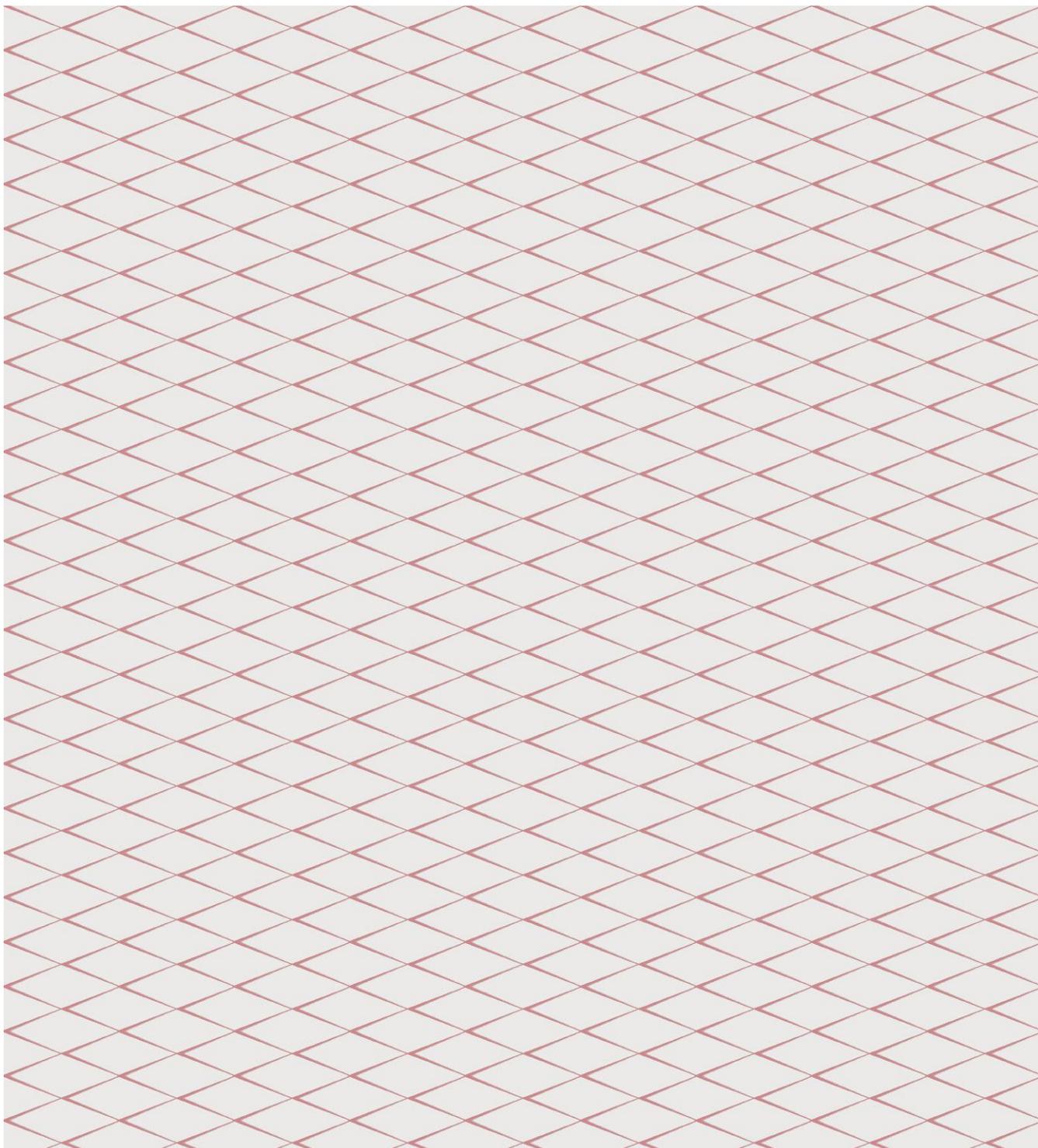


Zukunft der Gasnetze

Schlussbericht
April 2022



Autoren EBP

Dr. Sabine Perch-Nielsen
Fabian Ruoss
Richard Meyer
Lukas Lanz
Victoria Kunz

Projektteam SH POWER

Hagen Pöhnert
Roger Brütsch
Stefan Mayer
Daniel Eberle
Hans-Jakob Bickel
Kathrin Jessen
Jagos Konatar
Jasmina Mikulec
Sebastian Rost
Frank Schaefer
Sven Fitz (Stadt Schaffhausen)

EBP Schweiz AG
Mühlebachstrasse 11
8032 Zürich
Schweiz
Telefon +41 44 395 16 16
info@ebp.ch
www.ebp.ch

Druck: 8. April 2022
2022-04-08_SH_POWER_Zukunft_Gasnetze_Bericht.docx
Projektnummer: 221082

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	6
2.	Ausgangslage Gasversorgung	8
3.	Erneuerungsbedarf des Verteilnetzes	11
4.	Entwicklung des Gasabsatzes	15
5.	Konkurrenzfähigkeit des Verteilnetzes	25
6.	Wirkung von Stilllegungen	30

Anhänge

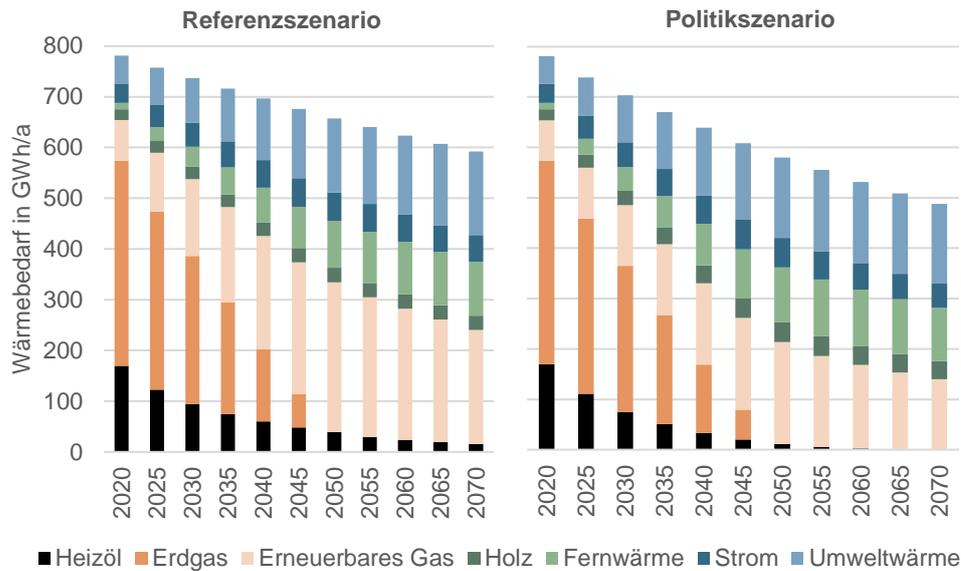
A1	Karte: Verteilnetz nach Netzgebieten	34
A2	Karte: Verteilnetz nach Art des Materials	35
A3	Karten: Entwicklung der Absatzdichte (Abschnitte)	36
A4	Karten: Künftige Konkurrenzfähigkeit	38

Zusammenfassung

Ausgangslage und Zweck: SH POWER versorgt die Region Schaffhausen mit Strom, Gas und Wasser. Die Rahmenbedingungen für die Gasversorgung sind stark im Wandel. So erarbeitet die Stadt Schaffhausen als Eigentümerin der SH POWER derzeit eine Klimastrategie im Einklang mit dem Netto-Null-Ziel des Bundesrates. Im Jahr 2018 hat die Stadt in der Energie-richtplanung 28 Verbundgebiete bezeichnet, und im 2019 wurde der SH POWER der Auftrag erteilt, die Stadt mit Wärme und Kälte zu versorgen. Im vorliegenden Bericht werden Entscheidungsgrundlagen zum zielgerichteten Umgang mit der Gasinfrastruktur präsentiert.

Erneuerungsbedarf Verteilnetz: SH POWER betreibt ein ca. 262 km langes Gas-Verteilnetz. Davon sind rund 59 km bis ins Jahr 2040 zur Erneuerung fällig. Rund drei Viertel des Verteilnetzes sind noch relativ jung und müssten gemäss technischer Lebensdauer erst in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts ersetzt werden. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht könnte daher mit einer Entscheidung über die Erneuerung in diesen Gebieten zugewartet werden. Aus Sicht des Netto-Null-Klimaziels ist es jedoch unwahrscheinlich, dass bis 2050 genügend erneuerbare Gase zur Verfügung stehen, um das heutige Versorgungsgebiet von SH POWER flächendeckend zu beliefern.

Künftiger Gasabsatz: Die Entwicklung des Gasabsatzes wurde mit einem detaillierten Gebäudeparkmodells abgeschätzt. Die Gasversorgung ist stark von der künftigen Energie- und Klimapolitik abhängig, weshalb die Auswirkungen von zwei Szenarien modelliert wurde: Das Referenzszenario geht von den heutigen Rahmenbedingungen aus, das PolitikszENARIO von einer ambitionierten Energie- und Klimapolitik. Der Wärmebedarf reduziert sich aufgrund von Gebäudesanierungen und der Klimaerwärmung bis 2050 um 16% im Referenzszenario und um 26% im PolitikszENARIO. Der Gasabsatz von SH POWER sinkt bis 2050 um 39% im Referenzszenario und um 58% im PolitikszENARIO.



Die Absatzdichte sinkt in Netzgebieten mit Wärmeverbunden besonders stark (z.B. Altstadt Schaffhausen, Kantonsspital, Buchthalen, Neuhausen Zentrum, etc.). Zudem nimmt die Absatzdichte in Wohngebieten stärker ab als in Gebieten mit mehrheitlich gewerblicher Nutzung, wie z.B. Beringen Industrie, Schlatt, Mülital.

Konkurrenzfähigkeit des Verteilnetzes: Das Netznutzungsentgelt des Verteilnetzes als Indikator für die Konkurrenzfähigkeit liegt heute bei 1.6 Rp./kWh und steigt bis 2075 auf 3.3 Rp./kWh im Referenzszenario und 5.1 Rp./kWh im PolitikszENARIO. Im PolitikszENARIO sind mehr als die Hälfte der Netzgebiete langfristig kaum mehr konkurrenzfähig.

Wirkung von Stilllegungen: Während Gas im Raumwärme-Bereich gut substituiert werden kann, wird das Gasnetz künftig insbesondere für die Bereitstellung von Prozessenergie und für die Redundanz in Wärmeverbund-Zentralen eine wichtige Rolle spielen. Indem diejenigen Netzgebiete mit tiefem Absatz und hohen Netzkosten per 2050 stillgelegt würden, könnte der Anstieg des durchschnittlichen Netzentgeltes langfristig um rund 1 bis 2 Rp./kWh gebremst werden.

1. Einleitung

1.1 Anlass und Ziel

SH POWER versorgt die Region Schaffhausen mit Strom, Gas und Wasser. Das Marktumfeld entwickelt sich derzeit sehr dynamisch, u.a. mit der Dezentralisierung der Energieproduktion, der Liberalisierung der Sparten Strom und Gas, der Digitalisierung und insbesondere auch der Dekarbonisierung. Die Energie- und Klimapolitik hat ambitionierte Ziele festgelegt: Im August 2019 hat der Bundesrat entschieden, dass die Schweiz bis 2050 klimaneutral werden soll.

Dynamisches Marktumfeld und ambitionierte Klimapolitik

Auch die Stadt Schaffhausen als Eigentümerin der SH Power ist aktuell an der Erarbeitung einer Klimastrategie im Einklang mit den Zielen des Bundesrates. Zudem hat die Stadt in ihrer Energierichtplanung von 2018 insgesamt 28 Gebiete für die Versorgung mittels Wärmeverbunden bezeichnet.

Die Stadt Schaffhausen gestaltet die Energiewende aktiv mit

Die Energie- und Klimapolitik wird somit starke Auswirkungen auf das Geschäftsfeld Gas der SH POWER haben. Übergeordnete Ziel des Auftrags war die Erarbeitung von Entscheidungsgrundlagen zum zielgerichteten Umgang mit der bestehenden Gasinfrastruktur. Die konkreten Ziele des Projektes waren:

Entscheidungsgrundlagen Gasinfrastruktur

- Der Erneuerungsbedarf des Netzes ist bekannt.
- Die Auswirkungen verschiedener Politik-Szenarien auf den Gasabsatz sind geographisch differenziert bekannt.
- Die langfristige Entwicklung des Netzentgeltes ist als Indikator für die Konkurrenzfähigkeit der Gasversorgung geographisch differenziert abgeschätzt.
- Mögliche Zielnetze des Gasverteilnetzes sind definiert und beschrieben.

1.2 Systemgrenze

Für die Arbeiten wurden folgende Systemgrenzen definiert:

- *Gemeinden*: Es werden die folgenden acht Gemeinden im Gas-Versorgungsgebiet der SH POWER betrachtet: Schaffhausen SH, Neuhausen am Rheinfall SH, Stetten SH, Beringen SH, Thayngen SH, Feuerthalen ZH, Flurlingen ZH, Schlatt TG. Die auch versorgte Gemeinde Büsingen (Deutschland) wird nicht betrachtet, weil die notwendigen Datengrundlagen nicht beschafft werden konnten.
- *Gasnetz*: Betrachtet wird das Verteilnetz im Eigentum der SH Power. Dies umfasst sämtliche Leitungen in den Druckstufen Niederdruck (< 0.02 bar), erhöhter Niederdruck (< 0.1 bar), Mitteldruck (< 1 bar), sowie Hochdruck (< 5 bar). Nicht betrachtet werden die Hochdruck-Transportleitungen im Eigentum der Vorlieferantin Erdgas Ostschweiz (EGO), welche das Verteilnetzgebiet erschliessen und durchqueren, sowie die Haus-Anschlussleitungen (Eigentum Grundeigentümer).

Verteilnetz in acht Gemeinden mit Zeithorizont 2050

- *Zeithorizont*: Der Betrachtungszeitraum der Analyse erstreckt sich von 2020 bis 2050 mit einem Ausblick auf 2080.
- *Geschäftsfelder*: Die wirtschaftliche Betrachtung umfasst das Geschäftsfeld Netzbetrieb. Der Gashandel wird nicht betrachtet.
- *Wasserstoff*: Die vorliegende Studie betrachtet die Nutzung der Gasnetze für die Verteilung von Methan (CH₄) aus fossilen und erneuerbaren Quellen. Hingegen wird nicht betrachtet, inwiefern die Gasnetze künftig für den Transport von Wasserstoff (H₂) genutzt werden könnten.

1.3 Vorgehen

Das Vorgehen gliedert sich in folgende Arbeitsschritte:

Vorgehen in fünf Schritten

- In einem ersten Schritt wurde abgeschätzt, wie sich der **Erneuerungsbedarf** des Netzes über die nächsten Jahrzehnte gestalten wird.
- Weil die künftige Ausgestaltung der Energie- und Klimapolitik noch unklar ist, wurden externe **Rahmenszenarien** erarbeitet, welche unterschiedliche mögliche Entwicklungen abbilden.
- Die langfristige Entwicklung des künftigen **Gasabsatzes** wurde mit einem Gebäudeparkmodell¹ abgeschätzt. Dabei wurde die Wirkung beider Rahmenszenarien modelliert.
- Die Absatzentwicklung und der Erneuerungsbedarf wurden kombiniert, um die Konkurrenzfähigkeit des Gasnetzes nach Netzgebieten abzuschätzen. Als Indikator wird das künftig notwendige **Netznutzungsentgelt** abgeschätzt.
- Die **künftige Nutzung** von Erdgas/Biogas wurde als Grundlage für eine Zielnetzplanung abgeschätzt.
- Auf der Basis dieser Grundlagen wurden mögliche **Zielnetze** grob entworfen, beschrieben und bewertet.

¹ Das von EBP entwickelte Gebäudeparkmodell führt verschiedene Datengrundlagen zusammen. Die Absatzentwicklung wurde mittels Monte-Carlo-Simulation abgeschätzt. Das Modell ist in Kapitel 4.2 beschrieben.

2. Ausgangslage Gasversorgung

2.1 Gasnetz

SH POWER betreibt ein ca. 262 km langes Verteilnetz, welches über Transportleitungen der Erdgas Ostschweiz gespiesen wird (siehe Abbildung 1).

