Überlastfähigkeit für die Kopplung fluktuierende Energieerzeugungsanlagen besonders geeignet sind. Für die Versorgung einer Wasserstofftankstelle kommt je nach Abnahme und Wasserstoffautos im Einzugsgebiet eine große Bandbreite der Leistungsklassen in Frage. Die Leistung des Elektrolyseurs sollte so gewählt werden, dass eine hohe Anzahl an Volllaststunden erreicht werden kann. Für die Kopplung von Elektrolyseuren an regenerative Erzeugungsanlagen ist es wichtig, dass der Elektrolyseur ein effizientes Teillastverhalten aufweist, und über einen möglichst großen Bereich Teillastfähig ist. Verschieden Elektrolyseure sind in Tabelle 2 angegeben.

Modell	**elektrische Leistung**	**Wirkungsgrad**	**H2 Produktion**
H-TEC ME 100/350	225 kW nominal	≈ 74 %	100 kg/d nominal
H-TEC ME 450/1400	1 MW nominal	≈ 74 %	450 kg/d nominal
Siemens SILYZER 200	1,25 MW nominal	≈ 63 % (errechnet)	485 kg/d nominal
ITM Power HGAS1SP	670 kW maximal	≈ 63 % (errechnet)	270 kg/d maximal
ITM Power HGAS2SP	1,34 MW maximal	≈ 66 % (errechnet)	540 kg/d maximal

Tabelle 2: Übersicht Elektrolyseure (PEM)

Die Wirkungsgarde können meist noch durch Abwärmenutzung auf etwa 90 % gesteigert werden. Des Weiteren haben PEM-Elektrolyseure die Fähigkeit zur Überlastaufnahme. So können die Elektrolyseure der Firma H-TEC bis zu 146 % der Nominallast aufnehmen. Die Reinheit des Wasserstoffs, aller Elektrolyseure ist entweder serienmäßig oder durch Zusatzmodule auf 99,999 % gewährleistet. In dieser Arbeit wird in den nach folgenden Untersuchungen mit einem Elektrolysewirkungsgrad von 70 % gerechnet, um den technischen Fortschritt dieser Technologie mit ein zu beziehen, der in den nächsten Jahren zu erwarten ist [6].

Die spezifischen Investitionskosten sind oft nur in einem detaillierten Konzept der Anlage zu bestimmen. Die Firma H-TEC teilte auf eine Anfrage zur Preisauskunft über ihre Elektrolyseure mit, dass versucht werde für „groß angelegte Elektrolyseure“ [siehe Anhang 1] in Richtung von 700 €/kW für die spezifischen Investitionskosten zu kommen. Verschiedene Studien ordnen den spezifischen Leistungspreis von ca. 656 €/kW [6] bis ca. 1500 €/kW [7] ein.

4 Prinzipielle Auslegungsmöglichkeiten der Elektrolyseanlage

Die in Kapitel 3 erörterten technischen Aspekte und Feinheiten werden in diesem Kapitel in einen größeren Zusammenhang gesetzt. Das gesamte Konzept der Wasserstofferzeugung mit den notwendigen Systemkomponenten wird erläutert und beschrieben - von der Bereitstellung

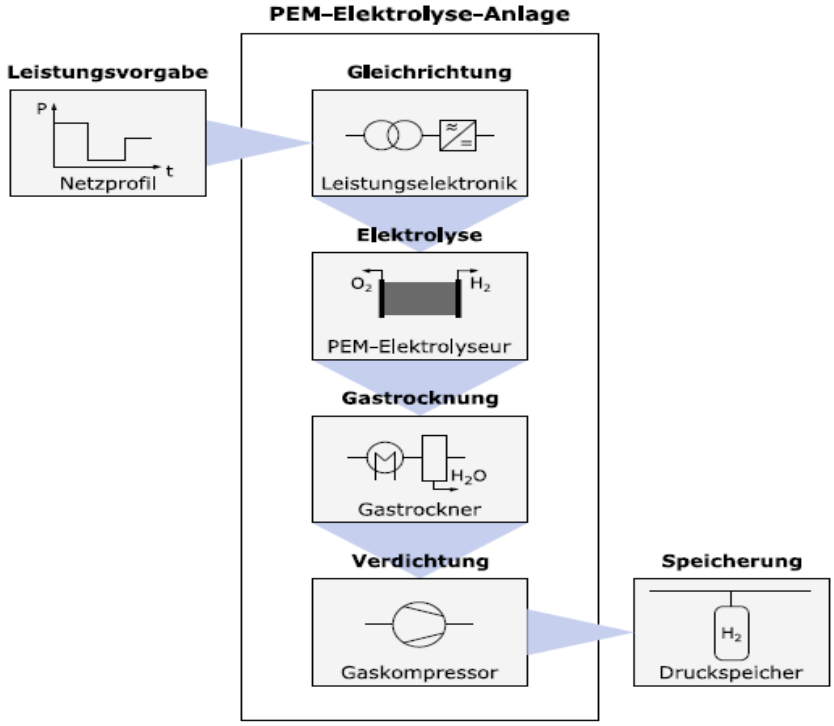

Abbildung 5: Schema einer PEM-Elektrolyseanlage, Darstellung der einzelnen Verfahrensstufen [8].

des Speisestroms über die Einspeicherung bishin zu der Bereitstellung über die Wasserstoffzapfsäule.

Am Anfang der Erzeugungskette steht die Stromproduktion. Um ökologisch hochwertigen Wasserstoff herzustellen, muss der Strom zum Betrieb der Elektrolyse aus erneuerbaren Energien bezogen werden. Dies ist möglich, wenn entweder nur „grüner“ Strom über das Netzbezogen wird, in dem ein entsprechender Stromliefervertrag geschlossen wird, oder durch eine direkte Kopplung des Elektrolyseurs mit einer erneuerbaren Stromerzeugungsanlage. Abbildung 5 stellt die einzelnen verfahrenstechnischen Abschnitte der Elektrolyseanlage dar.

Der Strom wird mittels eines Gleichrichters gleichgerichtet. Dies ist notwendig, um die Wechselspannung des Netztes in eine Gleichspannung umzuwandeln, da die elektrische Energie als Gleichspannung an den Elektroden anliegen muss. Mittels der Gleichrichtung durch die zugehörige Leistungselektronik ist es auch möglich, die benötigten Werte von Strom und Spannung für die Elektrolyse optimal bereitzustellen [8]. Besonders bei einem variierenden Einspeiseprofil durch erneuerbare Energieerzeugungsanlagen und einem daraus resultierenden Teillastbetrieb kann der Elektrolyseur somit entsprechend versorgt werden.

Der eigentlichen Wasserstoffproduktion ist die Wasseraufbereitung vorgeschaltet. Diese ist notwendig, um die Elektrolysezellen vor Verunreinigungen zu schützen. Nach der Reinigung das Speisewassers wird bei alkalischen Elektrolyseuren die Lauge aufbereitet. Dabei werden die im Wasser gelösten Säuren oder Basen, je nach Elektrolysetyp, mit dem neuzugeführten Wasser verdünnt. Somit kommt es zu einem geringen Verbrauch der Zusätze im Wasser wie KOH, HCl und NaCl. Die Lauge zirkuliert durch den Stack (dt.: Stapel) und die Gasabscheider [9], dabei dient sie auch als Kühlmedium. Die entnommene Wärme kann an anderer Stelle wiederverwendet werden [9].

Die eigentliche Elektrolyse findet in den Elektrolysezellen statt, die zu Stacks zusammengesetzt sind. Das ist notwendig, da die Leistungsfähigkeit einer Zelle begrenzt ist. So kann die gewünschte Leistungsgröße des Elektrolyseurs erreicht werden. Die Stacks sind in Reihe geschaltet [8].

Der Elektrolyse nachgeschaltet befinden sich Gasabscheider, die die Produktgase entnehmen. In dem Wasserstoffgas befinden sich direkt nach der Abführung aus den Zellen Anteile des Elektrolyten. Diese unerwünschten Anteile werden in Gasnachkühlern und Kondensationsabscheidern kondensiert, herausgetrennt und zurückgeführt. Das Produktgas wird weiter durch

eine Reinigungs- und Trocknungsanlage geleitet. Hier wird das restliche Wasser aus dem Wasserstoff kondensiert. Dadurch wird eine Reinheit von 99,9 Vol.-% erreicht. Nach der ISO Norm 14687-2 darf Wasserstoff für die Verwendung in Brennstoffzellen in Fahrzeugen nicht mehr als 5 ppm Wasser beinhalten. Durch Druckwechseladsorption kann die Reinheit auf 99,999 Vol.-% gesteigert werden [9].

Für die Koppelung eines Elektrolyseurs mit einem fluktuierenden Stromerzeugungsanlage wie WKA und PV-Anlagen ist es notwendig, dass eine Teillastfähigkeit gegeben ist. Alkalische Elektrolyseure haben meist eine Teillastfähigkeit von 20-40 % der Nennleistung. Jedoch hat ein Betrieb in Teillast eine negative Auswirkung auf die Gasreinheit [4]. Dieses Phänomen ist problematisch für die weitere Verwendung des Wasserstoffs in einer Brennstoffzelle. Brennstoffzellen erfordern ein hohes Maß an Reinheit. Verunreinigter Wasserstoff kann zu einer Leistungsminderung oder einer Beschädigung der Brennstoffzelle führen. Alkalische Elektrolyseure benötigen auch im ausgeschalteten Zustand einen Haltestrom, um eine Korrosion und eine damit einhergehende Degradation zu verhindern [4].

PEM-Elektrolyseure weisen einen großen Teillastbereich auf. Die Stacks können theoretisch auf bis zu 0% Teillast runtergeregelt werden. Dies ist ein großer Vorteil, um den Elektrolyseur mit fluktuierenden Energieerzeugern zu koppeln. Auch weisen PEM-Elektrolyseure eine große Überlastfähigkeit von bis zu 300% auf [4]. Die genauen Eigenschaften sind bei jedem Elektrolyseur unterschiedlich und müssen bei den Herstellern nachgefragt werden.

4.1 Stromversorgung der Elektrolyseanlage

Die elektrische Energieversorgung des Elektrolyseurs ist ein Schlüsselelement bei der Betrachtung der Umweltverträglichkeit. Mit dem gewonnenen Wasserstoff sollen Brennstoffzellenautos betrieben werden, um Autos mit Verbrennungsmotor zu ersetzten. Das Ziel ist es hierbei einen umweltfreundlichen Individualverkehr mit großer Reichweite und kurzen Betankungszeiten zu schaffen. Das kann nur erreicht werden, indem der Strom zur Wasserstoffherstellung aus regenerativen Energieerzeugungsanlagen stammt oder der Elektrolyseur einen Beitrag zur Netzstabilität leistet, um Schwankungen durch fluktuierende Einspeiseleistungen erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen zu kompensieren. Bei der zuletzt genannten Möglichkeit ist die Schlussfolgerung, dass Netzstrom bezogen werden muss. Um einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten, muss entweder der Elektrolyseur über eine entsprechende große Leistung verfügen,

da ansonsten die zu- oder abschaltbaren Lasten zu gering wären, oder es müssen mehrere Elektrolyseure im Netz befindlich sein, um in Summe eine entsprechende große Last darzustellen. In dieser Arbeit wird jedoch der mögliche Beitrag zu Netzstabilität nicht weiter untersucht.

4.1.1 Stromversorgung durch lokal erzeugte erneuerbare Energien

Durch die Versorgung des Elektrolyseurs mit lokal erzeugtem erneuerbarem Strom ist die Umweltfreundlichkeit des hergestellten Wasserstoffs garantiert. Des Weiteren wird durch den Bau und Betrieb regionaler Wind oder PV-Parks die kommunale Wirtschaft gefördert. Um möglichst geringe Kosten zu erzielen, müssen einige Vorgaben des „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2017) berücksichtigt werden. Ein weiterer Untersuchungsgegenstand wird sein, welche erneuerbare Energieerzeugungsanlage am wirtschaftlichsten und am sinnvollsten für den Standort Beckum ist. Untersucht wird die Erzeugung durch WKA und PV-Anlagen.

Grundsätzlich gibt es Unterschiede bei dem jährlichen Energieertrag zwischen PV und WKA. Bei PV-Anlagen in Nordrhein-Westfalen liegt der jährliche spezifische Energieertrag $\omega_{Jährlich}$ durchschnittlich bei 900 kWh/ kWp a [10]. Außerdem ist zu beachten, dass PV-Anlagen nur am Tag Strom liefern können. In den Wintermonaten kommt es zudem zu einer deutlich niedrigeren Stromerzeugung als in den Sommermonaten, bedingt durch den späten Sonnenaufgang und frühen Sonnenuntergang sowie durch den niedrigen Elevationswinkel der Sonne über den gesamten Tagesverlauf im Winter. Ob eine Stromversorgung durch PV möglich und wirtschaftlich ist, werden die nachstehenden Untersuchungen zeigen.

$$\sigma = \frac{\omega_{Jährlich} * \eta_{Elektrolyse} * I_{Einstrahlung} * \eta_{Modul}}{H_{O\,H_2}} \qquad \text{Gl. 13}$$

Photovoltaikmodule haben je nach Modultyp einen Wirkungsgrad von bis zu 24 % [11]. Üblicher ist jedoch ein Wirkungsgrad von 15-20 % [10]. Die Sonneneinstrahlung an einem klaren Sommertag ist 1000 W/m². Die geplante PV-Anlage des Lageparks soll 30 kWp aufweisen (vgl. Kapitel 2). Daraus lässt sich die jährliche Menge an elektrischer Energie berechnen, die durch die PV-Anlage produziert wird.

$$E = P_{Anlage} * \omega_{Jährlich} = 30\ \text{kWp} * 900\ \frac{kWh}{kWp * a} = 27000\ \frac{kWh}{a} \qquad \text{Gl. 14}$$

Mit der Energiemenge von 27000 kWh lässt sich bei einem Wirkungsgrad von 70 % (vgl. Kapitel 3.1) 18900 kWh in Wasserstoff speichern. Der obere Heizwert von Wasserstoff liegt bei 39,41 kWh/kg. Daraus ergibt sich eine Masse von 479,57 kg Wasserstoff. Der energetische

Aufwand für die Verdichtung auf das Nutzdruckniveau von 700 bar und Stromwandlungs- und Leitungsverluste sind in dem Wirkungsgrad mit einbezogen. Bei einem angenommenen Modulwirkungsgrad von 20% ergibt sich daraus ein flächenbezogener Wasserstoffertrag von 3,78 kg/m². Die tatsächliche Menge an produziertem Wasserstoff ist geringer, da der Elektrolyseur erst ab einer Teillast von 5% sinnvoll betrieben werden kann. Diese Untergrenze resultiert daraus, dass die Peripherie des Elektrolyseurs etwa 5% der Gesamtleistung aufweist [4].

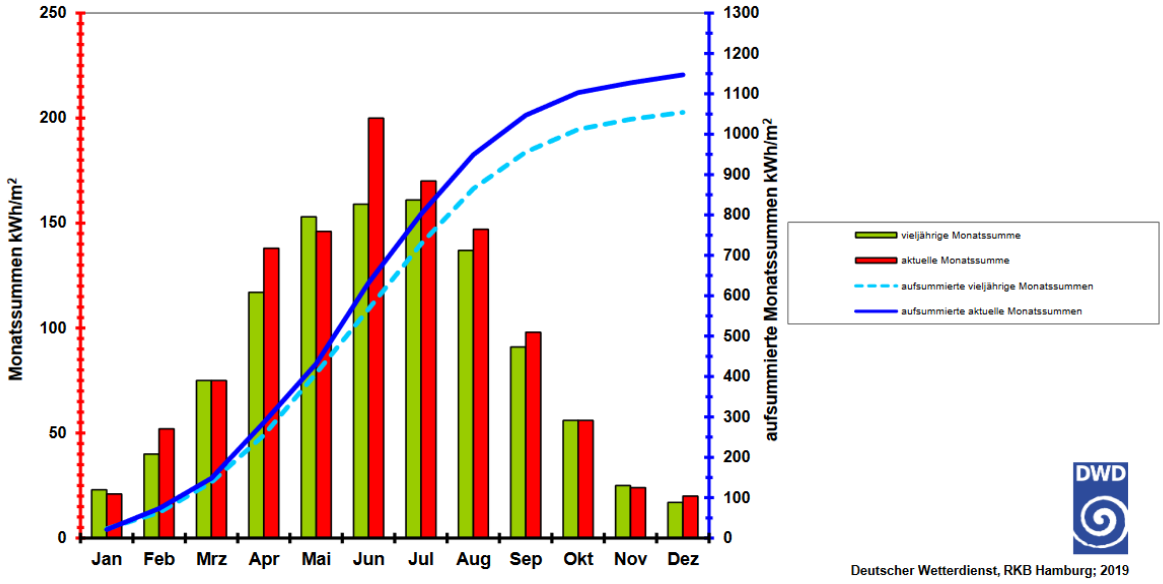

Abbildung 6: Jahresgang der Globalstrahlung. Grün: Mittel der Jahre 1981-2010. Rot: Monatsmittelwerte 2019. Gestrichelt: aufsummierte Monatssummen 1981-2010. Blau: aufsummierte Monatssummen 2019 [12].

