

# **Entwicklung einer Bewertungsmethodik zur Standortplanung und Dimensionierung von Wasserstoffanlagen**

Von der Fakultät Umweltwissenschaften und Verfahrenstechnik der  
Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus  
zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktor-Ingenieurs genehmigte Dissertation

**vorgelegt von**

**Diplom-Ingenieur**

**Thomas Günther**

**aus Burg (Spreewald)**

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Werner Witt

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Hans Joachim Krautz

Tag der mündlichen Prüfung: 04.02.2014

## **Vorwort**

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen des Graduierten-Kollegs des Centrum für Energietechnologie Brandenburg (CEBra). Eingeordnet im Themenbereich Erneuerbare Energien-Hybrid-Kraftwerk zur Netzintegration fluktuierender Elektroenergien lag der Schwerpunkt auf Wasserstoff, dessen Bereitstellung mittels Elektrolyseur, Einspeisung in Gasnetze und sonstige Nutzung. Finanziert wurde die vorliegende Arbeit durch das CEBra sowie die Vattenfall Europe PowerConsult GmbH (VPC). Zielstellung dieser Arbeit ist die Entwicklung einer Bewertungsmethodik für die Nutzung von Elektrolyseanlagen im Energieverbund "Erneuerbare Energien Land Brandenburg".

Im Bezug auf die mir übertragene Aufgabenstellung gilt mein besonderer Dank Herrn Prof. Dr.-Ing. W. Witt für die sehr gute wissenschaftliche Betreuung sowie die Begutachtung meiner Arbeit. Mit kritischen Diskussionen und hilfreicher Unterstützung hat er die Voraussetzung für das Gelingen dieser Arbeit geschaffen.

Herrn Prof. Dr.-Ing. H. J. Krautz danke ich sehr für die Übernahme des Zweitgutachtens.

Mein Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. H. Schwarz sowie dem Centrum für Energietechnologie Brandenburg CEBra für die Überlassung des bearbeiteten Themenschwerpunktes.

Ich bedanke mich bei der Vattenfall Europe PowerConsult GmbH für die Unterstützung und das große Interesse am Fortgang meiner Arbeit.

Darüber hinaus bedanke ich mich bei den Mitarbeitern des Lehrstuhls Anlagen- und Sicherheitstechnik. Besonderer Dank gilt Herrn Dr.-Ing. L. Straßberger für seine Unterstützung. Für die Unterstützung im Bereich der Wasserversorgung danke ich Herrn Dr.-Ing. V. Preuß.

Schließlich danke ich allen, die darüber hinaus in unterschiedlichster Weise zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

*Thomas Günther*

# 1. Kurzfassung

Gewöhnlich wird über Standorte von Produktionsanlagen nach Kriterien wie z.B. der Verfügbarkeit von Rohstoffen, Energie, Infrastruktur und damit verbundene Kosten entschieden. Die Dimensionierung der Produktionskapazitäten erfolgt unter anderen nach der absetzbaren Produktmenge sowie den erzielbaren Gewinnen. Voraussetzung ist die ständige Verfügbarkeit der benötigten Energie.

Für Konzepte zur Nutzung überschüssiger Energien, besonders fluktuierender Windenergie zur Wasserstoffproduktion sind die gewöhnlichen Methoden nur bedingt geeignet. Daher wurde mit dieser Arbeit eine Bewertungsmethodik entwickelt, die Dauer und Menge der verfügbaren Energie in die Standortentscheidung sowie die Anlagendimensionierung integriert.

Zunächst wird die Wasserstoffanlage modularisiert und in die Teilprozesse Energieversorgung, Wasserversorgung, Wasserelektrolyse, Kühlung, Speicherung und Verdichtung für den Transport unterteilt. Nach Vorgabe technologischer und wirtschaftlicher Parameter werden für jede Teilanlage die Stoff- und Energieströme sowie die Kosten berechnet. Auf Basis der gegebenen Randbedingungen erfolgen die Anlagenkonfigurierung sowie die Ermittlung der standortspezifischen Produktionskosten. Durch Parametervariationen bei Technologie und Kosten können Sensitivitätsanalysen durchgeführt und unterschiedliche Betriebsszenarien analysiert werden.

Die Anwendung der Bewertungsmethodik wird an Fallbeispielen demonstriert. Eine am Industriepark positionierte Wasserstoffanlage dient als Referenzanlage für den kontinuierlichen Betrieb mit Netzenergie. Am Beispiel einer durch Windenergie betriebenen Wasserstoffanlage werden die Einflüsse von verfügbarer Energiemenge und Versorgungsdauer gezeigt. Bei vorgegebenen Wasserstoffpreisen werden die Zusammenhänge zwischen optimaler Anlagenkapazität und Anlagenauslastung dargestellt sowie die daraus erzielbaren Stromkostenbudgets zur Vergütung der Windparkleistung ermittelt.

Die Ergebnisse dienen unter anderen der Entwicklung optimaler Betriebskonzepte sowie erster Kostenschätzungen im Vorfeld detaillierter Anlagenplanungen.

## **2. Abstract**

Common decisions for locations of production plants are based on criteria such as availability of commodities, energy, infrastructure and costs related with these. Sizing of product capacities depends on other things such as production quantities to be sold and profits to be obtained. The condition is an permanent availability of the required energy.

For concepts of using surplus renewable energies especially wind energy for hydrogen production common methods are only partly suitable. Thus in this work an evaluation methodology was developed which integrated duration and amount of available energy for decisions of locations and dimensioning of the plant.

Initially the hydrogen plant is modularised and segmented to the sub processed energy supply, water supply, water electrolyses, cooling, storing and compression for transport. After the specification of technological and economical parameters, the material and energy streams as well as the costs are calculated for every individual plant. Based on the given conditions, the configuration of plant and also the investigation of site-specific production costs is done. By variation of technology and costs parameters, feasibility studies and different operating scenarios can be demonstrated.

The application of this evaluation methodology is demonstrated by case studies. A hydrogen plant situated at an industry park serves as a reference plant for the continuous operation with grid energy. Using a wind energy propelled hydrogen plant as an example, the effects of amount and duration of the usable energy are shown. Based on predefined hydrogen prices, the correlation between optimal plant capacity and plant utilization is described and the difference between the predefined price and the operation costs is calculated. This difference can be used to finance the wind farm operation.

The results serves among others for the development of optimal operation concepts and also for first cost estimations, prior to a detailed plant design.

<b>Vorwort .....</b>	<b>II</b>
<b>1. Kurzfassung .....</b>	<b>III</b>
<b>2. Abstract .....</b>	<b>IV</b>
<b>Symbolverzeichnis .....</b>	<b>XVI</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Situationsbeschreibung .....	1
1.2 Zielstellung .....	2
1.3 Struktur der Arbeit .....	2
<b>2 Grundlagen und Datenbasis .....</b>	<b>4</b>
2.1 Nutzung und Transport von Wasserstoff und Sauerstoff .....	4
2.1.1 Wasserstoff für Mobilität .....	4
2.1.2 Wasserstoff als Grundstoff .....	4
2.1.3 Wasserstoff zur Methanisierung .....	5
2.1.4 Sauerstoff als Grundstoff .....	5
2.2 Windenergie .....	6
2.2.1 Verfügbarkeit .....	6
2.2.2 Leistungsbewertung .....	7
2.3 Konzept des Erneuerbare-Energien-Hybridkraftwerks .....	10
2.4 Anlagenauslastung bei der Stromerzeugung .....	11
2.5 CO <sub>2</sub> -Emissionen fossiler Brennstoffe .....	11
2.6 Standortfaktoren .....	12
2.6.1 Allgemein .....	12
2.6.2 Spezifisch für die Wasserstoffanlage .....	14
2.6.2.1 Energieversorgungsnetz .....	14
2.6.2.2 Wasserstofftankstellenetz .....	15
2.6.2.3 Wasserstoff-Pipelinetz .....	16
2.6.2.4 Erdgasnetz .....	16
2.7 Technologie der Wasserstoffanlage .....	19
2.7.1 Funktionsprinzip des Wasserelektrolyseprozesses .....	19
2.7.2 Wirkungsgrad .....	20
2.7.3 Prozessanlage .....	21
2.7.4 Teilprozesse und Teilanlagen .....	23
2.7.4.1 Energieversorgung .....	23
2.7.4.2 Wasserversorgung .....	24
2.7.4.3 Alkalische Druckelektrolyse .....	25
2.7.4.4 Kühlung .....	26
2.7.4.5 Speicherung und Verdichtung .....	27

2.7.4.6	Transport von Druckwasserstoff.....	28
2.8	Investitionskosten .....	28
2.8.1	Kapazitätsfaktormethode für Anlagen .....	29
2.8.2	Kapazitätsfaktormethode für Teilanlagen und Komponenten .....	30
2.8.2.1	Energieversorgung .....	30
2.8.2.2	Wasserversorgung.....	30
2.8.2.3	Elektrolyse .....	32
2.8.2.4	Kühlung.....	32
2.8.2.5	Speicherung.....	33
2.8.2.6	Verdichtung.....	33
2.8.2.7	Maschinenhallen .....	34
2.8.2.8	H <sub>2</sub> -Verflüssigungsanlagen .....	34
2.8.3	Transportmittel .....	34
2.8.3.1	Tankcontainer .....	34
2.8.3.2	Pipeline .....	34
2.8.4	Investitionen mit Bezug auf die Wasserstoffanlage .....	35
2.8.4.1	Land .....	35
2.8.4.2	Anlagenplanung .....	35
2.8.4.3	Inbetriebnahme .....	35
2.8.4.4	Betriebskapital .....	35
2.9	Produktionskosten .....	35
2.9.1	Indirekte Betriebskosten .....	36
2.9.1.1	Nutzungsdauer .....	36
2.9.1.2	Kalkulationszinssatz .....	36
2.9.2	Direkte Betriebskosten .....	38
2.9.2.1	Energieversorgung .....	38
2.9.2.2	Wasserversorgung.....	40
2.9.2.3	Elektrolyse-Hilfsstoffe.....	40
2.9.2.4	Kühlung.....	40
2.9.2.5	Speicherung.....	40
2.9.2.6	Personal.....	41
2.9.2.7	Instandhaltung.....	41
2.9.3	Allgemeine Angaben zu H <sub>2</sub> -Herstellungskosten .....	41
2.9.4	Allgemeine Angaben zu Erlösen aus Sauerstoff und Kohlendioxid .....	43
2.10	Wirtschaftlichkeitsaspekte.....	44
2.10.1	Kapitalwert und Annuität .....	44
2.10.2	Amortisation .....	45
2.10.3	Kostenvergleichsrechnungen für Investitionsentscheidungen.....	45

2.10.4 Grenznutzen bei zeitlich fluktuierendem Anlagenbetrieb am Beispiel von Windparks.....	45
2.10.5 Sensitivitätsanalysen.....	46
<b>3 Konzeptioneller Ansatz der Bewertungsmethodik.....</b>	<b>47</b>
3.1 Randbedingungen .....	47
3.2 Konzept der modularisierten Bewertung.....	48
3.3 Konzept der modularisierten Wasserstoffanlage.....	49
<b>4 Bilanzielle Umsetzung .....</b>	<b>51</b>
4.1 Technologie, Teilprozesse und Teilanlagen .....	51
4.1.1 Energieversorgung.....	51
4.1.2 Wasserversorgung.....	53
4.1.3 Elektrolyse .....	55
4.1.4 Kühlung .....	56
4.1.4.1 Durchlaufkühlung .....	56
4.1.4.2 Kreislaufnasskühlung.....	57
4.1.4.3 Kreislauf trockenkühlung.....	59
4.1.5 Speicherung .....	59
4.1.6 Verdichtung .....	61
4.1.7 Transport.....	63
4.1.8 Anlagenfläche .....	63
4.2 Ermittlung der leistungsabhängigen Investitionskosten.....	64
4.2.1 Energieversorgungsanlage.....	65
4.2.2 Wasserversorgungsanlage.....	65
4.2.2.1 Wasseraufbereitung für Durchlaufkühlung.....	65
4.2.2.2 Wasseraufbereitung für Kreislaufnasskühlung .....	66
4.2.2.3 Zuspiesung von Speise- und Kühlwasser .....	67
4.2.3 Wasserelektrolyseanlage.....	67
4.2.4 Kühlanlage.....	68
4.2.4.1 Durchlaufkühlung .....	68
4.2.4.2 Kreislaufnasskühlung.....	68
4.2.5 Speicheranlage.....	69
4.2.6 Verdichteranlage.....	70
4.2.7 Maschinenhallen .....	70
4.2.8 Transport.....	71
4.2.8.1 Pipeline .....	71
4.2.8.2 Eisenbahnkesselwagen, LKW-Trailer .....	71
4.3 Investitionskosten der Wasserstoffanlage .....	71
4.3.1 Bauland.....	72

4.3.2	Konfigurierte Anlage .....	72
4.3.3	Anlagenplanung .....	72
4.3.4	Inbetriebnahme .....	73
4.3.5	Betriebskapital .....	73
4.3.6	Wasserstoffanlage .....	73
4.4	H <sub>2</sub> -Herstellungskosten .....	74
4.4.1	Indirekte Kosten .....	74
4.4.1.1	Teilanlagen .....	74
4.4.1.2	Wasserstoffanlage .....	78
4.4.2	Direkte Betriebskosten .....	79
4.4.2.1	Elektrische Energie .....	79
4.4.2.2	Speisewasser .....	80
4.4.2.3	Kühlwasser .....	81
4.4.2.4	Hilfsstoffe .....	82
4.4.2.5	Personal .....	82
4.4.2.6	Instandhaltung .....	83
4.4.2.7	Direkte Betriebskosten der Wasserstoffanlage .....	83
4.4.2.8	Nebenprodukte, Erlöse aus O <sub>2</sub> und CO <sub>2</sub> -Zertifikaten .....	84
4.4.3	H <sub>2</sub> -Herstellungskosten .....	84
4.4.4	Gewichtung der Kostenfaktoren für die Standortwahl .....	85
4.5	Wirtschaftlichkeitsaspekte .....	86
4.5.1	Stromvergütung bei vorgegebenem H <sub>2</sub> -Preis .....	86
4.5.2	Amortisationsdauer bei vorgegebenem H <sub>2</sub> -Preis .....	87
4.5.3	H <sub>2</sub> -Herstellungskosten bei verkürzter Amortisationsdauer der H <sub>2</sub> - Anlage .....	88
4.6	Ablaufplan zur Bewertungsmethodik .....	88
<b>5</b>	<b>Umsetzung in Excel .....</b>	<b>92</b>
5.1	Strukturierung der Datensätze in Excel .....	92
5.2	Daten-Verarbeitung .....	94
5.3	Erzeugung der Datensätze .....	95
5.3.1	Verfahrenstechnisches System mit Teilprozessen .....	96
5.3.1.1	Technologische Ströme .....	97
5.3.1.2	Teilanlagen .....	97
5.3.2	Investitionskosten .....	100
5.3.2.1	Teilanlagen .....	100
5.3.2.2	Wasserstoffanlage .....	102
5.3.3	Betriebskosten .....	102
5.3.3.1	Indirekte Betriebskosten, Kapitaldienste .....	102



5.3.3.2	Direkte Betriebskosten.....	104
5.4	Anwendung der Bewertungsmethodik .....	105
5.4.1	Analyse der spezifischen Standortfaktoren .....	105
5.4.1.1	Bauland-Verfügbarkeit .....	105
5.4.1.2	Energieversorgung .....	105
5.4.1.3	Wasserversorgung.....	106
5.4.1.4	Nutzung von H <sub>2</sub> und O <sub>2</sub> .....	106
5.4.1.5	Technologieverbund-Möglichkeiten.....	106
5.4.2	Entwicklung des Betriebskonzeptes .....	106
5.4.2.1	Energieversorgung und Betriebsdauer .....	106
5.4.2.2	Technologiebedarf und Anlagendimensionierung .....	107
5.4.3	Konfigurierung der standortspezifischen Wasserstoffanlage ....	107
5.4.4	Berechnung der Kosten.....	109
5.4.4.1	Anlagenkosten, Investition .....	109
5.4.4.2	Indirekte Betriebskosten, Kapitaldienst .....	110
5.4.4.3	Direkte Betriebskosten und Erlöse.....	111
5.4.4.4	H <sub>2</sub> -Herstellungskosten .....	113
5.4.5	Bewertung von Wirtschaftlichkeitsaspekten .....	114
5.4.5.1	Kosten-Gewichtung .....	114
5.4.5.2	Stromkosten-Budget bei vorgegebenem H <sub>2</sub> -Preis .....	115
5.4.5.3	H <sub>2</sub> -Herstellungskosten bei unterschiedlichen Stromkosten ..	116
5.4.5.4	Anlagenkapazitäts-Änderung.....	117
5.4.5.5	Amortisations-Rechnung .....	119
5.4.5.6	Synergien durch Technologieverbund .....	119
5.4.5.7	Bewertung von Technologiealternativen .....	119
<b>6</b>	<b>Fallstudie Industriepark-Standort als Referenz für Dauerbetrieb.....</b>	<b>121</b>
6.1	Ziel .....	121
6.2	Standort.....	121
6.2.1	Baufläche .....	121
6.2.2	Energieversorgung.....	122
6.2.3	Wasserversorgung.....	122
6.2.4	Nutzung von H <sub>2</sub> und O <sub>2</sub> .....	122
6.2.5	Technologieverbund .....	123
6.3	Betriebskonzept und verfahrenstechnische Basisdaten .....	124
6.3.1	Energieversorgung und Betriebsdauer.....	124
6.3.2	Technologiebedarf .....	124
6.3.3	Anlagendimensionierung.....	125
6.3.4	Anordnung der Teilanlagen .....	126

6.4	Kostenanalyse .....	127
6.4.1	Investitionskosten .....	127
6.4.2	Indirekte Betriebskosten, Kapitaldienste .....	129
6.4.3	Direkte Betriebskosten.....	129
6.4.4	H <sub>2</sub> -Herstellungskosten .....	130
6.5.	Wirtschaftlichkeitsaspekte.....	130
6.5.1	Kostenfaktoren-Gewichtung.....	130
6.5.2	Synergien durch Technologieverbund.....	131
6.5.2.1	Ganglinienglättung im Grundlastkraftwerk .....	131
6.5.2.2	O <sub>2</sub> -Nutzung im Braunkohlekraftwerk.....	132
6.5.2.3	Methanisierung .....	132
6.5.2.4	Nutzung von H <sub>2</sub> im Industriepark .....	133
6.5.3	Weiterführende Bewertung, H <sub>2</sub> -Verflüssigung als ergänzende Investition .....	134
6.6	Fazit zum Dauerbetrieb am Industriepark .....	134
<b>7</b>	<b>Fallstudie Windpark-Standort als Referenz für fluktuierenden Betrieb mit Windenergiespitzen .....</b>	<b>135</b>
7.1	Ziel der Bewertung .....	135
7.2	Spezifische Standortfaktoren.....	135
7.2.1	Bauland .....	135
7.2.2	Energieversorgung.....	136
7.2.3	Wasserversorgung.....	137
7.2.4	Nutzung von H <sub>2</sub> und O <sub>2</sub> .....	138
7.2.5	Technologieverbund .....	139
7.3	Betriebskonzept zur Nutzung von Windenergiespitzen .....	139
7.3.1	Verfügbare Windenergiespitzen .....	139
7.3.2	Technologiebedarf .....	141
7.3.3	Anlagendimensionierung.....	141
7.4	Kostenanalyse der standortspezifischen Anlage .....	143
7.4.1	Investitionskosten .....	143
7.4.2	Kosten.....	144
7.4.2.1	Indirekte Betriebskosten, Kapitaldienst .....	144
7.4.2.2	Direkte Betriebskosten.....	144
7.4.3	H <sub>2</sub> -Herstellungskosten .....	146
7.5	Fazit zur Nutzung von Windenergiespitzen .....	147
<b>8</b>	<b>Anwendung zur Anlagendimensionierung.....</b>	<b>149</b>
8.1	Ziel der Anwendung .....	149
8.2	Änderung des Betriebskonzeptes unter Kostenvorgaben .....	149

8.3	H <sub>2</sub> -Herstellungskosten bei vorgegebenen Strompreisen .....	150
8.4	Bewertung von Wirtschaftlichkeitsaspekten .....	153
8.4.1	Kostenfaktoren-Gewichtung der standortspezifisch konfigurierten Anlage.....	153
8.4.2	H <sub>2</sub> -Herstellungskosten bei ergänzender Aufnahme von Netzleistung .....	154
8.5	Windstromvergütung bei Vorgabe des H <sub>2</sub> -Preises .....	155
8.5.1	Ermittlung der umsetzbaren Windstromvergütung .....	155
8.5.2	Ableitung des optimalen Betriebskonzeptes für die Wasserstoffanlage.....	158
8.6	Fazit zur Anlagendimensionierung.....	159
<b>9</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>160</b>
9.1	Zusammenfassung .....	160
9.2	Ausblick.....	163
	Bewertung großtechnischer Wasserstoffanlagen.....	163
	Erweiterung der Prozesskette .....	164
	Fazit .....	165
<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>166</b>
<b>11</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>177</b>
<b>Bild A-1:</b>	Schaltplan zur Stromversorgung einer Wasserstoffanlage mit 150 MW Elektrolyseleistung.....	<b>177</b>
<b>Bild A-2:</b>	Wasserstoffanlage mit 1.520 MW Elektrolyseleistung, Investitionskosten.....	<b>178</b>
<b>Bild A-3:</b>	Wasserstoffanlage mit 1.520 MW Elektrolyseleistung, Anteil der Wasserstoffgestehungskosten von 100 ct/Nm <sup>3</sup> (ohne Sauerstoffvergütung), Kalkulationszinssatz 7,90%, Abschreibungsdauer 30a.....	<b>179</b>
<b>Bild A-4:</b>	Wasserstoffanlage mit 1.520 MW Elektrolyseleistung, Vereinfachtes Verfahrensfließbild .....	<b>180</b>
<b>Bild A-5:</b>	Wasserelektrolyse-Prozess, Design-Alternativen.....	<b>181</b>
<b>Bild A-6:</b>	Wasserelektrolyse-Prozess, Design-Alternativen, spezifische Investitionskosten .....	<b>182</b>
<b>Tab. A-1:</b>	Energieversorgung einer Wasserstoffanlage mit 150 MW Elektrolyseleistung.....	<b>177</b>
<b>Tab. A-2:</b>	Wasserstoffanlage mit 1.520 MW Elektrolyseleistung, ausgewählte Prozessschritte und Bilanzierungen.....	<b>178</b>

## Abbildungsverzeichnis

<b>Bild 2-1:</b> Räumliche Verteilung der prognostizierten Windleistung für das Jahr 2015 .....	6
<b>Bild 2-2:</b> Einspeisung eines Windparks im nördlichen Brandenburg über 1 Monat .....	7
<b>Bild 2-3:</b> Normierte Leistungs-Dauer-Kurven von Einzelanlage, Windparkgruppe und deutschlandweiter Einspeisung (nach [Windenergiereport 2005, S. 64]) .....	9
<b>Bild 2-4:</b> Leistungs-Dauer-Kurven der Windenergieeinspeisung, Beispiel: Vattenfall-Regelzone 2005-2007 ([Vattenfall 2007]; zu installierten Windleistungen zur Jahresmitte [DEWI 2008]).....	9
<b>Bild 2-5:</b> Grundkonzept des EE-Hybrid-Kraftwerks .....	10
<b>Bild 2-6:</b> Entwicklung der Wasserstofftankstellen von 2015 bis 2030 .....	15
<b>Bild 2-7:</b> Entwicklung des Wasserstoff-Pipelinenetzes bis 2030 .....	16
<b>Bild 2-8:</b> ONTRAS Gasnetz mit Netzkopplungspunkten, Ausschnitt Süd-Brandenburg .....	18
<b>Bild 2-9:</b> Erdgasnetzgebiete der EWE Netz GmbH: Brandenburg mit HD-Leitungen .....	18
<b>Bild 2-10:</b> Alkalische Elektrolyse, Funktionsprinzip .....	19
<b>Bild 2-11:</b> Alkalische Elektrolyse-Anlage mit Nebenanlagen .....	21
<b>Bild 2-12:</b> Energieversorgung einer Wasserstoffanlage mit 15 MW Elektrolyseleistung .....	23
<b>Bild 2-13:</b> Projektion spezifischer Gestehungskosten von onshore und offshore WEA für 2005 und 2030 in Abhängigkeit der Volllaststunden .....	39
<b>Bild 2-14:</b> Preisentwicklung von Wasserstoff an der Tankstelle in €/kg .....	43
<b>Bild 3-1:</b> Einbindung der Wasserstoffanlage in das Umfeld der Energieversorgung .....	47
<b>Bild 3-2:</b> Aspekte der Bewertungsmethodik Monat.....	48
<b>Bild 3-3:</b> Parallelbetrieb von 10 Betriebseinheiten mit jeweils 5 MW <sub>el</sub> für 50 MW <sub>el</sub> Elektrolyseleistung .....	49
<b>Bild 3-4:</b> Grundfließbild der modularisierten Wasserstoffanlage .....	50
<b>Bild 4-1:</b> Energieversorgung, Komponenten und Bilanzgrößen.....	51
<b>Bild 4-2:</b> Zusammensetzung des Leistungsbedarfs innerhalb der Wasserstoffanlage .....	52
<b>Bild 4-3:</b> Wasserversorgungsanlage, Komponenten und Bilanzgrößen .....	53
<b>Bild 4-4:</b> Elektrolyseanlage, Bilanzgrößen .....	55
<b>Bild 4-5:</b> Kühlanlage, Bilanzgrößen .....	56
<b>Bild 4-6:</b> Durchlaufkühlung, Bilanzgrößen .....	56
<b>Bild 4-7:</b> Kreislaufnasskühlung, Bilanzgrößen.....	57
<b>Bild 4-8:</b> Kreislauf trocken kühlung, Bilanzgrößen.....	59
<b>Bild 4-9:</b> Speicheranlage, Komponenten und Bilanzgrößen.....	60
<b>Bild 4-10:</b> Verdichteranlage, Komponenten und Bilanzgrößen .....	61
<b>Bild 4-11:</b> Berechnungsschema für die standortspezifisch konfigurierten Wasserstoffanlagen...	64

<b>Bild 4-12:</b> Ablaufschema der Bewertungsmethodik zur Standortplanung und Dimensionierung von Wasserstoffanlagen .....	<b>89</b>
<b>Bild 5-1:</b> Datenstrukturierung und Datenverarbeitung in Excel .....	<b>93</b>
<b>Bild 5-2:</b> Grundfließbild einer Wasserstoffanlage an 64 MW Windpark und 110 kV-Umspannwerk.....	<b>96</b>
<b>Bild 5-3:</b> Bilanzierung der Netzleistung für 50 MW-Elektrolyseleistung.....	<b>97</b>
<b>Bild 5-4:</b> Daten-Verarbeitung am Beispiel: Ermittlung Elektrolyseur-Zahl nach Parametervorgabe .....	<b>98</b>
<b>Bild 5-5:</b> Parametersimulation: Elektrische Zellspannung – Wirkung auf den Anlagenbetrieb...	<b>99</b>
<b>Bild 5-6:</b> Ermittlung der Investitionskosten der Elektrolyseanlage über die Kapazitätsfaktormethode.....	<b>100</b>
<b>Bild 5-7:</b> Ermittlung der Investitionskosten der Elektrolyseanlage für 50 MW Elektrolyseleistung .....	<b>101</b>
<b>Bild 5-8:</b> Investitionskosten der Teilanlagen in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung .....	<b>101</b>
<b>Bild 5-9:</b> Ergänzende Investitionskosten für die Wasserstoffanlage .....	<b>102</b>
<b>Bild 5-10:</b> Ermittlung des Kapitaldienstes der 50 MW Elektrolyseanlage .....	<b>103</b>
<b>Bild 5-11:</b> Elektrolyseleistung in Abhängigkeit von Kalkulations-Zinssatz und Kapitaldienst.	<b>104</b>
<b>Bild 5-12:</b> Ermittlung der Strom-Verbrauchskosten .....	<b>104</b>
<b>Bild 5-13:</b> Anbindungskonzept der Wasserstoffanlage an Windpark und Netz .....	<b>105</b>
<b>Bild 5-14:</b> Grundfließbild mit Technologischen Parametern für das Betriebskonzept WP 50...	<b>108</b>
<b>Bild 5-15:</b> Ermittlung der Investitionskosten für WP 50 .....	<b>109</b>
<b>Bild 5-16:</b> Ermittlung des Kapitaldienstes für WP 50.....	<b>110</b>
<b>Bild 5-17:</b> Ermittlung der Betriebskosten für WP 50-1 .....	<b>111</b>
<b>Bild 5-18:</b> Ermittlung der H <sub>2</sub> -Herstellungskosten für WP 50-1 .....	<b>113</b>
<b>Bild 5-19:</b> Parameterzusammenstellung für WP 50-1.....	<b>114</b>
<b>Bild 5-20:</b> Gewichtung der Kostenfaktoren für WP 50-1 .....	<b>115</b>
<b>Bild 5-21:</b> Stromkosten-Budget bei H <sub>2</sub> -Preisvorgabe für WP 50-1 .....	<b>116</b>
<b>Bild 5-22:</b> H <sub>2</sub> -Herstellungskosten bei unterschiedlichen Stromkosten in WP50-1 .....	<b>116</b>
<b>Bild 5-23:</b> Spezifische Investitionskosten für Anlagen mit gleichem Betriebskonzept wie WP 50 .....	<b>117</b>
<b>Bild 5-24:</b> H <sub>2</sub> -Herstellungskosten nach 1.000 Volllaststunden bei unterschiedlichen Stromkosten mit Anlagen gleicher technologischer Konfiguration wie WP50-1 .....	<b>118</b>

<b>Bild 5-25:</b> Ermittlung der Amortisationsdauer bei H <sub>2</sub> -Preisvorgabe für WP 50-1 .....	<b>119</b>
<b>Bild 5-26:</b> Ansatz Kostenoptimierung durch Modularisierung des Elektrolyseprozesses .....	<b>120</b>
<b>Bild 6-1:</b> Vermarktungsflächen im Industriepark Schwarze Pumpe .....	<b>121</b>
<b>Bild 6-2:</b> Einbindung der Wasserstoffanlage im Industriepark zwischen Netz und Kohlekraftwerk .....	<b>122</b>
<b>Bild 6-3:</b> Vergleich Kosten und Erlös der O <sub>2</sub> -Nutzung am Industriepark .....	<b>123</b>
<b>Bild 6-4:</b> Grundfließbild der Wasserstoffanlage für das Betriebskonzept IP150-8.....	<b>125</b>
<b>Bild 6-5:</b> Räumliche Anordnung der Wasserstoffanlage im Industriepark .....	<b>126</b>
<b>Bild 6-6:</b> Verteilung der Investitionskosten in IP150.....	<b>128</b>
<b>Bild 6-7:</b> Gewichtung der Kostenfaktoren in IP150-8.....	<b>131</b>
<b>Bild 6-8:</b> Ontras Netz mit Netzkopplungspunkt NAP Schwarze Pumpe .....	<b>133</b>
<b>Bild 7-1:</b> Wasserstoffanlage am 64 MW Windpark im Windeignungsgebiet W22 .....	<b>136</b>
<b>Bild 7-2:</b> Anbindung der Wasserstoffanlage an Windpark und Netz .....	<b>137</b>
<b>Bild 7-3:</b> Vergleich Kosten und Erlös der O <sub>2</sub> -Nutzung bei vollständiger Aufnahme der Windparkleistung .....	<b>138</b>
<b>Bild 7-4:</b> Elektrolyseleistung in Abhängigkeit der aufzunehmenden Windspitzen bis 64 MW. <b>139</b>	
<b>Bild 7-5:</b> Vergleich der aufnehmbaren Energie in Abhängigkeit von Elektrolyseleistung und Betriebsdauer.....	<b>140</b>
<b>Bild 7-6:</b> Grundfließbild einer Wasserstoffanlage mit 10 MW Elektrolyseleistung .....	<b>141</b>
<b>Bild 7-7:</b> H <sub>2</sub> -Herstellungskosten bei Nutzung der Windenergiespitzen des 64 MW Windparks .....	<b>146</b>
<b>Bild 8-1:</b> Ableitung des Betriebskonzeptes WP64/10-4.5 aus der geordneten Leistungsdauerlinie eines Onshore Windparkes.....	<b>149</b>
<b>Bild 8-2:</b> Erweiterung der Elektrolysekapazität durch Zuschalten von Elektrolyseuren .....	<b>150</b>
<b>Bild 8-3:</b> H <sub>2</sub> -Herstellungskosten in Abhängigkeit von Elektrolysekapazität und Betriebsdauer am WP64.....	<b>152</b>
<b>Bild 8-4:</b> Gewichtung der Kostenfaktoren im Betriebskonzept WP64/10-4.5.....	<b>153</b>
<b>Bild 8-5:</b> Wasserstoffanlage mit Windparkanschluss und ergänzender Netzleistung im Betriebskonzept WP64/10-4.5/3.5 .....	<b>154</b>
<b>Bild 8-6:</b> Ermittlung der umsetzbaren Stromvergütung in Abhängigkeit der Windenergie .....	<b>156</b>
<b>Bild 8-7:</b> Vergütung von Windparkstrom in Abhängigkeit zu Elektrolysekapazität und Auslastung bei vorgegebenen H <sub>2</sub> -Preisen.....	<b>158</b>

## Tabellenverzeichnis

<b>Tab. 2-1:</b> Nutzung von Wasserstoff als Grundstoff.....	<b>4</b>
<b>Tab. 2-2:</b> Relevanz quantitativer und qualitativer Standortfaktoren für Wasserstoffanlagen.....	<b>14</b>
<b>Tab. 2-3:</b> Energieversorgung einer Wasserstoffanlage mit 15 MW Elektrolyseleistung .....	<b>24</b>
<b>Tab. 2-4:</b> Druckelektrolyseur Lurgi, Kenndaten .....	<b>25</b>
<b>Tab. 2-5:</b> Daten des GH <sub>2</sub> -Speichers von Linde .....	<b>27</b>
<b>Tab. 2-6:</b> Spezifische Investitionen in die Wasseraufbereitung .....	<b>31</b>
<b>Tab. 2-7:</b> Spezifische Investitionen in die Wasserversorgung.....	<b>31</b>
<b>Tab. 3-1:</b> Elektrolyseanlage mit Nebenanlagen, Modularisierung der Verfahrensschritte und Betriebseinheiten, Bildung einer aus Teilanlagen bestehenden Wasserstoffanlage .....	<b>49</b>
<b>Tab. 4-1:</b> Kostenfaktoren-Gewichtung am Standort am Beispiel einer Wasserstoffanlage im Technologieverbund mit Windpark und Umspannwerk .....	<b>85</b>
<b>Tab. 5-1:</b> Einfluss der Elektrischen Zellspannung auf den Elektrolyse-Wirkungsgrad .....	<b>99</b>
<b>Tab. 5-2:</b> Technologiebedarf für WP50 .....	<b>108</b>
<b>Tab. 6-1:</b> Technologiebedarf für IP150.....	<b>124</b>
<b>Tab. 6-2:</b> Investitionskostenbedarf für IP150 .....	<b>127</b>
<b>Tab. 6-3:</b> Ermittlung der Netzbetriebskosten für Jahresbenutzungsdauer >2.500h/a .....	<b>129</b>
<b>Tab. 6-4:</b> Massestrombilanz bei Methanisierung von H <sub>2</sub> aus 150 MW Elektrolysekapazität ....	<b>132</b>
<b>Tab. 6-5:</b> H <sub>2</sub> aus 150 MW-Elektrolyseleistung für industrielle Anwendungen.....	<b>133</b>
<b>Tab. 7-1:</b> Analysierte Betriebskonzepte der Windspitzennutzung .....	<b>135</b>
<b>Tab. 7-2:</b> Technologiebedarf für WP64 .....	<b>141</b>
<b>Tab. 7-3:</b> Investitionskostenbedarf verschiedener Elektrolysekapazitäten am Windparkstandort .....	<b>143</b>
<b>Tab. 7-4:</b> Direkte Betriebskosten verschiedener Elektrolysekapazitäten am Windparkstandort .....	<b>145</b>
<b>Tab. 8-1:</b> Kosten in Abhängigkeit der Elektrolyseauslastung .....	<b>151</b>
<b>Tab. 8-2:</b> Auszug aus der Datenbasis für die Ermittlung der umsetzbare Windstromvergütung .....	<b>157</b>

# Symbolverzeichnis

Abkürzung Formelzeichen Symbol	Einheit	Bedeutung
$A$	$m^2$	Fläche
$A$	-	Annuität
$ASF$	-	Abzinssummenfaktor
$a_{Zuschl}$	-	Flächenzuschlagsfaktor
$a_0$	€	Anschaffungsauszahlung einer Investition
$C$	-	Koeffizient
$c$	$mg/l$	Stoffkonzentration
$c_p$	$kJ/(kg \cdot K)$	Spezifische Wärmekapazität
$c_{pm}$	$kJ/(kg \cdot K)$	Mittlere isobare Wärmekapazität
$C_0$	-	Kapitalwert
$d$	€/a	Jahresdeckungsbeitrag, Zahlungsreihe
$E$	€	Erlös
$E_{el, Elys, spez}$	$MWh/Nm^3_{H_2}$	Spezifische elektrische Energie
$FP_{el}$	-	Leistungsaufnahmefaktor
$f$	-	Zuschlagsfaktor
$H_2$	-	Wasserstoff
$h_{DA}$	$kJ/kg$	Enthalpie Wasserdampf
$\Delta h_L$	$kJ/kg$	Enthalpiedifferenz Luft
$I$	€	Investitionskosten
$i$	%	Kalkulationszinssatz
$KB$	€/h	Direkte Betriebskosten
$K_{BetrKap}$	%	Kostenzuschlagsfaktor Betriebskapital
$KD_{dyn}$	€/h	Dynamischer Kapitaldienst, Indirekte Betriebskosten
$KH_{H_2}$	€/kg	Wasserstoff-Herstellungskosten
$K_{IBS}$	%	Kostenzuschlagsfaktor Inbetriebnahme
$K_n$	€	Kapitaleinsatz
$K_{Plng}$	%	Kostenzuschlagsfaktor Anlagenplanung
$K_{Rü}$	€/h	Rückflussbetrag
$KV$	€/h	Verbrauchskosten
$KV_{Strm, verfü}$	€/h	Verfügbares Strom-Verbrauchskosten-Budget
$KW$	€/a	Wartungskosten
$KWF$	-	Kapitalwiedergewinnungsfaktor
$L$	$m$	Länge
$m$	$kg$	Masse
$\dot{m}$	$kg/s$	Massestrom
$n$	a	Dauer Abschreibung, Nutzung, Betrieb, Amortisation
$N$	-	Zahl
$N_{Spü}$	1/a	Anzahl Spülungen
$n_{WTG}$	a	Zeitintervall zwischen Generalüberholungen
$P_{el}$	W	Elektrische Leistung
$p$	bar	Druck
$\dot{Q}$	W	Wärmestrom
$R$	$J/(kg \cdot K)$	Gaskonstante
$T$	°C	Temperatur
$t_{Spei}$	h/a	Speicherdauer



$t_{LstgAufn, ElysAnl}$	$h/a$	Leistungsaufnahmedauer Elektrolyseanlage
$tpo$	$a$	Amortisationsdauer
$U$	$V$	Betriebsspannung
$U_{th}$	$V$	Zersetzungsspannung, thermodynamisch
$\Delta U$	$V$	Spannung, Differenz
$V$	$m^3$	Volumen
$V_{Norm}$	$m^3$	Normvolumen
$\dot{V}$	$m^3/h$	Volumenstrom
$v$	$m^3/Nm^3$	Spezifisches Volumen
$w_t$	$J/kg$	Spezifische isotherme Verdichterarbeit
$x$	-	Degressionsexponent
$\Delta x_L$	$kg/kg$	Luftfeuchtedifferenz
$Y$	$m^2/s^2$	Pumpenförderarbeit
$Z$	-	Realgasfaktor
$\eta_{el}$	-	elektrischer Wirkungsgrad
$\eta_{Elys}$	-	Elektrolyseur-Wirkungsgrad
$\kappa$	-	Isentropenexponent
$\rho$	$kg/m^3$	Dichte

## Indizes

*Abg*  
*Abfl*  
*AbfüAnl*  
*AbWa*  
*Aufn*  
*Baul*  
*Beh*  
*BetrKap*  
*CO<sub>2</sub>-CER*  
*CO<sub>2</sub>,Erdgas*  
*DurLfKü*  
*EB*  
*Eintr*  
*ElysAnl*  
*Elys-Füll*  
*Elys-Spü*  
*EKW*  
*Entn*  
*E-VersoAnl*  
*Fö*  
*GlRich*  
*G-Ltg*  
*Hal*  
*HiBetr*  
*H<sub>2</sub>*  
*H<sub>2</sub>-Anl*  
*H<sub>2</sub>O*  
*IBS*  
*KOH*

## Bedeutung

Abgabe  
 Abflutung  
 Abfüllanlage  
 Abwasser  
 Aufnahme  
 Bauland  
 Behälter  
 Betriebskapital  
 CO<sub>2</sub>-Zertifikat  
 CO<sub>2</sub>-Produktion, Erdgasverbrennung  
 Durchlaufkühlung  
 Eigenbedarf  
 Eintritt  
 Elektrolyseanlage  
 Elektrolyseur-Befüllung  
 Elektrolyseur-Spülung  
 Eisenbahn-Kesselwagen  
 Entnahme  
 Energieversorgungs-Anlage  
 Förderung  
 Gleichrichter  
 Gasleitung, Pipeline  
 Maschinenhalle  
 Hilfsbetriebe  
 Wasserstoff  
 Wasserstoffanlage  
 Wasser  
 Inbetriebnahme, Inbetriebsetzung  
 Kaliumhydroxid

<i>Konfig</i>	Konfiguration
<i>KrNassKü</i>	Kreislaufnasskühlung
<i>KrTroKü</i>	Kreislauf trockenkühlung
<i>KugBeh</i>	Kugelbehälter
<i>KüAnl</i>	Kühl-Anlage
<i>KüLu</i>	Kühlluft
<i>KüWa</i>	Kühlwasser
<i>KüWa-Verso</i>	Kühlwasserversorgung
<i>KüTm</i>	Kühlturm
<i>KW-Strm,SEK</i>	Kohlekraftwerk, Stromerzeugungskosten
<i>KZA-Wa</i>	Kühlturmsatzwasser
<i>Elyt,Elys-Füll</i>	Elektrolyt, Elektrolyseur-Befüllung
<i>NeAnl</i>	Neben-Anlage
<i>Net</i>	Netz
<i>NetStrm,EEX</i>	Netzstrom, European Energy Exchange-Tarif
<i>NetVerso&lt;2500h/a</i>	Stromversorgung über Netz < 2.500 h/a
<i>NetVerso&gt;2500h/a</i>	Stromversorgung über Netz > 2.500 h/a
<i>N2</i>	Stickstoff
<i>N2-Spei</i>	Stickstoffspeicher, Inertgasspeicher
<i>O2</i>	Sauerstoff
<i>Pers</i>	Personal
<i>Plng</i>	Planung
<i>Pp</i>	Pumpe
<i>RohWa</i>	Rohwasser
<i>SOFC</i>	Solid Oxid Fuel Cell
<i>spez</i>	spezifisch
<i>SpeiAnl</i>	Speicher-Anlage
<i>SpW</i>	Speisewasser
<i>SpW,Verl,UO</i>	Speisewasserverluste, Umkehrosmose
<i>Strm</i>	Elektrischer Strom
<i>TKW</i>	LKW-Trailer, Tank-Kraftwagen
<i>TranspAnl</i>	Transport-Anlage
<i>TrpfVerl</i>	Tropfenverluste
<i>Umgb</i>	Umgebung
<i>UmspTrafo</i>	Umspanntrafo
<i>VerdiAnl</i>	Verdichter-Anlage
<i>VerduVerl</i>	Verdunstungsverluste
<i>Verso</i>	Versorgung
<i>VertTrafo</i>	Verteilertrafo
<i>Vorgabe</i>	Vorgabe
<i>Wa-Aufb</i>	Wasseraufbereitung
<i>WA-VersoAnl</i>	Wasserversorgungs-Anlage
<i>Wa,Zulf,SpW-Verso</i>	Wasser, Zulauf Speisewasserversorgung
<i>WEA</i>	Windenergieanlage
<i>WP-Strm,SGK</i>	Windparkstrom, Stromgestehungskosten
<i>WTG</i>	Wartung, Instandhaltung
<i>Zulf</i>	Zulauf
<i>ZylBeh</i>	Zylinderbehälter
<i>Zusp</i>	Zuspeisung

# 1 Einleitung

## 1.1 Situationsbeschreibung

Die Strategie des Landes Brandenburg sieht vor, bis zum Jahre 2020 die Windenergie auf 7.500 MW auszubauen. Bereits jetzt ist demnach die Anpassung der elektrischen Versorgungsnetze an die stark fluktuierende Energieeinspeisung nötig. Beispielsweise lag die maximale Fluktuation der Windenergie-Einspeisung im Jahre 2005 innerhalb von 15 min bei 310 MW und innerhalb von 60 min bei 970 MW. Im Jahr 2007 stiegen die Werte auf 977 MW bzw. 1.618 MW. Bisher erfolgte für erneuerbare Energie der Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage über das Ausregeln des Stromnetzes, das Nutzen von Pumpspeicherwerken sowie das kontrollierte Abschalten von Windanlagen. Ein neuer Lösungsansatz wird durch Hybridkraftwerke auf Basis Erneuerbarer Energien (EE-Hybrid-Kraftwerk) verfolgt. Das Konzept sieht vor, über alkalische Druck-Elektrolyse erzeugten Wasserstoff bis zur bedarfsorientierten Nutzung zu speichern. Vorgesehen sind die Verbrennung in Gas- und Dampfkraft-Anlagen, die Einspeisung in ein Gasverbundnetz sowie die Belieferung des Wasserstoff-Marktes (*Schwarz; Bitsch & Fichtner 2008, S. 16-18*).

Unter der Annahme, dass Mobilität langfristig zu einem großen Anteil durch den Einsatz von Wasserstoff abgesichert wird, ist von einem starken Anstieg des Wasserstoffbedarfes auszugehen. Wesentliche Faktoren bei der Planung von Wasserelektrolyseanlagen sind die Versorgung mit elektrischem Strom und mit Wasser. Darüber hinaus sind die verfügbare Infrastruktur und die Nutzungsmöglichkeit der Nebenprodukte Sauerstoff und Abwärme relevante Standortfaktoren. Die Standortbedingungen und die wirtschaftlichen Faktoren bestimmen die Anlagengröße. Auf Grund der Vielfalt potentieller Standorte sowie Optionen hinsichtlich Anbindung an Stromnetze, Windparks, Industrieparks und Großabnehmer erhöht sich die Komplexität der Entscheidungsfindung. Daraus resultiert der Bedarf einer effizienten Bewertungsmethodik für den Einsatz von Wasserelektrolyseanlagen. Anwendungsgebiete sind die Planung der Netzinfrastruktur, die Durchführung von Machbarkeitsstudien, die Standortplanung und die Anlagendimensionierung. Die in dieser Arbeit verfolgte Zielstellung wird auch durch *Karl* gestützt, indem er auf Planungsfehler bei dezentralen Energieversorgungsanlagen hinweist, wie z.B. zu geringe Anlagenauslastungen (*Karl 2006, S. 404*).

## **1.2 Zielstellung**

Im Rahmen dieser Arbeit sollte eine Bewertungsmethodik zur Unterstützung der Planung, insbesondere der Standortplanung von Wasserelektrolyseanlagen entwickelt werden. Diese sollte die Dimensionierung der Wasserelektrolyseanlagen und die Bewertung der standortspezifischen Wasserstoff-Herstellungskosten beinhalten. Abweichend von klassischen Bewertungen für Produktionsstandorte sollten die Besonderheiten der fluktuierenden Energieversorgung in Verbindung mit verfügbaren Netzanschlüssen einbezogen werden. Darüber hinaus sollten standortspezifische Synergien zwischen Elektrolyse und Energieversorgung bewertet werden. Basierend auf vorzugebenden Kosten bzw. Wasserstoff-Preisen sollten optimale Anlagengrößen ermittelbar sein. Die zu entwickelnde Methodik sollte auch die Bewertung technologischer Alternativen ermöglichen.

## **1.3 Struktur der Arbeit**

Im Kapitel 2 werden Grundlagen sowie Basisdaten der Bewertungsmethodik dargestellt. Insbesondere werden die Situation der fluktuierenden Energieversorgung, das Prinzip des Elektrolyseprozesses sowie die umgebende Infrastruktur erläutert. Basierend auf Prozessschritten wird in Kapitel 3 die Bewertungsmethodik konzeptionell entwickelt. Nach dem Prinzip der modularisierten Wasserelektrolyseanlage folgt in Kapitel 4 die Beschreibung der Umsetzung der technologischen Bilanzierungen sowie Kostenbewertungen. Im Kapitel 5 wird die Umsetzung der Bewertungsmethodik in Excel formuliert. Am Beispiel der Bewertung einer Wasserstoffanlage mit 50 MW Elektrolysekapazität werden unter anderem die Datenverarbeitung, die standortspezifische Anlagenkonfigurierung und die Ermittlung der resultierenden H<sub>2</sub>-Herstellungskosten beschrieben. Die Anwendung der Bewertungsmethodik wird anhand mehrerer Fallstudien gezeigt. In Kapitel 6 wird eine über Netzleistung kontinuierlich betriebene Wasserelektrolyseanlage mit 150 MW Elektrolysekapazität an einem Industrieparkstandort bewertet. Kapitel 7 beinhaltet die Bewertung einer Wasserelektrolyseanlage im Verbund mit einem Windpark, der eine installierte Leistung von 64 MW umfasst.

Dabei wird insbesondere auf die ausschließliche Nutzung von Windenergiespitzen im Zusammenhang mit der installierten Elektrolysekapazität sowie der umsetzbaren Anlagenauslastung eingegangen. In Kapitel 8 wird die Anwendung der Bewertungsmethodik für die Abschätzung der standortspezifisch optimalen Elektrolysekapazität demonstriert. Die Kosten reduzierenden Effekte ergänzender Netzleistung auf die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten werden untersucht. Für vorgegebene H<sub>2</sub>-Preise werden die verfügbaren Stromvergütungen ermittelt. Abschließend folgt ein Ausblick auf weiterführenden Anwendungsmöglichkeiten für die entwickelte Bewertungsmethodik.

## 2 Grundlagen und Datenbasis

### 2.1 Nutzung und Transport von Wasserstoff und Sauerstoff

#### 2.1.1 Wasserstoff für Mobilität

Unter anderen ist Wasserstoff bei PKW und Nutzfahrzeug über Brennstoffzellen verbunden mit Elektromotoren zu nutzen. So liegt der Wasserstoffverbrauch für den Brennstoffzellenantrieb des Mercedes-Benz-Forschungsfahrzeugs F 125 bei 0,79 kg/100 km (*Daimler 2011*). Für das Bus-Modell Citaro mit Brennstoffzellenantrieb beträgt die Reichweite 250 km bei einer Tankfüllung von 35 kg (*Daimler 2012*).

#### 2.1.2 Wasserstoff als Grundstoff

Ergänzt um die Bezeichnungen für die Umrechnung in Nm<sup>3</sup> Wasserstoff-Bedarf zeigt Tabelle 2-1 Beispiele für Verfahren mit Wasserstoffnutzung sowie den damit verbundenen spezifischen Mengen bzw. industriellen Nutzungsoptionen (*Winter & Nitsch 1989, S. 69-82*).

**Tab. 2-1:** Nutzung von Wasserstoff als Grundstoff (Winter & Nitsch 1989, S. 69-82)

Verfahren	Spez. H <sub>2</sub> -Verbrauch Nm <sup>3</sup> /t	Spez. Masse Edukt / Produkt t/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	Anmerkung
Ammoniak-Synthese	1985	0,000504	
Methanol-Synthese	1764	0,000567	Synthesegas 70% H <sub>2</sub>
Reduktion von Oxiden	670	0,001493	Metallurgie
Eisen-Produktion	602	0,001661	
Veredlung von Erdöl, Schweröl	400	0,002500	Rohöl-Destillat
Veredlung von Kohle	2850	0,000351	Kohle-Methan
Entschwefelung Rohbenzin	125	0,008000	Raffination
Entschwefelung Heizöl	250	0,004000	Raffination, Heizöl bis 5,5 Gew.-% S
direkte Kohle-Verflüssigung	810	0,001235	

### 2.1.3 Wasserstoff zur Methanisierung

Aufgrund zukünftiger Entwicklungen in der CO<sub>2</sub>-Thematik ist neben den etablierten Verfahren die Verwendung von Wasserstoff als Industrie-Gas für die Methanisierung zu erwägen. Zugleich lassen sich durch Einspeisung von Methan in das vorhandene Gasnetz Investitionen in Speicherung und Transport des Wasserstoffs reduzieren.

Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Methan-Konzeptes wird im so genannten Sabatier-Prozess CO<sub>2</sub> unter Zuführung von Wasserstoff methanisiert (Gleichung 2-1).



Für die Kombination aus Elektrolyse und Methanisierung sind Wirkungsgrade 46-75 % benannt. Spezifische Investitionen in Anlagen-Leistungen 5-10 MW<sub>el</sub> werden auf 2.000 €/kW<sub>el</sub> geschätzt. Enthalten sind Elektrolyse, Methanisierung, Verdichtung, Leistungselektronik, Verrohrung, Konstruktion und Steuerung. Als Nutzungsdauer sind 15-20 Jahre angegeben (*Sterner 2009, S. 109-112*).

### 2.1.4 Sauerstoff als Grundstoff

Ein Beispiel der industriellen Nutzung von Sauerstoff ist das Noell-Konversionsverfahren für die thermische Abfallbehandlung. Im Teilprozess der Flugstromvergasung findet eine Partialoxidation mit technisch reinem Sauerstoff bei Drücken zwischen 2 bar und 25 bar statt. Als Beschreibung der großtechnischen Umsetzung dient eine 130 MW-Großanlage am Standort Schwarze Pumpe mit einem Auslegungsdurchsatz von 30 t/h Brennstaub. Gemäß Darstellung der Grundtechnologie der Flugstromvergasung wird der Sauerstoffbedarf über eine Lufttrennanlage gedeckt. Daneben ist mit der Festbettdruckvergasung ein zweites Vergasungsverfahren beschrieben. Gemäß Verfahrensschema ist einem bis zu 25 bar Betriebsdruck arbeitenden Reaktor Sauerstoff zuzuführen. Dargestellt ist auch das Verwertungskonzept mit Methanolsynthese aus Synthesegas (*Thomé-Kosmiensky 1994, S. 315-322*). Auf Basis von Wassergas, dem Gemisch aus CO und H<sub>2</sub> wird die Methanol-Niederdruck-Synthese durchgeführt (*Schröter, Lautenschläger & Bibrack 1994, S. 623*).

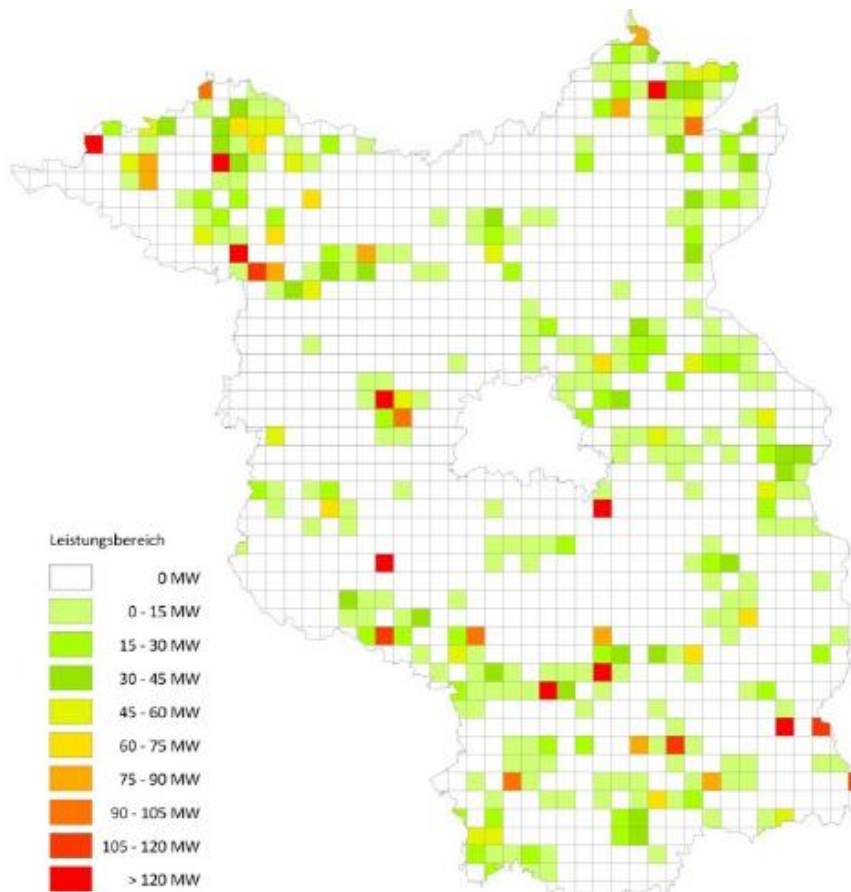
Durch Anwendung des Oxyfuel-Verfahrens in Verbindung mit einer Kesselleistung von 30 MW<sub>th</sub> und einem Brennstoffbedarf von 5,2 t/h Trockenbraunkohle ergibt sich ein Sauerstoffbedarf von 10 t/h (Vattenfall 2011).

Für ein Oxyfuel-Kraftwerk mit 1.000 MW Generatorleistung beträgt der Sauerstoffbedarf 564 t/h (Hellfritsch et. al. 2006).

## 2.2 Windenergie

### 2.2.1 Verfügbarkeit

Bild 2-1 zeigt die für 2015 prognostizierte Windenergienutzung in Brandenburg.

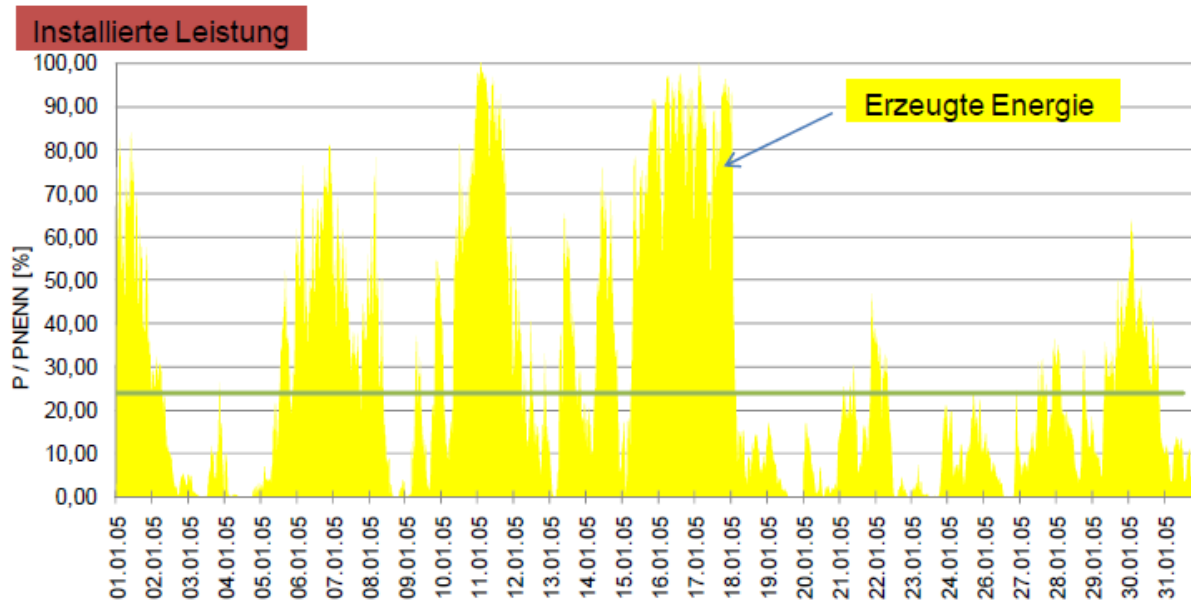


**Bild 2-1:** Räumliche Verteilung der prognostizierten Windleistung für das Jahr 2015 (Schwarz & Pfeiffer 2011 S. 9)

Aus der Darstellung sind die räumliche Verteilung, die unterschiedlichen Leistungsbereiche sowie regionale Schwerpunkte ersichtlich (Schwarz & Pfeiffer 2011, S. 9).



Neben den Unterschieden in der installierten Leistung werden im Bild 2-2 auch die starken Schwankungen bei der Windenergie-Erzeugung gezeigt (Schwarz, Bitsch & Fichtner 2008, S. 38).



**Bild 2-2:** Einspeisung eines Windparks im nördlichen Brandenburg über 1 Monat (Schwarz, Bitsch & Fichtner 2008, S. 38)

### 2.2.2 Leistungsbewertung

Der fluktuierende Strombezug elektrischer Anlagen wird über die Umformung der tatsächlichen Lastverläufe zu monoton fallenden Dauerlinien beschrieben. Über ein flächengleiches Rechteck, basierend auf der Spitzenlasthöhe und dem Flächeninhalt unterhalb der Dauerlinie, wird anschließend der zugehörige Zeitwert in Form der Benutzungsdauer abgeleitet. Mit dem zugehörigen Zeitwert wird die Ausnutzungsdauer dargestellt. Um die insgesamt im Jahr eingespeiste elektrische Energie auszudrücken, wird die Ausnutzungsdauer vielfach auch als Vollastbenutzungsdauer oder Vollaststunden bezeichnet. Bei der Deckung der Netzlast gelten Kraftwerke für über 5.000 Betriebsstunden pro Jahr als Grundlastkraftwerke (Heuck, Dettmann & Schulz 2010, S. 72,674).

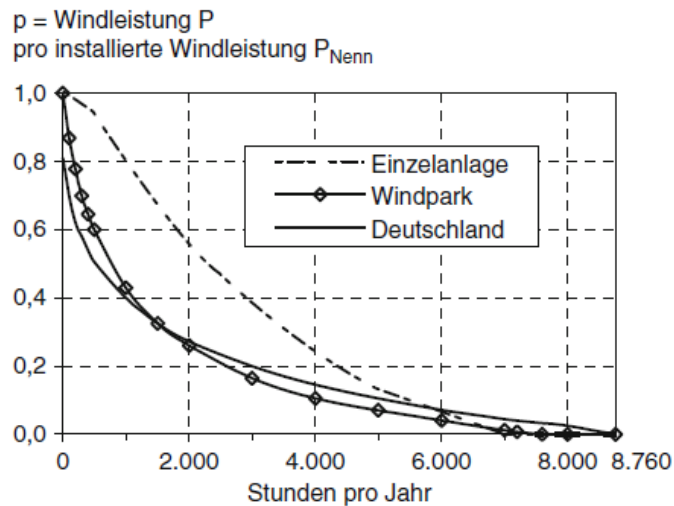
Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung wird die Nennleistung eines Kraftwerkes mit der installierten Kapazität in MW beschrieben. Über den Lastfaktor wird angegeben, in welchem Ausmaß die Nennleistung im Jahresdurchschnitt nutzbar ist bzw. wie viele Jahresvolllaststunden erbracht werden können. Für viele regenerative Stromerzeugungsanlagen mit kapitalintensiver Technologie sind geringe Lastfaktoren  $\nu = 0,2$  typisch, gleichbedeutend mit 1.752 Volllaststunden pro Jahr bzw. einer durchschnittlichen Auslastung von 20 %. Bei der Planung von Grundlastkraftwerken werden mehr als 7.000 Jahresnutzungsstunden angesetzt (*Erdmann & Zweifel 2008, S. 38,41,302*).

Bezüglich technischer und ökonomischer Parameter von Referenzkraftwerken mit Inbetriebnahmen ab 2010 werden unter anderem für Onshore Wind-Kraftanlagen Auslastungen von 15 % bis 25 % genannt (*Wissl, Rath-Nagel, Blesl, Fahl & Voß 2008, S. 3*).

Bei der Auslastung von Kohlekraftwerken wird die Teillastfahrweise mit 20 % Anteil angegeben. Innerhalb des Teillastbetriebes sind Leistungen bis 20 % als Schwachlast ausgewiesen. Darüber hinaus nehmen die Stillstände zu (*Benesch & Brüggendick 2001, S. 40*).

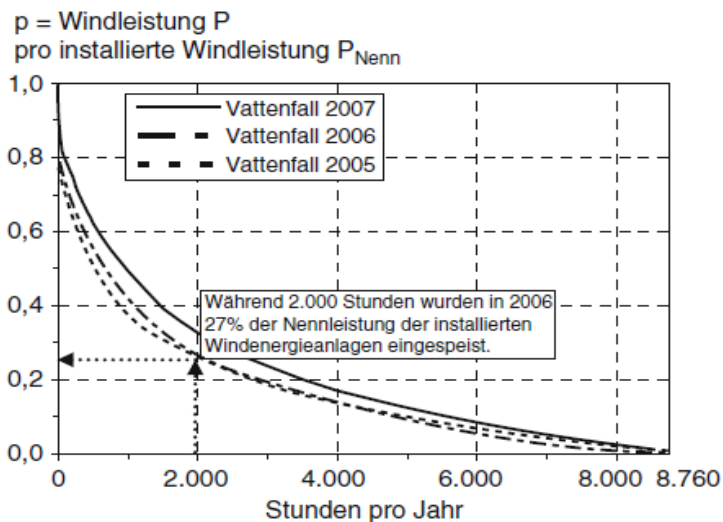
Die Anlagenauslastung bzw. die Anzahl der Jahresvolllaststunden gilt als wichtigster Parameter bei der Strom- und Wärmeerzeugung. Bei Stromerzeugungsanlagen sind die Jahresvolllaststunden aus der erzeugten Arbeit und der elektrischen Nennleistung eines Kraftwerkes zu errechnen (*Karl 2006, S. 315*).

Bezüglich erzeugter Windenergie werden an Binnenstandorten ca. 1500 Volllaststunden pro Jahr erzielt. Die jährlichen Volllaststunden errechnen sich aus der Integration einer geordneten Windleistungsdauerlinie. Bild 2-3 zeigt die Leistungsverfügbarkeit der Windstromerzeugung anhand der Verläufe geordneter Leistungsdauerlinien einer Einzelanlage, einer Windparkgruppe sowie aller Windenergieanlagen im deutschen Verbundnetz.



**Bild 2-3:** Normierte Leistungs-Dauer-Kurven von Einzelanlage, Windparkgruppe und deutschlandweiter Einspeisung (Jarass, Obermair & Voigt 2009, S. 39-56 nach [Windenergiereport 2005, S. 64])

Die Einspeisung von Windenergie in die Vattenfall-Regelzone von 2005 bis 2007 zeigt Bild 2-4.



**Bild 2-4:** Leistungs-Dauer-Kurven der Windenergieeinspeisung, Beispiel: Vattenfall-Regelzone 2005-2007 (Jarass, Obermair & Voigt 2009, S. 39-56 nach [Vattenfall 2007]; zu installierten Windleistungen zur Jahresmitte [DEWI 2008])

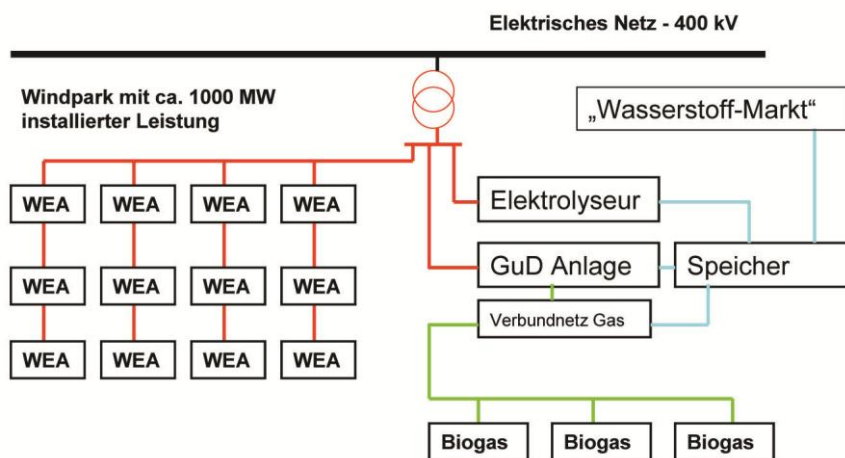
Die Differenzen in den Funktionsverläufen werden durch unterschiedliche Windstärken hervorgerufen (Jarass, Obermair & Voigt 2009, S. 39-56).

Aus Sicht des Netzsicherheitsmanagements wird die besondere Netzcharakteristik für die Integration von Windparks beschrieben. Am Beispiel einer geordneten Windleistungsdauerlinie für derzeitige mittlere deutsche Onshore-Verhältnisse werden ca. 1350 Jahresvolllaststunden Windenergieeinspeisung genannt (Bitsch 2008, S. 13-18).

Im Rahmen von Netzausbauplanungen wird die Problematik des stabilen Betriebs des Gesamtsystems beschrieben. Mit Bezug auf die Erneuerbare-Energien-Einspeisung und den erforderlichen Ausgleichsbedarf werden ca. 90 h/a mit besonderer Bedeutung für die Netzstabilität ausgewiesen (Schwarz, Bitsch & Fichtner 2008, S. 17).

### 2.3 Konzept des Erneuerbare-Energien-Hybridkraftwerks

Bisher erfolgte für erneuerbare Energie der Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage über die Leistungsanpassung konventioneller Kraftwerke, das Nutzen von Pumpspeicherwerken sowie das kontrollierte Abschalten von Windkraftanlagen. Im Zusammenhang mit dem Konzept des Erneuerbare Energien-Hybridkraftwerkes wird die Nutzung der gesamten regenerativen Energie, die Zwischenspeicherung nicht unmittelbar nutzbarer Energie in Form von Wasserstoff sowie eine gesicherte Leistungsverfügbarkeit Wasserstoff gefeuerter GuD-Anlagen beschrieben. Bild 2-5 zeigt das Konzept.