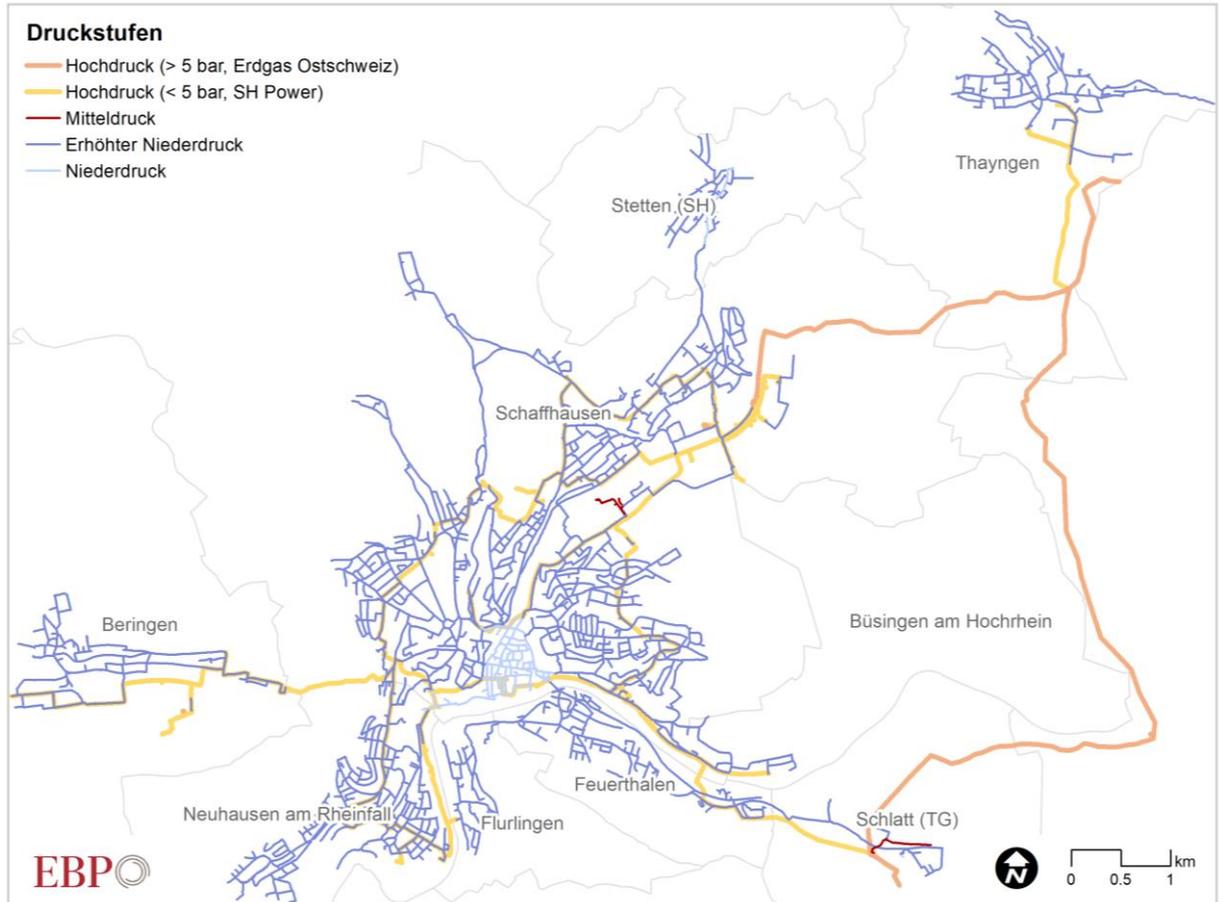


Abbildung 1: Übersicht des Gasnetzes der SH POWER

Knapp 60% des Verteilnetzes (bezogen auf die Leitungslänge) ist vor weniger als 30 Jahren eingebaut worden. Rund 20% der Leitungslänge weist ein Alter zwischen 41 und 60 Jahren auf (siehe Abbildung 2).

Relativ junges Netz

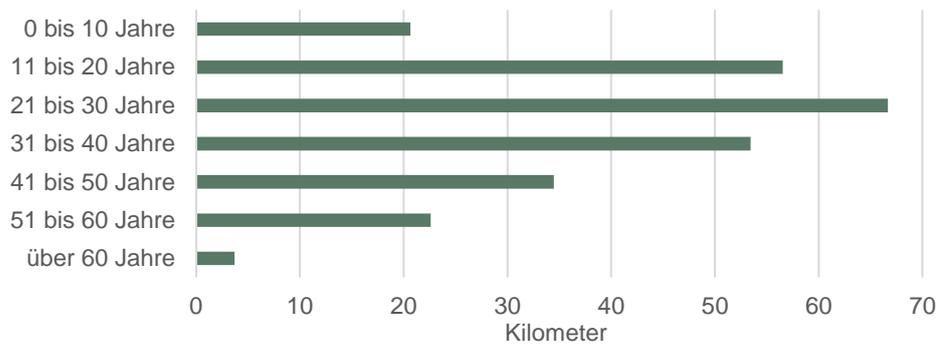


Abbildung 2: Länge des Verteilnetzes nach Altersklasse

Für diese Studie wurde das Verteilnetz in 18 Netzgebiete aufgeteilt, für welche separate Analysen vorgenommen und Entwicklungsmöglichkeiten festgelegt wurden. Eine Karte mit der Aufteilung der Netzgebiete ist im Anhang A1 abgebildet.

Aufteilung in 18 Netzgebiete

2.2 Gasabsatz

SH POWER lieferte im Jahr 2020 im betrachteten Gebiet ca. 484 GWh Erdgas und Biogas an ihre Kunden. Rund zwei Drittel der Energiemenge wurde in der Stadt Schaffhausen, und ca. 11% in Neuhausen abgesetzt (vgl. Abbildung 3). Rund 20% des Absatzes kann grossen Prozessgaskunden zugeordnet werden.

Zwei Drittel der Absatzmenge in Schaffhausen

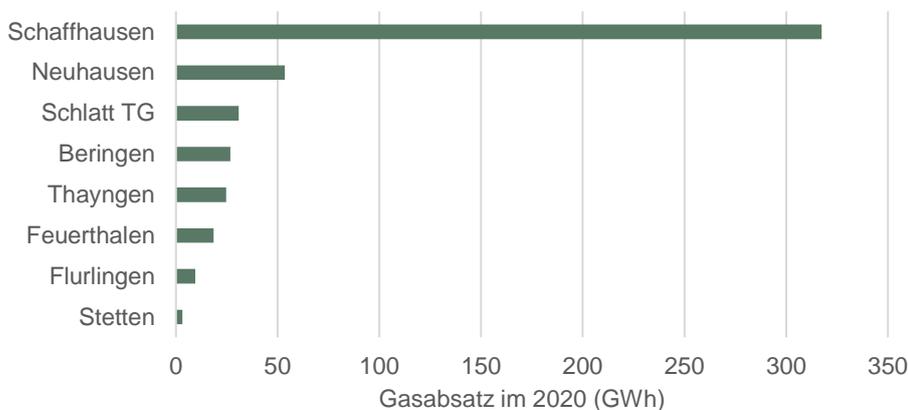


Abbildung 3: Gasabsatz 2019 nach Gemeinden

2.3 Wärmeverbunde

Im Jahr 2018 hat die Stadt Schaffhausen im Rahmen der Energierichtplanung 28 Verbundgebiete bezeichnet, welche auch künftig einen hohen Wärmebedarf aufweisen werden und sich somit für die Versorgung mit Wärme- oder Energieverbunden eignen (vgl. Abbildung 4).

Gebiete mit hoher Wärmedichte sind als Verbundgebiete ausgeschieden

Der SH POWER kommt bei der Umsetzung der Wärmeverbunde eine zentrale Rolle zu: Im Jahr 2019 wurde die Eignerstrategie überarbeitet und der SH POWER der Auftrag erteilt, die Stadt Schaffhausen mit Wärme und Kälte zu versorgen. Im November 2021 haben die Stimmberechtigten der Stadt Schaffhausen einen Rahmenkredit über 30 Mio. Fr. für den Bau von Wärmeverbunden mit 58% Ja-Stimmen angenommen.

SH POWER mit Umbau der Wärmeversorgung beauftragt

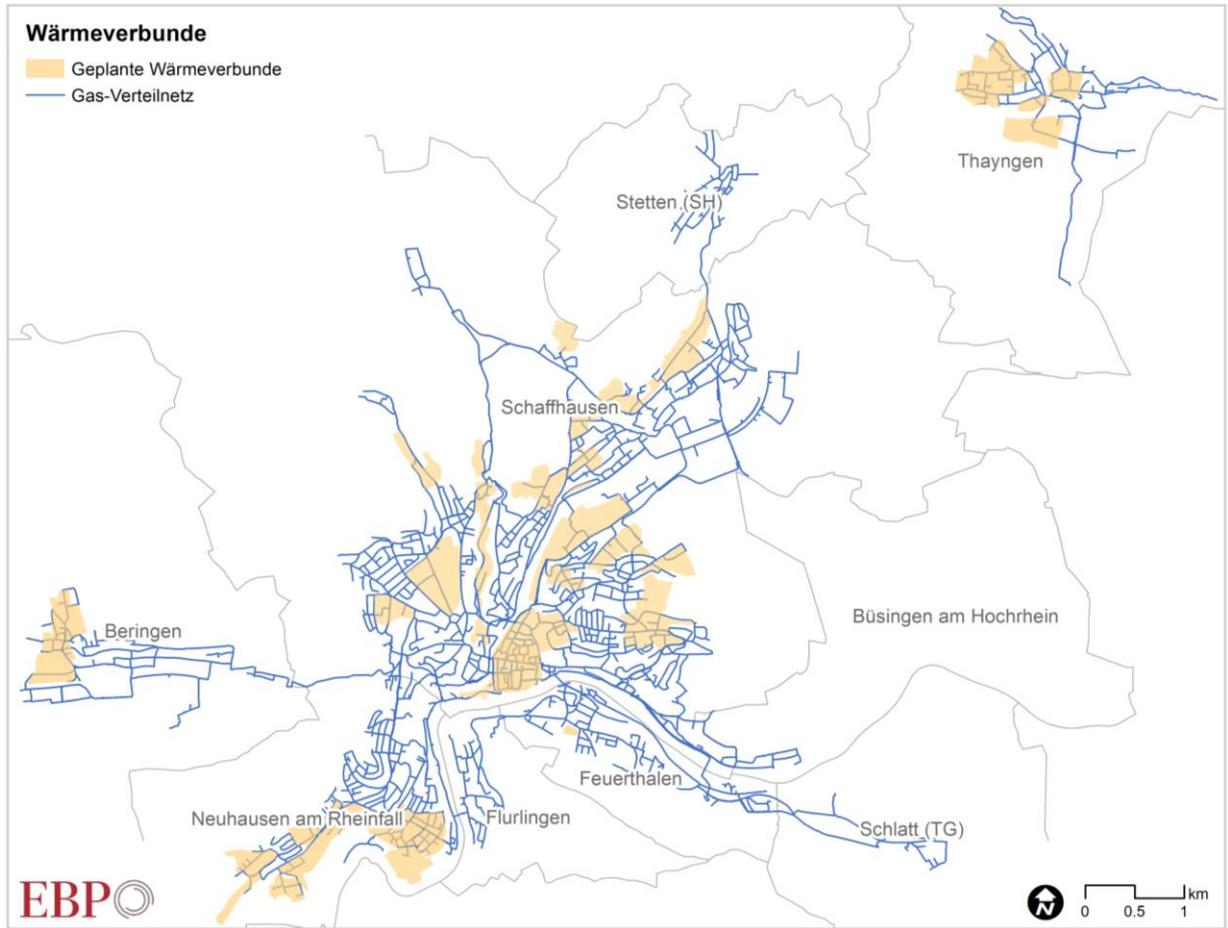


Abbildung 4: Bestehende und geplante Wärmeverbunde im Gebiet der SH POWER

2.4 Preisniveau

Die Gaspreise von SH POWER liegen in den unteren Verbraucherkategorien (II bis V) leicht unter dem nationalen Durchschnitt und in den höheren Verbraucherkategorien (ab VI) leicht über dem nationalen Durchschnitt (siehe Abbildung 5 für Beispiele von Verbraucherkategorien).

Gaspreise variieren um Schweizer Durchschnittspreis

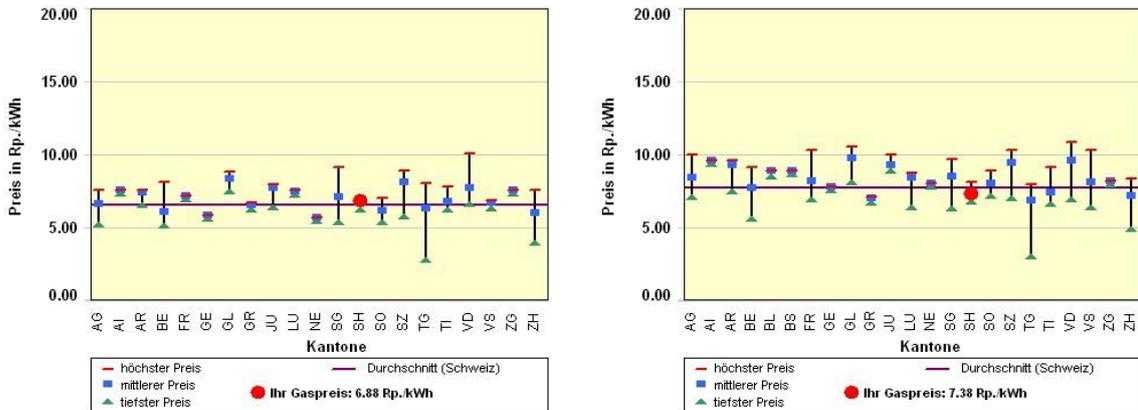


Abbildung 5: Vergleich des Gaspreises für verschiedene Verbraucherkategorien in Schaffhausen (roter Punkt) mit den Preisen anderer Versorger in der Schweiz: *links*: Grosser Gewerbebetrieb (anhand des Verbrauchertyps VII); *rechts*: Mehrfamilienhaus (anhand des Verbrauchertyps IV). (Quelle: gaspreise.preisueberwacher.ch).

3. Erneuerungsbedarf des Verteilnetzes

3.1 Vorgehen und Annahmen

Basierend auf dem Alter und dem Material der bestehenden Leitungsschnitte wurde der zu erwartende Erneuerungsbedarf berechnet und auf Diagrammen und Karten visualisiert. Der Erneuerungsbedarf zeigt auf, in welchem Zeitraum Reinvestitionsentscheide fällig sein werden, was wiederum eine wesentliche Grundlage für die strategische Zielnetzplanung darstellt.

Erneuerungsbedarf als Grundlage für die strategische Zielnetzplanung

Die technische Lebensdauer der Leitungen ist hauptsächlich vom eingesetzten Material abhängig. Das Ende der technischen Lebensdauer wird vereinfacht als Zeitpunkt des Erneuerungsbedarf angenommen. In der Realität wird der Erneuerungszeitpunkt auch durch die Sanierung von Strassen und anderen Werkleitungen (Strom, Wasser, Kommunikation) beeinflusst.

Technische Lebensdauer als Basis für Erneuerungszeitpunkt

Einbaujahr und Material des bestehenden Verteilnetzes sind in Abbildung 6 dargestellt. Seit Anfang 1980er-Jahre werden Kunststoff-Leitungen eingesetzt, welche aktuell ca. 75% der Länge des Verteilnetzes ausmachen. Rund 25% der Leitungsmeter sind aus Stahl. Der Zubau ist seit 2010 rückläufig. Eine detaillierte Karte des Verteilnetzes nach Material findet sich im Anhang A2.

Netz aus Kunststoff und Stahl

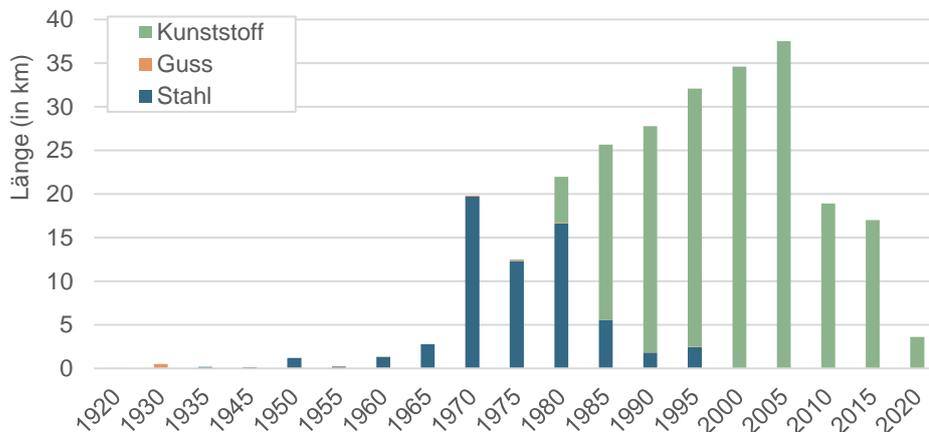


Abbildung 6 Länge und Material des Verteilnetzes nach Einbaujahr

Kunststoff-Leitungen weisen eine leicht längere Lebensdauer auf (vgl. Tabelle 1). Die Erneuerungskosten wurden gemäss Angaben von SH Power mit 450 Fr./Laufmeter veranschlagt. Es wird keine Teuerung berücksichtigt und somit von konstanten Erneuerungskosten ausgegangen.

