

Abschlussbericht BWPLUS

Konzeption für eine lokale Wasserstoffwertschöpfung zur Transformation und Sicherung des Standortes Grüne Industriestadt Singen (H2GrInS)

von

M.Sc. Tobias Nusser¹⁾

M.Sc. Tim Sorg¹⁾

Prof. Dr.-Ing. Thomas Stark²⁾

B.A. Paul-David Liebermann²⁾

Dipl.-Ing. Franz Reichenbach³⁾

1) Steinbeis-Innovationszentrum energieplus

2) HTWG Hochschule Konstanz Technik, Wirtschaft und Gestaltung

3) International Solar Energy Research Center Konstanz, ISC Konstanz e.V.

Förderkennzeichen: BWRWK24109

Laufzeit: 01.06.24 – 30.11.24

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

November 2024



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Auftraggeber

Stadt Singen (Hohentwiel)
Hohgarten 2
78224 Singen (Hohentwiel)

Tel. +49 7731 85-0

klima@singen.de

Auftragnehmer

Steinbeis-Innovationszentrum energieplus
Büro Stuttgart
Gropiusplatz 10
70563 Stuttgart

Tel. +49 711 99 007 - 841

Fax +49 711 99 007 - 99

<https://siz-energieplus.de/>

info@siz-energieplus.de

HTWG Hochschule Konstanz Technik, Wirtschaft und Gestaltung

Fachgebiet Energieeffizientes Bauen

Fakultät Architektur und Gestaltung

Alfred-Wachtel-Str. 8

78462 Konstanz

Tel. +49 7531 206 0

<https://www.htwg-konstanz.de/>

kontakt@htwg-konstanz.de

International Solar Energy Research Center Konstanz,
ISC Konstanz e.V.

Rudolf-Diesel-Straße 15

78467 Konstanz

Tel. +49 7531 36183-0

<https://isc-konstanz.de/>

sekretariat@isc-konstanz.de

Projektleitung

Lukas Hoch, Stadt Singen (Hohentwiel)

Bearbeitung

M.Sc. Tobias Nusser¹⁾, M.Sc. Tim Sorg¹⁾

Prof. Dr.-Ing. Thomas Stark²⁾

B.A. Paul-David Liebermann²⁾

Dipl.-Ing. Franz Reichenbach³⁾



SINGEN

Kurzfassung

Die Stadt Singen (Hohentwiel) verfolgt das Ziel, bis 2035 eine klimaneutrale Grüne Industriestadt zu werden. Angesichts der hohen Dichte an energieintensiven Betrieben und Logistikunternehmen ist die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff ein zentraler Aspekt zur Stärkung des Wirtschaftsstandorts und für die Erreichung der kommunalen und unternehmerischen Klimaziele.

Mit der vorliegenden Machbarkeitsstudie sollen die Möglichkeiten für den Aufbau einer lokalen Wasserstoffwirtschaft geprüft werden sowie konkrete Konzepte und erforderliche Schritte zur Vorbereitung der Umsetzung aufgezeigt werden. Das Vorhaben ist Bestandteil des Förderprogramms „Regionale Wasserstoffkonzepte“ (RWK) des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg.

Derzeit ist abzusehen, dass eine Anbindung an das bundesweite Wasserstoffkernnetz frühestens im Jahr 2040 realisierbar erscheint. Die Stadt Singen (Htwl.) setzt daher auf eine dezentrale, lokal organisierte Wasserstoffwirtschaft, um die Versorgungssicherheit unabhängig vom Kernnetz zu gewährleisten.

Die Bedarfsanalyse zeigt eine erhebliche Abhängigkeit der energieintensiven Industrie von gasbasierenden, fossilen Brennstoffen. Auf Basis einer Befragung und Begehung relevanter Unternehmen wurden zu Beginn Wasserstoffbedarfsszenarien entwickelt. Diese nehmen für Singen (Htwl.) ab 2028 einen schrittweise steigenden Wasserstoffbedarf an, der 2040 ca. 8.900 bis 10.740 Tonnen pro Jahr aufweist.

Für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff aus lokaler Produktion sind konkrete Anlagenkonzepte für die Erzeugung und Verteilung entwickelt worden. Elektrolyseleistungen von 55 MW bis 70 MW sind hierfür perspektivisch anvisiert. Neue Wasserstoffleitungen sollen in Kombination mit Trailerstationen genutzt werden, um eine flexible Belieferung zu gewährleisten und bei Bedarf extern erzeugten grünen Wasserstoff zu integrieren. Dabei wird gleichzeitig empfohlen die Abwärme der Elektrolyseanlage zu nutzen, um einen Beitrag zur kommunalen Wärmewende zu leisten. Je nach Ausbauphase könnten bis zu 9 % des städtischen Wärmebedarfs durch diese Abwärme gedeckt werden. Auf dieser Grundlage wurden geeignete Flächen auf der Gemarkung gesucht. Die Standortanalyse ergab, dass zwei Standorte ein hohes Potenzial für eine Umsetzung ausweisen.

Die ermittelten Wasserstoffgestehungskoten liegen je Szenario zwischen 5 und 6 Euro pro Kilogramm. Entscheidend in dieser Betrachtung sind die Strombezugskosten. Grundsätzlich werden diese Kosten perspektivisch als wettbewerbsfähig für die angestrebten Verwertungspfade in der Industrie eingeordnet.

Zentrales Ergebnis der Machbarkeitsstudie ist eine technisch funktionierende Konzeption für die Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung der Industriebetriebe, bestehend aus H₂-Erzeugung, H₂-Pipelines und Trailerstationen. Ein wirtschaftlich tragfähiges Betreibermodell wird durch die Vermarktung des Wasserstoffs bei den industriellen Großverbrauchern erwartet.

Die Stadt Singen (Htwl.) plant die positiven Ergebnisse der Studie im Anschluss in eine weitere Projektentwicklung zu überführen und das erforderliche Kernteam williger Akteure zeitnahe aufzustellen. Besonderes Augenmerk liegt dabei auch auf der notwendigen Akquisition von Fördermitteln für die Planung und Umsetzung dieses Wasserstoff-Modellprojektes.

Inhalt

Kurzfassung.....	i
Inhalt.....	ii
Abbildungsverzeichnis.....	iv
Tabellenverzeichnis.....	v
Abkürzungsverzeichnis.....	vi
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation.....	1
1.2 Zielsetzung.....	2
1.3 Vorgehen.....	3
2 Bedarfsanalyse.....	4
2.1 Identifizierung potenzieller Wasserstoffabnehmer.....	4
2.2 Wasserstoffbedarfsermittlung.....	6
3 Bedarfsplanung.....	8
3.1 Dimensionierung des Wasserstoffinfrastruktur.....	8
3.2 Transport und Speicherung von Wasserstoff.....	9
3.3 Strombeschaffungskonzept.....	10
3.4 Standortanalyse eines Elektrolyseurs.....	12
4 Infrastrukturplanung.....	20
4.1 Anlagen- und Flächenlayouts.....	20
4.2 Leitungsplanung.....	22
4.3 Abwärmenutzung.....	22
5 Potenzialanalyse.....	23
5.1 Datenerhebung.....	23
5.1.1 Vorhandene Potenzialstudien.....	23
5.1.2 GIS-basierte Erfassung geeigneter Flächen.....	24
5.1.3 Vor-Ort-Erfassung der baulichen Umsetzbarkeit.....	24
5.1.4 Erfassung der Stromverbräuche in Singen (Htwl.).....	24
5.2 Berechnung des Ertragspotenzials.....	25
5.2.1 Biomasse.....	25
5.2.2 Wasserkraft.....	25
5.2.3 Windenergie.....	26
5.2.4 Photovoltaik-Freiflächen.....	26
5.2.5 Photovoltaik-Parkplätze.....	27
5.2.6 Photovoltaik-Dachflächen.....	27
5.2.7 Photovoltaik-Fassaden.....	28

5.3	Ergebnisse der Potenzialanalyse	28
5.3.1	Übersicht der Stromertragspotenziale in Singen (Htwl.).....	28
5.3.2	Entwicklung von Ausbauszenarien.....	29
5.3.3	Gegenüberstellung Ertragspotenziale und Stromverbräuche.....	30
5.3.4	Zusammenfassung Potenzialanalyse.....	33
6	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	34
6.1	Investitionskosten.....	34
6.2	Wasserstoffgestehungskosten	36
6.3	Sensitivitätsanalyse.....	39
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	44
8	Verwertung	46
	Literaturverzeichnis	47
	Anhang	A

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Betrachtungsgebiet Industriegebiet Singen (Htwl.) West/Ost	4
Abbildung 2.2: Monatlicher Gasverbrauch der fünf ausgewählten Unternehmen	5
Abbildung 2.3: Wärmebedarf nach Endenergieträger – Referenzjahr 2019	6
Abbildung 2.4: Ermittelter Wasserstoffbedarf in t/a je Szenario	7
Abbildung 3.1: Dimensionierung der Elektrolyse je Szenario und Ausbaustufe	9
Abbildung 3.2: Strombezugsanforderungen für die grüne Wasserstofferzeugung	11
Abbildung 3.3: Potenzielle Standorte der Wasserstoffinfrastruktur	12
Abbildung 3.4: Ergebnisse der Standortanalyse	13
Abbildung 3.5: Potenzieller Standort im Gebiet Tiefenreute-Bühl	14
Abbildung 3.6: Potenzielle Fläche am Umschlagbahnhof	15
Abbildung 3.7: Wärmenetz-Eignungsgebiete in Singen (Htwl.)	16
Abbildung 3.8: Genehmigungsrechtliche Vorgaben	17
Abbildung 4.1: Aufstelllayout Tiefenreute-Bühl - Basis-Szenario	21
Abbildung 4.2: Aufstelllayout Umschlagsbahnhof - Basis-Szenario	21
Abbildung 5.1: Übersicht Stromertragspotenziale (in GWh/a)	29
Abbildung 5.2: Übersicht Ausbauszenarien - Stromertragspotenziale (in GWh/a)	30
Abbildung 5.3: Tagesgenaue Ertragspotenziale Best-Case und Stromverbräuche ohne Elektrolyse	31
Abbildung 5.4: Monatliche Ertragspotenziale Szenario Moderat und Szenario Optimistisch sowie Stromverbräuche ohne Elektrolyse (in GWh)	32
Abbildung 5.5: Monatliche Ertragspotenziale Szenario Moderat und Szenario Optimistisch sowie Stromverbräuche inkl. Elektrolyse Basis-Szenario (in GWh)	32
Abbildung 6.1: Gesamtinvestitionskosten je Wasserstoffbedarfsszenario	35
Abbildung 6.2: Gesamtbetrachtung der Jahresgesamtkosten je Bedarfsszenario	37
Abbildung 6.3: Sensitivitätsanalyse des Strompreises	40
Abbildung 6.4: Sensitivitätsanalyse des Wärmepreises	40
Abbildung 6.5: Sensitivitätsanalyse Investitionskostenförderung	41

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Ergebnisse der Simulation im moderaten Szenario	9
Tabelle 3.2: Ergebnisse der Simulation im Basis-Szenario	9
Tabelle 5.1: Potenzialflächen Freiflächen-PV nach Eignung	26
Tabelle 5.2: Ausbauszenarien (100 % = Stromertragspotenzial).....	29
Tabelle 6.1: Wasserstoffgestehungskosten der Gesamtbetrachtung je Szenario.....	38
Tabelle 6.2: Benötigte Förderungen zu Erzielung der 4 €/kg Wasserstoff (Moderat)	43
Tabelle 6.3: Benötigte Förderungen zu Erzielung der 4 €/kg Wasserstoff (Basis)....	43

Abkürzungsverzeichnis

ct/kWh	Cent pro Kilowattstunde
d.h.	Das heißt
EE	Erneuerbare Energien
EE-Anlagen	Erneuerbare Energien Anlagen
ft.	Fuß
GWh/a	Gigawattstunden pro Jahr
Htwl.	Hohentwiel
H ₂	Wasserstoff
h/a	Stunden pro Jahr
IE-Anlage	Industrieemissions-Anlage
LUBW	Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg
kWh/kg	Kilowattstunde pro Kilogramm Wasserstoff
kWh/Nm ³	Kilowattstunde pro Normkubikmeter
MWh/a	Megawattstunden pro Jahr
MWh/m	Megawattstunden pro Monat
PPA	Power-Purchase-Agreements
PV-Anlagen	Photovoltaik-Anlagen
RFNBO	Renewable Fuel of Non-Biological Origin
t/a	Tonnen pro Jahr an Wasserstoff
T€/a	in Tausend € pro Jahr
°C	Grad Celsius

1 Einleitung

1.1 Motivation

Der Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg ist auf eine zuverlässige und nachhaltige Energieversorgung angewiesen, um seine Wettbewerbsfähigkeit und wirtschaftliche Stabilität langfristig zu sichern. Im Jahr 2021 wurde der Primärenergiebedarf des Landes zu über 80 % durch fossile Energien gedeckt. Diese Abhängigkeit hat nicht nur zu hohen CO₂-Emissionen geführt, die den Klimazielen des Landes widersprechen, sondern macht den Standort auch anfällig für geopolitische und marktbedingte Schwankungen. Vor diesem Hintergrund stellt die Dekarbonisierung der Industrie eine essenzielle Herausforderung dar, die nur durch eine flächendeckende und ausreichend verfügbare Nutzung erneuerbarer Energien bewältigt werden kann. Insbesondere für die energieintensive Produktion im Hochtemperaturbereich spielt Wasserstoff eine Schlüsselrolle, da er als klimaneutraler Brennstoff fungieren kann. Jedoch sind nicht alle Industriestandorte in Baden-Württemberg in der Lage, eine langfristige leitungsgebundene Wasserstoffversorgung sicherzustellen, was die Abwanderung ansässiger Unternehmen zur Folge haben könnte.

Die Entwicklung lokaler, grüner Wasserstoffwertschöpfungsketten bietet eine vielversprechende Möglichkeit, eine nachhaltige und resiliente Energieinfrastruktur zu etablieren, die unabhängig vom bundesweiten Wasserstoffkernnetz ist. Dezentrale Wasserstoffherzeugung berücksichtigt die regionalen Gegebenheiten, maximiert Synergien und steigert die Effizienz. Entscheidend ist die Schaffung von lokalen und überregionalen Netzwerken zwischen Kommunen, Unternehmen, Forschungseinrichtungen und politischen Akteuren. Durch Kooperationen können Know-how transferiert, Skaleneffekte realisiert und die Markteinführung von Wasserstofftechnologien beschleunigt werden.

Die Relevanz des Aufbaus einer lokalen Wasserstoffwertschöpfung erstreckt sich somit über den direkten Beitrag zur Dekarbonisierung und zur Energiesicherheit Baden-Württembergs hinaus, sie fördert auch wirtschaftliches Wachstum, technologische Innovationen und die nachhaltige Entwicklung der Infrastruktur. Das Förderprogramm Regionale Wasserstoff-Konzepte (RWK) stellt einen wesentlichen Meilenstein dar, um die Vision einer nachhaltigen, wasserstoffbasierten Wirtschaft in Baden-Württemberg auf den Weg in Richtung Umsetzung zu bringen.

Für den Standort Singen (Htwl.), der eine energieintensive Industrie und Logistikunternehmen aufweist, kann die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff ein zentraler Standortfaktor werden. Im Rahmen der bundesweiten Planung des Wasserstoffkernnetzes ist die Stadt Singen (Htwl.) nicht weiter berücksichtigt. Die nächstgelegenen Teile des Kernnetzes befinden sich in Waldshut, Freiburg, Lindau und in der Region nördlich von Stuttgart, wobei aufgrund der Distanzen eine Anbindung über Verteilernetze frühestens 2040 erwartet werden kann (vgl. terranets BW o.J.). Zu diesem Zeitpunkt sollte Baden-Württemberg jedoch bereits zielkonform klimaneutral aufgestellt sein (vgl. Staatsministerium BaWü). Die Stadt Singen (Htwl.) selbst möchte bis 2035 klimaneutral werden. Die Zielerreichung hängt maßgeblich davon ab, ob die ansässigen Industriebetriebe in der Lage sind, ihre Treibhausgasemissionen zu senken. Die Singener Treibhausgasbilanz von 2019 zeigt auf, dass 58 % der Treibhausgasemissionen im verarbeitenden Gewerbe und 11 % durch Gewerbe, Handel und Dienstleistungen entstehen. Die Aufteilung der Treibhausgasemissionen nach Verbrauchssektoren spiegelt die energieintensive

Produktionsweise der Betriebe wider: 71 % der Emissionen sind auf Wärme, 16 % auf Strom und 13 % auf Kraftstoffe zurückzuführen. (vgl. Stadt Singen (Htwl.) 2022) Nicht alle Prozesse werden durch Strom zu ersetzen sein, weshalb die ansässigen Betriebe gegenüber der Stadtverwaltung deutlich artikuliert haben, dass sie verstärkt erneuerbare Energieträger wie Wasserstoff benötigen, um langfristig am Standort Singen (Htwl.) planen zu können.

Um diesen Herausforderungen, die mit der Sicherung des Standorts verbunden sind, professionell zu begegnen und sowohl bestehende Unternehmen als auch potenzielle Neuansiedlungen zu unterstützen, verfolgt die Stadt Singen (Htwl.) gemeinsam mit der HTWG Hochschule Konstanz Technik, Wirtschaft und Gestaltung seit Mitte 2022 die Entwicklung eines Reallabors. Im Rahmen der Regionalen Wasserstoffkonzepte wird nun die Konzeption für eine lokale Wasserstoffwertschöpfung erstellt, die den Weg zur angestrebten Klimaneutralität in Singen (Htwl.) bis 2035 ebnen soll. Ein Bestandteil der Untersuchung ist zudem eine Potenzialanalyse Erneuerbarer Energien, um die theoretisch mögliche Grünstromerzeugung mit dem Bedarf gegenüberzustellen.

1.2 Zielsetzung

Die vorliegende Studie hat das Ziel, für eine lokale Wasserstoffwertschöpfung die Machbarkeit zu prüfen, um den Industrie- und Logistikstandort zu sichern und die Vision der Grünen Industriestadt Singen (Htwl.) in Reichweite zu bringen. Es gilt die Rahmenbedingungen und Potenziale für die Etablierung einer lokalen Wasserstoffwertschöpfung in Singen (Htwl.) zu analysieren und zu konzipieren. Im Rahmen dieser Untersuchung werden mehrere zentrale Aspekte berücksichtigt, um eine umfassende und nachhaltig wirksame Lösung zu entwickeln.

Die umsetzungsorientierte Konzeption soll aufzeigen, welche Potenziale in der Gemarkung Singen (Htwl.) zur Gewinnung von erneuerbarem Strom genutzt werden können (Potenzialanalyse), welche potenziellen Wasserstoff-Abnehmer vorliegen und wie sich deren Bedarf an Wasserstoff entwickeln kann (Bedarfsanalyse). Weiterhin ist das Ziel, konkrete Standorte auf Grundlage der Ergebnisse der vorgenannten Analysen für den Bau einer Elektrolyseanlage zu identifizieren und eine Dimensionierung der Infrastruktur (Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), Leitungen, Elektrolyseur, Energiespeicher etc.) unter der Prämisse einer technischen Umsetzung vorzuschlagen. Darauf aufbauend soll eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und die Konzeption eines Betreibermodells aufzeigen, wie die lokale Wasserstoffwertschöpfung ökonomisch realisiert werden kann. Ergänzt wird die Machbarkeitsstudie um ein Konzept für die Abwärmenutzung unter Berücksichtigung der Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung und Handlungsempfehlungen zur Anpassung der technischen Prozesse der potenziellen Wasserstoff-Abnehmer an die neue Energieform.

Das Vorhaben bringt beispielhaft zahlreiche lokale Akteure aus Industrie, Logistik, Wissenschaft, Energieunternehmen und Stadtverwaltung sowie Klimaschutz und Wirtschaftsförderung zusammen und trägt zur nachhaltigen Entwicklung der Infrastruktur in Singen (Htwl.) bei. Die Stadt Singen (Htwl.) macht sich damit unabhängig von der Wasserstoffnetzplanung des Bundes und geht wichtige Schritte auf dem Weg zum Ziel der Klimaneutralität 2035. Durch den Aufbau einer regionalen Wasserstoffwertschöpfung, die Angebot und Nachfrage lokal zusammenführt, kann die Versorgungssicherheit und Zukunftsfähigkeit des Industrie- und Logistikstandorts Singen (Htwl.) nachhaltig sichergestellt werden.

1.3 Vorgehen

Es wurde ein umsetzungsorientiertes Konzept einer Wasserstoffwertschöpfung im Industriegebiet der Stadt Singen (Htwl.) unter Nutzung lokaler Potenziale zur Erzeugung grünen Stroms erstellt. Die Ergebnisse des kommunalen Wärmeplans der Stadt Singen (Htwl.) (vgl. endura kommunal 2023) flossen in die Konzepterstellung ein. Das Konzept umfasst folgende Bearbeitungspunkte:

- 1 Bedarfsanalyse
- 2 Bedarfsplanung
- 3 Infrastrukturplanung
- 4 Potenzialanalyse
- 5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Zu Beginn erfolgte eine Bedarfsanalyse, um potenzielle Wasserstoffabnehmer zu identifizieren und analysieren. Hierzu wurden aktuelle Bedarfe abgefragt und zukünftige Bedarfsszenarien in Zusammenarbeit mit den Akteuren entwickelt. Ein Fokus lag auf der Analyse der vorliegenden Prozesse und des Hinzuziehens der potenziellen Entwicklungen im Unternehmen hinsichtlich des Energiebedarfs. Es galt zu prüfen, welche Prozesse elektrifiziert werden können und wo Effizienzmaßnahmen zielführend sind.

Auf Grundlage dieser Bedarfsermittlung erfolgte eine Dimensionierung und Konzeptionierung der Wasserstofferzeugungsinfrastruktur. Diese Dimensionierungen dienten als Grundlage für die Identifizierung geeigneter und verfügbarer Standorte für den Bau einer Wasserstofferzeugungsinfrastruktur, einschließlich der Berücksichtigung netzrelevanter und genehmigungsrechtlicher Anforderungen an den Standort. Die identifizierten Standorte wurden abschließend einer Eignungsprüfung unterzogen.

Für die ermittelten Standorte folgte daraufhin die Erstellung eines ersten Aufstelllayouts, um die Dimensionen der Wasserstoffinfrastruktur innerhalb der Flächen aufzuzeigen und einen ersten Vorschlag zu der Positionierung der Komponenten zu entwickeln.

Über die komplette Bearbeitung hinweg erfolgte eine Potenzialanalyse zur Ermittlung der Stromerzeugungspotenziale aus erneuerbaren Energie-Anlagen im Betrachtungsgebiet der Gemarkung Singen (Htwl.). Es soll aufzeigen, welche Strombedarfe mit erneuerbaren Energien vor Ort gedeckt werden können.

Abschließend wurde eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt, um Rückschlüsse auf die wirtschaftlichen Aspekte des Projekts zu ziehen.

2 Bedarfsanalyse

Die Bedarfsanalyse startete mit der Sichtung und Analyse der bereits vorliegenden Daten in einer Grobbetrachtung. Darunter fallen erste Erhebungen des HTWG-Reallabors Singen (Htwl.), die erste Bedarfsabfragen beinhalteten, sowie der Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung in Singen (Htwl.). Die Herausforderung bestand darin, innerhalb kürzester Zeit Unternehmen in einem großen und vielfältigen Industriegebiet in Singen (Htwl.) zu identifizieren, die perspektivisch einen signifikanten Wasserstoffbedarf haben können.

2.1 Identifizierung potenzieller Wasserstoffabnehmer

Der Schwerpunkt der Untersuchung lag auf den Großverbrauchern von Erdgas im Industriesektor, da diese mit hoher Wahrscheinlichkeit auch einen signifikanten Wasserstoffbedarf aufweisen würden. Die Analyse ergab, dass allein fünf Unternehmen mehr als 50 % des erdgasbasierten Wärmeverbrauchs in Singen (Htwl.) verantworten und mit Abstand die größten Energieverbraucher in der Region sind. Die Machbarkeitsstudie konzentriert sich auf diese potenziellen Großabnehmer von Wasserstoff. Angesichts der erwarteten Mengen und des Umfangs des Wasserstoffprojekts wird davon ausgegangen, dass sich eine regionale Infrastruktur sowie ein Markt um diese Akteure entwickeln. Das in Abbildung 2.1 dargestellte Betrachtungsgebiet umfasst das weite Industriegebiet West und Ost in Singen (Htwl.).



Abbildung 2.1: Betrachtungsgebiet Industriegebiet Singen (Htwl.) West/Ost

Quelle: LGL 2024 mit eigener Bearbeitung

Mit diesem Wissen wurden Unternehmen kontaktiert, auf das Vorhaben aufmerksam gemacht und um ein individuelles Gespräch gebeten. Hier startete die Detailanalyse, bei der sich die Prozesse angesehen und Werksbesichtigungen durchgeführt wurden. Zur Vorbereitung wurden Fragebögen verschickt, um erste Informationen zu den Produktionsprozessen und Energieverbräuchen zu erheben. Bei vier Unternehmen

konnten vor Ort mit Firmenvertretern Details zum Energieverbrauch und den energieintensiven Produktionsprozessen besprochen und besichtigt werden.

