

Diplomarbeit
zur Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieur
der Studienrichtung Elektrotechnik
an der Technischen Universität Wien
über das Thema

Betriebswirtschaftlich optimale Wärme- und Stromversorgung eines
Stadtentwicklungsgebietes

eingereicht am
Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe
Begutachter: Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Johann Auer
Assistent: Dipl.-Ing. Andreas Fleischhacker
von

Dominik Mühlecker BSc.

Darwingasse 2
1020 Wien

Wien, Juni 2016

Abstract

Consumers need heat and electricity for the allocation of different energy services. Energy supply companies usually provide and distribute this heat and electricity, while it depends on the consumers to decide which energy services they ask for. The different technologies, which can provide certain energy services, compete against each other under most circumstances.

This work aims at identifying and understanding factors which have an influence on the optimal provision of heat and electricity to an urban development area, from an economical perspective. Therefore, a mixed-integer linear optimization model has been developed which calculates the cost-optimal distribution network structure, based on the energy consumption and the physical characteristics of a district. Under consideration of the revenues from the energy sales, the energy generation costs and the building and operation costs, the model calculates the distribution network development as well as the net present values for an economically optimal supply situation.

The model is applied to the region of Reininghaus, which is an area in the austrian city of Graz, and is configured with measured consumption data to evaluate the optimal solution under different scenarios. Regarding the profitability, the electricity and natural gas grids are showing the best prospects. The usage of heat pumps exhibits a positive effect on the profitability of the local energy infrastructure, contrary to local district heating and electricity generation which decreases the turnover of energy sales and distribution.

The profitability of the distribution networks largely depends on influence factors out of the utility companies' control. Natural gas distribution is very profitable in the moment due to the low price of natural gas on the market, the electricity supply will be pressured by distributed energy production and the district heating grid could be more competitive if the heat production costs would decrease. For further analysis, the distribution networks can be described in a technically more detailed way and the temporal resolution can be increased.

Kurzfassung

Endkunden benötigen Wärme und Strom zur Bereitstellung der verschiedenen Energiedienstleistungen. Üblicherweise werden Wärme und Strom von Energieversorgungsunternehmen zur Verfügung gestellt und über Verteilnetze verteilt, wobei es den Endkunden offen bleibt, welche Energiedienstleistung sie nachfragen. Dabei tritt in den meisten Fällen eine Konkurrenzsituation zwischen unterschiedlichen Technologien auf, die eine bestimmte Energiedienstleistung bereitstellen können.

Ziel dieser Arbeit ist es, die Auswirkung verschiedener Parameter und Einflussfaktoren auf die betriebswirtschaftlich optimale Versorgung eines Stadtentwicklungsgebietes mit Wärme und Strom zu untersuchen. Dazu ist ein gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsmodell erstellt worden, das auf Basis der Verbrauchsdaten sowie räumlicher Eigenschaften eines Stadtteils den kostenoptimalen Verteilnetzaufbau errechnet. Unter Berücksichtigung der Einnahmen aus dem Energieverkauf, der Energieerzeugungskosten, sowie der Bau- und Betriebskosten der Verteilnetze werden der Graph und die Kapitalwerte für den betriebswirtschaftlich optimalen Netzaufbau ermittelt.

Das Modell wird auf das Gebiet Reininghaus der Stadt Graz angewendet, mittels gemessener Verbrauchsdaten konfiguriert und bezüglich verschiedener Szenarien untersucht. Es zeigt sich, dass das Strom- und Erdgasnetz die höchste Rentabilität aufweisen. Der Einsatz von Wärmepumpen hat einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der lokalen Energieinfrastruktur, im Gegensatz dazu verringert lokale Energieproduktion den Umsatz aus Energieverkauf und -verteilung.

Die Rentabilität der Verteilnetze hängt sehr stark von Einflussfaktoren ab, die sich nicht im Einflussbereich des Versorgungsunternehmens befinden. Die Erdgasversorgung profitiert im Moment sehr stark von den geringen Einkaufspreisen, die Stromversorgung kann durch lokale Energieproduktion stark unter Druck geraten und das Fernwärmenetz kann durch Verringerung der Erzeugungskosten konkurrenzfähiger werden. Weitere Analysemöglichkeiten ergeben sich durch eine detailliertere technische Beschreibung der Verteilnetze und einer Erhöhung der zeitlichen Auflösung.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	iii
Kurzfassung	iv
1 Einleitung	1
1.1 Zentrale Fragestellung	2
1.2 Methodik	2
1.3 Aufbau dieser Arbeit	3
2 State of the Art	5
2.1 Überblick über Forschungsergebnisse im Bereich der Rentabilität und Konkurrenz von Energienetzen	5
2.2 Wissenschaftlicher Beitrag dieser Arbeit	8
3 Methode	9
3.1 Modellaufbau und Modellvariablen	9
3.2 Mathematisches Optimierungsmodell	13
3.3 Skalierung und Validierung	18
3.4 Szenariendefinition	24
4 Ergebnisse	31
4.1 Referenzszenario	31
4.1.1 Kein Einsatz von Wärmepumpen	31
4.1.2 Einsatz von Wärmepumpen	34
4.2 Einsatz von lokaler Fernwärmeerzeugung	37
4.3 Beschränkung auf Strom- und Fernwärmenetz	40
4.4 Variation des Wärmepumpeneinsatzes	41
4.5 Variation des Photovoltaikeinsatzes	45
4.6 Einführung einer CO ₂ -Emissionsgrenze	47
4.6.1 Entwicklung der Kapitalwerte	48

Inhaltsverzeichnis

4.6.2	Entwicklung der Schattenpreise	54
5	Synthese der Ergebnisse	59
6	Schlussfolgerung	63
	Literatur	67

1 Einleitung

Es gibt für Haushalte, Gewerbe oder Industrie viele verschiedene Möglichkeiten, um ihren Energiebedarf zu decken. Elektrische Energie wird immer noch überwiegend durch das Stromnetz bereitgestellt, wobei jedoch lokale, dezentrale Erzeugungseinheiten wie Photovoltaik und zukünftig auch Batterien als Pufferspeicher, einen immer größeren Stellenwert einnehmen. Zur Deckung der Wärmenachfrage stehen wiederum eine große Bandbreite an Technologien zur Verfügung.

Aus Energieversorgersicht können die Kunden entweder direkt, mit aus der Abwärme ihrer kalorischen Kraftwerke gewonnen Wärme, über ein Fernwärmenetz versorgt werden oder es kann über ein Erdgasnetz der benötigte Brennstoff für die lokale Wärmeproduktion geliefert werden. Verbraucher können auch selbst ihre Energie mittels Heizanlagen erzeugen, welche Wärmeenergie lokal durch Verbrennung von Heizöl, Holz-Pellets oder anderen kalorischen Energieträgern, für den Haushalt bereitstellt und eine weitere sehr vielversprechende Technologie, welche es ermöglicht, Wärmeenergie aus dem Erdreich bzw. der Umgebungsluft zu gewinnen, sind Wärmepumpenanlagen.

Über all diesen Erzeugungs- und Verteilsystemen steht das Thema des Klimawandels. CO₂-Emissionen und andere Schadstoffe haben sowohl globalen als auch lokalen Einfluss auf unsere Umwelt und eines der wichtigsten Ziele unserer Gesellschaft ist es, eine saubere und stabile Energieversorgung sicherzustellen. Die Energieversorgungsunternehmen befinden sich im Zentrum dieses sehr dynamischen Umfeldes, sind allerdings aufgrund der Struktur ihrer Geschäftstätigkeit dazu gezwungen, große Investitionen in Energieverteilungsnetze tätigen zu müssen, welche wiederum eine lange Amortisationsdauer aufweisen. Als wirtschaftlich orientiertes Unternehmen stellt sich nun die Frage, wie sich das Zusammenspiel der Technologien in Zukunft darstellen

1 Einleitung

wird und wie die betriebswirtschaftlich optimale Energieversorgung eines Gebietes bewerkstelligt werden kann.

1.1 Zentrale Fragestellung

Die Aufgabe dieser Diplomarbeit ist es, ein Optimierungsmodell für eine betriebswirtschaftlich optimale Energieversorgung eines Stadtentwicklungsgebietes zu erstellen. Es werden Strom-, Fernwärme- und Erdgasnetz, sowie die Konkurrenz und Synergien dieser Versorgungsmöglichkeiten, berücksichtigt. Dabei soll der Einfluss verschiedener Kriterien auf den optimalen Netzausbau untersucht werden. Das Modell soll dazu in der Lage sein:

- Den räumlichen Strom- und Wärmebedarf eines Stadtentwicklungsgebietes und die damit verbundenen Kosten und Einnahmen wiederzugeben,
- den optimalen räumlichen Aufbau von Strom-, Fernwärme- und Erdgasnetzen zu berechnen,
- den möglichen Einsatz verschiedener lokaler Erzeugungstechnologien zu berücksichtigen und
- die betriebswirtschaftlich optimale Versorgung aus Sicht des Energieversorgungsunternehmens zu berechnen.

1.2 Methodik

Die betriebswirtschaftlich optimale Versorgung stellt ein Optimierungsproblem dar, in dem die Einnahmen aus dem Verkauf der Energie maximiert und die Kosten der Erzeugung und des Netzausbaus minimiert werden sollen. Hierzu wird als Metrik der Kapitalwert des gesamten Versorgungssystems verwendet. Das heißt, die Investitionen werden im Zeitpunkt Null getätigt und zukünftige Einnahmen werden auf diesen Punkt hin abgezinst. Das Optimierungsmodell beinhaltet einerseits stetige Funktionen, wie die Baukosten der Leitungen und andererseits auch diskrete Entscheidungen, beispielsweise ob diese Leitung zwischen zwei spezifischen Lastknoten auch wirklich gebaut wird. Deshalb wird das Modell als gemischt-ganzzahliges lineares Problem formuliert und gelöst.

Die Formulierung des Modells erfolgt dabei in Matlab mit Hilfe der Modellierungssprache YALMIP¹ und zur Lösung des Problems wurde der Solver Gurobi² eingesetzt. Geographische Daten wurden aus OpenStreetMap³ exportiert und mittels des Programms QGIS⁴ verarbeitet. Für den Energieverbrauch wurden gemessene Verbrauchsdaten aus dem Infraplan-Projekt⁵ der TU Graz verwendet.

1.3 Aufbau dieser Arbeit

Der Aufbau dieser Arbeit gliedert sich in 6 Kapitel:

- Kapitel 2 gibt einen Überblick über Forschungsergebnisse im Bereich der Rentabilität und Konkurrenz von Energienetzen und beschreibt die Ausgangslage dieser Arbeit.
- Kapitel 3 beschreibt die Modellerstellung. Dies beinhaltet die Beschreibung des mathematischen Modelles an sich, sowie die zur Konfiguration herangezogenen Parameter und deren Herkunft. Weiters wird auch behandelt wie die geographische Dimension des Netzausbaus in das Optimierungsmodell einfließt. Am Ende des Kapitels werden die zu untersuchenden Szenarien erläutert.
- Kapitel 4 beschreibt die Ergebnisse, welche durch Anwendung des Modells und der Variation verschiedener Parameter, erzielt wurden. Es werden dabei Trends und Aussagen innerhalb der Szenarien abgeleitet, sowie Vergleiche zu den Lösungen alternativer Konfigurationen gezogen. Den zentralen Punkt der Beschreibung, stellt immer die Auswirkung der Parametrierung des Modells auf das Energieversorgungsunternehmen dar.
- In Kapitel 5 werden die Resultate zusammengefasst, diskutiert und interpretiert.

¹Löfberg, 2004.

²Gurobi Optimization, 2015.

³OpenStreetMap, 2015.

⁴QGIS Development Team, 2009.

⁵Rainer Ernst, 2015.

1 Einleitung

- Kapitel 6 schließt die Arbeit mit Schlussfolgerungen ab, die sich aus den Ergebnissen gewinnen lassen. Es wird weiters ein Ausblick über zusätzliche Punkte und mögliche Erweiterungen des Modells gegeben, welche im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt werden konnten.

2 State of the Art

Die Versorgung der Verbraucher mit Energie war früher ein relativ unkompliziertes Unterfangen. Elektrische Energie wurde in großen Kraftwerken zentral erzeugt und Wärme wurde entweder durch Erdgas, Heizöl oder andere Brennstoffe bereitgestellt. Mittlerweile bewegen sich die Energieversorger und Netzbetreiber allerdings in einem sehr dynamischen Umfeld. Fernwärme ist von der Politik sehr gerne gesehen und wird von den Kraftwerksbetreibern dazu benutzt, den Wirkungsgrad der kalorischen Kraftwerke noch weiter zu steigern. Erdgas befindet sich, bedingt durch die momentane geopolitische Situation, auch auf einem sehr niedrigen Preisniveau und macht somit den erneuerbaren Energien starke Konkurrenz. Diese erneuerbaren Erzeugungstechnologien verändern wiederum den kompletten Markt im Bereich von Strom und Wärme, indem sie einerseits den Wärmeverbrauch von den statischen Energienetzen weggleiten und andererseits, indem sie volatile elektrische Erzeugung, mit kurzfristigen Stromgestehungskosten von 0 €/MWh, bereitstellen. All diese Erzeugungs- und Verteiltechnologien befinden sich in einem Spannungsfeld miteinander. Sie stehen in Konkurrenz, können aber auch Synergien nutzen. Eine ganzheitliche Sicht auf den Energiemarkt und die Energieversorgung wird in Zukunft immer wichtiger.

2.1 Überblick über Forschungsergebnisse im Bereich der Rentabilität und Konkurrenz von Energienetzen

Ancona u. a., 2014 zeigt eine Möglichkeit für die Analyse von Fernwärmenetzen. In dieser Arbeit wurde eine Software entwickelt, welche es möglich macht, Fernwärmenetze zu designen und zu analysieren. Hierfür wurde der Todini-Pilati-Algorithmus mit den Darcy-Weisbach-Gleichungen angewendet. Der Todini-Pilati-Algorithmus ist eine Gradientenmethode, die es erlaubt, ein

2 State of the Art

hydraulisches Netzwerk sehr genau zu beschreiben und zu analysieren. Die verwendeten Darcy-Weisbach-Gleichungen beschreiben die Druck- und Energieverluste in einem Rohrleitungsstück. In diesem Paper wird eine sehr umfangreiche und genaue Optimierung dargestellt, welche allerdings nur ein Energienetz berücksichtigt. Das entwickelte Programm benötigt viele Konfigurationsparameter, vom Verbrauch der Lastknoten, über die Erzeugungseinheiten, hin zur genauen Beschaffenheit der Leitungen (Rauigkeit, ...). Dadurch lässt sich eine sehr detaillierte Analyse erstellen, welche allerdings auch die Kenntnis sehr detaillierter Bauparameter voraussetzt.

Wie nun eine mögliche Expansion der Fernwärmeversorgung auf Staatsebene aussieht, wurde in Nielsen und Möller, 2013 untersucht. Es wurde auf Basis von Daten aus Dänemark ermittelt, wie und unter welchen Voraussetzungen Fernwärme profitabel eingesetzt und die vorhandenen Versorgungsnetze erweitert werden können. Hierbei berücksichtigten die Forscher Parameter, wie die unterschiedlichen Erzeugungseinheiten, die räumliche Verteilung und die Dichte der Besiedelung. Sie kamen zum Schluss, dass die Grenzen der Fernwärme durch die Transportkosten über die Versorgungs- und Verteilungen definiert werden. Die Analyse der räumlichen Verteilung von Verbrauchern und Erzeugern hat somit oberste Priorität.

Zur gleichen Schlussfolgerung kommen auch Persson und Werner, 2011. Sie kommen zum Ergebnis, dass eine Fernwärmeabdeckung von 60% in dicht verbauten Städten erreichbar und profitabel ist. Weiters zeigen sie aber auch sehr klar auf, dass der Trend in Richtung Verringerung des Wärmeverbrauchs geht (verbesserte Wärmedämmung für Wohngebäude, effizienzsteigernde Maßnahmen speziell im Service-Sektor) und dies ein großes Problem für die Fernwärmeversorgung darstellen wird.

In Dodds und McDowall, 2013 wird die Zukunft des Erdgasnetzes in Großbritannien analysiert. Es wurden hier neben den Ausbaumöglichkeiten auch Investitionen in die Erneuerung von Betriebsmitteln untersucht und weitere zukünftige Geschäftsmöglichkeiten aufgezeigt. Ihre Analyse kommt zu dem Schluss, dass Erdgasnetze unter sehr starken wirtschaftlichen Druck geraten werden und es daher wichtig ist, frühzeitig alternative Einnahmequellen zu finden. Bio-Methan und Wasserstoffinjektion wurde als Möglichkeit in Betracht gezogen und als wenig zukunftssträftig eingestuft. Als beste Möglichkeit erachten sie den Umbau in ein Wasserstoff-Versorgungsnetz, um überschüssige

2.1 Überblick über Forschungsergebnisse im Bereich der Rentabilität und Konkurrenz von Energienetzen

elektrische Energie zu speichern. Durch die Insellage Großbritanniens und den starken Ausbau der Windkraft werden gute Einnahmemöglichkeiten erwartet.

Auch im Bereich der Stromnetze wird das bisherige Gefüge durch neue Technologien und erneuerbare Energien verändert. Nejadfard-Jahromi, Rashidinejad und Abdollahi, 2015 zeigt eine gute Möglichkeit, wie der optimale elektrische Verteilnetzaufbau unter Berücksichtigung des Einsatzes von Smart Grids analysiert werden kann. Dieses Paper war eine große Inspiration für die Erstellung des Optimierungsmodells.

Die Papers Niemi, Mikkola und Lund, 2012 und Schulze, Gašparović und Lee, 2010 untersuchen beide den Bereich "Multi-Energy-Network-Flow". Niemi, Mikkola und Lund, 2012 berücksichtigen hier nur bereits bestehende Strom- und Fernwärmenetze und analysieren, wie überschüssige Windenergie durch Verwendung von Kopplungstechnologien, zur Energieversorgung eingesetzt werden kann. In den Referenzszenarien erreichen sie Steigerungsmöglichkeiten an Windenergie von 70 % bis zu 200 %, indem ein stabiler Betrieb des Netzes, durch Einsatz von Electricity2Heat-Technologien (Wärmepumpen in Haushalten und Wärmespeicher auf Fernwärmenetzebene), immer noch gewährleistet ist.

Schulze, Gašparović und Lee, 2010 untersuchen ebenfalls einen ganzheitlichen Versorgungsansatz. Als Grundlage dieser Arbeit steht die Aussage: "Warum sollte man die Energienetze nur separat betrachten, wenn man das Gesamtsystem, inklusive Koppelungstechnologien, optimieren kann!" Der Fokus ist hier auf die Preisgestaltung gelegt und sie kommen zum Ergebnis, dass technologieabhängige, variable Netzpreise einen positiven Einfluss auf den Energiefluss des Netzes haben. Ein Haushalt mit Photovoltaikanlage und Batterie als Zwischenspeicher belastet das Netz weniger als ein Haushalt nur mit PV-Erzeugung. Dieser Unterschied sollte auch durch die Netzkosten wiedergegeben werden.

Der Fokus bisheriger Arbeiten in diesem Bereich richtet sich hauptsächlich auf zwei unterschiedliche Aspekte. Die erste Betrachtungsweise ist eine sehr detaillierte Beschreibung (besonders aus mechanischer, hydraulischer oder Stabilitätssicht) einzelner Energienetze, um das optimale Design und den optimalen Ausbau zu untersuchen. Der zweite Aspekt betrifft die Kopplung von verschiedenen Energienetzen. Hier werden aber größtenteils die Auswirkungen

2 State of the Art

auf andere Systemparameter, wie die Stabilität in einem Stromnetz oder die Menge an volatiler Windkraft die im Gesamtsystem eingesetzt werden kann, analysiert. In dieser Arbeit wird nun untersucht, wie sich das Zusammenspiel unterschiedlicher Energienetze einerseits auf die Versorgung eines Gebietes und andererseits auf die wirtschaftliche Situation eines Energieversorgers und Netzbetreibers auswirkt.