Annahmen: Lebensdauer und Erneuerungskosten

Material	Lebensdauer
Kunststoff	70 Jahre
Stahl	60 Jahre
Guss	60 Jahre

Tabelle 1: Annahmen für die technische Lebensdauer der Leitungsarten nach Material

3.2 Resultate

Der Erneuerungsbedarf bis Ende Jahrhundert ist nicht kontinuierlich, sondern zeigt zwei Wellen, eine kleinere Welle um die Jahre 2030 bis 2040 und eine grössere Welle zwischen 2055 und 2075 (vgl. Abbildung 7). Grund für die Lücke zwischen 2040 und 2055 ist die Tatsache, dass für die früher verlegten Stahlleitungen von 60 Jahren Lebensdauer ausgegangen wird, für Kunststoff hingegen von 70 Jahren.

Erneuerungsbedarf
in zwei Wellen

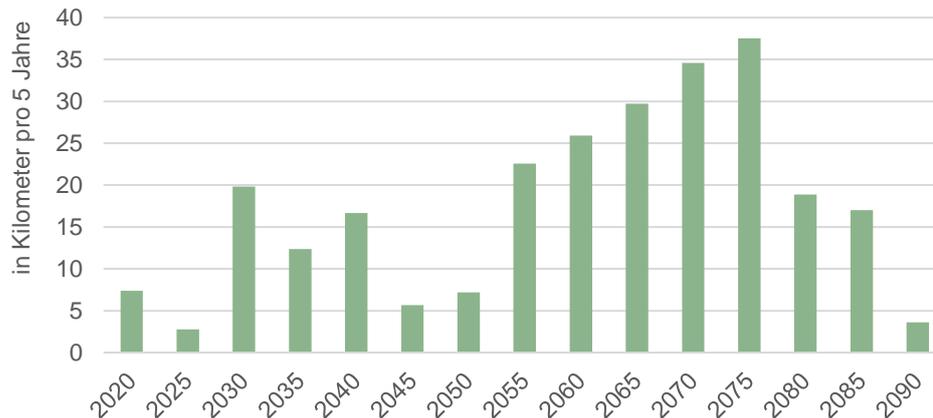


Abbildung 7 Erneuerungsbedarf in Kilometern pro fünf Jahre

Bis zum Jahr 2040 kommen Leitungen im Umfang von 59 km ans Ende ihrer technischen Lebensdauer. Nach einem Jahrzehnt mit wenig Bedarf steigt ab 2055 der Erneuerungsbedarf stark an auf ein Maximum in den 2070er-Jahren mit ca. 7 km/Jahr (Ersatz der Kunststoffleitungen).

je nach Jahrzehnt
unter 1 bis über 7
Kilometer pro Jahr

Bei den Erneuerungskosten ergibt sich dasselbe zeitliche Muster (Abbildung 8). Zwischen 2030 und 2040 liegen die geschätzten Kosten bei ca. 1.5 Mio. Fr./Jahr, und ab 2055 bei rund 2.5 Mio. Fr./Jahr.

Jährliche Kosten
zwischen 1.5 und
2.5 Mio. Fr./Jahr

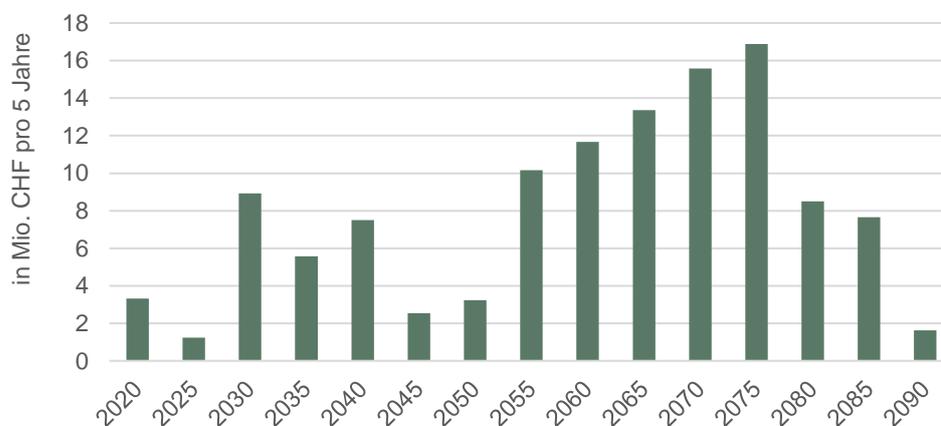


Abbildung 8 Erneuerungsbedarf in Millionen Franken pro fünf Jahre

Die älteren Stahlleitungen mit Erneuerungsbedarf bis 2030 befinden sich v.a. auf dem Gebiet der Stadt Schaffhausen und der Gemeinde Neuhausen. (siehe Abbildung 9 und Abbildung 10).

Kurzfristiger Bedarf vor allem in Schaffhausen und Neuhausen

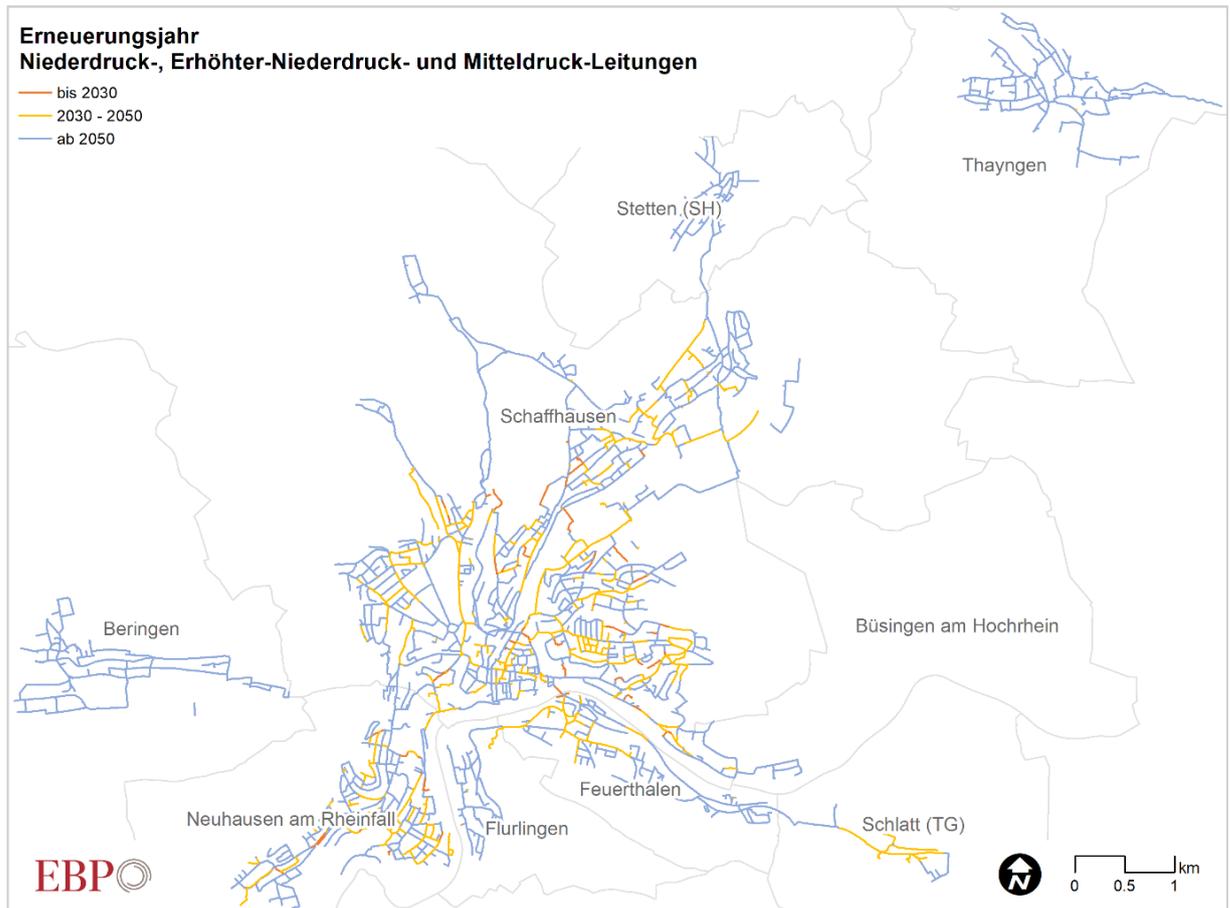


Abbildung 9: Erneuerungsjahr der Niederdruck-, Erhöhter-Niederdruck- und Mitteldruck-Leitungen

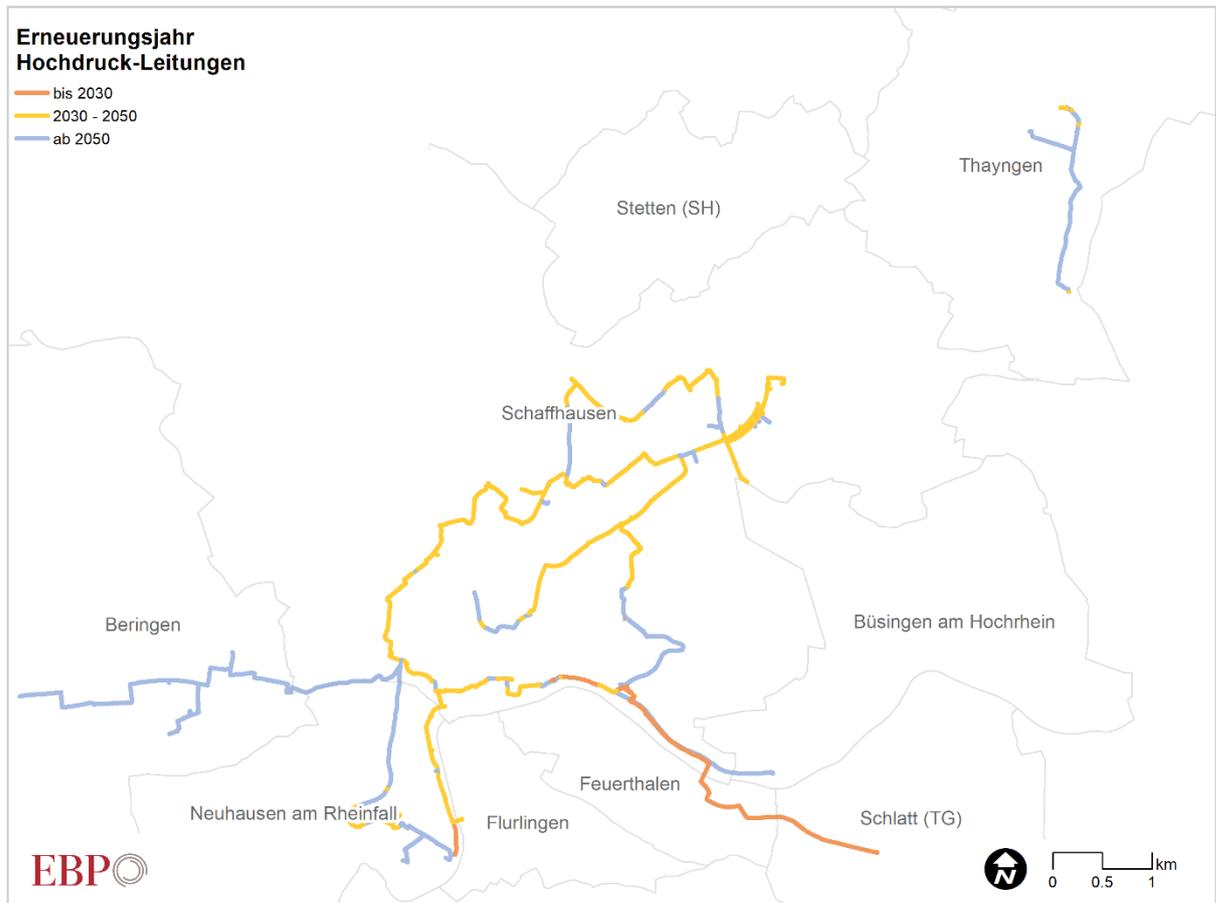


Abbildung 10: Erneuerungsjahr der Hochdruck-Leitungen im Eigentum der SH Power (Hinweis: Die rot eingefärbte Hochdruck-Leitung vom Gaswerk-Areal nach Schlatt wurde nach Abschluss der Modellierungen dieses Projektes ersetzt. Neu ist der reale Erneuerungsbedarf dieses Abschnittes nach 2050.)

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass bereits in den 2030er-Jahren erhebliche Investitionen für den Ersatz von Leitungen fällig werden. Eine vorausschauende Analyse, ob sich dieser Ersatz noch lohnt (und falls nicht, ob die Leitungen allenfalls über ihre technische Lebensdauer hinaus bis zu einer Stilllegung weiterbetrieben werden können), ist also dringend notwendig.

vorausschauende
Analyse dringlich

4. Entwicklung des Gasabsatzes

4.1 Zwei Rahmenszenarien

Die Entwicklung der Gasversorgung ist sehr stark von den politischen Rahmenbedingungen abhängig. Die Energie- und Klimapolitik legt immer stärkere Instrumente fest, um fossile Energien durch erneuerbare Energien zu ersetzen (z.B. Holz, erneuerbarer Strom, erneuerbare Gase etc.). Weil diese Rahmenbedingungen von einem einzelnen Akteur wie der SH POWER kaum beeinflusst werden können, werden in diesem Bericht zwei externe Rahmenszenarien entwickelt und deren Wirkung auf die Entwicklung des Wärmebedarfes und die Wirtschaftlichkeit der Gasversorgung abgeschätzt. Es wurden folgende Rahmenszenarien definiert:

Rahmenszenarien
als Unterstützung
der Analyse

- Referenzszenario: heutige Rahmenbedingungen
- Politikscenario: ambitionierte Energie- und Klimapolitik

Zu den externen Rahmenbedingungen gehört auch die Wettbewerbspolitik, die derzeit einen teilliberalisierten Gasmarkt vorsieht. Da sie übergreifend und nicht geographisch differenziert wirkt, wird sie in die Modellierung des künftigen Gasabsatzes nicht einbezogen.

stärkere Liberali-
sierung des Gas-
marktes

Referenzszenario: Heutige Rahmenbedingungen

Das Referenzszenario stellt die heutigen Rahmenbedingungen in der Energie- und Klimapolitik dar. Als Referenz wird angenommen, dass diese sich künftig nicht verändern werden. Konkret bedeutet dies in der Energie- und Klimapolitik unter anderem:

Weiterführung der
heutigen Instru-
mente

- kantonale Vorschriften im Gebäudebereich², die vorwiegend erneuerbare Standardlösungen im Neubau und beim Heizungsersatz vorsehen (vgl. Box unten);
- eine Fortführung der CO₂-Abgabe von 96 Fr./t CO₂ auf fossile Brennstoffe;
- eine Teilzweckbindung dieser CO₂-Abgabe zur finanziellen Förderung von energetischen Gebäudesanierungen und Heizungen mit erneuerbaren Energien;
- damit einhergehend eine kantonale Förderung von Wärmedämmungen, Holzheizungen, Wärmepumpen und Wärmenetz-Anschlüssen, ergänzt durch eine kommunale Förderung von Wärmedämmungen, Wärmepumpen und Solaranlagen (Strom/Wärme);
- eine nationale CO₂-Kompensationspflicht der Treibstoffimporteure und damit einhergehend eine nationale Förderung von Wärmepumpen und Wärmenetzen;

² Da sich rund 88% des heutigen Gasabsatzes der SH POWER auf Objekte im Kanton Schaffhausen bezieht, wurde in dieser Studie darauf verzichtet, die Wirkung der kantonalen Energiegesetze der Kantone Zürich oder Thurgau separat zu modellieren.

- diverse nationale Instrumente zur Förderung der Energieeffizienz und erneuerbaren Energien im Bereich Industrie (Befreiung von der CO₂-Abgabe durch Zielvereinbarungen, Teilnahme am Emissionshandelssystem, etc.), sowie die
- Sensibilisierung und Beratung von diversen Akteuren für Energieeffizienz und erneuerbare Energien.

