

# SCENARIO-BASIERTE BEWERTUNG VON ADAPTIONSSCHRITTEN FÜR KWK-NAHWÄRMEKONZEPTE AUF BASIS EINES TEILSANIERTEN WOHNQUARTIERS

Christoph GOETSCHKES\*, Sonja WITKOWSKI, Mike SCHLAMANN

Fraunhofer-Institut UMSICHT, Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen, Tel: 0208 8598 1589, christoph.goetschkes@umsicht.fraunhofer.de, <https://www.umsicht.fraunhofer.de/>

## Kurzfassung:

Für ein bestehendes Wohnquartier in Oberhausen mit Nahwärmenetz und flexibler KWK-Lösung werden szenario-basiert Adaptionsschritte untersucht, um den Wärme- und Stromsektor lokal zu koppeln und die energetische Quartiersversorgung sukzessive zu dekarbonisieren. Auf der Basis von Ergebnissen einer Szenario-Entwicklung der Rahmenbedingungen wird die Übersetzung der Ausprägungen in quantifizierbare Werte und Zeitreihen (Szenario-Transfer) ausgeweitet. Diese dienen als Modellinputparameter einer umfassenden Modellierung und Betriebsoptimierung von Adaptionsschritten der Energieversorgung des Quartiers. In den Adaptionsschritten werden sowohl zentrale als auch dezentrale Wärme- wie Stromerzeugungsanlagen betrachtet. Durch die Kombination der Adaptionsschritte und Szenarien erweitert sich der Untersuchungsraum erheblich. Die Ergebnisse werden in drei Bewertungsdimensionen dargestellt: Erneuerbarer Anteil der Wärmeversorgung, Betriebskosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Quartier.

**Keywords:** Bestandsquartier, Betriebsoptimierung, Energiesystemmodellierung, Szenario-Entwicklung, Wärmenetztransformation

## 1 Einleitung

Im Rahmen des BMWK-geförderten Forschungsvorhabens *Quartiersentwicklung auf Basis von Nahwärmeinseln mit flexiblen KWK-Systemen und Teilsanierung* (QUENTIN) [1] wurden

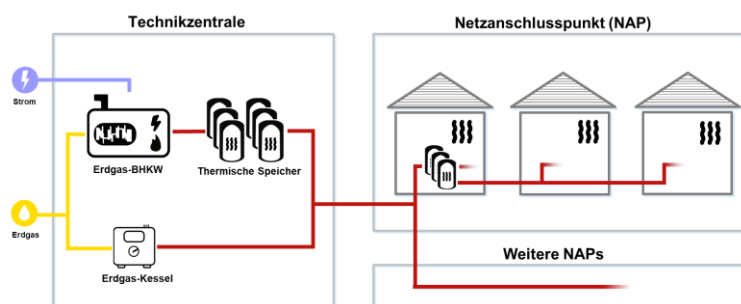


Abbildung 1-1: Versorgungsschema Nahwärmeinseln in QUENTIN

KWK-Nahwärmeinseln geplant und errichtet. Diese sind so ausgestaltet, dass sie adaptiv auf sich ändernde, künftige Rahmenbedingungen reagieren können. Abbildung 1-1 veranschaulicht das Energieversorgungskonzept, das während der Projektlaufzeit im Oberhausener Stadtteil Tackenberg in mehreren Quartieren in Betrieb genommen wurde. Das in der vorliegenden Untersuchung betrachtete Quartier besteht aus insgesamt 48 Gebäuden und 204 Wohneinheiten, vorrangig aus dem Baujahr 1955. Der durchschnittliche, witterungsbereinigte Heizwärmebedarf beträgt 1 042 MWh pro Jahr mit einer Spitzenlast von 547 kW. Die Technikzentrale für dieses Quartier besteht aus einem Blockheizkraftwerk mit 381 kW<sub>th</sub> [2], zwei Heizkesseln je 300 kW<sub>th</sub> [3] und fünf thermische Speichern mit je 3 m<sup>3</sup> [4]. Die Gebäude sind an zehn Anschlusspunkten über

ein Nahwärmenetz über zwei Netzstränge mit der Technikzentrale verbunden. An den Anschlusspunkten sind in Summe 35 500-Liter-Speicher [5] installiert, die die Lastspitzen der Gebäude bedienen.

Erdgasbetriebene BHKW werden aufgrund ihrer zwar effizienteren, aber weiterhin nicht CO<sub>2</sub>-neutralen Energiebereitstellung als Transformationstechnologie verstanden, welche heute die Netzinfrastruktur ermöglichen, die sich in Zukunft besser als Einzelgebäudelösungen für CO<sub>2</sub>-neutrale Adaptionen eignen. Aus diesem Grund ist ein wichtiges Arbeitspaket im Projekt in die Zukunft der Nahwärmeinseln zu blicken. Dafür werden Adaptionsschritte für die Wärme- und Stromversorgung zentral in der Energiezentrale wie dezentral an den Netzanschlusspunkten unter verschiedenen Rahmenbedingungen, d.h. Szenarien, untersucht.

Die angewendete Methodik baut auf den Ergebnissen der Szenario-Entwicklungsmethode nach [6] auf, ergänzt um eine Ausweitung des Szenario-Transfers und einer umfassenden

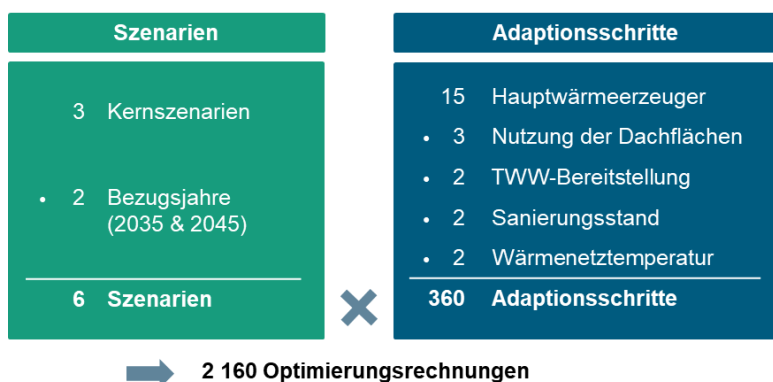


Abbildung 1-2: Kombination von Szenarien und Adaptionsschritten für die Betriebsoptimierung des Quartiers

Modellierung und Betriebsoptimierung der Adaptionsschritte. Aus drei Kernszenarien werden mit jeweils zwei Bezugsjahren sechs Szenarien gebildet, die mit 360 Adaptionsschritten kombiniert werden, so dass insgesamt 2 160 Betriebsoptimierungsrechnungen durchzuführen sind (vgl. Abbildung 1-2).

## 2 Szenario-Transfer

Der Szenario-Transfer hat das Ziel, eine möglichst realitätsnahe Abbildung von Preisentwicklungen, Förderungen sowie Strom- und Wärmebedarfen für ein Referenzszenario sowie drei Kernszenarien zu erstellen. Für das Referenzszenario wird das Jahr 2019 festgesetzt, da es dem anfänglichen Planungszeitpunkt der Nahwärmeinseln entspricht. Die Kernszenarien werden auf zwei Jahre projiziert: 2035 und 2045. Die Betrachtung des Jahres 2035 ermöglicht die Bewertung von Zwischenschritten auf dem Weg hin zur Klimaneutralität bis 2045.