2.2 Wissenschaftlicher Beitrag dieser Arbeit

Im Rahmen dieser Arbeit wird die betriebswirtschaftlich optimale Wärme- und Stromversorgung eines Stadtentwicklungsgebietes aus Sicht eines Energieversorgers und Netzbetreibers untersucht. Am Ausgangspunkt des Modells ist daher noch keine Infrastruktur vorhanden und die komplette Versorgungsstruktur kann frei ausgebaut werden. Es wird ein gemischt-ganzzahliger Optimierungsansatz genutzt, um die bestmögliche Lösung unter Berücksichtigung des Strom-, Erdgas- und Fernwärmenetzes berechnen zu können.

Sowohl Netz-, als auch Energiekosten, werden berücksichtigt und die Verwendung eines realen Gebietes mit gemessenen Verbrauchsdaten erhöht die Aussagekräftigkeit der Ergebnisse. Ein besonderes Augenmerk wird auf die räumliche Verteilung gelegt. Die Siedlungsstruktur, die Dichte der Bebauung sowie auch die Art der Bebauung, werden in der Verbrauchsaggregation berücksichtigt. Durch Verwendung der spezifischen Lastprofile ist es möglich, die maximale Spitzenlast realitätsnah abzuschätzen und somit die Belastung der Versorgungsleitungen in das Ergebnis einfließen zu lassen.

Das Optimierungsmodell kann für unterschiedliche Szenarien genutzt werden. Es kann bereits bestehende Infrastruktur berücksichtigt werden, Emissionsberechnungen und -beschränkungen können durchgeführt werden und auch die geologischen Gegebenheiten sind variabel zu konfigurieren. Diese und noch weitere Konfigurationen sind durch ein wandelbares Modell sichergestellt worden. Politische Entscheidungen und Vorgaben haben immer noch sehr großen Einfluss auf die Energieversorger und Netzbetreiber und deshalb sind auch diese Prozesse im Programm abbildbar.

3 Methode

3.1 Modellaufbau und Modellvariablen

Die Aufgabe des Optimierungsmodells ist es, den betriebswirtschaftlich optimalen Versorgungsnetzaufbau für ein neues Stadtentwicklungsgebiet, aus Sicht eines Energieversorgers und Netzbetreibers, zu finden. Ideen für die Erstellung dieses Modells wurden besonders aus den Arbeiten Niemi, Mikkola und Lund, 2012 und Nejadfard-Jahromi, Rashidinejad und Abdollahi, 2015 bezogen.

Zur Veranschaulichung des Modells und als Basis der verschiedenen Szenarien, wurde auf Grund der guten Datenlage das Gebiet Reininghaus der Stadt Graz ausgewählt. Dieser Stadtteil wurde im Geoinformationsprogramm QGIS¹ nachgebildet und die Wohnhäuser, sowie die Gewerbe- und Industriebetriebe, wurden mit den gemessenen Energieverbrauchsdaten aus dem Infraplan-Projekt² konfiguriert. Die Auflösung dieses Modells ist sehr rechenaufwändig, deshalb wurden, um die Laufzeit des Programms in einem erträglichen Rahmen zu halten, insgesamt 111 Lastknoten erstellt. Sie repräsentieren den aggregierten Gesamtverbrauch des umgebenden Gebietes. Als weitere Maßnahme wurde verfügt, dass Verbindungsleitungen nur zwischen benachbarten Lastknoten gebaut werden können.

Ein großer Vorteil des Gebietes Reininghaus ist es, dass verschiedenste bauliche Strukturen darin vorhanden sind. Dünne Besiedelung mit Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern, dichte Besiedelung mit Wohnblöcken und Blockrandbebauung, sowie Gewerbe- und Industriegebiete in kleinem und größerem Maßstab sind alle in diesem Stadtteil präsent. Die Verwendung einer realen Umgebung mit diesen sehr unterschiedlichen Strukturen, ist vorteilhaft für

¹QGIS Development Team, 2009.

²Rainer Ernst, 2015.

3 Methode

die Aussagekräftigkeit der Ergebnisse. Für den Energieversorger und Netzbetreiber wird vorausgesetzt, dass er alle drei verschiedenen Versorgungsnetze, Strom-, Erdgas- und Fernwärmenetz, betreiben würde. Als Einnahmen werden, bedingt durch die geographische Lage, die Kundenpreise exklusive Umsatzsteuer für Strom³ und Erdgas⁴ der Energie Steiermark verwendet. Für die Fernwärme⁵ wird ein Tarif des lokalen Anbieters, der Energie Graz, herangezogen.

Als Ausgaben stehen einerseits die Investitionskosten für den Bau der Versorgungsnetze, diese enthalten einen längenabhängigen Fixanteil, sowie einen variablen Anteil, der die maximale Spitzenlast miteinbezieht und andererseits die Betriebskosten der Leitungen, sowie die Erzeugungskosten der verschiedenen Energieformen. Dazu werden für die elektrische Energie⁶ und das Erdgas⁷ die Spotmarktpreise von 2015 herangezogen. Ein größeres Problem war es, die spezifischen Erzeugungskosten für Fernwärme festzulegen. Für diese wurde angenommen, dass sie mittels eines neuen Erdgaskessels erzeugt wird. Durch den Erdgasverbrauch unter Einbeziehung des Wirkungsgrades und den Annuitäten der Investitionskosten wurden die Fernwärmeerzeugungskosten berechnet.

Als Entscheidungsgröße wird der Kapitalwert des Gesamtsystems verwendet. Zur Berechnung dessen werden im ersten Schritt die Investitionskosten des Netzausbaus herangezogen. Diese Kosten fallen im Zeitpunkt Null an. Dem gegenübergestellt werden die Einnahmen durch den Energieverkauf über die drei unterschiedlichen Versorgungsnetze. Als spezifische Einnahmen gelten hier die Kundenpreise exklusive Umsatzsteuer, abzüglich der Betriebskosten der Netze und der Erzeugungskosten der Energie. Konkret simuliert wird jeweils nur ein Jahr, allerdings geht die längere zeitliche Auflösung über den Diskontfaktor, welcher die zukünftigen Einnahmen auf den Zeitpunkt Null abzinst, mit ein. Es wird ein Zinssatz von 5 % für die Abzinsung verwendet und ein Betrachtungszeitraum von 40 Jahren untersucht. Dieser Zeitraum leitet sich aus der durchschnittlichen Lebensdauer der verschiedenen Netze ab. Das Ziel dieser Optimierung ist es nun, den Kapitalwert des Gesamtsystems

³Energie Steiermark - Strompreise, 2016.

⁴Energie Steiermark - Erdgaspreise, 2016.

⁵Energie Graz GmbH & Co KG - Fernwärmepreise, 2016.

⁶EXAA - Spotmarktdaten der Energy Exchange Austria, 2015.

⁷CEGH - Spotmarktdaten der CEGH Gas Exchange, 2015.

3.1 Modellaufbau und Modellvariablen

zu maximieren und somit den für den Energieversorger und Netzbetreiber betriebswirtschaftlich optimalen Netzausbau und Betriebspunkt zu finden. Das dazu verwendete mathematische Modell wird im nächsten Punkt genauer beschrieben.

Tabelle 3.1: Variablen

Index	Einheit	Beschreibung
x, y	-	Indizes der Lastknoten
t	a	Jahr
Variable	Einheit	Beschreibung
NPV_{el}	€	Kapitalwert des Stromnetzes
NPV_g	€	Kapitalwert des Erdgasnetzes
NPV_{dh}	€	Kapitalwert des Fernwärmenetzes
$PLine_{el}(x, y)$	MWh/a	Übertragung elektrischer Energie von Knoten x zu y
$PLine_g(x, y)$	MWh/a	Übertragung Energie aus Erdgas von Knoten x zu y
$PLine_{dh}(x, y)$	MWh/a	Übertragung Energie aus Fernwärme von Knoten x zu y
$LB_{el}(x, y)$	1	Binärvariable Stromleitung x zu y
$LB_g(x, y)$	1	Binärvariable Erdgasleitung x zu y
$LB_{dh}(x, y)$	1	Binärvariable Fernwärmeleitung x zu y
$P_{e2h}(y, 1)$	MWh/a	Wärmeerzeugung durch elektrische Energie im Knoten y
$P_{g2h}(y, 1)$	MWh/a	Wärmeerzeugung durch Erdgas im Knoten y
$PLine_{el, maxCapacity}(x, y)$	MW	Spitzenlast der Stromleitung von Knoten x zu y
$PLine_{g, maxCapacity}(x, y)$	MW	Spitzenlast der Erdgasleitung von Knoten x zu y
$PLine_{dh, maxCapacity}(x, y)$	MW	Spitzenlast der Fernwärmeleitung von Knoten x zu y
$EConsumption(x, y)$	MWh/a	Stromverbrauch im Knoten y
$GConsumption(x, y)$	MWh/a	Erdgasverbrauch im Knoten y
$DHConsumption(x, y)$	MWh/a	Fernwärmeverbrauch im Knoten y

3 Methode

Tabelle 3.2: Parameter

Parameter	Einheit	Beschreibung
$P_{Line_{el,max}}(x,y)$	MWh/a	Maximale Übertragungskapazität Strom
$P_{Line_{g,max}}(x,y)$	MWh/a	Maximale Übertragungskapazität Erdgas
$P_{Line_{dh,max}}(x,y)$	MWh/a	Maximale Übertragungskapazität Fernwärme
$P_{e2h,max}(y,1)$	MWh/a	Maximale Wärmeerzeugung durch Strom
$P_{g2h,max}(y,1)$	MWh/a	Maximale Wärmeerzeugung durch Erdgas
$P_{Node_{el,y}}$	MWh/a	Stromverbrauch im Knoten y
$P_{Node_{g,y}}$	MWh/a	Erdgasverbrauch im Knoten y
$P_{Node_{dh,y}}$	MWh/a	Fernwärmeverbrauch im Knoten y
η_{e2h}	1	Wirkungsgrad der Wärmeerzeugung durch Strom
η_{g2h}	1	Wirkungsgrad der Wärmeerzeugung durch Erdgas
$revenues_{el}$	€/MWh	Einnahmen pro verkaufter MWh Strom
$revenues_g$	€/MWh	Einnahmen pro verkaufter MWh Erdgas
$revenues_{dh}$	€/MWh	Einnahmen pro verkaufter MWh Fernwärme
$costs_{el}$	€/MWh	Kosten pro verkaufter MWh Strom
$costs_g$	€/MWh	Kosten pro verkaufter MWh Erdgas
$costs_{dh}$	€/MWh	Kosten pro verkaufter MWh Fernwärme
i	%	Zinssatz
$length(x,y)$	m	Entfernung der Knoten
$elLineCost_{fix}$	€/m	Fixkosten der Stromleitung
$gLineCost_{fix}$	€/m	Fixkosten der Erdgasleitung
$dhLineCost_{fix}$	€/m	Fixkosten der Fernwärmeleitung
$elLineCost_{var}$	€/MWhm	variable Kosten der Stromleitung
$gLineCost_{var}$	€/MWhm	variable Kosten der Erdgasleitung
$dhLineCost_{var}$	€/MWhm	variable Kosten der Fernwärmeleitung

3.2 Mathematisches Optimierungsmodell

Dieses Optimierungsmodell sucht den betriebswirtschaftlich optimalen Netzausbau für ein neues Stadtentwicklungsgebiet, aus der Sicht eines Energieversorgers und Netzbetreibers. Es wird angenommen, dass das Unternehmen die komplette Versorgung kontrolliert, somit kann es ein Strom-, Erdgas- und Fernwärmenetz zur Verfügung stellen und es gibt keine Konkurrenz durch andere Unternehmen. Wichtige Inputs für das Modell sind die jeweiligen Verbräuche an elektrischer Energie und Wärmeenergie in den Lastknoten, sowie die geographische Verteilung und darauf folgend die Entfernung zueinander.

Zielfunktion

Das Ziel dieser betriebswirtschaftlichen Optimierung ist die Maximierung des Kapitalwertes des Gesamtversorgungssystems. Deshalb besteht die Zielfunktion

$$\max_{P_{e2h,g2h}, LB_{el,dh,g}} [NPV_{el} + NPV_g + NPV_{dh}] \quad (3.1)$$

aus der Maximierung der Summe der Kapitalwerte, $NPV_{el,g,dh}$, der Einzelsysteme. Ein Optimierungsproblem hat immer Zustands- und Kontrollvariablen. Die Kontrollvariable wird durch einen Akteur, hier der Solver, so bestimmt, dass die Zielfunktion maximiert wird. Die Zustandsvariable hingegen beschreibt den Zustand, in dem sich das System befindet.

In diesem Optimierungsmodell repräsentieren die Variablen $PLine_{el,g,dh}$, also die über die Leitungen übertragene Energie, den Zustand des Systems. Die Kontrollvariablen sind in diesem Fall die Überträge P_{e2h} und P_{g2h} , sowie die Binärvariablen $LB_{el,g,dh}$. Diese bestimmen wie der Verbrauch im jeweiligen Lastknoten abgedeckt wird und als Folge davon wird auch entschieden, welche Leitung schlussendlich gebaut wird und wie viel Energie durch diese Leitung übertragen wird.

Wie in Formel 3.1 dargestellt, besteht die Zielfunktion aus der Maximierung der Summe der Kapitalwerte des Strom-, Erdgas- und Fernwärmenetzes. Die Kapitalwerte dieser Einzelsysteme

3 Methode

$$\begin{aligned}
 NPV_{el} = & - \sum_{x=1}^n \sum_{y=1}^n \text{length}(x, y) * \left(LB_{el}(x, y) * elLineCost_{\text{fix}} \right. \\
 & \left. + PLine_{el, \text{maxCapacity}}(x, y) * elLineCost_{\text{var}} \right) \\
 & + \sum_t \sum_{x=1}^n \sum_{y=1}^n \left(EConsumption(x, y) * (\text{revenues}_{el} - \text{costs}_{el}) * \frac{1}{(1+i)^t} \right)
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

$$\begin{aligned}
 NPV_g = & - \sum_{x=1}^n \sum_{y=1}^n \text{length}(x, y) * \left(LB_g(x, y) * gLineCost_{\text{fix}} \right. \\
 & \left. + PLine_{g, \text{maxCapacity}}(x, y) * elLineCost_{\text{var}} \right) \\
 & + \sum_t \sum_{x=1}^n \sum_{y=1}^n \left(GConsumption(x, y) * (\text{revenues}_g - \text{costs}_g) * \frac{1}{(1+i)^t} \right)
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

$$\begin{aligned}
 NPV_{dh} = & - \sum_{x=1}^n \sum_{y=1}^n \text{length}(x, y) * \left(LB_{dh}(x, y) * dhLineCost_{\text{fix}} \right. \\
 & \left. + PLine_{dh, \text{maxCapacity}}(x, y) * elLineCost_{\text{var}} \right) \\
 & + \sum_t \sum_{x=1}^n \sum_{y=1}^n \left(DHConsumption(x, y) * (\text{revenues}_{dh} - \text{costs}_{dh}) * \frac{1}{(1+i)^t} \right)
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

berechnen sich aus den Baukosten der Versorgungsnetze, $LineCost_{\text{fix}}$ und $LineCost_{\text{var}}$, sowie den diskontierten Einnahmen und Ausgaben für den Betrieb der Leitungen. Der Betrachtungszeitraum entspricht der durchschnittlichen Lebensdauer der Leitungen und wird durch den Maximalwert des Index t repräsentiert. Diese durchschnittliche Lebensdauer ist schwierig abzuschätzen und es gibt viele unterschiedliche Meinungen dazu, sowie eine Abhängigkeit von Material- und Bodenbeschaffenheit. Allerdings ist durch die Abzinsung der in der Zukunft liegenden Einnahmen der Einfluss der späteren Jahre sehr

3.2 Mathematisches Optimierungsmodell

gering und der Unterschied ob ein Wert von 35 oder 40 Jahren gewählt wird, hat keinen übermäßig großen Einfluss auf das Gesamtergebnis. Die Summen über x und y bedeuten hier, dass alle Verbindungen zwischen den Knoten in die Simulation einbezogen werden. Um dieses rechenaufwändige Modell aber in ihrer Laufzeit auf ein realistisches Maß einzuschränken, wurden diese möglichen Verbindungen auf die Nachbarknoten eingeschränkt. Als Nachbarknoten wird der in jede Richtung nächstliegende Knoten bezeichnet.

Die Investitionskosten der Versorgungsleitungen tragen negativ zum Kapitalwert $NPV_{el,g,dh}$ bei. Sie enthalten weiters zwei Bestandteile. Die Fixkosten werden durch Multiplikation der Länge der Leitungen, $length$, mit dem konstanten Anteil der Baukosten, $LineCost_{fix}$, und der Binär-Entscheidungsvariable $LB_{el,g,dh}$, welche darstellt, ob die Leitung gebaut wird oder nicht, berechnet. Als zweiter Anteil werden die variablen Kosten durch die maximale Spitzenlast $PLine_{maxCapacity}$, die das jeweilige Leitungsstück zu tragen hat, multipliziert mit dem variablen Anteil der Baukosten $LineCost_{fix}$ und der Leitungslänge $length$, berechnet. Diese gesamten Investitionskosten gehen negativ im Zeitpunkt Null in den Kapitalwert des jeweiligen Versorgungssystems ein.

Dem gegenüber stehen die Einnahmen durch den Verkauf der Energie an die Kunden. Der Energieverbrauch, $Consumption$, des jeweiligen Netzes wird mit der Differenz aus den Einnahmen $revenues_{el,g,dh}$ und den Ausgaben $costs_{el,g,dh}$ pro MWh an Energie multipliziert und mittels des Diskontfaktors werden die in der Zukunft liegenden Netto-Einnahmen auf die Gegenwart abgezinst.

Als spezifische Einnahmen pro MWh werden die Kundenpreise exklusive Umsatzsteuer herangezogen und als spezifische Ausgaben pro MWh gelten einerseits die Betriebskosten der Leitungen, sowie andererseits die Erzeugungskosten der verschiedenen Energieformen. Diese Erzeugungskosten werden für Strom und Erdgas durch die Spotmarktpreise von 2015 repräsentiert, aber für die Fernwärmeerzeugungskosten sind diese nicht so einfach zu ermitteln. Es wurde hier aus diesem Grund ein neuer Erdgaskessel als Erzeugungsanlage für Fernwärme angenommen und die Kosten wurden aus den Investitions-, Betriebs- und Brennstoffkosten berechnet. Die Ausgangsparameter sind in Kapitel 3.3 angeführt und die Berechnung dieser Fernwärmeerzeugungskosten erfolgte mittels Formel 3.13.

3 Methode

Nebenbedingungen

Die Knotengleichungen

$$PNode_{el,y} = \sum_{x=1}^n (PLine_{el}(x,y) - PLine_{el}(y,x) - P_{e2h}(y,1)) \quad (3.5)$$

$$PNode_{g,y} = \sum_{x=1}^n (PLine_g(x,y) - PLine_g(y,x) - P_{g2h}(y,1)) \quad (3.6)$$

$$PNode_{dh,y} = \sum_{x=1}^n (PLine_{dh}(x,y) - PLine_{dh}(y,x) + P_{e2h}(y,1) * \eta_{e2h} + P_{g2h}(y,1) * \eta_{g2h}) \quad (3.7)$$

stellen sicher, dass der Strom- und Wärmeverbrauch in jedem Knoten und zu jedem Zeitpunkt vollständig gedeckt ist. Dies bedeutet, dass die Summe der in den Lastknoten zufließenden Energie $PLine(x,y)$, abzüglich der Summe der vom Lastknoten abfließenden Energie $PLine(y,x)$ und weiters abzüglich der Überträge P_{g2h} und P_{e2h} , immer gleich dem Energieverbrauch $PNode_{el,g,dh}$ im jeweiligen Punkt ist.