Neue Energievorschriften im Kanton Schaffhausen

Im Kanton Schaffhausen trat im April 2021 das revidierte Baugesetz in Kraft. Im Gesetz und in der Energiehaushaltsverordnung sind folgende neuen Vorschriften verankert:

- In bestehenden Gebäuden mit hohem Energieverbrauch (Baujahr 1981 oder älter) muss beim Heizungsersatz ein Mindestanteil von aktuell 20% mit erneuerbaren Energien abgedeckt werden. Die Regierung legt diesen Mindestanteil fest und kann ihn bis auf 50% erhöhen.
- Die Anforderung bezüglich erneuerbarer Energie beim Heizungsersatz ist erfüllt, wenn eine Standardlösung umgesetzt wird, das Gebäude nach Minergie zertifiziert ist, ein GEAK Klasse D oder besser erreicht ist. Auch der Bezug von Biogas ist eine der Standardlösungen. Die Anforderung des Kantons kann mit einer Bezugsvereinbarung von Schweizer Biogas über die gesamte Betriebsdauer der Heizung erfüllt werden. Der Anteil beträgt das Doppelte des Anteils an erneuerbaren Energien, also aktuell 40%.
- Der Wärmebedarf in Neubauten muss mit einer erneuerbaren Standardlösungskombination gedeckt werden. Fossile Heizungen sind weiterhin möglich, sofern diese mit einer kontrollierten Wohnungslüftung und einer thermischen Solaranlage kombiniert wird. Neubauten erzeugen einen Teil ihrer benötigten Elektrizität selber oder sparen den entsprechenden Anteil Energie ein.

Neue Energievorschriften im Kanton Zürich und im Kanton Thurgau

SH POWER setzt rund 12% des Gases an Gebäude in den Kantonen Zürich und Thurgau ab. Für den Heizungsersatz gelten in diesen Kantonen folgende Regelungen:

- Im Kanton Thurgau ist das revidierte Energiegesetz seit dem 1. Juli 2020 in Kraft. Beim Ersatz von fossilen Heizungen in bestehenden Wohnbauten mit Baujahr 1987 oder älter muss ein Mindestanteil an erneuerbaren Energien von 10% erfüllt werden. Der zu erfüllende Anteil steigt per 2025 auf 15% und per 2030 auf 20%. Der Bezug von erneuerbaren Gasen wird angerechnet, sofern diese aus grösstenteils schweizerischen Rohstoffen hergestellt werden. Dazu bedarf es einer Bezugsvereinbarung mit dem Gasversorger.
- Im Kanton Zürich hat das Stimmvolk im November 2021 der Revision des Energiegesetzes zugestimmt, welche voraussichtlich im Sommer 2022 im Kraft treten wird. Künftig dürfen nach dem Heizungsersatz im Grundsatz nur noch erneuerbare Energieträger eingesetzt werden. Als erneuerbare Lösungen gelten Wärmepumpen, Holzheizungen, der Anschluss an ein Wärmenetz mit mindestens 70% erneuerbaren Energien oder Abwärme, sowie der Bezug von 80% erneuerbaren Gasen, welche an das Treibhausgasinventar anrechenbar sind. Falls eine erneuerbare Lösung technisch nicht möglich ist oder die Lebenszykluskosten der erneuerbaren Lösung nachweislich um mindestens 5% höher liegen, muss nach dem Heizungsersatz 10% des Verbrauchs eingespart oder erneuerbar gedeckt werden (bspw. durch Fensterersatz oder Solarkollektoren; erneuerbares Gas ist dabei nicht anerkannt).

PolitikszENARIO: Ambitionierte Energie- und Klimapolitik

Weltweit haben 187 von 194 Ländern das Pariser Klimaabkommen unterzeichnet. Es verfolgt das Ziel, die globale Erwärmung auf unter 2°C, wenn möglich auf 1.5°C zu beschränken. Was dieses Temperaturziel für den Ausstoss von Treibhausgasemissionen bedeutet, hat die internationale Forschungsgemeinschaft berechnet: Die weltweiten Emissionen müssen dazu bis 2050 auf netto null gesenkt werden. Die Schweiz hat das Abkommen ebenfalls unterzeichnet, der Bundesrat hat für das Jahr 2050 das Ziel von netto-null-Emissionen beschlossen. Vor diesem Hintergrund werden derzeit auf kantonaler und nationaler Ebene die Instrumente angepasst, um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen.

neues Ziel von netto null Emissionen bis 2050

Das PolitikszENARIO geht daher davon aus, dass die Klima- und Energiepolitik langfristig ambitionierter ausgestaltet wird. Im Rahmen des vorliegenden Berichtes werden bewusst keine detaillierten politischen Massnahmen beschrieben, da unterschiedliche Massnahmenpakete denkbar sind. Die zentrale Annahme dieses Szenarios ist es, dass im Wärmebereich über zusätzliche Massnahmen der Umstieg von Erdgas und Heizöl auf erneuerbare Energien forciert wird.

Zusätzliche Massnahmen, um Umstieg auf erneuerbare Energien zu forcieren

4.2 Vorgehen und Annahmen

Mit einem detaillierten Gebäudeparkmodell wurde simuliert, wie sich der Gasabsatz in den beiden Rahmenszenarien entwickelt. Die getroffenen Annahmen für die Gebäudesanierung und die Wechselraten sind auf Studien abgestützt und wurden mit SH POWER plausibilisiert.

Basis Gebäudeparkmodell

Datengrundlagen: Das Grundgerüst an Gebäudedaten basiert auf dem nationalen Gebäude- und Wohnungsregister. Diese Daten wurden mit Absatzdaten der SH Power und Daten der kommunalen Feuerungskontrollen angereichert, um ein möglichst aktuelles Bild des Wärmebedarfes und der eingesetzten Energieträger zu erhalten. Für Liegenschaften mit mangelhafter Datengrundlage wurde der Energiebedarf auf Basis der Wohnfläche und der Bauperiode hochgerechnet.

Grundlage: Gebäudedaten ergänzt durch Absatzdaten und Feuerungskontrolle

Gemeinde	Gasabsatz	Gebäude GWR	Feuerungskontrolle	Wärmepumpen	Wärmeverbunde
Schaffhausen SH					
Neuhausen SH				keine Daten	keine Daten
Thayngen SH			unvollständig	keine Daten	
Beringen SH				keine Daten	
Stetten SH			keine Daten	keine Daten	keine Daten
Feuerthalen ZH				unvollständig	
Flurlingen ZH			unvollständig	keine Daten	keine Daten
Schlatt TG				keine Daten	keine Daten

Tabelle 2: Übersicht verwendete Datengrundlagen

Höhe der Nachfrage: Im Absatzmodell wurde für jedes Gebäude in Abhängigkeit der Bauperiode, des Gebäudetyps und des Szenarios ein Effizienzpfad für die energetische Sanierung simuliert. Zudem wurde angenommen, dass die globale Klimaerwärmung zu einer Abnahme der Wärmenachfrage führt. Die Entwicklung der 31 Grossverbraucher (> 1 GWh_{th}/Jahr) wurde in Abstimmung mit SH POWER individuell eingeschätzt.

Energieeffizienz und Klimawandel senken die Nachfrage

Wahl des Energieträgers: Der Heizungsersatz wurde im Absatzmodell für jedes Gebäude individuell simuliert. Nach Ablauf der Nutzungsdauer einer Heizung wurden je nach Typ und Lage des Gebäudes unterschiedliche Wechselraten für die Wahl des Heizsystems angenommen. So wurden aktuelle und geplante Gasnetz- und Wärmeverbund-Perimeter, sowie die Eignung für Erdwärme- oder Grundwasser-Nutzung berücksichtigt. Es wurde davon ausgegangen, dass alle geplanten 28 Wärmeverbunde realisiert werden. Die Anzahl Gasheizungen nimmt durch den Wechsel von Gas zu anderen Energieträgern ab und durch den Wechsel von Heizöl zu Gas auch zu.

differenzierte Wechselraten bei Heizungsersatz

Am Beispiel der Gasheizungen werden nachfolgend einige Wechselraten veranschaulicht (vgl. Tabelle 3). Im Wärmeverbund-Perimeter geht der Gasabsatz schneller zurück, mit einem stärkeren Effekt für Mehrfamilienhäuser und im Politik-Szenario:

Wechselraten Gasheizungen

Gebäudetyp	Energiegebiet	Referenz-Szenario (konstant über Zeit)	Politik-Szenario (2025 / 2050 / 2100)
EFH	Wärmeverbund-Gebiet	Gas → Gas: 40% Gas → Wärmeverbund: 20%	Gas → Gas: 20% / 10% / 10% Gas → WV: 35% / 35% / 45%
EFH	Gasnetz-Gebiet	Gas → Gas: 60%	Gas → Gas: 40% / 30% / 100%
MFH	Wärmeverbund-Gebiet	Gas → Gas: 40% Gas → Wärmeverbund: 50%	Gas → Gas: 20% / 10% / 10% Gas → WV: 60% / 70% / 70%
MFH	Gasnetz-Gebiet	Gas → Gas: 70%	Gas → Gas: 50% / 40% / 100%

Tabelle 3 Ausgewählte Wechselraten von Wohnobjekten mit Gasheizung (Wechsel zu Wärmepumpen und Holzheizungen sind modelliert, aber nicht in der Tabelle abgebildet, EFH = Einfamilienhaus, MFH = Mehrfamilienhaus)

4.3 Heutige Absatzdichte

Die Absatzdichte ist heute je nach Netzgebiet sehr unterschiedlich (siehe Abbildung 11 und Abbildung 12). Am höchsten ist die Absatzdichte in den Gebieten Schlatt (11'000 kWh/m) und Beringen Industrie (6'700 kWh/m), welche durch grosse Bezüger geprägt sind, sowie in der Schaffhauser Altstadt. Am unteren Ende der Skala mit einer Absatzdichte unterhalb 1'000 kWh/Meter liegen Stetten, Beringen Wohnen, sowie das Merishausertal.

Grosse Unterschiede in der Absatzdichte

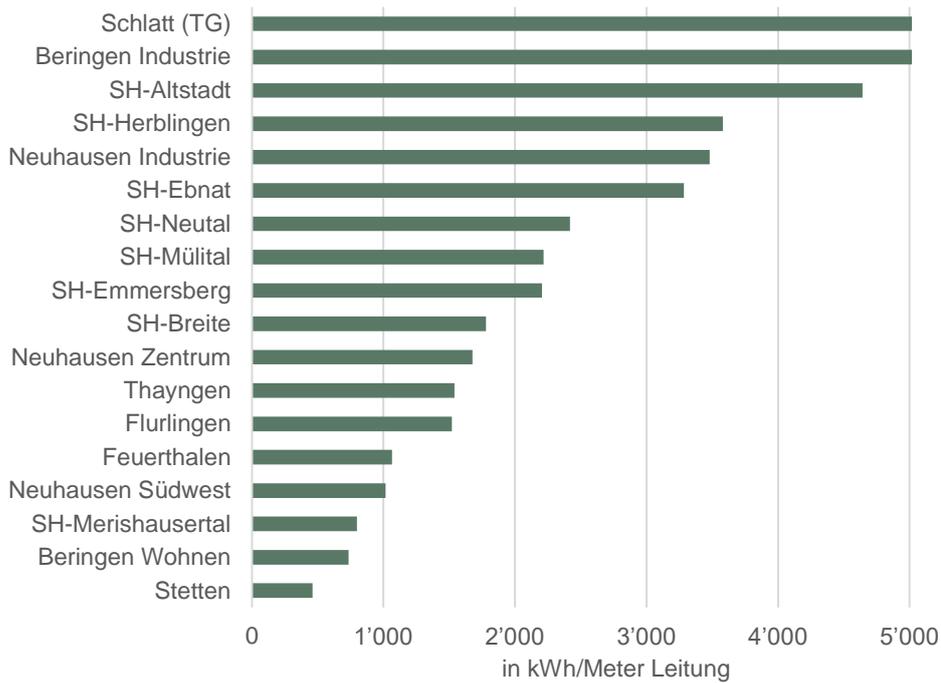


Abbildung 11: Absatzdichte in kWh pro Meter Leitung für das Jahr 2020

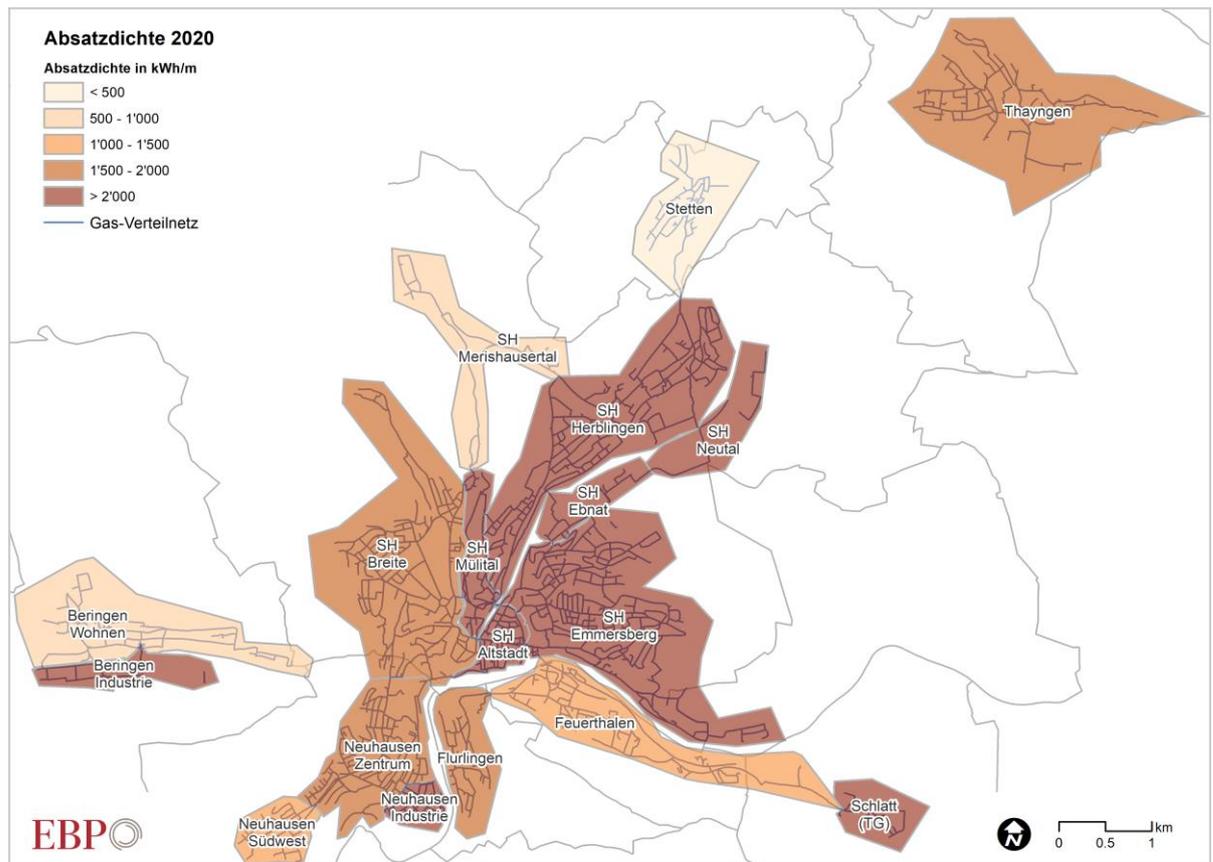


Abbildung 12: Heutige Absatzdichte in kWh Gasabsatz pro Meter Verteilnetz

Absolut gesehen weisen die Netzgebiete Herblingen, Emmersberg und Breite aktuell den grössten Absatz auf und machen gut 50% des Gesamtabsatzes aus (vgl. Abbildung 13).

Drei Gebiete vereinen die Hälfte des Gesamtabsatzes

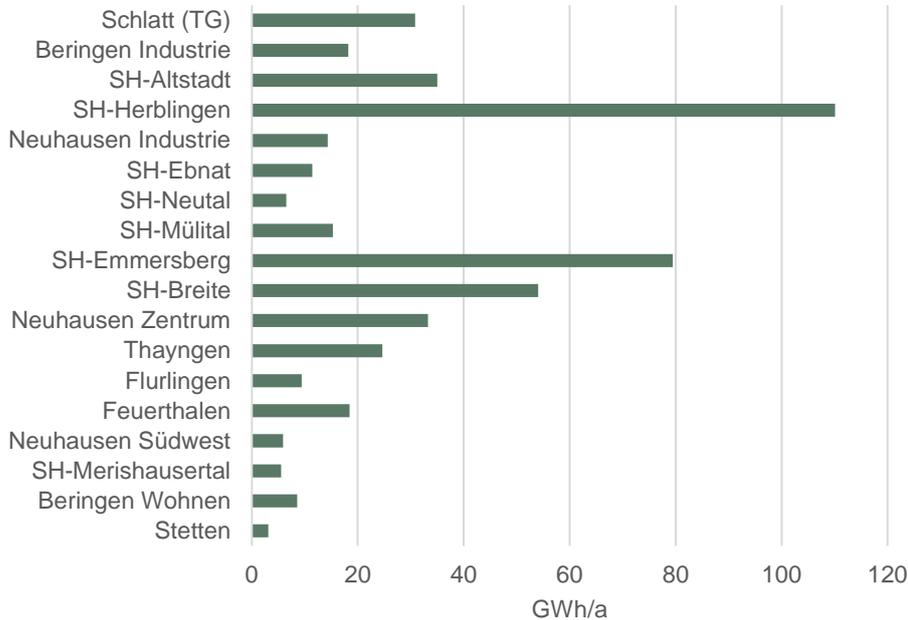


Abbildung 13: Heutiger Absatz je Netzgebiet (Reihenfolge nach Absatzdichte 2020, Abbildung 11)

4.4 Entwicklung des Wärmebedarfes

Der Wärmebedarf der acht von SH POWER versorgten Gemeinden nimmt gemäss Modellberechnungen langfristig deutlich ab (siehe Abbildung 14). Aufgrund der Gebäudesanierungen und der Klimaerwärmung reduziert sich der Wärmebedarf bis 2050 im Referenzszenario um 16% und im Politikszenario um 26%.

