

# Wirtschaftlichkeit der mitteltiefen Geothermie im Norddeutschen Becken

Der Geothermiekongress  
20. Nov. 2025  
Frankfurt a. M.

Simon Richter  
IÖW – Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Berlin  
[simon.richter@ioew.de](mailto:simon.richter@ioew.de)



# Das Projekt

- „*Warm-Up* – Geothermie für die Wärmewende: Flankierung des Rollouts der Mitteltiefen Geothermie in Deutschland“
- Laufzeit: Okt. 2022 – Juli 2026
- Projektverbund:



Bundesanstalt für  
Geowissenschaften  
und Rohstoffe



Leibniz-Institut für  
Angewandte Geophysik



| i | ö | w

INSTITUT FÜR ÖKOLOGISCHE  
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG



INSTITUT FÜR SOZIAL - ÖKOLOGISCHE  
FORSCHUNG UND BILDUNG gGmbH

- Teilvorhaben IÖW: Kostenverteilung & regionalökonomische Effekte
- 7. Energieforschungsprogramm

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



---

# Teil I: reine Geothermie-Kosten

# Untersuchte Standorte

---

- Norddeutsches Becken (NDB)
- 6 Standorte mit Einwohnerzahlen zwischen 7.000 und 59.000
- insgesamt 8 Horizonte
- Wärmenetzvorlauf- und -rücklauftemperaturen von 80 bis 90 °C und von 43 bis 61 °C (jeweils leistungsgewichtete Jahresmittelwerte). An Standorten ohne Wärmenetz wurden 80/45 °C angenommen.

# Input-Parameter (Auswahl)

Standort	1	2	3		4	5		6		Quelle
Horizont	Wealden	Rhät	Aalen	Rhät	Aalen	Aalen	Hettang	Defurth		
Teufe (vertikal)	1.575	2.375	1.395	1.975	2.021	1.050	1.500	1.510	m	G.E.O.S., Fraunhofer IEG
Fördertemp.	69	90	55	82	75	47	63	56	°C	
Injektionstemp.	20	20	20	20	10	20	20	13	°C	BGR, Fraunhofer IEG
Förderrate	11	30	26	43	33	15	22	23	l/s	
spez. Reservoirerschließungskosten	2.000	2.500	1.500	2.500	2.500	1.500	2.500	2.000	€/m <sup>1</sup>	G.E.O.S.

Betrachtungszeitraum	30 Jahre	BVG, Stober et al. 2023, KWW Technikkatalog, Experteninterviews
Volllaststunden pro Jahr	5.000 h	Fraunhofer IEG
Mischkalkulationszins	7 %	eigene Berechnung anhand KfW & BNetzA
Strompreis (Industrie)	20 ct/kWh <sub>el</sub>	BNetzA

# Input-Parameter (Auswahl)

---

Die gezeigten Parameter entsprechen groben Mittelwerten, sind also nicht absolut, denn „*vor der Hacke ist's duster*“ bzw.:

- Die Teufen und Fördertemperaturen entsprechen 50-%-Wahrscheinlichkeits-werten,
- die Injektionstemperatur wurde pauschal mit 20 °C angenommen. Nur für zwei Horizonte lagen zum Zeitpunkt dieser Veröffentlichung hydrochemische Auswertungen vor, welche Ausfällungen im Thermalwasser erst bei niedrigeren Temperaturen bescheinigen,
- die Förderraten wurden anhand der „Brunnenformel“ berechnet unter konservativen Annahmen bezüglich der jeweiligen Gebirgseigenschaften (Permeabilität etc.),
- die spezifischen Reservoirerschließungskosten sind grobe Mittel-/Erfahrungswerte aus bereits realisierten Projekten (überwiegend aus der bayrischen Molasse) und wurden anhand der Teufe je Horizont angesetzt – nicht anhand des individuellen Untergrunds und weiterer Bohrkostenfaktoren,
- für alle Standorte wurden pauschal 5.000 Volllaststunden angenommen, obwohl diese je nach Abnahmestruktur zwischen 2.000 (kleine Kommune ohne Gewerbe/Industrie) und 8.000 (größere Kommune mit Gewerbe/Industrie) stark variieren können.

