

**Studie über Einflussfaktoren auf den
zukünftigen Leistungsbedarf der
Verteilnetzbetreiber**

Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber

Auftraggeber:

FNB Gas

Kooperationspartner

BDEW/VKU/GEODE

FfE-Auftragsnummer:

FNB-01

Bearbeiter/in:

**Dr.-Ing. T. Gobmaier
Dr.-Ing. S. von Roon
Dipl.-Ing. B. Eberl**

Fertigstellung:

November 2014

Impressum:

Endbericht
der Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH (FfE)

zum Projekt:

Studie über Einflussfaktoren auf den
zukünftigen Leistungsbedarf der
Verteilnetzbetreiber

*FNB GAS (Vereinigung der
Fernleitungsbetreiber Gas e.V.)*

Kontakt:

Am Blütenanger 71
80995 München
Tel.: +49 (0) 89 158121-0
Fax: +49 (0) 89 158121-10
E-Mail: info@ffe.de
Internet: www.ffegmbh.de

Geschäftsführer:

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Inhalt

1	Einleitung.....	1
1.1	Zielstellung	2
1.2	Methodik	3
2	Analyse von bestehenden Netzen	4
2.1	Datenbasis	4
2.1.1	Detaillierte Datenabfrage.....	5
2.1.2	Allgemeine Datenabfrage	6
2.2	Ergebnis der Auswertungen der VNB-Netzdaten.....	7
2.2.1	Berechnung der Maximalleistung und der Vollbenutzungsstunden.....	7
2.2.2	Berechnung der Vollbenutzungsstunden	9
2.2.3	Regionale Unterscheidung, Abhängigkeit von der Auslegungstemperatur.....	9
2.2.4	Verbraucherstruktur.....	10
3	Untersuchung des Zusammenhangs von Energie- und Leistungsänderungen	12
3.1	Sanierung von Haushalten	13
3.1.1	Datenquellen und Software	13
3.1.2	Methodik	14
3.1.3	Auswirkungen der Gebäudesanierung	17
3.2	Weitere Einflussfaktoren in Haushalten	23
3.3	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)	26
3.4	Industrie	26
3.4.1	Wirtschaftliche Entwicklung	28
3.4.2	Einfluss von Effizienzmaßnahmen.....	29
3.4.3	Unterbrechbare Verbraucher.....	32
3.5	Zusätzliche Einflussfaktoren.....	32
3.5.1	Biogas	32
3.5.2	Kraftwerksgas	33
3.5.3	Gesetzesvorgaben	33
3.5.4	Optionaler Bedarf gegen zwingenden Bedarf	34
3.5.5	Entwicklung des Gaspreises	34
3.5.6	Wechselbereitschaft der Erdgaskunden zu anderen Energieträgern	35
3.6	Regionale Betrachtung	36
3.6.1	Postleitzonen.....	36
3.6.2	Regionalisierung der Fortschreibungen	37

3.6.3	Nachverdichtung	37
4	Zukünftige Entwicklung des Leistungsbedarfs.....	38
4.1	Verbrauch nach Energiereferenzprognose	38
4.2	SLP/RLM Anteile	39
4.3	Entwicklung SLP	39
4.4	Entwicklung RLM	39
4.5	Studienergebnisse.....	40
5	Erstellung Tool	43
5.1	Eingabeparameter Benutzer.....	46
5.2	Mathematische Verknüpfungen.....	47
5.2.1	Berechnungen SLP	47
5.2.2	Berechnungen RLM	48
5.3	Verwendungshinweise für das Tool.....	50
6	Zusammenfassung	51
7	Literaturverzeichnis	53

1 Einleitung

Die Auswirkungen des Unbundlings auf die Erdgaswirtschaft, die Energiewende sowie vergleichsweise günstige Preise für Erdgas haben zu Veränderungen in den Erdgasnetzen geführt. So wird einerseits durch steigende Kundenzahlen vor weiteren Leistungsengpässen in den Fernnetzen gewarnt, andererseits wird langfristig durch steigende regenerative Wärme- und Stromerzeugung sowie Effizienzmaßnahmen wie z. B. Wärmedämmung ein Rückgang des Erdgasabsatzes in den verschiedenen Verbrauchssegmenten erwartet. Die Infrastruktur der Ferngasnetze muss jedoch so ausgelegt sein, dass der begründete Leistungsbedarf aller nachgelagerten Netzbetreiber und Netzkunden vollumfänglich dargestellt wird. Energieinfrastrukturmaßnahmen sind wegen der damit verbundenen hohen Investitionen nur rentabel, wenn der Betrieb bzw. die Auslastung langfristig möglich sind.