Langfristig starker Rückgang Wärmebedarf

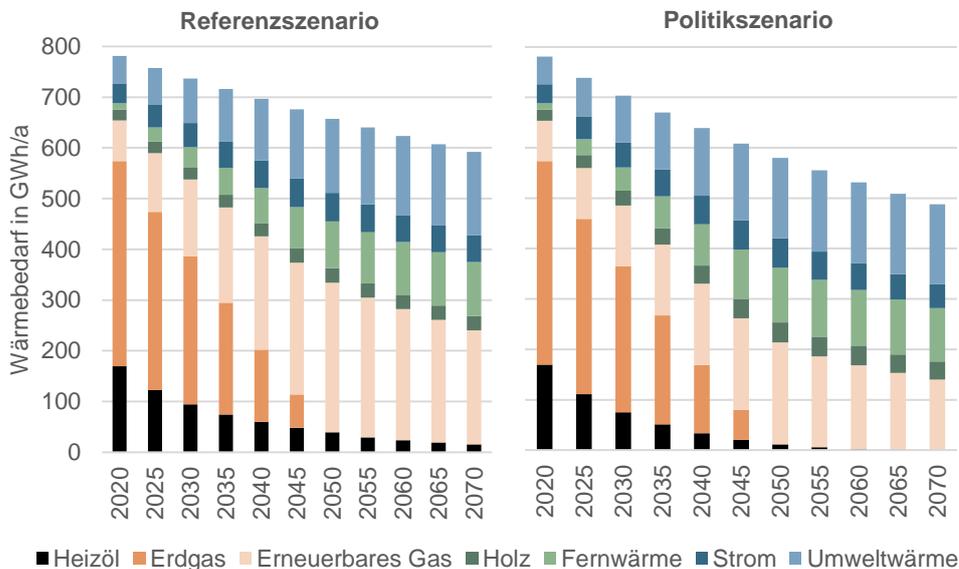


Abbildung 14 Entwicklung Wärmebedarf im Referenz- und Politikszenario in GWh pro Jahr

Der Gasabsatz sinkt laufend, und ist bis 2050 im Referenzszenario rund 39% tiefer als heute, im Politikszenario rund 58% tiefer. Eine unterliegende Annahme des Modells im Bereich Gas ist, dass in Übereinstimmung mit den netto-null-Zielen per 2050 der gesamte Gasabsatz mit erneuerbaren Gasen gedeckt wird.

Stark sinkender Gasabsatz

Im Energiemix ist der Umstieg von den Energieträgern Gas und Heizöl zur Umweltwärme und Wärmeverbunden deutlich zu erkennen. Der Fernwärme-Anteil wächst per 2050 auf ca. 91 GWh/Jahr im Referenzszenario, und auf ca. 110 GWh/Jahr im Politikszenario. Die Umweltwärme steigt per 2050 von heute 54 GWh auf 145 GWh im Referenzszenario und 159 GWh im Politikszenario.

Wechsel von Heizöl und Gas zu Umweltwärme und Fernwärme

Der durch den Wärmebedarf in den acht betrachteten Gemeinden im Gas-Versorgungsgebiet der SH Power verursachte CO₂-Ausstoss liegt heute bei rund 126'000 Tonnen CO₂/Jahr. Die CO₂-Emissionen reduzieren sich per 2050 auf ca. 10'000 t CO₂/Jahr im Referenzszenario, und auf ca. 3'000 t CO₂/Jahr im Politikszenario. Dabei wird davon ausgegangen, dass fossiles Erdgas ab 2050 komplett durch erneuerbare Gase substituiert wird.

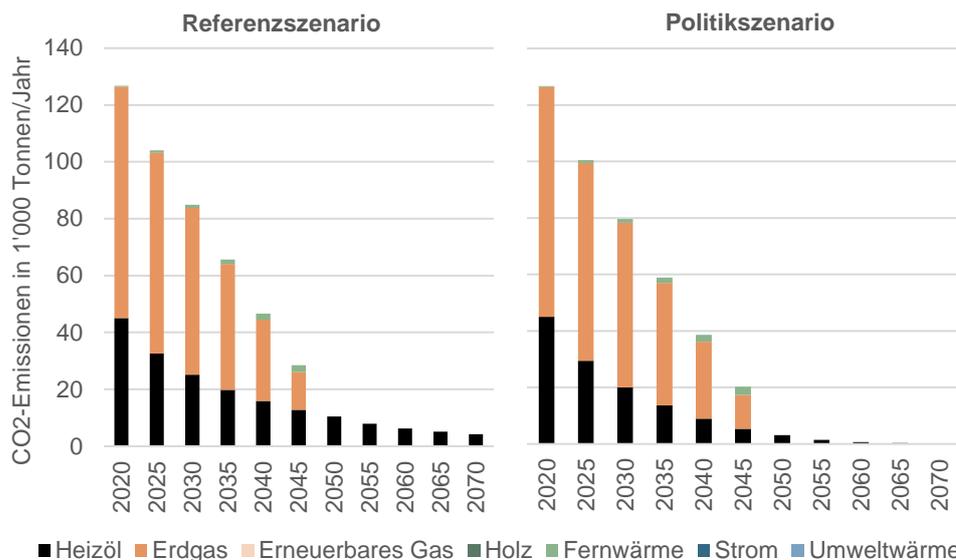


Abbildung 15 Entwicklung der direkten CO₂-Emissionen des Wärmebedarfs im Referenz- und Politikszenario. Emissionsfaktoren gemäss BAFU-Faktenblatt Januar 2022; die direkten Emissionen von erneuerbarem Gas, Holz, Fernwärme ab 2050 mit erneuerbarer Gas-Spitzenlast, Strom und Umweltwärme sind null.

Aufgrund des Absatzrückganges reduziert sich bei unveränderter Ausdehnung des Verteilnetzes entsprechend auch die Absatzdichte in allen Netzgebieten (vgl. Abbildung 16, Abbildung 17 und Abbildung 18). Die mittlere Absatzdichte beträgt heute rund 1'850 kWh/Meter. Per 2050 reduziert sich die mittlere Absatzdichte im Referenzszenario auf ca. 1'100 kWh/Meter, und im Politikszenario auf ca. 800 kWh/Meter.

Wirkung auf Absatzdichte

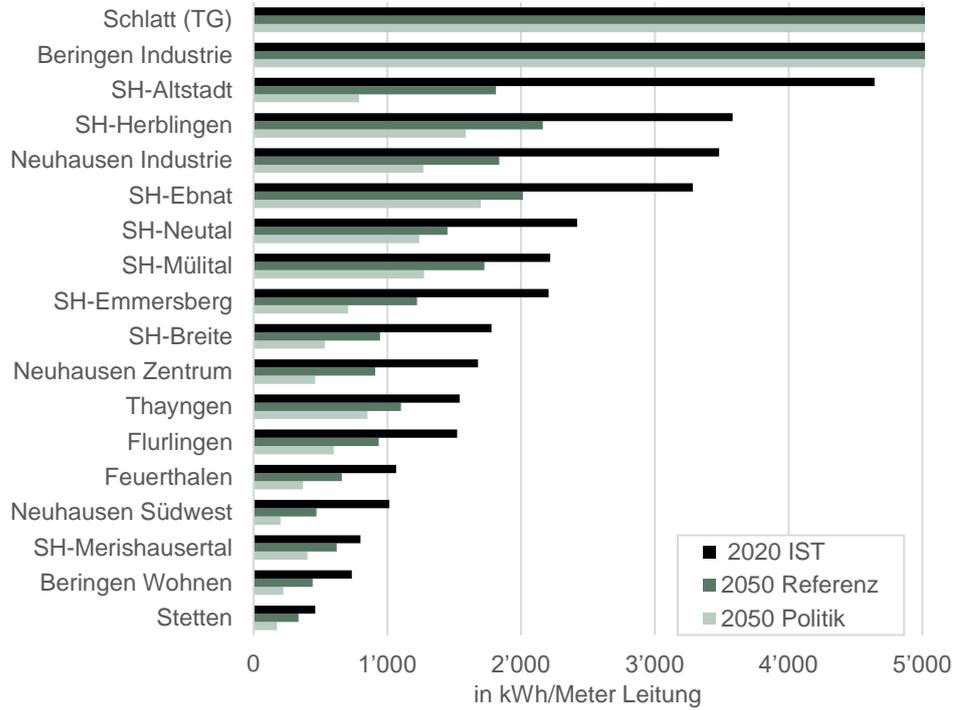


Abbildung 16: Dichte des Gasabsatzes in kWh Gas pro Meter Leitung nach Netzgebieten für das Jahr 2020 sowie das Jahr 2050 (Referenz- und PolitikszENARIO)

Die Absatzdichte geht je nach Netzgebiet unterschiedlich stark zurück. Einflussfaktoren sind das Alter und die Nutzungsart der Gebäude, das Alter der Heizungen und die verfügbaren Alternativen (v.a. Wärmeverbunde). Die Absatzdichte sinkt in Gebieten mit Wärmeverbunden besonders stark (Altstadt Schaffhausen, Neuhausen Zentrum). Zudem nimmt die Absatzdichte in Wohngebieten stärker ab als in Gebieten mit mehrheitlich gewerblicher Nutzung (Beringen Industrie, Schlatt, Mülital).

Relevante Unterschiede je nach Netzgebiet

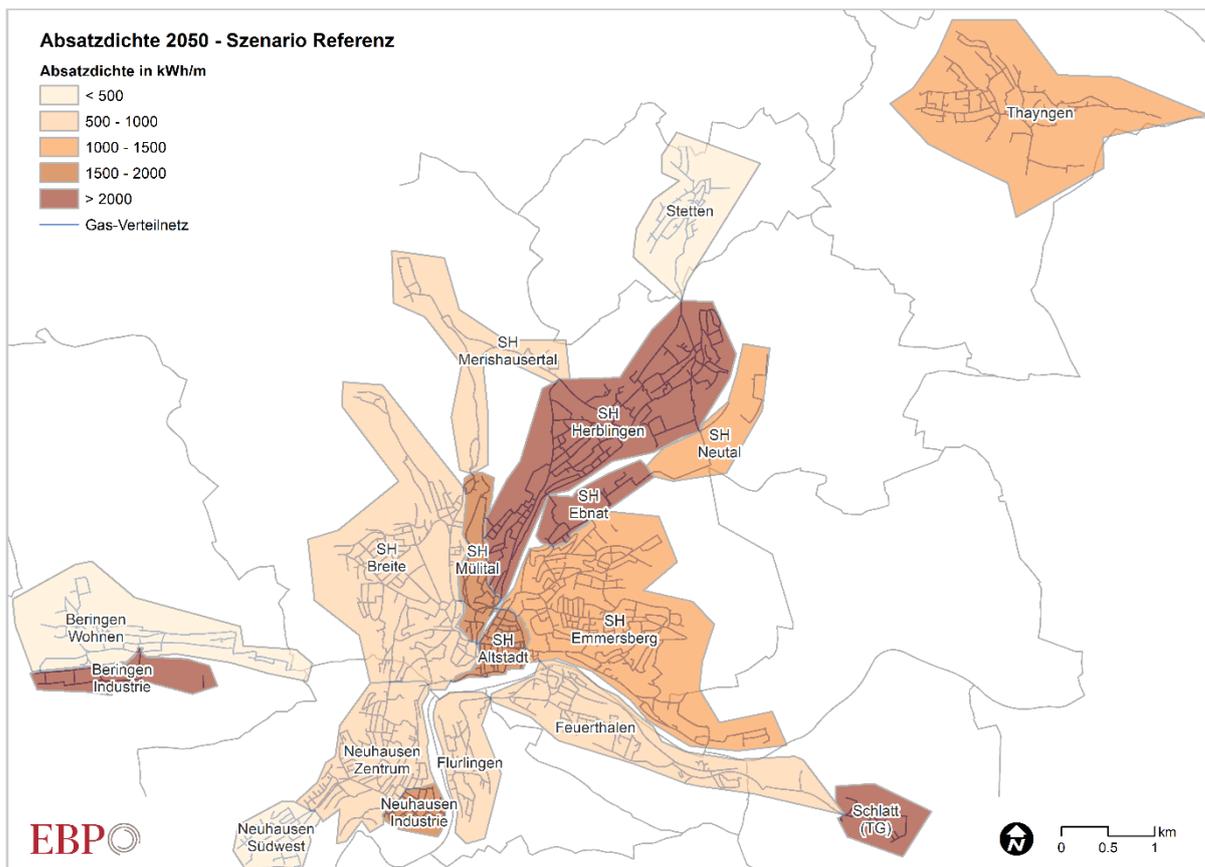


Abbildung 17: Modellierte Gas-Absatzdichte im Jahr 2050 im Referenzszenario

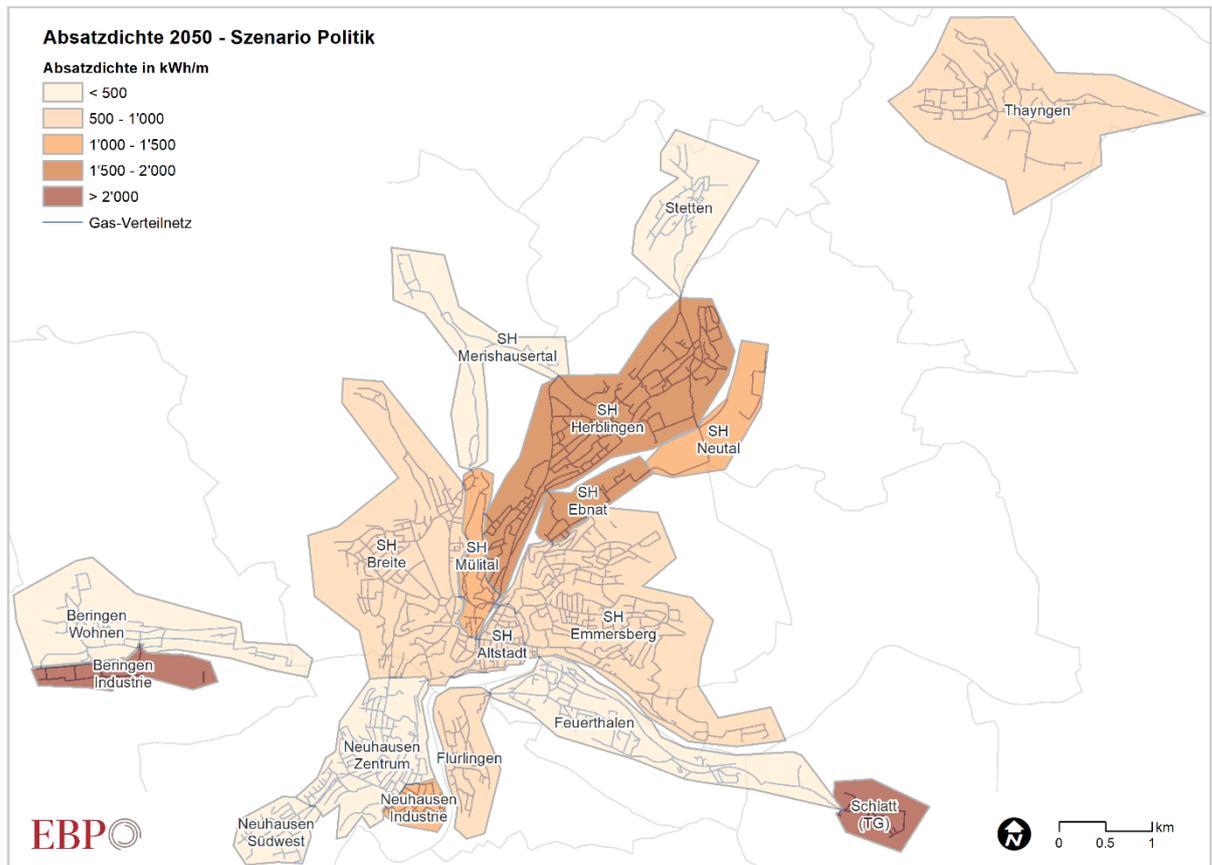


Abbildung 18: Modellierte Gas-Absatzdichte im Jahr 2050 im PolitikszENARIO

5. Konkurrenzfähigkeit des Verteilnetzes

5.1 Vorgehen und Annahmen

Wie sich der sinkende Absatz auf die Konkurrenzfähigkeit des Verteilnetzes auswirkt, wird mittels des Indikators des Netznutzungsentgelts abgeschätzt, welches für die Nutzung des Verteilnetzes von den Kunden verlangt wird. Dazu werden die zu erwartenden Kapitalkosten (bestehende und neue Leitungen, Abschreibungen und kalkulatorische Zinsen) und die Betriebskosten dem prognostizierten Gasabsatz gegenübergestellt. Auf dieser Basis wird für jeden Leitungsabschnitt berechnet, wie hoch das benötigte Netznutzungsentgelt sein müsste, damit der Kapitalkostenansatz (siehe Box) erzielt werden kann. Der Kapitalkostenansatz wird in der Modellierung bei 4% angesetzt. Die Abschreibungsdauer wird für die Leitungen gemäss heutigem Branchenstandard bei 50 Jahren angesetzt.

