

Abschlussbericht BWPLUS

H2ZVK - Integrale H2-Machbarkeitsstudie am Standort Klärwerk Steinhäule

von

Zweckverband Klärwerk Steinhäule
Steinbeis-Innovationszentrum energieplus
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für
Technologie

Förderkennzeichen: BWRWK24113

Laufzeit: 01.06.2024 – 30.11.2024

Finanziert aus Landesmitteln, die der Landtag Baden-Württemberg beschlossen hat.

November 2024



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Auftraggeber **Zweckverband Klärwerk Steinhäule (ZVK)**

Wichernstraße 10
89073 Ulm

Tel. +49 731-97 972-90

E-Mail: info@zvk-s.de

Auftragnehmer **Steinbeis Innovationszentrum energieplus (SIZ)**

Office am Ringgleis
Hamburger Straße 277
38114 Braunschweig

Tel. + 49 531-793 893-80

E-Mail: info@siz-energie-plus.de

**DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des
Karlsruher Instituts für Technologie
Bereich Wasserchemie und Wassertechnologie (DVGW-EBI)**

Engler-Bunte-Ring 1 – 9
76131 Karlsruhe

Tel. +49 721-608-47894

E-Mail: saravia@dvgw-ebi.de

Bearbeitung

ZVK:

B.Eng. Jonathan Fuchs, Dipl.-Ing. Erwin Schäfer

SIZ:

M.Sc. Florian Weiß, Dr.-Ing. Christian Kley

DVGW-EBI:

M.Sc. Jan Singer, M.Sc. Yair Morales,

Prof. Dr. Harald Horn, Dr.-Ing. Florencia Saravia

Assoziierte
Partner

Die Innovationsregion Ulm - Spitze im Süden e.V.

Simone Strobel

**H2-Wandel – Modellregion Grüner Wasserstoff
Baden-Württemberg e.V.**

Michael Bächler

SWU Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH

Pascale Müller

Umwelttechnik BW GmbH

Aennes Abbas

Kurzfassung

In dieser Machbarkeitsstudie wird die Errichtung einer dezentralen Wasserelektrolyse zur Produktion von grünem Wasserstoff auf dem Gelände des Klärwerks Steinhäule untersucht. Der Fokus liegt dabei auf der Analyse der Standortpotentiale, die sich im Wesentlichen aus der Flächenverfügbarkeit, der Genehmigungsfähigkeit, der leistungsstarken Stromversorgung, den Wasserstoffvertriebsmöglichkeiten und dem Abwärmenutzungspotenzial zusammensetzen. Mit Hinblick auf die Nutzung von Synergieeffekten mit dem Kläranlagenbetrieb liegt ein zusätzliches Hauptaugenmerk auf der Aufbereitung von Reinstwasser aus gereinigtem Kläranlagenablauf zur Versorgung des Elektrolyseurs und der Verwertung des Elektrolysesauerstoffs in der biologischen Reinigungsstufe.

Auf Grundlage dieser Ergebnisse werden drei Szenarien der Elektrolyseausbaustufen 5, 10 und 20 MW entwickelt, die auch als modulare Ausbaustufen verstanden werden können.

Für die Untersuchung dieser Szenarien, wird im zweiten Teil eine Simulation der Energie- und Stoffströme und eine Grobkostenrechnung durchgeführt. Anhand dieser Ergebnisse werden Aussagen zu erwartbaren Gesamtinvestitionskosten und Wasserstoffgestehungskosten getätigt.

Zusätzlich wird ein Konzept ausgearbeitet, um aus dem gereinigten Abwasser Reinstwasser für die Elektrolyse zu erzeugen.

Die Machbarkeitsstudie zeigt, dass eine modular erweiterbare Elektrolyseanlage auf dem Klärwerk Steinhäule grünen Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen produzieren kann. Dies gelingt unter anderem durch die Nutzung der Elektrolyse Nebenprodukte Abwärme und Sauerstoff in der Kläranlage. Daneben kann die Nutzung von Frischwasser vermieden werden, indem der gereinigte Kläranlagenablauf als Rohwasser für die Elektrolyse genutzt wird.

Für eine erfolgreiche Realisierung der Wasserstoffproduktion müssen in den folgenden Planungsphasen alle beleuchteten Themen weiter konkretisiert werden.

Inhalt

Kurzfassung.....	iii
Inhalt.....	iv
Abbildungsverzeichnis.....	vi
Tabellenverzeichnis.....	viii
Abkürzungsverzeichnis.....	ix
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation.....	1
1.2 Zielsetzung.....	1
1.3 Vorgehen.....	2
2 Grundlagen.....	4
2.1 Klärwerk Steinhäule.....	4
2.2 Elektrolyse.....	5
3 Standortpotenzialanalyse.....	7
3.1 Flächenverfügbarkeit und Genehmigungsvoraussetzungen.....	7
3.2 Solarisierung der Kläranlage.....	9
3.3 Stromversorgung.....	13
3.4 Wasserstoffvertrieb.....	13
3.5 Abwärmenutzung.....	14
3.6 Stakeholder-Auswahl.....	16
4 Nutzung von Kläranlagenablauf als Rohwasser für die Elektrolyse.....	17
4.1 Analyse und Bewertung des Kläranlagenablaufs.....	17
4.1.1 Onlinemessungen.....	17
4.1.2 Probenahme.....	18
4.2 Reinstwasseraufbereitung.....	19
4.2.1 Konzept.....	19
4.2.2 Benötigte Wassermengen.....	21
4.2.3 Designparameter und Simulation der Demineralisierung.....	22
4.2.4 Speicherkonzept.....	24
4.2.5 Zusammenfassung des UPW-Aufbereitungskonzepts.....	25
4.3 Kühlwasser.....	26
5 Nutzung des Elektrolysesauerstoffs.....	27
5.1 Sauerstoffnutzung auf der Kläranlage.....	27
5.2 Elektrolysesauerstoff.....	28
5.3 Sauerstoffmengen.....	28
5.4 Sauerstoffnutzung in den Belebungsbecken.....	28

5.5	Zusammenfassung der Nutzung des Elektrolysesauerstoffs.....	29
6	Integrales Energiekonzept.....	31
6.1	Randbedingungen der Simulation	31
6.2	Szenarien	32
6.3	Simulationsergebnisse	35
6.4	Grobkostenrechnung.....	38
6.5	Sensitivitätsanalyse.....	41
7	Geschäfts- und Betreibermodelle	45
7.1	Business Case	45
7.2	Fördermittel	46
8	Identifizierung von Folgeuntersuchungen und Umsetzungsvorbereitung	47
8.1	Notwendige Folgeuntersuchungen.....	47
8.2	Umsetzungszeitplan	48
9	Zusammenfassung	49
10	Verwertung	50
	Literaturverzeichnis	51
	Anhang	A

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Luftbild des Klärwerks Steinhäule	4
Abbildung 2.2: Abbildung einer 5MW-Elektrolysenlage in Container-Bauweise	6
Abbildung 3.1: Luftbild der Kläranlage Steinhäule mit markierten potenziellen Flächen für eine Elektrolyseanlage	7
Abbildung 3.2: Übersicht zur Einstufung des Genehmigungsverfahrens für Wasserstoffherstellungsanlagen	9
Abbildung 3.3: Darstellung der PV-Bestandsanlagen und potenzielle Erweiterungsflächen auf dem Klärwerk Steinhäule	10
Abbildung 3.4: Grafische Darstellung des monatscharfen Stromverbrauchs der Kläranlage und des errechneten PV-Ertrags	11
Abbildung 3.5: Grafische Darstellung des stundenscharfen Stromverbrauchs der Kläranlage und des errechneten PV-Ertrags	12
Abbildung 3.6: Grafische Darstellung des simulierten monatscharfen Strombedarfs der Elektrolyse und des errechneten PV-Ertrags	12
Abbildung 3.7: Jahresdauerlinie einer verfügbaren Abwärmeleistung einer simulierten 10MW-Elektrolyseanlage mit ~4.500 Vbh	15
Abbildung 3.8: Übersicht über die wichtigsten Stakeholder des Elektrolyseprojekts	16
Abbildung 4.1: Stündliche Werte zu Auslaufmengen und ausgewählter online-gemessenen Parameter im Kläranlagenablauf. Die Zahlen in den Boxplots entsprechen dem Median, den ausgewerteten Minimal- und Maximalwerten ($\pm 1,5 \cdot$ Interquartilabstand) der jeweiligen Parameter, die Kreise zeigen den Mittelwert	18
Abbildung 4.2: Stündliche Werte zu ausgewählten online-gemessenen Parametern beim Kläranlagenablauf. Zahlen in Boxplots entsprechen dem Median, den ausgewerteten minimalen und maximalen Werten ($\pm 1,5 \cdot$ Interquartilabstand) der jeweiligen Parameter, Kreise zeigen den Mittelwert	19
Abbildung 4.3: Konzept der UPW-Aufbereitung	20
Abbildung 5.1: Überblick der Belebungsbecken und deren Belüftung. Die roten Pfeile zeigen den Verlauf des Wassers in den Becken und der gestichelte rote Kasten markiert die Gebläsestation	27
Abbildung 5.2: Simulationsergebnis des benötigten Luftvolumenstroms in Becken 20 bei unterschiedlichen Sauerstoffvolumenanteilen in der Druckluft der Belüftung	30
Abbildung 5.3: Simulationsergebnis des benötigten Luftvolumenstroms in Becken 16 bei unterschiedlichen Sauerstoffvolumenanteilen in der Druckluft der Belüftung	30
Abbildung 6.1: Strombezugsanforderungen für die grüne Wasserstoffherzeugung	31
Abbildung 6.2: Jahresdauerlinie des PPA-Mixes und pot. Volllast einer 5MW-Elektrolyse	32
Abbildung 6.3: Schematische Darstellung des Szenarios S	33
Abbildung 6.4: Schematische Darstellung des Szenarios M	33
Abbildung 6.5: Schematische Darstellung des Szenarios L	33
Abbildung 6.6: Mögliches Layout der Elektrolyseanlage auf Fläche 1	34
Abbildung 6.7: Sankey-Diagramm des Szenarios M mit den Energieströmen über 10 Jahre	36
Abbildung 6.8: Verfügbare Elektrolyseabwärme des Szenarios M im Januar	37
Abbildung 6.9: Verfügbare überschüssige Elektrolyseabwärme des Szenarios M im Januar	37
Abbildung 6.10: Investitionskosten der Szenarien S-L	39

Abbildung 6.11: Wasserstoffgestehungskosten der Szenarien S-L	40
Abbildung 6.12: Sensitivitätsanalyse Wärmepreis (+/- 50 €/MWh)	42
Abbildung 6.13: Sensitivitätsanalyse ges. Abwärme wird verkauft	42
Abbildung 6.14: Sensitivitätsanalyse PPA-Preis (+/- 15€/MWh)	43
Abbildung 6.15: Sensitivitätsanalyse Sauerstofflerlös (Erlös entspricht Stromersparnis)	43
Abbildung 6.16: Sensitivitätsanalyse max. Fördersumme (ohne Förderung / max. 5 Mio. € / keine absolute Begrenzung)	44
Abbildung 7.1: Business Model Canvas	45
Abbildung 8.1: Umsetzungszeitplan	48

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Ergebnis der PV-Ertragssimulation	11
Tabelle 4.1: Maximale Wasserstoffproduktionskapazität in Bezug auf den Volumenstroms des Kläranlagenablaufs	22
Tabelle 4.2: Benötigte UPW-Mengen der einzelnen Szenarien.....	22
Tabelle 4.3: Ergebnisse aus der RO-Simulation mit Wave	23
Tabelle 4.4: Übersicht über den Energieverbrauch und die Wasserausbeute der UPW- Aufbereitung	24
Tabelle 4.5: Volumen der Speicherbehälter.....	25
Tabelle 4.6: Benötigte Kühlwassermengen je nach Szenario.....	26
Tabelle 5.1: Sauerstoffanfall und Kosteneinsparung bei den unterschiedlichen Szenarien	28
Tabelle 6.1: Wichtige Leistungskennzahlen der Simulationsergebnisse	35
Tabelle 6.2: Übersicht über die Ergebnisse der Grobkostenrechnung ohne Förderung	40
Tabelle 6.3: Übersicht über die Ergebnisse der Grobkostenrechnung mit Förderung	41

Abkürzungsverzeichnis

<i>BAFA</i>	<i>Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle</i>
<i>BImSchG</i>	<i>Bundesimmissionsschutzgesetz</i>
<i>BImSchV</i>	<i>Bundesimmissionsschutzverordnung</i>
<i>CSB</i>	<i>Chemischer Sauerstoffbedarf</i>
<i>EDI</i>	<i>Elektrodeionisierung</i>
<i>IE-Anlage</i>	<i>Industrieemissions-Anlage</i>
<i>KA</i>	<i>Kläranlage</i>
<i>KfW</i>	<i>Kreditanstalt für Wiederaufbau</i>
<i>LF</i>	<i>elektrische Leitfähigkeit</i>
<i>LOI</i>	<i>engl.: Letter of intent (Absichtserklärung)</i>
<i>PPA</i>	<i>engl.: Power Purchase Agreement („Stromkaufvereinbarung“)</i>
<i>PV</i>	<i>Photovoltaik</i>
<i>RFNBO</i>	<i>engl.: Renewable fuels of non-biological origin</i>
<i>RO</i>	<i>Umkehrosmose (engl.: reverse osmosis)</i>
<i>RSW</i>	<i>Rückspülwasser</i>
<i>SWU</i>	<i>Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH</i>
<i>TOC</i>	<i>Gesamter organischer Kohlenstoff (engl.: total organic carbon)</i>
<i>UF</i>	<i>Ultrafiltration</i>
<i>UPW</i>	<i>Reinstwasser (engl.: ultrapure water)</i>
<i>ZVK</i>	<i>Zweckverband Klärwerk Steinhäule</i>
<i>ZVS</i>	<i>Zweckverband Klärschlammverwertung Steinhäule</i>

1 Einleitung

1.1 Motivation

Als Betreiber des Klärwerks ist der Zweckverband Klärwerk Steinhäule (ZVK) an innovativen Ansätzen und Vorhaben zur Effizienzsteigerung und zur Verbesserung der Nachhaltigkeit der Kläranlage interessiert, insbesondere bei der Erschließung regionaler Wertschöpfungspotenziale. Darunter fallen aktuell prioritär die (Ab-)Wärmenutzung, die energetische Nutzung von Klärgasen und der effiziente Betrieb einer Wasserelektrolyseanlage. Die Effizienz und Nachhaltigkeit der Elektrolyseanlage ergibt sich aus der Nutzung der entstehenden Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme für den Kläranlagenbetrieb und ein mögliches Wärmenetz. Im Betrieb eines Wasserelektrolyseurs ist neben grünem Strom die Verfügbarkeit von Wasserressourcen für die Produktion von Reinstwasser von entscheidender Bedeutung. Wasser wird in Zukunft auch in Mitteleuropa ein knappes Gut sein, das möglichst nachhaltig genutzt werden sollte. Mit Blick auf diese Thematik liegt der Ansatz nahe, ein Teil des ohnehin anfallenden Kläranlagenablaufs in der Art weiter aufzubereiten, dass es für eine Elektrolyse genutzt werden kann. Der Standort des Klärwerks Ulm-Steinhäule bietet mehrere interessante Untersuchungsansätze und Potentiale für den Betrieb einer Elektrolyseanlage.

Gleichzeitig ist es für die im Zweckverband zusammengeschlossenen Kommunen und somit für den ZVK selbst wichtig die vorhandenen technischen und wirtschaftlichen Potenziale am Standort für die Energiewende und weitere Dekarbonisierungsoptionen zu nutzen. Auf kommunaler Ebene, im Land Baden-Württemberg und auf Bundesebene wurden hierzu ehrgeizige Klimaziele gesetzt.

1.2 Zielsetzung

Die vorliegende H₂-Machbarkeitsstudie hat das Ziel die Potenziale einer Elektrolyseanlage am Klärwerk Steinhäule detaillierter zu beleuchten und zu analysieren. Mit der Ausarbeitung erfolgt eine umfassende und integrierte Betrachtung der technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten sowie von Synergieeffekten zwischen einer Kläranlage und einer Wasserelektrolyseanlage unter Berücksichtigung der standortspezifischen Gegebenheiten und Rahmenbedingungen. Hierzu wird ein hybrider Ansatz zwischen einer internen Nutzung und einem Vertrieb der Produkte (grüner) Wasserstoff (Methanisierung, Wasserstoffvertrieb), Abwärme (Wärmeversorgung) und Sauerstoff (Belüftung der biologischen Reinigungsstufe) für das Klärwerk betrachtet. Als Ergänzung wird der innovative Ansatz einer Wasserversorgung des Elektrolyseurs durch die Aufbereitung des Kläranlagenablaufs vor Ort untersucht. Somit könnte ein Teil des gereinigten Abwassers einer Wiederverwendung zugeführt werden, wodurch Trinkwasser und Grundwasserressourcen geschont werden. Des Weiteren wird im Hinblick auf das Wärmekonzept eine Analyse des Abwasserwärmepotenzials durchgeführt. Es findet somit eine integrale und umfassende Betrachtung der Potenziale an diesem Standort statt. Das Vorhaben liefert mit diesem Pionieransatz die Möglichkeit ein Mustermodell für andere Kläranlagenstandorte in Baden-Württemberg zu schaffen. Insgesamt werden in der Machbarkeitsstudie die Grundlagen für eine Umsetzung ausgearbeitet. Die Erstellung einer darauf aufbauende Umsetzungsplanung ist ein weiteres

strategisches Projektziel dieses Vorhabens. Aufgrund des begrenzten Zeitbudgets dieser Machbarkeitsuntersuchung wird davon ausgegangen, dass je nach Ergebnis themenspezifische Folgeuntersuchungen stattfinden werden (Wasseraufbereitung, Abwärme- und Sauerstoffnutzung).

1.3 Vorgehen

Das Projekt ist in folgende sechs Arbeitspakete unterteilt:

AP 1: Ist-Analyse und Koordination

- Verschaffung eines Überblicks über das Klärwerk, der Rahmenbedingungen und der Prozesse vor Ort
- Analyse der vorhandenen Energieinfrastruktur und Daten zum Klärwerk
- Sektorenübergreifende Wasserstoffbedarfsermittlung
- Aufstellung eines Versorgungsplans – Elektrolyse

AP 2: Zielsetzungen

- Leitbild H₂-Strategie
- Organigramm mit den Akteuren

AP 3: Ermittlung der Standortpotenziale

- Voranfrage/Zuarbeiten zur Genehmigung der H₂-Produktion und H₂-Abfüllung nach BImSchG beim zuständigen Regierungspräsidium
- Ermittlung der Verwertungspfade für Wasserstoff, Abwärme und Sauerstoff

AP 4: Integrales Energiekonzept inkl. Wärmekonzept, Abwasseraufbereitung und Sauerstoffkonzept

- Modellierung (Simulation) der H₂-Produktion im Kontext der Bereitstellung (lokale, externe Stromerzeugungsanlagen) und Beschaffung von grünem Strom
- Auswahl der Elektrolysetechnologie und Dimensionierung
- Ermittlung der Jahreserträge von grünem Wasserstoff und Sauerstoff
- Untersuchungen zur max. Solarisierung des Klärwerks, Bestimmung der Eigenproduktion von PV-Strom und Zukauf von grünem Strom
- Übersicht der aktuellen Anbieter der in Frage kommenden Elektrolyseanlagen
- Grobauslegung und Kostenermittlung einer H₂-Verdichter- und Abfüllstation
- Aufstellung eines Wärmekonzepts inkl. Grobdimensionierung der Komponenten und Kostenermittlung
- Abwärmennutzung für Faulturn und die Schlamm-trocknung, lokale Gebäudeheizung sowie Einspeisung in nahe gelegenes Wärmenetz
- Untersuchung zum Einsatz eines Langzeit-Wärmespeichers
- Erstellung eines Layouts der Elektrolyseanlage und des Wärmekonzepts mit Peripherie auf dem Gelände des Klärwerks
- Konzeption der Reinstwasseraufbereitung aus Kläranlagenablauf
- Entwicklung des Sauerstoffkonzepts

AP 5: Geschäfts- und Betreibermodelle der Elektrolyse

- Bewertung der Geschäftsszenarien („Business-Case“)
- Entwicklung Betreibermodelle unter Berücksichtigung von potenziellen Fördermitteln

- Beratende Tätigkeit bezüglich der Betreiberfrage

AP 6: Identifizierung von Folgeuntersuchungen, Umsetzungsvorbereitung und Dokumentation

- Identifizierung der Ansätze von Folgeuntersuchungen
- Abklären der Lieferzeiten für die Komponenten
- Konkretisierung des Umsetzungszeitplans
- Aufzeigen von erforderlichen Umsetzungsschritten
- Zuarbeit und Beratung zu notwendigen Genehmigungen (Elektrolyseur)

2 Grundlagen

2.1 Klärwerk Steinhäule

Das Klärwerk Steinhäule befindet sich an der Landesgrenze zwischen Baden-Württemberg und Bayern. Der „Zweckverband Klärwerk Steinhäule“ ist dabei ein Zusammenschluss aus mehreren Kommunen sowie der Städte Ulm und Neu-Ulm. Das Klärwerk umfasst eine Fläche von 25 ha und reinigt das Abwasser von rund 440.000 Einwohnerwerten im Einzugsgebiet des Zweckverbands.

Als einer der ersten Kläranlagen in Deutschland umfasst die Abwasserreinigung auch eine adsorptive Reinigungsstufe, bei der dem Abwasser ein Adsorber in Form von Pulveraktivkohle zugegeben wird. An deren sehr großer Oberfläche bleiben u.a. Spurenstoffe haften. Über die Sedimentation und Filtration werden die Aktivkohlepartikel wieder aus dem Abwasser entfernt und mit der Aktivkohle auch ein Großteil der Spurenstoffe.

Außerdem ist der Bau einer Klärschlammfäulungsanlage nach dem Prinzip der Hochlastfäulung geplant, die nach dem aktuellen Stand der Vorplanung mit einem Wärmeenergiebedarf von rund 800-1.200 kW versorgt werden muss. Geprüft wird, ob eine Aufbereitung des Klärgases zu Biomethan sinnvoll ist.



Abbildung 2.1: Luftbild des Klärwerks Steinhäule

[Quelle: Zweckverband Klärwerk Steinhäule]

Neben der Infrastruktur zur Reinigung von Abwasser befindet sich zusätzlich eine Klärschlammverbrennungsanlage auf dem Gelände, die vom „Zweckverband Klärschlammverwertung Steinhäule“ (ZVS) betrieben wird und jährlich ca. 90.000 t Klärschlamm thermisch verwertet.

Das Klärwerk Steinhäule mit angeschlossener Verbrennungsanlage hat einen signifikanten jährlichen Stromverbrauch von 19,2 GWh pro Jahr. Mittels einer Dampfturbine der Klärschlammverwertung werden davon 5,5 GWh/a produziert, die

bereits auf dem Gelände installierten Photovoltaikanlagen erzeugen weitere 0,4 GWh/a. Dadurch wird der notwendige Strombezug um 30% reduziert. Ein großer Teil dieses Stromverbrauchs ist auf die Belüftung der biologischen Reinigungsstufe zurückzuführen, in der Mikroorganismen mit Sauerstoff versorgt werden müssen. Darüber hinaus stellt die Kläranlage eine potenzielle klimaneutrale Wärmequelle für die Versorgung der umliegenden Gemeinden dar. Dieses Potenzial liegt im Wesentlichen in der Abwärme der thermischen Klärschlammverwertung, in der zukünftigen Verstromung des Klärgases und im Abwasser selbst. In Kapitel 4.4 werden diese Potenziale nochmals im Detail untersucht.

2.2 Elektrolyse

Die Wasserelektrolyse ist eine zentrale Technologie zur Herstellung von grünem Wasserstoff. Zu den wichtigsten Elektrolysetechnologien gehören die Alkalische Elektrolyse (AEL), die Protonenaustauschmembran-(PEM)-Elektrolyse und die Festoxid-Elektrolyse (SOEC). Diese unterscheiden sich nicht nur in ihrer Effizienz, Materialanforderung und Flexibilität, sondern auch in der potenziellen Nutzung der dabei anfallenden Abwärme.

Alkalische Elektrolyse

Die Alkalische Elektrolyse ist eine etablierte Technologie, die mit flüssigen Elektrolyten wie Kalilauge arbeitet. Sie zeichnet sich durch eine Stacktemperatur von ca. 80°C aus und benötigt keine Edelmetalle in den Stacks.

