Anhang Erzeugervariante Power to Heat

Transformationsplan gemäß Modul 1 BEW für das Fernwärmenetz Minden

Projekt-Nr.: B-MWG-003

Auftraggeber: Mindener Wärme GmbH
Stiftsstraße 62
32423 Minden

Bieter: GEF Ingenieur AG
Ferdinand-Porsche-Straße 4a
69181 Leimen

Finanziert von der Europäischen Union
NextGenerationEU

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Version: 1.0

Leimen, 22.06.2026

Inhalt

1. Aufgabenstellung 5
2. Technische Einführung 5
2.1 Technische Abhängigkeiten 5
2.2 Einbindung in das Erzeugersystem 6
2.2.1 Abbildung im Biomasse-Szenario (Vorzugsvariante Transformationsplan) 6
2.3 Kostenrahmen Erzeuger 9
3. Kostenermittlung Zielsystem 9
4. Ermittlung strompreisbasierter Wärmeanteile anhand stündlicher Simulation 13
4.1 Rein preislicher dispatch 13
4.2 Betrachtung der unterschiedlichen Teilnetzanforderungen 14
5. Fazit 15

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erzeugerskizze unter Einbindung eines Elektrodenkessels 6
Abbildung 2: Verfügbare Erzeugerleistung Variante 1 (Holzheizwerk unter Einbeziehung PtH) 7
Abbildung 3: Erzeugereinsatzreihenfolge mit PtH Jahr 2030 8
Abbildung 4: Verlauf der Wärmegestehungskosten in den Stichjahren 2030, 2035, 2040 und 2045 12
Abbildung 5: Wärmegestehungskosten PtH bei stundenbasierten Strompreisen 2030 13
Abbildung 6: Laufzeiten PtH rein strompreisbasiert 13
Abbildung 7: Erzeugerzusammenspiel mit PtH 2030, prädiktiv simuliert 14
Abbildung 8: erreichte Wärmegestehungskosten PtH 2030 prädiktiv 14

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wärmearbeit der Erzeuger Biomasse-Szenario mit PtH 8
Tabelle 2: Kostenrahmen geplante Erzeuger (Planung = Kosten für Planungsleistungen 15%) 9
Tabelle 3:Technische Nutzungsdauer Assets 10
Tabelle 4: Annahme zu Commodity-Preisen (* inklusive NNE, Abgaben und Umlagen) 10
Tabelle 5: Parameter der annuitätischen Wirtschaftlichkeitsberechnung 10

Abkürzungen

ABN	Außerbetriebnahme
BAFA	Bundesamt für Ausfuhrkontrolle
BEW	Bundesförderung effiziente Wärmenetze
Bh	Betriebsstunde
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAPEX	Capital expenditures; Investitionskosten
CO_2	Kohlendioxid
EE	erneuerbare Energie
EE-Potenzial	Potenzial zur Gewinnung erneuerbarer Energien
GW / GWh	Gigawatt / Gigawattstunde
HOAI	Verordnung über die Honorare für Architekten- und Ingenieurleistungen
IBN	Inbetriebnahme
kW / kWh	Kilowatt / Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MiW	Mindener Wärme GmbH
MW / MWh	Megawatt / Megawattstunde
$MWhP_{E\ Hi}$	Primärenergie
MP	Maßnahmenpaket
RL	Rücklauf des Wärmenetzes
OPEX	operational expenditures; Betriebskosten
th.	thermisch
VL	Vorlauf des Wärmenetzes
WPG	Wärmeplanungsgesetz

1. Aufgabenstellung

Im Zuge des Transformationsplans wurden unterschiedliche Erzeugungsvarianten untersucht. Alle beinhalten eine Kraft-Wärme-Kopplung mit späterem Brennstoffwechsel von Erdgas hin zu einem erneuerbaren Gas bis 2045. Hierfür muss das bestehende BHKW Ende der 2020er Jahre generalüberholt und im späteren Verlauf ersetzt werden.

Der Strommarkt (arbeitsabhängige Strompreise) gestaltet sich stundenbezogen in den vergangenen Jahren zunehmend volatil. Das BHKW zur eigentlichen Stromversorgung des an das Heizwerk angrenzenden Industrieunternehmens wird bei zu erwartend niedrigen Strompreisen bereits jetzt zeitweise außer Betrieb gesetzt. Das Merkblatt der BAFA zur BEW-Förderung 3.1 vom 01.04.2026 beschreibt die Möglichkeit, EE-Wärme anteilig über Power to Heat aus Netzstrom zu erzeugen. Für das Jahr 2030 wird, konsistent mit den aktuellen Auslegungen im WPG hinsichtlich EE-Netzanteil 80%, eine ergänzende Dampferzeugung aus Strom als Erzeugungsvariante untersucht.

Gemäß BAFA-Merkblatt ist eine derartige Anlage nicht förderfähig, aber bis zu einem Gesamt-Wärmemengenanteil von 25% nicht förderschädlich.

Nachfolgend werden technische Rahmenbedingungen umrissen und eine wirtschaftliche Einordnung der Erzeugung von Dampf aus Strom ermittelt.

2. Technische Einführung

Laut Anhang 1 gibt es zwei technisch etablierte strombasierte Kessel, um Dampf aus Strom zu erzeugen.