### 2.1 Vorarbeiten Szenario-Entwicklung

Die Szenarien, aus denen die Inputwerte und -zeitreihen für das Optimierungsmodell abgeleitet werden, basieren auf einer Szenario-Entwicklung in fünf konsekutiven Schritten nach [6]. Im Ergebnis des vierten Schritts *Formung von Szenarien* werden drei Kernszenarien und vier Zusatzszenarien gebildet, in denen alternative Entwicklungen von 21 Einflussfaktoren bzw. Schlüsselfaktoren für die Jahre 2035 und 2045 formuliert werden. Dabei gilt: Ein Satz von allen Einflussfaktoren mit je einer Ausprägung bildet ein Szenario. Die Kernszenarien sind so aufeinander abgestimmt, dass möglichst jede Ausprägung der Einflussfaktoren in den Szenarien wiederzufinden ist. Daraus entstehen die Szenarien *Beharrung (KS1)*, *Schwerpunkt Wasserstoff (KS2)* und *Elektrifizierung (KS3)*. Bei der Benennung ist zu beachten, dass diese

eine Tendenz der Entwicklung widerspiegeln. In allen Szenarien werden die Elektrifizierung und der Ausbau einer Wasserstoff-Infrastruktur vorangetrieben. Die Benennung dient daher zur besseren Abgrenzung untereinander und bilden in ihrer Kombination einen konsistenten Zukunftsraum.

Im letzten Schritt, dem Szenario-Transfer, werden Werte und Zeitreihen als Input-Parameter für das Betriebsoptimierungsmodell übersetzt und quantifiziert. Im Folgenden wird gegenüber [6] der Szenario-Transfer um die Einbeziehung weiterer Einflussfaktoren wie beispielsweise Technologieförderungen erweitert. Daraus ergibt sich eine größere Anzahl an szenario-sensiblen Parametern im Optimierungsmodell und damit eine realitätsnähere Übersetzung.

## 2.2 Quantifizierung von szenario-sensiblen Modellinputparametern

Eine Übersicht aller szenario-sensiblen Inputwerte und -zeitreihen ist in Tabelle 2-1 gelistet.

*Tabelle 2-1: Abhängigkeit der szenario-sensiblen Modellinputparameter von den Einflussfaktoren der Szenarien*

Kap.	Modellinputparameter	Einflussfaktoren nach [6]	Ausprägungen nach [6]
2.2.1	Brennstoffpreis Wärmenetzbetrieb (inkl. CO <sub>2</sub> -Abgaben)	Preis Erdgas	niedrig / hoch / sehr hoch
		Preis Biomethan	niedrig / hoch
		Preis grüner Wasserstoff	niedrig / hoch / n. verfügbar
	Börsenstrompreis Day Ahead	Börsenstrompreis Day Ahead	niedrig / hoch
		Strompreisvolatilität	schwach / stark
		Ausbau EE im Stromsektor	niedrig / mittel / hoch
Netzentgelte Wärmenetzbetrieb	Ausbau EE im Stromsektor	niedrig / mittel / hoch	
Netzentgelte Haushalte	Ausbau EE im Stromsektor	niedrig / mittel / hoch	
2.2.2	Strompreis Wärmenetzbetrieb	Börsenstrompreis Day Ahead	<i>eine Zeitreihe je Szenario</i>
		Netzentgelt Wärmenetzbetrieb	niedrig / mittel / hoch
	Strompreis Haushalte	Börsenstrompreis Day Ahead	<i>eine Zeitreihe je Szenario</i>
		Netzentgelt Haushalte	niedrig / mittel / hoch
	Erlöse für Einspeisung KWK-Strom	Börsenstrompreis Day Ahead	<i>eine Zeitreihe je Szenario</i>
		Brennstoffpreis Wärmenetz	<i>eine Konstante je Szenario</i>
	Erlöse für Einspeisung PV-Strom	Börsenstrompreis Day Ahead	<i>eine Zeitreihe je Szenario</i>
		Technologieförderungen	niedrig / hoch
Förderung Mieterstrom	Prosuming	begrenzt / erweitert	
2.2.3	Betriebsförderung für Wärmepumpe	Technologieförderungen	niedrig / hoch
	Betriebsförderung für Solarthermie	Technologieförderungen	niedrig / hoch
2.2.4	Heizwärmebedarf	Nutzerverhalten	senkend / stagn. / steigend
		Klima	2015 / 2035 / 2045
	Trinkwarmwasserbedarf	Nutzerverhalten	senkend / stagn. / steigend
	Strombedarf Haushalte	Nutzerverhalten	senkend / stagn. / steigend

In der Spalte *Einflussfaktoren* sind jene Faktoren aufgelistet, von denen die Quantifizierung der Modellinputparameter abhängt. Die Quantifizierung ist nicht nur durch die Einflussfaktoren selbst bestimmt. Beispielsweise spielen bei der Projektion von Brennstoffpreisen neben dem reinen Beschaffungspreis inkl. CO<sub>2</sub>-Abgaben auch Netzentgelte, Konzessionsabgaben und Steuern eine Rolle. Diese Preisbestandteile werden in jedem Szenario als gleich hoch angenommen und sind daher nicht in der Tabelle 2-1 aufgeführt. Eine Beschreibung, wie die

einzelnen Kosten-, Erlös- und Bedarfszeitreihen gebildet werden, erfolgt in den nachfolgenden Unterkapiteln 2.2.1 bis 2.2.4.

### 2.2.1 Brennstoffpreise für Wärmenetzbetrieb $c_{fuel}$

Die Brennstoffpreise für Erdgas setzen sich aus vier Preisbestandteilen zusammen: Beschaffungspreis (Gasbörse), CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis für Wärme, Netzentgelte inkl. Konzessionsabgabe und Energiesteuer. Für Erdgas und Biomethan bzw. grünen Wasserstoff erfolgt die Preisbildung unterschiedlich, so dass diese im Folgenden getrennt voneinander erläutert werden.

#### Erdgas

Für das Referenzszenario 2019 werden die zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Preise verwendet. Für 2035 und 2045 werden die Werte aus Szenario-Studien ermittelt. Dabei wurden Studien der Veröffentlichungsjahre 2017 bis 2021 berücksichtigt, welche in Abbildung 2-1 für den Beschaffungspreis und den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis dargestellt sind. Die Daten aus den Studien für den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis für Wärme (Nationaler Emissionshandel) und Stromerzeugung (EU-ETS) werden zusammen betrachtet, da die Festlegung von Preisen in einer plausiblen Größenordnung im Vordergrund steht.