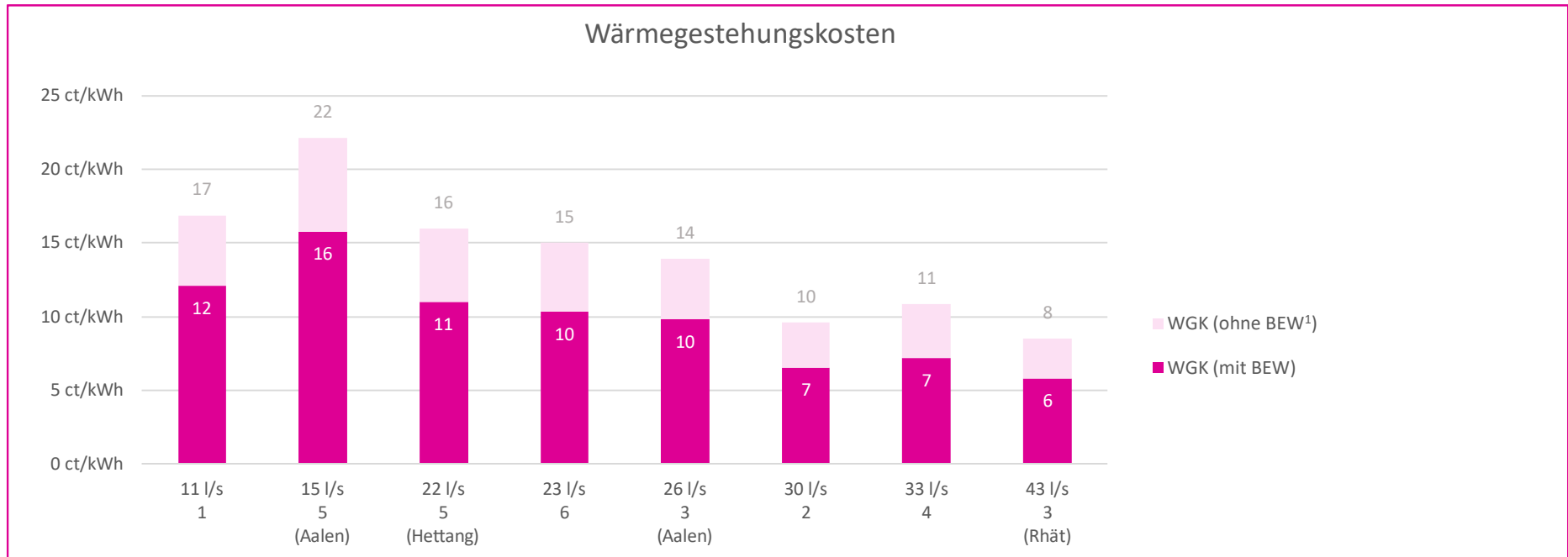
Das Fündigkeitsrisiko ist durch den (vergleichsweise hohen) Mischkalkulationszins miteingepreist.

# (Zwischen)<sup>1</sup>ergebnisse

---

- Berechnung der Wärmegestehungskosten (WGK) anhand Annuitätenmethode nach VDI 2067
- Annahme Anlagenkonzept<sup>2</sup>:
  - wenn Injektionstemp. > Rücklauftemp., dann nur direkte Rücklaufvorwärmung (DRV)<sup>3</sup>,
  - wenn Fördertemp. < Rücklauftemp., dann nur als „Umgebungswärme“ für die Großwärmepumpe (GWP),
  - ansonsten erst DRV bis auf Rücklauftemp., dann restliche Abkühlung des Thermalwassers bis auf Injektionstemp. als „Umgebungswärme“ für die GWP.
- Ergebniswerte nicht absolut, sondern grobe Mittelwerte möglicher Bandbreiten, da Input-Parameter Durchschnitts- und Jahresmittelwerte darstellen