**Bild 2-5:** Grundkonzept des EE-Hybrid-Kraftwerks (Schwarz, Bitsch & Fichtner 2008, S. 33-38)

Das Grundkonzept sieht vor, über alkalische Druck-Elektrolyse erzeugten Wasserstoff bis zur bedarfsorientierten Nutzung zu speichern. Vorgesehen sind die Verbrennung in Gas- und Dampfkraft-Anlagen, die Einspeisung in ein Gasverbundnetz sowie die Belieferung des Wasserstoff-Marktes (Schwarz, Bitsch & Fichtner 2008, S. 33-38).

## 2.4 Anlagenauslastung bei der Stromerzeugung

Die Anlagengröße hat bei der Strom- und Wärmeerzeugung unter anderem Einfluss auf die thermodynamische Effizienz, Flexibilität und Ökologie. Bezüglich Umweltbelastung sinkt der wirtschaftliche Aufwand für Primär- und Sekundärmaßnahmen zur Emissionsminderung bei steigender Anlagengröße und zunehmender Anlagenleistung. Dagegen steigen Emissionen durch höheren Versorgungs- und Transportaufwand. Wegen höherer Wirkungsgrade und dadurch spezifisch geringerer CO<sub>2</sub>-Emissionen ist der Betrieb von Großanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung vorzuziehen. Bei Kleinanlagen lassen sich CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Einsatz regenerativer Energieträger reduzieren.

Darüber hinaus hat die Anlagenauslastung Einfluss auf die Stromgestehungskosten. So betragen die Stromerzeugungskosten nach 6.000 Jahresvollbenutzungstunden ca. 3 ct/kWh bei einem Kohlekraftwerk mit  $\eta_{el} = 40\%$ , spezifischen Investitionen von 1.500 €/kW und einem Brennstoffpreis von 2,40 €/MWh (20 €/t) (Karl 2006, S.15-17,324).

Die Ausnutzungszeit für Grundlastkraftwerke wird mit jährlich 5.000 h - 7.000 h beschrieben. Mittellastkraftwerken werden Ausnutzungszeiten von jährlich ca. 4.000 h und Spitzenlastkraftwerke unter 1.000 h zugewiesen. Für das Jahr 1990 ist die Ausnutzungsdauer der Kraftwerke im EVU-Netz auf Basis des Energieträgers Braunkohle mit 6.695 h benannt (Constantinescu-Simon 1996, S. 500).

## 2.5 CO<sub>2</sub>-Emissionen fossiler Brennstoffe

Als spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe werden unter anderem für Braunkohle 0,37-0,43 kg/kWh, Erdöl 0,26 kg/kWh und Erdgas 0,20 kg/kWh genannt. In Verbindung mit Kraftwerksanlagen betragen die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Braunkohle-Dampfkraftwerkes mit einem Wirkungsgrad  $\eta_{el} = 42\%$  ca. 1,05 kg/kWh. Ein GuD-Kraftwerk mit dem Wirkungsgrad  $\eta_{el} = 58\%$  emittiert ca. 0,4 kg/kWh bei der Erdgasverbrennung (Karl 2006, S. 379-388).

## 2.6 Standortfaktoren

### 2.6.1 Allgemein

Im Allgemeinen bilden die beiden Gebiete "Produktion" und "Logistik" eine Einheit. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist die industrielle Produktion als geordnetes System von Entscheidungen anzusehen, unterstützt durch wissenschaftliche Methoden. Unterschieden werden Programm-, Prozess- und einsatzbezogene Produktionstypen sowie strategische, taktische und operative Entscheidungsebenen. Häufig dominieren Kostengesichtspunkte die Entscheidung über Produktionsstätten, für die mehrere potentielle Standorte zu vergleichen sind. Grundsätzlich sind Standortentscheidungen die Eckpfeiler der strategischen Unternehmensplanung, die den Gestaltungsrahmen für weitere Produktionsinfrastruktur bilden. Aus dem Verbund von Standort und Materialströmen entsteht die räumliche Struktur des Logistiksystems bezüglich Produktionsstätte und Lagerhaltung. Für Produktionsstandorte gelten Motive wie zum Beispiel Kapazitätsbedarf, Modernisierungsgrad, Zusammenlegung von Einheiten, Nachfrageschwerpunkte, "Just-in-Time"-Prinzip, Kostenanstiege und Handelsbeschränkungen. Standortalternativen sind zu bewerten über Nutzwertanalyse, Break-Even-Analyse mit optionaler Sensitivitätsanalyse sowie Optimierungsmodelle. Die Nutzwertanalyse ist ein einfaches Punktebewertungsverfahren für die qualitative Bewertung sich ausschließender Handlungsalternativen. Standorte, Produktideen, Investitionsprojekte oder Ähnliches sind in eine quantitative Nutzenskala zu transformieren. Zu Beginn sind Kriterien zu erheben und prozentual so zu gewichten, dass die Summe aller Kriterien 1 ist. Durch Multiplikation mit jeder Standortalternative ergeben sich Teilnutzenwerte, deren Summe den Gesamtnutzen ergibt. Favorit ist der Standort mit dem höchsten Gesamtnutzen. Die Kriteriengewichtung ist das subjektive Ergebnis aus Verhandlungsprozessen zwischen Entscheidungsträgern. Für die Break-Even-Analyse gilt, dass durch Gleichsetzung von Kostenfunktionen die kritischen Produktionsmengen für Produktionsstandorte zu vergleichen sind. Mit Beschränkung auf wenige Standorte ergibt sich ein diskretes Standortmodell. Die Optimierung dient der Minimierung von Fixkosten und Transportkosten. Nebenbedingung ist, dass der gesamte Bedarf eines Abnehmerzentrums erfüllt wird (Günther & Tempelmeier 2003, S. 1,10-26,61-76).

Der Anlagen-Standort hat großen Einfluss auf die Investitionen sowie die Betriebskosten und in deren Folge auf die Wirtschaftlichkeit. Aus Sicht des Anlagenbaus werden allgemeine Kriterien formuliert, die bei der Standortwahl zu berücksichtigen sind (*Hirschberg 1999, S. 1128-1130*).

Spezifische Standortfaktoren beeinflussen den Erfolg einer Industrieunternehmung. Optimale Standorte lassen sich ermitteln aus der Kenntnis relevanter Standortfaktoren und deren quantitativer sowie qualitativer Bewertung. Quantitativ zu bewerten sind Einflussgrößen, deren Beitrag zum Unternehmenserfolg direkt messbar ist. Eine qualitative Bewertung entsteht durch subjektive Schätzungen von Planungs- und Entscheidungsträgern, deren Ergebnis aber nicht monetär auszudrücken ist (*Hansmann 2006, S. 107-128*).

In der Praxis ist das Erstellen von Checklisten für Standortfaktoren weit verbreitet. Über Scoring-Modelle lassen sich so formell Rangfolgen für potentielle Standorte ableiten. Scoring-Modelle dienen der heuristischen Standortanalyse. Von Vorteil ist die Ergänzung durch eine quantitative Standortplanung. Zielführend ist die Anwendung heuristischer Methoden für das Planen spezifischer Anlagen. Heuristiken haben im Vergleich zu Algorithmen einen geringeren Allgemeingrad. Neben der Unterteilung in quantitative und qualitative Standortfaktoren können auch strategische Aspekte die Standortwahl beeinflussen. Zu unterscheiden sind Strategien für Expansion, Konzentration sowie Kontraktion. Wichtige allgemeine Standortfaktoren aus dem Blickwinkel der Produktionswirtschaft sind in einer Übersicht zusammengefasst (*Corsten 2004, S. 382-399*).

Der allgemeinen Übersicht entnommene Standortfaktoren mit Relevanz für die Standortplanung von Wasserstoffanlagen sind in Tabelle 2-2 dargestellt. Als erforderlich und relevant eingestufte Standortfaktoren werden in die Bewertungsmethodik aufgenommen.

**Tab. 2-2:** Relevanz quantitativer und qualitativer Standortfaktoren für Wasserstoffanlagen (Grundlage: Corsten 2004, S. 382-399)

<b>Standortfaktor</b>	<b>erforderlich</b>	<b>relevant</b>	<b>unbedeutend</b>
<i>quantitativ</i>			
Transport-Kosten	x		
Produkt-Bedarf	x		
Produkt-Absatzpreis	x		
Energie-Preis	x		
Grundstücks-Preis		x	
Personal-Kosten		x	
Materialbeschaffungs-Kosten		x	
Finanzierungs-Kosten		x	
Öffentliche Hand, Fördergelder			x
Grund- und Gewerbe-Steuer			x
Gewinn-Steuer			x
Entsorgungs-Kosten			x
<i>qualitativ</i>			
<i>Grundstück:</i>			
Lage	x		
Form		x	
Zustand		x	
Bauvorschriften		x	
Umgebungseinflüsse		x	
Ausdehnungsmöglichkeiten		x	
<i>Infrastruktur:</i>			
Verkehrsnetz		x	
Bezug von Rohstoffen	x		
<i>Umwelteinflüsse:</i>			
Abwasser		x	

Durch die vorgenommene Eingrenzung auf Standortplanungen innerhalb des Landes Brandenburg sind bundesweite Unterschiede bei Kosten und Steuern als unbedeutend eingestuft. Signifikante Entsorgungskosten sind im Zusammenhang mit der Wasserstoffelektrolyse nicht zu erwarten.

## 2.6.2 Spezifisch für die Wasserstoffanlage

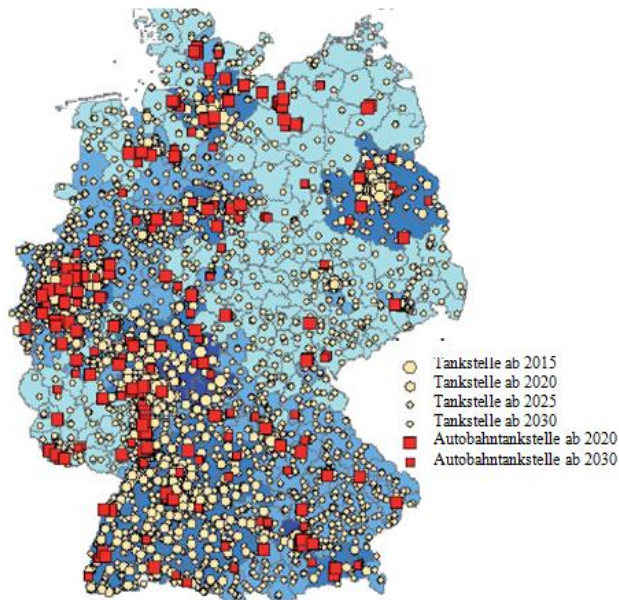
### 2.6.2.1 Energieversorgungsnetz

Im Zusammenhang mit der Netzintegration Erneuerbarer Energien, dem Netzsicherheitsmanagement sowie dem Konzept des EE-Hybridkraftwerkes werden unterschiedliche Belastungen in den einzelnen Regelzonen beschrieben. Um das Übertragungsnetz zu entlasten, ist die Energie netzverträglich am Ort der Erzeugung zu nutzen (Schwarz, Bitsch & Fichtner 2008, S. 8-48).



### 2.6.2.2 Wasserstofftankstellennetz

Die Darstellung in Bild 2-6 zeigt die bedarfsorientierte Entwicklung von Wasserstofftankstellen.

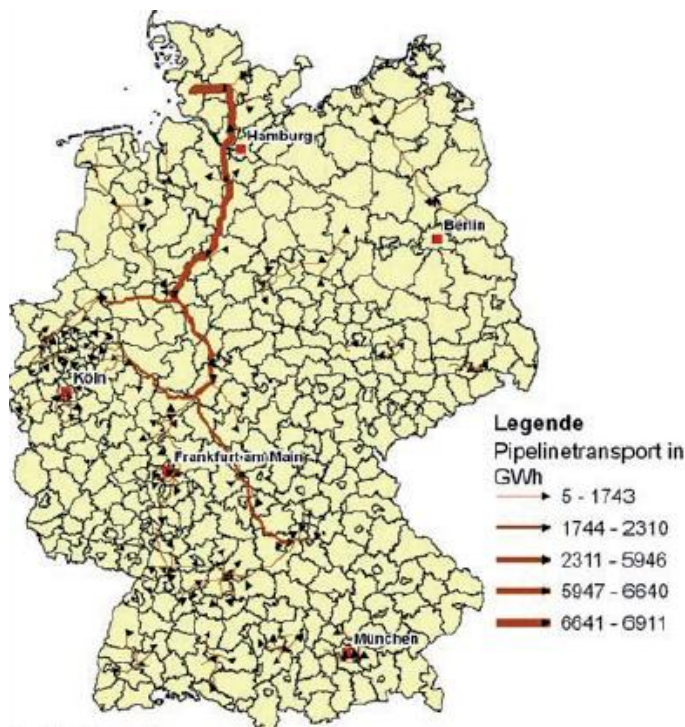


**Bild 2-6:** Entwicklung der Wasserstofftankstellen von 2015 bis 2030 (Germanhy 2009, S. 37)

Aus der Übersicht wird die bis 2030 prognostizierte Entwicklung der Wasserstofftankstelle-Infrastruktur ersichtlich (Germanhy 2009, S. 37).

### 2.6.2.3 Wasserstoff-Pipelinenetz

Den prognostizierten Entwicklungsstand des Wasserstoff-Pipelinenetzes im Jahre 2030 zeigt Bild 2-7.



**Bild 2-7:** Entwicklung des Wasserstoff-Pipelinenetzes bis 2030 (Germanhy 2009, S. 40)

Dargestellt sind die Transportkapazitäten der Pipelinenetze bezogen auf die Wasserstoff-Energie in GWh (Germanhy2009, S. 40).

### 2.6.2.4 Erdgasnetz

Es wird der Ansatz betrachtet, regenerativ erzeugte elektrische Energie in der Erdgasinfrastruktur zu speichern. Bezug nehmend auf das DVGW-Arbeitsblatt G 262 sind im Erdgasnetz bis 5 Vol.-% Wasserstoff zulässig. Für die Erdgasnutzung als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge beschränkt die DIN 51624 den H<sub>2</sub>-Gehalt auf maximal 2 Vol.-%. Im Rahmen von DVGW-Forschungsvorhaben laufen Untersuchungen über die maximale Zumischgrenze bezüglich Gasinfrastruktur und Gasverwendung. Im Hinblick auf Erreichen eines maximalen energetischen Wirkungsgrades wird empfohlen, in den Grenzen des DVGW-Regelwerkes Wasserstoff direkt zuzumischen und überschüssiges H<sub>2</sub>-Volumen über Methanisierung abzufangen.

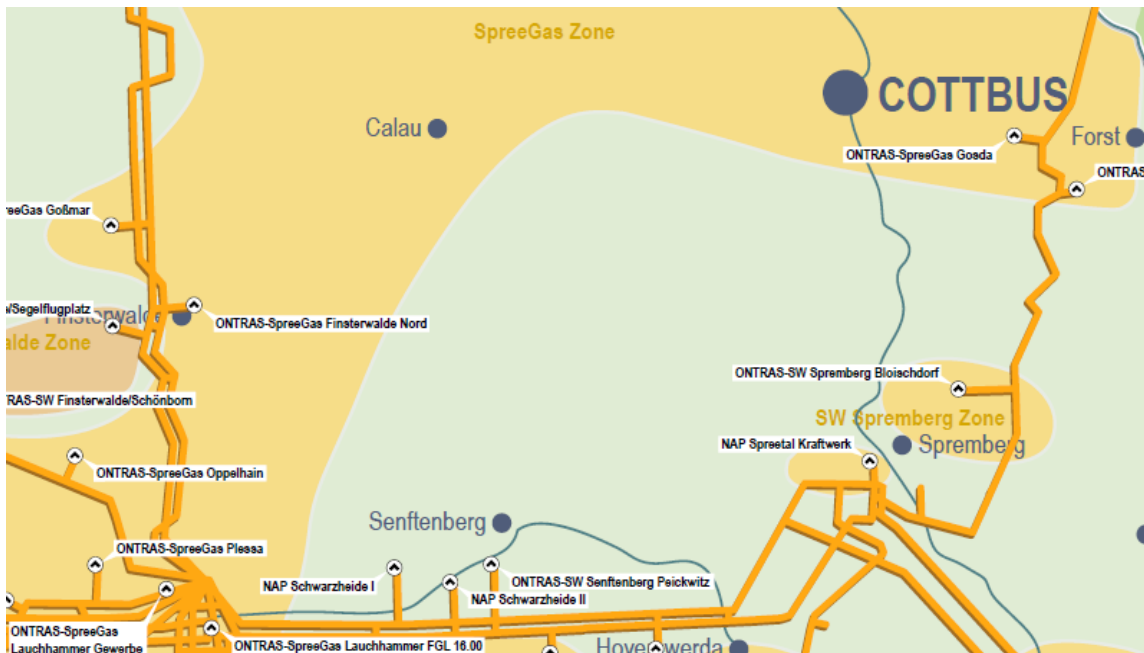
Nach Elektrolyse, Methanisierung und Verdichtung wird der Gesamtprozesskette ein Wirkungsgrad am Eintritt ins Gasnetz von ca. 64 % zugeordnet (*Bajohr, Götz, Graf & Ortloff 2011, S. 200-209*).

Auf Grund der Bedeutungszunahme von gasförmigen Energieträgern wie Wasserstoff und Synthetic Natural Gas (SNG, auch Substitute Natural Gas) sowie Biogas und Klärgas wird das Konzept der Intelligenten Gasnetze – Smart Gas Grids beschrieben. Am Beispiel der Wasserstoffinjektion ins Erdgasnetz werden die Anforderungen an Smart Gas Grids dargestellt, um zukünftig 20 % des für 2020 prognostizierten Windstromertrages aufnehmen zu können. Darüber hinaus erfordert die Speicherung der erneuerbaren Gase im Erdgasleitungsnetz konkrete Standortbewertungen bezüglich der Schnittstellen zwischen Stromnetz, Gasnetz und Erdgasspeichern. Eine Übersicht zeigt die Lage von Kavernenspeichern, Porenspeichern, Erdgasleitungen > 60 bar sowie 220-kV- und 380-kV-Stromleitungen innerhalb des Bundesgebietes (*Müller-Seyring & Theisen 2001, S. 212-217*).

Mit Blick auf die Entwicklung der Erdgasbeschaffenheiten in Europa gilt unter Einschränkungen eine Zumischung bis 10 % Wasserstoff als unproblematisch. Restriktionen und somit Forschungsbedarf werden gesehen bei CNG-Tanks, Gasturbinen mit Vormischern sowie Untertage-Speichern (*Altfeld & Schley 2001, S. 544-550*).

Eine Kapazitätserweiterung des bestehenden Gasnetzes wird durch Leitungsparallelsierung, Durchmesserergrößerung, Zwischenverdichterstationen, Zubau zusätzlicher Verdichterleistung, Druckerhöhung sowie Schaffung zusätzlicher Aufspeisestellen ermöglicht (*Mischner, Fasold & Kadner 2011, S. 615*).

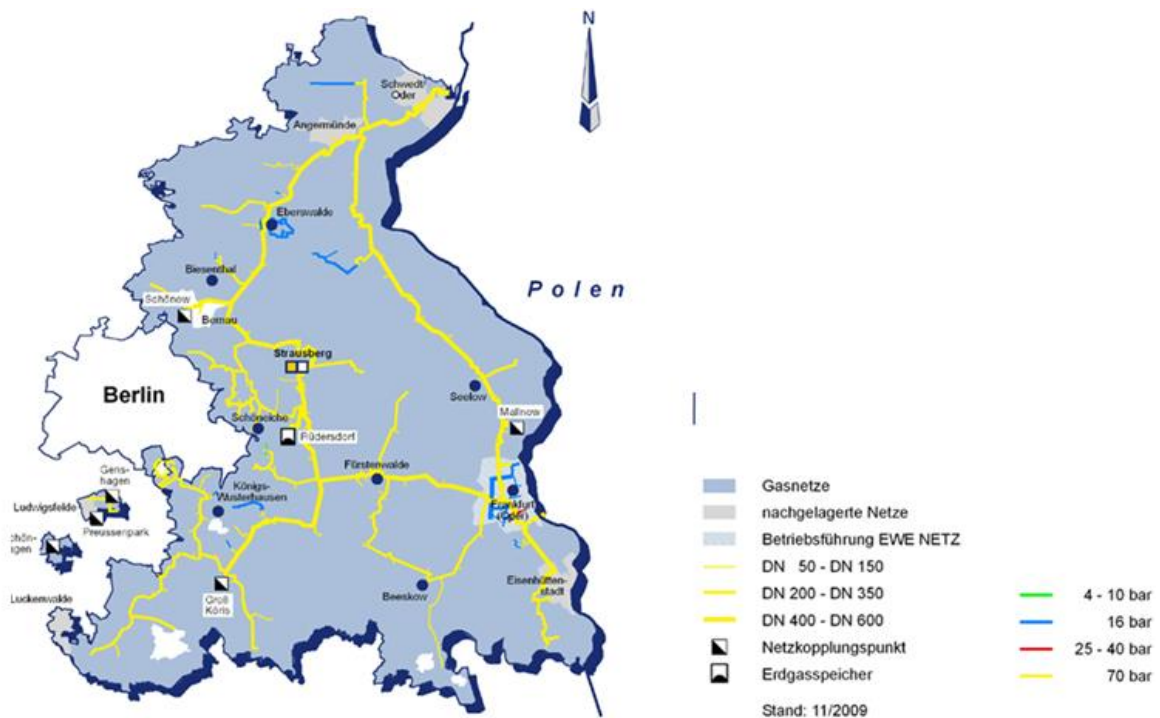
Bild 2-8 zeigt gegenwärtig vorhandene Ein- und Ausspeisestellen am Beispiel einer Netzkarte mit Netzkopplungspunkten bzw. Zonen.



**Bild 2-8:** ONTRAS Gasnetz mit Netzkopplungspunkten, Ausschnitt Süd-Brandenburg (Ontras, 2011)

Dargestellt ist ein Ausschnitt der Gasnetzkarte mit der südlichen Region des Landes Brandenburg. Der Betriebsdruck im Gasnetz ist 41-70 bar (ONTRAS 2011).

Im Zusammenhang mit der Speicherung von Methan, erzeugt aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid, zeigt Bild 2-9 die Erdgasnetzgebiete der EWE in Brandenburg.



**Bild 2-9:** Erdgasnetzgebiete der EWE Netz GmbH: Brandenburg mit HD-Leitungen (EWE 2009)

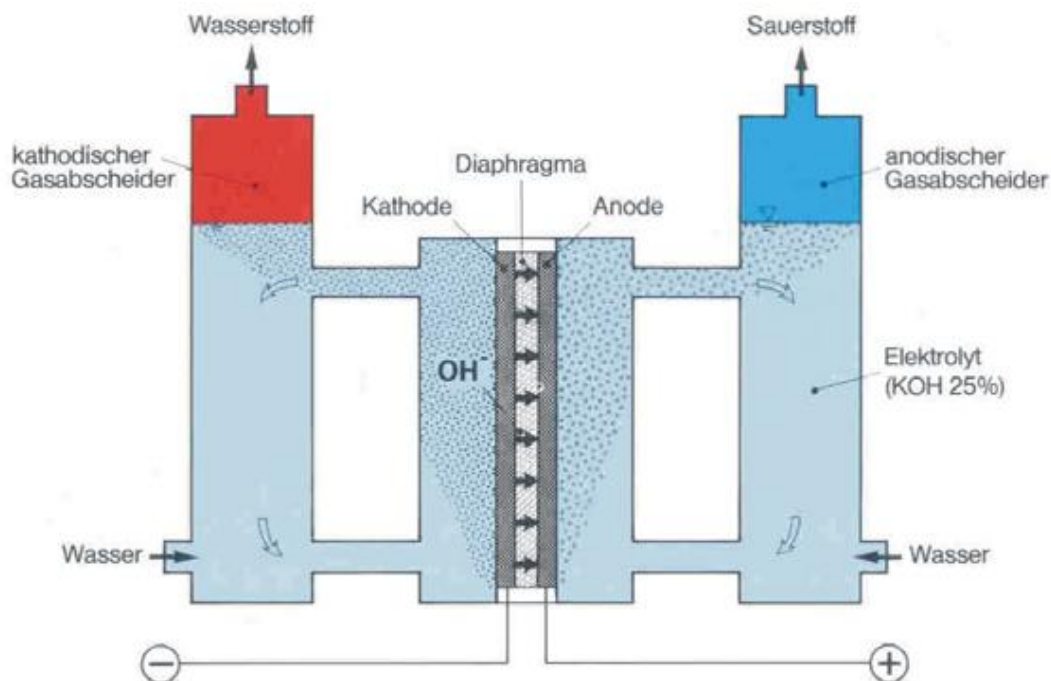
Dargestellt sind unter anderen HD-Leitungen mit 70 bar, Netzkopplungspunkte und Erdgasspeicher (EWE 2009).

## 2.7 Technologie der Wasserstoffanlage

### 2.7.1 Funktionsprinzip des Wasserelektrolyseprozesses

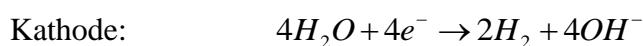
Das verfahrenstechnische System der zu entwerfenden Wasserstoffanlage besteht aus mehreren Teilprozessen. Hauptprozess ist die alkalische Elektrolyse.

Bild 2-10 zeigt das Funktionsprinzip (Brinner & Hug 2002).



**Bild 2-10:** Alkalische Elektrolyse, Funktionsprinzip (Brinner & Hug 2002)

Im Reaktionsraum befindet sich die Elektrolyselösung, bestehend aus Wasser und Kaliumhydroxid (KOH). Werden Kathode und Anode mit elektrischer Spannung beaufschlagt, führt elektrischer Strom zu folgenden elektrochemischen Reaktionen:



Anodenraum und Kathodenraum trennt ein mikroporöses, für die Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff undurchlässiges Diaphragma (Roesler & Zittel 1994, S. 43).

Das Diaphragma-Material begrenzt die Betriebstemperatur bei Asbestmembranen auf 80 °C. Mit Keramiken und Polymeren sind 150 °C realisierbar. Der maximale Betriebsdruck der Niederdruckelektrolyse ist 9 bar. Bei prinzipiell identischer Funktion sind mit der Hochdruckelektrolyse Betriebsdrücke von 10 bar bis 50 bar erreichbar (*Angloher & Dreier 2000, S. 41ff*).

Der Vorteil der Hochdruckelektrolyse liegt in der Bereitstellung von Wasserstoff auf höherem Druckniveau. Dadurch reduziert sich die Verdichterarbeit. Mit der alkalischen Elektrolyse sind Wirkungsgrade bis 80% erreichbar (*Geitmann 2004, S. 64*).

### 2.7.2 Wirkungsgrad

Die Thermoneutrale Zellspannung für die ideale Wasserelektrolyse beträgt 1,48 V (0 °C und 1,01325 bar). Für Industrieanlagen liegen übliche Zellspannungen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ("begin of life") zwischen 1,80 V und 2,0 V. Der spezifische elektrische Strombedarf wird mit 2,4 kWh/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> angegeben (*ELT 2004*).

Der Elektrolyseur muss bei Zuspaltung elektrischer Energie von Sonnen- oder Windenergieanlagen auf Veränderungen reagieren, die ausgelöst von Tag-Nacht-Zyklen oder Schwankungen im Sekundenbereich liegen. Auswirkungen des intermittierenden Langzeitbetriebes auf die Elektrodenmaterialien sowie die Stabilität der verwendeten Elektrokatalysatoren sind Inhalt von Untersuchungen zu einzelnen Effekten und deren Zusammenwirken im Elektrolyseverfahren. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse  $\eta_{Elys}$  ermittelt sich aus dem Quotienten des Energiegehaltes des erzeugten Wasserstoffes und der aufgebrauchten elektrischen Energie. Das entspricht dem Verhältnis der thermodynamischen Zersetzungsspannung  $U_{th}$  und der Betriebsspannung einer einzelnen Zelle  $U$ . Kathodische und anodische Überspannungen sowie der Spannungsabfall im Elektrodenzwischenraum verursachen eine zusätzlich aufzuwendende Spannung  $\Delta U$ , siehe Gleichung (2-2).

$$\eta_{Elys} = U_{th} / U = U_{th} / (U_{th} + \Delta U) \quad (2-2)$$

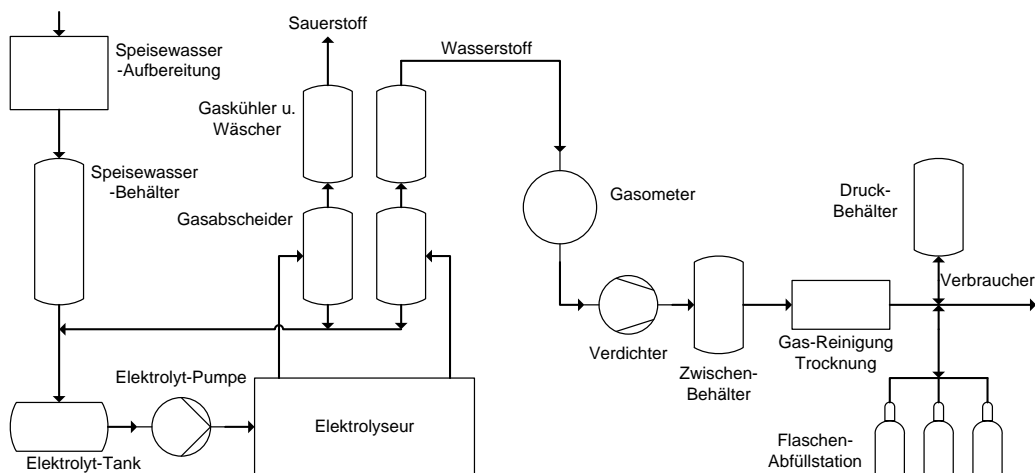
Die Zusatzspannung  $\Delta U$  ändert sich in Abhängigkeit des Betriebspunktes mit der Stromdichte.

Bei geringer Belastung steigt der Wirkungsgrad. Wird die Elektrolyse auf dem Höchstwert der vom Generator abgegebenen elektrischen Leistung ausgelegt, liegt am Auslegungspunkt ein entsprechender Wirkungsgrad vor, der im Teillastbetrieb steigt. Abnehmende Wirkungsgrade haben steigende Betriebskosten der Wasserstoffherstellung zur Folge. Ziel in der Elektrolyseur-Entwicklung ist der Betrieb mit verminderter Überspannung und höherer Stromdichte (*Winter & Nitsch 1989, S. 223-225*).

Der spezifische Energieverbrauch einer Elektrolyse-Anlage ist ausschließlich von der Spannung der Anlage und der erzielten Stromausbeute abhängig. Konstruktion, Zahl und Größe von Zellen und Elektroden sowie Betriebsbedingungen in den Zellen beeinflussen nur über die Spannung und die Stromausbeute den spezifischen Energieverbrauch. Kathodische Wasserstoff-Überspannung ist durch galvanische Nickel-Schwefel-Beschichtungen der eingesetzten Eisen-Kathoden reduzierbar. Zur Optimierung im Betrieb befindlicher Elektrolyseure wird die In-situ-Kathoden-Aktivierung durch Zugabe einer Aktivierungssubstanz beschrieben (*Einbock, Nadler & Nowak 1989, S. 557-779*).

### 2.7.3 Prozessanlage

Zur Umsetzung des Elektrolyseprozesses werden neben der Elektrolyse-Anlage spezifische Nebenanlagen benötigt. Auf Basis des Fließbildes einer Elektrolyseanlage zeigt Bild 2-11 Hauptanlage und Nebenanlagen einer Wasserstoffanlage mit alkalischer Elektrolyse.



**Bild 2-11:** Alkalische Elektrolyse-Anlage mit Nebenanlagen (*Winter & Nitsch 1989, S. 187-221*)

Die aus Bild 2-11 ersichtliche Anordnung der Verfahrensschritte beginnt bei der Speisewasseraufbereitung. Nach einer Zwischenspeicherung folgt die Elektrolyt-Zuführung zur Herstellung einer 25 %-igen Kalilauge. Die Elektrolyt-Pumpe sorgt für einen kontinuierlichen Elektrolytumlauf. Nach Austritt aus der Elektrolyse-Zelle werden die Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff in Gasabscheidern gesammelt und in Gaskühlern sowie Gaswäschern aufbereitet. Für den Wasserstoff ist die Zwischenspeicherung in einem Gasometer vorgesehen. Über Komprimierung, erneuter Zwischenspeicherung auf höherem Druckniveau sowie wiederholter Gas-Reinigung und Trocknung folgt die Speicherung in Druckbehältern, Druckflaschen oder der direkte Verbrauch. Die Wasserstoffgewinnung durch Elektrolyse mit alkalischen Elektrolyten wird als etablierte Technik beschrieben. Im Einsatz sind Anlagengrößen zwischen  $0,5 \text{ MW}_{\text{el}}$  und  $5 \text{ MW}_{\text{el}}$  mit ca.  $100 \text{ m}^3/\text{h}$  bis  $1000 \text{ m}^3/\text{h}$  Wasserstoffproduktion. Ausführung einzelner Komponenten und ihre verfahrenstechnische Anordnung sind abhängig von Bauart, Größe, Standort und Verwendungszweck der Anlage.

Zu konventionellen alkalischen Elektrolyseuren sind folgende technische Daten genannt:

- elektrische Spannung:  $100 \dots 1000 \text{ V}$
- elektrische Stromstärke:  $1000 \dots 2000 \text{ A}$
- Betriebstemperatur:  $90 \text{ }^\circ\text{C}$
- Speisewasserverbrauch
  - \* theoretisch:  $0,8 \text{ l/Nm}^3$
  - \* praktisch: ca.  $1 \text{ l/Nm}^3$  (wassergesättigte Produktgase), bei  $5 \text{ MW}_{\text{el}}$ :  $1 \text{ m}^3/\text{h}$
- geforderte Restleitfähigkeit:  $< 1 \text{ } \mu\text{S/cm}$  (ca.  $0,5 \text{ ppm}$  gelöste Salze)
- Ätzkali für Erstbefüllung  $5 \text{ MW}_{\text{el}}$  – Elektrolyseur mit 25 % iger Kalilauge:  $2 \text{ t}$
- erreichbare Reinheit bei Wasserstoff und Sauerstoff:  $99,998 \text{ } \%$
- Kühlwasserbedarf bei  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ :  $40 \dots 60 \text{ l/Nm}^3$ , bei  $5 \text{ MW}_{\text{el}}$ : ca.  $50 \text{ m}^3/\text{h}$
- Inertgasverbrauch pro Anfahrvorgang:  $50 \dots 100 \text{ m}^3$  Stickstoff (*Winter & Nitsch 1989, S. 187-221*).

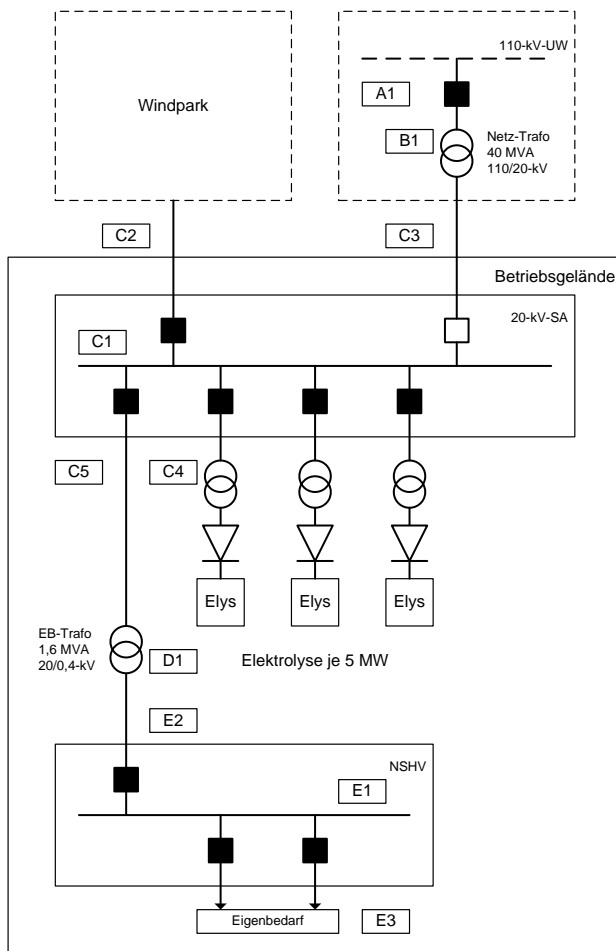
Bereits seit Jahrzehnten sind Anlagen bis zu  $150 \text{ MW}$  Anschlussleistung im Betrieb, bisher jedoch betrieben mit Strom aus preisgünstiger Wasserkraft (*Nitsch & Fischedick 2002, S. 1*).



## 2.7.4 Teilprozesse und Teilanlagen

### 2.7.4.1 Energieversorgung

Die Energie-Versorgung einer Wasserstoffanlage beinhaltet die in Bild 2-12 gezeigten Komponenten (VPC 2011).



**Bild 2-12:** Energieversorgung einer Wasserstoffanlage mit 15 MW Elektrolyseleistung (VPC, 2011)

Dargestellt ist die kombinierte Energieversorgung über Windpark und 110 kV-Netz. Neben dem Windpark besteht Netzanschluss über ein 110 kV-Umspannwerk (UW). Ein Netztrafo reduziert die Netzspannung auf das 20 kV-Spannungsniveau der Schaltanlage (SA). Neben der Versorgung von 3 Elektrolyseuren (Elys) mit je 5 MW Leistungsaufnahme ist der Eigenbedarf (EB) der Anlage einbezogen. Die einzelnen Positionen mit Benennung sind aus Tabelle 2-3 ersichtlich.

**Tab. 2-3:** Energieversorgung einer Wasserstoffanlage mit 15 MW Elektrolyseleistung (VPC, 2011)

Position	Benennung
A1	Nachrüstung 110-kV-Umspannwerk (Freiluft)
B1	Netztransformatoren 40MVA, 110/20-kV
C1	20-kV-Schaltanlage
C2	20-kV-Kabel Windpark-20kV-Schaltanlage
C3	20-kV-Kabel 110-kV-UW-Schaltanlage
C4	20-kV-Kabel Schaltanlage-GR-Trafo Elektrolyse
C5	20-kV-Kabel Schaltanlage-EB-Trafo
D1	EB-Trafo 20/0,4-kV, 1,6 MVA
E1	NSHV
E2	NS-Kabelverbindung EB-Trafo-NSHV
E3	Eigenbedarfsversorgung (Instapaket)

Für die Bilanzierung der Investition ist jede Position mit einer Titelsumme belegt (VPC 2011).

Die Wirkungsgrade von Transformatoren ab ca. 200 MVA liegen bei 99,5 % (Heuck, Dettmann & Schulz 2010, S. 123). Wirkungsgrade von Gleichrichtern werden mit 92 % ausgewiesen (Hirschberg 1999, S. 723).

#### 2.7.4.2 Wasserversorgung

Im Betrachtungsgebiet verfügbare Wasserquellen sind Oberflächengewässer, Grundwässer, Grubenwässer sowie Wasser aus gefluteten Tagebauen. Umfang und Methodik der notwendigen Aufbereitung werden durch die örtlichen Wasserqualitäten bestimmt. Gemäß Trinkwasserverordnung gelten unter anderen folgende Grenzwerte für Hauptinhaltsstoffe im Grundwasser: Chlorid 250 mg/l; Sulfat 240 mg/l; Kalium 12 mg/l (Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz LUGV Brandenburg 2010, S.35-36).

Somit summiert sich der Salzgehalt des Grundwassers auf ca. 500 mg/l. Demzufolge gilt die Einstufung als Süßwasser bei Mineralsalzgehalten bis 1000 mg/l. Als salzhaltig zu bezeichnen ist Wasser bei 1-25 g/l (Held & Schnell 2000, S. 117). Diese Aspekte beeinflussen die notwendige Wasseraufbereitung sowie die Konfiguration des standortspezifischen Kühlsystems.

Für die hydraulische Bemessung von Wasserbehältern gelten folgende Kriterien. Als Speicherzeitraum ist der Tagesausgleich der Regelfall.

Der Wasservorrat soll ermöglichen, Unterschiede zwischen Wasserzufluss und Wasserabgabe auszugleichen, Betriebsstörungen zu überbrücken, Verbrauchsspitzen abzudecken sowie einen Vorrat zur Brandbekämpfung bereitzuhalten. Fluktuierendes Wasservolumen und Reservemenge addieren sich zum Nutzinhalt. Aus der Summe von Nutzinhalt und Löschreserve bildet sich der Speicherinhalt. Die Klassifizierung der Anlagengröße bemisst sich am höchsten Tagesbedarf. Für mittlere Anlagen gelten 2.000 – 50.000 m<sup>3</sup>/Tag. Für die Lage des Wasserspiegels ist der niedrigste Betriebswasserzustand als hydraulische Randbedingung anzusetzen. Als Anhaltspunkt für die höchsten Betriebswasserstände gelten für Behälter bis 5.000 m<sup>3</sup> Nutzinhalt maximal 6,00 m. Oberhalb 5.000 m<sup>3</sup> betragen die angegebenen Wassertiefen bis 8,00 m (*Grombach, Haberer, Merkl & Trüb 2000, S. 852-856*).

Für die Anlagenauslegung sind Erdhochbehälter vorgesehen.

Die Vorteile dieser Speicherform sind hohe Versorgungssicherheit, wirtschaftliche Auslastung der Förderanlagen z.B. durch Nachtstrom, lange Nutzungsdauer bei geringen Instandhaltungs-Kosten, einfache Erweiterungsmöglichkeit sowie geringere Investitionen gegenüber anderen Speichern. Die Dimensionierung eines Speicherbehälters erfolgt auf Basis der Parameter Volumenstrom in m<sup>3</sup>/h, Volumen des Tagesbedarfs in m<sup>3</sup>/d sowie Nutzinhalt in m<sup>3</sup>/d (*Mutschmann & Stimmelmayer 2001, S. 375-387*).

Darüber hinaus sind als Zuschläge eine Betriebsreserve von 2 % sowie eine Störungsreserve von 8 % zu berücksichtigen (*Schulze 1998, S. 43*).

### 2.7.4.3 Alkalische Druckelektrolyse

Für bipolar arbeitende Druckelektrolyseure des Systems Lurgi sind die in Tabelle 2-4 aufgeführten Kenndaten zu betrachten.

**Tab. 2-4:** Druckelektrolyseur Lurgi, Kenndaten (Winter & Nitsch, 1989, S. 189-191)

Parameter	Kenndaten
Arbeitsdruck	30 bar
Arbeitstemperatur	90 °C
Elektrolyt	25 % KOH
Stromdichte	2,00 kA/m <sup>2</sup>
Zellspannung	1,86 V
Stromausbeute	98,75 %
O <sub>2</sub> -Reinheit	99,3...99,5 %
H <sub>2</sub> -Reinheit	99,8...99,9 %
Energiebedarf	4,5 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>

Für Anlagen mit mindestens 1 MW, Arbeitstemperatur 80°C, Stromdichte 2 kA/m<sup>2</sup>, Zellspannung 1,8-1,9 V wird bei Anrechnung aller Verluste und des Eigenbedarfes von Hilfsaggregaten ein Energieverbrauch von ca. 4,8 kWh/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> genannt (*Winter & Nitsch 1989, S. 189-191*).

#### **2.7.4.4 Kühlung**

Für die Einleitung von erwärmtem Kühlwasser in Gewässer sind Temperaturbegrenzungen zu beachten. Hintergrund sind Einflüsse auf physikalische, chemische und biologische Prozesse im Gewässer. Zum Beispiel sinkt die Sauerstoffkonzentration bei steigender Wassertemperatur.

Nach Stand der Technik können folgende Einleitertemperaturen  $T_E$  und Aufwärmspannen  $\Delta T_E$  eingehalten werden:

Durchlaufkühlung max.  $T_E = 30$  °C, max.  $\Delta T_E = 10$  K

Kreislaufkühlung max.  $T_E = 35$  °C.

Unter der Voraussetzung ausreichender Wassergüte im Vorfluter sollte die rechnerische Mischtemperatur bei sommerwarmen 28 °C und bei sommerkühlen Gewässern 25 °C nicht überschreiten. Zum Vergleich wird die maximale Wassertemperatur der Elbe an der Messstelle Hohnstorf mit 26 °C angegeben (*Held & Schnell 2000, S. 7, 591-592*).

Umweltschutzauflagen begrenzen einerseits die Wasserentnahme aus öffentlichen Gewässern und andererseits die Einleitung des erwärmten Kühlwassers. Daher sind verschiedene Lösungen bei Aufbau und Umfang von Kühlwasser- und Zusatzsystemen zu erwägen.

Dafür ist bei Kühlsystemen zwischen Frischwasserkühlung und Kreislaufkühlung zu unterscheiden. Zu beiden Kühlsystemen existieren unterschiedliche Kühlverfahren. Speziell die Durchlaufkühlung mit Frischwasser ist bei ausreichend verfügbarem Wasser das wirtschaftlichste Kühlverfahren. Voraussetzung ist, dass wegen der einmaligen Verwendung des Wassers keine aufwendigen Wasseraufbereitungsverfahren notwendig sind. Bei der Durchlaufkühlung strömt das Frischwasser ohne Rückführung durch die Kühl-Anlage. Im geschlossenen Kühlsystem einer Kreislauf-Nasskühlung und Kreislauf-Trockenkühlung erfolgt der Wärmeaustausch ausschließlich über ein geschlossenes Rückkühlwerk.

Der Kühlwasserbedarf ist auf die Befüllung des Kühlkreises begrenzt. Für einen offenen Kühlkreis mit Verdunstungs-Rückkühlwerk sind Kühlwasserverluste, hervorgerufen z.B. durch Tropfenauswurf am Kühlturm, im gleichen Maß zu ergänzen. Als mögliche Wasserarten gelten Grundwasser sowie Oberflächenwasser (*Held & Schnell 2000, S. 2-38*).

#### 2.7.4.5 Speicherung und Verdichtung

Für zylindrische Wasserstoffdrucktanks werden die in Tabelle 2-5 dargestellten Daten genannt (*Altmann, Gaus, Landinger, Stiller & Wurster 2000, S. 20*).

**Tab. 2-5:** Daten des GH<sub>2</sub>-Speichers von Linde (*Altmann, Gaus, Landinger, Stiller & Wurster, 2000, S. 20*)

Bauvolumen	95 m <sup>3</sup>
Durchmesser	3 m
Höhe mit Standzarge	15,2 m
Max. Druck	30 bar
Material	WstE 355

Wie in der Gaswirtschaft bieten sich Untertage- und Übertage-Druckspeicherung sowie ähnliche Lösungen auch für die Wasserstoff-Speicherung an. Genannt werden Niederdruck-Kugelbehälter mit geometrischen Volumen > 15.000 m<sup>3</sup> und Drücken 12-16 bar. Wasserstoffverdichtungsanlagen sind wegen zahlreicher Anwendungen in der Industriegasverarbeitung sowie Chemie- und Erdölindustrie Stand der Technik. Im Vergleich mit Axialkompressoren sind Radialkompressoren besser geeignet (*Winter & Nitsch 2000, S. 1989, S.258-268*).

Radialverdichter haben Wirkungsgrade zwischen 70 % und 80 %. Als Richtwert gelten 76 %. Spezialkonstruktionen ermöglichen den ölfreien Betrieb mit Magnetlagern (*Hirschberg 1999, S. 740-743*).

Für häufige Einsätze zur Verdichtung großer H<sub>2</sub>-Volumen auf Drücke von 500 – 900 bar werden mehrstufige Kolbenkompressoren empfohlen. Der im Zusammenhang mit einer Erhöhung des H<sub>2</sub>-Druckes stehende Realgasfaktor *Z* wird bezogen auf 300 K Gastemperatur bei 100 bar mit ca. 1,05 sowie bei 200 bar mit ca. 1,1 dargestellt (*Eichlseder & Klell 2008, S. 30, 87*).

#### **2.7.4.6 Transport von Druckwasserstoff**

##### ***Wasserstoff-Pipeline***

Als Optionen für den Pipelinetransport von Wasserstoff gelten der Betrieb reiner Wasserstoffpipelines oder die Einspeisung in ein bestehendes Erdgasnetz. Beispiel einer Wasserstoffpipeline ist das Verbundnetz Leuna-Bitterfeld. Bei einer Länge von ca. 100 km und einem Betriebsdruck von 24 bar beträgt die Kapazität ca. 140.000 Nm<sup>3</sup>/h. Die Länge des Pipelinenetzes im Rhein-Ruhr-Gebiet beträgt ca. 240 km. Mit Rohrdurchmessern von 16 mm bis 273 mm und einem Betriebsdruck von 30 bar beträgt der Durchsatz ca. 250 Mio. m<sup>3</sup> pro Jahr (*Geitmann 2004, S. 104-105*).

Das ca. 966 km lange Pipelinesystem zwischen Nord-Frankreich, Belgien und Holland hat einen Betriebsdruck bis 100 bar (*Breitung 2004, S. 148*).

##### ***Straße/Schiene***

Für den Straßentransport von Druckwasserstoff sind unter anderen Flaschenbündelaufleger bzw. Trailer mit Transportkapazitäten von 3.650 m<sup>3</sup> bei 200 bar verfügbar. Bezüglich Schienentransport sind Druckgas-Flaschenwagen ausgewiesen, die bei 200 bar eine Speicherkapazität von 4.000 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff haben. Darüber hinaus wird ein Großflaschenwagen mit Spezialtankkonstruktion für einen Betriebsdruck von 400 bar beschrieben. Bei 27 m<sup>3</sup> geometrischen Volumen ergeben sich 10.800 Nm<sup>3</sup> Speicherkapazität (*Roesler & Zittel 1994, S. 123*).

#### **2.8 Investitionskosten**

Zu Währungsumrechnungen werden in dieser Arbeit folgende Daten verwendet. Für Umrechnungen von US\$ auf € wird unter anderen der Faktor 0,71 €/US\$ ausgewiesen. Umrechnungen von DM auf € erfolgen zum amtlichen Umtauschkurs von 1,96 DM/€ für das Jahr 2008 (*Bundesbank 2008*).

Im Rahmen der Vergleichbarkeit von Investitionsalternativen wird der Investitionsbegriff mit der Anschaffungsauszahlung gleichgesetzt (*Kruschwitz 2009, S. 31*).

Die Abschätzung von Investitionen bzw. von Kosten erfolgt in der Praxis vor allem über das Kapazitätsverfahren sowie das Strukturverfahren.

Für das Kapazitätsverfahren werden Erfahrungswerte ähnlicher Anlagen zu Grunde gelegt. Das schrittweise präzisierbare Strukturverfahren dient der Abschätzung von Investitionen bzw. Kosten für Anlagen-Komponenten und Hilfseinrichtungen. Es beruht ebenfalls auf Erfahrungswerten (*Hirschberg 1999, S. 1133-1154*).

### 2.8.1 Kapazitätsfaktormethode für Anlagen

Überschlagsschätzungen sind auf Basis ähnlicher Anlagen mit Schätzgenauigkeiten von +/- 30 - 50 % verbunden. So wird für Vorplanungen von Chemieanlagen unter anderem die in Gleichung (2-3) dargestellte Kapazitätsfaktormethode benannt:

$$(I_{An.1}/I_{An.2}) = (Kap_{Anl.1}/Kap_{Anl.2})^{Degressionsexponent} \quad (2-3)$$

Unter Einbindung prozessspezifischer Degressionsexponenten sind die Anstiege der Investitionen der Anlage 1  $I_{An.1}$  zu Anlage 2  $I_{An.2}$  bei Kapazitätsausweitungen der Anlage 1  $Kap_{Anl.1}$  auf Anlage 2  $Kap_{Anl.2}$  abzuschätzen (*Sattler & Kasper 2000, S. 76*).

Zur Ermittlung von Kosten für Teilanlagen und Komponenten haben sich neben Werkstoffmassen auch z.B. Wärmeleistung, Energieaufnahme und Energieabgabe, Durchsätze bzw. Kapazitäten als Basis von Potenzfunktionen bewährt, siehe Gleichung (2-4).

$$I_1/I_2 = (P_1/P_2)^{Degressionsexponent} \quad (2-4)$$

Mit  $I_1$  werden die gesuchten Investitionskosten einer gleichartigen Komponente mit Größe bzw. Leistung  $P_1$  bezeichnet.  $I_2$  bezeichnet die bekannten Kosten einer Komponente mit charakteristischer Größe bzw. Leistung  $P_2$  (*Hirschberg 1999, S. 1142*).

Über den gleichen Ansatz wird der Effekt beschrieben, dass mit einer Vergrößerung der Kapazität der Gesamtbetrag der Investitionen einer Anlage unterproportional zunimmt und die spezifischen Anschaffungsausgaben je Leistungsstufe sinken. Für Chemieanlagen bieten produktbezogene Degressionsexponenten die Basis für grobe Abschätzungen (*Blass 1997, S. 563-568*).

Unter gleichem Ansatz wird der Degressionsexponenten auch als Power factor (x) for plant capacity ratio bezeichnet (*Peters & Timmerhaus 1991, S. 185-191*).

Auf Basis des Massestromes als kennzeichnende Anlagengröße wird die Ermittlung eines Näherungswertes für die Investitionskosten beschrieben. Über Gleichung (2-5) unter anderem können die Kosten für die Kapazitätserweiterung einer verfahrenstechnischen Anlage abgeschätzt werden, siehe Gleichung (2-5).

$$I_{A,neu} = I_{A,alt} * (\dot{m}_{neu} / \dot{m}_{alt})^x \quad (2-5)$$

Mit dem Degressionsexponenten  $x$  sind typische prozessspezifische Leistungsfaktor-Exponenten im Wertebereich von 0,32 bis 0,87 tabelliert. Über das Produkt aus den Investitionskosten einer bestehenden bzw. alten Anlage  $I_{A,alt}$  und dem Quotienten beider Masseströme  $\dot{m}_{neu}$  und  $\dot{m}_{alt}$  können die Investitionskosten der neuen Anlage mit erweiterter Kapazität  $I_{A,neu}$  bestimmt werden (Witt 2002, S. 4-50).

## **2.8.2 Kapazitätsfaktormethode für Teilanlagen und Komponenten**

### **2.8.2.1 Energieversorgung**

Für die Kostenermittlung von Schaltanlagen über die Kapazitätsfaktormethode wird als Degressionsexponent 0,4 bei Leistungen zwischen 3 MW und 10 MW genannt (Hirschberg 1999, S. 722).

Nach einer Kostenschätzung von VPC betragen die Investitionskosten für die Energieversorgung bei 20 MW-Gesamtanschlussleistung ca. 3 Mio. € und bei 200 MW-Gesamtanschlussleistung ca. 18 Mio. € (VPC 2011).

Auf Grundlage der für das Bezugsjahr 2011 gegebenen Daten 3 Mio. € und 18 Mio. € für 20 MW und 200 MW errechnet sich der in dieser Arbeit verwendete Degressionsexponent  $x_{EnergVersoAnl} = 0,78$ .

### **2.8.2.2 Wasserversorgung**

Aus den technologisch bedingt abweichenden Qualitätsforderungen an Speise- und Kühlwasser resultieren unterschiedliche Kosten in Abhängigkeit der angenommenen Aufbereitungsstufen. Als Grundlage der generellen Investitionsschätzung dienen folgende Planungsgrundlagen.



Im Rahmen der Wasseraufbereitung betragen die spezifischen Investitionen für Ionenaustauscher-Anlagen zur Vollentsalzung 294 DM/Tages-m<sup>3</sup> (Hirschberg 1999, S. 818), bzw. umgerechnet 6,25 €/ (m<sup>3</sup>h).

Unter anderen sind die in Tabelle 2-6 dargestellten Teilanlagen Bestandteile der Wasseraufbereitung.

**Tab. 2-6:** Spezifische Investitionen in die Wasseraufbereitung  
(Grombach, Haberer, Merkl & Trüeb, 2000, S. 180-194)

Teilprozess	Erläuterung	DM / Tages-m <sup>3</sup>	€ / (m <sup>3</sup> h)
Mechanische Filtration	Sandfang	10	0,21
Flockung	Metallsalze	10	0,21
Enthärtung	Kationen + Anionen	190 + 192	8,13
Feinfiltration	Mehrschichtfilter	250	5,33
Membranfiltration	Umkehrosmose	2500	53,13
Neutralisation	pH-Wert-Regulierung	13	0,29

Unabhängig von der Entnahmestelle werden für Wassergewinnung und Wasserversorgung unter anderen die in Tabelle 2-7 zusammengefassten Komponenten mit ausgewiesen.

**Tab. 2-7:** Spezifische Investitionen in die Wasserversorgung  
(Grombach, Haberer, Merkl & Trüeb, 2000, S. 180-194)

Teilanlage	Erläuterung	DM / Tages-m <sup>3</sup>	€ / (m <sup>3</sup> h)
Rohwasserpumpwerk	Grund/Rohwasser-Erfassung	57	1,21
Rohwassertransportleitung	Entnahme-Aufbereitung	64	1,38
Energieversorgung	Aufbereitung + Pumpwerk	26 + 26	0,54
Nebenanlagen		6	0,13
Meß,- Steuer- und Regelungstechnik	bis 25 % an Gesamtinvestition		

Die Wasserspeicherung in Netzbehältern bis 10.000 m<sup>3</sup>/d wird mit umgerechnet bis zu 260 €/m<sup>3</sup><sub>Nutzzinhalt</sub> angegeben (Grombach, Haberer, Merkl & Trüeb 2000, S. 180-194).

Zur Kostenermittlung einer Kesselspeisewasseraufbereitung über die Kapazitätsfaktormethode wird als Degressionsexponent 0,99 bei Volumenströmen zwischen 4 m<sup>3</sup>/h und 2.500 m<sup>3</sup>/h genannt. Für Trinkwasseraufbereitungsanlagen wird als Degressionsexponent 0,65 bei Volumenströmen von 36 m<sup>3</sup>/h bis 5.000 m<sup>3</sup>/h angegeben (Hirschberg 1999, S. 820).

Bezüglich der Wasseraufbereitungsanlage für die Wasserstoffanlage wird der Degressionsexponent  $x_{WaVersoAnl} = 0,65$  in die Arbeit übernommen. Als Basiswerte gelten 0,210 Mio. € bei 10 MW, siehe Kapitel 4.

### 2.8.2.3 Elektrolyse

Für das Bezugsjahr 2000 werden die spezifischen Kosten von Elektrolyseanlagen mit 200 MW<sub>el</sub> Leistung auf umgerechnet ca. 510- 663 €/kW<sub>el</sub> beziffert (*Winter & Nitsch 1989, S. 351*).

Ausgehend von einem Szenario für das Jahr 2025 werden für die Hochdruckelektrolyse spezifische Kosten von umgerechnet ca. 1.199 €/kW<sub>H2</sub> genannt (*Wagner, Angloher & Dreier 2000, S. 44*).

Bei großen Druckelektrolyseuren von 150 MW Leistung bis hin zu kleineren Leistungen bis 5 MW sind spezifische Kosten von ca. 2.500-4.000 €/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> anzusetzen (*ELT 2009*).

Als Basis dieser Arbeit gilt der aus den Werten 4.000 €/ Nm<sup>3</sup> und 2.500 €/Nm<sup>3</sup> sowie aus den Anlagenkapazitäten 5 MW und 150 MW errechnete Degressionsexponent  $x_{ElytAnl} = 0,86$ .

### 2.8.2.4 Kühlung

Die Investitionskosten für Chemie-Normpumpen werden über Gleichung (2-6) ermittelt.

$$I_P = C * \dot{V}^{x_K} \quad (2-6)$$

In Abhängigkeit des Fördervolumenstromes  $\dot{V}$  berechnen sich die Investitionskosten der Pumpen  $K_P$  für diese Arbeit mit  $C = 3057$  US\$/((m<sup>3</sup>/h)) und  $x_K = 0,2$  für Drehzahlen von 2.900 U/min, Förderhöhen bis 40 m und Volumenströmen bis 1.000 m<sup>3</sup>/h. Für die Ermittlung der Investitionskosten eines Kühlturmes wird der Degressionsexponent  $x_{KütM} = 0,93$  genannt, basierend auf einer Ausrüstung mit Fundament und Wasserbehälter sowie Volumenströmen zwischen 180 m<sup>3</sup>/h und 30.000 m<sup>3</sup>/h. Für die Nasskühlung von Volumenströmen zwischen 340 m<sup>3</sup>/h und 4.7500 m<sup>3</sup>/h wird als Degressionsexponent  $x_{KütM} = 0,85$  vorgegeben (*Hirschberg 1999, S. 806*).

Nach Angaben eines Kühlturmlieferanten liegen die spezifischen, degressiv steigenden Investitionskosten für Kreislaufnasskühlanlagen im Bezugsjahr 2010 bei umgerechnet ca. 6.500-10.300 €/ MW, bezogen auf die Kühlleistung.

Als Basis dieser Arbeit gilt der aus 10.300 €/ MW<sub>Kühlleistung</sub> und 6.500 €/MW<sub>Kühlleistung</sub> sowie den Kühlkapazitäten 2 MW<sub>Kühlleistung</sub> und 50 MW<sub>Kühlleistung</sub> errechnete Degressionsexponent  $x_{KüAnl} = 0,86$ .

### 2.8.2.5 Speicherung

Die Investitionskosten von Kugelbehältern für Speichervolumen  $70 < V < 3.000 \text{ m}^3$  sind nach Gleichung (2-7) wie folgt zu ermitteln.

$$I_{KugBeh} = C * V^{x-KugBeh} \quad (2-7)$$

Für die Berechnung von Drücken zwischen 2 bar und 14 bar werden  $C = 5.400 \text{ US\$/m}^3$  und  $x_{-KugBeh} = 0,75$  eingesetzt (Hirschberg 1999, S. 848).

Unter Berücksichtigung des Marshall & Swift-Indexes von 1.000 für das Bezugsjahr 1993 und 1.500 für das Jahr 2011 wird als Basis für diese Arbeit  $C = 5.670 \text{ €/m}^3$  eingesetzt.

Für den in Kapitel 2.6.4.5 beschriebenen zylindrischen Wasserstoff-Speicher gilt ein Richtpreis von 103.200 € (Altmann, Gaus, Landinger, Stiller & Wurster 2001, S. 20).

### 2.8.2.6 Verdichtung

Die spezifischen Investitionskosten für Verdichteranlagen werden unter anderen über Gleichung (2-8) ermittelt.

$$I_{Verdi} = C * N^{x-Verdi} \quad (2-8)$$

Für Verdichter mit einer Wellenleistung  $N$  im Bereich  $75 < N < 3000 \text{ kW}$  sowie in der Ausführung als Kolben-Kompressor wird der Leistungsfaktor-Exponent  $x = 0,95$  ausgewiesen. Für die Stahlausführung wird  $C = 7407 \text{ US\$/kW}$  gesetzt (Hirschberg 1999, S. 742).

Als Basis dieser Arbeit wird der Marshall & Swift-Index für das Bezugsjahr 1993 mit 1.000 sowie für 2011 mit 1.500 eingesetzt. Über den Umrechnungsfaktor 0,70 €/US\$ wird  $C = 7.777 \text{ €/kW}$  ermittelt.

### 2.8.2.7 Maschinenhallen

Investitionskosten für Hallenbauten können über Gleichung (2-9) berechnet werden.

$$I_{Hal} = (C/A^{x_{Hal}}) * V_{Hal} \quad (2-9)$$

Mit Bezug auf eingeschossige Gebäude mit 6,10 m Geschosshöhe gelten für Fabrikgebäude der Bauklasse B die Konstante  $C = 67,5$  und der Exponent  $x_{Hal} = 0,057$  (*Hirschberg 1999, S. 1158*).

Um die auf das bezogenen Investitionskosten  $I_{Hal}$  zu ermitteln, wird als Basis dieser Arbeit  $C = 67,5 \text{ €/m}^3$  eingesetzt.

### 2.8.2.8 H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlagen

Basierend auf einer Kostenschätzung von Air Products werden für Wasserstoffverflüssigungsanlagen unter anderen folgende Investitionskosten genannt. Eine Anlage für 156 t/d Kapazität wird mit 140,400 Mio. € beziffert. 2 Anlagen für je 78 t/d werden mit 182,500 Mio. €, 3 Anlagen für je 52 t/d mit 207,100 Mio. € sowie 4 Anlagen für je 39 t/d mit 224,600 Mio. € ausgewiesen (*Altmann, Gaus, Landinger, Stiller & Wurster 2001, S. 38*).

## 2.8.3 Transportmittel

### 2.8.3.1 Tankcontainer

Für LH<sub>2</sub>-Tankcontainer werden folgende Investitionskosten genannt. Nach Gardener Cryogenics belaufen sich die Kosten für einen 40-Fuß-Container auf 300.000 US\$. Cryo-Nor Inc nennt als Kostenziel 400.000 US\$ bei einer jährlichen Produktion von 100 Containern (*Altmann, Gaus, Landinger, Stiller & Wurster 2001, S. 47*).

### 2.8.3.2 Pipeline

Die spezifischen Investitionskosten für 200 mm-Landpipelines betragen 370 €/m sowie für 400 mm-Landpipelines 570 €/m (*Altmann, Gaus, Landinger, Stiller & Wurster 2001, S. 67*).

## **2.8.4 Investitionen mit Bezug auf die Wasserstoffanlage**

### **2.8.4.1 Land**

Für unbebautes und erschlossenes Bauland sind in Industrieparks 5-28 €/m<sup>2</sup> und speziell für den Industriepark Kittlitz 12 €/m<sup>2</sup> ausgewiesen (*LMBV 2010*).

### **2.8.4.2 Anlagenplanung**

Für die Anlagenplanung wird ein Zuschlagsfaktor von 19,0 % bis 21,5 % auf Basis der Gesamtinvestitionskosten veranschlagt (*Hirschberg 1999, S. 1164*).

### **2.8.4.3 Inbetriebnahme**

Die Inbetriebnahme moderner Großanlagen wird auf Grund komplexer Anlagenverbünde, hoher Automatisierungsgrade und steigender Genauigkeitsansprüche als erschwert beschrieben. Daraus resultieren Investitionsanteile an der Inbetriebnahme schon bewährter Verfahren von ca. 5 % bis 10 %. Bei relativ neuen Verfahren ist mit ca. 10 % bis 15 % und bei neuen Verfahren mit ca. 15 % bis 20 % Zuschlag auf die Gesamtinvestitionskosten zu rechnen (*Sattler & Kasper 2000, S. 936*).

### **2.8.4.4 Betriebskapital**

Als erforderliche Investitionskosten zum Betrieb einer kontinuierlich produzierenden Anlage werden Zuschläge von 10 % bis 20 % auf Basis der Gesamtinvestitionskosten kalkuliert (*Witt 2009, S. 55*).

## **2.9 Produktionskosten**

Die Produktionskosten werden auch als Gestehungskosten bezeichnet. Produktionskosten sind die Summe aus direkten und indirekten Betriebskosten. Unter den indirekten Kosten sind Abschreibung, Zinsen, Steuern und Versicherung genannt (*Sattler & Kasper 2000, S. 72*).

## **2.9.1 Indirekte Betriebskosten**

### **2.9.1.1 Nutzungsdauer**

Bezüglich der Nutzungsdauer der zu bewertenden Technologien werden folgende Werte beschrieben.

Für ein 110 kV-Schaltfeld sind 30 Jahre Nutzungsdauer angesetzt (*Schwarz, Bitsch & Fichtner 2008, S. 50*).

Der übliche Abschreibungszeitraum für Membranprozesse wird mit 10 Jahren ausgewiesen (*Melin & Rautenbach 2004, S. 228*).

Bei Druckelektrolyseuren des Typs Lurgi gelten 20 Jahre Nutzungsdauer (*ELT 2010*). Als Richtwerte zur Lebensdauer von Anlagen und Komponenten gelten für Wärmetauscher 10-20 Jahre, für Tanks 20-40 Jahre und für Kompressoren 15 Jahre (*Hirschberg 1999, S. 1172*).

### **2.9.1.2 Kalkulationszinssatz**

Der Zinssatz für aufgenommenes Fremdkapital  $i_{FK}$  liegt am 17.08.2010 bei 3,60 %. Der Wert basiert auf einem KfW-Sonderprogramm für große Unternehmen unter den Konditionen 8/1/8 (Laufzeit/tilgungsfreie Anlaufjahre/Zinsbindung), effektiv, Preisklasse A (*KfW 2010*).

Die Verzinsung risikoarmer Wertpapiere  $i_{WP}$  liegt am 17.08.2010 bei 3,62 %. Der Wert des Kalkulationszinsfußes basiert auf der Zeitreihe AV3712 und zeigt den mit Stand 06.2010 durchschnittlichen Kapitalmarktzins im Euro-Raum (*Bundesbank 2010*).

### **2.9.1.3 Kapitaldienst**

In dieser Arbeit wird der Kapitaldienst über die Annuitätenmethode berücksichtigt. Abschreibung und Zinsen auf Investitionskosten werden über den Kapitaldienst zusammengefasst (*Sattler & Kasper 2000, S. 74*).

Auf Basis der Annuitätenmethode erfolgt die rechnerische Umwandlung beliebiger Zahlungsreihen in uniforme, äquidistante und äquivalente Zahlungsreihen. Im Falle jährlich konstanter Zahlungen in derselben Höhe lässt sich der erforderliche Amortisationsbetrag  $x$  für das Zurückerhalten der Anschaffungsauszahlung  $a_0$  einer Investition  $I$  bestimmen.