PEM-Elektrolyse

Die PEM-Elektrolyse arbeitet mit einer festen Polymermembran als Elektrolyt. Sie zeichnet sich durch eine höhere Dynamik und Flexibilität aus, was sie für die Nutzung erneuerbare Energien attraktiv macht. Die Stacktemperaturen liegen in der Regel niedriger als bei der AEL. Dies führt zu einem niedrigeren Temperaturniveau bei der Wärmeauskopplung. Der niedrigere Flächenbedarf (Footprint) prädestiniert die Technologie für die Containerbauweise

Festoxid-Elektrolyse (SOEC)

Die Festoxid-Elektrolyse arbeitet bei hohen Temperaturen (700–1.000 °C). Die thermische Energie kann dabei aus externen Wärmequellen (z. B. industrielle Abwärme) zugeführt werden. Ein Vorteil der SOEC ist, dass sie durch die Integration dieser Wärme eine deutlich höhere elektrische Effizienz erreichen kann. Sie dient daher selbst nicht als Abwärmequelle, sondern als Wärmesenke. Diese Elektrolyse befindet sich derzeit allerdings noch im Entwicklungsstatus.

Elektrolyseanlagen in Containerbauweise bieten eine modulare und skalierbare Lösung, insbesondere für die dezentrale Wasserstoffproduktion. Während Alkali- und PEM-Elektrolyse sich aufgrund ihrer Eigenschaften leichter in Container integrieren lassen, bietet die SOEC-Technologie ein höheres Potenzial für industrielle Anwendungen. Die Wahl der Technologie hängt daher stark vom Anwendungsfall ab. Abbildung 2.2 zeigt eine schematische Darstellung einer 5 MW Elektrolyseanlage der PEM-Technologie des britischen Herstellers ITM Power. Die dargestellte Anlage ist in zwei 40-Fuß-Container untergebracht und umfasst auch die notwendigen Rückkühler auf dem Dach der Container.

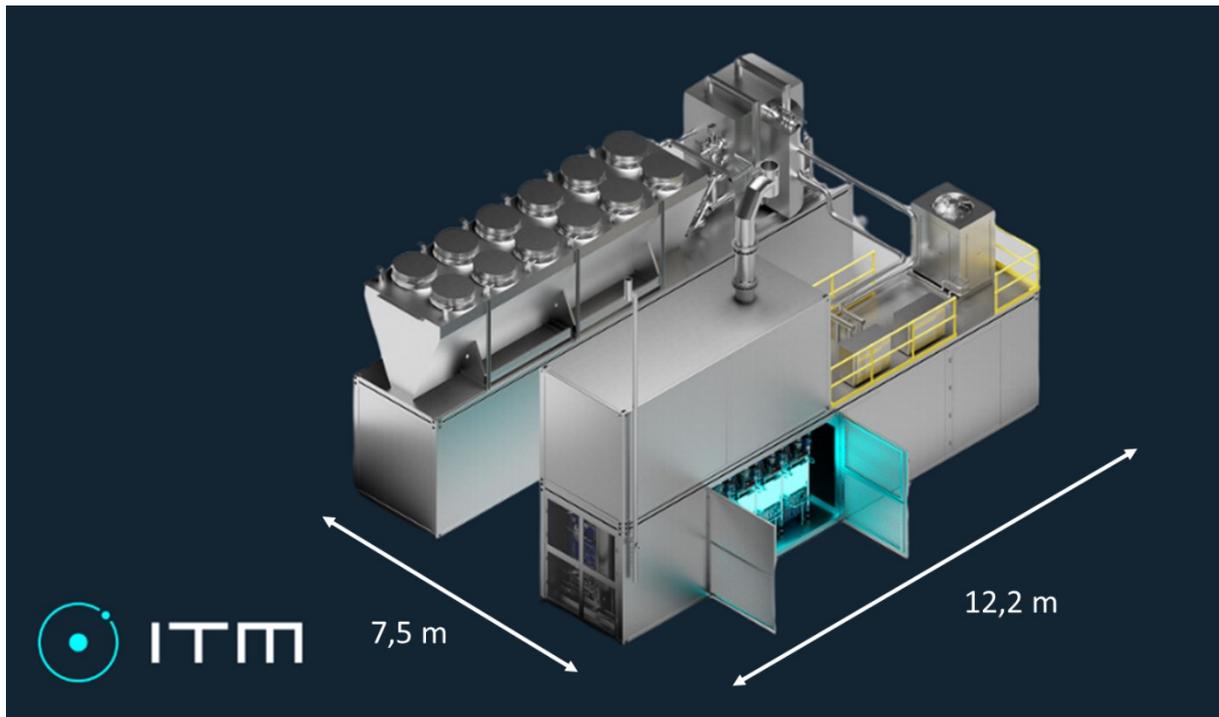


Abbildung 2.2: Abbildung einer 5MW-Elektrolysenlage in Container-Bauweise

[Quelle: in Anlehnung an Pressemitteilung von ITM Power, verfügbar unter:
<https://itm-power.com/news/first-contract-signed-for-neptune-v>]

Für das Druckniveau des produzierten Wasserstoffs und des anfallenden Sauerstoffs lassen sich keine pauschalen Aussagen in Abhängigkeit der Elektrolysetechnologie treffen. Da die Auskopplung des anfallenden Sauerstoffs an vielen Standorten nicht wirtschaftlich ist, bieten nur wenige Hersteller dies als buchbare Option von standardisierten Containerlösungen an. Da für eine wirtschaftliche Sauerstoffnutzung das Druckniveau und die Zusammensetzung des Sauerstoffgasgemischs entscheidend ist, müssen die anlagenspezifischen Eigenschaften bei den jeweiligen Herstellern separat erfragt werden.

3 Standortpotenzialanalyse

Die Analyse der Standortpotenziale umfasst die Prüfung der notwendigen Anforderungen, die für den Aufbau eines Elektrolyseurs und der zugehörigen H₂-Infrastruktur notwendig sind. Anhand dieser Anforderungen wird der Standort auf seine Eignung untersucht und bewertet. Weiterhin wird abgeleitet, welche Möglichkeiten des Wasserstoffvertriebs theoretisch erschließbar sind. Hierzu wurden standortübergreifend folgende Anforderungen einzeln geprüft:

- Flächenverfügbarkeit
- Genehmigungsfähigkeit
- Stromversorgung
- Wasserstoffvertriebsmöglichkeiten
- Abwärmennutzungspotenzial
- Wasserversorgung
- Sauerstoffnutzungspotenzial

Die Untersuchung der Nutzung des gereinigten Abwassers und des Sauerstoffnutzungspotenzials erfolgt separat in Kapitel 4 und 5.

3.1 Flächenverfügbarkeit und Genehmigungsvoraussetzungen

Auf dem Luftbild der Kläranlage Steinhäule in Abbildung 3.1 sind einige freie Flächen erkennbar. Ein Großteil dieser Flächen muss vom Zweckverband jedoch für mögliche Erweiterungsbecken und Erweiterungsgebäude vorgehalten werden. Lediglich die beiden in Rot umrandeten Flächen kommen für eine Elektrolyseanlage in Frage. Die nahezu rechteckige Fläche 1 ist ~3.600 m², die Fläche 2 ist ~4.900 m² groß.



Abbildung 3.1: Luftbild der Kläranlage Steinhäule mit markierten potenziellen Flächen für eine Elektrolyseanlage

[Quelle: Geodatenportal der Stadt Neu-Ulm und des Landkreises Neu-Ulm, verfügbar unter: <https://www.gisserver.de/neuulm/>]

Grundsätzlich weisen beide Flächen die positive Eigenschaft auf, dass sie in unmittelbarer Nähe zur biologischen Reinigungsstufe liegen und daher gute Voraussetzungen für die Nutzung des Elektrolysesauerstoffs bieten. Trotz der Nähe

zur Donau liegen beide Flächen nicht in einem HQ-100 Hochwassergebiet. Darüber hinaus verläuft eine leistungsfähige Erdgasleitung direkt an beiden Flächen vorbei und im angrenzenden Gewerbegebiet Steinhäule befindet sich auch die Gasübernahmestation der SWU. Dies ermöglicht für beide Flächen eine Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz. Auf der zweiten Fläche befinden sich momentan noch zwei Gebäude, in denen sich Büroräumlichkeiten befinden. Ein Ersatz der Büroräume ist bereits in Überlegung, weshalb die Neubebauung der Fläche je nach Zeitplan möglich ist. Beide Flächen der Kläranlage sind in der Bauleitplanung als Ver- und Entsorgungsflächen ausgewiesen und ermöglichen die Errichtung einer Industrieemissions-Anlage (IE-Anlage).

Bislang war jede Elektrolyseanlage, die einen industriellen Maßstab aufwies, genehmigungsrechtlich als eine IE-Anlage eingestuft. Der industrielle Maßstab lag vor, wenn der Wasserstoff gewerblich genutzt wird. Das bedeutete, dass bislang jede in Deutschland errichtete Elektrolyse-Anlage ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß BImSchG durchlaufen musste. Mit der Novelle der 4. BImSchV vom 15.11.2024 ändert sich diese Vorgabe. Anlagen unter 5 MW elektrischer Nennleistungen werden nicht mehr im BImSchG berücksichtigt und fallen unter die Baugenehmigung unter Berücksichtigung der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV). Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung ≥ 5 MW und einer geringeren Tagesproduktion als 50 t/d werden im vereinfachten Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung nach BImSchG behandelt. Bei einer Tagesproduktion ≥ 50 t/d sind die Elektrolyse-Anlagen als IE-Anlagen einzustufen und fallen somit unter das förmliche Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß BImSchG.

Die sonstigen Anforderungen, die in Hinblick auf die anfallende Menge an H_2 und der zugehörigen Lagermenge zu berücksichtigen sind, bleiben bestehen. Relevant ist hier besonders die Störfallverordnung gemäß der 12. BImSchV mit den Mengenschwellen der unteren Klasse von 5 t H_2 und der oberen Klasse von 50 t H_2 . Des Weiteren müssen die Lagerkapazitäten an H_2 gemäß der 4. BImSchV berücksichtigt werden. Die wichtigsten Informationen zu diesen Grenzwerten sind in Abbildung 3.2 übersichtlich dargestellt. Wichtig ist die Konzentrationswirkung des übergeordneten Genehmigungsverfahrens, das automatisch alle unterstufigen Genehmigungsverfahren mit enthält. Für die weitere Betrachtung kann der im Oktober 2024 aktualisierte Vollzugsleitfaden der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI) hinzugezogen werden. [1]

In dieser Machbarkeitsstudie werden drei Varianten bzw. Ausbaustufen der Elektrolyseanlage untersucht:

- | | | |
|----|------------|---------------------------|
| 1. | Variante S | 5 MW Elektrolyseleistung |
| 2. | Variante M | 10 MW Elektrolyseleistung |
| 3. | Variante L | 20 MW Elektrolyseleistung |

Für Variante S sollte eine Elektrolyseleistung von knapp unter 5 MW und eine maximale stationäre H_2 -Speichermenge von < 3 t angestrebt werden, um ein Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG zu vermeiden.

Variante M und L fallen unter das vereinfachte Verfahren. Hierbei empfiehlt es sich, wenn möglich die Einstufung in die Störfallverordnung zu vermeiden. Dies bedeutet, dass die H_2 -Menge von 5 t an der Elektrolyseanlage nicht überschritten werden darf. Nach erster Einschätzung befinden sich jedoch keine relevanten Schutzgüter im

Umkreis von 100 m um die beiden vorgesehenen Flächen, was grundsätzlich auch eine Elektrolyseanlage unter der Störfallverordnung ermöglichen würde.

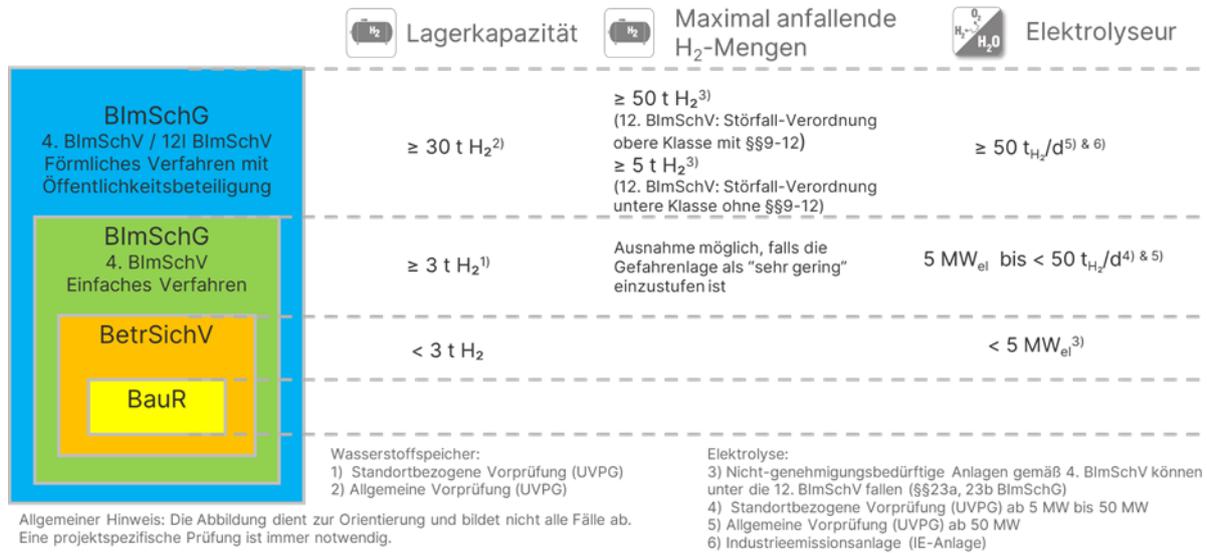


Abbildung 3.2: Übersicht zur Einstufung des Genehmigungsverfahrens für Wasserstoffherzeugungsanlagen

[Quelle: eigene Darstellung]

3.2 Solarisierung der Kläranlage

Im Rahmen der Machbarkeitsuntersuchung wird das Potenzial der Eigenstromerzeugung auf dem Kläranlagengelände und die daraus folgenden Eigenstromnutzung für die Kläranlage und die Elektrolyse untersucht.

Bisher erzielt das Klärwerk Steinhäule mit den Bestandsanlagen, welche eine Leistung von 472 kWp betragen, ca. 500 MWh Ertrag pro Jahr. Sie befinden sich als Freiflächenanlage auf dem Denitrifikationsbecken und auf den Dächern des Rechengebäudes, der Schlammagerhalle, sowie der Sandfilteranlage.

Für den Ausbau wird das Potenzial weiterer Flächen analysiert. Neben den restlichen Dachflächen und potenziellen Freiflächen, besteht die Möglichkeit über den unterschiedlichen Becken Photovoltaikanlagen zu realisieren. In der folgenden Grafik sind alle Bestandsanlagen und potenziellen Flächen in unterschiedlichen Farben gekennzeichnet.



Abbildung 3.3: Darstellung der PV-Bestandsanlagen und potenzielle Erweiterungsflächen auf dem Klärwerk Steinhäule

[Quelle: Geodatenportal der Stadt Neu-Ulm und des Landkreises Neu-Ulm, verfügbar unter: <https://www.gisserver.de/neuulm/>]

Für die in blau dargestellten eckigen Becken wird ein System mit fester Überdachung betrachtet, wobei die PV-Module auf einem Tragwerk aus Stahl montiert werden. Mit Hinblick auf in Zukunft notwendige Erweiterungen des Klärwerks, wird für die Freiflächen eine Solarisierung mittels Solar Container festgelegt. Diese lassen sich bei Bedarf einfacher abbauen, da sie nicht dauerhaft fest mit dem Untergrund verbunden sind.

Um den Ertrag der zusätzlich denkbaren PV-Anlagen beziffern zu können, wurde eine Simulation mithilfe der Software PV*Sol durchgeführt. Durch die programmseitig integrierte Datenbank mit zahlreichen Modultypen und der Platzierung auf den potenziellen Flächen, ist eine praxisnahe Simulation möglich. Tabelle 3.1 zeigt die PV-Ertragsergebnisse der Simulation in der Abbildung 3.3 dargestellten Flächen.

Tabelle 3.1: Ergebnis der PV-Ertragssimulation

	Leistung [kWp]	Ertrag [kWh]	Spez. Ertrag [kWh/kWp]
Bestand	472	502.000	1.061
Dachflächen	104	108.500	1.036
Freiflächen	1.825	1.930.000	1.057
Eckige Becken	3.795	4.024.000	1.060
Gesamtanlage	6.197	6.564.000	1.059

Das Diagramm Abbildung 3.4 stellt den kombinierten Stromverbrauch von Klärwerk und Verbrennungsanlage im Jahr 2023 und den errechneten Ertrag der PV-Anlagen in monatlicher Auflösung dar. Der direkt verbrauchte Anteil elektrischer Energie (gelb) und der nicht in der Kläranlage nutzbare Überschuss (grün) ergeben den errechneten Gesamtertrag, den die Anlage über das Jahr erzeugt. Der Stromverbrauch des Klärwerks kann zu ca. 26 % gedeckt werden.

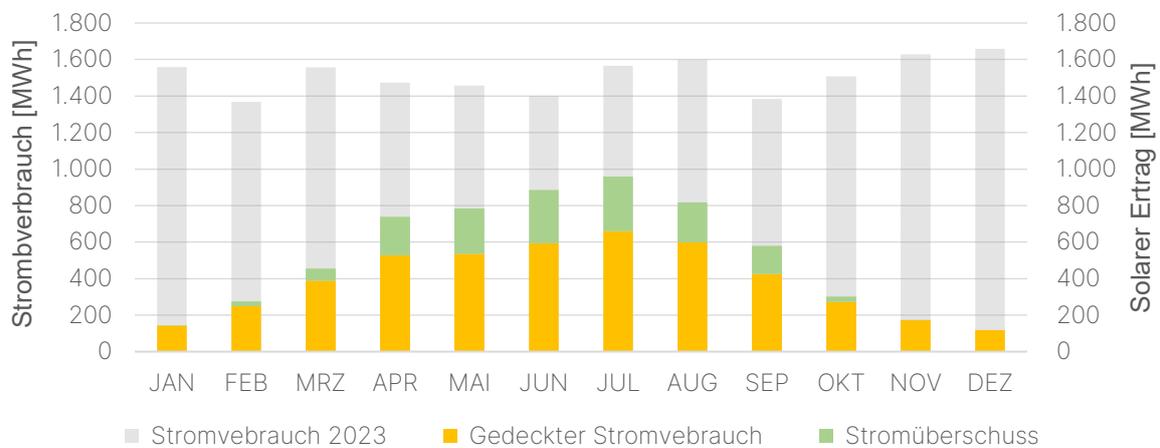


Abbildung 3.4: Grafische Darstellung des monatscharfen Stromverbrauchs der Kläranlage und des errechneten PV-Ertrags

Zwar kann der PV-Ertrag den Stromverbrauch der Kläranlage nicht vollständig decken, aber die Ergebnisse in stündlicher Auflösung Abbildung 3.5 zeigen, dass teilweise Stromüberschüsse vorhanden sind. Diese müssen entweder ins Netz eingespeist, anderweitig genutzt oder mithilfe eines Batteriespeichers zwischengespeichert werden.

Standortpotenzialanalyse

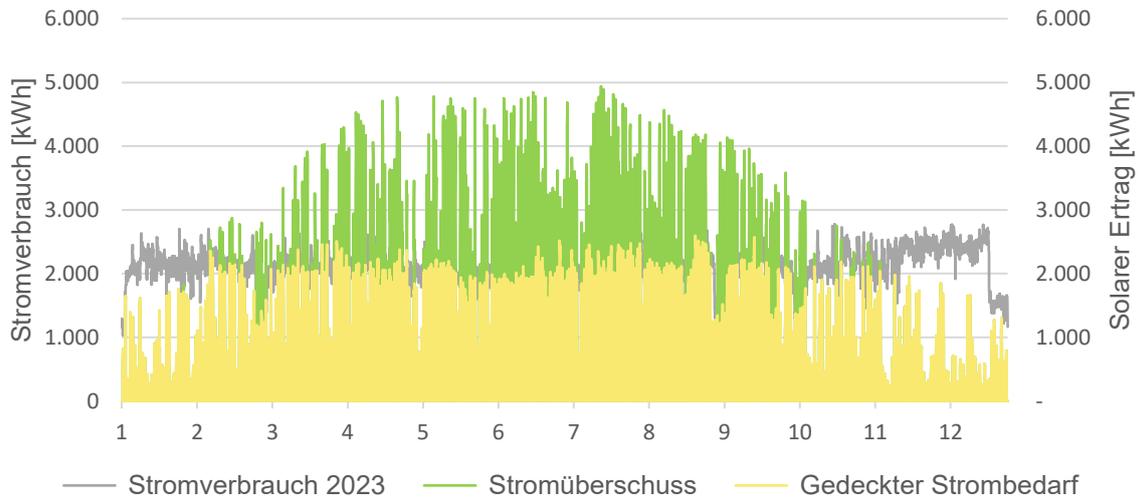


Abbildung 3.5: Grafische Darstellung des stundenscharfen Stromverbrauchs der Kläranlage und des errechneten PV-Ertrags

Die überschüssige elektrische Energie, die bei der solaren Stromerzeugung entsteht, kann beispielsweise für den Betrieb des Elektrolyseurs genutzt werden. Setzt man diese mit dem Strombedarf des Elektrolyseurs gegenüber, lässt sich der Deckungsanteil ermitteln.

Für eine überschlägige Betrachtung wird der simulierte Lastgang des Elektrolyseurs des Szenarios M (10 MW) mit einem Gesamtstrombedarf von ~52.500 MWh im Jahr als Referenz genutzt. Abbildung 3.6 verdeutlicht den hohen Strombedarf der Elektrolyse, woraus sich ein Deckungsanteil von ca. 3 % ergibt. Für eine Elektrolyse in dieser Größenordnung spielt die Solarisierung der Kläranlage demnach keine entscheidende Rolle.

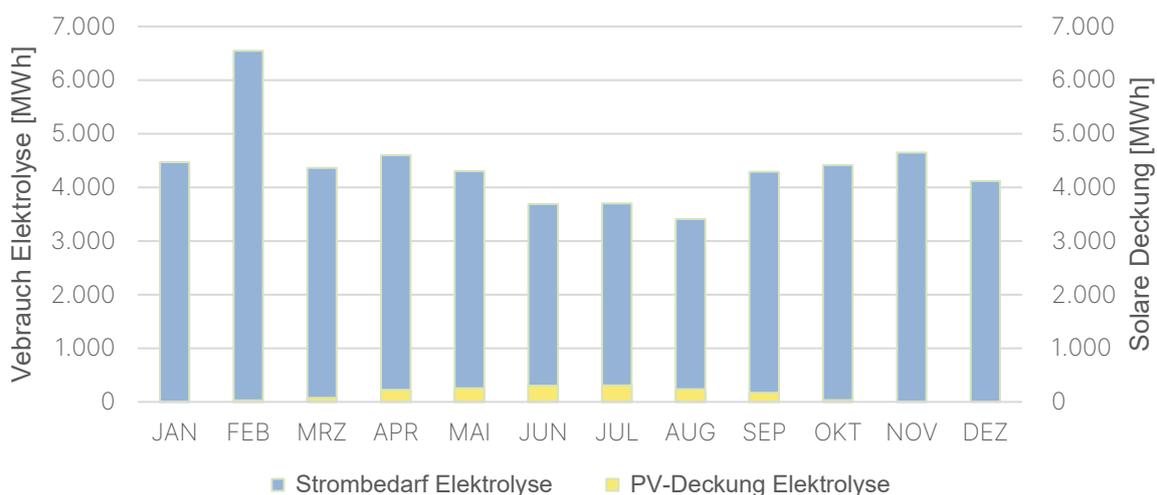


Abbildung 3.6: Grafische Darstellung des simulierten monatscharfen Strombedarfs der Elektrolyse und des errechneten PV-Ertrags

Für eine grobe Kostenschätzung der Stromgestehungskosten der potenziellen PV-Anlagen werden Vergleichswerte aus der Praxis hinzugezogen. Die angegebenen Werte dienen lediglich als Orientierung. Es können Abweichungen durch

Preisänderungen, spezifische Projektänderungen oder sonstige unvorhergesehene Faktoren entstehen.

