

# TRANSFORMATION DER FERN- WÄRME IN ERKRATH-HOCHDAHL

Zentrum für Innovative Energiesysteme (ZIES)

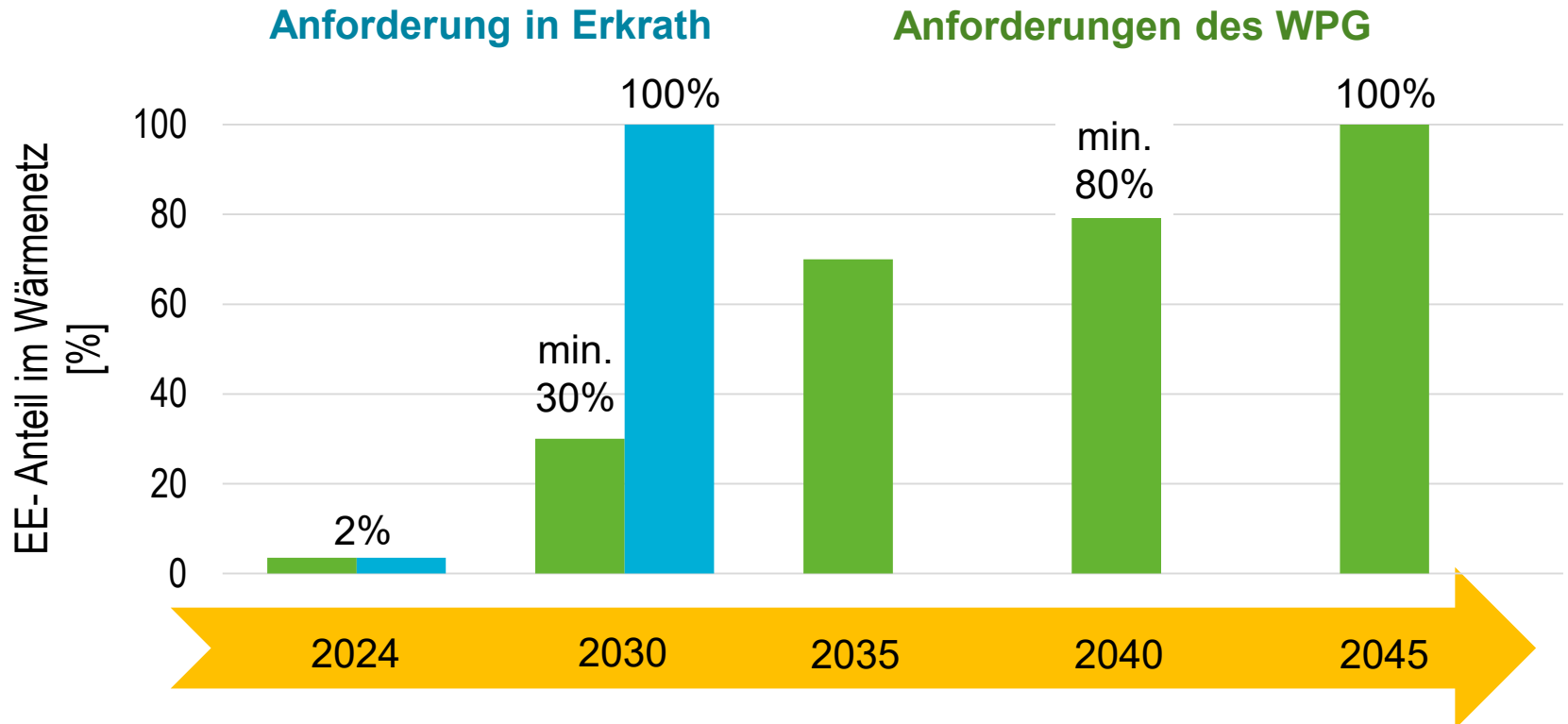
Prof. Dr.-Ing. Mario Adam

Infoveranstaltung Fernwärme Erkrath-Hochdahl,

10. September 2024

# TRANSFORMATIONSPLAN IN ERKRATH - 4 SZENARIEN

Wegmarken und Zielwerte gemäß **a) Beschluss des Aufsichtsrats** → 100 % EE-Anteil bis 2030  
**b) BEW und Wärmeplanungsgesetz (WPG) des Bundes**



- beide Szenarien: **mit / ohne Tiefe Geothermie** (hohes Potential ↔ techn./zeitl. Realisierbarkeit)
- Planung, die im Zeitablauf regelmäßig aktualisiert werden muss (und kann)

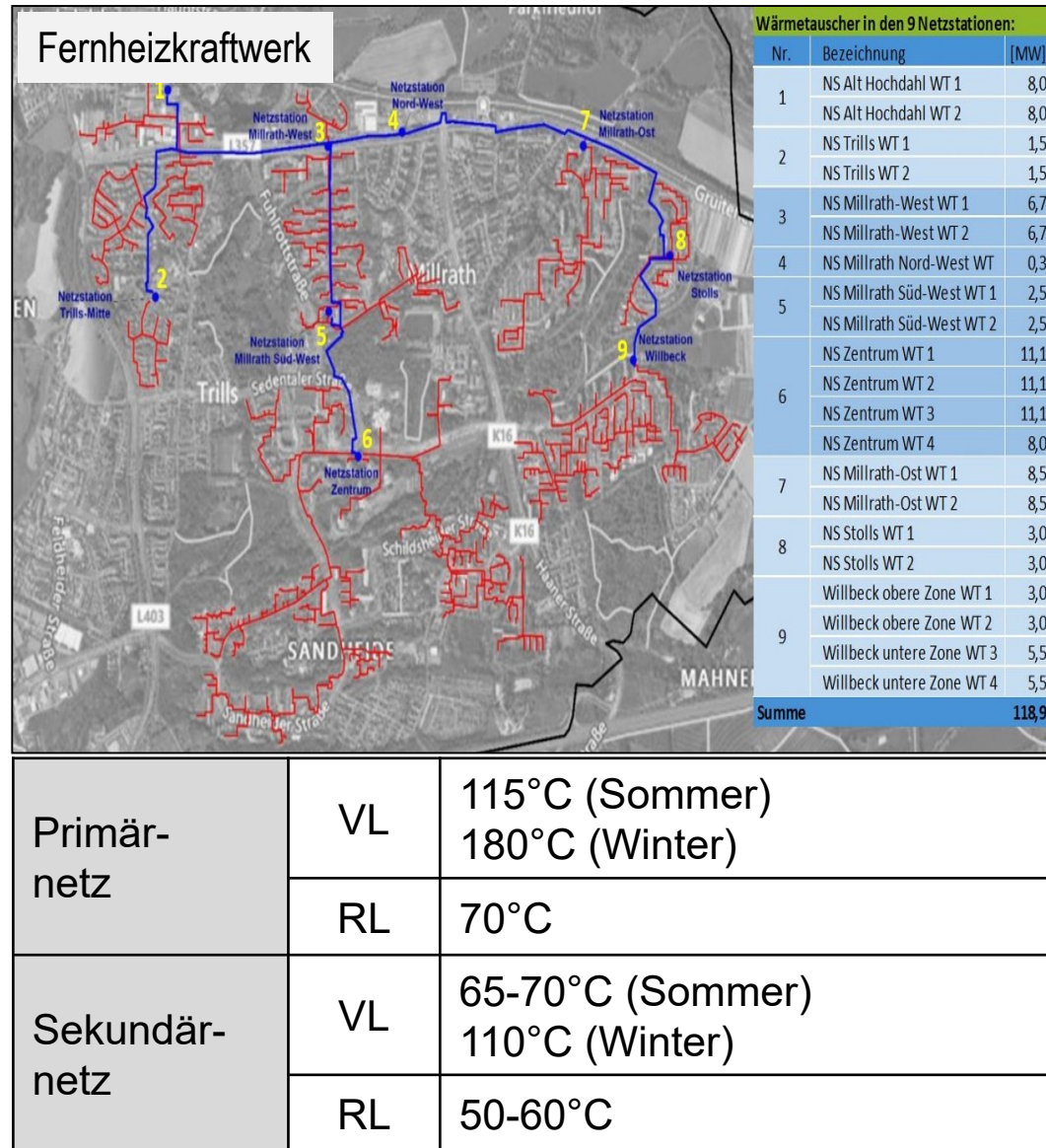
# IST-ZUSTAND

## Aktuelle Randbedingungen

- Fernheizkraftwerk: 90 MW installierte thermische Leistung
- ca. 125 GWh/a ( $\pm 10$  GWh/a) Wärmeeinspeisung; in 2022:
  - Biomethan-BHKW: rd. 2%
  - Erdgas-BHKW: rd. 44%
  - Erdgas-Kessel: rd. 54%

## Wärmeverteilung/-netz

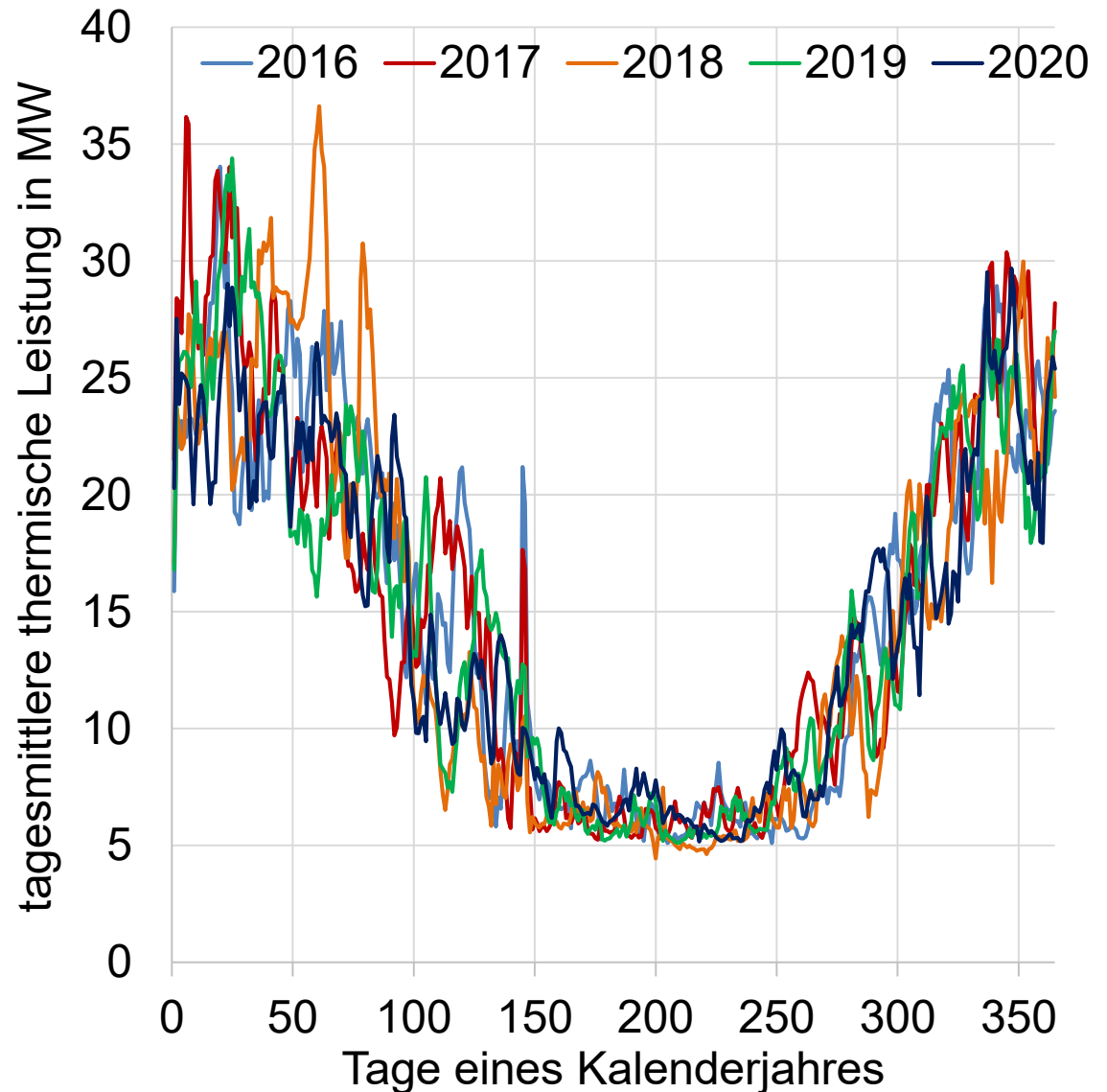
- 51,4 km Gesamtlänge (Trasse)
  - Primärnetz: 5,4 km
  - Sekundärnetze: 46 km
- Heizzentrale + 9 Netzstationen für Wärmeübertragung an die Sekundärnetze und Druckhaltung