Die bedarfsgerechte Netzausbauplanung der Fern- und Verteilnetzebene ist eine wichtige Voraussetzung für die wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands. Ein wichtiger Bestandteil hierfür ist eine sachgerechte Prognose der Leistungsbedarfsentwicklung bei Letztverbrauchern. Während der bisherigen Diskussionen zu den Prämissen des Netzentwicklungsplans (NEP) Gas wurde wiederholt diskutiert, ob der darin unterstellte Rückgang des Erdgasverbrauchs in Deutschland zu einem Rückgang des Leistungsbedarfs der Verteilnetzbetreiber (VNB) führt. Zur zukünftigen Kapazitätsbedarfsentwicklung gibt es aktuell zwei konträre Positionen: Kapazitätswachstum vs. Kapazitätsrückgang (vgl. **Abbildung 1-1**).

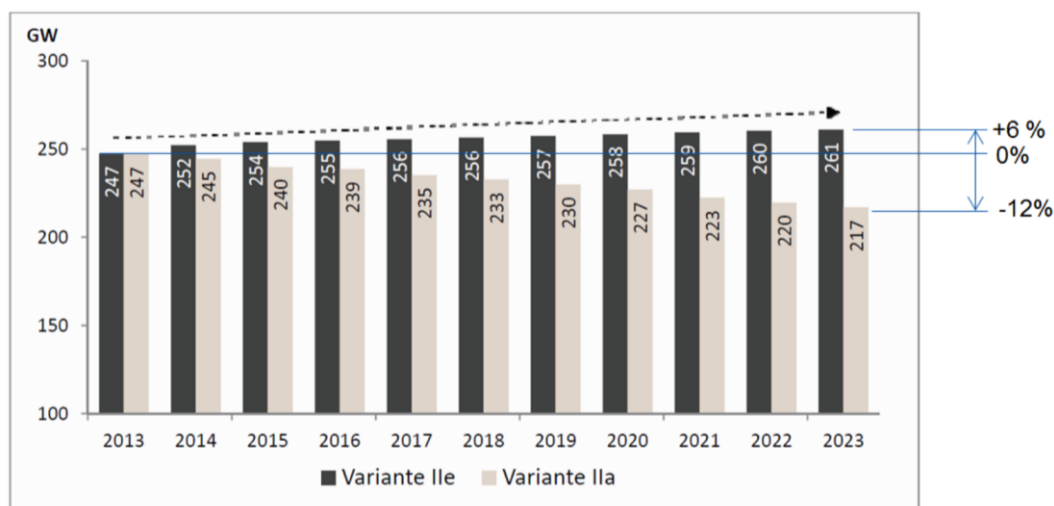


Abbildung 1-1: Entwicklung des Leistungsbedarfs der VNB gemäß „FNB-Ansatz“ (Variante IIa) und 10-Jahres-Prognose der VNB (NEP 2013) (Variante IIe)

Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) favorisieren als Modellierungsvariante den Ansatz der Prognos AG. Hierbei werden die angefragten Bestellleistungen der VNB für das Folgejahr auf der Basis der Erdgas-Bedarfsentwicklungen aus dem Szenariorahmen in die Zukunft prognostiziert. Zur Umrechnung der Erdgasbedarfsprognosen der Prognos AG in eine Kapazitätsbedarfsprognose für den Netzentwicklungsplan setzen die FNB für die Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistung die in 2005 von der

TU München erhobenen durchschnittlichen Benutzungsstunden als Konstante für die Umrechnung von Energie in Leistung an.

Die VNB stützen sich auf das tatsächliche Wachstum der letzten Jahre und prognostizieren individuell einen Trend für die nächsten 10 Jahre. Dabei verwenden Sie in erster Linie firmeninterne Statistiken (vor allem die internen Bestellungen der Vergangenheit, welche auf Basis einer Regressionsfunktion und Temperaturen nach DIN über eine Regressionsfunktion berechnet wurden), sowie Erkenntnisse aus der Netz- und Regionalplanung, und berücksichtigen die Rückmeldung nachgelagerter Netzbetreiber. Als eine Ursache für einen prognostizierten Kapazitätszuwachs wird eine hohe Nachfrage nach Netzanschlüssen durch die Umstellung von ölbasierten Wärmeerzeugern auf erdgasbasierte Wärmeerzeuger bei Bestandsbauten, und das Netzanschlusswachstum durch den Marktanteil von 50 % bei Neubauten gesehen. Diese Entwicklung wird als eine wahrscheinliche Folge des Preisvorteils von Erdgas als Produkt und die im Vergleich geringen Netz- bzw. Energieverteilungskosten.

