

Wird die Software des EconomyPattern-Servers gestartet, erfolgt zunächst die Initialisierung. Diese wird einmalig nach Start durchgeführt, um wesentliche Daten aus den Konfigurationsdateien für die Energiezentrale zu extrahieren. Dazu gehören technische Einstellungen wie die Leistungsauflösung, die minimalen und maximalen Leistungen, mit denen die Anlagen betrieben werden können, sowie Wirkungsgraddaten aus dem jeweiligen Leistungsblatt des Wärmeerzeugers. Darüber hinaus werden für das zu versorgende Quartier geltende Erlös- und Kostensätze eingelesen.

Im nächsten Schritt erfolgt die Berechnung der Leistungskombinationen mithilfe des kartesischen Produkts. Dazu werden jegliche Leistungsinkremente innerhalb der technischen Grenzen jedes Aggregats mithilfe der angegebenen Auflösung gebildet, die Kombinationen mit allen Leistungsinkrementen der anderen Anlagen bestimmt und in Tabellenform dargestellt sowie gespeichert. Im Anschluss daran erfolgt die Generierung der Leistungsänderungsmatrizen. So wird pro Aggregat mithilfe des jeweiligen Leistungsspektrums eine Matrix gebildet, die die Kostensätze für jegliche Änderung der Anlagenleistung enthält. Die Höhe der Kostensätze für das An- und Abfahren der Aggregate wird in den Konfigurationsdateien hinterlegt, innerhalb der Initialisierung eingelesen sowie in diesem Schritt in der Matrix hinterlegt. Schließlich erfolgt die Generierung der Wirkungsgradfunktionen, um den zuvor bestimmten Leistungsinkrementen einen thermischen Wirkungsgrad (und im Falle der BHKWs zusätzlich einen elektrischen Wirkungsgrad) zuzuordnen. Im Anschluss daran gilt die Initialisierung als abgeschlossen, sodass der Server gestartet wird und den Eingang von Nachrichten ermöglicht.

Bei Eingang von Nodes, die aus einer Identifikationsnummer, einer Soll-Leistung und Dauer bestehen, wird der EconomyPattern-Service gestartet und die Gewinnberechnung eingeleitet. Für den ersten Node wird zunächst innerhalb der Leistungskombinationen nach jeglichen Varianten gesucht, die in Summe der angefragten Leistung entsprechen. Im Anschluss daran werden die Verfügbarkeitsstatus für die Aggregate gesetzt. Die zugehörigen Daten befinden sich ebenfalls in der empfangenen Nachricht. Ist ein Aggregat nicht verfügbar, weil es beispielsweise in Störung oder Wartung geschaltet wurde, so werden die Leistungskombinationen zusätzlich nach Varianten durchsucht, die das nicht verfügbare Aggregat als ausgeschaltet, also mit 0 W, berücksichtigen.

Im nächsten Schritt erfolgt die Berechnung der zeitabhängigen Gewinne auf die Stunde normiert für jede extrahierte Kombination des betrachteten Nodes. Die Berechnungen erfolgen gemäß Gleichungen (23) bis (33) aus Abschnitt 8.3.6 für jedes Aggregat. Welche Erlös- und Kostenpositionen inbegriffen werden, hängt vom Aggregattyp ab. Im nächsten Schritt werden die resultierenden Werte mit der Node-Dauer multipliziert. Darauffolgend werden die Start- und Stoppkosten erhoben, um die Betriebsführung und Einhaltung der Wartungsverträge der Anlagen zu steuern. Die jeweiligen Kostensätze werden mithilfe der in der Nachricht enthaltenen Ist-Leistung aus dem Feld und der Soll-Leistung der Kombinationsvariante für jedes Aggregat aus der Matrix geladen. Im Anschluss werden die Kosten vom zeitabhängigen Gewinn je Aggregat subtrahiert, um den Gesamtgewinn je Aggregat zu bestimmen. Final wird der Gesamtgewinn der Kombination bestimmt, indem alle Gesamtgewinne der Aggregate addiert werden. Wurden alle Varianten wirtschaftlich bewertet, wird die Kombination mit dem höchsten Gewinn gesucht und die zugehörigen

Spezifikationen in der Response Node List als Antwort für den untersuchten Node gespeichert. Mit diesem Schritt ist die Beantwortung einer Node-Anfrage beendet.

Liegen in der Anfrage weitere Nodes vor, die wirtschaftlich bewertet werden müssen und deren Spezifikationen für die Fahrweise ausstehen, wird im folgenden Schritt erneut mit der Suche nach der Node-Leistung in den Leistungskombinationen fortgefahren. Im Anschluss werden die genannten Zwischenschritte bis zum Hinterlegen der Spezifikationen des Gewinner-Nodes in der Response Node List wiederholt. Wurden schließlich alle Nodes der Anfrage bewertet, so werden die Gewinne an das PerformancePattern bzw. an den Client gesendet und der Funktionsablauf endet, bis eine neue Anfrage beim EconomyPattern eingeht.

#### 8.3.7.4 PerformancePattern

Das PerformancePattern ist der Teil des Steuerungskerns, der die Fahrweisengeneration mithilfe der Nodes aus dem ChangePattern und ihren Profiten aus dem EconomyPattern durchführt. In folgenden Abschnitt ist der funktionelle Ablauf des PerformancePatterns gemäß dem Aktivitätendiagramm in Abbildung 17 erläutert.

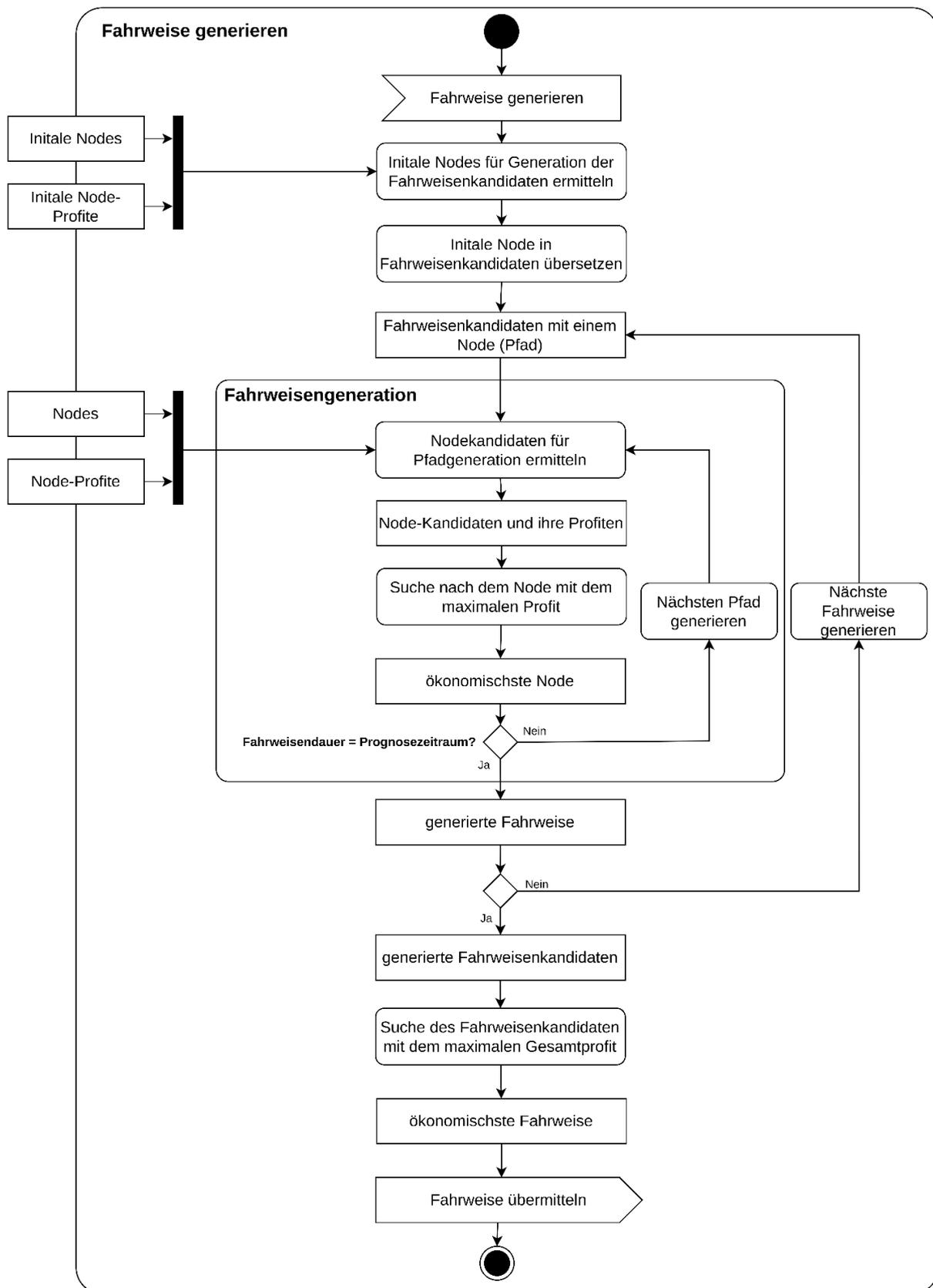


Abbildung 17: Aktivitätendiagramm der Hauptfunktionalität „Fahrweise generieren“ des PerformancePattern

Die Fahrweisengenerierung wird durch den Programmstart ausgelöst und erfolgt danach stündlich in 15-Minuten-Intervallen. Für die Generierung benötigt das PerformancePattern die aktuellen Messdaten, des Speichers und der Aggregate sowie die Verfügbarkeitsmodi der

Aggregate aus der Anlagendatenbank. Die Fahrweisengenerierung ist in folgende Prozesse gegliedert:

1. Erstellung Fahrweisenkandidaten aus initialen Nodes
2. Generierung der der Fahrweise jedes Kandidaten
3. Auswahl der ökonomischsten Fahrweise der Kandidaten
4. Übermittlung der Fahrweise an die Anlagendatenbank

Um eine Fahrweise zu bilden, fordert das PerformancePattern die initialen Nodes vom ChangePattern und die dazugehörigen Node-Profite vom EconomyPattern an. Die initialen Nodes bilden die ersten Pfade der Fahrweisenkandidaten und werden nur übernommen. Im weiteren Verlauf findet ab diesen Startzeitpunkt die Node-zu-Node-Optimierung statt, um die weiteren Pfade der Fahrweise zu generieren.

Für die weitere Pfadgeneration werden die Nodes vom ChangePattern und ihre Profite von EconomyPattern angefordert, der Node mit dem maximalen Gewinn ausgewählt, und erneut bei den anderen Modulen angefragt. Dieser Prozess wird so lange wiederholt, bis das Ende des Prognosezeitraums erreicht ist und wird für die Fahrweisengenerationen jedes Fahrweisenkandidatens wiederholt.

Nach dem alle Fahrweisenkandidaten generiert sind, wird der Kandidat mit dem maximalen Gewinn ausgewählt, in Sollwert-Tabellen, bestehend aus Leistungen in einer Zeitauflösung von 15 Minuten, jedes Aggregats übersetzt und in die Anlagendaten geschrieben.

## 8.4 Teilprojekt SICHERHEIT

Die PAL beschäftigt sich im Teilprojekt SICHERHEIT mit der Entwicklung der auf das Projekt zugeschnittenen Hardware und Software für alle sicherheitsrelevanten Komponenten. Das Ergebnis besteht in einer Richtlinie aller technischen und organisatorischen Maßnahmen zur Gewährleistung der erforderlichen Sicherheitsanforderungen. Eine besondere Rolle wird hierbei der dezentralisierte Ansatz spielen, der für eine hohe Verfügbarkeit der Teilanlagen bei Unterbrechung der Kommunikation bzw. Zentralsteuerung sorgt. Unterstützend dafür stellt die HTWK angepasste Simulations- und Testumgebungen für Entwicklungsarbeiten bereit.

- Konzeption, Einkauf, Entwicklung/Bau, Inbetriebnahme
- Einspielen und Tests der entwickelten Software
- Analyse im laufenden Betrieb, Anpassungen

### 8.4.1 Zielstellung

Die PAL beschäftigt sich im Teilprojekt SICHERHEIT mit der Entwicklung der auf das Projekt zugeschnittenen Hardware und Software für alle sicherheitsrelevanten Komponenten. Ziel war die Entwicklung von Sicherheitsrichtlinien zur Absicherung der Anlagen. Ein besonderer Fokus lag auf einer hohen Verfügbarkeit der Teilanlagen bei Unterbrechung der Kommunikation bzw. Zentralsteuerung. Weiterhin galt es das Gesamtsystem vor Manipulation durch Unbefugte zu schützen.

## 8.4.2 Konzeption, Einkauf, Entwicklung/Bau, Inbetriebnahme

### 8.4.2.1 Anlagentechnik

Eines der wichtigsten Grundprinzipien während der Entwicklung des Systems war die Versorgungssicherheit der Endkunden.

Sicherung der Wärmeversorgung erfolgt softwareseitig nach dem „Defense in Depth“-Prinzip. Mehrere Hintereinandergeschaltete Schutzmechanismen garantieren die Versorgung mit Energie, während die Qualität der Ansteuerung möglichst hochgehalten werden soll.

Es gibt drei Hauptstufen der intelligent geführten Energieversorgung:

1. Live-Führungsdaten durch die intelligente Regelung
2. 24 h-Fahrweisen-Vorgaben
3. Autark-Steuerung

#### **Live-Führungsdaten**

Die intelligente Regelung berechnet in regelmäßigen Intervallen neue Steuerwerte für die Anlage. Diese werden bei bestehender Verbindung stetig an das Feldsystem übermittelt. Die Anlage bzw. deren Fahrweise kann so kurzfristig an sich ändernde Rahmenbedingungen angepasst werden. Dadurch kann eine hohe Aktualität und damit eine verlässliche, auf aktuellen Daten beruhende, Fahrweise abgefahren werden.

#### **24 h-Fahrweisen-Vorgaben**

Die Ansteuerung der Bauteile durch die intelligente Regelung erfolgt von Außerhalb der Energieversorgungsanlage. Die Verbindung wird mittels öffentlicher Infrastruktur aufgebaut. Aufgrund verschiedener Faktoren kann diese kurzzeitig ausfallen. Eine Einflussnahme auf die Verbindungsqualität ist nur über kostspielige redundante Kommunikation möglich, die nicht für jeden Standort garantiert werden kann. Um kleine und mittlere Verbindungsausfälle abzufangen, werden der Anlagensteuerung bei jeder neuen Sollwertvorgabe Fahrpläne für die vollen nächsten 24 h übermittelt.

Im Fehlerfall werden die zuletzt übermittelten Sollwerte systematisch abgefahren, bis eine neue erfolgreiche Übermittlung stattfindet. Sollte der Ausfall länger als 24 h andauern, was z. B. bei Bauarbeiten der Fall sein kann, wird nach diesem Zeitraum in den Autark-Steuerungsmodus übergegangen.

#### **Autark-Steuerung**

Werden während des Betriebes festgelegte Grenzwerte überschritten, oder reißt die Verbindung über einen längeren Zeitraum ab, so geht die Anlage in einen autarken Steuermodus über. Die lokale Steuerung können auch schnelle Prozesse vor Ort kontinuierlich und zuverlässig überwacht werden, unabhängig von der Verbindungsqualität. Anlagenkritische Sicherheitsanforderungen können hier implementiert werden und bilden, zusammen mit den Sicherheitsmechanismen der Einzelaggregate einen wichtigen Bestandteil des Anlagenschutzes ab.

#### 8.4.2.2 IT-Infrastruktur

Neben der Absicherung der Anlage vor unzulässigen Betriebszuständen ist der Schutz des Gesamtsystems vor unbefugtem Zugriff elementar. Hier haben sich in den letzten Jahren eine Vielzahl von Mechanismen und Techniken etabliert, die auch hier zur Anwendung kamen. [9] Es ergibt sich der in Abbildung 18 dargestellte Aufbau:

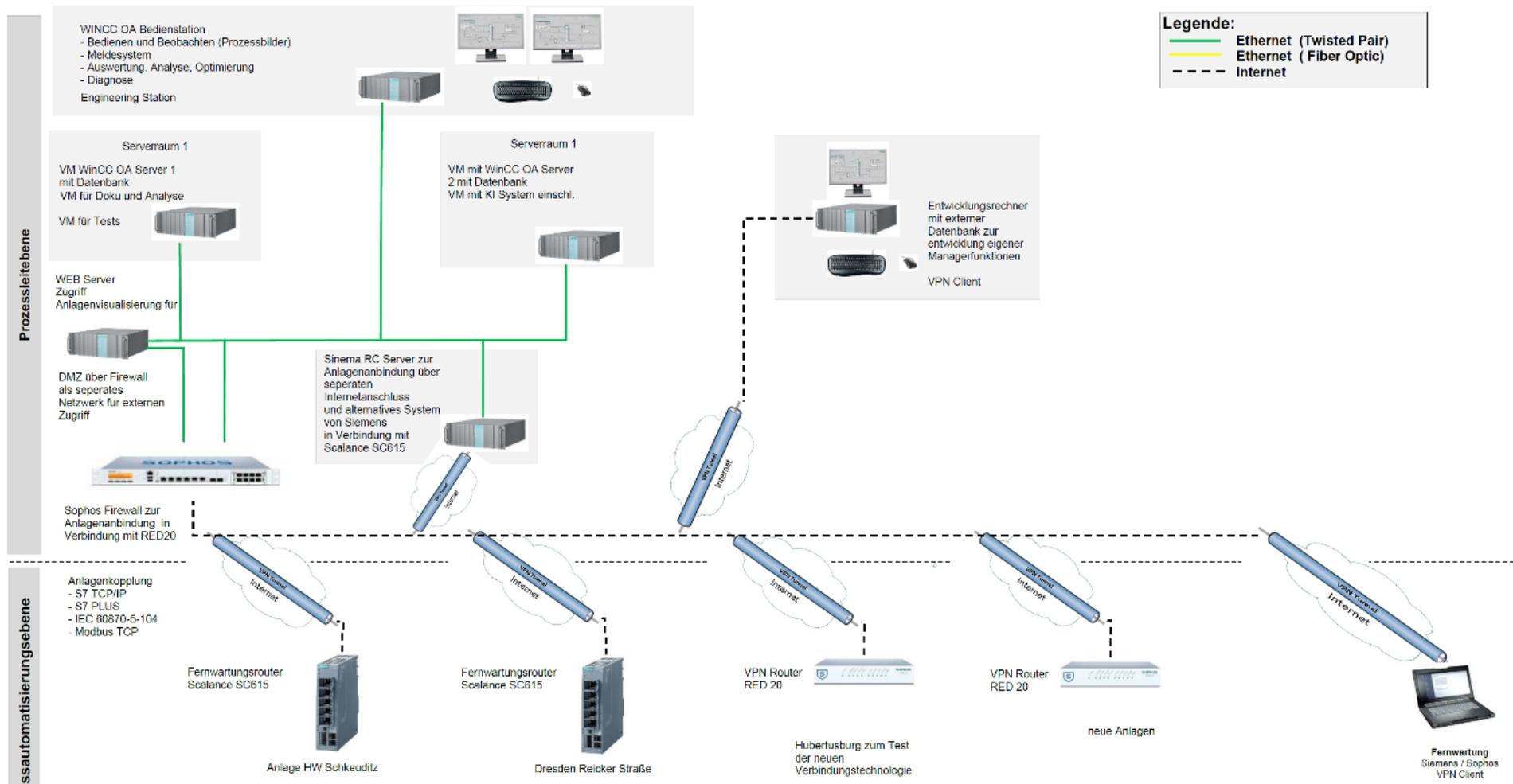


Abbildung 18: Einbindungskonzept für Neu- und Bestandssysteme

Die sichere Trennung der Anlagensteuerungen, sowie Server gegenüber dem öffentlichen Netz erfolgt über eine Firewall-System mit zugehörigen Routern. Die Verbindungen zu den Anlagen erfolgen prinzipiell über VPN-Verbindungen und sind dadurch gegen unbefugte Fremdzugriffe sehr sicher.

Um die Ausfallzeiten für das Leitsystem gering zu halten, läuft dieses auf redundanten, physisch getrennten Servern. Für zusätzliche Datensicherheit sind diese jeweils über RAID-Konfigurierte Festplatten gegen Datenverlust/Korruption abgesichert.

Bei der Übergabe der Fahrpläne von der intelligenten Regelung bis zum Feld werden diese an mehreren Stellen auf Plausibilität und Konsistenz überprüft. Es ergibt sich die folgende Verteilung von Aufgaben:

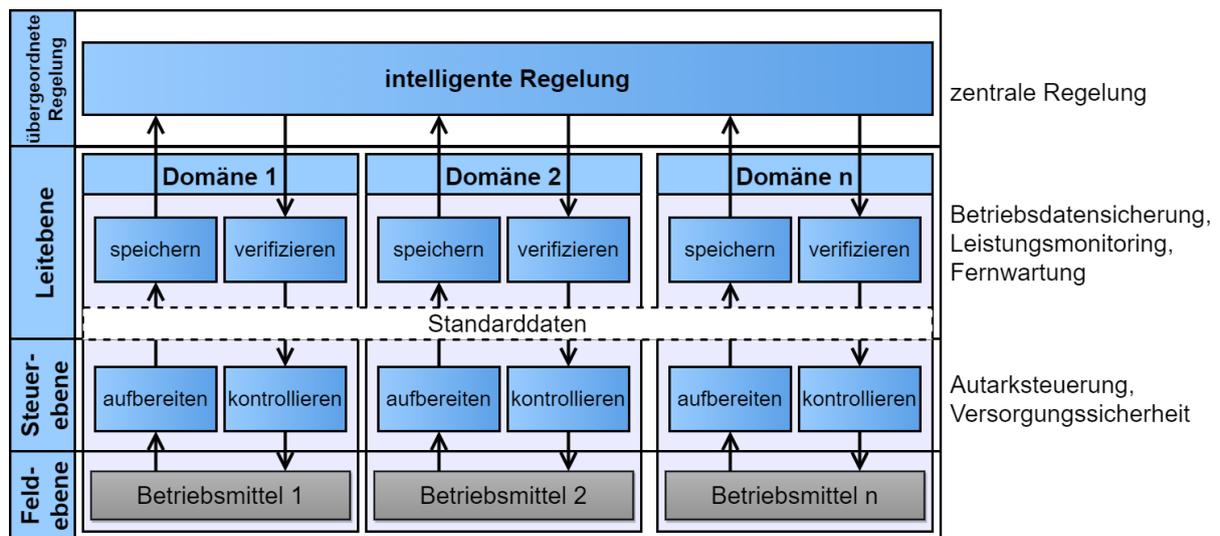


Abbildung 19: Schematischer Aufbau des Gesamtsystems mit Verteilung der sicherheitsrelevanten Aufgaben

Abbildung 19 zeigt den Informationsfluss des Gesamtsystems. Als weiterer Sicherheitsmechanismus für die Datenübergabe wurde auf ein „pull“ orientiertes System gesetzt, d. h. der Empfänger der jeweiligen Daten leitet den Datenaustausch ein. Dadurch wird ein irreguläres Überschreiben von Werten vorgebeugt. Der unbefugte direkte Zugriff auf die „Low-level-Infrastruktur“ wird verhindert und die Wirksamkeit von z. B. DDoS- oder Injection-Angriffen reduziert.

### 8.4.3 Einspielen und Tests und Analyse der entwickelten Software

Im Rahmen der Tests und Probeläufe der intelligenten Steuerung wurden die Mechanismen anhand der Anlage Schkeuditz validiert. Um einen größtmöglichen Steuerspielraum zu erhalten, wurden die virtuellen Grenzwerte der intelligenten Regelung stets möglichst nah an die technischen Grenzen der Anlage gelegt. Durch genaue Datenaufzeichnung und Auswertungen nach Testläufen konnten Fehler und Schwachstellen schnell identifiziert und gezielt behoben werden. Daraus resultierten mehrere Iterative Verbesserungen, sowohl bei der Autark-Steuerungsfunktion der Lokalsteuerung als auch bei der Methodik der Fahrweisenübergabe. So wurde z.B. eine stetige Verbindungs- und Laufzeitüberwachung implementiert und die Mechanismen für die Überwachung der Anlagengrenzwerte verbessert.

#### 8.4.4 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die bereits durchgeführten Probefahrten konnten die Sicherheitsmechanismen zur Sicherstellung der Energieversorgung ausgiebig getestet werden. Ein Ausfall durch Fehlansteuerung kann zuverlässig verhindert werden. Das System ist in der aktuellen Ausbaustufe einsatzfähig. Aus den Beobachtungen haben sich jedoch weitere Ausnahmefälle ergeben, die nicht abschließend gelöst werden konnten. Als eine Schwachstelle hat sich die Trägheit der Energieerzeuger offenbart. Diese setzen den Wertvorgaben individuelle Grenzen, was die Übernahme der Fahrweise betrifft. Hier spielen jedoch mehrere Faktoren hinein, die teilweise an den Anlagenaufbau gekoppelt sind und nicht direkt durch Änderungen in der Ansteuerung beeinflussbar sind. Eine Rückkopplung und Einbeziehung der individuellen Trägheit der Komponenten ist aktuell nicht möglich. Es ist davon auszugehen, dass mit der Weiterentwicklung der intelligenten Ansteuerung der Bauteile in Zukunft weitere Anpassungen am Verhalten der lokalen Steuerbaugruppe erforderlich sind. Dieser Aspekt wurde bereits bei den ersten Feldkonzepten mit einkalkuliert und führte zu einer modular aufgebauten Sicherheitsstruktur. Auch ein Wechsel von dem zzt. anlagenorientierten Überwachungsansatz zu einer Aggregatspezifischen Überwachung ist perspektivisch möglich.

Die IT-Infrastruktur ist im Rahmen des Forschungsprojektes auf einen, dem Stand der Technik entsprechenden Stand gehoben worden. Als größte Herausforderung hat sich die Kommunikations-Infrastruktur erwiesen. Die Server werden aktuell von einem Standpunkt aus betrieben und sind bei Ausfällen des Internets, oder starker Drosselung durch den Anbieter parallel betroffen. Hier soll perspektivisch der Wechsel einer Instanz auf ein anderes Medium (z. B. Cloud) erfolgen, um die Risiken eines Systemausfalles durch großflächige Infrastrukturstörungen (Elektrizität & Internet) zu minimieren. Die dafür notwendigen Mechanismen, wie z. B. Datenredundanz und Backup-Funktionen, sowie der „heißen Redundanz“ liegen vor.

### 8.5 Teilprojekt SCHNITTSTELLEN

#### 8.5.1 Zielstellung

Die Ansteuerung von Anlagen über eine zentrale übergeordnete Steuerung verlangt genaue Kenntnis über das Verhalten der Anlage und den momentanen Anlagenzustand. Für eine fortlaufende und quasi echtzeitfähige Kommunikation der übergeordneten Steuersysteme mit der Anlagentechnik müssen deren Daten mit geringer Zeitverzögerung verfügbar gemacht werden. Weiterhin ist für Systemanalysen eine gute Datengrundlage essenziell, um Optimierungspotentiale erschließen zu können. Die Betriebsdaten fallen im Feld bei den verbauten Sensoren und Aktoren an und müssen für weitere Verarbeitung verfügbar gemacht werden. An dieser und weiteren Schnittstellen kommt es zwangsläufig zu Medien- oder Systembrüchen, die ein Übersetzen der Signale erforderlich machen. Die Hauptfunktionen der Schnittstellen sind demnach

- Datenerfassung/Datenaggregation
- Datenaufbereitung
- Datenübertragung

Zielstellung des TP4 Schnittstellen war die Analyse, der zur Verfügung stehenden Optionen hinsichtlich der Schnittstellengestaltung und die Konzeptionierung/Bewertung damit einhergehender datengebundener Auswertemöglichkeiten.