Eckige Becken	950 €/kWp + 350 €/kWp Stahlgerüst	→	4.715.100,- €
Dachflächen	1000 €/kWp	→	104.700,- €
Freiflächen	900 €/kWp	→	1.642.680,- €

SUMME **6.462.480,- €**

Betriebskosten 2% **129.249,- €**

LCOE (20 a) **5,6 ct/kWh**

OHNE Stahlgerüst **4,5 ct/kWh**

3.3 Stromversorgung

Die Untersuchung der Solarisierung der Kläranlage zeigt, dass eine Elektrolyseanlage in einer Leistungsklasse zwischen 5-20 MW auf einen leistungsstarken Stromnetzanschluss angewiesen ist. Hierbei ist zu beachten, dass die notwendige Anschlussleistung der Gesamtanlage deutlich über der umgangssprachlichen „Leistungsbezeichnung“ liegt. Die hängt zum einen an der Peripherie, die mit dem Rückkühler, der Wasseraufbereitung und Wasserstofftrocknung weitere elektrische Verbraucher umfasst. Zum anderen steigt mit zunehmender Degradation der Stacks der spezifische Energieverbrauch pro produziertem Kilogramm Wasserstoff. Ein Hersteller einer 1 MW-Containeranlage der PEM-Technologie fordert beispielsweise einen Netzanschluss von insg. 1,475 MW.

Umfasst das vorgesehene Konzept eine Trailerabfüllung sind zusätzliche Leistungsanforderungen für die Verdichtung und eine evtl. Kühlung vorzusehen. Eine mögliche Abwärmenutzung erfordert je nach vorgesehenem Temperaturniveau eine Wärmepumpe, die die Leistungsanforderung an den Standort weiter erhöht.

Die Kläranlage Steinhäule besitzt momentan drei Netzanschlüsse, wovon zwei Anschlüsse auf das Netz der SWU und ein Anschluss auf das Netz der LEW-Verteilnetze zurückgreifen. Die momentane Anschlussleistung der Kläranlage Steinhäule beträgt 4 MW.

Da der momentane Netzanschluss nicht ausreicht, wird eine Netzvoranfrage für 30 MW an den Verteilnetzbetreiber LEW Verteilnetz GmbH gestellt. Nach erster Einschätzung ist eine neue Mittelspannungsleitung des nächsten Umspannwerks, z. B. Neu-Ulm Ost der Lechwerke AG, notwendig.

3.4 Wasserstoffvertrieb

Im Rahmen des Projekts „H2PURE - Wasserstoff-Planung für die Region Ulm/Neu-Ulm“ wurden bereits im Jahr 2021-2022 Wasserstoffbedarfe in der Region abgefragt. Da sich der Standort am Klärwerk Steinhäule weniger für eine öffentliche Wasserstofftankstelle eignet, liegt der Fokus auf der Belieferung von Kunden und H₂-Tankstellen mit Wasserstofftrailern und die Einspeisung in das Erdgasnetz. Für das Anwendungsfeld der Industrie und Forschung, die per Trailer beliefert werden können, hat die Studie 2022 ein Bedarf von ungefähr 125 t/a ermittelt und den Bedarf im Jahr 2025 auf 500 t/a prognostiziert. Ein mituntersuchtes Unternehmen war die Wieland Werke AG mit einem Wasserstoffbedarf von 50t/a.

Für die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz wurde bei einer zulässige Beimischungsquote von 2 Vol.-% und basierend auf Daten der SWU ein Potential zur Einspeisung von 223 t/a ermittelt. [2]

Das Klärwerk Steinhäule liegt in der Nähe der Gasübernahmestation der SWU, daher ist dort dieses Einspeisepotenzial aufgrund des hohen Durchsatzes am ehesten realisierbar. Die maximale Beimischungsquote von 2 Vol.-% resultiert daher, dass Wasserstoff einen niedrigeren Brennwert als Erdgas besitzt und dadurch Abrechnungsfehler bei den Gaskunden entstehen können. Unter der Annahme, dass durch die Beimischung an der zentralen Gasübernahmestation, Messungen der Gaszusammensetzung und eine Simulation der aktuellen Gaszusammensetzung diese Abrechnungsfehler im Gasnetz der SWU nicht entstehen, könnte eine technisch mögliche Beimischungsquote von 20 Vol.-% erreicht werden. Dies würde die errechnete mögliche Wasserstoffeinspeisemenge auf 2230 t/a erhöhen.

Im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie wurden intensive eigene Bemühungen unternommen, um den Wasserstoffbedarf in der Region Ulm aktuell und für die Zukunft zu quantifizieren. Dazu wurde über verschiedene Wege der Kontakt zu potenziellen Wasserstoffabnehmern gesucht, unter anderem über die Innovationsregion Ulm, die Initiative H₂-Wandel und die IHK Ulm. Außerdem wurden direkte Gespräche mit Asphaltmischwerken in der Region und der Westfalen AG geführt.

Die Westfalen AG hat grundsätzlich Interesse am Projekt gezeigt und kann sich auch eine Beteiligung vorstellen. Aufgrund der begrenzten verfügbaren Zeit konnten jedoch noch keine vorvertraglichen Vereinbarungen getroffen werden.

Die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm (SWU) können sich ebenfalls eine Beteiligung am Projekt vorstellen und verfügen über eigene Untersuchungen hinsichtlich des Wasserstoffbedarfs in Ulm und Neu-Ulm. Die Ergebnisse dieser Abfragen werden von der SWU jedoch nicht an externe Akteure weitergegeben und können daher nicht in dieser Machbarkeitsuntersuchung berücksichtigt werden. Eine Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz wird auch seitens der SWU als vielversprechend eingeschätzt.

Aufgrund des engen Zeitfensters und den begrenzten Ressourcen konnten im Rahmen dieser Machbarkeitsuntersuchung keine aktualisierten Wasserstoffbedarfe erhoben und quantifiziert werden. Aus diesem Grund stützt sich die weitere Untersuchung auf die bestehenden Bedarfsermittlungen.

3.5 Abwärmenutzung

In dieser Machbarkeitsuntersuchung liegt der Hauptfokus auf der Abwärmenutzung der geplanten Elektrolyseanlage. Außerdem stehen zum jetzigen Zeitpunkt bereits weitere potenzielle Abwärmequellen zur Verfügung, die eine nachhaltige Nutzung ermöglichen. Als Wärmesenke spielt auf der Kläranlage die geplante Hochlastfaulung eine zentrale Rolle. Außerhalb der Kläranlage könnte ein Wärmenetz der SWU einen interessanten Wärmeabnehmer darstellen. Eine ganzheitliche Betrachtung der bestehenden Wärmeflüsse ist erforderlich, um technische und wirtschaftliche Synergien optimal zu nutzen.

Das Abwärmepotenzial einer Elektrolyseanlage resultiert aus der Notwendigkeit, die Elektrolysestacks zu kühlen. Die bei der Kühlung anfallende Abwärme kann bei kleineren Containeranlagen in der Regel über auf dem Dach angebrachte Rückkühler an die Umgebungsluft abgegeben werden. Wie viel Wärme hierüber abgegeben werden kann ist abhängig von der Umgebungstemperatur, Feuchtigkeit, Luftbewegungen (Wind) und vieles mehr. Durch die Integration eines Wärmetauschers

in den Kühlkreislauf kann die thermische Energie jedoch auch bspw. an ein Wärmenetz abgegeben werden. Für die ökonomische Abwärmenutzung ist zum einen das Temperaturniveau der Abwärmequelle und die zeitliche Verfügbarkeit der Leistung relevant. Das Temperaturniveau des Kühlkreislaufs der Elektrolyseure hängt von der jeweiligen Stacktemperatur ab und unterscheidet sich je nach Elektrolysetechnologie und Hersteller. Ein typisches auskoppelbares Temperaturniveau liegt zwischen 45-60 °C, wobei sich AEL-Anlagen im oberen Bereich und PEM-Elektrolyseure eher im unteren Bereich bewegen. Die zeitliche Verfügbarkeit der Abwärme korreliert stark mit der Betriebsstrategie und dem dahinter liegenden Geschäftsmodell. In dieser Machbarkeitsstudie wird die Produktion von grünem Wasserstoff untersucht. Um grünen Wasserstoff zu erzeugen, gibt es eine klare Definition mit Anforderungen, die ein Betreiber zu berücksichtigen hat. Die Grundlage liefert der zweite delegierten Rechtsakt zu Artikel 27 der Erneuerbare-Energie-Richtlinie (2018/2001) und der Novelle der 37. Bundes-Immissionsschutz-Verordnung. Diese Anforderung schränken den Strombezug ein und machen den Dauerbetrieb einer Elektrolyseanlage unwirtschaftlich. Abbildung 3.7 zeigt die Jahresdauerlinie einer 10MW-Elektrolyse mit ~ 4.500 Vbh und verdeutlicht, dass die volle Abwärmeleistung von 2 MW nur an etwa 2.400 h des Jahres zur Verfügung stehen. Die Stunden, in denen die Anlage unter Volllast betrieben wird, verteilen sich außerdem über das gesamte Jahr. Es handelt sich demnach um eine volatile Wärmequelle, die aus wirtschaftlichen Gründen unabhängig vom Wärmebedarf zur Verfügung steht. Die Nutzbarkeit ist daher von der Wärmesenke abhängig und muss fallspezifisch untersucht werden.

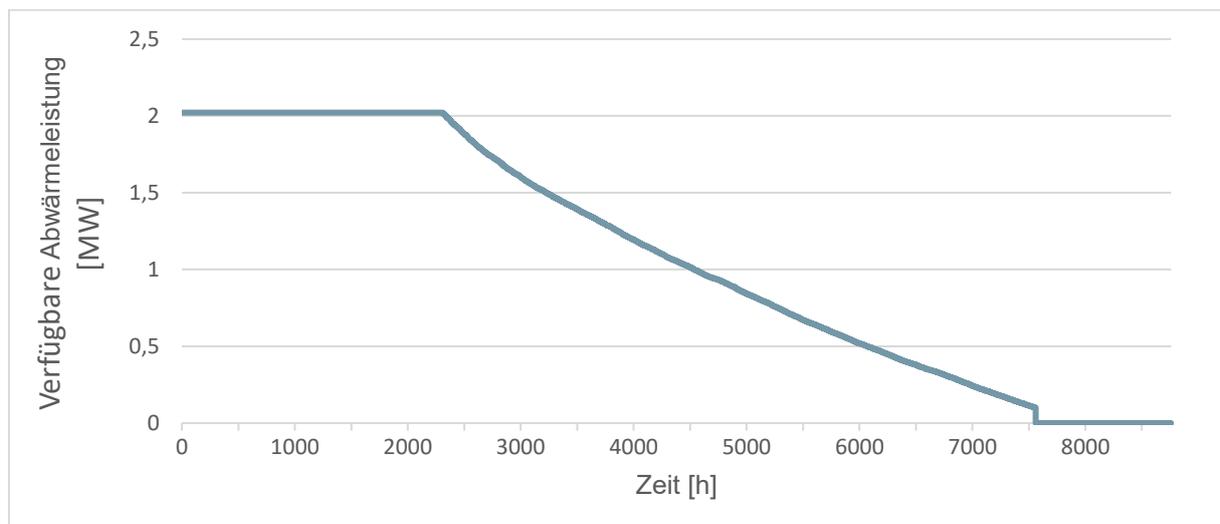


Abbildung 3.7: Jahresdauerlinie einer verfügbaren Abwärmeleistung einer simulierten 10MW-Elektrolyseanlage mit ~4.500 Vbh

Die Abwärme aus der Klärschlammverbrennung wird momentan zum Teil bereits genutzt und setzt sich aus der Abwärme der Kondensationsturbine, der Brüdenkondensation und dem Rauchgas zusammen. Die Abwärme der Kondensationsturbine steht aktuell mit 350 m³/h und 25 °C zur Verfügung. Die Abwärme aus der Brüdenkondensation besteht aus der Restwärme, die nach der Klärschlamm Trocknung übrig bleibt und wird aktuell zur Vorwärmung der Kläranlagenzulaufs und für die Beheizung der Gebäude genutzt. Die Abwärme des Rauchgases fällt bei > 100 °C an und liegt zwischen 3-4 MW_{th}.

Weitere potenzielle Abwärmequellen sind die Gebläsestation mit $\sim 50 \text{ kW}_{\text{th}}$ und $50 \text{ }^\circ\text{C}$, ein geplantes BHKW mit $1\text{-}1,5 \text{ MW}_{\text{th}}$ und $70\text{-}80 \text{ }^\circ\text{C}$ sowie der Ablauf der Kläranlage mit rund $11\text{-}21 \text{ }^\circ\text{C}$.

Der Hauptwärmebedarf der Kläranlage besteht in der Beheizung der geplanten Hochlastfaulung. Die Faulbehälter müssen auf einer Temperatur von $\sim 38^\circ\text{C}$ gehalten, was je nach Jahreszeit der aktuellen Vorplanung entsprechend einen Leistungsbedarf von rund 800 bis $1.200 \text{ kW}_{\text{th}}$ erfordert. Die Wärmeversorgung der Hochlastfaulung unterliegt gewissen Förderkriterien, was die Nutzung der Elektrolyseabwärme einschränken kann.

Neben der internen Nutzung der verschiedenen Abwärmequellen gibt es Überlegungen, die Kläranlage als Wärmequelle für ein Wärmenetz der Stadtwerke Ulm (SWU) zu erschließen. Eine enge weitere Abstimmung zwischen Kläranlage und SWU ist erforderlich, um die Nutzung bestehender Abwärmequellen effizient mit den Anforderungen eines entsprechenden Wärmenetzes zu verbinden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Kläranlage über mehrere (Ab-) Wärmequellen verfügt, die sowohl für interne Prozesse als auch für externe Wärmebedarfe genutzt werden können. Da sich die Wärmequellen im Temperaturniveau, Leistung und zeitlicher Verfügbarkeit stark unterscheiden, besteht ein großes Potenzial in einer Gesamtkonzeptionierung, bei der Wärmequellen mit niedrigerem Temperaturniveau beispielsweise für die Hochlastfaulung genutzt werden und Wärmequellen mit höherem Temperaturniveau ein Wärmenetz versorgen. Da zum aktuellen Zeitpunkt viele Randbedingungen noch nicht endgültig definiert sind, besteht hier in den kommenden Monaten Untersuchungspotenzial.

3.6 Stakeholder-Auswahl

Neben den technischen Randbedingungen am Standort spielen die beteiligten Stakeholder eine zentrale Rolle. Sie entscheiden letztendlich, ob und wie an einem bestimmten Standort die Produktion von grünem Wasserstoff realisiert wird. Abbildung 3.8 gibt einen Überblick über die zentralen Akteure und ihre Rolle bei der Realisierung des Elektrolyseprojekts am Standort des Klärwerks Ulm-Steinhäule.

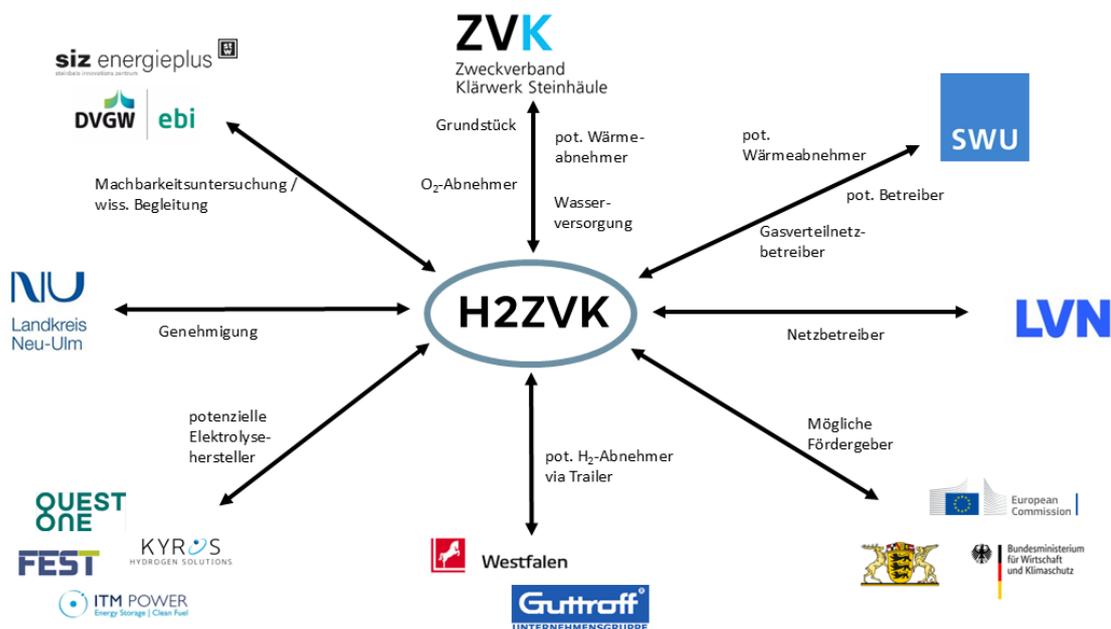


Abbildung 3.8: Übersicht über die wichtigsten Stakeholder des Elektrolyseprojekts
[Quelle: Eigene Darstellung]

4 Nutzung von Kläranlagenablauf als Rohwasser für die Elektrolyse

Im Nachfolgenden wurde über Probenahmen und Auswertung der Betriebsdaten die Qualität des Kläranlagenablaufs bestimmt und anschließend ein Konzept für die Aufbereitung des Kläranlagenablaufs hin zu Reinstwasser ausgearbeitet.

4.1 Analyse und Bewertung des Kläranlagenablaufs

4.1.1 Onlinemessungen

Um die Herstellung von Reinstwasser (ultrapure water = UPW) aus Kläranlagenablauf auslegen zu können, wurde die Zusammensetzung und Qualität des Kläranlagenablaufs aus dem ZVK Steinhäule evaluiert. Dazu wurden in einem ersten Schritt online-Messreihen auf der Kläranlage ausgewertet. Hierfür wurden vom ZVK stündliche Werte für den Zeitraum Januar 2023 bis Juni 2024 zur Verfügung gestellt. Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2 zeigen die Zeitprofile und die entsprechenden Boxplots für ausgewählte Parameter. Zeitliche und saisonale Schwankungen der Messdaten sind direkt zu erkennen. Beispielweise variierten die Auslaufmengen im ausgewerteten Zeitraum zwischen ca. 380 und 2.500 L/s. Diese Variationen sind im Wesentlichen auf Wetterereignisse zurückzuführen, was sich leicht auf den pH-Wert und die elektrische Leitfähigkeit (LF) auswirkt.

Für eine zukünftige Nutzung des Kläranlagenablaufs sind vor allem die starken Schwankungen der elektr. LF zu beachten. Nach Rücksprache mit dem ZVK wurde festgestellt, dass diese Schwankungen auch im Zulauf der Kläranlage beobachtet werden und auf die schwankende Qualität vom häuslichen Schmutzwasser und dem eingeleiteten Industrieabwasser zurückgeführt werden können. Ein weiterer Vergleich mit Lufttemperaturdaten von einer benachbarten Wetterstation zeigte, dass die hohen Werte über mehrere aufeinanderfolgende Tage (zwischen 2 und 9) im Frühjahr 2023, Ende 2023 sowie Anfang 2024 an den kältesten Tagen (unter 0 °C) des Zeitraums gemessen wurden. Dies deutet auf einen möglichen Einfluss von Streusalz hin, das schließlich im Abwasser und in den Kläranlagen landete. Dieser Effekt ist deshalb v.a. in den Wintermonaten zu erwarten und sollte bei der Auslegung einer UPW-Anlage berücksichtigt werden.

Bei den anderen Parametern wurden keine weiteren auffälligen Schwankungen festgestellt. Ausreißer bei den Trübungsmessungen können durch regelmäßige Sondereinigungen erklärt werden. Der Kläranlagenablauf zeigt außerdem eine gute Qualität hinsichtlich TOC (Gesamter Kohlenstoff) und CSB (Chemischer Sauerstoffbedarf). Dabei sind geringere Schwankungen nach der Inbetriebnahme der vierten Reinigungsstufe bei der zweiten Straße erkennbar.

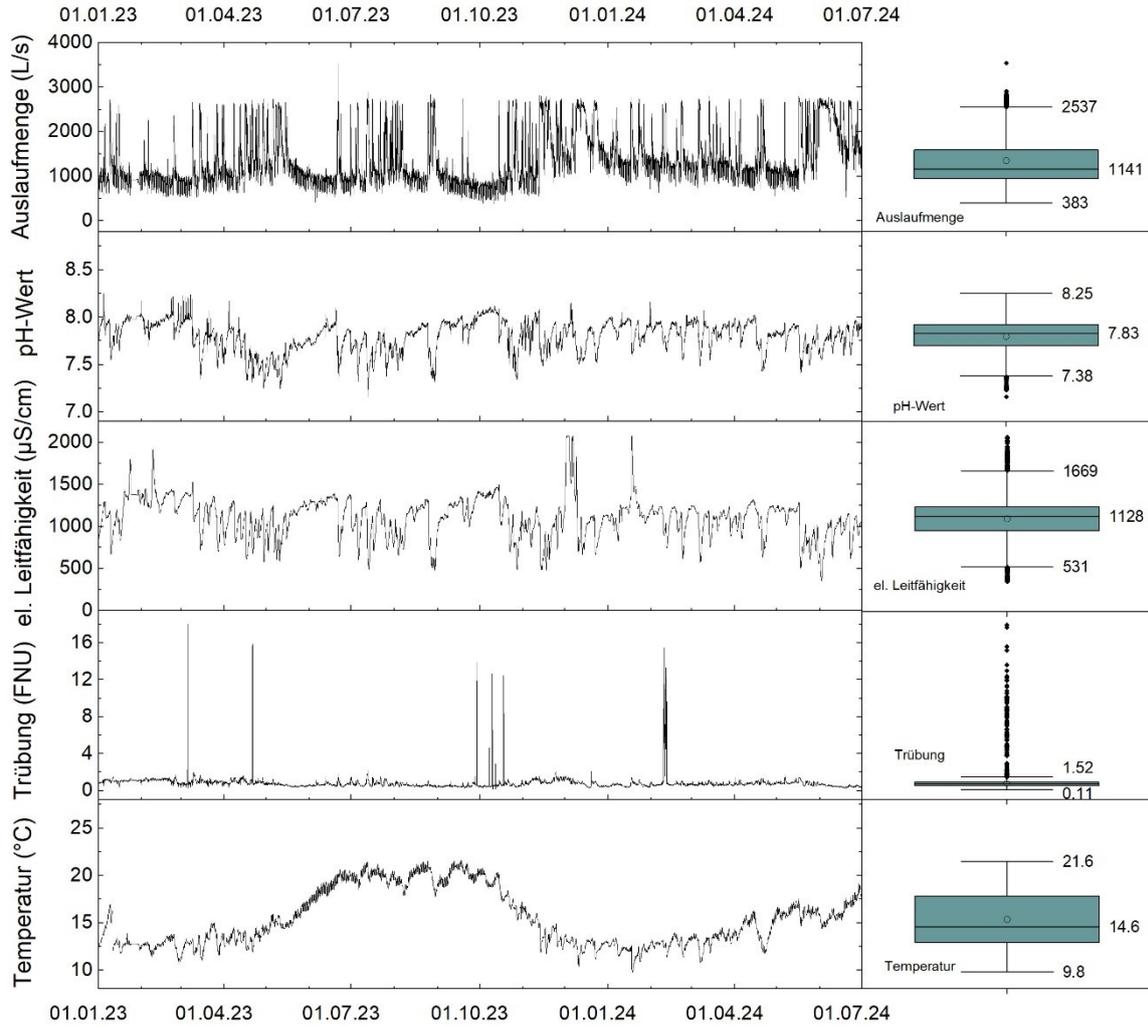


Abbildung 4.1: Stündliche Werte zu Auslaufmengen und ausgewählter online-gemessenen Parameter im Kläranlagenablauf. Die Zahlen in den Boxplots entsprechen dem Median, den ausgewerteten Minimal- und Maximalwerten ($\pm 1,5 \cdot$ Interquartilabstand) der jeweiligen Parameter, die Kreise zeigen den Mittelwert

4.1.2 Probenahme

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden Probenahmen und -analysen vom Kläranlagenablauf durchgeführt, um eine detaillierte Charakterisierung abschließen zu können. Insgesamt wurden zwei Stichproben und zwei 24h-Mischproben an verschiedenen Zeitpunkten und bei Trockenwetter genommen. Eine Tabelle mit den Messergebnissen zu verschiedenen Parametern und Konzentrationen ausgewählter Stoffe ist im Anhang aufgelistet. Summenparameter wie LF, TOC, Gesamt-N sowie andere Ergebnisse stimmen mit den an der Kläranlage gemessenen Daten überein. Die Ergebnisse der Probenahmen finden sich in *Anhang - Tabelle 1*.