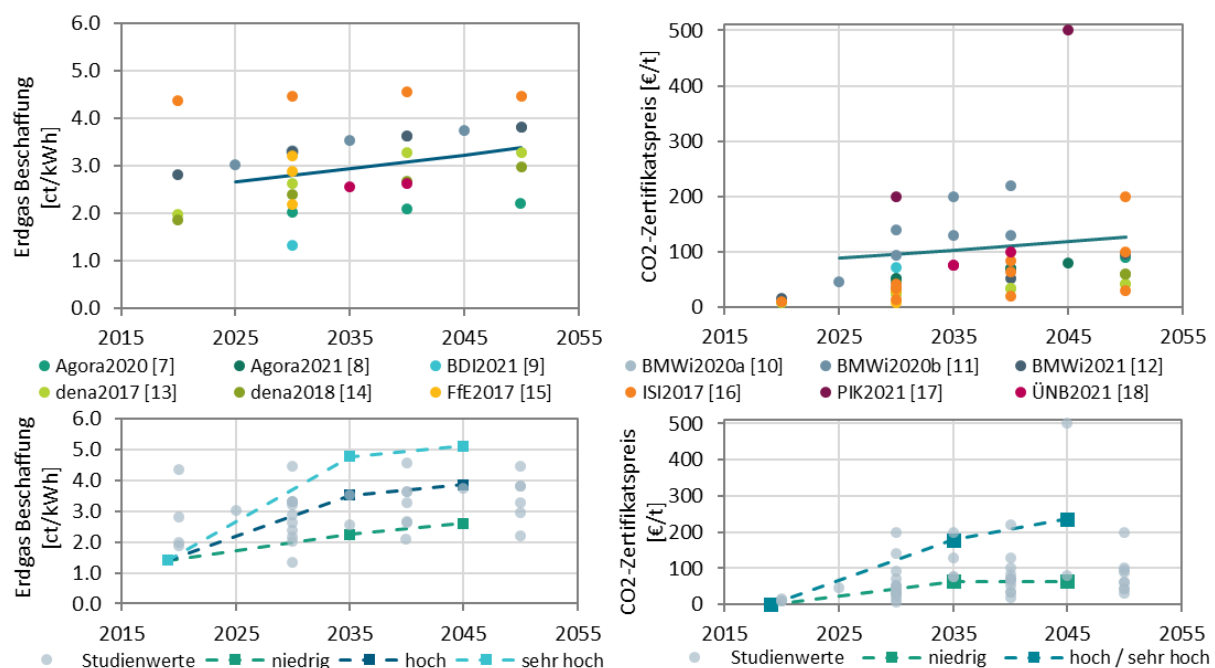


Abbildung 2-1: Projektion der Erdgaspreisbestandteile für 2035 und 2045

Ausgehend von der Gesamtheit der Szenario-Werte unter und über einer exponentiellen Regressionskurve (Linie in blau) werden die Preise für die Ausprägungen *niedrig* und *hoch* durch eine weitere Regression der unteren bzw. oberen Teilmenge gebildet. Bei der Ausprägung *sehr hoch* wird gegenüber *hoch* der Beschaffungspreis um die Differenz zwischen *hoch* und *niedrig* angehoben. Der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis bleibt dabei gleich, da die Preiserhöhung unter der Annahme einer Gasknappheit gebildet wird. Abschließend werden alle weiteren Preisbestandteile (Gasnetzentgelte, Konzessionsabgabe und Energiesteuer) für alle Szenarien gleich angenommen. Abbildung 2-2 gibt einen Überblick der gebildeten Erdgaspreise.

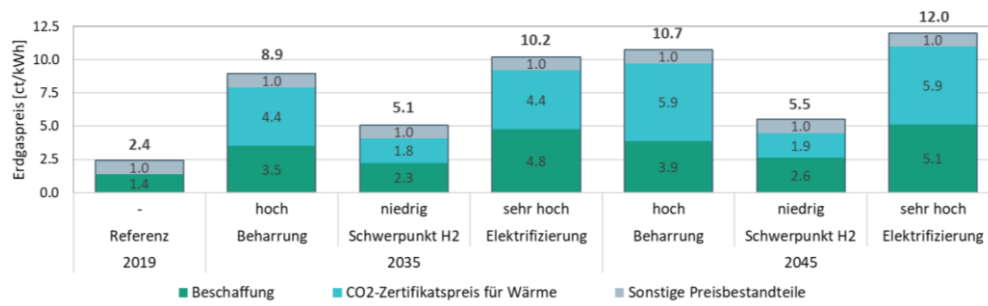


Abbildung 2-2: Erdgaspreise für den Wärmenetzbetrieb je Szenario

### Biomethan, Grüner Wasserstoff und Erdgas mit Wasserstoff-Beimischung

Bei Biomethan und grünem Wasserstoff ( $H_{2g}$ ) wird angenommen, dass für grüne Gase keine  $CO_2$ -Zertifikate beschafft werden müssen und dass die Energiesteuer, wie bereits heute, bei Biomethan entfällt (vgl. EnergieStG §28). Bei Biomethan und  $H_{2g}$  verbleibt als Preisbestandteil daher der reine Beschaffungspreis sowie Gasnetzentgelte, wie in Abbildung 2-3 dargestellt.

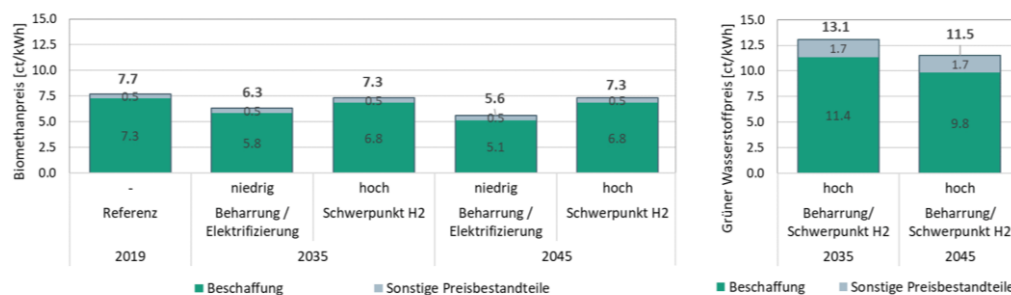


Abbildung 2-3: Biomethanpreise (links) und grüne Wasserstoffpreise (rechts) für den Wärmenetzbetrieb je Szenario

Die Biomethanpreise werden aufgrund mangelnder Szenario-Studien auf Basis von Vergangenheitswerten gebildet (siehe für 2007 [19], für 2013 [20] und für 2021 [21]) und für die Ausprägungen *niedrig* (*Beharrung, Elektrifizierung*) und *hoch* (*Schwerpunkt  $H_2$* ) projiziert. Der Beschaffungspreis liegt dabei stets über dem Beschaffungspreis der Erdgaspreisausprägung *sehr hoch*. Für die Gasnetzentgelte wird der gleiche Wert wie bei Erdgas angenommen.

Der Beschaffungspreis von  $H_{2g}$  wird in [22], [23] und [24] für die Zukunft projiziert. Dabei wird in allen drei Quellen jeweils ein niedriges und ein hohes Preisszenario ausgewiesen. Für die Ausprägung *niedrig* und *hoch* (*Beharrung, Schwerpunkt  $H_2$* ) von  $H_{2g}$  wird aus den jeweiligen Preispfaden eine exponentielle Regression durchgeführt. Das Referenzszenario und das Szenario *Elektrifizierung* weisen die Ausprägung *nicht verfügbar* für  $H_{2g}$  auf. Daher entfällt hierfür die Preisbildung. Die Ausprägung *niedrig* kommt in keinem Kernszenario vor. Für die Netzentgelte werden die angenommenen Preise gemäß [23] für *Pipelinekosten* übernommen.

Für die Beimischung von 20 %<sub>vol</sub>  $H_{2g}$  in das bestehende Erdgasnetz wird für jedes Szenario ein entsprechender Mischpreis des gebildeten Erdgaspreises und  $H_{2g}$  abgeleitet.

### 2.2.2 Strompreise und Strompreiszeitreihen

Die Strompreise für den Wärmenetzbetrieb und für die Haushalte setzen sich aus folgenden Preisbestandteilen zusammen: Beschaffung (Börsenstrompreis Day Ahead), Netzentgelte

sowie sonstige Preisbestandteile, wie Steuern und Umlagen. Die Bildung der Strompreise muss akteursbezogen erfolgen, da für sie unterschiedliche Rahmenbedingungen gelten.

### Börsenstrompreiszeitreihe Day Ahead $c_{day\ ahead}(t)$

Als Basis aller Strompreiszeitreihen dient die Börsenstrompreiszeitreihe (Day Ahead). Die Preiszeitreihen werden auf der Basis eines Fundamentalmodells eines externen Dienstleisters gebildet, welches Zeitreihen bis 2050 unter einem Basisszenario bereitstellt. Aus diesen Jahreszeitreihen werden diejenigen ausgewählt, deren EE-Anteil auf das jeweilige Szenario passt und anschließend auf den nötigen Strompreismittelwert gestreckt bzw. gestaucht.

### Strompreis Wärmenetzbetrieb $c_{grid\ operator}(t)$ und Strompreis Haushalte $c_{grid\ tenant}$

Abbildung 2-4 zeigt die durchschnittlichen Strompreise für den Wärmenetzbetrieb und deren Zusammensetzung je Szenario. Weiterhin wird die Strompreisvolatilität (tägliche mittlere Abweichung) als Schwankungsbreite angegeben.