### 8.5.2 Anforderungen der Systemschnittstellen

In dem Projekt standen verschiedene Bestands-Wärmeversorgungsanlagen zur Verfügung, anhand derer die aktuellen Entwicklungsstände kleinerer Wärmeversorgungsanlagen bewertet werden konnte. Im Allgemeinen folgen die meisten Anlagen einem einfachen Aufbau. Dabei übernimmt eine lokale Steuerung die Steuer- und Regelaufgaben einer Anlage und dient gleichzeitig als Verbindungsstelle mit übergeordneten Systemen, i. d. R. einem Leitstand, der die Prozessdaten aufzeichnet und Alarmmeldungen versendet. Eine Aufteilung wie bei der klassischen Automatisierungspyramide ist der Regelfall (vgl. Abbildung 20).

Das erste Bestandssystem, welches integriert werden soll, ist das Heizwerk Schkeuditz. Hierbei handelt es sich um eine einfach aufgebaute Anlage zur Wärmeversorgung, welche die unteren drei Schichten der Automatisierungspyramide abbildet.

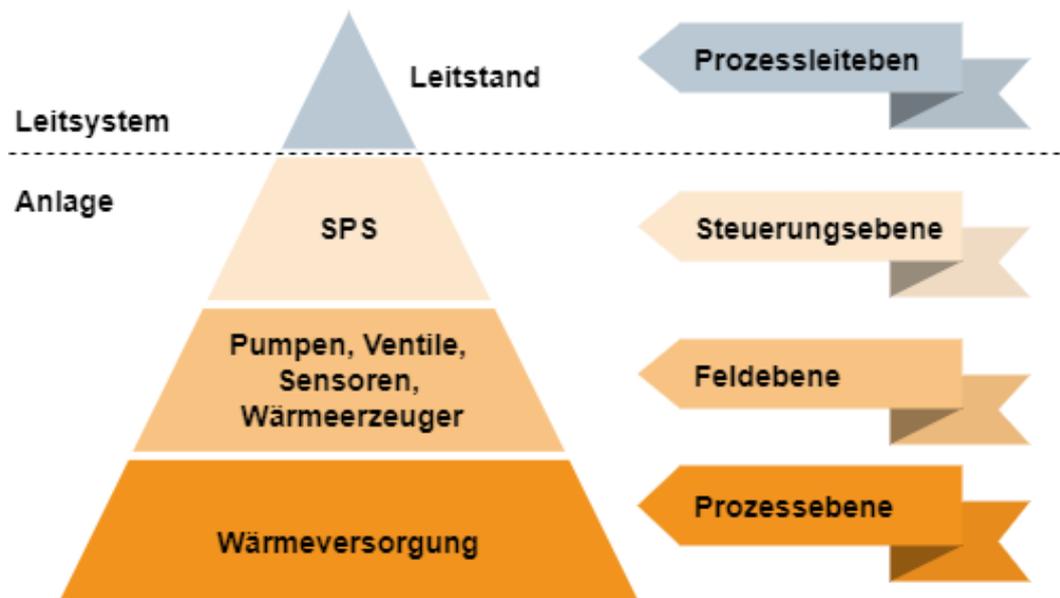


Abbildung 20: Automatisierungspyramide für den Aufbau des Steuersystems der Bestandsanlage Schkeuditz

Die Bestandsanlage ist auch hinsichtlich des hydraulischen Schemas einfach aufgebaut und daher als Ausgangspunkt für die Betrachtung eines Standardfalles gut geeignet.

Schnittstellen ergeben sich bei den Übergängen von einem System in ein anderes. Jeder Übergang, der in Abbildung 20 dargestellten Automatisierungspyramide wird durch eine Schnittstelle spezifiziert.

Für Bestandsanlagen ergeben sich damit drei wesentliche System-Schnittstellen:

1. Prozess - Feldebene
2. Feldebene – Steuerungsebene
3. Steuerungsebene – Prozessleitebene

Der Übergang von Prozess zu Feldebene muss über geeignete Sensorik abgebildet werden. Diese Vorgänge laufen auf physikalischer Ebene ab und spielen daher bei den Betrachtungen keine Rolle.

Für die anderen Schnittstellen ergibt sich der folgende Sachstand:

Auf der Feldebene ergibt sich ein sehr heterogenes Anschlussbild. Je nach Baujahr und Hersteller der Nebenaggregate sind verschiedenste Protokolle und Signaltypen im Einsatz. Diese reichen von einfachen binären Signalen über serielle Busprotokolle, bis hin zu internetfähigen TCP basierten Bus-Protokollen. Dementsprechend heterogen ist auch die Signaleinbindung und Ansteuerung von der Feld- zur Steuerungsebene.

Die Verbindung Steuerungsebene zu Prozessleitebene erfolgt im Regelfall über eine einzelne Busverbindung, kann im Einzelfall jedoch auch mit mehreren erfolgen. In der Industrie haben sich verschiedene Busprotokolle mit verschiedenen Vor- und Nachteilen etabliert. Oft vorzufinden sind z. B. M-Bus, Modbus TCP und Modbus RTU. Zudem bieten die meisten Hersteller von Steuerbaugruppen eigene Protokolle an, wie z. B. Siemens S7 bzw. S7+ oder Beckhoff mit EtherCAT. Ein einheitlicher Standard für die Datenübertragung wird vergeblich gesucht.

Um langfristig genutzt werden zu können und das Einbinden von Bestandssystemen leicht möglich zu machen muss das zukünftige System bzw. dessen Schnittstellen folgende Aufgaben erfüllen:

- schnelle Einbindung von Anlagen
- einfache Einbindung von Anlagen
- Kostensenkung und Fehlerreduzierung

Hieraus ergeben sich drei Kerneigenschaften:

### **Standardisierung**

Ein konsequent verfolgter und stetig weiterentwickelter Standard ist essenziell, um die Integrationszeiten von Neu- oder auch Bestandsanlagen niedrig zu halten. Zudem helfen Standards Fehlerquellen vorzubeugen und vereinfachen den Aufbau des Gesamtsystems.

### **Modularisierung**

Durch den heterogenen Aufbau der Wärmeversorgungsanlagen insbesondere der Bestandsanlagen müssen sich verschiedene Szenarien flexibel abdecken lassen, ohne Einzel- oder Sonderlösungen konstruieren zu müssen, da diese mittel- und langfristig die Komplexität des Gesamtsystems erhöhen und sich als Fehlerquellen erweisen können (siehe Standardisierung).

### **Skalierbarkeit**

Sollen mehrere neue Anlagen in das System integriert werden, darf sich die Qualität der Datenübertragung anderer Anlagen nicht verschlechtern. Im Hinblick auf den stetigen Ausbau muss das System in der Lage sein, mit den steigenden Anforderungen zu wachsen und darf sich nicht als limitierender Faktor erweisen.

### 8.5.3 Entwicklung MSR-Konzept

Wie bei jedem technischen System gibt es mehrere Möglichkeiten dieses zu gestalten. Es wurden daher Feldkonzepte untersucht, die prinzipiell geeignet sind die, an das Feldsystem gerichteten Anforderungen zu erfüllen. Das Ziel war eine für den Realbetrieb des Projektes „4D-Energie“ optimal geeignete Ansteuerung zu entwerfen. Verglichen wurden drei Aufbauszenarien, die sich an den bestehenden und neuen Bestrebungen in der Automatisierungs- und IT-Welt orientieren.

Es wurden drei alternative Feldkonzepte mit unterschiedlichem Fokus erarbeitet und miteinander verglichen:

- Dezentraler Feldaufbau
- Ansteuerung durch Industriesteuerungen (SPS)
- erweiterte Ansteuerung durch Industrie-PC (IPC)

Als Kriterien für die einzelnen Entwürfe wurden folgende gewählt:

- Projektierungsaufwand und Anschaffungskosten
- Wartungsaufwand und Instandhaltungskosten
- Sicherheit und Zuverlässigkeit des Feldsystems

Die entstandenen Entwürfe wurden auf die Bestandsanlage in Schkeuditz projiziert und die resultierenden MSR-Konzepte verglichen. Aus dem Vergleich lässt sich festhalten, dass die direkte Verbindung der Feldgeräte mit dem Leitsystem durch den IoT-Ansatz sich als nicht praktikabel erwiesen hat. Der Einrichtungs- und Konfigurationsaufwand ist hoch und die Hardware teuer. Zudem ist die zu erwartende autarke Steuerfähigkeit im Vergleich nur unbefriedigend. Die Unterschiede zwischen der SPS- und der IPC-Variante sind geringer. Im Kontext des geplanten Systems „4D-Energie“ würden sich viele Funktionen von IPC und übergeordneten Systemen doppeln. Die höhere Leistungsfähigkeit von IPC würde keinen Mehrwert bieten.

Der SPS-Ansatz wurde weiterverfolgt und ein Systementwurf zur Signaleinkopplung und -verarbeitung erstellt. Als Grundlage wurde eine domänenorientierte Struktur gewählt, da diese die formulierten Anforderungen gut erfüllt und sich in die bereits bestehenden Beschaffungs- und Wartungsstrukturen leicht eingliedern lässt. Eine schematische Darstellung der gewählten Architektur findet sich in Abbildung 17.

Aus diesem Aufbau ergeben sich drei Schnittstellen, die es genauer zu spezifizieren gilt:

1. Feld – SPS
2. SPS – Leitsystem
3. Leitsystem – KI

#### 8.5.3.1 Schnittstelle Feldebene – Steuerungsebene

Wie bereits beschrieben ergibt sich für die Feldebene in der Regel ein heterogenes Anschlussbild, mit einer Vielzahl verschiedener Signalarten. Eine Vereinheitlichung der Signale der Feldebene wäre nur über eine teure Umrüstung der Anlage möglich. Die Anpassung muss demnach auf der nächsten Ebene, der Steuerungsebene erfolgen.

Die Feldsteuerung dient der Erfüllung zweier wesentlicher Aufgaben: Zum Ersten müssen Notsteuerfunktionen abgedeckt werden, um bei Verbindungsunterbrechungen, wie z. B. Internetausfall eine kontinuierliche Versorgung sicherzustellen. Zum Zweiten zur Aufbereitung der Prozesssignale. Dadurch werden bereits im Feld (Wärmeerzeugungsanlage) einheitliche Strukturen für Steuer- und Rückmeldevariablen erzeugt. Einfache Steueraufgaben, die nur wenig Optimierungspotential bieten oder aufgrund harter Echtzeitanforderungen für externe Ansteuerung ungeeignet sind (z. B. Differenzdruck oder Ventilregelung), werden von der Lokalsteuerung abgenommen.

### 8.5.3.2 Schnittstelle SPS – Leitsystem

Wie bereits in Abbildung 18 dargestellt, kann ab der Feldsteuerung in der Steuerungsebene mit einer definierten Datenstruktur gerechnet werden.

Eine Schnittstelle auf Registerbasis hat sich als zu starr und unflexibel für das geplante Vorhaben erwiesen. Die Schnittstellen werden daher ab der Feldsteuerung auf einem namensbasierten standardisierten Schema abgebildet. Dies erlaubt eine individuelle Gestaltung der Schnittstelle bei gleichzeitig hoher Standardisierung und Modularität der Schnittstellen.

Das im Feld aufgestellte Schema bleibt im Leitsystem bestehen. Die übertragenen Daten werden in einer Datenbank abgelegt. Von dort werden die Daten gefiltert, zusammengefasst und an die Datenbankinstanz der intelligenten Regelung übertragen. Eine genauere Erläuterung zu der verwendeten Software und Datenstruktur erfolgt in Kapitel 8.4.

Im Leitsystem können die Daten je nach Bedarf getaktet oder eventbasiert aufgezeichnet werden. Während zu Beginn der Projektlaufzeit ein Großteil der Daten nur in festen zeitlichen Abständen aufgezeichnet wurden, zeigte sich schnell, dass eine Vielzahl von Prozessen in dem vermeintlich trägen Wärmenetz wesentlich höhere Auflösung benötigen, um diese präzise bewerten zu können. Dadurch wurde die Wertaufzeichnung zunehmend auf die Änderungsgeschwindigkeit der Werte ausgerichtet. Die eventbasierte Datenaufzeichnung erlaubt in Zeiten starker Wertänderungen eine sehr hohe Aufzeichnungsrate. So sind für Auswertungen interessante, dynamische Vorgänge gut erkenn- und analysierbar. Analog ist die Datendichte bei langsamen Vorgängen gering und die Lücken dementsprechend groß, wodurch bei diesen weniger interessanten Zeitpunkten Speicherbedarf eingespart wird.

Jedoch kam es bei langen Zeiten geringer Wertänderung (z. B. bei sehr geringer Wärmeabnahme) zu großen zeitlichen Abständen zwischen den geschriebenen Werten kommen. Um die Unterscheidung vom Verbindungsabbruch erkenntlich zu machen, wurde sich für einen Kompromiss aus eventbasierter- und zeitlicher Datenaufbau entschieden, die eine Mindestanzahl von mitgeschriebenen Werten pro Zeiteinheit garantiert, sollten keine Events ausgelöst werden. Diese Methode wird bei dem Großteil der Messwertaufzeichnungen genutzt und stellt für die Projektzwecke einen optimalen Kompromiss zwischen Wertauflösung und Speichereffizienz dar. Über die Projektlaufzeit konnte sich das System bewähren und wurde stetig verbessert. Ein Beispiel für die Datenaufzeichnung ist in Abbildung 219 in der linken Darstellung zu finden.

### 8.5.3.3 Schnittstelle Leitsystem – KI

Die intelligente Regelung muss für die Steuerfunktionen auf die Daten des Feldsystems zugreifen können. Dank der bereits im Feld vereinheitlichten Datenstruktur sind hier weiteren Konvertierungs- oder Anpassungsschritte erforderlich. Einen Unterschied zwischen den Leitsystemdaten und den Berechnungsdaten der KI gibt es jedoch auf der Zeitachse. Die eventbasierte Datenaufzeichnung der Livedaten ist zwar für Monitoring und Auswertungen im Leitsystem gut geeignet, aber die inkonstanten Schreibzeitpunkte haben sich für nachfolgende Berechnungsschritte als nicht optimal erwiesen. In der KI-Umgebung sollen die Daten mit konstanten Zeitabständen vorliegen, da dies nachfolgende Berechnungen z. T. deutlich erleichtert.

In Abbildung 21 ist der Unterschied zwischen den Leitsystemdaten und den aufbereiteten Daten für die KI zu sehen. Dargestellt ist der Temperaturverlauf eines Sensors im Wärmespeicher links in der Datenbank des Leitsystems und rechts in der KI-Umgebung.



Abbildung 21: Eventbasierte Datenaufzeichnung und Reduzierung in feste Zeitscheiben

Die Werte werden daher zur Laufzeit auf die geforderte Auflösung gesampelt. Die Abtastrate ist einstellbar und kann an die Berechnungsmodelle gezielt angepasst werden.

### 8.5.4 Implementierung der automatischen Schnittstellenauswahl

Wie bereits angesprochen sind die Anlagen in Aufbau und Ansteuerung/Funktion sehr heterogen. Gerade im Hinblick auf Bestandsanlagen können nur wenige Dinge als gegeben angenommen werden. Im Hinblick auf die Einbindung von Fremd-/Drittanlagen ergeben sich damit zwei Ausgangsszenarien für die Integration:

1. Datenerfassung (Sensorik) und Netzwerkanbindung sind vorhanden → Die Daten müssen an die Datenstruktur des 4D Systems angegliedert werden.
2. Eines der o. g. fehlt → Die Daten müssen mittels Erweiterung des Steuersystems verfügbar gemacht werden.

Im zweiten Szenario kann bei der notwendigen Erweiterung des Steuersystems die erforderliche Datenstruktur nach den in Kapitel 8. beschriebenen Systematik hergestellt werden.

Im ersten Szenario wären die Daten verfügbar, hätten jedoch eine individuelle Struktur, was das Einbinden aufwendig und fehleranfällig macht. Um es an die Zieldatenstruktur

anzupassen, wäre ein Mapping der Daten notwendig. Hier könnte mit Hilfe von intelligenten Algorithmen die Zuordnung (teil-)automatisiert werden.

Im Rahmen des Projektes wurde an einer einfach aufgebauten Bestandsanlage mit Vollzugang zum Steuersystem gearbeitet. Ähnlich ist es bei den weiteren Anlagen, die in das System eingebunden werden sollen. Die Notwendigkeit einer Voll- oder Teilautomatisierung war in diesem Kontext nicht gegeben und ist zum aktuellen Zeitpunkt weder wirtschaftlich noch technisch sinnvoll.

Diese Entwicklung eines solchen Systems gewinnt mit zunehmender Anzahl und Komplexität von Fremdanlagen an Bedeutung und kann im Rahmen von Folgeprojekten wieder aufgenommen werden.

### 8.5.5 Implementierung der automatischen Zustandsüberwachung

Durch die präzisere Datenerfassung und leistungsfähige Datenbank ist eine genaue Analyse der Feldprozesse möglich. Um rückblickend detaillierte Auswertungen schnell durchführen zu können, wurde ein neues Monitoringsystem eingeführt. Die Daten werden u. a. mit Hilfe von der Dashboards/Monitoring-Software Grafana dargestellt. Diese bietet die Möglichkeit die Daten in verschiedenen, visuell ansprechenden Formaten zu präsentieren. Durch angepasste Abfragen können Werte auch verrechnet werden und so z. B. Kostenfunktionen und Kennzahlen aus den Livedaten berechnet werden. An das Tool können verschiedene Datenquellen angeschlossen werden, sodass hier auch der Vergleich der berechneten Fahrpläne mit den Livedaten abgeglichen werden kann.

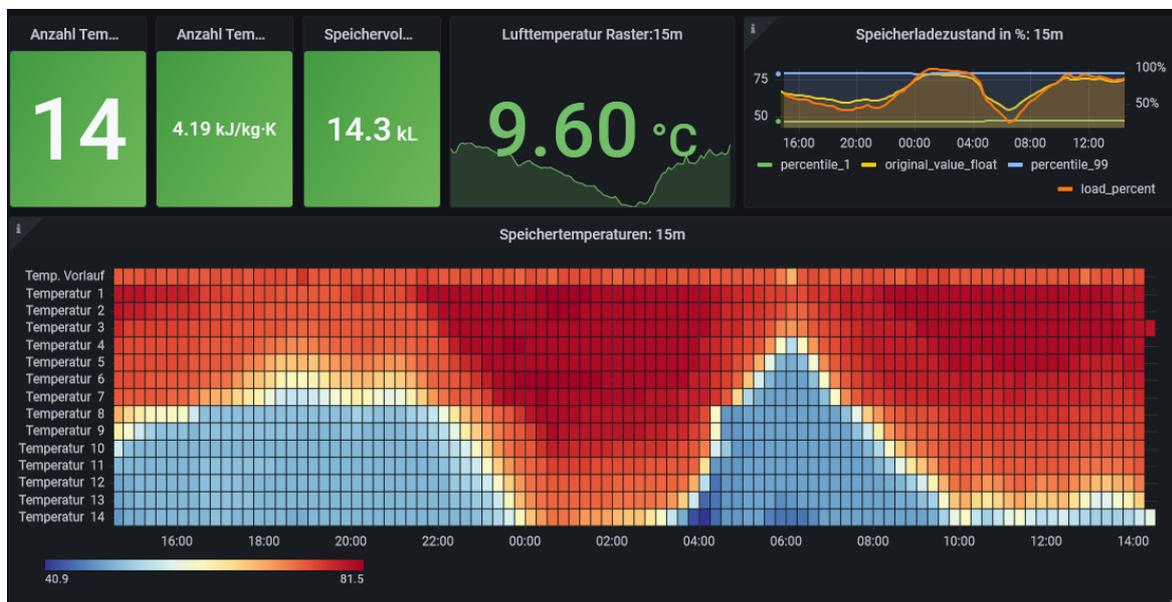


Abbildung 22: Auszug aus der Wärmespeicherbetrachtung des Monitoring Dashboards (Visualisierungstool: Grafana)

Neben der rein auswertenden Betrachtung wurden Konzepte für die live-Überwachung der Anlagentechnik erarbeitet. Die technische Weiterentwicklung der Anlage ist erforderlich, um Betrieb und Wartung dieser Anlage effektiver zu gestalten. Ein weiterer Gesichtspunkt ist die Senkung der anfallenden Kosten durch Einsparung unnötiger Wartungsmaßnahmen sowie Reparaturen, die durch frühzeitige Erkennung der Abweichung des Sollzustandes vermieden werden können. Durch die Erweiterung eines „Wartungswächters“ in bestehenden Systemen,

sollen Anlagen wirtschaftlicher betrieben werden. Dazu wurden für die wichtigsten Komponenten der Wärmeerzeugerkomponenten analysiert und entsprechende Prototypen für Überwachungsprogramme entwickelt. Abbildung 23 zeigt die erste Ebene der Ursachen-Wirkungsanalyse für einen industriellen Warmwasserkessel, welche aus Ausgangslage für weiterführende Betrachtungen genommen wurden.

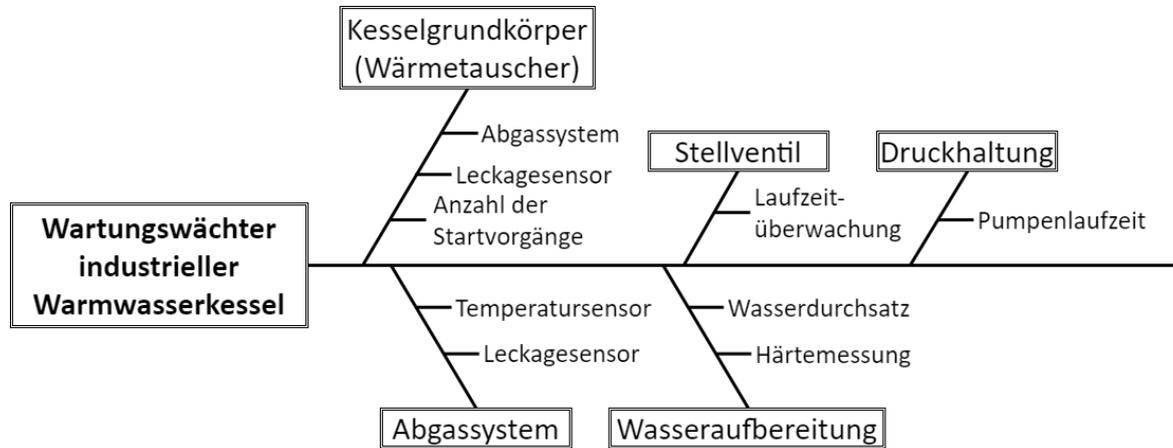


Abbildung 23: Ishikawa-Diagramm industrieller Warmwasserkessel [10]

Das Ziel war es die entstehenden Konzepte auf weitere Anlagen flexibel übertragen zu können.

Das dabei entstandene System konnte in Simulationen geprüft und erste Erfahrungen gesammelt werden. Aufgrund technischer Anomalien muss das System noch weiter validiert werden, um zuverlässig eingesetzt werden zu können. Die größte Herausforderung für den automatisierten Einsatz eines Wartungswächters ist die Notwendigkeit präziser Messdaten. Diese liegen u. U. nicht in der erforderlichen Qualität vor, um komplexere Überwachungen durchführen zu können. Abhilfe müsste mit dem Auf-/Nachrüsten der Sensoren erfolgen.

## 8.6 Teilprojekt Datenbank/Mensch-Maschinen-Interface

### 8.6.1 Zielstellung

Die Qualität, mit der das Anlagenverhalten analysiert und darauf basierende intelligente Regelsysteme entworfen und weiterentwickelt werden können, hängt wesentlich von der Qualität der Daten ab, die zur Verfügung stehen. Prinzipiell sind eine hohe zeitliche Auflösung und feingranulare Datenerfassung wichtig, um gute Ergebnisse erzielen zu können. Die dadurch entstehende große Menge an Daten muss, auch im Hinblick auf Systemerweiterungen, von der Datenbank-Software verarbeitet werden können.

Neben den Detailanalysen sind Übersichtsdarstellungen der Anlage und Aggregate für die Überwachung durch Personal in der Leitwarte wichtig. Hier müssen alle wesentlichen Informationen dargestellt sein, um schnell den Anlagen- bzw. Aggregatzustand bewerten zu können. Die Ausgestaltung einer Anlagenvisualisierung richtet sich, für bessere Übersicht und leichtere Fehlersuche, stets nach dem physischen Aufbau der Anlage und muss daher äußerst flexibel gestaltet werden können. Dadurch benötigt die Gestaltung viel Zeit und stellt einen wesentlichen Zeitanteil bei der Integration neuer Anlagen in das Leitsystem dar. Um die Anlage möglichst exakt abbilden, die wesentlichen Daten und Werte darstellen und ausreichend Steuer- und Eingabemöglichkeiten zu bieten, war bislang großer Aufwand nötig.

Teilziel dieses Arbeitspaketes war die Entwicklung eines Datenbankmodells sowie der Vorlage eines Entwurfes für die Gestaltung des Mensch-Maschine-Interface zur Interaktion mit den Nutzern, um die in den Kapiteln 8.4 und 8.5 geforderten Eigenschaften abbilden zu können.

### 8.6.2 Entwicklung von Datenbankmodellen

Für das entstehende hohe Datenaufkommen wird eine, auf Zeitreihendaten spezialisierte, Datenbank-Instanz der Open-Source-Software „InfluxDB“ abgelegt. Diese sind auf hohes Datenaufkommen bei Echtzeitdaten spezialisiert [11]. Das System ist gut skalierbar und kann bei steigender Datenmenge auf mehrere Server aufgeteilt werden, um den maximalen Datendurchsatz und die Ausfallsicherheit zu erhöhen (engl. Cluster). Aus Ressourcen und Sicherheitsgründen laufen Leitsystem und die Datenbankinstanz auf verschiedenen Servern. Ein Prinzipschema der Datenübergabe ist in Abbildung 24 dargestellt.