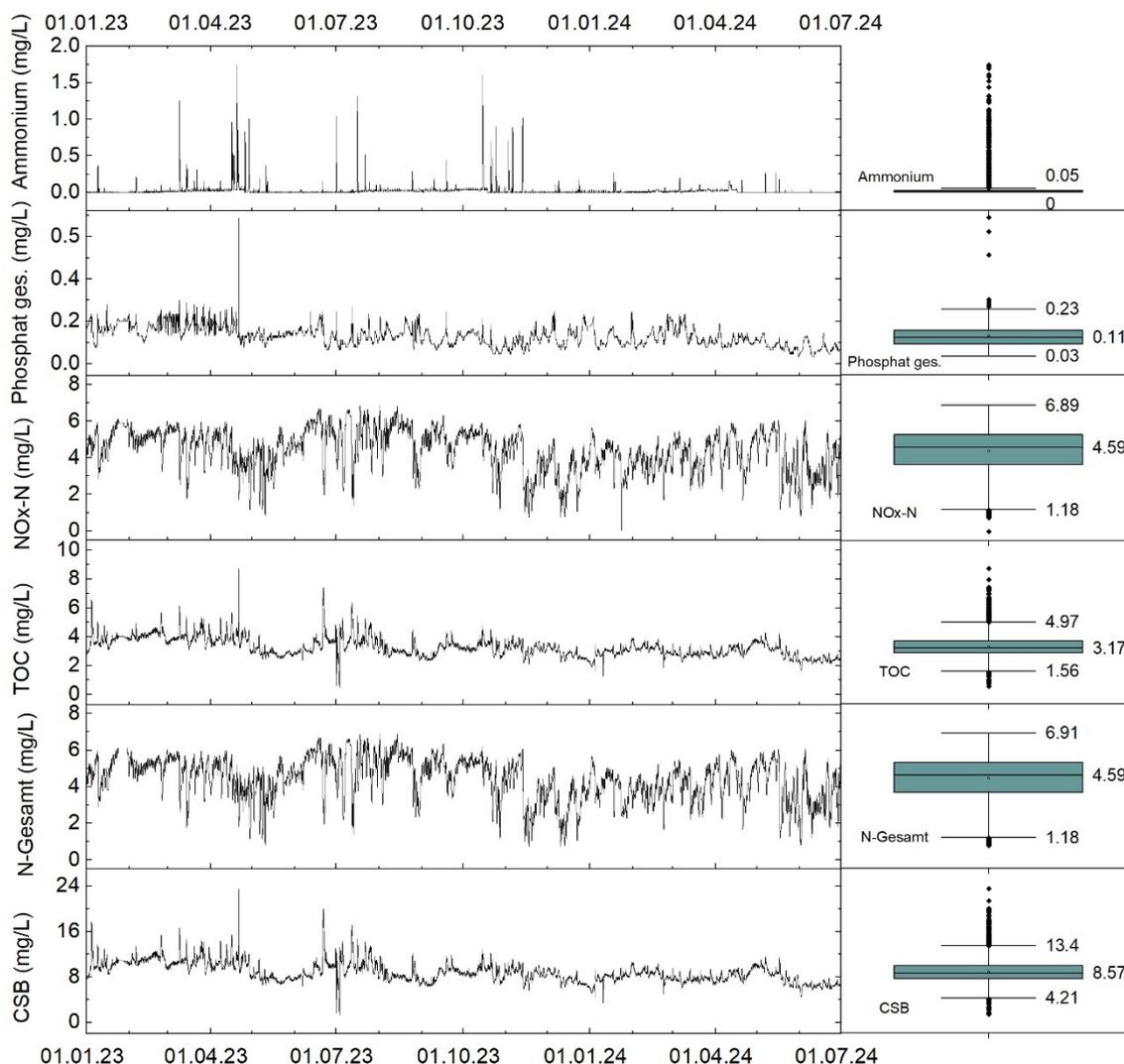


Abbildung 4.2: Stündliche Werte zu ausgewählten online-gemessenen Parametern beim Kläranlagenablauf. Zahlen in Boxplots entsprechen dem Median, den ausgewerteten minimalen und maximalen Werten ($\pm 1,5 \cdot \text{Interquartilabstand}$) der jeweiligen Parameter, Kreise zeigen den Mittelwert

4.2 Reinstwasseraufbereitung

Wie in Kapitel 3.1 bereits genannt, werden drei Szenarien mit einer 5 MW, 10 MW und 20 MW Elektrolyseleistung geplant. Einige Elektrolyseurhersteller liefern dabei Systeme, welche auch nachträglich noch erweitert werden können.

In der Regel wird von Elektrolyseurherstellern ein UPW-Verbrauch von 10 bis 11 Liter pro kg Wasserstoff angegeben. Außerdem wird bei AEL eine elektrische Leitfähigkeit von $1 \mu\text{S}/\text{cm}$ bzw. maximal $5 \mu\text{S}/\text{cm}$ (ASTM Typ IV) des UPW vorausgesetzt und bei PEMEL sogar $0,1 \mu\text{S}/\text{cm}$ (ASTM Typ I). Die Berechnungen zum UPW-Bedarf und weiteren Wasserbedarfen sind in Kapitel 4.2.2 dargestellt.

4.2.1 Konzept

Um die hohen Qualitätsanforderungen an das UPW zu erreichen, werden mehrere Verfahrensschritte benötigt. Diese werden in eine Vorbehandlung, Demineralisierung

und Nachbehandlung unterteilt. Abbildung 4.3 zeigt das im Rahmen der vorliegenden Studie entworfene Konzept.

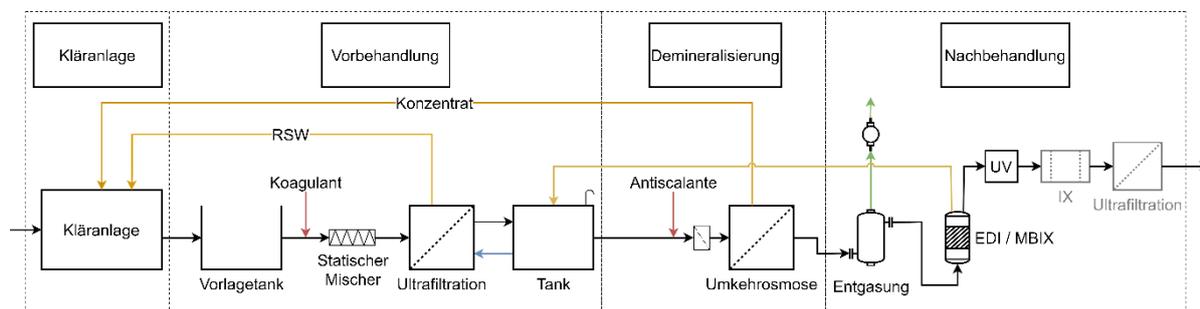


Abbildung 4.3: Konzept der UPW-Aufbereitung

Links ist der Zufluss zur Kläranlage dargestellt und rechts der UPW-Strom zum Speicherbehälter vor dem Elektrolyseur. Die beiden hellgrauen Prozesse am Ende der Nachbehandlung sind dabei zusätzliche Optionen, welche gewählt werden können. In den nächsten Kapiteln wird auf die einzelnen Prozesse eingegangen und das Konzept erklärt.

Vorbehandlung

Die Vorbehandlung ist die erste Stufe der UPW-Produktion, bei der das Rohwasser aufbereitet wird. Sie dient dazu die Demineralisierung zu entlasten und dort für einen effizienten und stabilen Betrieb zu sorgen. Zusätzlich sollen die benötigte Reinigung und der Chemikalieneinsatz der Demineralisierung geringgehalten werden. Speziell bei der Aufbereitung von Kläranlagenablauf spielt die Vorbehandlung eine wichtige Rolle.

Da das Klärwerk Steinhäule über eine 4. Reinigungsstufe mit Pulveraktivkohle und anschließendem Schnellsandfilter verfügt, besitzt der Kläranlagenablauf bereits sehr gute Ablaufwerte für TOC und Trübung. Aus diesem Grund kann hierfür eine relativ einfache Vorbehandlung durch eine Ultrafiltration (UF) mit vorgeschalteter Flockung als Vorbehandlungsschritt vorgesehen werden. Dies sorgt für einen Rückhalt von Schwebstoffen, Partikeln und Mikroorganismen.

Versuche im Rahmen einer Doktorarbeit zur Behandlung des Kläranlagenablaufs mittels dieser Verfahrenskombination zeigten eine TOC-Reduktion von ca. 20 %. [3] Da der Schwerpunkt hier auf der Reduktion multiresistenter Keime lag, ist davon auszugehen, dass mit einer Optimierung der Flockungsmittel-Zugabe die TOC-Reduktion auf ca. 30 % erhöht werden kann. [4]

Demineralisierung

Als nächster Schritt folgt die Demineralisierung. Hier werden gelöste Salze, aber auch weitere organische Stoffe aus dem Wasser abgetrennt. Bei der Demineralisierung hat sich die Umkehrosmose am Markt gegenüber thermischen Verfahren durchgesetzt. [5] Die Anlagen sind dabei gut auf die benötigte Kapazität skalierbar und können modular auch erweitert werden. Die Ausbeute von Umkehrosmoseanlagen liegt für den Anwendungsbereich üblicherweise bei 70-75 % und um Mineralienablagerungen auf den Membranen der Umkehrosmose zu verhindern werden Antiscalante eingesetzt. Simulationsergebnisse zur Auslegung einer Umkehrosmose für diese Machbarkeitsstudie finden sich im Kapitel 4.2.3.

Thermische Demineralisierungsanlagen wie die Multi-Effekt-Destillation können speziell in Verbindung mit der Wasserelektrolyse interessant sein, da hier die Überschusswärme zur UPW-Produktion genutzt werden kann. Hier ist allerdings zu beachten, dass diese Anlagen meist erst im Bereich größerer Volumenströme ($> 100 \text{ m}^3/\text{d}$) eingesetzt werden, und dass im Vergleich zu Umkehrosmoseanlagen weniger Anbieter auf dem Markt sind. [6] Zusätzlich können andere Nutzungspotentiale der Überschusswärme wie die Nutzung in einer Hochlastfäulung oder die Einspeisung in ein Wärmenetz effizienter sein (s. Kapitel 3.5).

Nachbehandlung

Aufgrund der hohen benötigten Wasserqualität werden nach der Demineralisierung noch weitere Prozesse benötigt. Um Leitfähigkeiten < 5 bzw. $< 1 \mu\text{S}/\text{cm}$ zu erreichen kommen hierfür Mischbettionenaustauscher oder die Elektrodeionisierung zum Einsatz. Damit diese effizient und stabil arbeitet, wird häufig eine Entgasung vorgeschaltet um speziell gelöstes Kohlendioxid, aber auch gelösten Sauerstoff und Stickstoff zu entfernen. Bei der Entgasung hat sich die Membranentgasung durchgesetzt. Abschließend kommt eine UV-Behandlung zum Einsatz. Diese sorgt für eine abschließende Desinfektion und verhindert somit eine mikrobielle Rekontamination des Wassers.

Als letzte Stufe zum Schutz des Elektrolyseurs besteht die Möglichkeit einen Ionenaustauscher und eine Ultrafiltration zu verwenden. Der Ionenaustauscher dient der Entfernung von Restionen und eine Ultrafiltration fungiert als letzte Barriere gegenüber Partikeln und Mikroorganismen, sodass die hohen Anforderungen an das UPW sicher eingehalten werden.

4.2.2 Benötigte Wassermengen

Der erste Schritt ist die Berechnung der maximal möglichen Elektrolyseurgröße am Standort nur in Bezug auf das verfügbare Wasser. Über die Formel 1 kann die benötigte Elektrolyseurleistung bestimmt werden, wenn der gesamte KA-Ablauf zur Wasserstoffproduktion genutzt werden soll. Für die Berechnung wurde ein UPW-Verbrauch von $10,5 \text{ L}_{\text{UPW}}/\text{kgH}_2$ gewählt und ein spezifischen Energieverbrauch (SEV) von $60 \text{ kWh}/\text{kgH}_2$. Weitere Annahmen sind eine Ausbeute der gesamten UPW-Aufbereitung von ca. 63 %. Das bedeutet, dass 63 % des Zulaufs zu UPW aufbereitet werden, während 37 % als Rückspülwasser und Konzentrat anfallen. Der durchschnittliche Abfluss der Kläranlage beträgt $4100 \text{ m}^3/\text{h}$ (1141 L/s).

Die Ausbeute einer Elektrodeionisation beträgt üblicherweise 90-95 %. Da das Konzentrat allerdings wieder in den Zulauf der Umkehrosmose zurückgeführt wird, hat dies keinen Einfluss auf die benötigte Zulaufmenge zur UPW-Aufbereitung.

$$[1] \quad P_{el} = \frac{SEV_{el}}{11 \text{ L}_{\text{UPW}}/\text{kgH}_2} * Q_{\text{UPW}} \text{ mit } Q_{\text{UPW}} = Q_{\text{KA-Ablauf}} * \text{Ausbeute}_{\text{UPW-Aufbereitung}}$$

Tabelle 4.1: Maximale Wasserstoffproduktionskapazität in Bezug auf den Volumenstroms des Kläranlagenablaufs

Verfügbare Wassermenge		Elektrolyseur	
KA-Ablauf	Nach UPW-Aufbereitung	Mögliche H ₂ -Produktion	Mögliche Leistung
m ³ /h	m ³ /h	kg/h	GW
4100	2580	235.000	14

Die mögliche Wasserstoffproduktion übersteigt bei der ausschließlichen Betrachtung der Wasserverfügbarkeit also um ein Vielfaches die aktuelle Nachfrage in der Region, weshalb die benötigten Wassermengen für die Szenarien aus Kapitel 6.2 untersucht werden. Es wird dabei der stündliche Verbrauch bei Vollastbetrieb betrachtet.

Aus den Elektrolyseurprofilen ergeben sich folgende UPW-Wasserverbräuche bei Vollastbetrieb des Elektrolyseurs und einem Wasserverbrauch von 11 L_{UPW}/kg H₂.

Tabelle 4.2: Benötigte UPW-Mengen der einzelnen Szenarien

Szenario	S (5 MW)	M (10 MW)	L (20 MW)
H ₂ -Produktion bei Vollast [kg/h]	75	179	359
UPW-Verbrauch bei Vollast [L/h]	850	2.000	4.000
Benötigter KA-Ablauf [L/h]	1.400	3.200	6.400
Ø Anteil am KA-Ablauf [%]	0,03	0,07	0,15

4.2.3 Designparameter und Simulation der Demineralisierung

Zur Bestimmung der Permeatqualität und der Konzentrate wurden Simulationen der Membrananlage mit Wave (Dupont) durchgeführt. Hierfür wurden zuerst Designparameter festgelegt.

Die Ionenkonzentration im Kläranlagenablauf hat Einfluss auf den Betrieb und die Leistung der Demineralisierungsstufe sowie auf die entstehenden Abwasserströme. So nimmt bei höheren Salzkonzentrationen der osmotische Druck des Wassers zu, wodurch bei der Umkehrosmose höhere Drücke benötigt werden. Außerdem erhöht sich die Salzkonzentration in den Konzentraten. Um Extremfälle in denen der Kläranlagenablauf eine hohe Leitfähigkeit besitzt abzudecken, wurden die Ionenkonzentrationen für eine Leitfähigkeit von 1700 µS/cm prognostiziert. Der Wert wurden gewählt, da dieser im betrachteten Zeitraum das Maximum darstellt (s. Abbildung 4.1).

Auch die Temperatur des Kläranlagenablaufs hat Einfluss auf den Betrieb und die Auslegung einer UPW-Aufbereitung. Aus diesem Grund wurde das Design für drei Temperaturen 9 °C, 15 °C und 22 °C simuliert. Die Temperaturen ergeben sich durch den Boxplot in Abbildung 4.1. Für den pH-Wert wurde mit 7,8 ebenfalls der Mittelwert des betrachteten Zeitraums gewählt. Die genauen Wasserwerte für die Simulation finden sich in *Anhang - Tabelle 2*.

Für die Umkehrosmose wurde, außer beim Szenario S, ein zweistufiger Prozess ausgewählt, wobei das Konzentrat aus der ersten Stufe nochmals in einer zweiten Stufe genutzt wird und somit die Wasserausbeute der Anlage erhöht werden kann. Alle Szenarien betrachten eine Ein-Pass-Anlage, bei dieser wird das Permeat nicht noch einmal über weitere Umkehrosmosemembranen gereinigt. Je nach benötigter Kapazität bestehen die Anlagen aus unterschiedlich vielen Membranmodulen mit je sechs Membranen.

Tabelle 4.3: Ergebnisse aus der RO-Simulation mit Wave

Szenario		S (5 MW)	M (10 MW)	L (20 MW)
Aufbau	1.Stufe + 2.Stufe	1x6	2x6 + 1x6	4x6 + 2x6
Zulauf	[L/h]	1.300	3.000	6.000
Permeat	[L/h]	900	2.100	4.200
Konzentrat	[L/h]	400	900	1.800
Recovery	[%]	69	70	70
T_{min} = 9 °C				
LF Permeat	[µS/cm]	15	16	16
LF Konzentrat	[µS/cm]	5028	5100	5119
Energieverbrauch	[kWh/m ³]	0,97	0,64	0,63
T_{design} = 15 °C				
LF Permeat	[µS/cm]	20	22	22
LF Konzentrat	[µS/cm]	5018	5124	5108
Energieverbrauch	[kWh/m ³]	0,80	0,54	0,52
T_{max} = 22 °C				
LF Permeat	[µS/cm]	31	35	34
LF Konzentrat	[µS/cm]	4997	5101	5085
Energieverbrauch	[kWh/m ³]	0,62	0,43	0,42

LF = el. Leitfähigkeit

Die Ergebnisse zeigen, dass der Energieverbrauch pro m³ Permeat für alle Szenarien unter 1 kWh liegt und mit der Umkehrosmose eine ausreichende Qualität für die Nachbehandlung erreicht werden kann.

Es ist allerdings zu erkennen, dass mit steigender Temperatur die elekt. Leitfähigkeit im Permeat zunimmt. Dabei ist es wichtig, dass diese die Anforderungen der Nachbehandlungstechnologien wie EDI nicht übersteigt. Beispielsweise werden von EDI-Herstellern maximale Werte von 33 bis 60 µS/cm vorausgesetzt.

Bei einer Auslegung ist es daher wichtig eine geeignete Überwachung der Parameter einzusetzen, um den Zulauf und Permeatstrom der Demineralisierung zu beobachten. Auch eine Zwei-Pass-Umkehrosmose kann in diesem Fall dafür sorgen die Permeatqualität weiter zu erhöhen.

Bei allen Szenarien entstehen Konzentrate mit einer Leitfähigkeit von ca. 5.000 µS/cm, welche abgeleitet oder in das Klärwerk zurückgeführt werden müssen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass diese durch den geringen Volumenstrom des Konzentrats im Vergleich zum Kläranlagendurchfluss stark verdünnt werden und mögliche Probleme auf der Kläranlage minimiert werden können. So beträgt selbst der Anteil des Konzentratstroms von Szenario L (1.800 L/h) nur 0,13 % gegenüber dem minimalen Kläranlagenablauf im betrachteten Zeitraum (1.379.000 L/h).

Beim Einsatz von RO kommen meist auch Antiscalante zum Einsatz, die im Konzentrat zurückbleiben. Die Dosierate beträgt beim ausgewerteten Kläranlagenablauf ca. 1-2 mg pro Liter Zulauf. Es ist davon auszugehen, dass diese durch den großen Verdünnungsfaktor beim Zurückleiten in die Kläranlage keinen Einfluss auf die Prozesse haben. Dies sollte allerdings vorab noch untersucht werden.

In Tabelle 4.4 sind Energieverbrauch, Wasserausbeute und benötigte Chemikalien der einzelnen Hauptprozesse bei der gesamten UPW-Aufbereitung aufgeführt.

Tabelle 4.4: Übersicht über den Energieverbrauch und die Wasserausbeute der UPW-Aufbereitung

Prozess		Vor- behandlung	Deminerli- sierung	Nach- behandlun	Gesamt
Energie- verbrauch	[kWh/m ³]	0,1 – 0,2	1	0,35	1,5
Wasser- ausbeute	[%]	90	70	95*	63
Chemikalien		Koagulant + Reinigungs- chemikalien	Antiscalante + Reinigungs- chemikalien	-	

*Konzentrat der EDI fließt in den Zulauf der RO und hat daher keinen Einfluss auf die Gesamtwasserausbeute

Quellen: [7], [8], [9], [10]

Berechnet man den Energieverbrauch zur Produktion von 11 Litern UPW, welche für 1 kg Wasserstoff benötigt werden, beträgt dieser 0,0015 kWh. Im Vergleich zum Energieverbrauch zur Produktion von 1 kg Wasserstoff bei der Elektrolyse (ca. 60 kWh) macht dies weniger als 0,1 % aus. Bezogen auf den gesamten Elektrolyseprozess benötigt die UPW-Aufbereitung also nur einen Bruchteil der Gesamtenergie.

4.2.4 Speicherkonzept

Das Speicherkonzept spielt bei der Aufbereitung eine wichtige Rolle. Zum einen kann ein Misch- und Ausgleichsbehälter im Zulauf der Aufbereitungsanlage Schwankungen abpuffern, zum anderen kann ein Speicherbehälter nach der Aufbereitungsanlage für einen störungsfreien Betrieb sorgen.

Der UPW-Speicher ist wichtig, um eine gewisse Unabhängigkeit des Elektrolyseurbetriebs von der UPW-Aufbereitung zu erreichen. So kann der Elektrolyseur auch bei kurzen Ausfällen der Aufbereitung betrieben werden. Zusätzlich wird beim Einschalten und Hochfahren des Elektrolyseurs die Zeit überbrückt, bis die UPW-Anlage die gewünschte Wasserqualität liefert. Neben der richtigen Werkstoffwahl der UPW-Speicher muss außerdem dafür gesorgt werden, dass das UPW nicht mit der Atmosphäre in Berührung kommt, da sich dadurch Gase lösen können, welche die Qualität beeinträchtigen. Zusätzlich sollte eine lange Standzeit vermieden werden, da sich ansonsten Mikroorganismen vermehren können und Ionen aus den Materialien von Tanks, Rohren und Dichtungen ins Wasser übergehen können. Ein Speicher wird daher typischerweise so ausgelegt, dass der Elektrolyseur auch ohne UPW-Produktion noch 1-2 Stunden laufen kann. In selteneren Fällen auch bis zu 4 Stunden. Tabelle 4.5 fasst Speichergrößen für ein- und vier-stündige Laufzeiten bei den verschiedenen Produktionsszenarien zusammen.

Tabelle 4.5: Volumen der Speicherbehälter

Szenario	S (5 MW)	M (10 MW)	L (20 MW)
Misch- und Ausgleichsbehälter (MAB)			
1 h [m ³]	1,4	3,2	6,4
UPW-Speichergroße			
UPW bei Volllast [l/h]	850	2000	4000
1 h [m ³]	0,85	2	4
4 h [m ³]	3,4	8	16
Behältermaße (Durchmesser * Höhe in Meter)			
MAB [m · m]	1,0 · 1,8	1,2 · 2,8	1,5 · 3,6
UPW (1 h) [m · m]	1,0 · 1,1	1,0 · 2,6	1,5 · 2,3
UPW (4 h) [m · m]	1,2 · 3,0	1,5 · 4,5	2,0 · 5,1

4.2.5 Zusammenfassung des UPW-Aufbereitungskonzepts

Die Betrachtung der Nutzung von Kläranlagenablauf als Rohstoff für die Wasserelektrolyse zeigt, dass die Technologien um aus Kläranlagenablauf UPW zu erzeugen, vorhanden sind und die Begebenheiten vor Ort durch die 4. Reinigungsstufe gut sind. Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass der Anteil an Kläranlagenablauf, welcher für die Wasserelektrolyse bei 5, 10 und 20 MW benötigt wird, nur einen kleinen Teil am Gesamtablauf der Kläranlage ausmacht. Auch die Konzentrate und Rückspülwässer werden bei einer Rückführung in die Kläranlage stark verdünnt und sollten daher keine Probleme für den Kläranlagenprozess darstellen.

Bei Betrachtung des Energieverbrauchs zur UPW-Aufbereitung (ca. 1,5 kWh/m³) zeigt sich, dass dieser nur einen Bruchteil des Gesamtenergieverbrauchs zur Herstellung von Wasserstoff ausmacht und kostentechnisch dadurch keinen sehr großen Einfluss hat.

Einige Elektrolyseurhersteller bieten Containerlösungen mit peripheren Komponenten wie UPW-Aufbereitung an. Diese Systeme sind jedoch in der Regel für Wasser mit Trinkwasserqualität ausgelegt und verfügen daher nicht über ausreichende Aufbereitungsschritte für andere Wasserarten wie z. B. Abwasser. Je nach Produkt können solche integrierten Systeme durch Nachrüstung mit einer entsprechenden Vorbehandlung dennoch eingesetzt werden.