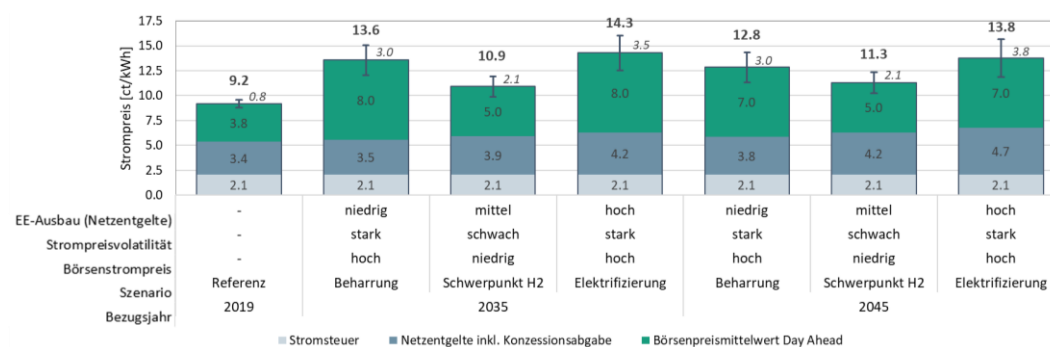


Abbildung 2-4: Strompreise für den Wärmenetzbetrieb je Szenario

Bei höheren Anteilen von Erneuerbaren Energien im Strommix werden höhere Stromnetzentgelte für den Wärmenetzbetrieb angenommen. Diese ergeben sich aus einer linearen Regression bezogen auf den EE-Anteil im Stromnetz. Die Stromsteuer bleibt über alle Szenarien unverändert.

Abbildung 2-5 zeigt die gebildeten konstanten Strompreise für die Haushalte (Annahme Vollversorungsvertrag) und deren Zusammensetzung je Szenario. Bei höheren Anteilen von Erneuerbaren Energien im Strommix werden höhere steigende Stromnetzentgelte für die Haushalte angenommen. Diese werden aus einer linearen Regression aus Vergangenheitsdaten in die Zukunft projiziert. Für den Rückgang bei den sonstigen Preisbestandteilen ist die Streichung der EEG-Umlage 2022 verantwortlich.

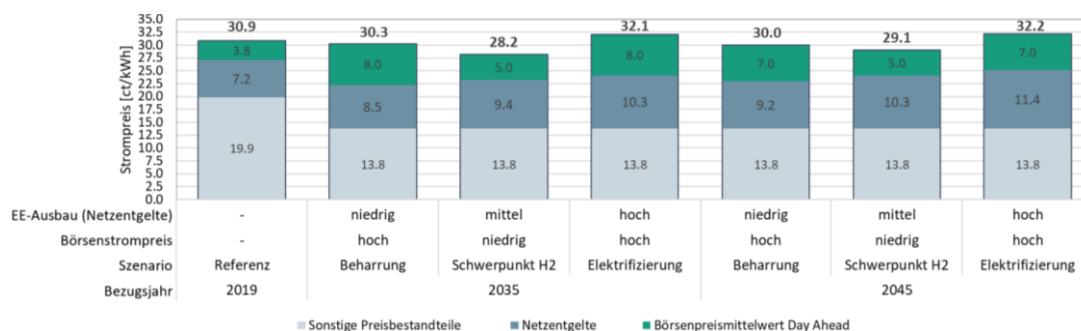


Abbildung 2-5: Strompreise für Haushalte je Szenario



### **Erlöse für KWK-Strom $r_{KWK}$**

Eine Erlöspreiszeitreihe für eingespeisten KWK-Strom ergibt sich unter der Annahme der direkten Vermarktung an der Strombörse EEX am Day Ahead Markt durch die Börsenstrompreiszeitreihe ( $c_{\text{day ahead}}(t)$ ) und einen konstanten Erlös bzw. Förderbetrag ( $r_{KWK}$ ).

Die eingesetzte KWK wird bei Erdgas und Erdgas mit  $H_{2g}$ -Beimischung durch das KWKG gefördert. Gesetzlich ergibt sich für das BHKW [2] nach §7 KWKG eine Förderung von ca. 5,7 ct/kWh sowie eine Vergütung durch vermiedene Netzkosten von ca. 2,0 ct/kWh. Für 2019 sind das in Summe 7,7 ct/kWh für  $r_{KWK}$ . Der KWK-Zuschlag wird bis zu 30 000 Vollbenutzungsstunden gewährt. Diese werden spätestens 2035 erreicht sein, so dass die Förderung für 2035 und 2045 ausgelaufen sein wird. Zudem entfällt seit 2023 die Vergütung durch vermiedene Netznutzung (vgl. §13 NEMoG). Damit wird  $r_{KWK}$  in den Zukunftsszenarien bei 0 ct/kWh angesetzt.

Die Erlöse für eingespeisten Strom durch Biomethan- und  $H_{2g}$ -KWK werden durch das EEG gefördert. Die zuletzt erfolgreich durchgeführten Ausschreibungsrunden für Biomethan nach §28d EEG ergaben einen mengengewichteten Zuschlagswert von Biomethan-KWK-Strom von ca. 17,5 ct/kWh (2021) und ca. 18,8 ct/kWh (2022) [25]. Aus den vorliegenden Ausschreibungsergebnissen wird das Verhältnis zu den Biomethan-Erzeugungskosten 2021 nach [21] bestimmt. Dieser Faktor ( $\approx 2,47$ ) wird auf die Biomethan-Preise für 2035 und 2045 (siehe 2.2.1) angewendet und zur Bestimmung von  $r_{KWK}$  der in dem Szenario vorliegende durchschnittliche Börsenstrompreis abgezogen. Das Verfahren zur Bildung der Vergütung von  $H_{2g}$ -KWK-Strom ist identisch und wird mit demselben Faktor durchgeführt, da noch keine Ausschreibungsrunde für  $H_{2g}$ -KWK-Strom nach §28g EEG durchgeführt wurde. [26]

Das Verfahren stellt sicher, dass neben der Förderung gleichzeitig eine Volatilität in den Preiszeitreihen gegeben ist, um eine flexible Fahrweise der KWK anzuregen. Die rechtlichen Rahmenbedingungen sind hierfür heute nicht gegeben, es wird allerdings die Annahme getroffen, dass die Flexibilitätsbereitstellung durch KWK-Anlagen bis 2035 gesetzlich für Biomethan- und  $H_{2g}$ -KWK umgesetzt wird.

### **Erlöse für Einspeisung PV-Strom mit Marktprämie $r_{pv}$**

Die Vergütung von eingespeistem PV-Strom ins Verteilnetz wird über ein Marktprämienmodell nach §20 EEG geregelt. Der dafür nötige anzulegende Wert (AW) folgt einer Degression von 1,8 % pro Monat bei ca. 6,2 ct/kWh (2023). Bei Fortführung der Degression läge dieser 2035 bei nahezu null. Daher wird eine sanftere Degression angewendet, so dass bis 2045 im Szenario *Elektrifizierung* (Technologieförderung *niedrig*) der AW auf 4,1 ct/kWh und im Szenario *Beharrung*, bzw. *Schwerpunkt  $H_2$*  (Technologieförderung *hoch*) auf 4,5 ct/kWh sinkt. Die Marktprämie ( $r_{pv}$ ) wird angesetzt, solange der AW größer als der Monatsdurchschnitt der Börsenstrompreiszeitreihe ist. Die Erlöse für eingespeisten PV-Strom setzen sich damit aus  $c_{\text{day ahead}}(t)$  und  $r_{pv}$  zusammen.

### **2.2.3 Förderungen für Wärmepumpen $r_{hp\ external}$ , $r_{hp\ internal}$ , Solarthermie $r_{solarthermal}$ und Mieterstrom $r_{tenant\ bonus}$**

Nach der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) Modul 4 wird der Betrieb von Wärmepumpen gefördert. Durch den Einflussfaktor Technologieförderungen wird bestimmt, ob diese Förderung bei der Ausprägung *hoch* bestehen bleibt (*Beharrung*, *Schwerpunkt  $H_2$* )

oder bei *niedrig* nicht mehr besteht (*Elektrifizierung*). Die heutige Förderung wird für beide Bezugsjahre gleich angesetzt. Dabei wird auf eine Luft-Wasser-Großwärmepumpe [27] zurückgegriffen, welche die Förderbedingungen nach BEW erfüllt. Strom zum Betrieb einer Wärmepumpe, der aus dem Quartier stammt ( $r_{hp\text{ intern}}$ ) wird mit 1,6 ct/kWh<sub>el</sub> gefördert. Wird der Strom hingegen aus dem öffentlichen Verteilnetz bezogen ( $r_{hp\text{ extern}}$ ), wird dieser mit 10,2 ct/kWh<sub>el</sub> bezuschusst.