Beinhaltet der Amortisationsbetrag  $x$  auch die Verzinsung des in der Investition gebundenen Kapitals, dann ergibt sich der dynamische Kapitaldienst einer Investition  $KD_{dyn}$ , siehe Gleichung (2-10).

$$KD_{dyn} = x = a_0 * i(1+i)^n / ((1+i)^n - 1) \quad (2-10)$$

Die Verzinsung wird über den Kalkulationszins  $i$  erfasst. Mit  $n$  ist die Anlagen-Nutzungsdauer oder Abschreibungsdauer zu beziffern. Auf der internen Zinsfußmethode basierend wird der auf  $i$  und  $n$  bezogene Kapitalwiedergewinnungsfaktor  $KWF(i,n)$  abgeleitet, siehe Gleichung (2-11).

$$KWF(i,n) = i(1+i)^n / ((1+i)^n - 1) \quad (2-11)$$

Im Zusammenhang mit der Kapitalwertmethode wird der Abzinsungssummenfaktor  $ASF$  beschrieben. In Abhängigkeit zu Kalkulationszinsfuß  $i$  und Nutzungsdauer  $n$  erfolgt die Berechnung nach Gleichung (2-12).

$$ASF(i,n) = ((1+i)^n - 1) / i(1+i)^n \quad (2-12)$$

Der Kalkulationszins  $i$  entspricht dem Zins für Geldanlagen risikoarmer Wertpapiere.

$$KWF(i,n) = 1 / ASF(i,n) \quad (2-13)$$

In Gleichung (2-13) wird der Zusammenhang zwischen  $KWF$  und  $ASF$  gezeigt (Betge 1998, S. 28-63).

Im Zusammenhang mit Planung, Management und Investitionsrechnung gilt als grundlegende dynamische Methode unter anderem die Rückflussrechnung. Für den auf den Endzeitpunkt der Rückzahlung bezogenen Kapitaleinsatz  $K_n$  folgt bei periodisch gleicher Rückzahlung ein jährlicher Rückflussbetrag  $K_{Rii}$ , siehe Gleichungen (2-14) und (2-15).

$$K_{Rii} = K_n * i / ((1+i)^n - 1) \quad (2-14)$$

$$K_n = K_I * (1+i)^n \quad (2-15)$$

$K_n$  wird aus dem Kapitaleinsatz  $K_I$  bei konstantem Zinssatz  $i$  und vorgegebener Jahreszahl  $n$  berechnet (Witt 2009, S. 65).

Aus der Zusammenfassung der Gleichungen (2-14) und (2-15) folgt die Berechnung von  $K_{Rii}$  nach Gleichung (2-16).

$$K_{Rii} = K_I * i (1+i)^n / ((1+i)^n - 1) \quad (2-16)$$

## 2.9.2 Direkte Betriebskosten

Zu den direkten Betriebskosten zählen unter anderem Kosten für Personal, Wartung und Reparatur sowie Energien und Energieträger. Unter Energien und Energieträger sind elektrische Energie, Kühlwasser und Prozesswasser zusammengefasst. Darüber hinaus sind Rohstoffe und Hilfsstoffe separat ausgewiesen (Sattler & Kasper 2000, S. 72).

Die nachfolgend dargestellten Kosten sind Grundlage dieser Arbeit.

### 2.9.2.1 Energieversorgung

#### *Netzbetriebskosten:*

Zweigliedrige Tarife führen zu optimalen Netznutzungsentgelten für die Nutzung der Elektrizitätsnetze. Arbeitsentgelt und Leistungsentgelt hängen ab von der angeschlossenen Spannungsebene und der Jahresbenutzungsdauer. Netznutzer bezahlen Leistungsentgelt für bestellte und vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellte Leistungskapazität (Erdmann/Zweifel 2008, S. 323-327).

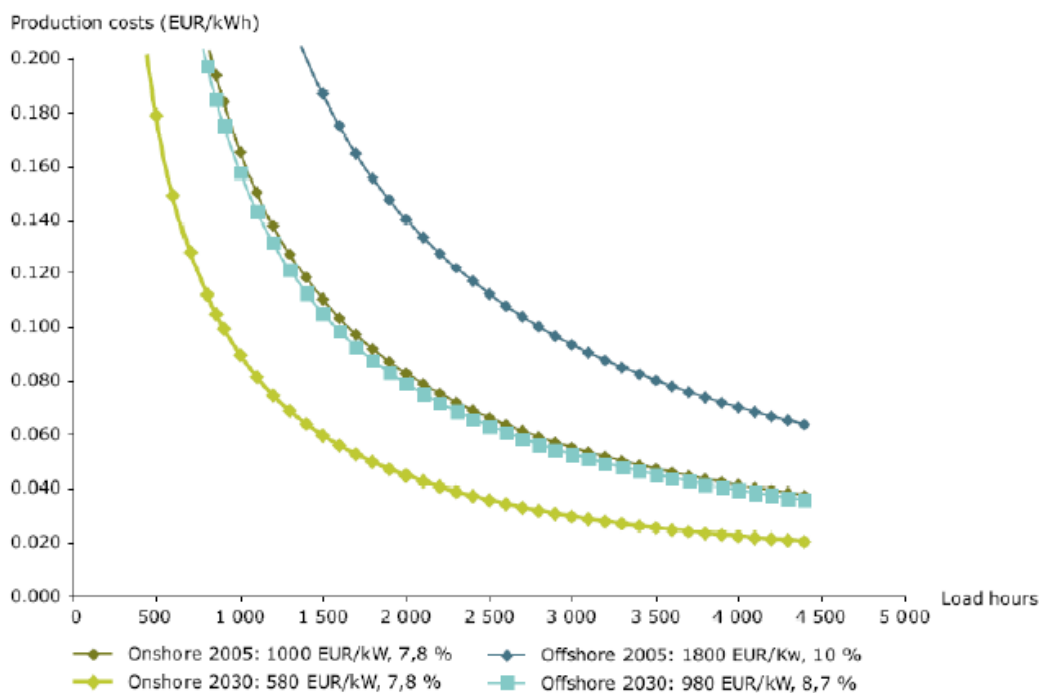
Der Netzbetreiber Envia trennt den zweigliedrigen Tarif bei 2.500 h und nennt im Jahresleistungspreissystem (HS) die Netzbetriebskosten. Für eine Jahresbenutzungsdauer < 2.500 h gilt der Leistungspreis 15,16 €/kWa und der Arbeitspreis 2,12 ct/kWh. Bei einer Jahresbenutzungsdauer > 2.500 h beträgt der Leistungspreis 59,66 €/kWa und der Arbeitspreis 0,34 ct/kWh (Envia 2011).



### **Stromkosten:**

Die Stromgestehungskosten einer Windenergieanlage über 20 Jahre an einem durchschnittlichen Standort werden mit 6,40 ct/kWh beziffert (*Bundesverband Windenergie 2011*).

Basierend auf Berechnungen der EEA sind bei Windenergieanlagen zukünftig deutlich niedrigere Gestehungskosten gegenüber gegenwärtiger Werte zu erwarten. In Bild 2-13 werden beispielhafte Gestehungskosten für die Bezugsjahre 2005 und 2030 dargestellt (*EEA 2009*).



**Bild 2-13:** Projektion spezifischer Gestehungskosten von onshore und offshore WEA für 2005 und 2030 in Abhängigkeit der Volllaststunden (EEA, 2009)

Der EEA-Berechnungen zugrunde liegende Annahmen sind kritisch zu betrachten. Durch Besonderheiten bei Projektfinanzierungen und möglicher Schwankungen in den Jahresenergieerträgen können höhere spezifische Gestehungskosten entstehen (*Pforte 2010, S. 64*).

Die Stromerzeugungskosten SEK eines Kohlekraftwerkes betragen bei 2.000 Betriebsstunden pro Jahr ca. 7,80 ct/kWh, bei 4.000 Betriebsstunden pro Jahr ca. 4,40 ct/kWh und bei 6.000 Betriebsstunden pro Jahr ca. 3,00 ct/kWh (*Karl 2006, S. 324*).

Der durchschnittliche Preis für Baseload-Strom liegt bei 44,46 €/MWh, errechnet aus den Spot-Preisen je Quartal des Jahres 2010 in Höhe von 51,49 €/MWh, 43,49 €/MWh, 41,52 €/MWh und 41,02 €/MWh (*EEX 2011*).

### **2.9.2.2 Wasserversorgung**

Die Kosten für aufbereitetes Speisewasser werden mit ca. 2,50 €/m<sup>3</sup> bewertet. Für die Kühlwasserversorgung geeignetes, aufbereitetes Grubenwasser wird mit Kosten in Höhe von ca. 0,40 €/m<sup>3</sup> kalkuliert (*VPC 2009*).

Bei der Nutzung von Oberflächenwässern ist ein Wassernutzungs-Entgelt für Prozesswasser von 0,02 €/m<sup>3</sup> und für Kühlwasser von 0,005 €/m<sup>3</sup> zu berücksichtigen (*VE-M 2011*).

### **2.9.2.3 Elektrolyse-Hilfsstoffe**

Die Kosten für Kaliumhydroxid KOH liegen bei ca. 5,52 €/kg (*Herrlan 2010*). Als Kosten für Stickstoff gelten 5,00 €/m<sup>3</sup> inklusive Lieferung in Flaschenbündeln (*Linde-Gas 2011*).

Für den Betrieb von Elektrolyseanlagen werden 1,87 ct/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> genannt (*Schwarz, Bitsch & Fichtner 2008, S. 60*).

### **2.9.2.4 Kühlung**

Wassernutzungs-Entgelte bei Ableitung oder Entnahme zu Kühlzwecken sind mit umgerechnet 0,005 €/m<sup>3</sup> benannt (*MUGV 2004*).

### **2.9.2.5 Speicherung**

Die Kurzzeitspeicherung von Wasserstoff in Großsystemen liegt zum gegenwärtigen Zeitpunkt bei ca. 15 ct/kWh und wird in 10 Jahren bei ca. 5 ct/kWh prognostiziert (*BWK 2009*).

### 2.9.2.6 Personal

Die Abschätzung des Personalbedarfes einer verfahrenstechnischen Anlage wird nach der Methode von Wessel beschrieben. Unter anderem liegen tabellierte Werte für unterschiedliche Anlagenkapazitäten, Automatisierungsgrade und Prozessstufen vor (*Hirschberg 1999, S. 1169-1171*).

Auf Basis der Kostenstruktur von Chemieanlagen sind für Löhne und Gehälter ca. 15 % in Höhe der Produktherstellungskosten vorzusehen (*Sattler & Kasper 2000, S. 73*).

### 2.9.2.7 Instandhaltung

Die Instandhaltung besteht aus Wartung, Inspektion und Instandsetzung. Am Beispiel der Kostenstruktur von Chemieanlagen werden Werkstattkosten mit ca. 15 % Anteil an den Herstellungskosten eines Produktes genannt (*Sattler & Kasper 2000, S. 73, 954*).

Aus Personal- und Materialkosten bestehende Wartungskosten sind nach Gleichung (2-17) abzuschätzen.

$$W = C (1 + \exp(Z/(Z-1))) \quad (2-17)$$

Die Wartungskosten  $W$  beziffern die Anlageninstandhaltung in % der Anlageninvestition, mit  $Z$  wird die Betriebsdauer in Jahren erfasst. Für komplizierte Fluid-Prozesse mit korrosiven Medien gelten die Koeffizienten  $C$  mit 2,5...4,0 für Material sowie mit 2,5 für Personal (*Hirschberg 1999, S. 1172*).

Für alkalische Elektrolyseure werden eine Nutzungsdauer von 30-40 Jahren sowie Betriebskosten in Höhe 2 % der Anlageninvestition genannt (*StatoilHydro 2008, S. 3*).

Im industriellen Betrieb wird an Elektrolyseuren mit kontinuierlicher Betriebsweise in der Regel nach 10 Jahren eine Generalüberholung durchgeführt (*ELT 2009, S. 6*).

## 2.9.3 Allgemeine Angaben zu H<sub>2</sub>-Herstellungskosten

Die Herstellungskosten für Wasserstoff aus der Erdgas-Dampfreformierung liegen bei 0,04 €/kWh. Im Rahmen der Windenergie-Nutzung werden als H<sub>2</sub>-Herstellungskosten 0,23 €/kWh ausgewiesen (*Geitmann 2004, S. 81*).

Die Kosten der Bereitstellung von gasförmigem Wasserstoff für die Jahre 2005 und 2050 werden verglichen. Für 2005 ist Wasserstoff aus Erdgas mit ca. 8 ct/kWh, aus Biogas mit ca. 11 ct/kWh und aus Windkraft mit ca. 20 ct/kWh bewertet. Die prognostizierten Kosten für 2050 sehen bei Wasserstoff aus Erdgas einen Anstieg auf ca. 18 ct/kWh vor. Wasserstoff aus Biogas wird laut Prognose auf ca. 8 ct/kWh, aus Windkraft auf ca. 9 ct/kWh sinken (*Ajanovic, Haas & Nakicenovic 2005, S. 22*).

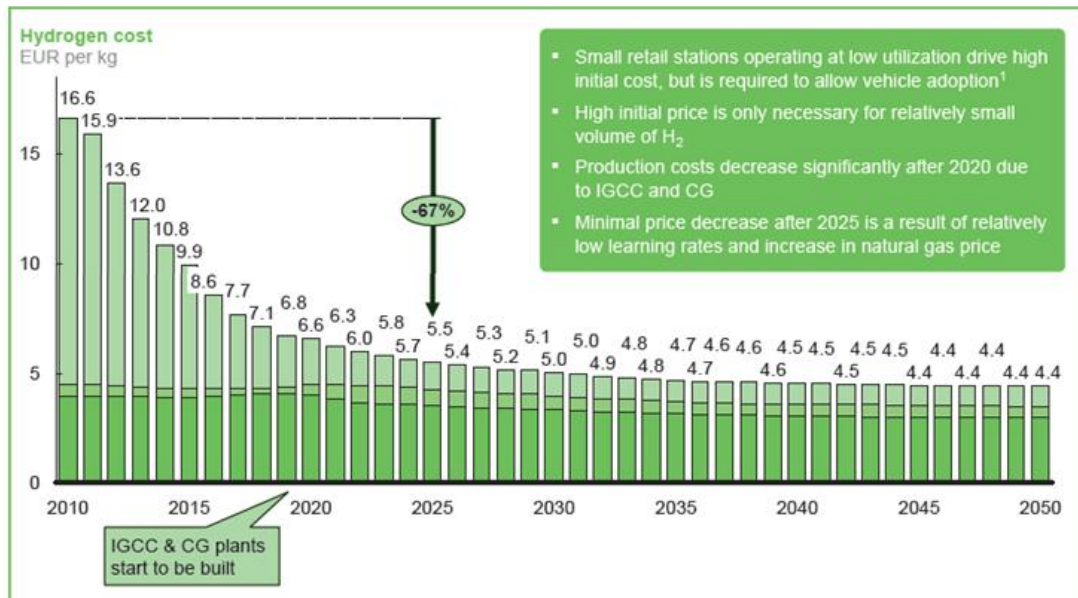
Windenergie wird langfristig als bedeutendste Energieressource zur Herstellung von Wasserstoff gesehen. Darin werden Wasserelektrolyseanlagen und Wasserstoff-Infrastruktur als wesentliche Komponenten bei der Integration der Erneuerbaren Energien angesehen. Auf Grund von Ressourcenverknappung und starker Preisanstiege bei fossilen Energieträgern wird ab ca. 2030 die Kostengleichheit von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien prognostiziert. Die in den Wasserstoffkosten enthaltenden Produktionskosten sind mit 50-80 % veranschlagt. Einschließlich Primärenergie, Transport, Verteilung sowie Verflüssigung werden die Kosten an der Tankstelle für 2020 auf ca. 18 ct/kWh und für 2050 auf ca. 14 ct/kWh prognostiziert (*Germanhy 2009, S. 41-43*).

Folgende Kosten der Wasserstoffversorgung sind zu erwarten. Das US Department of Energy modellierte 2006 eine Wasserstoffinfrastruktur für den Zeithorizont 2015. Die errechneten Kosten für Wasserstoffkraftstoff liegen auf Basis zentraler Erdgasreformierung bei 2 US\$/kgH<sub>2</sub>. Auf Basis von 50% Windstrom und 50 % Netzstrom sind 3 US\$/kgH<sub>2</sub> errechnet. Die US International Hydrogen Infrastructure Group modellierte 2002 Kosten für Wasserstoffkraftstoff aus Erdgasreformierung von 4 US\$/kg. HyWays schätzte 2008 die langfristig erreichbaren Wasserstoffkosten auf 0,11-0,16 €/kWh bzw. 3,60-5,40 €/kg oder 1,10-1,60 €/l Dieseläquivalent (*DWV 2008*).

Nach einer Studie von McKinsey können die Kosten für Wasserstoff an der Tankstelle von 2010 bis 2025 um ca. 67% sinken, siehe Bild 2-14.

Delivered at pump, w/o taxes/excises

■ Retail ■ Distribution ■ Production



<sup>1</sup> Coverage requirement sets area and retail station density requirements for vehicle adoption

**Bild 2-14:** Preisentwicklung von Wasserstoff an der Tankstelle in €/kg (McKinsey, 2010, S. 38)

Die dargestellten Preise beinhalten unter anderen Kosten für Produktion und Vertrieb bzw. Transport. IGCC & CG steht für Integrated Gasification Combined Cycle & Coal Gasification (McKinsey 2010, S. 38).

## 2.9.4 Allgemeine Angaben zu Erlösen aus Sauerstoff und Kohlendioxid

Der Sauerstoffpreis wird in Höhe von 0,054 €/Nm<sup>3</sup> bis 0,063 €/Nm<sup>3</sup> bewertet (Moussallem, Pinnow & Turek 2009, S. 491).

Bezogen auf die monetäre Bewertung von Nutzen und Kosten der Windenergie sind die vermiedenen einzelwirtschaftlichen Kosten je nach Brennstoffart zwischen 4 ct/kWh und 8 ct/kWh beziffert (Jarass, Obermair & Voigt 2009, S. 161).

Der CO<sub>2</sub>-Vermeidungsnutzen beträgt gegenüber Erdgas 3,00 ct/kWh und gegenüber Kohle 8,00 ct/kWh (Krewitt & Schlomann 2006).

Bezüglich CO<sub>2</sub>-Emissionen werden auf Basis einer Studie der DENA reale Brennstoffpreise für Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Aufschlägen verglichen. Bei Vorgabe eines CO<sub>2</sub>-Preises von 12,50 €/tCO<sub>2</sub> werden im Basisszenario mit CO<sub>2</sub>-Aufschlag unter anderem für 2020 bei Erdgas 17,20 €/MWh<sub>th</sub> und für Braunkohle 8,10 €/MWh<sub>th</sub> prognostiziert.

Je zusätzlich eingespeister MWh Windenergie werden die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten gegenüber einem konventionellen Kohlekraftwerkspark für 2015 mit 40,60 €/tCO<sub>2</sub> bis 76,60 €/tCO<sub>2</sub> ausgewiesen (*DENA 2005, S. 278-310*).

Mit Bezug auf das Jahr 2010 wird ein durchschnittlicher Preis für Emissionszertifikate von 14,48 €/ t CO<sub>2</sub> genannt (*ENBW 2010*).

## **2.10 Wirtschaftlichkeitsaspekte**

### **2.10.1 Kapitalwert und Annuität**

Über die Kapitalwertmethode wird der Gegenwartswert einer Investition bestimmt. Aus der Differenz zwischen den Gegenwartswerten von Einzahlungen und Auszahlungen einer Investition ergibt sich der Kapitalwert  $K_0$ . Die Realisierung eines Investitionsobjektes ist dann vorteilhaft wenn gilt  $K_0 \geq 0$ . (*Corsten 2004, S. 346-347*).

Basierend auf den durch die Investition  $I$  ausgelösten Zahlungsströme  $d$  werden alle Zahlungen mittels Kalkulationszins  $i$  auf den Zeitpunkt  $t = 0$  abgezinst. Mit  $i$  wird der Kapitalmarktzins für risikoarme Wertpapiere abgebildet. Die Berechnung erfolgt über den Abzinsungsfaktor  $ASF$  (*Betge 1998, S. 28-63*).

Als Fortführung der Kapitalwertmethode gilt die Annuitätenmethode. Zur Umwandlung des Kapitalwertes in eine Annuität  $A$  wird  $K_0$  aus der ursprünglichen Zahlungsreihe mit dem Kapitalwiedergewinnungsfaktor  $KWF$  multipliziert.

Die Berechnung von  $A$  erfolgt über Gleichung (2-18).

$$A = K_0 * KWF = K_0 * ( i(1+i)^n / ((1+i)^n - 1) ) \quad (2-18)$$

Mit  $n$  wird der kalkulierte Nutzungszeitraum in Jahren für die Anlage angegeben.

Durch die Umwandlung zu  $A$  wird  $K_0$  in gleich bleibende jährliche Beträge umgerechnet und gleichmäßig auf  $n$  verteilt (*Bernecker 2009, S. 164-167*).

### **2.10.2 Amortisation**

Mit der dynamischen Amortisationsrechnung, auch Pay-off-Methode genannt, wird die Zeit bestimmt, in der das eingesetzte Kapital durch Einzahlungsüberschüsse zurückgewinnbar ist. Wird dazu der Kapitalwert, das heißt der Barwert einer Investition, auf 0 gesetzt, ergibt sich aus der gegebenen Investition bzw. Anfangsauszahlung  $a_0$  bei in Folge einer äquidistanten und uniformen Zahlungsreihe  $d$  die Pay-off-Zeit  $t_{po}$  (Betge 1998, S. 28-63).

### **2.10.3 Kostenvergleichsrechnungen für Investitionsentscheidungen**

In der Praxis werden häufig Kostenvergleichsrechnungen als Beitrag zur Entscheidungsfindung bei Investitionen zwischen unterschiedlichen Anlagen genutzt. Dabei werden Erlöse außer Acht gelassen, da diese bei den einzelnen Alternativen gleich sind. Im Zusammenhang mit den jährlich aufzubringenden Gesamtkosten  $KG$  orientiert sich die Entscheidung unter anderen am zu leistenden Kapitaleinsatz  $KD$ , bestehend aus Abschreibungs- und Zinsbetrag. Darüber hinaus werden auch Kosten für Material, Löhne, Energie sowie Instandhaltung einbezogen. Als Investitionsentscheidung gilt die im Vergleich kostengünstigere Anlage (Blass 1997, S. 563-568).

### **2.10.4 Grenznutzen bei zeitlich fluktuierendem Anlagenbetrieb am Beispiel von Windparks**

In dieser Arbeit ist die Energiezuführung zur Wasserstoffanlage neben der Netzanbindung auch über direkte Kopplung zum Windpark vorgesehen.

Die Optimierung von Nutzen und Kosten der Windenergie wird beschrieben durch die Anwendung der Grenznutzenfunktion. Ziel ist die Bestimmung eines Gleichgewichtspunktes aus Grenznutzen und Grenzkosten. Die Methode dient unter anderen technischen Auslegungen von Windpark-Anlagen, der optimalen Stärke einer Netzanbindung sowie der optimalen Zusammensetzung des Gesamtsystems aus Kraftwerken und Energiespeichern.

Für ein System zur Erzeugung und Übertragung elektrischer Energie gilt die maximale Leistung  $P_{max}$  als entscheidende Größe für den Nutzen am gegebenen Standort (*Jarras, Obermair & Voigt 2009, S. 157-174*).

### **2.10.5 Sensitivitätsanalysen**

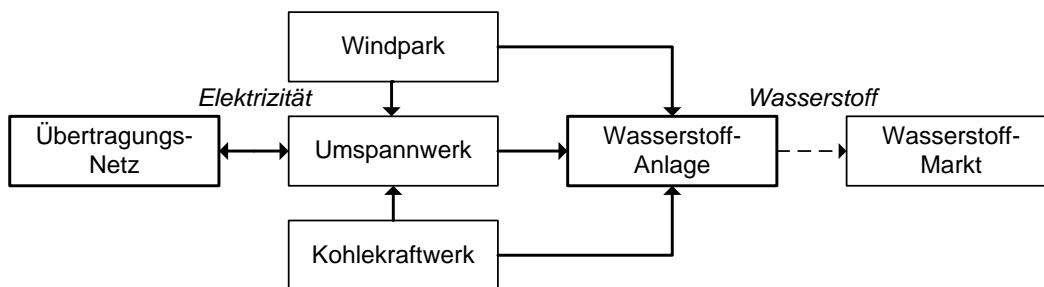
Zur Untersuchung der Haupteinflussgrößen auf die Rentabilität werden Sensitivitätsanalysen empfohlen. Alternativ zu den angenommenen Rentabilitätsrechnungen sind zusätzlich pessimistische und optimistische Werte zu berechnen. Dazu sind zum Beispiel Einflussgrößen wie Investitionen, Rohstoff- und Energiekosten, Absatzmengen sowie Verkaufspreise zu variieren (*Hirschberg 1999, S. 1191*).



### 3 Konzeptioneller Ansatz der Bewertungsmethodik

#### 3.1 Randbedingungen

Die Wasserstoffanlage wird als Schnittstelle zwischen den Energielieferanten Windpark, Kohlekraftwerk und Elektrisches Netz sowie dem Wasserstoffmarkt betrachtet. Bild 3-1 zeigt die Einbettung der Wasserstoffanlage in das Umfeld der Energieversorgung.



**Bild 3-1:** Einbindung der Wasserstoffanlage in das Umfeld der Energieversorgung

Durch die Einbindung zwischen Windpark, Umspannwerk bzw. Netzknoten sowie Kohlekraftwerk ergeben sich 2 Betriebsweisen für den Elektrolyseprozess:

- 1) diskontinuierlich
- 2) kontinuierlich.

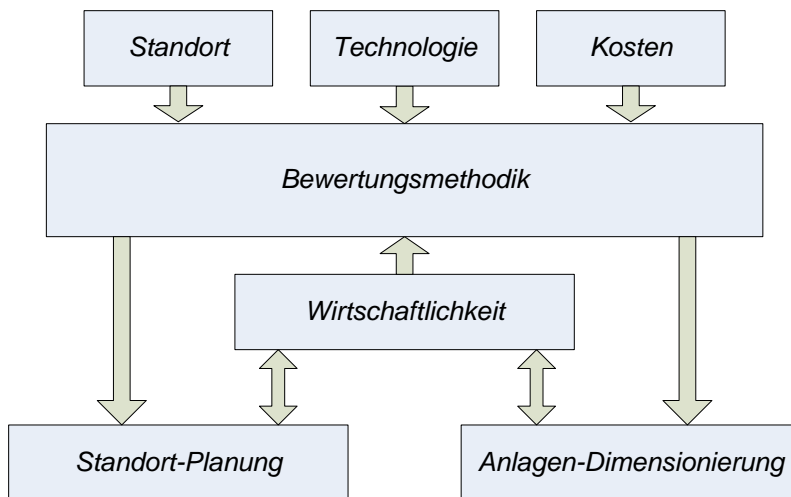
Für die Stromaufnahme ergeben sich folgende Szenarien:

- 1) diskontinuierlich über Direktanbindung von Windparks bzw. EE-Anlagen
- 2) diskontinuierlich über Anbindung an Netzknoten
- 3) diskontinuierlich über Direktanbindung an Kohlekraftwerke
- 4) kontinuierlich über Windpark mit ergänzender Netzleistung
- 5) kontinuierlich, kombiniert über Windpark, Kohlekraftwerk und Netz
- 6) kontinuierlich über Netzanbindung.

Dadurch sind unterschiedliche Betriebskonzepte für die Wasserstoffanlage möglich.

### 3.2 Konzept der modularisierten Bewertung

Die Bewertungsmethodik sieht vor, auf Basis der gegenwärtig verfügbaren Technologie sowie der am Standort vorhandenen Infrastruktur die Kosten der Wasserstoffherstellung abzuschätzen sowie die Standortplanung und Anlagendimensionierung zu unterstützen. Bild 3-2 zeigt die Bewertungsaspekte.



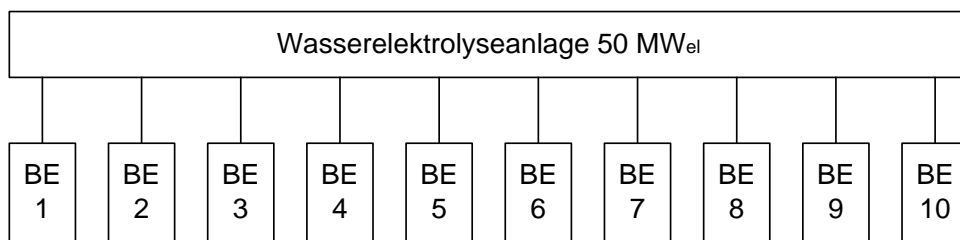
**Bild 3-2:** Aspekte der Bewertungsmethodik

Darüber hinaus wird die Betrachtung unterschiedlicher Konzepte für den Bau und den Betrieb von Wasserstoffanlagen ermöglicht. Als Bewertungsbasis sind Energie- und Wasserversorgung, das standortbezogene Kühlkonzept sowie Speicher- und Transportkonzepte zu definieren. Es wird angemerkt, dass im Rahmen von zu entwickelnden Transportkonzepten Pipelines und Druckgaskesselwagen auch als Zwischenspeicher dienen können. So können Druckgaskesselwagen in Kombination mit stationären Drucktanks als mobile Speicherbehälter betrachtet werden.

Neben den Stromverbrauchskosten beeinflussen auch Betriebskonzept, Anlagengröße und Anlagenauslastung die standortspezifischen  $H_2$ -Herstellungskosten. Im Zusammenhang mit der Netzreglung werden unterschiedliche Wertigkeiten für die fluktuierenden Energieeinspeisungen zu erwarten sein. Für die Wirtschaftlichkeitsbewertung einer standortspezifischen Wasserstoffanlage wird das verfügbare Strompreisbudget betrachtet. Dazu werden die Grenzkosten der  $H_2$ -Herstellung vorgegeben. Nach Abzug der Betriebskosten bildet der verfügbare Restbetrag den an den Energielieferanten zahlbaren Strompreis ab.

### 3.3 Konzept der modularisierten Wasserstoffanlage

Das Bewertungskonzept basiert auf der Modularisierung der Wasserelektrolyseanlage. Dafür werden in einem ersten Schritt dem Stand der Technik entsprechend 5 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseure zu Grunde gelegt, die parallel betrieben werden. Im Bild 3-3 wird der Bedarf an Betriebseinheiten zur Bildung einer Wasserelektrolyseanlage für 50 MW Elektrolysekapazität gezeigt.



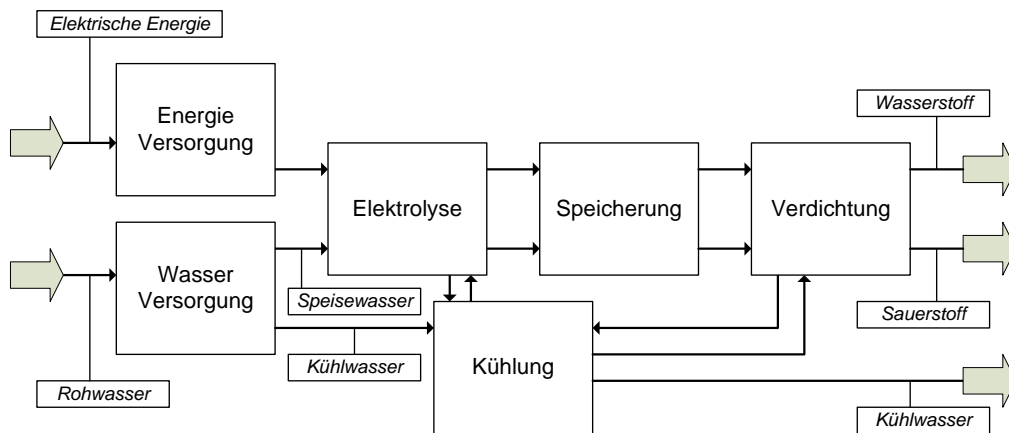
**Bild 3-3:** Parallelbetrieb von 10 Betriebseinheiten mit jeweils 5 MW<sub>el</sub> für 50 MW<sub>el</sub> Elektrolyseleistung

Im zweiten Schritt werden die Nebenanlagen der Betriebseinheiten mit gleichen verfahrenstechnischen Funktionen zu Teilanlagen zusammengefasst. Tabelle 3-1 zeigt die Zuordnung der Verfahrensschritte sowie die abgeleiteten Teilanlagen.

**Tab. 3-1:** Elektrolyseanlage mit Nebenanlagen, Modularisierung der Verfahrensschritte und Betriebseinheiten, Bildung einer aus Teilanlagen bestehenden Wasserstoffanlage

Hauptkomponente der Elektrolyse-Anlage	Verfahrensschritt/Betriebseinheit Teilanlage
Speisewasseraufbereitung	Energieversorgung
Speisewasserbehälter	Wasserversorgung
Elektrolyttank	Alkalische Elektrolyse
Elektrolytpumpe	
Elektrolyseur	
Gasabscheider	
Gaskühler und Gaswäscher	
Gasometer	
Zwischenbehälter	Speicherung
Gasreinigung und Gastrocknung	Verdichtung
Druckbehälter	
Flaschenabfüllstation	
Kompressor	Transport
Verbraucher	

Erweitert um Energieversorgung, Kühlung und Transport zeigt Bild 3-4 die Anordnung der Verfahrensschritte innerhalb der Wasserstoffanlage.



**Bild 3-4:** Grundfließbild der modularisierten Wasserstoffanlage

Im Grundfließbild enthalten sind die Verfahrensschritte zur Versorgung mit Energie, Speisewasser und Kühlwasser sowie zur Kühlung, Speicherung und Verdichtung. Jedem Verfahrensschritt wird eine Teilanlage zugeordnet. Die Wasserversorgung beinhaltet je nach Erfordernis am Standort die Wasseraufbereitung von Speisewasser und Kühlwasser vor Ort oder die Zuspeisung aus einem Wasserwerk. Als verfügbare Kühlsysteme werden die Durchlaufkühlung, die Kreislaufnasskühlung sowie die Kreislauf-trockenkühlung betrachtet. Für das dargestellte Beispiel einer Wasserelektrolyseanlage für 50 MW Elektrolyseleistung wird jede Teilanlage zur Umsetzung dieser Elektrolysekapazität dimensioniert.

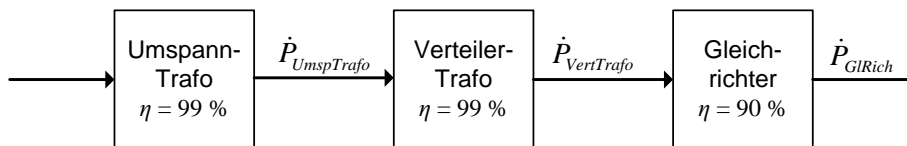
## 4 Bilanzielle Umsetzung

### 4.1 Technologie, Teilprozesse und Teilanlagen

Auslegungsbasis ist die Nennleistung der Elektrolyseanlage. Linear zur Elektrolyseleistung ändern sich Speise- und Kühlwasser-Bedarf sowie H<sub>2</sub>- und O<sub>2</sub>-Produktion.

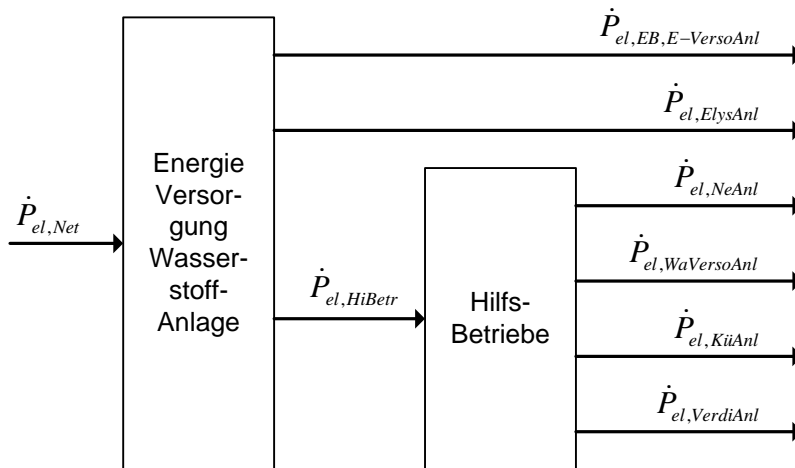
#### 4.1.1 Energieversorgung

In Abhängigkeit des Anlagenstandortes erfolgt die Leistungsaufnahme über ein 110 kV-Hochspannungsnetz oder ein 20 kV-Mittelspannungsnetz. Durch Transformation und Gleichrichtung ist die elektrische Energie dem Bedarf der Elektrolyseanlage anzupassen. Alle benötigten Transformatoren und Gleichrichter sind in der Energieversorgungsanlage zusammengefasst. Bild 4-1 zeigt die prinzipielle Anordnung der Komponenten und Leistungsströme.



**Bild 4-1:** Energieversorgung, Komponenten und Bilanzgrößen

Basierend auf Kapitel 2.7.4.1 wird die Annahme getroffen, dass die Wirkungsgrade für die Umspann- und Verteiler-Transformatoren  $\eta_{UmspTrafo} = 99 \%$  und  $\eta_{VertTrafo} = 99 \%$  sowie für die Gleichrichter  $\eta_{GlRich} = 90 \%$  betragen. Eingangsgröße ist die anliegende Netzleistung  $\dot{P}_{Net}$ . Über mehrere Stufen wird die Netzspannung auf die Betriebsspannung der Elektrolyseanlage reduziert. Bei Anschluss an ein Hochspannungsnetz verringern Umspanntransformatoren die elektrische Spannung des Hochspannungsnetzes von 110 kV auf 20 kV Mittelspannungsnetzspannung. Die elektrische Spannung der austretenden Leistung  $\dot{P}_{UmspTrafo}$  wird über Verteilertransformatoren mit der Ausgangsleistung  $\dot{P}_{VertTrafo}$  bis auf die geforderte Elektrolysespannung reduziert. Im Gleichrichter mit der Leistung  $\dot{P}_{GlRich}$  erfolgt die Umformung der Wechselspannung in Gleichspannung. Nach der Gleichrichtung wird die elektrische Leistung für den Elektrolyseprozess  $\dot{P}_{ElysAnl}$  erreicht. Darüber hinaus werden neben der Elektrolyseanlage alle weiteren Verbraucher innerhalb der Wasserstoffanlage versorgt, siehe Bild 4-2.



**Bild 4-2:** Zusammensetzung des Leistungsbedarfs innerhalb der Wasserstoffanlage

Für den Leistungsbedarf am Netzanschlusspunkt  $\dot{P}_{Net}$  sind neben der Elektrolyseleistung  $\dot{P}_{el,ElysAnl}$  auch der Eigenbedarf der Energieversorgungsanlage  $\dot{P}_{EB,E-VersoAnl}$  sowie der Hilfsbetriebe  $\dot{P}_{el,HiBetr}$  zu bilanzieren. Zu den Hilfsbetrieben gehören die Wasserversorgungsanlage mit  $\dot{P}_{el,WA-VersoAnl}$ , die Kühlanlage mit  $\dot{P}_{el,KüAnl}$  sowie die Verdichteranlage mit  $\dot{P}_{el,VerdiAnl}$ . Die Ausgangsleistung des Gleichrichters entspricht der Eingangsleistung an der Elektrolyseanlage  $\dot{P}_{el,Elys}$ . Für die Ermittlung der benötigten Leistungsaufnahme am Netzanschluss bzw. am Eingang der Energieversorgungsanlage werden folgende Schritte vollzogen:

- 1) Vorgabe der Leistungsaufnahme an der Elektrolyseanlage
- 2) Ermittlung des Leistungsbedarfs benötigter Hilfsbetriebe
- 3) Berechnung des Eigenbedarfes der Energieversorgungsanlage
- 4) Analyse des Leistungsbedarfes am Netzanschlusspunkt
- 5) Auslegung der Energieversorgungsanlage.

Der Leistungsbedarf der Hilfsbetriebe ergibt sich aus den Bilanzierungen der Stoff- und Energieströme innerhalb der Teilanlagen. Für die Energieversorgungsanlage wird der Eigenbedarf entgegen der Fließrichtung über die Gleichungen (4-1) bis (4-6) berechnet. Als Bilanzierungsbasis gilt die Leistungsaufnahme an der Elektrolyseanlage  $\dot{P}_{el,ElysAnl}$ .

$$\dot{P}_{GIRich} = \dot{P}_{Elys-Anl} / \eta_{GIRich} \quad (4-1)$$

$$\dot{P}_{VertTrafo} = \dot{P}_{GIRich} / \eta_{VertTrafo} \quad (4-2)$$

$$\dot{P}_{UmspTrafo} = \dot{P}_{VertTrafo} / \eta_{UmspTrafo} \quad (4-3)$$

$$\dot{P}_{EB,E-VersoAnl} = \dot{P}_{UmspTrafo} - \dot{P}_{ElysAnl} \quad (4-4)$$

$$\dot{P}_{HiBetr} = \dot{P}_{el,NeAnl} + \dot{P}_{el,Wa-VersoAnl} + \dot{P}_{el,KüAnl} + \dot{P}_{el,VerdiAnl} \quad (4-5)$$

In  $\dot{P}_{HiBetr}$  eingerechnet ist der angenommene Leistungsbedarf aller sonstigen Nebenanlagen  $\dot{P}_{NeAnl}$  in Höhe von 5% der Elektrolyseanlagenleistung. Nach Ermittlung des Leistungsbedarfes aller betrachteten Verbraucher ist an der Energieversorgungsanlage die aufsummierte Leistung gemäß Gleichung (4-6) zuzuführen.

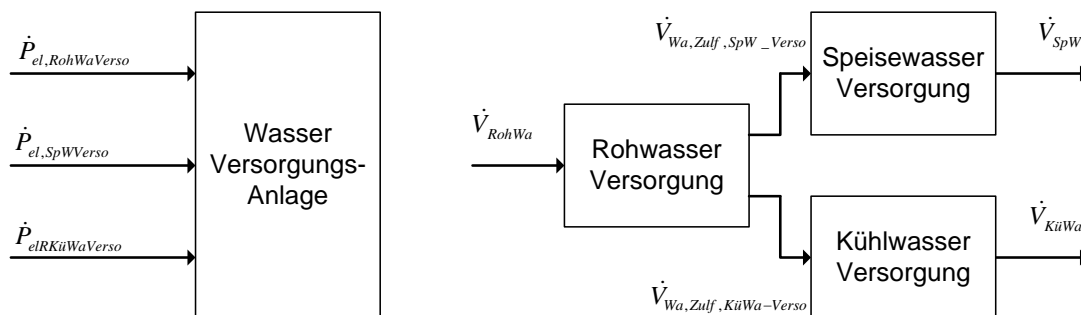
$$\dot{P}_{Net} = \dot{P}_{E-VersoAnl} = \dot{P}_{EB,E-VersoAnl} + \dot{P}_{el,ElysAnl} + \dot{P}_{HiBetr} \quad (4-6)$$

Erfolgt die Energieversorgung der Wasserstoffanlage über das Netz, ist  $\dot{P}_{Net}$  der Betrag der Netzleistungsentnahme. Bei direkter Windparkanbindung entspricht  $\dot{P}_{Net}$  der Leistungsaufnahme über das Schaltfeld des Windparks.

#### 4.1.2 Wasserversorgung

Über die Wasserversorgungsanlage sind Speisewasser für den Elektrolyse-Prozess sowie Kühlwasser für Elektrolyse- und Verdichteranlage bereitzustellen.

Die Komponenten zur Aufbereitung und Versorgung sind in der Teilanlage für die Wasserversorgung zusammengefasst. Bild 4-3 zeigt die Teilung der Versorgungsstränge.



**Bild 4-3:** Wasserversorgungsanlage, Komponenten und Bilanzgrößen

Für Versorgungskonzepte, die eine örtliche Aufbereitung von Speise- und Kühlwasser vorsehen, ist für die Rohwasser-Versorgung der Rohwasser-Volumenstrom  $\dot{V}_{RohWa}$  zuzuführen.  $\dot{P}_{el,RohWa-Verso}$  umfasst den gesamten Leistungsbedarf aller Prozessschritte für die Rohwasserversorgung.

In Abhängigkeit der Bezugsquelle ist das Rohwasser mechanisch zu reinigen, im pH-Wert zu neutralisieren sowie zu enteisen und zu entkalken. Das aufbereitete Rohwasser gelangt als zulaufender Speisewasservolumenstrom  $\dot{V}_{Wa,Zulf,SpW-Verso}$  zur Speisewasserversorgung und verlässt als aufbereiteter Speisewasservolumenstrom  $\dot{V}_{SpW}$  die Wasserversorgungsanlage.  $\dot{V}_{Wa,Zulf,KüWa-Verso}$  ist der Volumenstrom am Zulauf zur Kühlwasserversorgung, am Austritt bezeichnet als Kühlwasservolumenstrom  $\dot{V}_{KüWa}$ .  $\dot{P}_{el,SpW-Verso}$  und  $\dot{P}_{el,KüWa-Verso}$  beinhalten den Bedarf an elektrischer Leistung für Aufbereitung und Pufferspeicherung von Speisewasser und Kühlwasser. In Abhängigkeit der Elektrolyseleistung und des Kühlkonzeptes berechnen sich der Bedarf an Rohwasser sowie elektrischer Leistung nach Gleichungen (4-7) bis (4-19).

$$\dot{V}_{RohWa} = \dot{V}_{SpW} + \dot{V}_{KüWa} \quad (4-7)$$

$$\dot{V}_{SpW,Zulf,SpW-Verso} = \dot{V}_{SpW,Elys} + \dot{V}_{SpW,Verl,UO} \quad (4-8)$$

$$\dot{V}_{SpW,Verl,UO} = \dot{V}_{SpW,ElysAnl} * 0,1 \quad (4-9)$$

$$\dot{V}_{KüWa,Zulf,KüAnl} = \dot{V}_{KüWa,Zulf,ElysAnl} + \dot{V}_{KüWa,Zulf,VerdiAnl} \quad (4-10)$$

$$\dot{V}_{KüWa,Zulf,ElysAnl} = \dot{Q}_{Abg,Elys} / (\rho_{H2O} * c_{pH2O} * (T_{KüWa,Abf,Elys} - T_{KüWa,Zulf,Elys})) \quad (4-11)$$

$$\dot{V}_{KüWa,Zulf,VerdiAnl} = \dot{V}_{KüWa,H2-Verdi,G-Ltg} + \dot{V}_{KüWa,H2-Verdi,AbfüAnl} \quad (4-12)$$

$$\dot{V}_{KüWa,Zulf,Elys} = v_{KüWa,Zulf,Elys,spez} * \dot{V}_{Norm,H2,Elys} \quad (4-13)$$

$$\dot{P}_{el,WaVersoAnl} = \dot{P}_{el,RohWa-Verso} + \dot{P}_{el,SpW-Verso} + \dot{P}_{el,KüWa-Verso} \quad (4-14)$$

$$\dot{P}_{el,RohWa-Verso} = \dot{m}_{Wa,Zulf,RohWa-Verso} * Y_{RohWa-Pp} / \eta_{RohWa-Pp} \quad (4-15)$$

$$\dot{P}_{el,SpW-Verso} = \dot{P}_{el,UO-Zulf} + \dot{P}_{el,Elys-Zulf} \quad (4-16)$$

$$\dot{P}_{el,UO-Zulf} = \dot{m}_{SpW,Zulf,UO} * Y_{SpW-Pp} / \eta_{SpW-Pp} \quad (4-17)$$

$$\dot{P}_{el,Elys-Zulf} = \dot{m}_{SpW,Abf,SpW-Beh} * Y_{SpW-Pp} / \eta_{SpW-Pp} \quad (4-18)$$

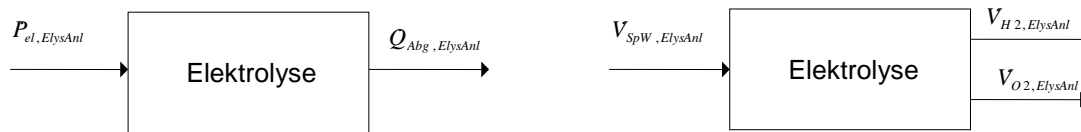
$$\dot{P}_{el,KüWa-Verso} = \dot{m}_{KüWa,Kü-Anl} * Y_{KüWa-Pp} / \eta_{KüWa-Pp} \quad (4-19)$$

Für Gleichung (4-9) wird ein Wasserverlust bzw. ein Mehrverbrauch durch den Filterprozess der Umkehrosiose von 10 % angenommen.



### 4.1.3 Elektrolyse

Innerhalb der Prozessstufen bildet die Elektrolyse den Hauptprozess. Stoff- und Energieströme sowie Anlagenkapazitäten sind auf die Leistungsaufnahme der Elektrolyseanlage bezogen. Bild 4-4 zeigt die zugeführte elektrische Leistung  $\dot{P}_{el,ElysAnl}$  sowie ein- und austretende Volumenströme und den abzugebenden Wärmestrom  $\dot{Q}_{Abg,ElysAnl}$ .



**Bild 4-4:** Elektrolyseanlage, Bilanzgrößen

Die Bilanzierung erfolgt nach Gleichungen (4-20) bis (4-29).

$$\dot{P}_{el,Elys-Verso} = \dot{P}_{GlRich} \quad (4-20)$$

$$\dot{V}_{SpW,Elys} = v_{SpW,Elys,spez} * \dot{V}_{Norm,H2,Elys} \quad (4-21)$$

$$\dot{V}_{KüWa,Zulf,Elys} = v_{KüWa,Zulf,Elys,spez} * \dot{V}_{Norm,H2,Elys} \quad (4-22)$$

$$V_{N2,Elys-Spü} = v_{N2,Elys-Spü,spez} * N_{Elys} * \dot{N}_{Spü} \quad (4-23)$$

$$\dot{V}_{Norm,H2,Elys} = \dot{P}_{el,Elys-Aufn} / E_{el,Elys,spez} \quad (4-24)$$

$$\dot{V}_{Norm,O2,Elys} = \dot{P}_{el,Elys-Aufn} * 0,5 / E_{el,Elys,spez} \quad (4-25)$$

$$\dot{Q}_{Abg,ElysAnl} = \dot{Q}_{Abg,Elys,Verl} + \dot{Q}_{Abg,Elys,H2} + \dot{Q}_{Abg,Elys,O2} \quad (4-26)$$

$$\dot{Q}_{Abg,Elys,Verl} = \dot{P}_{el,Elys} * (1 - \eta_{Elys}) \quad (4-27)$$

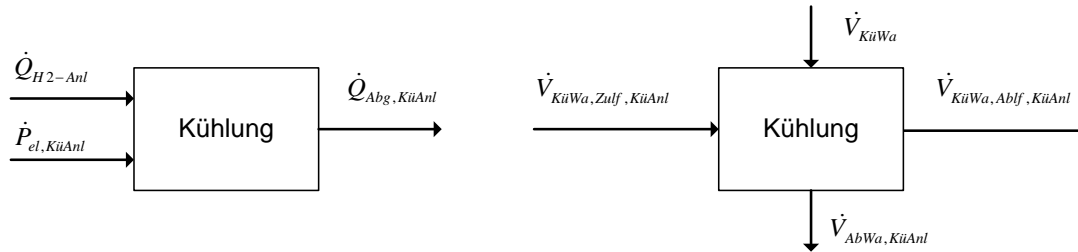
$$\dot{Q}_{Abg,Elys,H2} = \dot{m}_{Abg,Elys,H2} * c_{pH2} * (T_{Abg,Elys,H2} - T_{Umgb}) \quad (4-28)$$

$$\dot{Q}_{Abg,Elys,O2} = \dot{m}_{Abg,Elys,O2} * c_{pO2} * (T_{Abg,Elys,O2} - T_{Umgb}) \quad (4-29)$$

Der Faktor 0,5 in Gleichung (4-25) basiert auf dem stöchiometrischen Verhältnis zwischen Wasserstoff und Sauerstoff nach der Wasserspaltung über die aufgenommene Elektrolyseleistung.

#### 4.1.4 Kühlung

Neben der Kühlung der Elektrolyseanlage ist in die Bilanzierung auch die Kühlung der Verdichteranlage einbezogen. Ein- und austretende Größen sind in Bild 4-5 dargestellt.



**Bild 4-5:** Kühlanlage, Bilanzgrößen

In Abhängigkeit der Standortbedingungen und Betriebsweisen der Elektrolyseanlage ist die Kühltechnologie festzulegen. Mit den vorgesehenen Gleichungen sind die Bilanzierungen für Durchlaufkühlung, Kreislaufnasskühlung sowie Kreislufttrockenkühlung umsetzbar. Über Gleichungen (4-30) und (4-31) wird die Bilanzierung der Kühlanlage erfasst.

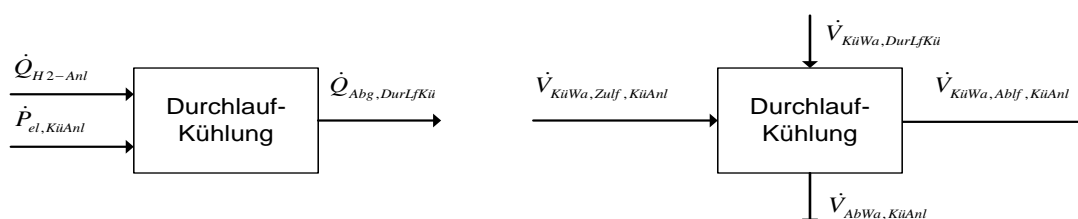
$$\dot{Q}_{Abg, H2-Anl} = \dot{Q}_{Abg, Elys} + \dot{Q}_{Abg, Verdi} \quad (4-30)$$

$$\dot{Q}_{Abg, KüAnl} = \dot{Q}_{Abg, DurLfKü} = \dot{Q}_{Abg, KrNassKü} = \dot{Q}_{Abg, KrTroKü} \quad (4-31)$$

Unabhängig vom Kühlsystem wird der abzugebende Wärmestrom aus Elektrolyse und Verdichtung über die Kühlanlage abgeführt.

##### 4.1.4.1 Durchlaufkühlung

Bei Bilanzierung einer Durchlaufkühlung wird der Kühlwasservolumenstrom zusätzlich durch die Differenz zwischen der gesetzlich begrenzten Einleitetemperatur und der Temperatur an der Entnahmestelle beeinflusst. Die ein- und austretenden Größen zeigt Bild 4-6.



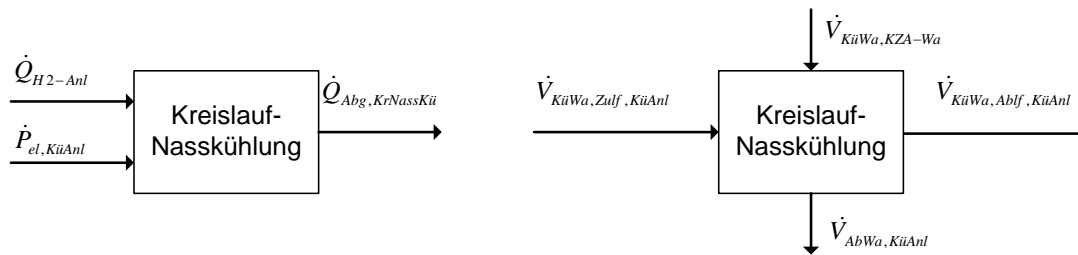
**Bild 4-6:** Durchlaufkühlung, Bilanzgrößen

Die Berechnung erfolgt nach Gleichung (4-32).

$$\dot{V}_{KüWa, DurLfKü} = \dot{Q}_{Abg, DurLfKü, Elys} / (\rho_{H2O} * c_{PH2O} * (T_{KüWa, Abf, DurLfKü} - T_{KüWa, Zulf, DurLfKü})) \quad (4-32)$$

#### 4.1.4.2 Kreislaufnasskühlung

Die bilanzielle Umsetzung der Wasserrückkühlung mittels Verdunstung in einer Kreislaufnasskühlung zeigt Bild 4-7.



**Bild 4-7:** Kreislaufnasskühlung, Bilanzgrößen

Nach Gleichungen (4-33) bis (4-41) wird die Kühlung mittels Kühlturm bilanziert.

$$\dot{P}_{el, KüAnl} = \dot{P}_{el, KüWa-Verso} + \dot{P}_{el, KüTm-Verso} \quad (4-33)$$

Für die Berechnung des Leistungsbedarfes der Kühlanlage  $\dot{P}_{el, KüAnl}$  werden die Pumpenleistungen für Kühlwasserergänzung  $\dot{P}_{el, KüWa-Verso}$  und Kreislaufführung  $\dot{P}_{el, KüTm-Verso}$  addiert.

$$\dot{P}_{el, KüTm-Verso} = \dot{P}_{th, Verl-Aufn, KüWa} + \dot{P}_{el, KüTm, spez} \quad (4-34)$$

Der Bedarf des Kühlturms an elektrischer Leistung  $\dot{P}_{el, KüTm-Verso}$  berechnet sich aus der zugeführten thermischen Leistung des Kühlwassers aus dem Elektrolyseprozess  $\dot{P}_{th, Verl-Aufn, KüWa}$  und dem spezifischen Leistungsaufnahmefaktor des Kühlturms  $FP_{el, KüTm, spez}$ .

$$FP_{el, KüTm, spez} = \dot{P}_{el, KüMot, 0,092MW} / \dot{P}_{th, KüTm, 25MW} = 0,00368 \quad (4-35)$$

$FP_{el, KüTm, spez}$  basiert auf der Bilanzierung eines Kühlturm-Lieferanten, die eine elektrische Motorleistung von 0,092 MW pro 25 MW Kühlleistung erfordert.

$$\dot{P}_{th, Verl-Aufn, KüWa} = \dot{P}_{el, Elys-Aufn} * (1 - \eta_{Elys}) \quad (4-36)$$

Für die Berechnung von  $\dot{P}_{th,Verl-Aufn,KüWa}$  wird die Annahme getroffen, dass das Kühlwasser die energetischen Verluste des Elektrolyseprozesses  $1 - \eta_{Elys}$  als Wärme aufnimmt und der Kühlanlage zuführt. Zur Vorbereitung der Berechnung des Bedarfes an Kühlturmzusatzwasser  $\dot{V}_{KZA-Wa}$  werden folgende Werte und Gleichungen aufgenommen. Mit Bezug auf Kapitel 2.7.4.2 wird die Annahme getroffen, dass Kühlturmzusatzwasser mit dem Salzgehalt  $c_{KüWa,KrNassKü} = 500 \text{ mg/l}$  zugeführt und bis  $c_{max,KüWa,KrNassKü} = 1.000 \text{ mg/l}$  im Kühlturm aufkonzentriert werden kann.

Die Enthalpiedifferenz der Luft  $\Delta h_L = 170 \text{ kJ/kg}$  sowie der Luftfeuchtedifferenz  $\Delta x_L = 0,052 \text{ kg/kg}$  basieren auf der Kühlwassertemperatur am Ablauf der Elektrolyse bei  $T_{KüWa,Abfl,Elys} = 50 \text{ °C}$  und der Umgebungstemperatur  $T_{Umgb} = 30 \text{ °C}$ . Für die spezifische Wärmekapazität des Wassers bei  $20 \text{ °C}$  werden  $c_{pH_2O} = 4,18 \text{ kJ/(kg*K)}$  sowie die Dichte  $\rho_{H_2O} = 998 \text{ kg/m}^3$  genannt (Cerbe & Hoffmann 1999, S. 51, 288, 291, 461).

Für die Berechnung der technologisch bedingten Kühlwasserverluste im Kühlturm liefern Held & Schnell die Gleichungen (4-37) bis (4-42).

$$\dot{m}_{KüWa,VerduVerl} = \dot{Q}_{Abg,Elys} / ((h_{DA}) - c_{pH_2O} * T_{KüWa,Zulf,Elys}) \quad (4-37)$$

$$h_{DA} = \Delta h_L / \Delta x_L \quad (4-38)$$

$$\dot{m}_{KüWa,Abfl} = \dot{m}_{KüWa,VerduVerl} * (c_{KüWa,KrNassKü} / c_{max,KüWa,KrNassKü}) \quad (4-39)$$

$$\dot{m}_{KüWa,TrpfVerl} = 10^{(-3)} * \dot{m}_{KüWa,Kü-Anl} \quad (4-40)$$

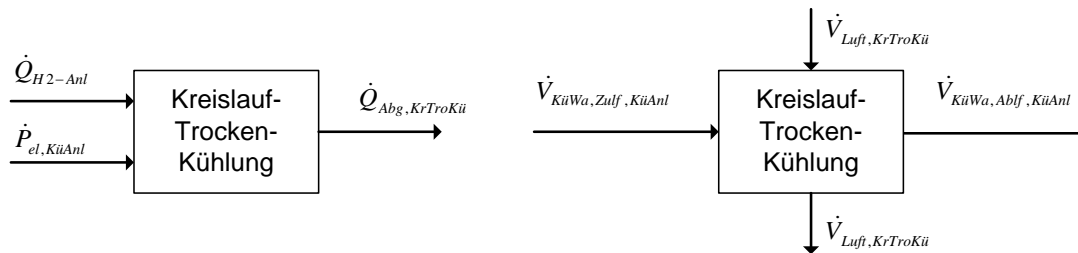
$$\dot{m}_{KZA-Wa} = \dot{m}_{KüWa,VerduVerl} + \dot{m}_{KüWa,Abfl} + \dot{m}_{KüWa,TrpfVerl} \quad (4-41)$$

$$\dot{V}_{KüWa,KrNassKü} = \dot{m}_{KZA-Wa} / \rho_{H_2O} \quad (4-42)$$

Mit  $c_{KüWa,KrNassKü}$  sowie mit  $c_{max,KüWa,KrNassKü}$  wird das Verhältnis zwischen der vorhandenen und der maximal zulässigen Salzkonzentration im kreislaufgeführten Kühlwasser ermittelt. Zur Abschätzung der Kühlwasserverluste durch Tropfenauswurf  $\dot{m}_{KüWa,TrpfVerl}$  werden 0,1 % des Kühlwassermassestromes im Kühlturmkreislauf  $\dot{m}_{KüWa,Kü-Anl}$  angesetzt. Der Massestrom des zu ergänzenden Kühlturmzusatzwassers  $\dot{m}_{KZA-Wa}$  ist die Summe der Verluste aus Verdunstung  $\dot{m}_{KüWa,VerduVerl}$ , Abflutung  $\dot{m}_{KüWa,Abfl}$  und Tropfenauswurf  $\dot{m}_{KüWa,TrpfVerl}$ . In die Verdunstung einbezogen wird die Enthalpie des Dampfes  $h_{DA}$ . Der benötigte Kühlwasservolumenstrom  $\dot{V}_{KüWa,KrNassKü}$  wird aus Massestrom  $\dot{m}_{KZA-Wa}$  und Dichte des Kühlturmzusatzwassers  $\rho_{H_2O}$  ermittelt (Held & Schnell 2000, S. 31).

#### 4.1.4.3 Kreislauftrockenkühlung

Bei Einsatz der Kreislauftrockenkühlung sind die überwiegend im Sommerbetrieb auftretenden sehr geringen Temperaturdifferenzen zwischen den Kühlwassertemperaturen der Elektrolyseanlage sowie der Kühllufttemperatur zu beachten. Die Bilanzgrößen zeigt Bild 4-8.



**Bild 4-8:** Kreislauftrockenkühlung, Bilanzgrößen

Über Gleichungen (4-43) und (4-44) kann die technologische Machbarkeit geprüft werden.

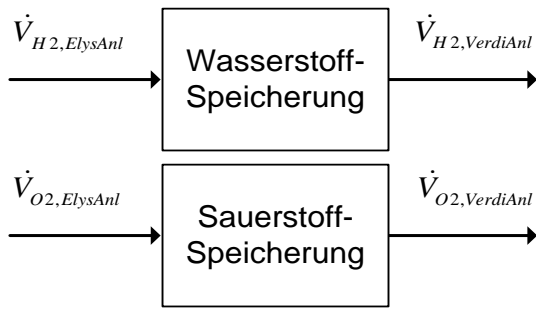
$$\dot{V}_{KüLu, Eintr, KrTroKü} = \dot{m}_{KüLu, Eintr, KrTroKü} / \rho_{KüLu} \quad (4-43)$$

$$\dot{m}_{KüLu, Eintr, KrTroKü} = \dot{Q}_{Abg, KrTroKü} / (c_{pKüLu} * (T_{KüLu, Austr, KrTroKü} - T_{KüLu, Eintr, KrTroKü})) \quad (4-44)$$

Die technologische Machbarkeit ist nicht gegeben, wenn die eintretende Kühlluft annähernd der Temperatur des zugeführten Kühlwassers aus der Elektrolyse entspricht. Mit sinkender Temperaturdifferenz steigt der Kühlflächenbedarf. Gegen den Einsatz von Kältemitteln sprechen zusätzlicher technologischer Aufwand sowie Energieverbrauch.

#### 4.1.5 Speicherung

Neben standardisierten Zylinderbehältern werden für die Speicherung auch speziell ausgelegte Kugelbehälter vorgesehen. Die in Bild 4-9 dargestellten Größen zeigen die Bilanzierung der Speicheranlagen.



**Bild 4-9:** Speicheranlage, Bilanzgrößen

Für die Speicherung von  $H_2$ ,  $O_2$  sowie für das Inertgas werden sowohl Kugelbehälter als auch zylindrische Behälter bilanziert. Unter der Annahme, für die Zwischenspeicherung von  $H_2$  und  $O_2$  jeweils nur einen Kugelbehälter vorzusehen, werden die Behältergrößen mit den jeweils zu speichernden Gasvolumen und Gasmassen nach Gleichungen (4-45) bis (4-48) bestimmt.

$$V_{H_2-KugBeh} = \dot{V}_{Norm,H_2,ElysAnl} * t_{Spei,H_2,KugBeh} * p_{Umgb} / p_{Arb,H_2,KugBeh} \quad (4-45)$$

$$m_{H_2,KugBeh} = \dot{m}_{H_2,ElysAnl} * t_{Spei,H_2-KugBeh} \quad (4-46)$$

$$V_{O_2-KugBeh} = \dot{V}_{Norm,O_2,ElysAnl} * t_{Spei,O_2,KugBeh} * p_{Umgb} / p_{Arb,O_2,KugBeh} \quad (4-47)$$

$$m_{O_2,KugBeh} = \dot{m}_{O_2,ElysAnl} * t_{Spei,O_2-KugBeh} \quad (4-48)$$

Werden zylindrische Behälter in Standardgrößen genutzt, kann über die Gleichungen (4-49) bis (4-54) zusätzlich die Behälterzahl  $N$  berechnet werden.

$$V_{H_2-ZylBeh} = \dot{V}_{Norm,H_2,ElysAnl} * t_{Spei,H_2,ZylBeh} * p_{Umgb} / p_{Arb,H_2,ZylBeh} \quad (4-49)$$

$$m_{H_2,ZylBeh} = \dot{m}_{H_2,ElysAnl} * t_{Spei,H_2-ZylBeh} \quad (4-50)$$

$$N_{H_2-ZylBeh} = \dot{V}_{Norm,H_2,ElysAnl} * (t_{Spei,H_2-ZylBeh} / V_{H_2-ZylBeh}) \quad (4-51)$$

$$V_{O_2-ZylBeh} = \dot{V}_{Norm,O_2,ElysAnl} * t_{Spei,O_2,ZylBeh} * p_{Umgb} / p_{Arb,O_2,ZylBeh} \quad (4-52)$$

$$m_{O_2,ZylBeh} = \dot{m}_{O_2,ElysAnl} * t_{Spei,O_2-ZylBeh} \quad (4-53)$$

$$N_{O_2-ZylBeh} = \dot{V}_{Norm,O_2,ElysAnl} * (t_{Spei,O_2-ZylBeh} / V_{O_2-ZylBeh}) \quad (4-54)$$

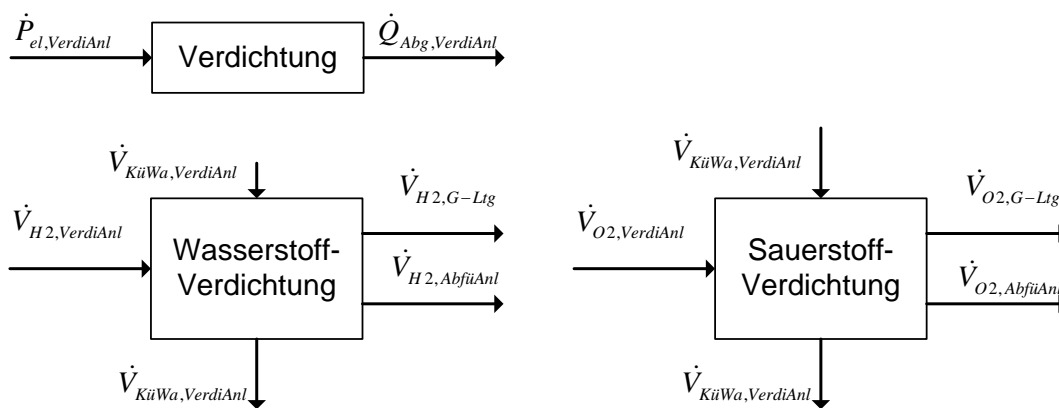
Für die Speicherung des Inertgases in standardisierten zylindrischen Behältern wird die Zahl der benötigten Behälter nach Gleichung (4-55) bestimmt.

$$N_{N_2-Beh} = V_{N_2,Elys-Spü} / V_{N_2-Spei,spez} \quad (4-55)$$

Mit  $V_{N_2, Elys-Spü}$  werden das benötigte Inertgasvolumen für die vorgegebenen Spülzyklen und mit  $V_{N_2-Spei, spez}$  das in Abhängigkeit von Behältervolumen und Auslegungsdruck gespeicherte Gasvolumen je Behälter bezeichnet.

#### 4.1.6 Verdichtung

Abhängig von den zu wählenden Transportkonzepten ist die Verdichteranlage für die benötigten Druckstufen zu dimensionieren. Bei Umsetzung eines Speicherkonzeptes mittels Kugelbehälter ist für die Speicherung keine Verdichterleistung zu erbringen. Voraussetzung ist, dass zwischen den Druckelektrolyseuren und den Kugelbehältern ein Druckgefälle besteht. Die Bilanzierung der Verdichteranlage erfolgt wie im Bild 4-10 dargestellt.