Netznutzungsentgelt als Indikator für die Konkurrenzfähigkeit

Box: Kapitalkostensatz (WACC)

Der Kapitalkostensatz (weighted average cost of capital WACC) ist bei liberalisierten Netzen die Rendite, die der Staat den Kapitalgebern für die Bereitstellung des Kapitals und das damit einhergehende Verlustrisiko zugesteht. Er ergibt sich aus dem gewichteten Durchschnitt des Eigen- und Fremdkapitalkostensatzes. Kommt kein Fremdkapital zum Einsatz, entspricht der WACC der erlaubten Rendite auf dem Eigenkapital.

Der für 2021 gültige Kapitalkostenansatz für die Hochdruckgasnetze, auf den sich der Preisüberwacher und die Gas-Regionalgesellschaften einvernehmlich geeinigt haben, liegt bei 4.2% und sinkt bis 2024 schrittweise auf 3.8%. Für die Verteilnetze gibt es heute keine Regelung.

Die mittel- und langfristige Entwicklung ist unsicher. Tritt ein Gasversorgungsgesetz wie geplant in Kraft, ist es künftig ein Regulator, der den maximalen Kapitalkostenansatz festlegt.

5.2 Heutige Kostenstruktur

Auf Basis der getroffenen Annahmen resultiert für das Gesamtnetz ein berechnetes, theoretisches Netznutzungsentgelt von 1.6 Rp./kWh, um einen Kapitalkostenansatz (WACC) von 4% erzielen zu können.

Mittleres Netzentgelt 1.6 Rp./kWh

Je nach Netzgebiet resultieren relevante Unterschiede (vgl. Abbildung 19 und Abbildung 20)³. Die aktuelle Höhe der Netzentgelte entspricht mit einer Ausnahme (Ebnet) der Rangierung nach Absatzdichte. Relativ hohe Netzentgelte ergeben sich für die Gebiete Stetten (6.6 Rp./kWh) und Beringen Wohnen, welche über ein junges Netz mit einem entsprechend hohen Kapitalbedarf verfügen und gleichzeitig eine tiefe Absatzdichte aufweisen. Auf der anderen Seite der Skala resultiert für industriell geprägte Gebiete (Schlatt, Beringen Industrie, Herblingen, Neuhausen Industrie), sowie für dichte, ältere Netzgebiete in der Stadt Schaffhausen (Altstadt und Ebnet) ein sehr tiefes Netzentgelt von unter 1 Rp./kWh.

Grosse Streuung über die Netzgebiete

³ In der Realität müssen Gasversorger gleichartigen Kunden dieselben Tarife verrechnen und dürfen diese nicht geographisch differenzieren. In dieser Studie dient die Differenzierung nach Netzgebiet der Einschätzung der Konkurrenzfähigkeit der verschiedenen Netzgebiete.

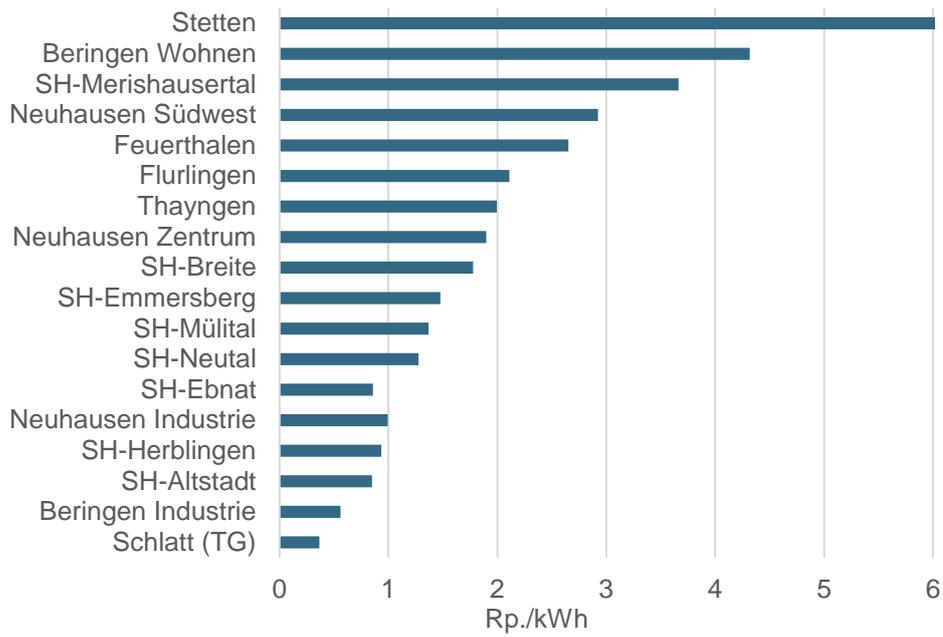


Abbildung 19: Berechnetes Netzentgelt pro Netzgebiet, um einen Kapitalkostenansatz von 4% zu erzielen. (Reihenfolge nach höchster Absatzdichte 2020 in Abbildung 12)

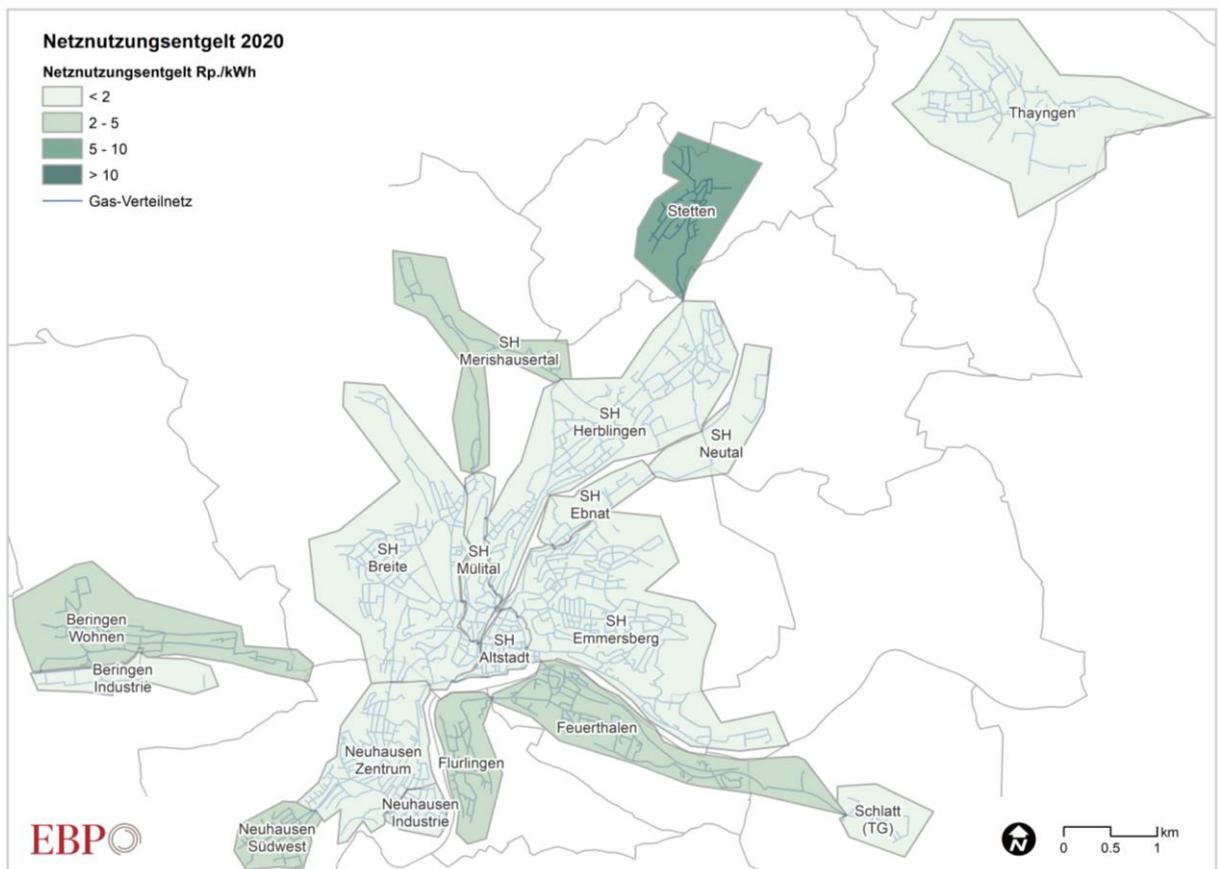


Abbildung 20: Konkurrenzfähigkeit der einzelnen Netzgebiete anhand des Indikators Netznutzungsentgelt (2020)

5.3 Künftige Konkurrenzfähigkeit

Geht man davon aus, dass alle Leitungen des Verteilnetzes nach Ende der technischen Lebensdauer ersetzt werden, sinken die jährlichen absoluten Kosten (Kapitalkosten und Betriebskosten) um rund 25% bis 2050 (Abbildung 21). Dies ist darauf zurückzuführen, dass die bestehenden Leitungen nach 50 Jahren abgeschrieben sind, aber per Definition eine 10 bis 20 Jahre längere Lebensdauer haben. Die Kosten steigen ab 2055 wieder an, wenn die zweite Erneuerungswelle fällig wird (2055 bis 2085, siehe Kapitel 3.2).

Sinkende Gesamtkosten per Mitte Jahrhundert

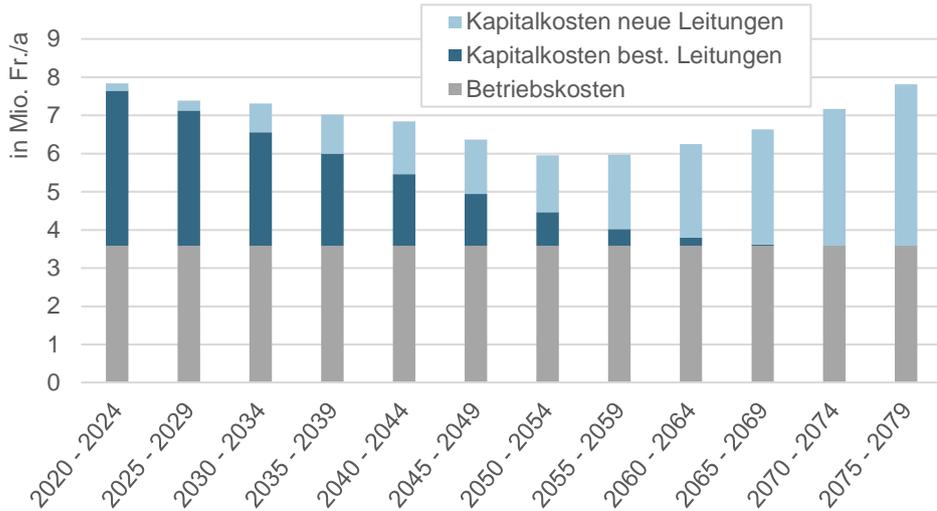


Abbildung 21: Geschätzte Entwicklung der absoluten Kosten für das Verteilnetz der SH POWER

Würde der Gasabsatz über die nächsten Jahrzehnte konstant bleiben, könnte entsprechend das durchschnittliche Netznutzungsentgelt etwas gesenkt werden bis zu einem Wiederanstieg für die zweite Investitionswelle. Im Referenzszenario verdoppelt sich das Netzentgelt per 2075 auf ca. 3.3 Rp./kWh (vgl. Abbildung 22). Der Anstieg wird bis Mitte Jahrhundert durch die oben erwähnten sinkenden absoluten Kosten gebremst. Im Politikscenario verdreifacht sich das Netzentgelt per 2075 auf ca. 5.1 Rp./kWh (Abbildung 23).

Anstieg auf 3 bis 5 Rp./kWh per 2075

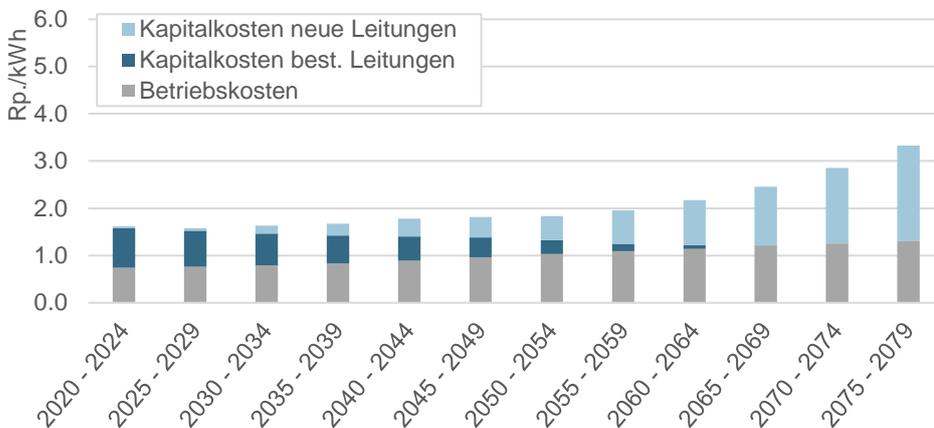


Abbildung 22: Geschätzte Entwicklung des notwendigen Netznutzungsentgeltes im Referenzszenario

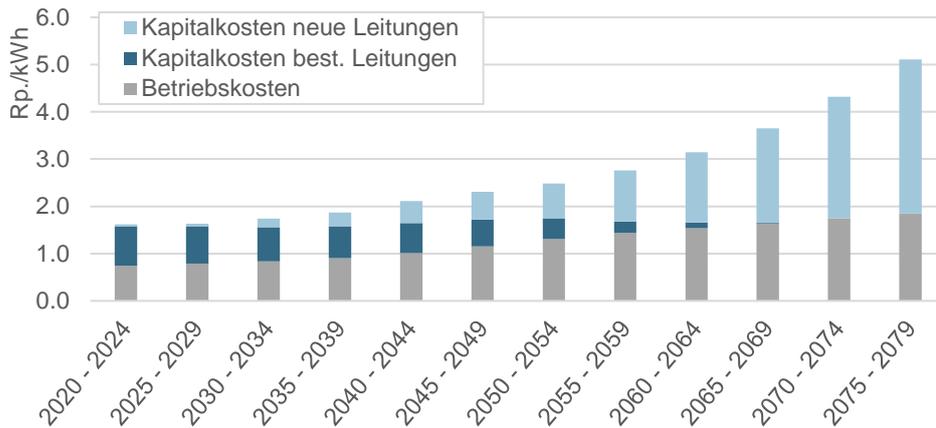


Abbildung 23: Geschätzte Entwicklung des notwendigen Netznutzungsentgeltes im Politikscenario

Abbildung 24 zeigt die Entwicklung des Netzentgeltes für die beiden Szenarien nach Netzgebiet im Referenz- und Politikscenario bis 2075. Die Daten sind auch in Form von Karten im Anhang A3 abgebildet. Der Anstieg ist einerseits geprägt vom sinkenden Absatz (siehe Abbildung 17 und Abbildung 18), aber auch von den pro Gebiet anstehenden Ersatzinvestitionen.