Abbildung 6 veranschaulicht den Gang der Globalstrahlungsenergie über das Jahr. In den Herbst- und Wintermonaten November, Dezember und Januar liegt die Summe bei ca. 20 kWh/m². Im Sommer bilden die Monate Juni und Juli die Strahlungsstärksten Monate mit durchschnittlich 150 bis 160 kWh/m².

$$\sigma = \frac{E_{Monat} * \eta_{Modul} * \eta_{Elektrolyse}}{H_{O_{H_2}}}$$

$$= \frac{160\ kWh/m^2 * 0{,}2 * 0{,}7}{39{,}41\ kWh/kg} = 0{,}568\ kg/m^2$$

Gl. 15

E = Summe Globalstrahlung pro Monat [kWh/m²]

Nach Gleichung 15 ergeben sich für die strahlungsstärksten Monate eine spezifische Wasserstoffproduktion von 0,533 bis 0,568 kg/m². Bei einer Anlagengröße von 150 m², was der Größe der geplanten PV-Anlage von 30 kWp etwa entspricht, ergibt sich somit eine Masse von 79,95 kg bis 85,2 kg Wasserstoff pro Monat.

In den Wintermonaten liegt bei einer Einstrahlung von 20 bis 25 kWh/m² die spezifische Wasserstoffproduktion bei etwa 0,071 bis 0,088 kg/m², das bedeutet 10,65 bis 13,2 kg Wasserstoff pro Monat.

Die jährlichen Erträge einer WKA liegen deutlich höher als die einer PV-Anlage. Das liegt an der Leistung einer einzelnen WKA gegenüber der Leistung einer PV-Anlage. Des Weiteren ist die Stromproduktion mittels Wind nicht so starken saisonalen Schwankungen unterlegen wie der Photovoltaik. Auch kann Strom, durch WKA produziert, in der Nacht zur Verfügung gestellt werden. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in 80 m Höhe bei Beckum beträgt 5,7 bis 6 m/s [13]. Mit dem statistischen Mittel der Weibullverteilung kann abgeschätzt werden, mit welcher Häufigkeit Windgeschwindigkeiten auftreten. Das ist notwendig, da der Energieertrag nicht linear zur Windgeschwindigkeit, sondern mit der 3. Potenz steigt. Sind weiterhin die Parameter einer WKA bekannt, kann der zu erwartende jährliche Ertrag errechnet werden. In dem gegebenen Fall werden eine Enercon E-53 und eine E-30 als Referenzanlagen zur Berechnung des jährlichen Ertrages genutzt. Die E-53 hat eine Nennleistung von 810 kW und ist auf den Betrieb bei schwachen Winden ausgelegt. Die E-30 hat eine Nennleistung von 200 kW. Die E-30 wird nicht mehr von Enercon vertrieben und dient somit nur noch als Referenzanlage für die Leistungsklasse von 200 kW.

In Abbildung 7 zeigt die blaue Kurve die relative Häufigkeit der einzelnen Windgeschwindigkeiten. Die häufigste Windgeschwindigkeit ist 4,3 m/s. Die orangefarbene Kurve zeigt den Ertrag der Windkraftanlage E-53 und die graue Kurve den Ertrag der E-30 in kWh/a verteilt über die Windgeschwindigkeiten. Es ist zu erkennen, dass der meiste Ertrag nicht bei der am häufigsten vorkommenden Windgeschwindigkeit erzielt wird, sondern bei etwa 8,3 m/s für die E-53 und bei 9 m/s für die E-30. Die Fläche unter der orangenen und grauen Kurve stellt den kumulierten Energieertrag über das Jahr dar. Die E-53 hat einen jährlichen Energieertrag von 1.280 MWh. Da es bei Windkraftanlagen zu einigen Zeitpunkten im Jahr zu geplanten Stillstandzeiten für Wartungen kommt, wird hierfür der Ertrag um 2% geschmälert. Die E-53 liefert somit einen Gesamtenergieertrag von 1.254 MWh im Jahr. Daraus ergeben sich 1.549 errechnete Volllaststunden. Wird ein Wirkungsgrad der Elektrolyse von 70% angenommen, so lassen sich aus dieser Energiemenge 878 MWh Wasserstoff herstellen. Mit einem oberen Heizwert von 39,41 kWh/kg entspricht das 22.279 kg Wasserstoff. Unter der vereinfachten Annahme,

dass der Wind in jedem Monat die gleiche Durchschnittsgeschwindigkeit aufweist sind das pro Monat 1.857 kg Wasserstoff.

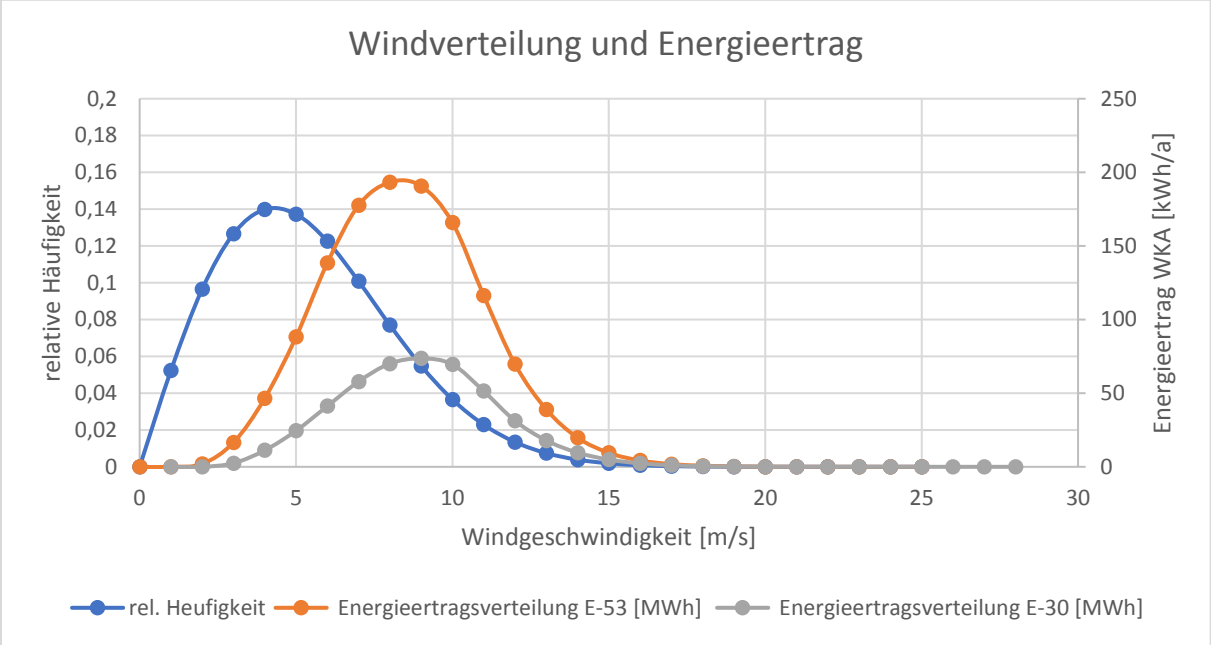

Abbildung 7: Weibullverteilung der Windgeschwindigkeiten und Energieertrag der E-53 und der E-30 über die Windgeschwindigkeit.

Die E-30 kommt auf einen jährlichen Energieertrag von 460 MWh, inkl. Stillstandzeiten. Bei einer Leistung von 200 kW ergeben sich 2.302 Volllaststunden pro Jahr. Aus dieser Energiemenge lassen sich bei einem Elektrolysewirkungsgrad von 70% etwa 8.170 kg Wasserstoff herstellen. Im Durchschnitt sind das etwa 680 kg Wasserstoff pro Monat.

Um die Energiemenge von 1.254 MWh pro Jahr mit einer PV-Anlage bereitzustellen, müsste die Anlage eine Modulfläche von 6966,67 m² aufweisen. Für die Energiemenge der E-30 müssten 2.555 m² an Modulfläche zur Verfügung stehen.

$$A = \frac{E_{Anlage} *}{I_{Einstrahlung} * \eta_{Modul} * \omega_{Jährlich}}$$

$$A = \frac{1254\ \frac{MWh}{a}}{1\ \frac{kW}{m^2} * 0{,}2 * 900\ \frac{kWh}{kWp * a}} = 6966{,}67\ m^2$$

Gl. 16

Wie hoch die Stromgestehungskosten der hier vorgestellten Erzeugungsanlagen sind, und ob eine Wirtschaftlichkeit damit zu erreichen ist, wird in Kapitel 7 und 8 erläutert.

4.1.2 Stromversorgung durch Netzstrom

Die Speisung des Elektrolyseurs mit Netzstrom hat den Vorteil, dass sie einfach umzusetzen ist, verglichen mit dem Aufwand bei einer direkten Versorgung mit regenerativen Erzeugungsanlagen. Ein weiterer Vorteil ist, dass der Wasserstoff nach Bedarf produziert werden kann. So können für die Speicherung des Wasserstoffs kleinere Speichervolumina gewählt werden. Durch die Speisung des Elektrolyseurs mit Netzstrom kann die ökologische Qualität des Wasserstoffes nicht garantiert werden. Auch bei einem „Grünstrom"-Liefervertrag werden in Deutschland zur Zertifizierung des Stroms günstige Herkunftsnachweise zu großen Teilen aus norwegischen Wasserkraftwerken gekauft [14]. Physikalisch wird die Last des Elektrolyseurs jedoch durch den Gesamtmix der Erzeugungsanlagen versorgt, in dem auch fossile Erzeugungsanlagen einspeisen.

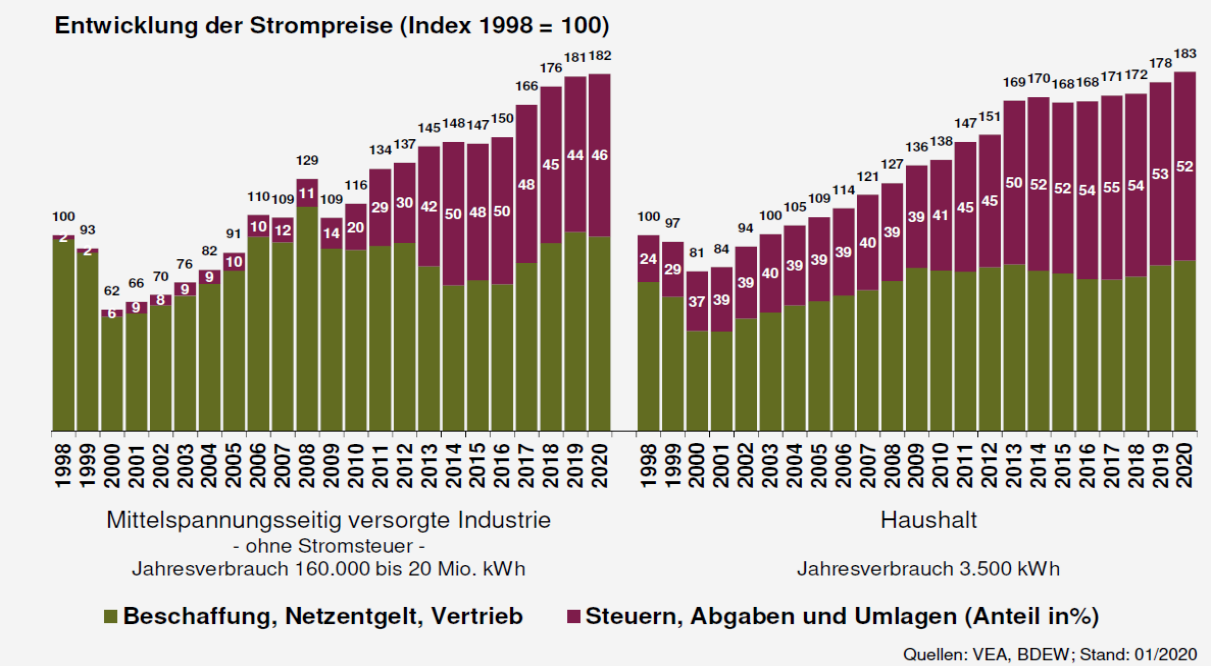

Abbildung 8: Entwicklung der Strompreise in Deutschland für Industrie und Haushaltskunden [15].

Ein erheblicher Nachteil sind die Stromkosten bei der Versorgung durch Netzstrom, da nicht nur die Erzeugungskosten des Stroms und Netzentgelte gezahlt werden müssen, sondern auch Abgaben, Umlagen und Steuern, die mehr als 52 % des Gesamtpreises für Haushaltskunden und 46 % des Gesamtpreises bei Industriekunden ausmachen (siehe Abb. 8).

Der Strompreis beläuft sich für das Jahr 2020 durchschnittlich auf 31,37 ct/kWh für Haushaltskunden und 18,55 ct/kWh inkl. Steuern für Industriekunden (ab 160.000 kWh) [15].

4.2 Speichermöglichkeiten

Es bestehen zwei wesentliche Möglichkeiten bei der Speicherung von Wasserstoff, zum Einen die Speicherung in Druckbehältern und zum Anderen die Speicherung mittels Kühlung und Verflüssigung. Bei der Speicherung des Wasserstoffes in flüssiger Form wird der Wasserstoff auf -253 °C heruntergekühlt und in Behältern bei 1-3 bar gelagert. Die Behälter, in denen der flüssige Wasserstoff gelagert wird, sind doppelwandig und evakuiert. In dem Zwischenraum sind isolierende Materialen, um einen Wärmetrabsport von außen nach innen zu verhindern. Einen Wärmestrom komplett zu unterbinden ist unmöglich, da es bei Abstandshaltern und Leitungsverbinden zum Befüllen und Leerung des Behälters zu unvermeidbaren Wärmeübertragungen kommt. Durch den Eingang von Wärme kommt es zum Sieden des Wasserstoffes und weiter auch zur Verdunstung. Dadurch erhöhen sich Druck und Temperatur im Inneren des Behälters. Um das Material zu schützen, muss der verdampfte Wasserstoff durch ein Sicherheitsventil abgeführt werden. Die Verdampfungsverluste von Flüssigtanks liegen zwischen 0,3% und 3% pro Tag. Je größer der Tank ist, desto geringer ist die Verdampfungsrate aufgrund des kleinen Verhältnisses von Oberfläche zum Volumen. Für die Verflüssigung müssen bis zu 10% des Heizwertes aufgewendet werden [5].

Bei der gasförmigen Speicherung von Wasserstoff wird der Wasserstoff in Druckbehältern gespeichert. Die Druckniveaus der Behälter sind bis 700 bar verfügbar. Die gasförmige Speicherung des Wasserstoffes bietet den Vorteil, dass die Behälter den Wasserstoff verlustfrei über einen längeren Zeitraum speichern können. Um Wasserstoff von Umgebungsdruck auf 1000 bar zu verdichten, sind etwa 10% des Heizwertes aufzuwenden. Die Behälter sind aufgrund ihrer notwendigen Robustheit entsprechend schwer [5].

