

Einordnung zukünftiger Wasserstoffkosten für die Wärmeversorgung in Deutschland

Anhang zu einer Kurzstudie für den DVGW

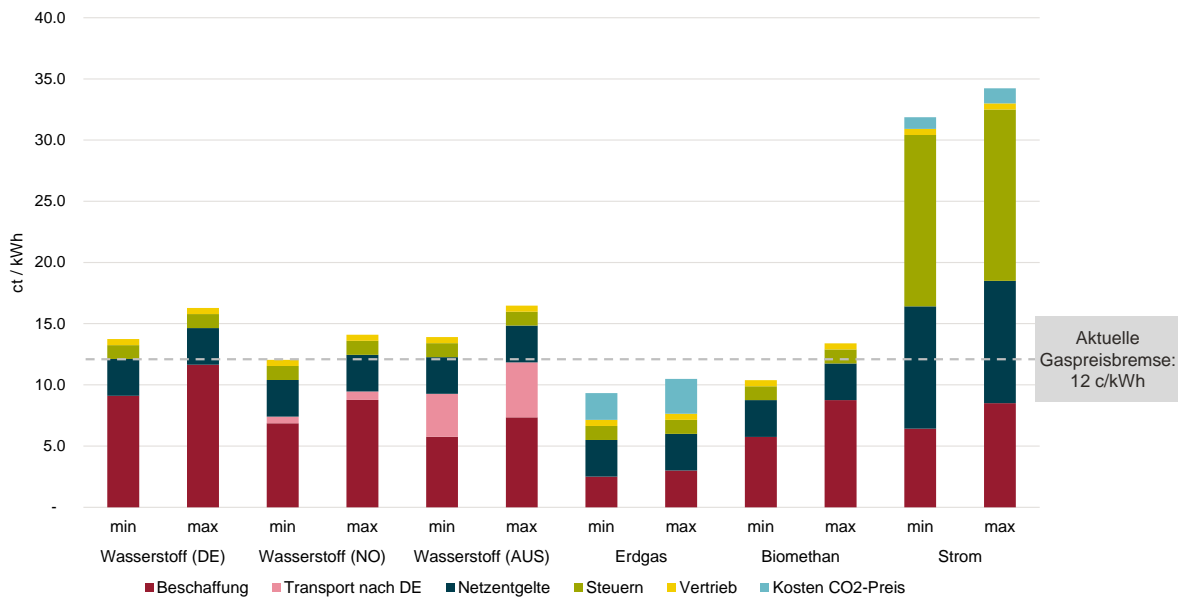
Stand: 1. November 2023 (v.03)

Anhang A Weitere Ergebnisse

Komponenten der Endkundenpreise für Energieträger in der Wärmeversorgung in den Jahren 2035 und 2045

Die in diesem Anhang gezeigten Ergebnisse sind als reale Euro-Werte dargestellt.

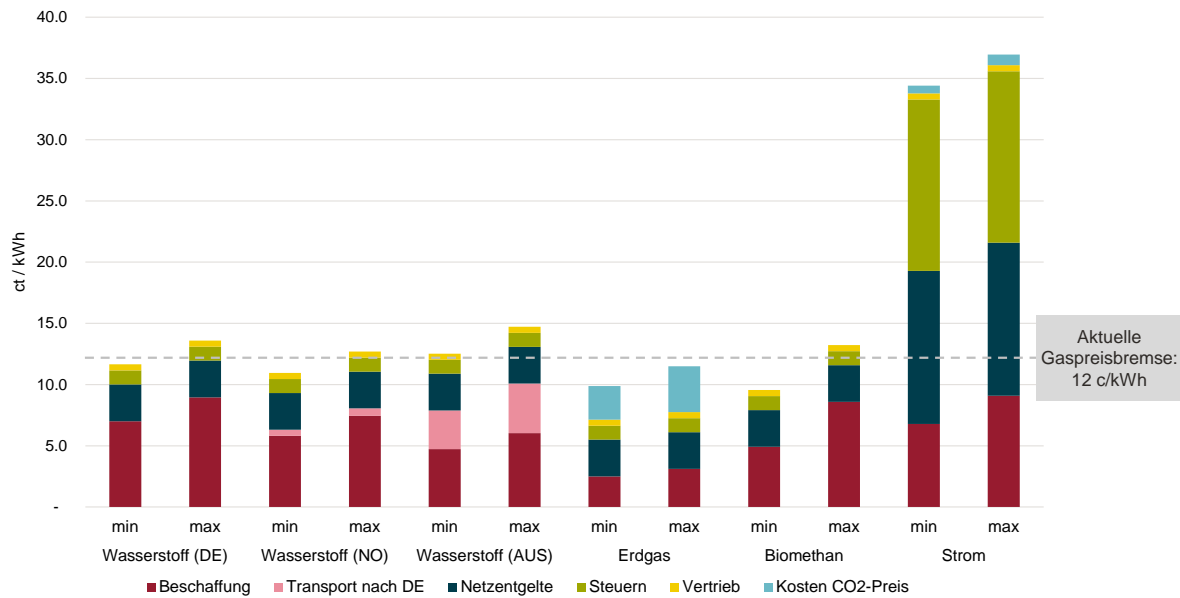
Abbildung 1 Komponenten der voraussichtlichen Endkundenpreise für Energieträger in der Wärmeversorgung im Jahr 2035