4.3 Kühlwasser

Für diese Machbarkeitsstudie wurde eine Nutzung der Überschusswärme bewertet, weshalb Kühlwasser nicht genauer betrachtet wurde. Für den Fall, dass eine Nutzung der Überschusswärme nicht möglich ist und auch Luftkühlung nicht eingesetzt werden kann, werden hier benötigte Kühlwassermengen abgeschätzt. Die Wärme, die bei Volllastbetrieb abgeführt werden muss, sowie die benötigten Kühlwassermengen sind in Tabelle 4.6 dargestellt. Dabei wird angenommen, dass bei Volllastbetrieb 20 % der Anlagenleistung abzuführende Wärme anfällt (s. Kapitel 3.5).

Es ist zu beachten, dass die benötigten Kühlwassermenge je nach eingesetzter Technik und den Begebenheiten vor Ort stark unterschiedlich ausfallen können. Die Werte zur Berechnung der Kühlwassermenge stammen aus [11].

Tabelle 4.6: Benötigte Kühlwassermengen je nach Szenario

Szenario		5 MW	10 MW	20 MW	
Erzeugte Wasserstoffmenge bei Volllast	kg H ₂ /h	75	180	360	
Theoretisch abzuführende Wärme bei Volllastbetrieb	kW	1000	2000	4000	
Durchlaufkühlung 920 - 2450 L/kg H ₂	m ³ /h	Minimal	69	166	331
		Maximal	184	441	882
Kreislaufkühlung 17 – 40 L/kg H ₂	m ³ /h	Minimal	1,3	3,1	6,1
		Maximal	3,0	7,2	14,4

Zur Einschätzung betrug der geringste Kläranlagenabfluss in dem betrachteten Zeitraum 1.379 m³/h (383 L/s) und der mittlere Kläranlagenabfluss lag bei 4.108 m³/h (1.141 L/s).

Eine Möglichkeit wäre auch das Aufwärmen des Kläranlagenzulaufs mit der Abwärme, hierdurch kann sich die Abbauleistung der Mikroorganismen erhöhen und zusätzlich können Prozessstörungen durch kalte Wassertemperaturen im Winter reduziert werden.

5 Nutzung des Elektrolysesauerstoffs

Zur Nutzung aller Nebenprodukte des Elektrolyseurs wurde der Umgang mit dem Elektrolysesauerstoff näher betrachtet. Dabei wurden die Elektrolysesauerstoffmengen in Kapitel 5.3 abgeschätzt und Nutzungspfade erörtert.

5.1 Sauerstoffnutzung auf der Kläranlage

Belebungsbecken

Zum Zeitpunkt der vorliegenden Studie wird am ZVK Druckluft für die Belüftung und Sauerstoffversorgung in der biologischen Reinigungsstufe verwendet. Das Belüftungssystem (s. Abbildung 5.1) versorgt über sechs Turboverdichter insgesamt 20 Becken mit ca. 485 mbar Vordruck und wird nach einem gelösten Sauerstoffgehalt in der Nähe der Wasseroberfläche von 2 mg/L je Becken geregelt. Die Becken sind dabei auf 2 Straßen aufgeteilt, wobei Straße eins aus 10 und Straße 2 aus 8 Becken besteht. Die benötigte elektrische Energie macht dabei über 50 % des Gesamtenergieverbrauchs des Klärwerks Steinhäule aus. Die Nutzung des Elektrolysesauerstoffs in den Belebungsbecken kann also direkt den Energieverbrauch des Klärwerks senken.

Ozonung

Im Rahmen der Studie wurde der Nutzungspfad Ozonung nicht detailliert betrachtet, da am ZVK eine 4. Reinigungsstufe durch das Ulmer Verfahren bereits vorhanden ist. Der Einsatz von Ozon in Kombination mit Aktivkohleadsorption kann theoretisch zum Abbau von organischen Stoffen beitragen und dadurch den gesamten Bedarf an Aktivkohle reduzieren. Dies ist jedoch mit zusätzlichen Kapitalkosten für eine Ozonanlage und ein entsprechendes Dosiersystem verbunden.

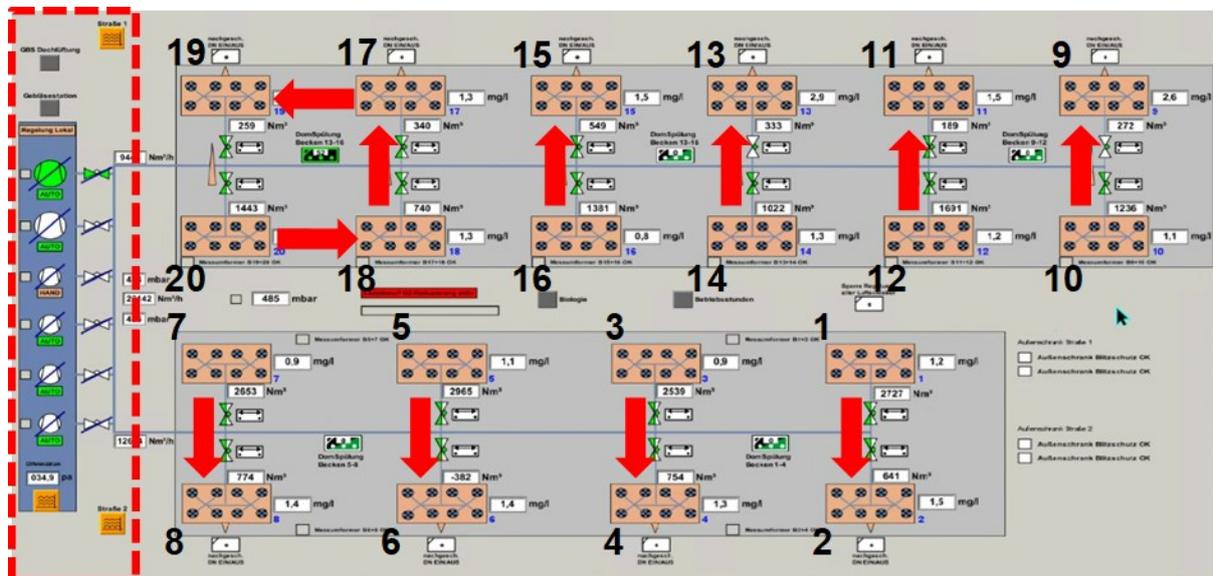


Abbildung 5.1: Überblick der Belebungsbecken und deren Belüftung. Die roten Pfeile zeigen den Verlauf des Wassers in den Becken und der gestrichelte rote Kasten markiert die Gebläsestation

5.2 Elektrolysesauerstoff

Beim Betrieb kommerzieller PEM- und AEL-Elektrolyseure wird Sauerstoff in der Regel an der Anodenseite des Stacks erzeugt. Dabei fallen pro kg Wasserstoff 8 kg Sauerstoff an. Der Sauerstoff verlässt den Anodenkreislauf bestehend aus 99,3-99,8 % O₂, restlichem Wasser und Wasserstoff. [12] Der Ausgangsdruck des Sauerstoffs kann je nach Elektrolyseurhersteller variieren. Bei Kyros Hydrogen Solutions GmbH beträgt er z. B. 5 bar. [13] Eine weitere Aufbereitung des Sauerstoffs ist daher je nach Anwendung bzw. Verbraucheranforderungen erforderlich. In der Regel wird Elektrolysesauerstoff vor einer Hochdruckspeicherung getrocknet (pressure-steam Adsorption) und gereinigt.

5.3 Sauerstoffmengen

Aus den Energiedaten der Gebläsestation von ZVK für das 2023 lässt sich eine benötigte Luftmenge von 564.000 - 765.000 Nm³/d berechnen. Bei einer Sauerstoffkonzentration von 21 Vol.-% in der Luft entspricht dies einer Sauerstoffmenge von 162.000 – 220.000 kgO₂/d.

Der Sauerstoffanfall bei der Elektrolyse kann aus den Elektrolyseurprofilen für die Szenarien S, M und L ermittelt werden. Dabei wurde der durchschnittliche Tagesanfall bestimmt. Die Werte sind in Tabelle 5.1 dargestellt. In Klammern ist hinter jedem Wert der Anteil angegeben, welcher der Elektrolysesauerstoff am durchschnittlichem Sauerstoffbedarf von 191.000 kgO₂/d ausmacht.

Tabelle 5.1: Sauerstoffanfall und Kosteneinsparung bei den unterschiedlichen Szenarien

Szenario		S (5 MW)	M (10 MW)	L (20 MW)
Sauerstoffmenge				
Minimal	kgO ₂ /d	4.764 (2,5 %)	8.867 (4,6 %)	17.821 (9,3 %)
Durchschnittlich	kgO ₂ /d	9.049 (4,7 %)	18.596 (9,7 %)	37.376 (19,6 %)
Maximal	kgO ₂ /d	13.335 (7,0 %)	28.325 (14,8 %)	56.931 (29,8 %)
Kosteneinsparung (gerundet)				
Minimal	€/a	22.700	42.200	84.900
Durchschnittlich	€/a	43.100	88.500	177.900
Maximal	€/a	63.500	134.900	271.000

Die Ergebnisse zeigen, dass der tatsächliche Sauerstoffbedarf für die Belüftung wesentlich höher ist als der bei den Szenarien S, M und L anfallende Sauerstoff. Letzterer kann deshalb jederzeit zu 100 % in der Belüftung eingesetzt werden.

Zur Berechnung der Kosteneinsparung wurde die Annahme getroffen, dass pro Nm³ Luft 0,015 kWh benötigt werden und es wurde ein Strompreis von 0,25 €/kWh angenommen.

5.4 Sauerstoffnutzung in den Belebungsbecken

Die biologische Stufe wurde beispielhaft für die vier nacheinander geschaltete Aerobbecken 17 bis 20, sowie zwei nacheinander geschaltete Becken 15 und 16 mit einem ASM (Activated Sludge Model) in AQUASIM simuliert, um den Sauerstoffbedarf über den Tag zu ermitteln. Dabei wurden die vom ZVK zur Verfügung gestellten Daten von einer Woche (Juni 2023) zu TOC, CSB und gesamt-N im Zulauf und Auslauf der Belebungsbecken sowie die Stromwerte beim Belüftungssystem ausgewertet.

Zusätzlich wurden am Engler-Bunte-Institut Laborversuche mit Luft und Reinsauerstoff zum Sauerstoffeintrag in Wasser gemacht.

Im Anhang sind die Simulationsergebnisse und Messungen für das eingetragene Luftvolumen (m^3/h) für die Becken 17 bis 20 und die beiden Becken 15 und 16 dargestellt. Jeweils die ersten beiden Becken in der Vierergruppe und das erste Becken einer Zweiergruppe werden sehr gut abgebildet. Danach zeigt das Modell in beiden Fällen noch einen ausgeprägten Tagesgang, während die realen Messdaten einen flachen Verlauf wiedergeben. Da im Folgenden der Schwerpunkt auf dem ersten Becken jeder Kaskade liegt, wurde das Modell zunächst nicht weiter verfeinert. Sollte es eine zukünftige Planung mit Sauerstoff aus dem Elektrolyseur geben, dann muss der Zufluss zu den einzelnen Becken und der Lufteintrag detaillierter betrachtet werden.

Da die Belüftung neben der Sauerstoffversorgung der Mikroorganismen auch für eine Durchmischung in den Becken sorgt, soll ein minimaler Luftvolumenstrom von etwa $500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ nicht unterschritten werden. Das Konzept sieht daher eine Verteilung des Elektrolysesauerstoffs auf die ersten Becken jeder Kaskade (insgesamt 9) vor, da der benötigte Luftvolumenstrom laut Simulation in den hinteren Becken teilweise schon die untere Grenze von $500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ für eine gute Durchmischung erreicht.

Eine Überlegung des Sauerstoffeintrags ist die Beimischung in den Belüftungsstrom der Gebläsestation, wodurch sich der Sauerstoffanteil in der eingetragenen Luft erhöht. Abbildung 5.2 und Abbildung 5.3 zeigen den benötigten Luftvolumenstrom für die Becken 16 und 20 für die Woche im Juni 2023. Dabei wurden die beiden Fälle simuliert, bei denen der Sauerstoffanteil in der Luft auf 30 (ca. Szenario S) und 50 Volumen-% (ca. Szenario L) erhöht wurde. Es ist zu erkennen, dass trotz des geringeren benötigten Luftvolumenstroms die $500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ meist noch erreicht werden.

5.5 Zusammenfassung der Nutzung des Elektrolysesauerstoffs

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass der Sauerstoffbedarf in den Belebungsbecken größer ist als der anfallende Elektrolysesauerstoff. Dieser kann also bei allen drei Szenarien (S, M, und L) komplett in den Belebungsbecken verwendet. Um weiterhin ausreichend große Volumenströme in den Belebungsbecken zu erreichen, ist die Überlegung den Sauerstoff jeweils nur im ersten Becken einer Kaskade anzuwenden, da hier auch der Sauerstoffbedarf am höchsten ist. Simulationen zu diesem Konzept haben gezeigt, dass in den meisten Fällen trotzdem noch ein Volumenstrom von $500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ aufrecht erhalten bleibt.

Die Machbarkeitsstudie hat sich im ersten Schritt mit den möglichen Verwendungspfaden und den Mengen des anfallenden Sauerstoffs beschäftigt. Wie genau dieser in die Belebungsbecken eingetragen wird, muss in Zukunft genauer ausgearbeitet werden. Möglichkeiten sind dabei die Dosierung des Reinstsauerstoff in den Belüfterstrang oder ein Hybridsystem, bei dem der Elektrolysesauerstoff über ein eigenes Belüftungssystem ins Belebungsbecken eingetragen wird.

Nutzung des Elektrolysesauerstoffs

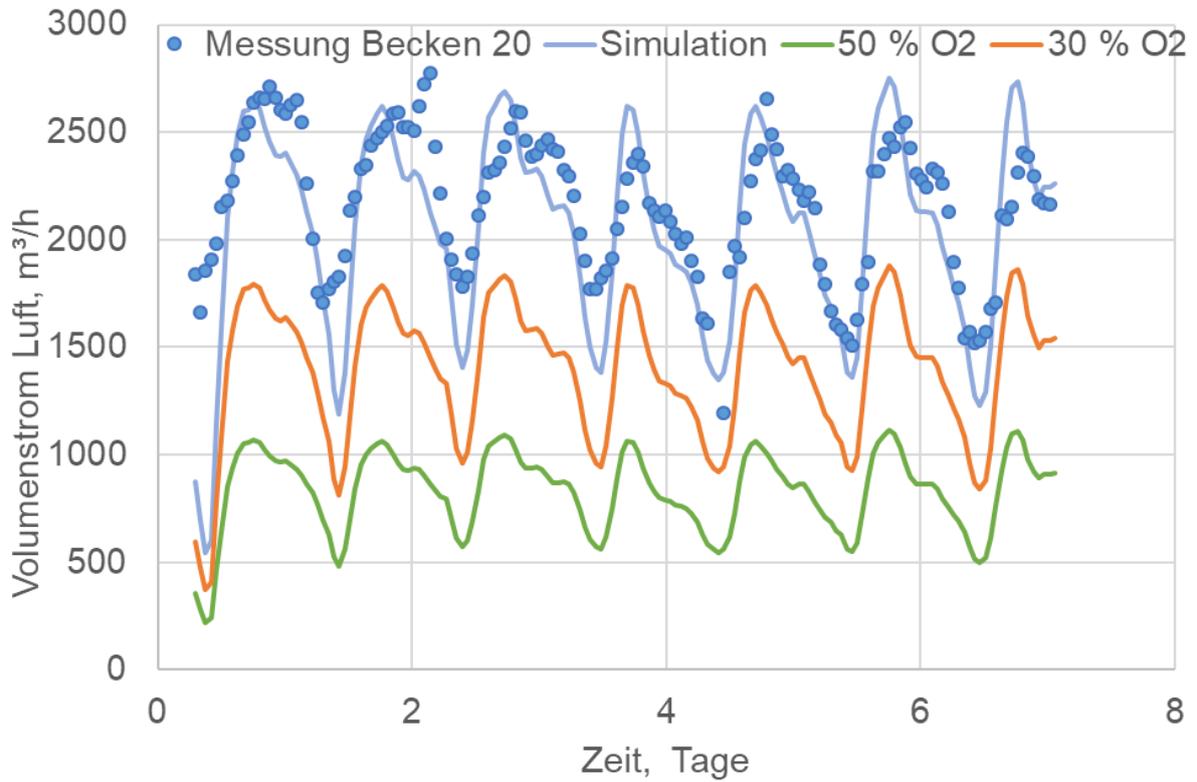


Abbildung 5.2: Simulationsergebnis des benötigten Luftvolumenstroms in Becken 20 bei unterschiedlichen Sauerstoffvolumenanteilen in der Druckluft der Belüftung

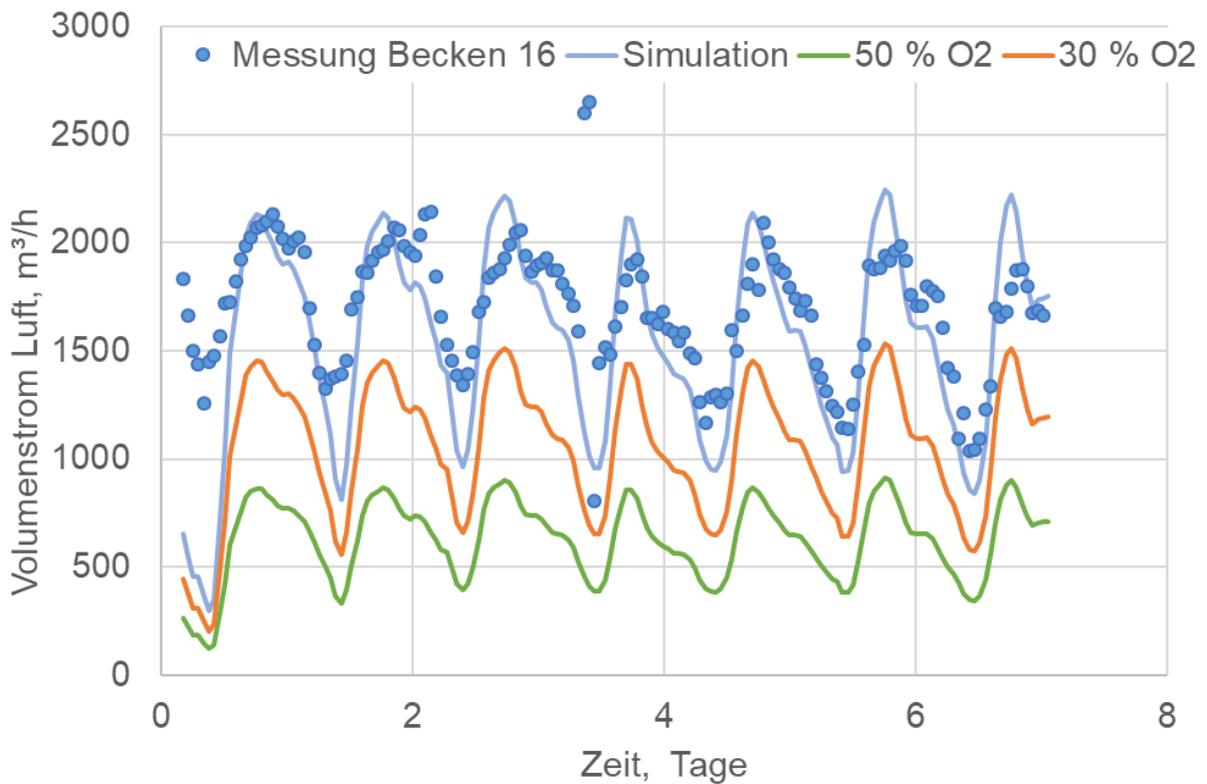


Abbildung 5.3: Simulationsergebnis des benötigten Luftvolumenstroms in Becken 16 bei unterschiedlichen Sauerstoffvolumenanteilen in der Druckluft der Belüftung

6 Integrales Energiekonzept

6.1 Randbedingungen der Simulation

Für die Anlagendimensionierung und die Ermittlung der Stoff- und Energieströme wurden dynamische Simulationen durchgeführt. Die Simulation berücksichtigt die Wasserstoffbedarfsprofile, die Wärmebedarfsprofile, die Erzeugungsprofile, die Pufferspeichergrößen, die Druckstufen der notwendigen Verdichtung und der EE-Anlagen und viele Parameter hinsichtlich der H₂-Komponenten und der Wärmekomponenten. Für die Simulation, der im folgenden Unterkapitel vorgestellten Szenarien, müssen einige Randbedingungen festgelegt werden.

Grundsätzlich wird mithilfe des Simulationstools ein Backtesting für das Jahr 2022 durchgeführt, dessen Zeitschrittweite 60 min beträgt. Grund für diese Herangehensweise sind die Anforderungen an den Strombezug laut Delegiertem Rechtsakt bzw. 37.BImSchV, die in Abbildung 6.1 dargestellt sind. Dies erfordert ab 2030 eine stundenscharfe Betrachtung der mittels PPAs erworbenen Erzeugungsleistung und die gleichzeitige Berücksichtigung des Day-Ahead-Preises, um bei Preisen von < 20 €/MWh Strommengen an der Börse erwerben zu können.

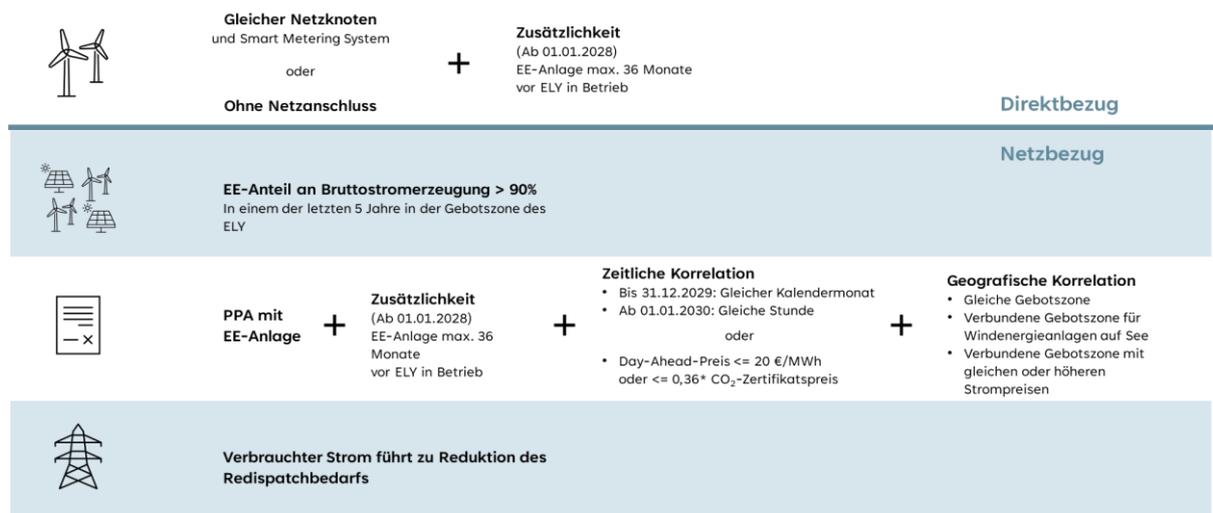


Abbildung 6.1: Strombezugsanforderungen für die grüne Wasserstoffherzeugung
[Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-ist-gruener-wasserstoff-laut-dem-delegated-act-der-eu-definiert/>]

Die über PPAs eingebunden EE-Anlage (Pay-as-Produced) werden in Form von Erzeugungsprofilen aus 2022 und konstantem Preis in die Simulation integriert. Abbildung 6.2 zeigt die Jahresdauerlinie eines PPA-Mixes aus 10 MW Windkraftanlagen und 5 MW PV-Freiflächenanlagen aus dem Jahr 2022, der für eine 5 MW-Elektrolyseanlage zusammengestellt werden könnte. Diese Jahresdauerlinie definiert die möglichen Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse. Gleichzeitig wird ersichtlich, dass durch die Überdimensionierung des PPAs Überschüsse entstehen, die an der Börse vermarktet werden müssen. Je nach abgeschlossenem PPA und den dann eintretenden Börsenpreisen, kann sich diese Überschussvermarktung negativ auf die Stromgestehungskosten auswirken.