**Bild 4-10:** Verdichteranlage, Komponenten und Bilanzgrößen

Basierend auf der alkalischen Druckelektrolyse mit 30 bar Arbeitsdruck strömen  $H_2$  und  $O_2$  mit 30 bar aus der Elektrolyseanlage. Werden standardisierte zylindrische Behälter als Zwischenspeicher verwendet, wird eine Verdichterstufe zur Erzielung des Auslegungsdruckes des Behälters von 30 bar auf z.B. 45 bar benötigt. Mit Bezug auf Kapitel 2.7.4.6 sind für die Gasnetzeinspeisung von  $H_2$  und  $O_2$  Verdichterleistungen bis zu 100 bar und zur Befüllung von LKW-Trailern bis zu 200 bar erforderlich. Am Beispiel einer  $H_2$ -Verdichteranlage für die Erzeugung von Drücken bis 200 bar wird die Bilanzierung beschrieben.

Für die Bilanzierung wird die Annahme getroffen, dass der Förderstrom der  $H_2$ -Verdichteranlage  $\dot{m}_{Fö,H_2-VerdiAnl}$  gleich dem Massestrom zwischen Speicheranlage und Verdichteranlage  $\dot{m}_{H_2-SpeiAnl}$  sowie dem Massestrom zwischen Elektrolyseanlage und Verdichteranlage  $\dot{m}_{H_2,ElysAnl}$  entspricht.

Die Berechnung des komprimierten Volumenstromes  $\dot{V}_{Z,H2,200bar}$ , der Verdichterleistung  $\dot{P}_{el,H2-VerdiAnl}$ , der abzuführenden Wärme  $\dot{Q}_{Abg,H2-VerdiAnl}$ , sowie des Kühlwasserbedarfes  $\dot{V}_{KüWa,H2-VerdiAnl}$  erfolgt mit den Gleichungen (4-56) bis (4-66).

$$\dot{m}_{F\ddot{o},H2-VerdiAnl} = \dot{m}_{H2-SpeiAnl} = \dot{m}_{H2,ElysAnl} \quad (4-56)$$

$$\dot{V}_{Z,H2,200bar} = \dot{V}_{H2,VerdiAnl} * Z_{H2,200bar} \quad (4-57)$$

$$\dot{P}_{el,H2-VerdiAnl} = \dot{m}_{F\ddot{o},H2-VerdiAnl} * wt/\eta_{H2-VerdiAnl} \quad (4-58)$$

$$wt_{H2-SpeiAnl-VerdiAnl} = R_{H2} * T_{H2-SpeiAnl} * \ln(p_{H2-VerdiAnl}/p_{H2-SpeiAnl}) \quad (4-59)$$

$$T_{H2-SpeiAnl} = T_{Umgb} \quad (4-60)$$

$$\dot{Q}_{Abg,Verl,H2-VerdiAnl} = (1 - \eta_{H2-Verdi}) * \dot{P}_{el,H2-VerdiAnl} \quad (4-61)$$

$$\dot{Q}_{Abg,ZwKü,H2-VerdiAnl} = \dot{m}_{H2-SpeiAnl} * cpm_{H2} * (T_{H2-VerdiAnl} - T_{Umgb}) \quad (4-62)$$

$$\dot{Q}_{Abg,H2-VerdiAnl} = \dot{Q}_{Abg,Verl,H2-VerdiAnl} + \dot{Q}_{Abg,ZwKü,H2-VerdiAnl} \quad (4-63)$$

$$\dot{m}_{KüWa,H2-VerdiAnl} = \dot{Q}_{Abg,H2-VerdiAnl} / (cp_{H2O} * (T_{H2-VerdiAnl} - T_{H2-SpeiAnl})) \quad (4-64)$$

$$T_{H2-VerdiAnl} = ((p_{H2-VerdiAnl}/p_{H2-SpeiAnl}) \exp(((\kappa_{H2}-1)/\kappa_{H2}) * T_{Umgb})) \quad (4-65)$$

$$\dot{V}_{KüWa,H2-VerdiAnl} = \dot{m}_{KüWa,H2-VerdiAnl} / \rho_{H2O} \quad (4-66)$$

In die Bilanzierung einbezogen werden der Realgasfaktor  $Z_{H2,200bar} = 1,1$  (Eichlseder & Klell 2008, S. 30), der Wirkungsgrad des Verdichters  $\eta_{H2-VerdiAnl} = 0,8$  (Wagner, Angloher & Dreier 2000, S. 65) sowie die spezifische Gaskonstante  $R_{H2} = 4124,5$  J/(kg\*K), die mittlere isobare Wärmekapazität  $cpm_{H2} = 14,36$  kJ/(kg\*K) und der Isotropenexponent  $\kappa_{H2} = 1,4$  (Cerbe & Hoffmann 1999, S. 452, 454, 735). Mit Gleichungen (4-67) bis (4-77) erfolgt die Bilanzierung der O<sub>2</sub>-Verdichtung, dargestellt am Beispiel einer Druckerhöhung auf 200 bar.

$$\dot{m}_{F\ddot{o},O2-VerdiAnl} = \dot{m}_{O2-SpeiAnl} = \dot{m}_{O2,ElysAnl} \quad (4-67)$$

$$\dot{V}_{Z,O2,200bar} = \dot{V}_{O2,VerdiAnl} * Z_{O2,200bar} \quad (4-68)$$

$$\dot{P}_{el,O2-VerdiAnl} = \dot{m}_{F\ddot{o},O2-VerdiAnl} * wt/\eta_{O2-VerdiAnl} \quad (4-69)$$

$$wt_{O2-SpeiAnl-VerdiAnl} = R_{O2} * T_{O2-SpeiAnl} * \ln(p_{O2-VerdiAnl}/p_{O2-SpeiAnl}) \quad (4-70)$$

$$T_{O2-SpeiAnl} = T_{Umgb} \quad (4-71)$$

$$\dot{Q}_{Abg,Verl,O2-VerdiAnl} = (1 - \eta_{O2-Verdi}) * \dot{P}_{el,O2-VerdiAnl} \quad (4-72)$$



$$\dot{Q}_{Abg,ZwKü,O2-VerdiAnl} = \dot{m}_{O2-SpeiAnl} * cpm_{O2} * (T_{O2-VerdiAnl} - T_{Umgb}) \quad (4-73)$$

$$\dot{Q}_{Abg,O2-VerdiAnl} = \dot{Q}_{Abg,Verl,O2-VerdiAnl} + \dot{Q}_{Abg,ZwKü,O2-VerdiAnl} \quad (4-74)$$

$$\dot{m}_{KüWa,O2-VerdiAnl} = \dot{Q}_{Abg,O2-VerdiAnl} / (cp_{H2O} * (T_{O2-VerdiAnl} - T_{O2-SpeiAnl})) \quad (4-75)$$

$$T_{H2-VerdiAnl} = ((p_{H2-VerdiAnl} / p_{H2-SpeiAnl}) * exp(((\kappa_{H2}-1) / \kappa_{H2}) * T_{Umgb})) \quad (4-76)$$

$$\dot{V}_{KüWa,H2-VerdiAnl} = \dot{m}_{KüWa,H2-VerdiAnl} / \rho_{H2O} \quad (4-77)$$

Aus *Cerbe & Hoffmann* entnommen sind der Realgasfaktor  $Z_{O2} = 1,03$ , die spezifische Gaskonstante  $R_{O2} = 259,8 \text{ J/(kg*K)}$ , die mittlere isobare Wärmekapazität  $cpm_{O2} = 0,923 \text{ kJ/(kg*K)}$  und der Isotropenexponent  $\kappa_{O2} = 1,4$  beschrieben (*Cerbe & Hoffmann 1999, S. 70, 199, 452, 454*). Zur Ermittlung des Bedarfes an Kühlwasser  $\dot{V}_{KüWa,VerdiAnl}$  und elektrischer Leistung  $\dot{P}_{el,Verso,VerdiAnl}$  für die Verdichtung von  $H_2$  und  $O_2$  werden die Gleichungen (4-78) bis(4-80) verwendet.

$$\dot{Q}_{Abg,VerdiAnl} = \dot{Q}_{Abg,H2-VerdiAnl} + \dot{Q}_{Abg,O2-VerdiAnl} \quad (4-78)$$

$$\dot{V}_{KüWa,VerdiAnl} = \dot{V}_{KüWa,H2-VerdiAnl} + \dot{V}_{KüWa,O2-VerdiAnl} \quad (4-79)$$

$$\dot{P}_{el,Verso,VerdiAnl} = \dot{P}_{el,H2-VerdiAnl} + \dot{P}_{el,O2-VerdiAnl} \quad (4-80)$$

Sowohl Kühlwasserbedarf als auch Leistungsbedarf der Verdichter-Anlage fließen in die Auslegung der Kühl-Anlage und der Energieversorgungs-Anlage ein.

#### 4.1.7 Transport

Zur Bilanzierung von Transportmitteln in Form von Eisenbahnkesselwagen oder LKW-Trailern kann der Bedarf mittels der Gleichungen (4-81) und (4-82) bestimmt werden.

$$N_{H2-EKW} = \dot{V}_{H2,VerdiAnl} * (t_{Spei,H2,EKW} / V_{EKW}) \quad (4-81)$$

$$N_{H2-TKW} = \dot{V}_{H2,VerdiAnl} * (t_{Spei,H2,TKW} / V_{TKW}) \quad (4-82)$$

In Abhängigkeit der Umlaufzeit bzw. Speicherdauer  $t_{Spei,H2}$  wird die benötigte Zahl an EKW  $N_{H2-EKW}$  bzw. TKW  $N_{TKW}$  ermittelt.

#### 4.1.8 Anlagenfläche

Für die Abschätzung des Bedarfes an Bauland ist in Abhängigkeit zur Elektrolyseleistung der Flächenbedarf der Technik jeder Teilanlage nach Gleichung (4-83) zu addieren.

$$A_{H2-Anl} = (A_{E-Verso-Anl} + A_{Wa-Verso-Anl} + A_{Elys-Anl} + A_{Kü-Anl} + A_{Spei-Anl} + A_{Transp-Anl}) * a_{Zuschl} \quad (4-83)$$

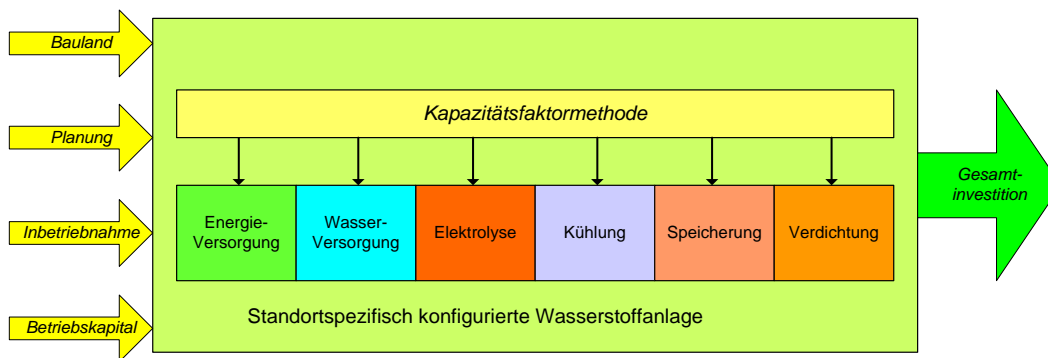
Unter den Kriterien der verfügbaren Infrastruktur, des Anlagenbaus sowie sicherheitstechnischer Aspekte erhöht sich der Flächenbedarf der Gesamtanlage gegenüber der Summe der Teilanlagen. Darüber hinaus können Reserveflächen für zukünftige Anlagenerweiterungen einbezogen werden. Für den zusätzlichen Flächenbedarf wird der Zuschlagsfaktor  $a_{Zuschl}$  eingesetzt. Abhängig von Speicher- und Transportkonzept variiert die notwendige Stellfläche für die mobilen Transportbehälter. Die Berechnung erfolgt nach Gleichung (4-84).

$$A_{Transp-Anl} = A_{EKW, spez} * N_{EKW, 96h} \quad (4-84)$$

Unter der Annahme, dass für einen Kesselwagenumlauf 24h zur Befüllung, 24h für den Transport, 24h zur Entleerung sowie 24h für die Rückführung vorgesehen sind, ergibt sich für die Bereitstellung der Fahrzeugzahl  $N_{EKW, 96h}$  im 96 h Umlauf ein maximaler Stellflächenbedarf  $A_{Transp-Anl}$ .

## 4.2 Ermittlung der leistungsabhängigen Investitionskosten

Die schematische Herangehensweise für die Berechnung der Investitionskosten einer standortspezifisch konfigurierten Wasserstoffanlage zeigt Bild 4-11.



**Bild 4-11:** Berechnungsschema für die standortspezifisch konfigurierten Wasserstoffanlagen

Auf Basis der technologisch erforderlichen Teilanlagen erfolgt die Berechnung der Investitionskosten für jede Teilanlage über die Kapazitätsfaktormethode. Die Summe der Kosten aller Teilanlagen wird anschließend ergänzt mit den Kosten für Bauland, Anlagenplanung, Inbetriebnahme und Betriebskapital.

### 4.2.1 Energieversorgungsanlage

Basierend auf Kapitel 2.8.2.1 erfolgt die Ermittlung der Investitionskosten für die Energie-Versorgungsanlage  $I_{E-Verso-Anl, spez}$  über die Kapazitätsfaktormethode und den Kapazitätsfaktor  $x_{E-VersoAnl} = 0,78$  nach Gleichung (4-85).

$$I_{E-Verso-Anl, spez} = I_{E-Verso-Anl, 20MW} * (\dot{P}_{E-Verso-Anl, Spez} / \dot{P}_{E-Verso-Anl, 20MW})^{0,78} \quad (4-85)$$

In Abhängigkeit zur erforderlichen oder vorhandenen Gesamtanschlussleistung werden die Basisdaten von 20 MW Anschlussleistung erweitert.

### 4.2.2 Wasserversorgungsanlage

Für die Bewertung der standortspezifischen Versorgung mit Speisewasser und Kühlwasser können alternative Wasserquellen, Aufbereitungsmethoden sowie Kühlsysteme eingebunden werden. In der Arbeit werden die Durchlaufkühlung sowie die Kreislaufnasskühlung mit Aufbereitung sowie Kreislaufnasskühlung mit Zuspeisung ohne Aufbereitung unterschieden. Beide Kühlsysteme beinhalten Investitionskosten für Rohwasserförderung, Stromversorgung, Fernübertragungssystem sowie einen Vorratsspeicher für aufbereitetes Speisewasser zur Versorgung eines 24 h Volllastbetriebes. Für die Kreislaufnasskühlung wird ein Vorratsspeicher zur Deckung der Kühlwasserverluste eines 24 h Volllastbetriebs vorgesehen.

Mit Bezug auf Kapitel 2.8.2.2 basiert die Anwendung der Kapazitätsfaktormethode auf dem Kapazitätsfaktor  $x_{Wa-VersoAnl} = 0,65$ . Als Leistungsvorgabe gilt eine Wasserversorgungsanlage für 10 MW Elektrolysekapazität.

#### 4.2.2.1 Wasseraufbereitung für Durchlaufkühlung

Die Investitionskosten für die Aufbereitung von Speisewasser sowie von Kühlwasser für eine Wasserstoffanlage mit Durchlaufkühlung werden nach Gleichung (4-86) ermittelt.

$$I_{Wa-Verso, DurLfKü} = I_{RohWa-Fö} + I_{StrmVerso, Wa-Verso} + I_{FÜ-Sys, Wa-Verso} + I_{Wa-Aufb, DurLfKü} + I_{Spei, SpW} \quad (4-86)$$

Die Gesamtsumme der Investitionskosten bildet sich aus der Summe der Investitionskosten für die Rohwasserförderung  $I_{RohWa-F\ddot{o}}$ , die Stromversorgung  $I_{StrmVerso,Wa-Verso}$ , das Fernübertragungssystem  $I_{F\ddot{U}-Sys,Wa-Verso}$ , die Aufbereitungsanlage  $I_{Wa-Aufb,DurLfK\ddot{u}}$  und einem Pufferspeicher für das aufbereitete Speisewasser  $I_{Spei,SpW}$ .

In Abhängigkeit der vorgesehenen Elektrolysekapazität werden die Investitionskosten nach Gleichung (4-87) ermittelt.

$$I_{Wa-VersoAnl,DurLfK\ddot{u}} = I_{Wa-VersoAnl,DurLfK\ddot{u},10MW} * (\dot{P}_{ElysAnl} / \dot{P}_{ElysAnl,10MW})^{0,65} \quad (4-87)$$

Mit Bezug auf Kapitel 2.8.2.2 werden die Daten einer Wasserstoffanlage mit 10 MW Elektrolysekapazität zu Grunde gelegt.

#### 4.2.2.2 Wasseraufbereitung für Kreislaufnasskühlung

Die Investitionskosten zur Aufbereitung von Speisewasser und Kühlwasser in Verbindung mit einer Kreislaufnasskühlung werden nach Gleichung (4-88) berechnet.

$$I_{Wa-Verso,KrNassK\ddot{u},Aufb} = I_{RohWa-F\ddot{o}} + I_{StrmVerso,Wa-Verso} + I_{F\ddot{U}-Sys,Wa-Verso} + I_{Wa-Aufb,KrNassK\ddot{u}} + I_{Spei,K\ddot{u}Wa} + I_{Spei,SpW} \quad (4-88)$$

Bei Anschluss einer Kreislaufnasskühlung wird Kühlwasser zur Ergänzung des Kühlwasserkreislaufes aufbereitet und in einem Speichertank mit einer Kapazität für 24 h Volllastbetrieb zwischengespeichert. In Abhängigkeit der Anlagengröße werden die Investitionskosten nach Gleichung (4-89) berechnet.

$$I_{Wa-VersoAnl,KrNassK\ddot{u},Aufb} = I_{Wa-VersoAnl,KrNassK\ddot{u},Aufb,10MW} * (\dot{P}_{ElysAnl} / \dot{P}_{ElysAnl,10MW})^{0,65} \quad (4-89)$$

Basierend auf den Daten in Kapitel 2.8.2.2 wird eine Anlage mit 10 MW Elektrolysekapazität zu Grunde gelegt.

### 4.2.2.3 Zuspeisung von Speise- und Kühlwasser

Werden standortbedingt aufbereitetes Speise- und Kühlwasser angeliefert, reduzieren sich die Investitionskosten, wie in Gleichung (4-90) dargestellt.

$$I_{Wa-Verso,KrNassKü,Zusp} = I_{RohWa-Fö} + I_{StrmVerso,Wa-Verso} + I_{FÜ-Sys,Wa-Verso} + I_{Spei,KüWa} + I_{Spei,SpW} \quad (4-90)$$

Mit Bezug auf die in Kapitel 2.8.2.2 genannten Daten erfolgt die Berechnung der erforderlichen Wasserversorgungsanlage auf Basis von 10 MW Elektrolysekapazität nach Gleichung (4-91).

$$I_{Wa-VersoAnl,KrNassKü,Zusp} = I_{Wa-VersoAnl,KrNassKü,Zusp,10MW} * (\dot{P}_{ElysAnl} / \dot{P}_{ElysAnl,10MW})^{0,65} \quad (4-91)$$

Darüber hinaus wird zur Unterbringung der Wasserversorgungs-Technik, von Hilfsbetrieben sowie zur Lagerung von Hilfsstoffen eine Maschinenhalle vorgesehen.

### 4.2.3 Wasserelektrolyseanlage

Die Anwendung der Kapazitätsfaktormethode auf die Wasserelektrolyseanlage basiert auf den Investitionskosten nach Kapitel 2.8.2.3 Für die Bilanzierung in dieser Arbeit wird einer 5 MW Anlage  $I_{ElysAnl,5MW}$  der Wert 4.000 €/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> und einer 150 MW Anlage  $I_{ElysAnl,150MW}$  der Wert 2.500 €/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> zugeordnet. Basierend auf der Bilanzierung der Wasserstoff-Volumenströme  $\dot{V}_{Norm,H2,Elys,5MW} = 1.042$  Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/h und  $\dot{V}_{Norm,H2,Elys,150MW} = 31.250$  Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/h betragen die Investitionskosten der 5 MW Anlage  $I_{ElysAnl,5MW} = 4,168$  Mio.€ sowie der 150 MW Anlage  $I_{ElysAnl,150MW} = 78,125$  Mio.€. Die Investitionskosten für alle weiteren Anlagengrößen werden mit den Gleichungen (4-92) und (4-93) ermittelt.

$$x_{ElysAnl} = (\log (78,125 / 4,168)) / (\log (150 / 5)) \quad (4-92)$$

$$I_{ElysAnl} = I_{ElysAnl,5MW} * (\dot{P}_{ElysAnl} / \dot{P}_{ElysAnl,5MW})^{x(ElysAnl)} \quad (4-93)$$

Als Degressionsexponent wird  $x_{ElysAnl} = 0,86$  gesetzt. Für die Aufstellung der Elektrolyseure wird neben der Wasseraufbereitungshalle eine weitere Maschinenhalle vorgesehen.

#### 4.2.4 Kühlanlage

##### 4.2.4.1 Durchlaufkühlung

Zur Abschätzung der Investitionskosten für die Durchlaufkühlung wird eine Kühlwasserpumpe eingerechnet. Mit Bezug auf Kapitel 2.8.2.4 erfolgt die Berechnung nach Gleichung (4-94).

$$I_{Kü-Anl,DurLfKü} = 2.140 * (\dot{V}_{KüWa,KüAnl})^{0,2} \quad (4-94)$$

Der Koeffizient  $C = 2.140 \text{ €/}(m^3 \cdot h)$  ergibt sich aus der Umrechnung des in Kapitel 2.8.2.4 genannten Koeffizienten  $C = 3057 \text{ US}\$/(\text{m}^3 \cdot h)$  bei  $0,70 \text{ €/US}\$$  sowie im Rahmen von Förderhöhen bis 40 m und Volumenströmen bis  $1.000 \text{ m}^3/h$ .

##### 4.2.4.2 Kreislaufnasskühlung

Basierend auf der technologischen Bewertung sind bei 5 MW Elektrolyseleistung 2 MW Kühlleistung erforderlich. Für die Kühlung einer 150 MW Elektrolyseanlage werden mit zusätzlicher Kühlung der Verdichteranlage ca. 50 MW Kühlleistung benötigt. Nach Bestimmung des Degressionsexponenten  $x_{KüAnl}$  aus den vorliegenden Werten erfolgt die Berechnung der Investitionskosten für die benötigte Kreislaufnasskühlung über die Gleichungen (4-95) und (4-96).

$$x_{KüAnl} = (\log (10.300 / 6.500)) / (\log (50 / 2)) \quad (4-95)$$

$$I_{KüAnl,spez} = I_{KüAnl,2MW} * (\dot{P}_{KüAnl,Spez} / \dot{P}_{KüAnl,2MW})^{0,86} \quad (4-96)$$

Mit Bezug auf Kapitel 2.8.2.4 betragen die Investitionskosten für 2 MW Kühlleistung ca.  $10.300 \text{ €/MW}_{\text{Kühlleistung}}$  und für 50 MW Kühlleistung ca.  $6.500 \text{ €/MW}_{\text{Kühlleistung}}$ .

## 4.2.5 Speichieranlage

Für die Speicherung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> werden in dieser Arbeit spezifisch zu dimensionierende Kugeltanks sowie standardisierte Zylinderbehälter betrachtet. Darüber hinaus werden Zylinderbehälter auch für die aus sicherheitstechnischen Gründen notwendige Speicherung von Stickstoff zur Inertisierung der Wasserstoffanlage vorgesehen. Die Investitionskosten für die Gasspeicherung werden über die Gleichungen (4-97) bis (4-103) ermittelt.

### 4.2.5.1 Kugelbehälter

$$I_{H_2\text{-KugBeh, spez}} = 3.834 \text{ €/m}^3 * V_{H_2\text{-KugBeh}}^{0,75} \quad (4-97)$$

$$I_{O_2\text{-KugBeh, spez}} = 3.834 \text{ €/m}^3 * V_{O_2\text{-KugBeh}}^{0,75} \quad (4-98)$$

Mit Bezug auf Kapitel 2.8.2.5 wird der Koeffizient  $C = 3.834 \text{ €/m}^3$  eingesetzt. Bezüglich der Berechnung der Behältervolumen  $V_{H_2\text{-KugBeh}}$  und  $V_{O_2\text{-KugBeh}}$  für eine Zwischenspeicherung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> aus 24 h Volllastbetrieb siehe Gleichungen (4-45) und (4-47).

$$I_{\text{Spei-Anl, KugBeh}} = I_{H_2\text{-KugBeh}} + I_{O_2\text{-KugBeh}} + I_{N_2\text{-ZylBeh}} \quad (4-99)$$

Die Investitionskosten einer Speichieranlage auf Basis standortspezifisch dimensionierter Kugelbehälter umfasst die Speicherung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> aus 24 h Volllastbetrieb sowie der notwendigen N<sub>2</sub>-Bevorratung.

### 4.2.5.2 Zylinderbehälter

Verbunden mit der steigenden Zahl an zylindrischen Behältern für die Zwischenspeicherung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> erhöht sich der technische Aufwand unter anderem für Rohre, Ventile und MSR-Technik. Mit Bezug auf Kapitel 2.8.2.5 wird der erhöhte technische Aufwand durch einen Zuschlagsfaktor  $f_{\text{SpeiAnl, ZylBeh}} = 1,38$  auf die Investitionskosten für liegende Behälter erfasst.

$$I_{N_2\text{-ZylBeh}} = I_{N_2\text{-ZylBeh, spez}} * f_{\text{SpeiAnl, ZylBeh}} * N_{N_2\text{-ZylBeh}} \quad (4-100)$$

$$I_{H_2\text{-ZylBeh}} = I_{H_2\text{-ZylBeh, spez}} * f_{\text{SpeiAnl, ZylBeh}} * N_{H_2\text{-ZylBeh}} \quad (4-101)$$

$$I_{O_2\text{-ZylBeh}} = I_{O_2\text{-ZylBeh, spez}} * f_{\text{SpeiAnl, ZylBeh}} * N_{O_2\text{-ZylBeh}} \quad (4-102)$$

$$I_{SpeiAnl,ZylBeh} = ((I_{H2-ZylBeh} + I_{O2-ZylBeh}) + I_{N2-Beh}) \quad (4-103)$$

Die Investitionskosten der Speicheranlage, ausgerüstet mit zylindrischen Behältern, umfasst ebenfalls die Speicherung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> aus 24 h Volllastbetrieb sowie der notwendigen N<sub>2</sub>-Menge.

#### 4.2.6 Verdichteranlage

Abhängig von Speicherkonzept und Transportkonzept sind die Produkte H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> auf unterschiedliche Gas-Drücke zu komprimieren. Basierend auf den in Kapitel 4.1.6 aufgeführten technologischen Optionen sind Gas-Drücke bis 200 bar erforderlich. Die Investitionskosten in eine Verdichteranlage für 200 bar  $I_{VerdiAnl,200bar}$  werden nach Gleichungen (4-104) bis (4-106) ermittelt.

$$I_{H2-VerdiAnl,200bar} = 5.185 \text{ €/kW} * (\dot{P}_{el,H2-VerdiAn,200bar})^{0,95} \quad (4-104)$$

$$I_{O2-VerdiAnl,200bar} = 5.185 \text{ €/kW} * (\dot{P}_{el,O2-VerdiAn,200bar})^{0,95} \quad (4-105)$$

Mit Bezug auf Kapitel 2.8.2.6 ist  $C_{VerdiAnl} = 5.185 \text{ €/kW}$ . Für die Kapazitätsfaktormethode wird der Leistungsfaktor-Exponent  $x_{VerdiAnl} = 0,95$  eingesetzt.

$$I_{VerdiAnl,200bar} = I_{H2-VerdiAnl,200bar} + I_{O2-VerdiAnl,200bar} \quad (4-106)$$

In Abhängigkeit der zu analysierenden Betriebsszenarien beinhalten die Gesamtinvestitionskosten der Verdichteranlage die Komprimierung von Wasserstoff sowie gegebenenfalls auch von Sauerstoff.

#### 4.2.7 Maschinenhallen

Basierend auf der in Kapitel 2.8.2.7 genannten spezifischen Investitionskosten in die Hallenfläche  $I_{Hal,spez} = 67,5 \text{ €/m}^2$  und der in Kapitel 4.1.8 ermittelten Flächen für die Aufstellung der Teilanlagen werden die Investitionskosten in die Hallenbauten mit Gleichungen (4-107) bis (4-110) erfasst.

$$I_{Hal,Wa-Verso-Anl} = I_{Hal,spez} * A_{WaVersoAnl} \quad (4-107)$$

$$I_{Hal,ElysAnl} = I_{Hal,spez} * A_{ElysAnl} \quad (4-108)$$

$$I_{Hal,VerdiAnl} = I_{Hal,spez} * A_{VerdiAnl} \quad (4-109)$$



$$I_{Hal,H2-Anl} = I_{Hal,WaVersoAnl} + I_{Hal,ElysAnl} + I_{Hal,VerdiAnl} \quad (4-110)$$

Für Standortszenarien, in denen auf Grund unterschiedlicher sicherheitstechnischer Randbedingungen die Prozessschritte Wasseraufbereitung, Elektrolyse sowie Verdichtung räumlich zu trennen sind, werden die Investitionskosten für 3 Maschinenhallen bestimmt.

## 4.2.8 Transport

### 4.2.8.1 Pipeline

Sind H<sub>2</sub>- und O<sub>2</sub>-Transport zu einem im näheren Anlagenumfeld befindlichen Verbraucher in die Berechnung der H<sub>2</sub>-Herstellungskosten einzubeziehen, wird der Investitionsbedarf für Pipelines über Gleichungen (4-111) und (4-112) erfasst.

$$I_{H2-G-Ltg} = I_{H2-G-Ltg,spez} * L_{H2-G-Ltg} \quad (4-111)$$

$$I_{O2-G-Ltg} = I_{O2-G-Ltg,spez} * L_{O2-G-Ltg} \quad (4-112)$$

Mit  $I_{H2-G-Ltg,spez}$  und  $I_{O2-G-Ltg,spez}$  gehen die in Kapitel 2.8.3.2 genannten Investitionskosten pro Pipeline-Meter in die Berechnung ein.

### 4.2.8.2 Eisenbahnkesselwagen, LKW-Trailer

Für Konzepte, die H<sub>2</sub>-Transporte mit betriebseigenen Eisenbahnkesselwagen vorsehen, werden die Investitionskosten nach Gleichung (4-113) ermittelt.

$$I_{H2-EKW,96h} = I_{EKW,spez} * N_{H2-EKW,96h} \quad (4-113)$$

Im Beispiel werden die Investitionskosten  $I_{H2-EKW,96h}$  für den Umlauf eines Wagens innerhalb von 96 h abgebildet. In einem Umlauf sind Befüllung, Transport, Entleerung und Bereitstellung der Wagen enthalten.

## 4.3 Investitionskosten der Wasserstoffanlage

Nach Konfigurierung der standortspezifischen Technologien ergeben sich zunächst die Investitionskosten der einzelnen Teilanlagen  $I_{H2-Teilant,Konfig}$  für die Prozessschritte

Energieversorgung, Wasserversorgung, Elektrolyse, Kühlung, Speicherung und Verdichtung. Für die Bestimmung der Gesamtinvestitionskosten der Wasserstoffanlage werden dem Flächenbedarf entsprechende Landkosten addiert. Die aus den Investitionskosten für die Teilanlagen sowie den Landkosten bestehenden Investitionskosten für die konfigurierte Anlage  $I_{H2-Anl,Konfig}$  werden anschließend mit Zuschlagsfaktoren für Anlagenplanung, Inbetriebnahme und Betriebskapital erweitert.

### 4.3.1 Bauland

Nach Ermittlung des Flächenbedarfes der Teilanlagen sowie in deren Summe der gesamten Wasserstoffanlage werden die Investitionskosten in Bauland über Gleichung (4-114) ermittelt.

$$I_{Baul,H2-Anl} = I_{Baul,H2-Anl,spez} * A_{H2-Anl} \quad (4-114)$$

Basierend auf dem in Kapitel 4.1.8 analysierten Mindestflächenbedarfes  $A_{H2-Anl}$  der standortspezifisch konfigurierten Anlage und den in Kapitel 2.8.4.1 genannten Landkosten werden die Investitionskosten für Bauland  $I_{Baul,H2-Anl}$  über den spezifischen Wert  $I_{Baul,H2-Anl,spez} = 12 \text{ €/m}^2$  bestimmt.

### 4.3.2 Konfigurierte Anlage

Für die standortspezifisch konfigurierte Anlagentechnologie werden die Investitionskosten nach Gleichung (4-115) berechnet.

$$I_{H2-Anl,Konfig} = I_{E-Verso-Anl} + I_{Wa-Verso-Anl} + I_{Elys-Anl} + I_{Kü-Anl} + I_{Spei-Anl} + I_{Verdi-Anl} + I_{Hal,H2-Anl} + I_{Baul,H2-Anl} \quad (4-115)$$

Die ermittelte Summe der Investitionskosten wird durch Zuschlagsfaktoren für Planung, Inbetriebnahme und dem Vorhalten von Betriebskapital erweitert.

### 4.3.3 Anlagenplanung

Die Erweiterung der konfigurierten Anlage mit dem Zuschlagsfaktor für die Anlagenplanung erfolgt nach Gleichung (4-116).

$$I_{PIng,H2-Anl} = I_{H2-Anl,Konfig} * K_{PIng,H2-Anl} \quad (4-116)$$

Mit Bezug auf Kapitel 2.8.4.2 werden die Investitionskosten für die Wasserstoffanlage um den prozentualen Zuschlagsfaktor  $K_{Plng,H2-Anl} = 0,20$  für die Anlagenplanung erweitert.

#### 4.3.4 Inbetriebnahme

Die Berechnung der Investitionskosten für die Inbetriebnahme erfolgt nach Gleichung (4-117).

$$I_{IBS,H2-Anl} = I_{H2-Anl,Konfig} * K_{IBS} \quad (4-117)$$

Mit Bezug auf Kapitel 2.8.4.3 werden die Gesamtinvestitionskosten um den Zuschlagsfaktor  $K_{IBS} = 0,15$  für Inbetriebnahme bzw. Inbetriebsetzung der Wasserstoffanlage erweitert. Dieser Zuschlagsfaktor bezieht sich auf die Inbetriebnahme von Anlagen, in denen neue verfahrenstechnische Prozesse umgesetzt werden.

#### 4.3.5 Betriebskapital

Für die Berechnung des Anteils des Betriebskapitals an den Gesamtinvestitionskosten wird Gleichung (4-118) eingesetzt.

$$I_{BetrKap,H2-Anl} = I_{H2-Anl,Konfig} * K_{BetrKap} \quad (4-118)$$

Mit Bezug auf Kapitel 2.8.4.4 wird als Zuschlagsfaktor für das Betriebskapital  $K_{BetrKap} = 0,10$  eingesetzt.

#### 4.3.6 Wasserstoffanlage

Aus den Investitionskosten der Teilanlagen der standort- oder betriebsspezifisch konfigurierten Wasserstoffanlage sowie den auf die konfigurierte Anlage angerechneten Zuschlagfaktoren werden die Gesamtinvestitionskosten nach Gleichung (4-119) berechnet.

$$I_{H2-Anl} = I_{E-VersoAnl} + I_{Wa-VersoAnl} + I_{ElysAnl} + I_{KüAnl} + I_{SpeiAnl} + I_{VerdiAnl} + I_{Hal,H2-Anl} \\ + I_{Baul,H2-Anl} + I_{Plng,H2-Anl} + I_{IBS,H2-Anl} + I_{BetrKap,H2-Anl} \quad (4-119)$$

Die Gesamtinvestitionskosten für die Wasserstoffanlage sind abhängig von der standortspezifisch zu konfigurierenden Kombination der Teilanlagen sowie der Anlagengröße.

## 4.4 H<sub>2</sub>-Herstellungskosten

### 4.4.1 Indirekte Kosten

Unter Annahme der vollständigen Fremdfinanzierung aller Investitionen werden mit der Annuitäten-Methode die jährlich zu erbringenden Zahlungen ermittelt, die zu einem positiven Kapitalwert führen. Durch Division der notwendigen Anschaffungsauszahlung für die Investition durch den zugrunde gelegten Abzinssummenfaktor ergibt sich für jede Teilinvestition der spezifische Kapitaldienst. Mit Bezug auf Kapitel 2.9.1.2 wird der Kalkulationszinssatz für alle Teilinvestitionen auf  $i = 3,62\%$  festgelegt. Die Nutzungsdauer  $n$  orientiert sich an den in Kapitel 2.9.1.1 beschriebenen prozess- und anlagentypischen Werten. Bei Vorgabe nur einer Nutzungsdauer für die gesamte Wasserstoffanlage wird die Nutzungsdauer der Elektrolyseure mit  $n = 20$  a eingesetzt. Die Begründung ist, dass die Elektrolyse den Hauptprozess innerhalb der H<sub>2</sub>-Herstellung abbildet. Darüber hinaus wird die Annahme getroffen, dass die Elektrolyseanlage innerhalb der Prozesskette als teuerste und am stärksten belastete Teilanlage gilt. Die Berechnungen erfolgen nach den Gleichungen (4-120) bis (4-150).

#### 4.4.1.1 Teilanlagen

##### *Energieversorgung*

Am Beispiel der Energieversorgungsanlage wird die Berechnung des Kapitaldienstes gezeigt. Mit Bezug auf Kapitel 2.8.2.1 werden die Investitionskosten für eine 20 MW-Energieversorgungsanlage auf ca. 3 Mio. € geschätzt. Nach Kapitel 2.9.1.1 wird die Nutzungsdauer des Schaltfeldes auf 30 Jahre festgelegt. Basierend auf Kapitel 2.9.1.2 wird als Kalkulationszinssatz 3,62 % ausgewiesen.

$$ASF_{E-Verso-Anl} = ((1+i)^{30}-1) / i(1+i)^{30} \quad (4-120)$$

Durch Einsetzen der Gleichung (4-120) ergibt sich der Abzinssummenfaktor  $ASF_{E-Verso-Anl} = 18,119$ . Wird der Investitionsbetrag für die vollständige Fremdfinanzierung der Energieversorgungsanlage durch  $ASF_{E-Verso-Anl}$  dividiert, ergeben sich 30 gleich große Beträge.

$$KD_{E-Verso-Anl} = I_{E-Verso-Anl} / ASF_{E-Verso-Anl} \quad (4-121)$$

Unter der Annahme, dass die Investitionskosten in einer uniformen und äquidistanten Zahlungsreihe zurückgezahlt werden, d.h. jährlich in gleichen Beträge über 30 Jahre, dann ergibt sich nach Anwendung der Gleichung (4-121) ein Kapitaldienst von 0,167 Mio. €/a.

### **Wasserversorgung**

Nach Kapitel 2.9.1.1 wird die Teilanlage zur Wasserversorgung über 10 Jahre abgeschrieben.

$$ASF_{Wa-Verso-Anl} = ((1+i)^{10}-1) / i(1+i)^{10} \quad (4-122)$$

$$KD_{Wa-Verso-Anl, DurLfKü} = I_{Wa-Verso-Anl, DurLfKü} / ASF_{Wa-Verso-Anl} \quad (4-123)$$

$$KD_{Wa-Verso-Anl, KrNassKü} = I_{Wa-Verso-Anl, KrNassKü} / ASF_{Wa-Verso-Anl} \quad (4-124)$$

Für die Berechnung des Anteiles der Wasserversorgung am jährlich zu leistenden Kapitaldienst ist zu unterscheiden, welche Technologie zur Wasserversorgung und Kühlung der standortspezifischen Wasserstoffanlage vorgesehen wird.

### **Elektrolyse**

Nach Kapitel 2.9.1.1 werden für die Abschreibung der Elektrolyseure 20 Jahre angesetzt.

$$ASF_{ElysAnl} = ((1+i)^{20}-1) / i(1+i)^{20} \quad (4-125)$$

$$KD_{ElysAnl} = I_{ElysAnl} / ASF_{ElysAnl} \quad (4-126)$$

### **Kühlung**

Mit Bezug auf Kapitel 2.9.1.1 wird die Abschreibung der Kühlanlage bzw. der Kühltürme über 20 Jahre vorgenommen.

$$ASF_{KüAnl} = ((1+i)^{20}-1) / i(1+i)^{20} \quad (4-127)$$

$$KD_{Kü-Anl} = I_{Kü-Anl} / ASF_{Kü-Anl} \quad (4-128)$$

### **Speicherung**

Basierend auf Kapitel 2.9.1.1 werden die Kugelbehälter zur Zwischenspeicherung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> über 30 Jahre abgeschrieben.

$$ASF_{SpeiAnl} = ((1+i)^{30}-1) / i(1+i)^{30} \quad (4-129)$$

$$KD_{H2-KugBeh} = I_{H2-KugBeh} / ASF_{SpeiAnl} \quad (4-130)$$

$$KD_{O2-KugBeh} = I_{O2-KugBeh} / ASF_{SpeiAnl} \quad (4-131)$$

$$KD_{SpeiAnl} = KD_{H2-KugBeh} + KD_{O2-KugBeh} \quad (4-132)$$

Für den Anteil der Speicheranlage am Kapitaldienst bei Wasserstoffanlagen mit großer Leistungskapazität und kontinuierlichem Betrieb wird neben der H<sub>2</sub>-Speicherung auch die O<sub>2</sub>-Speicherung bewertet.

### **Verdichtung**

Nach Kapitel 2.9.1.1 wird die Verdichteranlage mit 15 Jahren Nutzungsdauer angesetzt.

$$ASF_{VerdiAnl} = ((1+i)^{15}-1) / i(1+i)^{15} \quad (4-133)$$

$$KD_{H2-VerdiAnl} = I_{H2-Verdi-Anl} / ASF_{VerdiAnl} \quad (4-134)$$

$$KD_{O2-VerdiAnl} = I_{O2-Verdi-Anl} / ASF_{VerdiAnl} \quad (4-135)$$

$$KD_{VerdiAnl} = KD_{H2-VerdiAnl} + KD_{O2-VerdiAnl} \quad (4-136)$$

Bei Wasserstoffanlagen mit H<sub>2</sub>-Speicherung und O<sub>2</sub>-Speicherung wird neben der Verdichtung von H<sub>2</sub> auch die Verdichtung von O<sub>2</sub> betrachtet.

### **Maschinenhallen**

$$ASF_{Hal,H2-Anl} = ((1+i)^{30}-1) / i(1+i)^{30} \quad (4-137)$$

$$KD_{Hal,H2-Anl} = I_{Hal,H2-Anl} / ASF_{Hal,H2-Anl} \quad (4-138)$$

Basierend auf den in Kapitel 4.2.7 berechneten Investitionskosten wird der Kapitaleinsatz auf 30 Zahlungen festgelegt. Aus planerischer Sicht auf die Anlagen- und Sicherheitstechnik werden mehrere Hallenbauten benötigt.

### **Bauland**

$$ASF_{Baul,H2Anl} = ((1+i)^{30}-1) / i(1+i)^{30} \quad (4-139)$$

$$KD_{Baul,H2-Anl} = I_{Baul,H2-Anl} / ASF_{Baul,H2-Anl} \quad (4-140)$$

Abhängig von der standortspezifisch konfigurierten Wasserstoffanlage und der getätigten Investition in Bauland wird Kapitaleinsatz in 30 Teilbeträgen angerechnet.

### **Transport**

Im Bezug auf Kapitel 2.9.1.1 werden Pipelines mit 45 Jahren und Eisenbahnkesselwagen mit 20 Jahren Nutzungsdauer belegt.

$$ASF_{G-Ltg} = ((1+i)^{45}-1) / i(1+i)^{45} \quad (4-141)$$

$$KD_{H2-G-Ltg} = I_{H2-G-Ltg} / ASF_{G-Ltg} \quad (4-142)$$

$$KD_{O2-G-Ltg} = I_{O2-G-Ltg} / ASF_{G-Ltg} \quad (4-143)$$

$$ASF_{EKW} = ((1+i)^{20}-1) / i(1+i)^{20} \quad (4-144)$$

$$KD_{EKW} = I_{EKW} / ASF_{EKW} \quad (4-145)$$

Zur Überbrückung kurzer Transportdistanzen zwischen Wasserstoffanlage und Nutzer werden H<sub>2</sub>-Pipelines sowie gegebenenfalls auch O<sub>2</sub>-Pipelines in den Bilanzraum eingebunden. Für Wirtschaftlichkeitsbewertungen, in denen stationäre Speicher durch mobile Speicher zu ersetzen sind, werden die Kapitaleinstände für Eisenbahnkesselwagen einbezogen.

### **Anlagenkonfiguration**

Der Kapitaldienst für die standortspezifisch konfigurierte Anlagentechnologie wird mit Gleichung (4-145) berechnet.

$$\begin{aligned}
 KD_{H2-Anl,Konfig} = & KD_{E-Verso-Anl} + KD_{Wa-VersoAnl} + KD_{ElysAnl} + KD_{KüAnl} \\
 & + KD_{Spei-Anl} + KD_{VerdiAnl} + KD_{Hal,H2-Anl} + KD_{Baul,H2-Anl}
 \end{aligned}
 \tag{4-146}$$

Nach Ermittlung des Kapitaldienstes für die Teilanlagen, die Hallenbauten und das Bauland werden die anteiligen Beträge für Planung, Inbetriebnahme sowie die Verfügbarkeit von Betriebskapital berechnet.

### **Anlagenkosten, Planung**

$$KD_{Plng,H2-Anl} = 0,20 * KD_{H2-Anl,Konfig}
 \tag{4-147}$$

### **Inbetriebnahme**

$$KD_{IBS,H2-Anl} = 0,15 * KD_{H2-Anl,Konfig}
 \tag{4-148}$$

### **Betriebskapital**

$$KD_{BetrKap,H2-Anl} = 0,10 * KD_{H2-Anl,Konfig}
 \tag{4-149}$$

Die eingesetzten Faktoren entsprechen den Zuschlägen für die Investitionsrechnung.

#### **4.4.1.2 Wasserstoffanlage**

Aus den Kapitaldiensten für die Teilanlagen sowie der ergänzenden Faktoren für die Gesamtanlage wird der Kapitaldienst für die standortspezifisch konfigurierte Wasserstoffanlage berechnet.

$$\begin{aligned}
 KD_{H2-Anl} = & KD_{E-VersoAnl} + KD_{WaVersoAnl} + KD_{ElysAnl} + KD_{KüAnl} + KD_{SpeiAnl} \\
 & + KD_{VerdiAnl} + KD_{TranspAnl} + KD_{Hal,H2-Anl} + KD_{Baul,H2-Anl} \\
 & + KD_{Plng,H2-Anl} + KD_{IBS,H2-Anl} + KD_{BetrKap,H2-Anl}
 \end{aligned}
 \tag{4-150}$$

Der zu leistende Kapitaldienst für die gesamte Wasserstoffanlage ergibt sich aus der Summe aller Teilbeträge.



## 4.4.2 Direkte Betriebskosten

Neben den direkten Betriebskosten  $KB$  werden verbrauchsabhängige Betriebskosten gesondert als Verbrauchskosten  $KV$  bezeichnet.

### 4.4.2.1 Elektrische Energie

Abhängig vom Energieversorgungskonzept sind unterschiedliche Netzbetriebskosten und unterschiedliche Stromverbrauchskosten einzubeziehen. Innerhalb der Wasserstoffanlage haben die Kosten der Energieversorgung eine Schlüsselposition. Nach Darstellung in Kapitel 2.9.2.1 ist bei Energieversorgung der Wasserstoffanlage über das Netz von einem zweigliedrigen Tarifsystem auszugehen. Bezüglich der durchzuführenden Fallstudien sind bei Netzanschluss Leistungsaufnahmen  $< 2.500$  h/a und  $> 2.500$  h/a zu unterscheiden. In Abhängigkeit der Leistungsaufnahmedauer aus dem Netz  $t_{LstgAufn,H2-Anl}$  werden die Netzbetriebskosten über die Gleichungen (4-151) und (4-152) ermittelt.

$$KB_{NetVerso < 2500h/a} = KB_{NetVerso, spez < 2500h/a} * t_{LstgAufn,H2-Anl} \quad (4-151)$$

$$KB_{NetVerso > 2500h/a} = KB_{NetVerso, spez > 2500h/a} * t_{LstgAufn,H2-Anl} \quad (4-152)$$

Über  $KB_{NetVerso, spez > 2500h/a}$  und  $KB_{NetVerso, spez < 2500h/a}$  werden die spezifischen Kosten der Netznutzung in €/kWh erfasst. Multipliziert mit der Dauer der Leistungsaufnahme  $t_{LstgAufn,H2-Anl}$  in h/a ergeben sich die jährlichen Betriebskosten  $KB_{NetVerso < 2500h/a}$  und  $KB_{NetVerso > 2500h/a}$  in €/kWh. Für die Berechnung des Gesamtbetrags sind die Werte mit der standortspezifisch konfigurierten Wasserstoffanlage bzw. der aufgenommenen Netzleistung zu multiplizieren.

In Abhängigkeit der in Kapitel 3.1 beschriebenen Randbedingung bezüglich Standort und Betriebskonzept variieren die Stromverbrauchskosten. Auf Basis der in Kapitel 2.9.2.1 dargestellten Strompreise werden die Stromverbrauchskosten nach Gleichungen (4-153) bis (4-155) berechnet.

$$KV_{WP-Strm,SGK} = KV_{WP-Strm,SGK, spez} * t_{LstgAufn,H2-Anl} \quad (4-153)$$

$$KV_{NetStrm,EEX} = KV_{NetStrm,EEX, spez} * t_{LstgAufn,H2-Anl} \quad (4-154)$$

$$KV_{KW-Strm,SEK} = KV_{KW-Strm,SEK,spez} * t_{LstgAufn,H2-Anl} \quad (4-155)$$

In gleicher Weise wie die Berechnung der Netzbetriebskosten erfolgt die Berechnung der Stromverbrauchskosten durch Multiplikation der spezifischen Kosten mit der Leistungsaufnahmedauer sowie der standortspezifischen Anlagen-Leistung. Mit  $KV_{WP-Strm,SGK}$  werden die Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen ausgewiesen.

Für die Stromversorgung über das Netz wird der jährliche Durchschnittspreis für Baseload-Strom der European Energy Exchange  $KV_{NetStrm,EEX}$  zu Grunde gelegt. Bei Versorgung direkt über ein Kohlekraftwerk werden die Stromerzeugungskosten  $KV_{KW-Strm,SEK}$  eingerechnet. Darüber hinaus wird der Zusammenhang zwischen steigender Betriebsstundenzahl und sinkenden Stromerzeugungskosten in Kapitel 2.9.2.1 beschrieben. Für Betriebskonzepte mit Grundlastglättung eines Kohlekraftwerkes wird die Annahme getroffen, dass die Stromerzeugungskosten im hohen Betriebsstundenbereich gültig sind.

#### 4.4.2.2 Speisewasser

Abhängig vom standortspezifisch umsetzbaren Wasserversorgungskonzept sind Speisewasser-Zuspeisung in geforderter Qualität durch ein Wasserwerk sowie Aufbereitung vor Ort zu unterscheiden. Die Berechnung erfolgt mit den Gleichungen (4-156) und (4-157).

$$KV_{SpW-Zusp} = KV_{SpW-Zusp,spez} * \dot{V}_{SpW,Elys-Anl} * t_{LstgAufn,ElysAnl} \quad (4-156)$$

$$KV_{SpW-Aufb} = KV_{SpW-Aufb,spez} * \dot{V}_{SpW,ElysAnl} * t_{LstgAufn,ElysAnl} \quad (4-157)$$

Mit  $KV_{SpW-Zusp,spez}$  werden die spezifischen Kosten ausgewiesen, die bei direktem Bezug des Speisewassers aus einem externen Wasserwerk entstehen. Multipliziert mit dem benötigten Speisewasservolumenstrom  $\dot{V}_{SpW,Elys-Anl}$  und der Betriebsdauer der Elektrolyseanlage  $t_{LstgAufn,ElysAnl}$  ergeben sich die Verbrauchskosten. In gleicher Weise werden die spezifischen Kosten einer internen Speisewasseraufbereitung innerhalb der Wasserstoffanlage  $KV_{SpW-Aufb,spez}$  berechnet.

### 4.4.2.3 Kühlwasser

Neben der Speisewasserversorgung wird auch für die Kühlwasserversorgung zwischen Zuspisung aus einer externen Quelle oder Aufbereitung in der Wasserstoffanlage unterschieden. Darüber hinaus unterscheidet sich der Kühlwasserverbrauch von Durchlaufkühlung  $\dot{V}_{KüWa,DurLf,KüAnl}$  und Kreislaufnasskühlung  $\dot{V}_{KüWa,KrNassKü}$ . Bei der Durchlaufkühlung entstehen zusätzliche Kosten durch die gesamte Deckung des Wasserbedarfes durch Entnahme aus einem Gewässer und der anschließend vollständigen Abgabe in ein Gewässer.

In Abhängigkeit der standortspezifischen Anlagenkonfiguration sowie der Leistungsaufnahmedauer der Elektrolyseanlage  $t_{LstgAufn,ElysAnl}$  werden die Wasserverbrauchskosten über die Gleichungen (4-158) und (4-161) berechnet.

$$KV_{KüWa-Zusp,DurLfKü} = KV_{KüWa-Zusp,spez} * \dot{V}_{KüWa,DurLf,KüAnl} * t_{LstgAufn,ElysAnl} \quad (4-158)$$

$$KV_{KüWa-Zusp,KrNassKü} = K_{KüWa-Zusp,spez} * \dot{V}_{KüWa,KrNassKü} * t_{LstgAufn,ElysAnl} \quad (4-159)$$

$$KV_{Wa-Aufb,DurLfKü} = (K_{KüWa-Entn,spez} + K_{AbWa,spez}) * \dot{V}_{RohWa} * t_{LstgAufn,ElysAnl} \quad (4-160)$$

$$KV_{Wa-Aufb,KrNassKü} = K_{KüWa-Entn,spez} * (\dot{V}_{SpW,Zulf,SpW-Verso} + \dot{V}_{KüWa,KrNassKü}) * t_{LstgAufn,ElysAnl} \quad (4-161)$$

Für die Variante Durchlaufkühlung mit Wasseraufbereitung innerhalb der Wasserstoffanlage werden der Rohwasservolumenstrom  $\dot{V}_{RohWa}$  sowie die Produktionsdauer der Elektrolyseanlage  $t_{LstgAufn,ElysAnl}$  zu Grunde gelegt. Nach Multiplikation der spezifischen Kosten für Entnahme aus  $K_{KüWa-Entn,spez}$  und Einleitung in das Gewässer  $K_{AbWa,spez}$  werden die Kühlwasserverbrauchskosten  $KV_{Wa-Aufb,DurLfKü}$  berechnet. Für die Kombination aus Kreislaufnasskühlung und Wasseraufbereitung innerhalb der Wasserstoffanlage werden nur die Kosten der Entnahme aus einem Gewässer  $K_{KüWa-Entn,spez}$  in die Berechnung einbezogen. Der Wasserverbrauch ergibt sich aus der Summe der als Speisewasser und zur Ergänzung der Verluste der Kreislaufkühlung benötigten Volumenströme  $\dot{V}_{SpW,Zulf,SpW-Verso}$  und  $\dot{V}_{KüWa,KrNassKü}$ . Alle weiteren, bereits in Kapitel 2.7.4.4 und Kap. 4.1.2 beschriebenen Kombinationen der Wasserversorgung werden in gleicher Weise berechnet, wie in Gleichungen (4-158) bis (4-161) gezeigt.

#### 4.4.2.4 Hilfsstoffe

Die Betriebskosten für Hilfsstoffe werden in der Bilanzierung auf den Verbrauch von KOH für die Elektrolyse sowie auf N<sub>2</sub> für den Inertgasbedarf der Wasserstoffanlage beschränkt. Hilfsstoffe zur Aufbereitung von Speisewasser und Kühlwasser werden der Wasseraufbereitung zugerechnet. Basierend auf Kapitel 2.9.2.3 werden die spezifischen Kosten für KOH  $K_{ElytFüll, spez}$  auf 5,00 €/kg und für Inertgas  $K_{N_2, spez}$  auf 5 €/m<sup>3</sup> festgelegt. Mit Bezug auf Kapitel 2.7.3 wird der KOH-Bedarf mit 2 t/Elektrolyseur-Befüllung vorgegeben. Nach Multiplikation mit der Elektrolyseurzahl errechnet sich die Elektrolytmasse zur Befüllung der Elektrolyseanlage  $m_{Elyt-Füll}$ .

Es werden die Annahmen getroffen, dass die Zahl der Befüllungen  $N_{Elyt-Füll} = 5$  und die Elektrolyseur-Nutzungsdauer  $n_{Elyt-Anl} = 20$  Jahre betragen. Die Berechnung der jährlichen Verbrauchskosten  $KV_{KOH}$  erfolgt nach Gleichung (4-162).

$$KV_{KOH} = K_{ElytFüll, spez} * m_{Elyt-Füll} * N_{Elyt-Füll} / n_{Elyt-Anl} \quad (4-162)$$

Die N<sub>2</sub>-Verbrauchskosten  $KV_{N_2}$  werden über die Gleichung (4-163) erfasst.

$$KV_{N_2} = K_{N_2, spez} * V_{N_2, Elyt-Spü} * N_{Elyt-Spü} \quad (4-163)$$

Für die Berechnung werden die spezifischen Verbrauchskosten  $KV_{N_2, spez}$  mit den von Größe und Betriebskonzept abhängenden Volumen pro Spülung  $V_{N_2, Elyt-Spü}$  sowie Zahl der Spülungen  $N_{Elyt-Spü}$  multipliziert. Für die Bilanzierungen wird mit Bezug auf Kapitel 2.7.3 der Inertgas-Bedarf auf 100 m<sup>3</sup>N<sub>2</sub> pro Spülvorgang eines 5 MW-Elektrolyseurs festgelegt. Darüber hinaus wird die Annahme getroffen, dass der N<sub>2</sub>-Verbrauch für 10 Spülungen pro Jahr in die Kostenbewertung eingeht.

#### 4.4.2.5 Personal

##### *Formelle Abschätzung*

Mit Bezug auf Kapitel 2.9.2.6 wird der Personalbedarf für den Anlagenbetrieb  $N_{Pers}$  mit Gleichung (4-164) formell abgeschätzt (*Hirschberg 1999, S. 1169-1171*).

$$N_{Pers} = 5,1 * 4,5^{0,24} = 7 \quad (4-164)$$

Unter Annahme einer hoch automatisierten Prozessanlage mit 10 MW Leistung und der damit verbundenen Anlagenkapazität von ca. 4,5 tH<sub>2</sub>/d ergeben sich Personalkosten für formell ermittelt 7 Mitarbeiter.

#### ***Nutzung externer Leitwarte***

Für in der Praxis zu erwartende Betriebsszenarien im Technologieverbund wird die Annahme getroffen, dass die Wasserstoffanlage an eine externe Leitwarte angeschlossen ist. Die Überwachungseinheit der Wasserstoffanlage ist mit einem Mitarbeiter zu besetzen, bzw. mit 4 Mitarbeitern im 4-Schichtsystem.

Als Personalkosten veranschlagt werden 100.000 € pro Mitarbeiter und Jahr bzw. Gesamtpersonalkosten mit  $KB_{Pers} = 400.000 \text{ €/a}$ .

#### **4.4.2.6 Instandhaltung**

Mit Bezug auf die aufgeführten Daten in Kapitel 2.9.2.7 wird der prozentuale Anteil der Instandhaltungskosten über die Gleichungen (4-165) und (4-166) berechnet.

$$KB_{WTG, spez} = C (1 + \exp(n_{WTG}/(n_{WTG}-1))) / n_{WTG} = 0,02 \quad (4-165)$$

$$KB_{WTG} = 0,02 * I_{H_2-Anl} \quad (4-166)$$

Aus der Annahme, dass der technologische Anteil mit 2,5 für Fluid-Prozesse und der personelle Anteil mit 2,5 in die Bewertung einfließen ergibt sich der Koeffizient  $C = 5$ . Als Wartungsintervall bzw. Zeitspanne zwischen Inbetriebnahme und erster Generalüberholung für Elektrolyseanlagen aus industrieller Nutzung mit kontinuierlicher Betriebsweise werden  $n_{WTG} = 10 \text{ a}$  eingesetzt. Nach Division durch  $n_{WTG} = 10 \text{ a}$  ergibt sich ein Zuschlagsfaktor für Wartung in Höhe von 0,02 bzw. 2% der Investitionskosten für die Wasserstoffanlage  $I_{H_2-Anl}$ .

#### **4.4.2.7 Direkte Betriebskosten der Wasserstoffanlage**

Abhängig von standortspezifischer Anlagenkonfiguration und Leistungsaufnahmedauer werden die direkten Betriebskosten  $KB_{H_2-Anl, konfig}$  sowie die separat ausgewiesenen Verbrauchskosten  $KV_{H_2-Anl, konfig}$  der Teilanlagen bzw. Teilprozesse addiert. Die Summe wird um die Kosten-Faktoren für Personal  $KB_{Pers}$ , Wartung  $KB_{WTG}$  bzw.

Generalüberholungen sowie Betriebskapital  $KB_{BetrKap}$  erweitert. Zur Berechnung der direkten Betriebskosten für die Wasserstoffanlage wird Gleichung (4-167) angewendet.

$$KB_{H_2-Anl} = KB_{H_2-Anl,konfig} + KV_{H_2-Anl,konfig} + KB_{Pers} + KB_{WTG} \quad (4-167)$$

Die zu ermittelnden H<sub>2</sub>-Herstellungskosten können durch Erlöse auf Nebenprodukte ergänzt werden.

#### 4.4.2.8 Nebenprodukte, Erlöse aus O<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>-Zertifikaten

Mit Bezug auf standortspezifische Betriebskonzepte werden Gutschriften für Nebenprodukte in die Kostenrechnung aufgenommen. Die Höhe des in Abhängigkeit zur Elektrolysekapazität und der Betriebsdauer zu erwartenden Erlöses für Sauerstoff wird mit Gleichung (4-168) berechnet.

$$E_{O_2} = (-1) * K_{O_2,spez} * \dot{V}_{Norm,O_2,Elys} * t_{LstgAufn,ElysAnl} \quad (4-168)$$

Für die Abschätzungen von CO<sub>2</sub>-Kosten bzw. Nutzen der CO<sub>2</sub>-Vermeidung wird für die Bilanzierungen die elektrische und thermische Leistung der Erdgasverbrennung ersetzt durch die H<sub>2</sub>-Nutzung in Brennstoffzellen. Mit Bezug auf die Feststoff-Brennstoffzelle bzw. Solid Oxid Fuel Cell (SOFC) wird die Kostenvermeidung durch vermiedene CO<sub>2</sub>-Zertifikat-Käufe bzw. der Verkaufserlös überschüssiger CO<sub>2</sub>-Zertifikate berechnet. Zur Berechnung wird Gleichung (4-169) genutzt.

$$E_{CO_2-CER} = (-1) * K_{CO_2-CER,spez} * \dot{P}_{el,SOFC} * \dot{m}_{CO_2,Erdgas} * t_{LstgAufn,ElysAnl} \quad (4-169)$$

In Vorbereitung der Berechnung der von Standort, Anlage und Betriebskonzept abhängigen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten werden die Erlöse mit (-1) multipliziert.

#### 4.4.3 H<sub>2</sub>-Herstellungskosten

In Anwendung der entwickelten Bewertungsmethodik werden die Standortbedingungen analysiert, der Technologiebedarf festgelegt und daraufhin die standortspezifische Wasserstoffanlage konfiguriert. Aus den hervorgehenden Investitionen wird der jährlich zu leistende Kapitaldienst  $KD_{H_2-Anl}$  berechnet. In Abhängigkeit der Elektrolyse-Betriebsstunden  $t_{LstgAufn,ElysAnl}$  werden die direkten Betriebskosten  $KB_{H_2-Anl}$  sowie die

erzielbaren Erlöse für Sauerstoff  $E_{O_2}$  und CO<sub>2</sub>-Zertifikate  $E_{CO_2-CER}$  bestimmt. Über Gleichung (4-170) werden die Kostenpositionen zusammengefasst.

$$KH_{H_2} = KD_{H_2-Anl} + (KB_{H_2-Anl} * t_{LstgAufn.,ElysAnl}) + ((E_{O_2} + E_{CO_2-CER}) * t_{LstgAufn.,ElysAnl}) \quad (4-170)$$

Aus der Summe von Kapitaldienst und Betriebskosten sowie einbezogenen Erlösen ergeben sich die standortspezifischen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten bzw. die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten  $KH_{H_2}$ . Die ermittelten Herstellungskosten beruhen auf den in Kapitel 4.1 bis 4.4 dargestellten Kostenpositionen und Berechnungsmethoden. Für Analysen, die über erste Kostenschätzungen hinausgehen, sind die Berechnungen weiter zu vervollständigen.

#### 4.4.4 Gewichtung der Kostenfaktoren für die Standortwahl

Aus den prozentualen Anteilen der Kapitaldienste  $KD$ , der Betriebskosten  $KB$  bzw. Verbrauchskosten  $KV$  und den erzielbaren Erlösen wird die Gewichtung für den Anlagenstandort abgeleitet. Tabelle 4-1 zeigt die beispielhafte Analyse der Kostenparameter einer standortspezifischen Wasserstoffanlage in Abhängigkeit zu Anlagenkonfiguration und Betriebsweise.

**Tab. 4-1:** Kostenfaktoren-Gewichtung am Standort am Beispiel einer Wasserstoffanlage im Technologieverbund mit Windpark und Umspannwerk

Anlage/Parameter	Anteil an $KH_{H_2}$ in Mio. €/a	Anteil an $KH_{H_2}$ in %
Energieversorgungsanlage	$KD_{E-VersoAnl}$	$KD_{E-VersoAnl} / (KH_{H_2,spez})$
Netzversorgung	$KB_{Netz}$	$KB_{Netz} / (KH_{H_2,spez})$
Stromversorgung	$KV_{Strom}$	$KV_{Strom} / (KH_{H_2,spez})$
Wasserversorgungsanlage	$KD_{Wa-VersoAnl}$	$KD_{Wa-VersoAnl} / (KH_{H_2,spez})$
Wasseraufbereitung	$KV_{Wa-Aufb}$	$KV_{Wa-Aufb} / (KH_{H_2,spez})$
Abwassergebühr	$KV_{Abwa}$	$KV_{Abwa} / (KH_{H_2,spez})$
Elektrolyseanlage	$KD_{ElysAnl}$	$KD_{ElysAnl} / (KH_{H_2,spez})$
Elektrolyseanlage	$KB_{ElysAnl}$	$KB_{ElysAnl} / (KH_{H_2,spez})$
KOH	$KV_{KOH}$	$KV_{KOH} / (KH_{H_2,spez})$
Stickstoff	$KV_{N_2}$	$KV_{N_2} / (KH_{H_2,spez})$
H <sub>2</sub> -Speicher	$KD_{H_2-Spei}$	$KD_{H_2-Spei} / (KH_{H_2,spez})$
O <sub>2</sub> -Speicher	$KD_{O_2-Spei}$	$KD_{O_2-Spei} / (KH_{H_2,spez})$
Inertgas-Speicher	$KD_{N_2-Spei}$	$KD_{N_2-Spei} / (KH_{H_2,spez})$
H <sub>2</sub> -Verdichteranlage	$KD_{H_2-VerdiAnl}$	$KD_{H_2-VerdiAnl} / (KH_{H_2,spez})$
O <sub>2</sub> -Verdichteranlage	$KD_{O_2-VerdiAnl}$	$KD_{O_2-VerdiAnl} / (KH_{H_2,spez})$
H <sub>2</sub> -Pipeline	$KD_{H_2-G-Ltg}$	$KD_{H_2-G-Ltg} / (KH_{H_2,spez})$
O <sub>2</sub> -Pipeline	$KD_{O_2-G-Ltg}$	$KD_{O_2-G-Ltg} / (KH_{H_2,spez})$
H <sub>2</sub> -Herstellungskosten	$KH_{H_2,spez}$	100,00

Die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten aus dieser beispielhaften Anlagenkonfiguration werden unter anderem bestimmt durch den Bau einer Energieversorgungsanlage, einer Wasseraufbereitungsanlage, einer Speicheranlage für H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> sowie eines Pipelineverbundes mit einem nahegelegenen Verbraucher. Standortunabhängige Kosten unter anderem für Planung, Inbetriebnahme, Betriebskapital, Personal und Instandhaltung werden nicht betrachtet.

Die Verbrauchskosten der Verdichter finden über Zuschlagsfaktoren Berücksichtigung. Auf Grund der Darstellung als prozentuale Gewichtung werden die Herstellungskosten reduzierenden Erlöse für O<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>-Zertifikate nicht einbezogen.

## 4.5 Wirtschaftlichkeitsaspekte

### 4.5.1 Stromvergütung bei vorgegebenem H<sub>2</sub>-Preis

Bezogen auf Höhe und Dauer der verfügbaren elektrischen Leistung am Standort einer Wasserstoffanlage werden im Technologieverbund mit Windpark, Kohlekraftwerk und Netzknoten unterschiedliche Wertigkeiten des Stromes erwartet. Zur Abschätzung des verfügbaren Strom-Budgets bei Vorgabe der Grenzkosten der H<sub>2</sub>-Herstellung werden Gleichungen (4-171) und (4-172) angewendet.

$$KH_{H_2\text{-Vorgabe}} = KH_{H_2\text{-Vorgabe, spez}} * t_{LstgAufn/a, H_2\text{-Anl}} * \dot{m}_{H_2, Elys} \quad (4-171)$$

$$KV_{Strm, Verfü, H_2\text{-Anl}} = KH_{H_2\text{-Vorgabe}} - KD_{H_2\text{-Anl}} - (KB_{H_2\text{-Anl}} - KV_{Strm, H_2\text{-Anl}}) \quad (4-172)$$

Nach Vorgabe der spezifischen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten  $KH_{H_2\text{-Vorgabe, spez}}$  in €/kg sowie der beabsichtigten oder erreichbaren Leistungsaufnahmedauer  $t_{LstgAufn/a, H_2\text{-Anl}}$  in h/a erfolgt die Multiplikation mit dem auf die Elektrolyseleistung bezogenen H<sub>2</sub>-Massestrom  $\dot{m}_{H_2, Elys}$  in kg/h. Ergebnis sind zunächst die auf die Anlagengröße bezogenen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten in €/a. Auf Basis der standortspezifisch konfigurierten Wasserstoffanlage werden anschließend die indirekten Betriebskosten in Form des Kapitaldienstes  $KD_{H_2\text{-Anl}}$  sowie die direkten Betriebskosten  $KB_{H_2\text{-Anl}}$  mit den standortbezogenen Stromkosten  $KV_{Strm, H_2\text{-Anl}}$  von den vorgegebenen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten bzw. H<sub>2</sub>-Preisen subtrahiert. Mit  $KV_{Strm, Verfü, H_2\text{-Anl}}$  wird das verfügbare Stromkosten-Budget in Abhängigkeit des vorgegebenen H<sub>2</sub>-Preises ausgedrückt.