Durch zukünftig zu erwartende Änderungen in der Struktur von Wärmeerzeugung und -verbrauch ist eine einfache Fortschreibung der Kennwerte zu Energie und Leistung über Vollbenutzungsstunden voraussichtlich nicht sachgerecht. So reduzieren beispielsweise Solarthermiesysteme den Erdgasverbrauch, doch wenn die Kollektoren im Winter schneebedeckt sind, wird weiterhin die ursprüngliche Leistung benötigt. Abhängig von den solaren Gewinnen über das Jahr ändern sich die Vollbenutzungsstunden als Verhältnis aus Leistung und Energie, wodurch Erdgasabsatz und der Leistungsbedarf der Netzbetreiber zum Teil entkoppelt werden.

Bisherige Studien legen den Fokus auf die Betrachtung der Änderung des Verbrauchs verschiedener Gasabnehmer. Ausschlaggebend für infrastrukturelle Maßnahmen ist jedoch ausschließlich der Leistungsbedarf. Dabei wurde angenommen, dass Änderungen des Energieverbrauchs sich 1:1 auf die Leistungsänderung umsetzen lassen. Diese Studie untersucht den Zusammenhang zwischen Leistungsbedarf und Erdgasverbrauch verschiedener Verbraucher und überträgt die Erkenntnisse auf Basis dynamischer Vollbenutzungsstunden und einem festgelegten Verbrauchszenario auf den zukünftigen Leistungsbedarf in den Verteilnetzen.

1.1 Zielstellung

Um eine Basis für die Diskussionen eines Netzausbaubedarfs in den Fernleitungsnetzen aufbauen zu können, wurden in diesem Projekt zuerst die Einflussfaktoren auf den Leistungsbedarf analysiert und beschrieben.

Aufbauend auf den heutigen und zukünftigen Energieverbräuchen der von ewi, gws und Prognos im Auftrag des BMWi erstellten Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ /ENREF-01 14/ von Juni 2014 – im nachfolgenden als „Energiereferenzprognose“ bezeichnet - und den zuvor ermittelten Zusammenhängen zwischen Leistung und Energie, wurde der mit dem Energieverbrauch einhergehende Leistungsbedarf der Verteilnetze für heute modelliert und bis zum Jahr 2025 fortgeschrieben.

1.2 Methodik

Zunächst wurden Energie- und Leistungsdaten im Wesentlichen von Netzkopplungs- und Ausspeisepunkten in verschiedenen Verteilnetzen ausgewertet. Es wurde analysiert inwieweit verschiedene Faktoren auf den Leistungsbedarf identifiziert werden können. Hierfür wurden die unterschiedlichen Verbraucher in den Verteilnetzen getrennt untersucht und ihr Anteil an Verbrauch und Leistung dargestellt.

Diese Studie baut auf den heutigen und zukünftigen Energieverbräuchen der Energiereferenzprognose auf. Diese wurden mit den Ergebnissen aus dieser Untersuchung auf ihren zeitlichen Verlauf bzw. den dabei maximal auftretenden Leistungsbedarf erweitert.

Die Entwicklung von Verbrauch und Leistung wurde für die Sektoren Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD) und private Haushalte getrennt untersucht. Zu den Sektoren GHD und Haushalte gehören nach Angabe der Referenzprognose diejenigen Gebäude, die mit Abstand den dominierenden Einfluss auf den längerfristigen Verbrauchsrückgang haben. Mit dem Gebäudesimulationsmodell Polysun der Firma Vela Solaris wurden Verbrauch und Leistung verschiedener Gebäudetypen berechnet. Durch Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit konnten die Einzellastgänge zu Summenlastgängen zusammengefasst werden. Mit der Kenntnis der Gebäudestrukturen der Regionen von unterschiedlichen Netzen aus /FFE-21 10/ wurden somit die Verbrauchslastgänge für verschiedene Netze nachgebildet.

Durch eine Variation und Kombination der Sanierungsvarianten in Anlehnung an die Entwicklung, wie sie in der Energiereferenzprognose beschrieben wird, war es möglich die Entwicklung des Verhältnisses zwischen Verbrauch und Leistung bei Gebäuden aufzuzeigen. Der Einfluss verschiedener Sanierungen auf das Gebäudeensemble wurde somit quantifiziert.

Der Sektor Industrie wurde hinsichtlich verschiedener Parameter auf Basis der Daten der Verteilnetze sowie auf Basis theoretischer Ansätze untersucht.

Auf Grundlage der Energiereferenzprognose und Annahmen zu Entwicklungen im RLM-Bereich wurde, insbesondere für die Entwicklungen im Gebäudebestand, eine Hochrechnung auf Deutschland durchgeführt.

Um Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, die zukünftige Entwicklung der Leistung ihrer Netze auf Basis der Energiereferenzprognose zu betrachten, wurden die Ergebnisse in einem Excel-Tool mit regionaler Auflösung zusammengefasst.