Bei den Unternehmen handelt es sich um große Unternehmen im produzierenden Gewerbe. Grundsätzlich setzen sich die Bedarfe aus Hochtemperaturprozessen, wie bspw. zur Befeuerung großer Schmelzöfen, und aus der Dampferzeugung zusammen. Der Hauptteil der Bedarfe sind auf eine energetische Nutzung des Wasserstoffs zurückzuführen. Eine stoffliche Nutzung spielt mengenmäßig kaum eine Rolle. Die Unternehmen verteilen sich über das Industriegebiet in alle Himmelsrichtungen, sodass potenzielle Anknüpfungspunkte für weitere Unternehmen grundsätzlich gegeben sind.

An dieser Stelle gilt ein großer Dank an alle befragten und unterstützenden Unternehmen, die einen äußerst konstruktiven sowie informativen Austausch mit dem Projektteam ermöglicht haben und somit aktiv und im großen Umfang zu der erfolgreichen Bearbeitung dieser Machbarkeitsstudie beitrugen.

Die individuellen Gespräche spielten eine entscheidende Rolle, um die betrieblichen Prozesse der Unternehmen besser zu verstehen, zentrale Ansprechpartner zu identifizieren und aktuelle Dekarbonisierungsstrategien sowie zukünftige Pläne zu erfassen. Dies bildete die Grundlage für eine effiziente Zusammenarbeit im Projekt. Im Anschluss an die Gespräche wurden weitere relevante Daten erhoben und umfassend ausgewertet. Ein Schwerpunkt lag auf der Entwicklung plausibler Szenarien, die in enger Abstimmung mit den Unternehmen ein schrittweises Vorgehen zur Umstellung ihrer Prozesse abbilden sollten. Dabei wurde ein besonderes Augenmerk darauf gelegt, die Annahmen für die Szenarien so praxisnah wie möglich zu gestalten. Dennoch bestehen Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Umsetzung der Prozessumstellungen und ihres zeitlichen Ablaufs.

In Abbildung 2.2 ist der aktuelle, monatlich aufgeschlüsselte Gasverbrauch der fünf untersuchten Unternehmen dargestellt. Insgesamt betrug der Gasverbrauch ca. 326 Gigawattstunden pro Jahr (GWh/a). Die Betrachtung erfolgte heizwertbezogen mit einem Energiegehalt des Erdgases von 10,2 Kilowattstunde pro Normkubikmeter (kWh/Nm³).

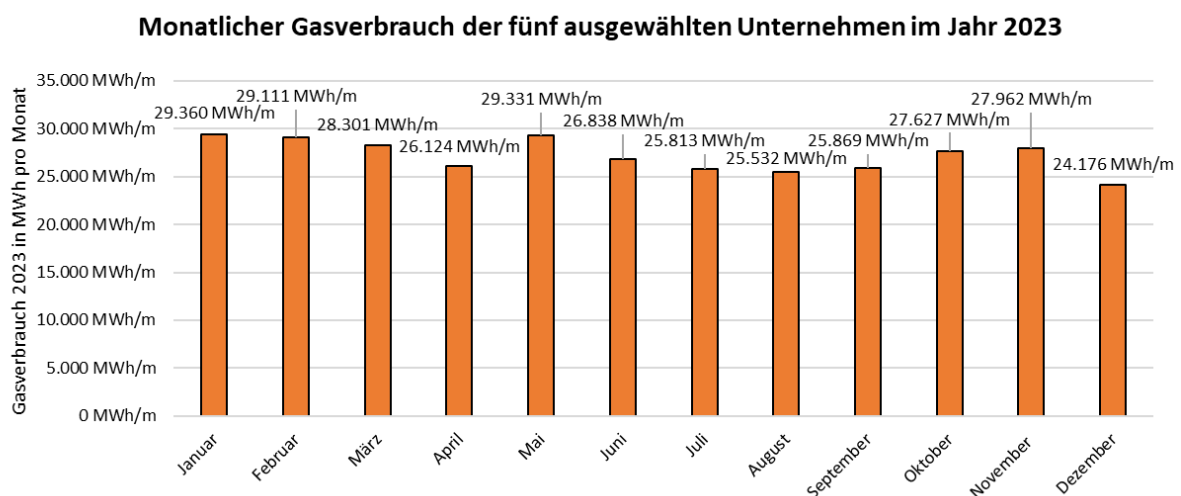


Abbildung 2.2: Monatlicher Gasverbrauch der fünf ausgewählten Unternehmen

Quelle: Eigene Erhebung

Die Unternehmen teilten in den Gesprächen mit, dass 2023 grundsätzlich kein repräsentatives Jahr war. Zudem gibt es einzelne Entwicklungen, wie bspw. die Stilllegung eines unternehmensinternen Kohlekraftwerks zur Dampferzeugung und der gleichzeitige Wechsel hierbei zu Gas, die den Erdgasverbrauch im Jahr 2025 nochmal steigen lässt. Unter Berücksichtigung aller vorliegenden Informationen kann von einem zukünftigen Gasverbrauch bei den untersuchten Unternehmen von ca. 400 GWh/a im Jahr ausgegangen werden. Bezogen auf den in Abbildung 2.3 dargestellten Endenergiebedarf für Wärme in ganz Singen (Htwl.) von 702 GWh/a im repräsentativen Jahr 2019 entspräche das einem Anteil von ca. 57 % des gesamten Erdgasverbrauchs in Singen (Htwl.) (vgl. endura kommunal 2023). Mit Blick auf Abbildung 2.2 fällt auf, dass keine großen saisonalen Schwankungen vorliegen. Der Dezember weist die geringsten Mengen auf. Hier finden in den Unternehmen über die Weihnachtszeit Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten statt.

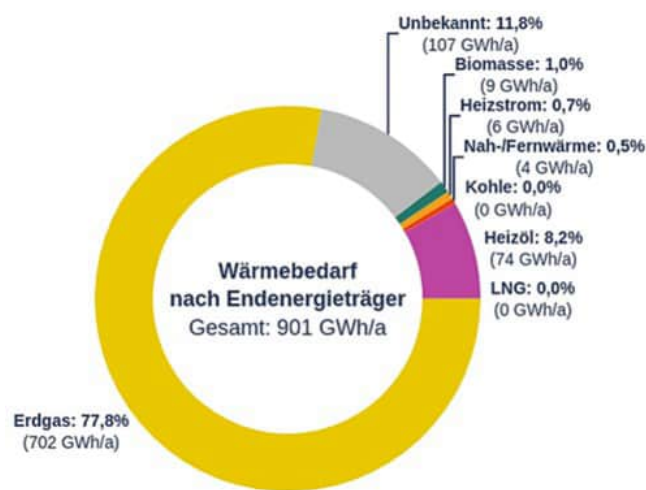


Abbildung 2.3: Wärmebedarf nach Endenergeträger – Referenzjahr 2019

Quelle: endura kommunal 2023

2.2 Wasserstoffbedarfsermittlung

Auf Basis der Erdgasverbräuche der Unternehmen, deren Informationen zu aktuellen und zukünftigen Entwicklungen im Unternehmen und einer schrittweisen Umstellung der Prozesse, erfolgte eine erste Abschätzung der Wasserstoffbedarfe. Für die schrittweise Umstellung auf Wasserstoff wurden vier relevante Betrachtungsjahre gewählt. 2028 stellt das Jahr der frühesten Inbetriebnahme einer Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse dar. Die Jahre 2030 und 2035 sind Stützjahre bis zum Jahr 2040. Ab diesem Zeitpunkt wird angenommen, dass eine flächendeckende Verfügbarkeit von Wasserstoff über die Verteilnetze und das Wasserstoffkernnetz vorliegt. Eine detailliertere Aufgliederung ist mit der vorliegenden Informationslage nicht umsetzbar.

Gleichzeitig wurden zwei Bedarfsszenarien angesetzt. Das **moderate Szenario** umfasst einen höheren Elektrifizierungsgrad und geht davon aus, dass beispielsweise aktuelle Gasverbräuche für die Dampferzeugung in Zukunft elektrifiziert werden können. Gleichmaßen wird bezüglich des Energieträgerwechsel von Erdgas zu Wasserstoff ein zeitlich ausgedehnter Wechsel stattfinden.

Das **Basis-Szenario** geht davon aus, dass nur geringe Teile der Prozesse elektrifiziert werden können und ein nahezu vollständiger Wechsel des aktuellen Erdgasverbrauchs auf Wasserstoff erfolgen muss. Die Szenarien der perspektivischen Wasserstoffbedarfsermittlung sind in Abbildung 2.4 einsehbar. Gerechnet wurde mit dem heizwertbezogenen Energiegehalt von Wasserstoff mit 33,33 Kilowattstunden pro Kilogramm (kWh/kg) oder 3 kWh/Nm³.

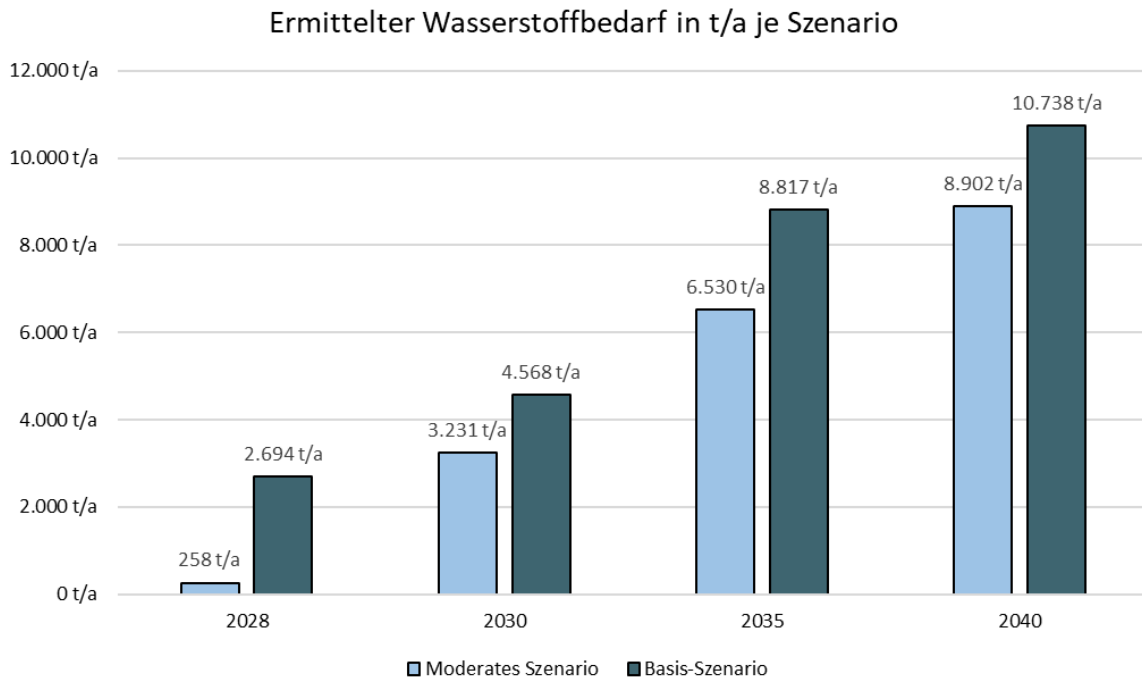


Abbildung 2.4: Ermittelter Wasserstoffbedarf in t/a je Szenario

Quelle: Eigene Berechnung

Innerhalb des Diagramms ist deutlich zu erkennen, dass das Basis-Szenario einen erhöhten Wasserstoffbedarf vorsieht. Gleichzeitig ist im Jahr 2028 ersichtlich, dass das moderate Szenario einen verzögerten Wasserstoffhochlauf berücksichtigt. In der Endbetrachtung liegt 2040 im moderaten Szenario ein Wasserstoffbedarf von ca. 8.900 t/a vor. Das entspricht einer Energiemenge von ca. 297 GWh/a und somit einem Anteil am derzeitigen Erdgasverbrauch von ca. 74 %. Das heißt, es wird davon ausgegangen, dass ca. 26 % der restlichen Energie elektrifiziert oder durch Effizienzmaßnahmen eingespart wird. Innerhalb des Basis-Szenario werden 2040 ca. 10.740 t/a an Wasserstoff benötigt, was einer Energiemenge von ca. 358 GWh/a entspricht. Bezogen auf den aktuellen Erdgasverbrauch von 400 GWh/a werden im Jahr 2040 in diesem Szenario ca. 89,5 % des Erdgasbedarfs mit Wasserstoff gedeckt werden.

Auf Basis der vorliegenden Daten wurden Bedarfsprofile in Stundenwerten erstellt. Es wurde festgestellt, dass ein nahezu konstanter Bedarf mit wenig Schwankungen vorliegt. Aus Vereinfachungsgründen entstanden folglich Bedarfsprofile mit einer Grundlastfunktion. Hintergrund dieser Annahme ist ein kontinuierlicher Prozessablauf sowie ein bei den meisten Unternehmen vorliegender Drei-Schicht-Betrieb über die vollen sieben Wochentage. Der einzige Verbrauchseinbruch ist über die Weihnachtstage am Ende des Jahres erkennbar, bei der die jährliche Wartung- und Instandhaltung erfolgt. Wie bereits bei Abbildung 2.2 beschrieben, gibt es ebenfalls nur einen geringen Einfluss durch Witterung bzw. jahreszeitbedingte Wärmebedarfe.

3 Bedarfsplanung

Auf Grundlage der Bedarfsanalyse erfolge eine Auslegung und Konzeptionierung der Wasserstoff-Erzeugungsanlage. Gleichzeitig wurden Versorgungsansätze abgeleitet, die es ermöglichen die ermittelten Bedarfsszenarien zu versorgen. Mit den Ergebnissen der Anlagendimensionierungen wurden zusammen mit der Stadt geeignete Standorte gesucht. Es wurden hierzu Freiflächen ausgemacht und anschließend im Detail betrachtet. Entscheidend war hierfür eine ausreichend große Fläche, die Verfügbarkeit der Fläche für eine derartige Nutzung und die erforderlichen Netzanschlüsse sowie eine potenzielle Genehmigungsfähigkeit. Abschließend wurden die potenziellen Standorte in Zusammenarbeit mit der zuständigen Genehmigungsbehörde einer ersten genehmigungsrechtlichen Prüfung unterzogen.

3.1 Dimensionierung des Wasserstoffinfrastruktur

Die Dimensionierung des Elektrolyseurs und der Wasserstoffkomponenten basiert auf den in der Wasserstoffbedarfsermittlung erfassten Wasserstoffbedarfen und erfolgt über eine dynamische Simulation. Als Grundlage der Simulation wurde die Elektrolyse-Technologie eines Protonenaustauschmembran-Elektrolyseurs angenommen. Die Ergebnisse der Dimensionierung sind in Abbildung 3.1 dargestellt. Um eine wirtschaftliche und effiziente Deckung des Bedarfs zu gewährleisten, wird für die Wasserstoffinfrastruktur ein modularer Ansatz gewählt. Die zeitliche Entwicklung und Dimensionierung der Komponenten orientiert sich dabei wieder an den bekannten Stützjahren. Die Leistungswerte in Abbildung 3.1 stehen für die kumulierte elektrischen Nennleistung in MW und nicht für den Zubau zwischen den Stützjahren. Die Dimensionierung ist so gewählt, dass bis zum Stützjahr 2035 der angenommen Wasserstoffbedarf aus der lokalen Produktion in Singen (Htwl.) zu 100 % bereitgestellt wird.

Wichtig anzumerken ist, dass nach dem Jahr 2040 keine weitere Ausbaustufe berücksichtigt wurde. Hintergrund ist die Annahme einer flächendeckenden Versorgung über das Wasserstoffkernnetz, dessen Reichweite ab 2040 auch bis nach Singen (Htwl.) reichen soll. Es findet daher ab 2040 ein Wechsel von der überwiegenden Eigenversorgung zu einer breiteren Mischversorgung statt.

Aufgrund des weiter ansteigenden Bedarfs von 2035 auf 2040, findet im Jahr 2040 daher keine 100 %-Deckung statt. Im Basis-Szenario werden 74 % des Bedarfs im Jahr 2040 gedeckt. Im Moderaten Szenario werden noch 82 % des Bedarfs gedeckt. Die elektrischen Nennleistungen der Elektrolyse basieren auf vergleichsweisen hohen Vollbenutzungsstunden von ca. 6.500 Stunden pro Jahr (h/a). Hohe Vollbenutzungsstunden reduzieren die erforderliche Leistung sowie den Bedarf an Speicherkapazitäten und erhöhen die Wirtschaftlichkeit. Gleichzeitig führen sie jedoch bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff zu Herausforderungen bei der diversifizierten und zertifizierten Strombeschaffung.

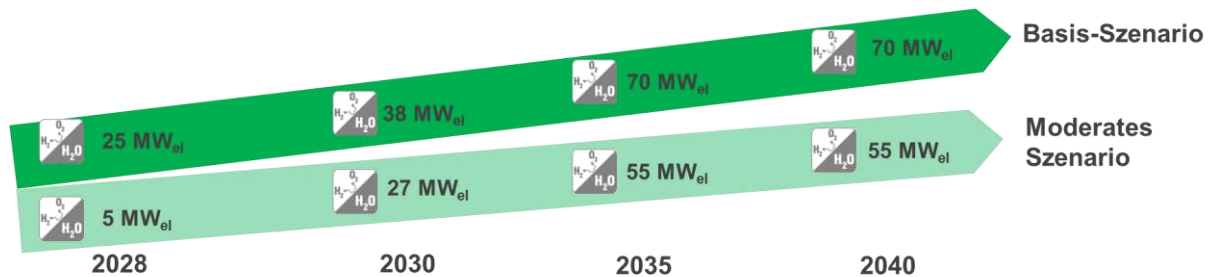


Abbildung 3.1: Dimensionierung der Elektrolyse je Szenario und Ausbaustufe

Quelle: Eigene Berechnung

In Tabelle 3.1 und Tabelle 3.2 sind die Ergebnisse der Simulation übersichtlich dargestellt. Es findet eine Unterscheidung in den Tabellen zwischen den Ausbaustufen statt. Die Tabelle 3.1 spiegelt das moderate Szenario wider. In Tabelle 3.2 sind die Ergebnisse des Basis-Szenarios hinterlegt.

Tabelle 3.1: Ergebnisse der Simulation im moderaten Szenario

	1. Ausbaustufe	2. Ausbaustufe	3. Ausbaustufe	Endausbaustufe gesamt
Elektrolyseleistung	5 MW _{el}	22 MW _{el}	28 MW _{el}	55 MW _{el}
Wasserstoffproduktion	92 kg/h	402 kg/h	515 kg/h	1.009 kg/h
Wasserstoffproduktion	264,3 t/a	2.610 t/a	3.328 t/a	6.530 t/a
Abwärmeleistung	1 MW _{th}	4,4 MW _{th}	5,6 MW _{th}	11 MW _{th}
Elektrolysestrombedarf	14,4 GWh/a	142,8 GWh/a	179,2 GWh/a	356 GWh/a

Quelle: Eigene Berechnung

Tabelle 3.2: Ergebnisse der Simulation im Basis-Szenario

	1. Ausbaustufe	2. Ausbaustufe	3. Ausbaustufe	Endausbaustufe gesamt
Elektrolyseleistung	23 MW _{el}	15 MW _{el}	32 MW _{th}	70 MW _{el}
Wasserstoffproduktion	422 kg/h	273 kg/h	587 kg/h	1.282 kg/h
Wasserstoffproduktion	2.702,2 t/a	1.789t/a	4.034 t/a	8.817 t/a
Abwärmeleistung	4,6 MW _{th}	3 MW _{th}	6,4 MW _{th}	14 MW _{th}
Elektrolysestrombedarf	147,2 GWh/a	98,2 GWh/a	217,9 GWh/a	481,5 GWh/a

Quelle: Eigene Berechnung

3.2 Transport und Speicherung von Wasserstoff

Beim Wasserstoff handelt es sich um das leichteste Element der Erde. Es ist sehr flüchtig und kommt in der Regel gasförmig vor. Gleichzeitig besitzt es mit ca. 3 kWh/Nm³ eine um den Faktor 3,4 geringere volumetrische Energiedichte als Erdgas. Das bedeutet, dass deutlich größere Volumenströme oder deutlich größere Druckstufen benötigt werden, um die gleiche Energiemenge bereitstellen zu können. Für den Transport und die Speicherung bedeutet das deutlich höhere Anforderungen. Innerhalb der Wasserstoffspeicherung wird mit sehr hohen Drücken gearbeitet. Ein Trailer speichert Wasserstoff in der Regel mit 380 oder 500 bar. Ein 40 Fuß-Trailer (ft.) beinhaltet bei 380 bar ca. 1 t an Wasserstoff. Mit Blick auf die Wasserstoffbedarfsermittlung bedeutet das, dass im Jahr 2035 innerhalb des Basis-

Szenario stündlich ein 40 ft. Trailer mit 380 bar vorfahren müsste, um den Bedarf zu decken. Gleichzeitig erfordert die Trailerbelieferung beim Abnehmer eine entsprechende Infrastruktur. Bei kontinuierlichem Bedarf wären darüber hinaus zusätzliche Pufferspeicher und eine ausfallsichere Logistik erforderlich. Nicht zu vernachlässigen ist auch der zusätzliche Strombedarf für die Verdichtung des Wasserstoffs. Da der Wasserstoff an der Anwendung beim Abnehmer anschließend wieder entspannt werden muss, liegt eine deutlich geringere Effizienz gegenüber einer Pipelinelösung vor.

Unter Berücksichtigung dieser Gründe wird für den überwiegenden Bedarf die Versorgung über eine Wasserstoffpipeline empfohlen. Das führt dazu, dass bei einer temporären Parallelversorgung von Wasserstoff und Erdgas bis 2040 auch ein Parallelnetz entstehen muss. Hierzu gab es bereits Abstimmungen mit dem zuständigen Gasnetzbetreiber. Näheres wird hierzu in Kapitel 4 ausgeführt. Des Weiteren wird aufgrund von Flexibilitätsgründen eine Trailerbefüllung mit im Konzept vorgesehen. Das bringt unter anderem den Vorteil mit sich, dass gleichzeitig auch Wasserstoff für die Versorgungssicherheit angeliefert werden kann. Zudem hat der Betreiber die Möglichkeit überschüssigen Wasserstoff an nicht netzverbundene Abnehmer zu vertreiben. Die zusätzliche Infrastruktur sollte im Konzept mit vorgesehen werden.

Hinsichtlich der Speicherung bedarf es Pufferspeichern an der Erzeugung und der Einspeisung in das Gasnetz. Gleichzeitig werden gewisse Pufferspeicher bei der Befüllung von Trailern benötigt. Des Weiteren wird ein Hauptaugenmerk auf die Umwidmung des Röhrenspeichers an der Georg-Fischer-Straße gelegt. Dieser bietet ein großes Potenzial, die netzgebundene Wasserstoffversorgung zu sichern. Die Umwidmung vorhandener Infrastruktur ist einerseits kostengünstig und andererseits im Sinne aller Beteiligten.

3.3 Strombeschaffungskonzept

Um grünen Wasserstoff zu erzeugen, gibt es eine klare Definition mit Anforderungen, die ein Betreiber zu berücksichtigen hat. Die Grundlage liefert der zweite delegierte Rechtsakt zu Artikel 27 der Erneuerbare-Energie-Richtlinie (2018/2001) und der Novelle der 37. Bundes-Immissionsschutz-Verordnung (vgl. 37. BImSchV). Eine Übersicht über die Anforderungen liefert Abbildung 3.2.

Grundsätzlich wird zwischen einem Direktbezug und einem Netzbezug unterschieden. Bei einem Direktbezug muss ein gleicher Netzknoten inkl. Smart Metering System oder kein Netzanschluss an ein öffentliches Stromnetz vorliegen. Ab 01.01.2028 müssen zudem alle Erneuerbare Energien-Anlagen (EE-Anlagen) maximal 36 Monate vor der Elektrolyse in Betrieb gegangen sein.

Bei einem Netzbezug gibt es drei Möglichkeiten. Eine Möglichkeit ist der reine Netzbezug. Hierfür muss der EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung in einem der letzten 5 Jahre in der Gebotszone des Elektrolyseurs größer als 90 % gewesen sein.