Werden darüber hinaus die Stromverbrauchskosten heraus gerechnet bzw.  $KV_{Strm,H_2-Anl} = 0,00 \text{ €/MW}$  gesetzt, lassen sich die  $H_2$ -Herstellungskosten für das Szenario Nullpreisstrom bestimmen.

#### 4.5.2 Amortisationsdauer bei vorgegebenem $H_2$ -Preis

Abhängig vom Kapitaldienst auf die getätigte Investition und die Betriebskosten ergeben sich die kostendeckenden Beträge für den Betrieb der standortspezifischen Wasserstoffanlage. Für Wirtschaftlichkeitsbewertungen mit Hilfe der vorliegenden Bewertungsmethodik wird unter anderem über die dynamische Amortisationsrechnung die Amortisationsdauer bei Vorgabe eines  $H_2$ -Preises bestimmt. Die Berechnung bei vorgegebenem  $H_2$ -Preis  $KH_{H_2-Vorgabe}$  wird prinzipiell als Rückrechnung der  $H_2$ -Herstellungskosten mit vorgegebener Nutzungsdauer  $n$  für eine standortspezifische Wasserstoffanlage durchgeführt. Ziel ist die Bestimmung der Nutzungsdauer unter der Bedingung eines positiven Kapitalwertes, wenn neben dem Kapitaldienst auch direkte Betriebskosten zu erwirtschaften sind. Mit Bezug auf Kapitel 2.9.1.3 gilt, dass bei jährlich konstanten Zahlungen in gleicher Höhe sich der erforderliche Amortisationsbetrag  $x$  für das Zurückerhalten der Investitionskosten  $I_{H_2-Anl}$  bestimmen lässt. Ist im Amortisationsbetrag  $x$  auch die Verzinsung des in den Investitionskosten gebundenen Kapitals enthalten, ergibt sich der dynamische Kapitaldienst der Investition  $KD_{H_2-Anl}$ . Wenn alle Zahlungen gleiche Höhen und Zeitabstände haben sollen, wird dadurch der durchschnittliche Jahresdeckungsbeitrag  $d$  festgelegt. Für die Ermittlung der Amortisationsdauer bei vorgegebenem  $H_2$ -Preis wird die Annahme getroffen, dass als Amortisationsbetrag  $x = d = KD_{H_2-Anl}$  der Betrag genutzt wird, der nach Abzug der Betriebskosten  $KB_{H_2-Anl}$  von den vorgegebenen  $H_2$ -Herstellungskosten bzw. Einnahmen  $KH_{H_2,Vorgabe}$  entsteht. Für die Berechnung des Kapitalrückflusses bzw. verfügbaren Betrages zur Kredittilgung  $KD_{H_2-Anl,H_2-Vorgabe}$  wird die Gleichung (4-173) eingesetzt.

$$KD_{H_2-Anl,H_2-Vorgabe} = KH_{H_2,Vorgabe} - KB_{H_2-Anl} \quad (4-173)$$

Zur Berechnung des Abzinssummenfaktors  $ASF_1$  wird im ersten Iterationsschritt die Nutzungsdauer  $n_1$  festgelegt. Bei konstantem Kalkulationszins  $i$  wird anschließend  $ASF_1$  nach Gleichung (4-174) ermittelt.

$$ASF_1(i, n_1) = ((1+i)^{n_1} - 1) / (i \cdot (1+i)^{n_1}) \quad (4-174)$$

Mit  $ASF_1$  wird nach Gleichung (4-175) der Kapitalwert  $K_{0,1}$  berechnet.

$$K_{0,1} = -a_{0,H_2-Anl} + KD_{H_2-Anl,H_2-Vorgabe} * ASF_1 \quad (4-175)$$

In der 2. Iteration wird  $n_2 > n_1$  oder  $n_2 < n_1$  gewählt um  $ASF_2(i, n_2)$  und  $K_{0,2}$  zu bestimmen. Sobald  $K_0 \geq 0$  ist, wird die Iteration bzw. schrittweise Erhöhung oder Verringerung der Nutzungsdauer abgebrochen. Das Ergebnis zeigt die Amortisationsdauer der Wasserstoffanlage bei vorgegebenem  $H_2$ -Preis.

### 4.5.3 $H_2$ -Herstellungskosten bei verkürzter Amortisationsdauer der $H_2$ -Anlage

Für die Berechnung der  $H_2$ -Herstellungskosten bei Vorgabe einer verkürzten Anlagennutzungsdauer werden die Gleichungen (4-176) bis (4-178) benutzt.

$$ASF_{tpo-Vorgabe} = ((1+i)^{tpo-Vorgabe} - 1) / (i * (1+i)^{tpo-Vorgabe}) \quad (4-176)$$

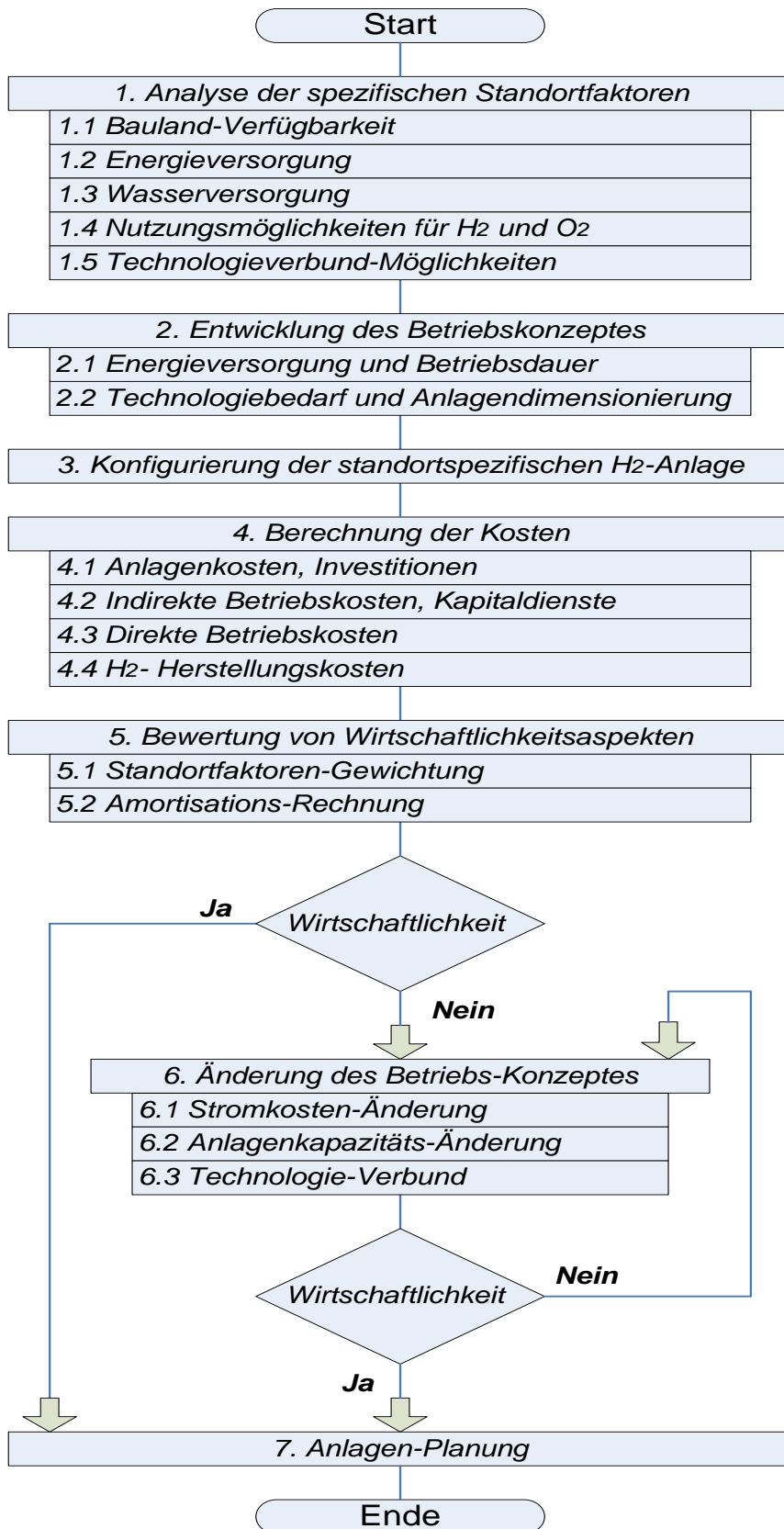
$$KD_{tpo-Vorgabe} = I_{H_2-Anl} / ASF_{tpo-Vorgabe} \quad (4-177)$$

$$KH_{H_2,tpo-Vorgabe} = KD_{tpo-Vorgabe} + (KB_{H_2-Anl,spez} * t_{LstgAufn.,ElysAnl}) \quad (4-178)$$

Zu Beginn wird die Amortisationsdauer  $n$  gleich der Amortisationsdauer  $tpo-Vorgabe$  gesetzt. Nach Festlegung des Kalkulationszinssatzes  $i$  werden der Abzinssummenfaktor  $ASF_{tpo-Vorgabe}$  und der zu leistende Kapitaldienst bzw. notwendige Kapitalrückfluss  $KD_{tpo-Vorgabe}$  bestimmt. Die Betriebskosten  $KB_{H_2-Anl,spez}$  werden konstant gehalten. Ergebnis sind die  $H_2$ -Herstellungskosten  $KH_{H_2,tpo-Vorgabe}$  nach Änderung der Beträge für den zu leistenden Kapitaldienst.

## 4.6 Ablaufplan zur Bewertungsmethodik

Aus den durchgeführten Analyse- und Bewertungsschritten wird die Struktur für die Bewertungsmethodik zur Standortplanung und Dimensionierung von Wasserstoffanlagen abgeleitet. Das Ablaufschema der Bewertungsmethodik zeigt Bild 4-12.



**Bild 4-12:** Ablaufschema der Bewertungsmethodik zur Standortplanung und Dimensionierung von Wasserstoffanlagen

Das Ablaufschema basiert auf dem Prinzip, dass nach Analyse der Randbedingungen und nach Festlegung des umzusetzenden Betriebskonzeptes die Wasserstoffanlage aus vorbilanzierten Teilanlagen zusammengefügt wird. Im 1. Schritt werden die Randbedingungen der zu bewertenden Standortvariante analysiert. Neben Art und Größe des verfügbaren Baulandes ist ein wesentliches Kriterium die Umsetzung des Energieversorgungskonzeptes. Fragen wie Höhe und Dauer der verfügbaren Windenergie bzw. erneuerbaren Energie, freie Kapazitäten an Schaltanlagen und Umspannwerk sowie im Übertragungsnetz werden ermittelt. Die am Standort technologisch und wirtschaftlich umsetzbare Wasserversorgungs- und Kühltechnologie wird bestimmt. Im Zusammenhang mit kurzen Transportwegen werden örtliche Nutzungsmöglichkeiten für die Produktgase  $H_2$  und  $O_2$  analysiert. Darüber hinaus werden Möglichkeiten des Stoff- und Energieverbundes der Wasserelektrolyse mit benachbarten Anlagen geprüft. Im 2. Schritt wird aus den Randbedingungen des Standortes ein Betriebskonzept für die Nutzung der verfügbaren Energie entwickelt. Auf Basis der verfügbaren Energie-Kapazität werden Art und Größe der benötigten Technologie festgelegt. Der 3. Schritt beinhaltet die Konfigurierung bzw. das Zusammenfügen der Teilanlagen zur standortspezifischen Wasserstoffanlage. Anschließend werden im 4. Schritt die Kosten berechnet. Die Investitionskosten der Teilanlagen werden addiert und mit Zuschlägen unter anderem für Planung, Inbetriebnahme und Betriebskapital versehen. Aus den Gesamtinvestitionskosten werden der Kapitaldienst bzw. die indirekten Kosten bestimmt. Über den Stoff- und Energieverbrauch sowie die Betriebsdauer werden die direkten Betriebskosten berechnet. Aus der Summe indirekter und direkter Betriebskosten werden die standortspezifischen  $H_2$ -Herstellungskosten berechnet. Im 5. Schritt werden Wirtschaftlichkeitsaspekte betrachtet. Unter anderem werden die Kostenfaktoren gewichtet, d.h. nötige Investitionskosten für die Technologie und entstehende Betriebskosten werden verglichen. Für vorgegebene Grenzkosten der  $H_2$ -Herstellung am Standort wird die Amortisationsdauer der Wasserstoffanlage berechnet. Wird abgeschätzt, dass sich die Anlage auf Basis der entwickelten Bewertungsmethodik amortisiert, folgt der Schritt zur konkreten Anlagenplanung in Verbindung mit Wirtschaftlichkeitsrechnungen.

Ist im Rahmen der Parametervorgabe kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb abschätzbar, wird das Betriebskonzept geändert. Weitere Betriebskonzepte ergeben sich unter anderem durch die Variation des Strompreises z.B. in Kombination mit zusätzlicher Leitungsaufnahme aus dem Netz. Variiert werden die Kosten von verfügbarer Anlagenkapazität und Anlagenauslastung. Darüber hinaus können Synergien aus dem Verbund der Wasserelektrolysetechnologie mit weiteren Technologien analysiert werden. Beispiele sind unter anderem die Nutzung des Elektrolyse-Sauerstoffes, die Methan-Herstellung oder die Grundlastglättung eines Kohlekraftwerkes bzw. die Entlastung des Übertragungs-Netzes. Die Anwendung der Bewertungsmethodik zur Parametervariation gilt als abgeschlossen, sobald sich ein wirtschaftliches Betriebskonzept ableiten lässt.

## 5 Umsetzung in Excel

Die Umsetzung der Bewertungsmethodik erfolgt mit Excel. Durch den Einsatz von Excel ergeben sich folgende Vorteile:

- \* Prozessketten-Gestaltung durch modulare Anordnung von Teilanlagen, z.B. beim Einsatz unterschiedlicher Kühltechnologien
- \* Flexible Prozessketten-Erweiterung durch zusätzliche Teilanlagen, z.B. bei Ergänzung einer H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlage
- \* Erweiterung der Bewertungsmethodik durch zusätzliche Bewertungsmodule, z.B. zur Kostenanalyse von Sicherheits- und Genehmigungs-Aspekten
- \* Verknüpfungsmöglichkeit von Datensätzen durch Kompatibilität mit externen Programmen z.B. zu Anlagenplanungen oder Prozesssimulationen
- \* hoher Verbreitungs- und Nutzungsgrad
- \* technisch unproblematischer Datentransfer.

Dem Bewertungsschema in Kapitel 4.6 folgend wird die Umsetzung der Bewertungsmethodik am Beispiel einer am Windpark positionierten Wasserstoffanlage dargestellt.

### 5.1 Strukturierung der Datensätze in Excel

Die Datenstrukturierung erfolgt in 4 Teilen:

Teil A: Anlagendokumentation mit Standortdaten, Auslegungsdaten der Teilanlagen und technologischen Verfahren

Teil B: Investitionen und Kosten mit spezifischen Kosten und Kostenbewertungsmethoden

Teil C: Kosten der konfigurierten Wasserstoffanlage

Teil D: Optimierung durch alternative Vorgaben von Strompreisen und H<sub>2</sub>-Preisen, alternativen Technologien und Standorten.

Jeder Teil wird auf einem separaten Excel-Datenblatt bearbeitet. Die Anordnung der Teile A, B, C und D in Excel zeigt Bild 5-1.

Teil A		Allgemeine Bilanzierung der Anlagentechnologie, Apparate, Energien, Stoffe						7	8
Teilanlage	2	Energie Versorgung	Wasser Versorgung	Elektrolyse	Kühlung	Speicherung	Verdichtung	H2-Anlage gesamt	
Parameter Bezeichnung	3								
Gleichung	4								
Ergebnis	5								
Parameter Eingabe	6								

Teil B		Allgemeine Bilanzierung der Investitionskosten und Betriebskosten						15	16
Teilanlage	10	Energie Versorgung	Wasser Versorgung	Elektrolyse	Kühlung	Speicherung	Verdichtung	H2-Anlage gesamt	
Parameter Bezeichnung	11								
Gleichung	12								
Ergebnis	13								
Parameter Eingabe	14								

Teil C		Produktionskosten der konfigurierten Wasserstoffanlage				
17	Konfigurierte Wasserstoffanlage	Investitionskosten	Kapitaldienst	Betriebskosten	H2-Herstellkosten	Stromvergütung
18	Gleichung	20	21	22	23	24
19	Ergebnis					

Teil D		Wirtschaftlichkeit	
25	Stromversorgungskonzept	26	Anlagenkapazität
		27	Technologieverbund

**Bild 5-1:** Datenstrukturierung und Datenverarbeitung in Excel

Die Teile **A,B,C und D** werden auf unterschiedlichen Datenblättern dargestellt. Über die Punkte **1...27** wird die Verarbeitung der Daten beschrieben.

In **Teil A** erfolgt in den Punkten **1...8** die Bilanzierung der technologischen Parameter wie Energie- und Stoff-Ströme sowie Kapazität und Zahl von Apparaten für jede Teilanlage. Die bilanzierten Teilanlagen sind:

- \* Energieversorgung
- \* Wasserversorgung
- \* Elektrolyse
- \* Kühlung
- \* Speicherung
- \* Verdichtung
- \* Transport.

In **Teil B** wird über die Punkte **9...16** die Investition für jede Teilanlage berechnet. Unter der Annahme vollständiger Fremdfinanzierung sowie bei Vorgabe der Nutzungsdauer und des Kalkulationszinssatzes wird der zu leistende Kapitaldienst bestimmt.

Der **Teil C** mit den Punkten **17...24** beinhaltet die Berechnung der H<sub>2</sub>-Herstellungskosten auf Basis des zu leistenden Kapitaldienstes sowie der direkten Betriebskosten. Für die Berechnung ist unter Berücksichtigung der Standortfaktoren die Wasserstoffanlage zu konfigurieren. Auf Basis der konfigurierten Prozesskette werden die Investitionen der Teilanlagen bewertet. Die sich daraus ergebende Investitionssumme liefert die Basis für die Kostenermittlung der Positionen Bauland, Planung und Inbetriebsetzung. Die Addition der Kostenpositionen führt zu den Gesamtinvestitionskosten der standortspezifischen Anlage. Darüber hinaus werden in gleicher Weise die Kapitaldienste zusammengefasst und die Betriebs- sowie speziellen Verbrauchskosten addiert. Die indirekten Kosten in Form des Kapitaldienstes sowie die direkten Betriebskosten bilden in Summe die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten der standortspezifisch konfigurierten Anlage.

Auf Basis der berechneten standortspezifischen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten können im **Teil D** in den Punkten **25...27** Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen bzw. Optimierungen durchgeführt und alternative Stromvergütungen bewertet werden.

## 5.2 Daten-Verarbeitung

Die Eingabe und Verarbeitung der Daten im **Teil A** wird wie folgt umgesetzt:

- 1.** allgemeine Bilanzierung der Teilanlagen
- 2.** Anordnung und Bezeichnung der Teilanlagen
- 3.** Erläuterung der technologischen Parameter
- 4.** Programmierung der Berechnungsgleichungen
- 5.** Berechnungsergebnisse von 1 MW bis 150 MW  
(durch Kopieren der 150. Zeile sowie der darin enthaltenen Gleichungen kann die zu analysierende Anlagenleistung beliebig erweitert werden)
- 6.** Eingabefeld für technologische Parameter
- 7.** Erweiterung der Prozesskette durch zusätzliche Teilanlagen
- 8.** Berechnung von technologischen Parametern, die sich auf die gesamte Prozesskette beziehen.



Die Berechnung der Investitionskosten und Betriebskosten für die Teilanlagen bzw. die Gesamtanlage wird im **Teil B** wie folgt umgesetzt:

- 9.** Bilanzierung der Investitionskosten und Betriebskosten jeder Teilanlage
- 10.** Anordnungen und Bezeichnungen
- 11.** Beschreibung der Kosten-Parameter
- 12.** Berechnungsgleichungen
- 13.** Ergebnisse
- 14.** Eingabefeld Kosten-Parameter
- 15.** Kosten-Bilanzierungen nachträglich eingefügter Teilanlagen
- 16.** Bilanzierung der Kosten-Parameter der gesamten Anlage.

Im **Teil C** werden die Daten aus **Teil B** für die Bewertung der H<sub>2</sub>-Herstellungskosten verwendet:

- 17.** Zusammenfügen der Datensätze nach vorhandenen Standortbedingungen und zu bewertender Technologie
- 18.** Berechnungsgleichung
- 19.** Ergebnis
- 20.** Investition gesamt
- 21.** Kapitaldienst gesamt
- 22.** direkte Betriebskosten gesamt
- 23.** H<sub>2</sub>-Herstellungskosten
- 24.** Stromvergütung

Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen werden im **Teil D** wie folgt umgesetzt:

- 25.** Alternative Technologien
- 26.** Alternative Standorte
- 27.** Alternative Strompreise.

### **5.3 Erzeugung der Datensätze**

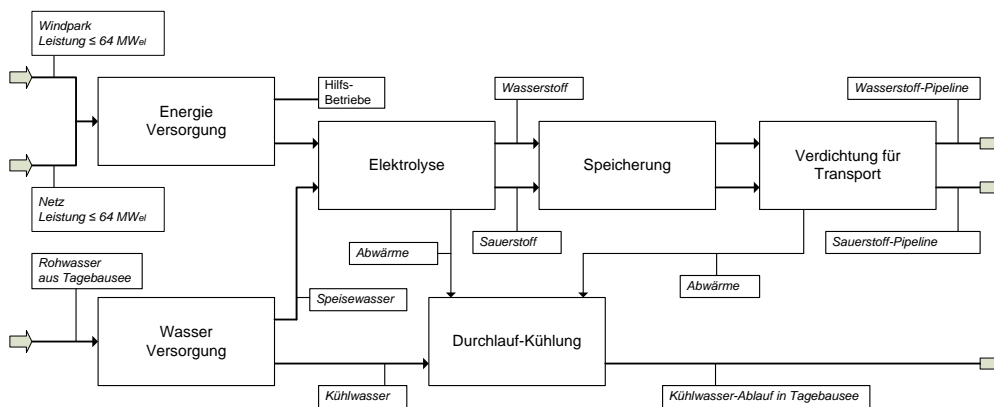
Die Umsetzung der Bewertungsmethodik wird am Beispiel einer Wasserstoffanlage am Standort eines 64 MW Windparks dargestellt. Abzüglich Eigenbedarf der Energieversorgungsanlage sowie der Hilfsbetriebe ergibt sich eine Elektrolyseleistung von 50 MW Elektrolysekapazität. In diesem Szenario wird die vollständige Aufnahme der gesamten verfügbaren Windenergie abgebildet.

Für den Anlagenstandort im Binnenland wird die Annahme getroffen, dass die installierte Windparkleistung in umgerechnet ca. 1.000 Jahresvolllaststunden verfügbar ist. Aus der technologischen Bilanzierung und der Kostenermittlung werden die standortspezifischen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten ermittelt.

Für die Bilanzierung werden alle Anlagenkapazitäten zwischen 1 MW und 150 MW in der Schrittweite 1 MW erfasst. In Abhängigkeit zu den Standortbedingungen und der aufzunehmenden elektrischen Leistung werden die Datensätze zu standortspezifischen Wasserstoffanlagen konfiguriert und anschließend bewertet.

### 5.3.1 Verfahrenstechnisches System mit Teilprozessen

Unter Berücksichtigung der Standortfaktoren ergibt sich folgende Anlage, Bild 5-2.



**Bild 5-2:** Grundfließbild einer Wasserstoffanlage an 64 MW Windpark und 110 kV-Umspannwerk

Das Grundfließbild zeigt die Teilanlagen mit den standortspezifischen Modifikationen. Als Basis der später folgenden Anlagenkonfiguration soll gelten:

- Energieversorgung über 20 kV-Schaltanlage Windpark und 110 kV-Netz
- örtliche Aufbereitung von Rohwasser aus einem Tagebausee
- Elektrolysekapazität für vollständige Aufnahme der Windparkleistung
- Kühlsystem Durchlaufkühlung
- Speicherkapazitäten für H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> aus 24 h Volllastbetrieb
- Pipelinetransport von H<sub>2</sub> über 5.000 m zwischen Erzeugung und Nutzung
- Pipelinetransport von O<sub>2</sub> über 5.000 m zwischen Erzeugung und Nutzung.

### 5.3.1.1 Technologische Ströme

Am Beispiel der Ermittlung der Netzleistung  $\dot{P}_{Net}$  wird die Umsetzung in Excel gezeigt. Die Leistungsaufnahme wird ausgehend von der vorgegebenen Elektrolyseleistung  $\dot{P}_{el,Elys}$  ermittelt, siehe Bild 5-3.

	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
5	<b>1. Energie-Versorgungs-Anlage</b>											
6					Standort							
7	Vorgabe	Standort			Annahme		Eigenbedarf Energieversorgung				Standort	
8	Bedarf			Eigenbedarf	Aufnahme		el. Spannung	el. Spannung	el. Spannung		Bedarf	Hilfsenergie
9	Leistung		Zahl	E-Verso	Leistung		110/20 kV	20/6 kV	6~/= kV		el. Leistung	Leistungsaufn.
10	Elektrolyse		Windkraft		Elektrolyse		Umspann	Verteiler	Gleich		Nebenanlagen	Hilfsbetriebe
11	Anlage		Anlagen		Anlage		Trafo	Transforma	Richter			
12	Annahme	$P_{Net} = PE - N WKA$		$PEB, E-Vers$	$PElys-Anl$		$P_{UmspTraf}$	$P_{VertTraf}$	$P_{GIRich}$		$PEl, NeAnl-Vers$	$PHIBetr$
13	$PEl, Elys-Anl$	$P_{Net} = PE - N WKA = P$	$PEB, E-Vers$		100 %		$P_{UmspTraf}$	$P_{VertTraf}$	$P_{GIRich}$	$= PElys-Anl +$	$PEl, NeAnl-Vers$	$PHIBetr = P$
14	MW	MW		MW	MW		MW	MW	MW		MW	MW
15												
16	0	0,000	0	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000		0,000	0,000
53	37	46,039	24	4,518	37,000		41,518	41,107	40,700		1,850	4,521
54	38	47,284	24	4,640	38,000		42,640	42,218	41,800		1,900	4,644
55	39	48,528	25	4,762	39,000		43,762	43,329	42,900		1,950	4,766
56	40	49,772	25	4,884	40,000		44,884	44,440	44,000		2,000	4,888
57	41	51,017	26	5,007	41,000		46,007	45,551	45,100		2,050	5,010
58	42	52,261	27	5,129	42,000		47,129	46,662	46,200		2,100	5,132
59	43	53,505	27	5,251	43,000		48,251	47,773	47,300		2,150	5,255
60	44	54,750	28	5,373	44,000		49,373	48,884	48,400		2,200	5,377
61	45	55,994	28	5,495	45,000		50,495	49,995	49,500		2,250	5,499
62	46	57,238	29	5,617	46,000		51,617	51,106	50,600		2,300	5,621
63	47	58,483	30	5,739	47,000		52,739	52,217	51,700		2,350	5,743
64	48	59,727	3	5,861	48,000		53,861	53,328	52,800		2,40	5,866
65	49	60,971	3	5,983	49,000		54,983	54,439	53,900		2,45	5,988
66	50	62,215	32	6,106	50,000		56,106	55,550	55,000		2,500	6,110
67	51	63,460	32	6,228	51,000		57,228	56,661	56,100		2,550	6,232
68	52	64,704	4	6,350	52,000		58,350	57,772	57,200		2,600	6,354
69	53	65,948	33	6,472	53,000		59,472	58,883	58,300		2,650	6,477

**Bild 5-3:** Bilanzierung der Netzleistung für 50 MW-Elektrolyseleistung

Im Punkt **1** werden 50 MW Leistungsaufnahme an der Elektrolyseanlage vorgegeben. Für die benötigten Hilfsbetriebe z.B. Nebenanlagen, Wasserversorgung, Kühlung und Verdichtung wird im Punkt **2** der ermittelte Leistungsbedarf von 6,110 MW dokumentiert. Als Eigenbedarf der Energieversorgungsanlage für Umspannung, Verteilung und Gleichrichtung wird im Punkt **3** ein Leistungsbedarf von 6,106 MW berechnet. Im Punkt **4** wird der Gesamtleistungsbedarf der Wasserstoffanlage am Netzanschlusspunkt in Höhe von 62,215 MW angezeigt.

### 5.3.1.2 Teilanlagen

Die Auslegung der Anlagen über Parametereingaben wird am Beispiel der Elektrolyseanlage dargestellt. In Kapitel 5.3.1.1 wurde ermittelt, dass bei ca. 62,2 MW Netzanschlussleistung ca. 50 MW zur Einspeisung in den Elektrolyseprozess verfügbar sind.

Aus der Vorgabe des Parameters „Elektrische Zellspannung“ wird die Elektrolyseur-Zahl zur Aufnahme der verfügbaren elektrischen Leistung bestimmt. Berechnungsbasis sind 2,0 V elektrische Zellspannung. Für die Simulation wird die Annahme getroffen, dass die elektrische Zellspannungen 1,8 V und 2,0 V betragen. Als spezifischer elektrischer Strombedarf werden 2,4 kWh/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> ausgewiesen. Die Datenverarbeitung zeigt Bild 5-4.

3. Alkalische Druck-Elektrolyse-Anlage										
						Werksangabe	2,00 V			
9	Aufnahme	Bedarf	Bedarf	Aufnahme	Bedarf	Bedarf	Produkt	Druck-Betrieb	Produkt	
10	el.Leistung	el.Leistung	Aufstellfläche	el.Verluste als	Speisewasser	Kühlwasser	Wasserstoff	30 bar	Wasserstoff	
11	Elektrolyseur	Elektrolyseur	1 Reihe, parall	Kühlwasser	Elektrolyseur	Elektrolyseur	Elektrolyseur		Elektrolyseur	
12	$P_{el,Elys-Aufn}$	$N_{Elys}$	$A_{Elys-Anl}$	$P_{th,Verl-Aufn,H}$	$\dot{V}_{SpW,Elys-Anl}$	$\dot{V}_{KuWa,Elys-Anl}$	$\dot{V}_{Norm,H2,Elys}$	$\dot{V}_{H2,Elys}$	$\dot{m}_{H2,Elys}$	
13	$P_{el,Elys-Aufn}$	$N_{Elys} = P_{el,Elys} / U_{Ze,Elys}$	$A_{Elys-Anl} = N_{Elys} \cdot P_{th,Verl-Aufn,H}$	$P_{th,Verl-Aufn,H}$	$\dot{V}_{SpW,Elys} = \dot{V}_{(ELT)KuWa,Ze}$	$\dot{V}_{Norm,H2,Elys}$	$\dot{V}_{H2,Elys} = \dot{V}_{Norm,H2,Elys}$	$\dot{m}_{H2,Elys} = \rho_{H2} \cdot \dot{V}_{H2,Elys}$		
14	MW	5,760MW	m <sup>2</sup>	MW	m <sup>3</sup> /h	m <sup>3</sup> /h	Nm <sup>3</sup> /h	m <sup>3</sup> /h	kg/h	
16	0,000	0	0	0,000	0,000	0	0	0	0	
59	43,000	8	920	16,125	7,615	717	8958	299	805	
60	44,000	8	920	16,500	7,792	733	9167	306	824	
61	45,000	8	920	16,875	7,969	750	9375	313	843	
62	46,000	8	920	17,250	8,146	767	9583	319	862	
63	47,000	9	1035	17,625	8,323	783	9792	326	880	
64	48,000	9	1035	18,000	8,500	800	10000	333	899	
65	49,000	9	1035	18,375	8,677	817	10208	340	918	
66	50,000	9	1035	18,750	8,854	833	10417	347	936	
67	51,000	9	1035	19,125	9,031	850	10625	354	955	
68	52,000	10	1150	19,500	9,208	867	10833	361	974	

169									
170	el.Zellspannung	$U_{Ze,Elys}$				2,00 V			
171	el.Strombedarf spezifisch	$I_{el,Elys,pez}$				2,40 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>			
172	Volumenstrom	Wasserstoff	Maximum		$\dot{V}_{max,Norm,H2}$	1,042 Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /h			
173	el.Energie spezifisch	$E_{el,Elys,pez} = U_{Ze,Elys} \cdot I_{el,Elys,pez}$				4,80 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>			
174	el.Energie spezifisch	$E_{el,Elys,pez} / 1000$				0,0048 MWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>			
175	el.Leistung Minimum	$P_{el,Elys,min} = (E_{el,Elys,pez} / 1000) \cdot \dot{V}_{min,H2,Elys}$				1,250 MW			
176	el.Leistung Minimum	$P_{el,Elys,min} / 1000$				1250 kW			
177	el.Leistung Maximum	$P_{el,Elys,max} = (E_{el,Elys,pez} / 1000) \cdot \dot{V}_{max}$				5,002 MW			
178	el.Leistung Maximum	$P_{el,Elys,max} / 1000$				5002 kW			
179	Wirkungsgrad	Elektrolyse				$\eta_{Elys} = \dot{m}_{H2} / E_{el,Elys,pez}$		0,625	
180	Verlust	Elektrolyse				$1 - \eta_{Elys}$		0,375	

**Bild 5-4:** Daten-Verarbeitung am Beispiel: Ermittlung Elektrolyseur-Zahl nach Parametervorgabe

Im Eingabefeld werden die Parameter Elektrische Zellspannung mit 2,00 V und Elektrischer Strombedarf mit 2,40 kWh/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> sowie der zu produzierende Normvolumenstrom mit 1.042 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/h eingegeben, siehe Punkt 1. Im Punkt 2 folgt die Berechnung der Elektrolyseleistung  $\dot{P}_{el,Elys} = 5,0$  MW. In Zeile 66 der Exceltabelle wird die Elektrolyseleistung 50 MW bilanziert, siehe Punkt 3. Der resultierende Bedarf an Elektrolyseuren mit  $N_{Elys} = 9$  wird im Punkt 4 berechnet.

Darüber hinaus wird die spezifische Energie  $E_{el,Elys,pez}$  über das Produkt aus elektrischer Zellspannung  $U_{Ze,Elys}$  und spezifischen elektrischem Strombedarf  $I_{el,Elys,pez}$  nach Gleichung (5-1) berechnet.

$$E_{el,Elys,pez} = U_{Ze,Elys} * I_{el,Elys,pez} \quad (5-1)$$

Über den Heizwert von Wasserstoff  $Hu_{H_2}$  mit 3,00 kWh/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> wird der Wirkungsgrad  $\eta_{Elys}$  als Quotient aus nutzbarer und zugeführter Energie nach Gleichung (5-2) ermittelt.

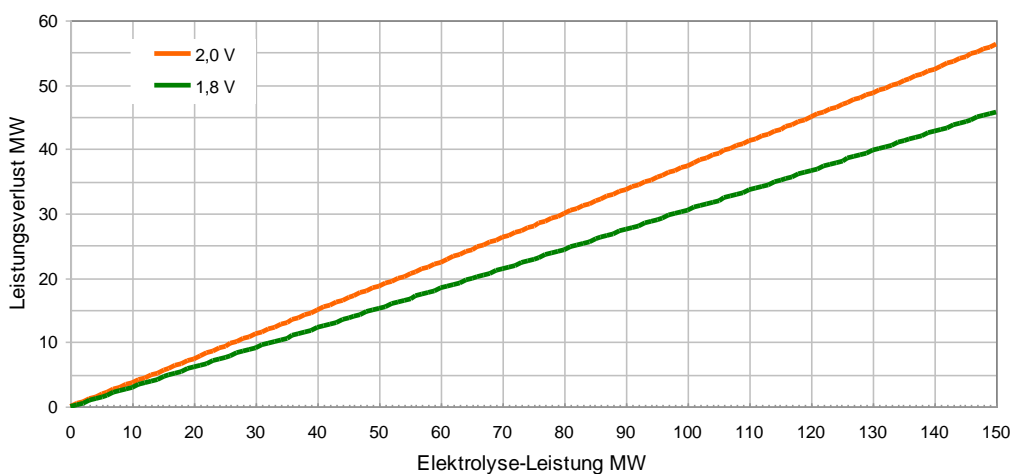
$$\eta_{Elys} = Hu_{H_2} / E_{el,Elys,spec} \quad (5-2)$$

Die zusätzlich durchgeführte Simulation zur Bewertung des Einflusses der Elektrischen Zellspannung wird in Tabelle 5-1 dargestellt.

**Tab. 5-1:** Einfluss der Elektrischen Zellspannung auf den Elektrolyse-Wirkungsgrad

Parameter	Bezeichnung	Beispiel 1	Beispiel 2	Einheit
el.Zellspannung	$U_{Ze,Elys}$	1,80	2,00	V
spezifischer el.Strombedarf	$I_{el,Elys,spec}$	2,40	2,40	kAh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
spezifische el. Energie	$E_{el,Elys,spec}$	4,32	4,80	kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
Wasserstoff Heizwert	$Hu_{H_2}$	3,00	3,00	kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
Elektrolyse Wirkungsgrad	$\eta_{Elys}$	0,694	0,625	

Im Ergebnis zeigt sich, dass ein Anstieg des Spannungsbedarfes um 0,2 V den Wirkungsgrad um 6,9 % von 69,4 % auf 62,5 % reduziert. In Bild 5-5 wird dargestellt wie Zellspannung, Wirkungsgrad und Leistungsverlust bei zunehmender Elektrolyseleistung auf den Anlagenbetrieb wirken.



**Bild 5-5:** Parametersimulation: Elektrische Zellspannung – Wirkung auf den Anlagenbetrieb

Mit größerer Elektrolyse-Leistung steigt die Wirkung einer sich ändernden elektrischen Zellspannung. Bei einer Zellspannung von 1,8 V und z.B. 100 MW Elektrolyse-Leistung liegt der Leistungsverlust bei ca. 30,6 MW. Ein Anstieg der Zellspannung auf 2,0 V erhöht den Leistungsverlust um 6,9 MW auf 37,5 MW.

### 5.3.2 Investitionskosten

#### 5.3.2.1 Teilanlagen

Die Ermittlung des Investitionsbedarfes nach der Kapazitätsfaktormethode ist am Beispiel der Elektrolyseanlage dargestellt. Bild 5-6 zeigt die Daten-Verarbeitung mit dem Eingabefeld für Kostenparameter.

CU16		f <sub>3c</sub> = \$CY\$172*((\$D16/\$CY\$174)^(CY\$176))					
	CT	CU	CV	CW	CX	CY	CZ
9	<b>3. Alkalische Druck-Elektrolyse</b>						
10	<b>Investition</b>			<b>Kapitaldienst</b>			
11		Elektrolyseure Halle		mit Halle		3,62 %	7,90 %
12	<i>P<sub>el,Elys-Anl</sub></i>	<i>I<sub>ElysAnl</sub></i>	<i>I<sub>Hal,ElysAnl</sub></i>	<i>I<sub>ElysAnl+Hal</sub></i>		<i>KD<sub>ElysAnl</sub></i>	<i>KD<sub>ElysAnl(7,9)</sub></i>
13	000.000	<i>I<sub>ElysAnl</sub></i> = <i>I<sub>E</sub></i>	<i>I<sub>Hal,ElysAnl</sub></i> = .			<i>KD<sub>ElysAnl</sub></i> = <i>KD<sub>ElysAnl(7,9)</sub></i>	
14	MW	Mio €	Mio €	Mio €		Mio €/a	Mio €/a
15							
16	0	0,000	0,000	0,000		0,000	0,000
17	1	1,041	0,047	1,089		0,074	0,110
18	2	1,892	0,047	1,940		0,135	0,196
19	3	2,684	0,047	2,731		0,191	0,276
20	4	3,439	0,047	3,486		0,245	0,352
168							
169							
170	<b>Investition: Elektrolyse-Anlage nach Kapazitätsfaktormethode</b>						
171	<b>Anlage</b>	<b>Parameter</b>					
172	klein	Investition	<i>I<sub>ElysAnl,5MW</sub></i>			4,168 Mio. € [4000€	
173	groß	Investition	<i>I<sub>ElysAnl,150MW</sub></i>			78,125 Mio. € [2500€	
174	klein	Leistung	<i>P<sub>ElysAnl,5MW</sub></i>			5 MW	
175	groß	Leistung	<i>P<sub>ElysAnl,150MW</sub></i>			150 MW	
176	Exponent		<i>x<sub>ElysAnl</sub></i> = <i>log(I<sub>ElysAnl,150MW</sub></i>			0,86	
177	Formel:		<i>I<sub>ElysAnl</sub></i> = <i>I<sub>ElysAnl,5MW</sub></i> * ( <i>F</i>			0,000 Mio. €	

**Bild 5-6:** Ermittlung der Investitionskosten der Elektrolyseanlage über die Kapazitätsfaktormethode

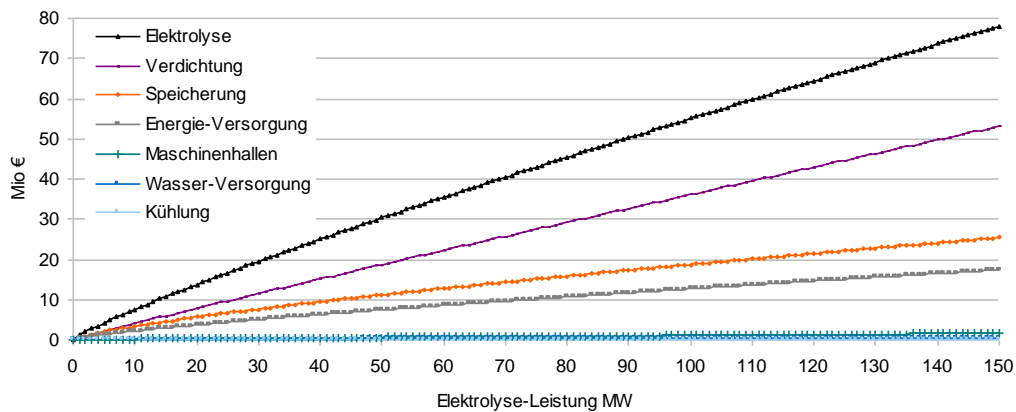
Nach Eingabe der Wertepaare  $I_{ElysAnl,5MW}$  und  $I_{ElysAnl,150MW}$  sowie  $\dot{P}_{ElysAnl,5MW}$  und  $\dot{P}_{ElysAnl,150MW}$  wird der Kapazitätsfaktor  $x_{ElysAnl}$  nach Gleichung (4-90) berechnet. Die Ergebnisausgabe zeigt Bild 5-7.

CK66      fx = \$CO\$172\*(SD66/\$CO\$174)^(CO\$176)

	CJ	CK	CL	CM	CN
9	<b>3. Alkalische Druck-Elektrolyse</b>				
10		Investition	Investition	Investition	
11		Elektrolyseur	Halle	mit Halle	
12	<i>P<sub>el,Elys-Anl</sub></i>	<i>I<sub>ElysAnl</sub></i>	<i>I<sub>Hal,ElysAnl</sub></i>	<i>I<sub>ElysAnl+Hal</sub></i>	
13		<i>I<sub>ElysAnl</sub> = a0</i>	<i>I<sub>Hal,ElysAnl</sub> = a0</i>	<i>I<sub>ElysAnl,Hal</sub> = I<sub>ElysAnl</sub> ·</i>	
14	MW	Mio €	Mio €	Mio €	
15					
16	0	0,000	0,000	0,000	
59	43	26,620	0,379	26,998	
60	44	27,152	0,379	27,531	
61	45	27,683	0,379	28,062	
62	46	28,212	0,379	28,591	
63	47	28,740	0,426	29,166	
64	48	29,266	0,426	29,693	
65	49	29,791	0,426	30,217	
66	50	30,314	0,426	30,740	
67	51	30,836	0,426	31,262	

**Bild 5-7:** Ermittlung der Investitionskosten der Elektrolyseanlage für 50 MW Elektrolyseleistung

Für die Umsetzung der 50 MW Elektrolyseanlage ergeben sich Investitionskosten von 30,314 Mio. €. Bild 5-8 zeigt die Darstellung der Investitionskosten aller Teilanlagen im Leistungsbereich von 0 MW bis 150 MW.



**Bild 5-8:** Investitionskosten der Teilanlagen in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung

### 5.3.2.2 Wasserstoffanlage

Die Basis der Investitionskosten aller Teilanlagen wird über die Gesamtinvestition mit Zuschlägen für Planung, Inbetriebnahme und Betriebskapital berechnet, siehe Bild 5-9.

7		Investition		
8		WP 50	WP 50+Plng+IBS+BetrKap	
9			Plng 0,20	
10	Leistung		IBS 0,15	
11	Elektrolyse	Technologie	BetrKap 0,10	spezifisch
12	PElysAnl	IH2-Anl,WP50	IH2-Anl,WP50+F	IH2-Anl,WP50sp
13		IH2-Anl,WP50	IH2-Anl,WP50+F	IH2-Anl,WP50sp
14	MW	Mio €	Mio €	Mio €/MW
15				
16	0	5,705	8,273	0,000
17	1	8,493	12,315	12,315
64	48	71,935	104,306	2,173
65	49	73,104	106,000	2,163
66	50	74,268	107,688	2,154
67	51	75,478	109,443	2,146

**Bild 5-9:** Ergänzende Investitionskosten für die Wasserstoffanlage

Für die Investitionskosten der Teilanlagen wird ein Betrag von 74,268 Mio. € ermittelt. Auf die ermittelte Summe werden Zuschläge von 20 % für die Anlagenplanung, 15 % für die Inbetriebnahme und 10 % für Betriebskapital erhoben, dargestellt als Faktoren Plng 0,2 mit 14,854 Mio. € sowie IBS 0,15 mit 11,140 Mio. € und BetrKap 0,10 mit 7,427 Mio. €. Die Gesamtinvestitionskosten betragen 107,688 Mio. €. Die so berechneten Gesamtinvestitionskosten bilden die Basis für die Ermittlung des jährlichen Kapitaldienstes.

### 5.3.3 Betriebskosten

#### 5.3.3.1 Indirekte Betriebskosten, Kapitaldienste

##### *Beispiel: Parameter Kalkulationszinssatz*

Die Ermittlung des Kapitaldienstes wird am Beispiel des Kalkulationszinssatzes für die Elektrolyseanlage dargestellt. Darüber hinaus wird die Auswirkung der Änderung des Kalkulationszinssatzes von 3,62 % auf 7,90 % gezeigt. Hervorgehoben wird die Ermittlung des Abzinssummenfaktors  $ASF_{ElysAnl}$  als Zwischenergebnis für die Kapitaldienstrechnung. Die Vorgehensweise zeigt Bild 5-10.



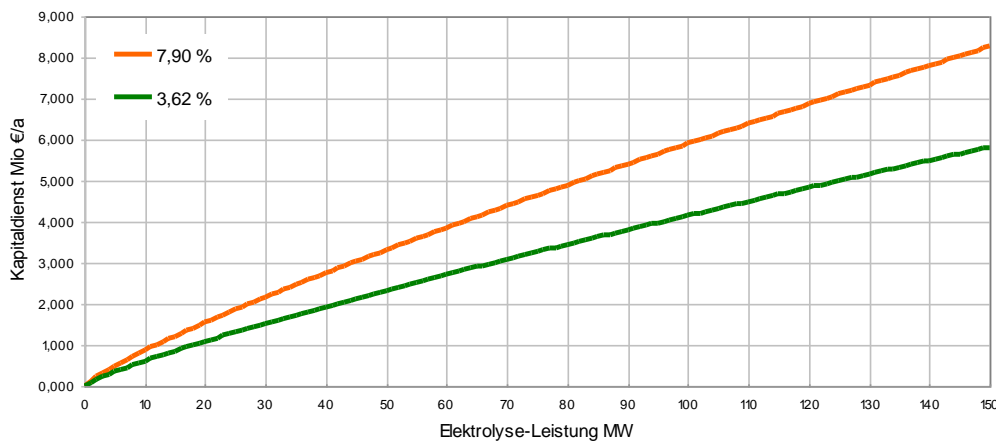
	CJ	CK	CL	CM	CN	CO	CP	CQ
9	<b>3. Alkalische Druck-Elektrolyse</b>							
10	<b>Investition</b>				<b>Kapitaldienst</b>			
11		Elektrolyseur Halle	mit Halle			3,62 %	7,90 %	
12	$P_{el,Elys-Anl}$	$I_{Elys-Anl}$	$I_{Hal,Elys-Anl}$	$I_{Elys-Anl+Hal}$		$KD_{Elys-Anl}$	$KD_{Elys-Anl}(7,90\%)$	
13		$I_{Elys-Anl} = a_0 I_{Hal,Elys-Anl} \cdot a_0 I_{Elys-Anl, Hal} = I_{Elys-Anl} + KD_{Elys-Anl} = KD_{Elys-Anl}(7,90\%) = a_0 I_{Elys-Anl}$						
14	MW	Mio €	Mio €	Mio €		Mio €/a	Mio €/a	
15								
16	0	0,000	0,000	0,000		0,000	0,000	
64	48	29,266	0,426	29,693		2,082	3,002	
65	49	29,791	0,426	30,217		2,119	3,055	
66	50	30,314	0,426	30,740		2,156	3,108	
67	51	30,836	0,426	31,262		2,193	3,160	

KURZEN	CT	CU	CV	CW	CX	CY	CZ
	=(((1+SCYS182)^SCYS180)-1)/(SCYS182 * ((1+SCYS182)^SCYS180))						
9	<b>3. Alkalische Druck-Elektrolyse</b>						
10	<b>Investition</b>				<b>Kapitaldienst</b>		
11		Elektrolyseur Halle	mit Halle			3,62 %	7,90 %
12	$P_{el,Elys-Anl}$	$I_{Elys-Anl}$	$I_{Hal,Elys-Anl}$	$I_{Elys-Anl+Hal}$		$KD_{Elys-Anl}$	$KD_{Elys-Anl}(7,90\%)$
13	$n/1.000.000$	$I_{Elys-Anl} = I_{Hal,Elys-Anl} \cdot n$				$KD_{Elys-Anl} = KD_{Elys-Anl}(7,90\%)$	
14	MW	Mio €	Mio €	Mio €		Mio €/a	Mio €/a
15							
16	0	0,000	0,000	0,000		0,000	0,000
178	<b>Kapitaldienst: Elektrolyse-Anlage</b>						
180		Abschreibungsdauer	$n_{Elys-Anl}$			20 a	
181		Zahlungsperioden	$t_{PE,Elys-Anl}$			20 PE	
182		Kalkulations-Zinsfuß	$i$			3,62 %	
183			$(i \%/100)$			0,0362	
184		Abzinsungssummenfaktor	$ASF_{Elys-Anl}$			$=(((1+SCYS182)^{SCYS180})-1)/SCYS182$	
185		Kapitalwiedergewinnungsfaktor	$KWF=d/a_0 = 1/ASF$			0,071	
186	<b>Parameter-Simulation: Kalkulations-Zinsfuß</b>						
187			$i_{7,90\%}$			7,90 %	
188			$(i_{7,90\%}/100)$			0,0790	
189			$ASF_{7,90\%,Elys-Anl}$			9,892	
190			$KWF_{7,90\%}=d/a_0 = 1/ASF$			0,101	

**Bild 5-10:** Ermittlung des Kapitaldienstes der 50 MW Elektrolyseanlage

Nach Eingabe der Abschreibungsdauer bzw. Nutzungsdauer  $n_{Elys-Anl} = 20$  Jahre und des Kalkulationszinssatzes  $i = 3,62 \%$  ergibt sich der Abzinssummenfaktor  $ASF_{Elys-Anl} = 14,059$ . Für die 50 MW Elektrolyseanlage wird ein Kapitaldienst in Höhe von 2,156 Mio. €/a berechnet. Bei  $i = 7,90 \%$  und daraus folgend  $ASF_{Elys-Anl} = 9,892$  ergeben sich 3,108 Mio. €/a für den Kapitaldienst. Unter Annahme gleicher Kapitaldienste in gleichen Beträgen und Abständen entlang der Nutzungsdauer werden die berechneten Kapitaldienste für Elektrolysekapazitäten zwischen den Werten 1 MW und 150 MW in Bild 5-11 dargestellt.



**Bild 5-11:** Elektrolyseleistung in Abhängigkeit von Kalkulations-Zinssatz und Kapitaldienst

### 5.3.3.2 Direkte Betriebskosten

Die Ermittlung der direkten Betriebskosten wird am Beispiel der Stromverbrauchskosten gezeigt, siehe Bild 5-12.

10	Windparkstr	SGK	SGK	SGK	SGK	SGK
11	SGK-Vergütung	1000 h/a	4500 h/a	300 h/a	750 h/a	90 h/a
12	Windpark,SGK	KV WP-Strm,SGK	KV WP-Strm,SGK	KV WP-Strm,SGK	KV WP-Strm,SGK	KV WP-Strm,SGK
13	KV WP-Strm,SGK	KV WP-Strm,SGK	KV WP-Strm,SGK	KV WP-Strm,SGK	KV WP-Strm,SGK	KV WP-Strm,SGK
14	€/h	Mio €/a	Mio €/a	Mio €/a	Mio €/a	Mio €/a
15						
16		0	0,000	0,000	0,000	0,000
64		3894	3,894	17,522	1,168	2,920
65		3975	3,975	17,887	1,192	2,981
66		4056	4,056	18,252	1,217	3,042
67		4137	4,137	18,617	1,241	3,103
240	Stromgestehungskosten					6,40 ct/kWh
241						64,00 €/MWh

**Bild 5-12:** Ermittlung der Strom-Verbrauchskosten

Nach Eingabe der Selbstgestehungskosten des Windparks  $KV_{WP-Strm,SGK,spez} = 64,00 \text{ €/MWh}$  erfolgt die Berechnung in €/h für jede Elektrolysekapazität zwischen 1 MW und 150 MW. Durch Vorgabe der verfügbaren Jahresvolllaststunden werden die Stromverbrauchskosten in Mio. €/a ermittelt. Im Ergebnis liegen bei 50 MW Elektrolysekapazität nach 1.000 Jahresvolllaststunden die Stromverbrauchskosten bei 4,056 Mio. €/a.

## 5.4 Anwendung der Bewertungsmethodik

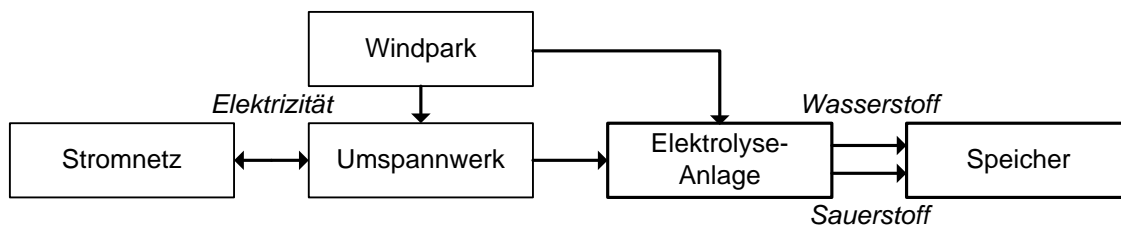
### 5.4.1 Analyse der spezifischen Standortfaktoren

#### 5.4.1.1 Bauland-Verfügbarkeit

Es wird die Annahme getroffen, dass Bauland den Anforderungen an Baugrundbeschaffenheit und Baurecht entsprechend ausreichend verfügbar ist. Mit Bezug auf Kapitel 2.8.4.1 werden die Investition mit 12 €/m<sup>2</sup> für erschlossenes Bauland innerhalb eines Industrieparks in die Bilanzierung aufgenommen.

#### 5.4.1.2 Energieversorgung

Es wird die Annahme getroffen, dass am Standort 64 MW installierte Windleistung an umgerechnet 1.000 Jahresvolllaststunden verfügbar sind. Darüber hinaus ist zur Versorgung von Nebenanlagen und Hilfsbetrieben ein Netzanschluss nötig. Über den Netzanschluss sind zusätzliche Optionen für Betriebskonzepte mit Netzleistungsbezug für die Elektrolyse gegeben. In Bild 5-13 wird das Konzept der Anbindung der Wasserstoffanlage an Windpark und Netz gezeigt.



**Bild 5-13:** Anbindungskonzept der Wasserstoffanlage an Windpark und Netz

Für die Zuführung von Netzleistung wird die Annahme getroffen, dass in Windparknähe ein 110 kV-Umspannwerk mit mindestens 64 MW freier Anschlusskapazität verfügbar ist.

### **5.4.1.3 Wasserversorgung**

Für die Versorgung mit Speisewasser und Kühlwasser wird die Annahme getroffen, dass ein in der Flutung befindlicher Tagebausee verfügbar ist. Als Kühltechnologie wird die Durchlaufkühlung betrachtet. Die damit verbundenen Qualitäten des Speisewassers und des Kühlwassers werden in örtlicher Aufbereitung erzeugt und in Vorratsbehältern mit Kapazitäten für 24 h Volllastbetrieb zwischengespeichert.

### **5.4.1.4 Nutzung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub>**

Es wird die Annahme getroffen, dass die Produktgase H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> vollständig von einem in 5.000 m Entfernung befindlichen Verbraucher genutzt werden. Für die Bewertung wird die direkte Abgabe bzw. der Transport von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> in 2 Pipelines einbezogen.

### **5.4.1.5 Technologieverbund-Möglichkeiten**

Für die Darstellung der Methodenanwendung werden keine Synergien durch Technologieverbund betrachtet.

## **5.4.2 Entwicklung des Betriebskonzeptes**

Bezüglich Vorgabe einer Wasserstoffanlage mit 50 MW Elektrolyseleistung in Verbindung mit 64 MW installierter Windleistung bei 1.000 Jahresvolllaststunden wird das zu analysierende Betriebskonzept als WP50 bezeichnet. Bei Darstellung der Leistungsaufnahmedauer wird die Bezeichnung WP50-1 für 1.000 Betriebsstunden verwendet.

### **5.4.2.1 Energieversorgung und Betriebsdauer**

Im Betriebskonzept WP50 sind bis zu 64 MW Windparkleistung auf umgerechnet 1.000 Jahresvolllaststunden verfügbar. Basierend auf Kapitel 2.9.2.1 wird der genutzte Windparkstrom zu den Selbstgestehungskosten der Windkraftanlagen mit 64,00 €/MWh bewertet.

### **5.4.2.2 Technologiebedarf und Anlagendimensionierung**

Aus den Datensätzen der Technologiebilanzierung werden die Parameter zur Auslegung von 50 MW Elektrolysekapazität entnommen. Der Technologiebedarf wird beispielhaft beschrieben. Auf Basis eines Rohwasserbedarfes von ca. 2.500 m<sup>3</sup>/h sind örtliche Wasseraufbereitung und die Wasserversorgung in Verbindung mit dem Kühlkonzept der Durchlaufkühlung auszulegen. Der Speisewasser-Vorratstank soll Kapazitäten für 24 h Volllastbetrieb vorhalten. Zur Aufnahme von maximal 64 MW sind 10 Elektrolyseure mit jeweils 5 MW im Parallelbetrieb erforderlich. Das Betriebskonzept wird bestimmt durch Abschalten einzelner oder Leistungsreduzierung aller Elektrolyseure. Als Kühlleistung wird ein Bedarf von 20,331 MW<sub>th</sub> bilanziert. Das Speicherkonzept sieht vor, den produzierten H<sub>2</sub>-Volumenstrom von 10.417 m<sup>3</sup>/h in 2 getrennten Kugelbehältern zu speichern. Die nötige Speicherkapazität bei 12 bar Betriebsdruck und Aufnahme von 24 h Volllastbetrieb beträgt 20.833 m<sup>3</sup>. Der O<sub>2</sub>-Kugelbehälter ist bei 12 bar und 24 h Produktion auf das geometrische Volumen von 10.417 m<sup>3</sup> zu dimensionieren. Zur Umsetzung des Transportkonzeptes für H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> in neu zu errichtende Pipelineverbindungen ist die Verdichter-Anlage auf 70 bar auszulegen sowie 1,337 MW<sub>th</sub> Kühlleistung vorzuhalten. Alternativ ist bei Transport in LKW-Trailern die Verdichtung auf 200 bar umzusetzen. Als Mindestflächenbedarf zur Errichtung der Wasserstoffanlage werden ca. 12.500 m<sup>2</sup> bilanziert. Für den Flächenbedarf der Kugelbehälter werden ca. 4.100 m<sup>2</sup> ermittelt. Die Teilprozesse Wasseraufbereitung, Elektrolyse und Verdichtung werden räumlich getrennt in 3 Maschinenhallen untergebracht.

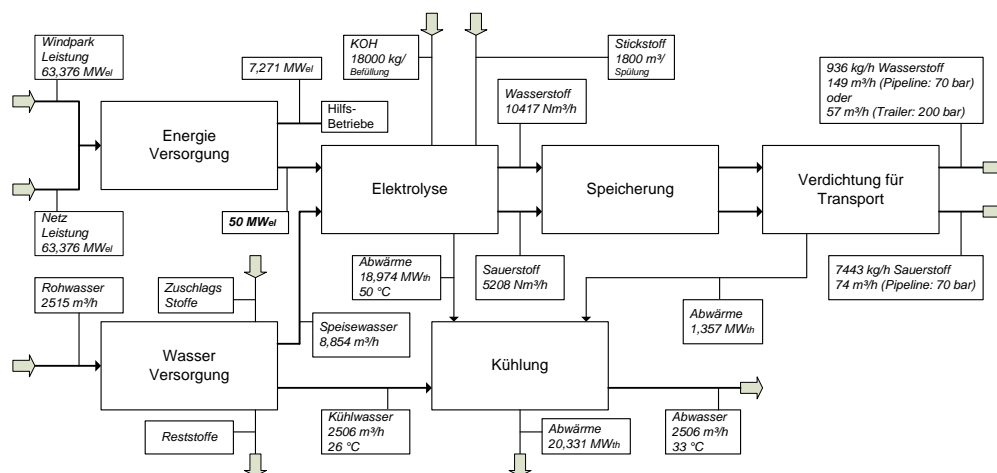
### **5.4.3 Konfigurierung der standortspezifischen Wasserstoffanlage**

Aus der Analyse der spezifischen Standortfaktoren sowie des entwickelten Betriebskonzeptes wird der in Tabelle 5-2 dargestellte Technologiebedarf abgeleitet, der als Basis für die Ermittlung der nötigen Investitionskosten dient.

**Tab. 5-2:** Technologiebedarf für WP50

Teilprozess	Parameter	Bezeichnung	Beschreibung
Energie-Versorgung	Anlage Windparkstrom	E-VersoAnl WP-Strm,SGK	Direkter Windparkanschluss über 20 kV- Schaltfeld ergänzend 110 kV- Netz
Wasser-Versorgung	Anlage Wasser Abwasser	Wa-VersoAnl,DurLfKü Wa-Aufb,DurLfKü AbWa-Abg,DurLfKü	Wasseraufbereitung vor Ort 24h Pufferspeicher für Speisewasser Kühlwasser für Durchlaufkühlung
Elektrolyse	Anlage Kaliumhydroxid Stickstoff	ElysAnl KOH N <sub>2</sub>	Alkalische Druckelektrolyse zur Speisewasseraufbereitung Inertgas, Sicherheitstechnik
Kühlung	Anlage	KüAnl,DurLfKü	Durchlaufkühlung über Grubenwasserableitung, zukünftig über Tagebauflutung
Speicherung	H <sub>2</sub> - Kugelbehälter O <sub>2</sub> - Kugelbehälter N <sub>2</sub> -Behälter	H <sub>2</sub> -KugBeh,24h O <sub>2</sub> -KugBeh,24h N <sub>2</sub> -Beh	2 H <sub>2</sub> - Kugelbehälter für 24 h Volllast 1 O <sub>2</sub> - Kugelbehälter für 24 h Volllast 1 Zylinderbehälter für 2 Spülzyklen mit Inertgas
Verdichtung	H <sub>2</sub> -Verdichter O <sub>2</sub> -Verdichter	H <sub>2</sub> -VerdiAnl,70bar O <sub>2</sub> -VerdiAnl,70bar	H <sub>2</sub> - Verdichter für 70 bar O <sub>2</sub> - Verdichter für 70 bar
Transport	H <sub>2</sub> -Pipeline O <sub>2</sub> -Pipeline	H <sub>2</sub> -G-Ltg,5000m O <sub>2</sub> -G-Ltg,5000m	H <sub>2</sub> - Pipeline als Zusatzspeicher O <sub>2</sub> - Pipeline als Zusatzspeicher
	Maschinenhallen	Hal	1 für Wasseraufbereitung 1 für Elektrolyseanlage 1 für Verdichteranlage

Der Technologiebedarf und die technologischen Parameter werden im Bild 5-14 zusammengefasst.



**Bild 5-14:** Grundfließbild mit Technologischen Parametern für das Betriebskonzept WP 50

## 5.4.4 Berechnung der Kosten

### 5.4.4.1 Anlagenkosten, Investition

Die Investitionskosten der benötigten Teilanlagen werden ermittelt und mit Zuschlagsfaktoren für Planung, Inbetriebnahme und Betriebskapital erweitert, siehe Bild 5-15.

F66 $\text{fx} = \$E66+(\$E66*(\$F\$9+\$F\$10+\$F\$11))$				
	D	E	F	G
7		Investition		
8		WP 50	WP 50+Plng+IBS+BetrKap	
9			Plng 0,20	
10	Leistung		IBS 0,15	
11	Elektrolyse	Technologie	BetrKap 0,10	spezifisch
12	PElysAnl	I <sub>H2-Anl,WP50</sub>	I <sub>H2-Anl,WP50+F</sub>	I <sub>H2-Anl,WP50spez</sub>
13		I <sub>H2-Anl,WP50</sub>	I <sub>H2-Anl,WP50+F</sub>	I <sub>H2-Anl,WP50spez</sub>
14	MW	Mio €	Mio €	Mio €/MW
15				
16	0	5,705	8,273	0,000
17	1	8,493	12,315	12,315
63	47	70,764	102,607	2,183
64	48	71,935	104,306	2,173
65	49	73,104	106,000	2,163
66	50	74,268	107,688	2,154
67	51	75,478	109,443	2,146
68	52	76,636	111,121	2,137

**Bild 5-15:** Ermittlung der Investitionskosten für WP 50

Die Berechnung der konfigurierten Wasserstoffanlage berücksichtigt die in Gleichung (5-3) genannten Positionen.

$$\begin{aligned}
 I_{H2-Anl,WP50} = & I_{E-VersoAnl} + I_{Wa-VersoAnl,DurLfKü} + I_{ElysAnl} + I_{KüAnl,DurLfKü} + I_{H2-KugBeh,24h} \\
 & + I_{O2-KugBeh,24h} + I_{N2-Beh} + I_{H2-VerdiAnl,70bar} + I_{O2-VerdiAnl,70bar} \\
 & + I_{H2-G-Ltg,5000m} + I_{O2-G-Ltg,5000m} + I_{Hal,H2-Anl} + I_{Flü,H2-Anl}
 \end{aligned} \tag{5-3}$$

Die Teilanlagen bzw. Prozessschritte werden mit folgenden Investitionsbeträgen belegt:

- \* Energieversorgung  $I_{E-VersoAnl} = 7,360$  Mio. €
- \* Wasserversorgung für Durchlaufkühlung  $I_{Wa-VersoAnl,DurLfKü} = 0,210$  Mio. €
- \* Elektrolyse  $I_{ElysAnl} = 30,314$  Mio. €
- \* Durchlaufkühlung  $I_{KüAnl,DurLfKü} = 0,008$  Mio. €
- \* Speicherung von H<sub>2</sub> in 2 Kugelbehältern  $I_{H2-KugBeh,24h} = 6,648$  Mio. €
- \* Speicherung von O<sub>2</sub> in einem Kugelbehälter  $I_{O2-KugBeh,24h} = 3,953$  Mio. €
- \* Inertgasspeicherung  $I_{N2-Beh} = 0,103$  Mio. €
- \* Verdichtung von H<sub>2</sub> auf 70 bar  $I_{H2-VerdiAnl,70bar} = 6,981$  Mio. €
- \* Verdichtung von O<sub>2</sub> auf 70 bar  $I_{O2-VerdiAnl,70bar} = 4,151$  Mio. €
- \* H<sub>2</sub>-Pipelineverbindung über 5.000 m  $I_{H2-G-Ltg,5000m} = 2,850$  Mio. €
- \* O<sub>2</sub>-Pipelineverbindung über 5.000 m  $I_{O2-G-Ltg,5000m} = 2,850$  Mio. €.

Ergänzt werden 3 Maschinenhallen mit  $I_{Hal,H2-Anl} = 0,580$  Mio. € und Bauland mit  $I_{Flä,H2-Anl} = 0,150$  Mio. €.

Die berechnete Summe von 74,268 Mio. € wird mit den Anteilen für die Planung  $I_{Plng} = 14,853$  Mio. €, die Inbetriebnahme  $I_{IBS} = 11,140$  Mio. € und das Betriebskapital  $I_{BetrKap} = 7,427$  Mio. € erweitert. Als Gesamtinvestitionskosten der Wasserstoffanlage werden 107,688 Mio. € bzw. 2,154 Mio. €/MW<sub>Elektrolyse</sub> ermittelt.