In der Fernwärmeknotengleichung gehen die Überträge aus den anderen Energienetzen positiv ein. Das gilt natürlich, da durch die anderen beiden Energieformen diese Wärme erzeugt wird und somit diese Überträge hier einen Beitrag zur Abdeckung des Wärmeverbrauchs leisten. Die Überträge aus dem Strom- und Erdgasnetz sind über η_{e2h} und η_{g2h} wirkungsgradbehaftet. Im Fall von Gas2Heat ist das der Wirkungsgrad der Gastherme und im Fall von Electricity2Heat entspricht dieser Wert, je nach Szenario, entweder dem Wirkungsgrad einer Elektroheizung oder der Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpenanlage. Um das Modell mathematisch zu beschränken, benötigt man noch mehrere Ungleichheitsbedingungen.

3.2 Mathematisches Optimierungsmodell

Der erste Block an Ungleichheitsbedingungen

$$0 \leq PLine_{el}(x, y) \leq LB_{el}(x, y) * PLine_{el,max}(x, y) \quad (3.8)$$

$$0 \leq PLine_g(x, y) \leq LB_g(x, y) * PLine_{g,max}(x, y) \quad (3.9)$$

$$0 \leq PLine_{dh}(x, y) \leq LB_{dh}(x, y) * PLine_{dh,max}(x, y) \quad (3.10)$$

beschränkt die übertragbare Energie $PLine_{el,g,dh}$ durch die Versorgungsleitungen zwischen einem Wert von Null und einem definierbaren Maximalwert $PLine_{el,g,dh,max}$. Ein Wert größer als Null ist notwendig, da nur in eine Richtung Energie fließen werden soll und der Maximalwert ist dazu da um das Modell mathematisch zu beschränken. In einem Optimierungsmodell sollten keine unbeschränkten Variablen vorkommen. Die Binärvariable $LB_{el,g,dh}$ sorgt dafür, dass diese Beschränkung nur in Kraft tritt, wenn die Leitung auch tatsächlich gebaut wird.

Der zweite Block der Ungleichheitsbedingungen

$$0 \leq P_{e2h}(x, y) \leq P_{e2h,max} \quad (3.11)$$

$$0 \leq P_{g2h}(x, y) \leq P_{g2h,max} \quad (3.12)$$

beschränkt die Überträge aus den anderen Energieformen in Richtung Wärmeverbrauch (η_{e2h} und η_{g2h}). Auch hier gilt wieder, dass der Übertrag größer als Null sein muss, um den Energiefluss nur in eine Richtung zu erlauben. Es soll aus Fernwärme natürlich kein Strom bzw. Erdgas erzeugt werden. Die Maximalwerte $P_{e2h,max}$ und $P_{g2h,max}$, beschränken die Übertragsvariablen wieder im Rahmen des mathematischen Modells. Mit Hilfe dieser Überträge können allerdings auch verschiedene Szenarien erstellt werden. Wird, als Beispiel, der Maximalwert für den Übertrag von Electricity2Heat auf Null gesetzt, dann entspricht das einem Verbot von Elektroheizungen oder, je nach Konfiguration, Wärmepumpen.

3.3 Skalierung und Validierung

Die geographische Verteilung der Lastknoten wurde mit Hilfe von QGIS⁸ erstellt. QGIS ist ein Geoinformationsprogramm, welches erlaubt, geographische Daten zu erstellen, zu bearbeiten und auszuwerten. Das Kartenmaterial wurde aus OpenStreetMap⁹ bezogen und die Konfiguration der verschiedenen Gebiete und Lastknoten wurde mit den gemessenen Verbrauchsdaten aus dem Infraplan-Projekt durchgeführt.

Diese Daten beinhalten Jahreswerte des Energieverbrauchs der einzelnen Gebäude. Es wurde zuerst versucht, jedes Haus, bzw. Gebäude einzeln als Lastknoten zu verwenden. Dies hat sich allerdings als ein, mit der vorhandenen Rechenleistung, zeitlich unmöglich aufzulösendes Optimierungsproblem gezeigt. Um die Laufzeit des Programms in einem zeitlich annehmbaren Rahmen zu halten, wurden die einzelnen gemessenen Verbräuche geographisch aggregiert. Es wurden 111 Lastknoten erstellt und 4 mögliche Anschlusspunkte für die Versorgungsnetze, welche sich jeweils außerhalb des zu optimierenden Gebietes befinden, stehen zur Verfügung.

Bei der Aggregation des Verbrauchs wurde dabei auf die Art der Last (Gewerbe, Industrie, Wohngebäude), sowie auch auf die geographische Dichte des Energieverbrauchs (Einfamilienhäuser, dichte Blockrandbebauung,...) Rücksicht genommen. Ein weiterer Schritt um die Durchlaufzeit des Programms zu senken, war es, die möglichen Verbindungen auf die Nachbarknoten zu beschränken. Diese Einschränkung leitet sich aus der Praxis ab, da auch hier nebeneinander liegende Anschlusspunkte verbunden werden und nicht einfach ein Knoten übersprungen wird.

Für die Berechnung der Einnahmen durch die Energieverkäufe werden nur die Jahreswerte berücksichtigt, allerdings ist für die Berechnung der Baukosten der Leitungen die jeweilige maximal auftretende Spitzenlast notwendig. Hierfür wurden die jährlichen Verbrauchsdaten über die Standardlastprofile (auch hier wurden die verschiedenen Lasttypen berücksichtigt) skaliert und die sich daraus ergebenden Spitzenlastwerte wurden zur Berechnung der variablen Baukosten der Leitungen herangezogen.

⁸QGIS Development Team, 2009.

⁹OpenStreetMap, 2015.

3.3 Skalierung und Validierung

Tabelle 3.3: Kosten, Erlöse und andere Parameter

Parameter	Wert
Stromverbrauch	Infraplan-Projekt ¹⁰
Wärmeverbrauch	Infraplan-Projekt ¹⁰
Stromerzeugungskosten	EXAA Spotmarktpreis 2015 ¹¹
Erdgasbezugskosten	CEGH Spotmarktpreis 2015 ¹²
Fernwärmeerzeugungskosten	37,64 €/MWh
Einnahmen Strom	Tarif E-Privat Plus ¹³ Grundgebühr 2,9 € pro Monat Verbrauchspreis 62 € pro MWh Netzgebühr 28,44 € pro MWh ¹⁴
Einnahmen Erdgas	Tarif für Verbrauch bis 40MWh pro Jahr ¹⁵ Grundpreis 14,1 € pro Jahr Arbeitspreis 33,5 € pro MWh Netzgebühr 20 € pro MWh ¹⁶
Einnahmen Fernwärme	Tarif für eine Anschlussleistung bis 10kW ¹⁷ Leistungspreis 10,46 € pro kW und Jahr Arbeitspreis inkl. Netzgebühren 58,8 € pro MWh
Fixkosten Stromleitung	400 €/m ¹⁸
Var. Kosten Stromleitung	15 €/MW/m ¹⁸
Fixkosten Fernwärmeleitung	500 €/m ¹⁹
Var. Kosten Fernwärmeleitung	20 €/MW/m ¹⁹
Fixkosten Erdgasleitung	80 % der Fixkosten Fernwärmeleitung
Var. Kosten Erdgasleitung	80 % der var. Kosten Fernwärmeleitung
Flächenfaktor Stromnetz	7
Flächenfaktor Fernwärmenetz	10
Flächenfaktor Erdgasnetz	10
Investitionskosten Photovoltaik	1200 €/kWp ²⁰
Investitionskosten Wärmepumpen	19000 € für eine 10 kW Anlage ²¹
Jahresarbeitszahl Wärmepumpen	3 ²²
Wirkungsgrad Gastherme	85 % ²³
Wirkungsgrad Elektroheizung	95 %
CO ₂ -Ausstoß AUT-Mix	58 g CO ₂ /kWh ²⁴
CO ₂ -Ausstoß europ. UCTE-Mix	340 g CO ₂ /kWh ²⁵
CO ₂ -Ausstoß Erdgas	200 g CO ₂ /kWh _{prim}
CO ₂ -Ausstoß Fernwärme	222 g CO ₂ /kWh
Zinssatz	5 %

3 Methode

Ein schwieriges Unterfangen ist es, die Baukosten der Leitungen zu fixieren. Die sich aus den verschiedenen Quellen ergebenden Werte weisen einen Unterschied zwischen Maximal- und Minimalwert von einem Faktor 3 bis 4 auf. Weiters hängen die Baukosten sehr stark von der geologischen Zusammensetzung des Untergrundes, möglichen Hindernissen wie Wasserleitungen oder U-Bahn Schächten, der Dichte der Besiedelung und noch weiteren regionalen Faktoren ab. Es wurden hier Werte aus der oberen Hälfte der Kategorie „urban“ verwendet.

Diese Werte gelten allerdings nur für die Baukosten der Verbindungsleitungen und um noch die Versorgung der einzelnen Gebäude zu berücksichtigen, wurden diese Kosten mit einem Flächenfaktor multipliziert. Durch diesen Flächenfaktor gehen auch die Anschlussleitungen der einzelnen Gebäude an die Energienetze, mit in das Modell ein. Abgeleitet wurden diese Faktoren durch einen Vergleich der Länge der Verbindungsleitungen mit der notwendigen Leitungslänge der lokalen Verteilnetze. Es wurden hier gemittelte Werte aus den verschiedenen Versorgungsgebieten verwendet und der geringere Faktor des Stromnetzes leitet sich aus dem geringeren Unterschied in den Baukosten¹⁸ zwischen Verbindungs- und lokalen Versorgungsleitungen ab. Die Werte und Quellenangaben der verschiedenen Versorgungssysteme befinden sich in Tabelle 3.3.

¹⁰Rainer Ernst, 2015.

¹¹EXAA - Spotmarktdaten der Energy Exchange Austria, 2015.

¹²CEGH - Spotmarktdaten der CEGH Gas Exchange, 2015.

¹³Energie Steiermark - Strompreise, 2016.

¹⁴E-CONTROL - Systemnutzungsentgelte Strom, 2015.

¹⁵Energie Steiermark - Erdgaspreise, 2016.

¹⁶E-CONTROL - Systemnutzungsentgelte Erdgas, 2015.

¹⁷Energie Graz GmbH & Co KG - Fernwärmepreise, 2016.

¹⁸Edison Electricity Institute, 2013.

¹⁹David Andrews, Anna Krook Riekkola und Evangelos Tzima, 2012.

²⁰Dr. Harry Wirth und Fraunhofer ISE, 2016.

²¹Energie AG - Heizsysteme im Kostenvergleich, 2015.

²²AIT Austrian Institute of Technology und Stadt Wien - Technologieleitfaden Wärmepumpen, 2014.

²³Greater London Authority und IEE, 2013.

²⁴E-CONTROL - Stromkennzeichnungsbericht, 2015.

²⁵ENTSO-E - Statistical Factsheet 2014, 2014.

3.3 Skalierung und Validierung

Für die Berechnung der Einnahmen des Unternehmens wird die verkaufte Energie mit dem Kundenpreis multipliziert und davon werden die Erzeugungskosten der jeweiligen Energieform abgezogen. Da das Gebiet Reininghaus, ein Stadtteil von Graz, untersucht wird, werden auch die Kundenpreise exklusive Umsatzsteuer der Energie Steiermark, für Strom und Erdgas, und im Falle der Fernwärme vom lokalen Anbieter Energie Graz, verwendet. Die Kosten der Energieerzeugung wird bei Strom und Erdgas durch den jeweiligen Spotmarktpreis von 2015 repräsentiert. Für die Fernwärmeerzeugung wird angenommen, dass ein neuer Erdgaskessel als Wärmeproduzent verwendet wird. Somit werden die spezifischen Kosten folgendermaßen berechnet:

$$\begin{aligned} \text{cost}_{\text{dh}} &= \frac{I_{\text{dh}} * \alpha + \text{OPEX}_{\text{dh}}}{T} + \frac{\text{cost}_{\text{g}}}{\eta_{\text{dh}}} = \\ &= \frac{180000\text{€}/\text{MW} * 0,9634 + 13000\text{€}/\text{MW}}{2300\text{h}/\text{a}} + \frac{22\text{€}/\text{MWh}}{0,9} = 37,64\text{€}/\text{MWh} \end{aligned} \quad (3.13)$$

Es ist schwierig konkrete Daten zu den Investitionskosten einer kompletten Anlage zu erhalten, deswegen basieren die verwendeten Ausgangsparameter einerseits auf einem realen Bauprojekt der Stadt Pforzheim und andererseits auf einer Technologieabschätzung der Danish Energy Agency und dem dänischen Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk²⁶, sowie einer Analyse der Fernwärmeversorgung Graz des Umweltbundesamts²⁷ im Auftrag des Verbund.

Alle Kosten sind immer nur in Bandbreiten angegeben, deswegen wurde entschieden, dass Werte jeweils an der oberen Grenze verwendet werden. In österreichischen Fernwärmenetzen sind meistens auch Biomasseheizwerke vorhanden. Diese sind zwar umweltfreundlich, besitzen aber auch hohe Wärmegestehungskosten. Aus diesem Grund wird die Tendenz zum höheren Bereich der Bandbreite abgeleitet und auch der Wirkungsgrad des Kessels wird als eher niedrig angenommen. Aus dem Bericht des Umweltbundesamts wurde die Zahl der Volllaststunden abgeleitet. Die niedrige Zahl beruht auf

²⁶Danish Energy Agency und Energinet.dk, 2012.

²⁷Umweltbundesamt und Verbund, 2015.

3 Methode

der Tatsache, dass die Erzeugungsanlagen auf die größtmögliche Wärmelast auszulegen sind. Ein Beispiel dafür wäre um die Mittagszeit an einem sehr kalten Wintertag, im Vergleich zu diesem Lastfall wird im Sommer nur ein Bruchteil der Wärme verbraucht.

Die Investitionskosten der Photovoltaik wurden zu 1200 Euro/kWp²⁸ angenommen. Für Wärmepumpen sind Investitionskosten von 19000 Euro für eine 10 kW Heizanlage²⁹ als Basis verwendet worden. Weiters wurde aufgrund der Annahme, dass eine Mischung aus Erd- und Luftwärmepumpen gebaut wird, eine Jahresarbeitszahl von 3³⁰ verwendet. Für den Wirkungsgrad der Gastherme wird 85 % angenommen.

Für die Berechnung des letzten Szenarios wird die spezifische CO₂-Emission der verschiedenen Technologien bzw. Energieträger benötigt. Um einen größeren Bereich abdecken zu können, wurden zwei verschiedene Zusammensetzungen der Stromerzeugung berücksichtigt. Einerseits die österreichische Erzeugungsstruktur (AUT-Mix³¹,) und andererseits die mittlere gesamteuropäische Zusammensetzung der elektrischen Erzeugung (UCTE-Mix³²). Für die spezifische CO₂-Emission von Erdgas, wird der Primärenergie-Emissionsfaktor von 200 g CO₂/kWh verwendet.

²⁸Dr. Harry Wirth und Fraunhofer ISE, 2016.

²⁹Energie AG - Heizsysteme im Kostenvergleich, 2015.

³⁰AIT Austrian Institute of Technology und Stadt Wien - Technologieleitfaden Wärmepumpen, 2014.

³¹E-CONTROL - Stromkennzeichnungsbericht, 2015.

³²ENTSO-E - Statistical Factsheet 2014, 2014.

3.3 Skalierung und Validierung

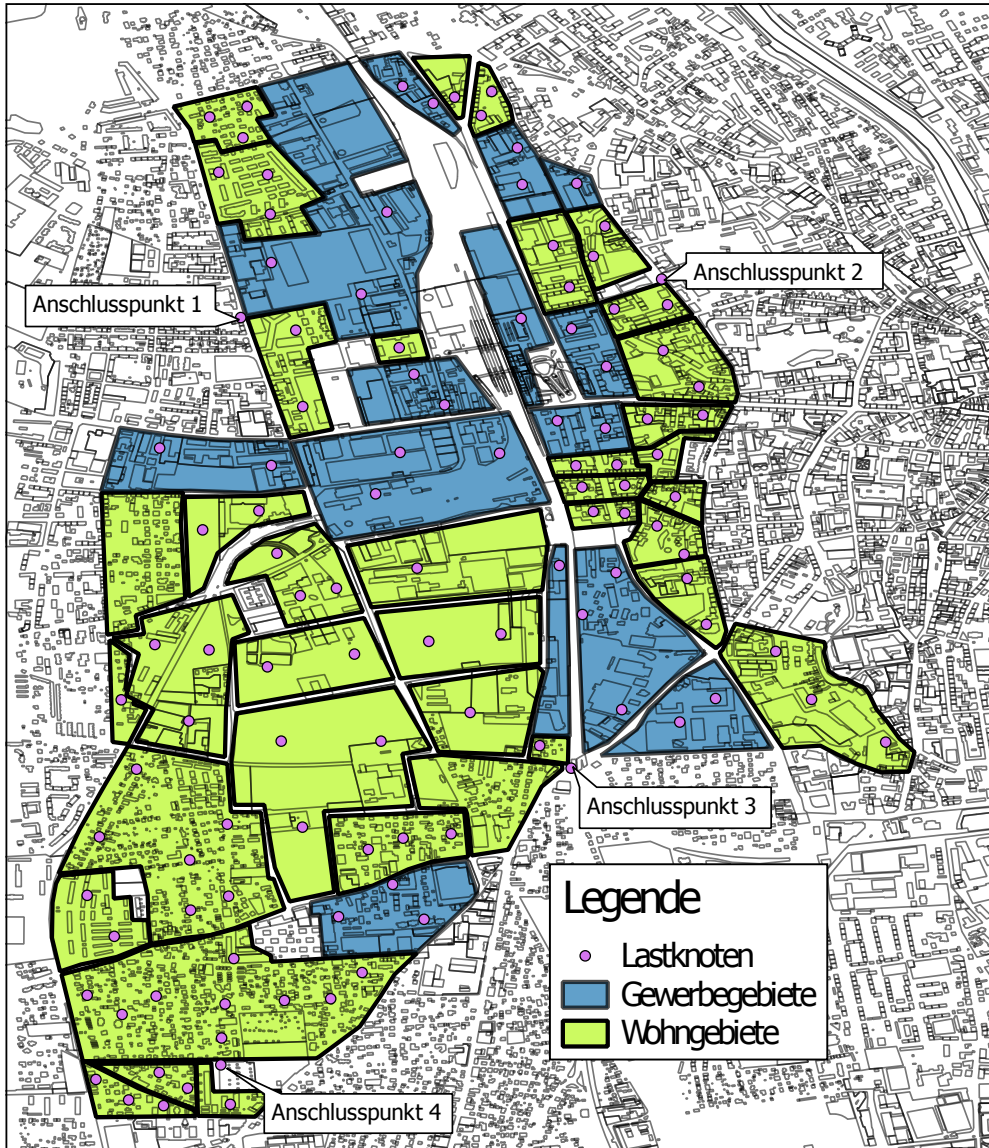


Abbildung 3.1: Übersichtsbild des untersuchten Gebietes Graz Reinighaus

3.4 Szenariendefinition

Aufgabe dieses Modells ist es, den Einfluss verschiedener Größen und Technologien auf die betriebswirtschaftlich optimale Energieversorgung eines Stadtentwicklungsgebietes zu zeigen. Es gibt nun zwei verschiedene Kategorien von Parametern. Werte wie die Baukosten der Leitungen, die Erzeugungs- bzw. Spotmarktpreise der unterschiedlichen Energieformen und die Investitionskosten in erneuerbare Technologien, stellen im Rahmen dieser Arbeit unveränderliche Größen dar. Veränderliche Parameter, die einen großen Einfluss auf das Optimierungsergebnis haben, sind die lokale Energieerzeugung und die zur Wärmeproduktion verwendeten Technologien sowie weitere Einflüsse, Beschränkungen und Mitsprache von außen. Die Auswirkung dieser Parameter auf die optimale Energieversorgung eines Gebietes wird mittels der folgenden Szenarien untersucht.