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Für grünen Wasserstoff aus Norwegen (per Pipeline) und Australien (per Schiff) wurden Kosten für den Transport nach Deutschland (inkl. Umwandlungskosten) berücksichtigt. Vorstudien von Frontier Economics (z.B. Bähr et al. (2023): Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland) haben gezeigt, dass die Kosten für unterschiedliche, geeignete Standorte für den Pipeline- bzw. Schiffsimport (Skandinavien / Nordafrika bzw. Australien / USA) vergleichbar sind, auch unter Berücksichtigung unterschiedlicher Transportdistanzen.

Abbildung 2 Komponenten der voraussichtlichen Endkundenpreise für Energieträger in der Wärmeversorgung im Jahr 2045

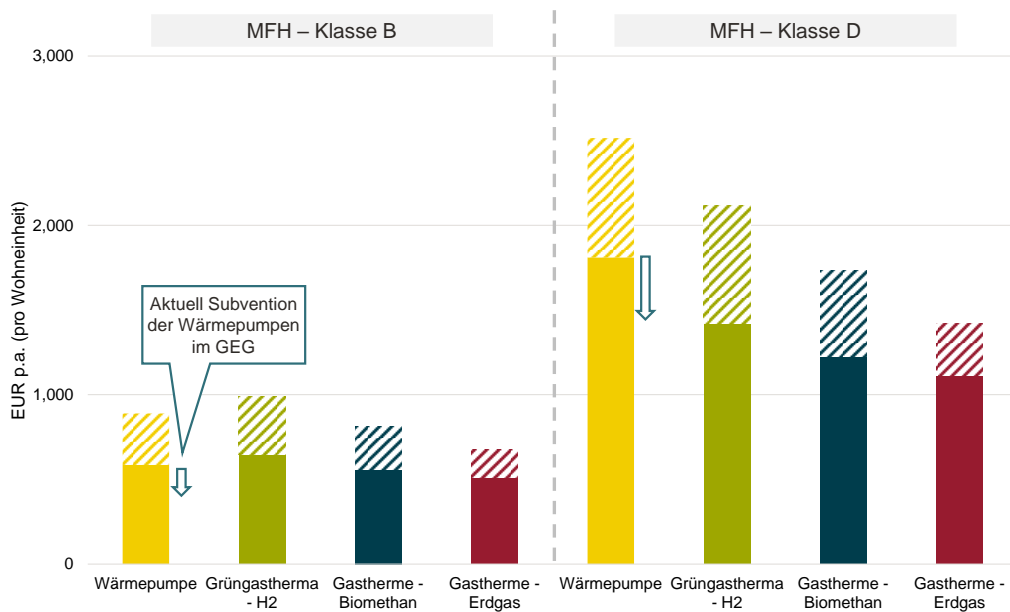


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Für grünen Wasserstoff aus Norwegen (per Pipeline) und Australien (per Schiff) wurden Kosten für den Transport nach Deutschland (inkl. Umwandlungskosten) berücksichtigt. Vorstudien von Frontier Economics (z.B. Bähr et al. (2023): Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland) haben gezeigt, dass die Kosten für unterschiedliche, geeignete Standorte für den Pipeline- bzw. Schiffsimport (Skandinavien / Nordafrika bzw. Australien / USA) vergleichbar sind, auch unter Berücksichtigung unterschiedlicher Transportdistanzen.