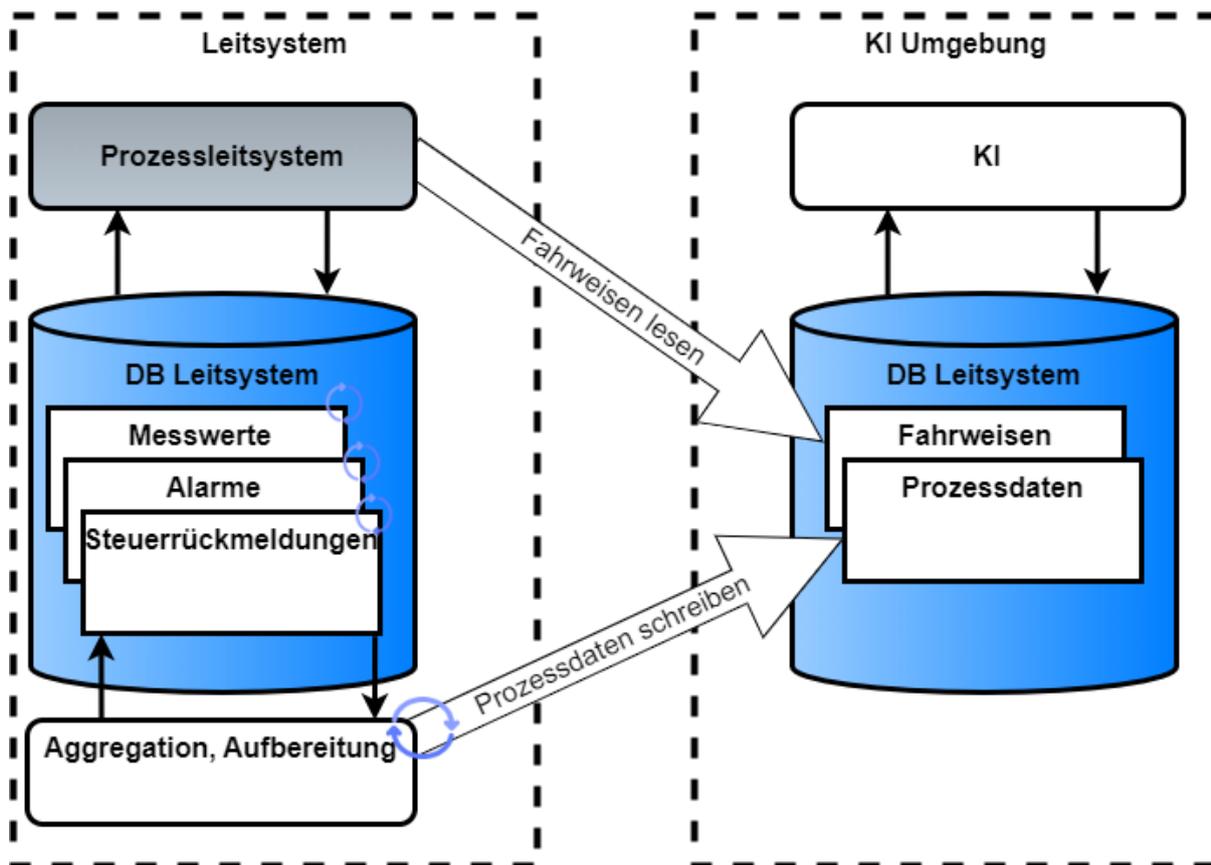


Abbildung 24: Prinzipschema Betriebsdatenübergabe und Fahrplanübernahme

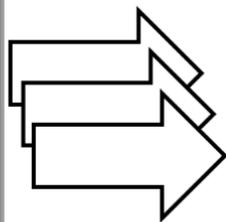
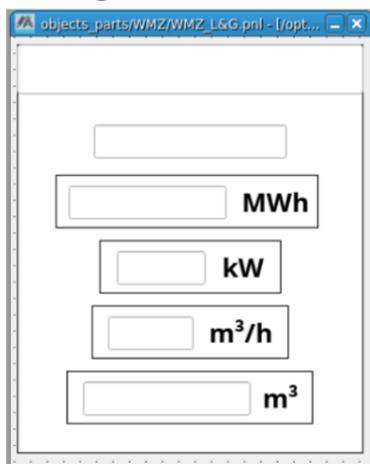
Um die Daten innerhalb der Datenbank zu sortieren, wird für jeden Anlagenaggregat-Typ eine feste Datenstruktur vereinbart. Diese muss sich auf alle Typen abbilden lassen und fungiert als Standarddatensatz. Die Zuordnung ist dank des offenen Schemas flexibel erweiterbar und lässt dynamische Platzhalterabfragen<sup>1</sup> zu. Die Datenräume sind beliebig erweiterbar und können nach Mandanten getrennt und mit Zugriffsbeschränkungen belegt werden.

### 8.6.3 Entwicklung Kommunikation und das Mensch-Maschine-Interface zur Interaktion mit den Nutzern

Die Visualisierung erfolgt mit dem im Projekt eingeführten SCADA-System „WinCC OA“. Die Visualisierung erfolgt modular auf Basis von einzelnen Bildern, den sog. Panels. Diese können über „Dollar-Parameter“ bei Bildaufruf dynamisch mit Werten oder Wertstrukturen gefüllt werden. Die in Kapitel 8.4 beschriebene Variablenstruktur kann hier voll genutzt werden. Bei vorliegender Datenstruktur können die Einzelvisualisierungen der Geräte und Anlagenteile sehr schnell eingefügt werden. Die Anlagendarstellung vereinfacht sich dadurch wesentlich. Das in Abbildung 25 dargestellte einfache Beispiel zeigt die Vorteile auf. Nach Einbetten der Vorlage und setzen des Verweises auf den Namen des Zählerdatensatzes werden alle enthaltenen Daten automatisch übernommen, ohne das weitere Konfigurationsarbeit erforderlich ist.

<sup>1</sup> Suche mit Platzhalteroperatoren

## Vorlage



## Implementierung

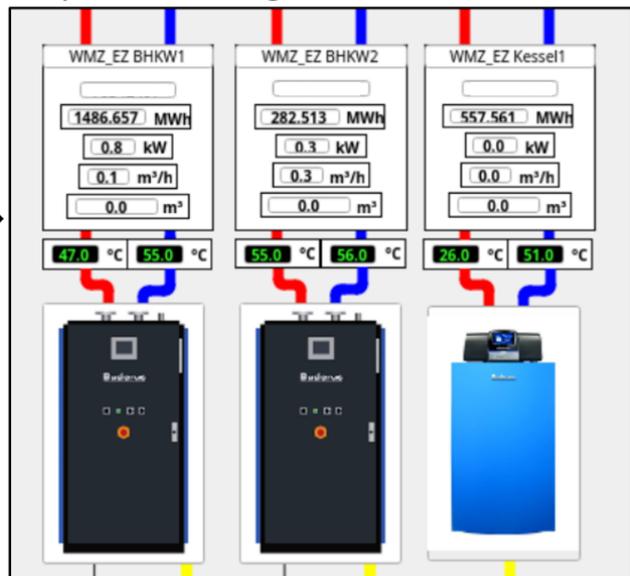


Abbildung 25: Vervielfältigung von Panelvorlagen

Im Verlauf des Projektes wurden für die bereits integrierten Anlagen entsprechende Vorlagen erstellt. Diese umfassen u. a. Kessel, BHKW, Mischventil, Netzpumpen, div. Sensoren & Zähler, sowie wiederkehrende Steueroberflächen, wie Hand-Automatik-Bedienebenen.

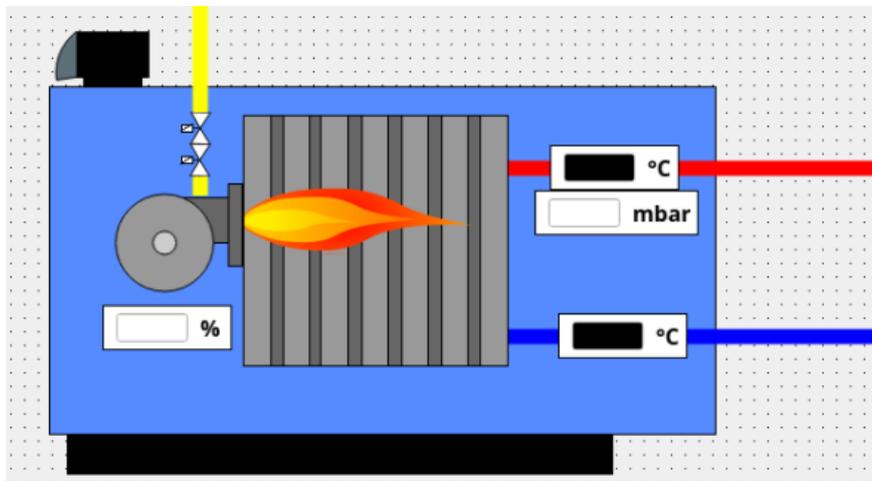


Abbildung 26: Basispanel für die Grunddarstellung eines Kessels mit Vorlauf-/ Rücklauftemperatur, Anlagendruck und die Brennerleistung

Die Bibliothek von Vorlagen wird stetig gepflegt und weiterentwickelt. Der Aufwand für das Anlegen der Vorlagen ist zwar gegenüber dem direkten Erstellen etwas höher, zahlt sich aber nach der zweiten Verwendung bereits aus, da neben einheitlicher Darstellung und damit besserer Übersichtlichkeit auch Änderungen zentral eingespielt werden können.

Zusammen mit den „Stammdaten“ der Datenpunkte bilden sie eine Einheit, die eine schnelle Anbindung und Visualisierung von neu hinzukommenden Anlagen erlauben.

## 9 Auswertungsergebnisse für das Referenzobjekt in Schkeuditz

In Kapitel 6.2 wurde das Referenzobjekt in Schkeuditz beschrieben, sodass folgend lediglich eine Wiederholung der wichtigsten Randbedingungen erfolgt. Im Referenzquartier in Schkeuditz sind ca. 100 Wohneinheiten vorliegend, die von drei Wärmeerzeugern versorgt werden. Dabei stellen zwei BHKW Strom und Wärme bereit und decken Leistungsspektren von 58 bis 89 kW<sub>th</sub> bzw. 62,2 bis 88,5 kW<sub>th</sub> ab. Der Gas-Brennwertkessel erreicht thermische Leistungen von 85,2 bis 435,8 kW<sub>th</sub>. Zugehörige ökonomische und technische Parameter werden aus Verträgen und Datenblättern des Quartiers bezogen, um die Fahrweisen zu bestimmen und zu bewerten. Zusätzlich zu der zu testenden Steuerung existiert eine konventionelle Steuerung, die das Überschreiten von anlagentechnischen Grenzen überwacht und durch Eingreifen Grenzwertverletzungen verhindert. Für das Quartier liegen Messdaten vor, die u. a. den realen Wärmebedarf, die Temperaturen der verschiedenen Speicherschichten und Volumenströme des Vor- und Rücklaufs der Energiezentrale umfassen. Wetterdaten für die Prognose des Wärmebedarfs betreffen Vorhersagen des DWD für den Standort Schkeuditz. Die entwickelte Steuerung wurde auf das Quartier angewandt, getestet und Ergebnisse generiert, die im Folgenden aufgeführt werden.

### 9.1 Regression der standortspezifischen SigLinDe-Profile

Um das beschriebene Verfahren für die Wärmeverhersage zu nutzen, wurde ein standortspezifisches SigLinDe-Profil anhand von Messdaten über die gelieferte Wärmemenge erstellt und über die Projektlaufzeit, mit den zusätzlich gewonnenen Daten und Erkenntnissen, fortlaufend nachgeführt. Zur Approximation des SigLinDe-Profils an den Datensatz wurde die Methode der kleinsten Quadrate (MKQ) verwendet [12]. Dazu wurde die Profildfunktion des SigLinDe-Profils in eine parameterlineare Form mit verschiedenen Substitutionen überführt. Nach erfolgreicher Durchführung der MKQ und Rücksubstitution der Koeffizienten liegt das standortspezifische SigLinDe-Profil vor.

Abbildung 27 stellt einen Datensatz mit den gemessenen, gelieferten Wärmemengen zum Quartier dar. Einerseits sind die Daten durch das Entfernen von verschiedenen Messfehlern, wie Fehlwerten und Ausreißer aufbereitet und in zwei Kategorien eingeteilt. Diese verdeutlichen bauliche Veränderungen am versorgten Quartier, bei dem über die Projektlaufzeit ein weiterer Wärmenetzstrang in Betrieb genommen wurde, um zusätzliche Wohneinheiten zu versorgen. Andererseits sind die Messdaten der Wärme mit den Referenzwärmebedarf bei etwa 8° C Allokationstemperatur normiert. Die Allokationstemperaturen wurden auf Basis von Beobachtungs- und MOSMIX-Vorhersagedaten der Außenlufttemperatur des DWD [13, 14] ermittelt und gemäß [4] mit einem Gradienten von 0,3 über eine geometrische Reihe gewichtet.

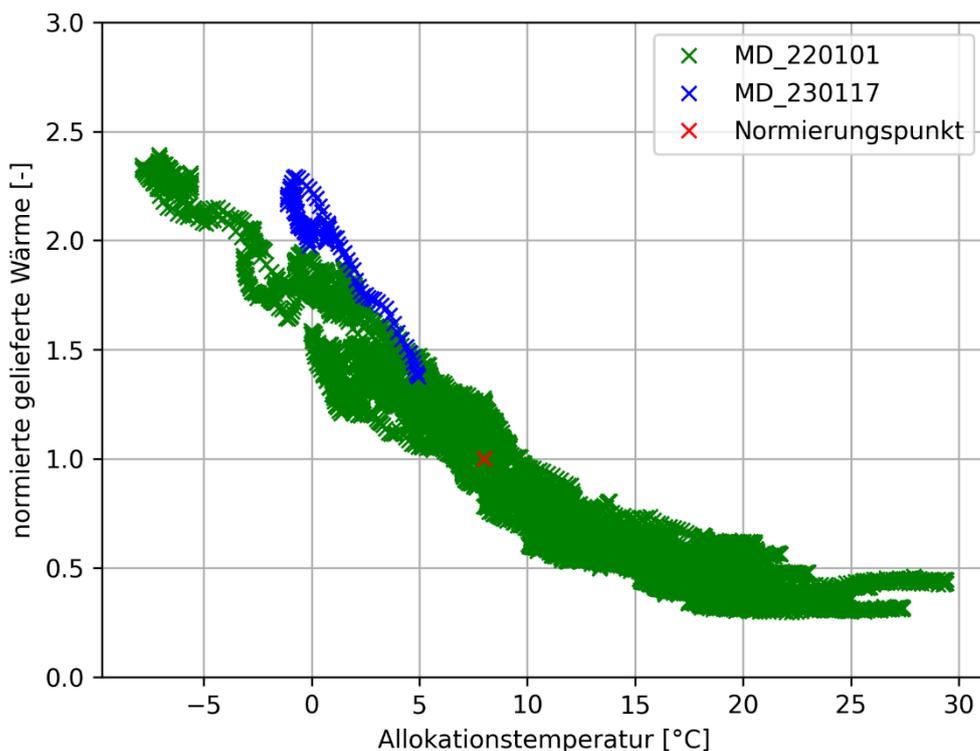


Abbildung 27: Punktwolke der aufbereiteten Messdaten der an das Quartier gelieferten Wärmemenge. Datenzeitraum umfasst etwa 400 Tage. Messdaten ohne zusätzlichen Wärmenetzstrang werden in grün und mit zusätzlichem Strang in blau dargestellt. Der Normierungspunkt zur Darstellung des Referenzwärmebedarfs bei einer Allokationstemperatur von 8°C ist in rot markiert.

Auf diese Punktwolke werden anschließend die verschiedenen MKQ-Verfahrensschritte angewandt, sodass das in Abbildung 28 dargestellte standortspezifische SigLinDe-Profil erzeugt wird. Das spezifische SigLinDe-Profil folgt dabei grundsätzlich dem Verlauf der Punktwolke, wobei es den Datensatz etwa mittig schneidet. Davon ausgenommen ist der Temperaturbereich von 25 bis 30 °C, bei dem das Profil abweichend von den Messwerten gegen Null zu konvergieren scheint. Außerdem fällt auf, dass alle Messpunkte der gelieferten Wärmemenge mit zusätzlichem Netzstrang oberhalb des erzeugten SigLinDe-Profiles liegen. Bei Betrachtung der Residuenquadratsumme der jeweiligen Datensätze wird deutlich, dass etwa 15 % der Gesamtabweichung der Messdaten vom SigLinDe-Profil auf die Messwerte mit zusätzlichem Netzstrang entfallen, obwohl diese nur knapp 2 % der Gesamtmesswerte ausmachen. Der Vergleich der Mittelwerte und Standardabweichungen der Residuenquadrate zwischen den Messwerten ohne und mit zusätzlichem Netzstrang zeigen ebenfalls starke Abweichungen (vgl. Tabelle 2). Ursächlich für diese Abweichung ist, dass mehr Messdaten mit niedrigeren Wärmebedarfen bei vergleichbaren Allokationstemperaturen vorliegen und dadurch einen größeren Einfluss bei der Ermittlung des SigLinDe-Profiles ausüben. Es entsteht ein systematischer Fehler, der auf einen proportionalen Zusammenhang zwischen der nachgefragten normierten Wärmemenge und der Anzahl der versorgten Wohneinheiten zurückgeführt werden kann.

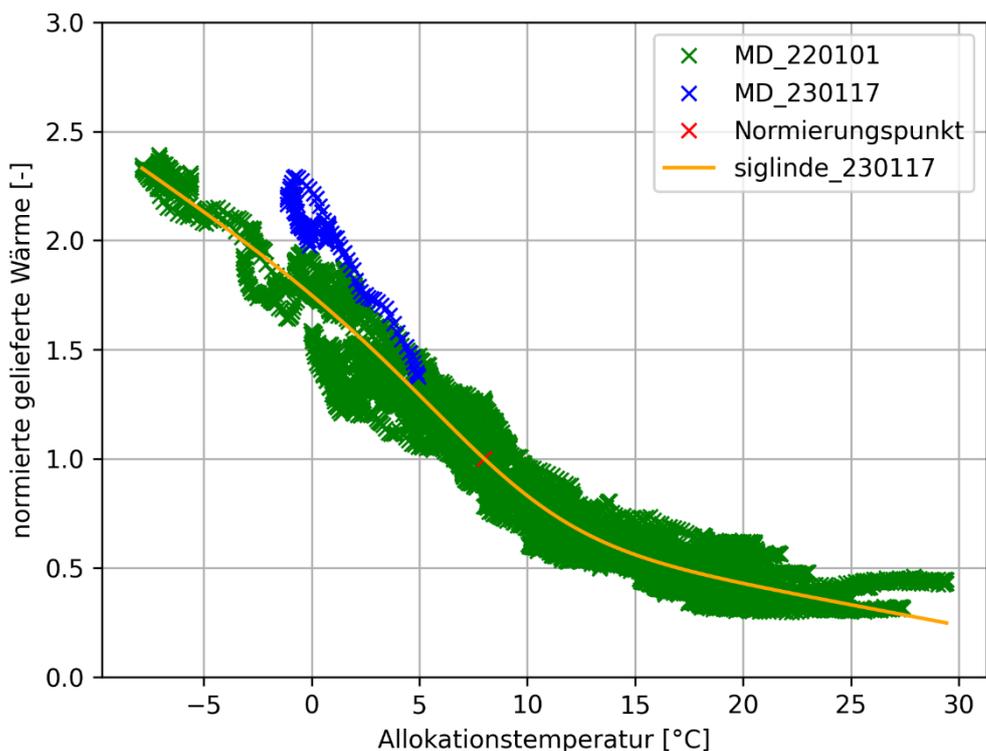


Abbildung 28: Punktwolke der aufbereiteten Messdaten der an das Quartier gelieferten Wärmemenge mit dem erzeugten SigLinDe-Profil. Datenzeitraum umfasst etwa 400 Tage. Messdaten ohne zusätzlichen Wärmenetzstrang werden in grün und mit zusätzlichem Strang in blau dargestellt. Der Normierungspunkt zur Darstellung des Referenzwärmebedarfs bei einer Allokationstemperatur von 8°C ist in rot markiert.

Tabelle 2: Auswertung der Fehler- bzw. Residuenquadrate der Messdaten zum erzeugten SigLinDe-Profil bei Normierung des Wärmebedarfs über den Referenzwärmebedarf bei 8°C Allokationstemperatur.

	gesamte Messwerte	Messwerte ohne zusätzlichen Netzstrang	Messwerte mit zusätzlichem Netzstrang
Anzahl	6803	6670	133
SQR	91.2775	77.4839	13.7935
$\overline{QR}$	0.0134	0.0116	0.1037
$\sigma QR$	0.0237	0.0188	0.0513
QR	Residuenquadrat		
SQR	Residuenquadratsumme		

Anhand dieser Zusammenhänge ist abzuleiten, dass die Ungenauigkeit der Wärmeprognose bei Verwendung des erzeugten SigLinDe-Profiles mit jeder zusätzlich versorgten Wohneinheit steigt. Um diesen Effekt entgegenzuwirken, wurden eine weitere Aufbereitung der Messdaten durch eine Normierung der Wärmenachfrage mit der Anzahl der versorgten Wohneinheiten zum Zeitpunkt der Datenerfassung durchgeführt.

Bei der Umsetzung dieses Ansatzes wurde ein weiterer Verfahrensschritt bei der Datenaufbereitung vor Ermittlung des SigLinDe-Profiles implementiert. Grund ist, dass bei der Ermittlung des Referenzwärmebedarfs bereits auf die normierten Werte über die Anzahl der versorgten Wohneinheiten zurückgegriffen werden muss. Als Resultat des zusätzlichen Aufbereitungsschritts, ergibt sich die in Abbildung 29 dargestellte Punktwolke. Die Auswertung der Messdaten über die Residuenquadrate ist in Tabelle 3 dargestellt.

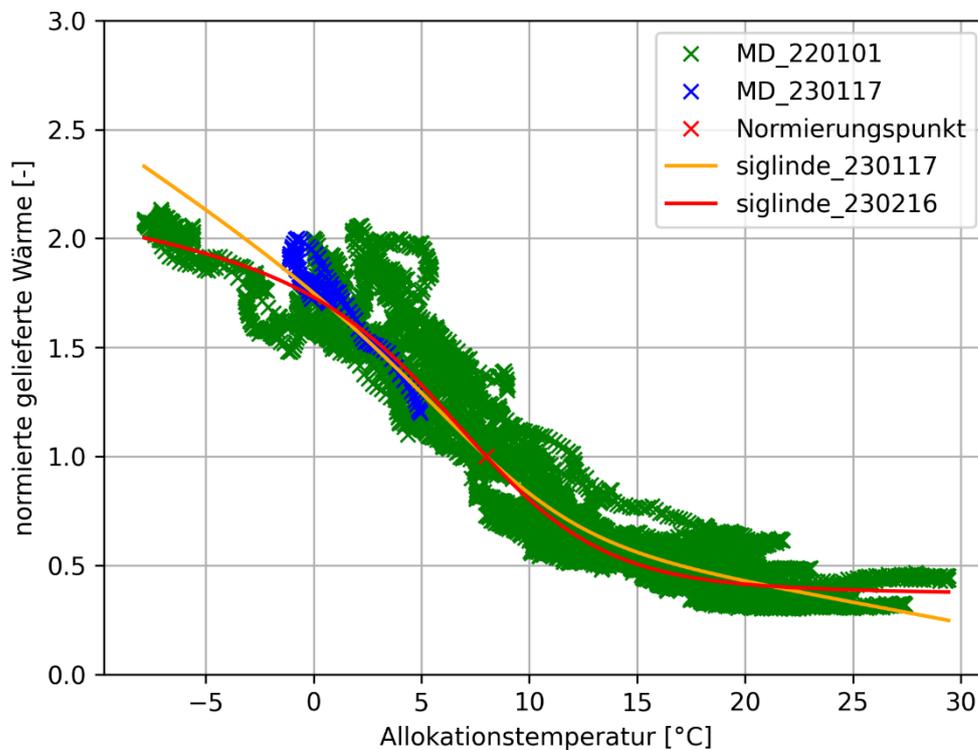


Abbildung 29: Punktwolke der aufbereiteten Messdaten der an das Quartier gelieferten Wärmemenge mit dem erzeugten SigLinDe-Profil des Datensatzes ohne (orange) und mit (rot) zusätzlich normierten Daten. Datenzeitraum umfasst etwa 400 Tage. Messdaten ohne zusätzlichen Wärmenetzstrang werden in grün und mit zusätzlichem Strang in blau dargestellt. Der Normierungspunkt zur Darstellung des Referenzwärmebedarfs bei einer Allokationstemperatur von 8°C ist in rot markiert. Die Daten wurden zusätzlich über die Anzahl der zum Messzeitpunkt versorgten Wohneinheiten normiert.

Tabelle 3: Auswertung der Fehler- bzw. Residuenquadrate der Messdaten zum erzeugten SigLinDe-Profil bei Normierung des Wärmebedarfs über die Anzahl der versorgten Wohneinheiten und den Referenzwärmebedarf bei 8°C Allokationstemperatur.

	gesamte	Messwerte	
	Messwerte	ohne zusätzlichen Netzstrang	mit zusätzlichem Netzstrang
Anzahl	6803	6670	133
SQR	133.3452	132.1326	1.216
$\overline{QR}$	0.0196	0.0198	0.0091
$\sigma QR$	0.0374	0.0377	0.0125
QR	Residuenquadrat		
SQR	Residuenquadratsumme		

Durch die zusätzliche Normierung streuen die Messdaten mehr als vor der Normierung. Ermittelt man allerdings das dazugehörige SigLinDe-Profil, fällt auf, dass im Gegensatz zum in Abbildung 28 dargestellten Profil die Messdaten des Wärmebedarfs mit zusätzlichem Netzstrang vom neuen Profil geschnitten werden. Außerdem konvergiert das Profil im Temperaturbereich von 25 bis 30 °C nicht mehr so stark gegen Null. Betrachtet man die Residuenquadratsumme, so bestätigt sich der Eindruck der stärkeren Streuung der Messdaten nach der zusätzlichen Normierung. Die neue Summe ist um etwa 40 Einheiten bzw. 46 % größer als vor der Normierung. Betrachtet man allerdings die in Abbildung 30 dargestellten Streuungen der Residuen der Messwerte wird deutlich, dass die Normierung trotz größer allgemeiner Streuung, die Messwerte nach der Netzerweiterung deutlich genauer abgebildet werden können. Dadurch, und durch das nachvollziehbarere Verhalten des SigLinDe-Profiles in hohen Außenlufttemperaturbereichen, ist die Normierung des Wärmebedarfs über die Anzahl der Haushalte zweckmäßig und wird weiterverwendet.