2 Analyse von bestehenden Netzen

Dieser Schritt diente der Analyse des Ist-Zustands in den Verteilnetzen. Um neben dem Leistungsbedarf und dem Verbrauch einen Überblick über das bisherige Verbraucherverhalten in den Verteilnetzen zu erhalten und um die Einflussfaktoren herausstellen zu können, wurden die Verbrauchslastgänge verschiedener Verteilnetzbetreiber) untersucht.

2.1 Datenbasis

Als Basis für erste Auswertungen und zur Plausibilisierung der im Projekt erstellten Modelle wurde mit Daten zahlreicher VNB eine Datenbank mit stundenscharfen VNB-Lastgängen sowie Informationen zu deren Versorgungsgebieten aufgebaut. Es wurden zwei Runden der Datenerhebung durchgeführt. In der ersten Runde wurden von den VNB detaillierte Daten geliefert, die zur Bildung des Modells beigetragen haben. In der zweiten Runde wurden Daten weiterer VNB abgefragt. Der Umfang dieser Datenabfrage war geringer, da mit deren Hilfe das entstandene Modell validiert werden sollte. Die Daten wurden für einen vierjährigen Zeitraum berücksichtigt. Die Zeitreihen wurden entsprechend der Verbraucherstruktur in leistungsgemessene Kunden (RLM) und aggregierte SLP-Kunden (nicht leistungsgemessen) aufgeteilt.

Zur Interpretation der Lastgangdaten wurden in der ersten Runde u.a. Informationen zu der Kundenstruktur angefragt, etwa der Kundenwert bzw. der jährliche Gasverbrauch der einzelnen Verbrauchergruppen. Die leistungsgemessenen Kunden wurden nach Möglichkeit in Kraftwerke, Industrie und Kunden mit besonderer Verbrauchsstruktur aufgeteilt (z. B. Gaskraftwerke mit weniger als 50 Vollbenutzungsstunden, oder Wärmekraftwerke mit mehr als 6000 Vollbenutzungsstunden). Der hohe Anzahl der einzelnen Kunden führte jedoch dazu, dass in der Großzahl der Netze keine diversifizierte Aussage zum Kundentyp der leistungsgemessenen Kunden getroffen werden konnte.

Die Netze der VNB, die an beiden Abfragerunden teilgenommen haben, sind gleichmäßig über Deutschland verteilt und enthalten sowohl städtische als auch ländlich geprägte, wachsende sowie stagnierende Netze. Es war somit eine sehr gute Anpassung des im nächsten Schritt aufgebauten Modells möglich.

Die eingegangenen Daten wurden validiert und plausibilisiert. Die erkannten Unstimmigkeiten in den Datensätzen führten zu Rücksprachen mit den VNBs. Auf Basis der Rückmeldungen wurden ggf. Anpassungen des Modells oder der Daten durchgeführt.

Die für die Datenbasis gelieferten Netzdaten erlaubten eine differenzierte Betrachtung der Verteilnetze in Deutschland. Die Netze reichten von regional weitläufigen Netzen mit sehr hohem Verbrauch bis zu kleineren Erdgasverteilnetzen. Insgesamt wurden in der ersten Runde, in der detaillierte Daten abgefragt wurden, Informationen von 13 VNB bereitgestellt (vgl. **Tabelle 2-1**). In der zweiten Runde, hier als Abfrage allgemeiner Daten bezeichnet, stellten 12 weitere VNB Angaben zu ihren Netzen zur Verfügung. Die Verteilung der Netze und ihre Strukturen erlaubten eine detaillierte Betrachtung der unterschiedlichen Ausgestaltung von Verteilnetzen in Deutschland.

Tabelle 2-1: Anzahl der teilnehmenden VNB und der bereitgestellten Netzdaten

	Datenabfrage		Gesamt
	Detailliert	Allgemein	
Anzahl Netzbetreiber	13	12	25
Anzahl Netze	22	13	35

In **Abbildung 2-1** ist die Verteilung der untersuchten 35 Netze über Deutschland aufgezeichnet. Aus jeder Region konnten Netze untersucht werden. Der aufsummierte Jahresgasverbrauch der untersuchten Netze beträgt mit ca. 150 TWh/a etwa 17 % des deutschen Gasverbrauchs.

**Abbildung 2-1:** Deutschlandkarte mit Anzahl untersuchter Netze pro Region (detaillierte und allgemeine Datenabfrage zusammengefasst)

2.1.1 Detaillierte Datenabfrage

Die 13 VNB, die an der ersten Runde teilnahmen, ermöglichten die Daten zu 22 Netzen in die Datenbasis zu integrieren. Die allgemeinen Auswertungen der Netze über Verbrauch und maximale Leistung, auch auf die Segmente Registrierende Leistungsmessung (RLM) und Standardlastprofile (SLP) unterteilt, konnten auf Basis von 20 unterschiedlichen Netzen durchgeführt werden. In den zwei verbleibenden Netzen konnte auf Grund fehlender SLP-Lastgänge keine allgemeine Auswertung durchgeführt werden. Die Daten konnten jedoch in anderen Auswertungen genutzt werden. **Abbildung 2-2** zeigt, dass eine große Bandbreite an Netzen untersucht werden konnte. Die mittleren Jahresverbräuche der Netze reichen von 28 TWh/a bis 0,014 TWh/a.