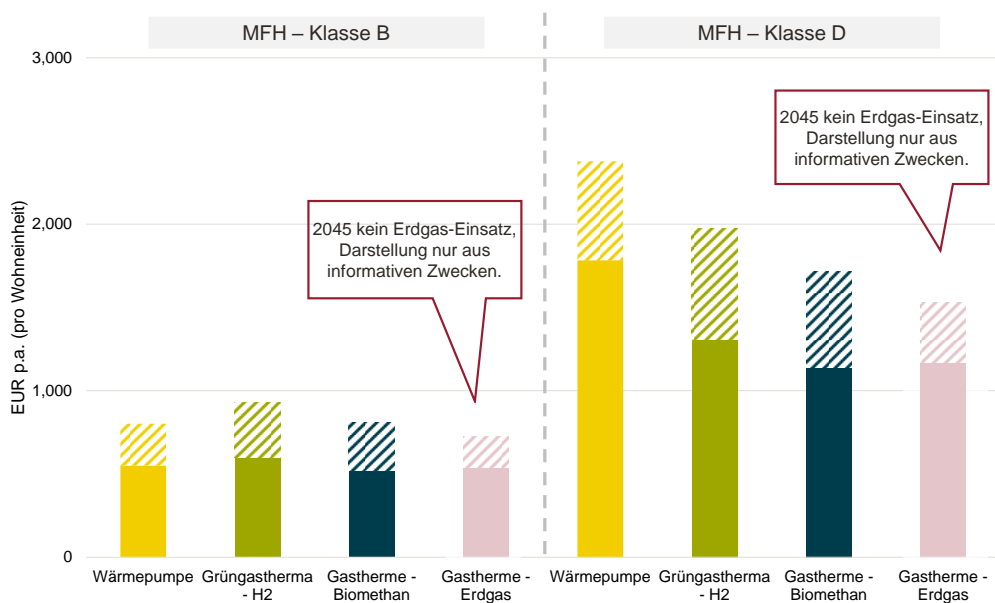
Vergleich Gesamtkosten für verschiedene Wärmeversorgungs­lösungen für Mehrfamilienhäuser (MFH) in den Jahren 2035 und 2045