Elektrokessel nutzen Strom, um im Wasser befindliche Widerstandsleiter zu erhitzen und über diese die Wärme an das Wasser zu übertragen. Die Leistung dieser Kessel liegt üblicherweise zwischen circa 10 kW und 15 MW.

Beim **Elektrodenkessel** wird Wasser direkt elektrisch erhitzt. Hierfür befinden sich in einem Druckkessel Elektroden in einem Wasserbad, die das Wasser erhitzen. Elektrodenkessel sind bereits weit entwickelt und

Zeichnen sich durch ein vergleichsweises niedriges Wasservolumen und geringe Baugrößen aus. Auch für hohe Temperaturen von über 300 °C und Druckstufen von bis zu 85 bar gibt es marktreife Techniken. Die Leistung dieser Kessel liegt üblicherweise zwischen circa 100 kW und 60 MW.

Bei beiden Kesselarten sind Temperaturen bis 350 °C und – bei einem Einsatz von elektrischen Überhitzern –

bis 500 °C möglich. Elektrische Kessel sind mit einem Wirkungsgrad von bis zu 99 % sehr effizient. Rein technisch sind hohe Betriebsstundenzahlen möglich.

Elektrische Kessel werden heute hauptsächlich zur Ausregelung des Stromnetzes (Regelenergie) verwendet; in Strommärkten mit Kapazitätsbepreisung (aktuell nicht in Deutschland) ist ein netzdienlicher Betrieb wirtschaftlich möglich.

2.1 Technische Abhängigkeiten

Elektrische Kessel sind sehr präzise und schnell regelbar. Eine Schnellstartfähigkeit von 30 Sekunden zu 100% der Nennleistung wird für Elektrodenkessel beschrieben. Sie benötigen aufgrund der fast 100%igen Umsetzung von elektrischer zu thermischer Energie große speisende Leistungen. Dafür sind in Abhängigkeit der benötigten Wärmeleistung leistungsstarke Stromzuführungen, Schaltanlagen und ggf. Transformatoren notwendig.

Wohingegen Elektrodenkessel im MW-Bereich i.d.R. mittelspannungsseitig angeschlossen werden, sind Elektrokessel in der Regel niederspannungsseitig versorgt. Dies erfordert aufgrund der leistungsbezogen hohen Ströme Leiter mit höheren Querschnitten.

Für elektrische Kessel gelten hydraulisch keine erhöhten Anforderungen an anschließende Anagenteile im Vergleich zu herkömmlichen, brennstoffbeschickten Kesseln. Bei Elektrodenkesseln kann Wasserstoff entstehen, welcher durch regelmäßiges Entlüften abgeführt werden muss.

2.2 Einbindung in das Erzeugersystem

Eine Installation würde parallel zu den bestehenden Dampfkessel erfolgen. Voraussichtlich würden bei einer Investition von etwa 1,1 mio. € die Betreiber nicht zusätzlich in die Generalüberholung des BHKW investieren. Ein Weiterbetrieb des Abhitzekessels bleibt aufgrund dessen Eigenfeuerung in den frühen Betriebsphase in Abhängigkeit des Treibhausgasneutralen Pfads und des gemäß WPG erforderlichen EE-Anteils der Wärmeerzeugung vorbehalten.

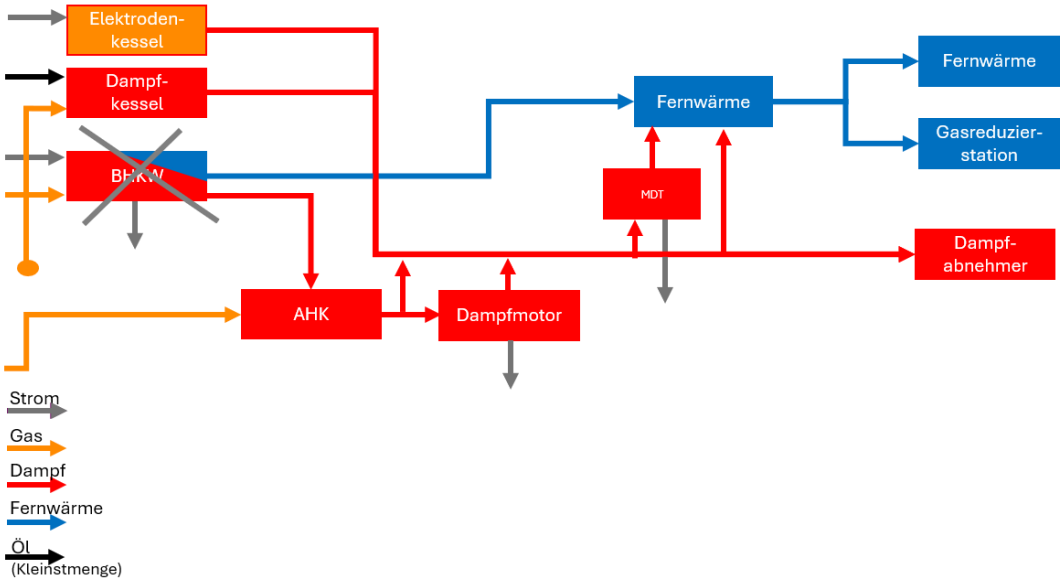


Abbildung 1: Erzeugerskizze unter Einbindung eines Elektrodenkessels

2.2.1 Abbildung im Biomasse-Szenario (Vorzugsvariante Transformationsplan)

Erzeugereinsatz:

2030: Nutzung von Biomasse-Wärme aus neu zu errichtendem Holzheizwerk (Stiftstraße, auf 4.000 Bh gemäß BEW-Vorgaben begrenzt); Biomethaneinsatz in den Dampfkesseln nicht notwendig, um 30%-Kriterium zu erreichen

Zubau eines Power to Heat-Kessels mit 3,9 MW Nennleistung in Maßnahmenpaket 1 mit Inbetriebnahme noch im Jahr 2029

2040: Einspeisung Geothermie 14 MW

2045: Umstellung der Spitzenlastkessel auf EE-Spitzenlastbrennstoff (grüne Gase)

Ausbau: Es wird von einem kompletten Ausbau des Wärmenetzgebiets ausgegangen.

Vorteil: Keine zwingende Inbetriebnahme von EE-Erzeugungsanlagen vor dem Jahr 2029,
Investitionskosten Holzheizwerk kommt im Vergleich zur Abwasser-Wärmepumpe ohne Weser-Dükerung aus; durch eine Übererfüllung der 30%-Anforderung 2030 ist die Abhängigkeit vom tatsächlichen Dampfbedarf auf diesen Erfüllungsgrad gering. Biomethaneinsatz in den Dampfkesseln nicht notwendig, um 30%-Kriterium zu erreichen.
Möglichkeit, einen Besicherungskessel mit der bis zu 1,2-fachen Leistung des Biomassekessels im Jahr 2030 gefördert einzubinden (Betrachtung ab 2026 vor dem Hintergrund des dann erkannten Zustands der Bestands-Kesselanlagen).

Nachteil:
Nur 80% der aus Power to Heat erzeugten Wärmemenge sind EE-Wärme im Sinne des WPG. (EE)-Stromerzeugung des Industriekunden fällt weg, da BHKW 2028/2029 ausläuft. PtH als zusätzlicher Erzeuger notwendig, eventuell dafür Rückbau von einem Kessel notwendig. PtH nicht förderfähig.

Im gesamten Zeitraum ist die prognostizierte Höchstlast vollständig durch die vorgehaltene Leistung abgedeckt (Abbildung 2).

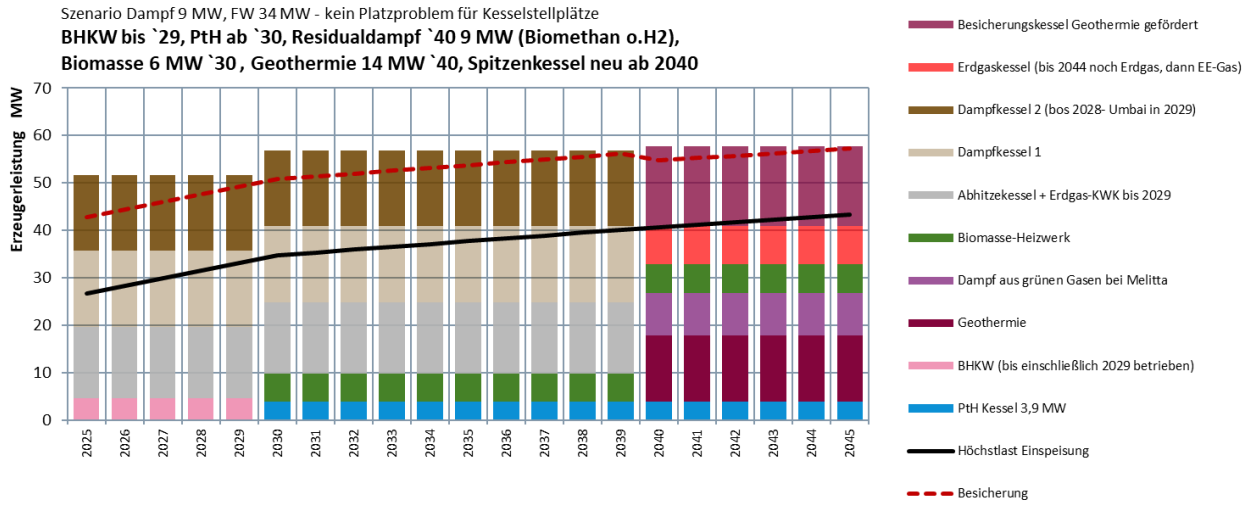


Abbildung 2: Verfügbare Erzeugerleistung Variante 1 (Holzheizwerk unter Einbeziehung PtH)

Alle geplanten Erzeuger wurden für das Betriebsjahr 2030 in eine mögliche Erzeugereinsatzreihenfolge gebracht. Die Erzeugereinsatzreihenfolge dient einer ersten Darstellung des möglichen Einsatzes, einer Ableitung der je Anlage produzierten Wärmemenge und basierend darauf einer ersten Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Gesamtportfolios. Die Erzeugereinsatzreihenfolge basiert auf der Annahme, dass der Power to Heat Kessel in der Grundlast betrieben wird, um einen hohen EE-Anteil abzubilden. Ab dem Jahr 2030 ergänzt das Holzheizwerk die Grundlast und wechselt ab der Inbetriebnahme der Geothermie in die Mittellast. Aufgrund des begrenzten direktelektrischen Wärmeanteils von 25% gemäß BAFA-Merkblatt zur Förderung nach BEW wird die Leistungsgröße in dieser Simulation auf 3,9 MW begrenzt.