Referenzszenario mit und ohne Einsatz von Wärmepumpen

Um einen Bezugspunkt für die Ergebnisse der Untersuchung zu erhalten, wird im ersten Schritt ein Referenzszenario erstellt. Das Modell benützt hierfür die Standardkonfiguration. Die Lastknoten werden mit den gemessenen Verbrauchsdaten des Gebietes Reininghaus versehen, es gibt keine lokale Fernwärmeerzeugung und die Versorgungsnetze können sich nur von vier verschiedenen Anschlusspunkten am Rande des Gebietes ausbreiten.

Für die Abdeckung des Stromverbrauchs kommt nur das Stromnetz in Frage, der Wärmeverbrauch kann hingegen entweder direkt durch Fernwärme oder mittels aus dem Erdgasnetz gespeisten Gasthermen abgedeckt werden. Ein wichtiger Einflussfaktor der das optimale Ergebnis sehr stark beeinflusst, ist der Einsatz von Wärmepumpen. Diese Anlagen stellen eine zusätzliche Möglichkeit der Wärmeerzeugung dar und benötigen als treibende Kraft dafür elektrische Energie. Es wurden daher zwei unterschiedliche Referenzszenarien generiert, um den Einfluss dieser Technologie klar darzustellen.

Einsatz von lokaler Fernwärmeerzeugung

In diesem Szenario wurde der Einfluss lokaler Fernwärmeerzeugung auf die Rentabilität des Versorgungssystems untersucht. Variation des Stand-

orts, sowie der Menge der gelieferten Wärmeenergie, erlauben es auch den räumlichen Einfluss darzustellen. Als Grundannahme wird vorausgesetzt, dass die lokal produzierte Fernwärme auch genutzt werden muss.

Das Referenzszenario mit Einsatz von Wärmepumpen, also die bestmögliche Lösung, wird als Vergleichspunkt herangezogen. Für die lokale Fernwärmeproduktion wird einerseits das Stahlwerk Marienhütte, welches auch in der Praxis Fernwärme in das grazer Versorgungsnetz einspeist, sowie zwei weitere lokale Fernwärmeproduktionen angenommen. Diese zwei zusätzlichen Produktionsanlagen sind rein fiktiv, wurden allerdings unter Berücksichtigung realer Gegebenheiten (Platzangebot, Gewerbe- oder Industriegebiet) so platziert, dass auch in der Praxis diese Standorte für die Wärmeproduktion geeignet wären. Untersucht wurde nun, wie sich die Variation der produzierten Wärmeenergie und die geographische Verteilung dieser, auf die optimale Energieversorgung und die Kapitalwerte der Netze auswirkt. Die konkreten Konfigurationswerte sind in Kapitel 4.2 dargestellt.

Beschränkung auf Strom- und Fernwärmenetz

In diesem Szenario beschränken sich die Netzausbaumöglichkeiten auf das Strom- und das Fernwärmenetz. Es soll hier untersucht werden, welche wirtschaftlichen Auswirkungen ein Bauverbot des Erdgasnetzes auf den Energieversorger und Netzbetreiber hat. Dieses Szenario leitet sich aus der Praxis ab. Sehr oft gibt es politischen, gesetzlichen oder anderen Einfluss, der die Energieversorger dazu drängt, einerseits Fernwärme auszubauen und andererseits das Erdgasnetz nicht auszubauen, um mehr erneuerbare Energien für die Wärmeproduktion heranzuziehen und Wärmepotentiale aus der Kraft-Wärme-Kopplung nutzen zu können.

Variation des Wärmepumpeneinsatzes

In diesem Szenario wird der Wärmepumpeneinsatz von außen vorgegeben, er stellt also eine exogene Variable dar. Es wurde untersucht, wie sich unterschiedliche Mengen an Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen auf das optimale Netz, bzw. die betriebswirtschaftlich optimale Energieversorgung des Gebietes durch den Energieversorger und Netzbetreiber, auswirkt. Als Variable

3 Methode

wurde der Wärmepumpen-Deckungsanteil verändert, dies entspricht dem prozentuellen Anteil der durch Wärmepumpenanlagen erzeugten Wärmeenergie in den jeweiligen Lastknoten. Der Wärmepumpen-Deckungsanteil ist über das gesamte Gebiet gesehen, als gleichverteilt angenommen worden.

Variation des Photovoltaikeinsatzes

In diesem Szenario wird von außen eine bestimmte Menge an Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen vorgegeben, diese Stromerzeugung stellt also ebenfalls eine exogene Variable dar. Es wird untersucht, wie sich die Zunahme der lokalen Stromerzeugung durch die Haushalte einerseits auf die Versorgungsnetze und andererseits auf den Energieversorger und Netzbetreiber selbst auswirkt. Variiert wurde der Photovoltaik-Deckungsanteil, also der prozentuelle Anteil der durch Photovoltaikanlagen erzeugten elektrischen Energie in den Lastknoten. Der Photovoltaik-Deckungsanteil ist über das gesamte Gebiet gesehen, als gleichverteilt angenommen worden. Es wird vorausgesetzt, dass sich durch die PV-Erzeugung keine Leistungsminimierung in der Spitzenlast ergibt. Um dies anschaulich darzustellen, kann ein Beispiel verwendet werden. An einem stark bewölkten Wintertag wird keine PV-Erzeugung vorhanden sein und es wird trotzdem eine sehr hohe Maximallast auftreten.

Einführung einer CO₂-Emissionsgrenze

Im Hinblick auf den Klimawandel wird es immer wichtiger auch die Emissionen zu betrachten, die sich durch den Energieverbrauch der Gesellschaft ergeben. Aufgrund dessen wird in diesem Szenario als erstes untersucht, wie viel CO₂ bei bestmöglicher betriebswirtschaftlicher Lösung für den Energieversorger und Netzbetreiber ausgestoßen wird. Anschließend wird eine Emissionsgrenze eingeführt und die Auswirkungen auf die Kapitalwerte der verschiedenen Versorgungsnetze, sowie den Netzausbau untersucht. Eine weitere Analyse wird über die Schattenpreise an den jeweiligen Betriebspunkten durchgeführt.

Für dieses Szenario wird eine neue Restriktion

$$Emission \leq \text{EmissionLimit} \quad (3.14)$$

für die Beschränkung des CO₂-Ausstoßes eingeführt. *EmissionLimit* stellt die Emissionsbegrenzung dar und ist ein externer Parameter, der manuell vorgegeben wird. Die Emissionen des Gesamtsystems

$$\begin{aligned}
 Emission = \sum_{x=1}^n \sum_{y=1}^n & \left(DHConsumption(x, y) * CO2Factor_DH \right. \\
 & + GConsumption(x, y) * CO2Factor_G \\
 & \left. + \left(EConsumption(x, y) - PVenergy(x, y) \right) * CO2Factor_E \right)
 \end{aligned} \quad (3.15)$$

berechnen sich aus der Summe des CO₂-Ausstoßes der einzelnen Versorgungssysteme. Diese werden durch die Multiplikation der Energieverbräuche, *Consumption*, mit den jeweiligen CO₂-Emissionsfaktoren, *CO2Factor* (in tCO₂/MWh), ermittelt. Um auch die Emissionen des Stromnetzes senken zu können, wurde als neue Optimierungsvariable die Photovoltaik-Energieerzeugung *PVenergy* eingeführt. Diese beschreibt die von Photovoltaikanlagen lokal erzeugte elektrische Energie. Durch diese Erzeugung kann der Energieverkauf über das Stromnetz gesenkt werden und in Folge dessen sinken auch die Emissionen dieses Teilsystems (es wird hier keine graue Emission berücksichtigt, die Energie aus PV-Anlagen verursacht daher keine Emissionen).

3 Methode

Diese Verringerung des elektrischen Energieverkaufs durch Photovoltaikenergie, macht sich auch in einer Änderung der Berechnung des Kapitalwertes des Stromnetzes

$$\begin{aligned}
 NPV_{el} = & - \sum_{x=1}^n \sum_{y=1}^n \text{length}(x, y) * \left(LB_{el}(x, y) * \text{elLineCost}_{\text{fix}} \right. \\
 & \left. + PLine_{el, \text{maxCapacity}}(x, y) * \text{elLineCost}_{\text{var}} \right) \\
 & + \sum_t \sum_{x=1}^n \sum_{y=1}^n \left(\left(EConsumption(x, y) - PVenergy(x, y) \right) \right. \\
 & \left. * (\text{revenues}_{el} - \text{costs}_{el}) * \frac{1}{(1+i)^t} \right)
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

bemerkbar. Hervorzuheben ist hier, dass zwar der Energieverkauf verringert wird, die Kosten der Photovoltaikanlagen aber nicht zu den Investitionskosten des Stromnetzes gezählt werden. Es wird angenommen, dass die Kosten der PV-Anlagen von den Haushalten getragen werden.

Die CO₂-Emissionen durch den Verbrauch elektrischer Energie hängen sehr stark von der Zusammensetzung des Kraftwerksparks im jeweiligen Land, der jeweiligen Region oder auch des Energieversorgers ab. Daraus ergibt sich ein sehr großer Unterschied in den spezifischen CO₂-Emissionen. Um auch diesen Aspekt in die Analyse einfließen zu lassen, wurden zwei verschiedene Szenarien erstellt, einerseits mit der Zusammensetzung der elektrischen Erzeugung in Österreich (AUT-Mix³³, 58,03 g CO₂/kWh) und andererseits mit der mittleren gesamteuropäischen Erzeugung (UCTE-Mix³⁴, 340 g CO₂/kWh).

Für Erdgas wird der spezifische CO₂-Ausstoß verwendet, der sich durch die Verbrennung des Primärenergieträgers ergibt (200 g CO₂/kWh). Natürlich müssen für die jeweiligen Technologien die Wirkungsgrade noch berücksichtigt

³³E-CONTROL - Stromkennzeichnungsbericht, 2015.

³⁴ENTSO-E - Statistical Factsheet 2014, 2014.

3.4 Szenariendefinition

werden. Für Fernwärme wurde, wie bereits in der Methodenbeschreibung angeführt, eine Erzeugung durch einen Erdgaskessel angenommen. Deshalb wird auch hier der CO₂-Ausstoß durch die Erdgasverbrennung inkl. Wirkungsgrad festgelegt. PV-Anlagen werden als Energieerzeugung mit einem CO₂-Ausstoß von Null angenommen, obwohl sie natürlich auch graue Emission beinhalten. Das gilt allerdings ebenfalls für alle anderen Aspekte dieses Modells, wie den Leitungsbau oder den Bau der Kraftwerksanlagen. In diesem Punkt zeigt sich noch eine Möglichkeit für zukünftige Untersuchungen und Erweiterungen des Optimierungsmodells.

4 Ergebnisse

Das nachfolgende Kapitel beschreibt die Ergebnisse des Modells, unter Annahme aller Parameter, wie sie in Kapitel 3.3 definiert wurden und unter der Variation einzelner Parameter, wie in der Szenariendefinition beschrieben.

4.1 Referenzszenario

Um einen Bezugspunkt für die Ergebnisse der Untersuchung zu erhalten, wurde im ersten Schritt ein Referenzszenario erstellt. Das Modell benützt hierfür die Konfiguration wie sie in der Szenariendefinition (Kapitel 3.3) beschrieben wurde. Ein wichtiger Einflussfaktor der das optimale Ergebnis sehr stark beeinflusst, ist der Einsatz von Wärmepumpen. Diese Anlagen stellen eine zusätzliche Möglichkeit der Wärmeerzeugung dar und benötigen als treibende Kraft dafür elektrische Energie. Es wurden daher zwei unterschiedliche Referenzszenarien generiert, um den Einfluss dieser Technologie klar darzustellen.

4.1.1 Kein Einsatz von Wärmepumpen

Dieser Punkt beschreibt das Referenzszenario ohne Einsatz von Wärmepumpen. Um dennoch eine alternative Wärmeerzeugung aus elektrischer Energie bereitzustellen, wurden hier normale Elektroheizungen erlaubt. Diese stellen jedoch, aus Sicht der Haushalte, eine sehr teure Form der Wärmeerzeugung dar und aufgrund dessen wurde die Höhe der Übertragungsleistung zwischen Elektrizität und Wärme stark begrenzt. Dadurch wird der Betriebsfall ausgeschlossen, dass alle Verbraucher dazu gezwungen würden, eine für

4 Ergebnisse

sie zu kostspielige Heizmöglichkeit zu verwenden. In Tabelle 4.1 sind die Kapitalwerte und Längen der Versorgungsnetze dargestellt, die sich für die betriebswirtschaftlich optimale Lösung ergeben.

Tabelle 4.1: Kapitalwerte und Netzlängen für die Standardkonfiguration ohne Wärmepumpen

	Kapitalwert [Mio. €] und Netzlänge [km] in Klammer			
	Stromnetz	Gasnetz	Fernwärmenetz	Gesamtsystem
Referenz ohne Wärmepumpen	18 (21,2)	163 (20,9)	—	181 (42,1)

Auffällig ist hier, dass kein Fernwärmenetz gebaut wird. Der Grund dafür ist die, im Vergleich zu den beiden anderen Alternativen, erheblich geringere Wirtschaftlichkeit dieses Versorgungssystems. Genauer untersucht und dargestellt wird dies noch in Kapitel 4.3. Die Energieversorgung der Lastknoten erfolgt also nur über das Strom- und Erdgasnetz. Jedoch zeigt sich ein sehr starker Unterschied in den Kapitalwerten dieser Netze. Werden die Daten genauer betrachtet, dann ist zu erkennen, dass pro MWh Energie das Stromnetz (Differenz von Einnahmen zu Ausgaben von 58,78 €/MWh) rentabler wäre als das Erdgasnetz (Differenz von Einnahmen zu Ausgaben von 32,85 €/MWh). Allerdings ist die Menge an verbrauchter Wärmeenergie, je nach Art der Lastknoten, um ein vielfaches (Faktor 4 - 10) höher als die benötigte elektrische Energie. Zusammenfassend lässt sich hier feststellen, dass in dieser Betrachtung das gesamte Versorgungssystem doch sehr rentabel wäre. In Abbildung 4.1 und 4.2 sind die entstehenden Versorgungsnetze räumlich dargestellt. Die Energienetzlängen befinden sich in diesem Szenario in der gleichen Größenordnung.

Als wichtigen Punkt ist hier anzumerken, dass das Stromnetz immer in der gleichen Weise (Abbildung 4.1) und immer vollständig auf eine Länge von 21,2 km ausgebaut wird. Aus diesem Grund werden bei den Ergebnissen der folgenden Szenarien nur mehr das Erdgas- und Fernwärmenetz explizit dargestellt. In der Darstellung des Stromnetzes ist auch zu erkennen, dass ein Knotenpunkt nicht angeschlossen ist. Dieser Knoten entspricht dem Stahlwerk Marienhütte und hat keinen Netzanschluss, da aus dem

4.1 Referenzszenario

Infraplan-Projekt keine Verbrauchsdaten dafür vorhanden waren. Im Rahmen dieser Arbeit wurde beschlossen, dass bei nicht vorhandenen Strom- oder Wärmeverbräuchen, diese auf Null gesetzt werden. Das Stahlwerk Marienhütte stellt Fernwärme für die Stadt Graz bereit und wird deshalb später als lokale Fernwärmeerzeugung verwendet. Auch beim Erdgasnetz (Abbildung 4.2) sind nicht angeschlossene Knoten vorhanden, dies ist ebenfalls auf die nicht vorhandenen Wärmeverbrauchswerte zurückzuführen.

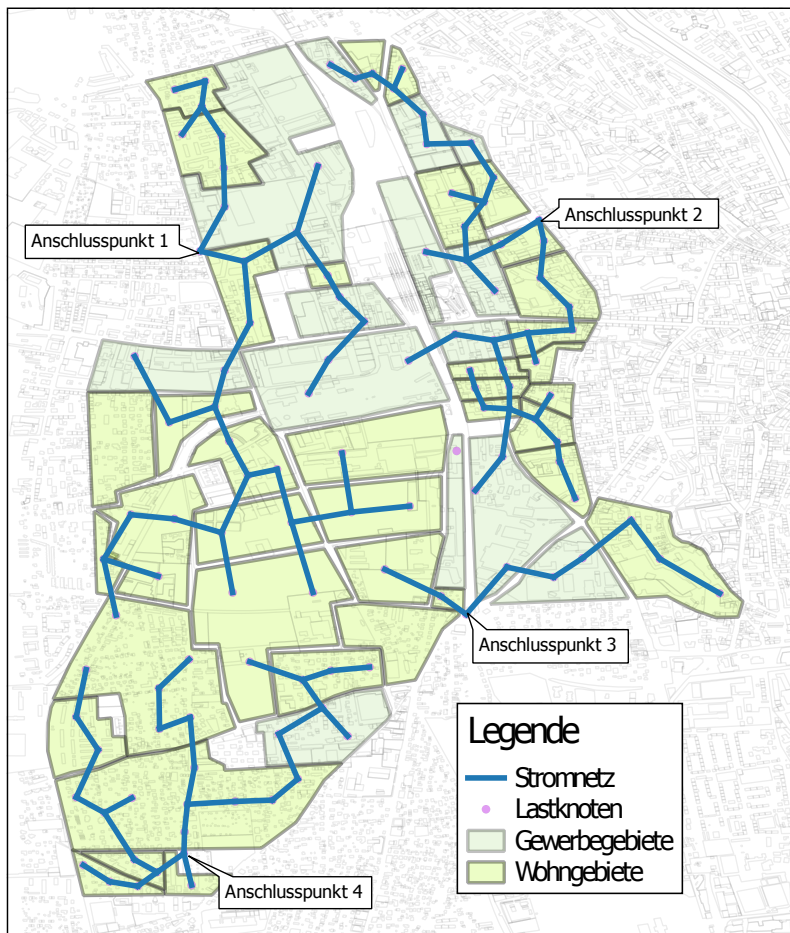


Abbildung 4.1: Entstehendes Stromnetz für das Referenzszenario ohne Wärmepumpen

4 Ergebnisse

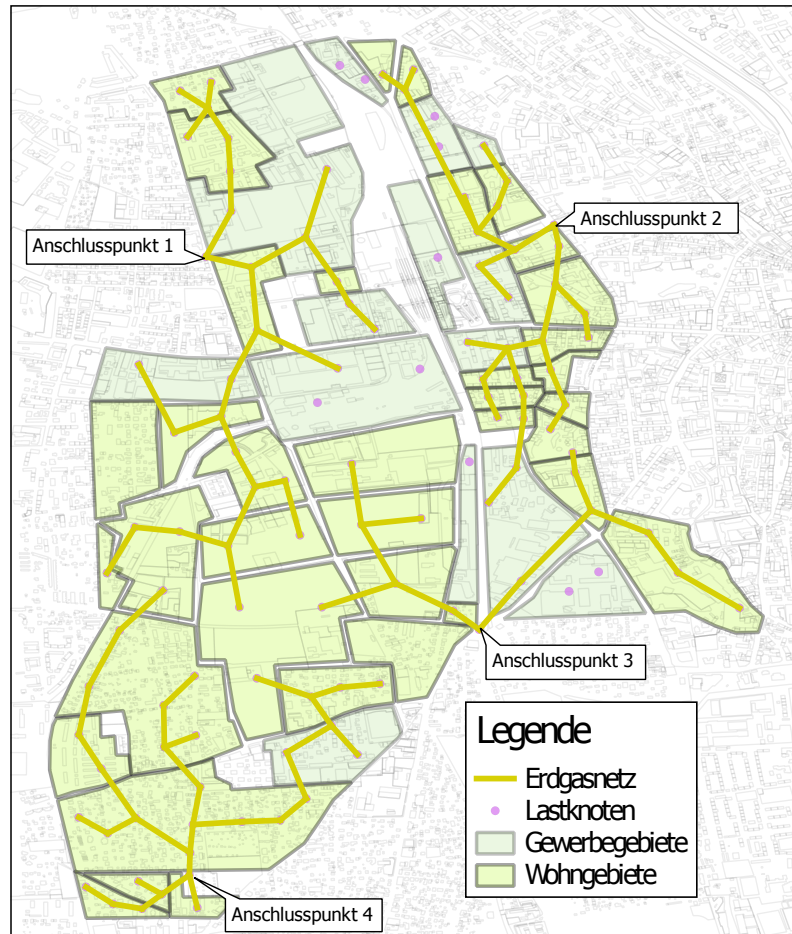


Abbildung 4.2: Entstehendes Erdgasnetz für das Referenzszenario ohne Wärmepumpen

4.1.2 Einsatz von Wärmepumpen

Dieser Punkt beschreibt das Referenzszenario unter Einbeziehung von Wärmepumpen. Es ist hier zugelassen, dass Wärmepumpenanlagen gebaut werden können und aufgrund der Tatsache, dass wahrscheinlich eine Mischung aus Luft- und Erdwärmepumpen entsteht, wurde hier als Jahresarbeitszahl ein

4.1 Referenzszenario

mittlerer Wert von 3 angenommen. Besonders hervorzuheben ist hier noch, dass es auch zugelassen wäre, wenn die gesamte Wärmeenergie in einem Lastknoten von Wärmepumpen bereitgestellt wird. In Folge dessen würde auch nur ein Stromanschluss ausreichen um den gesamten Verbrauch des Knotens abdecken zu können. In Tabelle 4.2 sind die Kapitalwerte und Längen der Versorgungsnetze dargestellt, die sich für die betriebswirtschaftlich optimale Lösung ergeben.