Eine zweite Möglichkeit ist der vertragliche Abschluss eines PPA mit einer EE-Anlage. Hierfür müssen jedoch drei Prinzipien eingehalten werden. Ab 01.01.2028 müssen alle EE-Anlagen, die mit einem PPA genutzt werden, maximal 36 Monate vor der Elektrolyse in Betrieb gegangen sein. Bis 31.12.2029 dürfen die Strommengen bilanziell im Kalendermonat ausgewiesen werden. Ab 01.01.2030 muss eine stundengenaue Zuordnung erfolgen. Von dieser zeitlichen Zuordnung kann der Betreiber befreit werden, wenn der Day-Ahead-Preis der Strombörse kleiner gleich

dem Betrag von 20 €/MWh entspricht. In diesem Fall kann der Betreiber bilanziell den Strom seines PPA's beziehen. Die Strombilanz muss am Ende des Kalenderjahres jedoch ausgeglichen sein. Zu guter Letzt muss das PPA in der gleichen Gebotszone sein. Von der Gebotszone wäre der Betreiber befreit, wenn er ein PPA von einer Windenergieanlage auf See bezieht, die in einer verbundenen Gebotszone ist oder das PPA in einer verbundenen Gebotszone den gleichen oder höheren Strompreis aufweist, wie ihn der Betreiber in der gleichen Gebotszone erhält. Momentan ist es so, dass ein direkter Vertrag mit der EE-Anlage geschlossen werden muss. Der Einsatz von Dienstleistern ist bislang nicht zulässig.

Die letzte Möglichkeit zur Erzeugung von grünem Wasserstoff ist die Nutzung des Netzstroms, der zu einer Reduktion des Redispatchbedarfs führt. Unter Einhaltung dieser Anforderungen wird grüner Wasserstoff in Form von Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO-Wasserstoff) erzeugt werden. Dieser RFNBO-Wasserstoff wird innerhalb der Europäischen Union als grüner Wasserstoff deklariert.

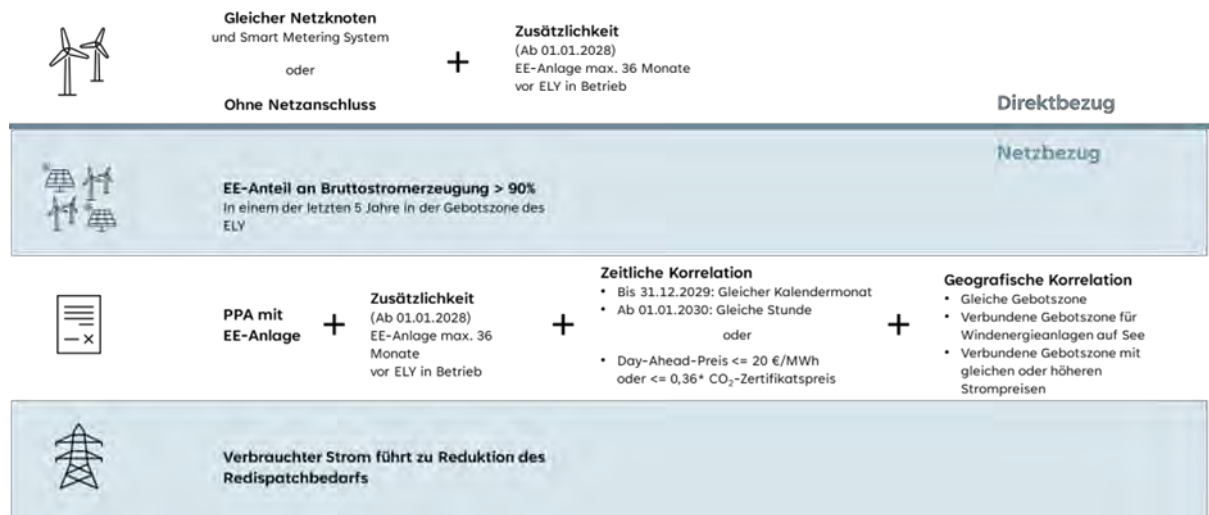


Abbildung 3.2: Strombezugsanforderungen für die grüne Wasserstoffherzeugung

Quelle: Eigene Bearbeitung in Anlehnung an: FfE 2023 und 37. BImSchV

Für die Machbarkeitsstudie konnte kein konkretes Strombezugskonzept erarbeitet werden. Der zukünftige Betreiber muss am freien Markt prüfen, welche PPA's für den projektspezifischen Anwendungsfall in Frage kommen. Wichtig ist auf einen guten Mix hinsichtlich der Anlagen zu achten, um hohe Volllaststunden zu erzielen. Grundsätzlich wird mit Blick auf die Leistungen und die Energiemengen ein Überschussbezug vorliegen. Eine Überzeichnung der Leistung führt zwangsläufig bei Erzeugungsspitzen zu Strommengen, die der Elektrolyseur nicht abnehmen kann. Diese Überschüsse müssen anderweitig zu anderen Preisen vermarktet oder genutzt werden. Der Strombezug für Elektrolyseure ist ein komplexes und strategisches Unterfangen.

Der PV-Bezug sollte nicht zu groß ausfallen. Eine PV-Erzeugung ist sehr gut vorhersehbar. Durch den starken Zubau an PV-Leistung nehmen die Zeiten mit Überangebot von billigem PV-Strom in Zukunft zu. Das führt wiederum zu günstigen Strompreisen an der Börse. Zu diesen Zeitpunkten fällt der Preis häufiger unter 20 €/MWh, was den Betreiber von der zeitlichen Korrelation zwischen EE-Erzeugung und Wasserstoffherzeugung befreit. Der Betreiber hat zu diesem Zeitpunkt keinen Bedarf den Strom von der PPA-gebundenen PV-Anlage zu beziehen. Die Windkraftanlagen

sind aus diesem Grund besonders interessant, da diese auch zu Zeitpunkten Strom erzeugen, bei denen der Börsenstrompreis vergleichsweise hoch ist oder die PV-Anlage wenig bzw. keinen Strom erzeugt. Grundsätzlich ergänzen sich PV- und Windenergie sehr gut. Im Strombezug für Elektrolyseure sollte jedoch das Hauptaugenmerk auf die Windkraft gesetzt werden.

Aufgrund der großen Unsicherheiten wurde für die Betrachtung eine einfache Herangehensweise gewählt. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit wurde eine Zielvorgabe von ca. 6.000 bis 6.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr gesetzt. Grundsätzlich ist ein Netzstrombezug nicht ausgeschlossen, um CO₂-armen Wasserstoff zu erzeugen. Dieser darf nur nicht als grün bezeichnet werden. Etwaige Entgelt-, Umlagen- und Abgabenbefreiungen können ebenfalls entfallen. Da die Versorgungssicherheit in diesem Projekt oberste Priorität hat, sollte zwangsläufig auch diese Maßnahme ergriffen werden. Es ist jedoch wichtig zu beachten, dass viele Förderprogramme zeitlich begrenzte Anforderungen stellen, die vorschreiben, dass ausschließlich grüner Wasserstoff erzeugt werden darf.

3.4 Standortanalyse eines Elektrolyseurs

Innerhalb der Standortanalyse wurden zehn Standorte ausfindig gemacht und geprüft. Es wurden folgende Kriterien hinzugezogen, um eine Eignung zu prüfen:

- Größe der Fläche
- Verfügbarkeit der Fläche
- Netzanschlussfähigkeit (Strom-, Wasser-, Wärme-, Gasleitungen)
- Genehmigungsrechtliche Einschätzung

In Abbildung 3.3 sind die Standorte auf einer Karte ausgewiesen. Dieser Satellitenausschnitt zeigt gleichzeitig das Betrachtungsgebiet Industriegebiet Singen (Htvl.), das innerhalb der Studie untersucht wurde.

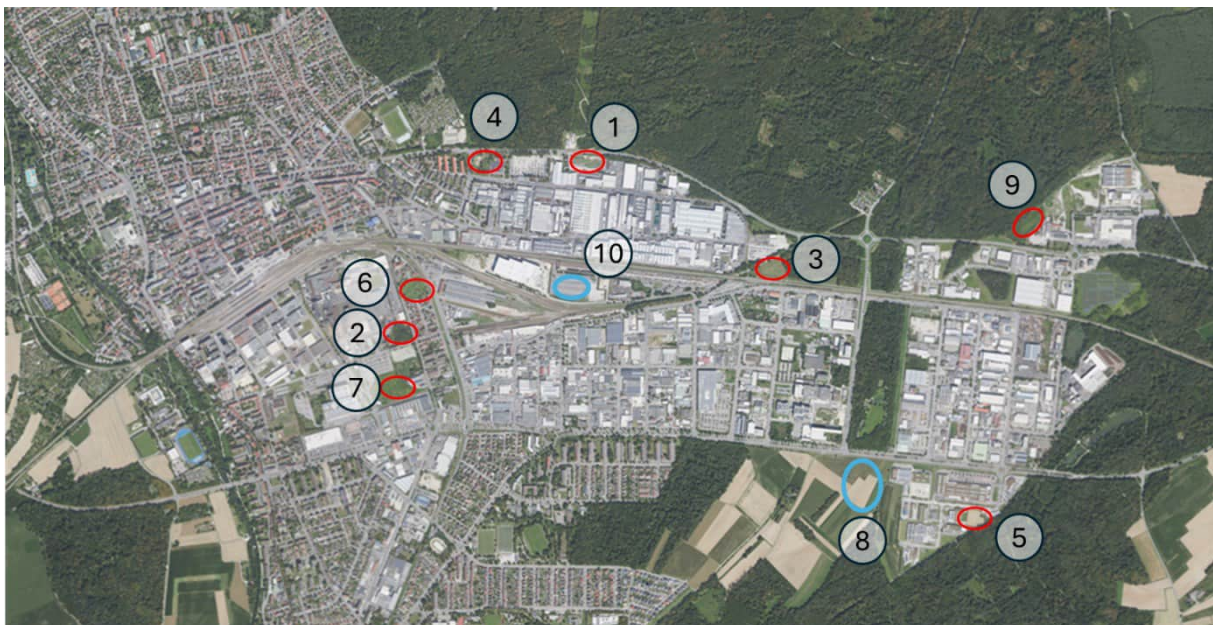


Abbildung 3.3: Potenzielle Standorte der Wasserstoffinfrastruktur

Quelle: LGL 2024 mit eigener Bearbeitung

In Rot sind die Standorte dargestellt, die eines der genannten Kriterien nicht erfüllen können. In Orange sind die potenziellen Standorte dargestellt, die nach der Machbarkeitsstudie detaillierter verfolgt werden sollten. Die Ergebnisse der Standortanalyse sind ebenfalls in folgender Abbildung 3.4 aufgelistet. Eine grüne Kachel weist eine sehr gute Eignung des Standortes in diesem Kriterium auf. Die Farbe Gelb deutet auf eine ausreichende Eignung hin. Kacheln mit roter Farbe zeigen, dass der Standort in diesem Kriterium nicht geeignet ist. Hinzu kommt ein Feld mit einem Fragezeichen, bei der die abschließende Bewertung innerhalb der Bearbeitungszeit nicht erfolgen konnte. Für die Eignung eines Standortes müssen alle vier Kriterien erfüllt werden. Sobald ein Kriterium nicht erfüllt werden kann, ist eine Umsetzung nicht möglich.

	Flächenangebot	Verfügbarkeit	Netzanschlüsse	Genehmigungsrechtliche Einschätzung	Ergebnis
Standort 1	ausreichend / wahrscheinlich	ausreichend / wahrscheinlich	ausreichend / wahrscheinlich	Keine Eignung	Keine Eignung
Standort 2	ausreichend / wahrscheinlich	ausreichend / wahrscheinlich	?	Keine Eignung	Keine Eignung
Standort 3	Sehr gute Eignung	Keine Eignung	?	?	Keine Eignung
Standort 4	ausreichend / wahrscheinlich	?	?	Keine Eignung	Keine Eignung
Standort 5	ausreichend / wahrscheinlich	?	?	Keine Eignung	Keine Eignung
Standort 6	Sehr gute Eignung	?	?	Keine Eignung	Keine Eignung
Standort 7	?	?	?	Keine Eignung	Keine Eignung
Standort 8	Sehr gute Eignung	?	Sehr gute Eignung	Sehr gute Eignung	Potenzial hoch
Standort 9	ausreichend / wahrscheinlich	?	Keine Eignung	ausreichend / wahrscheinlich	Keine Eignung
Standort 10	ausreichend / wahrscheinlich	?	Sehr gute Eignung	Sehr gute Eignung	Potenzial hoch

Abbildung 3.4: Ergebnisse der Standortanalyse

Quelle: Eigene Erhebung

Wie in Abbildung 3.4 ersichtlich, sind nur zwei Standorte mit einem hohen Potenzial versehen. Die restlichen acht Standorte sind nicht geeignet und werden im Verlauf des Abschlussberichts nicht mehr behandelt.

Der Fokus liegt nun auf den zwei Standorten, die mit einem hohen Potenzial ausgewiesen wurden. Zum einen handelt sich um ein Gelände am Umschlagbahnhof (Standort 10), das der Stadt unabhängig von der Studie als Fläche angeboten wurde. Zum anderen um eine Fläche innerhalb des Zukunftsstandorts Tiefenreute-Bühl (Standort 8), bei der es sich um ein neu zu erschließendes Gebiet für Gewerbefläche und Wohnraum handelt (vgl. Singen (Htwl.) o.J.). Der Standort im Gebiet Tiefenreute-Bühl befindet sich derzeit in der Bauleitplanung. Am 22.10.2024 wurde in einer Gemeinderatssitzung die Vergabe von Planungsleistungen für Ingenieurbauwerke und Verkehrsanlagen an ein Ingenieurbüro beschlossen (vgl. Singen (Htwl.) 2024).

Für das Gebiet wurde in Absprache mit der Verwaltung der Stadt Singen (Htwl.) ein potenzielles Grundstück ausgewählt, das ca. 18.000 m² aufweist. In Abbildung 3.5 ist ein erster Planungsauszug des Gebiets dargestellt. Die blau markierte Fläche weist das potenzielle Grundstück aus. Es grenzt an einen Grünstreifen nahe einem Waldstück an, der sich nach Norden zieht. Im nördlichen Teil befindet sich in der blau gestrichelten Fläche ein Erdgas-Röhrenspeicher, der tendenziell für Wasserstoff umgewidmet werden kann. Im Norden oberhalb der Georg-Fischer-Straße und im Osten befinden sich verschiedene Gewerbe- und Industrieunternehmen. Im Westen grenzen erste Wohngebiete an. Aus diesem Grund ist im südwestlichen Teil des

Gebiets auch Wohn- und Mischnutzungen vorgesehen. Diese befinden sich jedoch einige hundert Meter entfernt, sodass keine genehmigungsrechtliche Beeinträchtigung erwartet wird. Welche Unternehmen oder Gebäude in diesem Gebiet entstehen, ist noch unklar. Im Plan ist der untersuchte Bereich als Gewerbegebiet ausgewiesen. Die Flächen sind vollständig im Besitz der Stadt Singen (Htwl.).



Abbildung 3.5: Potenzieller Standort im Gebiet Tiefenreute-Bühl

Quelle: Stadt Singen (Htwl.) o.J.

Der Standort am Umschlagbahnhof weist mit ca. 12.000 m² eine ausreichend große Fläche aus. In Abbildung 3.6 ist die Fläche grob eingezeichnet, die eventuell genutzt werden könnte. Kurz vor Fertigstellung der Machbarkeitsstudie kam es hierbei noch zu einer Änderung, sodass vermutlich nur ein kleineres Stück der Fläche mit ca. 5.000 m² verfügbar wird. Das würde für die angestrebte Endausbaustufe nicht ausreichen. Hierbei sollte geprüft werden, ob nicht eine vollständige Nutzung der asphaltierten Fläche vor Ort als Grundlage für eine detailliertere Betrachtung genutzt werden kann. Momentan befinden sich die Flächen in Privatbesitz. Innerhalb der Bearbeitung der Machbarkeitsstudie konnte keine abschließende Einschätzung zur Verfügbarkeit getroffen werden. Im Norden befinden sich Zuggleise für Güterzüge und gleichzeitig auch die Hauptzugstrecke für Personenzüge. Im Süden verlaufen reine Güterzugstrecken. Östlich wurde direkt angrenzend eine große Spedition neu errichtet. Westlich befindet sich das Grundstück eines Rohstoffhandels. Die Zufahrt erfolgt über die Straße zum Umschlagbahnhof.



Abbildung 3.6: Potenzielle Fläche am Umschlagbahnhof

Quelle: LGL 2024 mit eigener Bearbeitung

Beide Standorte wurden im Hinblick auf den potenziellen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Singen (Htwl.) mit dem zuständigen Netzbetreiber erörtert. Der Netzbetreiber sieht in beiden Fällen die Möglichkeit, sowohl die benötigte stromseitige Anschlussleistung als auch eine Gasnetzanbindung bereitzustellen. Dennoch ist es erforderlich, für beide Standorte bei den letzten beiden Ausbaustufen stromnetzseitige Maßnahmen in den Netzentwicklungsplänen für Singen (Htwl.) und die Umgebung zu berücksichtigen. Der Dialog mit den Netzbetreibern sollte daher im Hinblick auf die weitere Projektverfolgung fortgesetzt werden.

Besonders interessant ist hinsichtlich des Gasnetzes das Gebiet Tiefenreute-Bühl, da hier die Chance besteht, den bestehenden Röhrenspeicher umzuwidmen. Auf Anfrage beim zuständigen Netzbetreiber wurde festgestellt, dass dieser nicht als systemrelevant eingestuft ist und das Potenzial einer Umwidmung besteht. Es handelt sich hierbei um einen ca. 600 m langen Speicher mit einem Netto-Volumen von ca. 2.700 m³. Der maximale Betriebsdruck liegt bei 80 bar. Unter diesem Druck würde bei einer Umwidmung eine Wasserstoffspeichermenge von ca. 15 – 17 t zur Verfügung stehen. Der Röhrenspeicher besteht aus einem Stahl, der grundsätzlich wasserstofftauglich ist. Der Einsatz von Wasserstoff würde zu gewissen Umrüstungen führen, wie bspw. der Kompressoren oder der Dichtungen. Eine Eignungsprüfung hierzu steht noch aus. Diese sollte in folgenden Betrachtungen detaillierter analysiert werden.

An beiden Standorten kann eine ausreichende Wasserversorgung gewährleistet werden. Hierzu müssen ebenfalls detailliertere Prüfungen erfolgen.

Das Potenzial der Wärmeauskopplung ist ebenfalls in beiden Fällen gegeben. Innerhalb der kommunalen Wärmeplanung wurden Wärmenetz-Eignungsgebiete definiert. Besonders interessant ist das Wärmenetz-Eignungsgebiet Singen-Industrie-Ost und das Gebiet Singen-Industrie-West. In diese Gebiete ist die Realisierung eines Wärmenetzes prioritär. In Abbildung 3.7 ist ein Auszug des kommunalen Wärmeplans mit Ergänzungen zu den Wärmenetz-Eignungsgebieten dargestellt. Beide Standorte grenzen an das Eignungsgebiet Singen-Industrie-Ost an. Mit ca. 110 GWh/a liegt direkt angrenzend ein hoher Wärmebedarf vor. Es wird empfohlen die potenziellen Elektrolysestandorte strategisch in die Planung aufzunehmen.

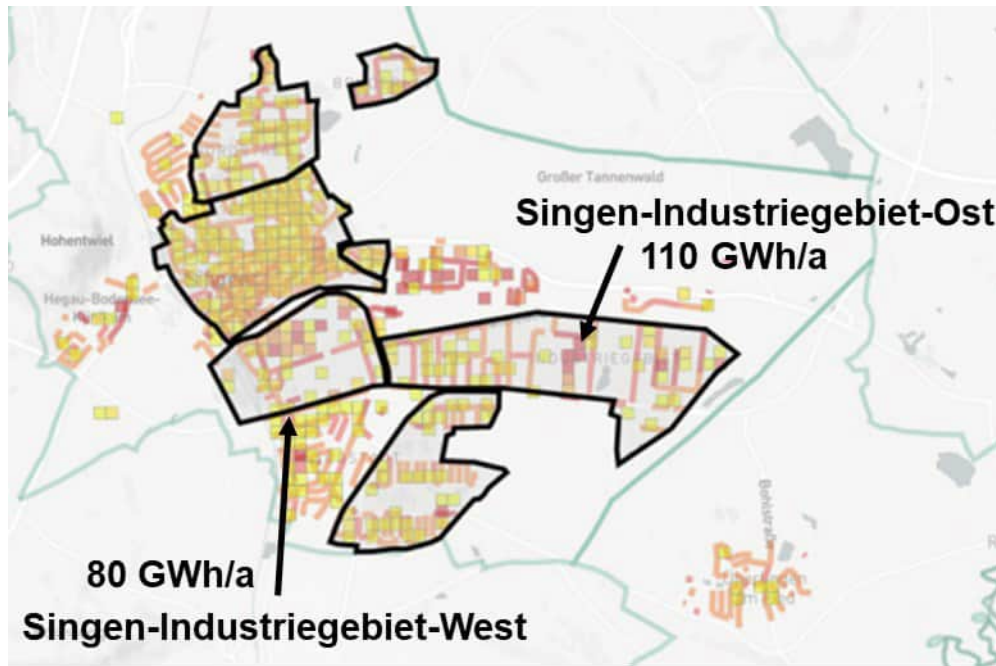


Abbildung 3.7: Wärmenetz-Eignungsgebiete in Singen (Htwl.)

Quelle: endura kommunal 2023 mit eigener Bearbeitung

Zu guter Letzt wird die Genehmigungsfähigkeit erörtert. Bislang war jede Elektrolyse-Anlage, die einen industriellen Maßstab aufwies, genehmigungsrechtlich als eine Industrieemissions-Anlage einzustufen (IE-Anlage). Der industrielle Maßstab lag vor, wenn eine gewerbliche Nutzung des Wasserstoffs vorlag. 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 in die Baugenehmigung unter Berücksichtigung der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV). Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung ≥ 5 MW und einer geringeren Tagesproduktion von 50 t/d werden im vereinfachten Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung nach BImSchG behandelt. Bei einer Wasserstofftagesproduktion ≥ 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 Wasserstoff und der zugehörigen Lagermenge zu berücksichtigen sind, bleiben bestehen. Besonders relevant ist die Störfallverordnung gemäß 12. BImSchV mit den Mengenschwellen der unteren Klasse von 5 t und der oberen Klasse von 50 t an Wasserstoff. Bei der Überschreitung der 5 t Grenzen ist es sehr wahrscheinlich, dass ein förmliches Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchlaufen werden muss. Bei Elektrolyseuren ist es zu erwarten, dass hinsichtlich einer Umweltverträglichkeitsprüfung nur eine standortbezogene oder allgemeine Vorprüfung erfolgen muss. Des Weiteren müssen die Lagerkapazitäten an Wasserstoff gemäß der 4. BImSchV berücksichtigt werden. Die wichtigsten Informationen zu diesen Grenzwerten sind in Abbildung 3.8 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.

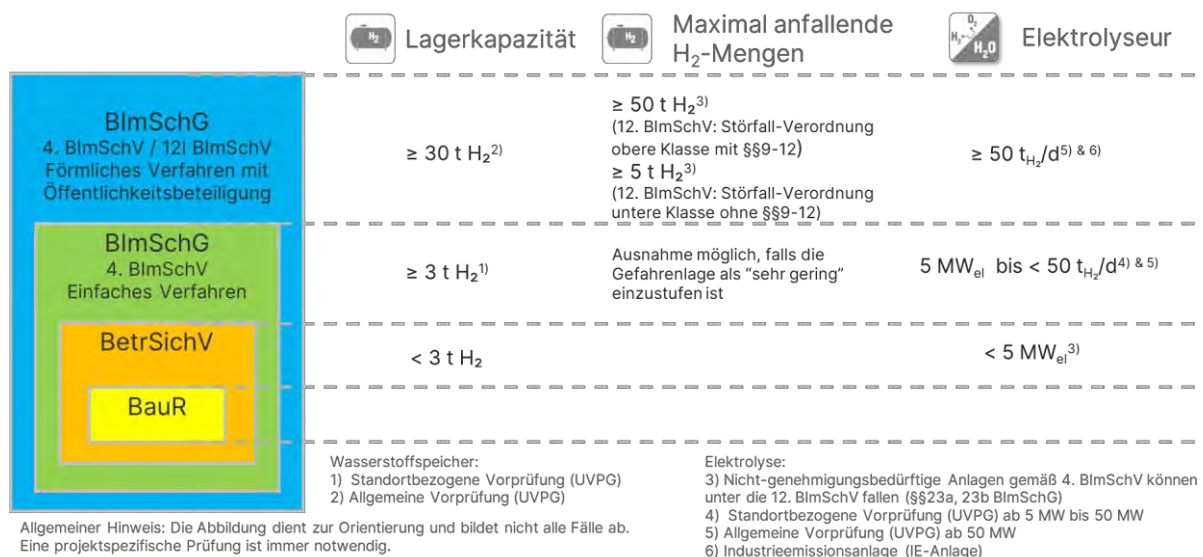


Abbildung 3.8: Genehmigungsrechtliche Vorgaben

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an 4. BImSchV und 12. BImSchV

Aufgrund der geplanten Anlagengröße von bis zu 70 MW elektrischer Nennleistung ist die Überschreitung der 5 t Wasserstoff-Grenze sowie der vorgesehenen Wasserstofflagermenge > 3 t absehbar. Es greift folglich die Störfallverordnung in der unteren Klasse. Eine Wasserstofftagesproduktion ≥ 50 t/d wird nicht überschritten. Aus diesem Grund liegt auch in der Endausbaustufe keine IE-Anlage vor. Die Standorte müssen gemäß den Anforderungen des BImSchG das umfangreiche Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchlaufen. Die Erfüllung der Störfallverordnung konzentriert die bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung mit ein. Da die Genehmigungsverfahren für Elektrolyseanlagen bisher im förmlichen Verfahren im Regierungsbezirk Freiburg (z. B. Grenzach-Whylen) durch das Regierungspräsidium Freiburg betreut wurden, bestehen dort bereits Erfahrungen zu wichtigen Rahmenbedingungen für die Genehmigungsfähigkeit. In einem Vorabstimmungstermin wurden beide Standorte in Singen (Htwl.) mit den projektspezifischen Rahmenbedingungen gemeinsam erörtert.