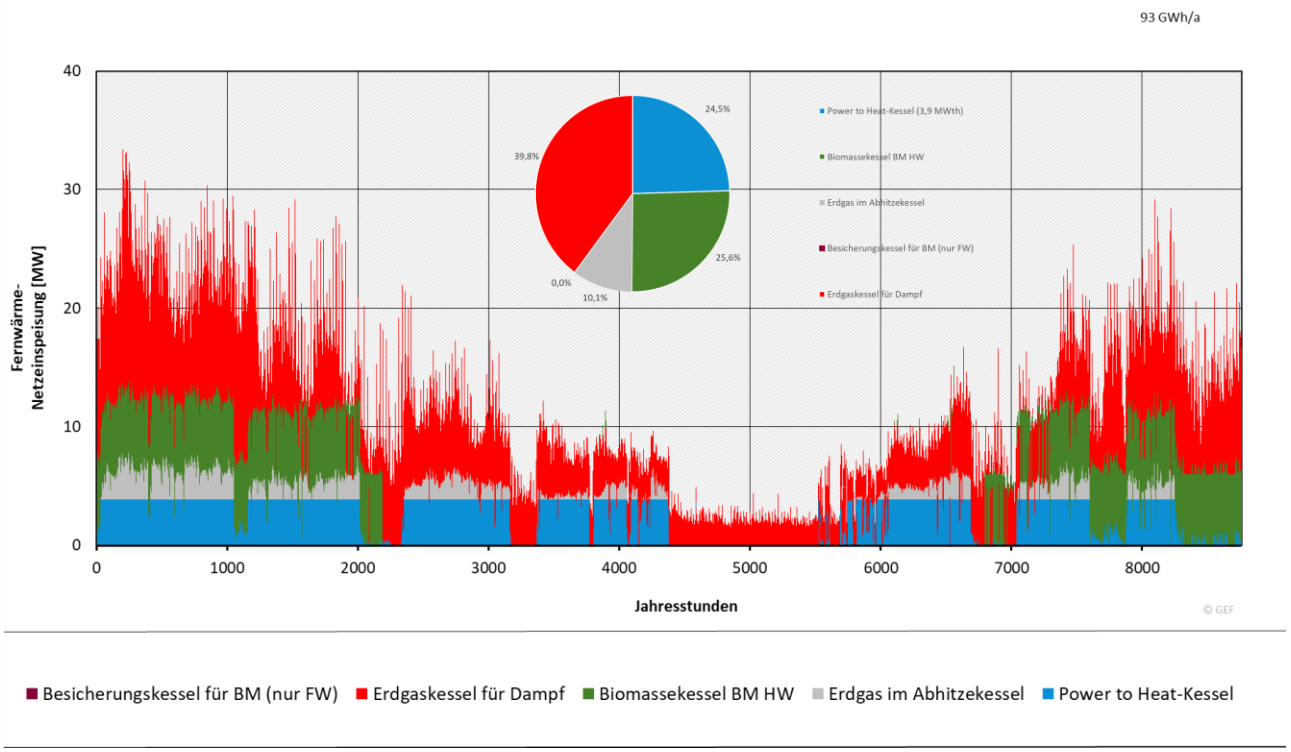


Abbildung 3: Erzeugereinsatzreihenfolge mit PtH Jahr 2030

Aus der Einsatzreihenfolge leiten sich die in Tabelle 1 aufgelisteten Jahresarbeiten je Erzeuger ab. Diese Werte werden in der Wirtschaftlichkeitsberechnung über die jeweilige Effizienz (Brennstoff bzw. Strombedarf) zur Bewertung der betriebsbedingten Kosten herangezogen.

Im Tortendiagramm wird für die Summe aus Biomasse- & PtH-Wärme ein Anteil von etwa 50% ersichtlich. Da die PtH-Wärme für das Jahr 2030 nur mit dem in § 1 Absatz 2 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes im EEG genannten Zielanteil von 80% EE-Strom in den deutschen Verteilnetzen angerechnet werden kann, beträgt der EE-Anteil nur etwa 45%.

Tabelle 1: Wärmearbeit der Erzeuger Biomasse-Szenario mit PtH

Erzeuger	2030	Einheit
Erdgas-BHKW (später fuel switch)	0	MWh
Holzheizwerk	23.794	MWh
Geothermie	0	MWh
Erdgaskessel (später fuel switch)	46.362	MWh
Biomethankessel	0	MWh
Power to Heat- Kessel	22.800	MWh

2.3 Kostenrahmen Erzeuger

Die ermittelten Kosten basieren auf Erfahrungswerten bestehender Projekte. Planungskosten wurden pauschal mit 15% berücksichtigt (Tabelle 2).