Tabelle 4.2: Kapitalwerte und Netzlängen für die Standardkonfiguration mit Wärmepumpen

	Kapitalwert [Mio. €] und Netzlänge [km] in Klammer			
	Stromnetz	Gasnetz	Fernwärmenetz	Gesamtsystem
Referenz mit Wärmepumpen	48 (21,2)	159 (8,6)	—	207 (29,8)

Auch in diesem Szenario wird, aus den selben Gründen wie in Punkt 4.1.1, kein Fernwärmenetz gebaut. Allerdings stellt das Stromnetz hier mehr Wärmeenergie bereit und in Folge dessen erhöht sich auch die Rentabilität des Gesamtsystems. Um diesen Effekt genauer erklären zu können, ist es notwendig die geographische Verteilung der Netze zu betrachten (Abbildung 4.3). Hier zeigt sich nun ein deutlicher Unterschied im Vergleich zur Netzverteilung ohne dem Einsatz von Wärmepumpen. Es werden nur mehr sehr große Wärmelastzentren (Wohnblöcke, Industrie, große Gewerbegebiete, Blockrandbebauung) an das Erdgasnetz angeschlossen. Alle anderen, dünner besiedelten Gebiete mit einem geringeren spezifischen Wärmeverbrauch, werden nur über das Stromnetz und mittels Wärmepumpen versorgt. In Folge dessen sinkt auch die Erdgasnetzlänge auf ca. die Hälfte des Stromnetzes ab.

Dieser Effekt ergibt sich dadurch, dass jeder Lastknoten immer an das Stromnetz angeschlossen werden muss und somit das Stromnetz auch immer komplett ausgebaut wird. Durch diese Verteilung der Wärmeerzeugungstechnologien sinken die Investitionskosten für das Gesamtversorgungssystem erheblich. Interessant ist hier auch die Tatsache, dass die Wärmepumpen eine Jahresarbeitszahl von 3 aufweisen und somit insgesamt um zwei Drittel weniger Energie verkauft wird. Ungeachtet dessen, ist diese Verteilung der Netze für

4 Ergebnisse

den Energieversorger und Netzbetreiber am vorteilhaftesten, da die sinkenden Investitionskosten den Verlust durch den geringeren Energieverkauf mehr als ausgleichen. Dieses Szenario stellt außerdem den bestmöglichen Betriebsfall für den Energieversorger und Netzbetreiber dar und wird grundsätzlich für nachfolgende Betrachtungen als Referenz verwendet.

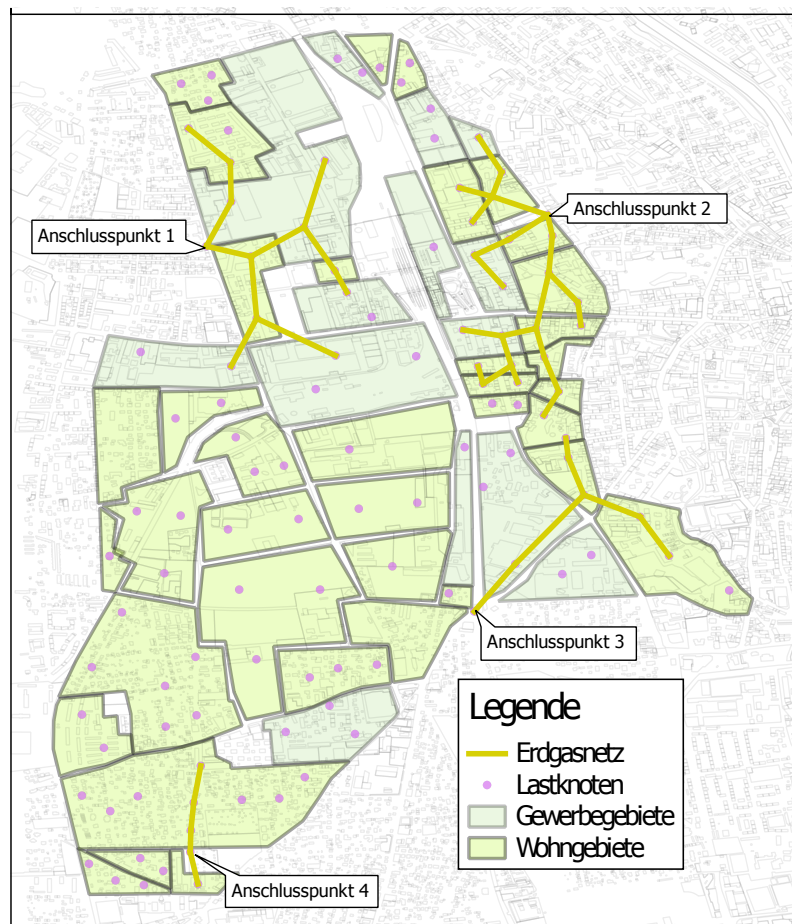


Abbildung 4.3: Entstehendes Erdgasnetz für das Referenzszenario mit Wärmepumpen

4.2 Einsatz von lokaler Fernwärmeerzeugung

Der erste Betrachtungsfall "lokale FW 40 GWh/a" stellt den momentanen Zustand im Gebiet Reininghaus dar. Hierbei wird vom Stahlwerk Marienhütte 40 GWh/a an Wärmeenergie geliefert. Diese Menge wurde auch konstant in den letzten Jahren von diesem Industriebetrieb in das Fernwärmenetz der Stadt Graz eingespeist.

Im nächsten Punkt "lokale FW 120 GWh" werden zusätzlich zum Stahlwerk Marienhütte noch zwei weitere lokale Fernwärmeproduktionen angenommen. Diese sind rein fiktiv, wurden allerdings unter Berücksichtigung realer Gegebenheiten (Platzangebot, Gewerbe- oder Industriegebiet) so platziert, dass auch in der Praxis diese Standorte für die Wärmeproduktion geeignet wären. Alle 3 Knoten liefern jeweils 40 GWh Wärmeenergie pro Jahr.

Für den letzten Betrachtungsfall "lokale FW 200 GWh/a" wurde die gleiche Verteilung wie im vorherigen Punkt benutzt, allerdings liefern die fiktiven lokalen Fernwärmeproduktionen nun jeweils 80 GWh/a. In Tabelle 4.3 sind die Kapitalwerte und Längen der Versorgungsnetze dargestellt, die sich für die betriebswirtschaftlich optimalen Lösungen ergeben.

Tabelle 4.3: Kapitalwerte und Netzlängen mit lokaler Fernwärmeerzeugung

		Kapitalwert [Mio. €] und Netzlänge [km] in Klammer			
		Stromnetz	Gasnetz	Fernwärmenetz	Gesamtsystem
lokale FW	keine	48 (21,2)	159 (8,6)	—	207 (29,8)
	40 GWh/a	47 (21,2)	143 (7,5)	4 (1,4)	194 (30,1)
	120 GWh/a	45 (21,2)	106 (5,6)	14 (3,9)	165 (30,7)
	200 GWh/a	43 (21,2)	70 (3,6)	19 (6,2)	132 (31)

Mit Erhöhung der lokalen Fernwärmeproduktion sinkt der Kapitalwert des Gesamtsystems. Der Grund dafür ist die geringere Rentabilität des Fernwärmenetzes im Vergleich zu den beiden anderen Versorgungsnetzen. Evident ist dies am besten einerseits an der Erhöhung des Kapitalwertes des

4 Ergebnisse

Fernwärmenetzes und andererseits an der Verringerung des Kapitalwertes des Erdgasnetzes. Der sinkende Kapitalwert des Erdgasnetzes kann nicht annähernd durch das neu gebaute Fernwärmenetz ausgeglichen werden und somit sinkt in Folge daraus auch der Gesamtkapitalwert. Ein Blick auf die Netzlängen lässt ebenfalls die Verdrängung des Erdgasnetzes durch das Fernwärmenetz erkennen.

Ein interessanter Punkt ist weiters, dass der Kapitalwert des Stromnetzes leicht zurückgeht. Das entsteht wiederum dadurch, dass die Gebiete in der Nähe der lokalen Fernwärmeknoten billiger (geringere Baukosten der Versorgungsleitungen) zu versorgen sind, als weiter entfernte Lastknoten und somit werden diese auch als erstes angeschlossen. Befinden sich darin nun Lastknoten, die vorher ihren Wärmebedarf mittels Wärmepumpen abgedeckt haben, so verschiebt sich der Wärmeenergieverbrauch in Richtung des Fernwärmenetzes. Dadurch sinkt der Stromverbrauch und mit ihm der Kapitalwert des Stromnetzes.

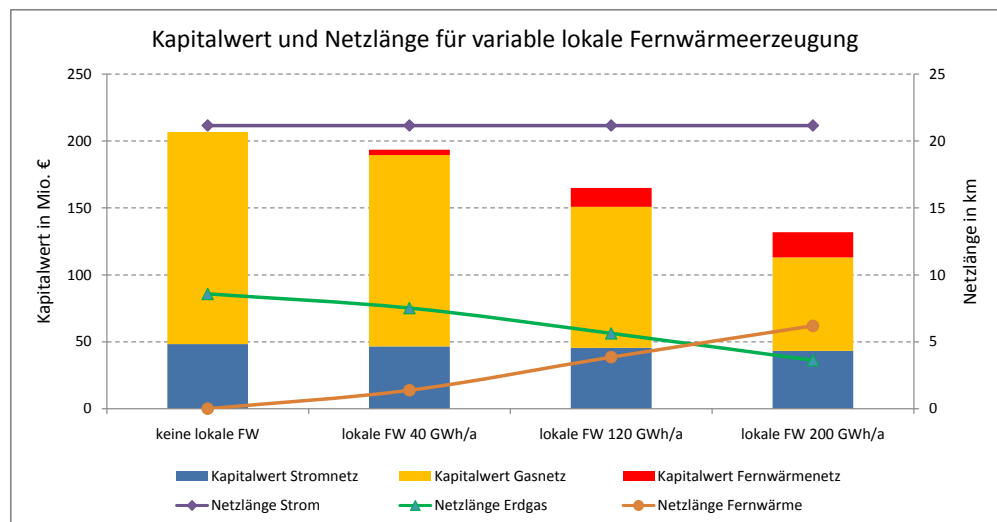


Abbildung 4.4: Kapitalwert und Netzlänge bei unterschiedlicher lokaler Fernwärmeerzeugung

4.2 Einsatz von lokaler Fernwärmeerzeugung

Nachfolgend sind das entstehende Erdgas- und Fernwärmenetz für eine lokale Fernwärmeproduktion von 40 GWh/a (Abbildung 4.5) und 200 GWh/a (Abbildung 4.6) dargestellt. Es ist klar ersichtlich, dass nur die lokale Fernwärmeproduktion verteilt wird und es keinen zusätzlichen Anschluss an das äußere Fernwärmenetz gibt. Dies ergibt sich wiederum aus der geringeren Rentabilität des Fernwärmenetzes. Ist nun mehr lokale Fernwärme vorhanden, so muss diese erhöhte Wärmeenergie auch verteilt werden und das Netz wird größer. Gleichzeitig sinkt durch die geringere Rentabilität auch der Kapitalwert des Gesamtsystems, wie vorhin bereits beschrieben.

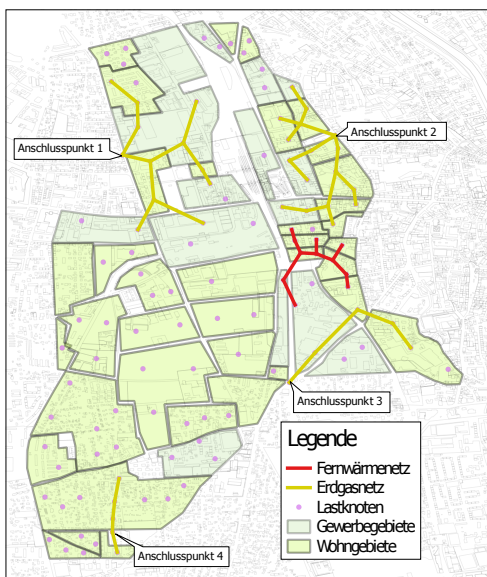


Abbildung 4.5: Entstehendes Erdgas- und Fernwärmenetz bei einer lokalen Fernwärmeproduktion von 40 GWh

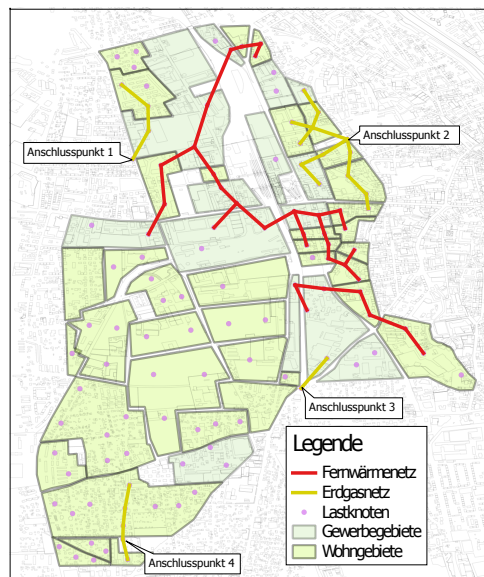


Abbildung 4.6: Entstehendes Erdgas- und Fernwärmenetz bei einer lokalen Fernwärmeproduktion von 200 GWh

4.3 Beschränkung auf Strom- und Fernwärmenetz

In diesem Szenario beschränken sich die Netzausbaumöglichkeiten auf das Strom- und das Fernwärmenetz. Es soll hier untersucht werden, welche wirtschaftlichen Auswirkungen ein Bauverbot des Erdgasnetzes auf den Energieversorger und Netzbetreiber hat. Je nachdem ob der Einsatz von Wärmepumpen erlaubt ist oder nicht, entstehen zwei komplett unterschiedliche optimale Netzverteilungen. In Tabelle 4.4 sind die Kapitalwerte und Längen der Versorgungsnetze dargestellt, die sich für die betriebswirtschaftlich optimalen Lösungen ergeben.

Tabelle 4.4: Kapitalwerte und Netzlängen bei Beschränkung auf Strom- und Fernwärmenetz

		Kapitalwert [Mio. €] und Netzlänge [km] in Klammer			
		Stromnetz	Gasnetz	Fernw.-Netz	Gesamtsystem
kein Erdgas	ohne WP	18 (21,2)	—	3 (20,8)	21 (42)
	mit WP	153 (21,2)	—	—	153 (21,2)

Wird der Einsatz von Wärmepumpen erlaubt, so stellt sich als optimale Lösung der reine Bau des Stromnetzes dar. Der Wärmebedarf des gesamten Gebietes würde dann von Wärmepumpenanlagen bereitgestellt werden. Für den Energieversorger und Netzbetreiber wäre das in diesem Fall die Ideallösung. Der Grund dafür wird klar, wenn das Szenario ohne dem Einsatz von Wärmepumpen betrachtet wird.

In diesem zweiten Szenario ist das Optimierungsmodell, bzw. in der Folge daraus der Energieversorger und Netzbetreiber, dazu gezwungen das Fernwärmenetz vollständig auszubauen und alle Wärmelastknoten damit zu versorgen. Die Ergebnisse zeigen sehr gut den Grund für die Bevorzugung des Erdgasnetzes gegenüber dem Fernwärmenetz. Es zeigt sich, dass der Kapitalwert des Fernwärmesystems nur knapp positiv ist. Für das Fernwärmenetz generell und für diesen betrachteten Betriebsfall im Speziellen, bedeutet es, dass sie keine guten Investitionen darstellen.

In der folgenden Abbildung 4.7 ist das vollständig ausgebaute Fernwärmenetz, das sich bei Beschränkung auf Strom- und Fernwärme und ohne dem Einsatz von Wärmepumpen ergibt, dargestellt.

4.4 Variation des Wärmepumpeneinsatzes

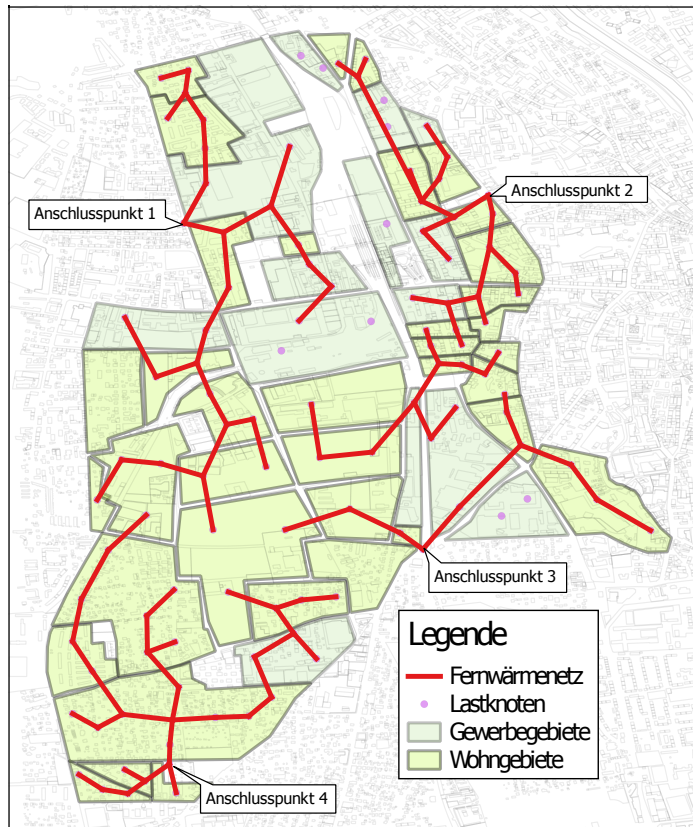


Abbildung 4.7: Voll ausgebautes Fernwärmenetz bei Verbot von Erdgas und Nichtbenutzung von Wärmepumpen

4.4 Variation des Wärmepumpeneinsatzes

In diesem Szenario ist der Wärmepumpeneinsatz ein externer Parameter der manuell vorgegeben wird. Es wurde untersucht, wie sich unterschiedliche Mengen an Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen auf das optimale Netz, bzw. die betriebswirtschaftlich optimale Energieversorgung des Gebietes durch den Energieversorger und Netzbetreiber, auswirkt. Als Variable wurde

4 Ergebnisse

der Wärmepumpen-Deckungsanteil verändert, dies entspricht dem prozentuellen Anteil der durch Wärmepumpenanlagen erzeugten Wärmeenergie in den jeweiligen Lastknoten. Die Erhöhung des Parameters bewirkt natürlich eine Lastverschiebung vom Erdgasnetz hin zum Stromnetz.