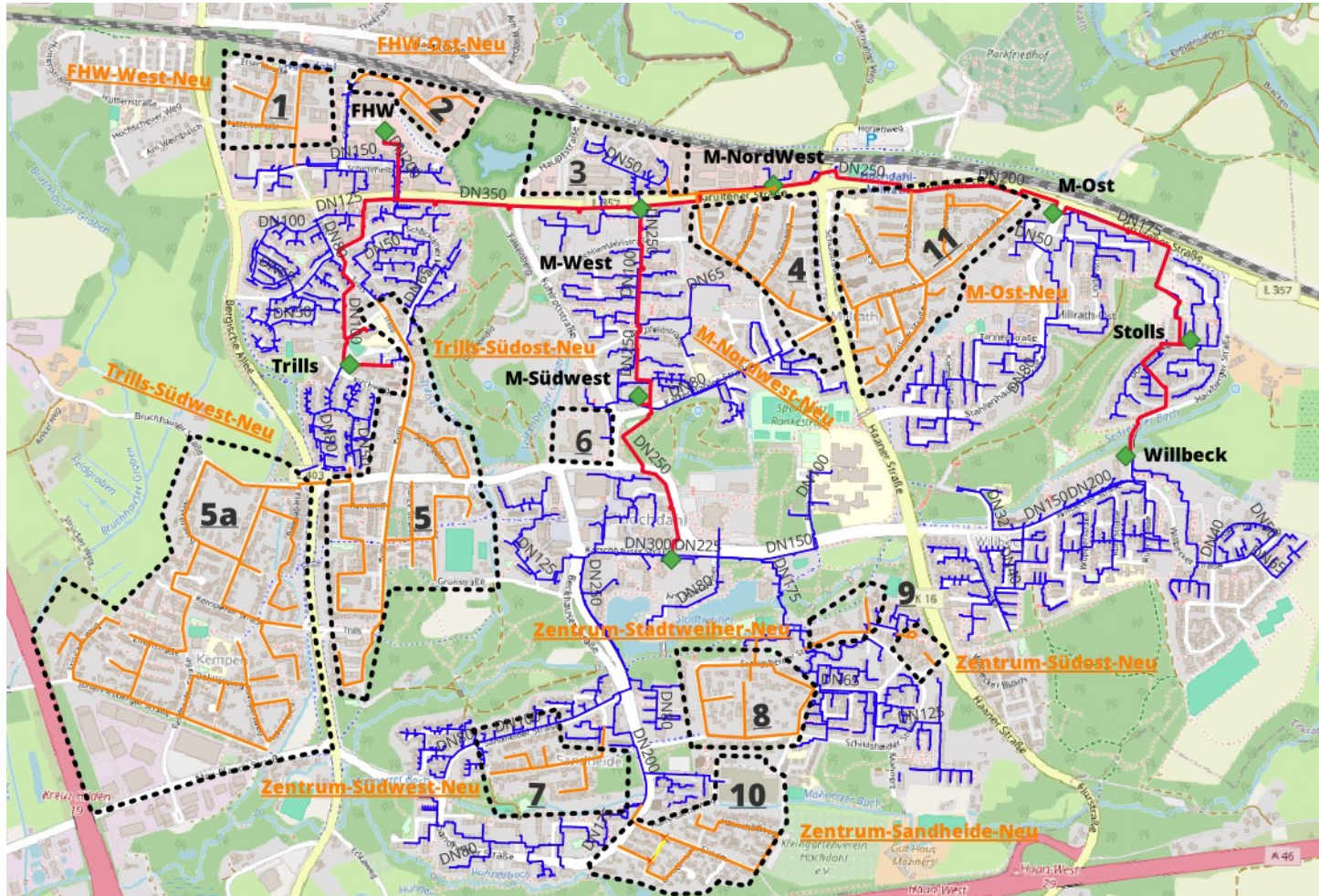
# IST-ZUSTAND - LASTVERLAUF

## Lastverläufe von 2016 – 2020

- Verlauf über die Jahre ähnlich
- maximale tagesmittlere Leistung: 36 MW (40 % der installierten thermischen Leistung von 90 MW)
- sommerliche Grundlast: 7 MW tagesmittlere Leistung (= rd. 20 % der Maximalleistung)



# BESTANDSNETZ + POTENTIELLE ERWEITERUNGEN



## Erweiterung + Nachverdichtung

in Gebieten mit bisheriger Versorgung mit

- Erdgas
- Heizöl
- Strom

## Hemmnisse

- Aufwand zur Querung von Bahntrassen, Bundesstraßen
- vergleichsweise geringer Wärmebedarf

Quelle: QGIS und Daten Stadtwerke Erkrath

# WÄRMEBEDARF, NETZVERLUSTE/-TEMPERATUR

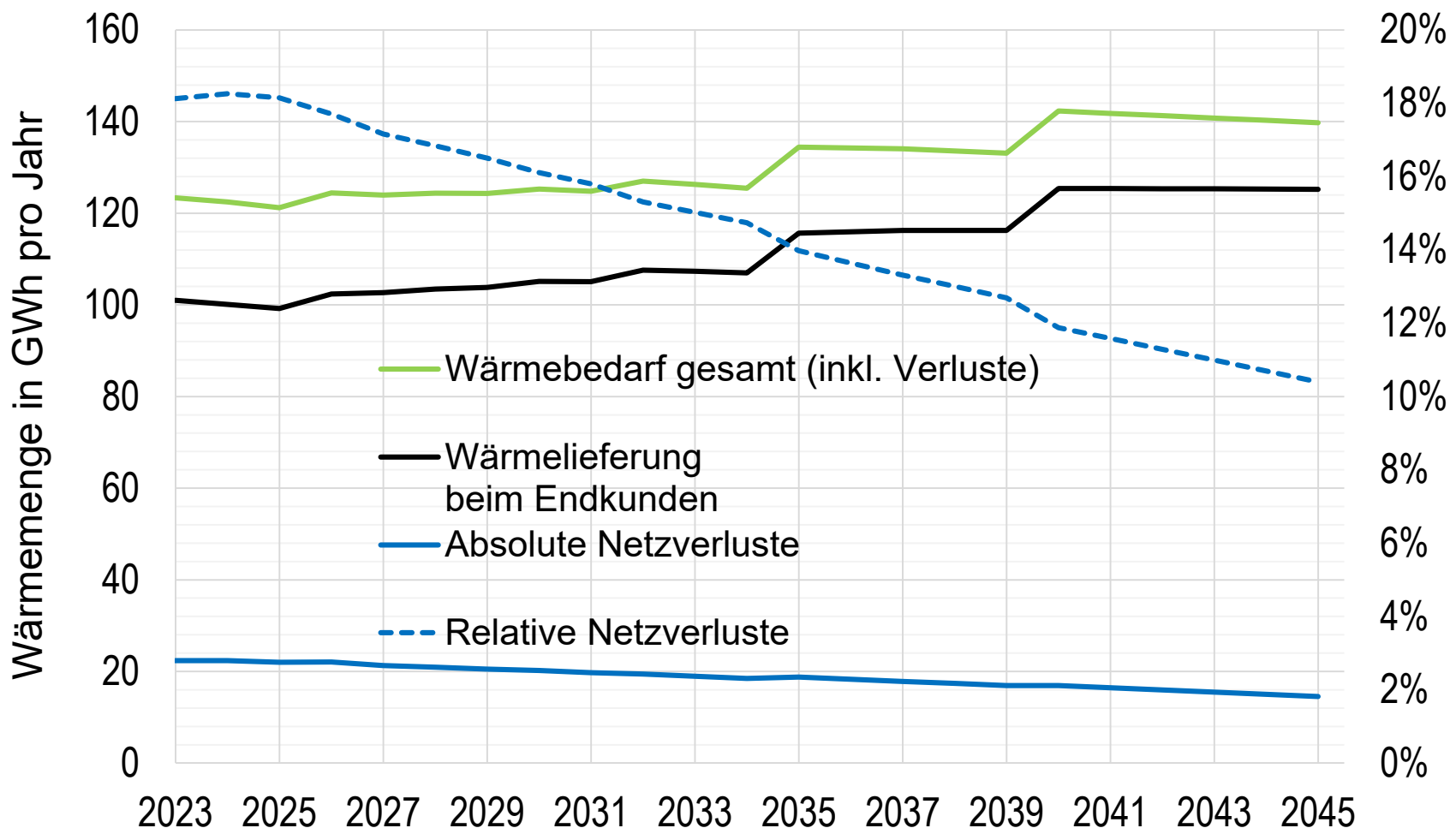
## Zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs der Kund\*innen

- Neuerschließung + Nachverdichtung (18 km neue Trassen): 2026 - 2045
- Energetische Sanierungsrate der Gebäude von 1,5 % pro Jahr mit im Mittel 60% Energieeinsparung (angelehnt an DENA/2021, BMWi/2014)