Tabelle 2: Kostenrahmen geplante Erzeuger (Planung = Kosten für Planungsleistungen 15%)

Erzeugungsanlage	Annahme Errichtung	Kosten €	Kosten Planung	Förderung Invest	Investkosten €	Investkosten netto o.F. €
Power to Heat	2029	975.000	146.250	nicht förderfähig	1.121.250	1.121.250
Biomassekessel & Speicher 100 m³	2029	9.020.000	1.353.000	4.094.000	10.373.000	6.279.000
Geothermie	2039	39.500.000	5.925.000	18.170.000	45.425.000	27.255.000
Grundstücke	2039	362.000	-	nicht förderfähig	362.000	362.000
Heizzentralen (Biomasse & Geothermie)	2029 / 2034	740.870	111.130	340.800	852.000	511.200
Spitzenlastkessel (inkl. Besicherung)	2039	4.605.217	690.783	728.000	5.296.000	4.568.000
Summe					**63.429.250**	**40.096.450**

3. Kostenermittlung Zielsystem

Zur Kostenermittlung wurden die ermittelten Investitionskosten für das Netz und die Investitionskosten für die geplanten neuen Erzeuger herangezogen (siehe Punkt 2.3). Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt für die PtH-Simulation ausschließlich für das Jahr 2030.

Bei der PtH- Wärmeerzeugung wurden die Wärmegestehungskosten als Vollkosten mit einem Strompreisszenario des Auftraggebers berechnet.

Die Investitionskosten wurden im Rahmen der annuitätischen Wirtschaftlichkeitsberechnung unter Berücksichtigung der technischen Nutzungsdauern und in Anlehnung an VDI 2067 (Tabelle 3) auf die Laufzeit der jeweiligen Investition verteilt.

Tabelle 3:Technische Nutzungsdauer Assets

Technische Nutzungsdauer	In Jahren
Hausübergabestationen	20
Rohrleitungen; Stahl	40
Kesselanlagen (inkl. Biomasse):	20
PtH-Kessel	20
Gebäude	50

Die Ermittlung der Verbrauchskosten erfolgte auf Basis der angenommenen Erzeugereinsatzreihenfolge und den sich daraus ergebenden eingespeisten Wärmemengen je Erzeuger. Es wird davon ausgegangen, dass die PtH-Anlage strompreisabhängig und nur über einem mittleren Grenzpreis von 4 ct/kWh (rein Arbeit ohne Strukturierung) betrieben wird. Die Preise wurden ergänzt um Annahmen zur Entwicklung der Abgaben, Umlagen und Netznutzungsentgelte, wie in Tabelle 4 abgebildet.

Tabelle 4: Annahme zu Commodity-Preisen (* inklusive NNE, Abgaben und Umlagen)

Energieträger	2030	Einheit
Strombezug Grenzpreis PtH	40	€/MWh*
Strom Umlagen/Abgaben PtH	87	€/MWh*
Strombezug Pumpen (all-in)	228	
Erdgas	51	€/MWh Hs*
Holzhackschnitzel	46	€/MWh Hi
Biomethan	134,6	€/MWh Hs*
CO_2-Preis**	120	€/ Tonne

Tabelle 5: Parameter der annuitätischen Wirtschaftlichkeitsberechnung

	Annahme
Wartung und Instandhaltung - Bauwerke	0,5 % des Invest
Wartung und Instandhaltung - Anlagen	1,5 % des Invest
Wartung und Instandhaltung - Holzheizwerk	4 % des Invest zzgl. Ascheentsorgung
Wartung und Instandhaltung – Wärmepumpen/	2 % des Invest
Wartung und Instandhaltung – Netz	3 €/m*a neue Trasse, 5 €/m*a Bestandstrasse
Pumpstrombedarf Netz	1,5 % der Einspeisemenge

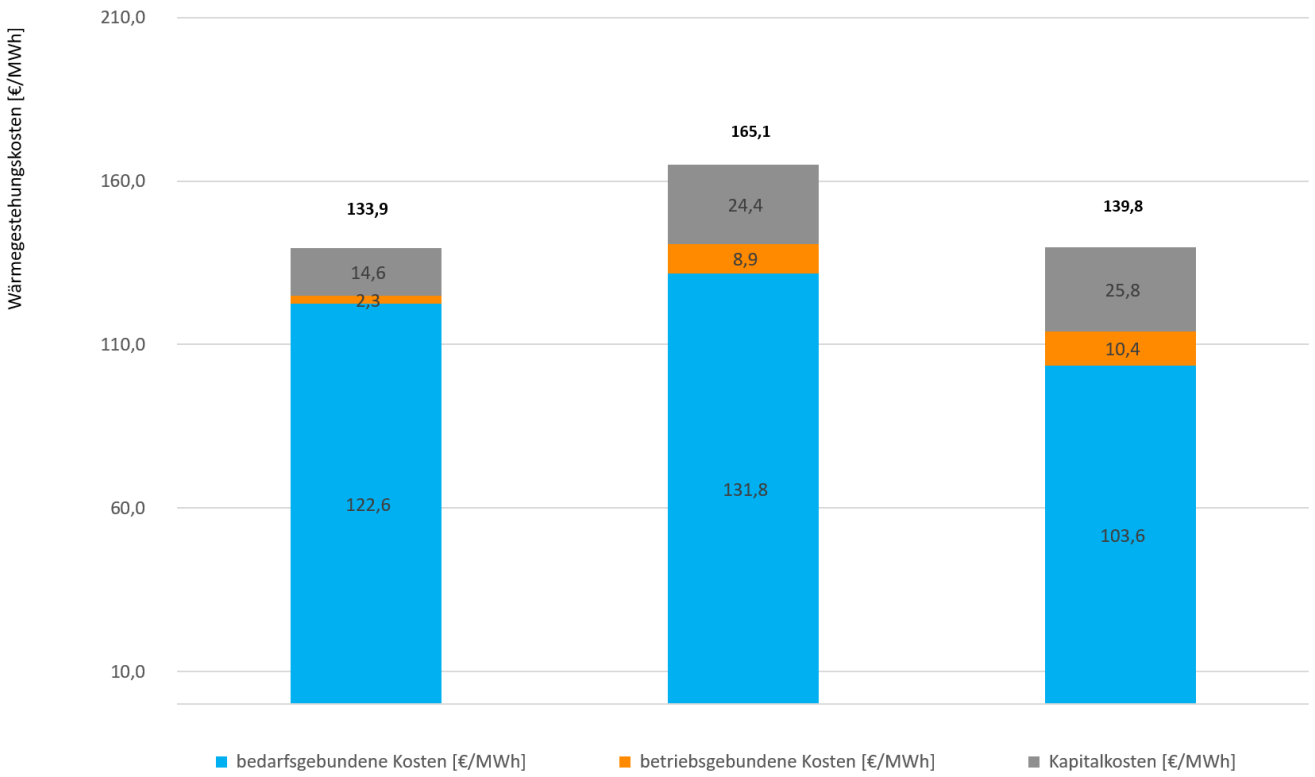
In Tabelle 5 sind die spezifischen Ansätze zur Ermittlung von Wartungskosten angegeben.