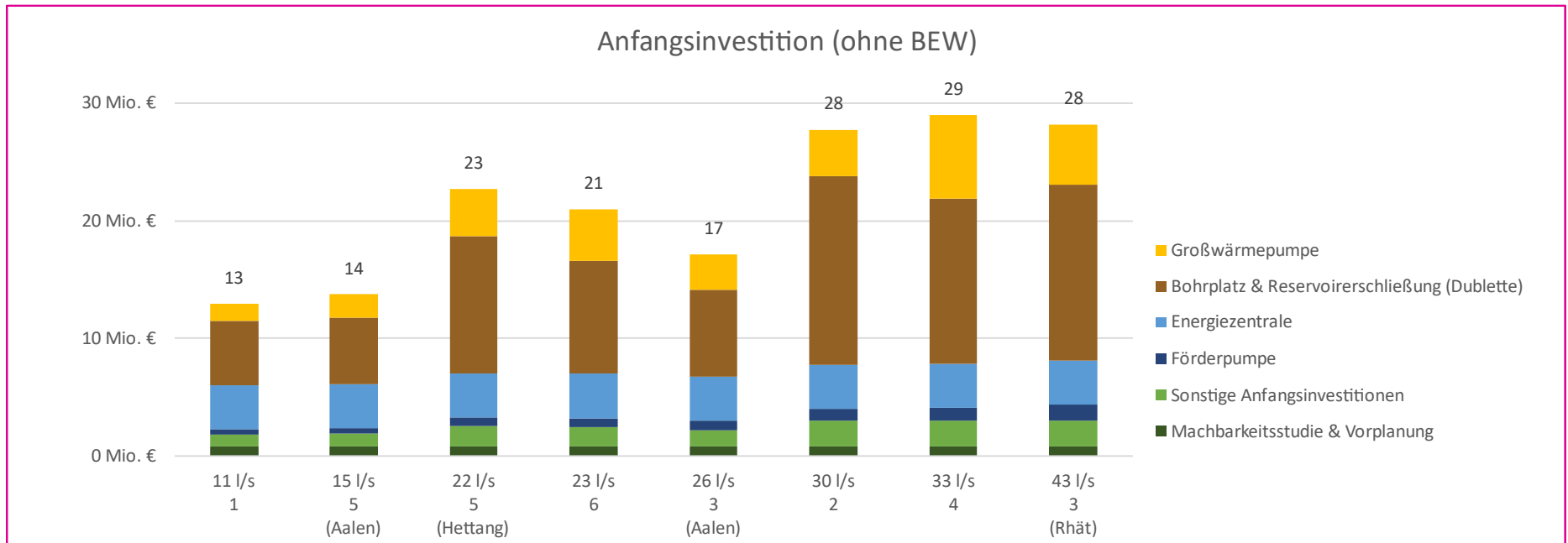
# (Zwischen)ergebnisse



## Erkenntnis:

- Tendenziell abnehmende WGKs mit zunehmender Förderrate (unabhängig von Tiefe und Fördertemperatur).