Bei Wasserstoffautos wird der Wasserstoff, nach heutigem Stand der Technik, bei 700 bar in den Tanks gespeichert. Die Abgabe von Wasserstoff an Pkw muss von einer Wasserstofftankstelle nach Norm DIN EN 17127 entweder auf 35 MPa (350 bar) oder auf 70 MPa (700 bar) erfolgen [16]. Der Wasserstoff wird durch ein Druckgefälle in den Tank des Fahrzeugs gefüllt. Um eine Betankung in möglichst kurzer Zeit zu ermöglichen, wird der Wasserstoff auf bis zu 900 bar verdichtet. Da es durch den negativen Joule-Thomson Koeffizienten im entsprechendem Druckbereich bei Wasserstoff zu einer Erwärmung bei der Entspannung des Gases kommt,

ist es üblich, den Wasserstoff vorzukühlen, damit es bei der Befüllung des Autotanks nicht zu unzulässigen Temperaturüberschreitungen kommt [5].

4.3 Vertriebsmöglichkeiten

Bei der Frage, wie groß das Speichervolumen der Wasserstofftanks, bzw. wie viel Wasserstoff gespeichert werden kann, und ab wann sich eine Einspeisung in das Gasnetz lohnt, muss berücksichtigt werden, dass es sich um zwei unterschiedliche Absatzmärkte mit unterschiedlichen Preisniveaus handelt. Bei der Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz müssen die Gasgestehungskosten des Wasserstoffs kleiner, oder gleich den netto Beschaffungskosten für Erdgas sein.

4.3.1 Tankstellenvertrieb

Der Vertrieb von Wasserstoff an Tankstellen hat als Absatzmarkt Besitzer von Wasserstoffautos, wodurch der Wasserstoffpreis mit den Preisen von Benzin und Diesel konkurriert. Der Wasserstoffpreis ist durch die Clean Energy Partnership auf 9,50 €/kg künstlich festgelegt. Die Initiative H2 Mobility Deutschland GmbH & Co. KG ist eine durch Fördergelder der Europäischen Union und des deutschen Ministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) unterstütze Initiative für den flächendeckenden Ausbau von Wasserstofftankstellen.

Der Vertrieb von Wasserstoff an Wasserstofftankstellen hat zur Folge, dass immer genügend Wasserstoff vorrätig sein sollte, um die Nachfrage ausreichend bedienen zu können. Das setzt voraus, dass die Speichervolumina entsprechend groß ausgelegt werden. Die Gasgestehungskosten müssen für die Wirtschaftlichkeit unter dem netto Wasserstoffpreis liegen. Für die Versorgung von Wasserstofftankstellen muss der Wasserstoff eine gewisse Reinheit aufweisen, damit Komponenten von Brennstoffzellen durch Verunreinigungen nicht beschädigt werden. Die Wasserreinheit von 99,999 % wird auch als Wasserstoff 5.0 bezeichnet und weist die erforderliche Reinheit für Brennstoffzellen auf. Bei der Größe der Speichertanks muss auf der einen Seite sichergestellt sein, dass genug Wasserstoff für die Abnehmer zur Verfügung steht, und dass auf der anderen Seite genug Speichervolumen für die Produktion frei ist. Vor allem bei der Kopplung mit regenerativen Erzeugungsanlagen, sollte so viel Speichervolumen zur

Verfügung stehen, dass die Anlagen nicht abgeregelt werden müssen. Dazu müssen die maximalen Erzeugungsmengen in einem bestimmten Zeitraum gegenüber den Abnahmemengen in dem gleichen Zeitraum genauer betrachtet werden.

4.3.2 Einspeisung ins Gasnetz

Wasserstoff kann nach neuen Erkenntnissen bis zu 10 Vol.-% ins Erdgasnetz eingespeist werden. Bei einer Einspeisung ins Gasnetz besteht der Vorteil, dass der Wasserstoff nicht in Druckbehältern zwischengespeichert werden muss und somit Verluste durch eine Verdichtung auf 700 bis 900 bar sowie Kosten für die Druckspeicherbehälter wegfallen. Voraussetzung für eine Einspeisung ins Gasnetz ist ein Einspeisepunkt, an dem der Wasserstoff gemessen wird und an dem der neue Brennwert des Mischgases bestimmt wird. Das ist aufgrund der unterschiedlichen Dichten und Brennwerte von Wasserstoff und Erdgas erforderlich.

Preislich konkurriert Wasserstoff bei der Einspeisung ins Gasnetz mit den Erdgaspreisen. Der durchschnittliche Bruttopreis von Erdgas für Haushaltskunden lag 2019 bei 7,28 ct/kWh [17]. Die Erzeugungskosten liegen durchschnittlich bei 3,13 ct/kWh [17]. Für die Wirtschaftlichkeit müssen die Gasgestehungskosten auf dieses Preisniveau angepasst werden.

5 Finanzierungsmöglichkeiten

Es bestehen mehrere Möglichkeiten das benötigte Kapital für die Umsetzung des Projektes zu beschaffen. Zum einen kann ein Bankkredit aufgenommen werden. In Zeiten von niedrigen Zinsen, hat das den Vorteil, dass die Kapitalkosten gering ausfallen. Jedoch verlangen Banken meiste eine Unsicherheitsbestimmung über das Eintreffen von Ereignissen, die die Wirtschaftlichkeit des Projektes gefährden (P75-Werte und P90-Werte). Des Weiteren Verlangen Banken meist auch die Erbringung von Sicherheiten, wie z.B. Eigenkapital.

Eine weitere Möglichkeit, das Projekt zu finanzieren besteht in der Beschaffung von Eigenkapital. Private Investoren, die von dem Erfolg und der Wirtschaftlichkeit des Projektes überzeugt sind, können Kapital zur Verfügung stellen. Der Eigenkapitalzins ist in der Regel jedoch höher als der Fremdkapitalzins. Eine hohe Zinsbelastung des Kapitals kann zu erhöhten Gasgestehungskosten führen, welche die Wirtschaftlichkeit des Projektes gefährdet.

Da sich die Technologie und das Konzept der Elektrolyse zur Versorgung von Wasserstofftankstellen noch in der Entwicklung befindet, kann es sich als schwierig erweisen Investoren für eine Umsetzung des Projektes zu finden. Jedoch gab es bereits durch das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) mehrere Ausschreibengen

„zur Förderung von öffentlich zugänglichen Wasserstofftankstellen im Straßenverkehr“ [18]. Eine Förderung durch den Bund kann z.B. die Belastung durch die Investitionskosten senken, in dem diese durch die Förderung bezahlt werden. Somit kann der Anlagenbetreiber die Investitionskosten des Elektrolyseurs bei der Berechnung der Gasgestehungskosten als geringer annehmen, als diese wirklich sind. Für eine genaue Aussage zur Art der Förderung muss auf neue Ausschreibungen gewartet werden.

6 Kosten der Anlage

Neben der Menge an erzeugbarem Strom in der Nähe des Standortes durch WKA und PV-Anlagen, sind die Kosten der Erzeugung ein zu berücksichtigender Faktor. Um diese Abzuschätzen, werden die spezifischen Kapitalkosten in Bezug auf die Nennleistung herangezogen. Im Folgenden wird zwischen Kapitalkosten, Betriebs- und Instandhaltungskosten und Stromkosten unterschieden.

6.1 Kapitalkosten

Kapitalkosten (im Englischen capital expentitures, kurz CAPEX) in Energieinfrastrukturprojekten lassen sich meist in verschiedene Unterkategorien einordnen. Zum einen beinhaltet es den EPC Preis (Engineering, Procurement, Constrution). Darunter fallen unter anderen die Besorgung der einzelnen Komponenten, die Planung und Auslegung der Anlage, und die Baukosten. Zum anderen zählen zu den Kapitalkosten die Eigentümerkosten (im Englischen Owner’s cost). Hierzu gehören die Kosten des Netzanschlusses, Kosten für die Anbindung der Baustelle an das Straßennetz und weitere „weiche“ Kosten (im Englischen soft cost) wie die Zinskosten, Projektentwicklungskosten, Kosten für Lizenzen und Genehmigungen und Versicherungen für den Zeitraum vor der Inbetriebnahme. Diese „weichen“ Kosten werden mit zu den Owner’s cost gezählt.

Die Kapitalkosten eines Elektrolyseurs und der Sekundärsysteme bilden sich aus verschieben Bestandteilen. Einige der wichtigsten Bestandteile sind:

- Kosten der Elektrolyseanlage (EPC)
- Kosten der Wasserstoffzapfsäule (EPC)
- Kosten der Speichertanks (EPC)
- Installationskosten (EPC)
- Netzanschlusskosten (Owner’s cost)
- Versicherungen vor Inbetriebnahme (Owner’s Cost)

Es sind noch weitere Kostenstellen möglich, wie z.B. Transportkosten oder Kosten zur Bodenpräparation. Es ist schwer abzuschätzen, wie hoch die genauen einzelnen Kosten der aufgeführten Punkte sind. Daher wird zur weiteren Berechnung der spezifische Leistungspreis in €/kW genutzt. Dieser umfasst die aufgeführten Punkte. Daraus ergibt sich der Vorteil, dass sich die endgültigen Kosten für ein Kilogramm Wasserstoff berechnen lassen, ohne die tatsächliche installierte Leistung der Anlage zu kennen. Studien ordnen den spezifischen Leistungspreis von ca. 656 €/kW [6] bis ca. 1500 €/kW [7] ein. Der spezifische Leistungspreis bezieht sich auf die elektrische Eingangsleistung des Elektrolyseurs.

Zu den Kapitalkosten des Elektrolyseurs kommen bei dessen Speisung mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen die Kapitalkosten der jeweiligen Erzeugungsanlage hinzu. Die wichtigsten Kostenpunkte verhalten sich ähnlich zu den Kostenpunkten der Elektrolyseanlage.

Bei WKA kann von spezifischen Kapitalkosten von etwa 1500 €/kW [19] ausgegangen werden. Darin sind die Kosten für die Planung, Installation, Netzanschluss etc. inbegriffen. Auch bei einer WKA lassen sich mit Hilfe des spezifischen Leistungspreises die Stromgestehungskosten errechnen, ohne die genaue Kapazität der WKA kennen zu müssen.

Das Kapital eines Projektes kommt in der Regel aus zwei Quellen: aus Fremdkapital und Eigenkapital. Das Fremdkapital bezeichnet Kredite, die von Banken ausgegeben werden. Eigenkapital bezeichnet das Geld, welches vom Eigentümer selbst oder von Investoren (keine Banken) dem Eigentümer für das Projekt zur Verfügung gestellt wird. Die Geldgeber nehmen einen Zins, der auch bei der Berechnung der Gasgestehungskosten berücksichtigt werden muss. Fremdkapital ist meist nicht so hoch verzinst wie Eigenkapital. Um eine gleichmäßige Rückzahlung des Kredites inklusive Zinsen zu ermöglichen, wird mit der Annuitätenmethode eine Rückzahlungszins ermittelt, bei dem der zu zahlende Betrag immer gleich hoch ist.

$$Annuität = \frac{WACC * (1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1} \qquad \text{Gl. 17}$$

WACC steht für weighted average cost of capital. Die Berechnung ist notwendig, da Fremd- und Eigenkapital unterschiedlich hoch verzinst sind. Der WACC wird nach der folgenden Formel gebildet (Gl. 18). Falls kein Fremdkapital benötigt oder verwendet wird, muss nichtdestotrotz ein Kapitalzins für das Eigenkapital angenommen werden. Dieser Eigenkapitalzins sollte mindestens die Inflation ausgleichen, jedoch im besten Fall auch für eine ausreichende Rendite sorgen.

$$WACC = Eigenkapital * Anteil\ am\ Gesamtkapital + Fremdkapital * Anteil\ am\ Gesamtkapital \quad \text{Gl. 18}$$

6.2 Betriebs- und Instandhaltungskosten

Die Betriebs- und Instandhaltungskosten (im Englischen operation- und maintenace cost, O&M cost) bezeichnen die Kosten, welche beim Betreib der Anlage anfallen. Dazu gehören unter anderen Personalkosten, Wartungskosten, Grundstückskosten und Versicherungskosten. Die Betriebs- und Instandhaltungskosten werden als Prozentsatz der Kapitalkosten geschätzt und fließen somit in die Berechnung der Gasgestehungskosten ein. Bei Power to Gas Anlagen können diese Kosten mit 4 % der Kapitalkosten angenommen werden [4]. Es ist jedoch sehr schwer diese Kosten pauschal abzuschätzen, und können je nach Projekt und Lage unterschiedlich ausfallen.

6.3 Stromkosten

Die Stromkosten sind ein wesentlicher Bestandteil der Gasgestehungskosten und machen den größten Anteil aus. Die genaue Höhe der Kosten pro kWh hängt davon ab, wie der Strom bezogen wird. Bei einem Bezug über das öffentliche Stromnetz ist der zu zahlende Strompreis abhängig von der Menge an bezogenem Strom pro Jahr. Für einen Industriepreis von 9,27 ct/kWh zzgl. Steuern, Abgaben und Umlagen im Jahr 2020 muss der Strombezug bei mehr als 160.000 kWh pro Jahr liegen [15]. Die zusätzlichen Steuern, Abgaben und Umlagen belaufen sich auf 9,28 ct/kWh. In Summe ist dies ein Preis von 18,55 ct/kWh für das Jahr 2020. Für Haushalte kostete die Kilowattstunde im Jahr 2019 im Durchschnitt 31,37 ct [15].

Bei selbst produziertem Strom mittels WKA lassen sich die Kosten nicht so einfach absehen. Mehrere Faktoren fließen in die Stromgestehungskosten ein. Des Weiteren sind auch je nach Art des Anschlusses unterschiedliche Umlagen und Abgaben zu zahlen.

$$SK = \frac{spezifische\ CAPEX * (Annuität + O\&M)}{VLS} \quad \text{Gl. 19}$$

Die spezifischen CAPEX können, wie in Kapitel 6.1 beschrieben, mit 1500 €/kW angenommen werden. Die Annuität ist schwer vorauszusagen, da sie von Faktoren wie der Finanzlage, der Marktsituation und von der Dauer des Tilgungszeitraums abhängt. Daher wurde der Kreditzins auf 7 % und die Tilgungsperiode auf 20 Jahre geschätzt. Daraus ergibt sich eine Annuität von 9,44 % (Gl. 20).

$$Annuität = \frac{0{,}07 * (1 + 0{,}07)^{20}}{(1 + 0{,}07)^{20} - 1} = 0{,}0944 \triangleq 9{,}44\ \%$$ Gl. 20

Die Volllaststunden haben einen weiteren Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Für die E-53 am Standort Beckum wurden im Kapitel 4.1.1 die Volllaststunden auf 1.549 h errechnet. Die Unterhaltungskosten der WKA werden mit 2% der Kapitalkosten angenommen. Auf Grundlage dieser Annahmen lassen sich Stromgestehungskosten von 11,08 ct/kWh für die E-53 errechnen.

$$SK = \frac{1500\ €/kW * (0{,}0944\ a^{-1} + 0{,}02\ a^{-1})}{1549\ h/a} = 0{,}1108\ €/kWh$$ Gl. 21

Abhängig von der Kopplung der Erzeugungsanlage mit dem Elektrolyseur und dem Stromnetz können zu den Stromgestehungskosten, noch weitere Kosten durch Steuern, Abgaben und Umlagen auf die erzeugten Energiemengen hinzukommen. Diese müssen bei der Berechnung der Gasgestehungskosten berücksichtigt werden.

Die E-30 kommt auf 2302 Volllaststunden, somit ergibt sich unter den gleichen Kapitalkosten wie bei der E-53 Stromgestehungskosten von 7,45 ct/kWh

Eine PV-Anlage kommt in Deutschland im Durchschnitt etwa auf 900 Volllaststunden. Bei Investitionskosten von 1000 bis 1400 €/kW [19] ergeben sich nach Gleichung 21 die Stromgestehungskosten von 13,82 bis 19,35 ct/kWh. Große Freiflächenanlagen können auch mit geringeren Investitionskosten realisiert werden, die zwischen 1000 - 500€/kW liegen [19]. Hier würden die Stromgestehungskosten auf 6,9 ct/kWh abfallen. Die Unterhaltungskosten mit 3 % der Investitionskosten einbezogen. Die Annuität wurde wie bei den Stromgestehungskosten einer WKA mit 9,44 % angenommen.

$$SK = \frac{1000\ €/kW * (0{,}0944\ a^{-1} + 0{,}03\ a^{-1})}{900\ h/a} = 0{,}1382\ €/kWh$$ Gl. 21

Die EEG-Umlage kann, abhängig von der Art des Anschlusses und der Versorgung, entfallen, teilweise entfallen oder nicht entfallen. Nach § 61a EEG 2017 entfällt die EEG-Umlage komplett, wenn der Elektrolyseur sich als Eigenversorger durch eine direkt gekoppelte erneuerbare Erzeugungsanlage versorgt und Strom aus der Anlage, der nicht selbst verbraucht wird, keine Zahlungen nach Teil 3 des EEG 2017 in Anspruch nimmt. Zahlungen nach Teil drei sind Marktprämien, Einspeisevergütung und Mieterstromzuschlag. Die Erwirtschaftung der Stromgestehungskosten muss also allein durch die zum jeweiligen Zeitpunkt herrschenden Marktpreise erreicht werden. Ebenso entfällt die EEG-Umlage, wenn die Erzeugungsanlage weder mittelbar

noch unmittelbar an ein Versorgungsnetzt angeschlossen ist, sich also im Inselbetrieb befindet. Daraus folgt, dass der Elektrolyseur den gesamten Strom der Erzeugungsanlage selbst verbrauchen muss.