In Abbildung 4.8 sind hier die Investitionskosten der für den jeweiligen Deckungsanteil notwendigen Wärmepumpen dargestellt. Diese Kosten werden nicht vom Energieversorger getragen, sondern müssen von den Haushalten abgedeckt werden. Es soll hier allerdings gezeigt werden, dass die Anschaffungskosten der Wärmepumpen, um einen höheren Deckungsanteil zu erreichen, immer noch sehr hoch sind. In Anbetracht dieser hohen Investitionskosten stellt sich die Frage, inwieweit ein hoher Deckungsanteil überhaupt erreichbar wäre, bzw. auch in welchem Zeitraum.

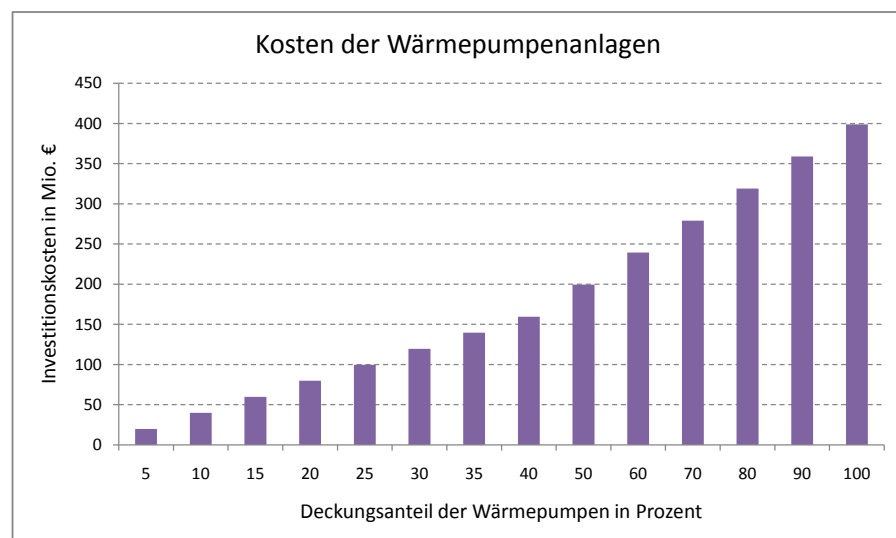


Abbildung 4.8: Investitionskosten für die eingesetzten Wärmepumpen

In Tabelle 4.5 sind die Kapitalwerte und Längen der Versorgungsnetze dargestellt, die sich für die betriebswirtschaftlich optimalen Lösungen ergeben.

4.4 Variation des Wärmepumpeneinsatzes

Tabelle 4.5: Kapitalwerte und Netzlängen für unterschiedlichen Wärmepumpenanteil an der Wärmeerzeugung

		Kapitalwert [Mio. €] und Netzlänge [km] in Klammer			
		Stromnetz	Gasnetz	Fernwärmenetz	Gesamtsystem
WP- Anteil in %	10	30 (21,2)	140 (20,8)	—	169 (42)
	20	43 (21,2)	115 (20,7)	—	158 (41,9)
	40	71 (21,2)	66 (20,6)	—	137 (41,8)
	60	98 (21,2)	17 (20,3)	—	115 (41,5)
	90	140 (21,2)	-56 (20,2)	—	83 (41,4)
	100	153 (21,2)	—	—	153 (21,2)

Besonders in der graphischen Darstellung der Ergebnisse (Abbildung 4.9) ist gut zu erkennen, dass bei stärkerem Wärmepumpeneinsatz die gelieferte Energie durch Erdgas immer geringer wird und sich dafür der Anteil an elektrischer Energie erhöht. Anzumerken ist hier, dass für die Wärmepumpenanlagen in diesem Szenario eine Jahresarbeitszahl von 3 angenommen wurde und somit die benötigte elektrische Energie nur ein Drittel der reinen Wärmeenergie beträgt. Dieser Umstand bewirkt, dass der Kapitalwert des Gesamtsystems langsam absinkt. Sehr gut dargestellt wird dies durch die langsam abfallende Kurve des Gesamtsystems in Abbildung 4.9.

Es wurde hier angenommen, dass die erzeugte Wärmemenge durch Wärmepumpenanlagen als externer Parameter manuell vorgegeben ist. Der Rest an Wärmeenergie muss durch die anderen Netze bereitgestellt werden. Das ist auch der Grund dafür, dass sich der Kapitalwert des Erdgasnetzes in den negativen Bereich bewegt. In der Praxis würde ab einem negativen Kapitalwert natürlich kein Netz mehr gebaut, aber diese Modellkonfiguration und Ergebnisdarstellung soll den Einfluss sichtbar machen, den die zunehmende Wärmeerzeugung durch Wärmepumpenanlagen auf die zukünftigen Energieversorgungssysteme hat. Bei einem Deckungsgrad von 100 % steigt der Kapitalwert des Gesamtsystems wieder, da nun kein Erdgasnetz mehr gebaut werden muss.

Die Länge des Erdgasnetzes bleibt hier annähernd konstant. Leichte Unterschiede ergeben sich durch kleine Änderungen in den Verbindungen, hervorgerufen durch die von der Spitzenlast abhängigen variablen Baukosten.

4 Ergebnisse

Hier muss noch explizit hervorgehoben werden, dass sich ein nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten operierendes Unternehmen, so nicht verhalten würde. Ab dem Zeitpunkt, an dem der summierte Kapitalwert des Strom- und Erdgasnetzes niedriger als der Kapitalwert bei Komplettversorgung durch elektrische Energie ist, würde kein Erdgasnetz mehr gebaut und das gesamte Gebiet wird nur mehr mit Strom versorgt. Deswegen stellt dieses Szenario eher eine Simulation als eine Optimierung dar.

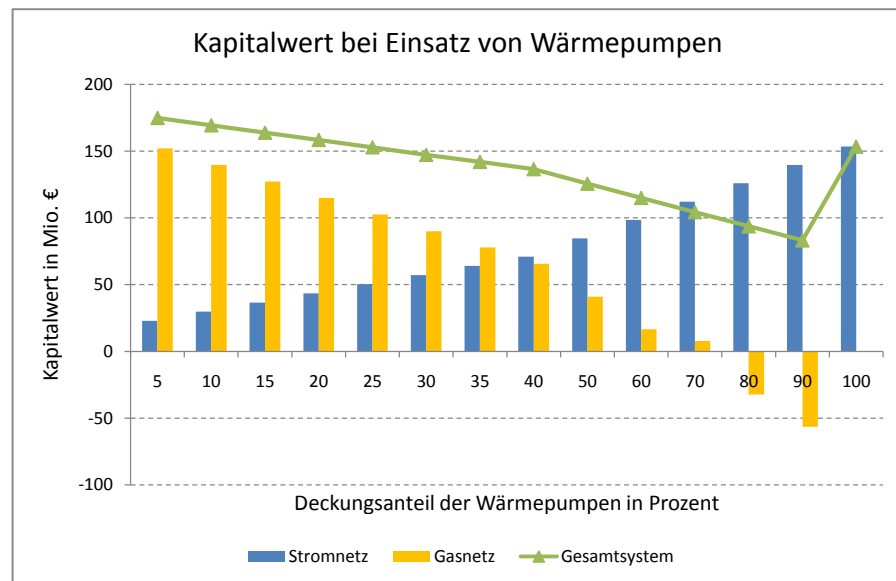


Abbildung 4.9: Kapitalwert bei unterschiedlichem Wärmepumpeneinsatz

Dieses Szenario könnte natürlich auch anders konfiguriert werden. Es könnte angenommen werden, dass ab einem negativen Kapitalwert des Erdgasnetzes, dieses auch nicht mehr gebaut wird und die Wärme dann durch Backstoptechnologien wie Pelletsheizungen, Ölheizungen und ähnlichem, lokal bereitgestellt würde. Der Kern dieses Szenarios ist es allerdings, den Trend zu zeigen, dass sich der Energieverbrauch durch zunehmenden Wärmepumpeneinsatz, in Richtung elektrische Energie verschiebt und in Folge daraus Erdgas-, aber auch Fernwärmenetze, wirtschaftlich immer stärker unter Druck geraten.

4.5 Variation des Photovoltaikeinsatzes

In diesem Szenario wird manuell eine bestimmte Menge an Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen vorgegeben. Es wird untersucht, wie sich die Zunahme der lokalen Stromerzeugung durch die Haushalte einerseits auf die Versorgungsnetze und andererseits auf den Energieversorger und Netzbetreiber selbst auswirkt. Variiert wurde der Photovoltaik-Deckungsanteil, also der Anteil der durch Photovoltaikanlagen erzeugten elektrischen Energie bezogen auf die elektrische Gesamtnachfrage. Es wird vorausgesetzt, dass sich durch die PV-Erzeugung keine Leistungsminimierung in der Spitzenlast ergibt.

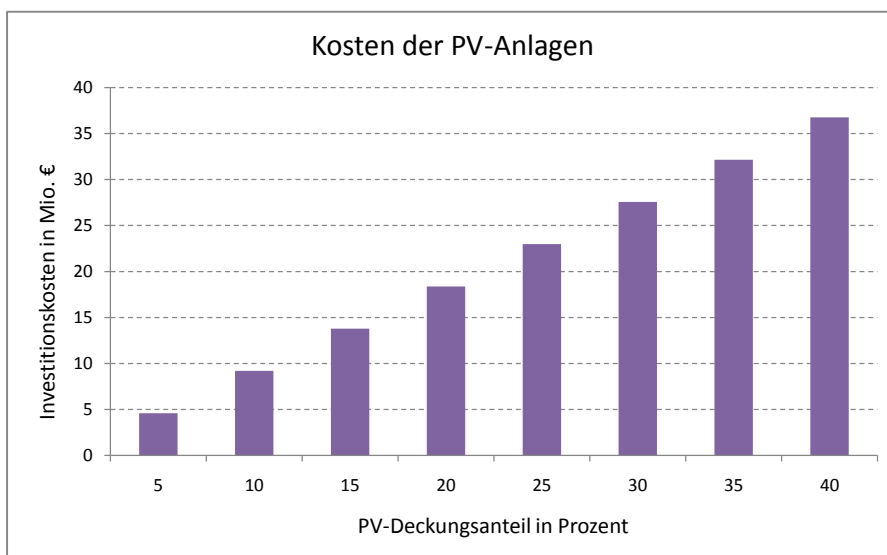


Abbildung 4.10: Investitionskosten für die eingesetzten Photovoltaikanlagen

In Abbildung 4.10 sind die Investitionskosten, die für den jeweiligen Deckungsanteil notwendigen Photovoltaikanlagen, dargestellt. Diese Kosten werden nicht vom Energieversorger und Netzbetreiber getragen, sondern müssen von den Haushalten abgedeckt werden. Es soll hier allerdings gezeigt werden, welche Investitionen die Haushalte tätigen müssten, um den

4 Ergebnisse

jeweiligen Deckungsanteil zu erreichen. Werden diese Werte mit den Investitionskosten für die Wärmepumpen in Szenario 4.4 verglichen, sticht sofort die völlig andere Größenordnung ins Auge.

In Tabelle 4.6 sind die Kapitalwerte und Längen der Versorgungsnetze dargestellt, die sich für die betriebswirtschaftlich optimalen Lösungen ergeben.

Tabelle 4.6: Kapitalwerte und Netzlängen für unterschiedlichen Photovoltaik-Deckungsgrad

		Kapitalwert [Mio. €] und Netzlänge [km] in Klammer			
		Stromnetz	Gasnetz	Fernwärmenetz	Gesamtsystem
PV-Anteil in %	10	10 (21,2)	163 (20,9)	—	174 (42,1)
	20	3 (21,2)	163 (20,9)	—	166 (42,1)
	30	-5 (21,2)	163 (20,9)	—	158 (42,1)
	40	-13 (21,2)	163 (20,9)	—	150 (42,1)

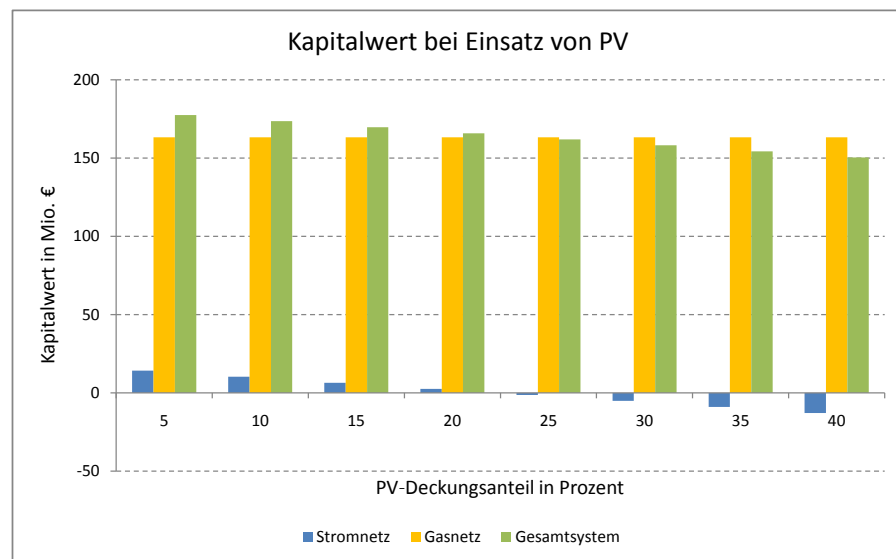


Abbildung 4.11: Kapitalwert bei unterschiedlichem Photovoltaik-Deckungsgrad

4.6 Einführung einer CO₂-Emissionsgrenze

Der Kapitalwert des Erdgasnetzes wird in diesem Szenario nicht beeinflusst. Durch die Mengenverringerung des Verkaufs an elektrischer Energie sinkt allerdings der Kapitalwert des Stromnetzes und bewegt sich bereits ab einem Deckungsgrad von 30 % in den negativen Bereich. Die Ursache dafür ist wieder, dass immer das komplette Stromnetz mit der maximalen Spitzenleistung ausgebaut werden muss, um alle Lastknoten zuverlässig mit Strom versorgen zu können. Aufbau und Länge beider Versorgungsnetze ist unabhängig von der PV-Erzeugung.

Ein interessantes Ergebnis ist weiters, dass der Einfluss der durch Photovoltaik-Anlagen erzeugten lokalen elektrischen Energie, sich nicht sehr stark auf den Kapitalwert des Gesamtsystems auswirkt. Dies entsteht durch den grundsätzlich um vieles stärkeren Einfluss des Kapitalwertes des Erdgasnetzes auf den Kapitalwert des Gesamtsystems. In Folge daraus ist das Gesamtsystem immer noch sehr rentabel und die Investition ist als stark positiv zu bewerten.

4.6 Einführung einer CO₂-Emissionsgrenze

In diesem Szenario wird als erstes untersucht, wie viel CO₂ bei bestmöglicher betriebswirtschaftlicher Lösung für den Energieversorger ausgestoßen wird. Anschließend wird eine Emissionsgrenze eingeführt und die Auswirkungen auf die Kapitalwerte der verschiedenen Versorgungsnetze, sowie den Netzausbau untersucht. Eine weitere Analyse wird über die Schattenpreise an den jeweiligen Betriebspunkten durchgeführt. Die CO₂-Emissionen durch den Verbrauch elektrischer Energie variieren stark. Deswegen wurden zwei verschiedene Szenarien erstellt, einerseits mit der Zusammensetzung der elektrischen Erzeugung in Österreich (AUT-Mix¹, 58,03 g CO₂/kWh) und andererseits mit der mittleren gesamteuropäischen Erzeugung (UCTE-Mix², 340 g CO₂/kWh).

Österreich besitzt einen sehr sauberen Kraftwerkspark mit viel erneuerbarer Energie und einem sehr hohen Anteil an Wasserkraft, deswegen auch die sehr geringen spezifischen Emissionen. Im gesamteuropäischen Mix sind viel

¹E-CONTROL - Stromkennzeichnungsbericht, 2015.

²ENTSO-E - Statistical Factsheet 2014, 2014.

4 Ergebnisse

größere Anteile an Kohle- und Erdgaskraftwerken enthalten und daher ergibt sich auch der höhere CO₂-Ausstoß. Der Aspekt, dass trotz der Risiken, die Atomkraftwerke beinhalten, diese dazu beitragen, die direkten Emissionen zu senken, sollte der Vollständigkeit halber hier auch angeführt werden. Für Erdgas wird der spezifische CO₂-Ausstoß verwendet, der sich durch die Verbrennung des Primärenergieträgers ergibt (200 g CO₂/kWh).

4.6.1 Entwicklung der Kapitalwerte

AUT-Mix

Im ersten Szenario wird die Zusammensetzung der elektrischen Erzeugung in Österreich verwendet (AUT-Mix). In Tabelle 4.7 sind die Kapitalwerte und Längen der Versorgungsnetze dargestellt, die sich für die betriebswirtschaftlich optimalen Lösungen ergeben.

Tabelle 4.7: Kapitalwerte und Netzlängen für unterschiedliche CO₂-Begrenzungen (AUT-Mix)

		Kapitalw. [Mio.€] und Netzlänge [km] in Klammer			
		Stromnetz	Gasnetz	FW-Netz	Gesamtsystem
Emissionsgrenze in Tonnen CO ₂	keine(81340)	48 (21,2)	159 (8,6)	—	207 (29,8)
	50000	96 (21,2)	95 (3,2)	—	191 (24,4)
	20000	142 (21,2)	20 (0,5)	—	162 (21,7)
	10000	110 (21,2)	—	—	110 (21,2)
	7500	66 (21,2)	—	—	66 (21,2)
	5000	23 (21,2)	—	—	23 (21,2)
	3000	-12 (21,2)	—	—	-12 (21,2)

Die maximale Emission bei betriebswirtschaftlich optimalem Ausbau ergibt sich hier zu 81340 Tonnen CO₂. Führt man nun eine CO₂-Emissionsgrenze ein, dann wird mit steigender Beschränkung die Wärmeerzeugung von Erdgas in Richtung Wärmepumpenanlagen umgeschichtet. Erdgas mit höherem Emissionswert wird also durch elektrische Energie mit rund einem Viertel des spezifischen Ausstoßes ersetzt. Aufgrund dessen steigt der Kapitalwert des Stromnetzes und es sinkt gleichzeitig der Kapitalwert des Erdgasnetzes.

4.6 Einführung einer CO2-Emissionsgrenze

Reicht diese Umschichtung nicht mehr aus, muss auch die Stromerzeugung teilweise durch Photovoltaikanlagen durchgeführt werden. In diesem Szenario beginnt das bei einer Emissionsgrenze von 10000 Tonnen CO₂ (ein Achtel des Maximalwertes), also sehr spät. Der Grund dafür ist wieder der sehr saubere Strom in Österreich, welcher es möglich macht, alleine durch Elektrifizierung viel CO₂ einsparen zu können.

Wird nun Photovoltaik eingesetzt, so sinkt auch der Kapitalwert des Stromnetzes sukzessive ab und das Gesamtversorgungssystem bewegt sich ebenfalls langsam in den negativen Bereich. Dieser negative Bereich wird aber überraschend spät erreicht und der Grund dafür ist wieder der relativ saubere österreichische Strommix.