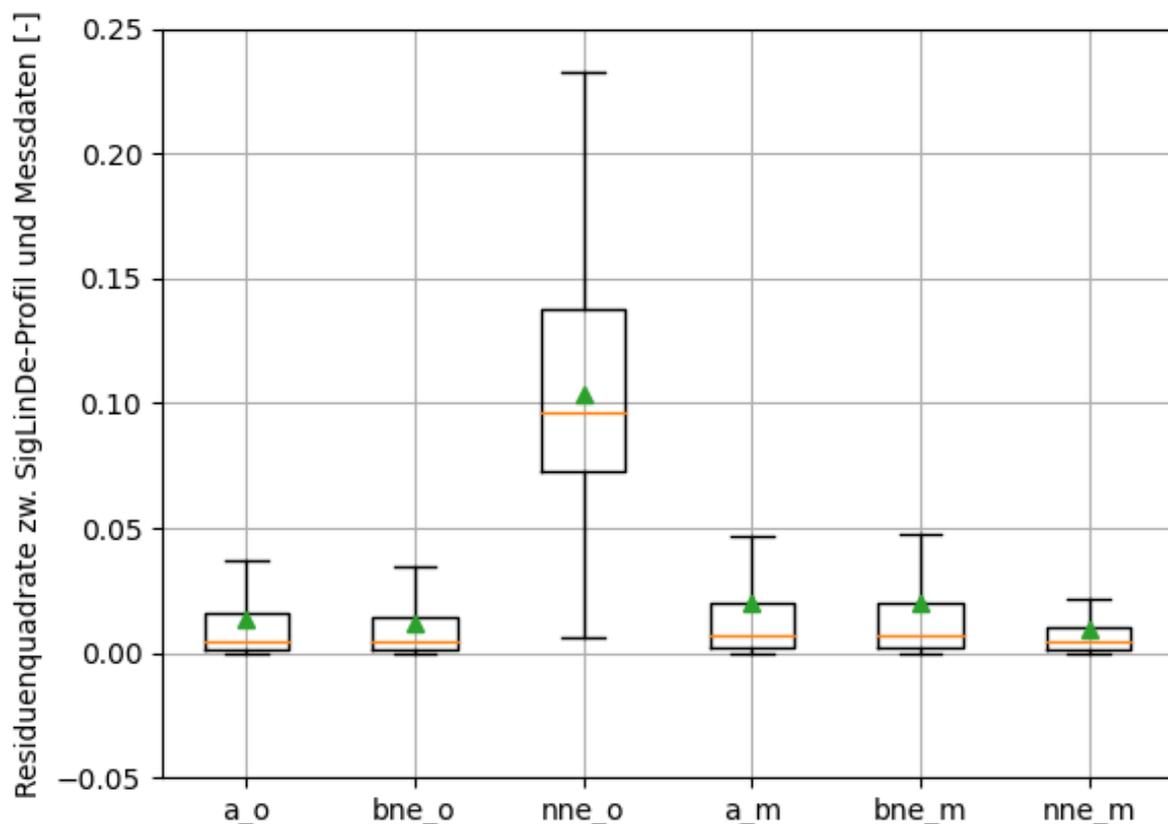


Abbildung 30: Darstellung der Streuung der Residuenquadrate zwischen den erzeugten SigLinDe-Profilen und den kategorisierten Messwerten. Die Präfixe der dargestellten Datensätze stehen für die Anzahl der Messwerte. a bedeutet „alle Messwerte“, bne steht für „Messwerte nach Netzerweiterung“. Die Suffixe stehen für die Normierungsarten. o bedeutet „ohne Normierung über die Wohneinheiten“, m bedeutet „mit Normierung über die Wohneinheiten“.

## 9.2 Wirkungsgradermittlung

Ein wesentlicher Einflussfaktor bei der ökonomischen Bewertung der Anlagenfahrweisen ist die Vorhersage der thermischen und elektrischen Wirkungsgrade der Aggregate in Abhängigkeit von der angeforderten thermischen Leistung, da der Wirkungsgrad die Höhe der Kosten und Erlöse beeinflusst. In technischen Anlagendatenblättern sind im Regelfall drei

Betriebspunkte mit zugehörigen thermischen und elektrischen Wirkungsgraden in Tabellenform angegeben. Beim Gas-Brennwertkessel lassen sich relevante Punkte in einer Grafik zum Kesselwirkungsgrad ablesen. In Tabelle 4 sind die betrachteten Aggregate dieses Projektes aufgelistet.

Tabelle 4: Aggregatspezifikationen des Projektes

Aggregat	Temperaturspreizung (VL/RL)	Marke	Quelle
BHKW	80/40 – 80/60	Loganova	Datenblatt
BHKW	X	TEDOM	Datenblatt
Gas-Brennwertkessel	75/60	Logano	Datenblatt

Innerhalb der Projektlaufzeit basieren die ermittelten Wirkungsgradkennlinien auf Datenblattangaben, wenngleich die Güte von Kennlinien aus Messwerten in zukünftigen Betrachtungen überprüft werden sollte. Da für die BHKWs drei Punkte angegeben sind, wird eine Regression mit einem Polynom 2. Ordnung für beide Aggregattypen durchgeführt. Die notwendigen Informationen für die Regression sind in Tabelle 5 hinterlegt. Die resultierenden Wirkungsgradfunktionen der Aggregate sind abhängig von der thermischen Leistung des Aggregats in Watt.

Tabelle 5: Datenblattangaben für Wirkungsgradfunktionen je Aggregat

Betriebspunkt	BHKW1			BHKW2			Kessel1		
	50 %	75 %	100 %	50 %	75 %	100 %	20 %	40 %	70 %
in kW	58	68	89	62,2	75,5	88,5	87	174	305
in %	61,8	58,1	55,8	68	63	60,6	108,8	107,1	97,8
in kW	25	38	50	25	37,5	50	X	X	X
in %	28,1	31,8	34,2	27	32	34,3	X	X	X

In Tabelle 4 ist angedeutet, dass sich die Rücklauftemperaturen von BHKW1 zwischen 40 und 60 °C bewegen, wodurch angegebene Leistungen und Wirkungsgrade gemäß Datenblatt variieren. Die in Tabelle 5 angegebenen Werte für BHKW1 resultieren aus der praktischen Betriebsführung der Anlage für das Quartier und decken sich nicht zu 100 % mit den Angaben aus dem Datenblatt. Im ersten Entwicklungsschritt wurden die thermischen und elektrischen Wirkungsgrade mit einem Polynom 1. Ordnung angenähert. Dazu wurden der erste und letzte Datenpunkt verwendet. Um die Güte der Wirkungsgradprognose zu verbessern, wurde schließlich ein Polynom 2. Ordnung umgesetzt. Die Ergebnisse für BHKW 1 und BHKW 2 sind in den Abbildung 31 bis Abbildung 34 dargestellt. Hier ist zu beachten, dass die elektrischen Wirkungsgrade ebenfalls in Abhängigkeit von der thermischen Leistung abgebildet werden.

Dies liegt daran, dass die führende Größe dieses Projektes die thermische Leistung ist. In weiteren Untersuchungen ist die Abbildung der elektrischen Leistung zu untersuchen.

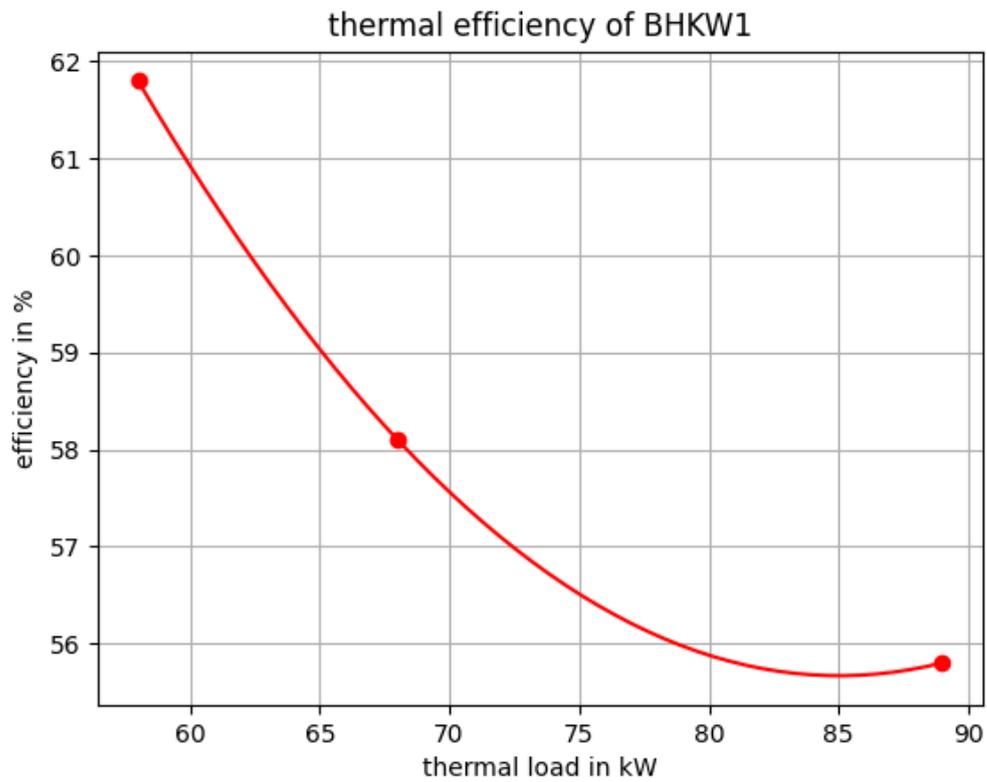


Abbildung 31: Thermischer Wirkungsgrad von BHKW1 in Abhängigkeit von der thermischen Leistung als Polynom 2. Ordnung dargestellt mit den 3 Datenblattstützpunkten.

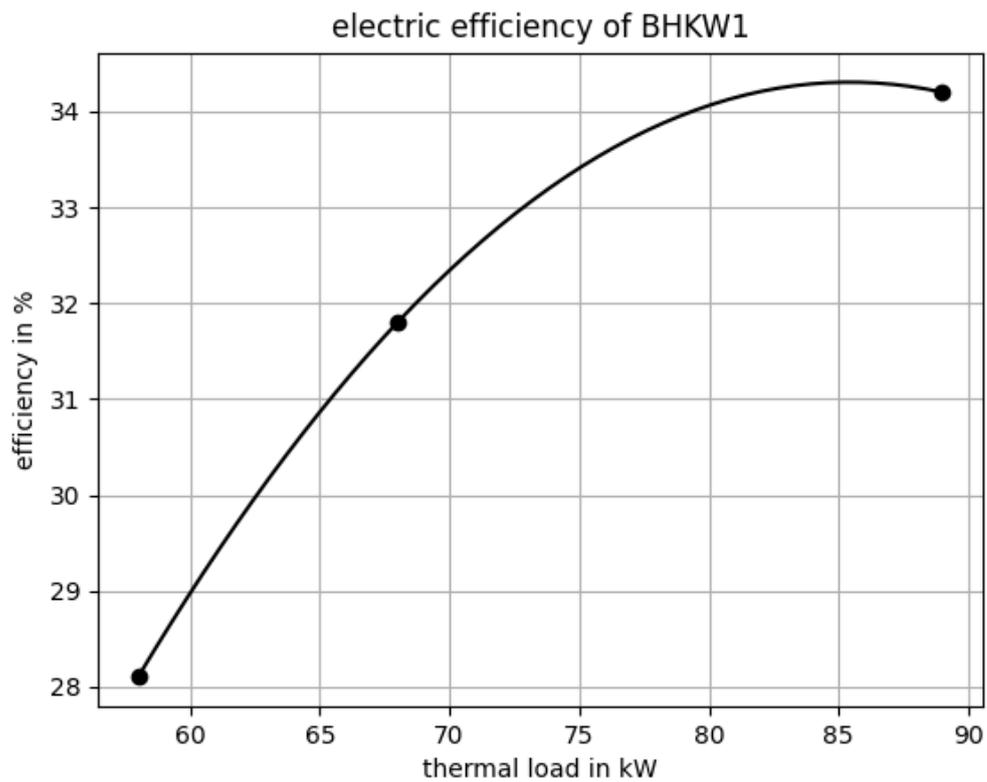


Abbildung 32: Elektrischer Wirkungsgrad von BHKW1 in Abhängigkeit von der thermischen Leistung als Polynom 2. Ordnung dargestellt mit den 3 Datenblattstützpunkten.

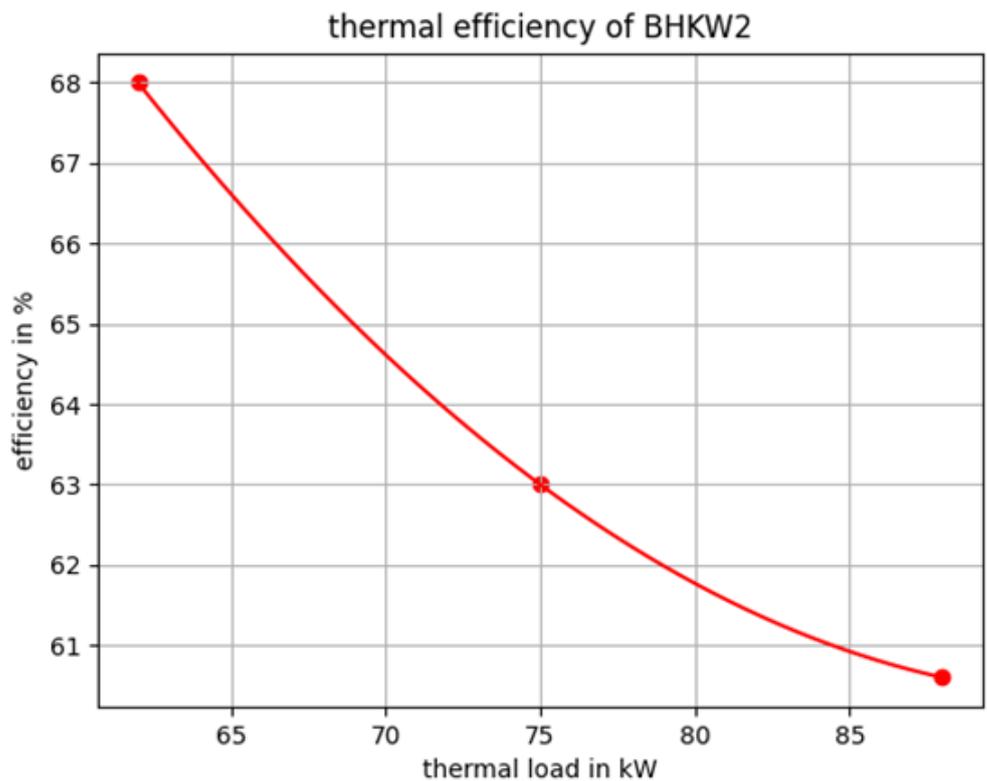


Abbildung 33: Thermischer Wirkungsgrad von BHK 2 in Abhängigkeit von der thermischen Leistung als Polynom 2. Ordnung dargestellt mit den 3 Datenblattstützpunkten.

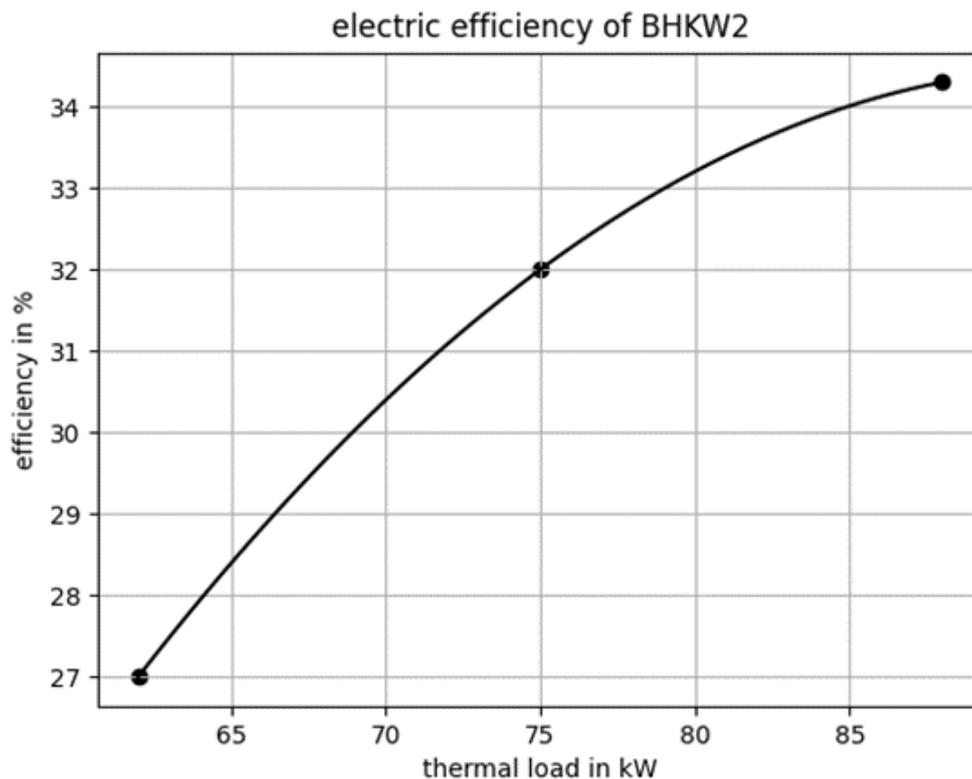


Abbildung 34: Elektrischer Wirkungsgrad von BHKW2 in Abhängigkeit von der thermischen Leistung als Polynom 2. Ordnung dargestellt mit den 3 Datenblattstützpunkten.

In den Abbildungen von BHKW 1 wird sichtbar, dass der thermische Wirkungsgrad mit zunehmender thermischer Leistung nichtlinear auf unter 56 % sinkt, wohingegen der elektrische Wirkungsgrad bis knapp über 34 % ansteigt. Die Tendenzen von BHKW 2 sind ähnlich. Hier zeigen sich thermische Wirkungsgrade zwischen knapp unter 61 % und 68 % sowie elektrische Wirkungsgrade zwischen 27 und 34 %. Ein direkter Vergleich der beiden Aggregate bei 63 kW mit Polynomen 1. und 2. Ordnung ist in Tabelle 6 abgebildet.

Tabelle 6: Vergleich der Wirkungsgrade bei Berechnung mittels Polynom 1. oder 2. Ordnung und 63 kW thermischer Leistung.

	1. Ordn.	2. Ordn.	1. Ordn.	2. Ordn.	Gewinn 1. Ordn.	Gewinn 2. Ordn.
<b>BHKW1</b>	56,8 %	59,7 %	28,8 %	30,2 %	- 0,98 €	- 0,25 €
<b>BHKW2</b>	66,5 %	67,6 %	29,0 %	27,4 %	- 0,11 €	- 0,5 €

Im direkten Vergleich der beiden BHKWs wird ersichtlich, dass bei identischer thermischer Leistung die Wirkungsgrade mit Polynomen 1. Ordnung tendenziell geringer ausfallen als bei der Annäherung mit Polynomen 2. Ordnung. Lediglich der elektrische Wirkungsgrad von BHKW 2 ist 1,6 % höher als der ermittelte Wert mit quadratischer Funktion. Vergleicht man die Gewinne der Aggregate für die Sollleistung in Höhe von 63 kW ergeben sich Unterschiede hinsichtlich der ökonomischen Priorisierung der beiden Aggregate. So ist BHKW 2 bei einer linearen Wirkungsgradkennlinie gegenüber BHKW 1 vorzuziehen. Dies liegt insbesondere darin begründet, dass der elektrische Wirkungsgrad bei 50 % Nennleistung höher ist als im Datenblatt angegeben und folglich höhere Stromerlöse berechnet werden. Bei quadratischer Ermittlung der Wirkungsgrade ist hingegen BHKW 1 profitabler als BHKW 2. Im direkten

Vergleich der Wirkungsgrade aus dem Datenblatt mit den ermittelten Wirkungsgraden aus den Kennlinien ist die Güte der Werte bei quadratischer Annäherung höher als bei der Linearen. Generell ergeben sich bei niedrigen angefragten Leistungen negative Gewinne (ergo Verluste). Dies resultiert aus den Wechselwirkungen der zahlreichen Kosten- und Erlösparametern, die unten genauer analysiert werden. An dieser Stelle wird deutlich, dass die ökonomische Priorisierung der BHKWs u. a. von der Wirkungsgradberechnung abhängen kann. Kosten- und Erlösfaktoren können diese Tendenzen jedoch verschieben.

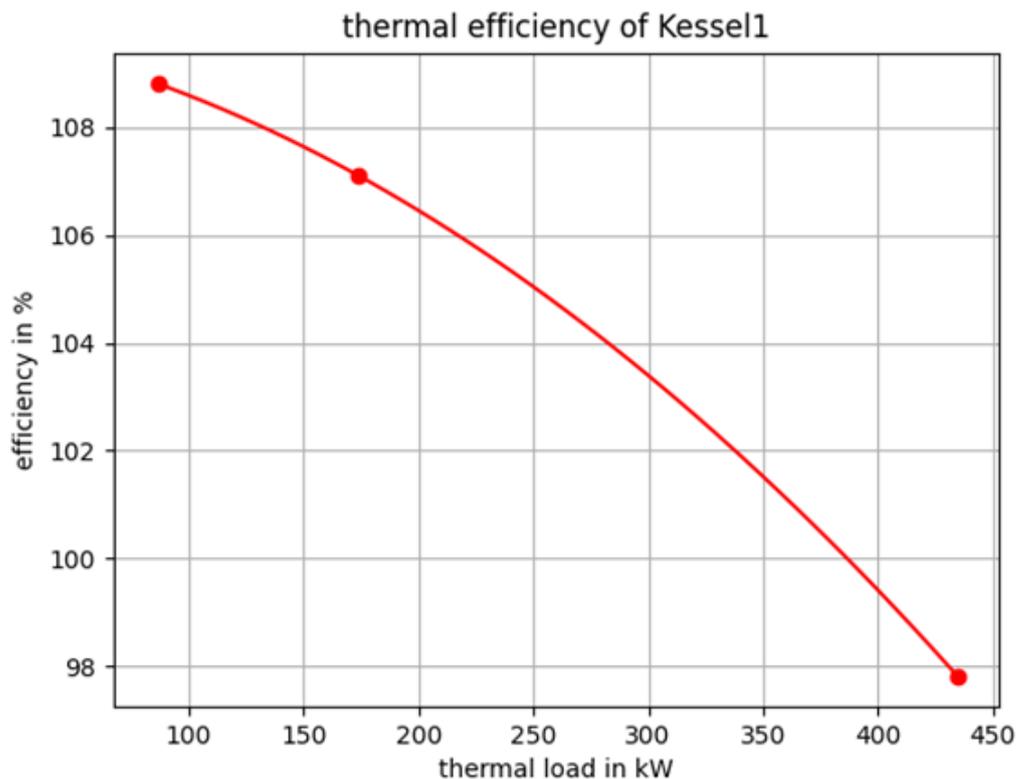


Abbildung 35: Thermischer Wirkungsgrad von Kessel 1 in Abhängigkeit von der thermischen Leistung als Polynom 2. Ordnung dargestellt mit den 3 gewählten Datenblattstützpunkten.

Bei der Ermittlung des Kesselwirkungsgrades besteht die Besonderheit, dass im Datenblatt eine Grafik vorliegt, die den Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Kesselbelastung in Prozent angibt. Folglich werden die für die lineare Regression benötigten Punkte bei 20, 40 und 70 % Kesselbelastung abgelesen und mit der Kesselnennleistung multipliziert, um eine Kennlinie in Abhängigkeit von der thermischen Leistung in Watt zu generieren (siehe Abbildung 35). Es wird ersichtlich, dass der Wirkungsgrad mit zunehmender Leistung abnimmt. Bei den für das Quartier vorliegenden Erlös- und Kostensätzen ergeben sich Verluste in Höhe von 4,4 €/h, wenn von 86 kW thermisch ausgegangen wird. Da der Wirkungsgrad mit zunehmender Leistung abnimmt, nehmen die Verluste parallel zu.

Es fällt auf, dass der elektrische Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der thermischen Leistung modelliert wurde. Folglich wurde angenommen, dass der elektrische Wirkungsgrad bei der thermischen Leistung des Betriebspunktes im Datenblatt anliegt, wengleich hier eine Abweichung von 7 % angegeben ist. Inwieweit der elektrische Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der thermischen anstatt der elektrischen Leistung abgebildet werden kann, ist in der Praxis

mithilfe von Messdaten zu erörtern. Da die Genauigkeit der Abbildung der Wirkungsgrade unter anderem die wirtschaftliche Priorisierung der Anlagen bestimmt, ist eine Methode mit möglichst genauer Bestimmung der Wirkungsgrade bei angesetzten Leistungen sinnvoll. So sollten die in den folgenden Abschnitten dargelegten Ergebnisse bei Wirkungsgradfunktionen mit Polynomen 2. Grades durchgeführt und die Ergebnisse gegenübergestellt werden. Darüber hinaus bietet es sich an, die theoretischen Wirkungsgrade aus den Datenblättern mithilfe von Messdaten zu überprüfen und ggf. für das jeweilige Quartier auf dieser Datenlage Wirkungsgradfunktionen zu generieren, die ein sehr geringes Bestimmtheitsmaß aufweisen.

### 9.3 Leistungskombinationen

Innerhalb des Projektes wurde eine Auflösung von 1 kW für die Abbildung der Leistungskombinationen als zweckmäßig identifiziert und die Minimal- und Maximalleistungen der Aggregate gemäß Tabelle 7 angesetzt.

*Tabelle 7: Minimale und maximale thermische Leistung der vorliegenden Wärmeerzeuger aus dem jeweiligen Datenblatt.*

	<b>Minimale thermische Leistung in kW</b>	<b>Maximale thermische Leistung in kW</b>
<b>BHKW1</b>	58	89
<b>BHKW2</b>	62,2	88,5
<b>Kessel1</b>	85,2	435,8

Aufgrund der angesetzten Auflösung werden die minimalen Leistungsgrenzen aufgerundet und die maximalen abgerundet, sodass jegliche Leistungsinkremente innerhalb des fahrbaren Leistungsspektrums liegen. Hinzukommt die Leistungsstufe 0 kW für jedes Aggregat, die den ausgeschalteten Status abbildet. Nach Bildung des kartesischen Produkts lassen sich 303.264 Leistungskombinationen extrahieren. Ein Ausschnitt der Resultate ist in Tabelle 8 dargestellt. Durch Verfeinern der Auflösung oder Integration weiterer Anlagen in die Berechnung steigt die Anzahl der Kombinationen exponentiell. Infolgedessen kann es zur sogenannten Datenexplosion und damit einhergehend langen Rechenzeiten kommen. Diese Problematik ist bei Quartieren mit zahlreichen Aggregaten zu überprüfen und ggf. anzugehen, z. B., indem die Berechnung mit schnelleren Programmiersprachen zur Reduktion der Rechenzeit durchgeführt wird.

Tabelle 8: Ausschnitt der resultierenden Leistungskombinationen aus Schritt 1.2

ID	Thermische Leistung BHKW1 in W	Thermische Leistung BHKW2 in W	Thermische Leistung Kessel in W	Summe thermische Leistung in W
EP_000001	0	0	0	0
EP_000002	58000	63000	0	121000
EP_000003	59000	63000	0	122000
EP_000004	60000	63000	0	123000
EP_000005	61000	63000	0	124000
EP_000006	62000	63000	0	125000
EP_000007	63000	63000	0	126000
...	...	...	...	...

#### 9.4 Energieabhängige Gewinne

Nach Berechnung der Leistungskombinationen erfolgt innerhalb der Initialisierung die Berechnung der Gewinne pro Energie mit den hinterlegten Werten der Konfigurationsdateien für jedes Aggregat und jede Kombination. Der Gewinn pro Energie wird für jedes Aggregat erhoben und gemäß Formel (36) berechnet. Die Kosten- und Erlöspositionen sind in Abschnitt 8.3.6 genauer erläutert. Die notwendigen Inputs zur Berechnung der Gewinne sind in Tabelle 9 aufgelistet. Im Anschluss werden die Ergebnisse in Tabellenform (Tabelle 10) als CSV-Datei zwischengespeichert. Hierbei sind Kosten für die Abbildung von Start- und Stoppvorgängen noch nicht berücksichtigt.

Tabelle 9: Ökonomische Inputwerte zur Gewinnermittlung sowie ihre Einheit

Ökonomische Inputwerte	Einheit
Umrechnungsfaktor Heiz-/Brennwert Erdgas	-
Ergasbezugskosten	€/kWh <sub>HS</sub>
Instandhaltungskosten	€/h <sub>Betriebszeit</sub>
KWK Zuschlag Eigenverbrauch	€/kWh <sub>el</sub>
KWK Zuschlag Einspeisung	€/kWh <sub>el</sub>
KWK-Index gemäß EEX	€/kWh <sub>el</sub>
Energiesteuerrückerstattung	€/kWh <sub>HS</sub>
Wärmeerlös	€/kWh <sub>th</sub>
Vermiedene Netznutzungsentgelte	€/kWh <sub>el</sub>
Anteil Eigenverbrauch	%
Anteil Einspeisung	%
Stromkosten	€/kWh <sub>el</sub>
Stromkostenverhältnis zu Wärmeabsatz	-

Tabelle 10: Ausschnitt aus den resultierenden zeitabhängigen Profiten als Erweiterung der Leistungskombinationsmatrix für das Beispiel 150 kW thermische Leistung.