Analog zur Wärmepumpen-Betriebskostenförderung besteht nach BEW eine Förderung zur Nutzung von Solarthermie im Wärmenetz von 1 ct/kWh<sub>th</sub>. Diese wird für die Ausprägung *hoch* (Einflussfaktor *Technologieförderungen*) angesetzt.

Der PV-Strom, der in den Haushalten genutzt wird, wird als Mieterstrommodell umgesetzt. Hier wird der Einflussfaktor *Prosuming* quantifiziert. Bei der Ausprägung *erweitert* (*Beharrung*, *Schwerpunkt H<sub>2</sub>*) wird der 2023 geltende Mieterstromzuschlag  $r_{\text{tenant bonus}}$  von ca. 1,7 ct/kWh für 2035 und 2045 für in den Gebäuden genutzten PV-Strom gesetzt. Für die Ausprägung *begrenzt* (*Elektrifizierung*) wird der Mieterstromzuschlag auf 0 ct/kWh gesetzt.

#### 2.2.4 Bedarfszeitreihen

Die *Heizbedarfslastgänge* basieren auf Messwerten des Demonstrationsbetriebs des Projektes QUENTIN. Hierzu wird ein auf den Messdaten gestütztes Künstliches Neuronales Netz erstellt, welches die den Messdaten zugrunde liegenden Muster nachbildet. Das Netz wurde zunächst auf einem Teil der Messdaten trainiert und mit dem restlichen Teil getestet. Die Bewertung der Ergebnisse für den Testzeitraum liefert eine ausreichende mittlere absolute Abweichung (MAPE ca. 5%), so dass ein identisches Modell auf alle verfügbaren Messdaten trainiert wird. Unter Berücksichtigung der Modellwetterdaten des Deutschen Wetterdienstes für den entsprechenden geographischen Gitterpunkt des Quartiers (TRY 2015 und 2045) [28] wird der Wärmebedarf für den jeweiligen Betrachtungszeitraum ermittelt.

Der *Trinkwarmwasserbedarf* wird im derzeitigen Energiekonzept über Wohnungsstationen elektrisch zur Verfügung gestellt. Aus Gründen des Datenschutzes der Mietenden kann nicht auf reale Daten zurückgegriffen werden. Daher wird ein durchschnittlicher jährlicher Bedarf von 15 kWh pro m<sup>2</sup> Wohnfläche angenommen, der nach der VDI-Richtlinie 4655 zeitlich aufgelöst wird. Der *Haushaltsstrom* wird analog zum Trinkwarmwasser nach VDI 4655 simuliert mit der Annahme, dass ca. 2 750 kWh Energie jährlich pro Haushalt benötigt werden.

Alle Bedarfszeitreihen des Quartiers variieren durch den Einflussfaktor *Nutzerverhalten* je nach Szenario. Ist das Nutzerverhalten stagnierend (*Beharrung*), wird keine Änderung an den oben beschriebenen Lastgängen vorgenommen. Bei einem steigenden (*Schwerpunkt H<sub>2</sub>*) bzw. senkenden (*Elektrifizierung*) Verbrauchsverhalten wird eine Erhöhung der Gradtagszahlen von +5 % bzw. – 5 % angenommen. Das entspricht jeweils einer Differenz der Innenraumtemperatur von ca. 0,5 °C.

### 3 Adaptionsschritte

Die entstandenen Nahwärmeinseln müssen laut Wärmeplanungsgesetz (WPG) §29 bis 2030 zu mindestens 30 % und bis 2040 zu mindestens 80 % aus erneuerbaren Energien gespeist werden. Im Jahr 2045 müssen Bestandsnetze vollständig dekarbonisiert sein (§31 WPG). Das WPG trat am 1. Januar 2024 in Kraft. Parallel zu diesen politischen Entwicklungen, werden im



Projekt QUENTIN Adaptionsschritte für die erdgasbetriebenen KWK-Nahwärmeinseln untersucht, um die Dekarbonisierung unabhängig von den rechtlichen Rahmenbedingungen weiter voranzutreiben. Abbildung 3-1 zeigt die fünf Fokusse, die dabei berücksichtigt werden.

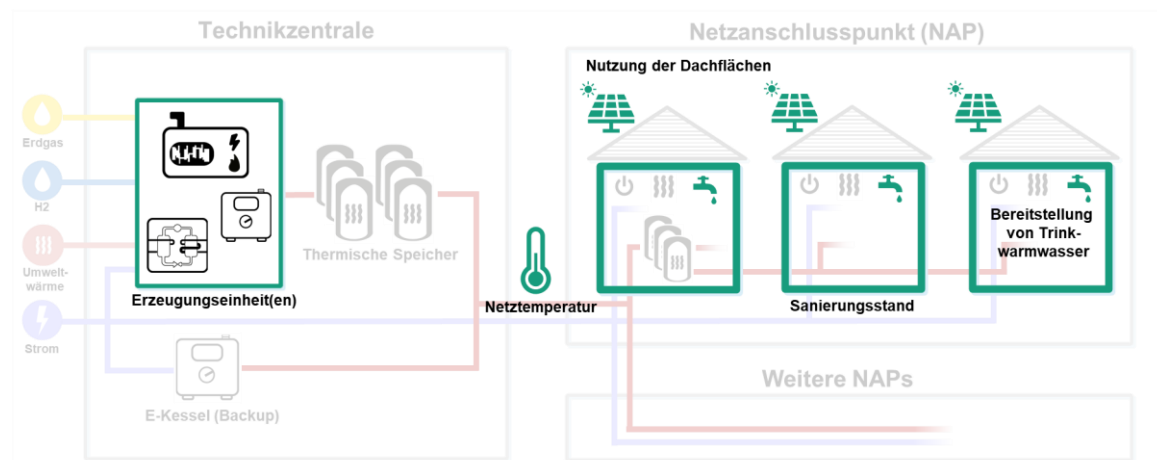


Abbildung 3-1: Adaptionsschritte für die Nahwärmeinseln

### Hauptwärmeerzeuger in der Technikzentrale

Bei der Adaption innerhalb der Technikzentrale wird zwischen Einzelerzeugern und Hybriderzeugern differenziert. Als Einzelerzeuger werden betrachtet:

- Erdgas-BHKW (381 kW<sub>th</sub>) [2]
- Biogas-BHKW (381 kW<sub>th</sub>) [2]
- Erdgas-BHKW mit 20 %<sub>vol</sub> grünem Wasserstoff (381 kW<sub>th</sub>) [2]
- Wasserstoff-BHKW (372 kW<sub>th</sub>) [29]
- Wärmepumpe (412 kW<sub>th</sub>) [27]

Bei der Bildung der Hybriderzeuger werden die genannten Einzelerzeuger mit entweder einer Wärmepumpe (206 kW<sub>th</sub>) [27] oder einem E-Kessel (180 kW<sub>th</sub>) [30] kombiniert. Die Ausnahme bildet hier die Wärmepumpe mit 412 kW<sub>th</sub>, die entweder um ein Wasserstoff-BHKW (182 kW<sub>th</sub>) [31] oder ebenfalls einen E-Kessel ergänzt wird.