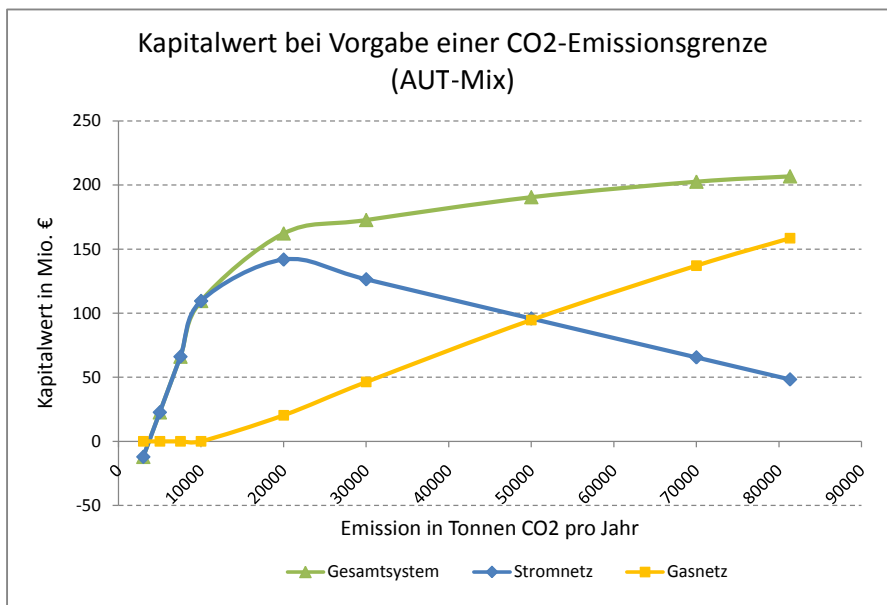


Abbildung 4.12: Kapitalwert bei Vorgabe einer CO₂-Emissionsgrenze (AUT-Mix)

In Abbildung 4.13 werden die Längen des Strom- und Erdgasnetzes für verschiedene Emissionsbeschränkungen dargestellt. Das Stromnetz wird, wie auch bereits in den vorherigen Punkten beschrieben, immer vollständig auf die

4 Ergebnisse

volle Länge ausgebaut. Sehr gut ersichtlich ist hier auch der stetige Rückgang des Erdgasnetzes und der Zeitpunkt an dem nur mehr das Stromnetz gebaut wird.

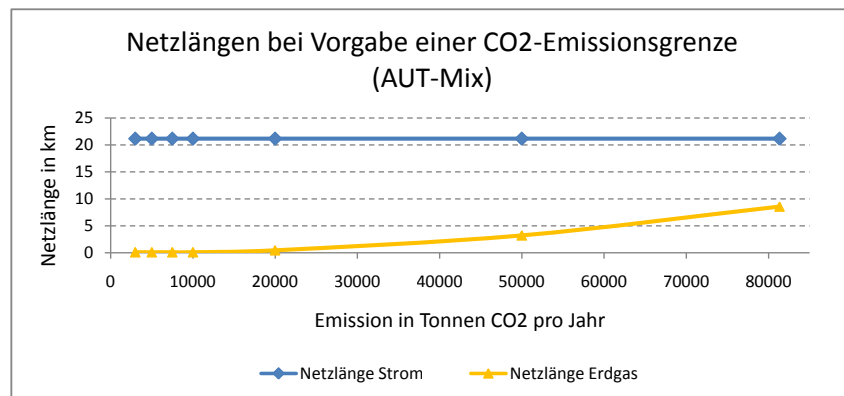


Abbildung 4.13: Versorgungsnetzlängen bei Vorgabe einer CO2-Emissionsgrenze (UCTE-Mix)

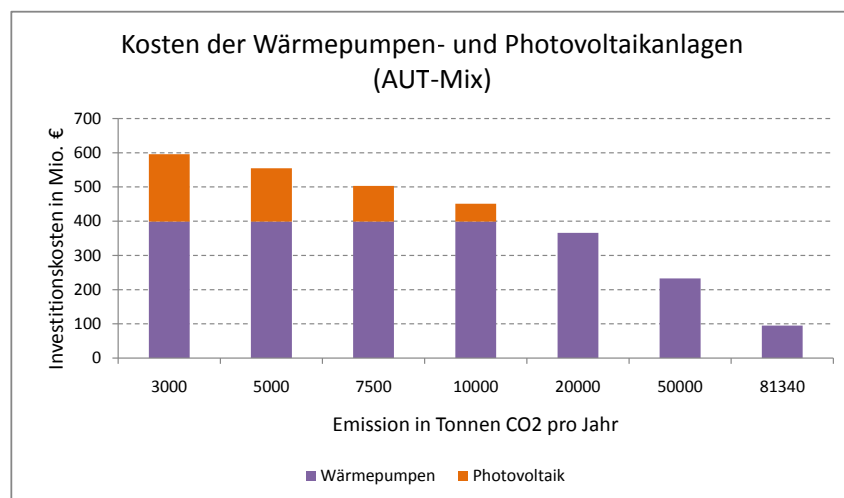


Abbildung 4.14: Investitionskosten für die eingesetzten Photovoltaik- und Wärmepumpenanlagen (AUT-Mix)

4.6 Einführung einer CO₂-Emissionsgrenze

In Abbildung 4.14 sind hier noch die Investitionskosten für die Wärmepumpen- und Photovoltaikanlagen bei den jeweiligen Emissionsgrenzen dargestellt. Diese Kosten werden nicht vom Energieversorger und Netzbetreiber getragen, sondern müssen von den Haushalten abgedeckt werden. Es soll hier allerdings gezeigt werden, in welcher Größenordnung sich die Investitionen in diese Technologien bewegen. Für das Versorgungsunternehmen ist es natürlich vorteilhaft, da alle diese Aufwendungen ausgelagert werden können. Der Vergleich zu einer Stromerzeugung mit höherem fossilen Anteil und somit höherem CO₂-Ausstoß (UCTE-Mix) wird im nachfolgenden Szenario durchgeführt.

UCTE-Mix

Im zweiten Szenario wird die gesamteuropäische Zusammensetzung der elektrischen Erzeugung verwendet (UCTE-Mix), um den Kontrast zu Kraftwerkspark mit einem höheren Anteil an fossiler Energie herstellen zu können. In Tabelle 4.8 sind die Kapitalwerte der Versorgungsnetze dargestellt, die sich für die betriebswirtschaftlich optimalen Lösungen ergeben.

Tabelle 4.8: Kapitalwerte und Netzlängen für unterschiedliche CO₂-Begrenzungen (UCTE-Mix)

		Kapitalw. [Mio.€] und Netzlänge [km] in Klammer			
		Stromnetz	Gasnetz	FW-Netz	Gesamtsystem
Emissionsgrenze in Tonnen CO ₂	keine(112250)	48 (21,2)	159 (8,6)	—	207 (29,8)
	90000	108 (21,2)	76 (2,3)	—	184 (23,5)
	70000	143 (21,2)	—	—	143 (21,2)
	60000	114 (21,2)	—	—	114 (21,2)
	50000	84 (21,2)	—	—	84 (21,2)
	30000	25 (21,2)	—	—	25 (21,2)
	10000	-35 (21,2)	—	—	-35 (21,2)
	5000	-49 (21,2)	—	—	-49 (21,2)

Die maximale Emission bei betriebswirtschaftlich optimalem Ausbau ergibt sich hier zu 112250 Tonnen CO₂ und ist somit um ca. 38 % höher als bei vorherigem Szenario mit österreichischer Stromerzeugung. Es wird hier ebenfalls wieder eine CO₂-Grenze eingeführt und genau so wie im ersten Szenario wird bei steigender Beschränkung die Wärmeerzeugung von Erdgas in Richtung

4 Ergebnisse

elektrischer Energie umgeschichtet. Aufgrund dessen, steigt der Kapitalwert des Stromnetzes und es sinkt gleichzeitig der Kapitalwert des Erdgasnetzes. Reicht das nicht mehr aus, so muss die Stromerzeugung wieder teilweise durch Photovoltaikanlagen durchgeführt werden.

Der große Unterschied in den Szenarien ist der Punkt, an dem dies notwendig ist. Bei Strom mit höheren spezifischen CO₂-Emissionen kann nicht so viel durch Elektrifizierung eingespart werden und bereits ab einer Grenze von 70000 Tonnen CO₂ sind Photovoltaikanlagen notwendig, um die Gesamtemissionen des Versorgungssystems noch weiter zu senken. Aus diesem Grund, bewegt sich auch das Gesamtsystem deutlich früher in den negativen Bereich. Zusammenfassend bedeutet dies, dass eine Emissionsgrenze bei Stromzusammensetzungen mit höheren Emissionen pro kWh einen viel stärkeren negativen Einfluss auf den Energieversorger und Netzbetreiber haben wird. Die Rentabilität der Netze, bzw. des Versorgungssystems im Ganzen, sinken ungleich schneller im Vergleich zu elektrischer Erzeugung mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien.

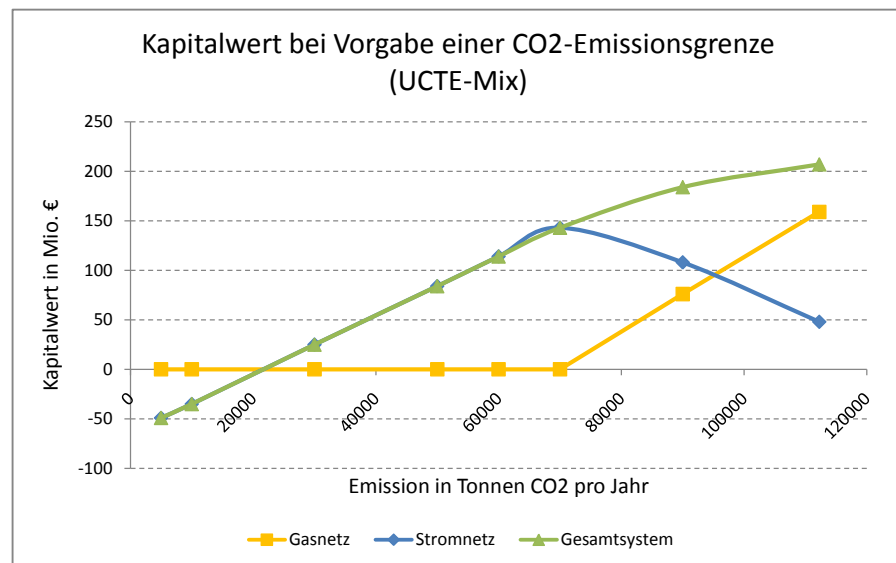


Abbildung 4.15: Kapitalwert bei Vorgabe einer CO₂-Emissionsgrenze (UCTE-Mix)

4.6 Einführung einer CO₂-Emissionsgrenze

In Abbildung 4.16 werden die Längen des Strom- und Erdgasnetzes für verschiedene Emissionsbeschränkungen dargestellt. Das Stromnetz wird auch hier immer komplett auf die volle Länge ausgebaut. Sehr gut ersichtlich ist hier der viel schnellere Rückgang des Erdgasnetzes im Vergleich zur Stromerzeugung mit dem Österreich-Mix, ebenso wie auch der frühe Umstieg auf reine Stromversorgung des untersuchten Gebietes.

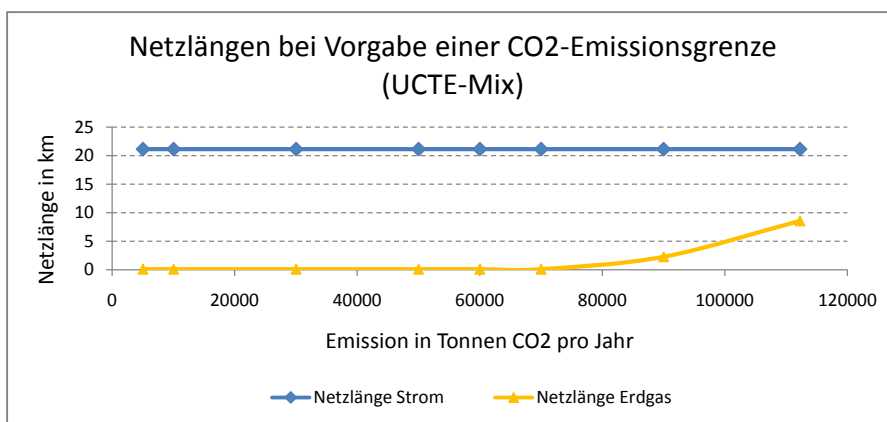


Abbildung 4.16: Versorgungsnetzlängen bei Vorgabe einer CO₂-Emissionsgrenze (UCTE-Mix)

In Abbildung 4.17 sind hier noch die Investitionskosten für die Wärmepumpen- und Photovoltaikanlagen bei den jeweiligen Emissionsgrenzen dargestellt. Diese müssen natürlich wieder von den Haushalten getragen werden. Im Vergleich zum Österreich-Szenario sind viel früher Photovoltaikanlagen notwendig und es ist weiters zu erkennen, dass für die jeweils gleichen Mengen an Gesamtemission deutlich höhere Investitionskosten von den Haushalten nötig sind. Die Emissionsbegrenzung sorgt also in diesem Szenario dafür, dass Versorgungsunternehmen und Haushalte gleichermaßen höhere Kosten als bei Verwendung des AUT-Strommixes zu tragen haben.

4 Ergebnisse

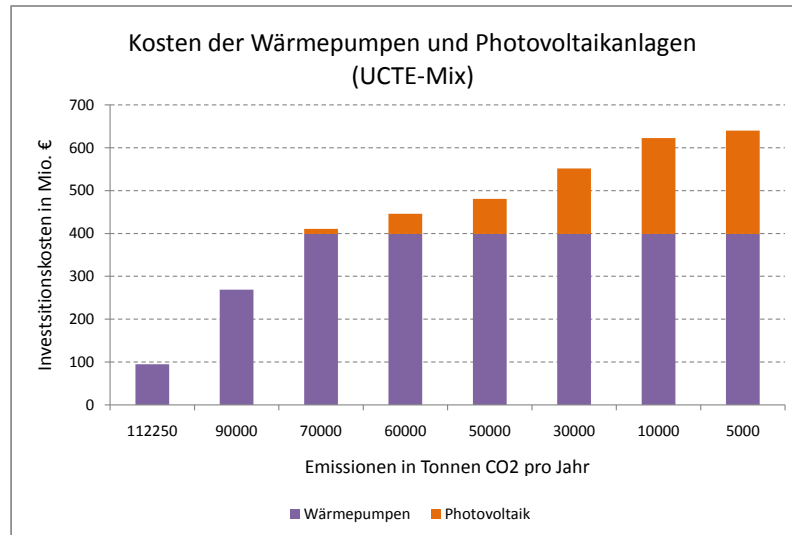


Abbildung 4.17: Investitionskosten für die eingesetzten Photovoltaik- und Wärmepumpenanlagen (UCTE-Mix)

4.6.2 Entwicklung der Schattenpreise

In diesem Punkt wird der Schattenpreis der vorherigen Szenarien betrachtet (bezogen auf die Formel 3.1). Schattenpreis bedeutet in diesem Zusammenhang die Kosten für eine zusätzliche Emissionsenkung um eine Tonne CO₂ in den verschiedenen Betrachtungspunkten. Hier werden auch wieder die beiden unterschiedlichen Stromerzeugungen des AUT-Mixes und des gesamteuropäischen UCTE-Mixes betrachtet. Es werden zwei verschiedene Werte betrachtet. Einerseits der Schattenpreis bezogen auf den Gesamtkapitalwert, hier wird der gesamte Abschreibungszeitraum betrachtet, und andererseits der auf ein Jahr bezogene Schattenpreis, welcher über die Gleichung 4.1 berechnet wird.

$$P_{CO_2} = \frac{1}{\sum_t \frac{1}{(1+i)^t}} * NPV_{CO_2} \quad (4.1)$$

4.6 Einführung einer CO₂-Emissionsgrenze

AUT-Mix

In Tabelle 4.9 sind die Schattenpreise bei Vorgabe einer CO₂-Emissionsgrenze und der Stromerzeugungsstruktur Österreichs dargestellt.

Tabelle 4.9: Schattenpreise bei Vorgabe einer CO₂-Emissionsgrenze (AUT-Mix)

Emission [t CO ₂]	70000	50000	30000	10000	7500	3000
NPV _{CO₂} [€/tCO ₂]	1000	1100	1300	17380	17380	17380
P _{CO₂} [€/tCO ₂ /a]	58	64	76	1013	1013	1013

Die Schattenpreise steigen am Anfang leicht an, bleiben am Ende aber auf sehr hohem Niveau konstant. Der leichte Anstieg am Beginn ergibt sich aus der Tatsache, dass das Erdgasnetz an den angeschlossenen Lastknoten rentabler ist als das Stromnetz. Wie vorhin bereits festgestellt, wird Wärmeerzeugung von Erdgas in Richtung elektrische Energie gelenkt und als erstes werden natürlich die am wenigsten rentablen Erdgasanschlüsse aufgelassen. Mit steigender Beschränkung werden auch immer profitablere Erdgasanschlüsse nicht mehr gebaut und aus diesem Grund steigt der Schattenpreis auch mit zunehmender Verlagerung der Wärmeerzeugung in Richtung Wärmepumpen.

Wird der Punkt erreicht, an dem Photovoltaikanlagen notwendig werden, so bleibt der Schattenpreis auf sehr hohem Niveau konstant. Das Stromnetz wird immer auf die volle Kapazität ausgebaut und somit verringern die gebauten Photovoltaikanlagen nur die Menge an verkaufter elektrischer Energie, verringern aber nicht die Investitionskosten. Die kWh elektrische Energie trägt immer gleich viel zum Kapitalwert bei und deshalb ist hier auch der Schattenpreis konstant. Hier sollte noch angeführt werden, dass der derzeitige Preis für Emission von 6-8 €/tCO₂, im Basisstrompreis bereits inkludiert ist.

4 Ergebnisse

UCTE-Mix

In Tabelle 4.10 sind die Schattenpreise bei Vorgabe einer CO₂-Emissionsgrenze und der gesamteuropäischen Stromerzeugungsstruktur des UCTE-Mix dargestellt.

Tabelle 4.10: Schattenpreise bei Vorgabe einer CO₂-Emissionsgrenze (UCTE-Mix)

Emission [t CO ₂]	112250	90000	70000	50000	30000	10000	5000
NPV _{CO₂} [€/tCO ₂]	1800	2100	2970	2970	2970	2970	2970
P _{CO₂} [€/tCO ₂ /a]	105	122	173	173	173	173	173

Die Schattenpreise steigen auch in diesem Fall am Anfang leicht an und bleiben später dann konstant, allerdings auf einem sehr viel geringeren Niveau als beim AUT-Szenario. Ein weiterer interessanter Punkt ist, dass die Schattenpreise am Beginn ein höheres Niveau besitzen. Dieser Umstand entsteht durch die höhere spezifische Emission der elektrischen Energie. Um die Emission um eine Tonne CO₂ zu senken, muss hier mehr Erdgasverbrauch in Richtung elektrischem Strom umgeschichtet werden, als bei Strom mit einem geringeren CO₂-Ausstoß pro kWh. Bei den Schattenpreisen unter Einsatz von Photovoltaik verhält es sich genau umgekehrt.

Die Schattenpreise sind hier um ein vielfaches geringer als beim AUT-Szenario. Die Erklärung dafür sind auch wieder die höheren spezifischen Emissionen, nur dreht sich die Wirkung hier um. Durch den höheren CO₂-Ausstoß pro kWh elektrischer Energie, muss weniger Energie durch Photovoltaikanlagen erzeugt werden um die CO₂-Emission um eine Tonne zu senken. Deshalb ist auch der Schattenpreis, im Vergleich zum Österreich-Szenario, in diesem Betriebspunkt geringer.