Abbildung 3 Vergleich Gesamtkosten für MFH in 2035



Quelle: Frontier Economics

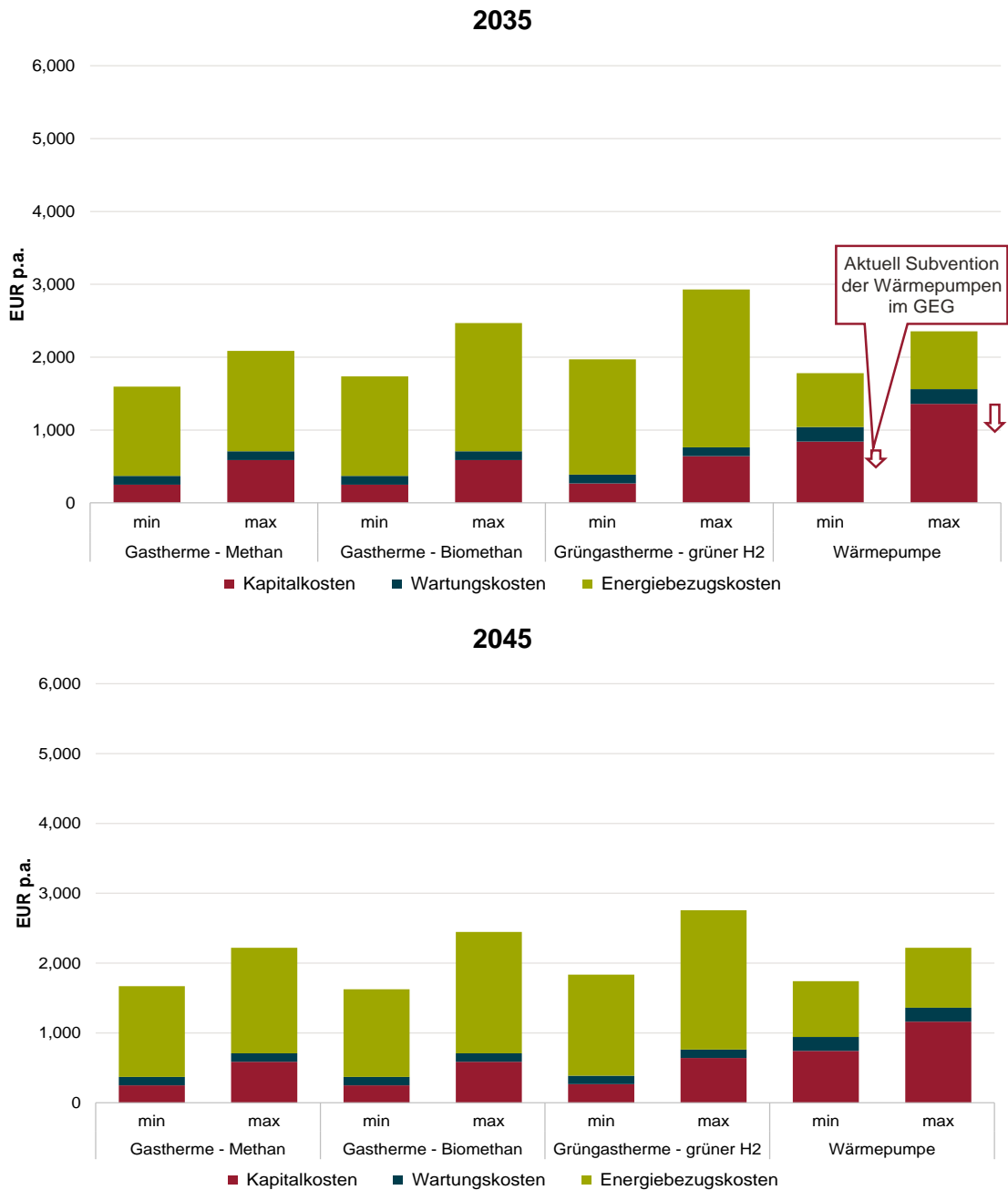
Abbildung 4 Vergleich Gesamtkosten für MFH in 2045