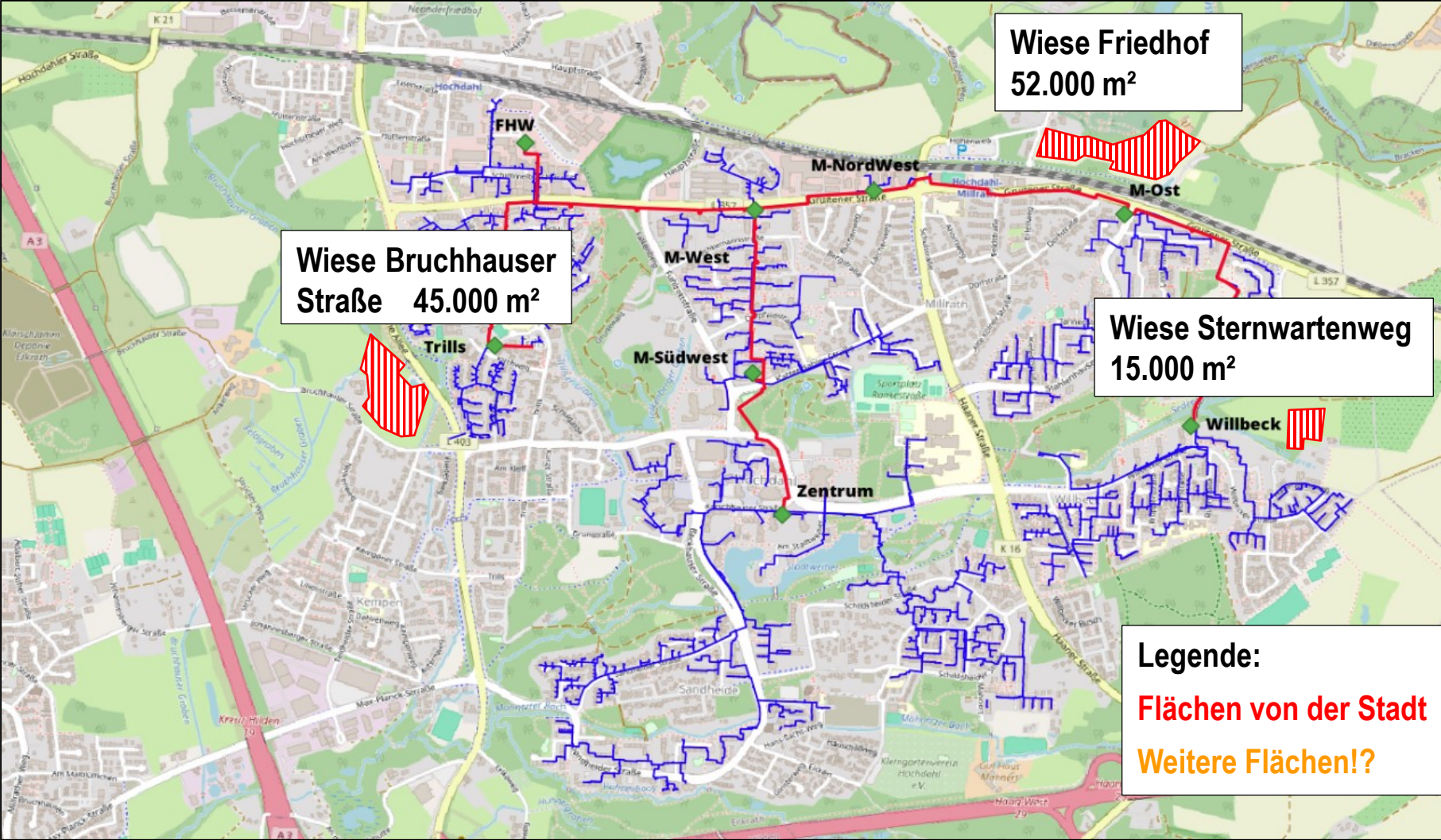
## Maßnahmen zur Senkung der Netzverluste und Netztemperatur (-> 95°C)

- Sanierung des Primärnetzes: 2025 - 2027
  - aktuell: große Temperaturdifferenz + kleine Volumenströme/Rohrdurchmesser
  - zukünftig: kleine Temperaturdifferenz + große Volumenströme/Rohrdurchmesser
- Primärnetz-Entlastung durch dezentrale Einspeisung in einigen Sekundärnetzen (Zentrum, Millrath Ost, Millrath Nordwest, Trills)
- Sanierung der Netzstationen inkl. Wärmeübertrager: 2026 - 2031
- Sanierung der Sekundärnetze: ab 2027, 1,5 km jährlich
- 2 Druckerhöhungsanlagen (Stolls, Millrath Südwest)

# PROGNOSE WÄRMEBEDARF UND NETZVERLUSTE



# FREIFLÄCHEN FÜR WÄRMEERZEUGUNG MIT EE





# POTENZIALANALYSE - WÄRMEERZEUGUNG MIT EE (I)

Technologie	GWh/a	Potenzial
WP-Geothermie, tief	104	FhG IEG (2023): geothermales Wasser erwartet in 600 bis 1400 m Tiefe (24...37°C); hier: Ergiebigkeits-Mittelwert des IEG x 2

# POTENZIALANALYSE - WÄRMEERZEUGUNG MIT EE (I)

Technologie	GWh/a	Potenzial
WP-Geothermie, tief	104	FhG IEG (2023): geothermales Wasser erwartet in 600 bis 1400 m Tiefe (24...37°C); hier: Ergiebigkeits-Mittelwert des IEG x 2
WP-Geothermie Erdsonden	10,5	bei ca. 700 Sonden, 100 m tief, verteilt auf ca. 125.000 m <sup>2</sup> (10°C; andere Anzahl, Tiefe etc. möglich)
WP-Roh- bzw. Brunnenwasser	13,4	Rohwasser-Abkühlung an zentraler Wasseraufbereitung Gruitener Straße (12°C) um 7 K (ganzjähriger Betrieb möglich)
WP-Abwasser	18,3	Abwasser-Abkühlung nach Klärwerk Hochdahl (10...22°C) um 5-6 K; (unter Einhaltung ökologischer Randbedingungen für Eselsbach)
WP-Fluss	9,5	Abkühlung von kleinem Teilstrom der Düssel (100 m <sup>3</sup> /h, 7...18°C) um 6 K (nur bei Fluss-Temperatur > 7°C; beachte Flora/Fauna-Habitat-Querung)

# POTENZIALANALYSE - WÄRMEERZEUGUNG MIT EE (I)

Technologie	GWh/a	Potenzial
WP-Geothermie, tief	104	FhG IEG (2023): geothermales Wasser erwartet in 600 bis 1400 m Tiefe (24...37°C); hier: Ergiebigkeits-Mittelwert des IEG x 2
WP-Geothermie Erdsonden	10,5	bei ca. 700 Sonden, 100 m tief, verteilt auf ca. 125.000 m <sup>2</sup> (10°C; andere Anzahl, Tiefe etc. möglich)
WP-Roh- bzw. Brunnenwasser	13,4	Rohwasser-Abkühlung an zentraler Wasseraufbereitung Gruitener Straße (12°C) um 7 K (ganzjähriger Betrieb möglich)
WP-Abwasser	18,3	Abwasser-Abkühlung nach Klärwerk Hochdahl (10...22°C) um 5-6 K; (unter Einhaltung ökologischer Randbedingungen für Eselsbach)
WP-Fluss	9,5	Abkühlung von kleinem Teilstrom der Düssel (100 m <sup>3</sup> /h, 7...18°C) um 6 K (nur bei Fluss-Temperatur > 7°C; beachte Flora/Fauna-Habitat-Querung)
WP-Außenluft	90,6	an FHW + Wiese Bruchhauser Str. (da nah an FHW + Stromversorgung) (Betrieb ohne Wärmeübertrager-Vereisung → ab 5...37°C)

# POTENZIALANALYSE - WÄRMEERZEUGUNG MIT EE (II)

Technologie	GWh/a	Potenzial
Solarthermie	27,3	rd. 65.000 m <sup>2</sup> Kollektorfläche und 8.000 m <sup>3</sup> Wasserspeicher, verteilt auf verschiedene Flächen
Biomasse	21	lt. BEW maximal zulässige 15%ige Deckung des Wärmebedarfs
Wasserstoff	offen	nur zur Deckung von Spitzenlasten

**ohne Potenzial:** Abwärme, lokale Biomasse (Schnittgrün, lokale Holzabfälle), thermische Abfallbehandlung (zurzeit)

**Stromerzeuger:** Windkraft, Photovoltaik

sehr vorteilhaft bei direkter Nutzung zum Antrieb von Wärmepumpen aufgrund der geringen Stromerzeugungskosten → da direkte Nutzung unklar, Potenzial ermittelt, aber nicht weiter berücksichtigt

# OPTIMIERUNG - ERZEUGERPARK 2030 (2045)

## Allgemeines Vorgehen

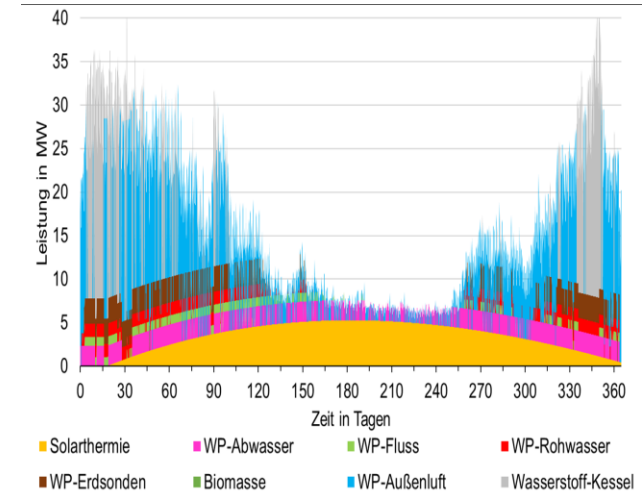
- Bewertung von rd. 100.000 verschiedenen Systemkombinationen mit stündlichen Jahressimulationen

## Technische Randbedingungen

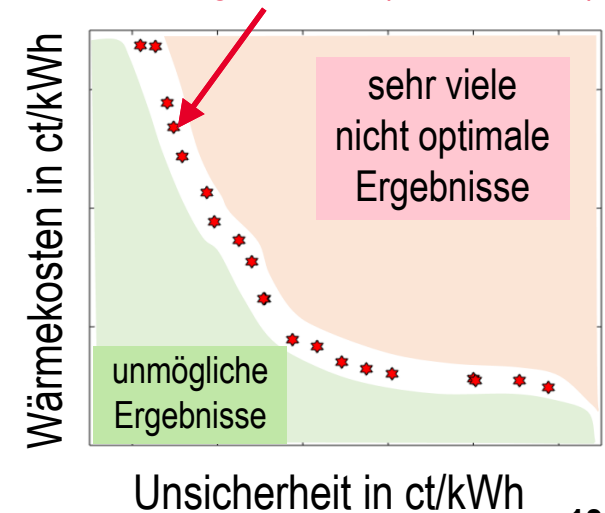
- Lastprofil (skaliert) und Wetter-/Abwasserdaten aus 2022, Flusswasserdaten aus 2023
- Wärmeerzeuger
  - maximale Energiemengen + installierbare Leistungen
  - Einspeisereihenfolge: Solarthermie → Wärmepumpen (in der Reihenfolge ihrer Wärmequellentemperaturen) → Biomasse → Wasserstoff
  - Betriebs-Restriktionen z.B. WP-Außenluft ohne Vereisung und Abtauung der Wärmeübertragerflächen

## Wirtschaftliche Randbedingungen

- Investitionen, Förderung, Zinsen, Energieträgerpreise
- zukünftige Unsicherheit über Bandbreiten berücksichtigt



beste Ergebnisse (Paretofront)



# OPTIMIERUNG - ERZEUGERPARK 2030 (2045)

**Bandbreite möglicher installierter Leistungen**  
(← Potenzialanalyse; Summe = maximale Last)

Wärmeerzeuger	Minimum MW	Maximum MW
WP-Geothermie, tief	0	8,2 / 16,4
WP-Geothermie, oberflächennah	0	2,9
WP-Rohwasser	0	1,5
WP-Abwasser	0	2,3
WP-Fluss	0	1,1
WP-Außenluft	0	45
Solarthermie	0	45
Biomasse (Biomethan-BHKW)	0	45