#### 5.4.4.2 Indirekte Betriebskosten, Kapitaldienst

In gleicher Weise wie die Investitionskosten werden die berechneten Kapitaldienste der Teilanlagen addiert und mit den Zuschlagsfaktoren für Planung, Inbetriebnahme und Betriebskapital sowie Bauland erweitert. Die Herangehensweise zeigt Bild 5-16.

J66     $=\$I66+(\$I66*(\$F\$9+\$F\$10+\$F\$11))$

	H	I	J	K	L
7		Kapitaldienst		Betriebskosten	
8		WP 50		WP 50-1	
9			Plng 0,20		
10	Leistung		IBS 0,15	tLstgAufn/a,H	Pers 0,40 Mio€/a
11	Elektrolyse		BetrKap 0,10	1000 h/a	WTG 0,02
12	PElysAnl	KD H2-Anl,WP5	KD H2-Anl,WP5	KB H2-Anl,WP	KB H2-Anl,WP50-1
13	ez = IH2-Anl,WP	KD H2-Anl,WP5	KD H2-Anl,WP5	KB H2-Anl,WP	KB H2-Anl,WP50-1
14	MW	Mio €/a	Mio €/a	Mio €/a	Mio €/a
15					
16	0	0,259	0,375	0,000	0,514
17	1	0,450	0,652	0,091	0,661
63	47	4,892	7,094	3,815	5,630
64	48	4,977	7,217	3,894	5,732
65	49	5,062	7,339	3,972	5,834
66	50	5,146	7,461	4,051	5,936
67	51	5,232	7,587	4,142	6,051
68	52	5,316	7,708	4,220	6,153

**Bild 5-16:** Ermittlung des Kapitaldienstes für WP 50

Über die standortspezifische Anlagenkonfiguration wird der Kapitaldienst für die Wasserstoffanlage über die in Gleichung (5-4) genannten Positionen.

$$\begin{aligned}
 KD_{H2-Anl,WP50} = & KD_{E-VersoAnl} + KD_{Wa-VersoAnl,DurLfKü} + KD_{ElysAnl} + KD_{KüAnl,DurLfKü} \\
 & + KD_{H2-KugBeh,24h} + KD_{O2-KugBeh,24h} + KD_{N2-Beh} + KD_{H2-VerdiAnl,70bar} \\
 & + KD_{O2-VerdiAnl,70bar} + KD_{H2-G-Ltg,5000m} + KD_{O2-G-Ltg,5000m} \\
 & + KD_{Hal,H2-Anl} + KD_{Flä,H2-Anl}
 \end{aligned} \tag{5-4}$$



Aus den Teilinvestitionen werden folgende Kapitaldienste berechnet:

- Energieversorgung  $KD_{E-VersoAnl} = 0,406$  Mio. €/a
- Wasserversorgung, Durchlaufkühlung  $KD_{Wa-VersoAnl, DurLfKü} = 0,025$  Mio. €/a
- Elektrolyse  $KD_{ElysAnl} = 2,156$  Mio. €/a
- Durchlaufkühlung  $KD_{KüAnl, DurLfKü} = 0,001$  Mio. €/a
- H<sub>2</sub>-Speicherung in 2 Kugelbehältern  $KD_{H2-KugBeh, 24h} = 0,385$  Mio. €/a
- O<sub>2</sub>-Speicherung in einem Kugelbehälter  $KD_{O2-KugBeh, 24h} = 0,229$  Mio. €/a
- Inertgasspeicherung  $KD_{N2-Beh} = 0,006$  Mio. €/a
- H<sub>2</sub>-Verdichtung auf 70 bar  $KD_{H2-VerdiAnl, 70bar} = 1,036$  Mio. €/a
- O<sub>2</sub>-Verdichtung auf 70 bar  $KD_{O2-VerdiAnl, 70bar} = 0,602$  Mio. €/a
- H<sub>2</sub>-Pipelineverbindung über 5.000 m  $KD_{H2-G-Ltg, 5000m} = 0,129$  Mio. €/a
- O<sub>2</sub>-Pipelineverbindung über 5.000 m  $KD_{O2-G-Ltg, 5000m} = 0,129$  Mio. €/a.

Darüber hinaus sind 3 Maschinenhallen mit  $KD_{Hal, H2-Anl} = 0,032$  Mio. €/a sowie Bauland mit  $KD_{Flä, H2-Anl} = 0,008$  Mio. €/a zu ergänzen. Nach Zuschlägen von 20 % für Planung, 15 % für Inbetriebnahme und 10 % Betriebskapital steigt der Kapitaldienst von 5,146 Mio. €/a auf 7,461 Mio. €/a.

### 5.4.4.3 Direkte Betriebskosten und Erlöse

Nach dem gleichem Prinzip wie die Kapitaldienste der Teilanlagen werden die direkten Betriebs- und Verbrauchskosten der benötigten Teilanlagen addiert und mit den Zuschlagsfaktoren für Personal und Wartung erweitert. In Bild 5-17 ist die Vorgehensweise gezeigt.

L66     $=\$K66+(\$L\$10+\$E66*(\$L\$11))$

	H	I	J	K	L
7		Kapitaldienst		Betriebskosten	
8		WP 50		WP 50-1	
9			Plng 0,20		
10	Leistung		IBS 0,15	tLstgAufn/a,H	Pers 0,40 Mio€/a
11	Elektrolyse		BetrKap 0,10	1000 h/a	WTG 0,02
12	$P_{ElysAnl}$	$KD_{H2-Anl, WP5}$	$KD_{H2-Anl, WP5}$	$KB_{H2-Anl, WP5}$	$KB_{H2-Anl, WP50-1}$
13	$ez = I_{H2-Anl, WP5}$	$KD_{H2-Anl, WP5}$	$KD_{H2-Anl, WP5}$	$KB_{H2-Anl, WP5}$	$KB_{H2-Anl, WP50-1}$
14	MW	Mio €/a	Mio €/a	Mio €/a	Mio €/a
15					
16	0	0,259	0,375	0,000	0,514
17	1	0,450	0,652	0,091	0,661
63	47	4,892	7,094	3,815	5,630
64	48	4,977	7,217	3,894	5,732
65	49	5,062	7,339	3,972	5,834
66	50	5,146	7,461	4,051	5,936
67	51	5,232	7,587	4,142	6,051
68	52	5,316	7,708	4,220	6,153

**Bild 5-17:** Ermittlung der Betriebskosten für WP 50-1

In Abhängigkeit des zu bewertenden Betriebskonzeptes WP 50-1 werden die zeitabhängigen direkten Betriebskosten sowie Erlöse für 1.000 h mit den in Gleichung (5-5) dargestellten Positionen berechnet.

$$KB_{H2-Anl,WP50-1} = KV_{WP-Strm,SGK,1000} + KV_{Wa-Aufb,DurLfKü,1000} + KV_{AbWa-Abg,DurLfKü,1000} + KB_{ElysAnl,1000} + KV_{KOH} + KV_{N2} + E_{O2,1000} + E_{CO2-CER,Erdgas,1000} \quad (5-5)$$

Die berechneten direkten Betriebskosten sowie Erlöse für 1.000 Jahresvolllaststunden betragen:

- Windparkstrom  $KV_{WP-Strm,SGK,1000} = 4,056$  Mio. €/a
- Wasseraufbereitung  $KV_{Wa-Aufb,DurLfKü,1000} = 0,010$  Mio. €/a
- Abwasser, Durchlaufkühlung  $KV_{AbWa-Abg,DurLfKü,1000} = 0,007$  Mio. €/a
- Elektrolyseure  $KB_{ElysAnl,1000} = 0,195$  Mio. €/a
- Kaliumhydroxid für 5 Wechsel in 20 Jahren  $KV_{KOH} = 0,025$  Mio. €/a
- Inertgas Stickstoff für 10 Spülungen pro Jahr  $KV_{N2} = 0,100$  Mio. €/a
- Sauerstoff-Erlös  $E_{O2,1000} = (-) 0,260$  Mio. €/a
- CO<sub>2</sub>-Zertifikate-Erlös  $E_{CO2-CER,Erdgas,1000} = (-) 0,081$  Mio. €/a.

Durch die Mitbetrachtung der Erlöse für Sauerstoff und CO<sub>2</sub>-Zertifikate betragen die Betriebskosten bei 1.000 Jahresvolllaststunden 4,051 Mio. €/a. Erweitert um Personalkosten von  $KB_{Pers} = 0,400$  Mio. €/a und 2% Wartungskosten mit Bezug auf die Investitionskosten bzw. jährliche Anteile für Generalüberholungen  $KB_{WTG} = 1,485$  Mio. €/a betragen die Gesamtbetriebskosten 5,936 Mio. €/a. Im Zusammenhang mit dem abgeleiteten Betriebskonzept sind folgende Kostenpositionen näher beschrieben.

#### **Leitwarte und Personal:**

Es wird die Annahme getroffen, dass die Wasserstoffanlage an eine externe Leitwarte angeschlossen ist und die Betreuung der Wasserstoffanlage 1 Mitarbeiter erfordert. Im 4-Schichtsystem einzusetzende 4 Mitarbeiter sind mit gesamt 400.000 €/a in die Betriebskostenanalyse aufgenommen.

#### **Abwärme:**

Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus des aus der Elektrolyseanlage austretenden Kühlwassers von ca. 50 °C sind keine Erlöse aus einer Wärmekopplung vorgesehen.

### Sauerstoff:

Der in der Elektrolyse produzierte Sauerstoff ist für die Nutzung zu speichern und nach Kapitel 2.8.7.1 mit  $E_{O_2} = 0,05 \text{ €/Nm}^3 O_2$  zu vergüten.

### CO<sub>2</sub>- Zertifikate:

Der produzierte Wasserstoff ist als Äquivalent zur Erdgasnutzung bei Verstromung, Wärmeproduktion und Mobilität bewertet. Frei werdende CO<sub>2</sub>-Zertifikate aus vermiedener Erdgasverbrennung werden den H<sub>2</sub>-Herstellungskosten gutgeschrieben. Basierend auf einer vollständigen Nutzung der H<sub>2</sub>-Menge aus 1.000 h Produktion beträgt nach Kapitel 2.9.4 der Erlös  $E_{CO_2-CER, Erdgas, 1000} = 14,48 \text{ €/tCO}_2$ .

#### 5.4.4.4 H<sub>2</sub>-Herstellungskosten

Die Ermittlung der auf Standort und Anlagenkonfiguration bezogenen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten folgt aus der Summe der indirekten Kosten bzw. des Kapitaldienstes und den direkten Betriebskosten, siehe Gleichung (5-6).

$$KH_{H_2, H_2-Anl, WP50-1} = KD_{H_2-Anl, WP50} + KB_{H_2-Anl, WP50-1} \quad (5-6)$$

Die Umsetzung in Excel zeigt Bild 5-18.

	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
7		Kapitaldienst		Betriebskosten			H <sub>2</sub> -Herstellungskosten			
8		WP50		WP50-1			Plng 20,00%			
9			Plng 0,20				IBS 15,00%			
10	Leistung		IBS 0,15	tLstgAufn/a, H	Pers 0,40 Mio€/a		Pers 0,40 Mio€/a	WP50-1000h	H <sub>2</sub> -Masse	H <sub>2</sub> -Energie
11	Elektrolyse		BetrKap 0,10	1000 h/a	WTG 0,02		WTG 2,00%		0,09 kg/Nm <sup>3</sup>	3,00 kWh/Nm <sup>3</sup>
12	PElysAnl	KD H <sub>2</sub> -Anl, WP5	KD H <sub>2</sub> -Anl, WP5	KB H <sub>2</sub> -Anl, WP5	KB H <sub>2</sub> -Anl, WP5	KB H <sub>2</sub> -Anl, WP50-1+Pers+WTG	KH H <sub>2</sub> -Anl, WP50-1			
13	ez = I H <sub>2</sub> -Anl,	KD H <sub>2</sub> -Anl, WP5	KD H <sub>2</sub> -Anl, WP5	KB H <sub>2</sub> -Anl, WP5	KB H <sub>2</sub> -Anl, WP5	KB H <sub>2</sub> -Anl, WP50-1+Pers+WTG =	KH H <sub>2</sub> -Anl, WP5	KH WP50-1 * 1	KH H <sub>2</sub> , WP50-	KH WP50-1
14	MW	Mio €/a	Mio €/a	Mio €/a	Mio €/a		Mio €/a	€/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	€/kgH <sub>2</sub>	€/kWhH <sub>2</sub>
15										
16	0	0,259	0,375	0,000	0,514		0,889	0,00	0,00	0,00
17	1	0,450	0,652	0,091	0,661		1,313	6,30	70,04	2,10
63	47	4,892	7,094	3,815	5,630		12,725	1,30	14,44	0,43
64	48	4,977	7,217	3,894	5,732		12,949	1,29	14,39	0,43
65	49	5,062	7,339	3,972	5,834		13,174	1,29	14,34	0,43
66	50	5,146	7,461	4,051	5,936		13,397	1,29	14,29	0,43
67	51	5,232	7,587	4,142	6,051		13,638	1,28	14,26	0,43
68	52	5,316	7,708	4,220	6,153		13,861	1,28	14,22	0,43

**Bild 5-18:** Ermittlung der H<sub>2</sub>-Herstellungskosten für WP 50-1

Aus der Addition von 7,461 Mio. €/a für Kapitaldienste und 4,051 Mio. €/a für Betriebskosten, abzüglich Erlösen ergeben sich H<sub>2</sub>-Herstellungskosten im Szenario WP50-1 von  $KH_{H_2-Anl, WP50-1} = 13,397 \text{ Mio. €/a}$  bzw.  $14,29 \text{ €/kg}$ .

## 5.4.5 Bewertung von Wirtschaftlichkeitsaspekten

Neben den Simulationsmöglichkeiten technologischer Parameter werden in den folgenden Beispielen die Nutzungsmöglichkeiten der Bewertungsmethodik zur Abschätzung von Wirtschaftlichkeitsaspekten gezeigt.

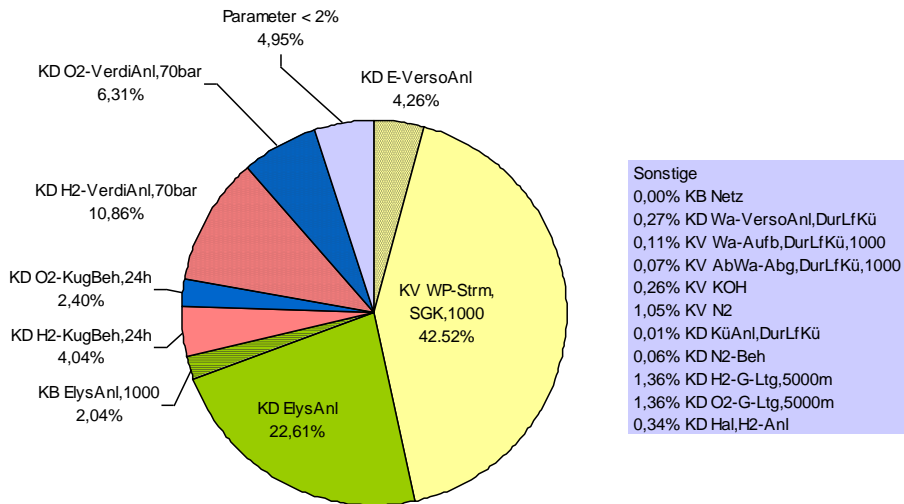
### 5.4.5.1 Kosten-Gewichtung

Für die Gewichtung der Kosten werden die Daten der standortspezifisch konfigurierten Wasserstoffanlage zusammengefasst. Erlöse durch Sauerstoff und CO<sub>2</sub>-Zertifikate werden nicht mit eingerechnet. Basierend auf der Summe aller betrachteten Parameter wird die prozentuale Gewichtung abgeleitet. Zur Umsetzung in Excel siehe Bild 5-19.

	L	M	N	O	P	Q	R
175	<b>Standortfaktoren-Gewichtung</b>						
176	<b>WP 50-1</b>	<b>1000 h</b>					
177	Bezeichnung	Anteil an Gesamt-Kosten		Bezeichnung		Gesamt-Koste	Summe Parameter
178	Bilanzgröße	Mio €/a	%	Bilanzgröße		%	<2%
179	<i>KD E-VersoAnl</i>	0,406	4,26	<i>KD E-VersoAnl</i>		4,26	
180	<i>KB Net</i>	0,000	0,00				0,00
181	<i>KV WP-Strm,SGK,1</i>	4,056	42,52	<i>KV WP-Strm,SGK,1000</i>		42,52	
182	<i>KD Wa-VersoAnl,D</i>	0,025	0,27				0,27
183	<i>KV Wa-Aufb,DurLf</i>	0,010	0,11				0,11
184	<i>KV AbWa-Abg,Dur</i>	0,007	0,07				0,07
185	<i>KD ElysAnl</i>	2,156	22,61	<i>KD ElysAnl</i>		22,61	
186	<i>KB ElysAnl,1000</i>	0,195	2,04	<i>KB ElysAnl,1000</i>		2,04	
187	<i>KV KOH</i>	0,025	0,26				0,26
188	<i>KV N2</i>	0,100	1,05				1,05
189	<i>KD KüAnl,DurLfKü</i>	0,001	0,01				0,01
190	<i>KD H2-KugBeh,24h</i>	0,385	4,04	<i>KD H2-KugBeh,24h</i>		4,04	
191	<i>KD O2-KugBeh,24h</i>	0,229	2,40	<i>KD O2-KugBeh,24h</i>		2,40	
192	<i>KD H2-VerdiAnl,70</i>	1,036	10,86	<i>KD H2-VerdiAnl,70bar</i>		10,86	
193	<i>KD O2-VerdiAnl,70</i>	0,602	6,31	<i>KD O2-VerdiAnl,70bar</i>		6,31	
194							
195							
196	<i>KD N2-Beh</i>	0,006	0,06				0,06
197	<i>KD H2-G-Ltg,5000n</i>	0,129	1,36				1,36
198	<i>KD O2-G-Ltg,5000n</i>	0,129	1,36				1,36
199	<i>KD Hal,H2-Anl</i>	0,032	0,34				0,34
200							
201	<i>KD Flä,H2-Anl</i>	0,008	0,09				0,09
202				<i>Parameter &lt; 2%</i>		4,95	
203							
204	<b>Gesamt</b>	9,538	100,00			100,00	4,95

**Bild 5-19:** Parameterzusammenstellung für WP 50-1

Die Ergebnisse zeigen, dass die Stromverbrauchskosten mit 4,056 Mio. €/a bzw. 42,52 % die größte Kostenposition darstellt. Zweithöchste Kostenposition ist der Kapitaleinsatz für die Elektrolyseanlage mit 2,156 Mio. €/a bzw. 22,61 %. Die prozentuale Gewichtung der Kostenfaktoren mit Anteilen > 2 % ist in Bild 5-20 dargestellt.



**Bild 5-20:** Gewichtung der Kostenfaktoren für WP 50-1

Im Betriebskonzept WP50-1 mit 1.000 h Leistungsaufnahme bestehen die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten zu ca. 43 % aus Stromverbrauchskosten. 23 % Anteil hat der Kapitaldienst für die Elektrolyseanlage. Speicherung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> in Kugelbehältern sowie Verdichtung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> auf 70 bar Pipelinedruck stellen zusammen ca. 24 % der H<sub>2</sub>-Herstellungskosten dar. Die Kosten für Infrastruktur wie z.B. Bauland, Kühlwasserversorgung und Maschinenhallen sind vergleichsweise gering.

#### 5.4.5.2 Stromkosten-Budget bei vorgegebenem H<sub>2</sub>-Preis

Die Ermittlung des Stromkostenbudgets bei vorgegebenen H<sub>2</sub>-Preisen erfolgt mit den in Gleichung (5-7) dargestellten Parametern.

$$KV_{Strm, Verfü, H_2-Anl} = KH_{H_2-Vorgabe} - KD_{H_2-Anl} - (KB_{H_2-Anl} - KV_{Strm, H_2-Anl}) \quad (5-7)$$

Nach Subtraktion des Kapitaldienstes, der Betriebs- bzw. Verbrauchskosten von dem vorgegebenen H<sub>2</sub>-Preis bzw. den vorgegebenen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten stellt der Differenzbetrag das verfügbare Stromkosten-Budget  $KV_{Strm, Verfü, H_2-Anl}$  dar. Zur Umsetzung in Excel siehe Bild 5-21.

7	PeI,Elys		50 MW		
8	tLstgAufn/a,H2-Anl		1000 h		
9	Tankstelle 2011				
10	KH H2(9,50€/kg ohne MwSt)		Pers 0,40 Mio€/a		
11	7,70 €/kgH2	1000 h/a	WTG 0,02	7,70 €/kgH2	7,70 €/kgH2
12			KB H2-Anl,WP64/5	KV Strm,Verfü,WP64/50-1000/7,7	
13	KHH2-Vorgabe	KB WP64/50-10	KB H2-Anl,WP64/5	KV Strm,Verfü,WP64/50-1000h =	
14	Mio €/a	Mio €/a	Mio €/a	Mio €/a	€/MWh
15					
16	0,000	0,000	0,400	-0,775	
17	0,144	0,093	0,494	-0,921	-921,48
63	6,778	3,892	4,370	-0,873	-18,57
64	6,922	3,972	4,451	-0,852	-17,75
65	7,067	4,052	4,533	-0,831	-16,96
66	7,211	4,132	4,615	-0,809	-16,19
67	7,355	4,225	4,709	-0,804	-15,77
68	7,499	4,305	4,791	-0,782	-15,04

**Bild 5-21:** Stromkosten-Budget bei H<sub>2</sub>-Preisvorgabe für WP 50-1

Im dargestellten Beispiel werden 7,70 €/kgH<sub>2</sub> als H<sub>2</sub>-Preis vorgegeben und stehen zur Kostendeckung zur Verfügung. Bei 50 MW installierter Elektrolysekapazität ergibt sich nach Subtraktion des Kapitaldienstes sowie aller Betriebs- bzw. Verbrauchskosten nach 1.000 h Volllastbetrieb ein negativer Differenzbetrag von (-)0,809 Mio. €/a bzw. (-)16,19 €/MWh. Somit ist unter den vorgegebenen Randbedingungen kein Stromkosten-Budget verfügbar.

### 5.4.5.3 H<sub>2</sub>-Herstellungskosten bei unterschiedlichen Stromkosten

Die Nutzung der Bewertungsmethodik zur Bewertung veränderter Eingangsparameter wird am Beispiel der Stromkosten in Bild 5-22 gezeigt.

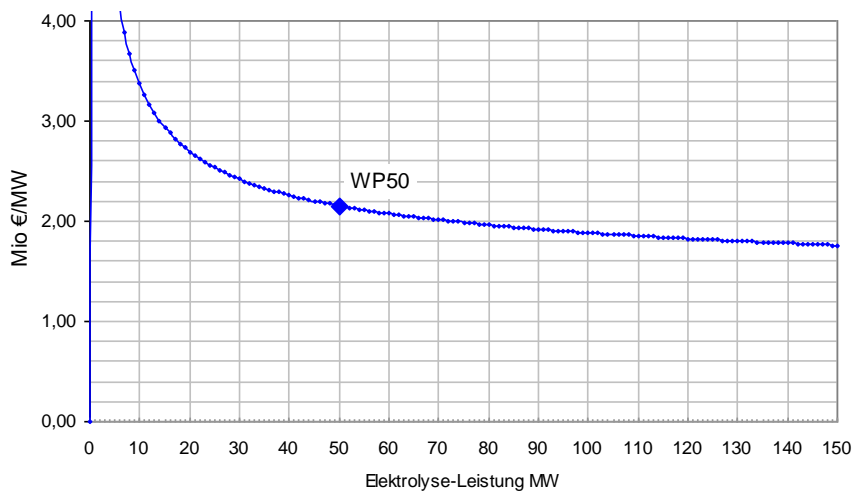
7	H2-Herstellungskosten bei unterschiedlichen Stromkosten							
8	WP 50-1							
9	tLstgAufn/a,H2-Anl							
10	1000 h/a							
11	KV Strm,0€		KV KWStrm,SEK		KV NetStrm,EEX		KV WP-Strm,SGK	
12	00,00 €/MWh		30,00 €/MWh		44,46 €/MWh		64,00 €/MWh	
13	KB H2-Anl,WP5	KH H2,H2-Anl,	KB H2-Anl,WP5	KH H2,H2-Anl,	KB H2-Anl,WP5	KH H2,H2-Anl,	KB H2-Anl,WP50-1	
14	Mio €/a	€/kgH2	Mio €/a	€/kgH2	Mio €/a	€/kgH2	Mio €/a	€/kgH2
15								
16	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00
17	0,017	35,68	0,055	37,71	0,073	38,69	0,098	40,01
63	0,324	8,42	2,111	10,45	2,972	11,42	4,137	12,74
64	0,328	8,38	2,153	10,41	3,033	11,39	4,222	12,71
65	0,332	8,35	2,196	10,38	3,094	11,36	4,307	12,68
66	0,337	8,32	2,238	10,35	3,154	11,32	4,393	12,64
67	0,353	8,30	2,293	10,33	3,227	11,31	4,490	12,63
68	0,358	8,27	2,335	10,30	3,288	11,28	4,576	12,60

**Bild 5-22:** H<sub>2</sub>-Herstellungskosten bei unterschiedlichen Stromkosten in WP50-1

Basierend auf den in Kapitel 2.9.2.1 beschriebenen Strompreisen werden die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten für das Betriebskonzept WP50-1 verglichen. Erlöse aus den Verkäufen von O<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>-Zertifikaten sind nicht eingerechnet. Werden die Stromverbrauchskosten auf 0,00 €/MWh gesetzt, betragen die Betriebskosten 0,337 Mio. €/a. Nach Addition des Kapitaldienstes werden H<sub>2</sub>-Herstellungskosten von 8,32 €/kgH<sub>2</sub> berechnet. Bei 30,00 €/MWh steigen die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten auf 10,35 €/kgH<sub>2</sub>. Aus 44,46 €/MWh resultieren 11,32 €/kgH<sub>2</sub>. Bei 64,00 €/MWh betragen die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten 12,64 €/kgH<sub>2</sub>.

#### 5.4.5.4 Anlagenkapazitäts-Änderung

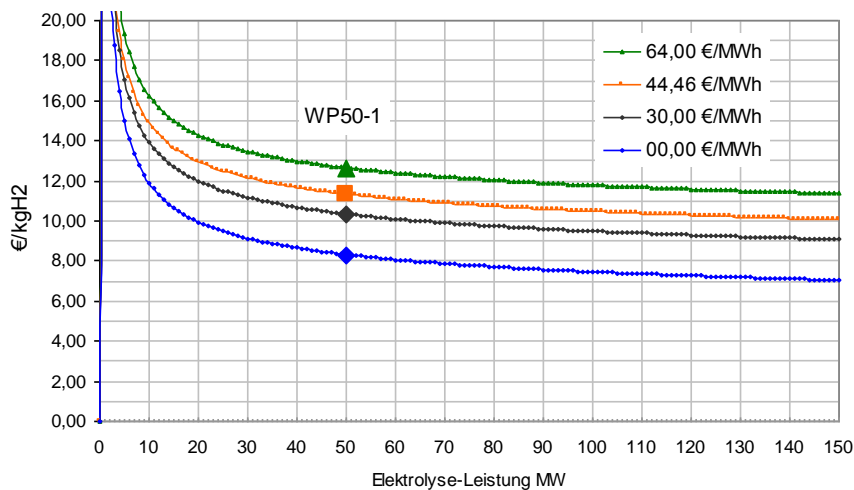
Den funktionellen Verlauf der spezifischen Investitionskosten in Wasserstoffanlagen zwischen Kapazitäten von 1 MW bis 150 MW zeigt Bild 5-23.



**Bild 5-23:** Spezifische Investitionskosten für Anlagen mit gleichem Betriebskonzept wie WP 50

Aus dem Funktionsverlauf ist abzuleiten, dass bei gleicher technologischer Ausrichtung die spezifischen Investitionen zwischen ca. 5 MW und ca. 50 MW stark sinken. Oberhalb von ca. 50 MW sind die Investitionsvorteile der größeren Anlagen nur noch geringfügig. Mit weiter erhöhter Elektrolysekapazität bestimmt das zu Grunde liegende Betriebskonzept mit den resultierenden Betriebskosten die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten.

Im Ergebnis führen höhere Elektrolysekapazitäten bei gleicher Anlagenkonfiguration und gleicher Volllastbetriebsdauer zu sinkenden H<sub>2</sub>-Herstellungskosten. Grund sind die steigenden Produktvolumenströme. Die Wirkung der unterschiedlichen Stromkosten bei verschiedenen Anlagenkapazitäten zeigt Bild 5-24.



**Bild 5-24:** H<sub>2</sub>-Herstellungskosten nach 1.000 Volllaststunden bei unterschiedlichen Stromkosten mit Anlagen gleicher technologischer Konfiguration wie WP50-1

Aus den Funktionsverläufen wird abgeleitet, dass bis ca. 50 MW Volllast-Elektrolyse die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten stark sinken. Grund ist, dass sich mit zunehmender Anlagenkapazität das Verhältnis zwischen zu leistenden Kapitaldienst und zeitabhängigen Betriebskosten in Richtung der Betriebskosten verlagert. Abzuleiten ist auch, dass oberhalb von ca. 50 MW der Einfluss der Anlagengröße auf die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten sinkt. Zum Beispiel führt die Verdopplung der Anlagenkapazität von 50 MW auf 100 MW nur zu einer Reduzierung der H<sub>2</sub>-Herstellungskosten um ca. 10 %, unter Annahme gleicher Kosten für Personal, Rohrleitungen und Verdichter.



### 5.4.5.5 Amortisations-Rechnung

Die Umsetzung der Amortisations-Rechnung für die zu analysierende Wasserstoffanlage mit 50 MW Elektrolyseleistung und mit 1.000 Stunden pro Jahr Leistungsaufnahme wird im Bild 5-25 gezeigt.

6	<b>H2-Herstellungskosten</b>				
7	<b>Vorgabe: Amortisationsdauer</b>				
8	i = 3,60%				
9	tpo Vorgabe				
10	10 a				H2-Masse
11	ASF tpoVorgabe = (1+i)^tpoVorgabe - 1) / ( 0,09 kg/Nm³				
12	IH2-Anl,WP50+	8,275			
13	IH2-Anl,WP50+	KD H2-Anl,WP50	KH H2-Anl,WP50	KHWP50-1 * 1.	KH WP50-1
14	Mio €	Mio €/a	Mio €/a	€/Nm³H2	€/kgH2
15					
16	8,273	1,000	1,51	0,00	0,00
17	12,315	1,488	2,15	10,32	114,62
63	102,607	12,400	18,03	1,84	20,46
64	104,306	12,605	18,34	1,83	20,38
65	106,000	12,810	18,64	1,83	20,29
66	107,688	13,014	18,95	1,82	20,21
67	109,443	13,226	19,28	1,81	20,16
68	111,121	13,429	19,58	1,81	20,08

**Bild 5-25:** Ermittlung der Amortisationsdauer bei H<sub>2</sub>-Preisvorgabe für WP 50-1

Bei einem Kalkulationszinssatz von  $i = 3,60\%$  und einer vorgegebenen Amortisationsdauer von 10 Jahren steigen die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten auf 20,21 €/kgH<sub>2</sub>. Berücksichtigt wird eine einheitliche Abschreibungsdauer mit gleichen Beträgen in gleichen Zeitabständen.

### 5.4.5.6 Synergien durch Technologieverbund

Wirkungen von Synergieeffekten durch Technologieverbünde auf die standortspezifischen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten werden in den folgenden Fallstudien näher betrachtet.

### 5.4.5.7 Bewertung von Technologiealternativen

Im betrachteten Betriebskonzept WP50 geht die Elektrolyseanlage mit ca. 41 % in die Gesamtinvestitionskosten der Wasserstoffanlage ein. Ein Ansatz zur Optimierung der Elektrolyseanlage ist das Zusammenfassen gleicher Teilprozesse in größeren Apparaten. Die Einbindung einer Simulations-Stufe für Apparatkosten zeigt Bild 5-26.

9	Investition	Investition		
10	gesamt			
11	Elektrolyseur Apparat			
12	$I_{ElysAnl,F&E}$	$I_{ElysAnl,Mod} = KD_{stat,ElysAr} \cdot KD_{dyn,ElysAnl}$		
13	$I_{ElysAnl,F&E}$	$I_{ElysAnl,Mod} \cdot KD_{stat,ElysAr} \cdot KD_{dyn,ElysAnl}$		
14	€	Mio €	Mio €/a	Mio €/a
15				
16	0	0,000	0,000	0,000
17				
18				

	DB	DE	DD	DE	DF	DG	DH	DI	DJ
180	x								
181	x								
182	x								
183									
184									
185									
186									
187									
188									
189									
190									
191									
192									
193									
194									
195									
196									
197									
198									
199									
200									
201									
202									
203									

F & E: Kostenoptimierung durch Modularisierung des H2- Elektrolyseprozesses				
	spezifische Investition	Zahl Apparate	Gesamt Investition	
	$I_{Elys-Kom,F&E}$	$N_{Elys-Kom,F&E}$	$I_{Ges,Elys-Kom,F&E}$	
	€/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>		€/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	
	$I_{Elyt-Tk,spez}$	1,00	1	1,00 Elektrolyttank
	$I_{Elyt-Pp,spez}$	1,00	1	1,00 Elektrolytpumpe
	$I_{Elys,spez}$	1,00	1	1,00 Elektrolyse
	$I_{G-Abschd,H2,spez}$	1,00	1	1,00 H2-Gasabscheidung
	$I_{G-Abschd,O2,spez}$	1,00	1	1,00 O2-Gasabscheidung
	$I_{G-Ku,H2,spez}$	1,00	1	1,00 H2-Gaskühlung
	$I_{G-Ku,O2,spez}$	1,00	1	1,00 O2-Gaskühlung
	$I_{G-Wa,H2,spez}$	1,00	1	1,00 H2-Gaswäscher
	$I_{G-Wa,O2,spez}$	1,00	1	1,00 O2-Gaswäscher
	$I_{G-Tro,H2,spez}$	1,00	1	1,00 H2-Gastrockner
	$I_{G-Tro,O2,spez}$	1,00	1	1,00 O2-Gastrockner
	$I_{G-Rei,H2,spez}$	1,00	1	1,00 H2-Gasreiniger
	$I_{G-Rei,O2,spez}$	1,00	1	1,00 O2-Gasreiniger
	$I_{G-Anly,H2,spez}$	1,00	1	1,00 H2-Gasanalyse
	$I_{G-Anly,O2,spez}$	1,00	1	1,00 O2-Gasanalyse
	$I_{MSR-Tech,spez}$	1,00	1	1,00 MSR-Technik
	$I_{Elys-Anl,F&E,spez}$	16,00	1	16,00 Summe

**Bild 5-26:** Ansatz Kostenoptimierung durch Modularisierung des Elektrolyseprozesses

Durch eine entsprechende Erweiterung können auch Alternativen zu technologischen Lösungen in die Kostenbewertung einbezogen werden.

## 6 Fallstudie Industriepark-Standort als Referenz für Dauerbetrieb

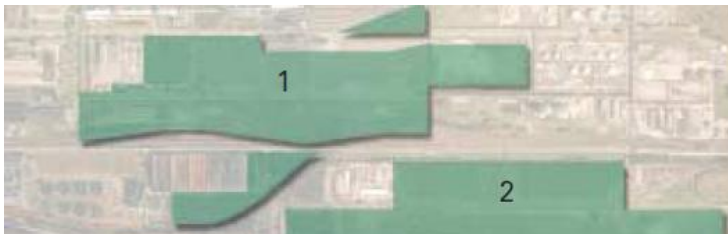
### 6.1 Ziel

Ziel ist die Analyse einer Wasserstoffanlage bei Einbindung in das Übertragungsnetz. Anlagenstandort ist der Industriepark Schwarze Pumpe. Bewertet werden 150 MW Elektrolysekapazität bei 8.000 Stunden Volllastbetrieb. Im Betriebskonzept IP150-8 erfolgt die Leistungsaufnahme über das 110 kV Hochspannungsnetz. Ergänzend ist im Betriebskonzept IP150-7.7/0.3 neben 7.700 h Netzleistung 300 h Leistungsbezug von einem Grundlast-Kraftwerk im Schwachlast-Betrieb vorgesehen. Zu ermitteln sind die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten. Darüber hinaus sind die Kostenfaktoren zu gewichten.

### 6.2 Standort

#### 6.2.1 Baufläche

Nach VSG sind zum Betrachtungszeitpunkt unter anderem die in Bild 6-1 dargestellten Vermarktungsflächen frei zur Bebauung.

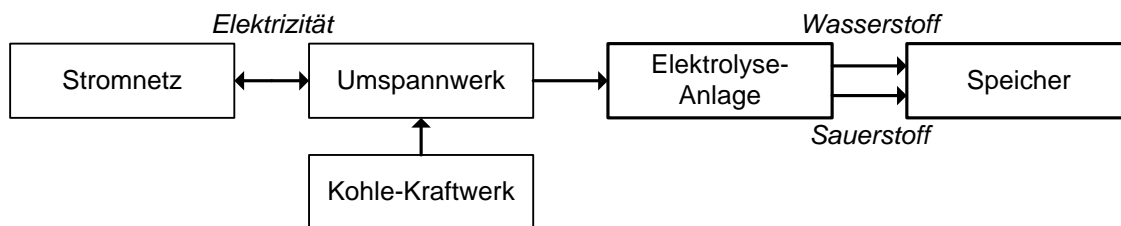


**Bild 6-1:** Vermarktungsflächen im Industriepark Schwarze Pumpe (VSG 2010)

Für die Fallstudie wird die Annahme getroffen, dass die Wasserstoffanlage auf Vermarktungsfläche 1 positioniert ist. Zur Errichtung einer Anlage mit 150 MW Elektrolyseleistung wurden als Mindestflächenbedarf ca. 36.000 m<sup>2</sup> ermittelt. Darin beanspruchen die Teilanlagen für Energieversorgung ca. 13.000 m<sup>2</sup>, für Wasserversorgung ca. 1.600 m<sup>2</sup>, für Elektrolyse ca. 3.500 m<sup>3</sup> sowie für eine Verdichteranlagenhalle ca. 200 m<sup>2</sup>. Basierend auf der Annahme, dass H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> für 24 h in Zylinderspeichern zwischenzuspeichern sind, werden als Mindestflächenbedarf für die Behälteraufstellung ca. 18.200 m<sup>2</sup> ermittelt.

### 6.2.2 Energieversorgung

Für die Energieversorgung wird vorgesehen, das in Industrieparknähe verlaufende 110 kV-Stromnetz einzubinden. Darüber hinaus wird das am Standort befindliche Braunkohlekraftwerk eingebunden. Eine zu errichtende 110-kV-Schaltanlage für Transformation und Gleichrichtung wandelt die elektrische Energie für den Elektrolyseprozess um. Die schematische Einbindung der Wasserstoffanlage im Industriepark zwischen Stromnetz und Grundlastkraftwerk zeigt Bild 6-2.



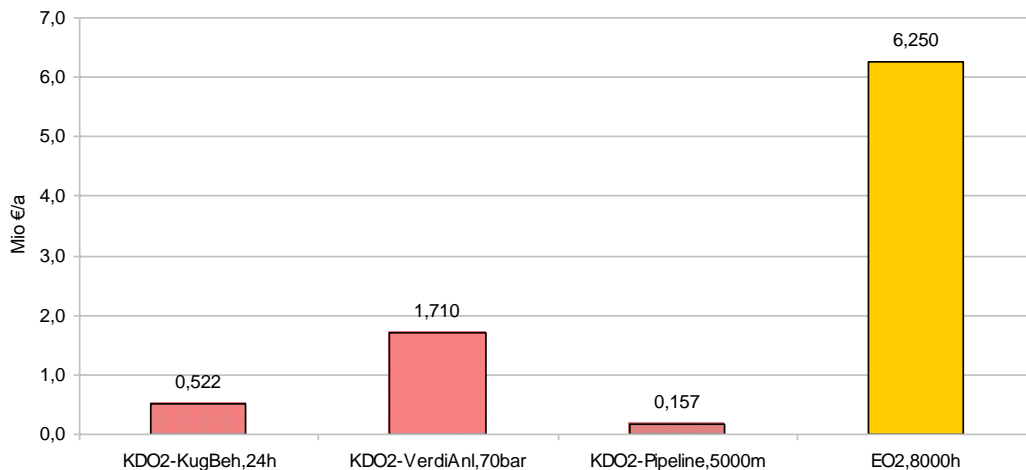
**Bild 6-2:** Einbindung der Wasserstoffanlage im Industriepark zwischen Netz und Kohlekraftwerk

### 6.2.3 Wasserversorgung

Zur Versorgung mit deionisiertem Speisewasser sowie Kühlwasser für die Umsetzung einer Kreislaufnasskühlung wird die Zuspiesung über das Wasserwerk des Industrieparks vorgesehen. Für die Abwasseraufbereitung wird die Industriekläranlage genutzt.

### 6.2.4 Nutzung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub>

Es wird die Annahme getroffen, dass H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> zentral im Industriepart verbraucht werden sowie vor dem Weitertransport zur dezentralen Nutzung 24 h zwischenzuspeichern sind. Bezüglich der Wirtschaftlichkeit einer O<sub>2</sub>-Nutzung werden die Kosten im Vorfeld abgeschätzt. In die Bewertung fließen ein die Investitionskosten bzw. die resultierenden Kapitaldienste für die Speicherung in einem Kugelbehälter, die Verdichtung auf 70 bar Pipelinedruck sowie eine Verbindungsleitung zwischen Pufferspeicherung und lokaler Nutzung. Die entstehenden Kosten werden mit den erzielbaren Erlösen am O<sub>2</sub>-Markt verglichen. Zur Darstellung der Ergebnisse siehe Bild 6-3.



**Bild 6-3:** Vergleich Kosten und Erlös der O<sub>2</sub>-Nutzung am Industriepark

Aus der Vorgabe eines Kalkulationszinssatzes von 3,62 %, einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren für den Kugelbehälter und einer 5.000 m langen Pipelineverbindung sowie von 15 Jahren für einen Verdichter wird ein Kapitaldienst von 2,389 Mio. €/a berechnet. Mit dem im Kapitel 2.9.4 dargestellten O<sub>2</sub>-Preis von 0,05 €/Nm<sup>3</sup> ergibt sich nach 8.000 Volllaststunden ein Erlös von 6,250 Mio. €/a. Auf Basis der getroffenen Annahmen sind die O<sub>2</sub>-Erlöse größer als die Kosten der O<sub>2</sub>-Speicherung, sodass die O<sub>2</sub>-Nutzung in die Standortbewertung aufgenommen wird.

### 6.2.5 Technologieverbund

Zentrale Nutzungsmöglichkeiten der Infrastruktur sind in Industriepark und Kohlekraftwerk gegeben. Darüber hinaus kann bei Ergänzung einer Methanisierungsanlage im Bezug auf die Verwertung von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> die vorhandene Erdgasinfrastruktur genutzt werden. Im Vorfeld der Nutzung bzw. des Transportes wird die Zwischenspeicherung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> in Kugelbehältern vorgesehen. Die Speicherkapazität wird auf 24 h Volllastproduktion ausgelegt. Über das Rohrbrückennetz des Industrieparks wird die Weiterleitung der Produktgase ermöglicht.

## 6.3 Betriebskonzept und verfahrenstechnische Basisdaten

### 6.3.1 Energieversorgung und Betriebsdauer

Für die Bewertung des ganzjährigen Vollastbetriebs wird die Betriebsdauer auf 8.000 h/a festgelegt. Die Energiezufuhr erfolgt zunächst ausschließlich über das anzubindende 110 kV-Netz. Darüber hinaus wird untersucht, wie die zeitweise Einbindung von überschüssiger elektrischer Energie aus dem Kohlekraftwerk auf die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten wirkt.

### 6.3.2 Technologiebedarf

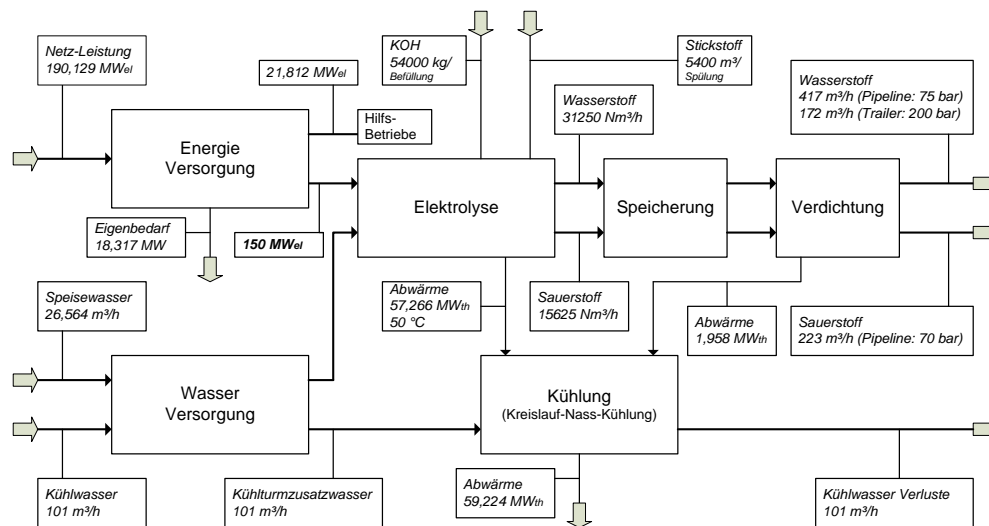
Für die Umsetzung der Wasserstoffanlage wird der in Tabelle 6-1 dargestellte Technologiebedarf ermittelt.

**Tab. 6-1:** Technologiebedarf für IP150

<b>Teilanlage</b>	<b>Bezeichnung</b>	<b>Beschreibung</b>
Energie-Versorgung	E-VersoAnl	Schaltanlage für Anschluss an 110kV-Netz Umspannwerk-Kohlekraftwerk
Wasser-Versorgung	WaVer-soAnl,KrNassKü	Wasserzuspeisung aus Wasserwerk 24h Pufferspeicher für Speisewasser Kühlwasser für Kreislaufnasskühlung
Elektrolyse-Anlage	ElysAnl	Alkalische Druckelektrolyse
Kühl-Anlage	KüAnl,KrNassKü	2*25 MW Kühlturmleistung
Speicher-Anlage		für 24 h Vollastbetrieb
H <sub>2</sub> -Kugelbehälter	H <sub>2</sub> -KugBeh,24h	2 H <sub>2</sub> -Kugelbehälter
O <sub>2</sub> -Kugelbehälter	O <sub>2</sub> -KugBeh,24h	1 O <sub>2</sub> -Kugelbehälter
N <sub>2</sub> -Behälter	N <sub>2</sub> -Beh	Inertgas Stickstoff
Verdichter-Anlage		für 70 bar
H <sub>2</sub> -Verdichter	H <sub>2</sub> -VerdiAnl,70bar	H <sub>2</sub> -Verdichter
O <sub>2</sub> -Verdichter	O <sub>2</sub> -VerdiAnl,70bar	O <sub>2</sub> -Verdichter
<b>Wasserstoffanlage</b>		
Maschinenhallen	Hal	1 für Elektrolyseure 2 für Verdichteranlagen
Bauland	Flä,H <sub>2</sub> -Anl	Mindestflächenbedarf ca. 36.000 m <sup>2</sup>

### 6.3.3 Anlagendimensionierung

Als Leistungsaufnahme des Elektrolyseprozesses werden  $150 \text{ MW}_{\text{el}}$  vorgegeben.



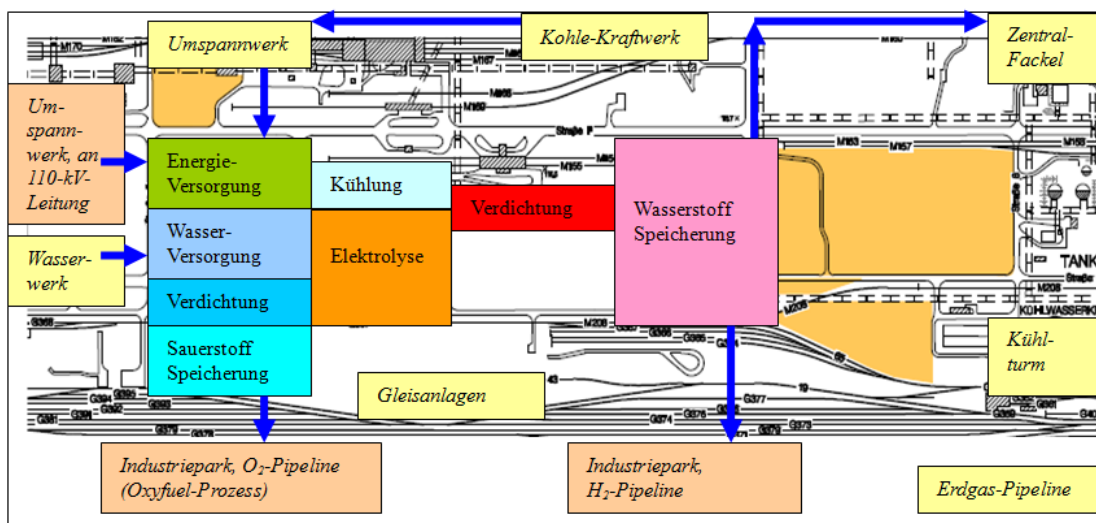
**Bild 6-4:** Grundfließbild der Wasserstoffanlage für das Betriebskonzept IP150-8

Bei  $150 \text{ MW}$  Elektrolyseleistung wird der Leistungsbedarf der vorgeschalteten Gleichrichter auf  $165,000 \text{ MW}$  und der davor befindlichen Verteilertrafos auf  $166,650 \text{ MW}$  sowie den vorgeschalteten Umspanntrafos auf  $168,317 \text{ MW}$  bilanziert. Als Differenzbetrag zur Elektrolyseleistung wird für die Energieversorgungsanlage  $18,317 \text{ MW}$  Eigenbedarf berechnet. Für die Hilfsbetriebe wird ein Leistungsbedarf von  $21,812 \text{ MW}$  berechnet. Aus der Summe von Eigenbedarf der Energieversorgung, Elektrolyse und Hilfsbetriebsversorgung ergibt sich ein Netzleistungsbedarf von ca.  $190 \text{ MW}$ . Daraus resultiert, dass für die Energieversorgung über das  $110 \text{ kV}$ -Netz unter anderem Verbindungsleitungen für ca.  $190 \text{ MW}$  Leistungsübertragung benötigt werden. Bezüglich des Schaltplanes der beschriebenen Stromversorgung siehe Anhang Bild A-1: Elektrolyse  $150 \text{ MW}$ . Aus dem Wasserwerk des Industrieparks werden ca.  $27 \text{ m}^3/\text{h}$  Speisewasser und ca.  $100 \text{ m}^3/\text{h}$  Kühlwasser zur Ergänzung der Kreislaufnasskühlung zugespeist. Zum Vergleich wurde der Kühlwasserbedarf einer Durchlaufkühlung bei hoher Gewässertemperatur und bei Vollastbetrieb mit  $7.519 \text{ m}^3/\text{h}$  berechnet. Die Bilanzierung basiert auf Vorgaben der maximalen Wassertemperatur am Zulauf  $T_{\text{KüWa,Zulf,DurLfKü}}$  mit  $26 \text{ }^\circ\text{C}$  und der maximalen Einleittemperatur am Ablauf  $T_{\text{KüWa,Ablf,DurLfKü}}$  von  $33 \text{ }^\circ\text{C}$  (Held & Schnell, 2000, S. 7, 592).

Zur Kühlung der Elektrolyseure sowie der Verdichter sind Energieströme von ca. 60 MW<sub>th</sub> abzuführen. Zur Verringerung von Betriebsstörungen werden Speise- und Kühlwasser in Pufferbehältern mit Reserven für 24 h Volllastbetrieb zwischengespeichert. Aufgrund der großen Produktvolumenströme wird die H<sub>2</sub>-Speicherung über 2 Kugelbehälter umgesetzt. Zur Sauerstoff-Speicherung wird 1 Kugelbehälter vorgesehen. Die Speicherung des Inertgases erfolgt in 2 zylindrischen Druckbehältern, dimensioniert für 2 Spülzyklen mit 5.400 m<sup>3</sup>. Als Ansatz zur Dimensionierung der Verdichter gilt, dass H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> von 1 bar bei nahezu leeren Behältern auf 70 bar für die Einspeisung in Pipelines zu komprimieren sind. Die Unterbringung der Teilanlagen für Elektrolyse und Verdichtung wird aus sicherheitstechnischer Sicht in 2 Maschinenhallen vorgesehen.

### 6.3.4 Anordnung der Teilanlagen

Auf Basis der Vermarktungsfläche 1 zeigt Bild 6-5 die in das Umfeld integrierte Wasserstoffanlage mit einer möglichen Teilanlagen-Anordnung, die auch sicherheitstechnische Aspekte beinhaltet.



**Bild 6-5:** Räumliche Anordnung der Wasserstoffanlage im Industriepark

Ausgehend vom Hauptprozess der Wasserelektrolyse wird die Energieversorgungs-Anlage in kurzer Entfernung zu verfügbaren Schaltanlagen und Kabelschächten sowie den Elektrolyseuren positioniert. Die Wasserversorgungs-Anlage wird zwischen Elektrolyseuren und Wasserwerk angeordnet. Durch die räumliche Trennung von Elektrolyse, H<sub>2</sub>-Verdichtung und H<sub>2</sub>-Speicherung sowie O<sub>2</sub>-Verdichtung und O<sub>2</sub>-Speicherung wird die Minimierung sicherheitstechnischer Risiken begünstigt.



Die Nähe zum Rohrbrückensystem ermöglicht kurze Transportwege für H<sub>2</sub> innerhalb des Industriegeländes sowie die Anbindung an die Zentralfackel. Anbindungen des Kühlkreislaufes an bereits vorhandene Kühltürme sind nicht vorgesehen. Der O<sub>2</sub>-Transport in das Industriegebiet kann über das Rohrbrückensystem erfolgen. Zur Überbrückung großer Entfernungen bietet sich aus technologischer Sicht der O<sub>2</sub>-Transport in Eisenbahnkesselwagen oder Pipeline an.

## 6.4 Kostenanalyse

### 6.4.1 Investitionskosten

Aus den bilanzierten Energie- und Stoffströmen werden die in Tabellen 6-2 dargestellten Investitionskosten abgeleitet.

**Tab. 6-2:** Investitionskostenbedarf für IP150

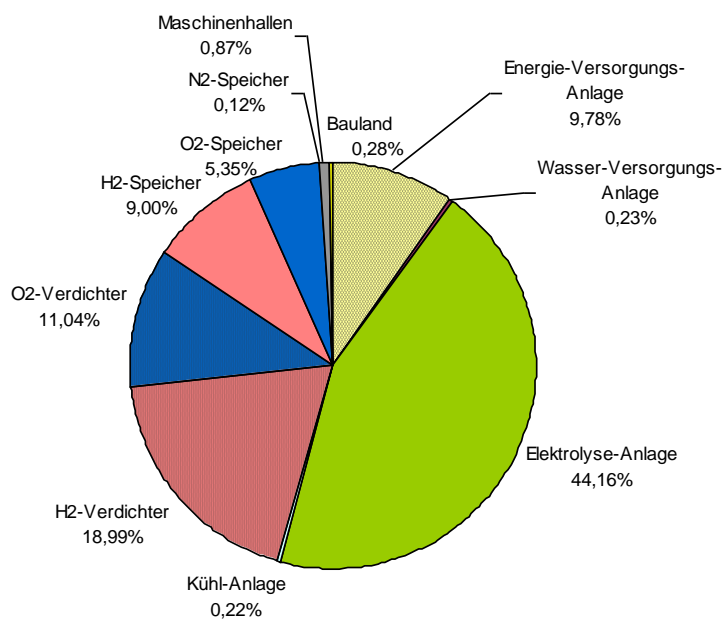
Teilanlage	Bezeichnung	Investition Mio.€
Energie-Versorgung	E-VersoAnl	17,305
Wasser-Versorgung	WaVer- soAnl,KrNassKü	0,403
Elektrolyse-Anlage	ElysAnl	78,125
Kühl-Anlage	KüAnl,KrNassKü	0,385
Speicher-Anlage		
H <sub>2</sub> -Kugelbehälter	H <sub>2</sub> -KugBeh,24h	15,931
O <sub>2</sub> -Kugelbehälter	O <sub>2</sub> -KugBeh,24h	9,462
N <sub>2</sub> -Behälter	N <sub>2</sub> -Beh	0,206
Verdichter-Anlage		
H <sub>2</sub> -Verdichter	H <sub>2</sub> -VerdiAnl,70bar	33,602
O <sub>2</sub> -Verdichter	O <sub>2</sub> -VerdiAnl,70bar	19,529
<b>Wasserstoffanlage</b>		
Maschinenhallen	Hal	1,541
Bauland	Flä,H <sub>2</sub> -Anl	0,435

Für die standortspezifische Anlagenkonfiguration ergeben sich die Investitionskosten für die Wasserstoffanlage nach den in Gleichung (6-1) dargestellten Parametern.

$$\begin{aligned}
 I_{H_2-Anl,IP150} = & I_{E-VersoAnl} + I_{Wa-VersoAnl,KrNassKü,Zusp} + I_{ElysAnl} + I_{KüAnl,KrNassKü} \\
 & + I_{H_2-KugBeh,24h} + I_{O_2-KugBeh,24h} + I_{N_2-Beh} + I_{H_2-VerdiAnl,70bar} + I_{O_2-VerdiAnl,70bar} \\
 & + I_{Hal,H_2-Anl} + I_{Flä,H_2-Anl}
 \end{aligned} \tag{6-1}$$

Aus den Investitionskosten der Teilanlagen werden als Gesamtinvestitionskosten 176,906 Mio. € berechnet.

Zuzüglich der Zuschläge für Planung mit  $I_{Plng,H2-Anl,IP150} = 35,381$  Mio. €, für Inbetriebnahme mit  $I_{IBS,H2-Anl,IP150} = 26,536$  Mio. € sowie für Betriebskapital mit  $I_{BetrKap,H2-Anl,IP150} = 17,691$  Mio. € betragen die Investitionskosten für die Wasserstoffanlage  $I_{H2-Anl,IP150} = 256,514$  Mio. € bzw.  $I_{H2-Anl,IP150,spez} = 1,710$  Mio. €/MW<sub>Elektrolyse</sub>. Die prozentuale Gewichtung der Teilanlagen innerhalb der Gesamtinvestitionskosten zeigt Bild 6-6.



**Bild 6-6:** Verteilung der Investitionskosten in IP150

Größte Teilinvestition ist die Elektrolyseanlage mit ca. 44 %, gefolgt von der Verdichter-Anlage für H<sub>2</sub> mit ca. 19% und O<sub>2</sub> mit ca. 11%. Sehr niedrig gewichtet sind die Inertgasspeicher mit 0,12% und die Maschinenhallen mit 0,87% sowie das Bauland im Rahmen des ermittelten Mindestflächenbedarfes mit 0,28 %.

### 6.4.2 Indirekte Betriebskosten, Kapitaldienste

Auf Basis der Investitionskosten wird der Kapitaldienst über die in Gleichung (6-2) dargestellten Parameter ermittelt.

$$\begin{aligned}
 KD_{H2-Anl,IP150} = & KD_{E-VersoAnl} + KD_{Wa-VersoAnl,KrNassKü,Zusp} + KD_{ElysAnl} + KD_{KüAnl,KrNassKü} \\
 & + KD_{H2-KugBeh,24h} + KD_{O2-KugBeh,24h} + KD_{N2-Beh} + KD_{H2-VerdiAnl,70bar} \\
 & + KD_{O2-VerdiAnl,70bar} + KD_{Hal,H2-Anl} + KD_{Flü,H2-Anl} \\
 & (+ KD_{Plng,H2-Anl} + KD_{IBS,H2-Anl} + KD_{BetrKap,H2-Anl})
 \end{aligned} \tag{6-2}$$

Für die Teilanlagen ergibt sich ein Kapitaldienst in Höhe von 12,762 Mio. €/a. Erweitert um die Zuschläge für Planung mit 2,552 Mio. €/a, Inbetriebnahme mit 1,914 Mio. €/a und Betriebskapital mit 1,277 Mio. €/a werden als Kapitaldienst der gesamten Wasserstoffanlage 18,504 Mio. €/a ermittelt.

### 6.4.3 Direkte Betriebskosten

Die Berechnung der direkten Betriebskosten wird am Beispiel der Netzbetriebs- und Stromverbrauchs-Kosten gezeigt. Bei vollständiger Leistungsaufnahme aus dem Netz werden die im Kapitel 2.9.2.1 beschriebenen Netzbetriebskosten im 2 gliedrigen Tarif > 2.500 h/a Nutzungsdauer in die Bilanzierung aufgenommen. Die Ermittlung der spezifischen Netzbetriebskosten zeigt Tabelle 6-3.

**Tab. 6-3:** Ermittlung der Netzbetriebskosten für Jahresbenutzungsdauer >2.500h/a

<i>tNetVerso&gt;2500h/a</i>	> 2500	h/a	Jahresbenutzungsdauer >2500h/a
<i>KBNet,Lstg,spez</i>	59,66	€/kWa	Leistungspreis s>2500h/a
<i>KBNet,Lstg,spez * 1000kW</i>	59660,00	€/MWa	
<i>KBNet,Lstg,spez / 8760</i>	6,81	€/MWh	8760 h/a
<i>KBNet,Arb,spez</i>	0,34	ct/kWh	Arbeitspreis >2500h/a
<i>KBNet,Arb,spez * 1000kW/ 100ct</i>	3,40	€/MWh	
<i>KBNetVerso&gt;2500h/a,spez =</i> <i>KBNetLstg&gt;2500h/a,spez + KBNetArb&gt;2500h/a,spez</i>	10,21	€/MWh	

Bei spezifischen Netzbetriebskosten von  $KB_{NetVerso,8000} = 10,21$  €/MWh ergeben sich bei 150 MW Elektrolyseleistung und 8.000 Betriebsstunden Netzbetriebskosten in Höhe von  $KB_{NetVerso,8000} = 15,330$  Mio. €/a.

Unter Vorgabe spezifischen Stromverbrauchskosten von  $KV_{NetVerso,EEX} = 44,46$  €/MWh betragen die Stromverbrauchskosten nach 8.000 h und 190 MW Leistungsaufnahme  $KV_{NetVerso,EEX,8000} = 67,625$  Mio. €/a.

Neben den Stromkosten werden die direkten Betriebskosten für die Wasserstoffanlage mit den in Gleichung (6-3) dargestellten Parametern bestimmt.

$$\begin{aligned}
 KB_{H_2-Anl,IP150-8} = & KB_{NetVerso,8000} + KV_{NetStrm,EEX,8000} + KV_{SpW-Zusp,8000} \\
 & + KV_{KüWa-Zusp,KrNassKü,8000} + KB_{ElysAnl,8000} + KV_{KOH} + KV_{N_2} + E_{O_2,8000}
 \end{aligned}
 \tag{6-3}$$

Die Kosten betragen für Speisewasserzuspeisung  $KV_{SpW-Zusp,8000} = 0,531$  Mio. €/a, für Kühlwasserzuspeisung  $KV_{KüWa-Zusp,KrNassKü,8000} = 0,280$  Mio. €/a, für den Betrieb der Elektrolyseure  $KB_{ElysAnl,8000} = 4,675$  Mio. €/a, für den KOH-Verbrauch  $KV_{KOH} = 0,075$  Mio. €/a und  $N_2$ -Verbrauch  $KV_{N_2} = 0,300$  Mio. €/a.

Der hergestellte Sauerstoff kann mit einem Erlös von (-) 6,250 Mio. €/a eingerechnet werden, basierend auf Kapitel 2.9.4 mit  $E_{O_2} = 0,05$  €/Nm<sup>3</sup>O<sub>2</sub>. Auf Grund der nicht definierten Stromquelle bei Netzentnahme werden keine Erlöse aus frei werdenden CO<sub>2</sub>-Zertifikaten einbezogen. Durch Zuschläge für Personalkosten mit  $KB_{Pers} = 0,400$  Mio. €/a sowie Wartung und Instandhaltung mit jährlich 2 % bzw. 3,530 Mio. €/a ergeben sich direkte Betriebskosten in Höhe von 86,705 Mio. €/a.

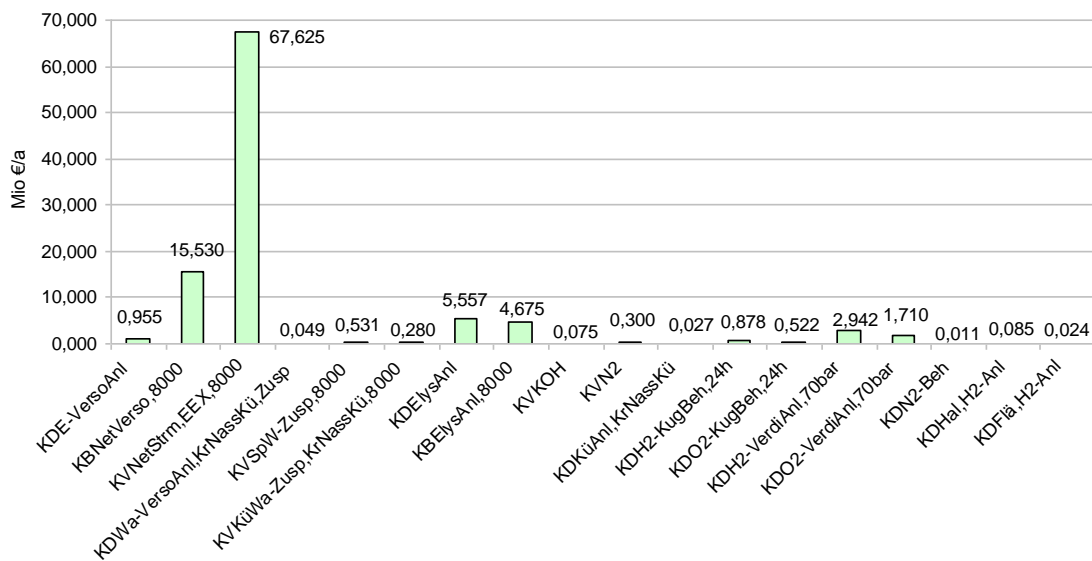
#### 6.4.4 H<sub>2</sub>-Herstellungskosten

Aus der Summe der indirekten Betriebskosten mit  $KD_{H_2-Anl,IP150} = 18,504$  Mio. €/a und der direkten Betriebskosten mit  $KB_{H_2-Anl,IP150} = 86,705$  Mio. €/a ergeben für die Anlage und den Standort H<sub>2</sub>-Herstellungskosten von  $KH_{H_2,H_2-Anl,IP150} = 4,68$  €/kg.

### 6.5. Wirtschaftlichkeitsaspekte

#### 6.5.1 Kostenfaktoren-Gewichtung

Nach Analyse des standortspezifischen Investitionskostenbedarfes und Berechnung des jährlichen Kapitaldienstes sowie der Betriebs- und Verbrauchskosten ergibt sich aus Kostensicht die Gewichtung der Standortfaktoren nach Bild 6-7.



**Bild 6-7:** Gewichtung der Kostenfaktoren in IP150-8

Am Standort sind unter anderen folgende Synergien zur Kostenoptimierung ersichtlich:

- Einbindung eines regelbaren Verbrauchers in ein bestehendes 110 kV-Netz
- Nutzung freier Wasserwerkkapazitäten
- Anbindung an eine externe Leitwarte
- Bebauung ausgewiesener Vermarktungsfläche
- Straßen- und Gleisanschluss
- Nutzung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> im Industriepark, Verteilung über Rohrbrückensystem
- Stoff- und Energieverbund mit Braunkohlenkraftwerk.

## 6.5.2 Synergien durch Technologieverbund

### 6.5.2.1 Ganglinienglättung im Grundlastkraftwerk

Im Stoff- und Energieverbund mit dem Braunkohlenkraftwerk ergeben sich unter anderem Synergien beim Lastausgleich zwischen Grundlastkraftwerk und Elektrolyseanlage. Nach Darstellung in Kapitel 2.2.2 basiert die Planung von Grundlastkraftwerken auf 7.000 Jahresnutzungsstunden. Die Auslastung wird beschrieben mit 20 % Teillastbetrieb und darin ausgewiesenen 20 % Schwachlastbetrieb. Unter der Annahme von ca. 300 h/a Schwachlastbetrieb wird im Betriebskonzept IP150-7.7/0.3 die teilweise Aufnahme von Kraftwerksleistung betrachtet.

Abweichend zu IP150-8 werden Netzbetriebskosten für 7.700 h und Stromverbrauchskosten für 7.700 h Netzleistung sowie 300 h Kraftwerksleistung nach Gleichung (6-4) ermittelt.

$$KB_{E-VersoAnl} = KB_{NetVerso,7700} + KV_{NetStrm,EEX,7700} + KV_{KW-Strm,SEK,300} \quad (6-4)$$

Basierend auf den Daten in Kapitel 2.9.2.1 wird die Stromaufnahme aus dem Kohlekraftwerk mit 30,00 €/MWh in die Bilanzierung aufgenommen. Für die Dauer direkter Leistungsabgabe in Höhe der verfügbaren Elektrolysekapazität von 150 MW bzw. von 190 MW vor der Energieversorgungsanlage wird die Annahme getroffen, dass keine zusätzlichen Netzbetriebskosten entstehen. Die eingesetzten Kosten sind  $KB_{NetVerso,7700} = 14,948$  Mio. €/a und  $KV_{NetStrm,EEX,7700} = 65,089$  Mio. €/a sowie für den Bezug des Kraftwerksstromes  $KV_{KW-Strm,SEK,300} = 1,711$  Mio. €/a. Im Vergleich zum Betriebskonzept IP150-8 mit berechneten 4,68 €/kgH<sub>2</sub> sinken die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten geringfügig auf 4,61 €/kgH<sub>2</sub>.