7 Gasgestehungskosten

Die Gasgestehungskosten werden in ähnlicher Weise wie die Stromgestehungskosten in Kapitel 6.3 errechnet.

$$GK = \frac{k_0 * (a + k_{O\&M})}{VLS * \eta_{Elektrolyse}} + \frac{(k_{Strom} + k_{AUS})}{\eta_{Elektrolyse}} \quad \text{Gl. 22}$$

Es wird mit dem spezifischen Leistungspreis k_0, bezogen auf die elektrische Eingangsleistung des Elektrolyseurs, gerechnet. Dieser spezifische Leistungspreis beinhaltet die Beschaffungs- und Installationskosten des Elektrolyseurs sowie die Kosten der notwendigen Sekundärsysteme. Die Annuität a wurde nach Gleichung 17 auf 9,44 % berechnet. Somit wurde der Kreditzins wie bei den Stromkosten mit 7 % und die Tilgungsperiode auf 20 Jahre festgelegt. Die O&M-Kosten wurden auf 4 % des CAPEX geschätzt und der Wirkungsgrad der Elektrolyse wird mit 70 % angenommen.

Nach Gleichung 22 teilen sich die Stromgestehungskosten in einen fixen und einen variierenden Teil auf. Der fixe Teil umfasst die Investitionskosten, die Kapitalkosten und die Unterhaltungskosten. Diese Kosten sind nach dem Bau der Anlage nicht mehr zu ändern, lediglich kann die Zahl der Volllaststunden variieren.

$$k_{fix} = \frac{k_0 * (a + k_{O\&M})}{VLS * \eta_{Elektrolyse}} \quad \text{Gl. 23}$$

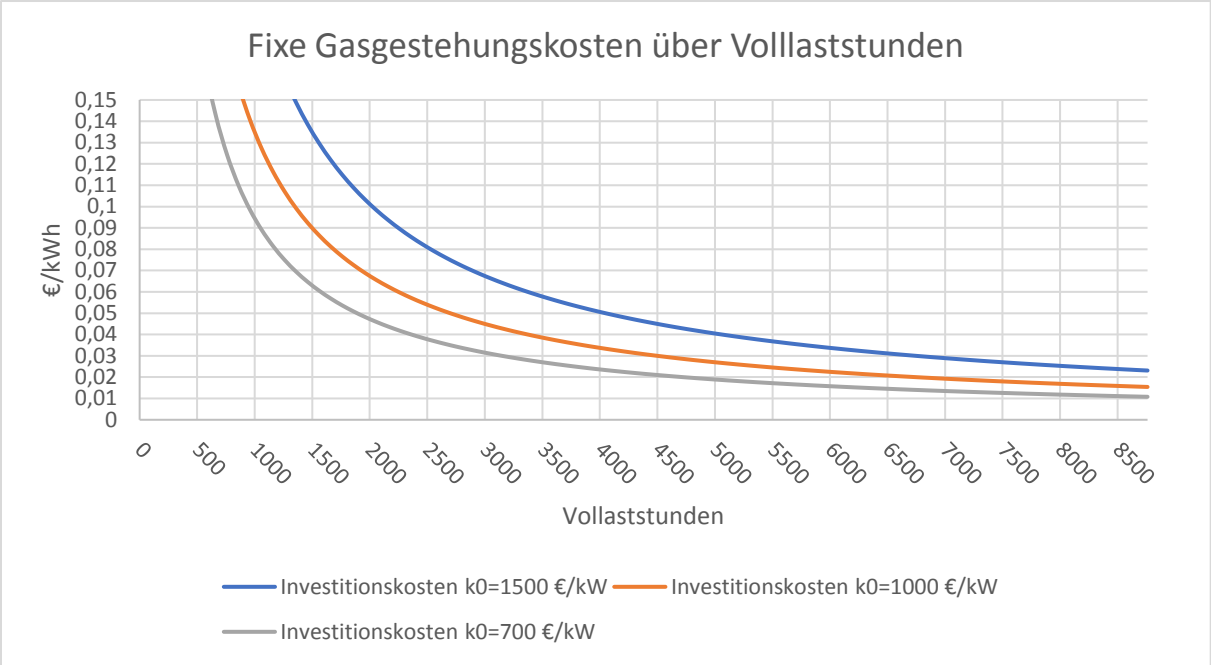

Abbildung 9: Anteil der fixen Gasgestehungskosten über die Volllaststunden.

Abbildung 9 zeigt den Fixkostenanteil der Gasgestehungskosten über die Anzahl der Volllaststunden auf. Bei Investitionskosten von 700 €/kW fällt der Fixkostenanteil schon bei 2000 Volllaststunden unter 5 ct/kWh, während bei Investitionskosten von 1500 €/kW die 5 ct/kWh erst bei ca. 4000 Volllaststunden unterschritten werden.

Die variierenden Kosten entstehen zum einen durch die Stromkosten und zum anderen durch zusätzliche Kosten durch Ablagen, Umlagen und Steuern, welche von der Art des Strombezugs und bei Netzstrom von dem abgeschlossenen Stromtarif abhängig sind. Die Analyse dieser Kosten wird Teil der Sensitivitätsanalyse in Kapitel 8 sein.

$$k_{var} = \frac{k_{Strom} + k_{AUS}}{\eta_{Elektrolyse}} \qquad \text{Gl. 24}$$

7.1 Vergleich der Wasserstoffkosten mit konkurrierenden Treibstoffkosten

Der Wasserstoffpreis ist künstlich auf 9,50 €/kg von der Clean Energy Partnership festgesetzt. Dadurch soll Wasserstoff im Preis konkurrenzfähig zu fossilen Treibstoffen sein. Der Verbrauch von Brennstoffzellenfahrzeugen liegt z.B. bei dem Hyundai Nexo bei ca. 1 kg/100 km. Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch für Autos mit Otto-Motoren liegt bei 7,8 l/100 km [20]. Der durchschnittliche Benzinpreis beträgt etwa 1,432 €/l [21], der Kraftstoffverbrauch liegt bei Diesel-Motoren im Schnitt bei 7 l/100 km [20] und der Durchschnittpreis für Dieselkraftstoff liegt bei ca. 1,267 €/l [21]. Bei Erdgasautos, die CN-Gas als Kraftstoff nutzen, liegt

z.B. der Verbrauch eines Seat Leon etwa bei 4 kg/100 km [22] und der Preis für einen Kilogramm CNG (H-Gas) bei etwa 1,13 €/kg [23]. Der Verbrauch bei reinen Elektroautos geht stark auseinander. Der Hyundai Ioniq Elektro Style verbraucht nur 14,7 kWh/100 km, während der Nissan e-NV200 Evalia (40 kWh) mit 28,1 kWh/100 km fast das doppelte an Energie verbraucht [24]. Daraus lassen sich die Kosten für 100 Kilometer für den jeweiligen Kraftstoff errechnen, die in Tabelle 2 angegeben sind.

Kraftstoff	Durchschnittsverbrauch	Durchschnittliche Kosten	Kosten auf 100 km
Diesel	7,0l/100 km	1,267 €/l	8,87 €/100 km
Benzin	7,8 l/100 km	1,432 €/l	11,17 €/100 km
CNG (H-Gas)	4,0 kg/100 km	1,130 €/kg	4,52 €/100 km
Wasserstoff	1,0 kg/100 km	9,500 €/kg	9,50 €/100 km
Strom	14,7-28,1 kWh/100 km	0,314 €/kWh	4,39-8,78 €/100 km

Tabelle 3: Vergleich verschiedener Kraftstoffkosten.

Die meisten Kosten weist der Kraftstoff Benzin auf, diese liegen bei 11,17 €/100 km. Am geringsten sind die Kosten für fossile Brennstoffe mit dem Kraftstoff CNG, sie belaufen sich auf 4,52 €/100 km. Der günstige Kraftstoffpreis von 1,13 €/kg kommt jedoch durch eine steuerliche Bevorteilung zustande, die in den kommenden Jahren iterativ abgebaut wird. Ab dem 01.01.2027 wird das kg CNG mit 40,7 ct/kg besteuert, zurzeit sind es 17,79 ct/kg [25]. So wird der Preis um 22,91 ct/kg auf 1,359 €/kg steigen. Bei Wasserstoff kann davon ausgegangen werden, dass mit einer weiteren Erforschung der Technologie auf der Herstellungsseite sowie auf der Verbraucherseite durch eine Förderung des Bundes und durch Skalen- und Lerneffekte die Kosten in den kommenden Jahren sinken werden.

8 Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseures unter Analyse verschiedener Sensitivitäten

8.1 Einfluss variierender Abnahmemengen von Wasserstoff an Pkw auf die Wirtschaftlichkeit

Die Abnahmemenge an Wasserstoff ist eine erhebliche Größe, die einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs hat. Im Sommer 2019 belief sich die Zahl der zugelassenen Wasserstoffautos auf 386 Fahrzeuge in der gesamten Bundesrepublik Deutschland [26]. So ist die genaue Anzahl an Wasserstoffautos im Umkreis von Beckum nicht genau zu ermitteln, es wird aber davon ausgegangen, dass die Zahl im einstelligen Bereich liegt. Bei einer derart geringen Menge ist die Wirtschaftlichkeit nicht realisierbar, da der Elektrolyseur eine

bestimmte Mindestanzahl an Volllaststunden erreichen muss, um die Gasgestehungskosten ausreichend abzusenken. Ende Januar 2020 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine „nationale Wasserstoffstrategie“ ausgearbeitet und vorgelegt. In dieser Strategie ist unteranderem das Ziel formuliert, 20 % des Energiebedarfs des Verkehrs aus erneuerbaren Energien bereitzustellen. Dieses Ziel soll durch eine Förderung mit 2,1 Milliarden Euro für Kaufzuschüsse für Pkw mit Brennstoffzellentechnologie bis 2023 erreicht werden. Des Weiteren sollen Wasserstofftankinfrastrukturen mit 3,4 Milliarden Euro unterstützt werden [27]. Durch diese Förderung des Bundes könnte sich die Anzahl an zugelassenen Wasserstoffautos in Deutschland in den kommenden Jahren und somit auch die Nachfrage an Wasserstoff im Mobilitätssektor erhöhen.

Um eine Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs zu verwirklichen, dürfen die Gasgestehungskosten nicht über den künstlich festgelegten Preis von 9,50 €/kg steigen. Zu beachten sind eventuelle Steuern. Es wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff beim Verkauf an Tankstellen nur mit einer Mehrwertsteuer von 19 % belastet wird. Daraus resultiert ein Nettopreis von 7,983 €/kg.

$$VLS = \frac{k_0 * (a + k_{O\&M})}{GK * \eta_{Elektrolyse} - k_{Strom} + k_{AUS}} \qquad \text{Gl. 25}$$

Mit Gleichung 25 können die Volllaststunden des Elektrolyseurs, welche die Anlage mindestens laufen muss, um den gegebenen Gaspreis nicht zu überschreiten, errechnet werden. Die Gleichung ist jedoch nur sinnvoll anzuwenden, wenn das Ergebnis zwischen 0 und 8760 h/a liegt. Weiterhin wird das Ergebnis negativ, wenn der Term im Nenner der Gleichung kleiner 0 wird. Die Gleichung ist für $GK * \eta_{Elektrolyse} - k_{Strom} + k_{AUS} = 0$ nicht definiert.

In Kapitel 6.1 wird beschrieben, dass die spezifischen Investitionskosten zwischen 656 €/kW und 1500 €/kW liegen. Abbildung 10 zeigt die erforderlichen Mindestvolllaststunden über die Stromkosten für unterschiedliche spezifische Investitionskosten bei einem zu erzielenden Nettogaspreis von 7,983 €/kg (0,203 €/kWh). Es ist zu erkennen, dass die erforderlichen Mindestvolllaststunden mit den Stromkosten sinken. In Kapitel 6.3 wurde errechnet, dass eine Enercon E-53 am Standort Beckum Stromgestehungskosten von 11,08 ct/kWh aufweist. Mit diesen Stromkosten müsste der Elektrolyseur bei 1.500 €/kW spezifischen Investitionskosten mindestens 6.503 Volllaststunden pro Jahr aufweisen. Bei spezifischen Investitionskosten von 1.000 €/kW sind es noch etwa 4.336 Vollaststunden und bei Investitionskosten von 700 €/kW sind es

3.035 Volllaststunden. Wenn der Elektrolyseur diese Anzahl an Volllaststunden aufbringen soll, muss sichergestellt sein, dass die Nachfrage an Wasserstoff hoch genug ist.

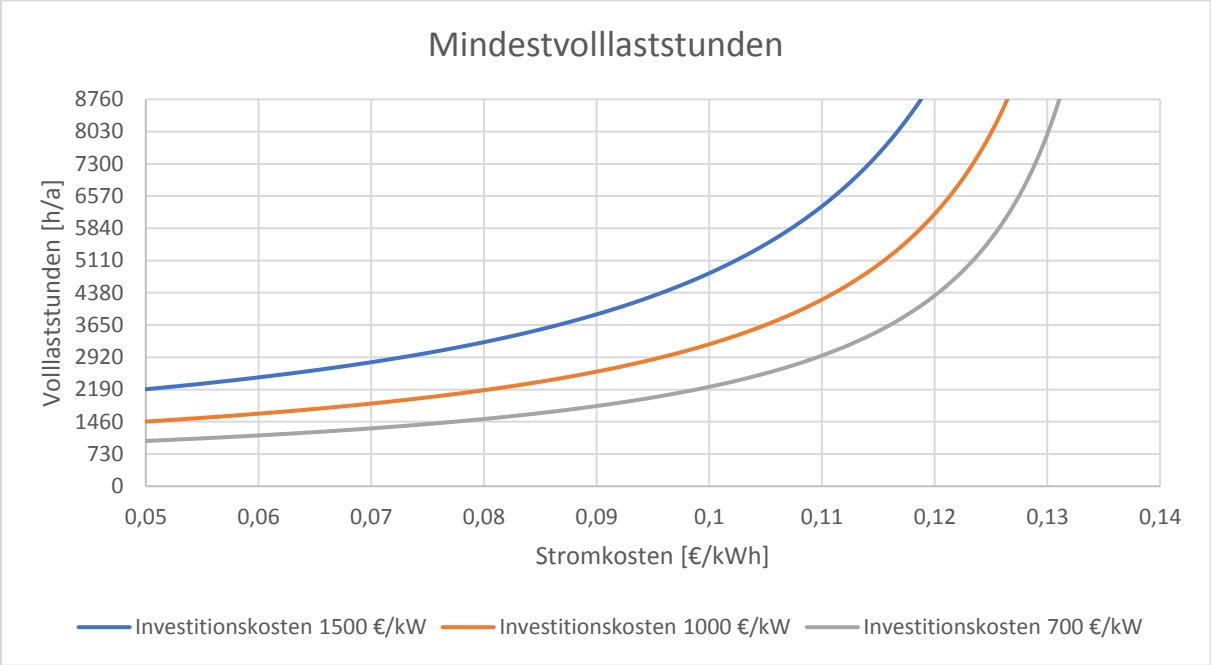

Abbildung 10: Erforderliche Mindestvolllaststunden über den Strompreis für verschiedene Investitionskosten bei einem Gaspreis (netto) von 7,983 €/kg.