Abbildung 4 zeigt die resultierenden Wärmegestehungskosten für Investition (Capital expenditures; CAPEX) und Betrieb (operational expenditures; OPEX) sowie deren Vergleichsvariante 2030 aus dem Biomasse- Szenario ohne PtH, jedoch mit KWK.

Da nur leicht geringere Investitionen für einen PtH-Kessel im Vergleich mit der Generalüberholung des BHKW`s getätigt werden müssen, variieren die CAPEX-Kosten in 2030 zwischen PtH- und Vorzugsvariante nur leicht.

Im Bereich der OPEX, fallen die Betriebskosten durch Brennstoffaustausch Biomasse ab 2030 gegen sich verteuerndes Erdgas bei der Vorzugsvariante im Vergleich zur Basisvariante ab. In der PtH-Variante steigen sie jedoch. Die Stromkosten sind höher, als der wegfallende Erdgaskostenanteil (inkl. der auch wegfallenden Einspeiseerlöse der KWK).

Die betriebsgebundenen Wartungsaufwendungen entwickeln sich entsprechend Netzzubau sowie Zunahme der Komplexität und Diversifizierung des Erzeugungsmixes.



	Basisjahr	2030 PtH	2030 Vorzugsv.
Kapitalkosten [€/MWh]	14,6	24,4	25,8
betriebsgebundene Kosten [€/MWh]	2,3	8,9	10,4
bedarfsgebundene Kosten [€/MWh]	122,6	131,8	103,6

Abbildung 4: Verlauf der Wärmegestehungskosten in den Stichjahren 2030, 2035, 2040 und 2045

4. Ermittlung strompreisbasierter Wärmeanteile anhand stündlicher Simulation

4.1 Rein preislicher dispatch

Die vorgehend kostenseitig bewertete Variante geht davon aus, dass der 25%-Rahmen der PtH-Wärme zur EE-Dampferzeugung des Industriekunden ausgeschöpft wird. Es ist anzunehmen, dass in einem derartigen Grundlastbetrieb auch ein hoher Anteil von Stunden mit hohen Strompreisen enthalten sind.

In einer zusätzlich erstellten Betrachtung wird eine stündliche Strompreisprognose für das Jahr 2030 dergestalt ausgewertet, dass die PtH-Anlage in stündlichen Dispatch dann betrieben wird, wenn ihre OPEX-basierten Wärmegestehungskosten geringer ist, als die der anderen Erzeuger.

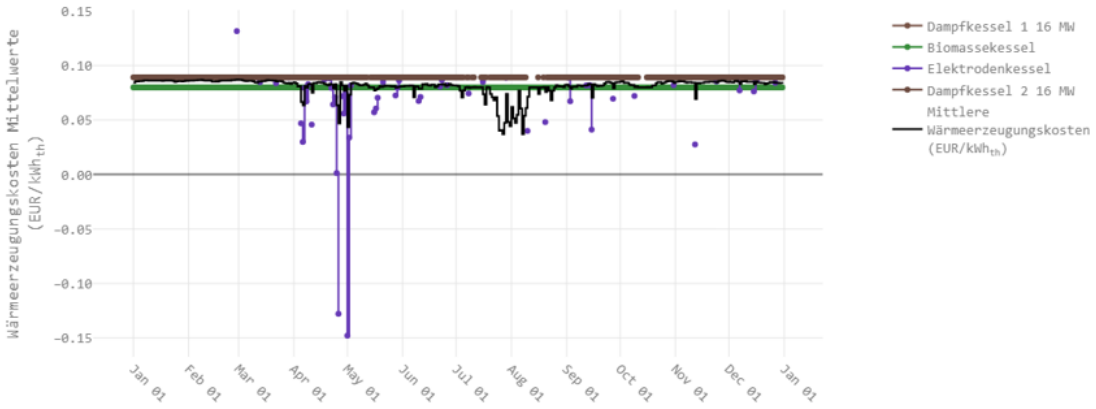


Abbildung 5: Wärmegestehungskosten PtH bei stundenbasierten Strompreisen 2030

Abbildung 6 zeigt die in dem Tool heatsim® der Fa. Kelvin Green abgebildete Simulation. Aufgrund des günstigen Biomassepreises würde die PtH-Anlage nur an 250 Stunden betrieben werden. Eine Leistungsbegrenzung auf 3,9 MW ist nicht erforderlich, so dass die Anlage mit bis zu 9 MW simuliert wurde. Dennoch erreicht die Anlage mit 1.593 MWh erzeugter Wärme nur einen Jahresanteil von 1,7%.