### 6.5.2.2 O<sub>2</sub>-Nutzung im Braunkohlekraftwerk

Aus der allgemeinen Bilanzierung folgt, dass bei 150 MW Elektrolyseleistung neben Wasserstoff auch 521 Nm<sup>3</sup>/h bzw. 22.328 kg/h Sauerstoff produziert werden, die z.B. für Oxyfuel-Prozesse nutzbar sind.

### 6.5.2.3 Methanisierung

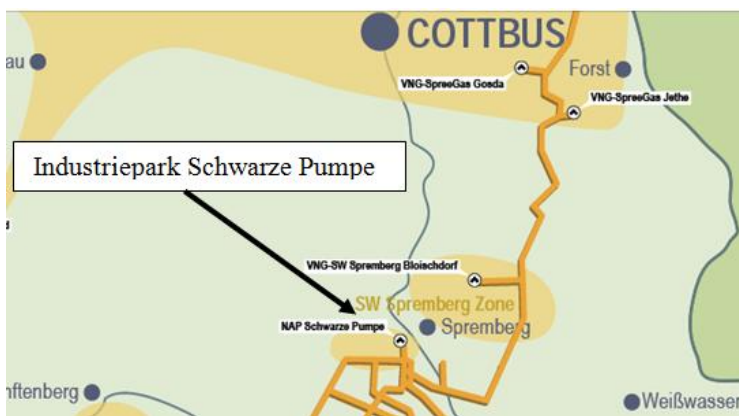
Das Erdgasnetz beinhaltet die Möglichkeit zur Pufferspeicherung einer diskontinuierlichen H<sub>2</sub>-Produktion. Mit der verfügbaren Technologie zur Methanisierung von H<sub>2</sub> wird eine Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur ermöglicht. Auf Basis des 150 MW Elektrolyseprozesses werden die im Methanisierungsprozess umsetzbaren Stoff-Massen in Tabelle 6-4 dargestellt.

**Tab. 6-4:** Massestrombilanz bei Methanisierung von H<sub>2</sub> aus 150 MW Elektrolysekapazität

Parameter	Einheit	Stoff			
		CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> O
Mol- Masse	g/mol	44	2	16	18
Stoffmengen- Umsatz	mol	1	4	1	2
Masse- Umsatz	kg	44	8	16	36
Masse- Anteil	kg/kgH <sub>2</sub>	5,5	1	2	4,5
Masse- Strom	kg/h	15.452	<b>2.809*</b>	5.619	12.642

\*Vorgabe: H<sub>2</sub>

Nach Vorgabe des H<sub>2</sub>-Massestromes in Höhe von 2.809 kg/h errechnet sich ein Umsatz von 15.452 kg/h CO<sub>2</sub> zu 5.619 kg/h CH<sub>4</sub>. Die CO<sub>2</sub>-Versorgung wäre bei Realisierung einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem benachbarten Braunkohlenkraftwerk möglich. Als Nebenprodukt entsteht ein H<sub>2</sub>O-Massestrom von 12.642 kg/h, verwendbar z.B. für die Speisewasserversorgung der Elektrolyseure. Für die Erdgasnetz-Zuspeisung ist das synthetische Methan zu verdichten. Bezüglich der über Verdichter umzusetzenden Gasdrücke sowie der verfügbaren Gasnetzanschlüsse siehe Daten zum Erdgasnetz in Kapitel 2.6.2.4. Unter anderem könnte der Netzanschlusspunkt NAP Schwarze Pumpe verwendet werden, siehe Bild 6-8.



**Bild 6-8:** Ontras Netz mit Netzkopplungspunkt NAP Schwarze Pumpe (Ontras, 2010)

#### 6.5.2.4 Nutzung von H<sub>2</sub> im Industriepark

Mit Bezug auf Kapitel 2.1.2 werden in Tabelle 6-5 Beispiele für eine H<sub>2</sub>-Nutzung als Grundstoff für industrielle Anwendungen sowie für die Energieversorgung dargestellt.

**Tab. 6-5:** H<sub>2</sub> aus 150 MW-Elektrolyseleistung für industrielle Anwendungen

Produkt	Massestrom, Leistung	Anmerkung
Ammoniak	15.743 kg/h	
Methanol	17.715 kg/h	
Kohle-Methan	10.965 kg/h	Kohle-Veredlung
Elektrizität	51.563 kW <sub>el</sub>	Feststoff-Brennstoffzelle
Wärme	32.813 kW <sub>th</sub>	Feststoff-Brennstoffzelle

### **6.5.3 Weiterführende Bewertung, H<sub>2</sub>-Verflüssigung als ergänzende Investition**

Für die Erweiterung der Wasserstoffanlage um eine Teilanlage zur H<sub>2</sub>-Verflüssigung sowie um Speichereinrichtungen für Flüssigwasserstoff werden nach Anwendung der Kapazitätsfaktormethode folgende Teilinvestitionen ermittelt. Basierend auf den in Kapitel 2.8.2.8 genannten Investitionskosten für Anlagenkapazitäten von 39 t/d und von 52 t/d wurden mittels Kapazitätsfaktormethode für die Verflüssigung des H<sub>2</sub>-Produktmassenstromes der 150 MW Elektrolyse zusätzliche Investitionskosten von 83,025 Mio. € ermittelt. Im Bezug auf die Speicherung des verflüssigten Wasserstoffs wird die Annahme getroffen, dass LH<sub>2</sub>-Tankcontainer zur Abfüllung von 24 h Volllastproduktion sowie für einen 4-Tage-Umlauf verfügbar sind. Aus dem ermittelten Bedarf von 78 Tankcontainern der Größe 40-Fuß ergeben sich Investitionskosten von 23,400 Mio. €. Mit Verflüssigungsanlage und Tankcontainern steigen die Gesamtinvestitionskosten für eine Wasserstoffanlage mit 150 MW Elektrolyseleistung mit integrierter H<sub>2</sub>-Verflüssigung und mobiler LH<sub>2</sub>-Speicherung von 256,514 Mio. € um 106,425 Mio. € auf 362,939 Mio. € bzw. auf 2,420 Mio. €/MW<sub>Elektrolyse</sub>.

### **6.6 Fazit zum Dauerbetrieb am Industriepark**

Aus den ermittelten Ergebnissen geht hervor, dass bei kontinuierlichem Elektrolysebetrieb die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten im Rahmen der in Kapitel 2.9.3 allgemein prognostizierten H<sub>2</sub>-Herstellungskosten liegen. Darüber hinaus bietet die Einbindung in ein Grundlastkraftwerk eine Kostenreduzierung durch die Nutzung für die Ganglinienglättung.



## 7 Fallstudie Windpark-Standort als Referenz für fluktuierenden Betrieb mit Windenergiespitzen

### 7.1 Ziel der Bewertung

Ziel ist die Analyse einer Wasserstoffanlage bei Anbindung an einen Windpark. Als Anlagenstandort wird die Region um Jänschwalde mit den vorhandenen Windparks sowie dem Tagebau und dem Braunkohlenkraftwerk festgelegt. Bewertet wird die direkte Aufnahme von Windenergiespitzen bei 64 MW installierter Windparkleistung. Die Versorgung von Nebenanlagen und Hilfsbetrieben wird über einen zusätzlichen Netzanschluss realisiert. Analysiert werden die in Tabelle 7-1 dargestellten Betriebskonzepte:

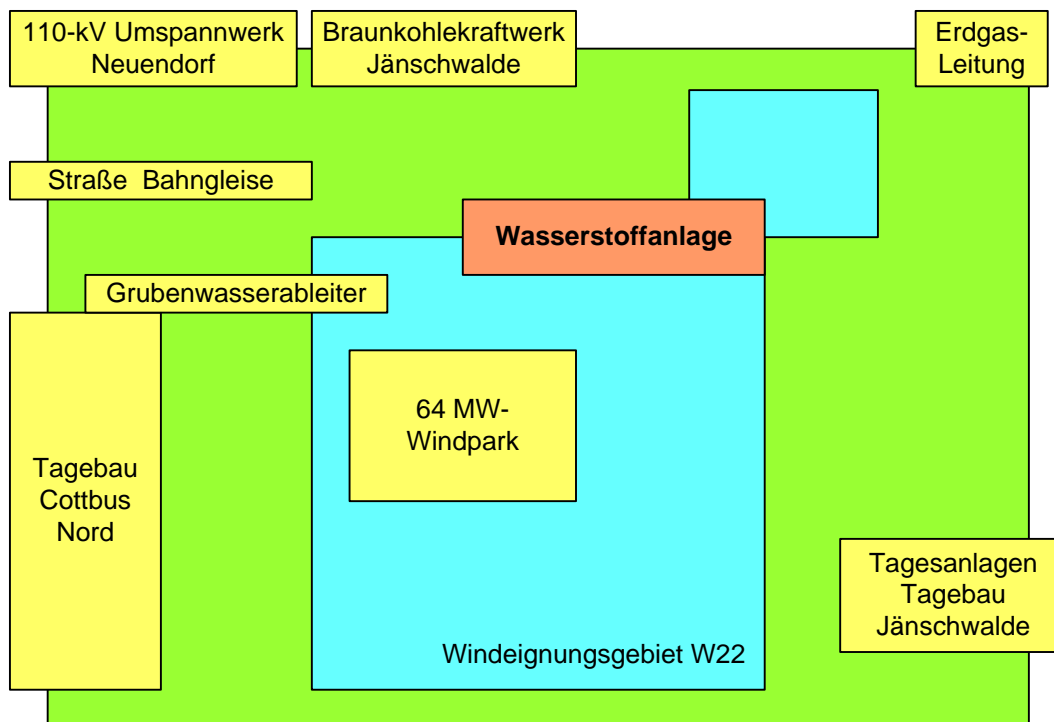
**Tab. 7-1:** Analytierte Betriebskonzepte der Windspitzennutzung

Bezeichnung	Windenergienutzung	Elektrolyseleistung	Betriebsdauer
WP64/10-90hSp	20 % Windspitzen	10 MW	90 h
WP64/25-300hSp	50 % Windspitzen	25 MW	300 h
WP64/40-750hSp	80 % Windspitzen	40 MW	750 h
WP64/50-1.350h	100 % Windenergie	50 MW	1.350 h

### 7.2 Spezifische Standortfaktoren

#### 7.2.1 Bauland

Als Anlagenstandort wird das Windeignungsgebiet 22 (WE22) bei Jänschwalde betrachtet (*Vattenfall Europe Mining, 2010*). Die mögliche Positionierung einer Wasserstoffanlage innerhalb WE22 sowie im Umfeld vorhandener Anlagen zeigt die grafische Darstellung des Bildes 7-1.



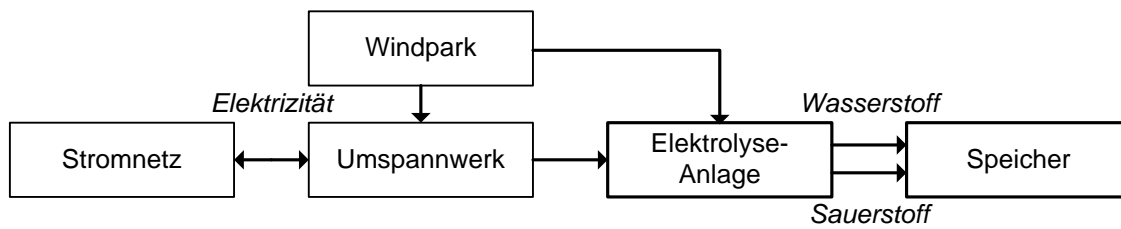
**Bild 7-1:** Wasserstoffanlage am 64 MW Windpark im Windeignungsgebiet W22

Für die Bewertung wird die Annahme getroffen, dass die Fläche für den Bau der Wasserstoffanlage den Anforderungen an die Baugrundbeschaffenheit und des Baurechtes entsprechend verfügbar ist. Basierend auf den Daten zu den Teilanlagen wird zur Errichtung einer 10 MW Elektrolyseanlage ein Mindestflächenbedarf von ca. 3.000 m<sup>2</sup> ermittelt. Weiterhin wird die Annahme getroffen, dass über den Mindestflächenbedarf hinaus ausreichend Fläche für Kapazitätserweiterungen bis auf 50 MW Elektrolyseleistung verfügbar ist. Mit Bezug auf Kapitel 2.8.4.1 werden als Investition in Bauland 12 €/m<sup>2</sup> in die Bilanzierung aufgenommen.

### 7.2.2 Energieversorgung

Am Standort sind 32 Windkraftanlagen mit jeweils 2 MW installiert. Vattenfall Europe Windkraft betreibt 6 WKA. Die durchschnittliche Leistung seit Inbetriebnahme 2004 wird mit 24.000 MWh/a ausgewiesen (*Vattenfall Europe Windkraft, 2010*). Daneben sind durch weitere Betreiber 12 WKA im Windpark Cottbus Nord und 14 WKA im Windpark Cottbus Halde vorhanden (*Ostwind, 2010*). Daraus resultieren 64 MW installierte Gesamtleistung.

Bild 7-2 zeigt das Konzept der Anbindung einer Wasserstoffanlage an den Windpark mit optionaler Netzanschlussleistung in Höhe der Elektrolysekapazität.



**Bild 7-2:** Anbindung der Wasserstoffanlage an Windpark und Netz

Eine direkte Anbindung an den Windpark führt zu diskontinuierlichem Elektrolysebetrieb bei fluktuierender Energieversorgung. Direkte Anschlussmöglichkeiten sind über 20-kV-Schaltanlagen gegeben. Mit dem Umspannwerk (UW) Neuendorf ist ein Netzknoten verfügbar.

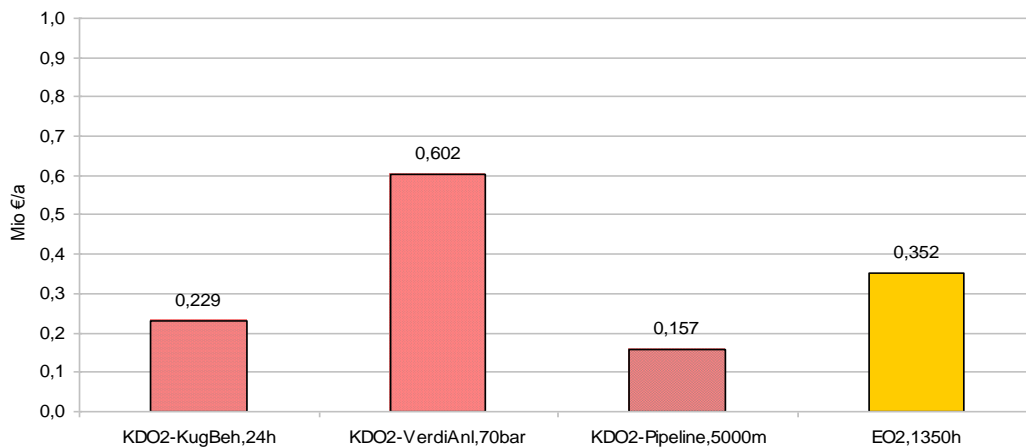
### 7.2.3 Wasserversorgung

Nach Wertung durch Vattenfall Europe Mining ist der Fluss Trinitz als Quelle für die Versorgung mit Kühlwasser und Speisewasser verfügbar. Die Zusp eisung über das Wasserwerk des Kraftwerkes Jänschwalde wird als technisch machbar eingestuft, z.B. durch Trassenführung der Rohrleitung entlang des Vorfluters zwischen Tagebau und Grubenwasseraufbereitungsanlage. Aus Kostensicht wird jedoch die Wasseraufbereitung vor Ort favorisiert. Zu prüfen ist die Verwendung der Nebenprodukte aus der Wasseraufbereitung zur Qualitätsverbesserung des Wassers im zu flutenden Tagebau Cottbus Nord (*Vattenfall Europe Mining, 2011*).

Die Flutung ist zwischen 2018 und 2030 vorgesehen (*VE-M, 2011*). Darüber hinaus entsteht durch die Flutung eine neue Wasserquelle zur Versorgung größerer Wasserstoffanlagen. Für den Anlagenbetrieb wird vorgesehen, aufbereitetes Speisewasser in einem Vorratsbehälter mit der Kapazität für 24 h Vollastbetrieb zwischenzuspeichern.

## 7.2.4 Nutzung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub>

Neben der Zwischenspeicherung und dem Transport des produzierten H<sub>2</sub> zu dezentralen Verbrauchern können auch zukünftige Nutzungsoptionen im ca. 5 km entfernten Braunkohlenkraftwerk betrachtet werden. Darüber hinaus wäre die O<sub>2</sub>-Nutzung denkbar. Hintergrund sind die Untersuchungen durch Vattenfall Europe Technology Research bezüglich Umsetzung einer CCS-Technologie (*Vattenfall Europe Technology Research GmbH, 2011*). Bezüglich der abgeschätzten Kosten für Speicherung, Verdichtung und Transport des Sauerstoffs siehe Bild 7-3.



**Bild 7-3:** Vergleich Kosten und Erlös der O<sub>2</sub>-Nutzung bei vollständiger Aufnahme der Windparkleistung

Bei einem vorgegebenen Kalkulationszinssatz von 3,62 %, einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren für den Kugelbehälter und die 5.000 m lange Pipelineverbindung sowie von 15 Jahren für einen Verdichter wird ein Kapitaldienst von 0,988 Mio. €/a berechnet. Über den in Kapitel 2.9.4 genannten O<sub>2</sub>-Preis von 0,05 €/Nm<sup>3</sup> ergibt sich nach umgerechnet 1.350 Volllaststunden ein Erlös von 0,352 Mio. €/a. Auf Basis der getroffenen Annahmen sind die Kosten der O<sub>2</sub>-Nutzung bereits bei maximaler Windenergienutzung größer als die erzielbaren Erlöse, sodass die O<sub>2</sub>-Nutzung nicht in die Standortbewertung aufgenommen wird. Im vorliegenden Szenario wäre die O<sub>2</sub>-Nutzung aus Kostensicht nur dann sinnvoll, wenn der Sauerstoff nach Austritt aus der Druckelektrolyse direkt in eine O<sub>2</sub>-Pipeline geleitet wird. Für den Gastransport zum Kraftwerk wird daher nur eine 5.000 m lange H<sub>2</sub>-Pipeline in den Bewertungen vorgesehen.

## 7.2.5 Technologieverbund

Nach Darstellung in Bild 7-1 sind im Umfeld der Windkraftanlagen folgende Werke und Anlagen verfügbar:

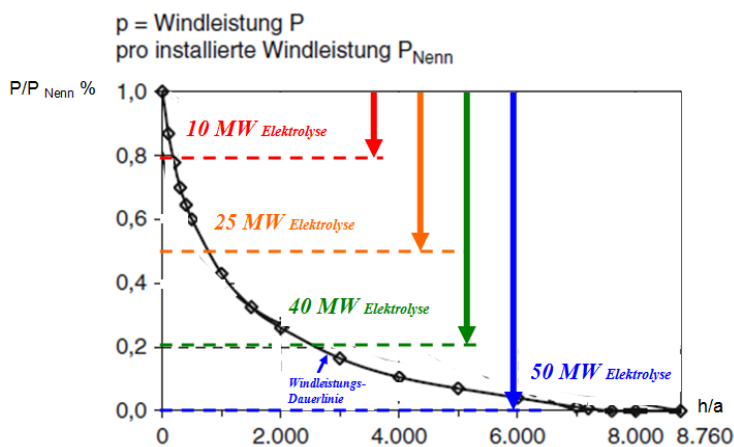
- Braunkohlekraftwerk Jänschwalde
- Tagesanlagen des Tagebaus Jänschwalde
- Straße, Werkbahngleise
- Schaltanlagen
- Grubenwasserableiter
- Umspannwerk
- Erdgasleitung.

Die vorhandenen Werke und Anlagen beeinflussen die standortspezifischen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten und fließen somit als Technologieverbund-Optionen in die Bewertung ein.

## 7.3 Betriebskonzept zur Nutzung von Windenergiespitzen

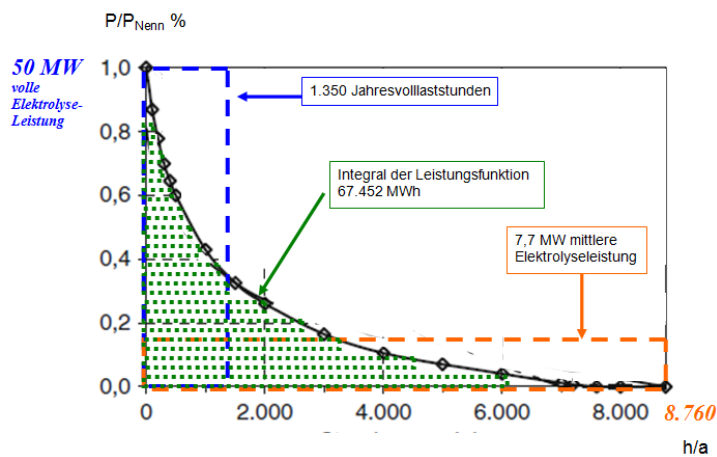
### 7.3.1 Verfügbare Windenergiespitzen

Mit Bezug auf Kapitel 2.2.2 werden die verfügbaren Windenergiespitzen wie folgt berücksichtigt. Basierend auf der dargestellten geordneten Windleistungsdauerlinie typischer Onshore Windparks wird dem Wert 100 % die installierte Leistung von 64 MW Windleistung zugeordnet. Bild 7-4 zeigt die Elektrolysedauer in Abhängigkeit der aufzunehmenden Windenergiespitzen für die zu analysierenden Betriebskonzepte.



**Bild 7-4:** Elektrolyseleistung in Abhängigkeit der aufzunehmenden Windspitzen bis 64 MW

Unter der Annahme, dass 13 MW Windleistungsspitzen nicht in das Netz einzuspeisen sind, ergeben sich 20 % Leistungsabgabe an die Wasserstoffanlage. Auf Basis der erstellten Datensätze sind nach Abzug der Nebenverbraucher für den Elektrolyseprozess 10 MW verfügbar. In der weiteren Beispielrechnung wird die Abnahme der Energiespitzen auf 50 %, 80 % und 100 % erhöht. Für die vollständige Aufnahme der gesamten verfügbaren Windenergie wäre eine Anlage mit 50 MW Elektrolyseleistung erforderlich, die nahezu über das gesamte Jahr im Betrieb ist. Auf Basis einer Anlagenverfügbarkeit von 8.760 Stunden sowie einer umsetzbaren Betriebsdauer von 1.350 Jahresvolllaststunden ergibt sich im vorliegenden Fall eine mittlere Leistung von 7,7 MW. Zum Vergleich siehe Bild 7-5.



**Bild 7-5:** Vergleich der aufnehmbaren Energie in Abhängigkeit von Elektrolyseleistung und Betriebsdauer

Aus 64 MW installierter Windleistung stehen abzüglich Energieversorgungsanlage und Hilfsbetriebe für den Elektrolyseprozess ca. 50 MW zur Verfügung. Bei dieser Leistung ist die Elektrolyse nur wenige Stunden pro Jahr im Volllastbetrieb, sodass sich die Anlage im Jahresverlauf nahezu ausschließlich im Teillastbetrieb bis hin zum Anlagenstillstand befindet.

Nach der Methode zur Ermittlung der Jahresvolllaststunden werden aus der Fläche unterhalb der geordneten Windleistungsdauerlinie aus ca. 8.760 h Teillastbetrieb ca. 1.350 Volllastbetriebsstunden abgeleitet. Die aus 50 MW und 1.350 h resultierende Energie beträgt 67.452 MWh. Wird die gleiche Energiemenge auf den Ganzjahresbetrieb verteilt, ergibt sich nach 8.760 h eine mittlere Elektrolyseleistung von ca. 7,7 MW.

### 7.3.2 Technologiebedarf

Für die Umsetzung der Wasserstoffanlage wird der in Tabelle 6-1 dargestellte Technologiebedarf ermittelt.

Tab. 7-2: Technologiebedarf für WP64

Teilanlage	Bezeichnung	Beschreibung
Energie-Versorgung	E-VersoAnl	Schaltanlage für Anschluss an 64MW Windpark und 110kV-Umspannwerk
Wasser-Versorgung	WaVersoAnl,DurLfKü	Wasseraufbereitung in der Wasserstoffanlage 24h Pufferspeicher für Speisewasser Kühlwasser für Durchlaufkühlung
Elektrolyse-Anlage	ElysAnl	Alkalische Druckelektrolyse
Kühl-Anlage als Durchlaufkühlung	DurLfKü	Fluß Trinitz/ gefluteter Tagebau Cottbus Nord
Speicher-Anlage		für 24 h Vollastbetrieb
H <sub>2</sub> -Kugelbehälter	H <sub>2</sub> -KugBeh,24h	2 H <sub>2</sub> -Kugelbehälter
N <sub>2</sub> -Behälter	N <sub>2</sub> -Beh	Inertgas Stickstoff
H <sub>2</sub> -Verdichter-Anlage	H <sub>2</sub> -VerdiAnl,70bar	für 70 bar Pipelinedruck
<b>Wasserstoffanlage</b>		
Maschinenhallen	Hal	3 Hallenbauten 1 für Wasseraufbereitungsanlage 1 für Elektrolyseure 1 für H <sub>2</sub> -Verdichteranlage
Bauland	Flä,H <sub>2</sub> -Anl	Mindestflächenbedarf ca. 3.000 m <sup>2</sup> im Windeignungsgebiet 22

### 7.3.3 Anlagendimensionierung

Zur Aufnahme der obersten 20 % der auftretenden Windenergiespitzen werden als Leistungsaufnahme für den Elektrolyseprozess 10 MW<sub>el</sub> vorgegeben. Das entwickelte Grundfließbild zeigt Bild 7-6.

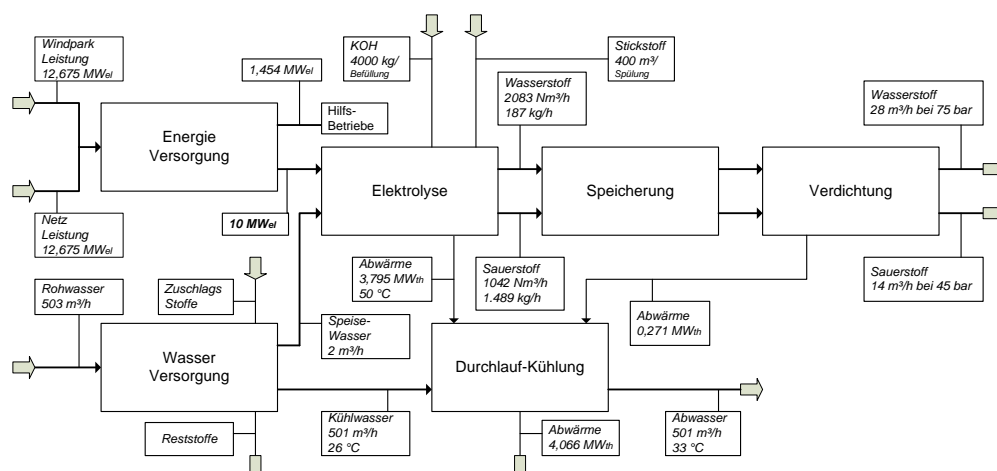


Bild 7-6: Grundfließbild einer Wasserstoffanlage mit 10 MW Elektrolyseleistung

Mit Hilfsbetriebe-Versorgung und Eigenbedarf der Energie-Versorgungs-Anlage beträgt die Leistungsaufnahme der Wasserstoffanlage 12,675 MW. Bei Kühlwassertemperaturen am Austritt der Elektrolyseanlage um ca. 50 °C wurde die abzugebende Wärmeleistung aus der Elektrolyse mit  $\dot{Q}_{Abg,Elys} = 3,795 \text{ MW}_{th}$  berechnet. Der daraus resultierende Kühlwasser-Bedarf der Durchlaufkühlung beträgt bei Volllastbetrieb ca. 500 m<sup>3</sup>/h. Für die Bilanzierung wurden als maximale Wassertemperatur am Zulauf  $T_{KüWa,Zulf,DurLfKü}$  mit 26 °C und die maximale Einleittemperatur am Ablauf  $T_{KüWa,Ablf,DurLfKü}$  mit 33 °C vorgegeben (Held & Schnell, 2000, S. 7, 592).

Zu prüfen bleibt eine Abwärmenutzung zur Anlagen-Vorwärmung und Frostschutz. Sowohl für 10 MW als auch für Elektrolysen bis 50 MW zutreffende Daten werden wie folgt in der Bewertung berücksichtigt. Bei Einsatz alkalischer Elektrolyse-Prozess-Anlagen ist neben Hilfsstoffen zur Wasseraufbereitung auch die KOH-Versorgung abzusichern. Als wetterfestes Stofflager kann die zu errichtende Wasseraufbereitungshalle dienen. Für den Wasserstoff werden Speicherkapazitäten zur Aufnahme von 24 h Volllastbetrieb vorgesehen. Für die Speicherung des Wasserstoffs sind 2 Kugelbehälter vorgesehen. Neben dem Außerbetrieb eines Behälters für Reparatur und Wartung können auch unterschiedliche Befüllungs- und Entleerungskonzepte umgesetzt werden. Für Anlagenspülungen, Qualitätsüberwachungen der Produktgase sowie Havarie-Schaltungen ist Inertgas erforderlich. Die Inertgasspeicherung erfolgt in einem zylindrischen Druckbehälter, dimensioniert für 2 Spülzyklen mit jeweils 400 m<sup>3</sup> Stickstoffverbrauch. Zur kontrollierten Evakuierung von Wasserstoff ist eine Zentral-Fackel notwendig.

Unter Annahme einer H<sub>2</sub>-Nutzung im Braunkohlenkraftwerk wird eine 5.000 m lange Pipeline mit vorgeschalteter Verdichtung auf 70 bar Pipelinedruck in die Bewertung aufgenommen. Für Transportkonzepte zu dezentralen Verbrauchern ist darüber hinaus eine H<sub>2</sub>-Verdichteranlage für höhere Drücke vorzusehen. Die Verflüssigung von H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> für den Transport in Tankcontainern oder Eisenbahnkesselwagen bedarf auf Grund der diskontinuierlichen Betriebsweise jedoch weitergehender technologischer und wirtschaftlicher Analysen. Bei einer direkten H<sub>2</sub>-Einspeisung in das Gasnetz werden dem Erdgasnetz 187 kgH<sub>2</sub>/h aus 10 MW Elektrolyseleistung beigemischt.

Aus sicherheitstechnischen Aspekten werden die Teilprozesse Wasseraufbereitung, Elektrolyse und Verdichtung in 3 getrennten Maschinenhallen untergebracht.



In gleicher Herangehensweise wie bei WP64/10 erfolgt die Entwicklung der Betriebskonzepte für die Elektrolysekapazitäten 25 MW, 40 MW sowie 50 MW.

## 7.4 Kostenanalyse der standortspezifischen Anlage

### 7.4.1 Investitionskosten

Basierend auf den bilanzierten Energie- und Stoffströmen bei 10 MW, Elektrolyseleistung ergibt sich der in Tabelle 7-3 dargestellte Investitionskostenbedarf.

**Tab. 7-3:** Investitionskostenbedarf verschiedener Elektrolysekapazitäten am Windparkstandort

Teilanlage	Bezeichnung	Investitionen in Elektrolysekapazitäten in Mio. €			
		10 MW	25 MW	40 MW	50 MW
Energie-Versorgung	E-VersoAnl	2,104	4,292	6,187	7,360
Wasser-Versorgung	WaVersoAnl,DurLfKü	0,147	0,180	0,200	0,210
Elektrolyse-Anlage	ElysAnl	7,574	16,682	25,011	30,314
Kühl-Anlage	KüAnl,DurLfKü	0,006	0,007	0,008	0,008
Speicher-Anlage					
H <sub>2</sub> - Kugelbehälter	H <sub>2</sub> -KugBeh,24h	2,088	4,151	5,905	6,981
N <sub>2</sub> -Behälter	N <sub>2</sub> -Beh	0,103	0,103	0,103	0,103
Verdichter-Anlage					
H <sub>2</sub> -Verdichter	H <sub>2</sub> -VerdiAnl,70bar	2,566	6,125	9,573	11,833
Transport- Pipeline	H <sub>2</sub> -G-Ltg,5000m	2,850	2,850	2,850	2,850
Maschinenhallen	Hal,H <sub>2</sub> -Anl	0,194	0,339	0,481	0,580
Bauland	Flä,H <sub>2</sub> -Anl	0,037	0,079	0,122	0,150
Summe aus den Teilanlagen		17,667	34,809	50,440	60,390
<b>Zuschläge</b>					
Planung	Plng	3,533	6,962	10,088	12,078
Inbetriebsetzung	IBS	2,650	5,221	7,566	9,059
Betriebskapital	BetrKap	1,767	3,481	5,044	6,039
<b>Wasserstoffanlage</b>	H <sub>2</sub> -Anl	25,618	50,473	73,138	87,565

Für die Errichtung von 10 MW Elektrolysekapazität beträgt der Investitionskostenbedarf für Teilanlagen, Maschinenhallen und Bauland 17,667 Mio. €. Erweitert um die Zuschläge für Planung und Inbetriebsetzung sowie für die Bereitstellung von Betriebskapital ergibt sich Gesamtinvestitionskostenbedarf von 25,618 Mio. € bzw. von 2,562 Mio. €/MW<sub>Elektrolyseleistung</sub>. In gleicher Herangehensweise werden die Investitionskosten für die Elektrolysekapazitäten 25 MW, 40 MW sowie 50 MW berechnet.

## 7.4.2 Kosten

### 7.4.2.1 Indirekte Betriebskosten, Kapitaleinsatz

In gleicher Vorgehensweise wie die Bestimmung der Investitionskosten werden die Kapitaleinsten berechnet. Bei einem Kalkulationszinsfuß  $i = 3,62\%$  betragen Kapitaleinsten inklusive Zuschlägen von 20 % für Planung, 15 % für Inbetriebsetzung und 10 % für Betriebskapital bei 10 MW Elektrolysekapazität  $KD_{H2-Anl,WP64/10} = 1,723$  Mio. €/a. Die größeren Elektrolysekapazitäten wurden mit  $KD_{H2-Anl,WP64/25} = 3,476$  Mio. €/a für 25 MW,  $KD_{H2-Anl,WP64/40} = 5,083$  Mio. €/a für 40 MW und  $KD_{H2-Anl,WP64/50} = 6,109$  Mio. €/a für 50 MW berechnet.

### 7.4.2.2 Direkte Betriebskosten

Die Höhe der direkten Betriebskosten mit den gesondert ausgewiesenen Verbrauchskosten ist abhängig von der Betriebsdauer. Für die standortspezifische Anlagenkonfiguration sowie das zu analysierende Betriebskonzept ergeben sich die Betriebskosten nach den in Gleichung (7-1) dargestellten Parametern.

$$KB_{H2-Anl,WP64} = KV_{WP-Strm,SGK} + KV_{Wa-Aufb,DurLfKü} + KV_{AbWa-Abg,DurLfKü} + KB_{ElysAnl} + KV_{KOH} + KV_{N2} + E_{CO2-CER,Erdgas} \quad (7-1)$$

Basierend auf der in Bild 7-5 dargestellten geordneten Winkleistungsdauerlinie werden folgende erzielbaren Betriebsstunden ermittelt. Die Aufnahme der oberen 20 % der Windenergiespitzen eines 64 MW Windparks über 10 MW Elektrolysekapazität führt zu ca. 90 h/a Vollastbetrieb. 25 MW Elektrolysekapazität zur Aufnahme von 50 % Windenergiespitzen werden 300 h/a Vollastbetrieb zugeordnet. Elektrolysekapazitäten von 40 MW sind über ca. 750 h/a voll ausgelastet.

Eine Aufnahme der gesamten Windenergie führt zu ca. 1.350 h/a Vollastbetrieb. Die Ergebnisse der Betriebskostenberechnungen in Abhängigkeit zu Elektrolysekapazität und Betriebsdauer sind in Tabelle 7-4 dargestellt.

**Tab. 7-4:** Direkte Betriebskosten verschiedener Elektrolysekapazitäten am Windparkstandort

Kostenposition	Bezeichnung	Direkte Betriebskosten in Mio. €/a			
		10 MW 90 h/a	25 MW 300 h/a	40 MW 750 h/a	50 MW 1.350 h/a
Elektrischer Strom zu Selbstgestehungskosten des Windparks	$KV_{WP-Strm,SGK}$	0,073	0,608	2,434	5,476
Wasser-Aufbereitung	$KV_{Wa-Aufb,DurLfKü}$	0,001	0,002	0,006	0,014
Kühlwassereinleitung in Gewässer	$KV_{AbWa-Abg,DurLfKü}$	0,001	0,002	0,004	0,009
Elektrolyseurbetrieb	$KB_{ElysAnl}$	0,014	0,029	0,117	0,263
KOH-Verbrauch	$KV_{KOH}$	0,005	0,013	0,020	0,025
Inertgasverbrauch	$KV_{N_2}$	0,020	0,050	0,080	0,100
CO <sub>2</sub> -Zertifikate-Erlös, Erdgas-Äquivalent	$E_{CO_2-CER,Erdgas}$	-0,001	-0,012	-0,049	-0,110
Summe		0,096	0,690	2,612	5,764
Personal	$KB_{Pers}$	0,400	0,400	0,400	0,400
Wartung/Instandhaltung	$KB_{WTG}$	0,353	0,696	1,001	1,208
<b>Gesamt</b>	$KB+KV+E$	0,849	1,787	4,021	7,371

Für die Bewertung von 10 MW Elektrolysekapazität bei ca. 90 h Vollastbetrieb wurden den bilanzierten Datensätzen folgende Kostenpositionen entnommen. Die Stromverbrauchskosten auf Basis der Selbstgestehungskosten von Windkraftanlagen sind mit  $KV_{WP-Strm,SGK,90} = 0,073$  Mio. €/a berechnet. Im Bilanzraum der Wasserversorgungsanlage betragen die Betriebskosten der Wasseraufbereitung für die Durchlaufkühlung  $KV_{Wa-Aufb,DurLfKü,90} = 0,001$  Mio. €/a sowie für die Abwassereinleitung aus der Durchlaufkühlung  $KV_{AbWa-Abg,DurLfKü,90} = 0,0001$  Mio. €/a. Die Elektrolyseanlage wird mit Betriebskosten  $KB_{ElysAnl,90} = 0,014$  Mio. €/a, Verbrauchskosten für Kaliumhydroxid für 5 Wechsel in 20 Jahr mit  $KV_{KOH} = 0,005$  Mio. €/a und Inertgasverbrauch für 10 Spülungen pro Jahr mit  $KV_{N_2} = 0,020$  Mio. €/a berechnet. Bezogen auf  $14,48 \text{ €/tCO}_2$  werden Erlöse aus CO<sub>2</sub>-Zertifikaten als Äquivalent zur Erdgasverbrennung mit  $E_{CO_2-CER,Erdgas,90} = (-) 0,001$  Mio. €/a eingerechnet. Daraus resultieren 0,096 Mio. €/a. Erweitert um Zuschläge auf Personal mit  $KB_{Pers} = 0,400$  Mio. €/a und 2% Wartungskosten bzw. jährliche Anteile für Generalüberholungen  $KB_{WTG} = 0,353$  Mio. €/a betragen die Gesamtbetriebskosten 0,849 Mio. €/a.

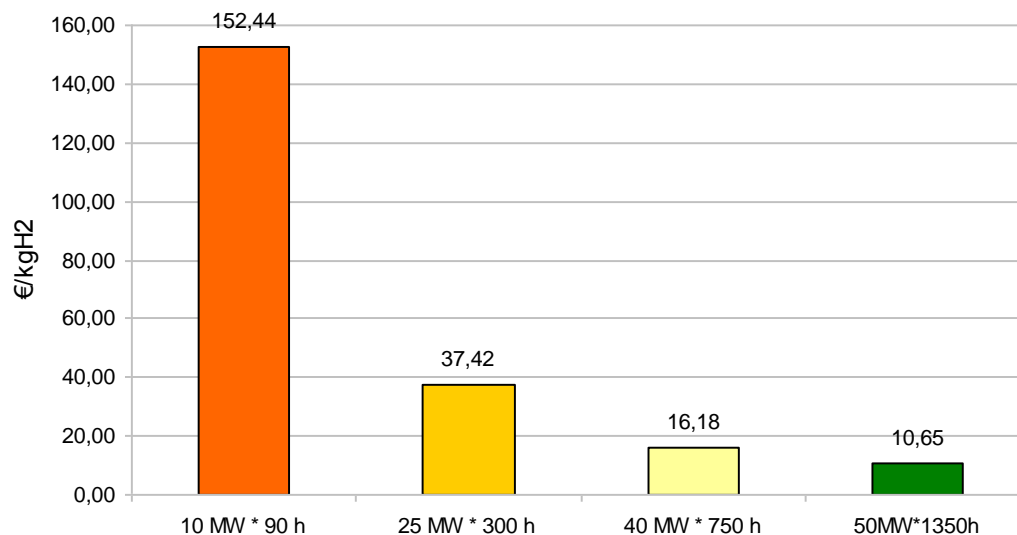
Für die Elektrolysekapazitäten 25 MW, 40 MW und 50 MW entstehen in Verbindung mit steigender Anlagenauslastung direkte Betriebskosten bei 300 h mit  $KB_{H_2-Anl,WP64/25-300hSp} = 1,787$  Mio. €/a, bei 750 h mit  $KB_{H_2-Anl,WP64/40-750hSp} = 4,021$  Mio. €/a und bei 1.350 h mit  $KB_{H_2-Anl,WP64/50-1350h} = 5,371$  Mio. €/a.

### 7.4.3 H<sub>2</sub>-Herstellungskosten

Für die standortspezifischen Anlagenkonfigurationen sowie die zu analysierenden Betriebskonzept ergeben sich die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten nach den in Gleichung (7-2) dargestellten Parametern.

$$KH_{H_2-Anl,WP64} = KD_{H_2-Anl,WP64} + KB_{H_2-Anl,WP64} \quad (7-2)$$

Die durch Addition von Kapitaldienst und Betriebskosten berechneten H<sub>2</sub>-Herstellungskosten werden in Bild 7-7 dargestellt.



**Bild 7-7:** H<sub>2</sub>-Herstellungskosten bei Nutzung der Windenergiespitzen des 64 MW Windparks

Für das Betriebskonzept WP64/10-90hSp mit 10 MW Elektrolyse und 90 h Windenergiespitzen betragen die berechneten H<sub>2</sub>-Herstellungskosten 152,44 €/kg. Wesentlicher Grund ist das Verhältnis zwischen einem hohem Kapitaldienstanteil und einem bei 90 Volllaststunden geringen Betriebskostenanteil. Bei Annahme, die Aufnahme der Windenergiespitzen nicht zu vergüten bzw. die Stromverbrauchskosten auf 0,00 €/MWh zu setzen, wird eine Reduzierung der H<sub>2</sub>-Herstellungskosten auf 148,39 €/kg erreicht. Wesentlich stärker reduzieren sich die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten bei schrittweiser Vergrößerung der Elektrolysekapazität in Verbindung mit steigender Windenergieaufnahmedauer. Bei Aufnahme von 50 % der Windenergiespitzen über 25 MW Elektrolysekapazität und der daraus resultierenden längeren Betriebsdauer von ca. 300 Volllaststunden liegen die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten bei 37,42 €/kg. Nach Darstellung in Kapitel 2.2.2 haben Onshore Windkraftanlagen durchschnittliche Auslastungsgrade von ca. 20 %. Werden die unteren 20 % Windlast in das Netz eingespeist und die oberen 80 % Windenergiespitzen der Wasserstoffanlage zugeführt, sinken die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten bei geschätzten 750 Volllaststunden auf 16,18 €/kg. Bei vollständiger Aufnahme der verfügbaren Windenergie aus umgerechnet 1.350 Volllaststunden und bei 50 MW Elektrolysekapazität betragen die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten 10,65 €/kg.

## **7.5 Fazit zur Nutzung von Windenergiespitzen**

Im Ergebnis der angewandten Bewertungsmethodik und den vorgegebenen Randbedingungen zeigt sich, dass bei ausschließlicher Nutzung der Windenergiespitzen durch die Wasserstoffanlage keine wirtschaftlich darstellbaren H<sub>2</sub>-Herstellungskosten zu erreichen sind. Grund sind die hohen spezifischen Investitionen in Kombination mit der geringen Auslastung. Auch Stromverbrauchskosten von 0,00 €/MWh führen bei sehr kurzer Betriebsdauer zu keiner signifikanten Reduzierung der H<sub>2</sub>-Herstellungskosten. Geringere H<sub>2</sub>-Herstellungskosten sind durch schrittweise Kapazitätserweiterung und höhere Anlagenauslastung zu erreichen, bis hin zur vollständigen Aufnahme der verfügbaren Windparkleistung.

Jedoch wird auch dann die zu installierende Elektrolysekapazität nur wenige Stunden pro Jahr ausgelastet. Teillastbetrieb und Anlagenstillstand überwiegen. Weitergehende Senkungen der H<sub>2</sub>-Herstellungskosten sind bei umgekehrter Betrachtung über höhere Anlagenauslastung einer geringeren Elektrolysekapazität zu erwarten. Mit Bezug auf das in Kapitel 4.6 dargestellte Ablaufschema wird aus Sicht des Betreibers der Wasserstoffanlage abgeleitet, dass unter den gegebenen Randbedingungen kein wirtschaftlicher Betrieb darstellbar ist. Über das iterative Durchlaufen der Bewertungsschleife ist das Betriebskonzept solange zu ändern, bis der wirtschaftliche Betrieb der Wasserstoffanlage abschätzbar wird. Das heißt, die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten nähern sich den Kosten kontinuierlich betriebener H<sub>2</sub>-Produktionsverfahren.

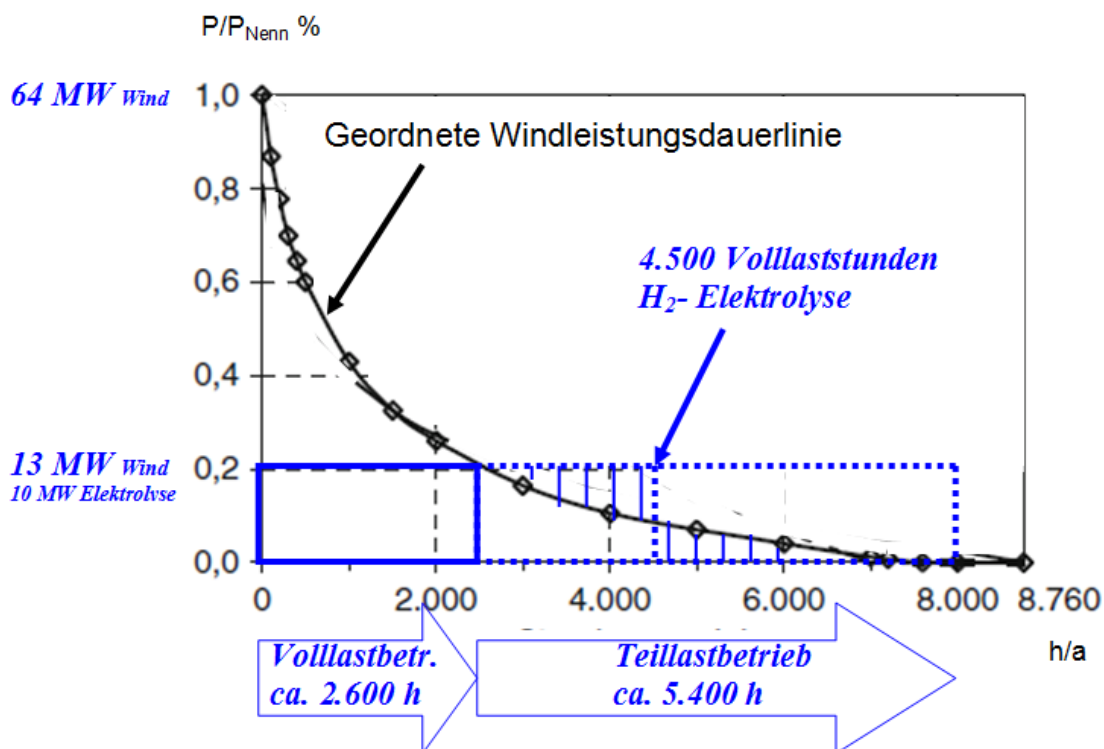
## 8 Anwendung zur Anlagendimensionierung

### 8.1 Ziel der Anwendung

Ziel ist über die Anwendung der Bewertungsmethodik die Anlagengröße zu bestimmen, mit der bei Aufnahme von Windenergie die niedrigsten H<sub>2</sub>-Herstellungskosten erreichbar werden.

### 8.2 Änderung des Betriebskonzeptes unter Kostenvorgaben

Mit Bezug auf das in Kapitel 4.6 dargestellte Ablaufschema wird aus Sicht des Betreibers der Wasserstoffanlage abgeleitet, dass unter den gegebenen Randbedingungen kein wirtschaftlicher Betrieb darstellbar ist. Iterativ wird das Betriebskonzept ermittelt, das den wirtschaftlich optimalen Betrieb der Wasserstoffanlage ermöglicht. Im Gegensatz zur Nutzung der Windenergiespitzen wird nun die Elektrolysekapazität schrittweise angehoben. Am Beispiel von 10 MW Elektrolysekapazität wird die Vorgehensweise zur Ermittlung der jeweils umsetzbaren Volllaststunden entwickelt, siehe auch Bild 8-1.



**Bild 8-1:** Ableitung des Betriebskonzeptes WP64/10-4.5 aus der geordneten Leistungsdauerlinie eines Onshore Windparks

Mit 20 % der installierten 64 MW werden ca. 13 MW erfasst. Abzüglich des bilanzierten Eigenbedarfes von Energieversorgungsanlage und Hilfsbetrieben sind für den Elektrolyseprozess ca. 10 MW verfügbar. Bei dieser Leistung kann die Elektrolyse ca. 2.600 h/a bei Volllast betrieben werden. Über ca. 5.400 h/a befindet sich die Elektrolyse im Teillastbetrieb zwischen 10 MW und 0 MW. Die gesamte Teillastleistung entspricht ca. 1.900 Volllastbetriebsstunden, siehe Übertragung der schraffierten Fläche unterhalb der Windleistungsdauerlinie zu einer Rechteckfläche. In Summe mit den tatsächlichen Volllastbetriebsstunden ergibt sich für den Elektrolyseprozess eine Bewertungsbasis von ca. 4.500 Jahresvolllaststunden. Dieser Wert wird zur Ermittlung der zeitabhängigen Betriebskosten und der daraus resultierenden H<sub>2</sub>-Herstellungskosten eingesetzt. Die Berechnung erfolgt für unterschiedliche Anlagengrößen. Aus den Ergebnissen wird die Anlagengröße mit den minimalen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten ermittelt.

### 8.3 H<sub>2</sub>-Herstellungskosten bei vorgegebenen Strompreisen

Mit Bezug auf die in Kapitel 2.9.2.1 dargestellten Strompreise wird die Annahme getroffen, dass die Stromverbrauchskosten der Elektrolyse in Höhe der durchschnittlichen Stromgestehungskosten einer Windenergieanlage mit 64,00 €/MWh einfließen. Darüber hinaus wird die Annahme getroffen, dass einzelne Elektrolyseure mit jeweils 5 MW Elektrolysekapazität parallel und in Abhängigkeit der aufzunehmenden Windenergie zuzuschalten und abzuschalten sind, siehe Bild 8-2.

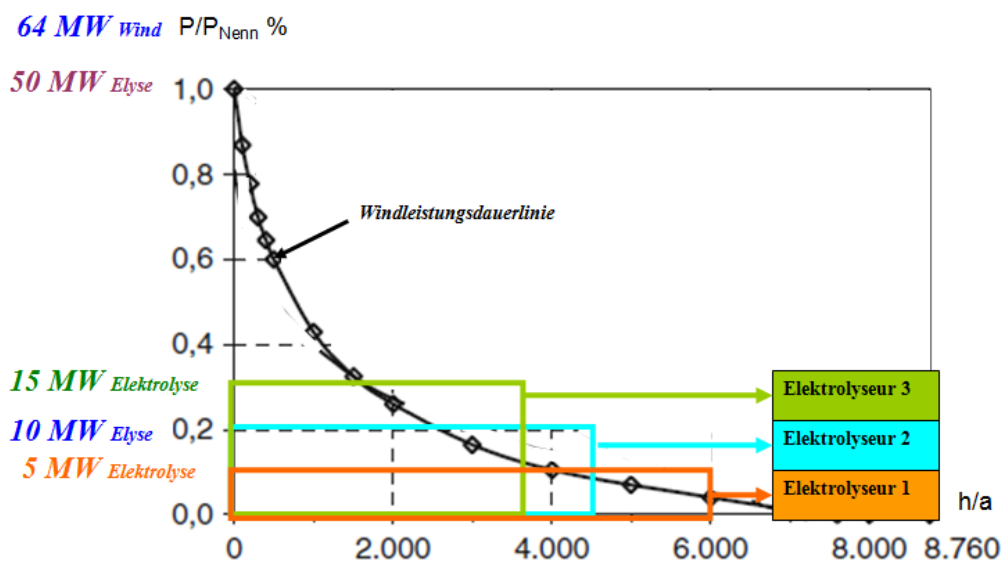


Bild 8-2: Erweiterung der Elektrolysekapazität durch Zuschalten von Elektrolyseuren

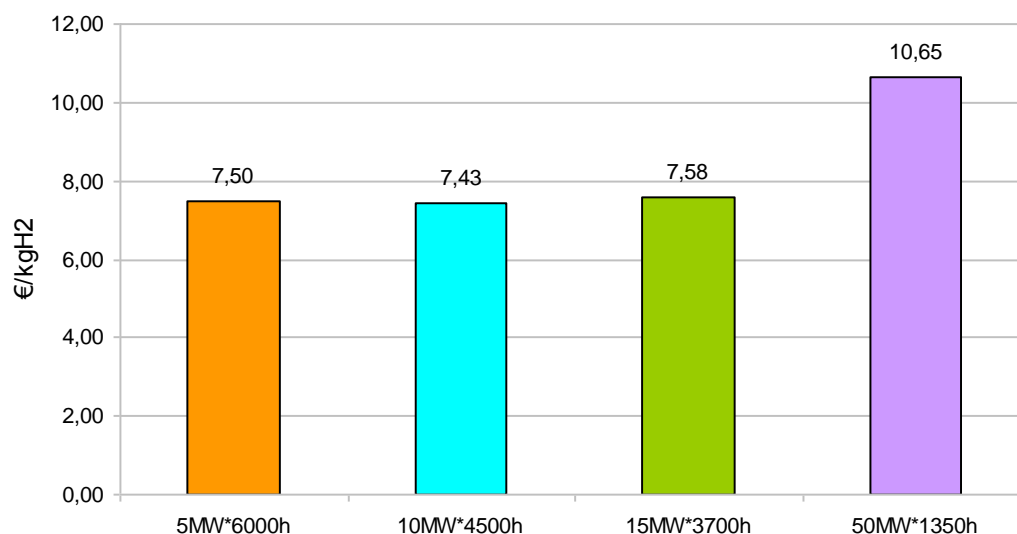


Wird die installierte Elektrolyseleistung auf einen Elektrolyseur bzw. 5 MW Elektrolysekapazität beschränkt, können als Bewertungsgrundlage ca. 6.000 Jahresvolllaststunden erzielt werden. Bei Zuschalten eines 2. Elektrolyseurs steigt die verfügbare Elektrolyseleistung auf 10 MW. Die Jahresvolllaststunden sinken auf ca. 4.500. Mit Erweiterung auf 15 MW Elektrolysekapazität durch Zuschalten des 3. Elektrolyseurs kann die gesamte Elektrolyseanlage nur ca. 3.700 Jahresvolllaststunden erreichen. Ausgewählte Kostenpositionen für die jeweiligen Kapazitäten sind in Tabelle 8-1 dargestellt.

**Tab. 8-3:** Kosten in Abhängigkeit der Elektrolyseauslastung

<b>Kostenposition</b>	<b>Kosten in Mio. €/a</b>			
	<b>5 MW 6.000 h/a</b>	<b>10 MW 4.500 h/a</b>	<b>15 MW 3.700 h/a</b>	<b>50 MW 1.350 h/a</b>
Kapitaldienst (indirekte Betriebskosten)	1,069	1,723	2,332	6,109
Stromverbrauchskosten (bei 64,00 €/MWh)	2,434	3,650	4,502	5,476
CO <sub>2</sub> -Zertifikate-Erlös (Erdgas-Äquivalent)	-0,049	-0,073	-0,090	-0,110
Direkte Betriebskosten	3,149	4,546	5,557	7,371
Gesamtbetriebskosten	4,217	6,269	7,889	13,480

Die aus den Gesamtbetriebskosten errechneten H<sub>2</sub>-Herstellungskosten der Betriebskonzepte mit 1, 2 und 3 Elektrolyseuren zeigt Bild 8-3.



**Bild 8-3:** H<sub>2</sub>-Herstellungskosten in Abhängigkeit von Elektrolysekapazität und Betriebsdauer am WP64

Bei installierten 5 MW Elektrolysekapazität betragen die ermittelten H<sub>2</sub>-Herstellungskosten nach 6.000 Volllastbetriebsstunden 7,50 €/kg. Eine zusätzliche Elektrolyse-Einheit für gesamt 10 MW Leistungsaufnahme führt zur Senkung der H<sub>2</sub>-Herstellungskosten auf 7,43 €/kg. Grund sind die im Verhältnis zu den Betriebskosten degressiv steigenden spezifischen Investitionskosten und damit verbundenen höheren Kapitaldienste für kleinere Anlagen. Wird die Elektrolysekapazität um einen weiteren Elektrolyseur auf 15 MW erweitert, steigen die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten wieder an, im Beispiel auf 7,58 €/kg. Bei niedrigeren Betriebskosten durch die geringere Auslastung steigt der Anteil des höheren Kapitaldienstes gegenüber 10 MW Elektrolysekapazität. Wie bereits in Kapitel 7.4.3 berechnet, erreichen die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten bei vollständiger Windenergieaufnahme 10,65 €/kg. Mit Bezug auf die niedrigsten H<sub>2</sub>-Herstellungskosten werden unter den gegebenen Randbedingungen 10 MW Elektrolysekapazität als optimale Anlagengröße abgeleitet. Für den Ansatz des Parallelbetriebes von Elektrolyse-Einheiten mit jeweils 5 MW Kapazität stellt sich der Parallelbetrieb von 2 Elektrolyseuren als wirtschaftlichstes Betriebskonzept dar. Im Ergebnis liefert dieses Betriebskonzept den besten Kompromiss aus Investition in Anlagenkapazität bzw. resultierenden Kapitaldienst und Anlagenauslastung bzw. Betriebskosten.

Für weiterführende Bewertungen wird das abgeleitete Betriebskonzept der 10 MW Elektrolyseleistung über umgerechnet 4.500 h Volllaststunden mit direktem Anschluss an 64 MW Windpark-Kapazität nachfolgend als WP64/10-4.5 bezeichnet. Die in diesem Kapitel vorgenommenen Bewertungen gelten jedoch nur für den Fall gleich bleibender Windstrompreise.

## 8.4 Bewertung von Wirtschaftlichkeitsaspekten

### 8.4.1 Kostenfaktoren-Gewichtung der standortspezifisch konfigurierten Anlage

Für weiterführende Bewertungen von Wirtschaftlichkeitsaspekten ist im Vorfeld zu ermitteln, welche Kostenpositionen den größten Anteil an den H<sub>2</sub>-Herstellungskosten haben und somit das größte Kostenoptimierungs-Potential bieten. Aus dem standortspezifischen Investitionskostenbedarf in Form des jährlichen Kapitaldienstes sowie den direkten Betriebskosten wird für das Betriebskonzept WP64/10-4.5 eine Gewichtung der Kostenfaktoren vorgenommen. Die Ergebnisse zeigt Bild 8-4.

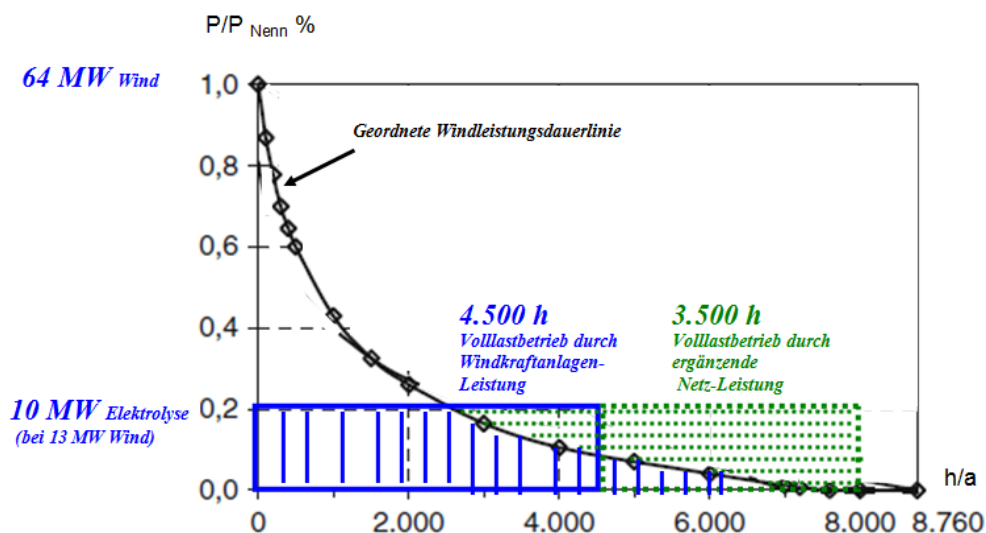
Teilanlage	Bezeichnung Bilanzgröße	Anteil an Gesamt-Kosten	
		Mio €/a	%
Energie-Versorgungs-Anlage	KD E-VersoAnl	0,116	2,30
	KB Net	0,000	0,00
	KV WP-Strm,SGK,4500	3,650	72,22
Wasser-Versorgungs-Anlage	KD Wa-VersoAnl,DurLfKü	0,018	0,35
	KV Wa-Aufb,DurLfKü,4500	0,009	0,18
	KV AbWa-Abg,DurLfKü,4500	0,006	0,12
Elektrolyse-Anlage	KD ElysAnl	0,539	10,66
	KB ElysAnl,4500	0,175	3,47
	KV KOH	0,005	0,10
	KV N <sub>2</sub>	0,020	0,40
Kühl-Anlage	KD KüAnl,DurLfKü	0,000	0,01
H <sub>2</sub> -Speicher	KD H <sub>2</sub> -KugBeh,24h	0,115	2,28
O <sub>2</sub> -Speicher			
H <sub>2</sub> -Verdichter	KD H <sub>2</sub> -VerdiAnl,70bar	0,225	4,44
O <sub>2</sub> -Verdichter			
N <sub>2</sub> -Speicher	KD N <sub>2</sub> -Beh	0,006	0,11
H <sub>2</sub> -Pipeline	KD H <sub>2</sub> -G-Ltg,5000m	0,157	3,11
O <sub>2</sub> -Pipeline			
Maschinenhallen	KD HaI,H <sub>2</sub> -Anl	0,011	0,21
Bauland	KD Flä,H <sub>2</sub> -Anl	0,002	0,04
	<b>Gesamt</b>	<b>5,054</b>	<b>100,00</b>

**Bild 8-4:** Gewichtung der Kostenfaktoren im Betriebskonzept WP64/10-4.5

Mit ca. 72 % haben die Stromverbrauchskosten bei gleich bleibenden Windpark-Selbstgestehungskosten von 64,00 €/MWh im betrachteten Betriebskonzept den größten Anteil an den H<sub>2</sub>-Herstellungskosten. Die Elektrolyseure werden über den zu leistenden Kapitaldienst mit 11 % Anteil gewichtet. Zwischenspeicherung, Verdichtung und Pipelinetransport des Wasserstoffs haben in der Summe einen Anteil von ca. 10 %.

### 8.4.2 H<sub>2</sub>-Herstellungskosten bei ergänzender Aufnahme von Netzleistung

Nach Optimierung der zu installierenden Elektrolysekapazität für die Anbindung von 64 MW Windpark-Kapazität wird für weiterführende Bewertungen der verfügbare Netzanschluss in die Analyse einbezogen. Ziel ist die Bewertung der H<sub>2</sub>-Herstellungskosten nach Erhöhung der Elektrolyseanlagenauslastung durch ergänzende Versorgung mit Netzleistung. Das in Kapitel 8.3 abgeleitete Betriebskonzept sieht die ausschließliche Aufnahme der Windenergie des Windparks vor. Auf Grund der am Standort verfügbaren Anbindungsmöglichkeit an das Umspannwerk Neuendorf sind Synergieeffekte durch eine zeitweise Leistungsaufnahme aus dem 110 kV-Netz zu untersuchen. Bild 8-5 zeigt die Ableitung eines Betriebskonzeptes für die erweiterte Betriebsdauer der auf 10 MW Elektrolysekapazität dimensionierten Wasserstoffanlage.



**Bild 8-5:** Wasserstoffanlage mit Windparkanschluss und ergänzender Netzleistung im Betriebskonzept WP64/10-4.5/3.5

In Bild 8-1 ist dargestellt, dass die Elektrolyseanlage unter den gegebenen Randbedingungen ca. 2.600 h/a unter Volllast betrieben wird. Der vorhandene Teillastbereich ergibt in der Summe weitere 1.900 Volllastbetriebsstunden bzw. bei 10 MW Elektrolyseleistung ca. 19.000 MWh elektrische Arbeit. Wird der Teillastbereich zwischen 10 MW und 0 MW durch Netzleistung aufgefüllt, kann die Elektrolyseanlage durchgehend im Volllastbetrieb gehalten werden. Neben den aufgenommenen ca. 45.000 MWh Windenergie sind für den Ganzjahresbetrieb in 8.000 h/a umgerechnet ca. 35.000 MWh Netzenergie zu ergänzen. Das entspricht bei 10 MW Elektrolyseleistung weiteren ca. 3.500 h Volllastbetrieb.

Bei ausschließlicher Windleistungsaufnahme über umgerechnet ca. 4.500 Jahresvolllaststunden zu Stromkosten in Höhe der zu Grunde gelegten Selbstgestehungskosten von 64,00 €/MWh liegen die berechneten H<sub>2</sub>-Herstellungskosten bei 7,43 €/kg. Werden für den Volllastbetrieb zusätzlich ca. 35.000 MWh Elektrolyseleistung über das Netz bezogen, sinken die ermittelten H<sub>2</sub>-Herstellungskosten auf 5,90 €/kg. Auf Grund der nicht definierten Stromquelle werden für den Betrag der Netzleistungsaufnahme keine Erlöse aus freiwerdenden CO<sub>2</sub>-Zertifikaten wegen vermiedener Erdgasverbrennung einbezogen. Zu beachten sind jedoch die zusätzlich entstehenden Netzbetriebskosten. Basierend auf Kapitel 2.9.2.1 ist bei ergänzender Netzleistung die Wirkung des zeitabhängigen zweigliedrigen Tarifsystems des Netzbetreibers zu beachten. Bei 3.500 Netzentnahme sind Leistungs- und Arbeitspreis für Jahresbenutzungsdauer > 2.500 h/a gültig. Für die Ausweitung der Elektrolysedauer um ca. 3.500 Volllastbetriebsstunden durch 13 MW Leistungsaufnahme über das Netz erhöhen sich die Betriebskosten der H<sub>2</sub>-Herstellung um ca. 0,453 Mio. €/a.

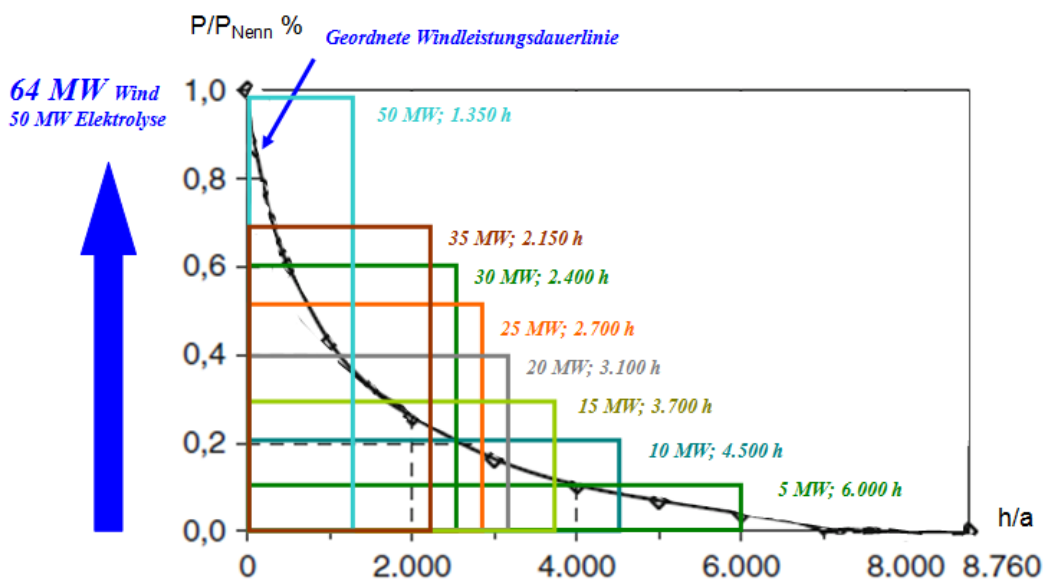
## **8.5 Windstromvergütung bei Vorgabe des H<sub>2</sub>-Preises**

### **8.5.1 Ermittlung der umsetzbaren Windstromvergütung**

Nach Bestimmung der standortspezifischen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten mit gegebenen Strompreisen wird nun die erzielbare Windstromvergütung bei Vorgabe des H<sub>2</sub>-Preises bestimmt. Ziel ist, die optimale Verknüpfung zwischen Windkraftanlagen und Wasserstoffanlage mit Netzanschluss zu ermitteln. Dazu werden folgende Grenzkosten für die H<sub>2</sub>-Herstellung vorgegeben.