Sinkender Absatz und Ersatzinvestitionen als Faktoren

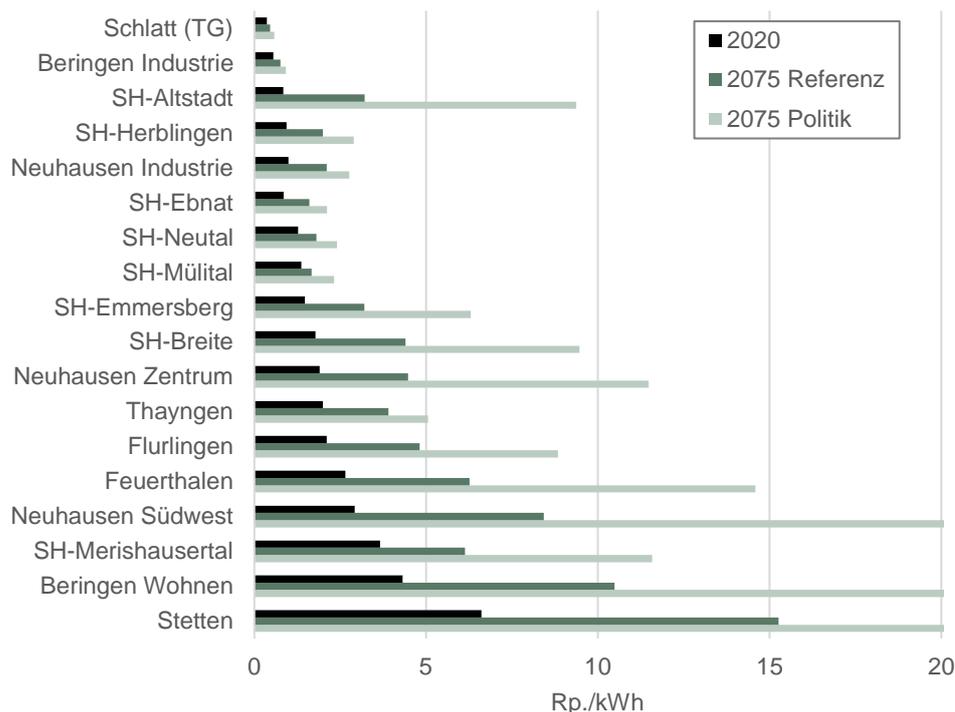


Abbildung 24: Geschätzte Entwicklung des notwendigen Netznutzungsentgeltes nach Netzgebiet für heute, das Referenz- und das Politikscenario (Jahr 2050)

Die Berechnungen machen deutlich, dass Gas per 2075 in vielen Netzgebieten nicht mehr konkurrenzfähig wäre, wenn diese separat betrachtet würden (bspw. Stetten, Beringen Wohnen, Neuhausen SW oder Feuerthalen). Relativ robust zeigen sich hingegen die acht Netzgebiete im oberen Teil der Abbildung 24, bei welchen das Netzgebiet unter 3 Rp./kWh verbleibt. Für die

Konkurrenzfähigkeit nicht mehr überall gegeben

Altstadt Schaffhausen ist das Netzentgelt stark vom Absatzszenario abhängig.

Bis zu welchem Netzentgelt Gas effektiv konkurrenzfähig bleiben wird, hängt stark von der Entwicklung der alternativen Heizlösungen ab, also beispielsweise von den Kosten von Wärmepumpen, (Winter-)Strom und Energieholz. In einer Vollkostenbetrachtung kommen aus Sicht der Kunden und Kundinnen zum Netzentgelt des Verteilnetzes noch das Netzentgelt der vorgelagerten Netze, die Kosten der bezogenen (erneuerbaren) Energie, sowie die Kosten der Heizanlage hinzu.

Vergleich der Vollkosten notwendig

6. Wirkung von Stilllegungen

6.1 Vorgehen und Annahmen

Die Klima- und Energiepolitik führt zu einem Absatzrückgang und langfristig zu einem Anstieg des Netznutzungsentgelts. Dieser Anstieg kann durch Einsparungen im Bau und Betrieb von Leitungen reduziert werden, oder aber durch Stilllegungen von denjenigen Netzgebieten, welche stark zum Anstieg beitragen. Daher wurden ein mögliches Zielnetze grob skizziert, um abzuschätzen, in welcher Grössenordnung Stilllegungen zur Reduktion des Kostenanstiegs beitragen können.

Stilllegungen, um Kostenanstieg zu bremsen

Als Grundlage für die berechnete Zielnetz-Variante wurde zunächst die künftige Nutzung von Gas im Gebiet der SH POWER beurteilt. Folgende Anwendungen wurden zusätzlich zur Raumwärme beurteilt:

Künftige Nutzung von Gas für spezifische Anwendungen

- Prozessenergie: Mehrere grössere Prozessgaskunden können Erdgas nur bedingt durch andere Energieträger substituieren. Diese Nutzung bleibt langfristig bestehen.
- Wärmeverbunde: In allen geplanten Wärmeverbund-Zentralen ist Gas für Spitzenlast / Redundanz vorgesehen. Der erneuerbare Anteil der vom Verbund gelieferten Energie soll gemäss städtischen Vorstellungen mind. 80% betragen.
- Wärme-Kraft-Kopplung: WKK wird von SH POWER nicht aktiv entwickelt. Am ehesten ist der Einsatz von WKK an den Standorten der Wärmeverbund-Zentralen denkbar, damit die Abwärme genutzt werden kann.
- Mobilität: SH Power fokussiert auf Elektromobilität. Die Ausrichtung des Gasnetzes für eine mögliche Nachfrage nach Gas für die Mobilität ist daher kein Thema.
- Biogas-Einspeisung: Die ARA Röti in Neuhausen verstromt aktuell das Klärgas. Eine Einspeisung ist langfristig denkbar.
- Altstadt/Kernzone: Die Altstadt in Schaffhausen kann aufgrund der dichten Bebauung nur erschwert mit Wärmepumpen erschlossen werden, womit (erneuerbares) Gas dort auch längerfristig eine wichtige Option darstellen wird.

Die Wirkung einer Stilllegung von Netzgebieten auf die Betriebskosten wurde anhand der folgenden drei Kategorien und entsprechenden Kostentreiber modelliert:

Wirkung auf Betriebskosten

- Betrieb und Unterhalt (skaliert nach Meter Verteilnetz)
- Messwesen u. Vertrieb (skaliert nach Anzahl angeschlossener Gebäude)
- Verwaltung (häufig fix, häufig skaliert nach Absatz).

6.2 Mögliches Zielnetz

Das mögliche Zielnetz wurde vereinfacht so festgelegt, dass Netzgebiete mit langfristig tiefen Kosten aufrechterhalten werden, Netzgebiete mit hohen Kosten stillgelegt werden und das Hochdrucknetz als «Backbone» weiterbetrieben wird.

Konkurrenzfähigkeit als Basis des Zielnetzes

Dieses vereinfachte Vorgehen ergibt kein «intelligentes» zusammenhängendes Netz, welches weiterhin die Belieferung der Prozessgaskunden garantiert. Gleichwohl ermöglicht dieses Vorgehen, die Wirkung von Stilllegungen auf die Konkurrenzfähigkeit in etwa abzuschätzen. Für eine konkrete Planung und Umsetzung müssen Netz und Kunden detaillierter betrachtet und optimiert werden. So könnten auch in weiterbetrieblenen Gebieten einzelne unrentable Abschnitte stillgelegt und umgekehrt in stillzulegenden Gebieten Leitungen bestehen bleiben, um bspw. die Spitzendeckung der Wärmeverbunde oder die Versorgung anderer Gebiete sicherzustellen.

Keine intelligente Definition des Zielnetzes, sondern nur Rechenbeispiele

Konkret wird das berechnete Zielnetz auf Basis der künftigen Konkurrenzfähigkeit (vgl. Abbildung 24) festgelegt:

- 7 Netzgebiete mit tiefen Netzentgelten unter 3 Rp./kWh per 2075: Schlatt, Beringen Industrie, Herblingen, Neuhausen Industrie, Ebnet, Neutal und Müllital. Diese Netzgebiete bleiben für das Rechenbeispiel Teil des Zielnetzes. In Absprache mit dem Projektteam wurde als Ausnahme auch die Altstadt Schaffhausen für die Berechnungen dem Zielnetz zugeordnet.

Die Auswirkungen einer Teilstillegung wird für zwei mögliche Teilstillegungszeitpunkte aufgezeigt, nämlich 2050 und 2065. In beiden Varianten wird davon ausgegangen, dass bereits 10 Jahre vor der Teilstillegung keine Leitungen mehr erneuert werden, auch wenn deren technische Lebensdauer erreicht ist, sondern dass diese mit erhöhtem Unterhaltsaufwand noch 10 Jahre weiterbetrieben werden können:

10 Netzgebiete mit hohen Netzentgelten über 5 Rp./kWh per 2075: Diese Netzgebiete weisen einen höheren Anstieg der Netzentgelte auf und werden in der berechneten Zielnetz-Variante stillgelegt. Zwei Zeitpunkte

- Teilstillegung per 2065: Aus betriebswirtschaftlicher Sicht gilt es die grosse Erneuerungswelle ab 2055 zu vermeiden (vgl. Abbildung 7). Somit wird in den definierten Netzgebieten ab 2065 kein Gas mehr verteilt.
- Teilstillegung per 2050: Aus klimapolitischer Sicht ist es sehr fragwürdig, ob mit einer so späten Stilllegung das netto null Ziel erreichen zu können, da dies eine hohe Verfügbarkeit von klimaneutralen Gasen voraussetzen würde, die derzeit nicht absehbar ist. Daher wird eine frühere Stilllegung per 2050 betrachtet und dafür ab 2040 keine Erneuerungen mehr getätigt.

Im Referenzszenario mit moderatem Absatzrückgang kann das Netzentgelt dank der Teilstillegung langfristig (per 2080) um ca. 1 Rp./kWh reduziert und auf 2.5 Rp./kWh begrenzt werden (siehe Abbildung 25).

Reduktion des Entgeltes möglich

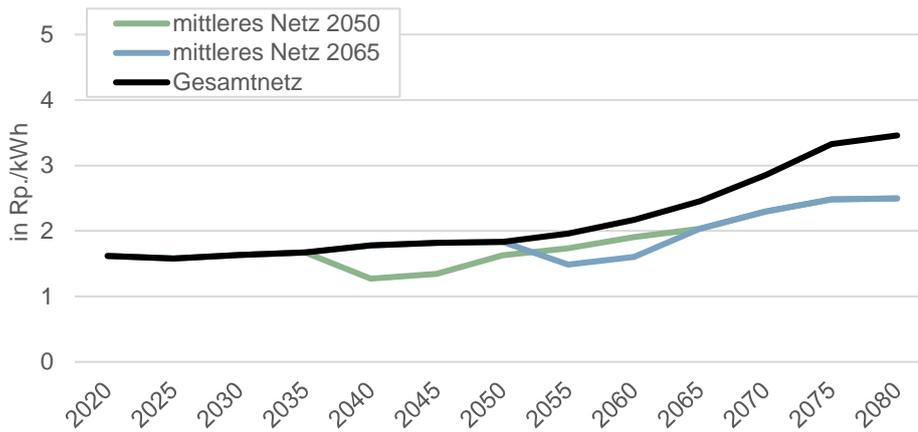


Abbildung 25: Entwicklung des Netzentgeltes im Referenzszenario für unterschiedliche Teilstilllegungszeitpunkte

Der Blick auf das PolitikszENARIO (Abbildung 26) zeigt, dass das Netzentgelt dank der Teilstillegung langfristig (per 2080) um ca. 2 Rp./kWh reduziert und auf ca. 3 Rp./kWh begrenzt werden kann.

Reduktion des Entgeltes möglich

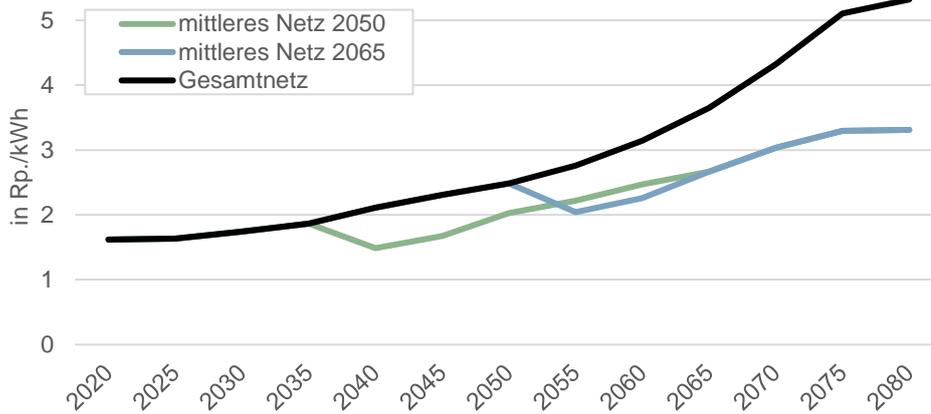


Abbildung 26: Entwicklung des notwendigen Netznutzungsentgeltes im PolitikszENARIO je nach gewähltem Zielnetz

In beiden Szenarien gilt: Bei einer früheren Teilstillegung per 2050 können die Erneuerungen zwischen 2040 und 2050 vermieden und damit Erneuerungskosten von ca. 6.5 Mio. Fr. eingespart werden (vgl. Abbildung 27). Umgekehrt nehmen jedoch die gestrandeten Investitionen und die Absatzeinbuße zu.

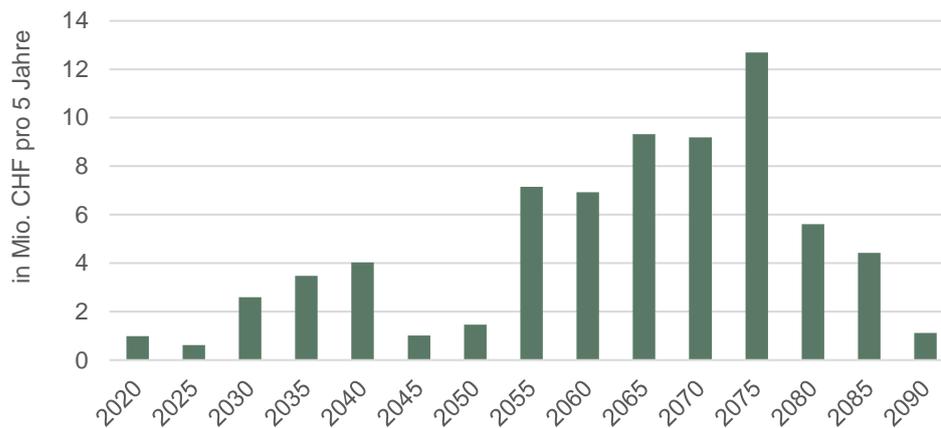


Abbildung 27 Erneuerungsbedarf in den 10 stillzulegenden Gebieten gemäss möglichem Zielnetz. Die Investitionen ab 2055 werden nicht mehr getätigt. Die Investitionen zwischen 2040 und 2050 werden bei einer Stilllegung im Jahr 2050 nicht mehr getätigt, bei einer Stilllegung 2065 jedoch schon.

Da es verschiedene Ansätze für den Umgang mit dem Restwert der stillzulegenden Leitungen gibt (kürzere Abschreibungsdauer, ausserordentliche Abschreibungen, Rückstellungen, etc.), werden in den obigen Analysen die verbleibende Kapitalkosten (Abschreibungen und Zinsen zwischen Stilllegungszeitpunkt und Ende der Abschreibungsdauer) separat ausgewiesen und nicht in die weitere Entwicklung der Netzentgelte einkalkuliert. Für beide Szenarien betragen die zu deckenden Kapitalkosten für stillzulegende Leitungen 5.4 Mio. Fr. bei einer Teilstilllegung per 2050, resp. 3.4 Mio. Fr. bei einer Teilstilllegung per 2065.