**Wirtschaftliche Randbedingungen**  
(gemäß Studien und Einschätzungen)

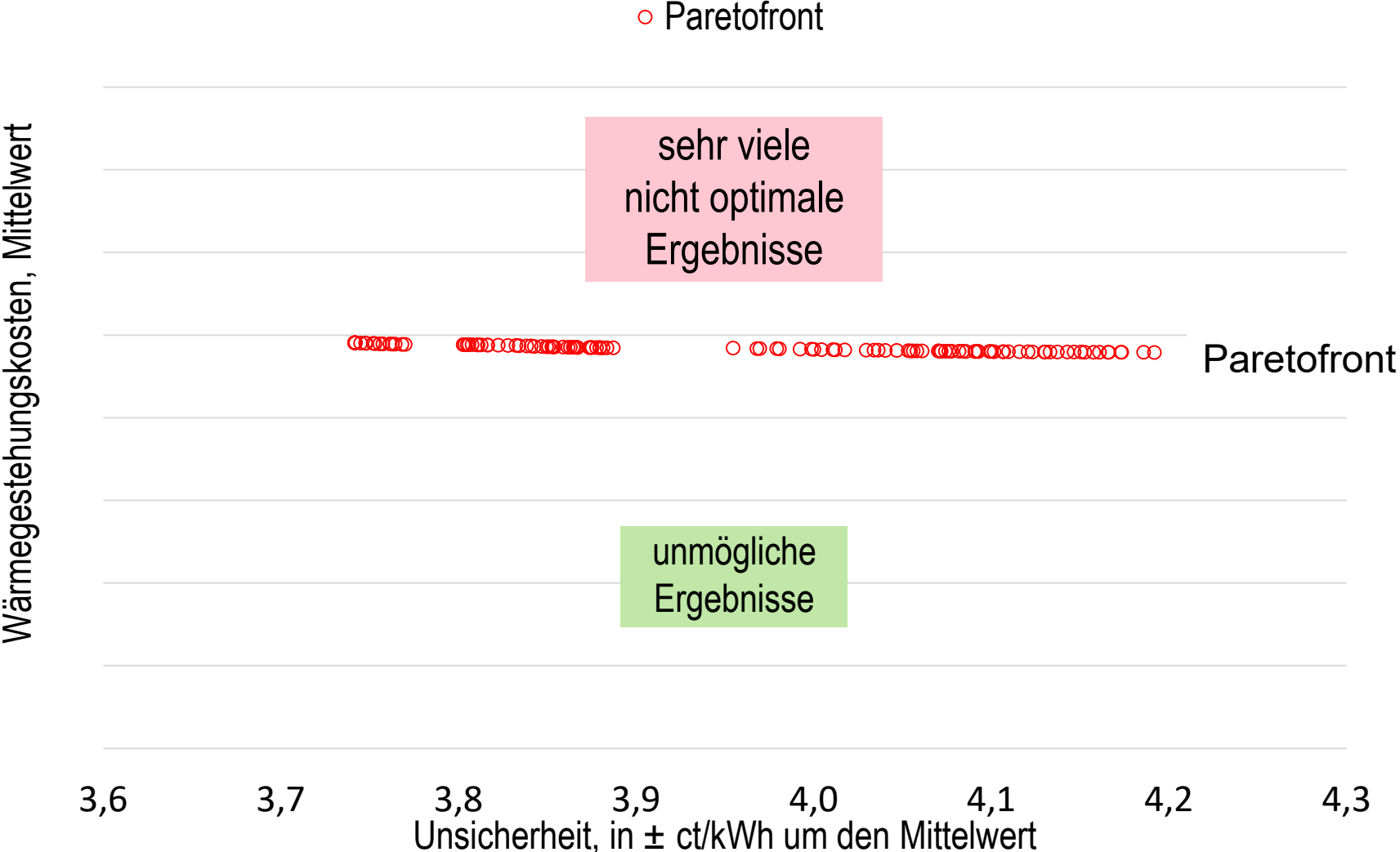
**Investitionen:** KWP Baden-Württemberg, Studien, Richtpreise

**Zinssatz Kapitalkosten:** **2,25 %** (0 ... 5%)

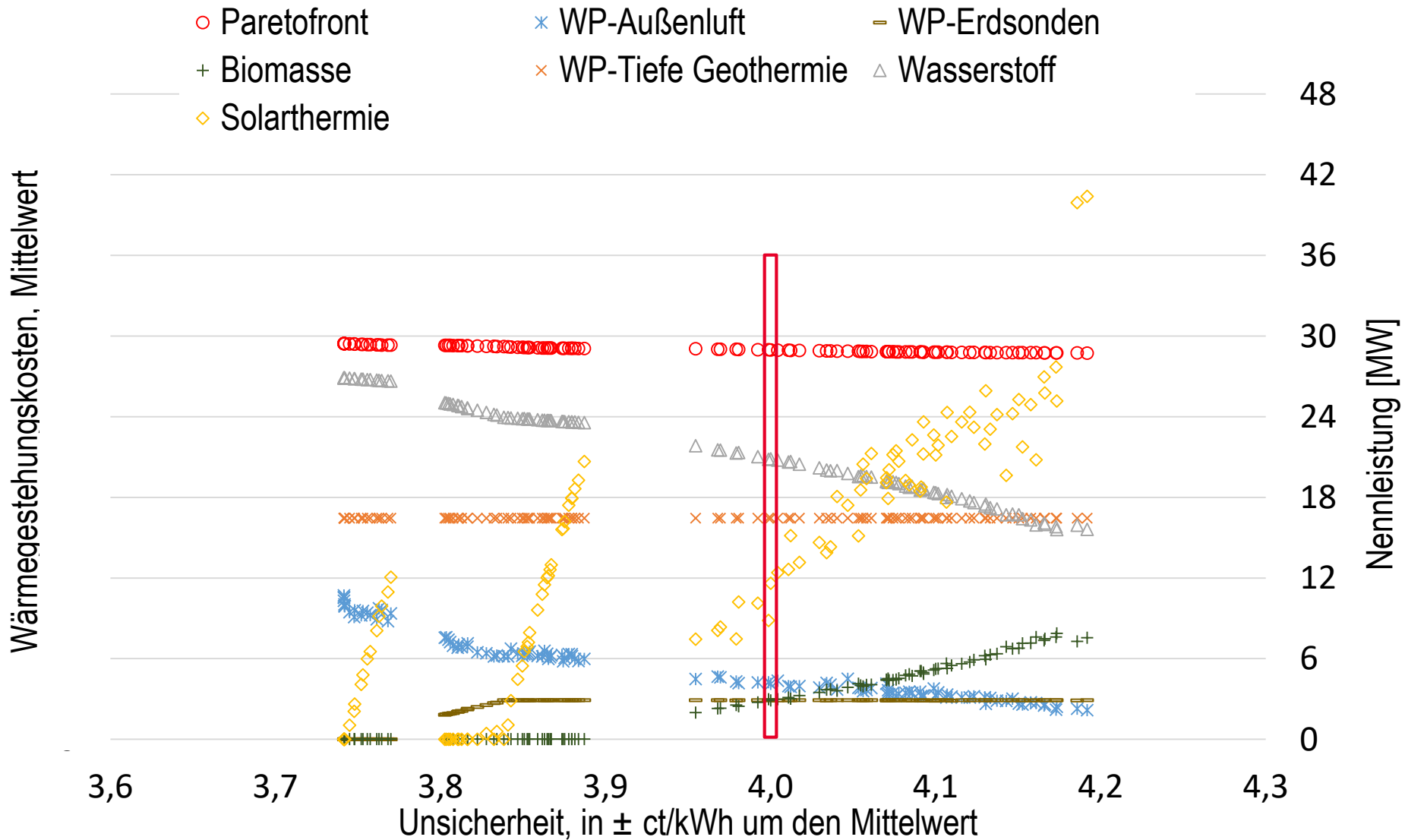
Energiepreise in ct/kWh <sub>(Hs)</sub>	Mittel- wert	Band- breite
(Erdgas)	<b>(3,75)</b>	(2,5 ... 5)
Biomethan	<b>10</b>	8 ... 12
Strom	<b>20,5</b>	13 ... 28
Wasserstoff	<b>20</b>	15 ... 25

ohne Vertriebs-/Verwaltungskosten etc.