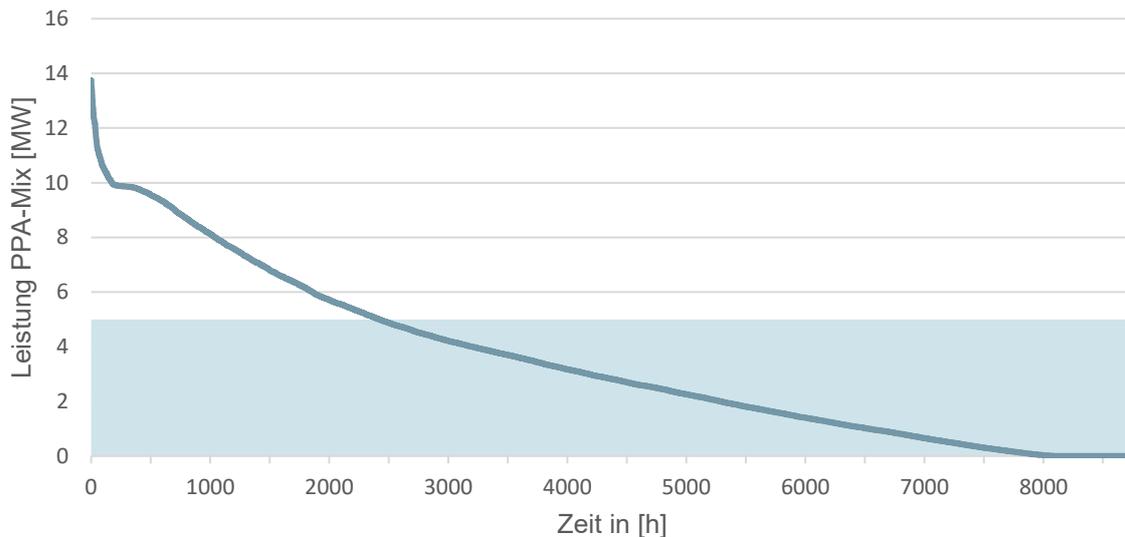


Abbildung 6.2: Jahresdauerlinie des PPA-Mixes und pot. Volllast einer 5MW-Elektrolyse

Für den Wasserstoffabsatz gilt die Randbedingung, dass die Wasserstofftrailer priorisiert gefüllt werden und zusätzlich anfallende Wasserstoffmengen in Szenario M und L für einen reduzierten Preis ins Gasnetz eingespeist werden. Demnach ist der Wasserstoffabsatz nur in Szenario S eine Kenngröße, die die Regelung der Elektrolyseanlage beeinflusst.

Als Wärmebedarf ist der thermische Leistungsbedarf der Hochlastfaulung hinterlegt, der witterungsbedingt zwischen 800 kW_{th} und 1.200 kW_{th} schwankt. Das aktuelle Wärmeabsatzpotenzial ist ebenfalls keine Kenngröße, die die Regelung der Elektrolyseanlage direkt beeinflusst, da ein Rückkühler zur Verfügung steht, der die Elektrolyse zu jeder Zeit ausreichend kühlen kann.

6.2 Szenarien

Die untersuchten und simulierten Szenarien bilden mögliche Ausbaustufen einer Elektrolyseanlage auf dem Klärwerk Steinhäule ab. Die erste Ausbaustufe entspricht einer Elektrolyseanlage von 5 MW und wird als Szenario S bezeichnet. Diese Größe ist einerseits interessant, da mit dieser Größenordnung (4,99 MW) auf ein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren verzichtet werden kann und andererseits mittlerweile Containeranlage dieser Größenordnung am Markt verfügbar sind. Demnach lässt sich damit eine größere Elektrolyseanlage skalieren.

Das Szenario S ist in Abbildung 6.3 schematisch dargestellt und wird in der Simulation mit einem PPA-Mix aus 10 MW Windkraftanlagen und 5 MW PV-Anlagen versorgt. Darüber hinaus wird an der Strombörse erworbener Netzstrom bezogen, wenn dieser im Day-Ahead-Handel unter 20 €/MWh kostet und die Elektrolyseanlage durch das Angebot der eigenen PPAs noch nicht vollständig ausgelastet ist. Im Szenario S wird der Wasserstoffabsatz ausschließlich über die Trailerabfüllstation gewährleistet und es findet noch keine Gasnetzeinspeisung statt. Die Wasserstoffspeicherkapazität beträgt dabei 2.250 kg, was in etwa der maximal möglichen Tagesproduktionsmenge entspricht.

Als Wärmeabnehmer fungieren die Faulbehälter der Hochlastfaulung, die gleichzeitig die Funktion eines Wärmespeichers übernehmen, indem die Temperatur in den Behältern zwischen 36°C und 40°C variiert werden kann. Die Leistung der Fermenter-Biomasse muss jedoch in diesem Fall genau überwacht werden. Der bei der

Produktion anfallende Sauerstoff kann vollständig im Kläranlagenprozess verwertet werden.

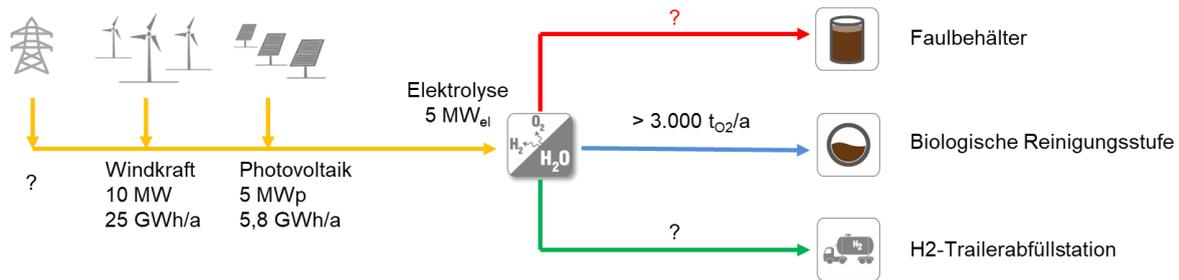


Abbildung 6.3: Schematische Darstellung des Szenarios S

Die zweite Ausbaustufe bildet das Szenario M mit einer 10MW-Elektrolyseanlage ab, welches schematisch in Abbildung 6.4 dargestellt ist. In diesem Szenario wird die über PPAs erworbenen Leistung erneuerbarer Energie und die Wasserstoffspeicherkapazität auf 4.500 kg verdoppelt. Neben der Trailerabfüllstation wird eine Mischgasanlage installiert, die eine Einspeisung ins Gasnetz ermöglicht. Die Befüllung der Wasserstofftrailer genießt jedoch oberste Priorität.

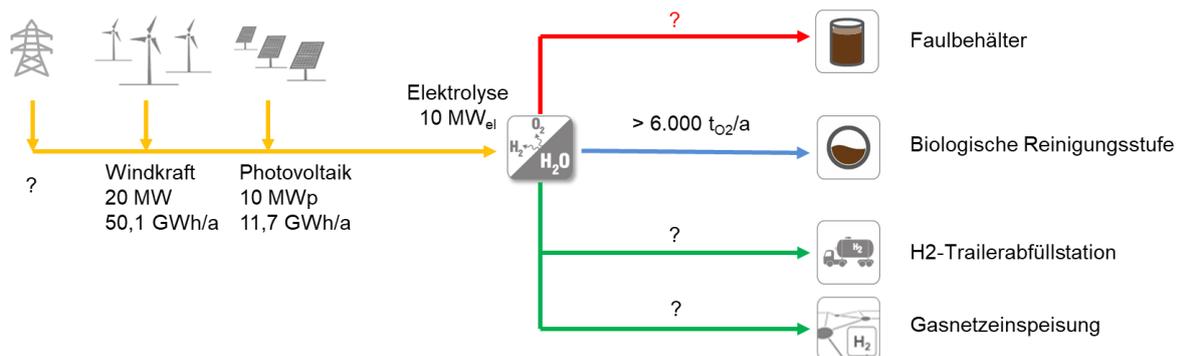


Abbildung 6.4: Schematische Darstellung des Szenarios M

In der Endausbaustufe produziert eine 20 MW-Elektrolyseanlage grünen Wasserstoff. Die als Szenario L bezeichnete Endausbaustufe ist in Abbildung 6.5 dargestellt und geht mit keiner weiteren Vergrößerung der Wasserstoffspeicherkapazität einher, da die zusätzlichen Wasserstoffmengen vollständig ins Gasnetz eingespeist werden. Mit zunehmender Elektrolysegröße können die 3 Trailerabfüllstationen aber besser ausgelastet werden.

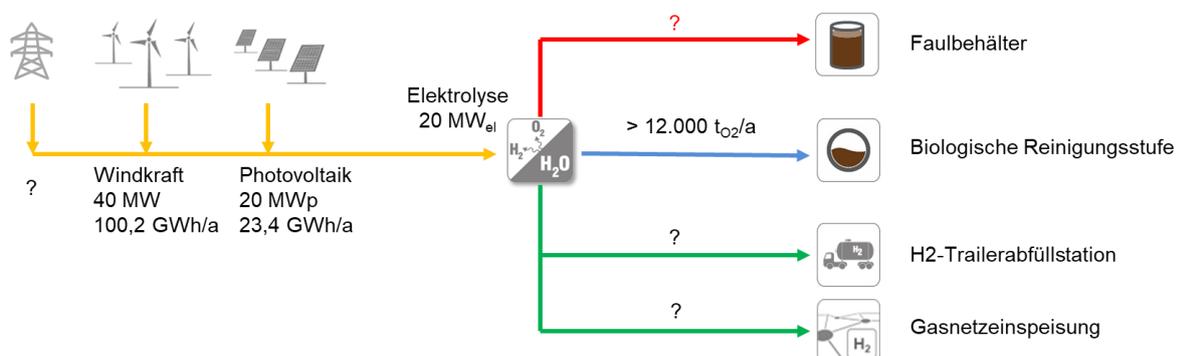
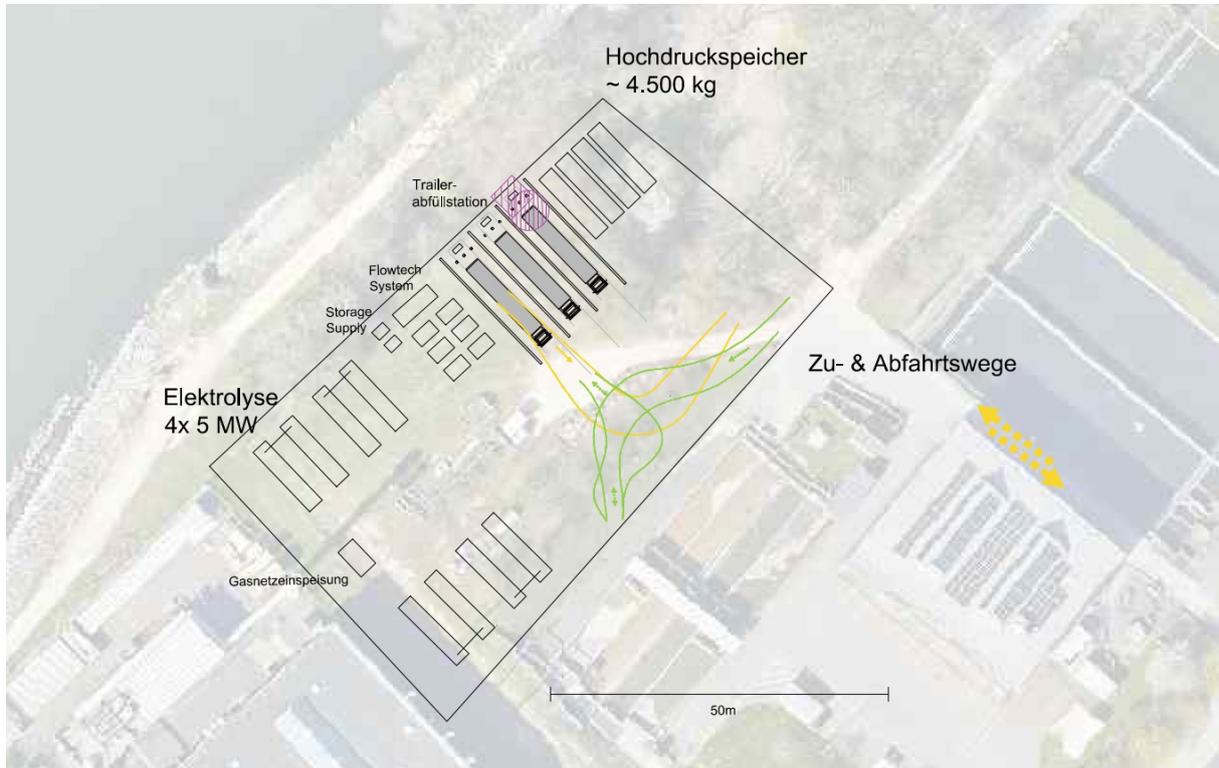


Abbildung 6.5: Schematische Darstellung des Szenarios L

Zur besseren Abschätzung des Flächenbedarfs ist das Szenario L in Abbildung 6.6 als mögliches Layout auf Fläche 1 gezeichnet. Bei der Skizze handelt es sich um eine konzeptionelle Zeichnung, die ausschließlich als konzeptionelle Überlegung zur Abschätzung der Größenverhältnisse zu verstehen ist. In weiteren Planungsphasen müssen für ein endgültiges Layout die Schnittstellen der jeweiligen Gewerke im Detail abgestimmt werden.



*Abbildung 6.6: Mögliches Layout der Elektrolyseanlage auf Fläche 1
[Quelle: eigene Darstellung]*

6.3 Simulationsergebnisse

Die wichtigsten Leistungskennzahlen der Simulation sind für die drei untersuchten Szenarien in Tabelle 6.1 dargelegt. Da sich die Strombeschaffungsstrategie zwischen den Szenarien nicht ändert, unterscheiden sich die Volllaststunden nur geringfügig und liegen in Szenario S nur etwas niedriger, da die Option der Gasnetzeinspeisung nicht besteht.

Die größten Differenzen zeigen sich in im genutzten Anteil der anfallenden Abwärme und im Wärmedeckungsanteil des Faulbehälters. Da die Hochlastfaulung als Wärmesenke über die Szenarien hinweg unverändert bleibt, sinkt mit größeren Elektrolyseanlagen und damit einhergehenden zusätzlichen Abwärmemengen der nutzbare Anteil Abwärme von 99,8 % auf 44%. Gleichzeitig steigt der Deckungsanteil des Faulbehälters von 51,4 % auf 92,2 %.

Tabelle 6.1: Wichtige Leistungskennzahlen der Simulationsergebnisse

	Szenario S – 5 MW	Szenario M - 10 MW	Szenario L - 20 MW
Volllaststunden	4.569 h	4.684 h	4.686 h
Gesamtmenge von verkauftem Wasserstoff	414.600 kg	850.400 kg	1.709.200 kg
Anteil Gasnetzeinspeisung	0 %	32 %	66%
Gesamter Strombezug	25,8 GWh	52,6 GWh	107,9 GWh
Anteil durch PPAs	97,1 %	97,5 %	97,6 %
Im Elektrolyseur genutzter Anteil der PPAs	81,2 %	83,0 %	82,9 %
Genutzte Abwärme der Elektrolyse	4.506 MWh	7.013 MWh	8.079 MWh
Genutzter Anteil der anfallenden Abwärme	99,8 %	75,8 %	44,0 %
Wärmedeckungsanteil des Faulbehälters	51,4 %	80 %	92,2 %

Um die Energieflüsse besser nachvollziehen zu können, sind in Abbildung 6.7 die Energieströme des Szenarios M über 10 Jahre abgebildet. Hier wird zum einen der große Anteil der zugeführten elektrischen Energie sichtbar, der in thermische Energie umgewandelt wird und nur teilweise nutzbar ist. Zum anderen erkennt man, dass in diesem Szenario ein Teil der nutzbaren Abwärme mithilfe der Rückkühler an die Umgebungsluft abgegeben werden muss.

Dabei drängt sich die Frage auf, ob die ungenutzte Abwärme beispielsweise für die Versorgung eines Wärmenetzes genutzt werden kann. Hierfür ist die zeitliche Verfügbarkeit der Wärme entscheidend. Diese ist beispielhaft als Lastgang des Szenarios M der verfügbaren Elektrolyseabwärme in Abbildung 6.8 und der überschüssigen Wärme im Januar in Abbildung 6.9 dargestellt. Dies führt zu der Erkenntnis, dass sich eine Nutzung vermutlich nicht ökonomisch darstellen lässt, da in der Heizperiode Phasen von 10 Tagen existieren, in denen kein nutzbarer Überschuss vorliegt. Erst in Szenario L, mit größeren nicht genutzten Abwärmemengen, würde sich eine solche detaillierte Untersuchung lohnen.

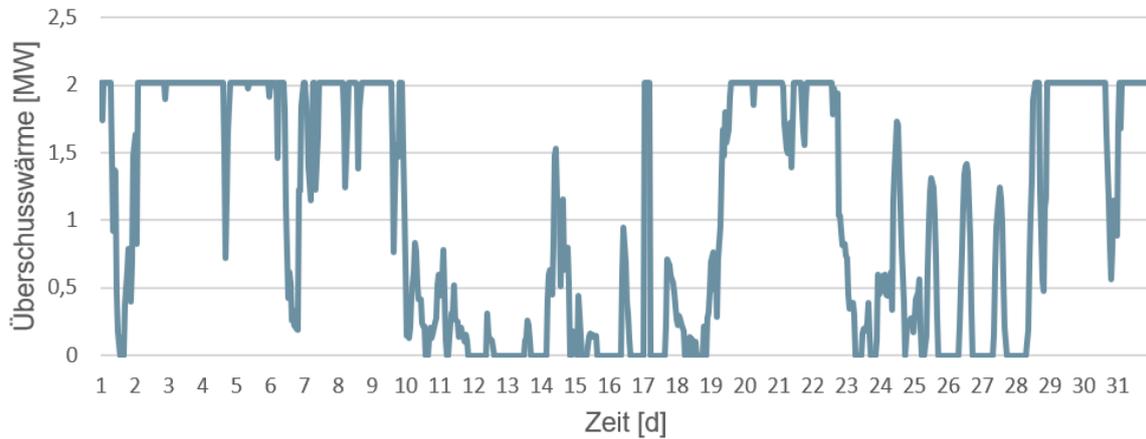


Abbildung 6.8: Verfügbare Elektrolyseabwärme des Szenarios M im Januar

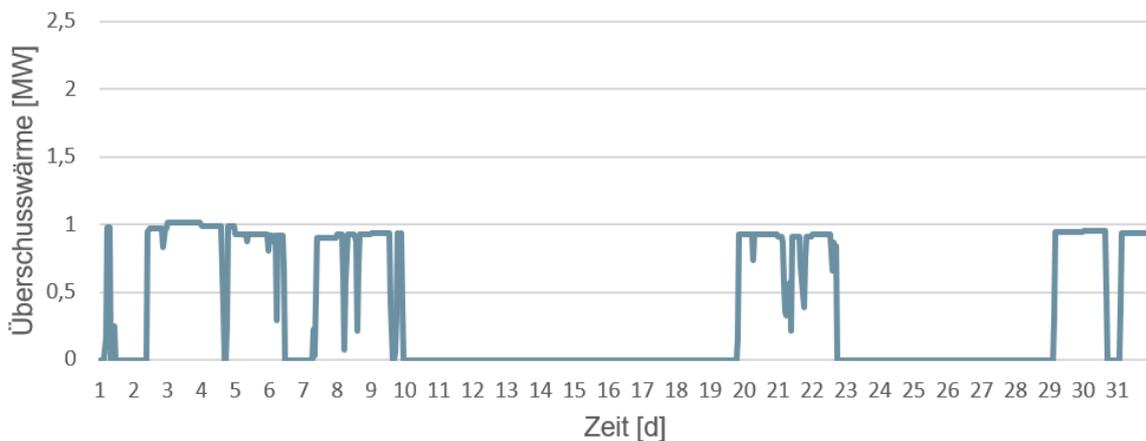


Abbildung 6.9: Verfügbare überschüssige Elektrolyseabwärme des Szenarios M im Januar

6.4 Grobkostenrechnung

Für die Ermittlung der Investitionskosten und der erwartbaren Wasserstoffgestehungskosten wird eine Grobkostenrechnung für die drei simulierten Szenarien durchgeführt. Die wichtigsten Parameter lauten wie folgt:

Komponenten:

- Elektrolyseur: 1.100 €/kW
- Verdichterstation: 690.000 € pro Einheit mit Durchsatz von 18kg/h
- H₂-Hochdruckspeicher: 650 €/kg
- 3x Trailerabfüllstationen: 305.000 € pro Einheit
- Trafostation: 50.000 €/MW
- Mischgasanlage: 100.000€
- Grundstücksvorbereitung: 100€/m²
- Baukostenzuschuss: 125 €/kW

Strompreis:

- Strom aus PPAs (Überschüsse werden an der Börse verkauft): 65 €/MWh
- Strom der an der Börse erworben wurde (<20 €/MWh): skaliertes Strompreisprofil aus 2022 auf Thüga-Prognose für 2030 von durchschnittlich 89,5 €/MWh
- Durchschnittlicher Strompreis: 63,8 €/MWh

Zinssatz:

- Betrachtungszeitraum: 15 Jahre
- 100% fremdfinanziert
- Kalkulatorischer Zinssatz: 5%
- Zinssatz (Fremdkapital): 3,5%

Wasserstoff:

- Wasserstoffverkaufspreis Trailer: 8,50 €/kg
- Wasserstoffverkaufspreis Gasnetzeinspeisung: 6,50 €/kg

Abwärme:

- Erlöse aus dem Abwärmevertrieb: 50 €/MWh

Weitere Kosten:

- Personalkosten: 110.000 €/a
- Planungskosten: ~10%
- Sicherheitszuschlag auf Gesamtinvestition: 5%

Abbildung 6.10 zeigt die errechneten Investitionskosten in Kostenkategorien der drei untersuchten Szenarien in Form eines Säulendiagramms. Es wird ersichtlich, dass neben der Elektrolyse auch die H₂-Infrastruktur einen wesentlichen Teil der Investitionen ausmacht, die aus Verdichter, Wasserstoffspeicher und Trailerabfüllstationen bestehen. Mit zunehmender Elektrolysegröße belaufen sich die Kosten für die Elektrische Versorgung auf über 4,5 Mio. € und haben damit einen Anteil von über 10% der Gesamtinvestitionskosten. Insgesamt fallen im Szenario S Investitionskosten von ~16 Mio. € an. Im Szenario M erhöht sich diese Summe auf ~25 Mio. € und im Szenario L auf ~40 Mio. €.

Wie bereits erwähnt, bieten einige Elektrolysehersteller ein Komplettpaket mit integrierter UPW-Aufbereitung für Trinkwasser an. Diese ist hier in den Kosten des Elektrolyseurs mit einbezogen, sowie die Kosten für ein Misch- und Ausgleichsbecken und der Vorbehandlungsstufe. Üblicherweise liegen die Investitionskosten der UPW-

Aufbereitung bei 3-4 % der Gesamtkosten des Elektrolyseurs und die Betriebskosten bei < 1 %, da hier der Strombedarf der Elektrolyse dominiert.

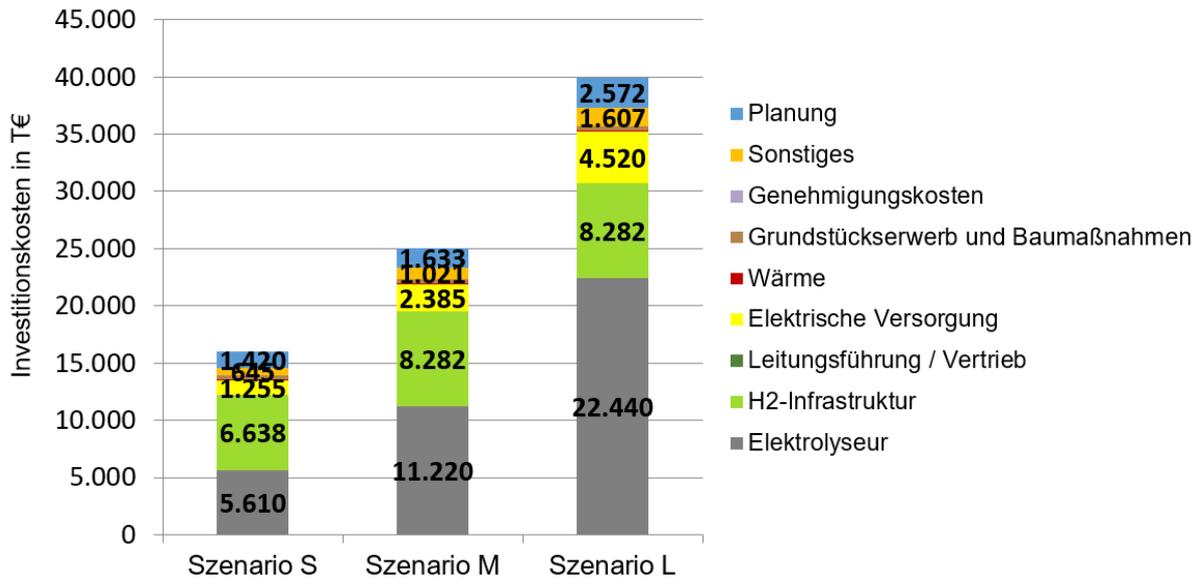


Abbildung 6.10: Investitionskosten der Szenarien S-L

Die Wasserstoffgestehungskosten sind in Abbildung 6.11 in €/kg und €/kWh dargestellt. Die ersichtliche Reduktion der Gestehungskosten mit zunehmender Elektrolysegröße resultiert im Wesentlichen aus den verringerten spezifischen Investitionskosten für die H2-Infrastruktur, da nicht mehr die gesamte Produktionsmenge für den Trailertransport verdichtet werden muss. Nicht per Trailer vertriebene Wasserstoffmenge werden ins Gasnetz eingespeist, erzielen dann aber auch verringerte Erlöse. Von Szenario S zu M verringern sich die Wasserstoffgestehungskosten um 1,30 €/kg und von Szenario M zu L um weitere 0,65 €/kg.