Der Elektrolyseur ME450/1400 der Firma H-TEC hat eine Nominalleistung von 1 MW. Bei einem angenommenen Investitionspreis von 1500 €/kW muss der Elektrolyseur in einem Jahr 6.503 Volllaststunden aufbringen, um den Nettopreis von 7,983 €/kg Wasserstoff bei Stromkosten von 11,08 ct halten zu können. Daraus ergibt sich eine elektrische Energie von 6.503 MWh/a. Mit einem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 70%, unter Berücksichtigung der Verluste der Verdichtung, produziert der Elektrolyseur 4.552,1 $MWh_{H_2}\ a^{-1}$. Mit dem oberen Heizwert von 39,31 kWh kg^{-1} ergibt das eine Masse von 115,5 t Wasserstoff pro Jahr. Bei einem durchschnittlichen Fassungsvermögen von 5 kg pro Tank lassen sich damit 23.101 Autos pro Jahr betanken. Bei 52 Wochen pro Jahr ergeben sich pro Woche eine notwendige Abnahmemenge von ca. 444 Tankfüllungen zu je 5 kg. Die erforderlichen Mindestproduktionsmengen der Elektrolyseure finden sich in den Tabellen 3 und 4 wieder.

Investitionskosten	**1500 €/kW**	**1000 €/kW**	**700 €/kW**	**500 €/kW**
Vollaststunden bei 11,08 ct/kWh [h/a]	6503,43	4335,62	3034,93	2167,81
elektrische Energie [MWh/a]	6503,43	4335,62	3034,93	2167,81
Produzierte Masse Wasserstoff [t/a]	115,51	77,01	53,91	38,50
Tankfüllungen pro Jahr	23102,77	15401,85	10781,29	7700,92
Tankfüllungen pro Woche	444,28	296,19	207,33	148,09
Wasserstoffautos im Einzugsgebiet (gerundet)	889,00	592,00	415,00	296,00

Tabelle 4: Produktionsdaten des Elektrolyseurs ME450/1400 (1 MW) der Firma H-TEC bei Mindestvolllaststunden nach Abbildung 10 bei Stromgestehungskosten von 11,08 ct/kWh.

Der Elektrolyseur muss für die Wirtschaftlichkeit auch bei angenommenen Investitionskosten von 500 €/kW mindestes 2167,8 Volllaststunden aufweisen. Die E-53 kann jedoch die Energiemenge, welche für 2167,8 Volllaststunden eines 1 MW Elektrolyseur gar nicht produzieren, weshalb ein Elektrolyseur mit einer kleinen Eingangsleistung gewählt werden muss. Für den Elektrolyseur ME100/350 der Firma H-TEC mit einer Nominalleistung von 225 kW sind die Ergebnisse der gleichen Rahmenbedingungen in Tabelle 4 aufgeführt.

Der Energieertrag der E-53 belief sich auf 1.254 MWh im Jahr. Die Mindestvollaststunden sind direkt proportional zur Abnahmemenge des Wasserstoffs, je geringer die Erforderlichen Mindestvolllaststunden desto kleiner ist die notwendige Abnahmemenge an Wasserstoff. Mit niedrigeren Investitionskosten sinkt auch die Mindestanzahl an Volllaststunden und dadurch die Mindestabnahmemenge an Wasserstoff pro Jahr. Unter der Annahme, dass ein Pkw alle zwei Wochen eine Tankfüllung verbraucht, ergeben sich für den Elektrolyseur mit 1 MW elektrischer Leistung mindestens 889 notwendige Zulassungen im Umkreis der Tankstelle. Für den kleineren Elektrolyseur mit 225 kW elektrischer Leistung ergeben sich etwa 200 notwendige zugelassene Brennstoffzellenautos im Umkreis der Tankstelle.

Investitionskosten	**1500 €/kW**	**1000 €/kW**	**700 €/kW**	**500 €/kW**
Vollaststunden bei 11,08 ct/kWh [h/a]	6503,43	4335,62	3034,93	2167,81
elektrische Energie [MWh/a]	1463,27	975,51	682,86	487,76
Produzierte Masse Wasserstoff [t/a]	25,99	17,33	12,13	8,66
Tankfüllungen pro Jahr	5198,12	3465,42	2425,79	1732,71
Tankfüllungen pro Woche	99,96	66,64	46,65	33,32
Wasserstoffautos im Einzugsgebiet (gerundet)	200,00	133,00	93,00	67,00

Tabelle 5: Produktionsdaten des Elektrolyseurs ME450/1400 (1 MW) der Firma H-TEC bei Mindestvolllaststunden nach Abbildung 10 bei Stromgestehungskosten von 11,08 ct/kWh.

Um das Einzugsgebiet zu erhöhen, wäre es möglich, mit dem produzierten Wasserstoff eines Elektrolyseurs mehrere Wasserstofftankstellen zu versorgen. Die Versorgung der Tankstellen müsste jedoch durch eine Belieferung mit Lkw verwirklicht werden. Das führt zu weiten Kosten, die unter Umständen eine wieder höhere erforderliche Anzahl an Volllaststunden und somit auch eine höhere Nachfrage voraussetzten.

8.2 Einfluss von unterschiedlicher Speisung des Elektrolyseurs auf die Wirtschaftlichkeit

Die Speisung des Elektrolyseurs hat einen entscheidenden Einfluss auf dessen Wirtschaftlichkeit. Während die Investitionskosten des Elektrolyseurs einen Teil der Kosten ausmachen, bestimmen den anderen Teil die Stromkosten. Je nach Art des Strombezugs variieren die Stromkosten und damit auch die Gasgestehungskosten. Grundsätzlich gilt es, die Stromkosten so gering wie möglich zu halten, um eine Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs zu erreichen. In den nachfolgenden Kapiteln wird ermittelt, mittels welcher Speisung des Elektrolyseurs die Gasgestehungskosten am günstigsten ausfallen und somit eine Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs am ehesten gegeben ist.

Die Gasgestehungskosten werden mit der in Kapitel 7 vorgestellten Gleichung 22 berechnet

$$GK = \frac{k_0 * (a + k_{O\&M})}{VLS * \eta_{Elektrolyse}} + \frac{(k_{Strom} + k_{AUS})}{\eta_{Elektrolyse}} \qquad \text{Gl. 22}$$

Die Annuität wurde immer mit 9,44% angenommen, die Kosten für Betrieb und Instandhaltung mit 4% der Investitionskosten und der Elektrolysewirkungsgrad mit 70%. In dem Wirkungsgrad ist der energetische Aufwand zu Verdichtung berücksichtigt.

8.2.1 Speisung mit lokal erzeugten erneuerbaren Energien

8.2.1.1 Speisung mit lokal erzeugtem Photovoltaikstrom

Die Speisung des Elektrolyseurs mit lokal erzeugtem Photovoltaikstrom hat den Vorteil, dass der Strom zu fast zu 100% frei von Treibhausgasemissionen ist. Nachteilig ist jedoch die große Fläche, welche benötigt wird, um eine ausreichende Menge an Wasserstoff zu produzieren. Ein weiteres Problem stellt die geringe Sonneneinstrahlung in den Wintermonaten dar. Demgegenüber steht die über das Jahr relativ gleichmäßige Nachfrage an Kraftstoff im Mobilitätssektor. Wenn eine PV-Anlage darauf ausgelegt ist, in den Sommermonaten ausreichend Strom zu Elektrolyse bereitzustellen, kann im Winter der Strombedarf des Elektrolyseurs nicht mehr durch die PV-Anlage gedeckt werden, da die benötigte Fläche im Winter größer ist als im Sommer. Anders könnte die Anlage für die ausreichende Stromgenerierung in den Wintermonaten ausgelegt werden, sodass der Elektrolyseur nicht unterversorgt ist. Es ergibt sich dadurch in den Sommermonaten jedoch ein überdimensioniertes Stromangebot. Weiterhin kommt es durch einen großen Flächenbedarf der PV-Anlage zu hohen Grundstücks- oder Pachtkosten.

$$A = \frac{m_{Wasserstoff}}{\sigma} = \frac{200\ kg/Monat}{0{,}071\ kg/m^2\ Monat} = 2816{,}9\ m^2 \qquad \text{Gl. 26}$$

Die benötigte Fläche an PV-Modulen im Winter nach Gleichung 26, bei einer Wasserstoffabnahme von 10 Tanks zu 5 kg in einer Woche, wäre in den Wintermonaten bei einer spezifischen Wasserstoffproduktion von 0,071 kg/m² Monat etwa 2.816,9 m² groß.

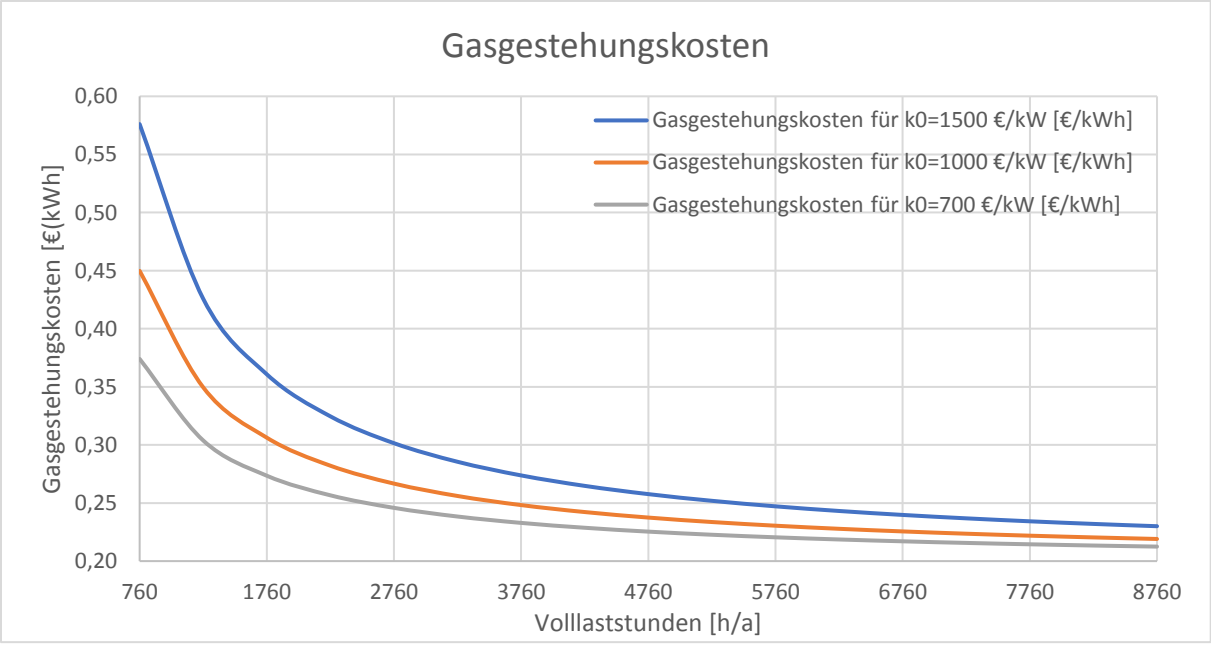

Abbildung 11: Gasgestehungskosten bei direkter Kopplung mit einer PV-Anlage bei Stromkosten von 13,82 ct/kWh.

Die Gasgestehungskosten bei einer Kopplung des Elektrolyseurs mit einer PV-Anlage sind in Abbildung 11 dargestellt. Es wird ersichtlich, dass die Stromgestehungskosten bei 900 Volllaststunden den Gaspreis von 20,26 ct/kWh nicht unterschreiten können. Auch bei deutlich geringeren Stromkosten von 6,9 ct/kWh bedingt durch geringere Investitionskosten bei Freiflächen PV-Anlagen von 500 €/kW, können die Gasgestehungskosten bei 900 Volllaststunden nur auf 24,8 ct/kWh abgesenkt werden. Somit ist die Wirtschaftlichkeit bei einer Kopplung mit PV-Anlagen aufgrund der geringen erzielbaren Anzahl an Volllastsunden nicht gegeben.

8.2.1.2 Speisung mit lokal erzeugtem Windstrom

Eine Möglichkeit, den Elektrolyseur zu speisen, ist die direkte Kopplung mit einer Windkraftanlage. Wenn sich die WKA im Inselbetrieb befindet, muss bei Eigenversorgung nach § 61a EEG 2017 keine EEG-Umlage gezahlt werden. Bei einer entsprechenden Auslegung und Abstimmung zwischen Elektrolyseur und WKA kann der gesamte produzierte Strom von dem Elektrolyseur abgenommen werden. Sollte der Strom der WKA nicht komplett abgenommen werden, erhöhen sich die Stromgestehungskosten und damit auch die Gasgestehungskosten.

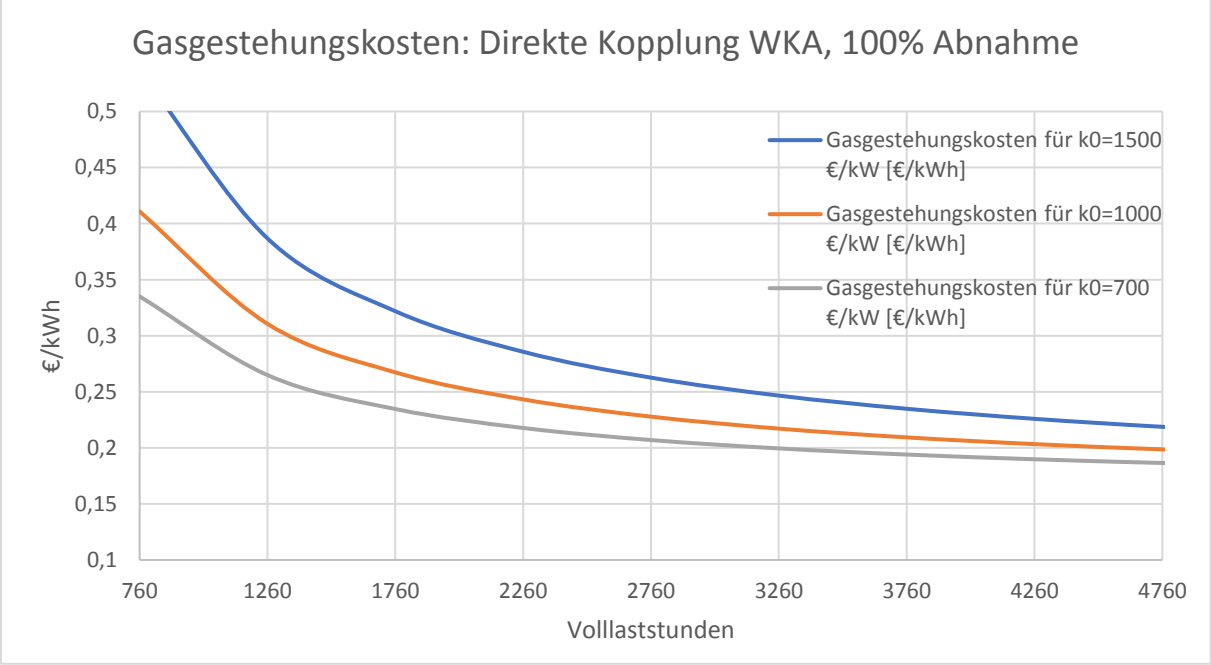

Abbildung 12: Gasgestehungskosten für unterschiedliche Investitionskosten bei direkter Kopplung mit E-53 (11,08) und 100 % Abnahme.

Mit den errechneten Stromgestehungskosten aus Kapitel 6.3 von 11,08 ct/kWh ergeben sich die Gasgestehungskosten über die Volllaststunden in Abbildung 12.

In Kapitel 4.1.1 wurden die Enercon E-53 und die E-30 als Referenzanlagen herangezogen. Diese kommen bei einer normalen Windgeschwindigkeitsverteilung auf 1.549 und 2.302 Volllaststunden pro Jahr. Damit der Elektrolyseur die gesamte produzierte Strommenge abnehmen kann, muss er mindestens die gleiche Eingangsnennleistung haben wie die maximale Ausgangsleistung der WKA. Bei der E-53 sind das 810 kW. Die Gasgestehungskosten bei 1.549 Volllaststunden des Elektrolyseurs liegen bei Investitionskosten von 1500 €/kW bei 34,42 ct/kWh. Bei Investitionskosten von 1000 €/kW liegen sie bei 28,22 ct/kWh und bei Investitionskosten von 700 €/kW bei 24,5 ct/kWh.