Die mengengewichteten WGK (ohne CAPEX) in diesen 250 Stunden liegen aber bei günstigen 5,4 ct/kWh.

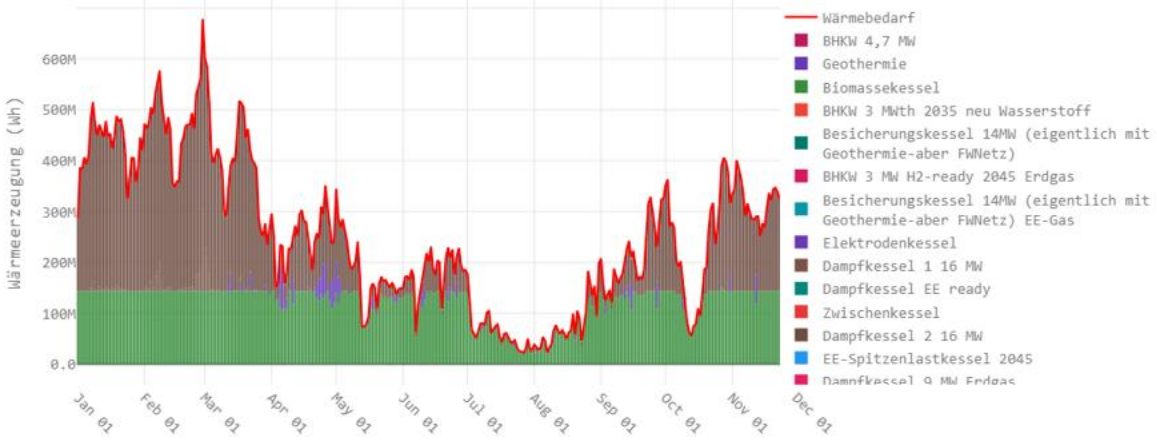


Abbildung 6: Laufzeiten PtH rein strompreisbasiert

4.2 Betrachtung der unterschiedlichen Teilnetzanforderungen

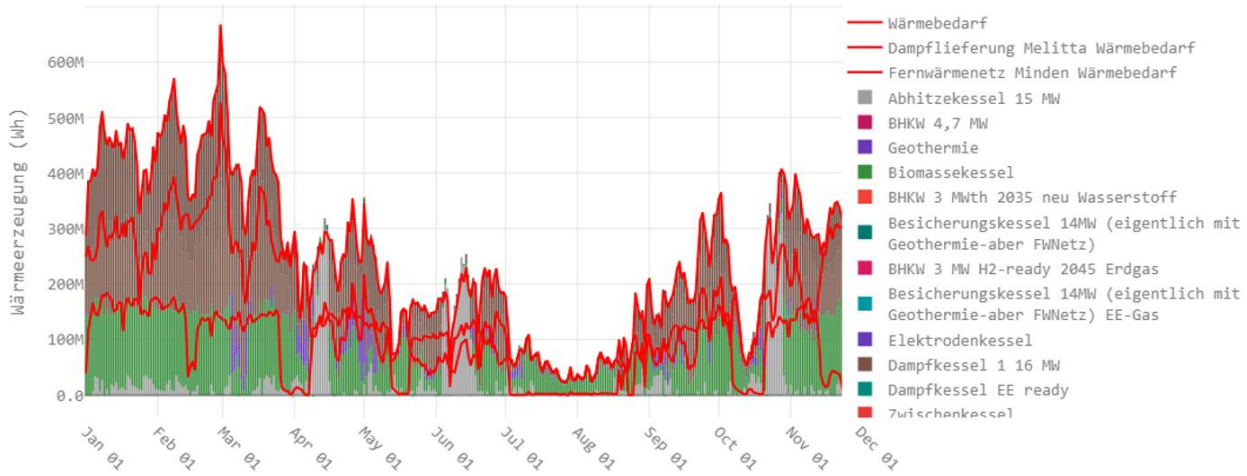


Abbildung 7: Erzeugerzusammenspiel mit PtH 2030, prädiktiv simuliert

Abbildung 7 zeigt eine differenzierte Zuweisung der Erzeuger zu Dampf- und Wärmenetz. Die Simulation wird hierzu prädiktiv anhand zu erwartender Strompreise durchgeführt.

Diese Simulation würde in Erwartung niedriger Preise an 1.030 Stunden den PtH-Kessel anfordern.