Da es sich um eine bundesimmissionsschutzrechtliche Anlage handelt, sollten die Gebiete möglichst als Industrie- oder Sondergebiet ausgewiesen werden. Im Gebiet Tiefenreute-Bühl besteht die Möglichkeit diese Anforderung in der aktuellen Bauleitplanung zu berücksichtigen. Beim Umschlagbahnhof liegt ein Gewerbegebiet vor, sodass ein vorhabensbezogener Bebauungsplan oder eine Änderung des Bebauungsplans empfohlen wird. Da die Aufstellung und der Beschluss eines solchen Plans ein bis zwei Jahre in Anspruch nehmen kann, sollte dieser Prozess frühzeitig eingeleitet werden. Mit Blick auf die Störfallverordnung werden Sicherheitsabstände zu benachbarten Schutzobjekten notwendig. Zur Ermittlung des angemessenen Sicherheitsabstands für Anlagen mit gasförmigem Wasserstoff hat die Kommission für Anlagensicherheit (KAS) am 14.11.24 einen neuen Leitfaden (KAS-63) beschlossen und veröffentlicht (vgl. KAS 2023). Ob ein Objekt oder Grundstück als Schutzobjekt eingestuft werden muss, ist abhängig von der Art. Schutzobjekte sind im § 3 Abs. 5d BImSchG definiert: *Benachbarte Schutzobjekte im Sinne dieses Gesetzes sind ausschließlich oder überwiegend dem Wohnen dienende Gebiete, öffentlich genutzte Gebäude und Gebiete, Freizeitgebiete, wichtige Verkehrswege und unter dem Gesichtspunkt des Naturschutzes besonders wertvolle oder besonders empfindliche Gebiete* (vgl. BImSchG).

In beiden Gebieten liegen keine nahegelegenen Wohngebiete oder öffentlich genutzte Gebäude und Gebiete im Umkreis von 300 m vor. Im Gebiet Tiefenreute-Bühl müssen der angrenzende Grünstreifen und das Waldstück näher betrachtet werden. Nach Auskunft der Stadt Singen (Hohentwiel) handelt es sich hierbei nicht um ein Naturschutzgebiet oder ein vergleichbares Schutzgebiet. Ebenso ist das Gebiet nicht als Freizeitgebiet einzustufen, da keine besonderen Freizeiträume für Spielplätze, Grillstellen o.ä. ausgewiesen werden. Das Gebiet dient maximal als Bewegungs- und Ausgleichsraum für einzelne Jogger oder Spaziergänger.

Auch im Hinblick auf die wichtigen Verkehrswege liegen keine Bedenken vor. Für die Georg-Fischer-Straße, die an das Gebiet Tiefenreute-Bühl angrenzt, ergab die Verkehrszählung, dass diese Straße nur ca. 22.000 Fahrzeuge pro Tag befahren. Die Straße ist jedoch ca. 160 m von der angedachten Grundstücksfläche entfernt. Falls der Abstand geringer ausfallen sollte, müsste eine Prüfung erfolgen, ob die Georg-Fischer-Straße als wichtiger Verkehrsweg im Sinne des BImSchG einzustufen ist. Mit diesem Abstand ist eine Beeinflussung der Straße als potenzielles Schutzobjekt unwahrscheinlich.

Beim Umschlagbahnhof liegen südlich und nördlich Zuggleise vor. Der südliche Teil muss nicht berücksichtigt werden, da es sich um eine Güterstrecke handelt. Im nördlichen Teil wurden in einer einfachen Untersuchung beidseitig rund 132 Züge gezählt. Nähere Informationen können bei einer Konkretisierung kostenpflichtig von der Deutschen Bahn eingeholt werden. Auf Basis der vorliegenden Informationen wird geprüft werden müssen, ob ein wichtiger Verkehrsweg im Sinne des BImSchG vorliegt. Grundsätzlich ausgeschlossen werden können nur Schienenwege mit weniger als 50 Personenzüge in 24h.

Zu guter Letzt muss ein besonderes Hauptaugenmerk auf den Röhrenspeicher an der Georg-Fischer-Straße gelegt werden. Die Umwidmung dieses Speichers zu einem Wasserstoffspeicher muss im Einzelfall geprüft werden, da angrenzend ein großes Gartencenter vorliegt, welches höchstwahrscheinlich als Schutzobjekt einzustufen ist. Mit einem Fassungsvermögen von etwa 15 bis 17 t Wasserstoff würde dieser Röhrenspeicher, wenn er der Wasserstofferzeugungsinfrastruktur zugeordnet wird, in jedem Fall die Anwendung der Störfallverordnung zur Folge haben.

Folgende Betreiberstrukturen wären denkbar:

1. Der Röhrenspeicher bleibt im Besitz des Netzbetreibers und fungiert als Energiespeicher. Hier gilt es zu prüfen, inwieweit dieser dann unter die Störfallverordnung fällt. Diese Thematik wurde bereits am zuständigen RP Freiburg angefragt. Eine finale Aussage konnte jedoch vor Redaktionsschluss nicht getroffen werden. Dahingehend muss auch die Zusammenarbeit von Netzbetreiber und Elektrolysebetreiber näher beleuchtet werden.
2. Der Röhrenspeicher geht in den Besitz des Elektrolysebetreibers über und wird dem Elektrolyse-Betreiber zugeschrieben. Das würde dazu führen, dass die Störfallverordnung bei der Umwidmung greifen würde und der benötigte Abstand zum Schutzobjekt höchstwahrscheinlich nicht eingehalten werden kann.

Für die weitere Projektbearbeitung wird empfohlen diese Thematik weiter aufzugreifen und näher zu untersuchen. Weiterhin muss die Genehmigung der erforderlichen Wasserstoffpipeline und die Einstufung der Zugstrecke beim Umschlagbahnhof als wichtiger Verkehrsweg geprüft werden. Bei diesen Punkten konnte zum Ende des Projekts keine finale Aussage mehr zur Genehmigungsfähigkeit getroffen werden. Hauptgrund ist hierfür die fehlende Dimensionierung und Druckstufe der Leitung. Es lässt sich festhalten, dass noch nicht alle Punkte final geklärt sind. Weiter verfolgt werden müssen jedoch die Entwicklungen im Gebiet Tiefenreute-Bühl, die genehmigungsrechtliche Einschätzung zur Umwidmung und Betrieb des Röhrenspeichers sowie die Genehmigungsfähigkeit einer Wasserstoffpipeline.

4 Infrastrukturplanung

Innerhalb dieses Kapitels wird erläutert, wie eine beispielhafte Komponentenaufstellung einer Wasserstoffinfrastruktur an den konkreten Standorten aussehen kann. Hierzu werden Anlagenlayouts dargestellt und erläutert. Des Weiteren wird eine erste Idee zur potenziellen Leitungsführung erörtert und das Konzept hinter der Abwärmenutzung aufgezeigt.

4.1 Anlagen- und Flächenlayouts

Für den ersten Entwurf einer Komponentenaufstellung wurden die zwei als besonders geeignet eingestuften Standorte hinzugezogen. Die Wasserstoffinfrastruktur besteht grundsätzlich aus folgenden Komponenten:

- Elektrolysestacks in Container- oder Nicht-Containerbauweise
- Anlagenperipherie (bspw. Kalilaugenbehälter bei einer alkalischen Elektrolyse)
- Transformatoren, Gleichrichter und Leistungselektronik
- Rückkühler zur Kühlung des Elektrolyseprozess
- Wasserstoffpufferspeicher
- Wasseraufbereitungsanlage
- Gasreinigung und -trocknung
- Verdichter
- Steuerung- und Verteilung über eine Leitungsführung
- Trailerabfüllstationen mit Explosionsschutz
- Wärmetauscher zur Wärmeauskopplung
- Betriebsgebäude (bei größeren Anlagen)

Angesichts der begrenzten Flächen sollte auf möglichst platzsparende Produkte gesetzt werden. Die Dimensionierung der Komponenten orientiert sich dabei an realen, marktverfügbaren Produkten.

Aufgrund des schrittweisen Aufbaus wird für das Anlagenlayout ein modularer Ansatz gewählt. Die Komponenten werden dabei möglichst platzsparend in einzelne Großsysteme gedacht. An beiden Standorten wurde das gleiche Konzept untergebracht. Die Elektrolyseanlagen besitzen eine Leistung zwischen 20 – 25 MW_{el}. Die zugehörige Elektrotechnik und Anlagenperipherie, wie Verdichter, Rückkühler, Steuerung und Verteilung sowie Pufferspeicher werden ebenfalls je Ausbauschritt zugebaut. Bezüglich der Trailerabfüllstationen erfolgt innerhalb der ersten Ausbaustufe ein Zubau von zwei Abfüllstationen. Innerhalb der zweiten Ausbaustufe folgen weitere vier Abfüllstationen. Ein weiterer Ausbau ist aus Platzgründen nicht möglich. Für die Wasseraufbereitungsanlage wurde ein zentraler Ansatz gewählt, da diese gut erweiterbar ist. In Abbildung 4.1 ist der Aufstelllayout vom Standort im Gebiet Tiefenreute-Bühl im Basis-Szenario dargestellt. Die Ausbaustufen sind ausgewiesen. In Abbildung 4.2 ist das Aufstelllayout vom Standort Umschlagsbahnhof ersichtlich.

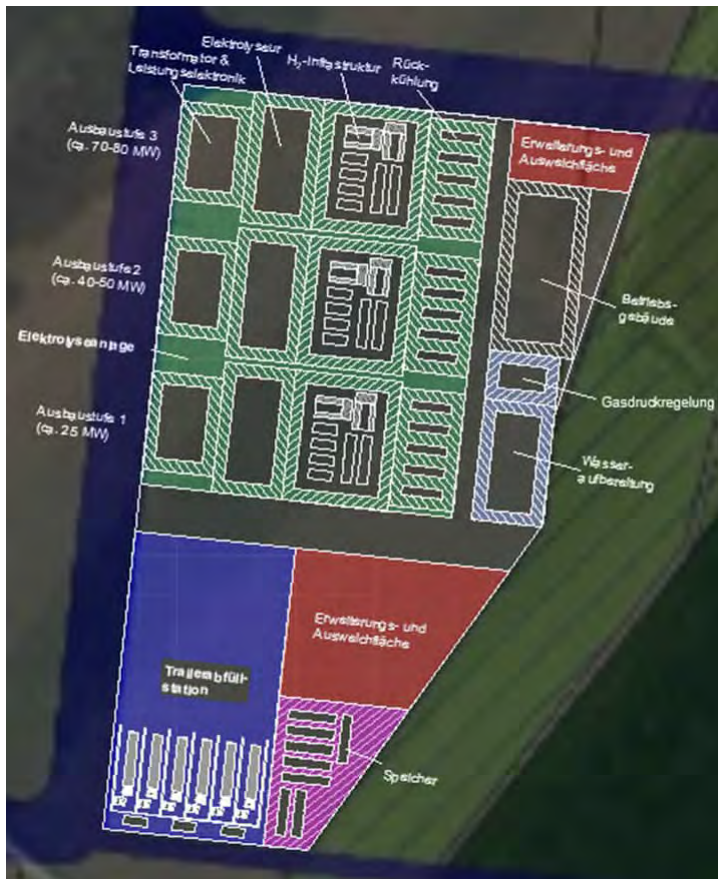


Abbildung 4.1: Aufstelllayout Tiefenreute-Bühl - Basis-Szenario

Quelle: Eigene Darstellung, Hintergrund: Stadt Singen (Htwl.) o.J.

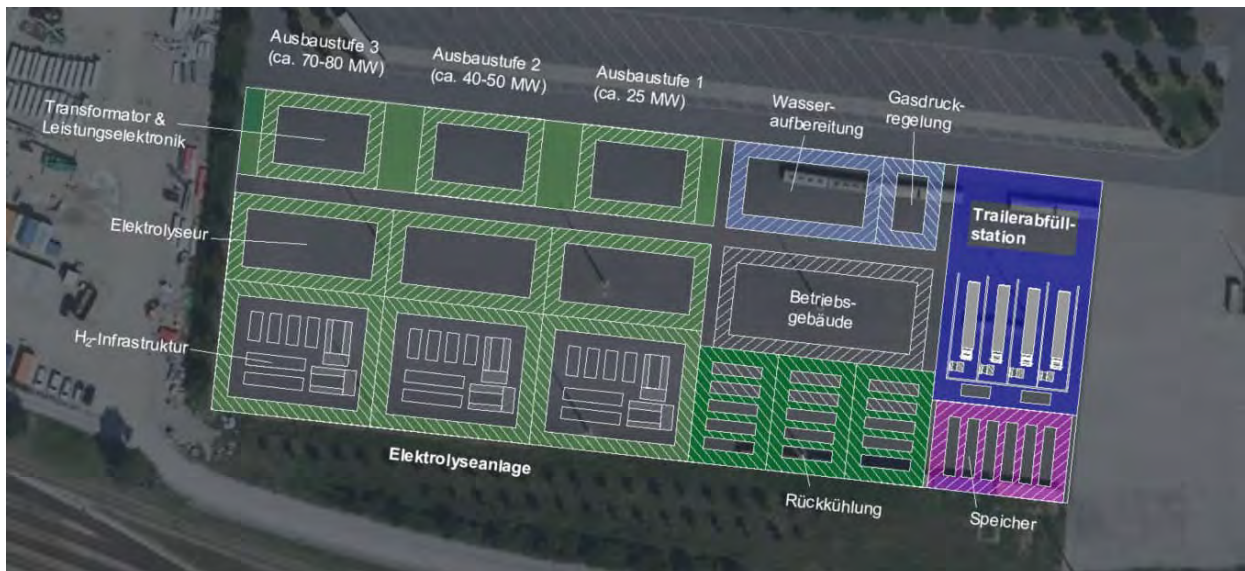


Abbildung 4.2: Aufstelllayout Umschlagsbahnhof - Basis-Szenario

Quelle: Eigene Darstellung, Hintergrund: LGL 2024

4.2 Leitungsplanung

Der erste Entwurf einer Leitungsführung von der Wasserstofferzeugung zu den betrachteten Unternehmen wurde mit dem zuständigen Netzbetreiber abgestimmt und erörtert. Insgesamt ist ein Neubau der Leitungen am Beispiel Tiefenreute-Bühl von ca. 3,4 km notwendig. Dabei werden zusätzlich bestehende Leitungen umgewidmet, die eine Back-Up-Funktion innehaben. Am Standort Umschlagsbahnhof könnte diese Länge tendenziell geringer ausfallen. In Rücksprache mit dem Netzbetreiber wird von einer Veröffentlichung des Leitungsverlaufs abgesehen. Innerhalb der Machbarkeitsstudie wurde keine Leitungsdimensionierung durchgeführt, welche eine Folgeuntersuchung erfordert.

4.3 Abwärmenutzung

Innerhalb des Elektrolyseprozesses entsteht bei der Aufspaltung von Wasser Wärmeenergie. Da der Elektrolyseprozess in bestimmten Betriebsbereichen ablaufen muss, muss diese entstehende Wärme gekühlt werden. Aus diesem Grund sind bei jeder Elektrolyseanlage Rückkühler vorgesehen, die die Elektrolyse auf Betriebstemperatur halten. Diese Wärmeenergie kann über einen Zwischenkreislauf mit einem Wärmeübertrager genutzt werden. Die nutzbare Abwärmemenge liegt gemäß den Annahmen der Machbarkeitsstudie bei ca. 15 % bis zu 25 % bezogen auf den eingesetzten Strom zur Wasserstoffherstellung.

Für die Verwertung ist zudem das Temperaturniveau der Abwärme relevant. Hierbei unterscheiden sich die Elektrolyse-Technologien. Eine alkalische Elektrolyse stellt ein nutzbares Temperaturniveau von ca. 60 Grad Celsius (°C) zur Verfügung. Bei einer Protonen-Austauschmembran-Elektrolyse liegt dieser Wert zwischen ca. 45 °C und 50 °C. Eine Anionen-Austauschmembran-Elektrolyse stellt ca. 40 – 45 °C bereit.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wird angenommen, dass die Abwärme über entsprechende Wärmeleitungen perspektivisch für die anteilige Versorgung von Wärmenetzen in Singen (Htwl.) genutzt werden soll. Dies kann entweder direkt erfolgen oder durch die Nutzung von Hochtemperatur-Wärmepumpen, die das Temperaturniveau der Abwärme auf das erforderliche Wärmenetz-Niveau anheben. Innerhalb der Wirtschaftlichkeitsberechnung wird angenommen, dass die Abwärme zu einem definierten Preis abgegeben und die weitere Verwendung ausgelagert wird.

Das angrenzende Industriegebiet Singen-Ost wird im kommunalen Wärmeplan als Wärmenetz-Eignungsgebiet mit ausreichendem Wärmebedarf ausgewiesen. Der Aufbau einer Wasserstofferzeugungsanlage sollte somit in der Wärmenetzplanung strategisch berücksichtigt werden. Immerhin beträgt die nutzbare Abwärmeenergie im Jahr 2030 im Basis-Szenario bis zu ca. 45 GWh_{th}/a und steigt bis 2035 auf ca. 83 GWh_{th}/a an. Die Abwärmemengen entsprechen einer bilanziellen Wärmedeckung von etwa 1 % bis 9 % des gesamten Wärmebedarfs von Singen (Htwl.) im Zeitraum 2028 bis 2040, basierend auf dem Referenzjahr 2019. Innerhalb der Betrachtung wird eine vollständige Abnahme der anfallenden Abwärme angenommen.

5 Potenzialanalyse

Als Voraussetzung für die Erzeugung von grünem Wasserstoff ist eine ausreichende Versorgung mit Strom aus regenerativen Quellen unerlässlich. Im Zuge des Projektes wurde das Erzeugungspotenzial auf der Gemarkung Singen (Htwl.) für verschiedene erneuerbare Stromerzeugungsanlagen ermittelt, um die Möglichkeiten der Stromversorgung für die Stadt sowie einer potenziellen Wasserstoffproduktion in Singen (Htwl.) aus lokalen und erneuerbaren Quellen einordnen zu können. Aufgrund des Projektumfangs beschränkt sich die Potenzialermittlung dabei auf die Gemarkung Singen (Htwl.), mit einem vertieften Blick auf die Photovoltaikpotenziale an den Gebäuden und Flächen innerhalb des Industriegebiets.

5.1 Datenerhebung

Ausgangspunkt der Potenzialanalyse stellt eine Analyse der bereits vorhandenen Potenzialstudien und Daten zur Stromerzeugung in Singen (Htwl.) dar, die im nächsten Schritt dann durch GIS-Datensätze und 3D-Modelle zur Simulation von Stromerträgen, Begehungen der Unternehmen zur Einschätzung der baulichen Umsetzbarkeit von Stromerzeugungsanlagen und der Datenabfrage bei Firmen und Netzbetreiber ergänzt wurden.

5.1.1 Vorhandene Potenzialstudien

Im Rahmen des Klimaschutzkonzeptes 2022 - Fortschreibung des integrierten Klimaschutzkonzeptes von 2013 wurde für die Stadt Singen (Htwl.) bereits eine Potenzialstudie zu erneuerbarer Stromerzeugung erstellt, ebenso im Fachgutachten Kommunale Wärmeplanung Stadt Singen (Htwl.) (vgl. Stadt Singen (Htwl.) 2022, endura kommunal 2023). Diese sind dabei aufgrund der ausschließlichen Angabe von Jahressummen nur bedingt aussagekräftig, da insbesondere der hohe Photovoltaik-Anteil jahreszeitlich sehr große Schwankungen erwarten lässt und damit die Beurteilung der Eignung für die Stromversorgung von Stadt und möglichem Elektrolyseur nur sehr bedingt möglich ist.

Daneben bietet die Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg mit dem Energieatlas ein umfangreiches Onlinetool an, das verschiedene Aspekte der regenerativen Stromerzeugung abdeckt und die Daten dabei vollumfänglich der Öffentlichkeit zur Verfügung stellt. Nachteilig für eine direkte Einordnung der Potenziale stellt auch hier die Angabe von Ertragspotenzialen als Jahressummen, bei Dach-PV, oder als Flächenangaben in Hektar, bei Freiflächen-PV, dar. Darüber hinaus sind die Ertragspotenziale und zugrundeliegende Laserscandaten auch nicht mehr aktuell (2018 beziehungsweise 2005). Aufgrund der hohen Qualität der Rohdaten und der Karten der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW) wurden diese dennoch in Teilen der Berechnung des Stromertragspotenzials (siehe Kapitel 5.2) als Ausgangsbasis verwendet und die genannten Punkte durch entsprechende Korrekturfaktoren ausgeglichen.

5.1.2 GIS-basierte Erfassung geeigneter Flächen

Ausgangspunkt für die Berechnung des Stromertragspotenzials stellt die Ermittlung der dafür geeigneten Flächen auf der Gemarkung Singen (Htwl.) dar. Hierfür wurden die Karten zu Windhöufigkeit und -potenzialflächen, PV-Freiflächenpotenzial auf EEG-förderfähigen Flächen und dem PV-Potenzial auf Dachflächen des Umweltinformationssystem (UIS) der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW) mit den GIS-Karten der Vorrangflächen für Windkraft und PV-Freiflächen des Regionalverbands Hochrhein-Bodensee (RVHB) sowie eigenen Kartendarstellungen ergänzt und entsprechend ausgewertet. Die sich durch Überlagerung der Karten und Sortierung nach Eignung ergebenden Flächen dienten dann als Basis für die Berechnungen und Simulationen in den darauffolgenden Schritten.

5.1.3 Vor-Ort-Erfassung der baulichen Umsetzbarkeit

Im Rahmen der Vor-Ort-Termine bei den ausgewählten Unternehmen in Singen (Htwl.) (siehe Kapitel 2.1) fanden auch Gespräche und Besichtigungen zur Nutzbarkeit der Dachflächen und Fassaden für Photovoltaik statt. Bei diesen Gesprächen wurden die Möglichkeiten und vorhandenen Hemmnisse des PV-Ausbaus auf den firmeneigenen Gebäuden evaluiert und bereits vorhandene Planungen der Firmen zum PV-Ausbau abgefragt.

Dabei stellte sich vor allem die Nutzung von Bestandsgebäuden als schwierig heraus, was sich sowohl auf die statische Belastungsgrenze von Dachflächen, wie auch auf zuerst notwendige Sanierungen an den Gebäuden zurückführen lässt. Ein weiteres Hindernis stellt die Belegung der Dächer mit Gebäudetechnik wie Lüftungsanlagen dar, die die Ausweisung von unverschatteten und zusammenhängenden Flächen deutlich erschweren. Zu Fassaden-PV gab es vereinzelt bereits Überlegungen bei den Firmen, die allerdings aufgrund der Verschattung innerhalb der meist dicht bebauten Werksgelände bislang nicht weiterverfolgt wurden.

Aufgrund der PV-Pflicht-Verordnung in Baden-Württemberg sind bei grundlegenden Sanierungen oder dem Neubau von Gebäuden zwangsläufig Photovoltaikanlagen vorzusehen und dementsprechend wurden auch schon Anlagen auf den Dachflächen der besuchten Unternehmen in Singen (Htwl.) umgesetzt, wobei die Firmen hier entweder PV-Anlagen zum Eigenverbrauch selbst betreiben oder diese mittels Contracting durch externe Firmen bauen und betreiben lassen.

So lässt sich zwar ein hohes theoretisches Potenzial für Photovoltaikanlagen auf den großen Industriebetrieben in Singen (Htwl.) ausmachen, allerdings ist die Erschließung dieser PV-Potenziale aufgrund der genannten Hindernisse nur sehr bedingt möglich.

5.1.4 Erfassung der Stromverbräuche in Singen (Htwl.)

Um eine Einordnung der Erzeugungspotenziale vornehmen zu können, wurden die Stromverbrauchsdaten der letzten Jahre beim örtlichen Stromnetzbetreiber abgefragt und durch Stromverbräuche der großen Unternehmen ergänzt, die im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung und den Vor-Ort-Gesprächen zur Wasserstoffbedarfsabfrage (siehe Kapitel 2.1) erhoben wurden. Durch die viertelstündliche Erfassung der großen Stromverbräuche für Industrie und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistung) durch den Netzbetreiber ergibt sich ein sehr genaues Bild der Verbrauchsseite, das vor allem durch einen überdurchschnittlich hohen Stromverbrauch in der Industrie gekennzeichnet wird. Für die Privathaushalte erfolgt eine jährliche Ablesung und die Berücksichtigung von Standardlastprofilen.