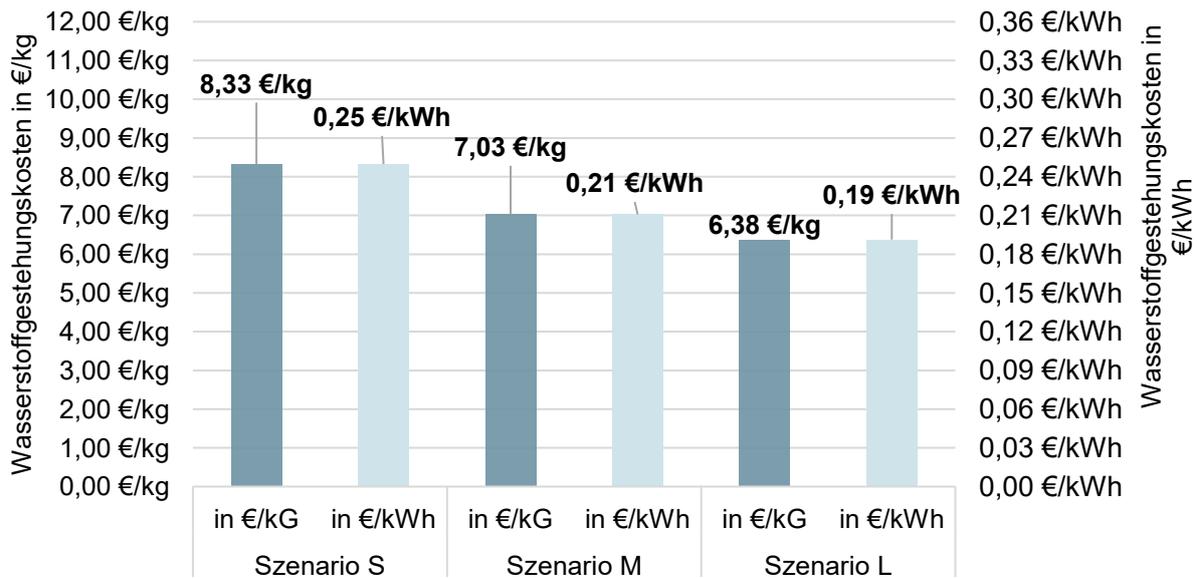


Abbildung 6.11: Wasserstoffgestehungskosten der Szenarien S-L

Die wichtigsten Ergebnisse der Grobkostenrechnung ohne die Berücksichtigung einer Förderung sind in Tabelle 6.2 dargestellt. Da in den untersuchten Szenarien die Abwärmenutzung nur in der Hochlastfaltung berücksichtigt ist, sinkt der spezifische Wärmeerlös mit der steigender Elektrolysegröße, da in Szenario L nur noch 44% der Abwärme genutzt werden kann. In Szenario S liegt dieser Anteil noch bei ~100%. Der Nettobarwert liegt nach 15 Jahren ohne Förderung erst in Szenario M und L im positiven Bereich.

Tabelle 6.2: Übersicht über die Ergebnisse der Grobkostenrechnung ohne Förderung

	Szenario S – 5 MW	Szenario M - 10 MW	Szenario L - 20 MW
Wasserstoffgestehungs- kosten	8,33 €/kg _{H2}	7,03 €/kg _{H2}	6,38 €/kg _{H2}
Wärmeerlös	215.000 €/a 0,52 €/kg _{H2}	334.000 €/a 0,39 €/kg _{H2}	385.000 €/a 0,23 €/kg _{H2}
Gesamtinvestitionskosten	16.000.000 €	24.990.000 €	39.900.000 €
Nettobarwert nach 15 J.	-1.280.000 €	5.070.000 €	8.800.000 €

Um eine mögliche Förderung mit abzubilden, zeigt Tabelle 6.3 die wichtigsten Ergebnisse mit einer Förderung in Anlehnung an den Förderaufruf des Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie. Die 2 bereits abgeschlossenen Förderaufrufe mit insgesamt 150 Mio. € Fördervolumen, haben pro Projekt 45% der Investitionskosten für Elektrolyseure und direkt damit verbundene Anlagenteile bezuschusst, jedoch maximal nur 5 Mio. €. Eine solche Förderung verringert die Wasserstoffgestehungskosten um etwa 1 €/kg bei Szenario S. Durch die Begrenzung der absoluten Fördersumme reduziert sich dieser Vorteil auf 0,50 €/kg bzw. 0,25 €/kg bei den beiden größeren Anlagen.

Tabelle 6.3: Übersicht über die Ergebnisse der Grobkostenrechnung mit Förderung

	Szenario S – 5 MW	Szenario M - 10 MW	Szenario L - 20 MW
Wasserstoffgestehungs- kosten	8,33 €/kg _{H2}	7,03 €/kg _{H2}	6,38 €/kg _{H2}
Wärmeerlös	215.000 €/a 0,52 €/kg _{H2}	334.000 €/a 0,39 €/kg _{H2}	385.000 €/a 0,23 €/kg _{H2}
Förderauswirkung	-1,01 €/kg _{H2}	-0,50 €/kg _{H2}	-0,25 €/kg _{H2}
Gesamtinvestitionskosten abzgl. Förderung	11.040.000 €	19.990.000 €	34.900.000 €
Nettobarwert nach 15 J.	3.450.000 €	9.840.000 €	13.560.000 €

6.5 Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wurde untersucht, wie sich Änderungen verschiedener Parameter auf die Wasserstoffgestehungskosten auswirken. Ziel dieser Untersuchung war es, die Schlüsselfaktoren zu identifizieren, die den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion haben, sowie mögliche Optimierungspotenziale aufzuzeigen. Um ein umfassendes Bild zu erhalten, wurden insgesamt fünf Sensitivitätsanalysen durchgeführt, die unterschiedliche Parameter und Szenarien betrachteten. Diese systematische Vorgehensweise ermöglicht es, die zentralen Stellschrauben für die wirtschaftliche Optimierung der Wasserstoffproduktion zu bestimmen und gezielte Maßnahmen zur Kostensenkung abzuleiten. Im Folgenden sind die Parameter aufgeführt, die in der Sensitivitätsanalyse variabel gestaltet wurden, um ihren Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten zu bewerten:

- Wärmepreis (+/-) 50 €/MWh (Abbildung 6.12)
- Menge an verkaufter Abwärme (Abbildung 6.13)
- PPA-Preis (+/-) 15 €/MWh (Abbildung 6.14)
- Mit und ohne Sauerstofferlös (Abbildung 6.15)
- Ohne / max. 5 Mio. € / keine absolute Begrenzung der Förderung nach bayrischem Vorbild (Abbildung 6.16)

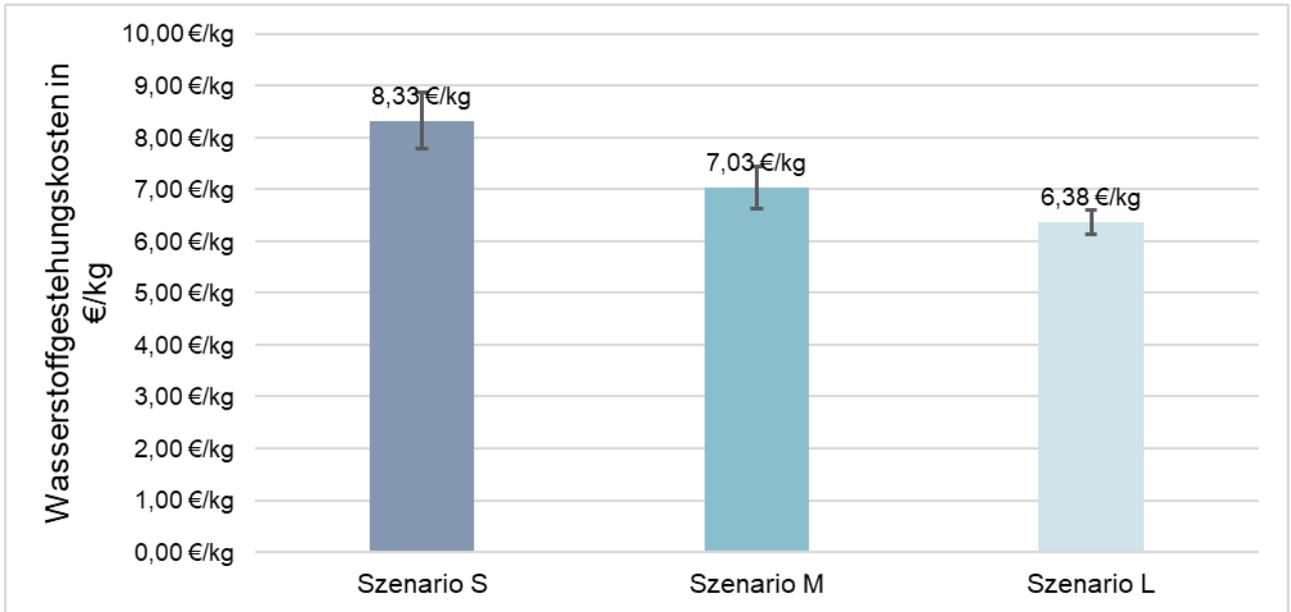


Abbildung 6.12: Sensitivitätsanalyse Wärmepreis (+/- 50 €/MWh)

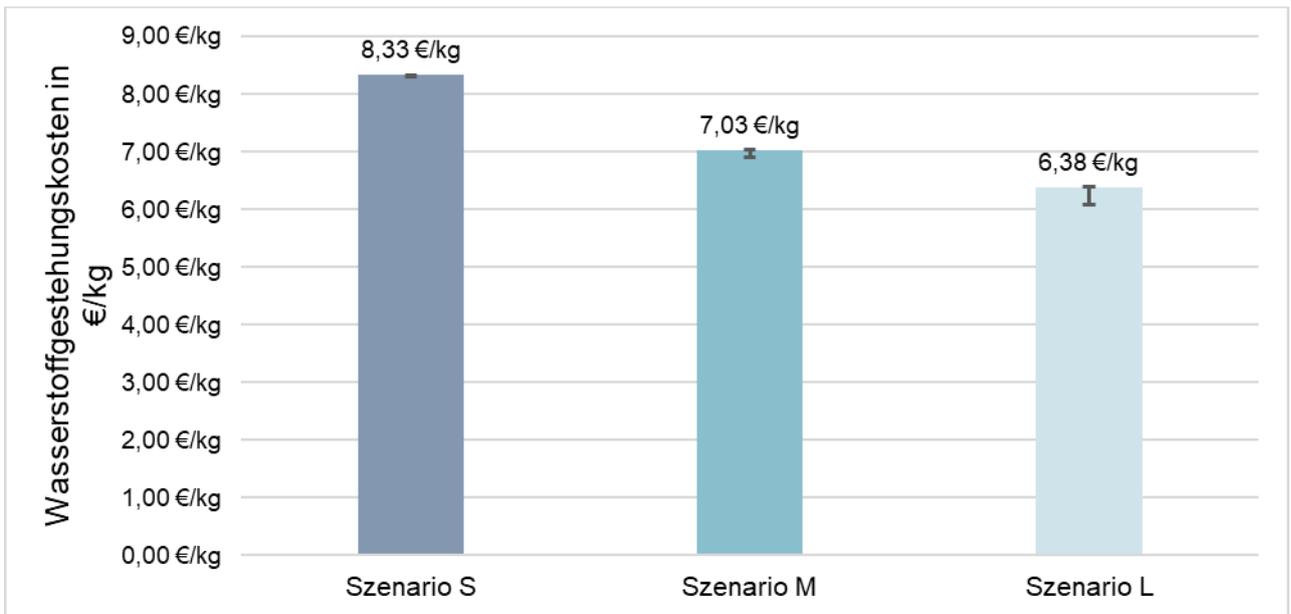


Abbildung 6.13: Sensitivitätsanalyse ges. Abwärme wird verkauft

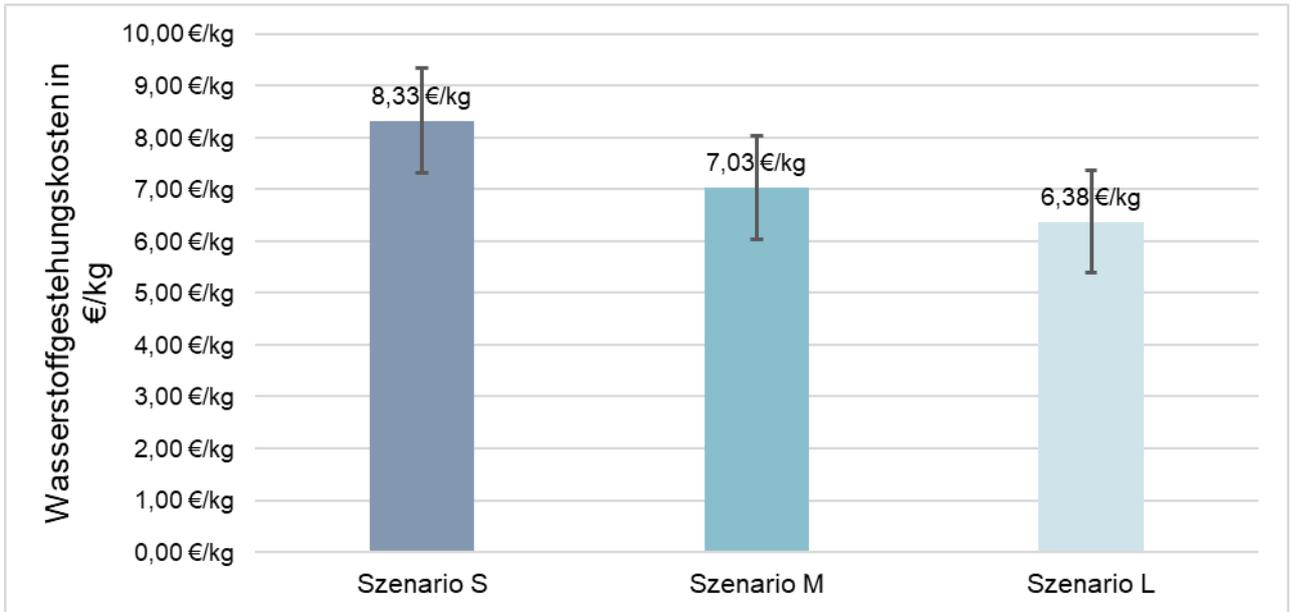


Abbildung 6.14: Sensitivitätsanalyse PPA-Preis (+/- 15€/MWh)

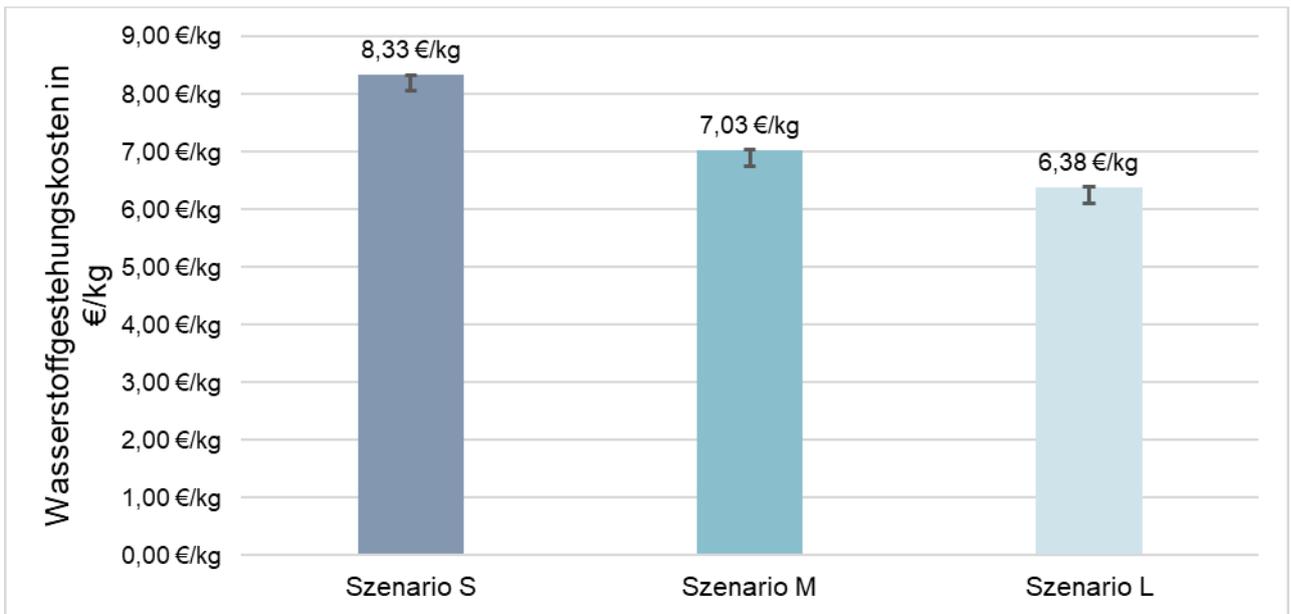


Abbildung 6.15: Sensitivitätsanalyse Sauerstofferlös (Erlös entspricht Stromersparnis)

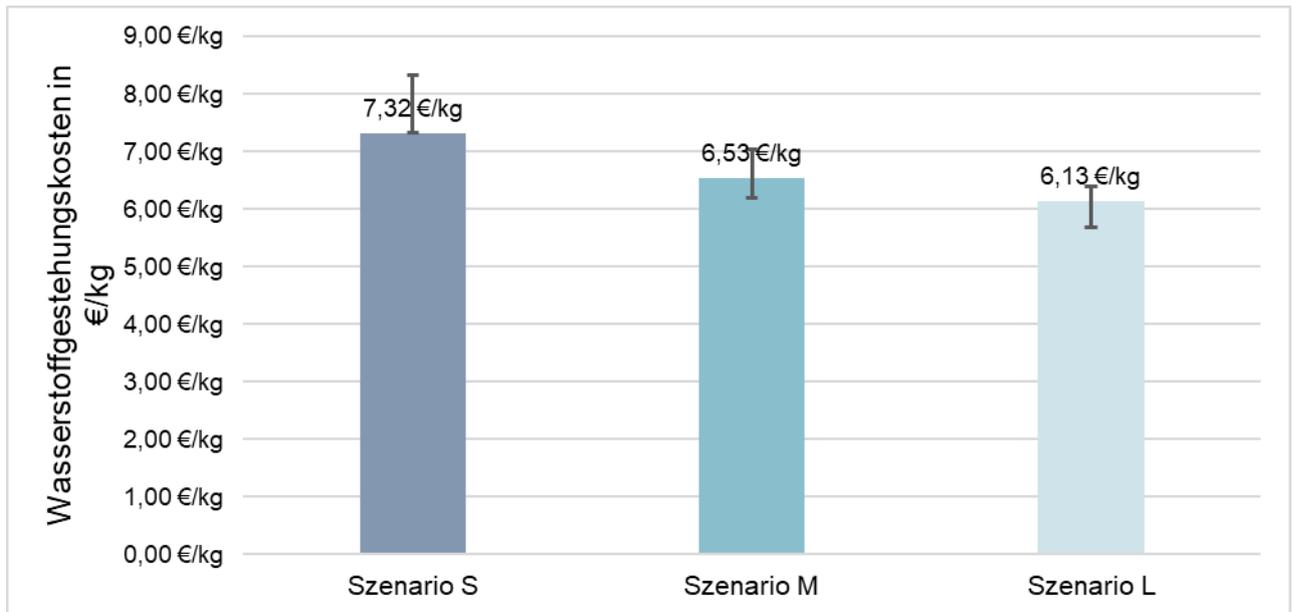


Abbildung 6.16: Sensitivitätsanalyse max. Fördersumme (ohne Förderung / max. 5 Mio. € / keine absolute Begrenzung)

7 Geschäfts- und Betreibermodelle

7.1 Business Case

<p>Kosten </p> <p>Welche Kosten entstehen?</p> <ul style="list-style-type: none"> • Investitionskosten für Elektrolyseur/Balance of plant/H₂-Speicher/Trailerabfüllung/Gasnetzinspeisung • Strom • Wasseraufbereitung • Wartung • Personalkosten • Grundstück • Netzanschluss 	<p>Schlüsselpartner </p> <p>Welches Netzwerk von Lieferanten und Partner ist dafür erforderlich?</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zweckerbond Klärwerk Steinhäule • Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm • Stadt Ulm • Stadt Neu-Ulm • Landkreis Neu-Ulm • LEW Verteilnetz GmbH (Netzbetreiber) • Elektrolysehersteller • Gasehändler 	<p>Schlüsseltätigkeiten </p> <p>Wie realisiert das Unternehmen das?</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bau eines Elektrolyseurs/Trailerabfüllanlage • Produktion von grünem H₂ • Klärwerk Steinhäule mit O₂ versorgen • Bereitstellung der Abwärme • Wasseraufbereitung aus Abwasser <p>Schlüsselressourcen </p> <p>Was ist dafür erforderlich?</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erneuerbarer Strom • Wasser • Elektrolysetechnologie • Standort • Kompetenz • Geld 	<p>Wertversprechen </p> <p>Welches Produkt wird angeboten? Welchen Nutzen hat die Kundschaft?</p> <ul style="list-style-type: none"> • Herstellung von grünem Wasserstoff für 6-8€/kg • Flexibilitätssdienstleister • Grüne Wärme • Versorgungssicherheit • Wassernutzung aus Abwasser • Sauerstoff für biologische Reinigungsstufe 	<p>Kundenbeziehungen </p> <p>Wie sehen die Beziehungen zur Kundschaft aus?</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regionale Kundenbeziehung • Langfristig <p>Marktkanäle </p> <p>Wie wird die Kundschaft erreicht?</p> <ul style="list-style-type: none"> • Trailerbelieferung durch Gasehändler • Gasnetzinspeisung 	<p>Kundensegmente </p> <p>Wer sind die Kunden?</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regionales Gewerbe und Industrie, die per Trailer beliefert werden • Regionale Tankstellen, die per Trailer beliefert werden • Abnehmer von Wasserstoff über das vorhandene Gasnetz • Kläranlage, lokales Gewerbe und Anwohner, die mit Wärme versorgt werden • Kläranlage die O₂ abnimmt • Netzbetreiber, die Regelleistung abnehmen • Industrieunternehmen die grüne H₂-Zertifikate beziehen
<p>Einnahmen </p> <p>Welche Einnahmen realisiert das Unternehmen?</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wasserstoffverkauf • Wärmeverkauf • Sauerstoffverkauf • Zertifikate • Bereitstellung von Regelleistung 					

Abbildung 7.1: Business Model Canvas

Die Grundlage des Geschäftsmodells liegt in der Produktion und dem Vertrieb von grünem Wasserstoff. Hierauf muss der Fokus des wirtschaftlichen Handels liegen. Das bedeutet, dass für ein tragfähiges Geschäftsmodell Ankerkunden gefunden werden müssen. Darauf sollte der Fokus der weiteren Aktivitäten liegen. Die Nutzung der Elektrolyseabwärme und des anfallenden Sauerstoffs ist aufgrund der Energieeffizienz am Standort der Kläranlage Steinhäule sinnvoll und kann die Wasserstoffgestehungskosten senken. Die Nutzung der Nebenprodukte allein bildet jedoch kein nachhaltiges Geschäftsmodell für den Betrieb eines Elektrolyseurs.