Mit Bezug auf die in Kapitel 8.3 berechneten H<sub>2</sub>-Herstellungskosten aus 4.500 h Windenergieaufnahme über 10 MW Elektrolysekapazität wird ein H<sub>2</sub>-Preis von 7,43 €/kg vorgegeben.

Zum Vergleich wird der in Kapitel 2.9.3 prognostizierte H<sub>2</sub>-Preis an der Tankstelle von 18 ct/kWh bzw. 6,00 €/kg analysiert. Beginnend bei sehr geringer Elektrolysekapazität und hoher Auslastung wird iterativ das Wertepaar ermittelt, das die höchste verfügbare Stromvergütung liefert. Dazu werden die in Bild 8-6 dargestellten Wertepaare, gebildet aus Elektrolysekapazität und umsetzbaren Jahresvolllaststunden analysiert.



**Bild 8-6:** Ermittlung der umsetzbaren Stromvergütung in Abhängigkeit der Windenergie

Ohne Einbezug von Erlösen werden die Berechnungen über die Gleichungen (8-1) und (8-2) durchgeführt.

$$KH_{H_2\text{-Vorgabe},ElysAn} = KH_{H_2\text{-Vorgabe},spez} * t_{LstgAufn/a,H_2\text{-Anl}} * \dot{m}_{H_2,ElysAnl} \quad (8-1)$$

$$KV_{Strm,Verfü\text{-}ElysAnl} = (KH_{H_2\text{-Vorgabe},ElysAnl} - KD_{H_2\text{-Anl},ElysAnl} - (KB_{H_2\text{-Anl},ElysAnl} - KV_{Strm,H_2\text{-Anl},ElysAnl})) / (\dot{P}_{el,ElysAnl} * t_{LstgAufn/a,H_2\text{-Anl}}) \quad (8-2)$$

Zunächst werden die jährlich entstehenden H<sub>2</sub>-Erlöse, bestehend aus dem vorgegebenen Preis  $KH_{H_2\text{-Vorgabe},spez}$  sowie der während der Produktionsdauer  $t_{LstgAufn/a,H_2\text{-Anl}}$  erzeugten H<sub>2</sub>-Massestrom  $\dot{m}_{H_2,ElysAnl}$  berechnet. Nach Abzug des zu leistenden Kapitaldienstes  $KD_{H_2\text{-Anl},ElysAnl}$  und der direkten Betriebskosten  $KB_{H_2\text{-Anl},ElysAnl}$  sowie der ursprünglich eingerechneten Stromkosten  $KV_{Strm,H_2\text{-Anl},ElysAnl}$  ergibt sich aus dem Differenzbetrag das verfügbare Jahresbudget für die Vergütung des Windparkstromes  $KV_{Strm,Verfü\text{-}ElysAnl}$ .

Das so erhaltene Zwischenergebnis bezieht sich auf die ausschließliche Nutzung des Windparks für die Wasserstoffanlage, unabhängig von Elektrolysekapazität und Anlagenauslastung. Die Berechnung der Windstromvergütung erfolgt auf Basis des verfügbaren Gesamtbudgets abzüglich Kapitaldienst sowie direkten Betriebskosten. Ein Auszug der berechneten Datenbasis wird in Tabelle 8-2 dargestellt.

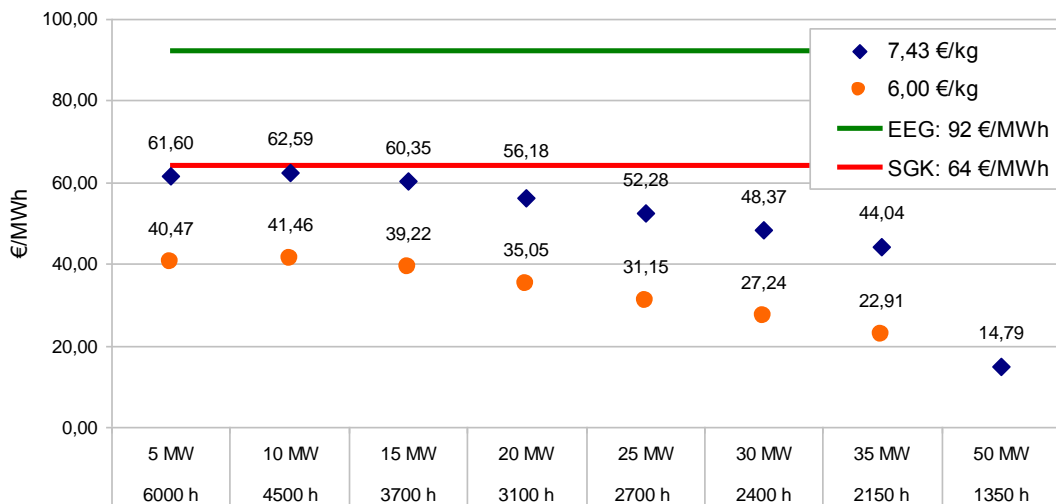
**Tab. 8-4:** Auszug aus der Datenbasis für die Ermittlung der umsetzbare Windstromvergütung

<b>Elektrolyse-Kapazität</b>	<b>Bedarf H<sub>2</sub>-Anlage</b>	<b>Jahres-Volllast Betrieb</b>	<b>Elektrolyse Energie</b>	<b>Produzierter Wasserstoff-Massestrom</b>	<b>Verfügbare Stromvergütungs-Budget bei 6,00 €/kgH<sub>2</sub></b>
<b>MW</b>	<b>MW</b>	<b>h/a</b>	<b>MWh</b>	<b>kg/a</b>	<b>Mio. €/a</b>
5	6,338	6.000	30.000	564.000	1,539
10	12,675	4.500	45.000	841.500	2,365
15	19,013	3.700	55.500	1.039.700	2,759
20	25,350	3.100	62.000	1.162.500	2,755
25	31,688	2.700	67.500	1.263.600	2,665
30	38,026	2.400	72.000	1.348.800	2,486
35	44,363	2.150	75.250	1.410.400	2,185
50	63,376	1.350	67.500	1.263.600	1,266

Bei Vorgabe eines Wasserstoffpreises von 6,00 €/kg wird das höchste verfügbare Stromvergütungsbudget aller dargestellten Anlagengrößen bei 15 MW Elektrolysekapazität erreicht. Mit einem vorgegebenen Wasserstoffpreis von 7,43 €/kg liefern die Wasserstoffanlagen mit Elektrolysekapazitäten zwischen 20 MW und 25 MW das höchste verfügbare Stromvergütungsbudget. Diese genannten Wasserstoffanlagen bilden jedoch nicht die optimale Anlagengröße ab. Grund ist der mit zunehmender Elektrolysekapazität steigende Stromverbrauch der gesamten Wasserstoffanlage, besonders der Hilfsbetriebe sowie der Energieversorgung mit den benötigten Transformatoren und Gleichrichtern. Weiterhin ist im Rahmen der dargestellten Fallbeispiele zu beachten, dass unabhängig von der Betriebsdauer der jährlich zu leistende Kapitaldienst nicht linear mit der Anlagengröße steigt, sondern degressiv. Das bedeutet, dass die spezifischen Investitionskosten je MW Elektrolyseleistung mit zunehmender Anlagenkapazität sinken. Bedingt durch den Verlauf der Windleistungsdauerlinie sinkt mit größerer Elektrolysekapazität jedoch auch der Auslastungsgrad der Wasserstoffanlage. Um den Einfluss der Anlagenauslastung in die Bewertung einzubeziehen, wird die optimale Anlagengröße über die Umrechnung der verfügbaren Energiemenge in Anlagenleistung und Verfügbarkeitsdauer für die Wasserstoffherzeugung ermittelt.

## 8.5.2 Ableitung des optimalen Betriebskonzeptes für die Wasserstoffanlage

Bezogen auf betrachtete Elektrolysekapazität und die erreichbare Anlagenauslastung bzw. die verfügbare Energiemenge für den Elektrolyseprozess werden die berechneten Windstromvergütungen in Bild 8-7 dargestellt.



**Bild 8-7:** Vergütung von Windparkstrom in Abhängigkeit zu Elektrolysekapazität und Auslastung bei vorgegebenen H<sub>2</sub>-Preisen

Bei vorgegebenen H<sub>2</sub>-Preisen in Höhe von 7,43 €/kg und 6,00 €/kg werden die maximalen Beträge für die Stromkostenvergütung mit 10 MW Elektrolysekapazität bei 4.500 Volllastbetriebsstunden erreicht. Die aufgenommene Elektrolyseenergie beträgt 45.000 MWh. Bei 15 MW Elektrolyseleistung reduziert sich der Stromvergütungsbetrag trotz des mit 55.000 MWh höheren Energiebetrages. Bei vollständiger Aufnahme der gesamten Windparkenergie über 50 MW Elektrolysekapazität entsteht bei 6,00 €/kgH<sub>2</sub> ein negativer Betrag von berechneten -6,34 €/MWh für die Stromvergütung. Grund ist sehr geringe Anlagenauslastung mit geringem H<sub>2</sub>-Volumen in Verbindung mit hohen Kosten zur Finanzierung der Wasserstoffanlage. Als Grund des niedrigeren Stromvergütungsbetrags bei 5 MW Elektrolysekapazität gegenüber 10 MW wird der im Vergleich mit größeren Anlagen spezifisch höhere Investitionsbedarf gesehen, der in Form des höheren Kapitaldienstes in die Betriebskosten einfließt. Auf Grund der gleichen Differenzbeträge zwischen den Strombeträgen bei den vorgegebenen H<sub>2</sub>-Preisen 7,43 €/kg und 6,00 €/kg wird abgeleitet, dass die optimale Größe der Wasserstoffanlage im Wesentlichen durch die verfügbare Elektrolysekapazität und deren Auslastungsgrad bestimmt wird.



In der Tendenz kann die gleiche Windenergiemenge bei Aufnahme über kleinere Elektrolyseanlagen mit längerer Auslastung höher vergütet werden, als die Aufnahme größerer Windleistungen in kürzeren Zeiträumen. Im Vergleich mit den auf 64 €/MWh angesetzten Selbstgestehungskosten für die Windkraftanlagen zeigt sich, dass der Betrag nahezu erreicht werden kann. Voraussetzung ist, dass bei einem H<sub>2</sub>-Preis von 7,43 €/kg eine Wasserstoffanlage mit 10 MW Elektrolysekapazität in umgerechnet 4.500 h Volllastbetrieb 841.500 kg Wasserstoff produzieren kann. Um mit dieser Wasserstoffanlage die im Erneuerbare Energien Gesetz verankerten 9,2 ct/kWh bzw. 92 €/MWh zu erreichen, wurde im iterativen Verfahren ein notwendiger H<sub>2</sub>-Preis von mindestens 8,11 €/kg ermittelt. Zu beachten ist, dass in den vorgegebenen H<sub>2</sub>-Preisen keine Kosten für den H<sub>2</sub>-Transport zwischen Erzeugung und dezentraler Nutzung enthalten sind. Für Betriebskonzepte, die über Herstellung und Zwischenspeicherung von H<sub>2</sub> hinausgehen, ist daher von wesentlich geringeren verfügbaren Beträgen für die Stromvergütung auszugehen.

## **8.6 Fazit zur Anlagendimensionierung**

Mit Bezug auf Kapitel 2.8.1 wird in der Bewertungsmethodik die Schätzgenauigkeit für Vorplanungen von Chemieanlagen vorausgesetzt. Basierend auf dieser Schätzgenauigkeit werden bei 64 MW Windpark-Kapazität und bei 64,00 €/MWh Stromverbrauchskosten als optimale Anlagengröße 10 MW Elektrolysekapazität ermittelt. Für den Ansatz des Parallelbetriebes von 2 Elektrolyseuren mit jeweils 5 MW Elektrolysekapazität führen sowohl Kapazitätserhöhung als auch Kapazitätsverringern um eine 5-MW-Einheit zu steigenden H<sub>2</sub>-Herstellungskosten. Geringere H<sub>2</sub>-Herstellungskosten werden durch längere Betriebsdauer mit ergänzender Netzleistung sowie durch niedrigere Stromvergütungsbeträge erreicht.

Für weiterführende Bewertungen von Wasserstoffanlagen in Kombination mit fluktuierender Energieversorgung wird abgeleitet, dass die optimale Anlagengröße durch die Kombination von Elektrolysekapazität, Betriebsdauer und Strompreis bestimmt wird. Darüber hinaus sind weiterführende Bewertungen für den Anlagenbetrieb im Technologieverbund durchzuführen. Neben der in Kapitel 2.3 dargestellten Einbindung in ein Erneuerbare Energien Hybridkraftwerk sind unter anderem Synergien durch Netzentlastungen über die Wasserstoffanlage als regelbarer Verbraucher einzubeziehen.

## **9 Zusammenfassung und Ausblick**

### **9.1 Zusammenfassung**

Als Folge der Strategie des Landes Brandenburg, Windenergie bis zum Jahre 2020 auf 7.500 MW auszubauen, wird die Anpassung der elektrischen Versorgungsnetze an die stark fluktuierende Energieeinspeisung nötig. Bisher erfolgte für erneuerbare Energien der Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage über das Ausregeln des Stromnetzes, das Nutzen von Pumpspeicherwerken sowie das kontrollierte Abschalten von Windanlagen. Ein neuer Lösungsansatz sieht vor, über alkalische Druck-Elektrolyse erzeugten Wasserstoff bis zur bedarfsorientierten Nutzung zu speichern. Wesentlich bei der Planung von Wasserstoffanlagen sind die Versorgung mit elektrischer Energie, die verfügbare Infrastruktur sowie die Nutzungsmöglichkeiten der Produkte Wasserstoff und Sauerstoff. Die hohe Zahl potentieller Standorte, die unterschiedlichen verfügbaren Energiemengen sowie die unterschiedlichen Anbindungsmöglichkeiten an Stromnetze, Windparks, Industrieparks und Großabnehmer erhöhen die Komplexität der Entscheidungsfindung. Darüber hinaus ist neben der Minimierung von Investitions-, Betriebs- und Verbrauchskosten besonders wichtig, die Anlagenauslastung unter anderem durch eine angepasste Anlagengröße zu optimieren.

Mit der vorliegenden Arbeit wurde eine Bewertungsmethodik für die Standortplanung und Dimensionierung von Wasserstoffanlagen entwickelt.

Basierend auf den vorgegebenen Randbedingungen wurde aus dem alkalischen Elektrolyseprozess das verfahrenstechnische System einer Wasserstoffanlage abgeleitet und in Prozessschritte unterteilt. Den Prozessschritten wurden Teilanlagen für Energieversorgung, Wasserversorgung, Elektrolyse, Kühlung, Speicherung und Verdichtung zugeordnet. Unter Nutzung von Excel wurde jede Teilanlage mit einem Eingabefeld für technologische Parameter versehen. Durch Zugriff auf die vorzugebenden Parameter wurden die relevanten Prozessströme bilanziert. Die Bilanzierung umfasst jede Anlagenkapazität von 1 MW bis 150 MW Elektrolyseleistung. Auf Basis der technologischen Datensätzen wurden Investitionskosten sowie Betriebskosten für die einzelnen Teilanlagen bilanziert. Nach dem Baukastenprinzip können durch Abruf der generierten Datensätzen standortspezifische Wasserstoffanlagen mit Leistungen von 1 MW bis 150 MW konfiguriert und analysiert werden. Darüber hinaus kann die Bilanzierung auf größere Leistungen erweitert werden.

Die Anwendung der Bewertungsmethodik folgt dem Ablaufschema aus Analyse der spezifischen Standortfaktoren, Entwicklung des Betriebskonzeptes, Konfigurierung der standortspezifischen Wasserstoffanlage, Berechnung der Kosten sowie Bewertung von Wirtschaftlichkeitsaspekten. Am Beispiel der Wasserstoffanlage zur vollständigen Aufnahme der verfügbaren Windenergie eines 64 MW Windparks wurde die Umsetzung der Bewertungsmethodik dargestellt. Anschließend wurde in Fallstudien der kontinuierliche Anlagenbetrieb am Industriepark-Standort und der diskontinuierliche Elektrolyseprozess am Windpark-Standort analysiert. Unter anderem wurden folgende Ergebnisse ermittelt. Am Industriepark-Standort fordert die Umsetzung eines kontinuierlichen Elektrolyseprozesses die Anbindung an das 110-kV-Netz. Für 150 MW Elektrolyseleistung sind abzüglich Eigenbedarf der Energieversorgungsanlage sowie der Hilfsbetriebe ca. 190 MW über das Netz aufzunehmen. Für die Tagesproduktion von ca. 67.400 kg H<sub>2</sub> und ca. 535.900 kg O<sub>2</sub> wurden Kugelbehälter mit Kapazitäten für 24 h Zwischenspeicherung vorgesehen. Unter den vorgegebenen Randbedingungen führten Kapitaldienst sowie direkte Betriebskosten nach 8.000 h zu standortspezifischen H<sub>2</sub>-Herstellungskosten von 4,65 €/kg. Darüber hinaus ergaben sich Synergieeffekte unter anderem durch die Nähe zu einem Braukohlenkraftwerk.

Am Standort eines Windparks mit 64 MW installierter Windleistung sind maximal 50 MW für den Elektrolyseprozess verfügbar. Für das Konzept der ausschließlichen Zuspeisung überschüssiger Windenergie wurde kein wirtschaftlicher Betrieb der Wasserstoffanlage erreicht. Bei Aufnahme von z.B. 20 % Windenergiespitzen und der über die Windleistungsdauerlinie ermittelten Betriebsdauer von ca. 90 h betragen die ermittelten H<sub>2</sub>-Herstellungskosten 152,44 €/kg. Als Vergütung für den Windparkstrom wurden die Selbstgestehungskosten der Windkraftanlagen von 64,00 €/MWh eingerechnet. Auf Grund der geringen Betriebsdauer führte ein Strompreis von 0,00 €/MWh zu einer geringen Reduzierung der H<sub>2</sub>-Herstellungskosten auf 148,39 €/MWh. Aus Sicht des Betreibers der Wasserstoffanlage wurde daher die gesamte Windparkleistung im Rahmen überschüssiger Windenergie bewertet. Mit der dafür notwendigen Elektrolysekapazität von 50 MW sowie mit einer Anlagenauslastung von umgerechnet ca. 1.350 Jahresvolllaststunden wurden H<sub>2</sub>-Herstellungskosten von 10,65 €/kg berechnet. Um die H<sub>2</sub>-Herstellungskosten weiter zu senken, wurde bei ausschließlicher Windenergiezuspeisung eine höhere Anlagenauslastungen über geringere Elektrolysekapazitäten angestrebt.

Zum Beispiel waren bei Zuspiesung der unteren 20 % verfügbarer Windenergie mit 10 MW Elektrolysekapazität ca. 4.500 h Volllastbetrieb erreichbar. Die resultierenden H<sub>2</sub>-Herstellungskosten wurden mit 7,43 €/kg berechnet. In der weiterführenden Analyse wurde der Ansatz verfolgt, Teillastbetrieb bzw. Anlagenstillstand durch die Entnahme zusätzlicher Netzleistung zu ergänzen. Für den Dauerbetrieb der Wasserstoffanlage mit zusätzlichen 35.000 MWh Energieaufnahme über das Netz wurden H<sub>2</sub>-Herstellungskosten von 5,90 €/kg berechnet.

Darüber hinaus wurde mit der vorliegenden Bewertungsmethodik die Höhe der verfügbaren Stromvergütung bei vorgegebenen H<sub>2</sub>-Preisen bestimmt.

Als Beispiel diente unter anderem der in Studien zur H<sub>2</sub>-Mobilität prognostizierte H<sub>2</sub>-Preis an der Tankstelle von 18 ct/kWh bzw. 6,00 €/kg.

Berechnungsgrundlage waren die am 64 MW Windpark als optimal bewertete Aufnahme von ca. 45.000 MWh Windenergie über 10 MW Elektrolysekapazität und ca. 4.500 Jahresvolllaststunden. Abzüglich Kapitaldienst und direkter Betriebskosten wurden als verfügbare Stromvergütung 41,46 €/MWh ermittelt.

Da im Gegensatz zum prognostizierten H<sub>2</sub>-Preis keine Kosten für Verflüssigung, Transport und Zwischenspeicherung an der Tankstelle enthalten sind, ist nach Abbildung der vollständigen Prozesskette zwischen Windpark und Tankstelle mit wesentlich niedrigeren Stromvergütungen zu rechnen.

Neben Anwendungen für Fallstudien bietet die Bewertungsmethodik auch die Möglichkeit, durch Änderung der vorzugebenden technologischen Parameter den Stand bei Forschung und Entwicklung in die Bewertung aufzunehmen. Beispiele sind die Änderung der elektrischen Zellspannung sowie des Betriebsdruckes innerhalb der Elektrolyseanlage. Darüber hinaus sind durch Parameteränderung bei Investitionsbeträgen, Kalkulationszinssätzen und Betriebskosten auch Kostenentwicklungen im Vorfeld konkreter Anlagenplanungen darstellbar. Die Bewertungsmethodik ist unter anderem dafür geeignet, nach Vorgabe von technologischen und wirtschaftlichen Parametern erste Abschätzungen und Analysen zu Standort und Größe einer Wasserstoffanlage vorzunehmen. Die vorhandenen Kostenpositionen können miteinander verglichen und daraufhin gewichtet werden. Dadurch wird das Potential für Parameteroptimierungen abschätzbar. Darüber hinaus kann der Detaillierungsgrad der Bewertungsmethodik weiter ausgebaut und verfeinert werden.

## 9.2 Ausblick

Wesentlich für die entwickelte Bewertungsmethodik sind die flexiblen Anwendungsmöglichkeiten zur Abschätzung von Kosten in Folge von Parametervariationen sowie die Erweiterungsmöglichkeiten. Mit Bezug auf aktuelle Forschungs- und Entwicklungsprojekte geben folgende Beispiele einen Ausblick auf weiterführende Anwendungen der Bewertungsmethodik.

### **Bewertung großtechnischer Wasserstoffanlagen**

Ein Bündnis aus Forschungsinstituten und Industrie untersucht die technische Machbarkeit sowie die Wirtschaftlichkeit großer Wind-Wasserstoff-Systeme. Neben der großtechnischen Wasserstoffherzeugung über alkalische Druckelektrolyse werden auch Einspeisung ins Gasnetz, Rückverstromung sowie Speicherung in Salzkavernen in abgestimmten Demonstrationsprojekten untersucht (*Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt DLR 2011*).

Wie in Kapitel 2.3 dargestellt, betrachtet das CEBra in der Studie zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg die großtechnische Nutzung überschüssiger Windenergie zur H<sub>2</sub>-Herstellung. Am Beispiel eines 2.000 MW Windpark-Clusters wird eine Wasserstoffanlage für 1.520 MW Leistungsaufnahme vorgesehen. Im Rahmen einer in die Entwicklung der Bewertungsmethodik eingebundenen Diplomarbeit werden Prozessströme, Investitionen und Kosten für die gegebene Elektrolysekapazität analysiert (*Gohl 2009*). Zu den Ergebnissen siehe Anhang.

Für weitergehende Analysen kann die der Bewertungsmethodik zu Grunde liegende Excel-Matrix beliebig erweitert werden. Dadurch sind Technologieanalysen und Kostenschätzungen auch oberhalb der bisher bilanzierten 150 MW Elektrolysekapazität umsetzbar.

## **Optimierung des Elektrolyseprozesses**

Neben der Rückverstromung von  $H_2$  in Gasturbinen wird auch an der Weiterentwicklung der Elektrolysetechnologie gearbeitet. Unter anderem richtet sich die Optimierung im Bereich Betriebsparameter auf die Stromdichte sowie im Bereich Komponenten auf die Membran (*Siemens 2011*).

Im Rahmen einer in die Entwicklung der Bewertungsmethodik eingebundenen Master Thesis wird die Modularisierung des Elektrolyseprozesses sowie die daraus resultierenden Änderungen bei den Apparate-Investitionen analysiert (*Goh 2011*). Bezüglich der Ergebnisse siehe Anhang.

Für weitergehende Analysen bietet die Bewertungsmethodik die Möglichkeit, technologische Parameter dem Stand von Forschung und Entwicklung anzupassen, sowie Kostenbeträge zu ändern. Dadurch können  $H_2$ -Herstellungskosten nach Stand von Forschung und Entwicklung abgeschätzt bzw. berechnet werden.

## **Erweiterung der Prozesskette**

Unter anderen wird der Ansatz verfolgt, überschüssigen Strom aus Windkraft und Photovoltaik in Form von Methan zu speichern und die vorhandene Gasinfrastruktur zu nutzen. Für die Herstellung des synthetischen Erdgases werden Wasserstoffelektrolyse und Methanisierung kombiniert. Das vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesysteme IWES entwickelte Verfahren ist gegenwärtig in der Phase der industriellen Umsetzung. Die zu installierende Anlagenleistung liegt im zweistelligen Megawattbereich (*Fraunhofer-Gesellschaft 2010*).

Für weitergehende Analysen bietet die Bewertungsmethodik die Möglichkeit, zusätzliche Teilanlagen in die Prozesskette zu integrieren und die daraus resultierenden Änderungen der technologischen Parameter, der Investitionen oder der  $H_2$ -Herstellungskosten abzuschätzen.

In Kapitel 6.5.2.3 wird die Massestrombilanzierung am Beispiel der 150 MW Elektrolyse im kontinuierlichen Betrieb dargestellt. Als Lieferant des für die Methanisierung nutzbaren CO<sub>2</sub> kann unter anderem das am Standort befindliche Braunkohlenkraftwerk gesehen werden, das im Stoffverbund Elektrolyse-O<sub>2</sub> beziehen kann. In Kooperation mit weiteren Industriepartnern wird in der Energiewirtschaft der Ansatz eines Wasserstoff-Hybridkraftwerks verfolgt. Neben einer nachhaltigen Strom- und Wärmeversorgung ist die Verwendung des Wasserstoffs auch für Mobilität bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge vorgesehen (*Vattenfall Europe Innovation GmbH 2012*).

Im Bezug auf eine weitergehende Nutzung der Bewertungsmethodik wird als wesentliches Kriterium für Wirkungsgrad- und Kostenbewertungen die intelligente Verknüpfung der unterschiedlichen Technologie gesehen. Auf Grund der flexiblen Gestaltung der Bewertungsmethodik können Speicher- und Transportkonzepte in die Prozesskette aufgenommen und die benötigten Verdichteranlagen den Drücken angepasst werden. Der Einfluss einer H<sub>2</sub>-Verflüssigung auf die Gesamtinvestition wird in Kapitel 6.5.3 am Beispiel der kontinuierlich betriebenen Wasserstoffanlage mit einer Elektrolyseleistung von 150 MW dargestellt.

### **Fazit**

Über die bereits möglichen Nutzungsoptionen hinaus ist die vorliegende Bewertungsmethodik weiter zu verfeinern und weiter zu entwickeln.

Die zunehmende Komplexität von Bereitstellung, Transport und Nutzung der elektrischen Energie erfordert bereits im Vorfeld umfangreiche Analysen, um Planungsfehler bei Standortplanungen und Dimensionierungen von Wasserstoffanlagen vermeiden zu können.

## 10 Literaturverzeichnis

Ajanovic, A., Haas, R., & Nakicenovic, N. (2005).

*Wirtschaftliche Aspekte von Öko-Wasserstoff.*

(Internationale Energiewirtschaftstagung). Wien: TU Wien.

Eingesehen am 06.01.2009 in [http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/publications/pdf/HAA\\_PRE\\_2005\\_02.pdf](http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/publications/pdf/HAA_PRE_2005_02.pdf)

Altfeld, K., & Schley, P. (2011). Entwicklung der Erdgasbeschaffenheiten in Europa. *gwf-Gas/Erdgas*, (September 2011), S. 244-250.

Altmann, M., Gaus, S., Landinger, H., Stiller, C., & Wurster, R. (2001)

*Wasserstoffherzeugung in offshore Windparks "Killer-Kriterien", grobe Auslegung und Kostenabschätzung.* Studie im Auftrag von GEO Gesellschaft für Energie und Ökologie mbH. Eingesehen am 27.11.2008 in <http://www.lbst.de>

Bajohr, S., Götz, M., Graf, F., & Ortloff, F. (2011).

Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. *gwf-Gas/Erdgas*, (April 2011), S. 200-209.

Benesch, W.-A., & Brüggendick, H. (2011).

Konsequenzen der Schwachlastfahrweise für das gesamte Kohlekraftwerk. *VGB PowerTech* 7(2011), S. 40-43

Bernecker, M. (2009). *Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre* (3. Aufl.). Köln: Johanna-Verlag.

Betge, P. (1998)

*Investitionsplanung: Methoden-Modelle-Anwendungen* (3. Aufl.). Wiesbaden: Gabler.

Bitsch, R. (2008).

*Virtuelle Großanlagen und ihre Bedeutung für die Integration von Erneuerbaren Energiequellen und dezentralen Erzeugungen in bestehende Elektroenergiesysteme.*

Cottbus: CEBra - Centrum für Energietechnologie Brandenburg.

Eingesehen am 15.04.2009 in

<http://www-docs.tu-cottbus.de/cebra/public/>

Veröffentlichungen/Stud\_Bedeutg\_VgK\_Integr\_2008\_12\_20.pdf

BWK Energie-Fachmagazin (2009).

Ausbau der Erneuerbaren nicht ohne Stromspeicher.

*BWK- Das Energie-Fachmagazin Bd. 61* (3), S. 26-28.

Bohl, W., & Elmendorf, W. (2008).

*Strömungsmaschinen I – Aufbau und Wirkungsweise* (10. Aufl.).

Würzburg: Vogel.



- Bongartz, R., Jahn, W., & Marx, J. (1996)  
*Probabilistische Zuverlässigkeits- und Risikountersuchung der Photovoltaik-Wasserstoff-Brennstoffzellen-Demonstrationsanlage PHOEBUS Jülich*  
 (Berichte des Forschungszentrums Jülich 3176). Jülich:  
 Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik.
- Bove, R., & Ubertini, S. (2008).  
*Modeling Solid Oxide Fuel Cells – Methods, Procedures and Techniques*.  
 Springer Science+Business Media B.V.
- Brauer, H. (1996)  
*Handbuch des Umweltschutzes und der Umweltschutztechnik* (Band 2).  
 Berlin: Springer.
- Breitung, W. (2004).  
*Wasserstofftechnik - Forschung für Sicherheit und Transport*.  
 In Forschungsverbund Sonnenenergie (FVS) (Hrsg.),  
*Wasserstoff und Brennstoffzellen – Energieforschung im Verbund;*  
*Jahrestagung des FVS*. Berlin: FVS
- Brinner, A., & Hug, W. (2002).  
*Dezentrale Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse* (Konferenzbeitrag). Stuttgart:  
 Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.  
 Eingesehen am 17.11.2008 in [http://www.dlr.de/fk/Portaldata/40/Resources/dokumente/publikationen/H2Herstellung\\_Brinner\\_2002.pdf](http://www.dlr.de/fk/Portaldata/40/Resources/dokumente/publikationen/H2Herstellung_Brinner_2002.pdf)
- Bundesbank (2009).  
*Zeitreihe WU5636: Euro-Referenzkurs der EZB/1 €=...US\$*.  
 Eingesehen am 12.10.2009 in  
[http://www.bundesbank.de/statistik/statistik\\_zeitreihen.php?lang=de&open=devisen&func=row&tr=WU5636](http://www.bundesbank.de/statistik/statistik_zeitreihen.php?lang=de&open=devisen&func=row&tr=WU5636)
- Bundesbank (2010).  
*Zeitreihe AV3712: Durchschnittlicher Kapitalmarktzins, Euro-Raum, Stand 06.2010*.  
 Eingesehen am 17.08.2010 in  
[http://www.bundesbank.de/statistik/statistik\\_zeitreihen.php?lang=de&open=&func=row&tr=AV3712](http://www.bundesbank.de/statistik/statistik_zeitreihen.php?lang=de&open=&func=row&tr=AV3712)
- Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (2009). *Das Erneuerbare-Energien- und das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz, Daten und Fakten zu Biomasse – Januar 2009*. Berlin: BMELV.
- Bundesministerium der Justiz (2011).  
*Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen*.  
 Berlin: BMJ. Eingesehen am 24.05.2011 in  
<http://www.gesetze-im-internet.de/gasnev/index.html>

Bundesverband Windenergie e.V.(2011).

*Kosten-Effizienz – Windenergie.*

Eingesehen am 16.02.2011 in

[http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/ Presse\\_Hintergrund/HG\\_Kosten\\_Effizienz\\_Windenergie.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/ Presse_Hintergrund/HG_Kosten_Effizienz_Windenergie.pdf)

Cerbe, G., & Hoffmann, H.-J. (1999).

*Einführung in die Thermodynamik – Von den Grundlagen zur technischen Anwendung* (12. Aufl.). München Wien: Carl Hanser.

Chemical Engineering, Marshall & Swift (2010).

*Equipment Cost Index.*

Eingesehen am 07.06.2010 in <http://www.che.com/pci>

Constantinescu- Simon, L. (1996).

*Handbuch Elektrische Energietechnik-Grundlagen, Anwendungen.*

Wiesbaden: Vieweg.

Corsten, H. (2004).

*Produktionswirtschaft – Einführung in das industrielle Produktionsmanagement* (10. Auflage). München Wien: R. Oldenbourg.

Daimler (2011).

*Mercedes-Benz-Forschungsfahrzeug F 125.* Stuttgart: Daimler.

Eingesehen am 23.11.2011 in

<http://media.daimler.com/dcmedia/ 0-921-1417474-49-1422637-1-0-0-1422684-0-1-11694-854934-0-1-0-0-0-0-0.html>

Daimler (2012).

*Mercedes-Benz Deutschland-Nachrichten 2011- Citaro FuelCell-Hybrid.*

Deutschland: Mercedes-Benz.

Eingesehen am 16.01.2012 in

[http://www.mercedesbenz.de/content/germany/mpc/mpc\\_germany\\_website/de/home\\_mpc/bus/home/buses\\_world/update/news\\_2011/FuelCell\\_Hybrid.html](http://www.mercedesbenz.de/content/germany/mpc/mpc_germany_website/de/home_mpc/bus/home/buses_world/update/news_2011/FuelCell_Hybrid.html)

Deutsche Bundesbank (2010).

*Durchschnittl. Kapitalmarktzins im Euro-Raum (BIP-gewichtete Rendite zehnjähriger Staatsanleihen); Zeitreihe AV3712; EURO12 Ab Januar 2001; Zeitraum: von 1992-07 bis 2010-06; Stand vom: 29.07.2010 08:18 Uhr.*

Eingesehen am 25.08.2010 in

[http://www.bundesbank.de/statistik/statistik\\_zeitreihen.php?lang=de&open=&func=row&tr=AV3712](http://www.bundesbank.de/statistik/statistik_zeitreihen.php?lang=de&open=&func=row&tr=AV3712)

DENA Deutsche Energie-Agentur (2005).

*Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020.*

DENA: Köln. Eingesehen am 27.09.2009 in [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie1/dena-Netzstudie\\_1.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie1/dena-Netzstudie_1.pdf)

- DLR Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (2011).  
*Wasserstoff mit überschüssiger Windenergie produzieren.*  
 Stuttgart: DLR-Institut für Technische Thermodynamik.  
 Eingesehen am 26.06.2012 in  
[http://www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10202/334\\_read-2243/](http://www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10202/334_read-2243/)
- DWV Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (2008).  
*Wasserstoff und Brennstoffzellen, starke Partner erneuerbarer Energiesysteme- 2008.*  
 Berlin: DWV. Eingesehen am 29.05.2009 in  
<http://www.dwv-info.de/publikationen/2008/partner.pdf>
- EEA European Environmental Agency (2009).  
 Europe´s onshore and offshore wind energy potential.  
*EEA Technical Report, 6/2009.* Kopenhagen.
- EEX European Energy Exchange (2011).  
*Durchschnittlicher Preis für Baseload-Strom an der EPEX Spot je Quartal.*  
 Eingesehen am 18.05.2011 in  
<http://www.eex.com.de/downloads>
- ELT Elektrolyse Technik (2004).  
*Druckelektrolyseure auf dem LURGI System basierend, publiziert am:*  
 2004-06-23. Eingesehen am 10.01.2009 in  
<http://www.elektrolyse.de/vkp/modules.php?name=Content&pa=showpage&pid>
- Eichlseder, H., & Klell, M. (2008).  
*Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik – Erzeugung, Speicherung, Anwendung.* Wiesbaden:  
 Vieweg+Teubner.
- Einbock, P., Nadler, H.-G., & Nowak, W. (1989).  
 Verbesserung des spezifischen Energieverbrauchs technischer Wasser-Elektrolyseure  
 durch kataphoretische In-situ-Aktivierung.  
*Chem.-Ing.-Tech., 61* (1989), S.557-559. Eingesehen am 22.10.2008 in  
<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/cite.330610713/pdf>
- ENBW (2010).  
*Preise Emissionszertifikate (EU Allowance, EUA) mit Lieferung 2010 (EUA-10) 2010*  
*durchschnittlich 14,48 €/t CO2.* Eingesehen am 19.07.2011 in  
<http://geschaeftsbericht.enbw.com/2010:co2-zertifikate>
- Envia Netz (2011).  
*Preissystem für Entnahme mit Leistungsmessung – Jahresleistungspreissystem, gültig*  
*ab 01.01.2011.* Eingesehen am 28.09.2011 in  
[http://www.envia-netz.de/data/2011-01-01\\_-\\_PB\\_1\\_RLM.pdf](http://www.envia-netz.de/data/2011-01-01_-_PB_1_RLM.pdf)
- Erdmann, G., & Zweifel, P. (2008).  
*Energieökonomik, Theorie und Anwendungen.*  
 Berlin Heidelberg: Springer.

EWE Netz GmbH (2009).

*Erdgasnetzgebiete der EWE Netz GmbH: Brandenburg und Rügen mit HD-Leitungen.* Eingesehen am 07.01.2011 in <http://www.ewe-netz.de/gas/netzkarten.php>

Fraunhofer-Gesellschaft (2010).

*Ökostrom als Erdgas speichern.*

Stuttgart: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung

Baden-Württemberg ZSW. Eingesehen am 26.06.2012 in

<http://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2010/04/strom-erdgas-speicher.html>

Geitmann, S. (2004).

*Wasserstoff & Brennstoffzellen – Die Technik von Morgen.*

Kremmen: Hydrogeit.

Germanhy (2009).

*Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?.*

Abschlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Eingesehen am 28.11.2011 in

[http://www.germanhy.de/page/fileadmin/germanhy/media/090826\\_germanHy\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.germanhy.de/page/fileadmin/germanhy/media/090826_germanHy_Abschlussbericht.pdf)

Gewerbeaufsicht Baden-Württemberg (2002).

*Aufstellung von Druckbehältern zum Lagern von Gasen; TBR 610 - Vom 21. August 1995 (BArbBl. 11/1995 S. 56)*

*zuletzt geändert am 28. Mai 2002 (BArbBl. 9/2002 S. 129).*

Eingesehen am 26.05.2010 in

[http://www.gaa.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/16502/5\\_2\\_610.pdf](http://www.gaa.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/16502/5_2_610.pdf)

Goh, L. (2011).

*Wasserstoffherstellung durch Druck-Alkali-Elektrolyse – Evaluation von Technologien, Alternativen und Kosten*

(Master Thesis, Cottbus, Brandenburgische Technische Universität, 2011).

Gohl, T. (2009).

*Technologische und wirtschaftliche Bewertung einer Prozesskette zur Erzeugung, Speicherung und Bereitstellung von Wasserstoff aus fluktuierender Windenergie*

(Diplomarbeit, Cottbus, Brandenburgische Technische Universität, 2009).

Günther, H.-O., & Tempelmeier, H. (2003).

*Produktion und Logistik* (5. Aufl.).

Berlin Heidelberg New York: Springer.

Guthrie, K.-M. (1974).

*Process Plant Estimating, Evaluation and Control.*

Solana Beach CA: Craftsman Book Co. of America.

Grombach, P., Haberer, K., Merkl, G., & Trüeb, E.-U. (2000).  
*Handbuch der Wasserversorgungstechnik* (3. Aufl.).  
München Wien: Oldenbourg.

Hammer, K., & Tuttas, C. (1996).  
Erzeugung, Transport und Verteilung der elektrischen Energie. I  
n L. Constantinescu-Simon (Hrsg.),  
*Handbuch Elektrische Energietechnik-Grundlagen, Anwendungen*, (S. 496-599).  
Wiesbaden: Vieweg.

Hansmann, K.-W. (2006).  
*Industrielles Management* (8. Aufl.).  
München Wien: R. Oldenbourg.

Held, H.-D., & Schnell, H.-G. (2000).  
*Kühlwasser-Verfahren und Systeme der Aufbereitung, Behandlung und Kühlung von  
Süßwasser-Brackwasser-Meerwasser in der Industrie* (5. Aufl.).  
Essen: Vulkan.

Hellfritsch, S., Gonschorek, S., Wilhelm, S., Löser, R., Klemm, J.,  
Weigl, M., & Gampe, S. (2006).  
*Entwicklungsstand des Oxyfuel-Prozesses für Braunkohlekraftwerke*.  
Dresden: Technische Universität Dresden. Eingesehen am 08.10.2010 in  
[http://tu-dresden.de/die\\_tu\\_dresden/fakultaeten/  
fakultaet\\_maschinenwesen/iet/vws/Veroeffentlichungen/  
kwt/KWT%202006/KWT-2006-4%20KWT%20Kolloquium.pdf](http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_maschinenwesen/iet/vws/Veroeffentlichungen/kwt/KWT%202006/KWT-2006-4%20KWT%20Kolloquium.pdf)

Heuck, K., Dettmann, K.-D., & Schulz, D. (2010).  
*Elektrische Energieversorgung – Erzeugung, Übertragung und Verteilung  
elektrischer Energie für Studium und Praxis* (8. Aufl.).  
Wiesbaden: Vieweg+Teubner.

Herrlan(2010).  
*Rohstoff Kontor, Kaliumhydroxid*. Eingesehen am 06.12.2010 in  
[http://www.herrlan.de/dental/shop/index.php?cat=c104\\_Kaliumhydroxid-KOH-90--  
Kaliumhydroxid-KOH-90-.html](http://www.herrlan.de/dental/shop/index.php?cat=c104_Kaliumhydroxid-KOH-90-Kaliumhydroxid-KOH-90-.html)

Hirschberg, H.-G. (1999).  
*Handbuch Verfahrenstechnik und Anlagenbau-Chemie, Technik,  
Wirtschaftlichkeit*.  
Berlin Heidelberg New York: Springer.

Jarass, L., Obermair, G.-M., & Voigt, W. (2009).  
*Windenergie-Zuverlässige Integration in die Energieversorgung* (2. Aufl.).  
Berlin Heidelberg Wien: Springer.

Karl, J. (2006).  
*Dezentrale Energiesysteme, Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt* (2.  
Aufl.). München Wien: R. Oldenbourg.

KfW (2010).

*KfW-Sonderprogramm Große Unternehmen Investitionen 8/1/8 (Laufzeit/tilgungsfreie Anlaufjahre/Zinsbindung), effektiv, Preisklasse A.*

Eingesehen am 17.08.2010 in

<http://www.kfw-formularsammlung.de/>

KonditionsanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?Bankengruppe=1590781856

Krewitt, W., & Schlomann, B. (2006).

*Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern.*

Karlsruhe: Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung.

Eingesehen am 09.08.2011 in

[http://www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare\\_energien/downloads/application/pdf/ee\\_kosten\\_stromerzeugung.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/ee_kosten_stromerzeugung.pdf)

Kruschwitz, L. (2009).

*Investitionsrechnung* (12. Aufl.). München: Oldenbourg.

Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft LMBV (2010). *Lausitz-Industrieparks*. Eingesehen am 14.07.2010 in

<http://www.lausitz-industrieparks.de>

Linde-Gas (2011).

*Preis für Stickstoff mit Anlieferung in Flaschenbündeln.*

Telefonat 03.03.2011: Linde-Gas.

McKinsey (2010).

*A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis.*

Eingesehen am 18.08.2011 in

[http://www.zeroemissionvehicles.eu/uploads/Power\\_trains\\_for\\_Europe.pdf](http://www.zeroemissionvehicles.eu/uploads/Power_trains_for_Europe.pdf)

Melin, T., & Rautenbach, R. (2004).

*Membranverfahren – Grundlagen der Modul- und Anlagenauslegung* (2. Aufl.). Berlin Heidelberg New York: Springer.

Mensch, G. (2002).

*Investition, Investitionsrechnung in der Planung und Beurteilung von Investitionen*. München Wien: R. Oldenbourg.

Mischner, J., Juch, T., & Kurth, K. (1999).

*Flüssiggasanlagen - Entwurf, Planung, Optimierung*.

Berlin: Verlag für Bauwesen.

Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (2004).

*Wassernutzungsentgelte Land Brandenburg §40 BbgWG, Fassung 08.12.2004*. Potsdam:

MUGV. Eingesehen am in 04.12.2010 in <http://www.mugv.brandenburg.de>

Mischner, J., Fasold, H.-G., & Kadner, K. (2011).

*Gas2energy.net – Systematische Grundlagen der Gasversorgung*.

München: Oldenbourg.

- Moussallem, I., Pinnow, S., & Turek, T. (2009).  
Möglichkeiten zur Energierückgewinnung aus Wasserstoff bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse. *Chemie Ingenieur Technik* 4/2009, S. 489-493.  
Weinheim: Wiley-VCH.
- Müller-Seyring, G. & Theisen, T. (2011).  
Intelligente Gasnetze – Smart Gas Grids. *gwf-Gas/Erdgas*,  
(April 2011), S. 212-217.
- Mutschmann, J., & Stimmelmayer, F. (2011).  
*Taschenbuch der Wasserversorgung* (15. Aufl.). Wiesbaden: Vieweg+Teubner.
- Nitsch, J., & Fishedick, M. (2002).  
Eine vollständig regenerative Energieversorgung mit Wasserstoff – Illusion oder realistische Perspektive. *Institut für Technische Thermodynamik, DLR-Portal*.  
Eingesehen am 11.07.11 in <http://www.dlr.de/tt/en/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Wasserstoff-Essen.pdf>
- Ontras – VNG Gastransport GmbH (2011).  
*Ontras Netzkarte*. Eingesehen am 22.07.2011 in  
[http://www.ontras.com/cms/fileadmin/Dokumente\\_Netz/ontrasgebiet\\_stationsnamen\\_Internet\\_mit\\_Schutz.pdf](http://www.ontras.com/cms/fileadmin/Dokumente_Netz/ontrasgebiet_stationsnamen_Internet_mit_Schutz.pdf)
- Ontras – VNG Gastransport GmbH (2012).  
*Entgelttabellen für feste und unterbrechbare Kapazitäten-Entgelte für Einspeisepunkte-Marktübergangspunkt*. Eingesehen am 18.01.2012 in  
[http://www.ontras.com/cms/fileadmin/Dokumente\\_Kapazitaetsvermarktung/Geschaeftsbedingungen/Preisblatt\\_ONTRAS\\_ab\\_Januar\\_2012.pdf](http://www.ontras.com/cms/fileadmin/Dokumente_Kapazitaetsvermarktung/Geschaeftsbedingungen/Preisblatt_ONTRAS_ab_Januar_2012.pdf)
- OSTWIND (2010).  
*OSTWIND Projekte, Windparks am Netz, Cottbus Halde, Cottbus-Nord*.  
Eingesehen am 06.12.2010 in  
[www.ostwind.de/de/unternehmen/ostwind-projekte/parks-am-netz.html](http://www.ostwind.de/de/unternehmen/ostwind-projekte/parks-am-netz.html)
- Pehnt, M. (2002).  
*Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik* (Dissertation, Stuttgart, Universität, 2001). Düsseldorf: VDI.
- Peters, M.-S., & Timmerhaus, K.-D. (1991).  
*Plant Design and Economics for Chemical Engineers*.  
New York: Mc Graw-Hill Inc..
- Pforte, R. (2010).  
*Untersuchungen zur Integration der fluktuierenden Windenergie in das System der Elektroenergieversorgung* (Dissertation, Karlsruhe, Institut für Technologie, 2010).  
Kassel: KIT. Eingesehen am 22.09.2011 in  
[http://www.windland.ch/doku\\_wind/WEA\\_Integration\\_Netzversorgung](http://www.windland.ch/doku_wind/WEA_Integration_Netzversorgung).

- Roesler, R., & Zittel, W. (1994).  
*Wasserstoff als Energieträger – Wasserstoffherzeugung, Wasserstoffeinsatz im Kraftwerkssektor, Wasserstoffspeicherung.- transport, und –verteilung, Wasserstoff-Verflüssiger, H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub>-Dampferzeuger. Teilprojekt 4 "Umwandlungssektor" im Rahmen des IKARUS Projektes.*  
 Jülich: Forschungszentrum.
- Rosyd, O. A. (2006).  
*System-analytic Safety Evaluation of the Hydrogen Cycle for Energetic Utilization* (Dissertation, Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, Fakultät für Verfahrens- und Systemtechnik, 2006).
- Schröter, W., Lautenschläger, K.-H., & Bibrack, H. (1994).  
*Taschenbuch der Chemie.* (16. Aufl.). Frankfurt am Main, Harri Deutsch.
- Schulze, D. (1998).  
*Die Wasserspeicherung – Planung, Bau und Betrieb von Erdbehältern.*  
 Essen: Vulkan.
- Sattler, K., & Kasper, W. (2000).  
*Verfahrenstechnische Anlagen – Planung, Bau und Betrieb, Band 1.*  
 Weinheim: Wiley-VCH.
- Sauer, D.-U. (2006).  
 Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung.  
*Solarzeitalter, 18. Jahrgang, Heft (4), S. 12-34.*
- Schwarz, H., Bitsch, R., & Fichtner, R. (2008).  
*Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg.*  
 CEBra - Centrum für Energietechnologie Brandenburg:  
 Brandenburgische Technische Universität Cottbus.
- Schwarz, H., & Pfeiffer, K. (2011).  
*Fortführung der Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg.* Eingesehen am 16.09.2011 in  
[http://www.energie.brandenburg.de/media\\_fast/bb1.a.2865.de/Fortfuehrung%20der\\_Studie\\_zur\\_Netzintegration\\_der\\_Erneuerbaren\\_Energien\\_im\\_Land\\_BB.pdf](http://www.energie.brandenburg.de/media_fast/bb1.a.2865.de/Fortfuehrung%20der_Studie_zur_Netzintegration_der_Erneuerbaren_Energien_im_Land_BB.pdf)
- Siemens (2011).  
*Windstrom zu Wasserstoff.* München: Siemens. Eingesehen am 26.06.2012 in  
[http://www.siemens.com/innovation/apps/pof\\_microsite/\\_pof-spring-2011/\\_html\\_de/elektrolyse.html](http://www.siemens.com/innovation/apps/pof_microsite/_pof-spring-2011/_html_de/elektrolyse.html)
- StatoilHydro (2008).  
*Hydrogen Technologies – World leader in electrolyses for hydrogen solutions.*  
 Eingesehen am 02.09.2009 in  
[http://www.electrolysers.com/hydrogentechnologies/svg03816.nsf/Attachments/080465\\_Hydrogen\\_ny\\_WEB.pdf/\\$FILE/080465\\_Hydrogen\\_ny\\_WEB.pdf](http://www.electrolysers.com/hydrogentechnologies/svg03816.nsf/Attachments/080465_Hydrogen_ny_WEB.pdf/$FILE/080465_Hydrogen_ny_WEB.pdf)



Sterner, M.(2009).

*Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems* (Dissertation, Kassel, Universität Kassel, 2009).

In Schmid, J. (Hrsg.), *Erneuerbare Energien und Energieeffizienz* (Band 14), Kassel, Fraunhofer IWES. Eingesehen am 11.05.2011 in <http://www.uni-kassel.de/upress/online/frei/978-3-89958-798-2.volltext.frei.pdf>

Storm, P.- C. (2009)

*Beck-Texte im dtv, Umweltrecht – 4. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen* (20. Aufl.). München: Deutscher Taschenbuch Verlag.

Synwoldt, C. (2008):

*Mehr als Sonne, Wind und Wasser: Energie für eine neue Ära.*  
Weinheim: Wiley-VCH.

Vattenfall Europe (2011).

*Das CCS - Der Weg zur sauberen Kohleverstromung.* Eingesehen am 24.01.11 in [http://www.vattenfall.de/de/file/Broschure\\_zum\\_Erkundungsprogramm\\_13595586.pdf](http://www.vattenfall.de/de/file/Broschure_zum_Erkundungsprogramm_13595586.pdf)

Vattenfall Europe Innovation (2012).

*Wasserstoff-Hybridkraftwerk-Praxistest für eine sichere und nachhaltige Energieversorgung.* Eingesehen am 26.06.2012 in <http://www.vattenfall.de/de/wasserstoff-hybridkraftwerk.htm>

Vattenfall Europe Mining AG (2010).

*Luftbildmontagen Windeignungsgebiet W22, Stand 06.12.10.*  
Cottbus: Vattenfall Europe Mining AG.

VE-M (2011).

*Bergmännische Arbeiten für den Cottbuser Ostsee.*  
Tagebau Cottbus Nord, Schautafel: Vattenfall Europe Mining AG.

Vattenfall Europe Mining (2011).

*Expertengespräch zur Machbarkeit einer Wasserstoff-Elektrolyse-Anlage am Windpark Jänschwalde, Stand 17.01.2011.* Cottbus: Vattenfall Europe Mining AG.

Vattenfall Europe PowerConsult (2009).

*Expertengespräch zu Optionen der Wasserversorgung am Standort Schwarze Pumpe, Stand 04.12.2009.* Vetschau: VPC

Vattenfall Europe PowerConsult (2010).

*Expertengespräch zu Optionen der Energieversorgung am Standort Schwarze Pumpe, Stand 05.10.2010.* Vetschau: VPC

Vattenfall Europe Windkraft GmbH (2010).

*Onshore-Windparks, Windpark Jänschwalde.* Eingesehen am 06.12.2010 in [www.vattenfall.de/de/onshore-windparks.htm](http://www.vattenfall.de/de/onshore-windparks.htm)

VSG GmbH Industriepark Schwarze Pumpe (2010).  
*Vermarktungsfläche, Stand 04.10.10*. Schwarze Pumpe: VSG GmbH.  
Eingesehen am 04.10.2010 in  
[http://www.industriepark.info/images/download/vermarktungsflaechen\\_de.PDF](http://www.industriepark.info/images/download/vermarktungsflaechen_de.PDF)

Wagner, U., Angloher, J., & Dreier, T. (2000).  
*Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung*.  
München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik  
TU München, E&M Energie und Management.

Wenske, M.: Wasserstoff-Herstellung per Elektrolyse. In:  
Luschtinetz, T., & Lehmann, J.(Hrsg.),  
*15. Symposium, Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik;*  
*Stralsund, 6.-8. November 2008*, S. 159-174. Eingesehen am 23.03.2010 in  
[http://www.fhstralsund.de/dokumentenverwaltung/dokumanagement/psfile/file/33/tb\\_re\\_gwa\\_2491d40be7d1b5.pdf](http://www.fhstralsund.de/dokumentenverwaltung/dokumanagement/psfile/file/33/tb_re_gwa_2491d40be7d1b5.pdf)

Winter, C.-J., & Nitsch, J. (1989).  
*Wasserstoff als Energieträger – Technik, Systeme, Wirtschaft* (2. Aufl.).  
Berlin Heidelberg New York London Paris Tokyo, Springer.

Wissel, S., Rath-Nagel, S., Blesl, M., Fahl, U., & Voß, A. (2008, Februar).  
*Stromerzeugungskosten in Vergleich* (Arbeitsbericht Nr. 4). Stuttgart: Institut für  
Energiewirtschaft und Rationale Energieanwendung. Eingesehen am 12.09.11 in  
[http://www.ier.unistuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht\\_04.pdf](http://www.ier.unistuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_04.pdf)

Witt, W. (2009, April).  
Schematischer Ablauf einer Investition. *Anlagentechnik 1* (S.39-72).  
Cottbus: Brandenburgische Technische Universität.

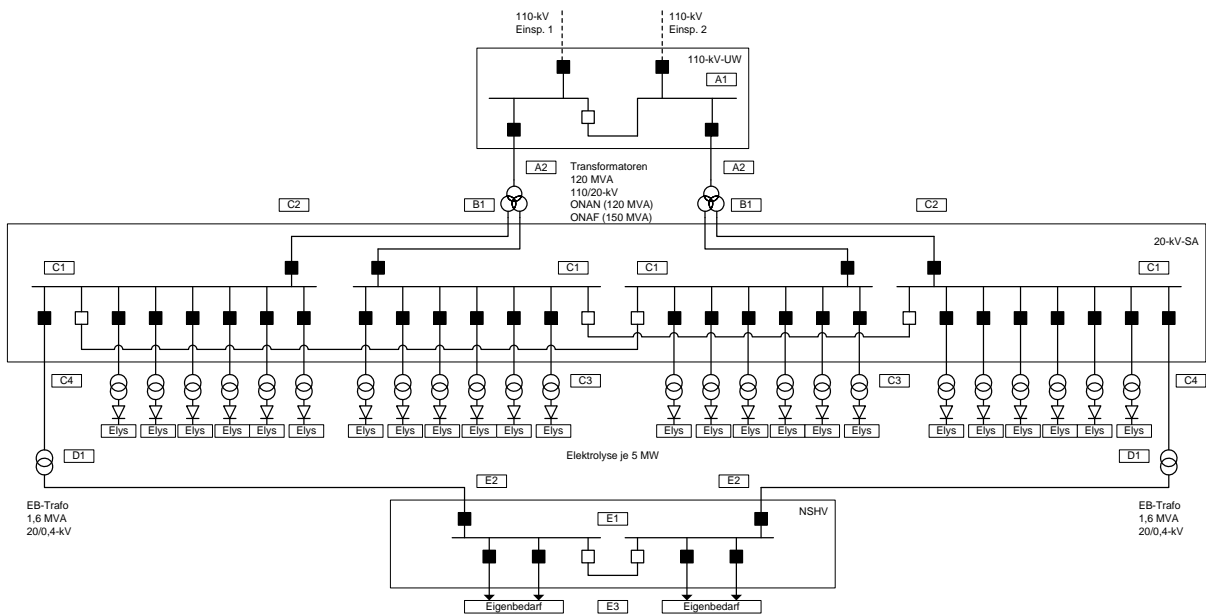
Zittel, W., Wurster, R., & Weindorf, W. (2002).  
*Wasserstoff in der Energiewirtschaft*.  
Ottobrunn: L-B-Systemtechnik GmbH. Eingesehen am 06.10.2008 in  
<http://www.hyweb.de/Wissen/w-i-energiew.html>; Zugriff am 2008-10-06.

# 11 Anhang

**Tab. A-1:** Energieversorgung einer Wasserstoffanlage mit 150 MW Elektrolyseleistung

[Erstellt von VPC (2011) Abteilung Elektrische Netze]

Position	Benennung
A1	110-kV-Umspannwerk (Freiluft)
A2	110-kV-Kabel UW-Trafo
B1	Netztransformatoren 120/60/60MVA, 110/20-kV
C1	20-kV-Schaltanlage
C2	20-kV-Kabel Trafo-Schaltanlage
C3	20-kV-Kabel Schaltanlage-GR-Trafo-Elektrolyse
C4	20-kV-Kabel Schaltanlage-EB-Trafo
D1	EB-Trafo 20/0,4-kV, 1,6 MVA
E1	NSHV
E2	NS-Kabelverbindung EB-Trafo-NSHV
E3	Eigenbedarfsversorgung (Instapaket)

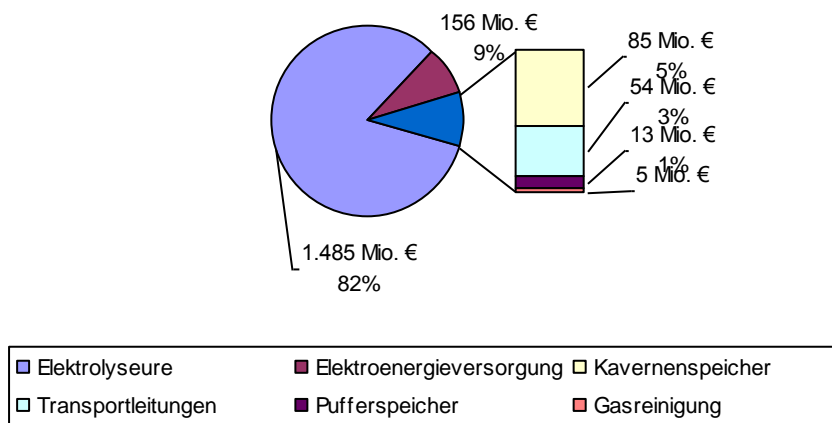


**Bild A-1:** Schaltplan zur Stromversorgung einer Wasserstoffanlage mit 150 MW Elektrolyseleistung

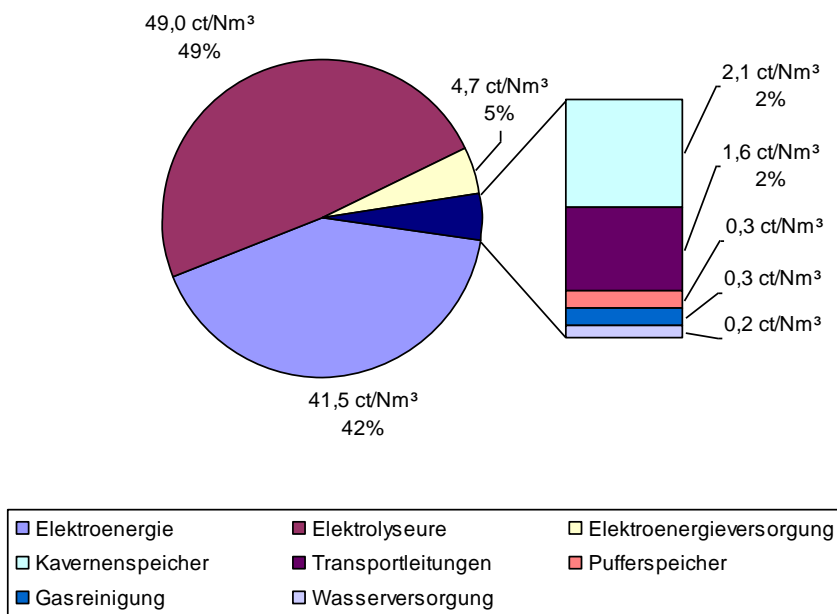
[Erstellt von VPC (2011) Abteilung Elektrische Netze]

**Tab. A-2:** Wasserstoffanlage mit 1.520 MW Elektrolyseleistung, ausgewählte Prozessschritte und Bilanzierungen [Gohl 2009]

Prozessschritt	Bilanzgröße	Bilanzierung
Elektroenergie- Bereitstellung	Elektrische Leistung	1.520 MW
Wasser- Aufbereitung	Rohwasser- Volumenstrom	1.253 m <sup>3</sup> /h
	Abwasser- Volumenstrom	300 m <sup>3</sup> /h
Elektrolyse	Wasserstoff- Volumenstrom	328.848 Nm <sup>3</sup> /h
	Sauerstoff- Volumenstrom	164.422 Nm <sup>3</sup> /h
Transport	Transportleitungs- Länge	91 km
Speicherung	Kavernen- Volumen	1.283.988 m <sup>3</sup>
Gasreinigung	Wasserstoff- Massestrom	28.513 kg/h



**Bild A-2:** Wasserstoffanlage mit 1.520 MW Elektrolyseleistung, Investitionskosten [Gohl 2009]



**Bild A-3:** Wasserstoffanlage mit 1.520 MW Elektrolyseleistung, Anteil der Wasserstoffgestehungskosten von 100 ct/Nm<sup>3</sup> (ohne Sauerstoffvergütung), Kalkulationszinssatz 7,90%, Abschreibungsdauer 30a [Gohl 2009]

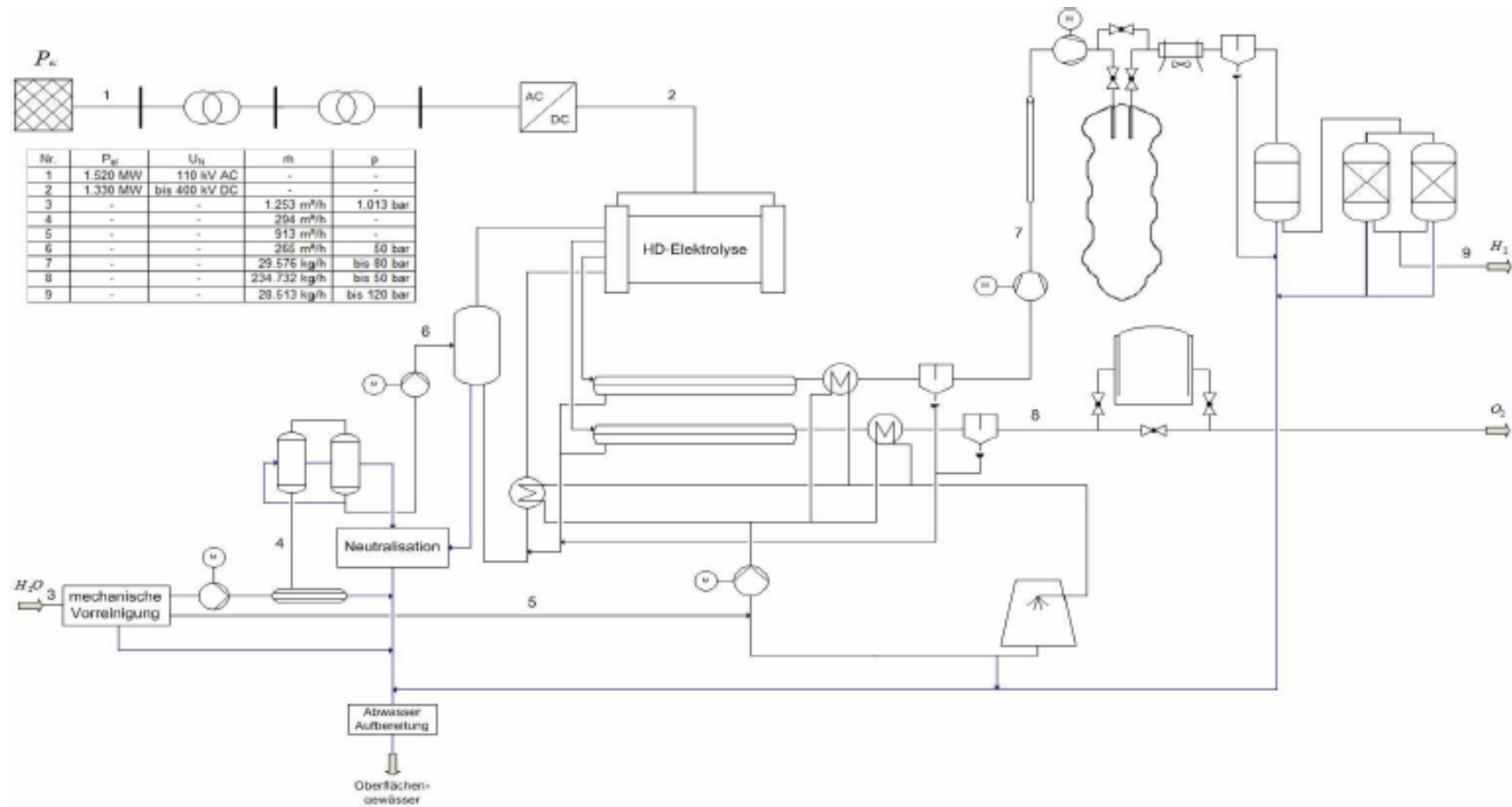
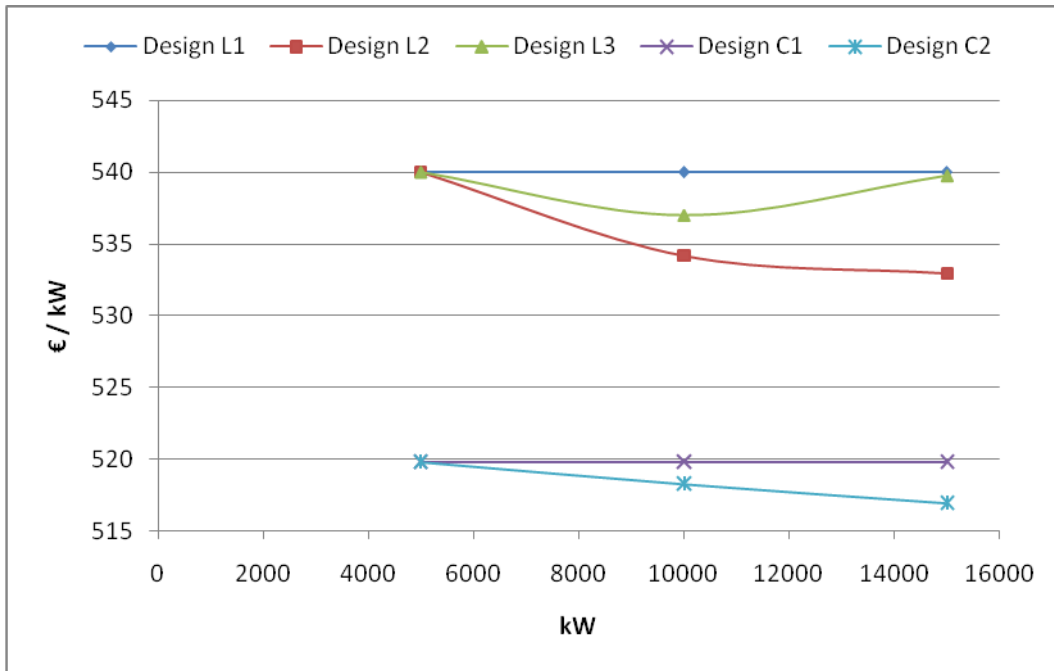


Bild A-4: Wasserstoffanlage mit 1.520 MW Elektrolyseleistung, Vereinfachtes Verfahrensfließbild [Gohl 2009]





**Bild A-6:** Wasserelektrolyse-Prozess, Design-Alternativen, spezifische Investitionskosten [Goh 2011]