Um eine Anonymisierung der erhaltenen Daten zu gewährleisten, wurden die Werte in den Abbildungen jeweils nach der dargestellten Größe sortiert.

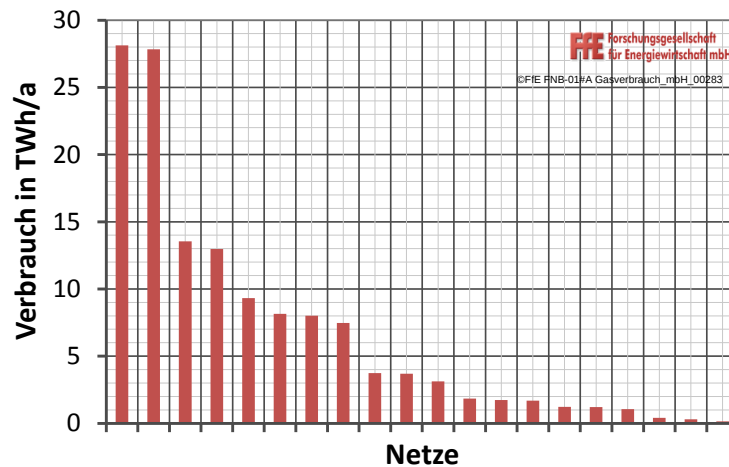


Abbildung 2-2: *Mittlere Jahresverbräuche der untersuchten Netze (detaillierte Datenabfrage)*

Die Stichprobe enthielt städtisch und ländlich geprägte Netze. So waren unter den Teilnehmern der ersten Datenrunde Netzbetreiber, die Daten zu fünf deutschen Großstädten lieferten. Neben ländlich geprägten Versorgungsgebieten wurden auch Lastgänge von kleineren Erdgasverteilnetzen bereitgestellt.

Neben einer guten Durchmischung von ländlichen und städtischen Netzen konnte auch auf Netze mit sehr unterschiedlichen Strukturen zurückgegriffen werden. Als Indiz für die unterschiedliche Strukturierung wurde der Anteil des RLM-Verbrauchs am Gesamtverbrauch herausgestellt. **Abbildung 2-3** zeigt, dass neben Netzen, in denen der Anteil des RLM-Verbrauchs überdurchschnittlich hoch ist, auch Netze untersucht wurden, in denen der Anteil des RLM-Verbrauchs nur einen geringen Bruchteil ausmacht.

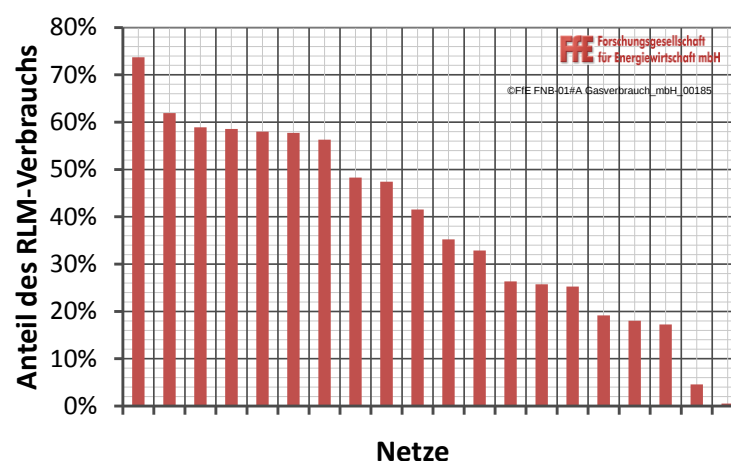


Abbildung 2-3: *Anteil Verbrauch RLM-Segment an Gesamtverbrauch*

2.1.2 Allgemeine Datenabfrage

Zur Validierung des Modells wurden in einem zweiten Schritt Daten von weiteren VNB abgefragt. Neben den Lastverläufen der Netze wurden die Lastverläufe des

RLM-Segments, der Lastverlauf des SLP-Segments (bzw. die Restlast, die sich aus der Differenz von dem Leistungslastgang eines Netzes und des RLM-Summenlastgangs berechnet) und die Tagesdurchschnittstemperatur abgefragt. Die 12 VNB, die an dieser Abfragerunde teilnahmen, stellten Daten von 13 Netzen zur Verfügung. Die durchschnittlichen Jahresverbräuche der Netze der zweiten Datenrunde lagen zwischen maximal 7,4 TWh/a und 0,049 TWh/a (vgl. **Abbildung 2-4**)