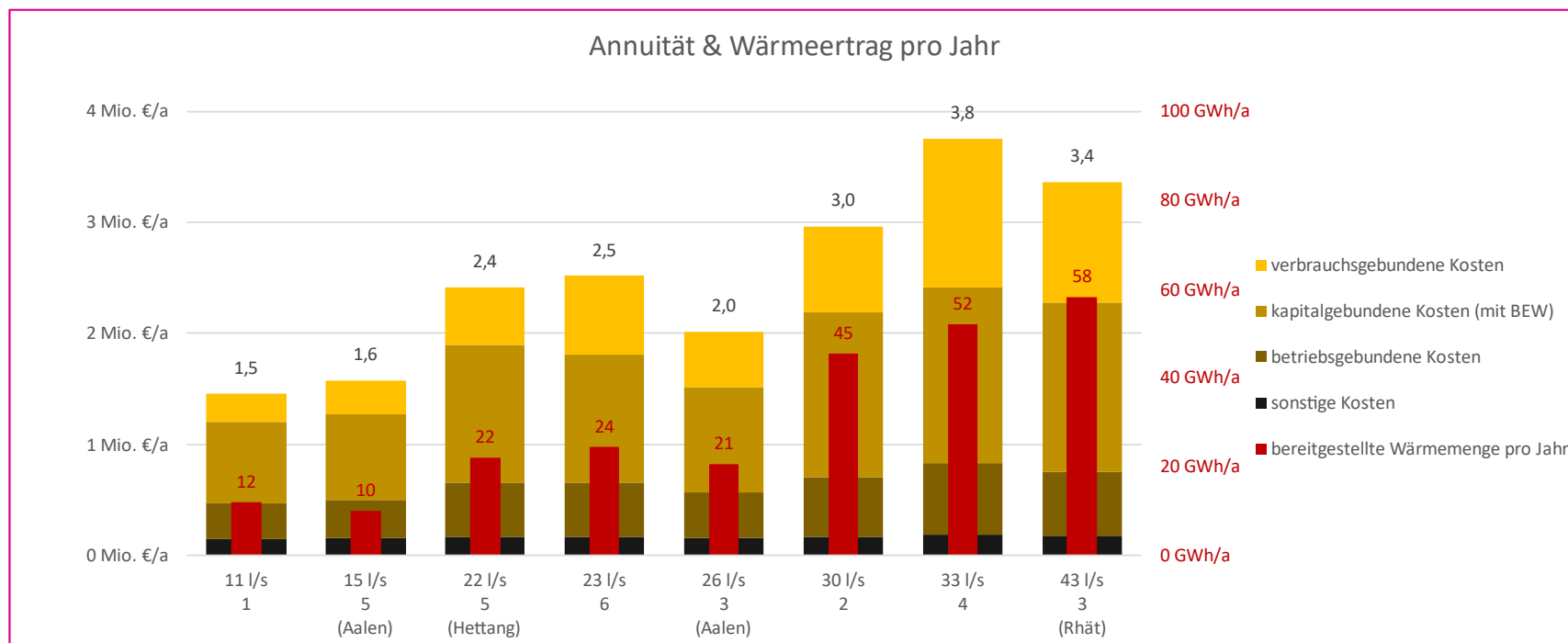
# (Zwischen)ergebnisse



## Erkenntnis:

- Die wirtschaftlichsten Horizonte (ganz rechts) sind jene mit den höchsten Anfangsinvestitionen. Das heißt, die Höhe der Anfangsinvestitionen allein sagt nicht zwingend etwas über die Wirtschaftlichkeit eines Horizonts aus.

# (Zwischen)ergebnisse



## Erkenntnisse:

- GWP hat deutlich größeren Einfluss auf jährliche Stromkosten als Förderpumpe,
- Förderrate hat deutlich größeren Einfluss auf jährlichen Wärmeertrag als Fördertemp.,
- ausschlaggebend für WGKs ist der Wärmeertrag, nicht (nur) die Kosten.

# Zusammenfassung

---

- Entscheidend für Horizont-Auswahl ist dessen Fließrate, nicht dessen Tiefe oder Temperatur
- Zentralen Einfluss auf Wärmegestehungskosten haben vor allem:
  - Fließrate,
  - Anfangsinvestitionen (davon Bohrkosten größter Posten),
  - Volllaststunden,
  - Gewinnerwartung,
  - Energiepreisentwicklung.
- Sensitivitätsanalyse WGKs:  $\pm 1 - 5$  ct/kWh<sub>th</sub> pro Parameter
- Sehr hohe Anfangsinvestition (Finanzierungsproblem für Kommunen)
- + Sehr lange Laufzeit (eventuell. auch > 30 a) und relativ niedrige Betriebskosten