ID	Leistung BHKW1 in kW <sub>th</sub>	Leistung BHKW2 in kW <sub>th</sub>	Leistung Kessel1 in kW <sub>th</sub>	Summe Leistungen in kW <sub>th</sub>	Gewinn BHKW1 je kWh <sub>th</sub>	...	Gesamtgewinn je kWh <sub>th</sub>
EP_000066	0	0	150	150	0		-0,0535
EP_000354	0	63	87	150	0		-0,0603
EP_000704	0	64	86	150	0	...	-0,0585
EP_009485	58	0	92	150	-0,0135	...	-0,0656
EP_018961	59	0	91	150	-0,0115	...	-0,0637
EP_028437	60	0	90	150	-0,0095	...	-0,0616
EP_037913	61	0	89	150	-0,0077	...	-0,0598
...	...	...	...	...	...	...	...
EP129520	70	80	0	150	0,0067	...	0,0237
EP_138646	71	79	0	150	0,0080	...	0,0240
EP_147772	72	78	0	150	0,0092	...	0,0240

Da die Kosten- und Erlöspositionen im Regelfall von der Dauer des Anlagenbetriebs abhängen und die Stundenbasis ein gängiges Zeitformat für ökonomische Berechnungen darstellt, werden sie zunächst pro Stunde kalkuliert. Mit dieser Annahme lassen sich die Gewinndaten auf unterschiedliche Arten und Weisen illustrieren. Werden für alle Leistungsspektren von BHKW 1, BHKW 2 und dem Kessel die jeweiligen Gewinne und Gewinne pro Energie bestimmt, so ergeben sich die Abbildung 36 und Abbildung 37. Da die Auswahl der Nodes vom absoluten Gewinn auf den Gewinn pro Energie im Laufe des Projektes umgestellt wurde, werden die Gewinne pro Energie dargestellt. Im direkten Vergleich zeigen alle Aggregate bei Teillast negative Gewinne bzw. Verluste. Bei den BHKWs ist ersichtlich, dass BHKW 1 tendenziell niedrigere Gewinne pro Energie erzielt als BHKW 2. Bei ersterem reicht die Gewinnspanne je nach Leistung Werte von -1,4 Ct/kWh Verlust bis knapp 1.7 Ct/kWh. Dabei erzielt das Aggregat ab 66 kW Gewinne. Bei BHKW 2 bewegen sich die Gewinnspannen zwischen -0,9 und 2,6 Ct/kWh. Der Übergang von Verlust zu Gewinn erfolgt ab 68 kW. Ein Grund für diese Differenz ist die Näherung der Wirkungsgrade mit einem Polynom 2. Ordnung, mit dem BHKW 2 ab 78 kW relativ betrachtet einen höheren Gesamtwirkungsgrad erreicht als BHKW 1. Der Gewinn des Kessels in Abbildung 37 zeigt analog zur Entwicklung des thermischen Wirkungsgrades eine negative Tendenz startend bei 86 kW mit -3 Ct/kWh bis zur Spitzenlast von 435 kW mit Verlusten in Höhe von -6,4 Ct/kWh. Hier übersteigen die Erdgas- und Stromkosten die Wärmeerlöse deutlich. Es wird ersichtlich, dass der Kessel das tendenziell unwirtschaftlichste Aggregat innerhalb der Energiezentrale ist.

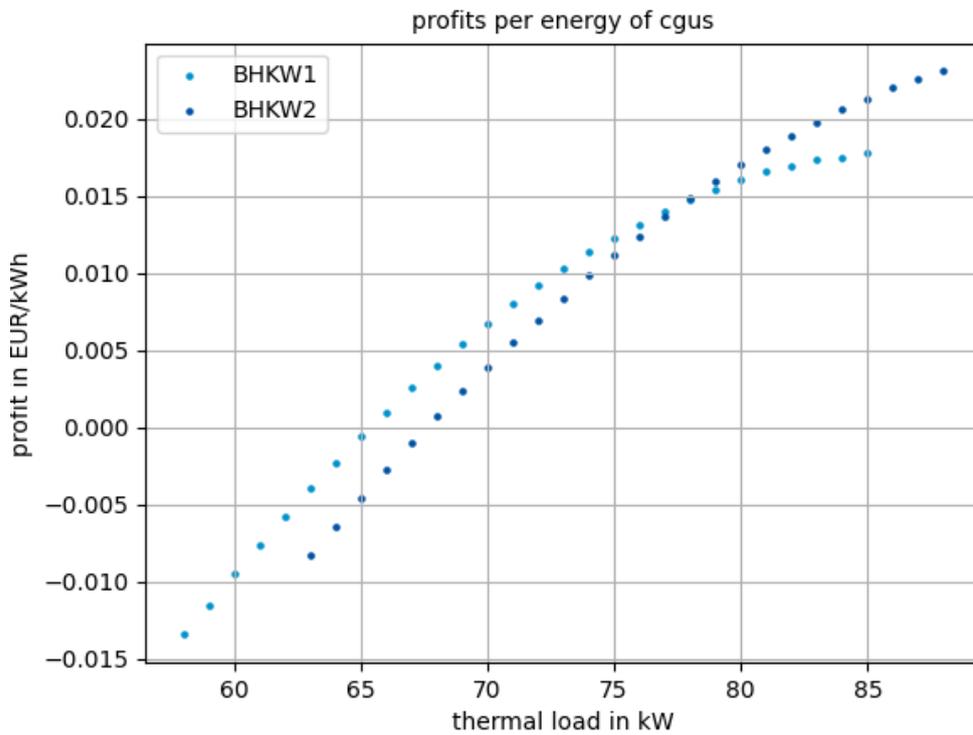


Abbildung 36: Gewinne der BHKWs in Abhängigkeit von der thermischen Leistung. Beide Anlagen zeigen bei geringen Leistungen Verluste. Gewinne werden bei mittleren und höheren Leistungen erzielt.

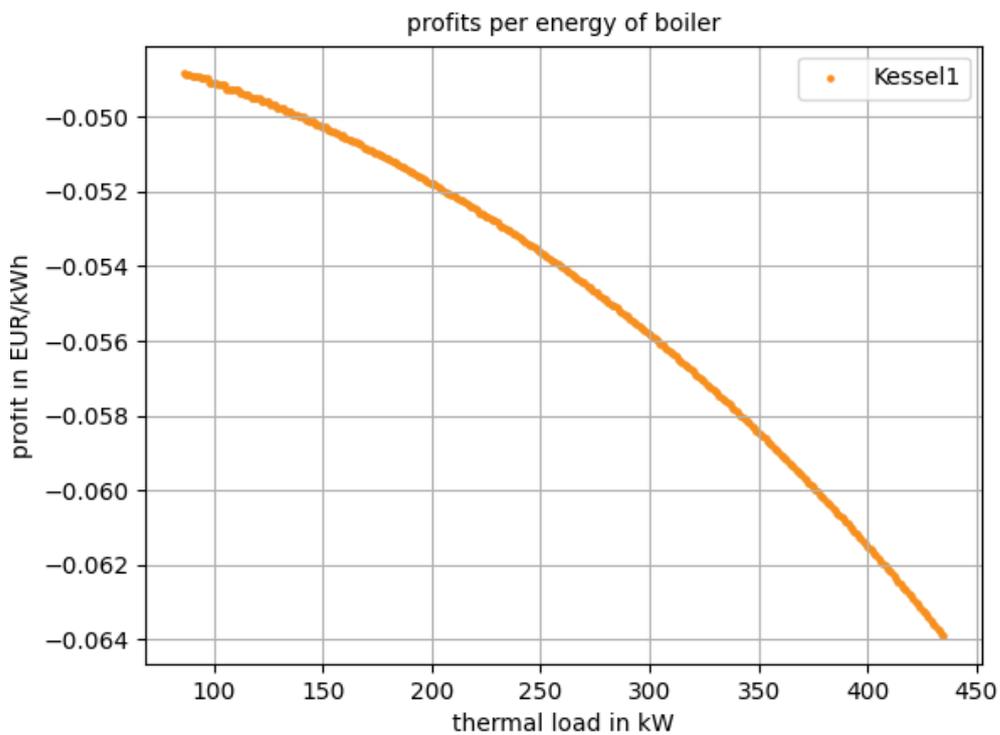


Abbildung 37: Gewinne des Kessels in Abhängigkeit von der thermischen Leistung. Bei vorliegenden Inputparametern erweist sich der Kessel als unwirtschaftlich. Je größer die thermische Leistung, desto größer der Verlust.

Mit den ursprünglich angegebenen Parametern, die auf das Quartier Schkeuditz zutreffen, lässt sich Abbildung 38 generieren, die die maximalen zeitabhängigen Gewinne pro Stunde zu jeder thermischen Leistungsstufe darstellt. Dabei wird ersichtlich, dass der Leistungsbereich zwischen 0 und 58 kW von keinem Wärmeerzeuger abgedeckt wird. Bläuliche Kurven stellen die Bereitstellung der Wärme mit BHKW 1 und/oder BHKW 2 dar. Orange gefärbt ist der alleinige Einsatz des Kessels, während lila Kurven eine Kombination von Kessel und einem BHKW sowie pinke Kurven die Kombination aller Aggregate widerspiegelt. Grundsätzlich zeigt sich die Tendenz, dass sich die gelieferte Wärme (und der Strom) von den BHKWs gegenüber der aus dem Kessel als wirtschaftlicher erweist. Bei der Kombination von BHKW 1 und BHKW 2 lassen sich maximal 4 Ct/kWh einnehmen. Der Leistungsbereich zwischen 89 und 121 kW lässt sich alleinig durch den Kessel abbilden, wodurch Verluste in Höhe von ca. 5 Ct/kWh entstehen. Bei Leistungen größer als 173 kW, die der Maximalleistung der beiden BHKWs entspricht, erweist sich die Kombination aus dem vollaugelasteten BHKW 2 und der sukzessiven Leistungssteigerung des Gas-Brennwertkessel als am wirtschaftlichsten. Ab 214 kW werden alle Aggregate auf Minimallast angefordert und zunächst die Leistung von BHKW 2 gesteigert, im Anschluss die von BHKW 1 und schließlich die des Kessels, bis alle Anlagen mit 608 kW auf Volllast fahren. Bei gegebenen Kosten- und Erlösparametern werden ausschließlich Verluste bestimmt, sobald der Kessel in die Wärmeerzeugung involviert wird. Durch die BHKWs lässt sich ein Positivtrend vernehmen, der bis -1 Ct/kWh bei 259 kW zunimmt. Ein absolutes Gewinnminimum ist bei 608 kW mit -24,75 € pro Stunde zu verzeichnen, welches bei der Betrachtung der energetischen Werte bei -2,1 Ct/kWh liegt. Mit der Grafik wird deutlich, dass die in Abschnitt 9.2 erwähnte Reihenfolge der wirtschaftlichen Priorisierung innerhalb des Algorithmus Anwendung findet: BHKW 2 wird ab 78 kW gegenüber BHKW 1 priorisiert und BHKW 1 wiederum gegenüber dem Gas-Brennwertkessel.

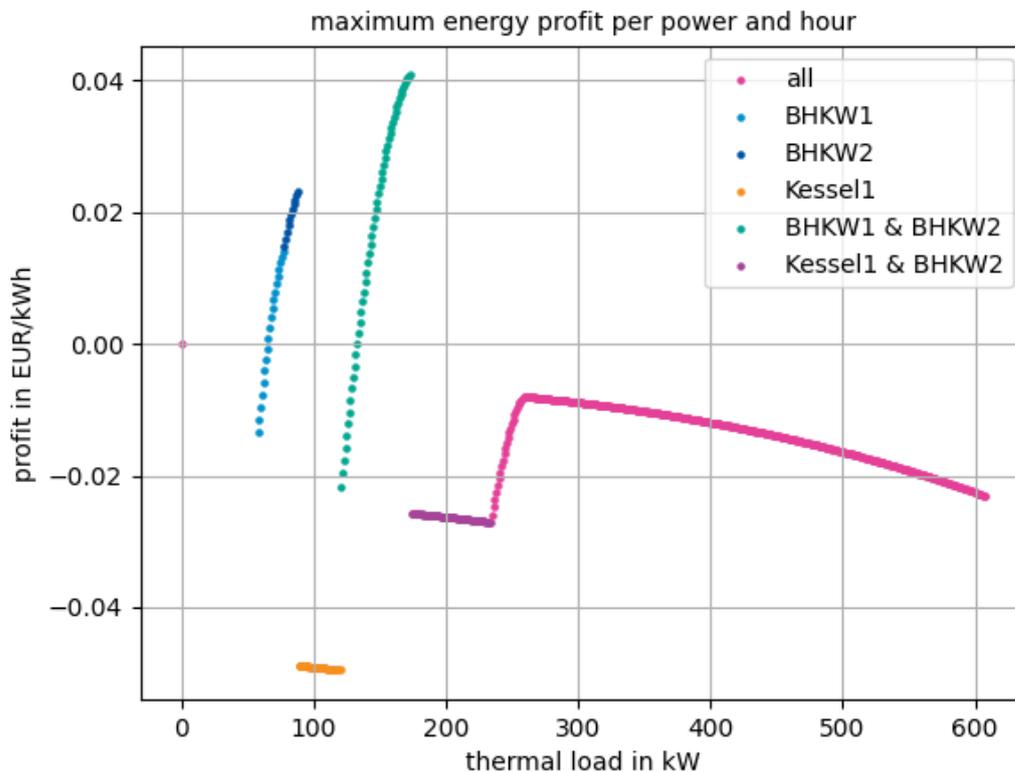


Abbildung 38: Maximaler Profit in Abhängigkeit von der thermischen Leistung. Es werden keine An- und Abschaltkosten ausgeschlagen und alle Anlagen sind verfügbar. Während die BHKWs mit zunehmender Leistung Gewinne bis 3,9 € generieren können, ist der Einsatz des Kessels grundsätzlich unwirtschaftlich. Die wirtschaftliche Priorisierung von BHKW2 gefolgt von BHKW1 und letztlich dem Kessel wird deutlich.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass sich der Zwischenschritt zur Berechnung der Gewinne pro Stunde innerhalb der Initialisierung einsparen lässt, sofern die Code-Infrastruktur angepasst wird. So wäre es denkbar, die Gewinne mit den aktuellen Erlös- und Kostensätzen für angefragte Kombinationen zu berechnen, anstatt die Werte der Konfigurationsdateien zu verwenden und jegliche Gewinne pro Stunde innerhalb der CSV-Datei zu speichern. Diese Implementierung ist innerhalb der Projektlaufzeit aus Zeitgründen nicht erfolgt.

## 9.5 Fahrweisengeneration

Für die effiziente Steuerung der Energieinfrastruktur wird eine Fahrweise erstellt, die aus Aggregat-Sollwert-Vorgaben für einen Prognosezeitraum besteht. Zur Erstellung wird eine Maximalfunktion zusammen mit dem Steuerungskonzept aus Abschnitt 8.3.7.4 verwendet. Im Folgenden sind die Ergebnisse der vier Prozesse, die Erstellung der Fahrweisenkandidaten, die Generierung der Fahrweise jedes Kandidaten, die Auswahl der ökonomischsten Fahrweise und die Übersetzung der Fahrweise in Aggregat-Sollwert-Vorgaben, dargestellt.

Bei der Erstellung der Fahrweisenkandidaten werden die initialen Nodes beim ChangePattern und die dazugehörigen Profite aus dem EconomyPattern abgefragt.

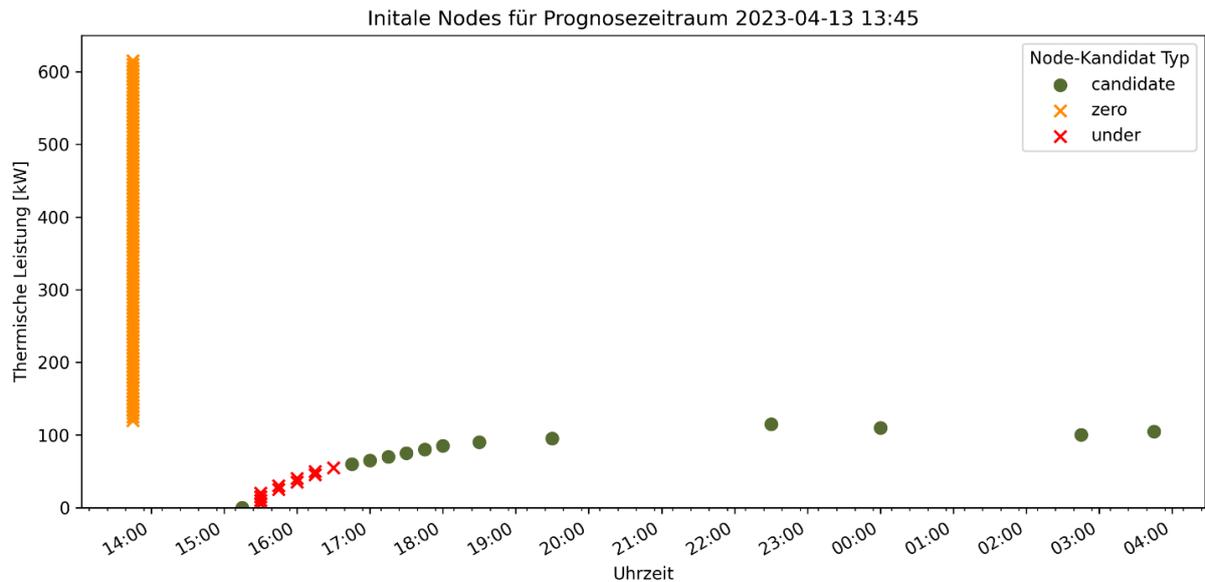


Abbildung 39: Übersicht der initialen Nodes aus dem ChangePattern aus denen die späteren Fahrweiskandidaten generiert werden.

Das Diagramm in Abbildung 39 zeigt den Zusammenhang zwischen der Leistung und Dauer für eine Reihe von initialen Nodes. Bei denen bestimmte Nodes ausgeschlossen wurden, da sie entweder technisch unmöglich (rot) oder mit einer Dauer von null Stunden (orange) verbunden sind. Punkte, die als technisch unmöglich erachtet werden, wurden ausgeschlossen, da sie außerhalb der physikalischen oder technischen Leistungsgrenzen der Aggregate liegen. Für die Energiezentrale in Schkeuditz sind keine thermischen Leistungen zwischen 0 und 58 kW zugelassen. Anhand der orangen gekennzeichneten Punkte kann der Speicherfüllstand indirekt abgelesen werden, weil bei diesen Nodes der Speicher voll ist und alle Leistungen über 120 kW zur Speicherladung führen würden. Falls die orangen Punkte im unteren Leistungsbereich liegen, ist der Speicher leer und die initialen Nodes besitzen höhere Leistungen, um den Speicher zu beladen.

Die im Diagramm grün dargestellten Punkte repräsentieren die Nodes, bei denen technisch mögliche Leistungen und Node-Dauern länger als null Stunden vorliegen. Aus diesen Punkten werden im nächsten Schritt alle möglichen Fahrweiskandidaten erstellt.

Eine Fahrweise setzt sich aus mehreren Pfaden zusammen. Ein Pfad ist die konstante Leistung, die über eine gewisse Dauer gehalten werden muss. Es wird davon ausgegangen, dass die Energiezentrale die Leistung sofort erreichen kann, weshalb die Fahrweise als Stufen-Plot dargestellt wird. Der erste Pfad ist durch den initialen Node gegeben, danach wird mithilfe einer Maximalwertfunktion jeder weitere Pfad generiert. In Abbildung 40 ist die zusammengesetzte Fahrweise für einen Beispielzeitraum dargestellt.

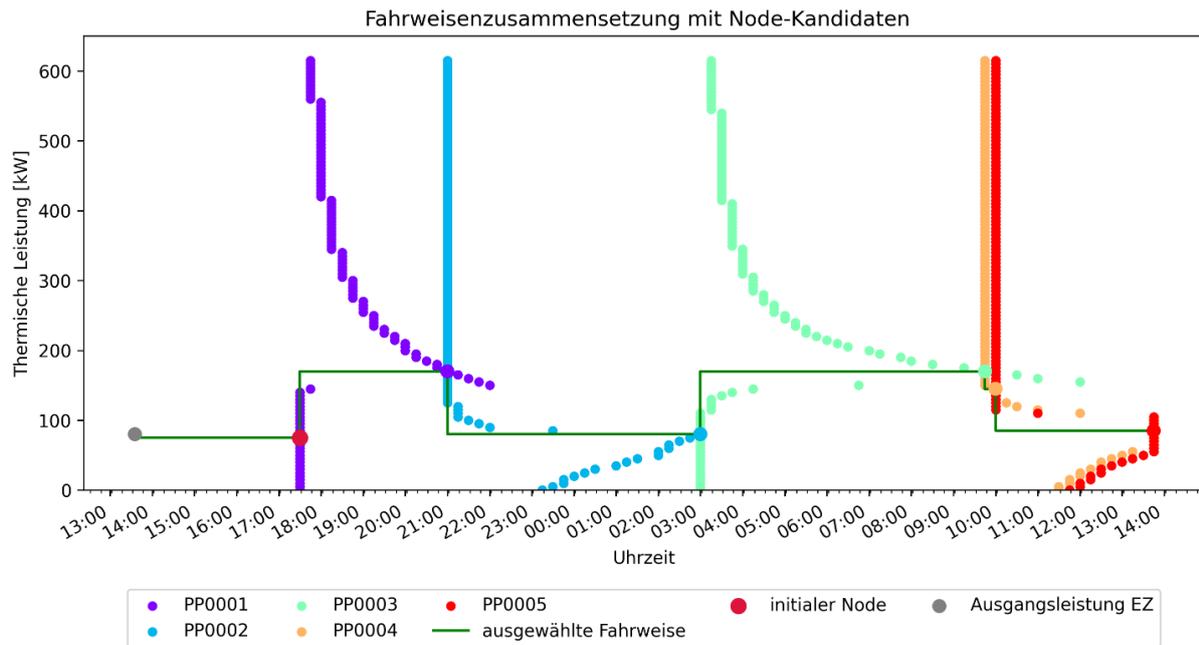


Abbildung 40: Übersicht der zur Auswahl stehenden Nodes jedes Pfads der ausgewählten Fahrweise mit der Ausgangsleistung der Energiezentrale und dem initialen Node.

Das gegebene Diagramm stellt die ausgewählte Fahrweise (grün), sprich die Gesamterzeugungsleistung, über einen Prognosezeitraum von 24 Stunden dar. Jede Leistungsstufe stellt einen neuen Node dar. Der initiale Node (rot), ausgehend von der Ausgangsleistung der Energiezentrale zum Prognosestart, entspricht dem ersten Pfad. Dieser ist festgesetzt und wurde dem Fahrweisenkandidaten zugeordnet. Nach dem initialen Node wird die Node-zu-Node-Optimierung durchgeführt, um neue Pfade zu ermitteln. Dabei wird zunächst auf Grundlage der Daten des zuletzt ausgewählten Nodes ein neuer Satz Nodes vom ChangePattern berechnet und vom EconomyPattern bewertet. Aus diesem neuen Node-Satz wird der Node mit dem maximalen Profit ausgewählt. Dadurch wird der nächste Pfad der Fahrweise ermittelt. Dieser Vorgang wird so lange wiederholt, bis der Prognosezeitraum vollständig durchlaufen werden kann. Im Diagramm sind die zur Auswahl stehenden Nodes nach Pfad kodiert, so dass zum Beispiel für den nächsten Pfad die violetten Nodes zur Verfügung standen.

Diese Auswahl basiert auf dem Kriterium des Nodes mit dem maximalen Gewinn, um den nächsten Pfad zu bestimmen. Anhand der Nodekandidaten der einzelnen Pfade ist indirekt der aktuelle Speicherzustand zu erkennen. Eine Vielzahl von Nodekandidaten oberhalb des Ausgangsnodes stehen für einen gut gefüllten Speicher. Da Nodes mit einer Dauer von kleiner 15min nicht ausgewählt werden sollen, können nur Nodekandidaten mit einer geringeren Gesamtleistung gewählt werden. Dies verhindert kurze sprunghafte Leistungsanpassungen, mindert den Verschleiß der Erzeugungsanlagen und verhindert starke Verwirbelungen im Speicher. Andersherum ist im Beispiel der violetten Nodekandidaten ist der Speicher an dieser Stelle leer und kann im nächsten Pfad ausschließlich beladen werden.

Die Methode der Pfadgeneration wird so lange wiederholt bis das Abbruchkriterium, Fahrweisedauer entspricht gewählten Prognosezeitraum, erfüllt ist. Damit ist der Prozess der

Fahrweisengeneration für diesen Fahrweisenkandidaten abgeschlossen und ein neuer Fahrweisenkandidat kann generiert werden.

Falls keine weiteren Fahrweisenkandidaten vorhanden sind, ist der Prozess der Fahrweisengeneration abgeschlossen und es kann in die nächste Phase übergegangen werden. In Abbildung 41 sind alle generierten Fahrweisen mit ihren initialen Nodes dargestellt.

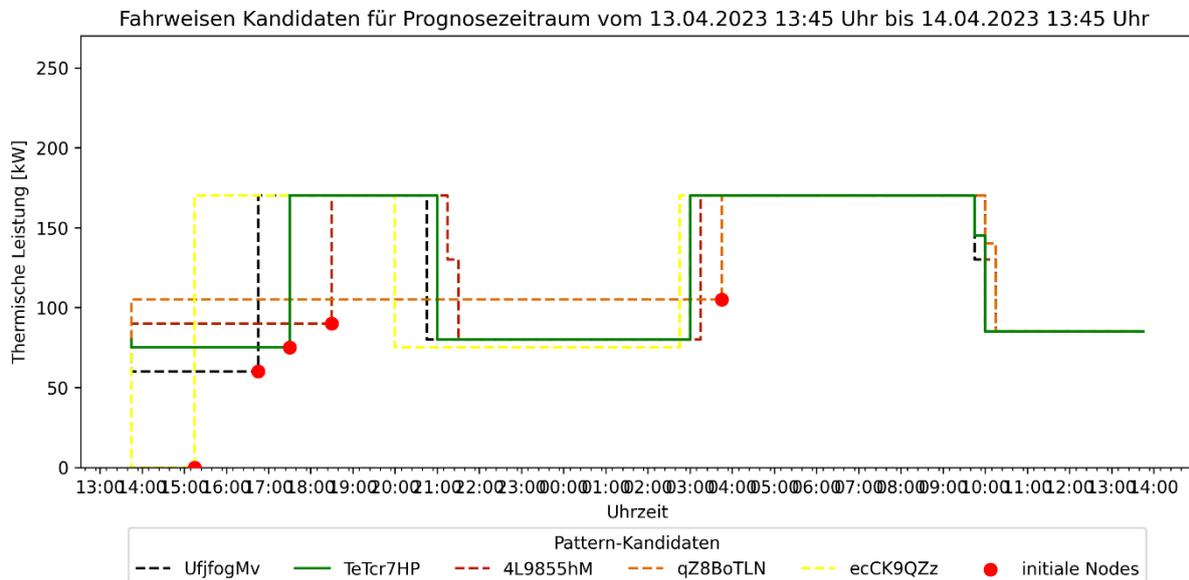


Abbildung 41: Übersicht der initialen Nodes und den daraus generierten Fahrweisenkandidaten

Das Diagramm zeigt den Vergleich von fünf verschiedenen Fahrweisen (wir nennen Sie vereinfacht A, B, C, D und E) zur Deckung des prognostizierten Wärmebedarfs aus dem PredictedDemand. Zu sehen ist ein Liniendiagramm mit fünf einzelnen Stufen-Plots, die die Energiezentralen-Leistung jeder Fahrweise über die 24 Stunden darstellen.