# OPTIMIERUNG 2030 (2045) - MIT TIEFER GEOTHERMIE

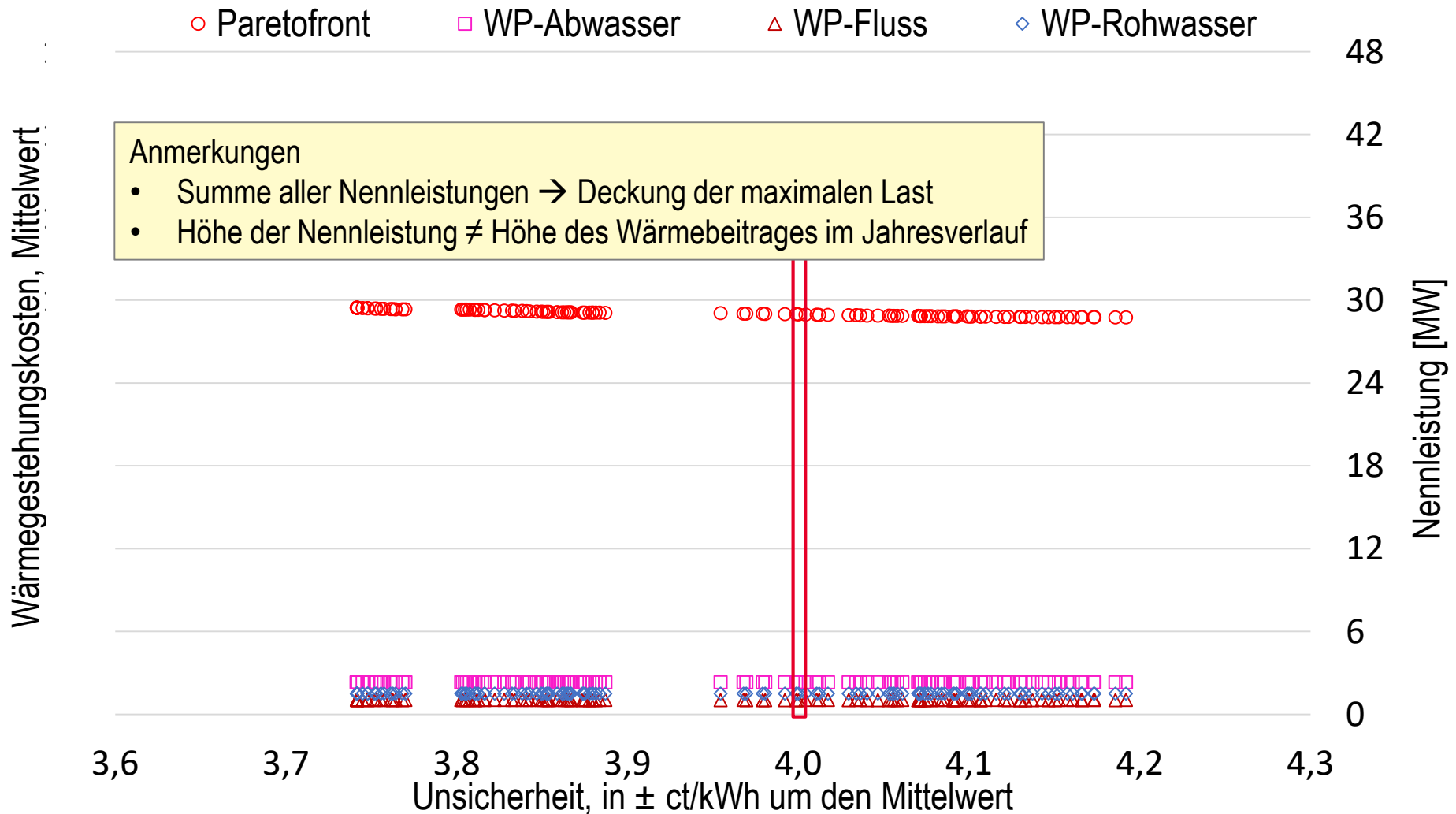


# OPTIMIERUNG 2030 (2045) - MIT TIEFER GEOTHERMIE

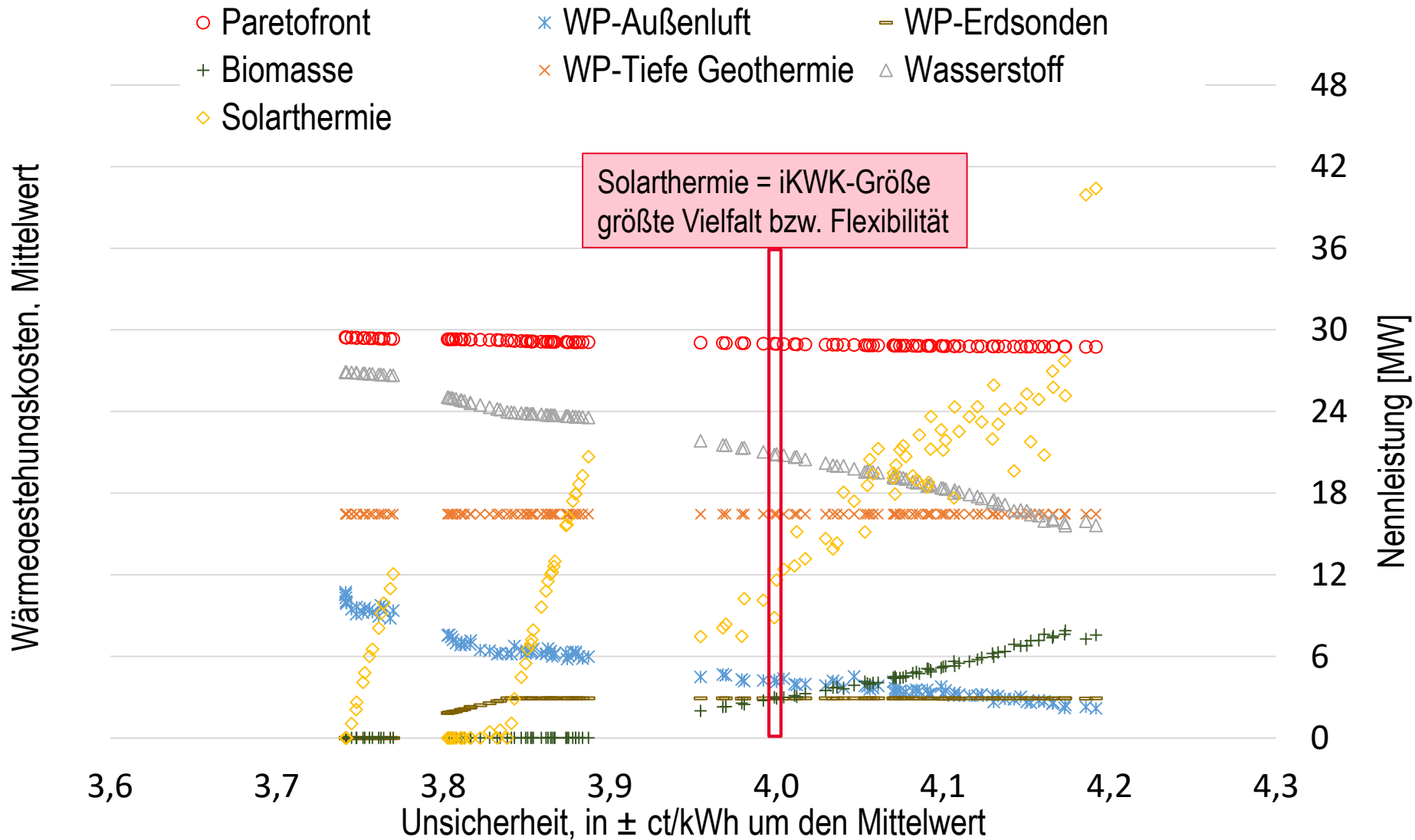




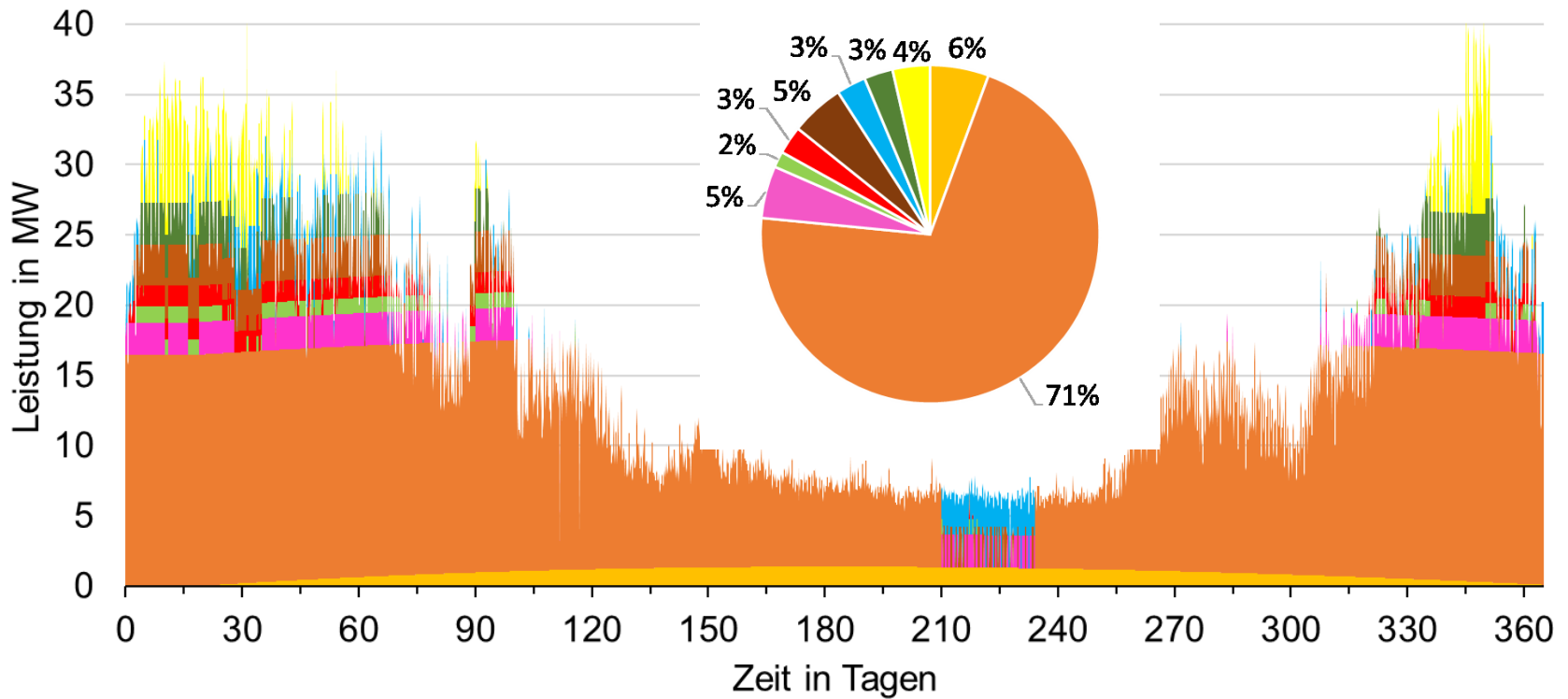
# OPTIMIERUNG 2030 (2045) - MIT TIEFER GEOTHERMIE



# OPTIMIERUNG 2030 (2045) - MIT TIEFER GEOTHERMIE



# OPTIMIERUNG 2030 (2045) - MIT TIEFER GEOTHERMIE



■ Solarthermie  
■ WP-Fluss  
■ Biomasse

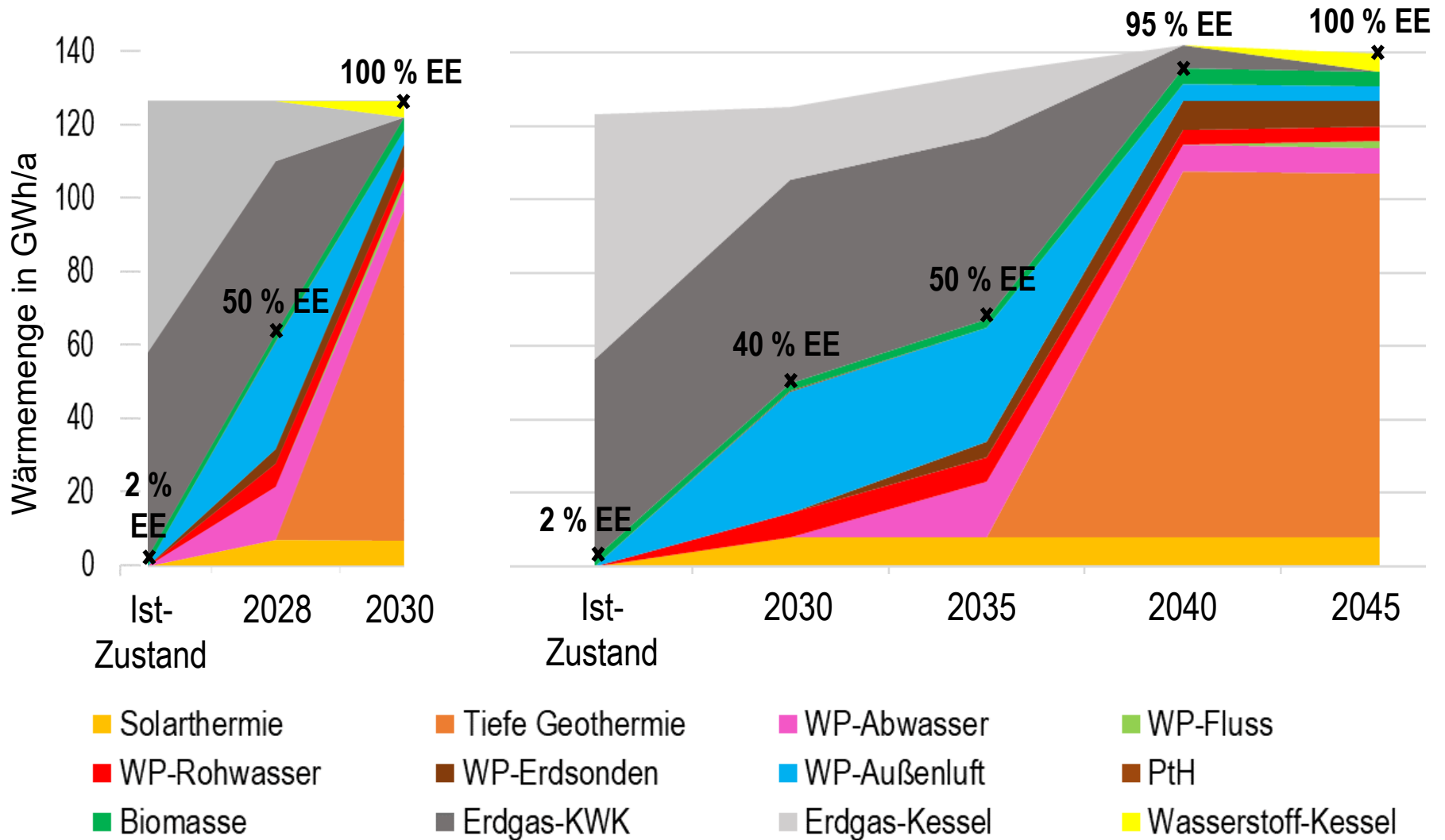
■ Tiefe Geothermie  
■ WP-Rohwasser  
■ WP-Außenluft