In Summe wurden 2023 in Singen (Htwl.) ca. 520 GWh Strom verbraucht, wovon etwa 75 % der Industrie zuzurechnen sind. Das verbleibende Viertel des Stromverbrauchs teilt sich zwischen GHD, mit 70 GWh, und Privathaushalten, mit 50 GWh im Jahr 2023, auf. Damit lag 2023 der Stromverbrauch pro Kopf in Singen (Htwl.) bei etwa 10.500 kWh und somit 75 % über dem deutschen Durchschnitt im selben Jahr (vgl. BDEW 2024).

5.2 Berechnung des Ertragspotenzials

Zur Berechnung des Stromerzeugungspotenzials wurden potenzielle Erträge auf den bereits erhobenen Flächen (siehe Kapitel 5.1.2) mittels verschiedener Kennwerte und Simulationen mit stundengenauen Ertragspotenzialen ermittelt. Hierfür diente ein typisches meteorologisches Jahr in Singen (Htwl.) als Basis, dass die durchschnittlichen Wetterdaten und solaren Einstrahlungswerte der letzten fünfzehn Jahre durch die Zusammensetzung der Daten von kürzeren Zeiträumen wie Wochen oder Monaten innerhalb des Betrachtungszeitraums zu einem beispielhaften Jahr vereint.

5.2.1 Biomasse

Gemäß Klimaschutzkonzept 2022 - Fortschreibung des integrierten Klimaschutzkonzeptes von 2013 der Stadt Singen (Htwl.) wurden 2019 etwa 33,1 GWh/a Strom durch Biomasse erzeugt. Dabei handelt es sich überwiegend um Biomasse aus Energie-pflanzen sowie aus Haushaltskompost. Vor dem Hintergrund der veränderten Förderkulisse des EEG in Bezug auf Biogasanlagen und einen über dem Bundesdurchschnitt liegenden Anteil von Energiepflanzen am landwirtschaftlichen Anbau in Singen (Htwl.) ist das Potenzial für einen weiteren Ausbau der Biomasse in Singen (Htwl.) als unwahrscheinlich einzustufen (vgl. TH Ingolstadt 2024 und Statistisches Landesamt BW 2021). Aufgrund dessen wird der Wert von 33 GWh/a als Erzeugungspotenzial angenommen.

5.2.2 Wasserkraft

Durch die Lage Singens (Htwl.) an der Radolfzeller Aach, einem Nebenfluss des Rheins, der bei Radolfzell in den Bodensee mündet, verfügt die Stadt über vier kleinere Wasserkraftwerke, die sich auf die Kernstadt sowie die Ortsteile Bohlingen und Beuren an der Aach verteilen (vgl. Anhang 5.1). So wurden im Jahr 2019 2,2 GWh pro Jahr durch diese vier Ausleitungskraftwerke in Singen (Htwl.) erzeugt. Gemäß Energieatlas der Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg ist das Ausbaupotenzial an allen vier Kraftwerken als grenzwertig einzustufen, während Kraftwerksneubauten aufgrund der begrenzten Fließgeschwindigkeit und Wassermenge der Radolfzeller Aach auch nicht zu erwarten sind, zumal auch hier nur Ausleitungskraftwerke mit Erträgen kleiner 1 GWh/a überhaupt in Frage kommen würden. Daher wird das Erzeugungspotenzial der Wasserkraft in Singen (Htwl.) als ausgeschöpft angenommen und mit 2 GWh/a festgelegt.

5.2.3 Windenergie

Auf der Gemarkung Singen (Htwl.) befinden sich momentan noch keine Windkraftanlagen und aufgrund der, aus der topografischen Lage resultierenden, geringen Windhöffigkeit, sind nahezu keine Flächen als wirtschaftlich tragbare Standorte für Windenergie geeignet. Eine Ausnahme bilden zwei Standorte mit insgesamt ca. 1,5 Hektar Fläche an der südlichen Gemarkungsgrenze auf dem Schiener Berg, wobei nur der östliche Standort auch in der voraussichtlichen Vorrangfläche Windenergie des RHVB liegt und somit als prinzipiell geeignet eingestuft wird (vgl. Anhang 5.2). Aufgrund der einzuhaltenden Abstände zwischen den Anlagen (etwa das Drei- bis Fünffache des Rotordurchmessers bei Anlagen in topografisch anspruchsvolleren Gebieten) bleibt am Standort nur Platz für eine Windkraftanlage (vgl. Umweltbundesamt 2023, S.43f.).

Das Ertragspotenzial für diesen Standort wurde anhand einer Beispielanlage (Enercon E-141 EP4, einer Schwachwindanlage mit 4,2 MWel) und den Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes für ein typisches meteorologisches Jahr errechnet. Der Hellmann-Koeffizient zur Berechnung der Windgeschwindigkeit auf Anlagenhöhe wurde dem Windatlas der LUBW mit 0,21 entnommen (vgl. Windatlas LUBW). Nach Simulation der Anlage mittels der Anwendung nPro ergibt sich ein theoretisches Ertragspotenzial von 10 GWh/a für Windkraft in Singen (Htwl.).

5.2.4 Photovoltaik-Freiflächen

Bei der Ermittlung des Ertragspotenzials der Freiflächen-Photovoltaik wurden sowohl PV-Anlagen auf Grünland wie auch über Ackerland (Agri-PV) und Photovoltaik auf Seitenstreifen und Konversionsflächen berücksichtigt. Als Datengrundlage dienen hierfür die Karten zu PV-Freiflächenpotenzial der LUBW, die die nach EEG 2023 als förderfähig ausgewiesenen Freiflächen anhand mehrerer Restriktionskriterien nach gut geeignet und bedingt geeignet klassifiziert (vgl. Anhang 5.3) und die resultierenden Flächen in Hektar angibt (Tabelle 5.1) (vgl. Kriterienkatalog LUBW). Weitergehend wurden nur die als gut geeignet klassifizierten Flächen ausgewählt und nach Ackerland (540,8 Hektar), Seitenstreifen (67,5 ha) und Grünland (75,2 ha) sortiert, sodass sich die daraus ergebenden Flächensummen mit den landwirtschaftlichen Nutzungen in Singen (Htwl.) gemäß dem Statistischen Landesamt BW abgleichen ließen, um genauere Flächenkennwerte für Agri-PV-Anwendungen ableiten zu können. Hierfür wurden Durchschnittswerte zu Leistungsdichte pro Hektar und typische Ausrichtungen bereits bestehender Anlagen ermittelt und auf die landwirtschaftlichen Nutzungen in Singen (Htwl.) angepasst.

Tabelle 5.1: Potenzialflächen Freiflächen-PV nach Eignung

Flächenart	gut geeignet	bedingt geeignet	Gesamtfläche
Grünland	75,2 ha	275,8 ha	351,0 ha
Ackerland	540,8 ha	401,6 ha	942,4 ha
Seitenstreifen	67,5 ha	40,4 ha	107,9 ha
Summe	683,5 ha	717,8 ha	1.401,3 ha

Quelle: Anhang 5.3 und Kriterienkatalog LUBW

Anschließend wurden für die verschiedenen Leistungsdichten und Orientierungen jeweils Ertragssimulationen für ein typisches meteorologisches Jahr in Singen (Htwl.) mittels der Software ClimateStudio durchgeführt und gemäß den jeweiligen Anteilen an der Gesamtfläche des Freiflächenpotenzials aufsummiert. Diese Ergebnisse wurden dann noch mit heute marktüblichen Werten für Wechselrichtereffizienz und einer Annahme für das Performance Ratio der Anlagen multipliziert, sodass sich das Ertragspotenzial als Einspeisemenge in das Stromnetz abbildet. Danach ergibt sich ein Stromertragspotenzial für Freiflächen-Photovoltaik von rund 349 GWh/a unter der Annahme, dass die bisherigen Ackerflächen mit Agri-PV und die landwirtschaftlichen Dauergrünlandflächen mit herkömmlicher Freiflächen-PV belegt wird.

5.2.5 Photovoltaik-Parkplätze

Um den Anforderungen des Klimaschutzgesetzes BW und der Photovoltaik-Pflicht-Verordnung zu entsprechen, müssen neue Parkplätze mit über 35 Stellplätzen in Baden-Württemberg auf mindestens 60 Prozent der Stellplatzfläche mit Photovoltaik ausgestattet sein. Anhand dieser Vorgaben wurden alle in Frage kommenden Parkplätze in der Gemarkung Singen (Htwl.) mittels Luftbilder identifiziert und nach der Verschattung durch Vegetation und angrenzende Gebäude in die Kategorien gut geeignet und bedingt geeignet sortiert (vgl. Anhang 5.4). Dabei wurden nur die gut geeigneten Parkplätze (ca. 18,5 ha) einer weitergehenden Untersuchung unterzogen.

Um eine Annahme zur aktiven PV-Fläche treffen zu können, wurde der Stellplatzanteil an den Parkplatzflächen und der Überdachungsanteil an den resultierenden Stellplatzflächen errechnet. Um eine Ertragssimulation für die PV-Überdachungen durchführen zu können, wurde eine typische Überdachung mit leichtem Überstand in die Fahrstraßen gewählt und für drei verschiedene Orientierungen mittels ClimateStudio und einem typischen meteorologischen Jahr errechnet. Dabei ergibt sich ein Ertragspotenzial für PV-Parkplatzüberdachungen von etwa 19 GWh pro Jahr.

5.2.6 Photovoltaik-Dachflächen

Bei der Ertragspotenzialerhebung für Photovoltaik auf Dächern wurden die sehr ausführlich errechneten Daten des Energieatlas BW zum Solar-Potenzial auf Dachflächen (vgl. Anhang 5.5) als Ausgangspunkt für eine stundengenaue Berechnung und Korrektur der Jahressummen mittels verschiedener Faktoren herangezogen (vgl. Energieatlas LUBW). Die Daten des Energieatlas basieren auf einer Einstrahlungssimulation, bei der ein Digitales Oberflächenmodell (DOM) mit den Hausumrissen des amtlichen, digitalen Liegenschaftskatasters kombiniert wird, um Dachflächen zuordnen zu können, während sich Verschattungseffekte durch Vegetation oder Dachaufbauten anhand des DOM erfassen lassen. Da die von der LUBW angegebenen Erträge nur als Jahressummen vorliegen und die Datenbasis teilweise veraltet ist, wurden diese Erträge durch eigene Berechnungen ergänzt.

Um wetterbedingte Schwankungen im PV-Ertrag abbilden zu können, wurden die GIS-Daten der LUBW nach Dachneigung und Orientierung gefiltert, die jeweiligen Erträge anhand desselben Einstrahlungsmodells (PVGIS-SARAH2) für die verschiedenen Neigungen und Ausrichtungen simuliert und dann gemäß dem jeweiligen, zuvor ermittelten, Anteil am Gesamtertrag der LUBW-Erhebung verrechnet. Diese Summen wurden dann mit Faktoren für Wechselrichtereffizienz, Performance Ratio und den Neubauten, die nach Erstellung des zugrundeliegenden Digitalen Oberflächenmodells errichtet wurden, multipliziert. So bildet die Summe von 295 GWh/a ein mit heutigen Anlagen erzielbares, technisches Potenzial für Dachflächen-PV in Singen (Htwl.) ab.

5.2.7 Photovoltaik-Fassaden

Zur Ermittlung des Ertragspotenzial von Photovoltaik an Fassaden in Singen (Htwl.) wurden die geeigneten Flächen anhand eines 3D-Modells der Stadt nach acht Orientierungen getrennt ermittelt und durch die, im Forschungsprojekt Standard-BIPV durch das Fraunhofer ISE und das Leibniz IÖR ermittelten, Minderungsfaktoren für Tür- und Fensteröffnungen, eingeschossige Gebäude, Verschattung, Belegungsdichte sowie zu kleine Fassadenflächen nochmals eingeschränkt (vgl. Eggers et al. 2020, S.844ff.). Die verbleibenden Flächen wurden weiter nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten (Einstrahlung größer 70 Prozent der durchschnittlichen örtlichen Einstrahlung) gefiltert und im Anschluss die Stromertragspotenziale mittels ClimateStudio und einem TMY (PVGIS-SARAH2) errechnet. Das dabei theoretisch mögliche PV-Ertragspotenzial an Fassaden ist mit 294 GWh/a vergleichbar mit dem PV-Potenzial auf Dachflächen.

5.3 Ergebnisse der Potenzialanalyse

Die vorliegenden Berechnungen der Ertragspotenziale und die abgefragten Stromverbräuche dienen als Basis für eine Einschätzung der Möglichkeiten in Hinblick auf eine zunehmende Umstellung der Primärenergienutzung auf Strom und geben auch Aufschluss auf die Frage, ob ein Elektrolyseur, wie er in zwei Szenarien in diesem Projekt aufgezeigt wird, auch mit in Singen (Htwl.) erzeugtem Strom betrieben werden könnte.

5.3.1 Übersicht der Stromertragspotenziale in Singen (Htwl.)

Nach eingehender Erhebung der Stromertragspotenziale lässt sich in Singen (Htwl.) vor allem ein hohes Potenzial im Bereich der Photovoltaik, sowohl an Gebäuden wie auch auf Freiflächen feststellen (Abbildung 5.1). So machen die verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten der Photovoltaik mit insgesamt knapp 960 GWh/a über 90 Prozent des regenerativen Stromerzeugungspotenzials in Singen (Htwl.) aus.

Die ermittelten Werte bilden dabei ein technisches Potenzial ab, das nur bedingt wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt. So wurden bei den verschiedenen Photovoltaikpotenzialen zwar nur Flächen, die eine ausreichende Einstrahlungsintensität aufweisen berücksichtigt, allerdings ist die wirtschaftliche Erschließung beispielsweise von Dachflächen nur im Einzelfall abschätzbar, da die mit PV eventuell verbundenen Kosten wie Dachertüchtigungen oder Netzanschlüsse in einer derartigen Potenzialstudie aufgrund der individuellen Begebenheiten nicht bezifferbar sind. Auch ist festzuhalten, dass die genannten Potenziale anhand des heutigen technischen Stands und den Wetterdaten der letzten fünfzehn Jahren ermittelt wurden, sodass mögliche Effizienzsteigerung und technische Fortschritte diese Ertragspotenziale in der Zukunft noch erhöhen könnten.

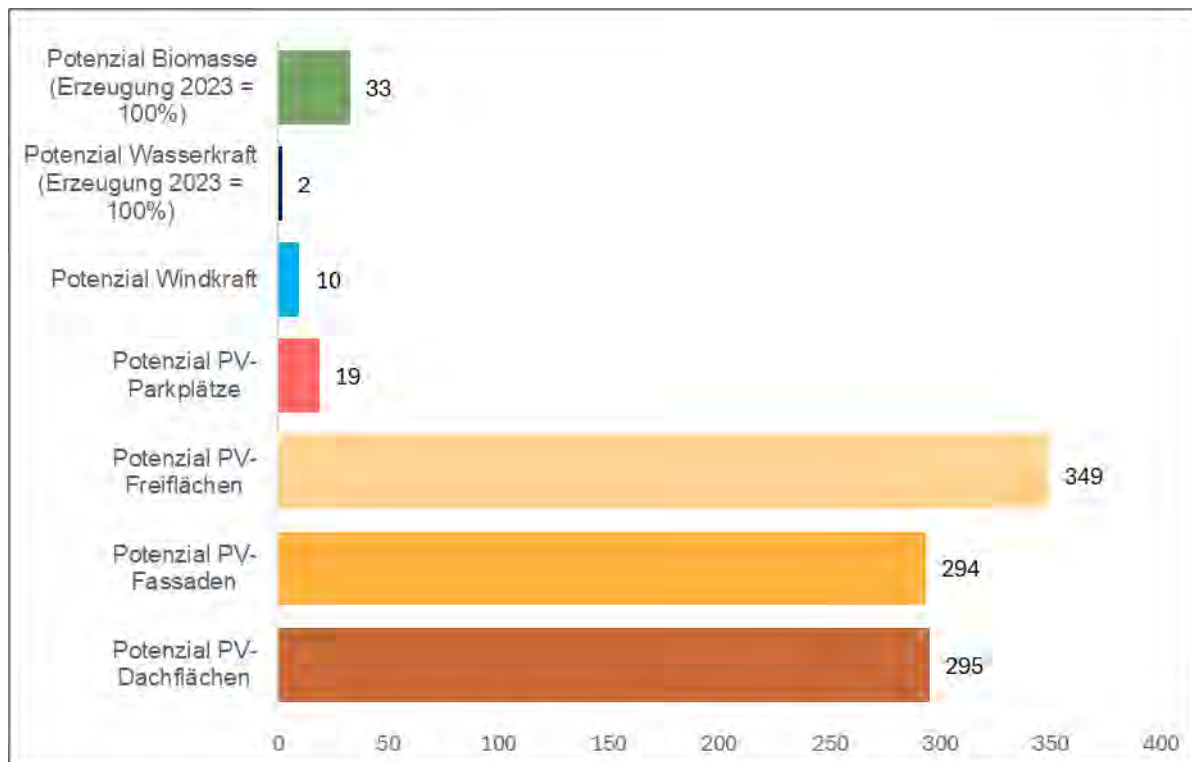


Abbildung 5.1: Übersicht Stromertragspotenziale (in GWh/a)

Quelle: Eigene Berechnung

5.3.2 Entwicklung von Ausbauszenarien

Während die bisher genannten Ertragspotenziale einen Best-Case unter Ausnutzung des gesamten technischen Potenzials abbilden, wurden ergänzend noch zwei Ausbauszenarien (Tabelle 5.2) erarbeitet, die eine niedrigere Einschätzung der zukünftigen Stromerträge in Singen (Htvl.) beinhalten. Neben den gesetzlichen und politischen Zielen zum Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland und Baden-Württemberg wurden auch die bei den Vor-Ort-Besuchen erhobenen Daten zur baulichen Umsetzbarkeit (vergleiche Kapitel 5.1.3) mit in die Entwicklung der Szenarien einbezogen.

Tabelle 5.2: Ausbauszenarien (100 % = Stromertragspotenzial)

	Best-Case	Moderat	Optimistisch
Biomasse	100%	75%	100%
Wasserkraft	100%	100%	100%
Windkraft	100%	0%	100%
PV-Parkplätze	100%	10%	20%
PV-Freiflächen	100%	5%	30%
PV-Fassaden	100%	5%	10%
PV-Dachflächen	100%	22%	50%

Quelle: Eigene Berechnung

Hierbei ergeben sich die beiden Ausbaupfade Moderat und Optimistisch, wobei der erste Pfad die regulatorischen Ausbauziele auf Singen (Htwl.) überträgt, während das zweite Szenario eine deutlich höhere Nutzung der Potenziale in Singen (Htwl.) überprüft. In beiden Ausbauszenarien macht Photovoltaik auf Dächern mit 65 beziehungsweise 148 GWh/a den größten Anteil aus, während PV-Fassaden mit 15 respektive 29 GWh/a ihr Potenzial nur in geringem Umfang ausschöpfen werden (Abbildung 5.2). Windkraft spielt im moderaten Szenario keine Rolle. Aufgrund von besser geeigneten Flächen auf der südlich angrenzenden Gemeinde Öhningen ist davon auszugehen, dass der auf der Gemarkung Singen (Htwl.) liegende Standort nur im optimistischen Szenario mit Windkraftanlagen bebaut wird.

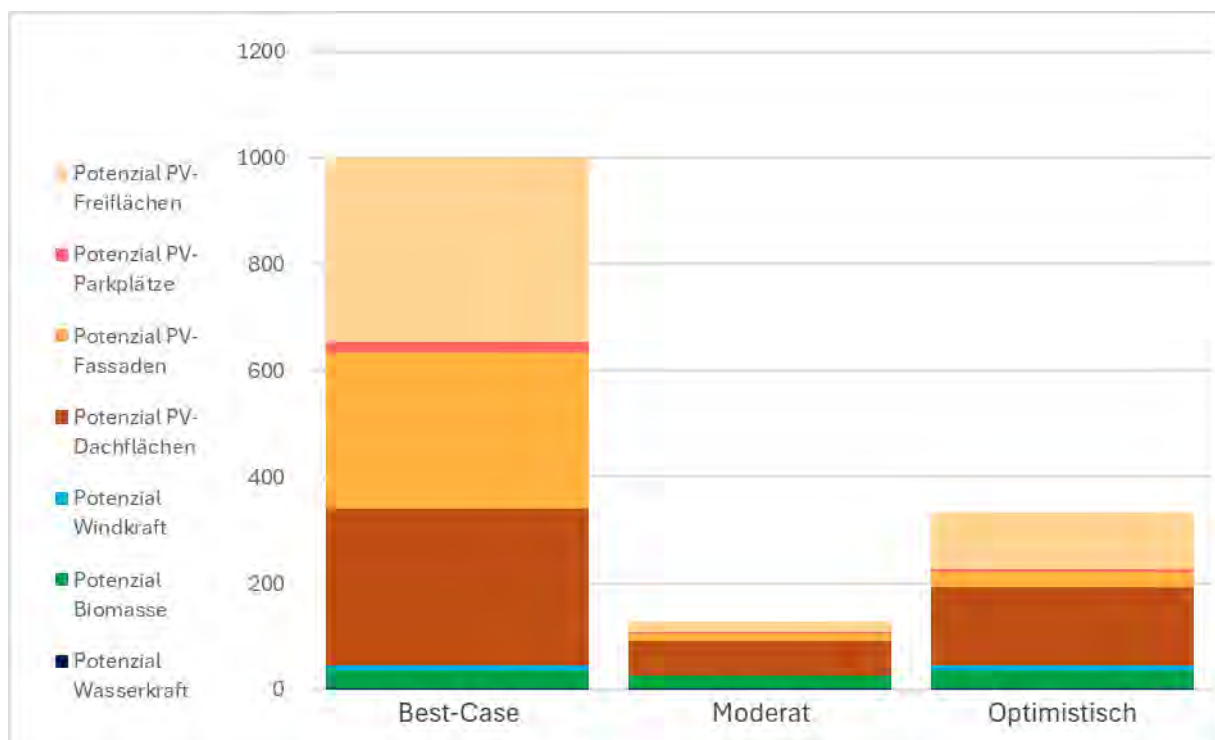


Abbildung 5.2: Übersicht Ausbauszenarien - Stromertragspotenziale (in GWh/a)

Quelle: Eigene Berechnung

5.3.3 Gegenüberstellung Ertragspotenziale und Stromverbräuche

Nach Erfassung aller Potenziale und Entwicklung der Ausbauszenarien wurden die Ergebnisse in Bezug zum heutigen Stromverbrauch gesetzt und mit einer Annahme für einen Stromverbrauch für 2040 verglichen. Dieser angenommene Verbrauch orientiert sich am Referenzszenario der Studie *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Update Klimaneutralität 2045 des Fraunhofer Instituts für solare Energiesysteme* und nimmt dabei eine hohe Elektrifizierung des Gebäudesektors, der Mobilität und der Industrie an (vgl. Fraunhofer ISE 2021, S.22). Die Daten des Stromverbrauchs 2023 stammen vom örtlichen Netzbetreiber sowie von den Unternehmen direkt, insofern diese nicht durch den abgefragten Netzbetreiber erfasst wurden. Für 2023 ergibt sich so ein Stromverbrauch von circa 520 GWh, der sich im Jahresverlauf nahezu konstant, mit leichten Mehrverbräuchen in den Wintermonaten, abzeichnet (Abbildung 5.3)

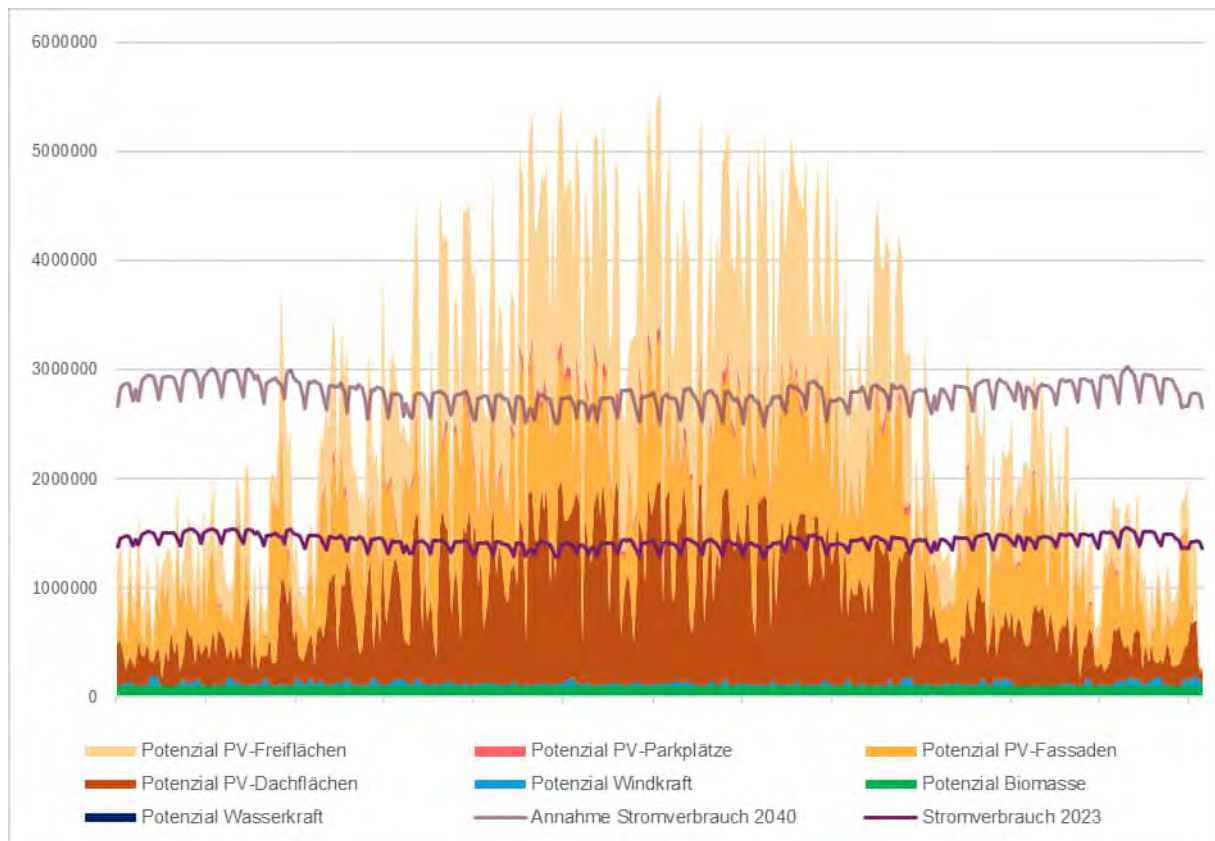


Abbildung 5.3: Tagesgenaue Ertragspotenziale Best-Case und Stromverbräuche ohne Elektrolyse

Quelle: Eigene Berechnung

Durch den hohen PV-Anteil an den Erzeugungspotenzialen zeichnet sich in den Sommermonaten ein Ertragspotenzial ab, das im Best-Case-Szenario sogar den angenommenen Stromverbrauch für 2040 übersteigt, während im Winterhalbjahr das Potenzial nur etwa dem heutigen Stromverbrauch in Singen (Htvl.) entspricht (Abbildung 5.3). In den Szenarien Moderat und Optimistisch sind, mit Ausnahme einzelner Lastspitzen im Sommer, keine signifikanten Stromüberschüsse zu erwarten. In beiden Szenarien ist eine jahresbilanzielle Deckung des Stromverbrauchs 2023 nicht abbildbar, wobei das Ausbauszenario Optimistisch zumindest für die Sommermonate Erträge aufzeigt, die dem letztjährigen Stromverbrauch für diese Monate nahe kommt (Abbildung 5.4).