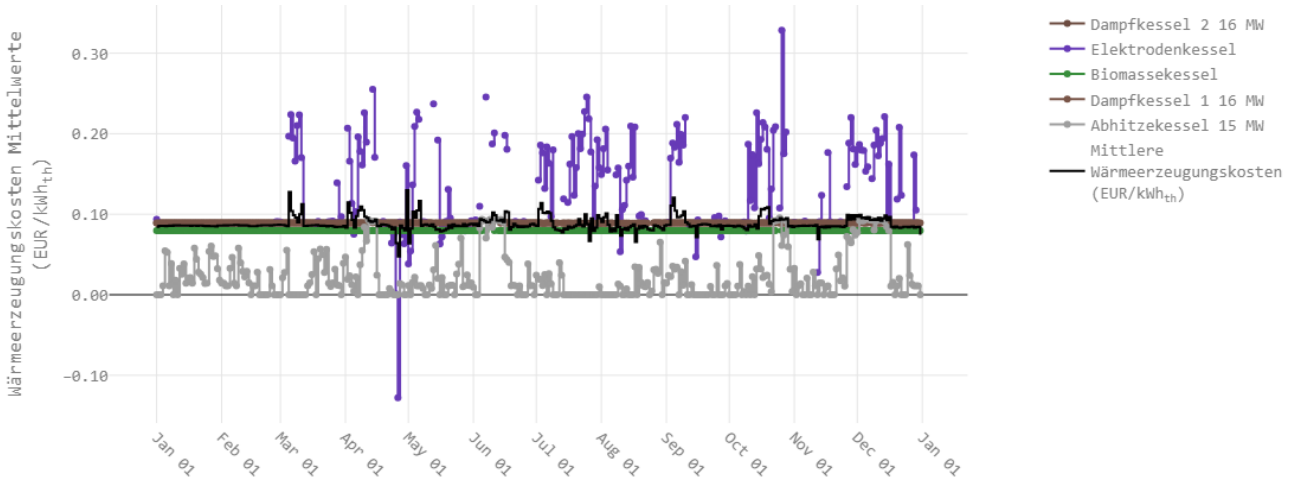


Abbildung 8: erreichte Wärmegestehungskosten PtH 2030 prädiktiv

Hier werden auch die günstigen Strompreise zur Wärmeerzeugung genutzt. Abbildung 8 zeigt jedoch, dass die prädiktive Simulation auch Stunden hoher Strompreise treffen kann. Die betriebliche Abhängigkeit ist stark. Zwar können Elektrodenkessel schnell und präzise geregelt werden. Jedoch sind die thermodynamischen Prozesse in Abhängigkeit des Dampfbedarfs und somit der Führungsgrößen der Regelung träge. So kann es passieren, dass die günstigen Strompreisstunden nicht genau getroffen werden.

In dieser Simulation erreicht der PtH-Kessel mit 3.553 MWh erzeugter Wärme einen Anteil von 3,7% an dem Wärmeaufkommen. Durch die teilweise hohen Wärmegestehungskosten wird der mengengewichtete PtH-Wärmepreis auf 14 ct/kWh angehoben. Der positive Effekt ist aufgebraucht und der Preishebel ist so stark, dass die gesamten Wärmegestehungskosten sogar im Vergleich zur Vorzugsvariante bei nur 1.030 Betriebsstunden ansteigen, obwohl Strompreise bis zu -50 ct/kWh in dem betrachteten 2030er-Preisjahr vorhanden sind.

5. Fazit

Die Betrachtung in diesem Anhang dient der Abschätzung, ob eine Dampferzeuger anstelle einer KWK-Lösung für die Dampferzeugung des Industriebetriebs eine sinnvolle Alternative darstellen kann.

Technisch ist eine direktelektrische Dampferzeugung möglich, muss jedoch in Abhängigkeit der gewünschten Wärmeleistung hinsichtlich der verfügbaren Stromleistungskapazität der vorhandenen elektrischen Anlagen und des vorgelagerten Netzes bewertet werden.

Wirtschaftlich kann anhand der ermittelten Strompreisprognosen eine elektrifizierte Dampferzeugung ohne die kostengünstige Einbindung von Umwelt- oder Abwärme aktuell nicht empfohlen werden. Wir der PtH-Kessel unter Ausnutzung einer wesentlichen Wärmemenge betrieben, dann wirkt sich der Strombedarf auch unter Ansatz möglicher niedriger Strompreise kostensteigernd für die Wärmegestehung aus. Der Strom aus dem Netz ist mit Abgaben und Umlagen behaftet. Wohl kann dieser nach aktuellem WPG zu 80% als „Erneuerbare Wärme“ bilanziert werden. Die Treibhausgaseigenschaften sind jedoch dem tatsächlichen Strombezug und dessen spezifischer CO2- Emissionen unterworfen.

Wird ein PtH-Kessel nach stündlich bewertetem Strompreis betrieben, so kann er nur 1,7-3,7% des Wärmeaufkommen bereitstellen. Das betriebliche Risiko, die günstigen Stunden nicht genau mit dem Dampfbedarf in Übereinstimmung zu bringen, stellt ein betriebswirtschaftliches Risiko dar.

Als Ausblick kann jedoch festgehalten werden, dass bei einem in Deutschland veränderten Strommarkt (bspw. Kapazitätsmarktmodell) eine PtH-Lösung betrachtenswert ist. Diese muss betrieblich genau ausgeregelt werden und sich eng am Strommarkt und/ oder an den Netzkapazitäten orientieren.