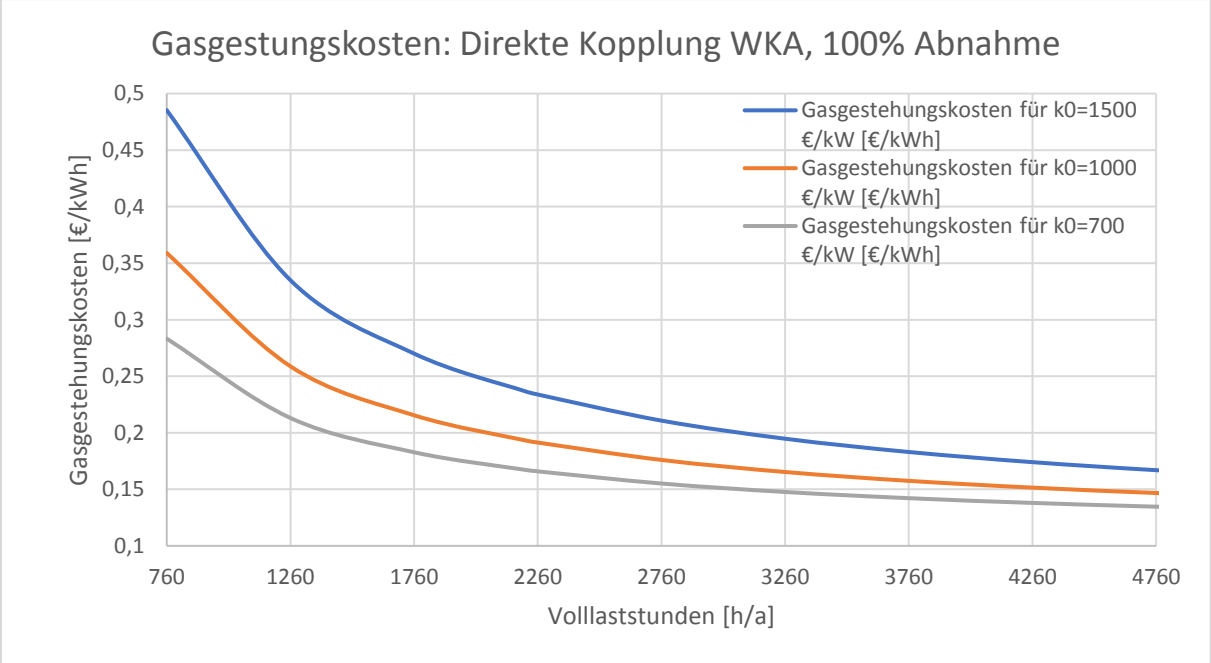

Abbildung 13 Gasgestehungskosten für unterschiedliche Investitionskosten bei direkter Kopplung mit E-30 und 100 % Abnahme Stromgestehungskosten von 7,45 ct/kWh.

Den Gasgestehungskosten bei einer Kopplung mit der E-30 liegen Stromkosten von 7,45 ct/kWh zugrunde und sind in Abbildung 13 dargestellt. Am Standort Beckum kommt die E-30 auf 2302 Volllaststunden. Die Gasgestehungskosten für die gleiche Anzahl an Volllaststunden des Elektrolyseurs liegen für Investitionskosten von 1500 €/kW bei 23,72 ct/kWh, für Investitionskosten von 1000 €/kW bei 19,35 ct/kWh und für Investitionskosten von 700 €/kW bei 16,74 ct/kWh. Somit könnte bei einer direkten Koppelung des Elektrolyseurs mit einer WKA, die Stromgestehungskosten von 7,45 ct/kWh aufweist, unter der Bedingung, dass der produzierte Wasserstoff auch abgenommen wird, ist die Wirtschaftlichkeit für Investitionskosten ab 1000 €/kW gegeben sein. Nach der Methode in Kapitel 8.1 müssen bei einem Wasserstoffpreis von 20,26 ct/kWh und Stromkosten von 7,45 ct/kWh etwa 2010 Volllaststunden erreicht werden. Bei einem Elektrolyseur, der die Ausgangsleistung der WKA vollständig aufnehmen kann

(200 kW), sind das bei einem Elektrolysewirkungsgrad von 70 % etwa 55 Autos, die alle zwei Wochen eine Tankfüllung von 5 kg abnehmen.

Eine andere Möglichkeit besteht darin, den Elektrolyseur mit einer WKA direkt zu koppeln und die WKA auch mit dem Stromnetz zu verbinden, um Strommengen, die der Elektrolyseur nicht abnimmt, ins Netz einzuspeisen. Dadurch kann ein Elektrolyseur mit einer kleineren elektrischen Leistung gewählt werden, um mehr Volllaststunden zu erzielen, ohne dass die WKA abgeregelt werden muss (möglich durch die Überlastfähigkeit von PEM-Elektrolyseuren). Durch eine höhere Anzahl an Volllaststunden können geringere Stromgestehungskosten erreicht werden. Für die eingespeisten Strommengen dürfen keine Förderungen nach dem EEG in Anspruch genommen werden. Der Strom muss direkt vermarktet werden, wodurch keine EEG-Umlage auf die Eigenversorgung anfällt. Es ist jedoch wahrscheinlich, dass die Spotmarktpreise unter den Stromgestehungskosten der Windkraftanlagen liegen. Die Differenz wird als Ausgleichkosten auf die Gasgestehungskosten aufgeschlagen Die durchschnittlichen Spotmarktpreise von Oktober 2018 bis Oktober 2019 lagen bei 41,43 €/MWh (4,14 ct/kWh) [28]. Die Stromgestehungskosten der Referenzanlagen liegen bei 11,08 ct/kWh und 7,45 ct/kWh. Nach Gleichung 27 berechnen sich die Ausgleichskosten. Der Verlauf der Ausgleichkosten ist in Abbildung 13 und 14 dargestellt.

$$k = (SGK - \varnothing_{Spotpreis}) * \frac{(E_{WKA} - E_{Elek.})}{E_{Elek.}} \qquad \text{Gl. 27}$$

Es muss davon ausgegangen werden, dass vor allem bei viel Wind vermehrt in das Stromnetz eingespeist werden muss. Da es zu diesen Zeiten jedoch auch zu einem erhöhten Stromangebot und dadurch zu niedrigeren Spotpreisen an der Strombörse kommt, ist zu vermuten, dass der durchschnittliche Spotpreis von 41,43 €/MWh oft nicht zu erreichen ist.

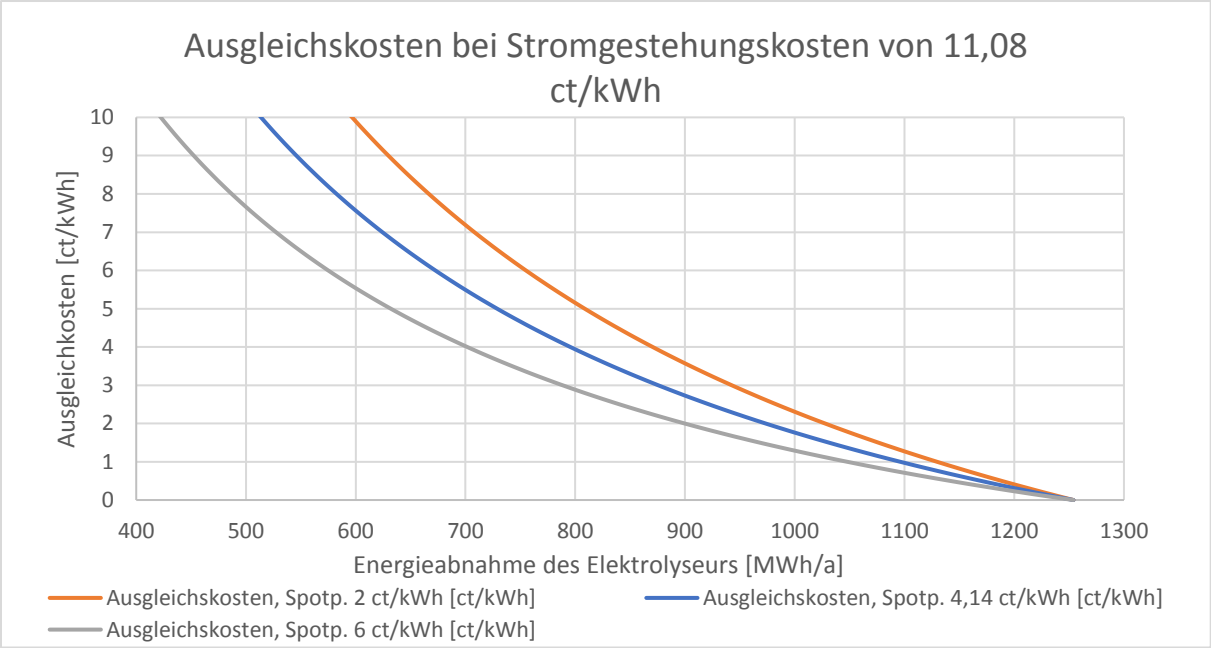

Abbildung 14: Ausgleichskosten bei unterschiedlichen Spotpreisen der Strombörse und Stromgestehungskosten von 11,08 ct/kWh.

Die Ausgleichskosten in Abbildung 14 sind auf der Grundlage der Windkraftanlage E-53 berechnet worden. Die Abbildung zeigt den Verlauf der Ausgleichskosten bei verschiedenen durchschnittlichen Spotpreisen über die abgenommene Energiemenge des Elektrolyseurs bei Stromgestehungskosten von 11,08 ct/kWh. Die maximale Energiemenge, die der Elektrolyseur abnehmen kann, entspricht dem Energieertrag der WKA. Das trifft jedoch nur zu, wenn die Leistung des Elektrolyseurs gleich groß der Leistung der WKA ist. Der zu erwartende Energieertrag der E-53 liegt bei 1.254 MWh/a. Nimmt der Elektrolyseur sämtliche Energie ab, kommt es zu keinen Ausgleichszahlungen. Je weniger Energie vom Elektrolyseur abgenommen wird desto höher werden die Ausgleichskosten. Eine Beurteilung, ob mit den zusätzlichen Ausgleichszahlungen eine wirtschaftliche Produktion von Wasserstoff möglich ist, muss anhand von konkreten Elektrolyseuren geprüft werden (siehe unten).

Die Abbildung 15 zeigt den Verlauf der Ausgleichskosten bei verschiedenen durchschnittlichen Spotpreisen über die Abnahmemenge des Elektrolyseurs auf Grundlage des Energieertrags der WKA E-30 mit 460 MWh/a und Stromgestehungskosten von 7,45 ct/kWh.

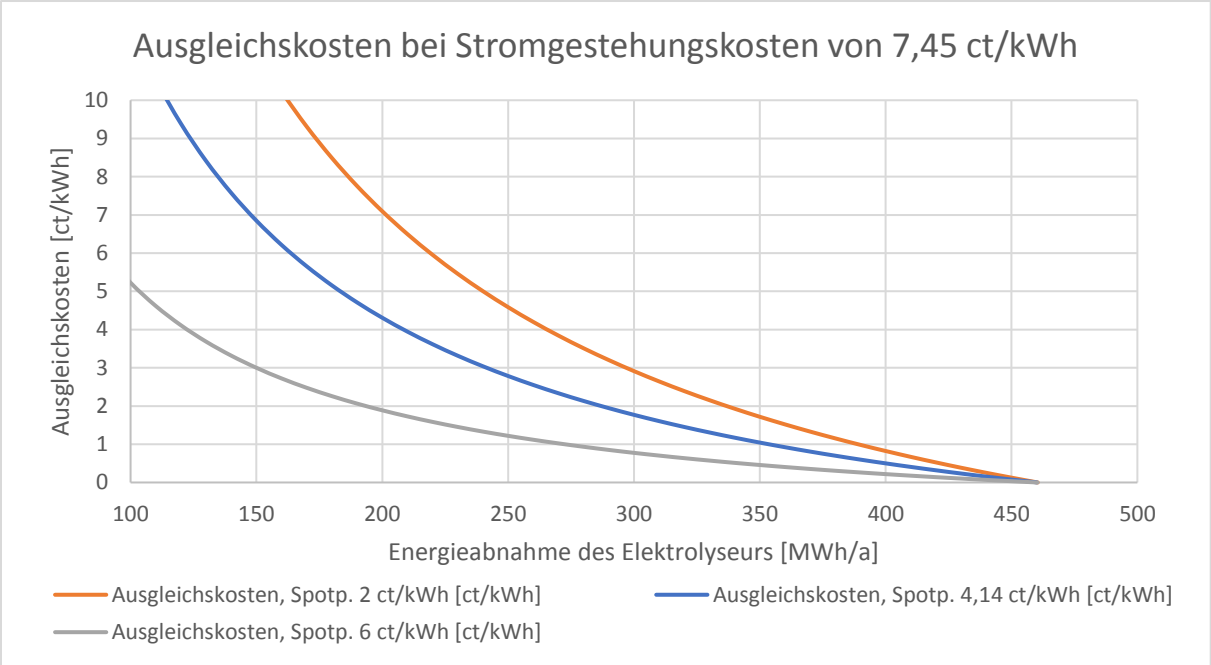

Abbildung 15: Ausgleichskosten bei unterschiedlichen Spotpreisen und Stromgestehungskosten von 7,45 ct/kWh.

In Abbildung 16 sind die Gasgestehungskosten inkl. Ausgleichskosten über die Volllaststunden eines Elektrolyseurs mit 1 MW elektrischer Leistung, Stromgestehungskosten von 11,08 ct/kWh dargestellt. Die Ausgleichskosten wurden mit einem durchschnittlichen Spotpreis von 4,14 ct/kWh mit einbezogen. Es wird eine Kopplung des Elektrolyseurs mit der E-53 simuliert.

Für einen Elektrolyseur mit 1 MW elektrischer Leistung und einem Energieertrag einer WKA mit 1.254 MWh/a betragen die maximalen Volllastsunden 1.254 h/a. Es wird von einer Teillastfähigkeit von bis zu 0% ausgegangen. Bei Investitionskosten von 1500 €/kW liegen die niedrigsten möglichen Gasgestehungskosten auch bei einer vollständigen Abnahme des Energieertrags bei ca. 38,8 ct/kWh. Für Investitionskosten von 1000 €/kWh sind keine niedrigeren Gasgestehungskosten als 31,14 ct/kWh bei 1254 Volllaststunden zu ermöglichen. Bei Investitionskosten von 700 €/kW sinken die Gasgestehungskosten ab 1070 Volllaststunden auf unter 30 ct/kWh.

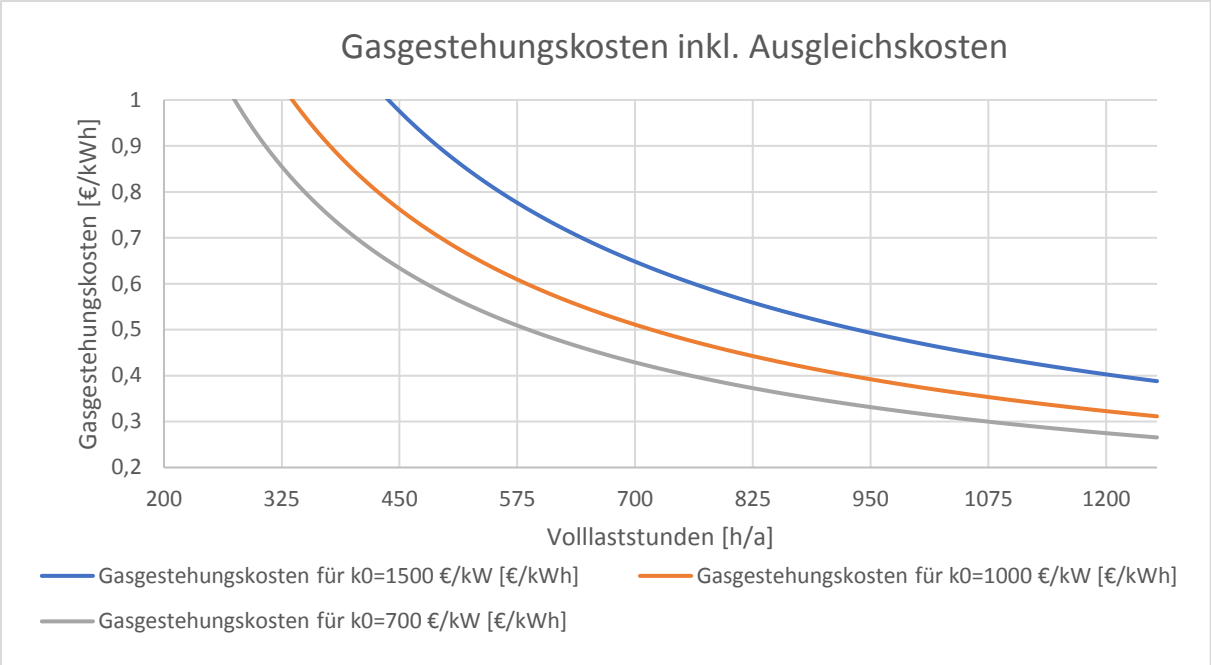

Abbildung 16: Verlauf der Gasgestehungskosten inkl. Ausgleichskosten (auf Grundlage von 4,14 ct/kWh Spotpreis) bei einem Elektrolyseur mit 1 MW elektrischer Leistung mit Kopplung von E-53 (Stromgestehungskosten 11,08 ct/kWh).