Quelle: Frontier Economics

Gesamtkosten für verschiedene Wärmeversorgungs­lösungen nach Kostenkomponenten

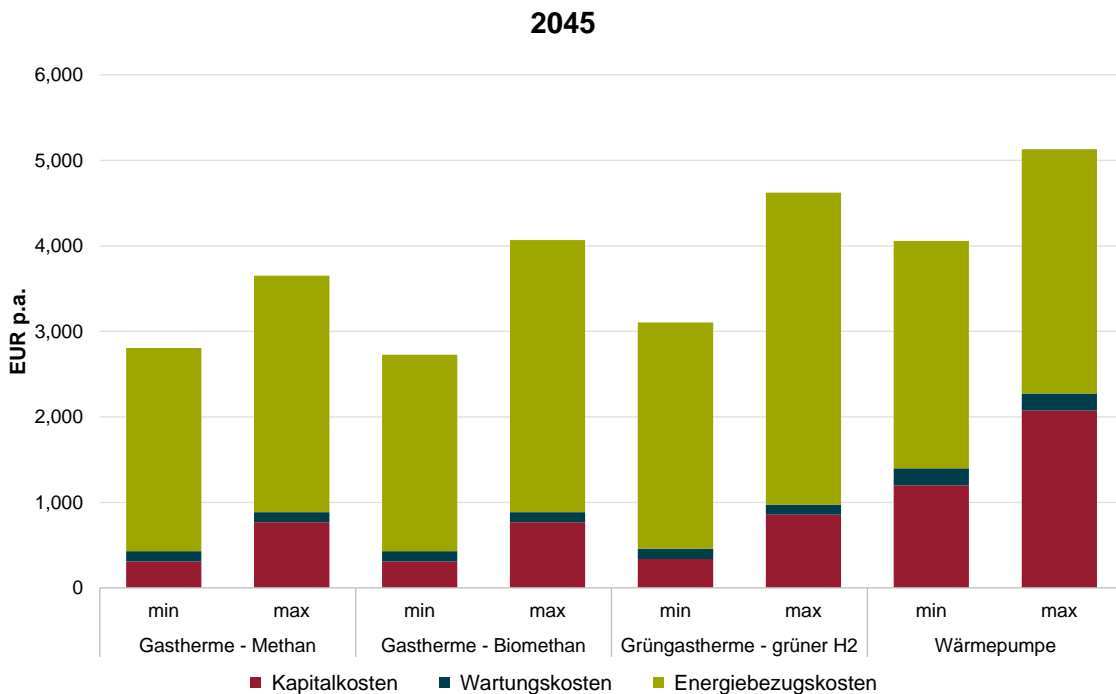
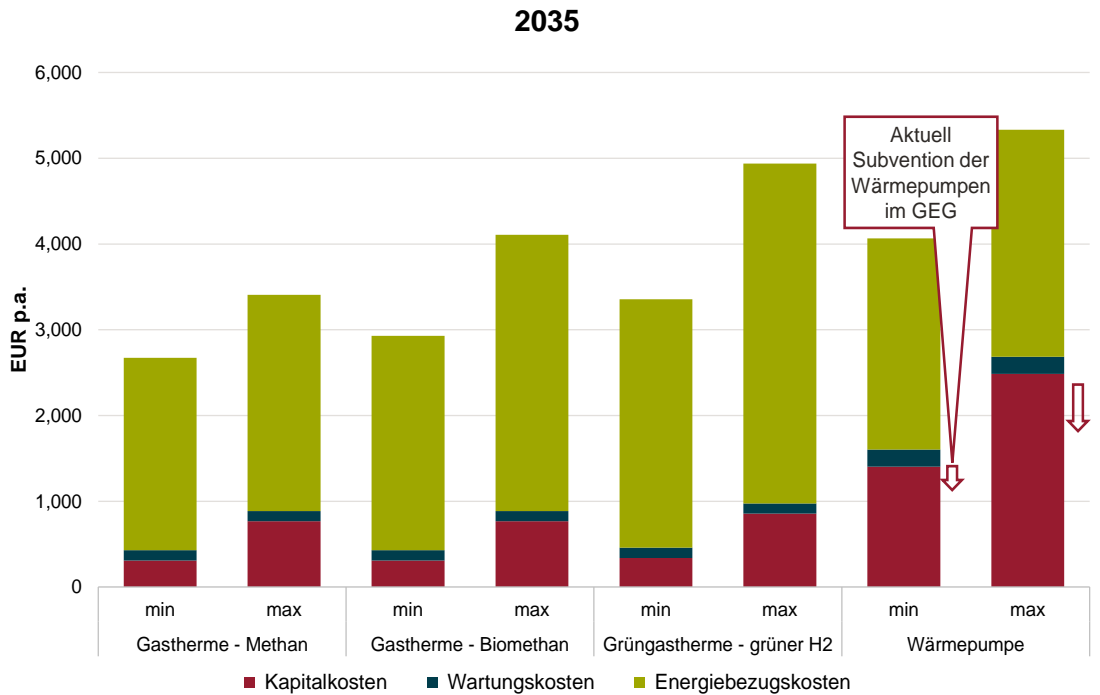
Abbildung 5 Gesamt­kosten für verschiedene Wärmeversorgungs­lösungen nach Kostenkomponenten – EFH Klasse B



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Annahmen zu den Darstellungen sind in Anhang C dokumentiert.

Abbildung 6 Gesamtkosten für verschiedene Wärmeversorgungslösungen nach Kostenkomponenten – EFH Klasse D