- UfffogMv =A
- TeTcr7HP =B
- 4L9855hM =C
- qZ8BoTLN =D
- ecCK9QZz =E

Jede Fahrweise startet mit der gleichen Ausgangsleistung, verläuft aber aufgrund der unterschiedlichen initialen Node-Leistungen anders. Fahrweise E wird durch den initialen Node zunächst auf eine Leistung von 0 kW gesetzt, was in der Theorie für eine vollen Speicher sowie einen hohen Ertrag in der Zukunft sprechen kann. Dahingegen wird bei Fahrweise C die Leistung gehalten, was grundsätzlich dem Bestreben nach möglichst wenigen Start- und Stoppvorgängen nachkommt, um die Anlage technisch zu schonen.

Fahrweise D zeigt im Vergleich zu den anderen initialen Nodes der Fahrweisen einen initialen Node mit einem sehr langen Node-Dauern von 13 Stunden. Grundsätzlich ist dies das angestrebte Idealbild, da für die Anlagen eine konstante Erzeugung geplant ist und damit das Start/Stop-Verhältnis optimiert wird, indem der Speicher zur Kompensation von Energiedifferenzen genutzt wird. Die Annahme, dass dies dann auch die wirtschaftlichste

Fahrweise ist, widerlegt Abbildung°43. Hier sehen wir, dass Fahrweise°D trotz der konstanten Leistungsbereiche am unwirtschaftlichsten bewertet wird. Das liegt an der Aggregatskombination. Die lange, konstante Leistung liegt in einem Leistungsbereich, der aufgrund der technischen Eigenschaften der Erzeuger nur vom Kessel und nicht von den BHKW's gedeckt werden kann. Die Fahrweisen A und B sind vom Typ recht ähnlich und unterscheiden sich nur in den Zeitpunkten, wann welcher Leistungsbereich gewählt wird. Insgesamt ist festzustellen, dass nach einer gewissen Anlaufphase, die durch die initialen Nodes bedingt ist, sich bevorzugte Leistungsbereiche herauskristallisieren. Dabei handelt es sich um Die Leistungsstufen, in denen eines der im Vergleich zum Kessel wirtschaftlichen BHKW's alleine oder beide zusammen in Volllast fahren. Dabei handelt es sich um Gewinnpeaks in der Gewinnfunktion der Energiezentral, was in Abbildung 39 nochmal grafisch nachvollzogen werden kann.

Nachdem alle Fahrweisen Kandidaten generiert sind, werden im nächsten Schritt die Gesamtprofite der Kandidaten verglichen und die wirtschaftlichste Fahrweise, das heißt die Fahrweise mit dem höchsten Gewinn, ausgewählt.

Das in Abbildung 42 dargestellt Balkendiagramm, zeigt unterschiedliche Gesamtgewinne, die sich aus verschiedenen ökonomischen Kriterien zusammensetzen sind. Jeder Balken im Diagramm repräsentiert eine bestimmte Fahrweise, bei der die Wirtschaftlichkeit dargestellt wird.

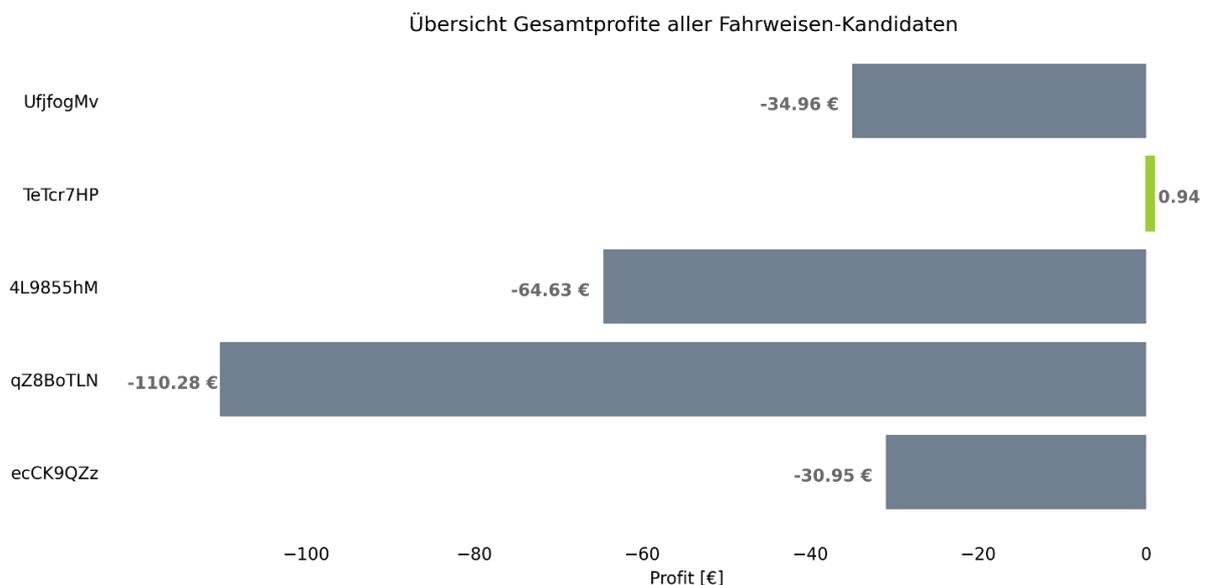


Abbildung 42: Übersicht der Gesamtprofite der Fahrweisenkandidaten. Die ökonomische Fahrweise ist grün gekennzeichnet.

Die Wirtschaftlichkeit einer Fahrweise wird durch die Leistung dargestellt, die wiederum aus den Aggregatleistungen von zwei BHKWs und einem Kessel besteht. Je höher die Wirtschaftlichkeit einer Fahrweise ist, desto größer ist der entsprechende Balken im Diagramm. Dabei zeigt der grüne Balken Gewinn und die grauen Balken Verlust an.

Das Balkendiagramm gibt auch Aufschluss über den Anteil der BHKWs und der Start/Stop-Vorgänge an den Gesamtgewinnen. Ein höherer Gesamtgewinn bedeutet im Falle unseres Demonstrationsquartiers einen größeren Anteil der BHKWs und eine geringere Anzahl an

Startvorgängen. Dies spiegelt den Beitrag der BHKWs zur Wirtschaftlichkeit und Effizienz der Fahrweise wider. Wenn die Gesamtgewinne negativ sind, bedeutet dies, dass die entsprechende Fahrweise weniger profitabel ist. In diesem Fall kann ein höherer Kesselanteil oder eine größere Anzahl an Abschaltvorgängen der BHKWs zu den negativen Gesamtgewinnen beitragen.

Das Balkendiagramm vergleicht die unterschiedlichen Gesamtgewinne der Fahrweisen miteinander, indem die Höhe der Balken als Maß für die Gesamtgewinne und die Wirtschaftlichkeit dient. Dies ermöglicht es, die besten Fahrweisen zu identifizieren, die sowohl hohe Gesamtgewinne als auch einen hohen Anteil der BHKWs aufweisen und gleichzeitig die Ausschaltvorgänge minimieren.

Insgesamt zeigen positive Gewinne eine höhere Rentabilität an, während negative Balkenhöhen auf eine geringere Rentabilität oder sogar Verluste hinweisen. Die Anteile der BHKWs und der Ausschaltvorgänge können somit als Faktoren betrachtet werden, die sich auf die Gesamtgewinne und die Wirtschaftlichkeit der Fahrweisen auswirken.

Für den vorliegenden Fall wurde Fahrweise B mit einem Gesamtprofit von 0,94 € ausgewählt, da sie gegenüber den anderen die ökonomischste Fahrweise mit dem höchsten Gewinn ist. Sie wird daher im nächsten Schritt in die Aggregat-Sollwerte übersetzt, um als Steuerungsvorlage für den Prognosezeitraum von zum Beispiel 24 Stunden für die Energiezentrale zu gelten.

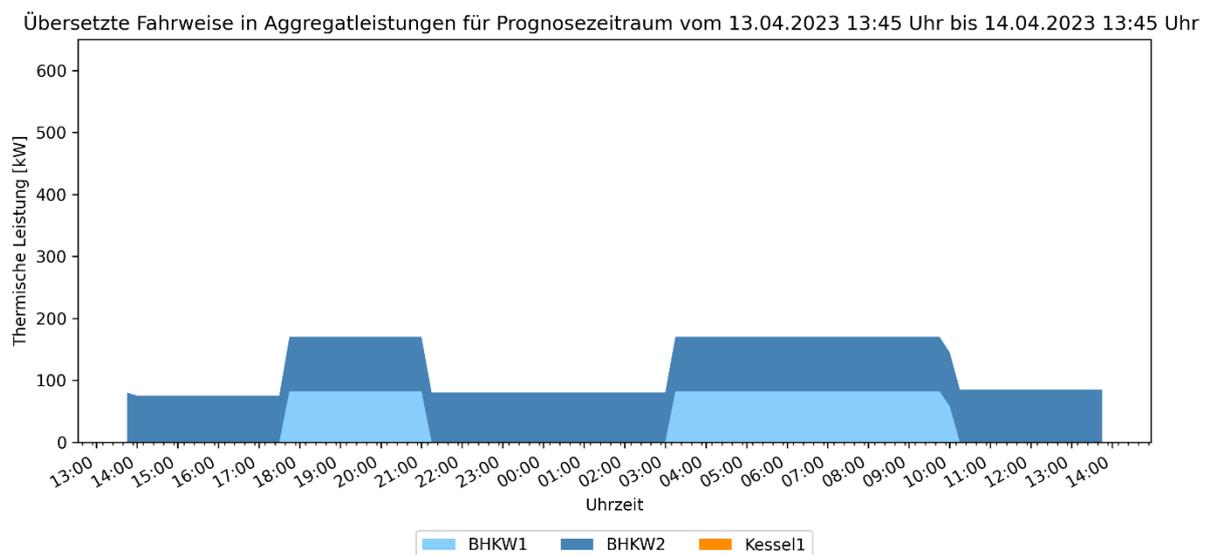


Abbildung 43: Darstellung der ökonomischsten Fahrweise als Aggregat-Sollleistungen.

Die generierten Pfade enthalten Informationen über den Node (EZ-Leistung), den Profit und die Leistungskombination der Aggregate, die zusammen die benötigte Wärme liefern.

Da die Anforderung eine 15-Minuten-Auflösung der Aggregat-Sollwerte war, wurden die Werte entsprechend in dieser Zeitauflösung generiert. Tabelle 11 zeigt einen Ausschnitt der übersetzten Sollwerte für die Leistung der BHKWs und des Kessels zu bestimmten Zeitstempeln.

Tabelle 11: Ökonomischste Fahrweise in ihre Aggregat-Sollleistungen übersetzt

Zeitstempel	Leistung in kW		
	BHKW1	Kessel1	BHKW2
2023-04-13 13:45:00+02:00	0	75	0
2023-04-13 14:00:00+02:00	0	75	0
...	...	...	...
2023-04-13 15:00:00+02:00	0	75	0
2023-04-13 15:15:00+02:00	0	75	0
2023-04-13 15:30:00+02:00	58	0	82

Die ausgewählte Fahrweise ermöglicht es den beiden BHKWs, die benötigte Wärme für den gesamten Prognosezeitraum bereitzustellen. Die Aggregat-Sollwerte wurden entsprechend der Anforderung einer 15-Minutenauflösung erstellt.

Nachdem die Fahrweise erfolgreich generiert und in die Anlagendatenbank übertragen wurde, wird die Software eine Wartezeit von 15 Minuten einlegen, bevor die Fahrweisengeneration erneut beginnt. Dies ermöglicht es, kontinuierlich aktualisierte Fahrweisen basierend auf den aktuellen Bedingungen zu generieren und umzusetzen.

Mit diesem Prozess kann eine optimierte Fahrweise für die Energiezentrale bereitgestellt werden, die sowohl den Wärmebedarf deckt als auch wirtschaftlich ist.

## 9.6 Speicherverhalten

Die Fahrweise hat einen direkten Einfluss auf das Speicherverhalten, da der prognostizierte Wärmebedarf und der durch die Fahrweise generierte Wärmebedarf den Speicher beeinflussen. Da die Aggregate in Schkeuditz nur über den Speicher Wärme ins Netz speisen können, spielt die Fahrweise eine wichtige Rolle für den Speicherbetrieb.

Der vorliegende dreiteilige Plot in Abbildung 44 stellt den Zusammenhang zwischen dem Wärmebedarf, den Ladezuständen und dem aktiven Speicherverlauf eines Energiesystems dar. Im ersten Teil-Plot werden der prognostizierte Wärmebedarf und der durch die Fahrweise generierte Wärmebedarf in Beziehung gesetzt.

Das Speicherverhalten, zu sehen im zweiten Teil-Plot, zeigt zwei identifizierbare Verhaltensweisen. Zum einen das Beladen des Speichers, wenn der prognostizierte Wärmebedarf geringer ist als der durch die Fahrweise generierte Wärmebedarf. Zum anderen das Entladen des Speichers, wenn der prognostizierte Wärmebedarf größer ist als die generierte Wärme.

Der dritte Teil-Plot stellt den kalkulierten Speicherverlauf basierend auf dem prognostizierten und durch die Fahrweise generierten Wärmebedarf dar. Er zeigt auch den berechneten

Speicherfüllstand gemäß dem ChangePattern. Die gestrichelten Linien im Teil-Plot repräsentieren die Speicherladungen, die als Sicherheitspuffer dienen, um Ungenauigkeiten bei der Speicherdynamik abzufangen und eine frühzeitige Übernahme durch die konventionelle Anlagensteuerung zu vermeiden. Daher sollte der Speicherverlauf nicht in diesem Bereich verlaufen.

Die dreiteilige Darstellung ermöglicht eine umfassende Analyse der Dynamik des Energiesystems. Sie ermöglicht die Untersuchung der Zusammenhänge zwischen dem prognostizierten und generierten Wärmebedarf, den Ladezuständen und dem aktiven Speicherverlauf. Dadurch können Informationen über Spitzenlasten, Phasen mit geringer Nachfrage sowie die Nutzung und Effizienz des Speichers gewonnen werden.

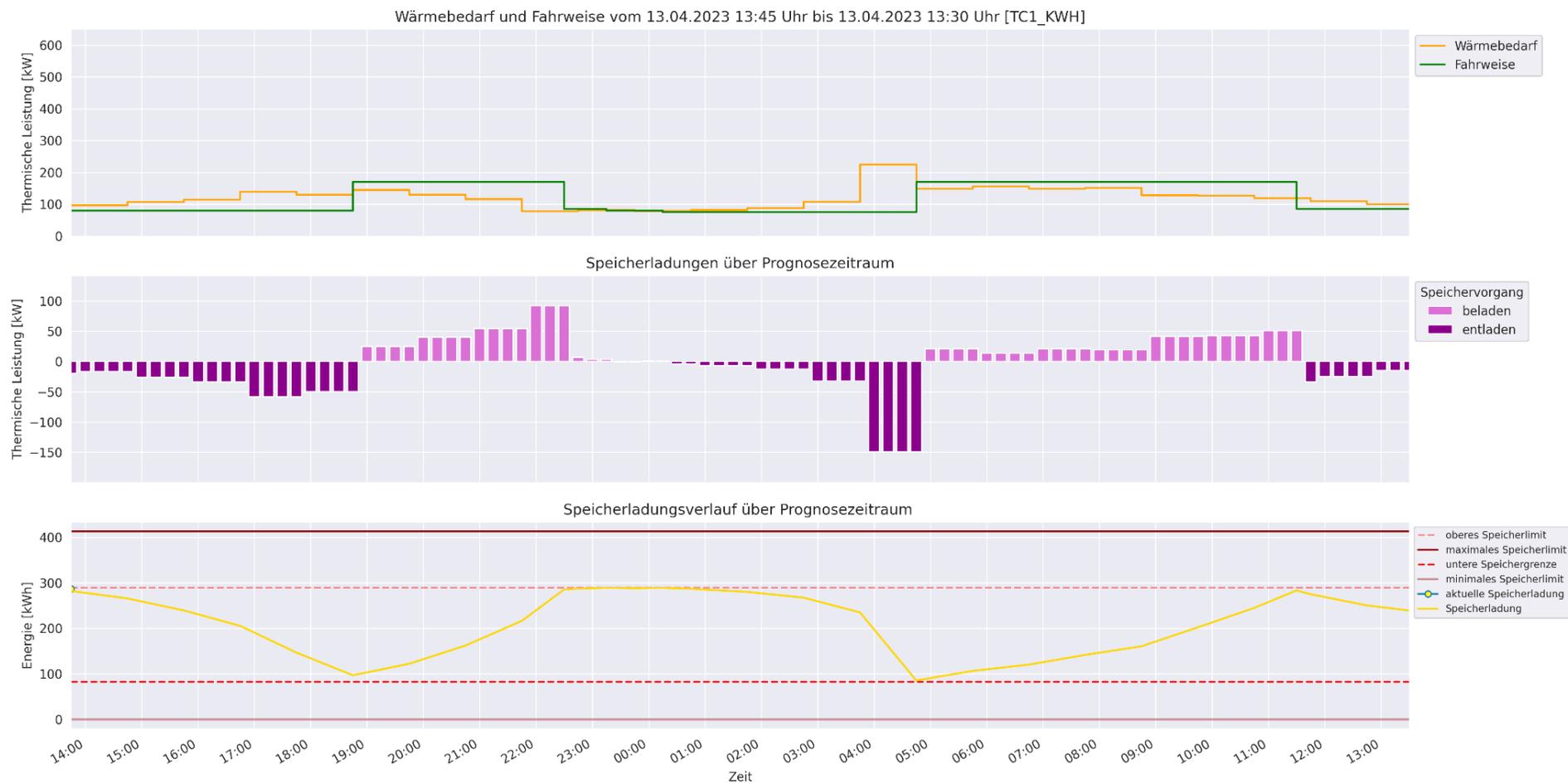


Abbildung 44: Darstellung der ökonomischsten Fahrweise als Aggregat-Sollleistung gegenüber dem prognostizierten Wärmebedarf, der resultierenden Speicherbe- bzw. -entladung sowie dem Verlauf der Speicherladung über den Prognosezeitraum.

## 9.7 Einfluss Start- und Stoppkosten auf die generierten Fahrweisen

Neben den zeitabhängigen Gewinnen spielen die Start- und Stoppkosten für die Fahrweise eine entscheidende Rolle, um die Betriebsweise zu beeinflussen. Dazu werden virtuelle Kostensätze angegeben und eine Matrix zur Bepreisung der Leistungsänderung generiert. Die Spaltenindizes der Matrix geben die Soll-Leistung und die Zeilenindizes die Ist-Leistung des Aggregats wieder. So spiegeln die Werte der ersten Spalte die Stoppkosten und die Werte der ersten Zeile die Startkosten wider. Die Hauptdiagonale der Matrix entspricht einem Kostenfaktor von 0 €, da Soll- und Ist-Leistung identisch sind. Ist die Ist-Leistung geringer als die Soll-Leistung, wird das Aggregat hochgefahren; ist die Ist-Leistung höher als die Soll-Leistung, wird das Aggregat heruntergefahren. Grundsätzlich wird die Ist-Leistung mit den Nodes übermittelt und zuvor aus dem Feld eingelesen. Die Soll-Leistungen für jedes Aggregat befinden sich in der nach der Node-Leistung gefilterten Tabelle, die alle Leistungskombinationen und zeitabhängigen Gewinne enthält (vgl. Tabelle 10). Für die Ermittlung der Start- und Stoppkosten werden die Soll-Leistungen aller Aggregate und Kombinationen eingelesen und die Start- bzw. Stoppkosten bestimmt.

Die Idee der Kostenmatrix bestand innerhalb des Projektes primär darin, jeder Leistungsänderung einen individuellen Kostensatz zuordnen zu können. Im Laufe des Projektes wurden die empirisch ermittelten Start- und Stoppkosten für die ökonomische Bewertung priorisiert, sodass jegliche Leistungsänderungskosten (die weder das An- noch das Ausschalten widerspiegeln) auf 0 € gesetzt wurden. Ein Ausschnitt der Leistungsänderungsmatrizen von BHKW 1 und dem Kessel 1 sind in Tabelle 12 und Tabelle 13 dargestellt. Für BHKW 1 sind Stoppkosten in Höhe von 0,50 € hinterlegt, für den Kessel sind 0,50 € Startkosten in der ersten Zeile angegeben. Die Leistungsänderungsmatrix von BHKW 2 erscheint analog zu der von BHKW 1, wenngleich das Leistungsspektrum anstatt von 58 bis 85 kW von 63 bis 85 kW reicht. Jede Kostenmatrix wird für das zugehörige Aggregat als CSV-Datei zwischengespeichert.

Tabelle 12: Ausschnitt der Leistungsänderungsmatrix von BHKW1 mit pauschalen Kosten für das Ausschalten des BHKWs in €.

Thermische SOLL-Leistung	Thermische IST-Leistung					
	0 kW	58 kW	59 kW	60 kW	...	89 kW
0 kW	0,0 €	0,5 €	0,5 €	0,5 €	...	0,5 €
58 kW	0,0 €	0,0 €	0,0 €	0,0 €	...	0,0 €
59 kW	0,0 €	0,0 €	0,0 €	0,0 €	...	0,0 €
60 kW	0,0 €	0,0 €	0,0 €	0,0 €	...	0,0 €
...	...	...	...	...	...	...
89 kW	0,0 €	0,0 €	0,0 €	0,0 €	...	0,0 €

Tabelle 13: Ausschnitt der Leistungsänderungsmatrix von Kessel1 mit pauschalen Kosten für das Anschalten des Kessels in €.

Thermische SOLL-Leistung	Thermische IST-Leistung					
	0 kW	86 kW	87 kW	88 kW	...	435 kW
0 kW	0,0 €	0,0 €	0,0 €	0,0 €	...	0,0 €
86 kW	0,5 €	0,0 €	0,0 €	0,0 €	...	0,0 €
87 kW	0,5 €	0,0 €	0,0 €	0,0 €	...	0,0 €
88 kW	0,5 €	0,0 €	0,0 €	0,0 €	...	0,0 €
...	...	...	...	...	...	...
435 kW	0,5 €	0,0 €	0,0 €	0,0 €	...	0,0 €

Wie oben beschrieben erfolgte die Ermittlung der Start- und Stoppkosten jedes Aggregats empirisch, um eine erwünschte Betriebsführung zu erreichen. Ein wesentlicher Grund für die Einführung der Stoppkosten der BHKWs ist die Verringerung der Taktungen. Diese dürfen die angegebene Anzahl von vier Starts pro Tag gemäß Wartungsvertrag nicht übersteigen. So würden bei Nichteinhaltung des Vertrages zusätzliche Wartungskosten entstehen, die durch die Ausschaltkosten vermieden werden sollen. Die Idee ist hier, das Ausschalten mithilfe der Bepreisung zu hemmen und das Takten zu reduzieren. Zudem soll mittels Anschaltkosten des Gas-Brennwertkessels berücksichtigt werden, dass dieses Aggregat erstens unterstützend hinzugezogen wird und zweitens dabei geringe Leistungsspitzen angefahren werden. Aufgrund der Tatsache, dass das Aggregat prinzipiell den BHKWs ökonomisch unterliegt, reicht hier ein geringerer Kostensatz zur Erreichung des gewünschten Betriebsverhaltens aus.

Um den Effekt der Start- und Stoppkosten zu eruieren, wurden die Kostensätze innerhalb einer Testumgebung getestet, die für den 13.04.2023 erstellt wurde und die zugehörigen Messdaten und Wärmeprognosen enthält. Zu diesem Zeitpunkt waren alle Aggregate ausgeschaltet. Durch identische Ausgangspunkte soll eine gewisse Vergleichbarkeit zwischen den Fahrweisen bei variierenden An- und Abfahrkostensätzen erzielt werden. In Abbildung 45 ist die generierte Fahrweise ohne Start und Stoppkosten. Hier zeigt sich eine zunächst kontinuierliche Anforderung von BHKW 2 als wirtschaftlichstes Aggregat. BHKW 1 wird bei Bedarf sowie bei Leistungsniveaus unterhalb von 78 kW hinzugezogen und abgeschaltet, wenn der Wärmespeicher ein Limit erreicht. Der Kessel wird innerhalb des Prognosezeitraumes nicht hinzugezogen. Beim kumulierten Gewinn wird ersichtlich, dass ein positiver Gewinn in Höhe von ca. 53 € absolut bzw. 0,17 €/kWh bezogen auf die Energiemenge am Ende des Zeitraumes erreicht wird. Die Steigung des Gewinnes hängt davon ab, ob beide BHKWs oder nur BHKW 1 angefordert wird. So wird mehr Gewinn beim Betrieb von zwei BHKWs erwirtschaftet als bei der alleinigen Anforderung von BHKW 1.

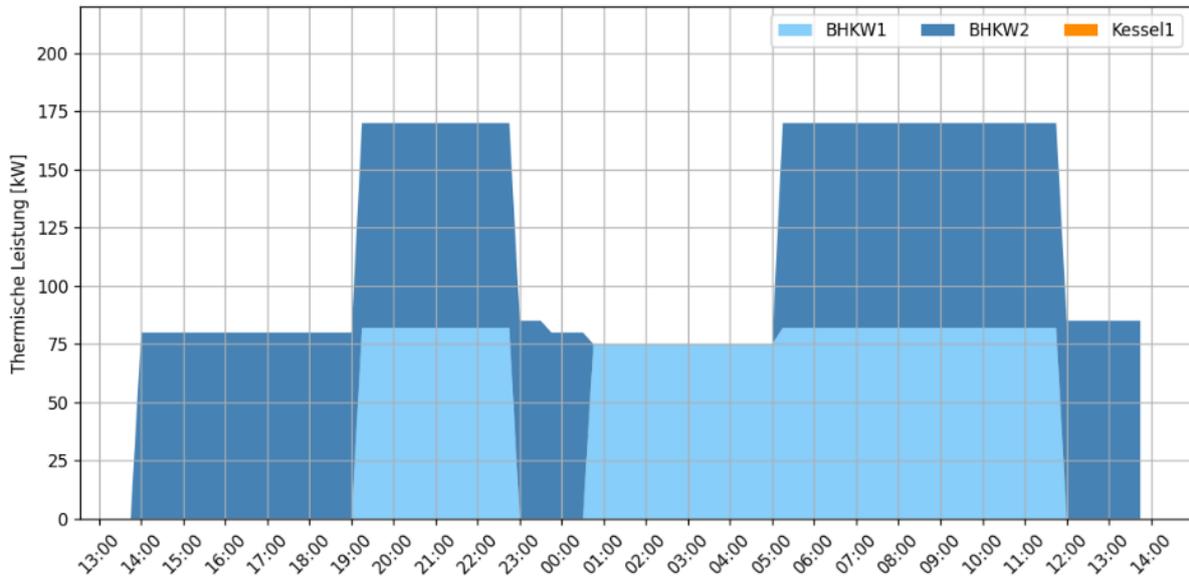


Abbildung 45: Fahrweise der Aggregate in Abhängigkeit von der Zeit und ohne Start- und Stoppkosten. BHKW2 ist oberhalb von 78 kW das wirtschaftlichste Aggregat; BHKW1 unterhalb der 78 kW. Der Kessel bleibt ausgeschaltet. Es zeigen sich Taktungen aufgrund der Priorisierung.