---

## Teil II:

# Geothermie im Gesamtwärme-konzept

# Geothermie + Versorgungskonzept

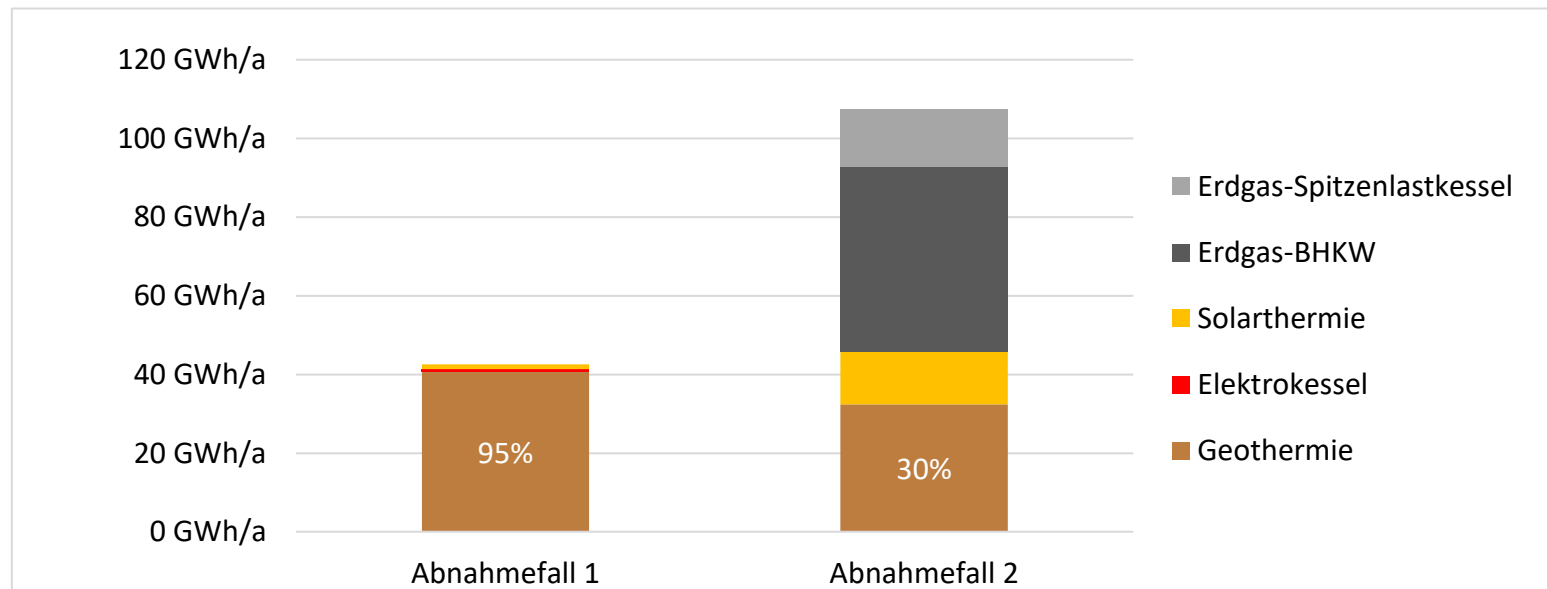
Ableitung aus Teil I: drei typische Geothermie-Kostenfälle:

WGKs (mit BEW) <u>nur</u> Geothermie		Interpretation als „Untergrund-Szenario“
min.	5 ct/kWh <sub>th</sub>	„günstig“
Ø 8 Horizonte	10 ct/kWh <sub>th</sub>	„durchschnittlich“
max.	16 ct/kWh <sub>th</sub>	„ungünstig“

# Geothermie + Versorgungskonzept

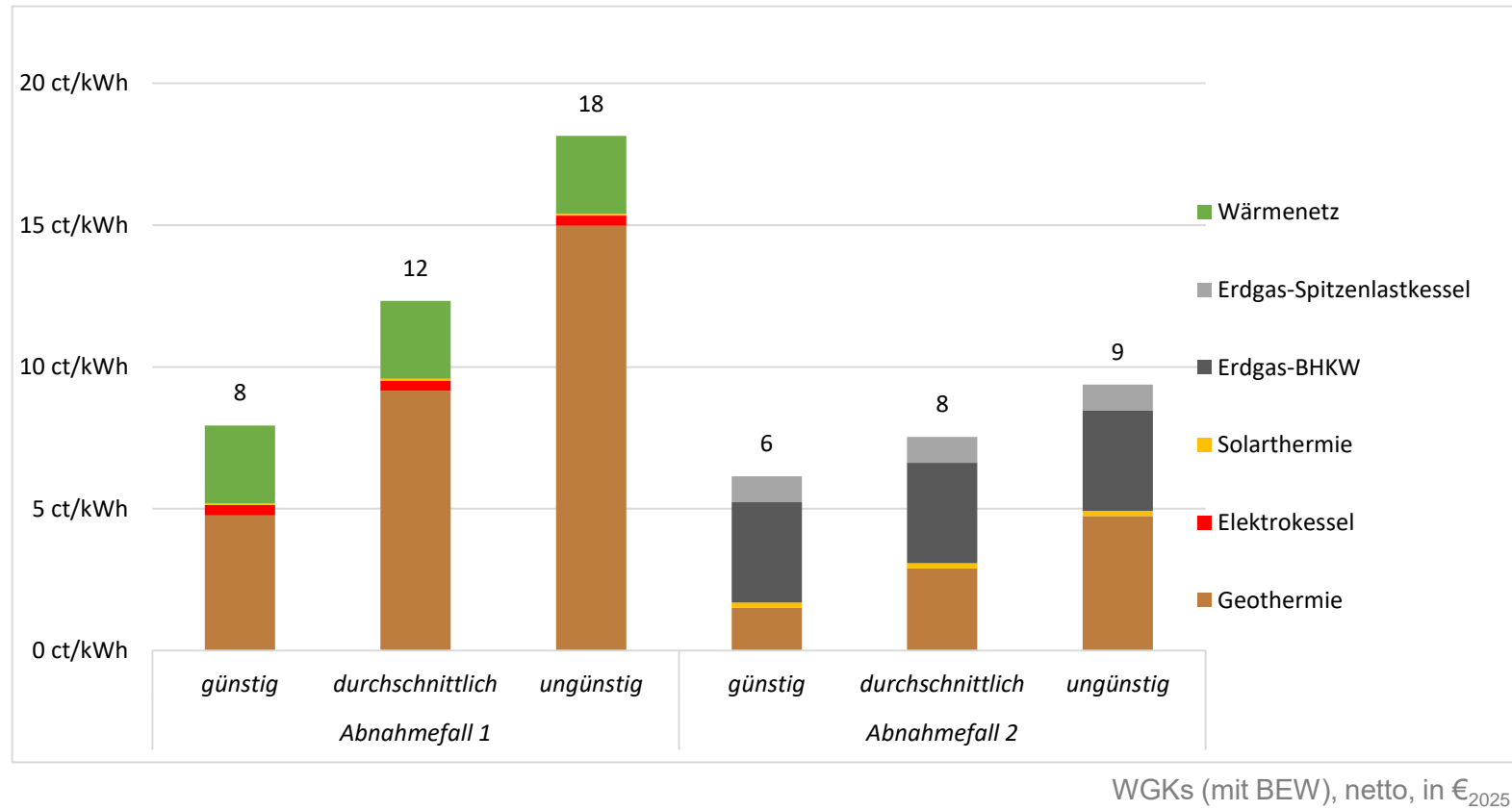
Definition zweier typischer Abnahmefälle:

- Abnahmefall 1: Neues Wärmenetz  
(„bestmögliche Ausnutzung der Geothermie“)
- Abnahmefall 2: Bestandswärmenetz  
(„Geothermie zur Teilsubstitution Fossiler“)



Versorgungskonzepte in Anlehnung an Ergebnisse von Fraunhofer IEG

# (Zwischen)ergebnisse



## (Zwischen)ergebnisse

---

Die zwei berechneten Szenarien sind keinesfalls miteinander vergleichbar, da sie auf grundlegend anderen Annahmen beruhen:

- Abnahmefall 1 beschreibt ein neu zu errichtendes, kleineres, treibhausgasneutrales Wärmenetz, das nur so groß dimensioniert wird, dass die geothermische Wärme optimal distribuiert werden kann.
- Im Abnahmefall 2 hingegen ist das Wärmenetz mitsamt Erzeugerpark bereits vorhanden und abgeschrieben. Lediglich für die geothermische Teilsubstitution fossiler Wärmeerzeuger muss neu investiert werden. Die deutlich günstigeren Wärmegestehungskosten begründen sich darin sowie in den aktuell noch niedrigen Kosten fossiler Wärmeversorgung, die den Gesamtpreis dieses Abnahmefalls drücken.

Diese Gegenüberstellung soll Entscheidungsträger\*innen mögliche Kostenbandbreiten und den Einfluss der lokalen Gegebenheiten aufzeigen.

## Fazit & Diskussion

---

- Die Kosten der Geothermie sind sowohl von den untertägigen Bedingungen als auch vom obertägigen Nutzungskonzept abhängig
- Ein vorhandenes Wärmenetz senkt die Wärmegestehungskosten deutlich (Standortvorteil). In diesem Abnahmefall ist die mitteltiefe Geothermie im NDB wirtschaftlich betreibbar und konkurrenzfähig zu dezentraler Versorgung
- Muss das Wärmenetz erst gebaut und finanziert werden, ist die mitteltiefe Geothermie im NDB aktuell nur konkurrenzfähig zu fossilen Technologien, wenn die Untergrundbedingungen überdurchschnittlich gut sind
- Mit zunehmendem Geothermie-Anteil steigt die Preissensitivität und Abhängigkeit des Gesamtsystems von den Wärmegestehungskosten der Geothermie

# Glück auf!

Simon Richter & Projektteam

IÖW – Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Berlin  
simon.richter@ioew.de

20. Nov. 2025