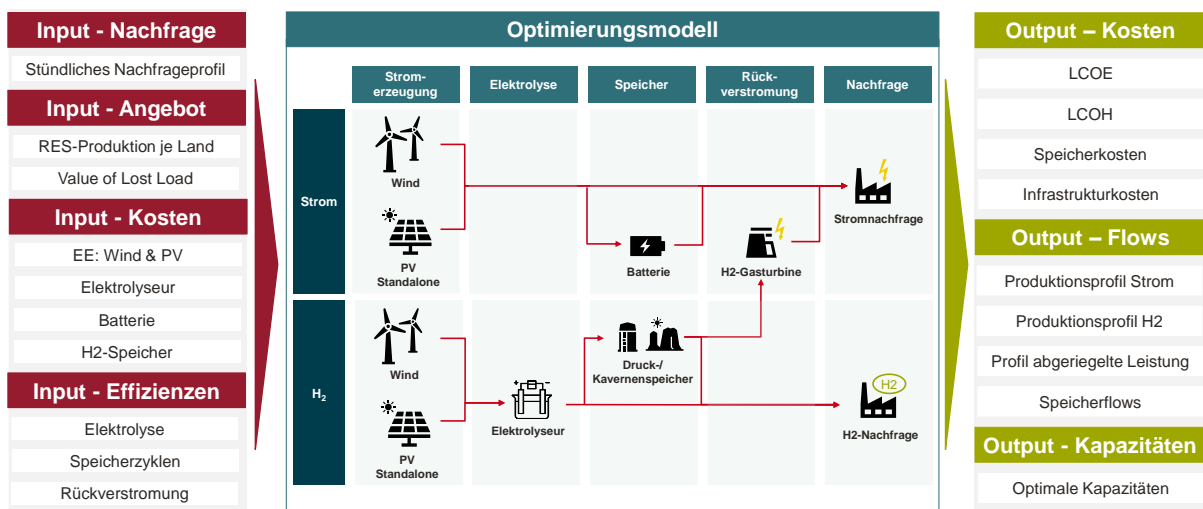
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Annahmen zu den Darstellungen sind in Anhang C dokumentiert.

Anhang B HyLo-Optimierungsmodell für Wasserstoffkosten

Wir betrachten in dieser Studie drei Wasserstoffrouten: Neben der Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland betrachten wir ebenfalls grünen Wasserstoff aus Norwegen (per Pipeline-Transport) sowie grünen Wasserstoff aus Australien (per Schiff-Transport). Für die Ermittlung der Wasserstoffkosten verwenden wir dabei ein Optimierungsmodell, welches sich, im Gegensatz zu vielen bestehenden Studien, für die Gesamtkosten nicht auf die Kosten eines volatilen Profils bezieht. Stattdessen betrachten wir die Kosten von „grundlastfähiger“ Energie.¹

Abbildung 7 HyLo-Optimierungsmodell für Wasserstoffkosten



Quelle: Frontier Economics

Mit Hilfe unseres Optimierungsmodells (siehe Abbildung 7) ermitteln wir die Kosten für Wasserstoff für eine annähernd konstante Nachfrage. Es werden also die Kosten für eine grundlastfähige Bereitstellung des Wasserstoff betrachtet. Diese sind aufgrund der dafür benötigten Veredlung (Zwischenspeicherung) höher als die reinen Gesteungskosten.

Für ein vorgegebenes Nachfrageprofil wählt das Modell die optimale Anlagenkonfiguration (Erzeugung, Speicherung, Transport), so dass die Systemkosten zur Bereitstellung von Wasserstoff minimiert werden.² Als Inputs dienen Produktionsprofile von erneuerbaren Energien, sowie techno-ökonomische Parameter relevanter Infrastruktur (Kosten und

¹ Bei dieser Form des Energiebedarfs ist z. B. das volatile Profil und die Saisonalität des jeweiligen Standorts besonders entscheidend – Solarstandorte generieren z. B. im Winter weniger Strom, dieser muss dann aus anderen Stromquellen (z. B. Wasserstoffrückverstromung) ausgeglichen werden.

² Das Optimierungsmodell ist in GAMS formuliert und wird mit Cplex gelöst.

Effizienzen von PV, Wind, Elektrolyse, Speicher und Rückverstromung). Die techno-ökonomischen Parameter des Optimierungsmodells sind in Die in diesem Anhang gezeigten Ergebnisse sind als reale Euro-Werte dargestellt.

Tabelle 1 im Anhang C zusammengefasst. Für eine ausführliche Beschreibung des HyLo-Optimierungsmodell siehe „Bähr et al. (2023): Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland. Eine Studie von IW Consult und Frontier Economics im Auftrag des Dezernat Zukunft.“.

Anhang C Annahmen

Die in diesem Anhang gezeigten Ergebnisse sind als reale Euro-Werte dargestellt.