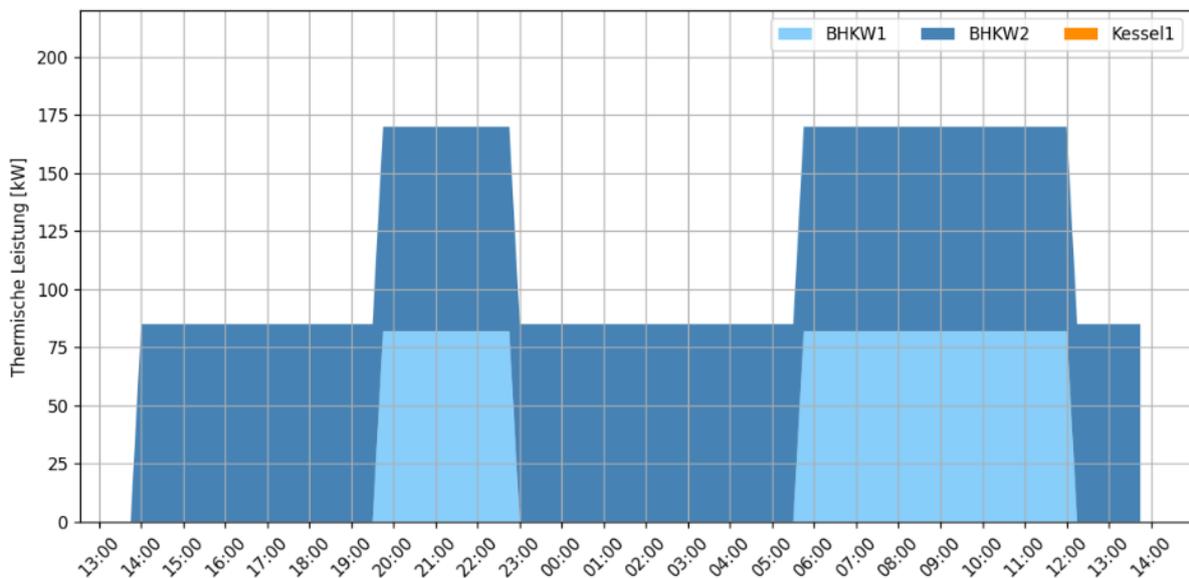


Abbildung 46: Fahrweise der Aggregate in Abhängigkeit von der Zeit mit Start- und Stoppkosten. Es werden 0,50 € Stoppkosten für die BHKWs und Startkosten in Höhe von 0,50 € für den Kessel erhoben. BHKW2 fährt im gesamten Zeitraum der Prognose, weil es oberhalb von 78 kW das wirtschaftlichste Aggregat ist. BHKW1 wird als nächstes hinzugezogen, wenn mehr Leistung gefordert ist. Der Kessel bleibt ausgeschaltet.

Werden Stoppkosten für die BHKWs in Höhe von 0,50 € sowie Startkosten für den Kessel von 0,50 € angesetzt, so ergibt sich die Fahrweise gemäß Abbildung 46. Hier werden die BHKWs weiterhin gegenüber dem Kessel vorgezogen. Beim Gewinn werden absolut 39 € und relativ 0,06 €/kWh erwirtschaftet. Die Fahrweise weist im Vergleich zu der in Abbildung 45 weniger Taktungen auf, denn BHKW 2 wird durchgängig betrieben und BHKW 1 nur bei Bedarf hinzugeschaltet.

Es wird deutlich, dass Start- und Stoppkosten Einfluss auf die Fahrweisen nehmen. Um die Taktung zu verringern, wurde sich für 0,50 € Stoppkosten bei den BHKWs und 0,50 € Startkosten für den Kessel entschieden. Dennoch sollten weitere Tests zur Anpassung und Justierung der Kostensätze zur Erreichung eines optimalen Betriebsverhaltens erfolgen. Innerhalb des Projektes wurden wenige Iterationen durchgeführt, um die Höhe der Kostensätze festzulegen. Die betrachteten Testfälle mit variierenden Verhältnissen und absoluten Werten zeigten keinerlei Veränderung in der Fahrweisengeneration. Sofern grundsätzlich Kostensätze für Starts und Stopps angesetzt wurden, ergab sich die Fahrweise gemäß Abbildung 46. Dennoch sollten die Auswirkungen weiterer geringerer Kostensätze auf die resultierende Fahrweise analysiert werden und ein Kostensatz ausgewählt werden, der die gewünschte Betriebsweise ermöglicht und zusätzlich verhältnismäßig hoch ausfällt. Währenddessen ist zu überprüfen, inwieweit eine aufwändige mathematische Ermittlung der Start- und Stoppkosten bestimmbar ist und welche Dimensionen diese Kosten in diesem Fall einnehmen.

Im Laufe des Projektes hat sich zudem herausgestellt, dass sich die Rechenzeit verkürzen lässt, wenn für die alleinige Abbildung von Start und Stoppkosten keine Leistungsänderungsmatrizen generiert werden, sondern die Bepreisung innerhalb des Node-Kreislaufes mithilfe einer Bedingung erfolgt, die die Ist- und Soll-Leistung des Aggregats vergleicht und den in der Konfigurationsdatei hinterlegten Kostenfaktor des jeweiligen Aggregats vom Gewinn abzieht. Aus Zeitgründen wurde diese Bedingung innerhalb der Projektlaufzeit nicht umgesetzt.

## 9.8 Gewinne bei Parametervariation

Im folgenden Abschnitt erfolgen Parametervariationen, die sowohl die zeitabhängigen Profite betreffen als auch den Aufschlag der gesetzten Start- und Stoppkosten beinhalten. Um den Einfluss der Start- und Stoppkosten ersichtlich zu machen, werden der absolute Gewinn für Node-Dauern von 1 h betrachtet sowie Stoppkosten bei den BHKWs in Höhe von 30 € und Startkosten beim Kessel in Höhe von 5 € angegeben. Zunächst werden die Stoppkosten in Höhe von 30 € für BHKW 1 in die Berechnung der wirtschaftlichsten Aggregatkombinationen aufgenommen und das Aggregat als Ausgangsstatus eingeschaltet. Wird eine Kombination ausgewählt, die BHKW 1 als ausgeschaltet annimmt, so werden die Kosten für diese Kombination vom Gewinn abgezogen. Bei Abbildung des maximalen Gewinns für jede mögliche Leistungsstufe inklusive der Abschaltkosten für BHKW 1 ergibt sich Abbildung 47. Hier wird ersichtlich, dass Kombinationen, in denen BHKW 1 angefordert wird, höhere Gewinne (bzw. geringere Verluste) aufweisen als Kombinationen ohne das Aggregat. Zudem wird einerseits ersichtlich, dass BHKW 1 zwischen 63 und 85 kW und andererseits bei der Kombination mit dem Kessel zwischen 173 und 211 kW (rot) gegenüber BHKW 2 priorisiert wird. Diese veränderte Priorisierung wird als sinnvoll bewertet, da zwar BHKW 2 bei Maximallast bis zu 1,5 € pro Stunde wirtschaftlicher ist als BHKW 1, jedoch die Abschaltkosten von 30 € diesen Vorteil relativieren. Folglich ist die Kombination, in der BHKW 1 weiterbetrieben wird, wirtschaftlicher als das Abschalten dieses Aggregats und der Betrieb des wirtschaftlicheren BHKW 2. Dies gilt insbesondere bei geringeren Node-Dauern. Bei Leistungsstufen, die die Abschaltung von BHKW 1 erfordern, weil sie nur mit den anderen Aggregaten gedeckt werden können, wird der Effekt der Abschaltkosten deutlich. Der Gewinn

wird hier pauschal um 30 € geschmälert. Dies gilt ebenfalls für die Leistungsstufen von 86 bis 88 kW, in denen nur BHKW 2 angefordert wird.

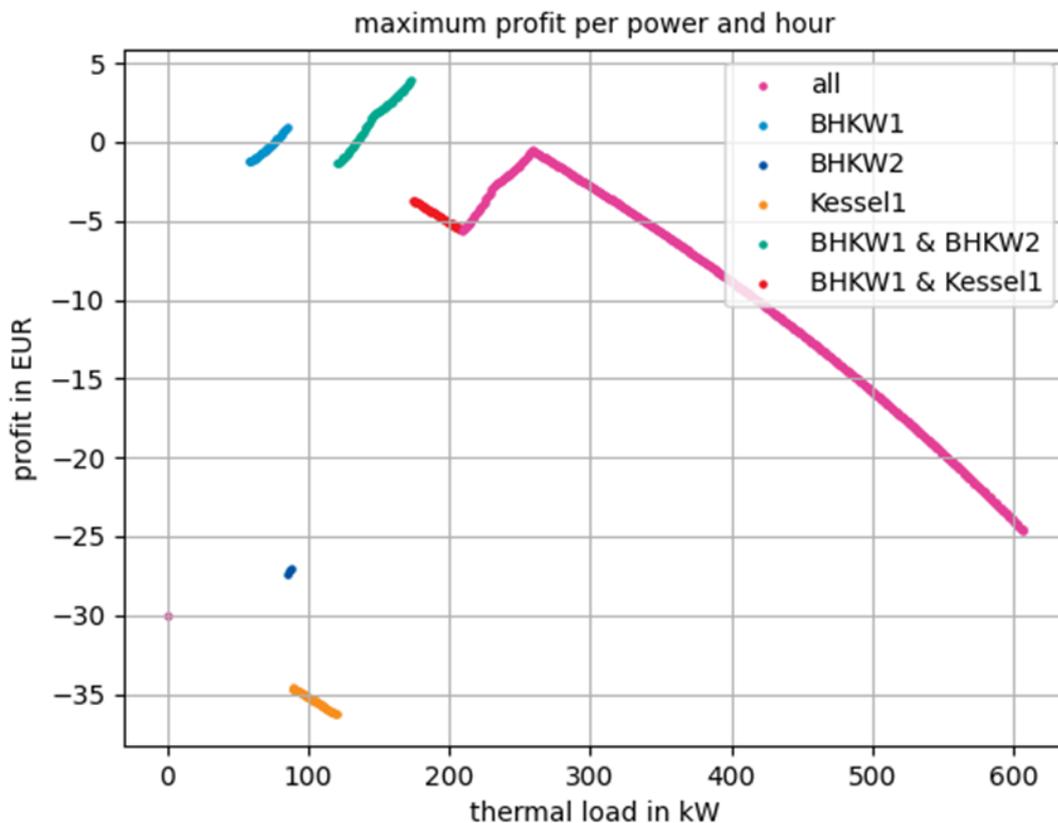


Abbildung 47: Maximaler Profit in Abhängigkeit von der thermischen Leistung. Es werden Abschaltkosten von 30 € für BHKW1 aufgeschlagen und das Aggregat wird als angeschaltet betrachtet. Kombinationen ohne BHKW1 werden um 30 € unwirtschaftlicher, während Kombinationen, bei denen das Aggregat weiterläuft, vorgezogen werden.

Analog lassen sich für BHKW 2 Abschaltkosten in Höhe von 30 € ansetzen und das Aggregat den Status eingeschaltet zuweisen. Mit der Abbildung jeglicher Leistungskombinationen ergibt sich Abbildung 48. Im direkten Vergleich zu Abbildung 47 sind die Kombinationen, in denen BHKW2 weiterbetrieben wird identisch, da hier BHKW2 aufgrund der Priorisierung gegenüber den anderen Aggregaten allgemein vorgezogen wird. Sobald jedoch eine Leistungskombination ohne den Betrieb von BHKW 2 ausgewählt wird, verringern sich die Gewinne um 30 €. Das ist sowohl bei der Leistungskombination, bei der alle Aggregate ausgeschaltet sind als auch bei dem alleinigen Betrieb von BHKW 1 zwischen 58 und 62 kW sowie dem alleinigen Betrieb des Kessels zwischen 89 und 121 kW der Fall.

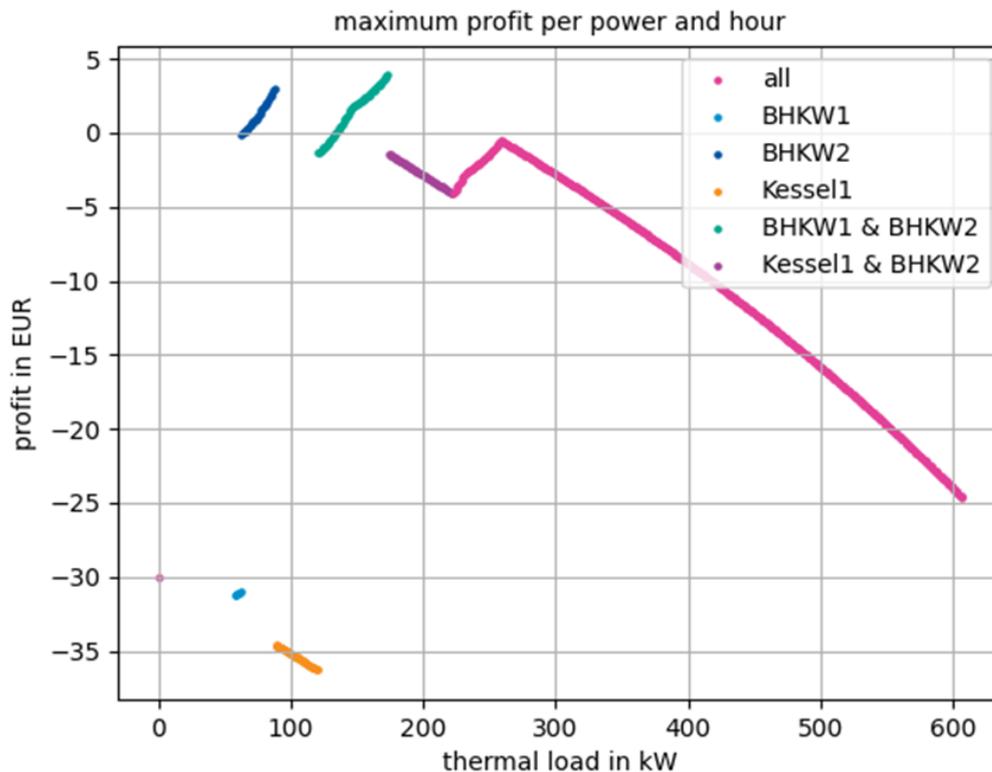


Abbildung 48: Maximaler Profit in Abhängigkeit von der thermischen Leistung. Es werden Abschaltkosten von 30 € für BHKW2 aufgeschlagen und das Aggregat läuft mit einer Leistung von 63 kW. Kombinationen ohne BHKW2 werden um 30 € unwirtschaftlicher, während Kombinationen, bei denen das Aggregat weiterläuft, vorgezogen werden.

Werden für beide BHKWs Stoppkosten in Höhe von 30 € hinterlegt, ergibt sich daraus der maximale Gewinn je Leistungsstufe gemäß Abbildung 49. Die Kombinationen, bei denen beide BHKWs weiterbetrieben werden, stellen sich als am wirtschaftlichsten heraus. Kombinationen, bei denen ein BHKW abgeschaltet wird, werden um 30 € verlustbehafteter. Dies liegt bei Leistungsspektren sowohl zwischen 58 und 88 kW als auch zwischen 173 und 207 kW vor. Beim Leistungsspektrum zwischen 88 und 121 kW werden sogar Verluste in Höhe von ca. 64 € verzeichnet, da diese Leistungen lediglich vom Kessel gedeckt werden können und folglich beide BHKWs ausgeschaltet werden müssen.

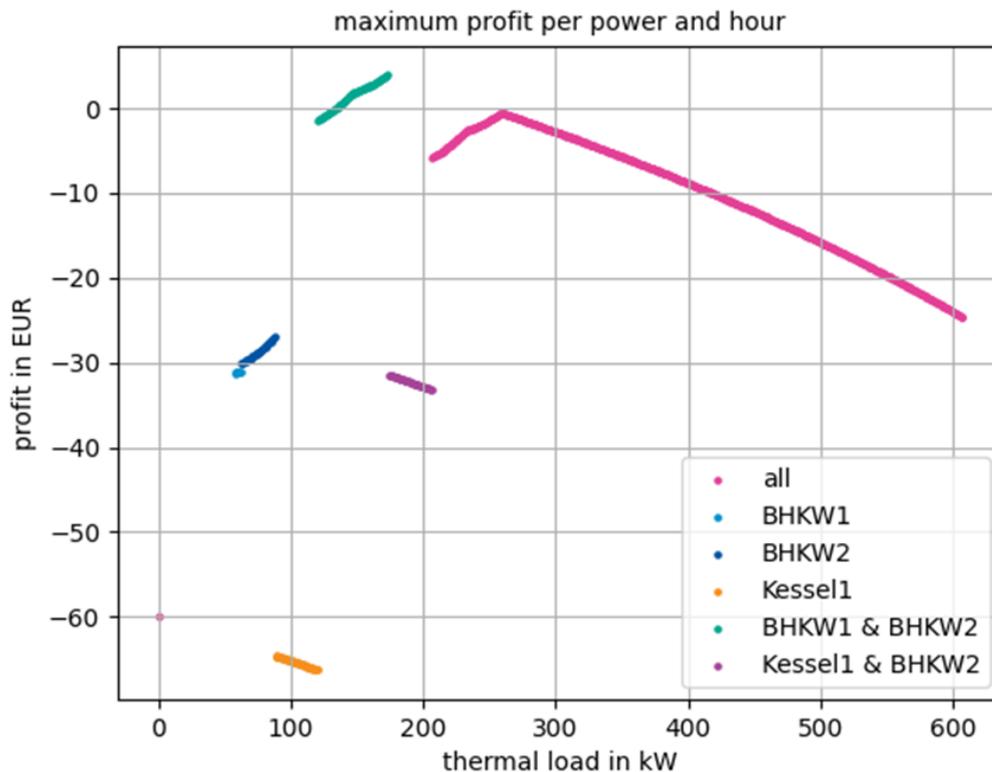


Abbildung 49: Maximaler Profit in Abhängigkeit von der thermischen Leistung. Es werden Abschaltkosten von 30 € für BHKW2 und 30 € BHKW1 aufgeschlagen und die Aggregate laufen auf Minimallast. Kombinationen ohne BHKW1 bzw. BHKW2 werden je um 30 € unwirtschaftlicher, während Kombinationen, bei denen beide Aggregate weiterlaufen vorgezogen werden.

Die vorherigen Abbildungen gehen von konstanten Kosten- und Erlösparametern aus, während lediglich die Abschaltkosten der BHKWs variiert werden. Bei der Variation von Erlösfaktoren, die einen hohen Einfluss auf den Gewinn haben, zeigen sich andere Tendenzen. Werden keine Abschaltkosten erhoben und exemplarisch die Wärmeerlöse von 8,7 auf 17,5 ct/kW<sub>th</sub> verdoppelt, lassen sich die absoluten Gewinne je Leistungsstufe gemäß Abbildung 50 darstellen. Ergänzend wird in Abbildung 51 der Gewinn pro Energie für das gleiche Szenario dargestellt, da es sich hier um die normierte Auswahlgröße der intelligenten Steuerung handelt. Es wird ersichtlich, dass alle Kombinationen bei jeder Leistungsstufe einen Gewinn verzeichnen. So lässt sich bei Volllast aller Aggregate ein Gewinn von 28 € pro Stunde bzw. 30 Ct/kWh erzielen. Zudem zeigt der Kessel, anders als in den vorherigen Grafiken, in Abbildung 50 eine positive Steigung mit zunehmender Leistung trotz sinkendem Wirkungsgrad. Parallel nimmt die Steigung der Gewinne von den BHKWs stark zu, da auch die erzeugte Wärme dieser Erzeuger höhere Erlöse zugeordnet bekommt. Auch hier wird BHKW 1 bis 77 kW und BHKW2 ab 78 kW bevorzugt. Relativ betrachtet sind die BHKWs weiterhin wirtschaftlicher als der Kessel.

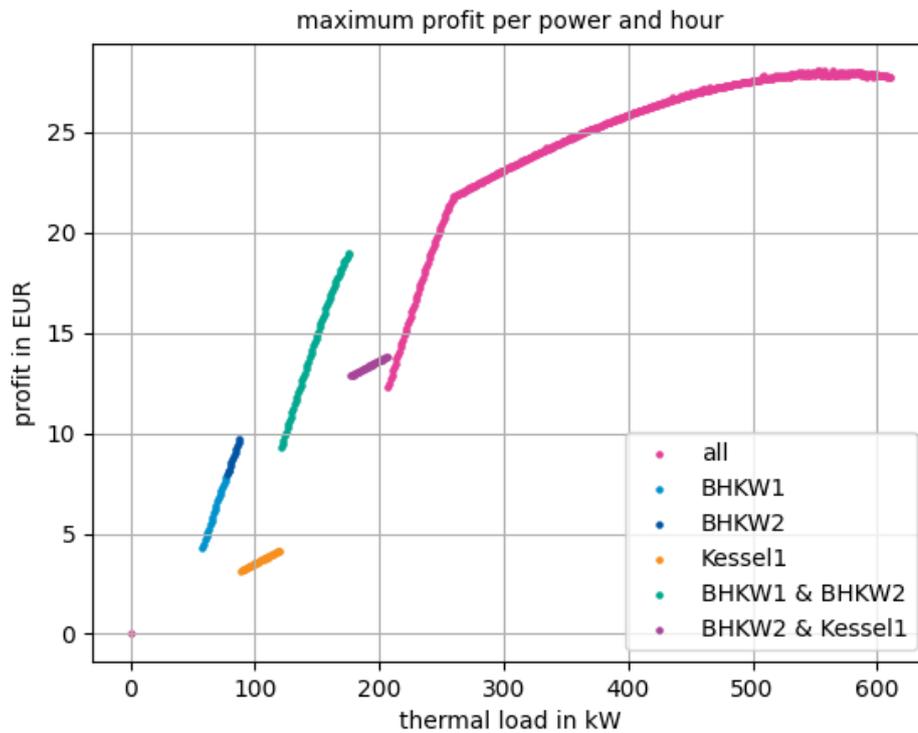


Abbildung 50: Maximaler Profit in Abhängigkeit von der thermischen Leistung. Es werden keine An- und Abschaltkosten aufgeschlagen. Der Wärmeerlös wird von 8,7 auf 17,5 Ct/kWh verdoppelt. Es zeigt sich, dass der Kessel einen Positivtrend aufweist und alle Kombinationen Gewinne erzielen. Die Steigung der BHKWs ist weiterhin höher als die des Kessels.

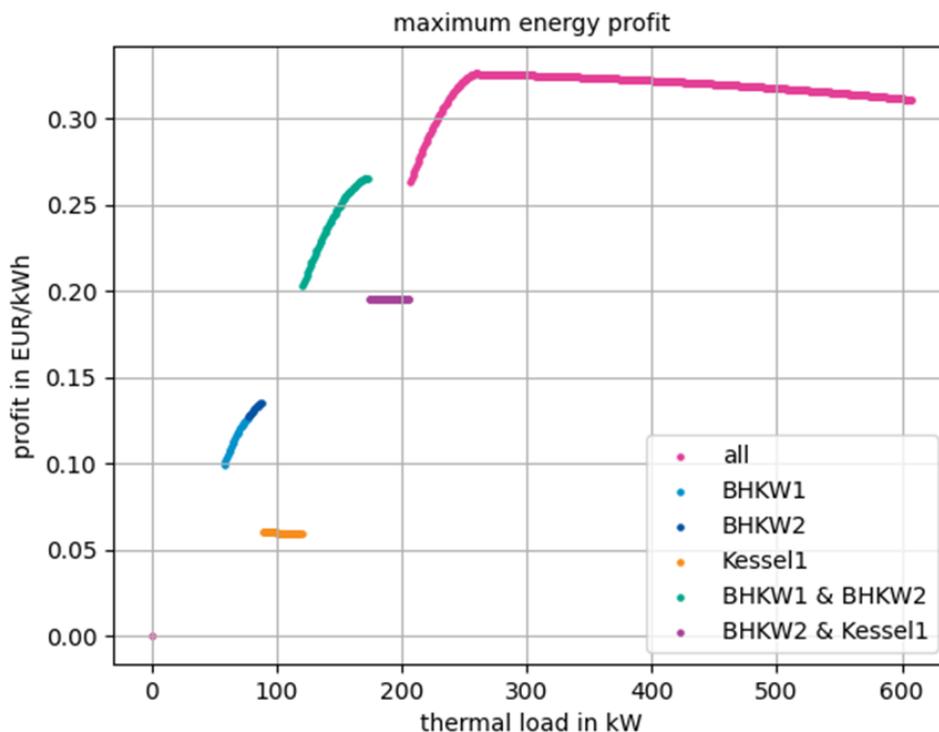


Abbildung 51: Maximaler relativer Profit je erzeugter Kilowattstunde thermischer Energie für das Gesamtsystem bei verdoppelten Wärmeerlösen. Durch den höheren Wärmeerlös nehmen die Gewinne mit zunehmender Leistung zu. Lediglich der Kessel hat weiterhin eine negative Gewinnsteigerung mit zunehmender Leistung.

Eine weitere Variation kann in der Erhöhung der Vergütung für den erzeugten Strom in Form des KWK-Index erfolgen. Wird der Faktor von 23,5 auf 47 ct/kW<sub>el</sub> verdoppelt, lässt sich der Gewinn gemäß Abbildung 52 sowie der Gewinn pro Energie in Abbildung 53 darstellen. In der ersten Grafik wird ersichtlich, dass die Leistungsspektren, in denen alleinig die BHKWs Wärme erzeugen, eine höhere Steigung aufweisen als bei der Verdopplung des Wärmeerlöses. Hier zeigt sich ein maximaler Gewinn von ca. 28 € pro Stunde bei Volllast beider BHKWs bzw. ein energetischer Gewinn in Höhe von 32 ct/kWh (vgl. Abbildung 53). Jegliche Kombinationen, bei denen der Kessel involviert ist, zeigen gegenüber Abbildung 50 keine Veränderung hinsichtlich der Gewinnsteigung, da dieser Wärmeerzeuger keinerlei Stromerlöse generiert. Bei Kombinationen von dem Kessel und den BHKWs liegen die Gewinne absolut betrachtet höher, wengleich ab 259 kW die negative Tendenz des Kessels zu Buche schlägt. So resultiert aus der Unwirtschaftlichkeit des Kessels bei Volllast aller Anlagen erneut ein Verlust von knapp 3 € pro Stunde. Zudem fällt auf, dass BHKW 1 grundsätzlich gegenüber BHKW 2 bevorzugt wird, was dem höheren Stromoutput geschuldet ist. Beim Gewinn pro Energie sehen die Kombinationen der Aggregate je Leistungsstufe ähnlich aus wie bei der Betrachtung der absoluten Gewinne und es werden grundsätzlich positive Gewinne erzielt, sofern der Kessel nicht allein betrieben wird. Dennoch wird ersichtlich, dass der Kessel aufgrund der Normierung weiterhin einen negativen Trend aufweist. Der höchste Gewinn pro Energie wird bei 258 kW mit ca. 35 ct/kWh erzielt.