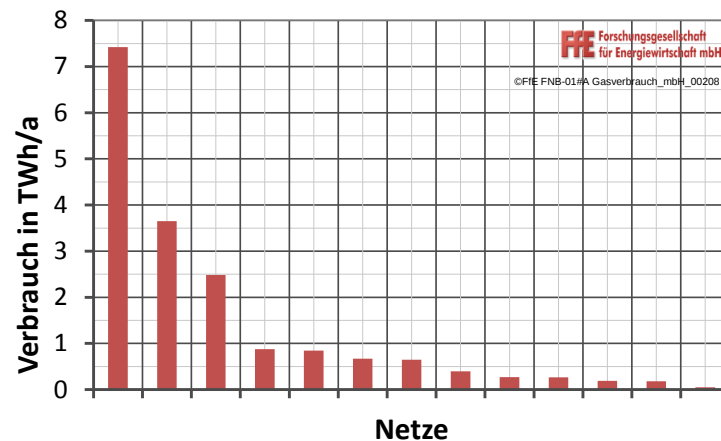


Abbildung 2-4: *Mittlere Jahresverbräuche der untersuchten Netze (allgemeine Datenabfrage)*

Aufgrund der unterschiedlich starken Ausprägung der Verbräuche der Netze der beiden Datenrunden und der zahlreichen Rückmeldungen bei der Abfrage detaillierter Daten wurden auch vereinzelt Netze der ersten Datenrunde zur Überprüfung des Modells verwendet.

2.2 Ergebnis der Auswertungen der VNB-Netzdaten

Die Verbrauchsgänge der detaillierten Datenlieferungen erlaubten zahlreiche Auswertungen, die in die Überlegungen zur Erstellung des Modells eingegangen sind. Da die Entwicklung des Leistungsbedarfs Kernthema der Studie ist, wurde zunächst der Leistungsbedarf der Verteilnetze ermittelt. Der Leistungsbedarf der Netze für ein Jahr wird durch eine regressive Berechnung einer Maximalleistung – analog der internen Bestellung – abgebildet, die für jedes Netz durchgeführt wird. Die Leistung, die in diesem Schritt berechnet wird, dient der grundsätzlichen Beschreibung des Zusammenhangs zwischen Energie und Leistung der Netze. Sie wird lediglich als Grundlage für Aussagen zur Entwicklung des Leistungsbedarfs bis 2025 verwendet, nicht jedoch zur jährlichen internen Bestellungsrechnung (Methodik der internen Bestellung siehe /KOV-01 14/).

2.2.1 Berechnung der Maximalleistung und der Vollbenutzungsstunden

Grundsätzlich erfolgt die Berechnung der Maximalleistung nach den Grundsätzen der internen Bestellung gemäß der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV). Grundlage für die Berechnung der Maximalleistung sind die Lastgänge der letzten drei Jahre. Hierfür werden 120 Wertepaare betrachtet. Die Wertepaare werden aus den 120 Tagen, die die geringste Tagesmitteltemperatur aufwiesen, und den Maxima des stündlichen

Leistungsbezugs des jeweiligen Tags gebildet. Mittels linearer Regression der 120 Wertepaare wird der Leistungsbedarf zu einer netzspezifischen Extremtemperatur berechnet. Diese Extremtemperatur wird als Auslegungstemperatur bezeichnet. Sie wird nach der Norm DIN EN 12831 bestimmt. Demnach ist Deutschland in verschiedene Klimazonen unterteilt, für die unterschiedliche Auslegungstemperaturen festgelegt sind. Sie reichen von -10°C bis -16°C . Die Berechnung der auch als Normaußentemperatur bezeichneten Auslegungstemperatur erfolgt durch das tiefste Zweitagesmittel der Lufttemperatur, das mindestens 10-mal in 20 Jahren erreicht wurde. Eine Liste der Auslegungstemperaturen der Ortschaften in Deutschland mit mehr als 20.000 Einwohnern ist ebenfalls in /DIN-02 03/ aufgeführt. Ergeben sich Überschneidungen der Klimazonen in einem Netz, legt der nachgelagerte Netzbetreiber die anzuwendende Auslegungstemperatur fest. KOV-01 14/

Um die Güte der Regression der Wertepaare zu verbessern, wurden RLM-Kunden in gering temperaturabhängige und stark temperaturabhängige Verbraucher unterteilt. Hierbei wurde untersucht, ob der Betrag des Korrelationskoeffizienten der 120 Wertepaare des maximalen stündlichen Leistungsbezugs des Verbrauchers mit den 120 niedrigsten Tagesmitteltemperaturen kleiner als 0,5 war.