Während die Annahme für einen Stromverbrauch 2040 der Fraunhofer-Studie ohne eine nennenswerte lokale Elektrolyse auskommt, wurden im Sinne des regionalen Wasserstoffkonzepts auch die ermittelten Stromverbräuche für eine Wasserstoffproduktion in Singen (Htvl.) den beiden Erzeugungsszenarien gegenübergestellt. Hierfür wurde der Verbrauch der Elektrolyse im Jahr 2040 aus dem Wasserstoffszenario Basis gewählt, da dies den Endausbau der konzipierten Wasserstofferzeugung in Singen (Htvl.) abbildet. Mit einem zusätzlichen Stromverbrauch von ca. 470 GWh/a stellt sich ein Gesamtstromverbrauch in Singen (Htvl.) von über 1,2 TWh/a ein, der das Erzeugungspotenzial auch bilanziell übersteigt. In den Zubauszenarien Moderat und Optimistisch bilden sich die bereits in der Annahme ohne eigene Elektrolyse sichtbaren Differenzen zwischen Verbrauch und Erzeugungspotenzial nochmals stärker ab (Abbildung 5.5), dabei sind hier keine vereinzelten Stromüberschüsse mehr zu erwarten.

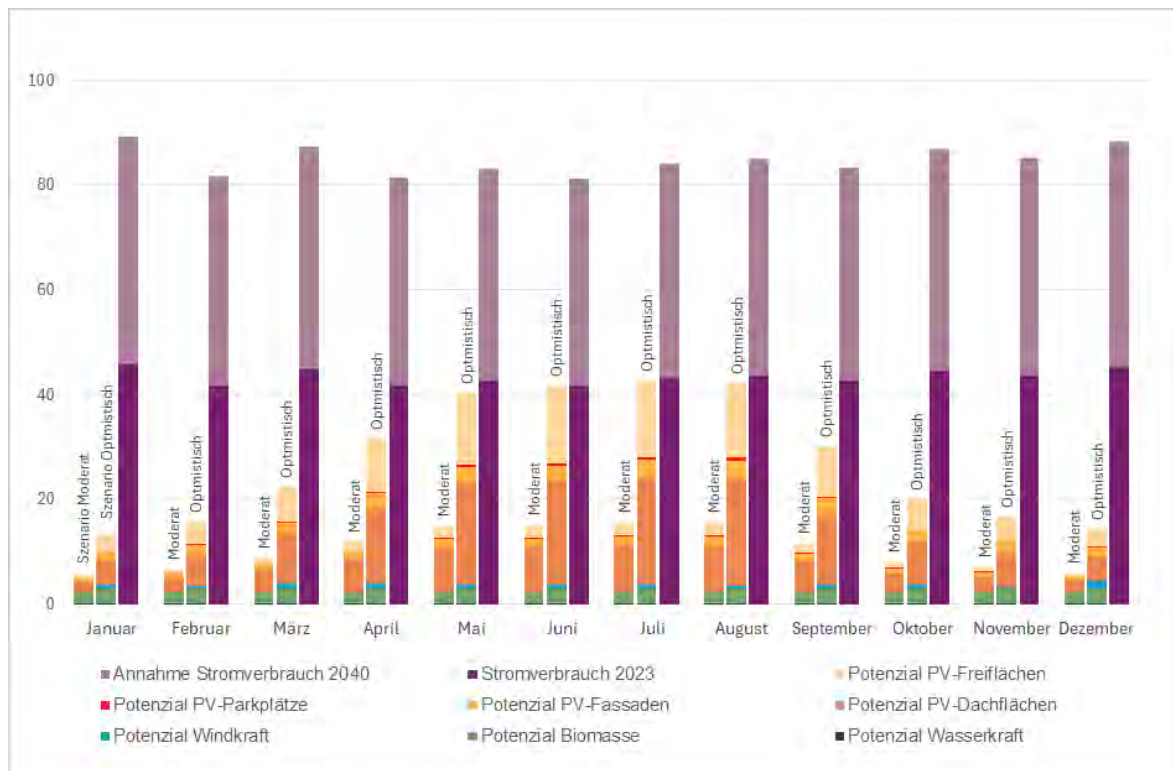


Abbildung 5.4: Monatliche Ertragspotenziale Szenario Moderat und Szenario Optimistisch sowie Stromverbräuche ohne Elektrolyse (in GWh)

Quelle: Eigene Berechnung

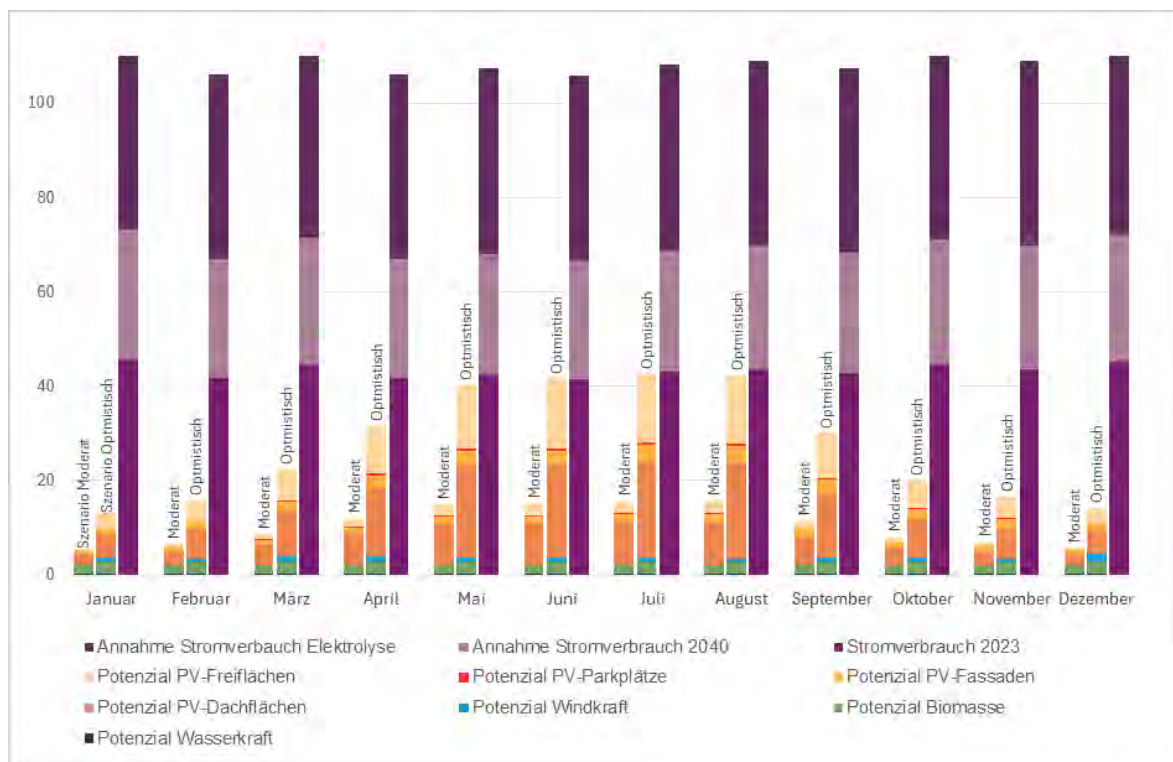


Abbildung 5.5: Monatliche Ertragspotenziale Szenario Moderat und Szenario Optimistisch sowie Stromverbräuche inkl. Elektrolyse Basis-Szenario (in GWh)

Quelle: Eigene Berechnung

5.3.4 Zusammenfassung Potenzialanalyse

Singen (Htvl.) verfügt mit einem regenerativen Stromerzeugungspotenzial von knapp unter einer Terrawattstunde pro Jahr über die theoretische Möglichkeit, einen relevanten Teil des heutigen lokalen Stromverbrauchs zu decken. Auch eine bilanzielle Deckung eines angenommenen Stromverbrauchs für 2040 ist auf dem Papier möglich, allerdings wird im Hinblick auf die beiden Ausbauszenarien und den Verbrauch eines möglichen Elektrolyseurs zur lokalen Erzeugung von Wasserstoff aber vor allem die Betrachtung der Erzeugungspotenziale über die Gemarkungsgrenze hinweg wichtig. Auch wenn auf den Flächen der Gemarkung Singen (Htvl.) eine jahresbilanzielle Selbstversorgung mit Strom möglich sein sollte, ist aufgrund der hohen Fluktuation und jahreszeitlichen Schwankungen des Photovoltaikanteils am Gesamtpotenzial, sowie den teils sehr hohen Spitzenlasten im Stromverbrauch durch die großen Industriebetriebe weiterhin ein signifikanter Netzbezug in Singen (Htvl.) zu erwarten. Daneben wird der Stromverbrauch für die lokale Elektrolyse von grünem Wasserstoff nicht allein vor-Ort zu decken sein. Hier wird aufgrund des delegierten Rechtsakts zur Definition von grünem Wasserstoff der Renewable Energy Directive (RED) der EU wahrscheinlich eher eine Kombination mehrerer Power-Purchase-Agreements (PPA) mit unterschiedlichen Stromerzeugungsanlagen zum Tragen kommen, wobei sich ein Teil dieser Anlagen durchaus in Singen (Htvl.) oder der Region befinden kann. (vgl. FfE 2023).

Abschließend lässt sich festhalten, dass Singen (Htvl.) über ein großes Potenzial im Bereich der regenerativen Stromerzeugung verfügt; hier bietet insbesondere die Photovoltaik an Gebäuden und auf Freiflächen die Chance einen bedeutenden Beitrag zur lokalen Stromerzeugung in Singen (Htvl.) zu leisten.

6 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im folgenden Kapitel wird das Konzept bezüglich der Wirtschaftlichkeit geprüft. Innerhalb der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde jede Ausbaustufe für sich einzeln betrachtet und geprüft. Die Ergebnisse werden zusammengefasst über alle Ausbaustufen dargestellt. Daraus ergeben sich die ermittelten Wasserstoffgestehungskosten aus der Gesamtmenge an erzeugtem Wasserstoff und den Gesamtkosten über den kompletten Betrachtungszeitraum.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung basiert auf einer dynamischen Annuitätenmethode angelehnt an die VDI 2067. Der Betrachtungszeitraum wird bis 2045 festgelegt. Es werden aufgrund der unsicheren Konditionen keine Finanzierungskosten angesetzt (100 % Eigenkapital). Der kalkulatorische Zinssatz beträgt 5 %/a. Die erste Investition wird im Jahr 2027 angenommen. Der Beginn der Energieversorgung ist im Jahr 2028 angesetzt.

6.1 Investitionskosten

Zu Beginn wird der Blick auf die Investitionskosten geworfen. Hierbei wurden folgende Komponenten berücksichtigt:

- Investition der Elektrolyse als Gesamtsystem (inkl. Anlagenperipherie)
- Verdichter
- Wasserstoffpufferspeicher ohne den Röhrenspeicher
- Verteil- und Steuereinheiten
- Trailer-Befüllmodule inkl. Explosionsschutzwände
- Kosten für Wärmeauskopplung
- Grundstückserwerb und Baumaßnahmen
- Leitungsbau (Strom- und Wasserstoffleitungen) und Baukostenzuschüsse
- Elektrotechnik und Leistungselektronik (bspw. Transformatoren)
- Genehmigungskosten
- Planungskosten (7-9 % je nach Investitionssumme)
- Sonstiges (Sicherheitsaufschlag von 10 %)

In Abbildung 6.1 sind die Investitionskosten für alle Ausbaustufen zusammengefasst dargestellt. Es findet dabei eine Unterscheidung zwischen den zwei Bedarfsszenarien statt. Die zugrunde liegenden Annahmen für die Dimensionierung sind in Kapitel 3.1 beschrieben. Innerhalb der Darstellung werden die Investitionskosten in folgende Kategorien zusammengefasst:

- Elektrolyseur
- H₂-Infrastruktur
- Wasserstoffleitung
- Elektrotechnik und Stromversorgung
- Grundstückserwerb und Baumaßnahmen
- Genehmigungskosten
- Sonstiges
- Planung

Die Investitionskosten basieren auf Angeboten aus anderen Projekten, eigenen Erfahrungswerten und Annahmen, die mit den Akteuren abgestimmt wurden. Es wurden für diese Betrachtung keine projektspezifischen Angebote eingeholt.

Bei der Elektrolyse wurden die spezifischen Kosten je Kilowatt (€/kW) innerhalb der Ausbaustufen 2030 um 100 €/kW und 2035 um 200 €/kW reduziert. Das soll einer fortschreitenden Vergünstigung der Systeme Rechnung tragen.

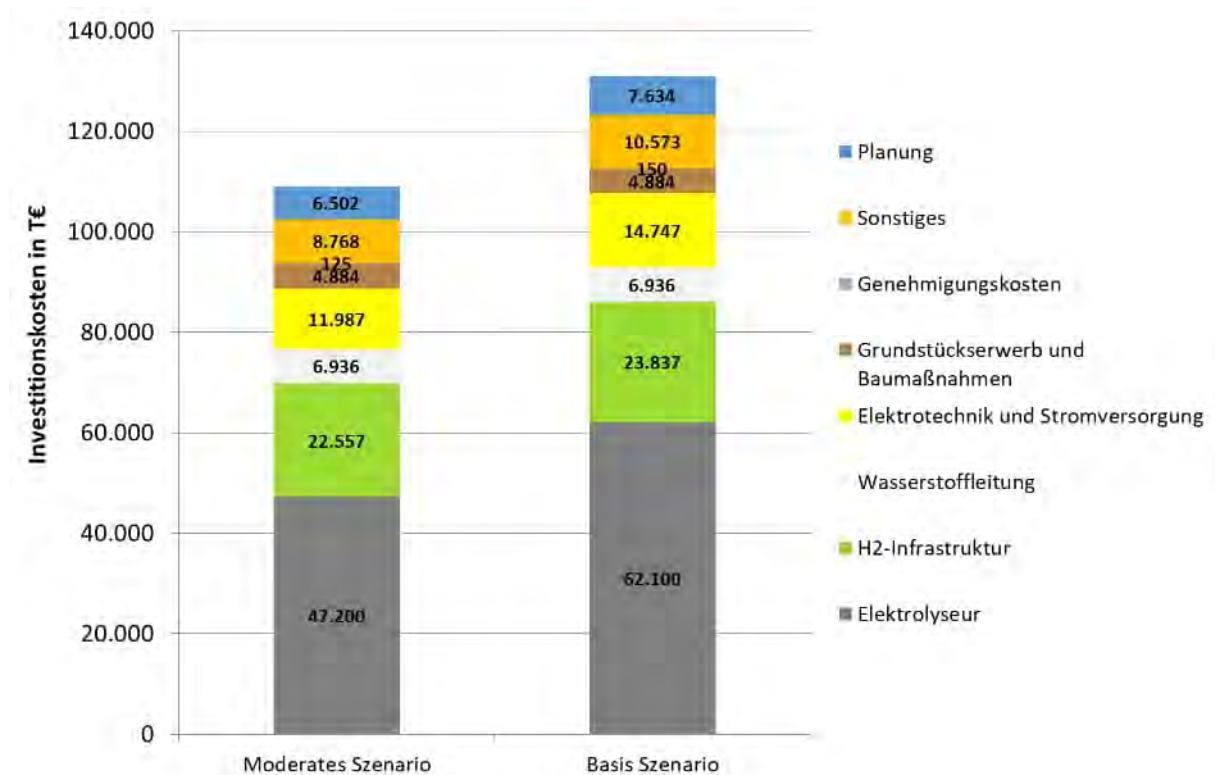


Abbildung 6.1: Gesamtinvestitionskosten je Wasserstoffbedarfsszenario

Quelle: Eigene Berechnung

Insgesamt sind Investitionen bis 2035 von ca. 109 Mio. € im moderaten und 131 Mio. € im Basis-Szenario notwendig. Wie in Abbildung 6.1 erkennbar, weisen die Elektrolyse-Komponenten den größten Kostenbestandteil aus. Diese machen im moderaten Szenario ca. 43 % der Gesamtinvestition aus, während im Basis-Szenario ca. 47 % für die Anschaffung der Elektrolyseure anfallen. Es folgen die Kosten für die Wasserstoffinfrastruktur mit den oben genannten Komponenten. Hierbei fallen rund 21 % im moderaten bzw. 17 % der Gesamtinvestition im Basis-Szenario an. Des Weiteren tragen die Errichtung und der Ausbau der Elektrotechnik und Stromversorgung mit jeweils 11 % der Gesamtinvestition zu einem großen Teil bei. Die restlichen Kostenkategorien machen weniger als 10 % aus. Eine Investitionskostenförderung für Elektrolyseure zielt also in dieser Sichtweise auf den größten Kostenbestandteil ab.

6.2 Wasserstoffgestehungskosten

Die Wasserstoffgestehungskosten bauen auf den Ergebnissen der Jahresgesamtkosten auf. Diese setzen sich aus den kapitalgebundenen Kosten, den bedarfsgebundenen Kosten und den betriebsgebundenen Kosten abzüglich der Erlöse aus einer Förderung und des Wärmeverkaufs zusammen.

Für die Ausbaustufen 2028 und 2030 wurde eine Investitionskostenförderung berücksichtigt. Im Jahr 2035 sind aufgrund des Markthochlaufs keine weitere Förderung im Rahmen der Machbarkeitsstudie berücksichtigt. Als Orientierung dient dabei der Förderaufruf des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, das in seinen bereits abgeschlossenen ersten und zweiten Förderaufrufen insgesamt 150 Millionen Euro Fördersumme bereitgestellt hat (vgl. H2.B o.J.). Ein potenzielles Förderprogramm in Baden-Württemberg wird sich höchstwahrscheinlich an diesem Modell orientieren.

Das Förderprogramm sieht Zuschüsse von bis zu 5 Millionen Euro und 45 % der zuwendungsfähigen Ausgaben vor. Förderfähig sind nahezu alle Komponenten, die für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff notwendig sind. Dazu zählen unter anderem:

- Elektrolysestacks
- Systeme für thermisches und fluidisches Management
- Systemsteuerung und Leistungselektronik
- Anlagenperipherie einschließlich der Wasserstoffaufbereitung und Wasserstofffeinreinigung
- Technologien zur Kompression und Speicherung (z. B. Pufferspeicher und Verrohrung)
- Notwendige Gebäudetechnik.

Gefördert wurden Elektrolyseure mit einer Mindestleistung von 1 Megawatt. Eine weitere Fördervoraussetzung ist, dass der Elektrolyseur für mindestens fünf Jahre in Betrieb bleibt und in dieser Zeit ausschließlich erneuerbaren Wasserstoff im Sinne von Art. 2 Nr. 102 c AGVO produziert. Dies umfasst Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen, der als sogenannter RFNBO-Wasserstoff klassifiziert ist.

In Abbildung 6.2 sind die Bestandteile der Jahresgesamtkosten dargestellt. Es liegt hier eine Gesamtbetrachtung über alle Ausbaustufen vor. Des Weiteren wird wieder zwischen dem moderaten und dem Basis-Szenario unterschieden. Die jeweils rechte, rote Säule weist die resultierenden Jahresgesamtkosten abzüglich der Förderung in T€/a aus. Die jeweils linke Säule unterscheidet die kapitalgebundenen, bedarfsgebundenen und betriebsgebundenen Kosten, welche ebenfalls in T€/a dargestellt sind.

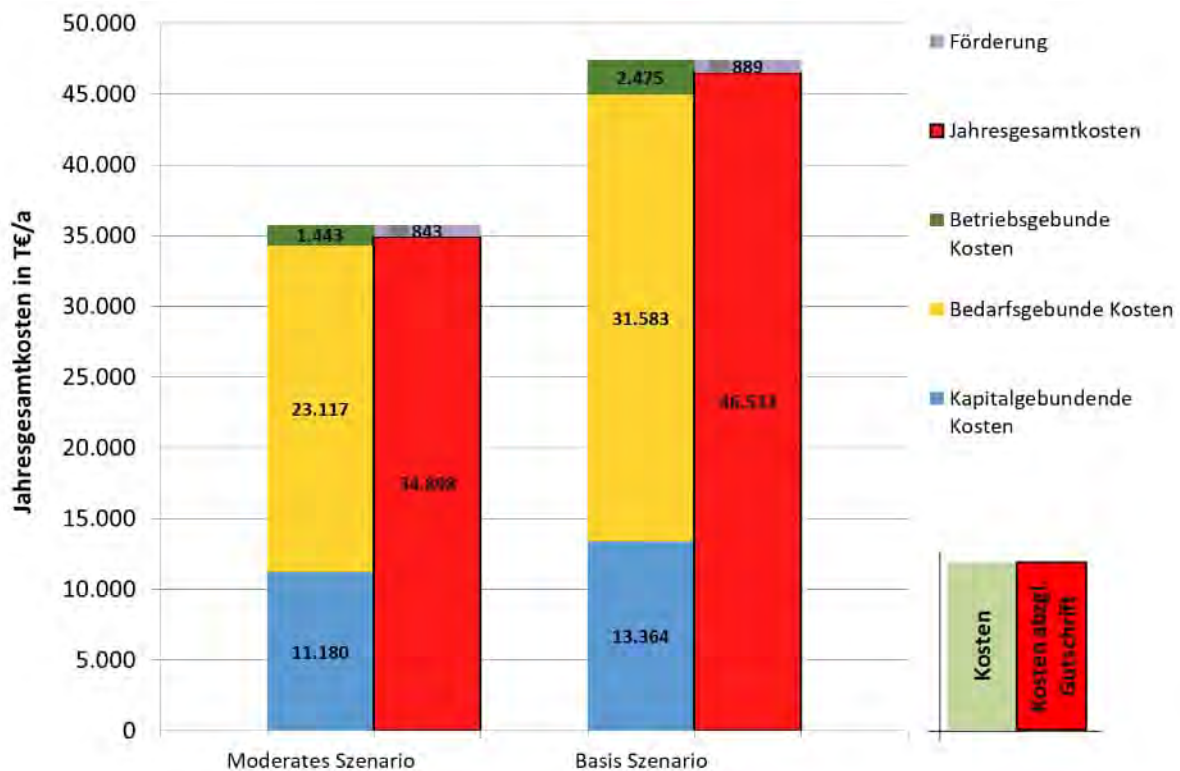


Abbildung 6.2: Gesamtbetrachtung der Jahresgesamtkosten je Bedarfsszenario

Quelle: Eigene Berechnung

Wie deutlich zu erkennen ist, machen die bedarfsgebundenen Kosten mit ca. 65 % im moderaten Szenario und ca. 67 % im Basis-Szenario den größten Kostenbestandteil aus. Dies ist hauptsächlich auf die hohen Strombedarfe der Elektrolyse und die daraus resultierenden Stromkosten zurückzuführen. Der Anteil des Strombedarfs des Elektrolyseurs zum Gesamtstrombedarf umfasst ca. 95 bis 99 %. Das hat den Hintergrund, dass trotz notwendiger Verdichtung für die Abfüllstationen hauptsächlich eine Gasnetzeinspeisung ohne Verdichtung erfolgt.