Tabelle 1 Annahmen HyLo-Optimierungsmodell für Wasserstoffkosten

Kategorie	Parameter	Einheit	2035	2045	Quelle
Angebot	VLS Wind Offshore DE	h/a	4.197	4.197	Frontier basierend auf Wetterdaten
	VLS PV AUS	h/a	1.718	1.718	Frontier basierend auf Wetterdaten
	VLS Wind Onshore AUS	h/a	3.878	3.878	Frontier basierend auf Wetterdaten
	VLS Wind Onshore NO	h/a	4.039	4.039	Frontier basierend auf Wetterdaten
	Value of lost load	€/MWh	500	500	Frontier
Kosten H ₂ -Produktion	Wind Offshore CAPEX	€/MW	1.794.790	1.367.487	Frontier basierend auf IEA (2022) und Braendle et al. (2021)
	Wind Offshore OPEX	€/MW/a	71.792	54.699	Frontier basierend auf IEA (2022) und Braendle et al. (2021)
	Elektrolyseur CAPEX	€/MW	844.500	647.500	Frontier basierend auf Agora PtX BOA (2023)
	Elektrolyseur OPEX	€/MW/a	16.890	12.950	Frontier basierend auf Agora PtX BOA (2023)
	Projektlebenszeit	Jahre	25	25	IEA (2021), Agora PtX BOA (2023)
Kosten Speicherung	Salzkaverne CAPEX DE	€/MWh	334	334	Europäische Kommission (2021), BNEF (2019)
	Salzkaverne OPEX DE	€/MWh/a	13	13	Europäische Kommission (2021), BNEF (2019)
	Lebenszeit Untergrundspeicher	Jahre	25	25	Europäische Kommission (2021), BNEF (2019)
Finanzierungskosten	WACC	%	5	5	Frontier basierend auf Damadoran (2021)
Effizienzen	Effizienz Elektrolyseur	%	71	71	Durchschnitt aus Braendle et al. (2021)

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 2 Annahmen zu Investitionskosten und Wartungskosten für Heizsysteme

			2035		2045	
		Einheit	min	max	min	max
Allgemeine Annahmen	Lebensdauer	Jahre	20	20	20	20
	WACC	%	5	5	5	5
	Netzanschlusskosten	EUR	0	0	0	0
Gastherme (Erdgas / Biomethan)	Investitionskosten	EUR/kW(th)	100	300	100	300
	Installationskosten	EUR	2.000	4.000	2.000	4.000
	Wartungskosten	EUR/a	120	120	120	120
Grüngastherme	Investitionskosten	EUR/kW(th)	120	360	120	360
	Installationskosten	EUR	2.000	4.000	2.000	4.000
	Wartungskosten	EUR/a	120	120	120	120
Wärmepumpe NT	Investitionskosten	EUR/kW(th)	583	1.166	472	945
	Installationskosten	EUR	4.000	4.000	4.000	4.000
	Wartungskosten	EUR/a	200	200	200	200
Wärmepumpe HT	Investitionskosten	EUR/a	729	1.458	590	1.181
	Installationskosten	EUR	4.000	4.000	4.000	4.000
	Wartungskosten	EUR/a	200	200	200	200

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 3 Annahme zu betrachteten Gebäudetypen – EFH

	Einheit	Klasse B	Klasse D
Thermischer Energiebedarf (Raumwärme)	kWh/m ² /a	63	128
Thermischer Energiebedarf (Warmwasser)	kWh/Person/a	700	700
Thermischer Leistungsbedarf	kW(th)	11	19
Wohnfläche	m ²	150	150
Personenzahl	#	3,5	3,5
Einheiten	#	1	1
Wirkungsgrad Gastherme	kWh(th)/kWh(Gas)	0,9	0,9
Angenommene Wärmepumpe	/	NT	HT
Jahresarbeitszahl Wärmepumpe	/	5,1	2,8

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 4 Annahme zu betrachteten Gebäudetypen – MFH

	Einheit	Klasse B	Klasse D
Thermischer Energiebedarf (Raumwärme)	kWh/m ² /a	31	102
Thermischer Energiebedarf (Warmwasser)	kWh/Person/a	700	700
Thermischer Leistungsbedarf	kW(th)	61	106
Wohnfläche	m ²	778	778
Personenzahl	#	25	25
Einheiten	#	10	10
Wirkungsgrad Gastherme	kWh(th)/kWh(Gas)	0,9	0,9
Angenommene Wärmepumpe	/	NT	HT
Jahresarbeitszahl Wärmepumpe	/	5,4	2,7

Quelle: *Frontier Economics*