Alle Verbraucher, für die dieses Kriterium galt, wurden aus der Berechnung der Maximalleistung in einem ersten Schritt herausgenommen. Es wurde anschließend das Maximum des Summenlastgangs dieser Verbraucher ermittelt und additiv auf die durch Berechnung ermittelte Maximalleistung der verbleibenden Verbraucher beaufschlagt.

Somit konnte garantiert werden, dass die Regression nur die temperaturabhängigen Verbraucher erfasst. In den betrachteten Netzen konnte stets festgestellt werden, dass der Korrelationskoeffizient der zur Regression beitragenden Wertepaare betragsmäßig stets größer war als 0,5 und somit auch hier eine Temperaturabhängigkeit angenommen werden konnte.

Die Auswahl der Wertepaare und die Berechnung der Maximalleistung bei Auslegungstemperatur wird in **Abbildung 2-5** verdeutlicht. Die Leistungen wurden hier auf den Wert der Maximalleistung normiert.

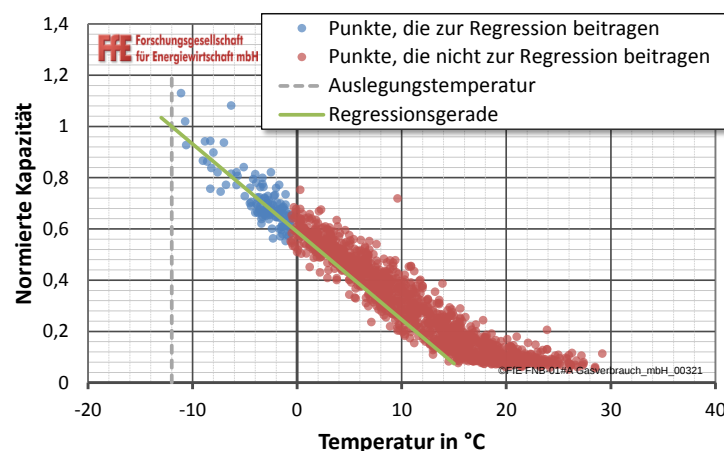


Abbildung 2-5: Beispiel zur Berechnung der Maximalleistung

2.2.2 Berechnung der Vollbenutzungsstunden

Ein Kennwert für das Verhalten von Verbrauchern sind die Vollbenutzungsstunden. Das Verhältnis zwischen der von einem Energiewandler oder Netz umgesetzten Energie in einem Zeitraum von z. B. einem Jahr zu der hierzu maximal eingesetzten Leistung (Stundenmittelwert) wird Vollbenutzungsstunden genannt. Sie sind ein Maß dafür, wie stark ein Verbraucher, oder ein Konglomerat von Verbrauchern über einen bestimmten Zeitraum ausgelastet sind. Für diese Studie wurden die Jahresvollbenutzungsstunden betrachtet. Sie berechnen sich aus Jahresverbrauch und Maximalleistung. Erreicht ein Verbraucher das Maximum der Jahresvollbenutzungsstunden (8760 h), bedeutet dies, dass er zu jedem Zeitpunkt des Jahres den gleichen Leistungsbedarf aufwies. Das häufig synonym gebrauchte Wort Benutzungsstunden wird wegen der Verwechslungsmöglichkeit mit der jährlichen Laufzeit einer Anlage im Folgenden nicht verwendet.

$$\text{Vollbenutzungsstunden} = \frac{\text{Jahresenergieverbrauch}}{\text{maximale Leistung}}$$

2.2.3 Regionale Unterscheidung, Abhängigkeit von der Auslegungstemperatur

In einem ersten Schritt wurden für die betrachteten Netze die Vollbenutzungsstunden des Gesamtverbrauchs berechnet und verschiedene Abhängigkeiten geprüft.

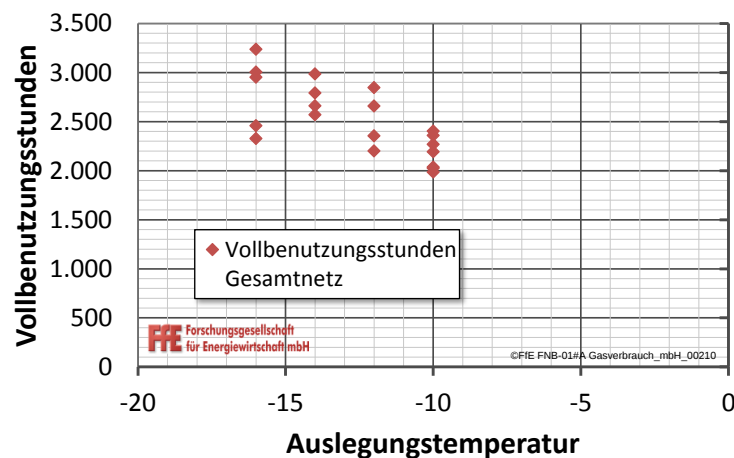


Abbildung 2-6: *Vollbenutzungsstunden des Gesamtnetzes über die Auslegungstemperatur*