Die Dimensionierung erfolgt in Anlehnung an die bereits bestehenden Anlagengrößen. Die Einzelerzeugungsanlagen sind daher mit etwa 400 kW<sub>th</sub> ausgelegt und werden in der Hybridvariante um ca. 200 kW<sub>th</sub> ergänzt. Zusätzlich ist in allen Kombinationen ein Gaskessel als Back-Up-Lösung vorgesehen. Bei der Variation der Hauptwärmeerzeuger in der Technikzentrale ergeben sich in der Folge 15 Adaptionsschritte (fünf Einzelerzeuger- und zehn Hybriderzeugersysteme)

### Nutzung der Dachflächen im Quartier

Ein weiterer Fokus der Adaptionsschritte ist die Einbeziehung der Dachflächen durch die Installation von Photovoltaik oder Solarthermie. Werden alle Dächer mit PV-Modulen ausgestattet, beträgt die gesamte Leistung aller Module 706 kW<sub>peak</sub>. Das entspricht für die Süd-West und Süd-Ost ausgerichteten Gebäude einem jährlichen Ertrag von insgesamt 628 MWh elektrischer Energie. Analog dazu kann durch die Belegung der Dachflächen mit Solarthermie-Modulen ein jährlicher Ertrag von 1 580 MWh thermische Energie gewonnen werden. Die Simulation sowohl der PV-Zeitreihe als auch Solarthermie-Zeitreihe mit stündlichen Leistungswerten erfolgt mit dem Softwaretool ESyOpT<sup>®</sup> von Fraunhofer UMSICHT [32]. Die

Modellwetterdaten des DWD (Testreferenzjahr 2045) [28] werden hier ebenfalls als Eingangsparameter für die Simulation genutzt. Im Sinne der Vergleichbarkeit der Ergebnisse wird in den Adaptionsschritten zusätzlich die Möglichkeit eingeräumt, die Dachflächen nicht zu belegen.

### **Die Bereitstellung von Trinkwarmwasser**

Die Versorgung mit Trinkwarmwasser im Quartier erfolgt elektrisch durch Wohnungsstationen. Hier wird untersucht, welchen Effekt die Umstellung der Versorgung über das Wärmenetz durch Frischwasserstationen hat. Es ergeben sich in diesem Fokus somit zwei Adaptionsschritte.

### **Sanierungsstand der Gebäude**

An den Gebäuden im Quartier wurden im Jahr 2000 die letzten energetischen Maßnahmen durchgeführt. Sie befinden sich seitdem in einem teilsanierten Zustand. Als Adaptionsschritt wird für die Jahre 2035 und 2045 zusätzlich ein vollsanierter Zustand berücksichtigt. Dafür werden die Gebäude nach der Gebäudetypologie *TABULA* [33] klassifiziert und die in Kapitel 2.2.4 beschriebenen Heizwärmebedarfe um die entsprechenden Abschläge bis zur nächsten Sanierungsstufe reduziert.

### **Temperatur der Wärmenetzes**

In diesem Fokus werden zwei Adaptionsschritte berücksichtigt. Der Vorlauf des Nahwärmenetzes wird, wie aktuell, mit einer Temperatur von 80 °C oder abgesenkt auf 70°C betrieben.

## **4 Betriebsoptimierung**

Die festgelegten Bedarfe und Kosten für die einzelnen Szenarien und Betrachtungsjahre (siehe Kapitel 2) sowie die Adaptionsschritte mit den definierten Anlagengrößen (siehe Kapitel 3) werden in ein Betriebsoptimierungsmodell überführt. Das Modell ist in ESyOpT® von Fraunhofer UMSICHT implementiert. ESyOpT® ist ein institutsinternes Softwaretool zur Auslegung, Fahrplanermittlung und Bewertung von Energiesystemen [32]. Die Basis von ESyOpT® bildet die open-source-lizenzierte Software oemof, welche in der Programmiersprache Python entwickelt ist und einen Werkzeugkasten speziell zur Modellierung und Analyse von Energiesystemen bietet [34].

Die Kombination aller Szenarien mit allen Adaptionsschritten ergibt eine Summe von insgesamt 2 160 Optimierungsrechnungen. Eine Faktorreduktion vermindert diese Anzahl auf 1 986 Rechnungen, da im Szenario *Elektrifizierung* kein H<sub>2g</sub> im Quartier zur Verfügung steht und somit alle Adaptionsschritte mit Wasserstofferzeugern für dieses Szenario entfallen. Ergänzend zu diesen 1 986 Rechnungen wird das aktuelle Energiekonzept mit den Rahmenbedingungen auf Basis des Jahres 2019 (vor Pandemie und Ukraine-Krieg) modelliert, um eine Referenz für die Adaptionsschritte in den Bezugsjahren 2035 und 2045 zu schaffen.

Das Optimierungsmodell beinhaltet alle relevanten Komponenten und ermittelt für jeden Adaptionsschritt in jedem Szenario den kostenminimalen Anlagenbetrieb akteursunabhängig für das gesamte Quartier. Der Optimierungshorizont beträgt ein Kalenderjahr in stündlichen Zeitintervallen  $\tau$ . Folgende Zielfunktion liegt allen Rechnungen zugrunde:

$$\begin{aligned} \min \sum_{t \in M_T} \tau \cdot & \quad [ \dot{Q}_{fuel}(t) \cdot c_{fuel} ] \\ & + [ P_{grid\ central}(t) \cdot c_{grid\ operator}(t) ] + [ P_{grid\ tenant}(t) \cdot c_{grid\ tenant} ] \\ & - [ P_{chp,feedin}(t) \cdot (c_{day\ ahead}(t) + r_{KWK}) ] \\ & - [ P_{hp\ extern}(t) \cdot r_{hp\ extern} ] - [ P_{hp\ intern}(t) \cdot r_{hp\ intern} ] \\ & - [ P_{pv\ tenant}(t) \cdot r_{tenant\ bonus} ] - [ P_{pv\ grid}(t) \cdot (c_{day\ ahead}(t) + r_{pv}(t)) ] \\ & - [ \dot{Q}_{solarthermal}(t) \cdot r_{solarthermal} ] \end{aligned}$$

Um eine geringere Rechenzeit für die hohe Anzahl an Optimierungen zu erreichen, sind die Wärmebedarfe und dezentral eingesetzten Technologien nicht je Netzanschlusspunkt, sondern für die zwei bestehenden Netzstränge in dem Netzgebiet aggregiert modelliert. Weiterhin ist im Modell kein Strom-Arealnetz vorgesehen. Das bedeutet, dass die von dem BHKW erzeugte elektrische Energie für die Wärmepumpe genutzt werden kann, nicht jedoch für den Haushaltsstrom sowie die elektrischen Durchlauferhitzer im Quartier. Umgekehrt ist es ebenfalls nicht möglich die elektrische Energie der PV-Anlagen in der Energiezentrale zu nutzen. Sie wird ausschließlich in den Gebäuden genutzt und der Überschuss entsprechend in das öffentliche Netz eingespeist. Das Wärmenetz und die Speicher sind analog zu [6] parametrisiert. Alle weiteren Modellparameter sind in den Kapiteln 2 und 3 beschrieben.

## 5 Ergebnisse

Die Auswertung der Optimierungsrechnungen erfolgt in drei Bewertungsdimensionen:

1. *EE-Anteil Wärme*: Der Anteil der erzeugten erneuerbaren Wärme; aus dem Netz bezogener Strom wird dabei nach dem vorliegenden EE-Anteil im Stromnetz je Zeitschritt bewertet, auch für den Einsatz von Wärmepumpen und E-Kesseln
2. *Relative Betriebskosten*: Die Betriebskosten für Strom und Brennstoffe des Anlagenbetreibers sowie die Kosten der Anwohner für Reststrom aus dem öffentlichen Stromnetz; dabei werden die Kosten relativ zu den Ergebnissen des Referenzsystems betrachtet
3. *CO<sub>2</sub>-Emissionen*: Die Summe aus direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Verbrennung fossiler Brennstoffe im Quartier, indirekte CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Stromverbrauch für den Wärmenetzbetrieb und für die Haushalte sowie negative CO<sub>2</sub>-Emissionen für eingespeisten KWK-Strom (bilanziert nach Carnot-Methode)

Die Optimierungsergebnisse werden je nach Adaptions-Fokus ausgewertet.