Elektrolyseure zur Erzeugung von grünem Wasserstoff sind derzeit beim Strompreis von nahezu allen relevanten Steuern, Abgaben und Umlagen befreit. Der Strompreis hängt daher maßgeblich von den PPA-Preisen ab. Momentan wird in einer Kombination von PV- und Windkraft von einem Strompreis von ca. 7 Cent pro kWh_{el} (ct/kWh_{el}) ausgegangen. Der restliche Strombedarf der Anlagenperipherie wird mit einem Industriestrompreis von 22 ct/kWh_{el} ausgewiesen. Anders als die Investitionskosten suggerieren, ist der Strompreis die entscheidende Stellschraube.

Im Folgenden werden nun die Wasserstoffgestehungskosten ausgewiesen. Innerhalb der Betrachtung findet eine Mischkalkulation statt. Das bedeutet, dass die Erlöse aus der Abwärmeauskopplung den Wasserstoffgestehungskosten zugutekommt. Beim Wasserstoff handelt es sich um das Hauptprodukt, das möglichst günstig angeboten werden sollte. Für die anfallende Abwärme wurde ein Wärmepreis von 5 ct/kWh_{th} angesetzt. Es handelt sich dabei um eine günstige Wärmequelle, die je nach Vorlauftemperatur des Wärmenetzes und Betriebstemperatur der Elektrolysetechnologie direkt genutzt werden kann. Alternativ kann die Temperatur mit einer Hochtemperatur-Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau angehoben werden.

Die Wasserstoffgestehungskosten sind für den kompletten Betrachtungszeitraum und allen Ausbaustufen in Tabelle 6.1 aufgelistet. Erneut erfolgt eine Unterscheidung zwischen den Bedarfsszenarien. Die Wasserstoffgestehungskosten sind in €/kg und €/MWh ausgewiesen.

Tabelle 6.1: Wasserstoffgestehungskosten der Gesamtbetrachtung je Szenario

Gesamtbetrachtung	Moderates Szenario	Basis-Szenario
Wasserstoffgestehungskosten in €/kg	5,38 €/kg	5,17 €/kg
Wasserstoffgestehungskosten in €/MWh	161,4 €/MWh	155,1 €/MWh

Quelle: Eigene Berechnung

6.3 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. Hierfür wurden insgesamt drei Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Zudem wurde eine Abschätzung getroffen, wie die Höhe einer jeweiligen Förderung ausfallen muss, damit in diesem Konzept Wasserstoffgestehungskosten von 4 €/kg bzw. 120 €/MWh erzielt werden können. Im Folgenden gibt es eine Auflistung der Parameter, die variabel gestaltet werden:

- Strompreis (+/-) 1 ct/kWh. Das entspricht einer Änderungsrate von ca. 14 %.
- Wärmepreis (+/-) 2,5 ct/kWh. Das entspricht einer Änderungsrate von 50 %.
- Investitionskostenförderung: Welche Auswirkungen hat eine nicht Berücksichtigung und eine Erhöhung des bereits angesetzten Fördervolumens?

Für die Erhöhung des Fördervolumens wird eine Förderquote von 50 % der Gesamtinvestitionskosten festgelegt, ohne Begrenzung durch einen Maximalbetrag.

Die Diagramme sind so aufgeteilt, dass die linke dunkelgrüne Säule das moderate Szenario darstellt. Die rechte hellgrüne Säule spiegelt das Basis-Szenario wider. Die Säulen geben dabei die Wasserstoffgestehungskosten ohne Parameteränderung an. Der Grundwert basiert auf die in Kapitel 6.2 dargestellten Wasserstoffgestehungskosten. Hierbei ist eine Inanspruchnahme der Investitionskostenförderung nach bayrischem Modell berücksichtigt. Die grundlegenden Informationen zur bayerischen Förderung sind zu Beginn von Kapitel 6.2 aufgeführt. Die hinterlegte Spanne weist die Parameteränderung aus. Um eine bessere Übersicht zu gewährleisten, werden alle Diagramme nacheinander dargestellt. Die Erläuterung hierzu folgt im Anschluss.

In Abbildung 6.3 ist die Änderung des Strompreises hinterlegt. Abbildung 6.4 zeigt die Änderungen der Gestehungskosten bei unterschiedlichem Wärmepreis. Die abschließende Abbildung 6.5 zeigt die Auswirkungen der beiden betrachteten Investitionskostenförderungen (bayrisches Modell und Erhöhung des Fördervolumens) aus.

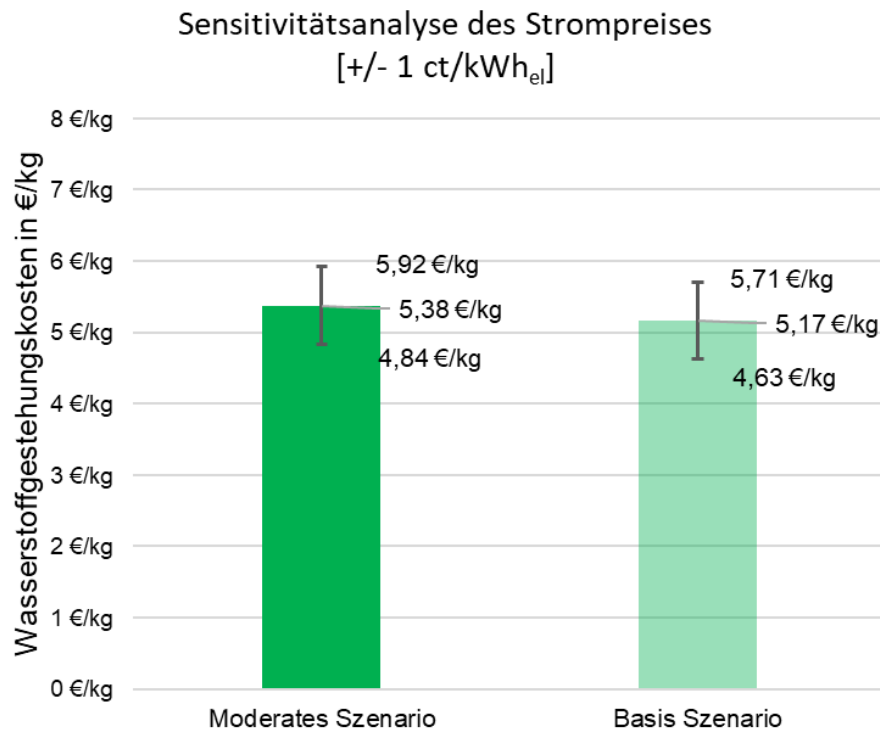


Abbildung 6.3: Sensitivitätsanalyse des Strompreises

Quelle: Eigene Berechnung

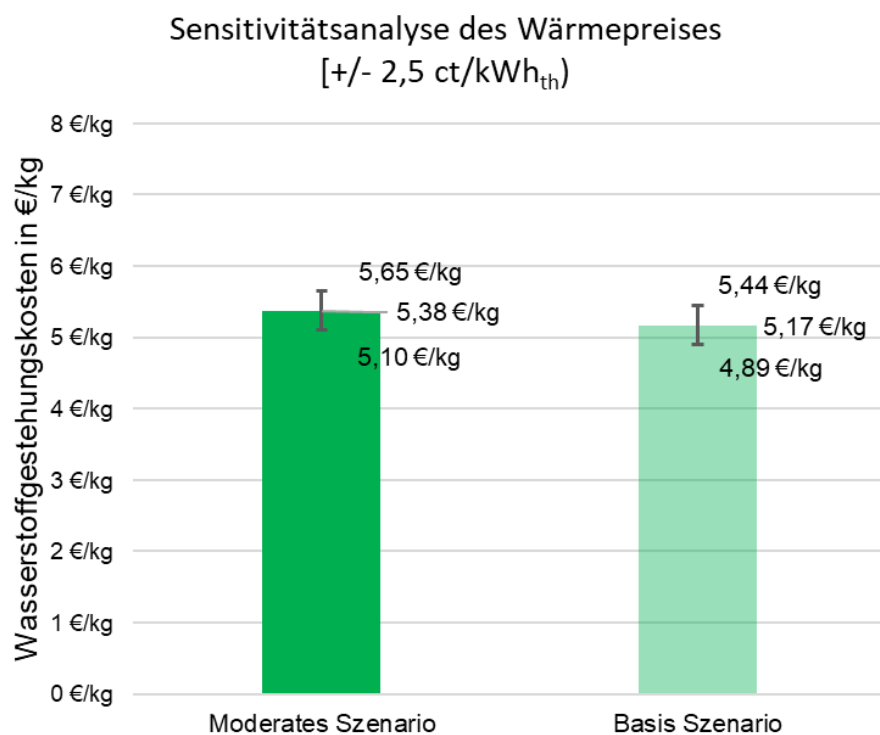


Abbildung 6.4: Sensitivitätsanalyse des Wärmepreises

Quelle: Eigene Berechnung

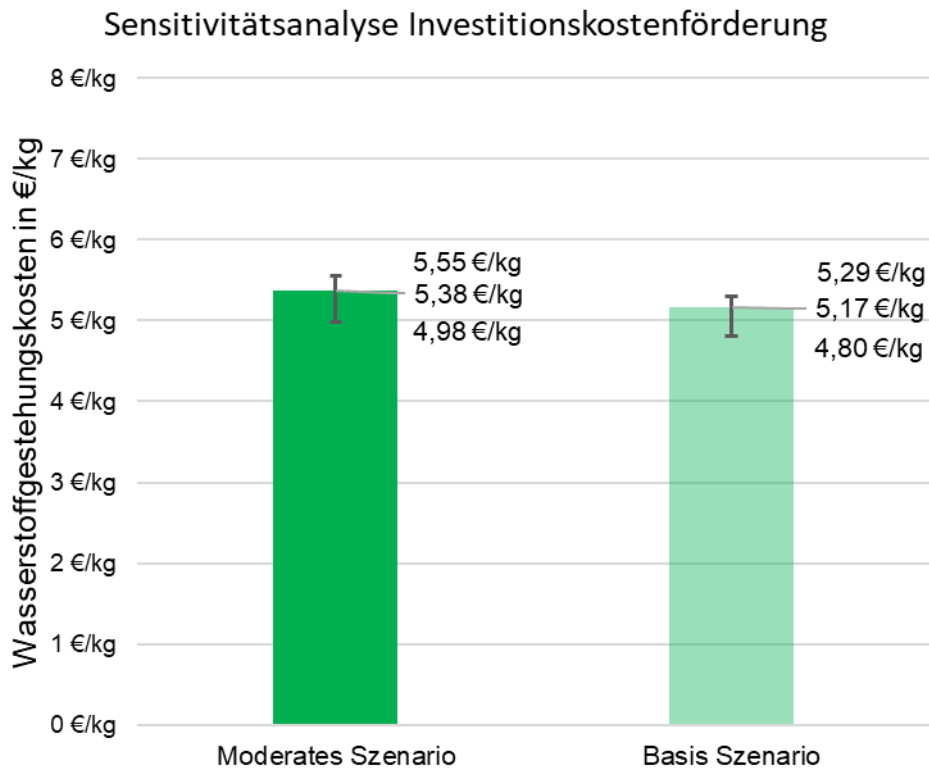


Abbildung 6.5: Sensitivitätsanalyse Investitionskostenförderung

Quelle: Eigene Berechnung

Die Sensitivitätsanalyse bekräftigt die Aussage, dass der Strompreis den größten Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten bei einer Wasserstofferzeugung per Elektrolyse hat. Bei einer Änderung von nur ca. 14 % (+/- 1 ct/kWh_{el}) angesetzt, ändern sich die Wasserstoffgestehungskosten um ca. 10 %.

Beim Wärmepreis ist innerhalb der Sensitivitätsanalyse eine Änderung von 50 % des ursprünglichen Wertes Grundlage der Betrachtung. Diese relativ hohen Variationen führen nur zu einer Änderung der Wasserstoffgestehungskosten um ca. 5 %.

Ein weiterer bedeutender Hebel sind Investitionskostenförderungen. Die Grundannahme basiert auf der Förderung nach dem bayerischen Modell, das einen Maximalbetrag von 5.000.000 € pro Projekt vorsieht, was über zwei Ausbaustufen hinweg insgesamt 10 Mio. € ergibt. Angesichts eines Investitionsvolumens von etwa 109 Mio. € bzw. 131 Mio. € wird dieses Fördervolumen jedoch als unzureichend für die Größe des vorliegenden Projekts betrachtet. Ohne diese Förderung steigen die Wasserstoffgestehungskosten von 5,38 €/kg um 0,17 €/kg auf 5,55 €/kg im moderaten Szenario. Im Basis-Szenario ist der Anteil geringer. Hier steigen die Wasserstoffgestehungskosten von 5,17 €/kg um 0,12 €/kg auf 5,29 €/kg. Wird ein auf das Projekt angepasstes Fördervolumen berücksichtigt, beispielsweise mit 50 % der Gesamtinvestitionskosten für die ersten beiden Ausbaustufen, sinken die Wasserstoffgestehungskosten im moderaten Szenario auf 4,98 €/kg (-0,57 €/kg) und im Basis-Szenario auf 4,80 €/kg (-0,49 €/kg).

Insgesamt lässt sich festhalten, dass der Strompreis eine entscheidende Größe ist. Aus diesem Grund wäre eine Betriebskostenförderung bei größeren Anlagen deutlich effektiver. Gleichzeitig ist erkennbar, dass auch eine Wärmeauskopplung durchaus einen Mehrwert für die Wirtschaftlichkeit einer Elektrolyseanlage mit sich bringt. Je nach Größe kann dieser einen großen Anteil ausmachen. Zu guter Letzt wird deutlich, dass derartige Wasserstoffprojekte aktuell auf Förderungen angewiesen sind, um im Vergleich zu fossilen Energieträgern wirtschaftlich wettbewerbsfähig zu bleiben. Neben einer Betriebskostenförderung kann auch eine Investitionskostenförderung maßgeblich zur Senkung der Wasserstoffgestehungskosten beitragen. Besonders eine auf größere Projekte angepasste Investitionskostenförderung könnte dabei einen signifikanten Einfluss ausüben.

Abschließend wird untersucht, wie die Förderprogramme aussehen müssten, damit im vorliegenden Konzept Wasserstoffgestehungskosten von 4 €/kg bzw. 120 €/MWh anfallen. Diese Wasserstoffgestehungskosten sind in der Studie als Grenzkosten angenommen, bei denen eine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber grauem Wasserstoff oder fossilem Erdgas (mittelfristige Preissteigerung erwartet) gegeben sein soll. Grundsätzlich sind drei unterschiedliche Ansätze denkbar. Der erste Ansatz umfasst eine klassische Investitionskostenförderung. Der zweite Ansatz sieht eine Betriebskostenförderung von Strom oder der erzeugten Wasserstoffmenge vor. Der dritte Ansatz kombiniert die ersten beiden Ansätze. Für diese Untersuchung wurden folgende Ansätze geprüft:

- Investitionskostenförderung
- Betriebskostenförderung von Elektrolysestrom
- Betriebskostenförderung von Wasserstoff

Für die Betriebskostenförderungen von Strom und Wasserstoff wird neben den einzelnen Ausbaustufen (2028, 2030, 2035) auch eine Gesamtbetrachtung vorgenommen. Bei der Investitionskostenförderung wird hingegen ausschließlich zwischen den Ausbaustufen der Elektrolyseanlagen unterschieden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6.2 und Tabelle 6.3 zusammengefasst. Diese zeigen, welche Investitionssummen in Euro und welche Betriebskostenförderungen für PPA-Strom (in ct/kWh_{el}) und Wasserstoff (in €/kg) in den einzelnen Ausbaustufen sowie in der Gesamtbetrachtung notwendig wären, um Wasserstoffgestehungskosten von 4 €/kg zu erreichen.

Tabelle 6.2 zeigt die Werte für das moderate Szenario, während Tabelle 6.3 das Basis-Szenario darstellt. In der Betrachtung der ersten Ausbaustufe kann keine Investitionskostenförderung so gestaltet werden, dass Wasserstoffgestehungskosten von 4 €/kg erreicht werden. Die erforderliche Fördersumme würde die Investitionskosten übersteigen, was bedeutet, dass die Stromkosten von 7 ct/kWh_{el} zu hoch sind, um diesen Zielwert zu erreichen.

Gleichzeitig kann dieser Wert im moderaten Szenario auch nicht allein durch eine Förderung der Strom-Betriebskosten erreicht werden. Selbst bei einem kostenlosen Bezug von Strom für die Elektrolyse bleiben die kapitalgebundenen Kosten zu hoch. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass zusätzliche Investitionen getätigt werden, die auch den späteren Ausbaustufen zugutekommen. In einem theoretischen Einzelfall wäre daher eine Mischlösung notwendig, um die Zielkosten zu erreichen.

Tabelle 6.2: Benötigte Förderungen zu Erzielung der 4 €/kg Wasserstoff (Moderat)

	1. Ausbaustufe	2. Ausbaustufe	3. Ausbaustufe	2028 bis 2045
Invest-Förderung	Nicht möglich ^[1]	34 Mio. € ^[2] (85 %)	27,3 Mio. € (59 %)	-
Betriebskosten- förderung Strom	Nicht möglich ^[3]	1,88 ct/kWh _{el}	1,83 ct/kWh _{el}	2,55 ct/kWh _{el}
Betriebskosten- förderung Wasserstoff	7,39 €/kg	1,02 €/kg	0,98 €/kg	1,38 €/kg

[1] Die erforderliche Fördersumme übersteigt die Investitionskosten

[2] Die erforderliche Fördersumme ist höher als die zuwendungsfähigen Ausgaben

[3] Selbst, wenn der Strom umsonst wäre, sind die kapitalgebundenen Kosten zu hoch
% - bezogen auf die gesamten Investitionskosten der Ausbaustufe

Quelle: Eigene Berechnung

Tabelle 6.3: Benötigte Förderungen zu Erzielung der 4 €/kg Wasserstoff (Basis)

	1. Ausbaustufe	2. Ausbaustufe	3. Ausbaustufe	2028 bis 2045
Invest-Förderung	Nicht möglich ^[1]	27,3 Mio. € ^[2] (94 %)	28,6 Mio. € (55 %)	-
Betriebskosten- förderung Strom	2,71 ct/kWh _{el}	2,10 ct/kWh _{el}	1,59 ct/kWh _{el}	2,16 ct/kWh _{el}
Betriebskosten- förderung Wasserstoff	1,17 €/kg	1,46 €/kg	1,14 €/kg	0,86 €/kg

[1] Die erforderliche Fördersumme übersteigt die Investitionskosten

[2] Die erforderliche Fördersumme ist höher als die zuwendungsfähigen Ausgaben

% - bezogen auf die gesamten Investitionskosten der Ausbaustufe

Quelle: Eigene Berechnung

7 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie wurden die Potenziale und Rahmenbedingungen für die lokale Wasserstofferzeugung sowie das regenerative Stromerzeugungspotenzial in Singen (Htwl.) analysiert.

Mit einem hohen Anteil energieintensiver Industrie und Logistik ist die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff ein zentraler Faktor für die Standortattraktivität, Standortsicherung und die Erreichung der Klimaziele bis 2035. Die prognostizierten Wasserstoffbedarfe – abhängig vom Szenario – bewegen sich bis 2040 zwischen 8.900 t/a und 10.740 t/a.

Gleichzeitig bietet die Ausgangslage eine große Chance die regionale Wertschöpfung und die Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten voranzutreiben. Eine lokale Wasserstofferzeugung unterstützt diesen Transformationsprozess maßgeblich. Den Herausforderungen eines späten Anschlusses an das Wasserstoffkernnetz frühestens 2040 kann in Singen (Htwl.) mit dem Aufbau eigener Erzeugungskapazitäten begegnet werden. Langfristig ergänzt der Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz die Versorgung und bietet neue Vertriebsmöglichkeiten für den Betreiber.

Um einer schrittweisen Umstellung der Prozesse und den wachsenden Bedarfen an klimaneutralen Energieträgern, wie Wasserstoff, Rechnung zu tragen, ist ein modularer Ausbau der Wasserstofferzeugungs und -verteilungsinfrastruktur angenommen. Innerhalb der Studie wurden bis 2035 drei Ausbaustufen angesetzt. Die Endausbaustufen umfassen eine elektrische Nennleistung des Elektrolyseurs von 55 bzw. 70 MW. Diese Ausbaustufen müssen unter der Prämisse einer 100 % Bedarfsdeckung entwickelt werden. Ab 2040 ist in der Region Singen (Htwl.) eine flächendeckende Wasserstoffversorgung durch den Anschluss an das Kernnetz vorgesehen. Aus diesem Grund ist keine weitere Ausbaustufe im Jahr 2040 berücksichtigt. Hier können die anstehenden Restbedarfe über das zukünftige Wasserstoffnetz bedient werden.

Für die Versorgung der potenziellen Abnehmer mit diesen H₂-Mengen wird in Singen (Htwl.) die Errichtung eines lokalen Wasserstoffnetz empfohlen, das die Großverbraucher parallel zum bestehenden Erdgasnetz beliefert. Gleichzeitig sollten vor Ort Trailerabfüllstationen genutzt werden, um eine flexible Belieferung von Kunden außerhalb des lokalen Wasserstoffnetzes zu gewährleisten und gleichzeitig die Versorgung durch Anlieferung von extern erzeugtem grünem Wasserstoff zu sichern. Innerhalb der Studie wurden insgesamt zwei Standorte als grundsätzlich geeignet eingestuft. Es handelt sich um Flächen im Zukunftsgebiet Tiefenreute-Bühl und beim Umschlagsbahnhof. Die genehmigungsrechtliche Vorprüfung dieser Flächen ergibt. Die Untersuchung zeigte, dass hinsichtlich der Personenzugstrecke nördlich des Umschlagbahnhofs, der Umwidmung des Röhrenspeichers sowie des Baus einer Wasserstoffpipeline weitere Prüfungen erforderlich sind.

Die Potenzialanalyse kommt zu dem Schluss, dass der Strombedarf für die lokale Elektrolyse von grünem Wasserstoff nicht allein vor Ort zu decken sein wird. Stattdessen wird eine Kombination mehrerer Power-Purchase-Agreements (PPA) mit verschiedenen regenerativen Stromerzeugungsanlagen, auch über die Gemarkungsgrenzen hinaus, notwendig sein. Ein Teil dieser Anlagen könnte jedoch in Singen (Htwl.) oder der umliegenden Region angesiedelt sein.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine dezentrale Elektrolyseanlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff, eine wirtschaftlich und ökologisch tragfähige Lösung darstellt. In

der Gesamtbetrachtung werden insgesamt Wasserstoffgestehungskosten von 5,17 bis 5,38 €/kg bzw. 155 bis 161 €/MWh erzielt. Mit einem steigenden CO₂-Preis durch den europäischen Emissionshandel ETS 2.0 wird erwartet, dass diese Preise konkurrenzfähig zu Erdgaspreisen werden können.

Zusammenfassend sendet die Machbarkeitsstudie ein starkes Signal für eine potenzielle Umsetzung der angestrebten Transformation. Sie ist als Keimzelle für eine Wasserstoffwirtschaft zur Stärkung des Wirtschaftsstandorts hin zu einer grünen Industriestadt und der Erhöhung der regionalen Wertschöpfung zu sehen. Im Folgenden sollte die Stadt Singen (Htwl.) den weiteren Weg in Richtung Umsetzung koordinieren und eine Konkretisierung der Akteursrollen und Beteiligungsabsichten vorantreiben. Das Ziel ist es handlungsfähig zu sein, wenn Landesförderprogramme zur Umsetzung kommen.

Ergänzend sollen die weiteren Schritte eng mit den Partnern des Projektnetzwerks „Regionale Wasserstoffstrategie SüdwestBW“ abgestimmt sowie Informationen und Synergiepotenziale ausgetauscht werden. Die Stadt beabsichtigt zum Beispiel das Gespräch mit dem Betreiber der zukünftigen Elektrolyseanlage in Albrück zu suchen, um die Möglichkeit einer weiteren, potenziellen Versorgung von Singen (Htwl.) über das Projekt H2@Hochrhein in Waldshut zu prüfen.