Um die Volllaststunden des Elektrolyseurs zu erhöhen, kann die nominale elektrische Leistung niedriger gewählt werden als die Leistung der gekoppelten WKA. Das ist aufgrund der Überlastfähigkeit von PEM-Elektrolyseuren möglich. Durch die Erhöhung der Volllaststunden verringern sich die Gasgestehungskosten nach Gleichung 22. Es ist dann dem Elektrolyseur jedoch nicht mehr möglich, die komplette Leistung der WKA bei entsprechenden hohen Windgeschwindigkeiten abzunehmen. Dadurch kommt es zu einer vermehrten Einspeisung ins Stromnetz, wodurch sich nach Gleichung 27 die Ausgleichskosten erhöhen.

Abbildung 17 zeigt den Verlauf der Gasgestehungskosten bei einer Kopplung des Elektrolyseurs mit einer nominalen Leistung von 225 kW mit einer E-53 bei Gasgestehungskosten von 11,08 ct/kWh. Durch die Überlastfähigkeit des Elektrolyseurs auf bis zu 330 kW und einer Berücksichtigung der Minimallast von 40 kW können bei einer Kopplung mit der E-53 etwa 640 MWh über das Jahr abgenommen werden. Das ergibt sich aus der Ertragslinie der E-53 in Abbildung 7. Bei einer Abnahme von 640 MWh und einer nominalen Leistung von 225 kW ergeben sich 2844 Volllaststunden pro Jahr. Abbildung 17 zeigt auf, dass die Gasgestehungskosten für Investitionskosten von 1500 €/kW bei 2844 Volllaststunden 35,46 ct/kWh betragen. Bei 1000 €/kW Investitionskosten werden die Gasgestehungskosten bei 2844 Volllaststunden auf 32,09 ct/kWh fallen und für 700 €/kW Investitionskosten fallen die Gasgestehungskosten

auf 30,06 ct/kWh für 2844 Volllaststunden. Damit erreichen die Gasgestehungskosten nicht die Grenze der Wirtschaftlichkeit von 20,26 ct/kWh.

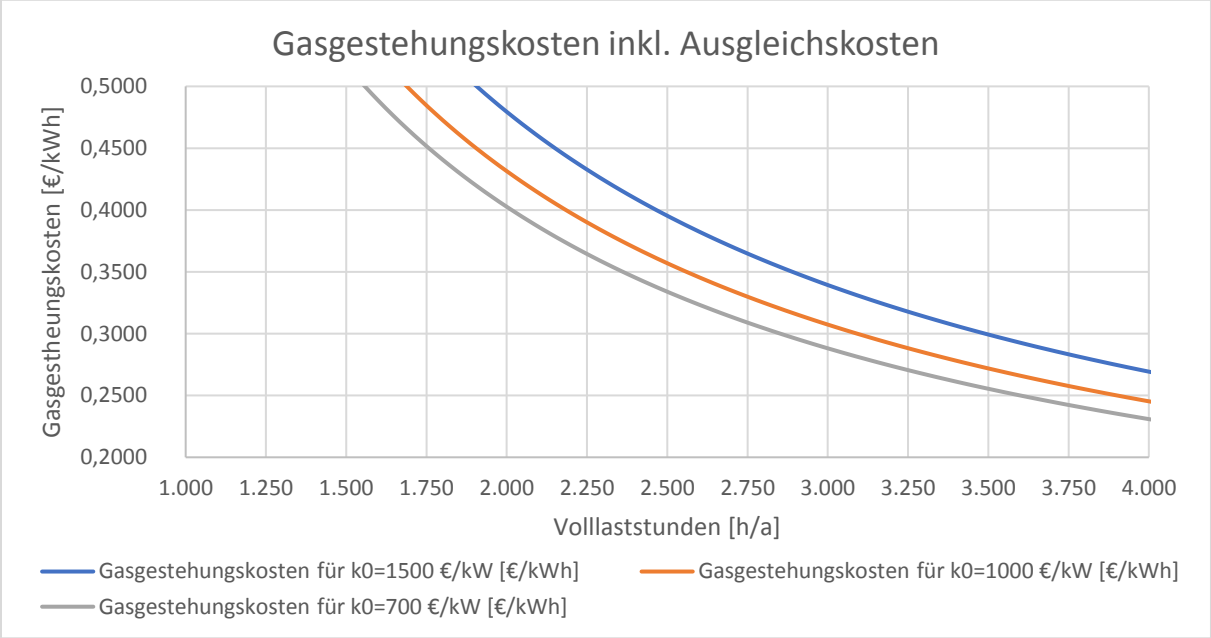

Abbildung 17: Gasgestehungskosten inkl. Ausgleichskosten (auf Grundlage von 4,14 ct/kWh Spotpreis) bei 225 kW Elektrolyseur mit Kopplung von E-53 (Stromgestehungskosten 11,08 ct/kWh).

8.2.2 Speisung mit Netzstrom

Den Elektrolyseur über das Stromnetz zu speisen, stellt eine einfach umzusetzende Variante der Stromversorgung dar. Je nach Abnahmevertrag fallen unterschiedlich hohe Kosten für den bezogenen Strom an. Der Preis für Industriekunden liegt inklusive Abgaben, Umlagen und Steuern bei durchschnittlich 18,55 ct/kWh ab 160.000 kWh für das Jahr 2020 [15]. Nach Gleichung 22 ergeben sich für verschiedene Investitionskosten die Gasgestehungskosten bei Stromkosten von 18,55 ct/kWh, welche in Abbildung 18 dargestellt sind.

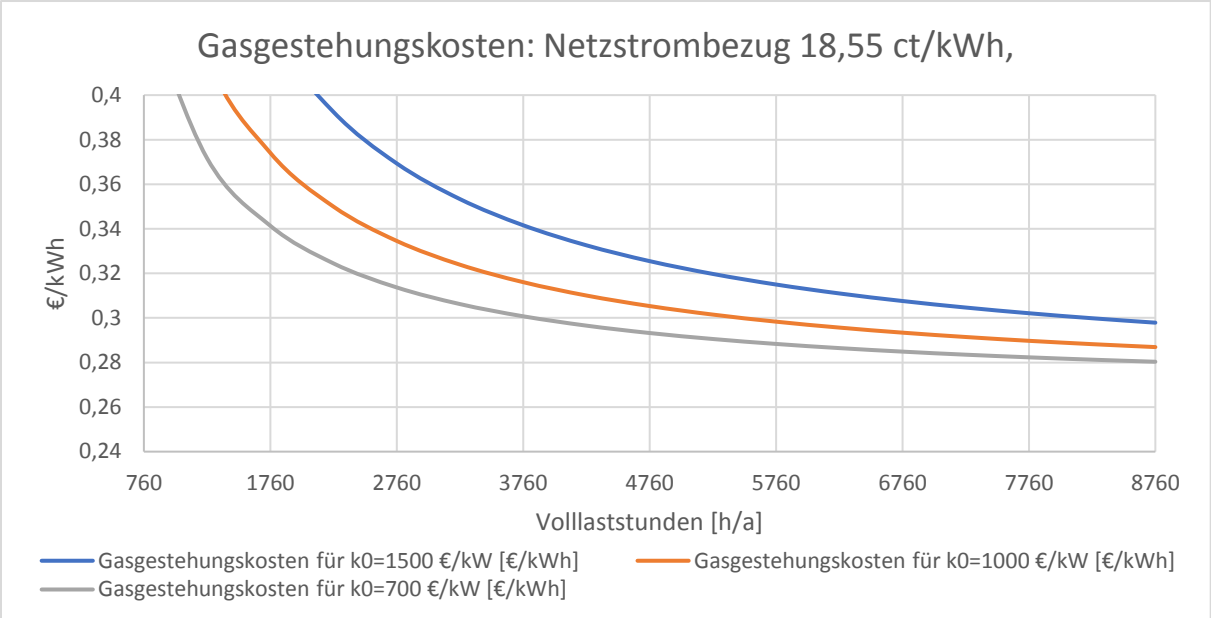

Abbildung 18: Gasgestehungskosten mit Netzstrombezug für 18,55 ct/kWh.

Die Gasgestehungskosten sinken bei Investitionskosten von 1500 €/kW ab 5260 Volllaststunden unter 32 ct/kWh. Bei etwa 8000 Volllaststunden sinken die Gasgestehungskosten auf unter 30 ct/kWh. Die geringsten realisierbaren Gasgestehungskosten liegen bei 700 €/kW Investitionskosten bei etwa 28 ct/kWh. Da der Nettowasserstoffpreis an Tankstellen auf 7,983 €/kg festgelegt ist, dürfen die Gasgestehungskosten von 20,26ct/kWh nicht überschritten werden, um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Die maximalen Stromkosten liegen bei Investitionskosten von 700 €/kW bei etwa 13 ct/kWh und etwa 8000 Volllaststunden (vgl. Abb. 10, Kap. 8.1). Eine Wirtschaftlichkeit ist somit bei einem Netzstrombezug mit Stromkosten von 18,55 ct/kWh nicht gegeben.

8.2.2.1 Stromabnahme nach Strompreis

Bei dem Model der Stromabnahme nach dem Strompreis wird immer nur dann Strom bezogen und somit Wasserstoff hergestellt, wenn mit den Strompreisen im Day-Ahead-Markt an der Strombörse ein Gasgestehungspreis erzielt werden kann, der unter oder gleich den Wasserstoffkosten an Tankstellen liegt. In Abbildung 19 sind die maximal zulässigen Stromkosten und die daraus resultierenden Volllaststunden bei einem Nettowasserstoffpreis von 7,983 €/kg (20,26 ct/kWh) aufgetragen.

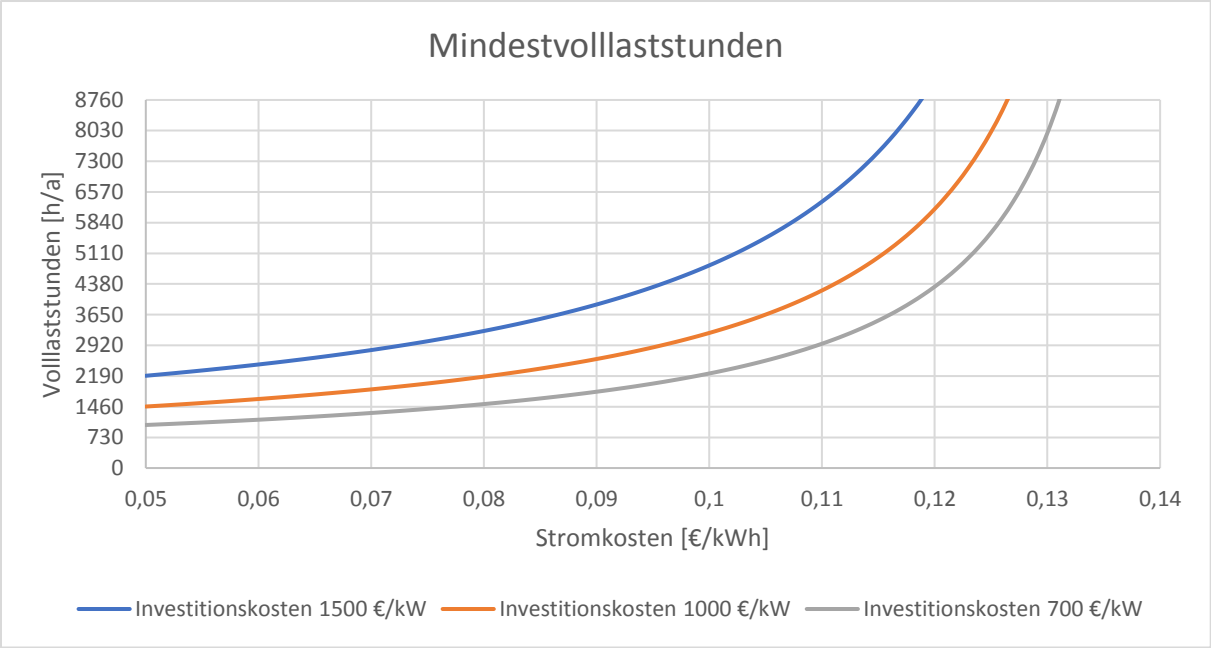

Abbildung 19: Erforderliche Mindestvolllaststunden über den Strompreis für verschiedene Investitionskosten bei einem Gaspreis (netto) von 7,983 €/kg.

Die erzielten Börsenstrompreise werden zusätzlich noch mit Steuern, Abgaben und Umlagen beaufschlagt. In Summe sind das etwa 7,75 ct/kWh (für Industriekunden; nach § 9a StromStG entfällt die Stromsteuer für Elektrolyseure) [15]. Bei einem durchschnittlichen Spotpreis von 4,14 ct/kWh zwischen Oktober 2018 und Oktober 2019 ergeben sich Stromkosten von 11,89 ct/kWh. Bei diesen Stromkosten müsste der Elektrolyseur etwa 5890 Volllaststunden im Jahr laufen. Es verringert sich jedoch der durchschnittliche Spotpreis je weniger Strombezogen wird, da Perioden mit geringeren Preisniveaus oder negativen Preisen mehr ausgenutzt werden können als Perioden mit höheren Preisniveaus. Für eine genaue Analyse der Gasgestehungskosten bei Strombezug nach dem Strompreis an der Börse müssen die stundengenauen Preise der letzten Jahre betrachtet werden. Voraussetzung für die Umsetzung dieses Modells ist, dass der durchschnittliche erzielte Strompreis die Gasgestehungskosten nicht über das Preisniveau von 20,26 ct/kWh übersteigen lässt. Kurzzeitig kann sehr wohl zu höheren Strompreisen Strombezogen werden. Diese müssen sich jedoch durch niedrigere Strompreise in der Zukunft oder durch schon erzielte niedrigere Strompreise in der Vergangenheit wieder ausgleichen.

Die starken Preisschwankungen machen eine genaue Analyse jedoch sehr komplex und umfangreich und werden im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter behandelt.

9 Fazit

Die Betrachtungen der verschiedenen Speisungsmöglichkeiten von Elektrolyseuren kamen zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen. So kann bei einer Speisung des Elektrolyseurs mit Stromkosten von mehr als 13 ct/kWh die Wirtschaftlichkeit für einen Nettogaspreis von 7,983 €/kg nicht verwirklicht werden. Die Kopplung eines Elektrolyseurs wurde mit zwei verschieden WKA untersucht. Bei einer Kopplung mit der Enercon E-53 liegen für den Standort Beckum 11,08 ct/kWh Stromgestehungskosten zugrunde, bei einer Kopplung mit der E-30 sind es Stromgestehungskosten von 7,45 ct/kWh. Somit ist es theoretisch möglich, mit den Gasgestehungskosten den Gaspreis zu unterschreiten. Jedoch muss das produzierte Gas auch verkauft werden können. Da für die Wirtschaftlichkeit eine gewisse Anzahl an Volllaststunden des Elektrolyseurs nicht unterschritten werden darf, muss auch sichergestellt werden, dass es genug Abnehmer, also zugelassene Wasserstoffautos, in der Region gibt. Bei der Kopplung eines Elektrolyseurs mit einer PV-Anlage können bei großen Freiflächenanlagen Stromgestehungskosten von unter 7 ct/kWh zugrunde liegen. Jedoch ist es aufgrund der niedrigen möglichen Volllaststunden bei PV-Anlagen nicht möglich, eine Wirtschaftlichkeit zu realisieren. Eine Speisung des Elektrolyseurs mittels Stromabnahmetarifs konnte sich in der Untersuchung nicht als wirtschaftlich erweisen, da die Stromkosten zu hoch sind. Die Speisung des Elektrolyseurs nach Börsenstrompreis erfordert eine weitere und umfassende Untersuchung auf der Grundlage der historischen Börsenstrompreise. Es muss sichergestellt sein, dass die Strompreise in regelmäßigen Abständen so niedrig sind, dass die Versorgungssicherheit von Wasserstoff gewährleistet ist.