■ WP-Abwasser  
■ WP-Erdsonden  
■ Wasserstoff-Kessel

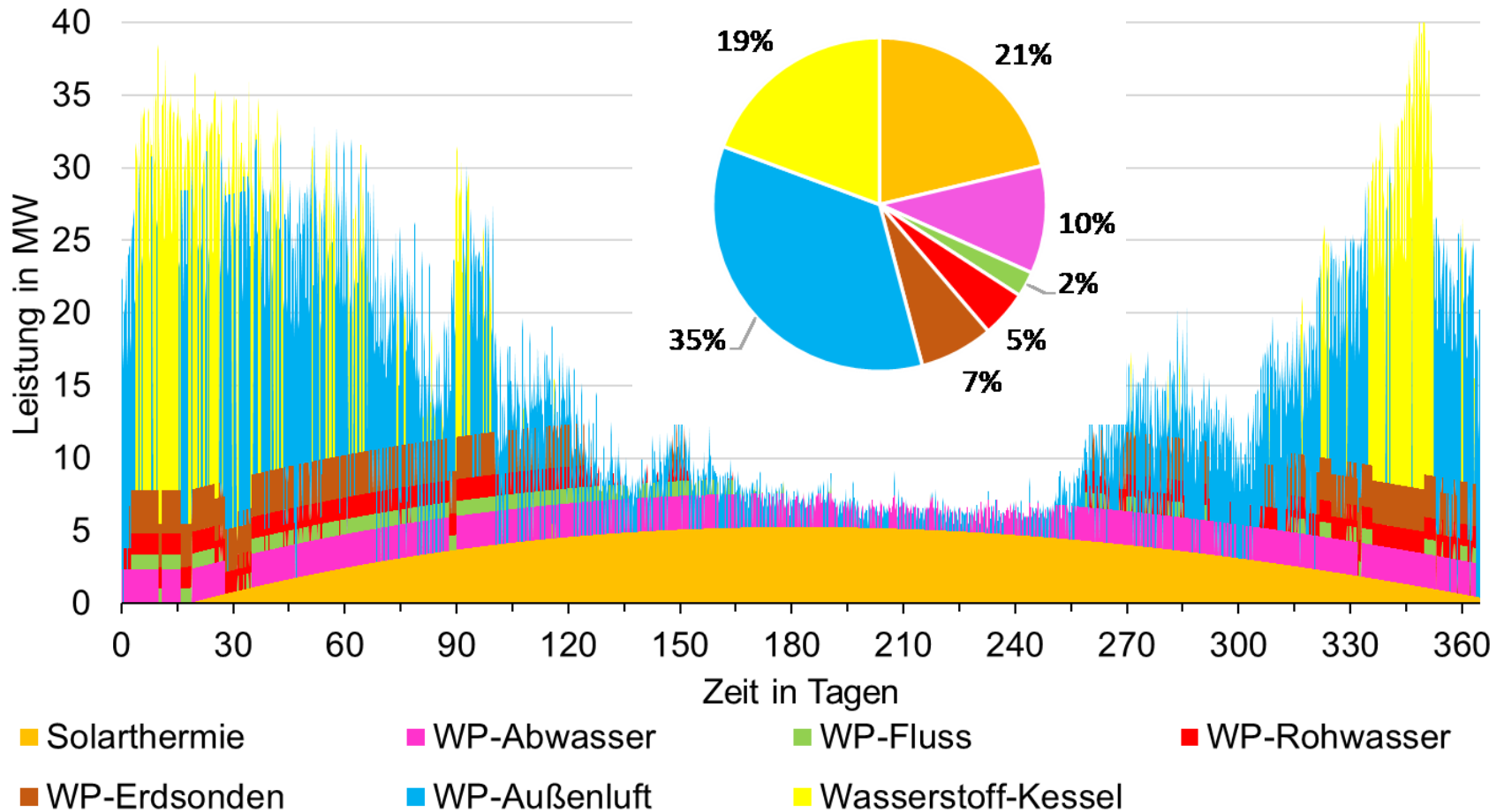
im Endausbau 2045:

Wärmebedarf	EE-Anteil	Investition inkl. BEW-Förderung	davon für Netz
139,8 GWh/a	100 %	111 Mio. € (rd. 9.000 € pro WE)	59 %

# ZEITVERLAUF ENERGIE - MIT TIEFER GEOTHERMIE



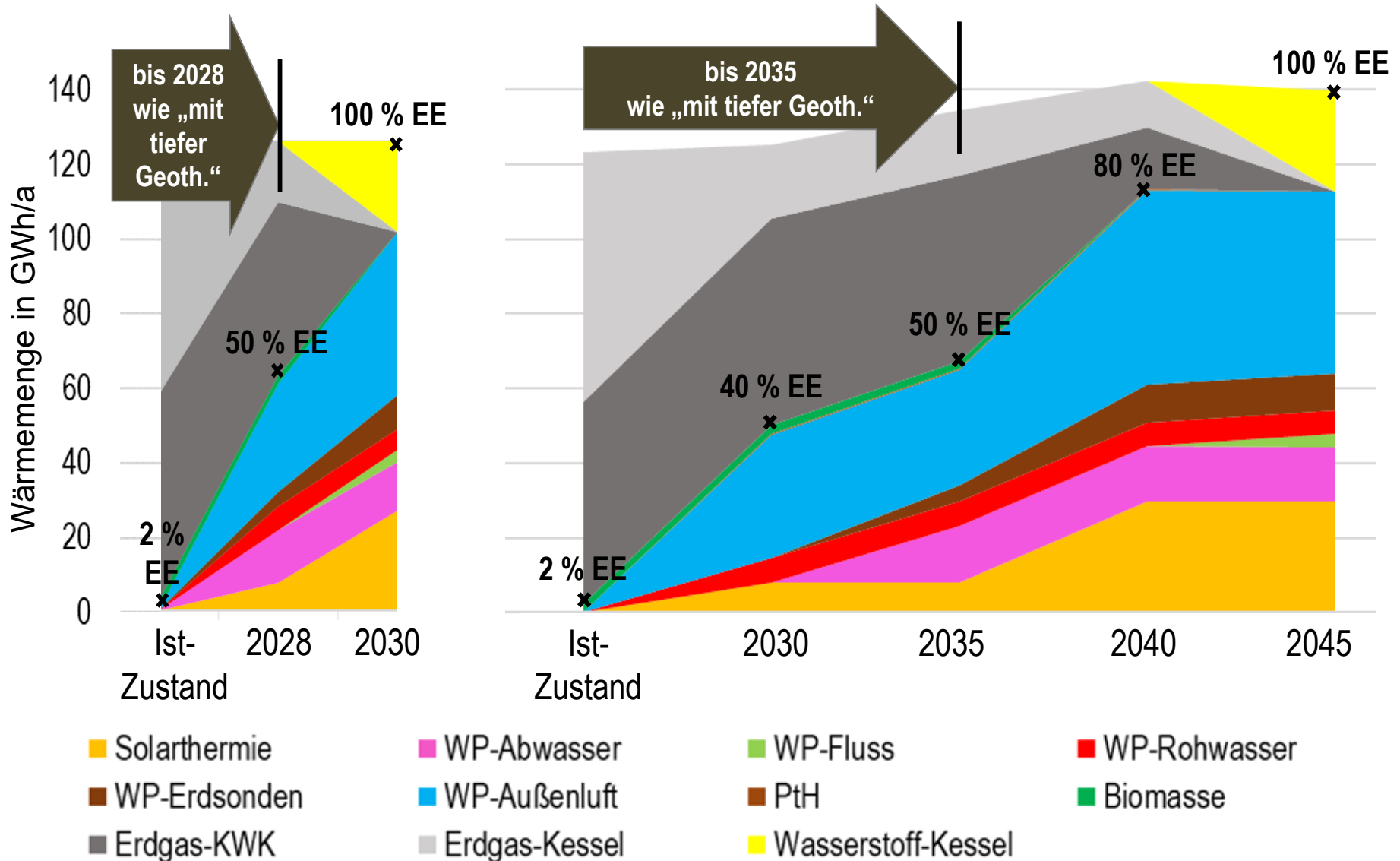
# OPTIMIERUNG 2030 (2045) - OHNE TIEFE GEOTHERMIE



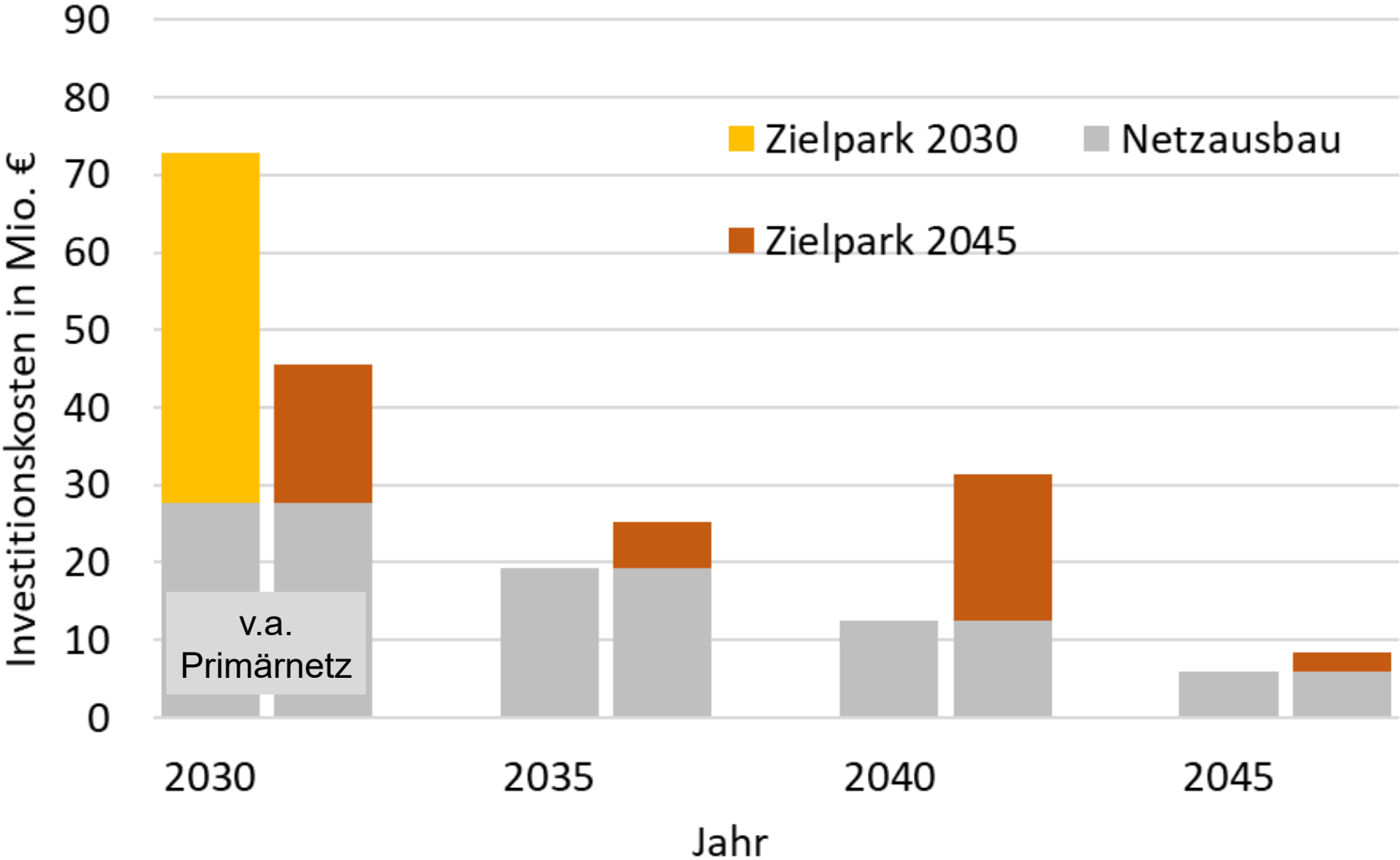
im Endausbau 2045:

Wärmebedarf	EE-Anteil	Investition inkl. BEW-Förderung	davon für Netz
139,8 GWh/a	100 %	116 Mio. € (rd. 9.500 € pro WE)	56 %

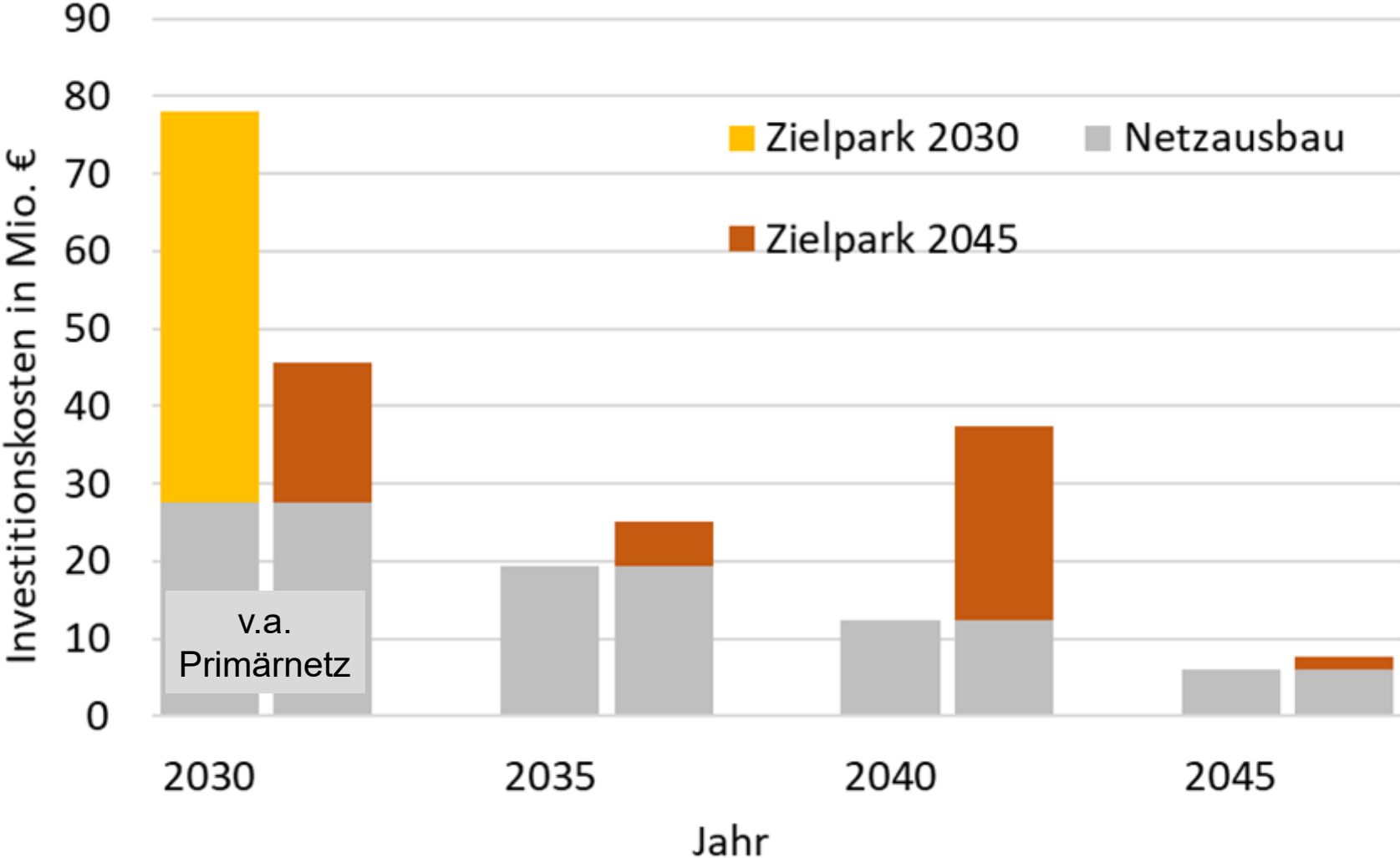
# ZEITVERLAUF ENERGIE - OHNE TIEFE GEOTHERMIE