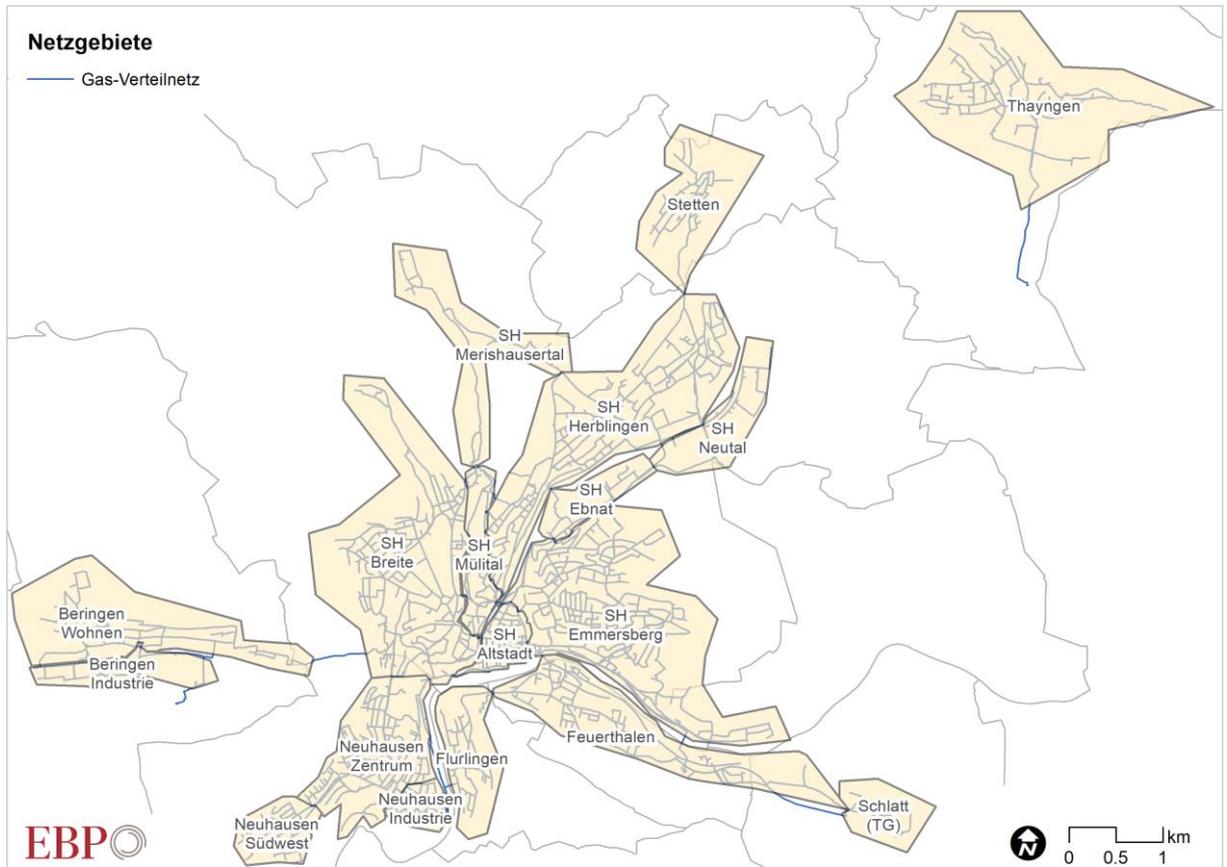
6.3 Einflussfaktoren Netznutzungsentgelt

Wenn die geplanten Wärmeverbunde realisiert werden und die Energie- und Klimapolitik den Wechsel zu erneuerbaren Energien weiter fördert, dann werden relevante Teile des Gasnetzes von SH POWER langfristig voraussichtlich nicht mehr konkurrenzfähig sein. Der Anstieg des Netznutzungsentgelts fällt weniger stark aus, wenn

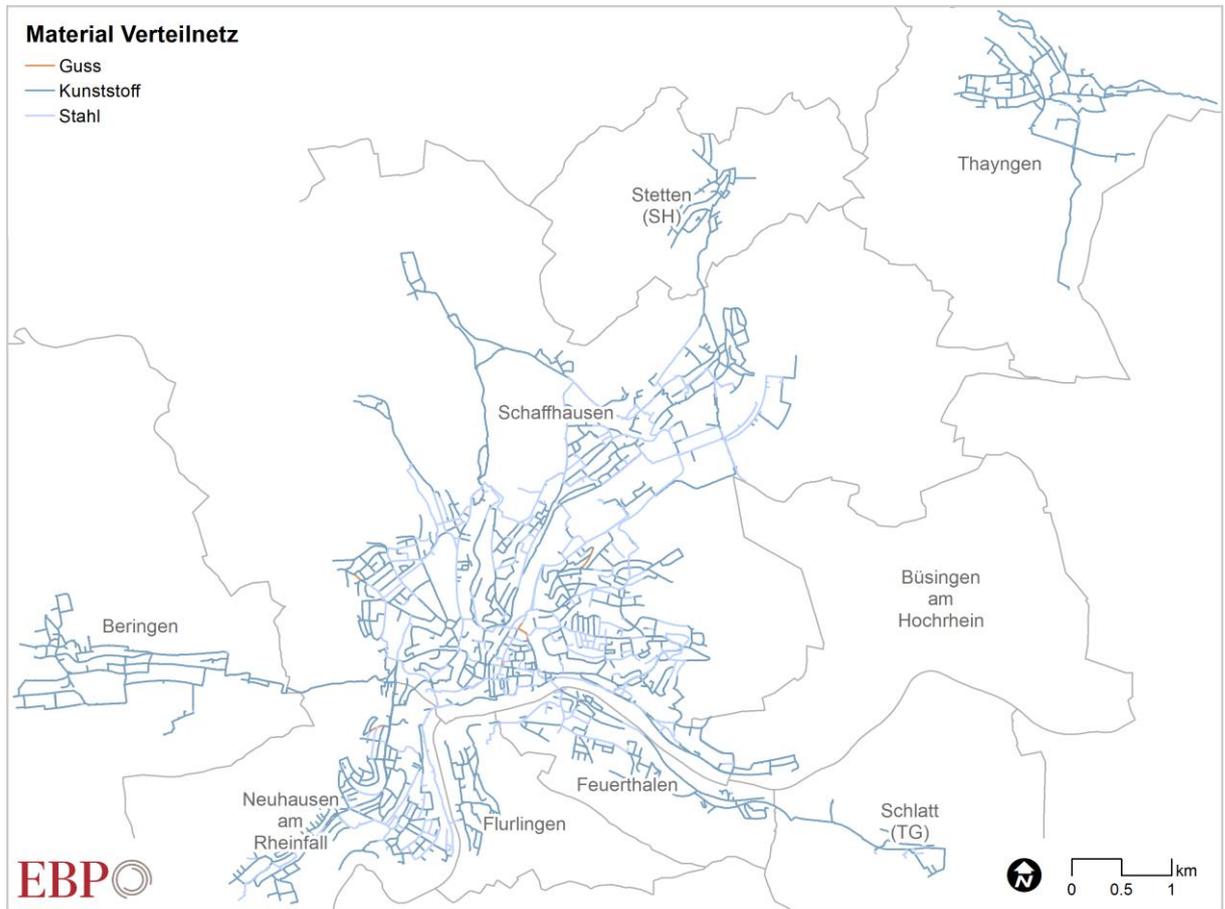
- die Vorschriften über die nächsten Jahrzehnte «gasfreundlich» ausgestaltet sind (einfacher Einsatz von erneuerbaren Gasen auch aus dem Ausland),
- erneuerbare Gase in ausreichender Menge und zu kompetitiven Preisen beschafft werden können,
- die Lebensdauer der Leitungen verlängert werden kann,
- die Kosten für den Ersatz von Leitungen und den Betrieb des Netzes gesenkt werden können,
- Netzstränge und -gebiete mit schlechtem Kosten-Ertrags-Verhältnis stillgelegt werden können, und
- seitens Kapitalgeber die Renditeerwartungen gesenkt werden können.

Diverse Faktoren beeinflussen die Wirtschaftlichkeit

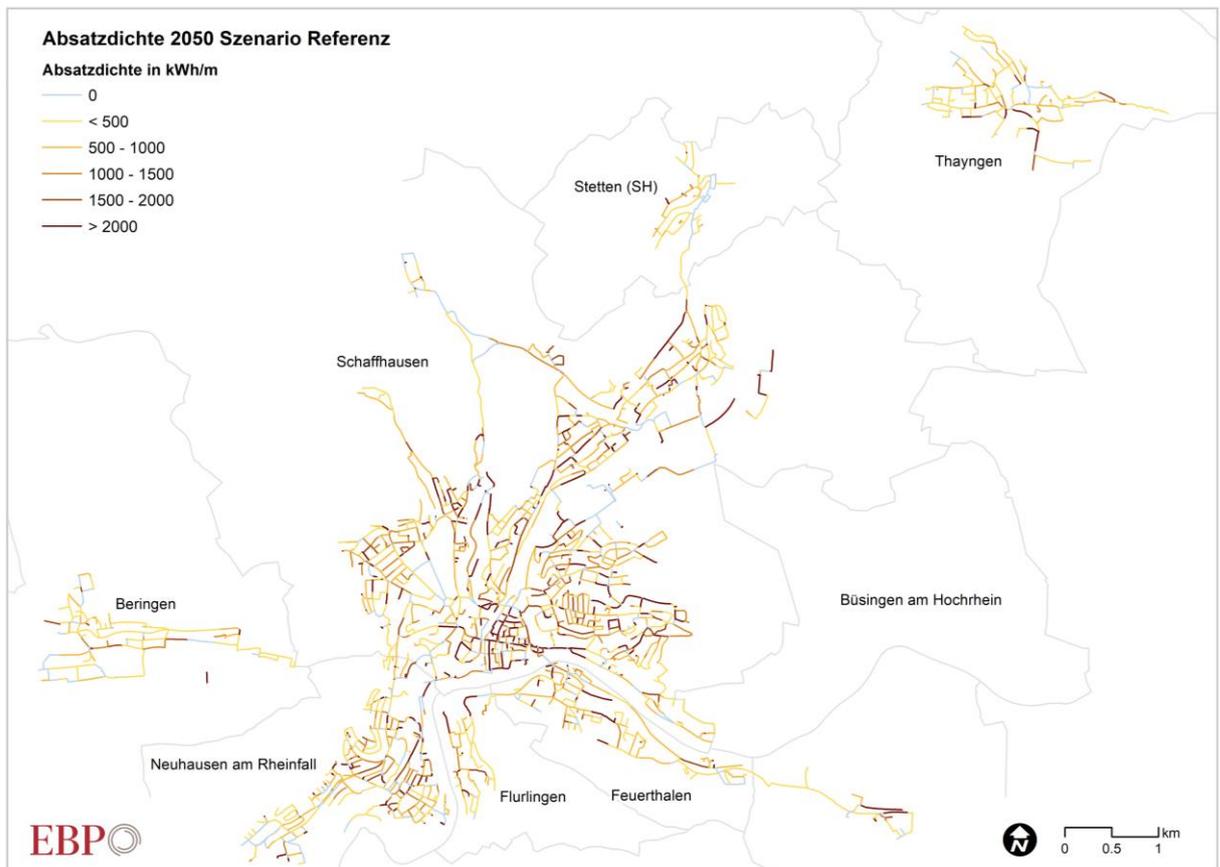
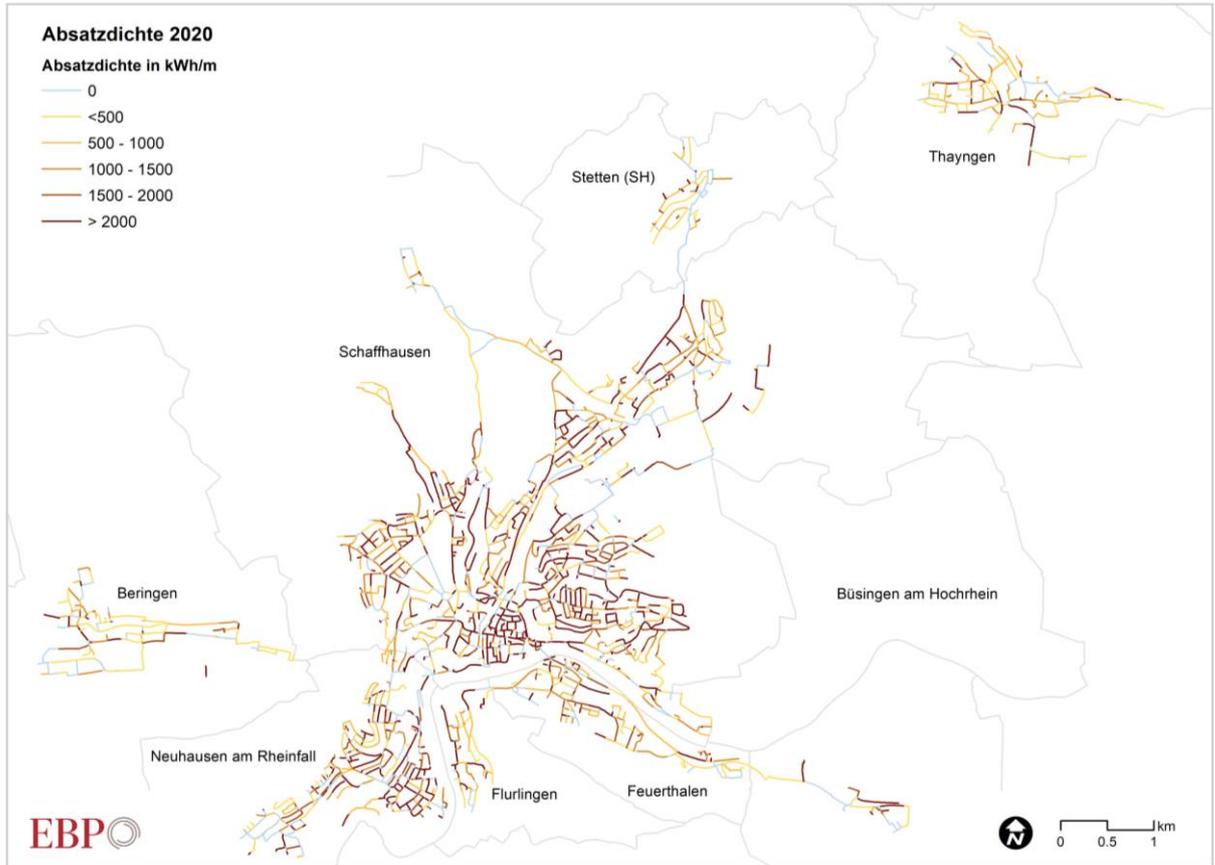
A1 Karte: Verteilnetz nach Netzgebieten

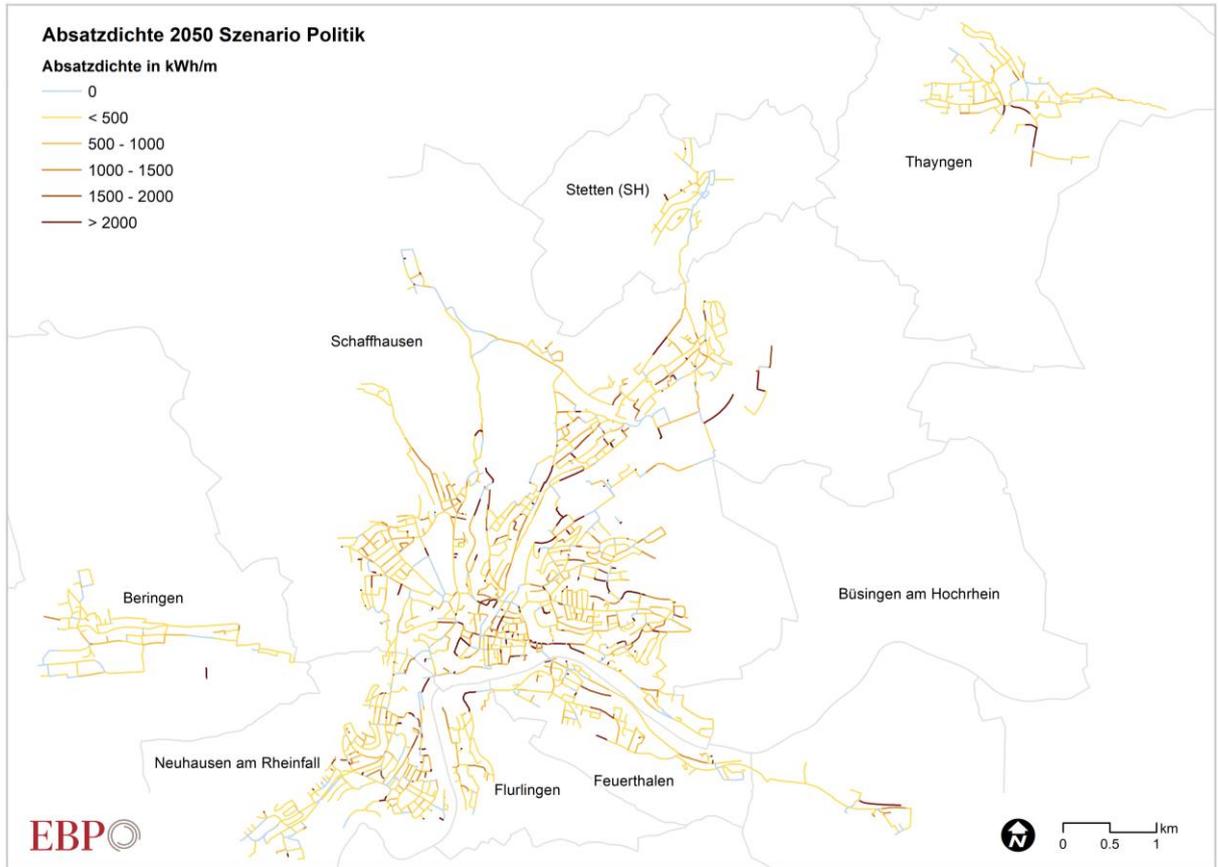


A2 Karte: Verteilnetz nach Art des Materials



A3 Karten: Entwicklung der Absatzdichte (Abschnitte)





A4 Karten: Künftige Konkurrenzfähigkeit