Da die Gasgestehungskosten mit einer hohen Anzahl an Volllaststunden sinken, kann es Sinn ergeben, das Einzugsgebiet durch die Versorgung mehrerer Wasserstofftankstellen durch einen Elektrolyseur zu vergrößern.

Um die Ergebnisse dieser Arbeit weiter zu verifizieren, ist es erforderlich, die Wirtschaftlichkeit auf der Grundlage von genauen Gutachten und Angeboten von Herstellern zu überprüfen. So sollte z.B. durch genaue Messungen vor Ort sichergestellt sein, dass der angenommene Energieertrag der WKA auch wirklich erreicht werden kann. Des Weiteren müssen genaue Angebote unter der Berücksichtigung der exakten Anforderungen an den Elektrolyseur von den Herstellern eingeholt werden, damit Elektrolyseur und Erzeugungseinheit genau aufeinander abgestimmt werden können.

Eine Förderung des Bundes könnte die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs auch bei einer Speisung mit Netzstrom ermöglichen. Beispiele hierfür sind weitere Steuererleichterungen oder der Wegfall der EEG-Umlage.

Anhang

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lage des Ladeparks (rot) (Google Maps). 3

Abbildung 2: Erzeugungsgrundlagen des weltweiten Wasserstoffs [3]. 4

Abbildung 3: Verlauf der freien Reaktionsenthalpie ΔGR und der Reaktionsenthalpie ΔHR über die Temperatur des Wassers [1]. 6

Abbildung 4: Schematischer Aufbau der alkalischen Elektrolyse (a) und der PEM Elektrolyse (b) [4]. 7

Abbildung 5: Schema einer PEM-Elektrolyseanlage, Darstellung der einzelnen Verfahrensstufen [8]. 10

Abbildung 6: Jahresgang der Globalstrahlung. Grün: Mittel der Jahre 1981-2010. Rot: Monatsmittel-werte 2019. Gestrichelt: aufsummierte Monatssummen 1981-2010. Blau: aufsummierte Monatssummen 2019 [12]. 14

Abbildung 7: Weibullverteilung der Windgeschwindigkeiten und Energieertrag der E-53 und der E-30 über die Windgeschwindigkeit. 16

Abbildung 8: Entwicklung der Strompreise in Deutschland für Industrie und Haushaltskunden [15]. 17

Abbildung 9: Anteil der fixen Gasgestehungskosten über die Volllaststunden. 26

Abbildung 10: Erforderliche Mindestvolllaststunden über den Strompreis für verschiedene Investitionskosten bei einem Gaspreis (netto) von 7,983 €/kg. 29

Abbildung 11: Gasgestehungskosten bei direkter Kopplung mit einer PV-Anlage bei Stromkosten von 13,82 ct/kWh. 32

Abbildung 12: Gasgestehungskosten für unterschiedliche Investitionskosten bei direkter Kopplung mit E-53 (11,08) und 100 % Abnahme. 33

Abbildung 13 Gasgestehungskosten für unterschiedliche Investitionskosten bei direkter Kopplung mit E-30 und 100 % Abnahme Stromgestehungskosten von 7,45 ct/kWh. 34

Abbildung 14: Ausgleichskosten bei unterschiedlichen Spotpreisen der Strombörse und Stromgestehungskosten von 11,08 ct/kWh. 36

Abbildung 15: Ausgleichskosten bei unterschiedlichen Spotpreisen und Stromgestehungskosten von 7,45 ct/kWh. 37

Abbildung 16: Verlauf der Gasgestehungskosten inkl. Ausgleichskosten (auf Grundlage von 4,14 ct/kWh Spotpreis) bei einem Elektrolyseur mit 1 MW elektrischer Leistung mit Kopplung von E-53 (Stromgestehungskosten 11,08 ct/kWh). 38

Abbildung 17: Gasgestehungskosten inkl. Ausgleichskosten (auf Grundlage von 4,14 ct/kWh Spotpreis) bei 225 kW Elektrolyseur mit Kopplung von E-53 (Stromgestehungskosten 11,08 ct/kWh). 39

Abbildung 18: Gasgestehungskosten mit Netzstrombezug für 18,55 ct/kWh. 40

Abbildung 19: Erforderliche Mindestvolllaststunden über den Strompreis für verschiedene Investitionskosten bei einem Gaspreis (netto) von 7,983 €/kg. 41

Literaturverzeichnis

[1] Kurzweil, P. u. Dietlmeier, O.: Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen. Wiesbaden: Springer Vieweg 2018

[2] Umweltbundesamt: Energieverbrauch nach Energieträgern, Sektoren und Anwendungen, 2019. https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren, abgerufen am: 25.11.2019

[3] Töpler, J. u. Lehmann, J. (Hrsg.): Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg 2017

[4] Zapf, M.: Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem. Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. Wiesbaden: Springer Vieweg 2017

[5] Klell, M., Eichlseder, H. u. Trattner, A.: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. Erzeugung, Speicherung, Anwendung. ATZ/MTZ-Fachbuch. Wiesbaden: Springer Vieweg 2018

[6] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, 2018. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Die_Kosten_synthetischer_Brenn-_und_Kraftstoffe_bis_2050/Agora_Kosten_strombasierter_Brennstoffe_WEB.pdf, abgerufen am: 15.01.2020

[7] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH: Industrialisierung der Wasserelektrolyse inDeutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, 2018. https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf, abgerufen am: 15.01.2020

[8] Tjarks, G.: PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen. Schriften des Forschungszentrums Jülich : …, Reihe Energie & Umwelt, Band 366. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek 2017

[9] Sterner, M. u. Stadler, I. (Hrsg.): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Berlin: Springer Vieweg 2017

[10] Mertens, K.: Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis. München: Hanser, Fachbuchverl. Leipzig 2015

[11] Wegatech: Photovoltaik Wirkungsgrad - das leisten moderne Photovoltaik-anlagen. https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/grundlagen/wirkungsgrad/

[12] Deutscher Wetter Dienst: Aktueller Jahresgang der Globalstrahlung. https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/download/aktueller_jahresgang_einstrahlung.html?nn=16102&lsbId=505200, abgerufen am: 14.01.2020

[13] Deutscher Wetter Dienst: Windkarten zur mittleren Windgeschwindigkeit, Offenbach 2004. https://www.dwd.de/DE/leistungen/windkarten/deutschland_und_bundeslaender.html, abgerufen am: 10.01.2020

[14] Umweltbundesamt: Marktanalyse Ökostrom II. Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung Abschlussbericht, Dessau-Roßlau 2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-15_cc_30-2019_marktanalyse_oekostrom_ii.pdf, abgerufen am: 11.02.2020

[15] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020. Haushalte und Industrie, Berlin 2020. https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf, abgerufen am: 22.01.2020

[16] DIN EN DIN EN 17127:2019-09-00. *Wasserstofftankstellen im Außenbereich zur Abgabe gasförmigen Wasserstoffs und Betankungsprotokolle umfassend*. https://www.perinorm.com/document.aspx?hitnr=0&q=AC:DE30077069, abgerufen am: 12.12.19

[17] Bundesnetzagentur u. Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2019, Bonn 2020. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=5, abgerufen am: 03.02.2020

[18] NOW GmbH: Förderrichtlinien/ Förderaufrufe. https://www.now-gmbh.de/de/bundesfoerderung-wasserstoff-und-brennstoffzelle/foerderrichtlinien, abgerufen am: 09.02.2020

[19] Volker Quaschning: Regenerative Energiesysteme. Technologie – Berechnung – Klimaschutz. München: Carl Hanser Verlag 2019

[20] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Verkehr in Zahlen 2019/2020, Flensburg 2019. https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2019-pdf.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am: 06.02.2020

[21] Mineralöl Wirtschaftsverband e.V.: Durchschnittlicher Benzinpreis in Deutschland in den Jahren 1972 bis 2019, 2020. https://de.statista.com/statistik/daten/studie/776/umfrage/durchschnittspreis-fuer-superbenzin-seit-dem-jahr-1972/, abgerufen am: 06.02.2020

[22] Seat: SEAT TGI Modelle, 2020. https://www.seat.de/ueber-seat/easy-mobility/future-today/move-and-green/tgi.html?seacmp=11_MODEL_LEON_BMM:GOOGLE:CNG:%2Bleon+%2Bcng:NA:NA&dns=true&ds_rl=1006698&ds_rl=1239606&gclid=CjwKCAiAj-_xBRBjEiwAmRbqYlVQ6Nil2nbwYWZ_-Qj2y_0qdya18sCGL8mkteh2-sNGeTBD96eDSRoC_9UQAvD_BwE&gclsrc=aw.ds

[23] Zukunft Erdgas e.V.: Vom günstigen Erdgas-Preis auch im Auto profitieren, 2019. https://www.erdgas.info/erdgas-mobil/erdgas-fahren-rechnet-sich/, abgerufen am: 06.02.2020

[24] ADAC e.V.: Aktuelle Elektroautos im Test: So hoch ist der Stromverbrauch, 2020. https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/, abgerufen am: 06.02.2020

[25] ADAC e.V.: Erdgas – ein Antrieb mit Zukunft?, 2020. https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/alternative-antriebe/erdgas/, abgerufen am: 06.02.2020

[26] Bayrischer Rundfunk: Elektroauto und Wasserstoffauto im Vergleich, 2019. https://www.br.de/nachrichten/wissen/elektroauto-und-wasserstoffauto-im-vergleich,RTjXBVu, abgerufen am: 03.02.2020

[27] Sebastian Schaal: „Nationale Wasserstoffstrategie“: Mehr Förderung für H2-Autos, Bund will „Vorreiterrolle“, 2020. https://www.electrive.net/2020/01/31/nationale-wasserstoffstrategie-mehr-foerderung-fuer-h2-autos-bund-will-vorreiterrolle/, abgerufen am: 03.02.2020

[28] EPEX SPOT: Strombörse - Preisentwicklung am EPEX-Spotmarkt bis Oktober 2019, 2019, abgerufen am: 23.01.2020.

Anlagen

AW: Preisauskunft Elektrolyseure

NE Niclas Ege <n.ege@h-tec.com>
An Lohoff, Matthias

Antworten | Allen antworten | Weiterleiten | ...

Do 06.02.2020 18:0

Zur Nachverfolgung. Beginn am Freitag, 7. Februar 2020. Fällig am Freitag, 7. Februar 2020.

Sehr geehrter Herr Lohoff,

Vielen Dank für Ihre Anfrage – leider können wir Ihnen nur im Zusammenhang mit einem konkreten Projekt kommerzielle Auskünfte über Leistungen geben. Zielpreis für groß angelegte PEM Elektrolyseure ist zunächst in Richtung 700€/kW zu kommen.

Viele Grüße,
Niclas Ege

Hydrogen is now.
H-TEC SYSTEMS

Niclas Ege • Sales Manager
H-TEC SYSTEMS GmbH • Am Mittleren Moos 46 • 86167 Augsburg • Deutschland

Telefon: +49 821-507697-542 • M +49 151 28202120
Email: n.ege@h-tec.com • www.h-tec.com

Registergericht Augsburg • Registernummer: HRB 33998 • UST.-ID.Nr.: DE 185 367 436
Geschäftsführer: Heinrich Gärtner • Dr. Joachim Herrmann • Frank Zimmermann

Anlage 1

Stunden	Summenverteilung	Summenverteilung der Stunden		Stunden der Windgeschwindigkeit	Leistungsfaktor	Leistung E-53 [kW]	Energieertragsverteilung E-53 [MWh]	Leistung E-30 [kW]	Energieertragsverteilung E-30 [MWh]
0	0	0	[0-1]	232,28533	0	0	0	0	0
458,3560693	0,02651659	232,28533	[1-2]	660,5484764	0	0	0	0	0
845,7045089	0,101921667	892,8338064	[2-3]	989,1831959	0,19	2	1,98	2,5	2,47295799
1109,053964	0,214842124	1882,017002	[3-4]	1179,477385	0,39	14	16,51	9,5	11,20503516
1225,155735	0,349485661	3061,494387	[4-5]	1224,279047	0,44	38	46,52	20	24,48558094
1202,425844	0,489243543	4285,773434	[5-6]	1145,086457	0,46	77	88,17	36	41,22311244
1073,627555	0,619961175	5430,859891	[6-7]	981,6526361	0,48	141	138,41	59	57,91750553
883,2256013	0,732021978	6412,512527	[7-8]	778,8174297	0,49	228	177,57	90	70,09356868
674,5154716	0,820928077	7191,329956	[8-9]	575,2863383	0,49	336	193,30	128	73,6366513
480,5403573	0,886600034	7766,616295	[9-10]	397,2281847	0,49	480	190,67	175	69,51493232
320,4275843	0,931945717	8163,844479	[10-11]	257,1090581	0,48	645	165,84	200	51,42181162
200,4574624	0,961296066	8420,953538	[11-12]	156,3138875	0,42	744	116,30	200	31,2627775
117,860301	0,979140117	8577,267425	[12-13]	89,40073234	0,34	780	69,73	200	17,88014647
65,21440226	0,98934568	8666,668157	[13-14]	48,15656655	0,27	810	39,01	200	9,63131331
33,99375786	0,994843005	8714,824724	[14-15]	24,45340822	0,22	810	19,81	200	4,890681644
16,70669271	0,99763449	8739,278132	[15-16]	11,71416412	0,18	810	9,49	200	2,342832824
7,746479964	0,998971723	8750,992296	[16-17]	5,296999013	0,15	810	4,29	200	1,059399803
3,390592864	0,999576404	8756,289295	[17-18]	2,262080277	0,12	810	1,83	200	0,452416055
1,401517871	0,999834632	8758,551376	[18-19]	0,912689184	0,1	810	0,74	200	0,182537837
0,547313622	0,99993882	8759,464065	[19-20]	0,348035614	0,09	810	0,28	200	0,069607123
0,201988332	0,99997855	8759,8121	[20-21]	0,125469162	0,08	810	0,10	200	0,025093832
0,070467088	0,999992873	8759,93757	[21-22]	0,042773153	0,06	810	0,03	200	0,008554631
0,023244358	0,999997756	8759,980343	[22-23]	0,013791771	0,06	810	0,01	200	0,002758354
0,007251163	0,99999933	8759,994134	[23-24]	0,004206923	0,05	810	0,00	200	0,000841385
0,002139603	0,999999811	8759,998341	[24-25]	0,001214159	0,04	810	0,00	200	0,000242832
0,000597257	0,999999949	8759,999556	[25-26]	0,000331601	0,04	810	0,00	200	6,63202E-05
0,000157743	0,999999987	8759,999887	[26-27]	8,57117E-05		810	0,00	200	1,71423E-05
3,94234E-05	0,999999997	8759,999973	[27-28]	2,09E-05		810	0,00	200	4,19399E-06
9,32437E-06	0,999999999	8759,999994	[28-29]	4,85659E-06			**1.280,60**		**469,7804472**
2,08731E-06	1	8759,999999	[29-30]	1,06483E-06					
4,42278E-07	1	8760	[30+]	-8760			Energieerterg netto MWh		Energieerterg netto MWh
8,87109E-08							1.254,99		460,3848383
1,68447E-08							Volllaststunden		Volllaststunden
3,0282E-09							1.549,366		2301,924191

Anlage 2: Tabelle Windertrag

Eidesstattliche Versicherung

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und nur unter Benutzung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe. Wörtlich übernommene Sätze und Satzteile sind als Zitate belegt, andere Anlehnungen hinsichtlich Aussage und Umfang unter Quellenangabe kenntlich gemacht. Die Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form keiner Prüfungsbehörde vorgelegen und ist auch noch nicht veröffentlicht.

Münster, den 25. Februar 2020

Matthias Lohoff