Für den erfolgreichen Betrieb eines Elektrolyseurs wird grundsätzlich die Gründung einer Betreibergesellschaft empfohlen. Eine solche Gesellschaft bietet den Vorteil, die Verantwortlichkeiten und Kompetenzen klar zu strukturieren, die Finanzierung effizient zu organisieren und den langfristigen Betrieb der Anlage sicherzustellen.

Die SWU können sich grundsätzlich vorstellen eine federführende Rolle in einer möglichen Betreibergesellschaft zu spielen. Sie verfügen selbst über einen eigenen Fachbereich für die Wasserstoffproduktion und haben als Betreiber von Energieerzeugungsanlagen und als regionaler Energieversorger das nötige Know-how um ein solches Projekt zu realisieren.

7.2 Fördermittel

Die Förderung von dezentralen Elektrolyseuren in Deutschland wird durch eine Reihe von Programmen und Initiativen unterstützt, die sowohl auf europäischer, nationaler als auch länderspezifischer Ebene angesiedelt sind.

Eine bedeutende Maßnahme auf europäischer Ebene ist die Auktion der Europäischen Wasserstoffbank, die darauf abzielt, die Markteinführung von grünem Wasserstoff zu beschleunigen. Hierbei werden Produzenten von RFNBO-Wasserstoff durch eine Opex-Förderung unterstützt, wenn sie sich in der Auktion durchsetzen. In diesem Programm läuft aktuell der 2. Förderaufruf mit einem Volumen von 1,2 Mrd. €. In der ersten Auktion lag der letzte erfolgreiche Gebotspreis bei 0,48 €/kg.

Auf nationaler Ebene existieren aktuell nur Förderprogramme der BAFA und der KfW. Die KfW und das BAFA fördert im Rahmen ihres Programms „Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft“ ebenfalls Elektrolyseprojekte, beispielsweise durch Zuschüsse für Investitionskosten oder durch spezifische Kredite, die zur Reduktion von CO₂-Emissionen beitragen.

Auf regionaler Ebene spielt das bayerische Förderprogramm BayFELI (Bayerisches Förderprogramm für Elektrolyse und innovative Wasserstofftechnologien) eine zentrale Rolle. Dieses Programm unterstützt gezielt den Ausbau von Elektrolysekapazitäten in Bayern, indem es finanzielle Mittel für Investitionen in Produktionsanlagen und Forschungsprojekte bereitstellt. Ziel ist es, die Entwicklung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft zu stärken und Bayern als Standort für innovative Wasserstofftechnologien zu positionieren. Dabei werden 45% der Investitionskosten von Elektrolyseuren und direkt verbundene Anlagenteile oder maximal 5 Mio. € gefördert. In Anlehnung an dieses Förderprogramm, ist auch in Baden-Württemberg in Q1/Q2 2025 eine Förderung für dezentrale Elektrolyseure geplant.

8 Identifizierung von Folgeuntersuchungen und Umsetzungsvorbereitung

8.1 Notwendige Folgeuntersuchungen

Für die Realisierung des Projekts und die gleichzeitige Nutzung aller Nebenprodukte der grünen Wasserstoffproduktion müssen die Verwertungswege in Folgeuntersuchungen noch detaillierter betrachtet werden.

Dies betrifft den Wasserstoffvertrieb, der die Basis für ein erfolgreiches Geschäftsmodell bildet. Hier sollten LOIs mit konkreten Wasserstoffabnehmern abgeschlossen werden und diese sollten dann in Lieferverträge münden. Weiteres Untersuchungspotential liegt in der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz der SWU. Diese Thematik wird aktuell von vielen Gasnetzbetreibern und kommunalen Energieversorgern im Rahmen der Erstellung von Gasnetzgebietstransformationsplänen (GTP) untersucht.

Auch die Abwärmenutzung innerhalb und außerhalb des Klärwerks Steinhäule muss durch Folgeuntersuchungen weiter betrachtet werden, da zum Zeitpunkt der Machbarkeitsuntersuchung die Ausbaupläne der angrenzenden Wärmenetze der SWU noch nicht bekannt sind.

Bei der UPW-Aufbereitung muss mit den Elektrolyseurherstellern abgeklärt werden, inwiefern der Kläranlagenablauf mit entsprechender Vorbehandlung für die integrierte Wasseraufbereitung genutzt werden kann. Außerdem gibt es Untersuchungspotential der Flexibilität von der Vorbehandlung und der Demineralisierung auf instationären Betrieb sowie schwankende Konzentrationen im Kläranlagenablauf. In diesem Zuge kann auch eine Optimierung der Vorbehandlung zur Reduktion von TOC überprüft werden. Weiterhin muss der Einfluss der Konzentrate und Rückspülwasser auf den Kläranlagenprozess genauer betrachtet werden.

Bei der technischen Umsetzung des Sauerstoffeintrags muss die Umsetzung einer Zudosierung des Elektrolysesauerstoffs in die Belüftungsleitung geprüft werden oder alternativ die Realisierung eines zusätzlichen Belüftungssystems, über welches der Sauerstoff direkt in die Becken eingetragen werden kann. Auch die Steuerung der Belüftung ist hierbei zu berücksichtigen.

9 Zusammenfassung

Diese Machbarkeitsstudie untersucht die Einrichtung einer dezentralen Wasserelektrolyseanlage zur Produktion von grünem Wasserstoff auf dem Gelände des Klärwerks Steinhäule. Der Schwerpunkt liegt auf der Bewertung der Standortpotenziale, die sich hauptsächlich aus Faktoren wie der Verfügbarkeit von Flächen, der Genehmigungsfähigkeit, einer leistungsfähigen Stromversorgung, den Möglichkeiten für den Wasserstoffvertrieb und dem Potenzial zur Nutzung von Abwärme ergeben. Ein besonderes Augenmerk gilt der Nutzung von Synergieeffekten mit dem Kläranlagenbetrieb, insbesondere durch die Aufbereitung von Reinstwasser aus gereinigtem Kläranlagenablauf zur Versorgung des Elektrolyseurs und der Verwertung des Elektrolysesauerstoffs in der biologischen Reinigungsstufe.

Der Standort bietet geeignete genehmigungsrechtliche Voraussetzungen, ausreichend Flächen (3.600 m² und 4.900 m²), eine gute infrastrukturelle Anbindung und die Nähe zu potenziellen Wärme- und Wasserstoffnutzern. Allerdings muss der bestehende Netzanschluss (4 MW) für den Betrieb einer 20MW-Elektrolyseanlage auf bis zu 30 MW ausgebaut werden. Zusätzlich könnten bestehende und geplante Photovoltaikanlagen auf dem Klärwerksgelände bis zu 6,5 GWh/a Strom erzeugen. Die Produktion von grünem Wasserstoff wird durch die Nutzung von Kläranlagenablauf als Ausgangsstoff für die Elektrolyse erfolgen. Dieser wird durch eine Vorbehandlung, Demineralisierung und Nachbehandlung vor Ort weiter zu Reinstwasser aufbereitet. Die Nutzung des Kläranlagenablaufs sorgt dafür, dass kein Frischwasser für die Elektrolyse benötigt wird und benötigt abhängig vom Szenario lediglich 0,03 - 0,15 % des Kläranlagenablaufs.

Die Nebenprodukte der Elektrolyse, insbesondere Abwärme und Sauerstoff, können effizient genutzt werden. Abwärme mit Temperaturen zwischen 45 und 60 °C kann sowohl für interne Prozesse wie der Beheizung der geplanten Hochlastfaulung als auch für externe Anwendungen wie z. B. einem möglichen Wärmenetz verwendet werden.

Der anfallende Sauerstoff kann vollständig in der biologischen Reinigungsstufe der Kläranlage genutzt werden, wodurch der Betrieb zusätzlich optimiert wird und Energiekosten für die Gebläsestation der Kläranlage reduziert werden können.

Die wirtschaftliche Analyse zeigt, dass eine modulare Elektrolyseanlage am Standort grünen Wasserstoff für Gestehungskosten zwischen 8,33 €/kg und 6,38 €/kg produzieren kann. Der höhere Preis bildet hierbei eine 5MW-Elektrolyseanlage ab, deren Wasserstoff verdichtet und mittels Trailer zu Kunden transportiert wird. Die Gestehungskosten von 6,38 €/kg resultieren aus einem Szenario, in dem der Großteil des produzierten Wasserstoffs ins Gasnetz eingespeist wird.

Zusammenfassend kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass die Errichtung einer Elektrolyseanlage am Klärwerk Steinhäule technisch und wirtschaftlich umsetzbar ist. Die Nutzung von Kläranlagenablauf, Abwärme, Sauerstoff und regenerativer Energiequellen steigert die Effizienz und Nachhaltigkeit des Projekts. Um die Umsetzung vorzubereiten, sind jedoch weitere Planungen und Abstimmungen mit relevanten Stakeholdern erforderlich. Das Projekt bietet ein großes Potenzial, als Pioniermodell zur Förderung der Energiewende und der Dekarbonisierung zu dienen.

10 Verwertung

Der Süden Deutschlands wird erst mittel- bis langfristig an das nationale Wasserstoff-Kernnetz angebunden. In der Region Ulm/Neu-Ulm ist diese Anbindung frühestens für das Jahr 2035 geplant. Bis zur Fertigstellung des Anschlusses können dezentrale Anlagen die Versorgungslücke überbrücken und die regionale Nachfrage nach grünem Wasserstoff decken. Auch nach der Anbindung behalten solche Anlagen ihre Bedeutung, indem sie Versorgungssicherheit gewährleisten und Cluster ohne direkten Pipelinezugang ergänzen. Ihre doppelte Rolle - kurzfristig als Hauptversorger und langfristig als integraler Bestandteil der regionalen Wasserstoffwirtschaft - machen dezentrale Elektrolyseure zu einem zentralen Element des Wasserstoffhochlaufs in Süddeutschland.

Ein weiterer entscheidender Aspekt ist die Erhöhung der Versorgungssicherheit. Dezentrale Anlagen verringern die Abhängigkeit von künftigen zentralen Wasserstoffnetzen und ermöglichen es kurzfristige Bedarfe unabhängig zu decken. Insbesondere kleinere, dezentrale Elektrolyseure können wirtschaftlich betrieben werden, indem sie Abwärme nutzen und lokale Wertschöpfungskreisläufe stärken.

Ein besonderes Augenmerk dieser Untersuchung lag auf der Betrachtung von Kläranlagen als Standorte für dezentrale Elektrolyseure. Mit der Analyse der potenziellen maximalen Solarisierung, den potenziellen (Ab-) Wärmequellen und der Produktion von grünem Wasserstoff an der Kläranlage zeigt sich das Potenzial, das diese Standorte als kommunale Energiezentren aufweisen. Mit der Untersuchung von Kläranlagen als mögliche Standorte und dem Aufzeigen der vorhandenen Synergieeffekten wird ein bislang meist unbeachtetes Potenzial erschlossen.

Die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie schaffen eine fundierte Entscheidungsgrundlage für die Realisierung einer Elektrolyseanlage am Klärwerk Steinhäule. Die modulare Skalierbarkeit der Elektrolysemodule (5 MW bis 20 MW) ermöglicht eine flexible Anpassung an regionale Wasserstoffbedarfe und technische Anforderungen. Insbesondere die Verwertung von Abwärme und Sauerstoff, sowie die Anbindung an regionale Wertschöpfungsketten (z. B. Einspeisung ins Erdgasnetz) sind übertragbare Ansätze, die in Zusammenarbeit mit Industriepartnern und lokalen Energieversorgern weiterentwickelt werden können. Zusätzlich zeigt die Nutzung von Kläranlagenablauf als Rohwasser, dass die Elektrolyse unabhängig von den Frischwasserressourcen gestaltet werden kann.

Literaturverzeichnis

1. Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (2024) Genehmigung und Überwachung von Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser („Elektrolyseure“). <https://www.lai-immissionsschutz.de/Aktuelles.html?newsID=1024>. Zugegriffen: 28. November 2024
2. Stadt Ulm, Landkreis Neu-Ulm (2023) Abschlussbericht des Projekts H2PURE. Wasserstoffplanung für die Region Ulm/Neu-Ulm
3. Hiller CX Optimization of the removal efficiency of antimicrobial resistance (AMR) by micro- and ultrafiltration treating WWTP effluents, Technische Universität München
4. Aly SA, Anderson WB, Huck PM (2021) In-line coagulation assessment for ultrafiltration fouling reduction to treat secondary effluent for water reuse. *Water Sci Technol* 83(2):284–296. doi:10.2166/wst.2020.571
5. Eke J, Yusuf A, Giwa A, Sodiq A (2020) The global status of desalination: An assessment of current desalination technologies, plants and capacity. *Desalination* 495:114633. doi:10.1016/j.desal.2020.114633
6. Do Thi HT, Pasztor T, Fozer D, Manenti F, Toth AJ (2021) Comparison of Desalination Technologies Using Renewable Energy Sources with Life Cycle, PESTLE, and Multi-Criteria Decision Analyses. *Water* 13(21):3023. doi:10.3390/w13213023
7. González-Camejo J, Morales A, Peña-Lamas J, Lafita C, Enguádanos S, Seco A, Martí N (2023) Feasibility of rapid gravity filtration and membrane ultrafiltration for the removal of microplastics and microlitter in sewage and wastewater from plastic industry. *Journal of Water Process Engineering* 51:103452. doi:10.1016/j.jwpe.2022.103452
8. Singh R (2016) Development of Hybrid Processes for High Purity Water Production Emerging Membrane Technology for Sustainable Water Treatment. Elsevier, S 327–357
9. Digdaya IA, Sullivan I, Lin M, Han L, Cheng W-H, Atwater HA, Xiang C (2020) A direct coupled electrochemical system for capture and conversion of CO₂ from oceanwater. *Nat Commun* 11(1):4412. doi:10.1038/s41467-020-18232-y
10. Banach JL, Hoffmans Y, Appelman W, van Bokhorst-van de Veen H, van Asselt ED (2021) Application of water disinfection technologies for agricultural waters. *Agricultural Water Management* 244:106527. doi:10.1016/j.agwat.2020.106527
11. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V (2024) Gesamtwasserbedarf für die Wasserelektrolyse. Wie groß ist der Wasserfußabdruck einschließlich der Kühlsysteme? <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/wasserelektrolyse-gesamtwasserbedarf-factsheet-dvgw.pdf>. Zugegriffen: 27. November 2024
12. Kurzweil P (2020) Angewandte Elektrochemie. Grundlagen, Messtechnik, Elektroanalytik, Energiewandlung, technische Verfahren, 1. Aufl. Springer Fachmedien Wiesbaden; Imprint: Springer Vieweg, Wiesbaden
13. Kyros Hydrogen Solutions (2023) Über unsere Technologie - Eine dezentrale schlüsselfertige Wasserstofflösung für jede Situation - Kyros Hydrogen Solutions. <https://kyroshydrogensolutions.com/unsere-technologie/?lang=de>. Zugegriffen: 27. November 2024

Anhang

Anhang - Tabelle 1: Messwerte der Probenahmen

Datum		17.06.24	18.07.24	02.09.24	01.10.24
Probenart		Stichprobe	24h-Probe	24h-Probe	Stichprobe
Wetter		Regen	Trocken	Trocken	Trocken
pH	-	7,75	8,26	8,38	7,92
LF	µS/cm	986	1068	1293	997
CSB	mg/L	11	13,6	10,4	9,6
DOC	mg/L	2,87	4,02	3,48	3,20
N _{ges}	mg/L	1,91	2,10	3,14	2,90
NH ₄ ⁺ -N	mg/L	0,033	< 0,015	< 0,015	< 0,015
NO ₃ ⁻ -N	mg/L	3,4	3,5	5,6	5,1
NO ₄ ⁻ -N	mg/L	< 0,015	< 0,015	< 0,015	< 0,015
PO ₄ ³⁺ -P	mg/L	< 0.5	< 0.5	< 0.5	< 0.5
HCO ₃ ⁻	mg/L	335	-	372	297
SAK 254	1/m	0,067	0,074	0,067	0,070
Messungen mit ICP-OES*					
K ⁺	mg/L	11,0	14,1	22,3	16,6
Na ⁺	mg/L	72,0	86,9	113,2	84,5
Mg ²⁺	mg/L	13,1	12,7	13,5	10,2
Ca ²⁺	mg/L	98,7	94,3	98,0	91,1
Sr ²⁺	µg/L	241	249	271	217,5
Ba ²⁺	µg/L	31	22	< 20	< 20
P	µg/L	124	< 100	134	< 100
S	mg/L	13,2	15,5	18,012	13,3
Si	mg/L	3,3	3,2	3,2	2,6
Messungen mit Ionenaustauschchromatographie					
NO ₃ ⁻	mg/L	14,9	19	24,4	22,6
NO ₂ ⁻	mg/L	< 1	< 1	< 1	< 1
Cl ⁻	mg/L	108,2	122	159	126,6
F ⁻	mg/L	< 1	< 1	< 1	< 1
SO ₄ ²⁻	mg/L	39,3	45	53,5	41,6
PO ₄ ³⁻	mg/L	< 1	< 1	< 1	< 1
Br ⁻	mg/L	< 1	< 1	< 1	< 1

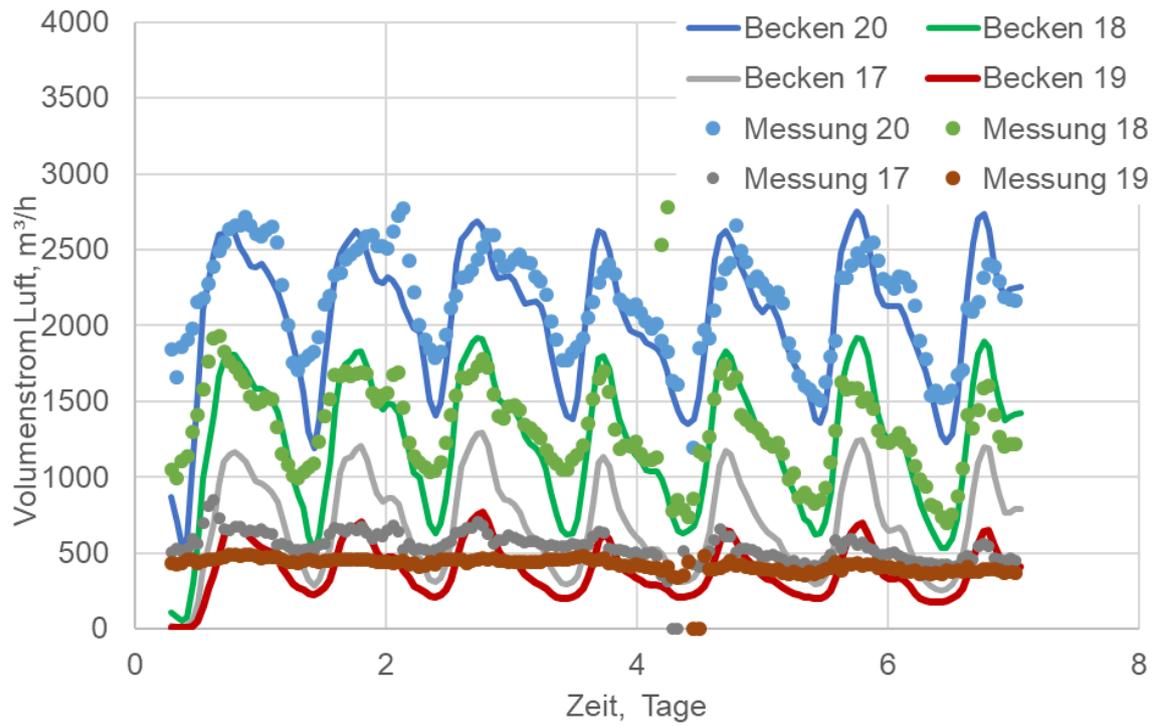
*ICP-OES = Optische Emissionsspektrometrie mit induktiv gekoppeltem Plasma

Anhang - Tabelle 2: Parameter zur Auslegung der Anlage

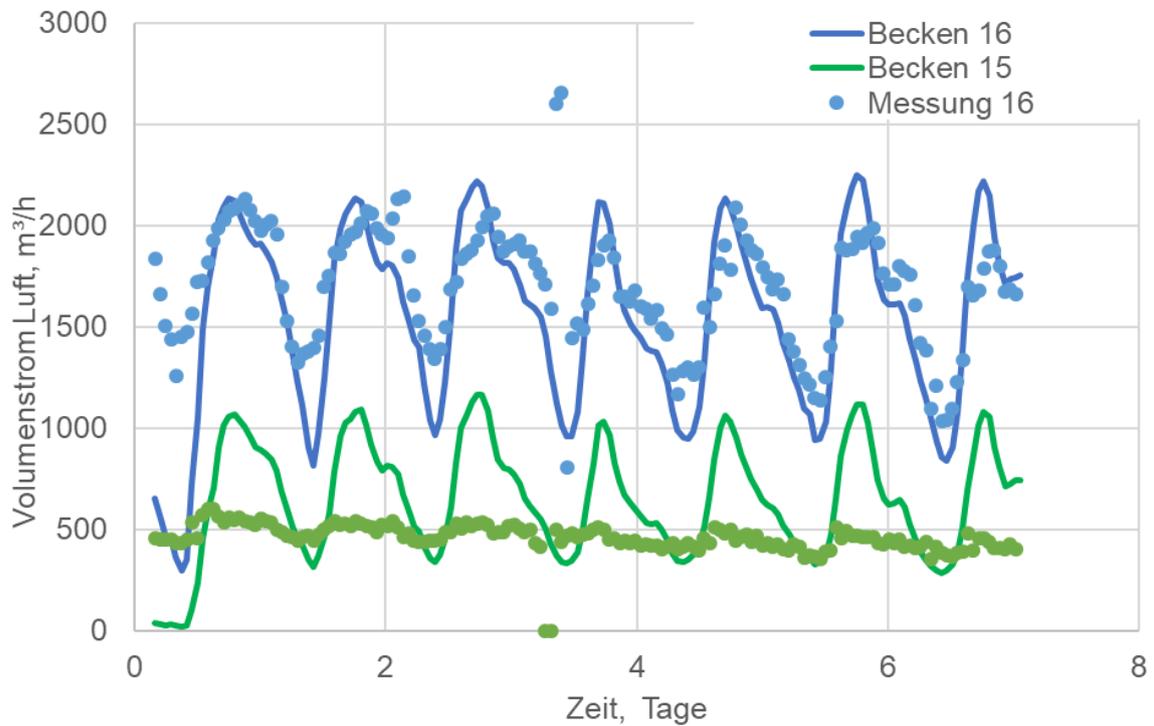
Parameter	Einheit	Wert		
pH-Wert	-	7,83		
T	°C	Min: 9,8; Design:14,6; Max: 21,6		
el. LF	µS/cm	1670		
DOC	mg/L	3,46		
Trübung	NTU	0,895		
TSS	mg/L	1,05		
Kationen			Anionen	
NH ₄ ⁺	mg/L	0,0	CO ₃ ²⁻	mg/L 1,9
K ⁺	mg/L	29,9	HCO ₃ ⁻	mg/L 332,0
Na ⁺	mg/L	204,8	NO ₃ ⁻	mg/L 30,8
Mg ²⁺	mg/L	13,1	Cl ⁻	mg/L 293,7
Ca ²⁺	mg/L	97,0	F ⁻	mg/L 0,0
Sr ²⁺	mg/L	0,29	SO ₄ ²⁻	mg/L 63,0
Ba ²⁺	mg/L	0,02	Br	mg/L 0,0
			PO ₄	mg/L 0,0
Neutral				
SiO ₂	mg/L	6,87		
B	mg/L	0,0		
CO ₂	mg/L	7,0		

Um Extremwerte für die Simulationen darzustellen wurden die Werte bis zu einer el. Leitfähigkeit von 1500 µS/cm hochskaliert. Dies stellt den Maximalwert im betrachteten Zeitraum außerhalb der Wintermonate dar. Dabei wurde überprüft welche Ionenkonzentrationen bei den Probenahmen mit steigender Leitfähigkeit zunahm, für die restlichen Ionen wurde der Mittelwert der Messungen genutzt. Um auch die Extremfälle in den Wintermonaten abzudecken wurde die el. Leitfähigkeit auf 1670 µS/cm erhöht. Dies wurde nur mit einer Erhöhung von Na⁺ und Cl⁻ durchgeführt, da davon ausgegangen werden kann, dass die Erhöhung durch Streusalz auftritt.

Anhang



Anhang - Abbildung 1: Simulationsergebnis des Volumenstroms in den Becken 17, 18, 19 und 20 mit AQUA SIM



Anhang - Abbildung 2: Simulationsergebnis des Volumenstroms in den Becken 15 und 16 mit AQUA SIM