8 Verwertung

Die vorliegende Machbarkeitsstudie legt eine fundierte Grundlage für die Entwicklung einer lokalen Wasserstoffwertschöpfungskette in Singen (Htwl.). Sie zeigt auf, wie durch den gezielten Einsatz von grünem Wasserstoff sowohl die Wettbewerbsfähigkeit der regionalen Industrie als auch die Klimaziele der Stadt erreicht werden können.

Weiterhin stärkt der Aufbau einer lokalen Wasserstoffinfrastruktur die Industrie in Singen (Htwl.) nachhaltig. Die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff trägt dazu bei, energieintensive Betriebe am Standort zu halten und deren CO₂-Bilanz erheblich zu verbessern. Gleichzeitig stärkt die lokale Wertschöpfung die regionale Wirtschaft.

Die Analyse verdeutlicht, dass eine dezentrale Elektrolyseanlage zur Wasserstofferzeugung nicht nur ökologisch, sondern auch unter der Berücksichtigung von Förderungen auch wirtschaftlich tragfähig ist. Die vorgeschlagenen Ausbaustufen mit einer Elektrolysekapazität von bis zu 70 MW decken den prognostizierten Bedarf bis 2035 vollständig ab und ermöglichen eine modulare Anpassung an zukünftige Anforderungen. Zusätzlich kann eine Abwärmenutzung aus der Elektrolyse einen wichtigen Beitrag zur Wärmewende leisten, was die Effizienz der Anlagen erhöht und die Kosten weiter reduziert.

Insgesamt unterstreichen die Ergebnisse der Studie die Notwendigkeit, frühzeitig eine eigenständige Infrastruktur aufzubauen, um die Standortattraktivität langfristig zu sichern und die Abhängigkeit von externen Energieimporten zu minimieren. Die Nutzung von Wasserstoff als klimaneutraler Energieträger bietet Singen (Htwl.) die Möglichkeit, die Transformation zur Klimaneutralität aktiv zu gestalten.

Die Studie bietet eine klare Roadmap für die schrittweise Umsetzung der Infrastruktur. Der Erfolg dieses Transformationsprozesses setzt die enge Zusammenarbeit zwischen kommunalen Akteuren, Industrie, Forschungseinrichtungen und politischen Entscheidungsträgern voraus. Zusammenfassend wird ein starkes Signal für Investitionen in eine grüne Zukunft gesendet.

Literaturverzeichnis

- BDEW 2024: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Statista (Hrsg.). (2024). *Pro-Kopf-Stromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1995 bis 2023 (in Kilowattstunden)*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/240696/umfrage/pro-kopf-stromverbrauch-in-deutschland/> [Zugriff am 25. November 2024]
- BlmSchG Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 225, Nr. 340) geändert worden ist. <https://www.gesetze-im-internet.de/bimsgg/> [Zugriff am 26. November 2024]
- Eggers et al. 2020: Eggers, J.-B., Eisenlohr, J., Behnisch, M., Poglitsch, H., Phung, W.-F., Münzinger, M., Ferrara, C., & Kuhn, T. E. (2020). *PV-Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotenzial: Ergebnis einer gebäudescharfen Analyse für ganz Deutschland*. In Conexio GmbH (Hrsg.), 35. PV-Symposium: 01./02. September 2020: Tagungsunterlagen (S. 837–856)
- endura kommunal 2023 endura kommunal GmbH, greenventory GmbH. (2023). *Fachgutachten Kommunale Wärmeplanung Stadt Singen (Hohentwiel)*. https://www.singen.de/site/Singen/get/documents_E-1461892325/singen/Singen_Dateien/Erleben/Klima_Umwelt/W%C3%A4rmeplanung/2023-Waermeplan_Singen_FINAL.pdf [Zugriff am 26. November 2024]
- Energieatlas LUBW: Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (Hrsg.). (o.J.). *Solarpotenzial auf Dachflächen*. <https://www.energieatlas-bw.de/sonne/dachflachen/solarpotenzial-auf-dachflachen> [Zugriff am 25. November 2024]
- Fraunhofer ISE 2021: Brandes, J., Haun, M., Wrede, D., Kost, C., Jürgens, P., & Henning, H.-M., Fraunhofer ISE (Hrsg.) (2021). *Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Update Klimaneutralität 2045*. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Klimaneutralitaet-2045.pdf>

- FfE 2023: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.. (2023). *Wie ist grüner Wasserstoff laut dem Delegated Act der EU definiert?*. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-ist-gruener-wasserstoff-laut-dem-delegated-act-der-eu-definiert/> [Zugriff am 25. November 2024]
- H2.B o.J. Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B) (Hrsg.). (o.J.). *Bayerisches Förderprogramm zum Aufbau einer Elektrolyse-Infrastruktur (BayFELI)*. <https://h2.bayern/wasserstoffstrategie/bayerisches-foerderprogramm-zum-aufbau-einer-elektrolyse-infrastruktur-bayfeli/> [Zugriff am 29. November 2024]
- KAS 2023 Kommission für Anlagensicherheit (Hrsg.). (2023). *KAS 63 Empfehlung des AK Überarbeitung des Leitfadens KAS-18*. <https://www.kas-bmu.de/app.php/nachricht/kas-63.html> [Zugriff am 26. November 2024]
- Kriterienkatalog LUBW: Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (Hrsg.). (o.J.). *Kriterienkatalog PV-Freiflächen*. <https://www.energieatlas-bw.de/documents/24384/131240/Kriterienkatalog+PV-Freifl%C3%A4chenpotenzial/91272bce-aac1-4010-87fd-92da0854d28f> [Zugriff am 25. November 2024]
- LGL 2024 Landesanstalt für Geoinformation und Landesentwicklung (Hrsg.) . (2024). *Open GeoData Portal*. <https://opengeodata.lgl-bw.de/#/> Datenquelle: LGL, www.lgl-bw.de [Zugriff am 23. November 2024]
- Staatsministerium BaWü Staatsministerium Baden-Württemberg. Pressestelle der Landesregierung (Hrsg.). (o. J.). *Das Klima Effektiv schützen*. <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/bw-gestalten/nachhaltiges-baden-wuerttemberg/klimaschutz> [Zugriff am 26. November 2024]
- Stadt Singen (Htwl.) o.J. Stadt Singen (Hohentwiel) (Hrsg.). (o.J.). *Zukunftsstandort Tiefenreute-Bühl*. https://www.singen.de/leben/wohnen-und-bauen/stadtentwicklung/zukunftsstandort_tiefenreute_buehl [Zugriff am 26. November 2024]
- Stadt Singen (Htwl.) 2022 Stad Singen (Hohentwiel) (Hrsg.). (2022). *Klimaschutzkonzept*. <https://www.singen.de/klimaschutzkonzept> [Zugriff am 23. November 2024]

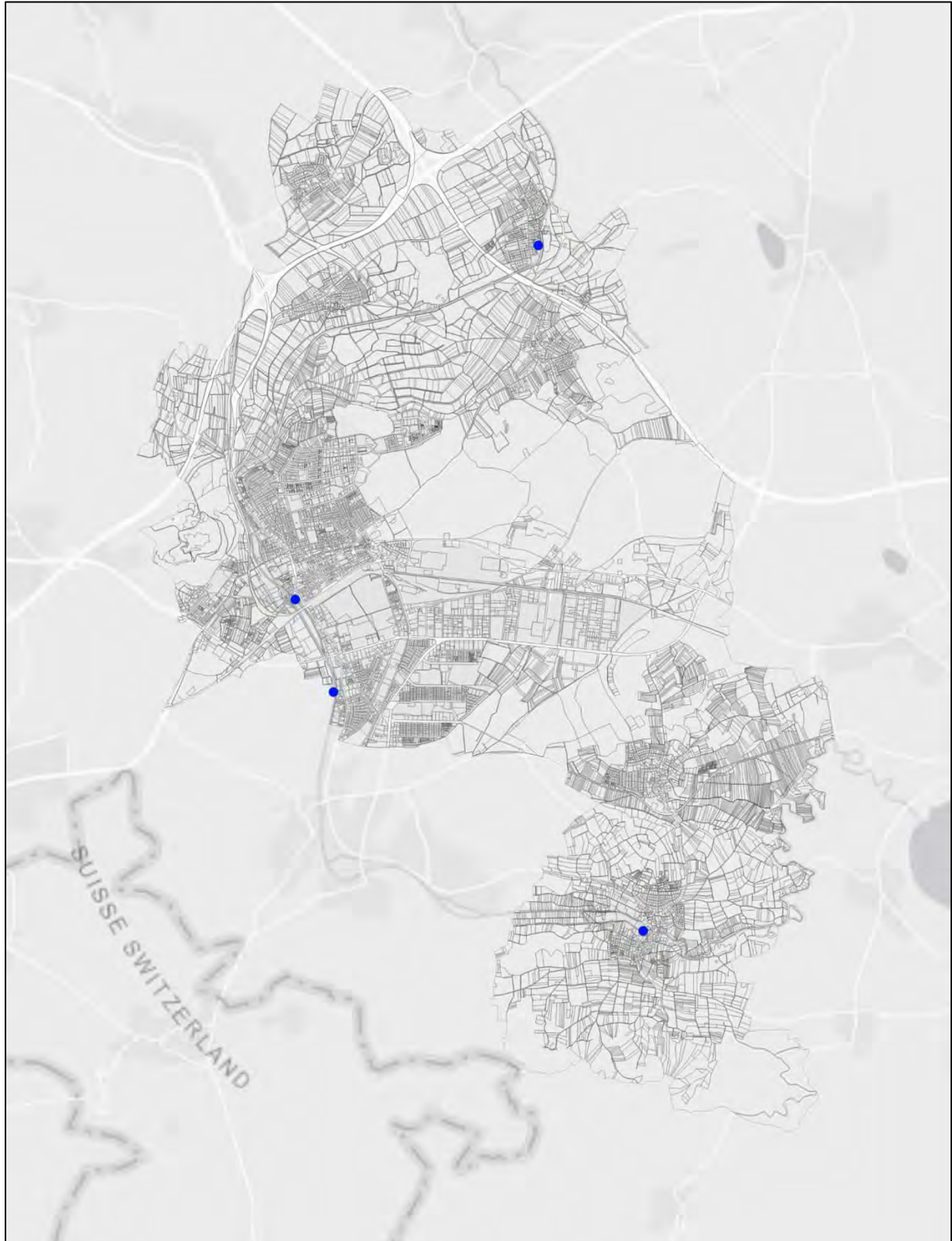
- Stadt Singen (Htwl.) 2024 Stadt Singen (Hohentwiel) (Hrsg.). (2024). *Beschlussauszug aus der Sitzung des Gemeinderates vom 22.10.2024. Top 10 Erschließung Baugebiet Tiefenreute-Bühl - Vergabe von Planungsleistungen für Ingenieurbauwerke und Verkehrsanlagen (Vorlage-Nr. 2024/364).*
<https://www.singen.sitzung-online.de/public/wicket/resource/org.apache.wicket.Application/doc1216031.pdf>
[Zugriff am 26. November 2024]
- Statistisches Landesamt BW 2021: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (Hrsg.). (2021). *Ackerland seit 1979 nach Fruchtarten – Stadt Singen Hohentwiel.* <https://www.statistik-bw.de/Landwirtschaft/Bodennutzung/05025037.tab?R=GS335075> [Zugriff am 25. November 2024]
- terraneis BW o.J.: terraneis BW GmbH (Hrsg.) (o.J.). *Wasserstoffnetz.* <https://www.terraneis-bw.de/unsere-netze/wasserstoff>
[Zugriff am 26. November 2024]
- TH Ingolstadt 2024: Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V, & ifeu Heidelberg (Hrsg.). (2024). *Biogas nach dem EEG – (wie) kann's weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreiber.* <https://www.carmen-ev.de/download/biogas-nach-dem-eeq-rezab-broschuere/>
- Windatlas BW: Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (Hrsg.). (o.J.). *Daten- und Kartendienst der LUBW: Hellmann-Exponent (α) zwischen 100 m und 160 m über Grund.* https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/maps?repositoryItemGlobalId=.Energieatlas%20Baden-W%C3%BCrttemberg.Wind.Windatlas.windatlas_scherung.layer
[Zugriff am 25. November 2024]
4. BImSchV Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der Fassung der Bekanntmachung vom 31. Mai 2017 (BGBl. I S. 1440), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 12. November 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 355) geändert worden ist. https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_4_2013/ [Zugriff am 27. November 2024]
12. BImSchV Störfall-Verordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. März 2017 (BGBl. I S. 483), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 3. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 225) geändert worden ist. https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_12_2000/ [Zugriff am 27. November 2024]

37. BImSchV

Verordnung zur Neufassung der Siebenunddreißigsten
Verordnung zur Durchführung des Bundes-
Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung
von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten
biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) vom 17. April
2024 (BGBl. 2024 I Nr. 131). [https://www.gesetze-im-internet.de/bimsv_37_2024/index.html# BJNR0830A0024BJNE003900000](https://www.gesetze-im-internet.de/bimsv_37_2024/index.html#BJNR0830A0024BJNE003900000) [Zugriff am 26. November 2024]

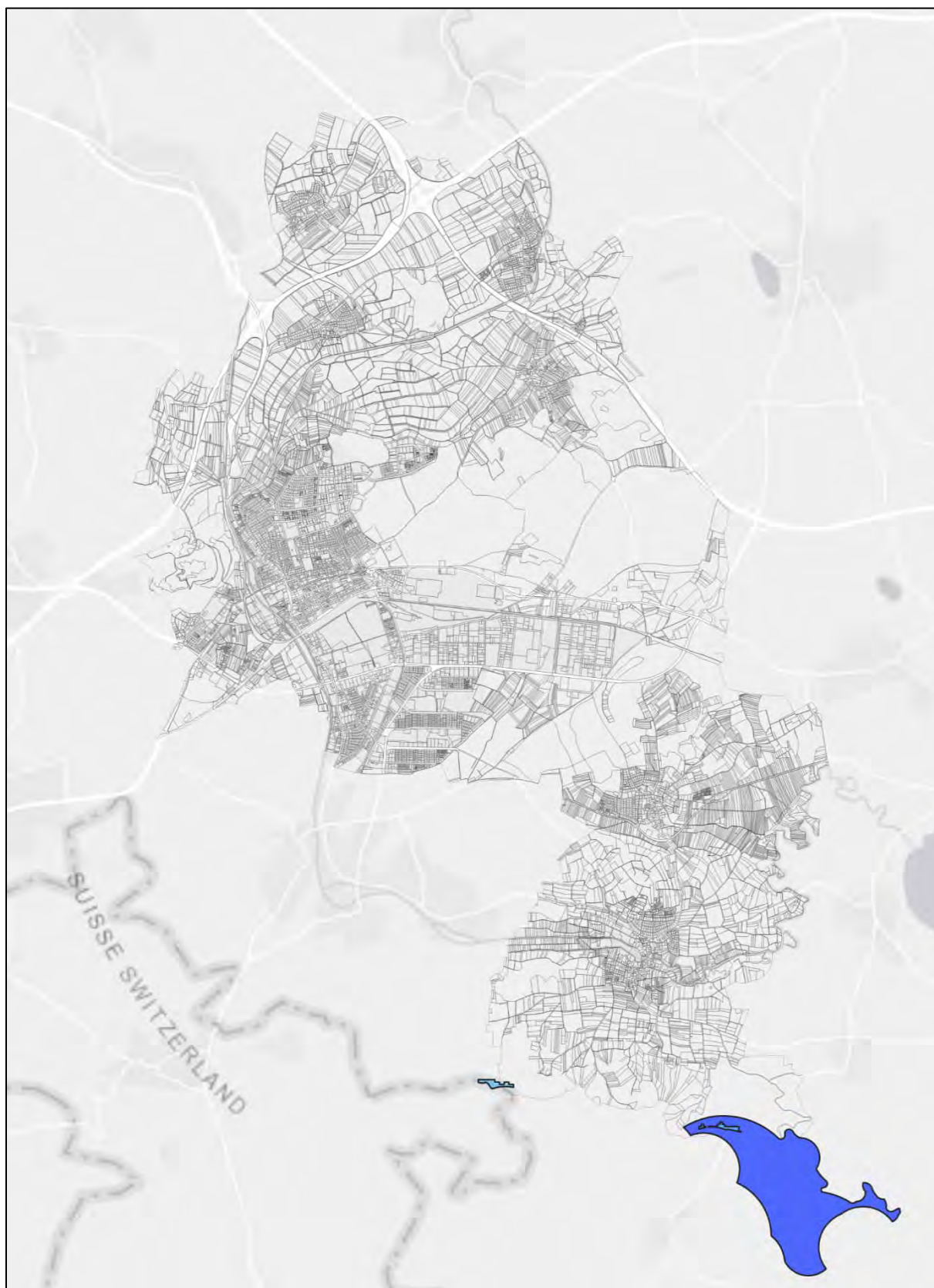
Anhang

Anhang 5.1 Karte Wasserkraftwerke in Singen (Htwl.) (Maßstab 1:75000)



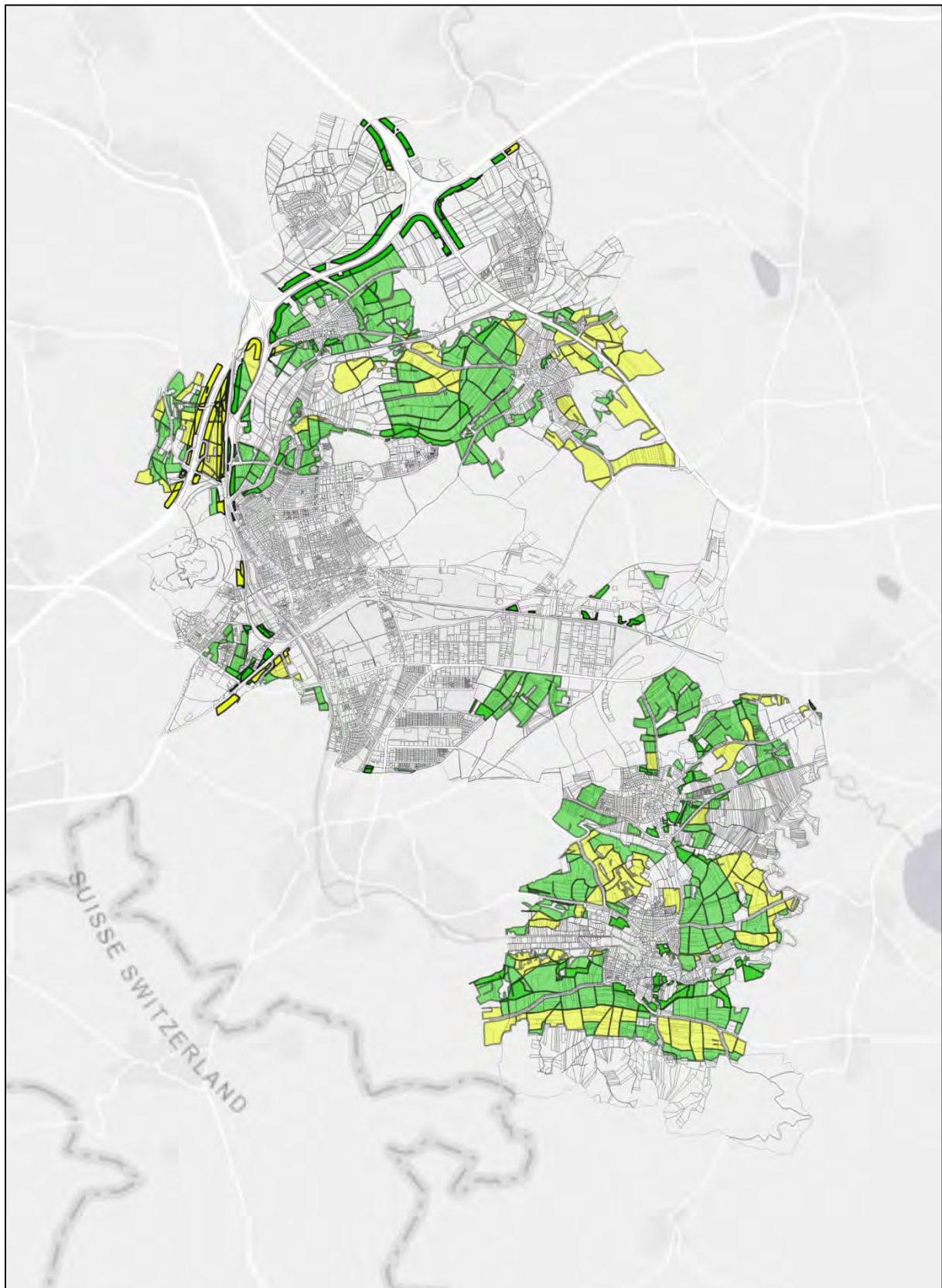
● Wasserkraftwerk

Anhang 5.2 Karte Windpotenziale in Singen (Htwl.) (Maßstab 1:75000)



■ Ausreichende Windhöffigkeit ■ Zukünftige Vorrangfläche Windenergie RVHB

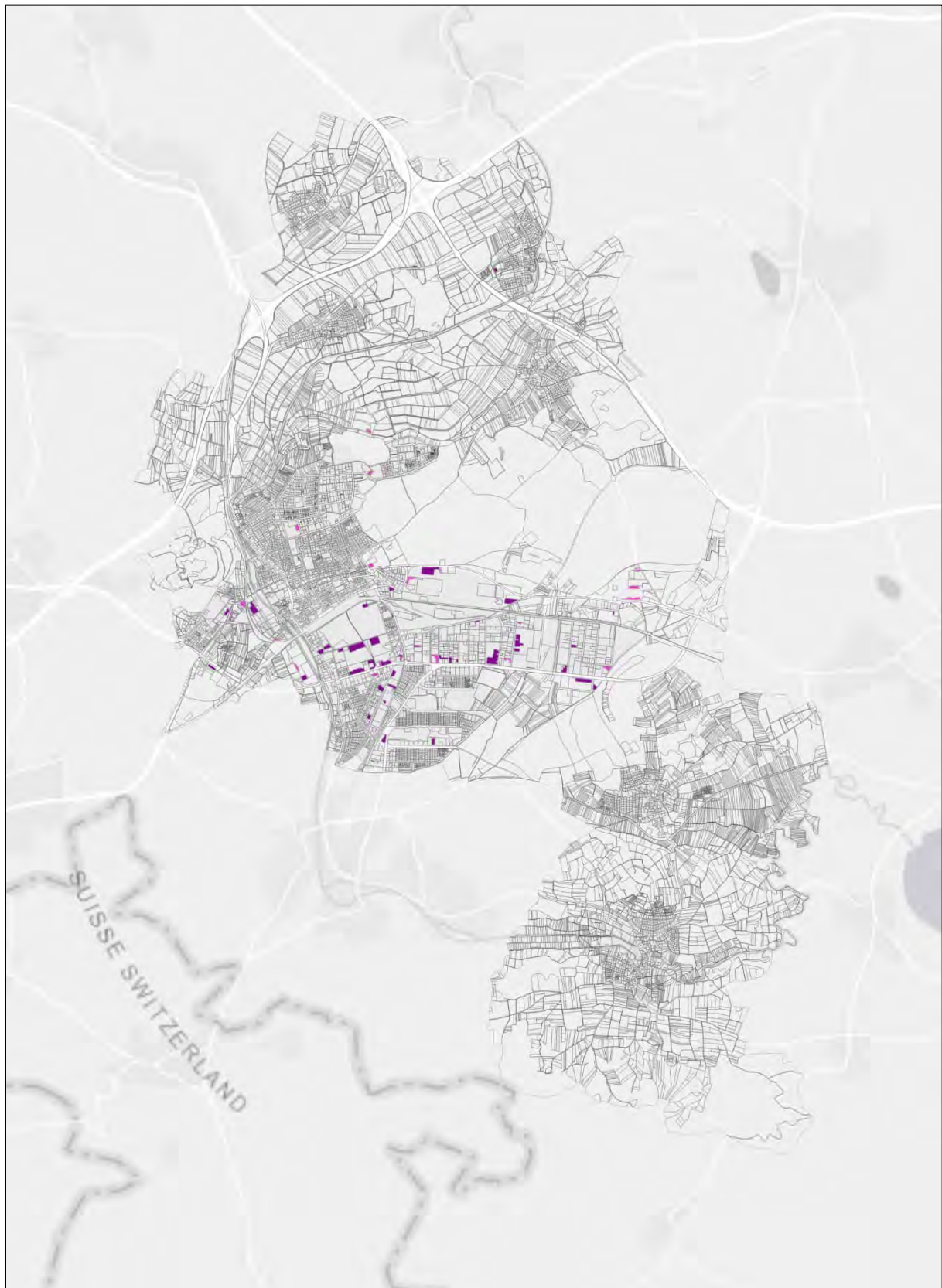
Anhang 5.3 Karte PV-Freiflächenpotenziale in Singen (Htwl.) (Maßstab 1:75000)



 gut geeignete Fläche

 bedingt geeignete Fläche

Anhang 5.4 Karte PV-Parkplatzpotenziale in Singen (Htwl.) (Maßstab 1:75000)



■ gut geeignete Fläche

■ bedingt geeignete Fläche

Anhang 5.5 Karte PV-Dachflächenpotenziale in Singen (Htwl.) (Maßstab 1:75000)