4.6 Einführung einer CO₂-Emissionsgrenze

In Abbildung 4.18 sind die Schattenpreise für den AUT-Mix und den gesamt-europäischen UCTE-Mix dargestellt.

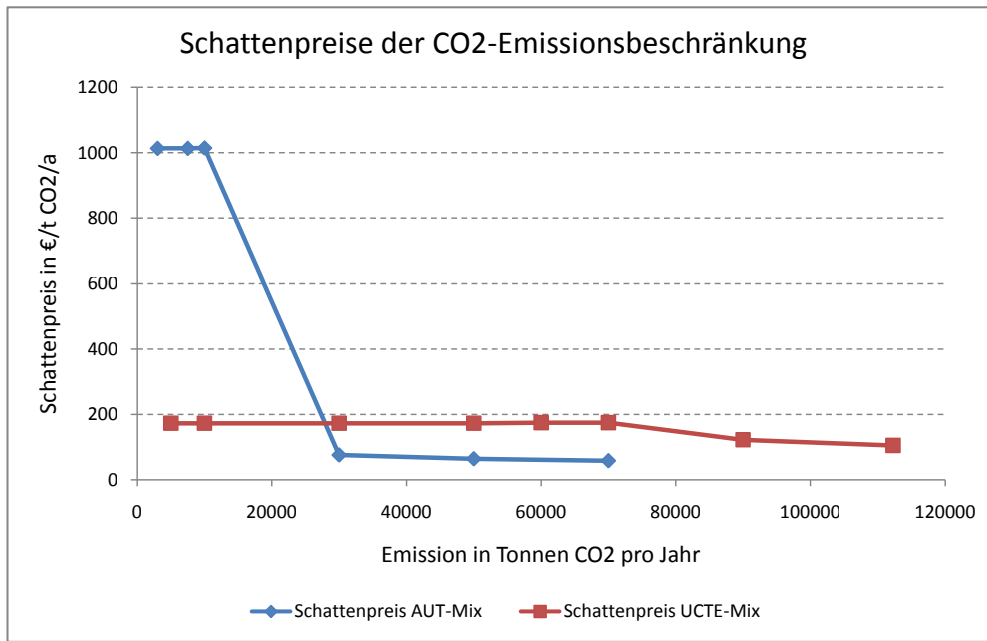


Abbildung 4.18: Schattenpreise bei Vorgabe einer CO₂-Emissionsgrenze

5 Synthese der Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Szenarienberechnungen zueinander in Kontext gesetzt. Ein sehr großer Unterschied zeigt sich in den Kapitalwerten der verschiedenen Energienetze. Das Fernwärmenetz ist bedingt durch die hohen Transport- und Erzeugungskosten nur sehr knapp oberhalb der Rentabilitätsgrenze. Dies hat zur Folge, dass eine Fernwärmeversorgung nur gebaut wird, wenn externe Faktoren es erzwingen. Wärmebereitstellung über das Strom- oder Erdgasnetz ist im Normalbetrieb immer vorzuziehen. Der Kapitalwert des Stromnetzes selbst ist sehr stark von der verkauften Energie abhängig. Dieses Netz muss immer komplett ausgebaut werden, damit eine stabile Elektrizitätsversorgung sichergestellt werden kann und in Folge dessen fallen immer relativ hohe Baukosten an. Werden von den Haushalten Wärmepumpen eingesetzt, so steigt die verkaufte elektrische Energie um ein vielfaches schneller an als die Baukosten und die Rentabilität wächst erheblich.

Werden die Konfigurationsdaten genauer betrachtet, dann ist zu erkennen, dass pro MWh Energie das Stromnetz (Differenz von Einnahmen zu Ausgaben von 58,78 €/MWh) rentabler wäre als das Erdgasnetz (Differenz von Einnahmen zu Ausgaben von 32,85 €/MWh). Allerdings ist die Menge an verbrauchter Wärmeenergie, je nach Art der Lastknoten, um ein vielfaches (Faktor 4 - 10) höher als die benötigte elektrische Energie und deswegen bewegt sich der Kapitalwert des Erdgasnetzes auch in einem Bereich, je nach Szenario, der ca. um den Faktor 4 - 10 höher ist als der Kapitalwert des Stromnetzes. Eines der größten Einflussfaktoren auf das Ergebnis ist, unabhängig vom untersuchten Szenario, der Einsatz von Wärmepumpen. Diese erlauben es, dass der Wärmeverbrauch über den Umweg des Stromnetzes abgedeckt werden kann und ermöglichen somit dem Versorgungsunternehmen dünn besiedelte Gebiete auch ohne zusätzliche Netze mit Wärme versorgen zu können.

5 Synthese der Ergebnisse

Dadurch werden die Investitions- und Betriebskosten des Gesamtsystems erheblich verringert und obwohl insgesamt, aufgrund einer Jahresarbeitszahl von 3 der Wärmepumpen, weniger Energie verkauft wird, überwiegt der Vorteil der Kostenverringerung und die Rentabilität des Versorgungssystems steigt an.

Lokale Fernwärmeproduktion verringert den Kapitalwert des Gesamtsystems. Um die lokal produzierte Wärme verwenden zu können, muss ein wenig rentables Fernwärmenetz aufgebaut werden. Dadurch verringern sich die Einnahmen der beiden anderen Versorgungsnetze und diese Verluste können nicht durch die Einnahmen aus dem Fernwärmeverkauf abgedeckt werden.

Wird der Wärmepumpeneinsatz extern vorgegeben, so zeigt sich, dass mit steigendem Deckungsgrad die gelieferte Energie durch das Erdgasnetz immer geringer wird und sich dafür der Anteil an elektrischer Energie erhöht. Der Kapitalwert und somit auch die Rentabilität des Gesamtsystems sinken nur relativ langsam ab und der gesteigerte Stromverkauf kann die Einnahmeverluste aus dem Erdgasnetz teilweise abdecken. Erst bei einem höheren Deckungsanteil, über 50 % Wärmeenergieerzeugung durch Wärmepumpenanlagen, ergeben sich größere Unterschiede im Vergleich zum Referenzsystem.

Erhöht sich die lokale Photovoltaikerzeugung, so kippt das Stromnetz bereits ab einem Deckungsgrad von knapp über 20 % in den negativen Bereich. Das resultiert einerseits aus dem geringeren Energieverkauf und andererseits aus den gleichbleibenden Baukosten der Versorgungsleitungen. Diese werden immer mit vollständiger Spitzenlast ausgebaut, damit eine stabile Elektrizitätsversorgung sichergestellt werden kann. Auf den Kapitalwert des Gesamtsystems haben diese Veränderungen allerdings weniger Auswirkungen. Durch den um den Faktor 4 - 10 höheren Kapitalwert des Erdgasnetzes befindet sich die Rentabilität des Gesamtsystems auch bei höheren Photovoltaik-Deckungsanteilen auf einem sehr guten Niveau.

Die CO₂-Emissionen des Versorgungssystems hängen sehr stark vom eingesetzten Kraftwerkspark ab. Für die optimale betriebswirtschaftliche Lösung ergibt sich, bei Einsatz des gesamteuropäischen UCTE-Strommix, ein um 40 % höherer CO₂-Ausstoß im Vergleich zum österreichischen Stromerzeugungsmix. Wird eine Emissionsbeschränkung eingeführt, so verschiebt sich der Energieverbrauch sukzessive von Erdgas in Richtung Stromnetz. Erst wenn diese Elektrifizierung des Verbrauchs nicht mehr ausreicht, muss lokale Photovoltaikproduktion errichtet werden, um die Emissionen noch weiter senken zu können.

Bei Verwendung des gesamteuropäischen UCTE-Mix wird durch die hohen spezifischen Emissionen sehr schnell der Punkt erreicht, an dem Photovoltaik dringend notwendig ist. Dies ist genau bei 63 % der Maximalmissionen der Fall, allerdings lassen sich bei Verwendung des AUT-Mix die Emissionen bis auf 10 % des Maximalwertes verringern, ohne Photovoltaik einsetzen zu müssen. Ab diesem Zeitpunkt ergibt sich ein sehr großer Unterschied in den Schattenpreisen für die zwei Kraftwerksparks.

6 Schlussfolgerung

Das entwickelte Modell ist in der Lage, die Konkurrenz zwischen den Energienetzen und Versorgungssystemen klar darzustellen. Verschiedene Technologien, die als Kopplung zwischen den Energieformen verwendet werden, können entweder als externe Parameter oder als Optimierungsvariable eingesetzt werden. Durch die Betrachtung von drei unterschiedlichen, miteinander in Verbindung stehenden Versorgungssystemen, entstehen eine sehr große Anzahl an Variablen und Gleichungen, die vom Solver ermittelt und aufgelöst werden müssen. Die von der räumlichen Struktur abhängige Aggregation der Verbrauchsdaten auf die Lastknoten hat sich hier als sehr gute Lösung zur Verringerung der Programmlaufzeit erwiesen. Mit höherer Rechenleistung wäre es auch problemlos möglich, eine höhere Auflösung des Verbrauchs zu analysieren. Idealerweise würde die Energienachfrage eines jeden Gebäudes betrachtet werden.

Die Rentabilität der Versorgungsnetze hängt sehr stark von Faktoren ab, die außerhalb des Einflussbereiches des Energieversorgers und Netzbetreibers liegen. Das Erdgasversorgungssystem profitiert momentan sehr stark von den geringen Erdgaspreisen am Markt, die Stromversorgung kann durch lokale Energieproduktion stark unter Druck geraten und das Fernwärmenetz kann durch Verringerung der Erzeugungskosten konkurrenzfähiger werden.

In dünner besiedelten Gebieten stellt die Verlagerung der Wärmeerzeugung in Richtung elektrischer Energie eine sehr vorteilhafte Möglichkeit dar, um die Investitionskosten des Gesamtsystems senken zu können. Durch die Tatsache, dass das Stromnetz immer vollständig ausgebaut wird, kann als Endprodukt Wärmeenergie bereitgestellt werden, ohne größere zusätzliche Baukosten. Von allen möglichen umweltfreundlichen und lokalen Wärmeerzeugungsmöglichkeiten stellen Wärmepumpenanlagen die bestmögliche Technologie aus Sicht des Energieversorgers und Netzbetreibers dar. Diese Anlagen benötigen zum

6 Schlussfolgerung

Betrieb immer noch elektrische Energie und somit bleiben die von ihnen versorgten Haushalte weiter Kunden des Versorgungsunternehmens.

Im Gegensatz dazu führt der Einsatz von Pellets-Heizungen oder Solarthermie-Anlagen zu einem Verlust eines Abnehmers. Lokale Energieerzeugung durch Photovoltaikanlagen verringert die verkaufte elektrische Energie bei gleichbleibenden Investitionskosten des Stromnetzes. Allerdings könnte der Einsatz von Batterien als Pufferspeicher es ermöglichen, die maximale Spitzenlast zu senken und Stabilitätsproblemen entgegenzuwirken. Deswegen wäre die Implementierung von Speichermöglichkeiten im elektrischen-, aber auch im Wärmebereich eine Möglichkeit, dieses Modell zu erweitern und es könnten Untersuchungen angestellt werden, wie sich Smart Grid Technologien und Konzepte aus ökonomischer Sicht auswirken.

Die Erdgasversorgung präsentiert sich als das rentabelste Teilsystem, da es im Moment sehr stark von den geringen Einkaufspreisen am Markt profitiert. Allerdings schwanken diese Preise, abhängig von technischen, politischen und anderen unvorhersehbaren Entscheidungen und Ereignissen, oft sehr stark. Um auch die Entwicklung des Marktes berücksichtigen zu können, müsste das Modell um Abschätzungen der zukünftigen Trends erweitert werden. Lokale, erneuerbare Wärmeerzeugungstechnologien, wie Wärmepumpen, Solarthermie und Pellets-Heizungen, sowie im Hinblick auf den Klimawandel eingeführte Emissionsbeschränkungen und Emissionszertifikate, haben einen großen Einfluss auf die Rentabilität der Erdgasversorgung. Die Folgen des CO₂-Ausstoßes auf die Umwelt rücken immer mehr in das Bewusstsein der Gesellschaft und obwohl Erdgas der sauberste fossile Energieträger ist, werden sich zukünftige Entwicklungen im Umwelt- und Klimaschutz auch auf die Erdgasversorgung auswirken.

Die Fernwärmeversorgung ist aufgrund der hohen Wärmeerzeugungskosten das am wenigsten profitable Teilsystem. Ein großes Hindernis stellen die niedrigen Volllaststunden der Erzeugungseinheiten dar. Dieser niedrige Wert ergibt sich aus den technischen Begebenheiten und entsteht aus der Tatsache, dass genug Wärmeerzeugungskapazität installiert werden muss, um auch den größtmöglichen Lastfall abdecken zu können. Exemplarisch erkennt man diesen Unterschied am Vergleich des Wärmeverbrauchs in den Winter- und Sommermonaten. Es stellt sich hier die Frage, wie die Erzeugungseinheiten optimaler eingesetzt werden können und ob Wärmespeicher auf

Fernwärmenetzebene einen positiven Einfluss darauf hätten. Durch die Inkludierung der kompletten Fernwärmeerzeugung und eventueller Fernwärmespeicherung in das Optimierungsmodell könnten diese Einflüsse weiter untersucht werden.

Der Modellierungsansatz bietet Möglichkeiten für weitere Untersuchungen und detailliertere Analysen, die im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt wurden. Wie bereits angesprochen, können Erzeugungseinheiten und Speicher in das Optimierungsmodell inkludiert werden, um weitere Konfigurations- und Variationsmöglichkeiten zu ermöglichen. Eine zusätzliche Erweiterungsmöglichkeit zeigt sich in einem detaillierteren Aufbau der Versorgungsnetze, hinsichtlich mechanischer, hydraulischer und elektrotechnischer Eigenschaften. Dies würde es möglich machen, auch technische Eigenschaften der Versorgungssysteme zu betrachten und es könnten Einflüsse, wie die volatile Energieerzeugung von Photovoltaikanlagen, genauer untersucht werden.

Literatur

- AIT Austrian Institute of Technology und Stadt Wien - Technologieleitfaden Wärmepumpen (2014). URL: <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energieplanung/pdf/waermepumpenleitfaden.pdf> (siehe S. 20, 22).
- Ancona, Maria A. u. a. (2014). »District Heating Network Design and Analysis«. In: *ATI 2013 - 68th Conference of the Italian Thermal Machines Engineering Association* 45, S. 1225–1234. ISSN: 1876-6102. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.128 (siehe S. 5).
- CEGH - Spotmarktdaten der CEGH Gas Exchange (2015). URL: <http://www.cegh.at/market-data> (siehe S. 10, 20).
- Danish Energy Agency und Energinet.dk (2012). *Technology Data For Energy Plants; Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion*. URL: http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf (siehe S. 21).
- David Andrews, Anna Krook Riekkola und Evangelos Tzima (2012). »Background Report on EU-27 District Heating and Cooling Potentials, Barriers, Best Practice and Measures of Promotion«. In: DOI: 10.2790/47209. URL: <https://setis.ec.europa.eu/system/files/1.DHCpotentials.pdf> (siehe S. 20).
- Dodds, Paul E. und Will McDowall (2013). »The future of the UK gas network«. In: *Energy Policy* 60, S. 305–316. ISSN: 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.030 (siehe S. 6).
- Dr. Harry Wirth und Fraunhofer ISE (2016). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> (siehe S. 20, 22).

Literatur

- E-CONTROL - Stromkennzeichnungsbericht (2015). URL: http://www.e-control.at/documents/20903/388512/EC_Stromkennzb15_NEU.pdf/ec1ff626-e893-4abd-bb56-0d90c1f233a4 (siehe S. 20, 22, 28, 47).
- E-CONTROL - Systemnutzungsentgelte Erdgas (2015). URL: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/netzentgelte/netznutzungsentgelte> (siehe S. 20).
- E-CONTROL - Systemnutzungsentgelte Strom (2015). URL: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/netznutzungsentgelt> (siehe S. 20).
- Edison Electricity Institute (2013). *Out of Sight, Out of Mind 2012: An Updated Study on the Undergrounding of Overhead Power Lines*. URL: <http://www.eei.org/issuesandpolicy/electricreliability/undergrounding/documents/undergroundreport.pdf> (siehe S. 20).
- Energie AG - Heizsysteme im Kostenvergleich (2015). URL: http://www.energieag.at/eag_at/resources/339536908088248262_1155472595005717346_RwPRVJ9U.pdf (siehe S. 20, 22).
- Energie Graz GmbH & Co KG - Fernwärmepreise (2016). URL: http://www.energie-graz.at/upload/file/Preisblatt%20Fernwaerme_2016_screen.pdf (siehe S. 10, 20).
- Energie Steiermark - Erdgaspreise (2016). URL: <https://www.e-steiermark.com/downloads/gas/Erdgas/Erdgas%20-%20Preise%20f%C3%BCr%20Erdgaslieferung%20in%20der%20Steiermark.pdf> (siehe S. 10, 20).
- Energie Steiermark - Strompreise (2016). URL: <https://www.e-steiermark.com/downloads/strom/Kunden%20GmbH/Preis%C3%BCbersicht%20f%C3%BCr%20Privatkunden.pdf> (siehe S. 10, 20).
- ENTSO-E - Statistical Factsheet 2014 (2014). In: (Siehe S. 20, 22, 28, 47).
- EXAA - Spotmarktdaten der Energy Exchange Austria (2015). URL: <http://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten> (siehe S. 10, 20).
- Greater London Authority und IEE (2013). *District Heating Manual for London*. URL: http://www.londonheatmap.org.uk/Content/uploaded/documents/DH_Manual_for_London_February_2013_v1.0.pdf (siehe S. 20).
- Gurobi Optimization (2015). URL: <http://www.gurobi.com/> (siehe S. 3).
- Löfberg, Johan (2004). »YALMIP: A Toolbox for Modeling and Optimization in MATLAB«. In: *In Proceedings of the CACSD Conference, Taipei, Taiwan*. URL: <http://users.isy.liu.se/johanl/yalmip/> (siehe S. 3).

- Nejadfard-Jahromi, Saeed, Masoud Rashidinejad und Amir Abdollahi (2015). »Multistage distribution network expansion planning under smart grids environment«. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 71, S. 222–230. ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.02.021 (siehe S. 7, 9).
- Nielsen, Steffen und Bernd Möller (2013). »GIS based analysis of future district heating potential in Denmark«. In: *Energy* 57, S. 458–468. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2013.05.041 (siehe S. 6).
- Niemi, R., J. Mikkola und P. D. Lund (2012). »Urban energy systems with smart multi-carrier energy networks and renewable energy generation«. In: *Renewable Energy* 48, S. 524–536. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2012.05.017 (siehe S. 7, 9).
- OpenStreetMap (2015). URL: <https://www.openstreetmap.org> (siehe S. 3, 18).
- Persson, Urban und Sven Werner (2011). »Heat distribution and the future competitiveness of district heating«. In: *Applied Energy* 88.3, S. 568–576. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.09.020 (siehe S. 6).
- QGIS Development Team (2009). *QGIS Geographic Information System*. URL: <http://qgis.osgeo.org> (siehe S. 3, 9, 18).
- Rainer Ernst (2015). »INFRA-PLAN - Energy carrier overlapping infrastructure planning and hybridgrids in urban Conceptaccomidation«. In: (Siehe S. 3, 9, 20).
- Schulze, Matthias, Goran Gašparović und Jieun Lee (2010). »Pricing of multi-energy network flow«. In: *IEEE International Energy Conference* (siehe S. 7).
- Umweltbundesamt und Verbund (2015). *Analyse Fernwärmeversorgung Graz*. URL: <http://www.verbund.com/pp/de/waermekraftwerk/waermeversorgung> (siehe S. 21).