# ZEITVERLAUF INVESTKOSTEN - MIT T. GEOTHERMIE

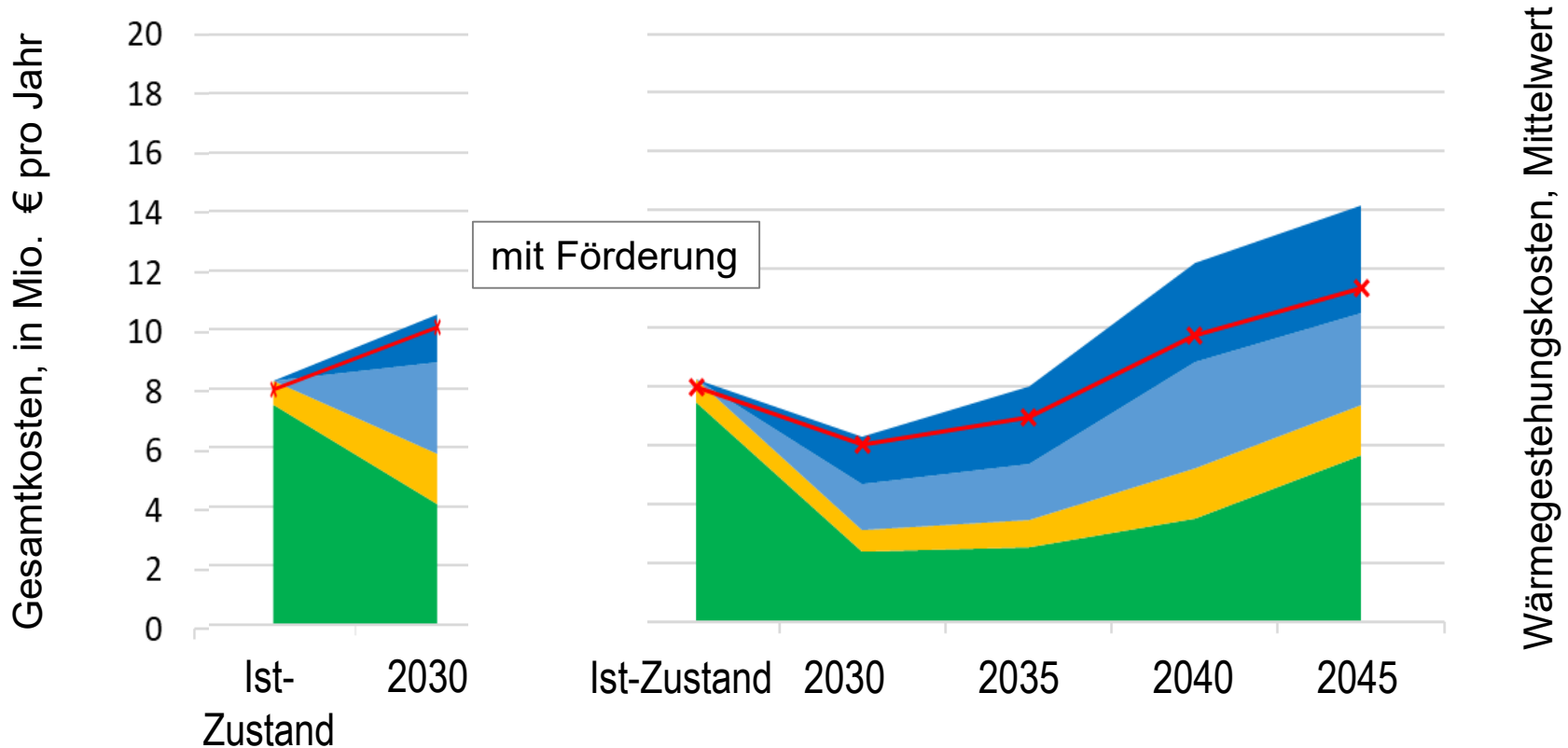


# ZEITVERLAUF INVESTKOSTEN - OHNE T. GEOTHERMIE





# ZEITVERLAUF JÄHRL. KOSTEN - MIT T. GEOTHERMIE

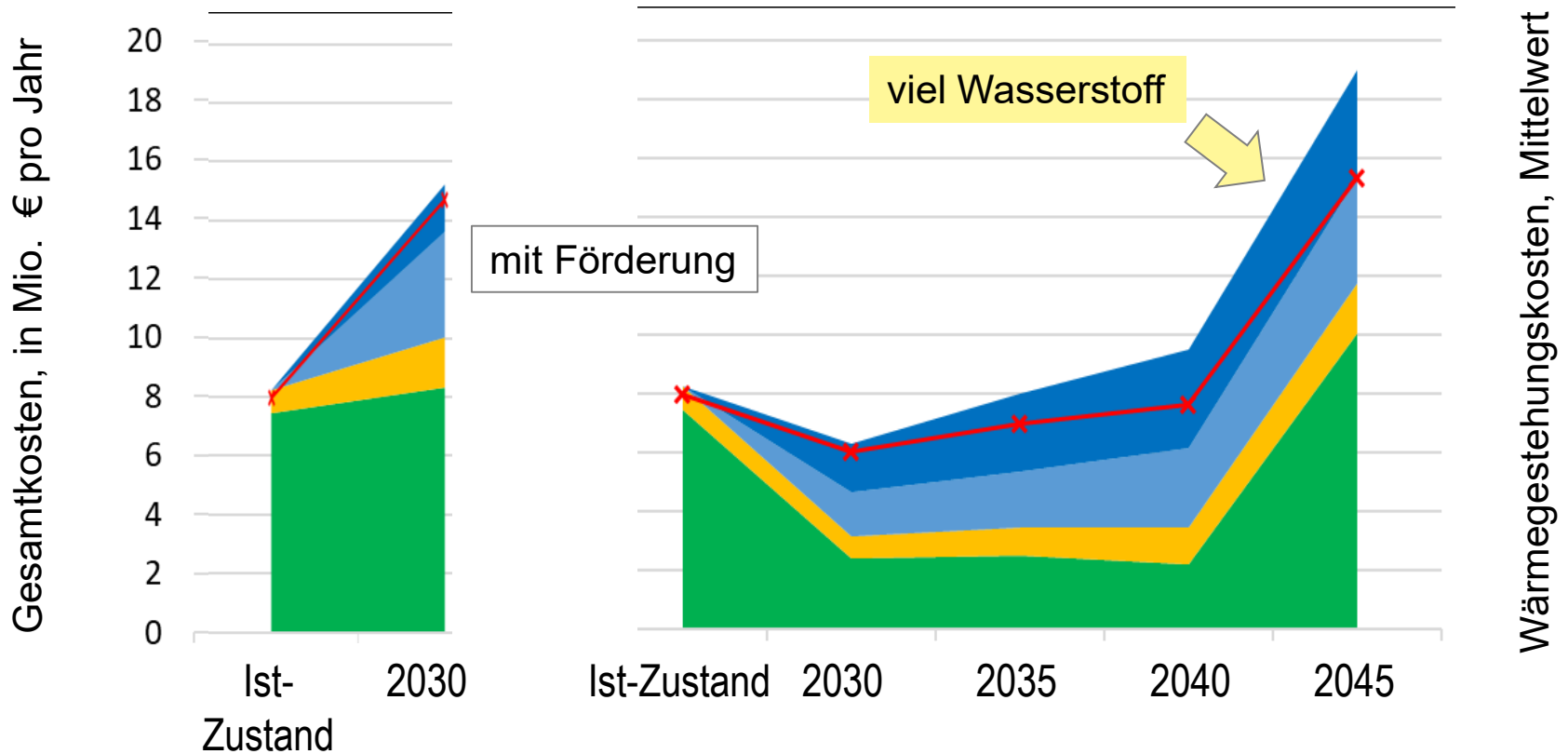


## Dekarbonisierung bis 2030

- ohne Beschleunigung der Maßnahmen in Sekundärnetzen
- ohne Berücksichtigung von Restriktionen wie Kapital-/H<sub>2</sub>-Beschaffung, Personalbedarf etc.

- Jährliche Kapitalkosten: Netzausbau [€/a]
- Jährliche Kapitalkosten: Wärmeerzeuger [€/a]
- Jährliche Kosten Wartung, Instandhaltung [€/a]
- Jährliche Energieträgerkosten [€/a]
- x— Wärmegestehungskosten [ct/kWh]

# ZEITVERLAUF JÄHRL. KOSTEN - OHNE T. GEOTHERMIE



## Dekarbonisierung bis 2030

- ohne Beschleunigung der Maßnahmen in Sekundärnetzen
- ohne Berücksichtigung von Restriktionen wie Kapital-/H<sub>2</sub>-Beschaffung, Personalbedarf etc.

- Jährliche Kapitalkosten: Netzausbau [€/a]
- Jährliche Kapitalkosten: Wärmeerzeuger [€/a]
- Jährliche Kosten Wartung, Instandhaltung [€/a]
- Jährliche Energieträgerkosten [€/a]
- ✕ Wärmegestehungskosten [ct/kWh]

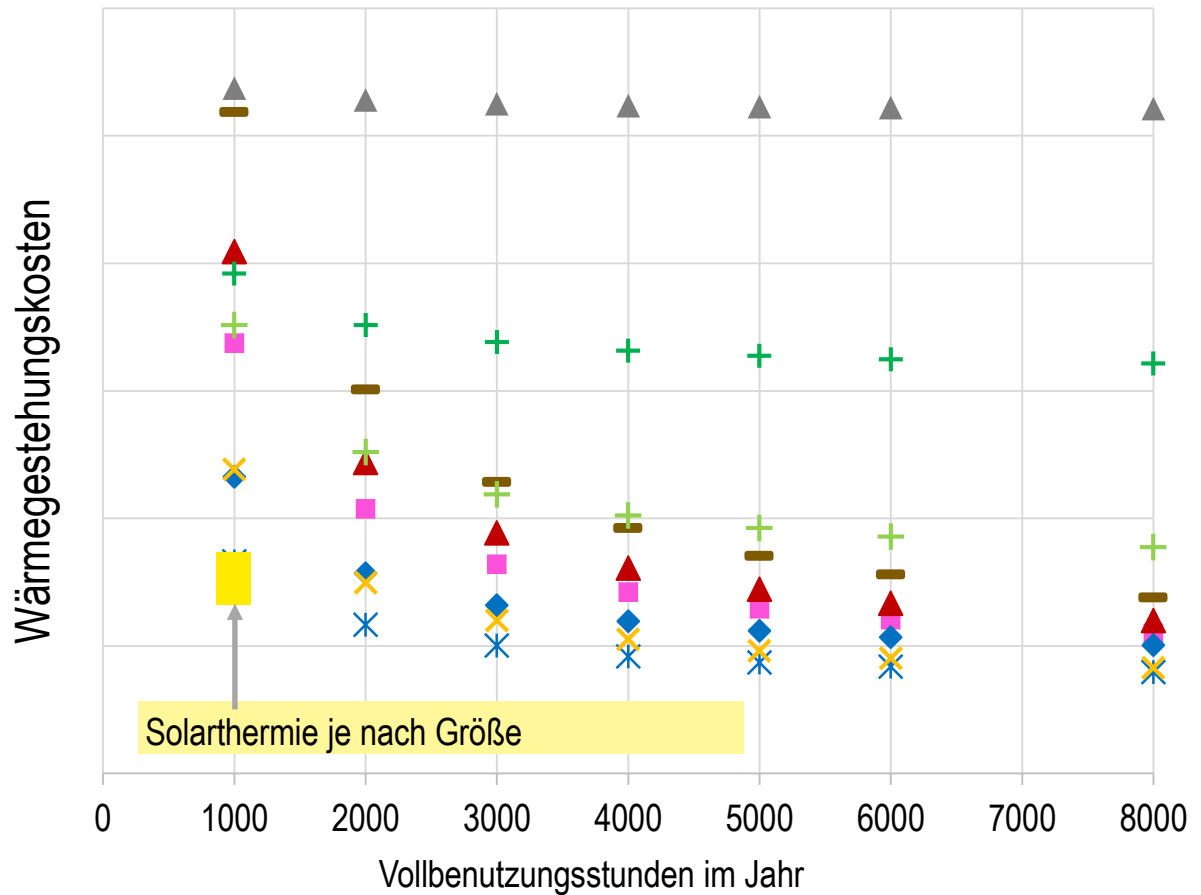
**DANKE FÜR IHRE  
AUFMERKSAMKEIT**

**GERNE  
FRAGEN!**

# POTENZIALANALYSE - WÄRMEKOSTEN DER EE

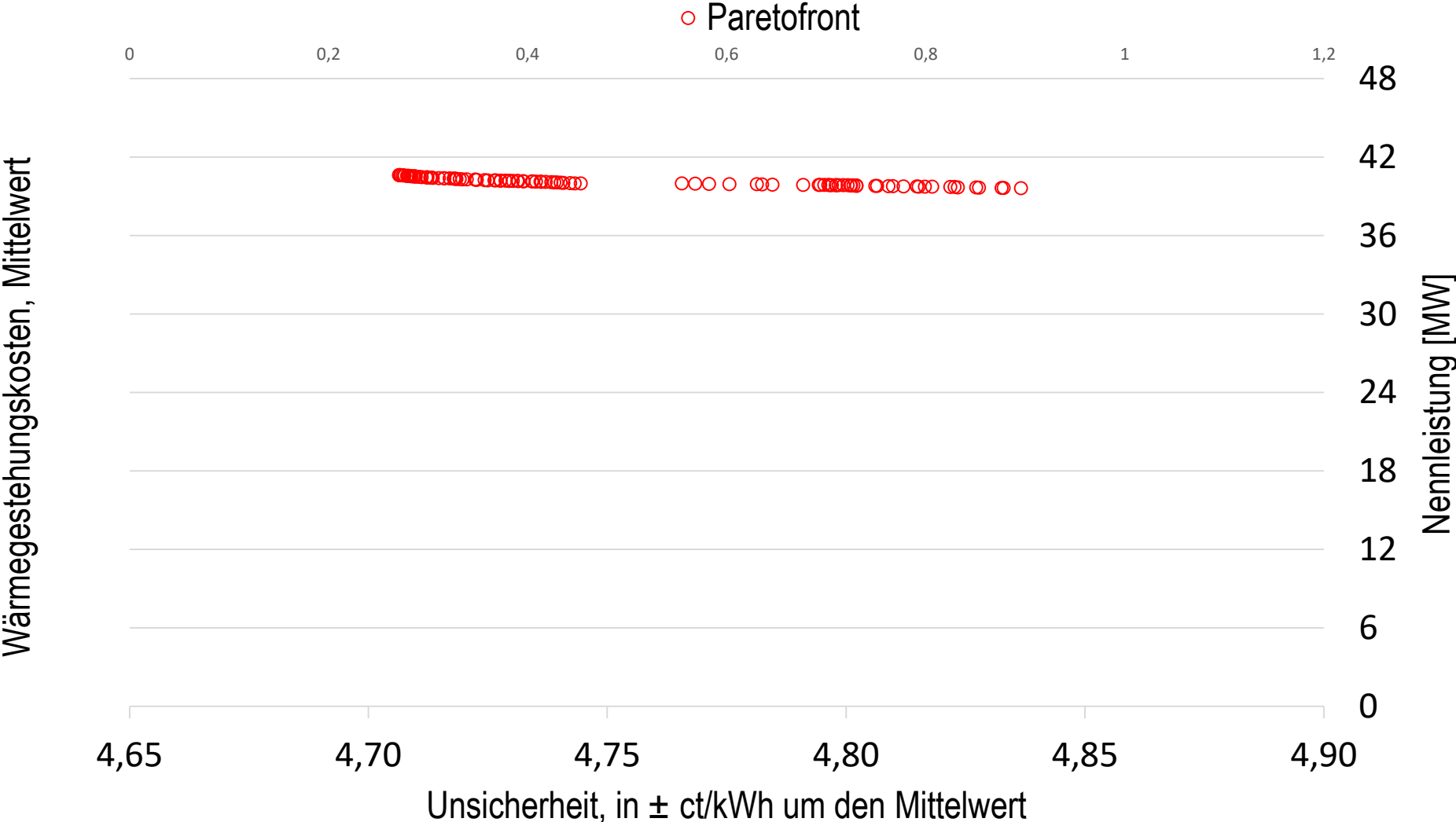
## Randbedingungen

- Kapital-, Wartungs-/ Instandhaltungs- und Energiekosten (ohne Vertriebs-/ Verwaltungskosten etc.)
- BEW-Förderung
- Kapitalkosten-Zinssatz: 4,5 %
- Strompreis: 18,4 ct/kWh
- Biomethanpreis: 11 ct/kWh<sub>Hs</sub>
- Pelletpreis: 330 €/t (ca. 6,6 ct/kWh)
- Wasserstoffpreis: 22 ct/kWh
- etc.



- |                             |                          |                           |
|-----------------------------|--------------------------|---------------------------|
| — Erdsonden WP: 1,05 MW     | × Luft WP: 10 MW         | ■ Abwasser WP: 2,3 MW     |
| ◆ Rohwasser WP: 1,45 MW     | ▲ Flusswasser WP: 1,1 MW | ▲ Wasserstoff: 10 MW      |
| × Tiefengeothermie: 8,23 MW | + Biomasse KWK: 10 MW    | + Biomasse Pellets: 10 MW |

# OPTIMIERUNG 2030 (2045) - OHNE TIEFE GEOTHERMIE



# OPTIMIERUNG 2030 (2045) - OHNE TIEFE GEOTHERMIE