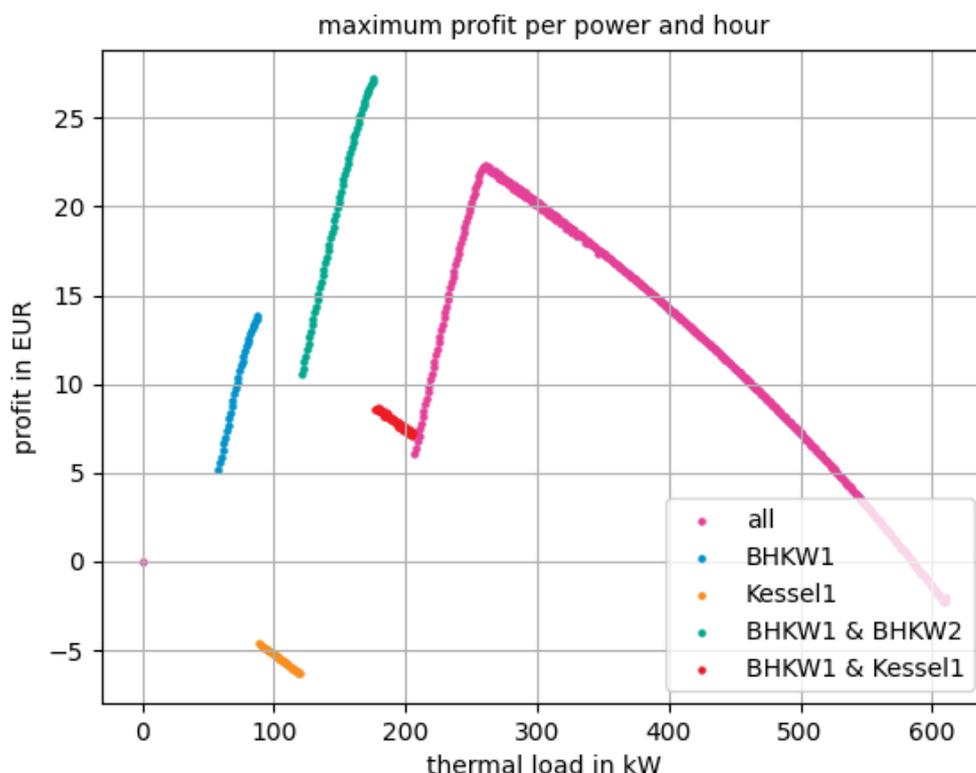


Abbildung 52: Maximaler Profit in Abhängigkeit von der thermischen Leistung. Es werden keine An- und Abschaltkosten aufgeschlagen. Der KWK-Index-Erlös wird von 23,5 auf 47 Ct/kW<sub>el</sub> verdoppelt. Es zeigt sich, dass der Kessel weiterhin einen Negativtrend aufweist. Die Steigung der BHKWs steigt deutlich auf maximale Profite von ca. 28 €/h. Sogar Kombinationen mit Kessel werden dadurch wirtschaftlich.

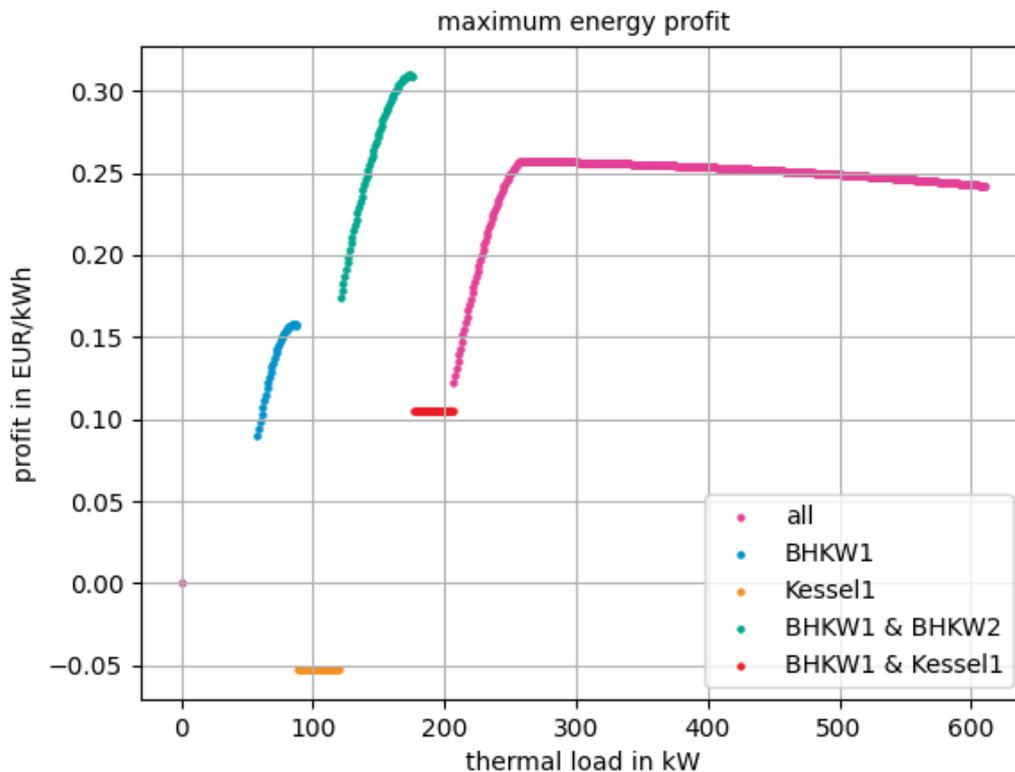


Abbildung 53: Maximaler relativer Profit je erzeugter Kilowattstunde thermischer Energie in Abhängigkeit von der thermischen Leistung. Es werden keine An- und Abschaltkosten aufgeschlagen. Der KWK-Index-Erlös wird von 23,5 auf 47 Ct/kWh verdoppelt. Es zeigt sich, dass der Kessel weiterhin einen Negativtrend aufweist. Die Steigung der BHKWs steigt deutlich auf maximale Profite von ca. 30 Ct/kWh. Sogar Kombinationen mit Kessel werden dadurch wirtschaftlich. BHKW1 wird aufgrund des höheren elektrischen Wirkungsgrades ggü. BHKW2 bevorzugt.

Wie hoch die maximalen Gewinne je angefragte Leistung ausfallen, hängt von zahlreichen Inputparametern ab, die z. B. anhand von Verträgen und politischen Rahmenbedingungen gesetzt werden. Aus diesem Grund sind die hier aufgeführten Werte speziell für das vorliegende Quartier sowie dem zugehörigen Zeitraum des vierten Quartals 2022 gültig. Werden hingegen Inputparameter eines anderen Quartals gewählt, bei denen die Erdgaskosten, die Instandhaltungskosten von BHKW 2 und der Wärmeerlös erhöht sowie der KWK-Index verringert wurde, ergibt sich der maximale Gewinn pro Energie des Gesamtsystems nach Abbildung 54. Es wird ersichtlich, dass BHKW 2 wirtschaftlicher als BHKW 1 und der Kessel ist. Der Gas-Brennwertkessel ist wiederum wirtschaftlicher als BHKW 1, sodass innerhalb seines Leistungsspektrums Kombinationen vorgezogen werden. Erst wenn der Kessel seine Nennleistung in Höhe von 435 kW erreicht, werden die BHKWs sukzessive zugeschaltet. Weiterhin auffällig ist, dass jede Kombination negative Gewinne pro kWh aufweist. Dies könnte ein Hinweis für einen grundsätzlich unwirtschaftlichen Betrieb auf Basis der Vergütungs- und Kostenfaktoren der Betreiber sein. Derartige Ergebnisse lassen die Option zu, dass Betreiber mithilfe der intelligenten Steuerung sowohl rückwirkend als auch bei der Planung eines Quartiers Optimierungsmaßnahmen vornehmen können.

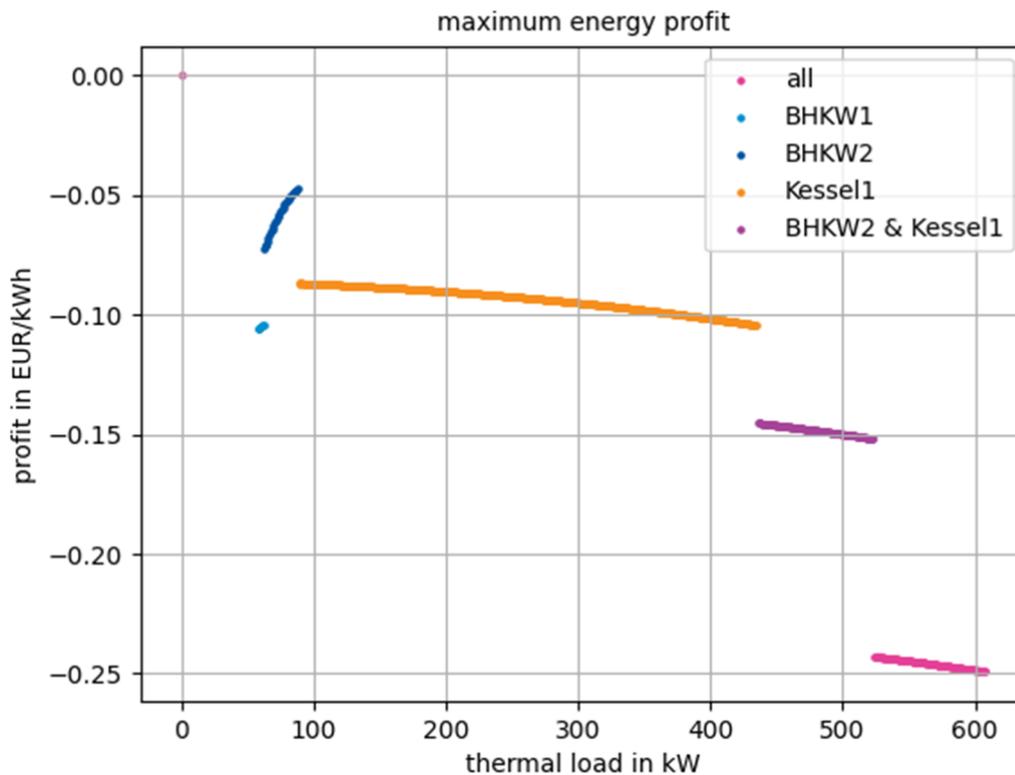


Abbildung 54: Maximaler Profit je erzeugter Kilowattstunde thermischer Energie in Abhängigkeit von der thermischen Leistung und von Inputparametern eines anderen Zeitraumes. Es werden keine An- und Abschaltkosten aufgeschlagen. In diesem Fall sind jegliche Gewinne pro kWh negativ. Der Kessel ist wirtschaftlicher als BHKW1, sodass viele Leistungsstufen durch ihn allein gedeckt werden. Erreicht er seine Nennleistung wird BHKW2 und zuletzt BHKW1 hinzugeschaltet.

Mit dem Vergleich der Abbildung 38 und Abbildung 54 wird deutlich, dass jedes Quartier und die zugehörige Energiezentrale von diversen Faktoren abhängen und sich mit jedem variierenden Parameter neue Optimierungsaufgaben ergeben. In weiteren Untersuchungen ist zu überprüfen, inwieweit weitere Kosten und Erlöse je nach Anlagenart integriert werden müssen, um sich den Werten der realen Abrechnung anzunähern und eine erwünschte Betriebsweise der vorliegenden Aggregate zu erreichen. Hierzu zählen beispielsweise die Integration der Bepreisung von Anlagenverschleiß (zusätzlich zu Start- und Stoppkosten) sowie die Integration der Leistungspreisminimierung, der durch die maximale jährliche Gasspitze definiert wird. Hinzu kommt die Integration von Wärmeverlusten innerhalb des Verteilnetzes, da die erzeugte Wärme nicht exakt der abgenommenen Wärme entspricht und folglich den Wärmeeerlös drosselt. Eine weitere Position bildet die Betrachtung des Wertes von der Wärme, die im Speicher geladen ist. So ist ein leerer Speicher nach aktuellem Stand preislich gleichwertig mit einem voll beladenen Speicher. In weiteren Untersuchungen ist zu überprüfen, ob eine wirtschaftlichere Bewertung des vollen Speichers zweckmäßig ist. Weiterhin sind zusätzliche Bedingungen zu integrieren, um einen realen Anlagenbetrieb abzubilden. Dazu gehören die Integration von Wartungsverträgen mit zugehörigen Messungen der Betriebs- und Volllaststunden sowie die Integration von CO<sub>2</sub>-Kosten und Primärenergiefaktoren.

Final ist zu überprüfen, ob sich die thermische Leistung als Basis der wirtschaftlichen und energetischen Bewertung besser eignet als die Berechnung auf Basis von Temperaturen.

Grundsätzlich erscheinen die generierten Fahrweisen innerhalb des Projektes als plausibel, sodass die ökonomische Berechnung im EconomyPattern ihren Zweck erfüllt und als Basis für weitere Betrachtungen herangezogen werden kann.

## 10 Zahlenmäßiger Nachweis

Angefangen mit dem ambitionierten Ziel, die Energieversorgung ohne strukturelle technische Veränderungen softwaregestützt zu optimieren, begann die Entwicklung einer flexiblen Lösung für jegliche dezentrale Quartiere auf der „grünen Wiese“. Nachdem die nötige Theorie zusammengetragen und ein vielversprechendes Konzept erarbeitet wurde, wurden die Methoden und Algorithmen spezifiziert und entwickelt, ebenso die Datenbank- und Kommunikationsstruktur.

Mit Implementierung der Software im ersten Demonstrationsquartier, sollten mit zunehmender Komplexität weitere Quartiere ertüchtigt werden. Dabei sollten Verbesserungsschleifen und Neuentwicklungen parallel erfolgen. Leider war der Sprung vom bekannten Entwicklungsumfeld Labor in die reale Umgebung unerwartet groß. Neben unbekannter Variablen stellte der unvollständige Ausbaustand des Quartiers die Analytiken und Prozesse vor größere Herausforderungen. Ebenso erschwerten unvollständige Daten oder Störungen die Arbeit. Das verzögerte schnelle Erfolge, konfrontierte das Projektteam aber auch mit der Realität, weswegen schneller als geplant Modifikationen erarbeitet werden mussten. Aus diesem Grund und weil die anderen Quartiere nicht wie geplant zur Verfügung standen, wurde der Transfer auf komplexere Quartiere verworfen und teilweise auf das zur Verfügung stehende Quartier transferiert.

Dies hat zur Folge, dass entgegen der Planung die Abwärmenutzung nur theoretisch eingebunden werden kann. Der Mobilitätssektor wurde in der Projektlaufzeit nicht gesondert betrachtet, sondern nur theoretisch als variable Verbraucher in der Strom- oder Wasserstoffbilanz. Die Integration von Wärmepumpen, Solaranlagen, Brennstoffzellen und Kraftwärmekältekopplung ist theoretisch mit angedacht, aber nicht näher entwickelt. Des Weiteren lag der Fokus der Arbeit auf der automatisierten Generierung von Fahrplänen, weswegen die Entwicklung eines Expertensystems für Servicemitarbeiter sowie eine Projektierungsoberfläche zur Initialisierung zu kurz kam. Verbrauchsprofile der E-Ladeinfrastruktur konnte ebenfalls am Demonstrationsquartier in Schkeuditz nicht implementiert werden.

Wie Eingangs erwähnt waren die Projektziele sehr ambitioniert. Das Projekt hat erfolgreich für einen Wissenstransfer zwischen Energiewirtschaft, Energietechnik, EMSR-Technik und Informatik, insbesondere künstlicher Intelligenz, gesorgt. Im Ergebnisse sorgt die implementierte Lösung für einen Hohen Vernetzungsgrad verschiedener Bedarfsprofile, Erzeugungs- sowie Speichertechnologien und generiert durch neuartige Datenanalysen tiefgreifende Informationen und Wissen in Bezug auf die effiziente Steuerung einer dezentralen Energieversorgung. Durch den hohen Automatisierungsgrad der Lösung, kann eine Anlage kontinuierlich optimiert werden, wozu sonst mindestens ein Fachexperte für Betriebsführung notwendig ist. Neben einer Prädiktion des Wärmebedarfs und der Planung

der Wärmeversorgung, konnten auch Kosten und Erträge der Sparte Strom berücksichtigt werden, ebenso wie dynamische wirtschaftliche Änderungen, wie neue Gaspreise, Anpassung des KWK-Index oder variable Stromvergütungen. Das Modul ChangePattern sorgt für eine hohe Transparenz über den Speicher und sorgt mittels Speichersimulation für ein intelligentes Speichermanagement, wie es fortfolgend methodisch auch auf andere Speichertechnologien angewendet werden kann. Die Symbiose von technischen Betriebskosten wie Wartungen und Instandhaltungen, der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit sorgt für eine individualisierbare intelligente Steuerung, wie sie während der Projektlaufzeit keines anderen Marktpartners oder Konsortium bekannt wurde. Dabei ist die Lösung technologieoffen.

Die Marktreife konnte dennoch noch nicht ausgerufen werden. Dafür muss die Initialisierung der Software stärker standardisiert und anschließend automatisiert werden. Auch die Qualität der im Feld erhobenen Daten Bedarf einer Erhöhung. Ebenso muss im Rahmen der Steuerung zusätzlich auf die Zieldimension der CO<sub>2</sub>-Reduktion eingegangen werden. Heute wäre der Transfer auf eine neue Anlage zu personal- und damit kostenintensiv. Ebenso können weitere Anpassungen der Software notwendig sein, deren Aufwand dem Nutzen nicht gegenübersteht. Ungeachtet jeglicher Hürden wird Die Marktreife auch nach Projektende weiterhin angestrebt.

Denn die Entwicklung einer intelligenten Steuerung zur Optimierung von Energiesystemen mittels künstlicher Intelligenz (KI) ist von entscheidender Notwendigkeit und höchster Angemessenheit im Hinblick auf die aktuellen Herausforderungen im Energiebereich. Die steigende Nachfrage nach Energie, der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energiequellen und die Notwendigkeit, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu reduzieren, erfordern eine effiziente und nachhaltige Energieinfrastruktur. KI-basierte Systeme ermöglichen eine präzise Analyse von Energieverbrauchsdaten, Prognosen für zukünftige Bedarfe und eine dynamische Anpassung von Energieproduktion und -verteilung. Durch die intelligente Steuerung können Netzwerke effizienter betrieben, Engpässe vermieden und die Integration erneuerbarer Energien optimiert werden. Dies trägt nicht nur zur Stabilität der Energieversorgung bei, sondern fördert auch die wirtschaftliche Rentabilität und trägt zur Erreichung der Klimaziele bei. Angesichts dieser komplexen Anforderungen ist die Entwicklung einer KI-gesteuerten Optimierung von Energiesystemen unerlässlich und steht im Einklang mit den aktuellen Erfordernissen einer nachhaltigen Energiezukunft.

## 11 Verwertbarkeit

### 11.1 Wissenschaftliche Verwertbarkeit

Die im Verlauf des Projekts erarbeiteten Erkenntnisse haben einen unmittelbaren Einfluss auf die Weiterentwicklung der Forschungsprofilinie „Bauen und Energie“ an der HTWK und bieten eine solide Grundlage für weitere vertiefende Studien. Weiterhin stärken sie die Position der Hochschule als relevanten Akteur in der Forschungsgemeinschaft und heben den Beitrag der HTWK zur Lösung realer und anwendungsorientierter Problemstellungen hervor.

Insbesondere wurde durch die eingehenden Untersuchungen der Regression des SigLinDe-Profiles über die Methode der kleinsten Quadrate die Formulierung und Durchführung einer anspruchsvollen Masterarbeit ermöglicht. Zudem konnte der gewählte Regressionsansatz bereits für die Durchführung einer weiteren Abschlussarbeit im Bereich der Energieertragsanalyse von Photovoltaik-Anlagen herangezogen werden.

Die interdisziplinäre Zusammenarbeit der Projektmitglieder und die Nutzung moderner Forschungsmethoden haben zu hochwertigen, reproduzierbaren Ergebnissen geführt, die in verschiedenen wissenschaftlichen Kontexten Anwendung finden können. Die Veröffentlichung der konkreten Ergebnisse im Bereich der Wärmebedarfsprognose in renommierten Fachzeitschriften und die Teilnahme an relevanten Konferenzen sind geplante Schritte, um die wissenschaftliche Verwertbarkeit der Projektergebnisse weiter zu steigern.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Projekt nicht nur als eigenständige Forschungsleistung von Bedeutung ist und unmittelbare Auswirkungen auf die Lehre und Forschung an der Hochschule hat, sondern auch als Initiator für weiterführende wissenschaftliche Arbeiten dient.

### 11.2 Wirtschaftliche Verwertbarkeit

Durch die erfolgreiche Implementierung der Software in einem Quartier konnte eine substantielle Steigerung der Effizienz realisiert werden. Die Integration von Modulen zur Prädiktion, Speichersimulation und Erlösfunktion der Energiezentrale repräsentiert einen bedeutenden Fortschritt, um eine umfassende Transparenz über die Betriebsführung von Energiesystemen zu erlangen. Insbesondere erfordert das Modul zur Fahrweisengeneration eine Erweiterung um heuristische Methoden, um künftig die Minimierung von Prozesszeiten und -kosten zu ermöglichen. Zur Verbesserung der wirtschaftlichen Verwertbarkeit ist eine weitergehende Weiterentwicklung des Gesamtkonstrukts unabdingbar, um Implementierungskosten zu reduzieren. Das Forschungsprojekt hat somit substantielle Erkenntnisse geliefert, die einen signifikanten Fortschritt in Richtung einer autarken intelligenten Steuerung zur Optimierung dezentraler Energiesysteme darstellen. Diese gewonnenen Erkenntnisse bilden eine solide Basis, um diese innovative Lösung perspektivisch wissenschaftlich und wirtschaftlich breit verfügbar zu machen, um einen Mehrwert für sämtliche Akteure auf dem Markt zu generieren. Eine wirtschaftliche Verwertbarkeit ist heute noch nicht erreicht, wird aber in den nächsten Jahren angestrebt.

## 12 Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens

Im Verlauf des Forschungsprojektes zur Entwicklung einer intelligenten Steuerung für dezentrale Energiesysteme wurden über die verschiedenen Projektlaufzeiten hinweg zahlreiche Akteure identifiziert, die sich aus unterschiedlichen Fachbereichen im Weitesten dem Themenkomplex gewidmet haben. Eine detaillierte, spezifische Analyse gestaltete sich jedoch als herausfordernd, da eine umfassende Transparenz über die angewandten Methoden und entwickelten Lösungen nicht vorlag.

Generell lässt sich feststellen, dass diverse Marktteilnehmer aus den Bereichen Planung, Anlagenmonitoring und Netzanalysen bereits Lösungen anbieten, die das Forschungsziel des Projektes berühren. Diese Lösungsansätze reichen von Optimierungen in der Planung bis hin zu Methoden im Anlagenmonitoring. Im Bereich der Netzanalysen werden ebenfalls vielversprechende Ansätze verfolgt.

Des Weiteren ergab die Recherche, dass einige laufende Forschungsprojekte ihren Fokus auf spezifische Teilbereiche legen, die aber nicht dem Umfang des 4D-Vorhabens entsprechen. Hierbei handelt es sich beispielsweise um vertiefte Analysen im Bereich der dezentralen Energieerzeugung oder spezifische Optimierungsansätze für den Energieverbrauch.

Bemerkenswert ist, dass während der Untersuchung keine Informationen darüber gewonnen werden konnten, dass bereits jemand an der Entwicklung eines vollständig autonomen Systems arbeitet oder ein solches bereits realisiert hat – so wie es im 4D-Projekt angestrebt wurde. Dies könnte darauf hindeuten, dass die angestrebte vollständige Selbstständigkeit in der Steuerung dezentraler Energiesysteme noch weitgehend unerforscht ist oder dass diesbezügliche Entwicklungen bisher nicht öffentlich bekannt sind.

## 13 Veröffentlichungen

Geplant ist die Veröffentlichung der erzielten Ergebnisse unseres Forschungsvorhabens im Bereich der Wärmebedarfsprognose mittels Regression von SigLinDe-Profilen. Die gewonnenen Erkenntnisse sollen in renommierten Fachzeitschriften sowie auf relevanten wissenschaftlichen Konferenzen präsentiert werden. Durch diese Veröffentlichungen streben wir an, einen bedeutenden Beitrag zur Fachdiskussion zu leisten und die wissenschaftliche Gemeinschaft an den Erkenntnissen unseres Projekts teilhaben zu lassen.

# Literaturverzeichnis

## References

- [1] Fachmagazin BWK Energie: Ausgabe 01-02. *BWK* 2018, 70.
- [2] BWK Energie, Die vier ‚D-Trends‘ wirken immer deutlicher [Internet], BWK Energie, 2018 [modified 2020 Jan 21; cited 2023 Oct 27]. Available from: <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/digitalisierung/die-vier-d-trends-wirken-immer-deutlicher/>.
- [3] Babilon, L., Battaglia, M., Robers, M., Degel, M. et al., *Energy Communities: Beschleuniger der dezentralen Energiewende*, 2022.
- [4] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie, *BDEW/VKU/GEODE Leitfaden: Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*, Berlin 2022.
- [5] FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, *Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas*, 2015.
- [6] BHKW-Infozentrum, Üblicher Preis - Stromvergütung für eingespeisten KWK-Strom [Internet], 2023 [modified 2023 Oct 11; cited 2023 Oct 27]. Available from: [https://www.bhkw-infozentrum.de/wirtschaftlichkeit-bhkw-kwk/ueblicher\\_preis\\_bhkw.html](https://www.bhkw-infozentrum.de/wirtschaftlichkeit-bhkw-kwk/ueblicher_preis_bhkw.html).
- [7] Deutsche Bundesregierung, *Anreizregulierungsverordnung: ARegV*.
- [8] Deutsche Bundesregierung, *Stromnetzentgeltverordnung: StromNEV*.
- [9] ETM professional control GmbH, *Security Guideline SIMATIC: WinCC Open Architecture 3.18*, 2021.
- [10] Gläser, N., "Wartungswächter" Erarbeiten eines automatisierten Prüfprogramms zur Optimierung von Wartungsaufgaben im Bereich Wärmeerzeugungsanlagen. Analyse von Daten, Weiterverarbeitung und Programmentwicklung anhand verschiedener Fallbeispiele. Facharbeit, 2022.
- [11] InfluxData Inc., *Hardware sizing guidelines*.
- [12] Schwarz, H. R., Köckler, N., *Numerische Mathematik. Studium*, 8th Ed., Vieweg + Teubner, Wiesbaden 2011.
- [13] Open Data Bereich des Climate Data Center - Deutscher Wetterdienst [Internet], 2023 [modified 2023 May 11; cited 2023 May 11]. Available from: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/cdc/climate-data-center.html>.
- [14] Model Output Statistics-MIX (MOSMIX) - Deutscher Wetterdienst [Internet], 2023 [modified 2023 May 11; cited 2023 May 11]. Available from: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/met\\_verfahren\\_mosmix/met\\_verfahren\\_mosmix.html](https://www.dwd.de/DE/leistungen/met_verfahren_mosmix/met_verfahren_mosmix.html).