Alle drei Bewertungsdimensionen sind in Abbildung 5-1 mit dem Fokus *Hauptwärmeerzeuger in der Technikzentrale* mit den Durchschnittswerten aller Optimierungsrechnungen des jeweiligen Erzeugersystems dargestellt. Die Zahlen und Größe der Kreise innerhalb der oberen sechs Diagramme geben die Anzahl aller Optimierungsrechnungen an, welche den zulässigen EE-Anteil für Bestandsnetze nach WPG erfüllen (rechts) bzw. nicht erfüllen (links).

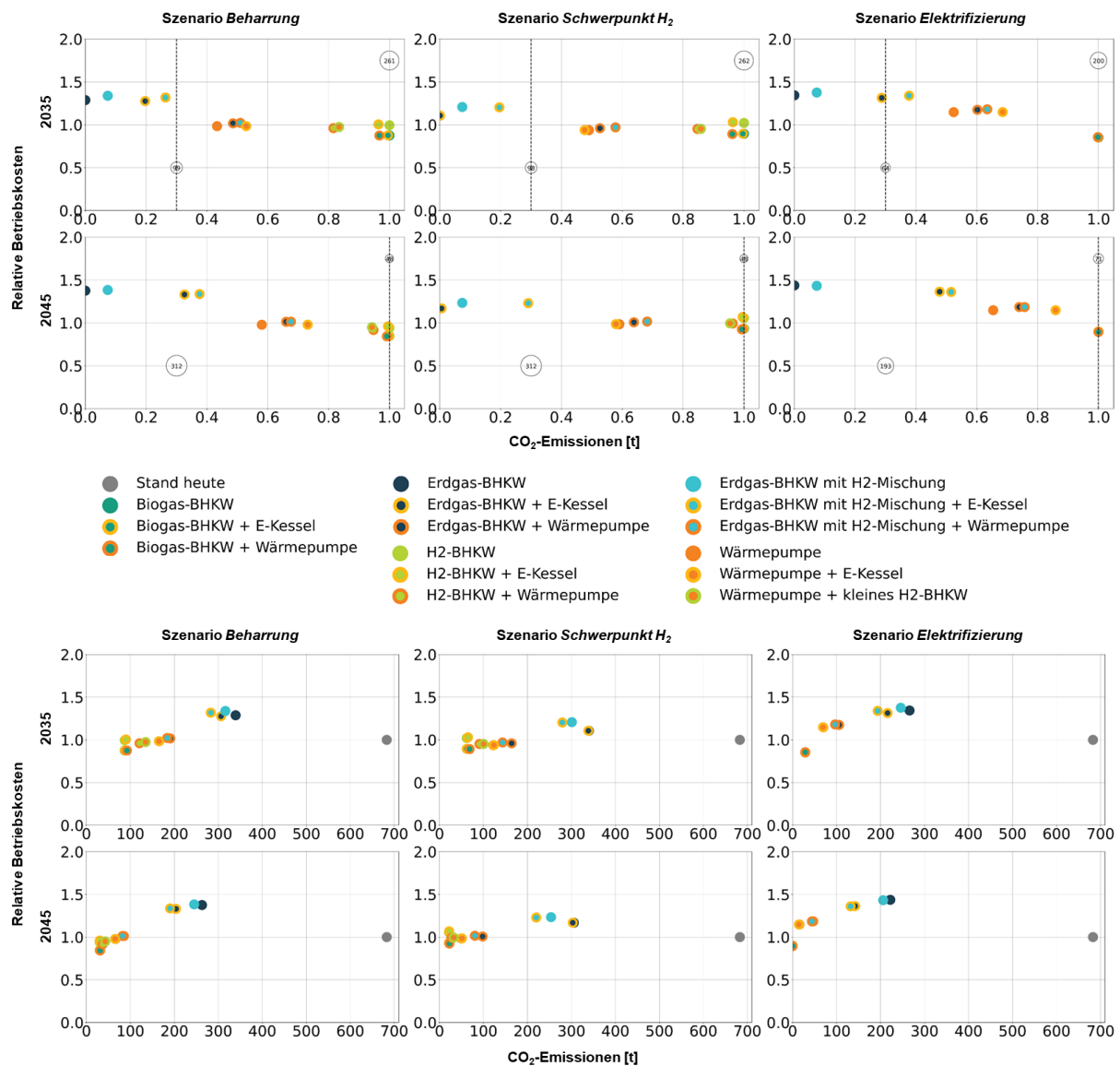


Abbildung 5-1: Ergebnisse Optimierungsrechnungen (I): Betriebskosten gegenüber EE-Anteil (oben) und CO<sub>2</sub>-Emissionen (unten), Fokus Hauptwärmeerzeuger, Durchschnittsergebnisse

Im Vergleich der Szenarien lassen sich Unterschiede feststellen, die Tendenz ist allerdings in allen drei Szenarien weitestgehend gleich. Diese wird im Folgenden beschrieben.

Das aktuelle erdgasbasierte System erreicht nicht den notwendigen EE-Anteil im Jahr 2035, auch nicht mit einer H<sub>2g</sub>-Beimischung. Die dazugehörigen Hybridlösungen mit E-Kessel (Ausnahme *Schwerpunkt H<sub>2</sub>*) und kleiner Wärmepumpe wirken sich dagegen stark positiv auf den EE-Anteil aus und erfüllen somit weitestgehend die gesetzlichen Anforderungen im Jahr 2035. Weiterhin ist ein leicht positiver Einfluss auf die relativen Betriebskosten erkennbar. Alle übrigen Systeme erreichen den geforderten EE-Anteil, unabhängig davon, ob als Einzelerzeuger oder Hybridsystem.

Für 2045 erreichen die rein strombasierten Lösungen keinen EE-Anteil von 100 %, selbst wenn der Strommix zu 100 % aus EE im Jahr 2045 besteht (*Szenario Elektrifizierung*). Die Ursache hierfür ist der eingesetzte Back-Up-Gaskessel, der in einigen Zeitpunkten kostengünstiger zu betreiben ist.

Am betriebskostengünstigen und emissionsärmsten sind hingegen Biomethan- und Wasserstofflösungen, dicht gefolgt von den Wärmepumpenlösungen. Insgesamt sind CO<sub>2</sub>-Einsparungen in fast allen Optimierungsergebnissen von mindestens 50 % bis 2035 gegenüber dem Referenzsystem festzustellen.

Abbildung 5-2 zeigt die Ergebnisse der weiteren Fokusse für das Szenario *Elektrifizierung* der relativen Betriebskosten gegenüber CO<sub>2</sub>-Emissionen. Es werden die Einzelergebnisse aller Optimierungsrechnungen zur Verdeutlichung der Streuung gezeigt.

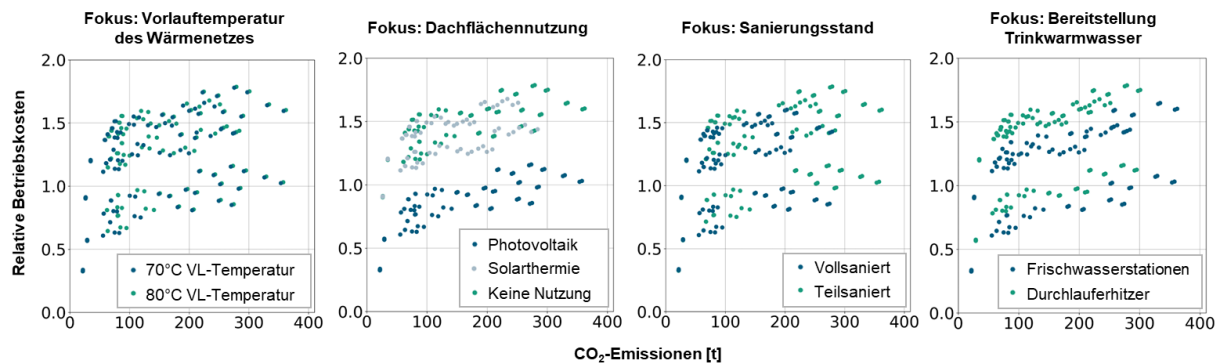


Abbildung 5-2: Ergebnisse Optimierungsrechnungen (II): Betriebskosten gegenüber CO<sub>2</sub>-Emissionen, sonstige Fokusse, Einzelergebnisse, Szenario Elektrifizierung

Es zeigt sich deutlich, dass der größte Hebel für Betriebskosteneinsparungen im Quartier der Einsatz von Photovoltaik und Frischwasserstationen ist. Der Einfluss von Solarthermie, einer Vollsaniierung der Gebäude sowie die Absenkung der Vorlauftemperatur auf 70 °C ist im Verhältnis geringer, aber in beiden Dimensionen positiv.

## 6 Fazit und Ausblick

Aus den Ergebnissen lässt sich festhalten, dass für das Nahwärmequartier klimaneutrale Lösungen technisch vorhanden sind. Grüner Wasserstoff und Biomethan wurden bei der Bildung der Szenarien zwar mitberücksichtigt, es ist allerdings davon auszugehen, dass diese in der Zukunft nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen werden. Zudem besteht die Vermutung, dass diese Adaptionsschritte durch zu hohe Einspeisevergütungen für KWK-Strom zu kostengünstig abscheiden. Dazu werden weitere Detailuntersuchungen angestrebt.

In der Folge sind Einzel- sowie Hybriderzeugerlösungen mit Wärmepumpen die emissionsärmsten sowie betriebskostengünstigsten Alternativen. Photovoltaik und Frischwasserstationen haben gegenüber Solarthermie und E-Durchlauferhitzern einen klaren Vorteil sowohl bei den Betriebskosten als auch CO<sub>2</sub>-Emissionen.

In weiteren Untersuchungen sollen die Investitionskosten der einzelnen Adaptionsschritte für die Bewertung der Systeme berücksichtigt werden. Diese können das Gesamtergebnis stark beeinflussen, da z.B. Kosten für die Installation von Frischwasserstationen anfallen, wohingegen keine zusätzlichen Investitionen für E-Durchlauferhitzer getätigt werden müssen, da diese bereits im Quartier für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser verwendet werden.

Im Modell wurde kein Arealstromnetz angenommen, sodass lokal erzeugter PV-Strom nicht für den Wärmepumpenbetrieb genutzt werden kann. Darin liegen allerdings weitere

CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale verborgen, die das Quartier zudem unabhängiger von äußeren Rahmenbedingungen machen.

Eine vollständige Sanierung der Gebäude sowie die Reduzierung der Vorlauftemperatur haben keinen signifikanten Einfluss in den Bewertungsdimensionen. Es besteht jedoch die Vermutung, dass der bessere Sanierungsstand eine noch stärkere Absenkung der Vorlauftemperatur erlaubt, deren Kombination vielsprechend ist.

Im nächsten Schritt werden zusätzliche Szenarien nach [6] für ausgewählte Adaptionsschritte betrachtet. Dabei wird außerdem der Mobilitätssektor in das Quartiersmodell mit aufgenommen, in dem ein Strombedarf für E-Mobilität simuliert wird. Darüber hinaus ist ein Vergleich mit dem Zustand des Quartiers vor der Inbetriebnahme des Wärmenetzes sowie mit einer Variante mit Wärmepumpen-Einzellösungen ohne Wärmenetz denkbar.

## 7 Referenzen

- [1] Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT (2021): "Klimaschonende Wärmeenergie für 836 Wohneinheiten in Oberhausen", <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/pressemitteilungen/2021/klimaschonende-waermeenergie.html> (Aufgerufen am: 31. Januar 2024)
- [2] Wolf Power Systems (2021): „Anschlussfertiges BHKW-Kompaktmodul - GTK 260 E01“, Datenblatt
- [3] Wolf Power Systems (2021): „Gasbrennwertkessel - MGK-2-300“, Datenblatt
- [4] Huch (2021): „3000 Liter Wärmespeicher - Sonderanfertigung“, Datenblatt
- [5] Cosmo (2021): „500 Liter Wärmespeicher - CPS500“, Datenblatt
- [6] Goetschkes und Witkowski (2023): "Bewertung von Energiekonzepten unter zukünftigen Rahmenbedingungen, Use Case: KWK-Nahwärmeinsel im teilsanierten Bestandsquartier", In: Tagungsband des ETG Kongress 2023 in Kassel, S.759-766
- [7] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): „Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität“
- [8] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende“
- [9] Boston Consulting Group (2021): „Klimapfade 2.0, Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft“, Studie im Auftrag des Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI)
- [10] Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (2020): „Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan, gemäß der Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz“
- [11] Thamling, Kemmler, et. al. (2020): „Kurzgutachten zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 zur Begleitung des Klimakabinetts“, Kurzgutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)
- [12] Prognos (2021): „Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050“, Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)
- [13] Deutsche Energie-Agentur (2017): „Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor, Eine Studie der dena, der geea und weiterer Verbände aus dem Bereich Gebäudeenergieeffizienz“
- [14] Deutsche Energie-Agentur (2018): „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“



- [15] Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2017): „Merit Order Netz-Ausbau 2030, Szenario-Analyse – potenzielle zukünftige Rahmenbedingungen für den Netz-Ausbau“, Abschlussbericht
- [16] Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (2017): „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
- [17] Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung und Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2021): „Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045, Szenarien und Pfade im Modellvergleich“
- [18] 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021): „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“
- [19] Institut für Energetik und Umwelt (2007): „Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie“
- [20] Deutsche Energie-Agentur, Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT (2013): „Leitfaden Biomethan BHKW – direkt., Eine Handreichung für mit Biomethan betriebene Blockheizkraftwerke gemäß EEG 2012 mit Schwerpunkt Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Erzeugung von Strom aus Biomethan.“
- [21] Deutsche Energie-Agentur (2021): „Branchenbarometer Biomethan 2021“
- [22] Statista (2020): „Produktionskosten von Wasserstoff nach Wasserstofftyp in Deutschland im Jahr 2019 und Prognosen für die Jahre 2030 und 2050“.  
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1195863/umfrage/produktionskosten-von-wasserstoff-nach-wasserstofftyp-in-deutschland/> (Aufgerufen am: 31. Januar 2024)
- [23] Institut für Energie- und Klimaforschung (2019): „Wege für die Energiewende, Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050“, Forschungszentrum Jülich
- [24] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2020): „Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland Kostenvergleich von importiertem und lokal produziertem CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff“
- [25] Bundesnetzagentur (2024a): „Ausschreibungen für Biomethananlagen“, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomethan/start.html> (Aufgerufen am: 31. Januar 2024)
- [26] Bundesnetzagentur (2024b): „Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen“, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html> (Aufgerufen am: 31. Januar 2024)
- [27] Ochsner (2023): „Wärmepumpe Albatros – ILWHS 385 ER5c2“, Datenblatt
- [28] Deutscher Wetterdienst (2017): „Testreferenzjahre (TRY)“  
<https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html> (Aufgerufen am: 30. Juni 2023)
- [29] 2G Energy (2023): „Wasserstoff-BHKW – agenitor 412 pure H<sub>2</sub> | ct0-0“, Datenblatt
- [30] mobiheat (2023): „Elektroheizkessel – MHxESB 180kW“, Datenblatt
- [31] 2G Energy (2023): „Wasserstoff-BHKW – agenitor 406 pure H<sub>2</sub> | ct0-0“, Datenblatt
- [32] Fraunhofer-Institut UMSICHT (2023): „Modellbasierte Planung von Energiesystemen – Mit E-SyOpT® zur nachhaltigen Versorgung“, <https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/kompetenz/energie/modellbasierte-planung-energiesysteme.pdf> (Aufgerufen am: 31. Januar 2024)
- [33] Institut für Wohnen und Umwelt (2017) „Tabula WebTool“, <https://webtool.building-typology.eu/#bm> (Aufgerufen am: 30. Juni 2023)
- [34] Reiner Lemoine Institut gGmbH (2023): „oemof - open energy system modelling framework“, <https://reiner-lemoine-institut.de/oemof/> (Aufgerufen am: 31. Januar 2024)