Bereits aus dem Betrag der Vollbenutzungsstunden in **Abbildung 2-6** wird deutlich, dass Abweichungen zwischen den verschiedenen Netzen erkennbar waren. Die Vollbenutzungsstunden lagen zwischen 1986 h und 3236 h. Der Mittelwert über alle Netze lag bei 2516 h, die Standardabweichung bei 355 h. Ebenfalls wird aus dieser Grafik ersichtlich, dass eine regionale Abhängigkeit, die sich in den Auslegungstemperaturen darstellt, vermutet werden kann. Eine regionale Abhängigkeit konnte allerdings durch die vorliegenden Ergebnisse nicht abschließend belegt werden.

Da der unterschiedliche Anteil der RLM-Kunden in den Netzen, und somit eine unterschiedlich starke Ausprägung von stark und schwach temperaturabhängigen Verbrauchern hier unberücksichtigt blieb, wurde das SLP-Segment getrennt untersucht.

Die beobachtete tendenziell ansteigende Benutzungsstundenzahl in den Gebieten mit niedriger Auslegungstemperatur (z. B. $-14\text{ }^{\circ}\text{C}$) lässt sich mit einer im Vergleich zu den anderen Gebieten mit höherer Auslegungstemperatur (z. B. $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$) längeren Heizperiode erklären.

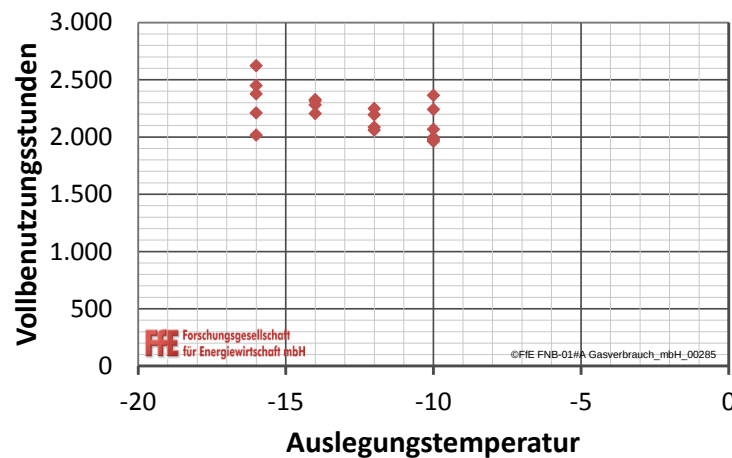


Abbildung 2-7: *Vollbenutzungsstunden SLP-Segment über die Auslegungstemperatur*

Eine getrennte Untersuchung des SLP-Segments brachte jedoch ebenfalls keine weitergehenden Erkenntnisse. Abbildung 2-7 zeigt, dass auch die Verbraucher des SLP-Segments ähnlich starke Schwankungen aufwiesen, wie sie auch für das Gesamtnetz beobachtet werden konnten. Die Vollbenutzungsstunden reichen von 1962 h bis 2623 h. Der Mittelwert liegt bei 2199 h, die Standardabweichung beträgt 176 h.

2.2.4 Verbraucherstruktur

In einem weiteren Schritt wurde untersucht, welchen Einfluss die Verbraucherstruktur in den verschiedenen Netzen auf die Vollbenutzungsstunden des Gesamtnetzes hat. Hierfür wurde einerseits der Anteil des RLM-Verbrauchs im Gesamtnetz, und andererseits die Aufteilung des SLP-Segments untersucht.

Abbildung 2-8 zeigt den Zusammenhang zwischen den Vollbenutzungsstunden des Gesamtnetzes und dem Anteil des RLM-Verbrauchs am Gesamtverbrauch. Tendenziell kann hieraus abgeleitet werden, dass mit steigendem RLM-Anteil die Vollbenutzungsstunden der Netze steigen. Das RLM-Segment umfasst unter anderem Industriekunden, die in der Regel höhere Vollbenutzungsstunden aufweisen als andere Verbraucher. Bei höherem Anteil dieser Verbraucher im Netz erhöhen sich deshalb auch die Vollbenutzungsstunden des Gesamtnetzes. Die Schwankungen, die zwischen Netzen mit ähnlichem RLM-Anteil beobachtet werden konnten, lassen jedoch keine Aussage über einen linearen Zusammenhang zu.

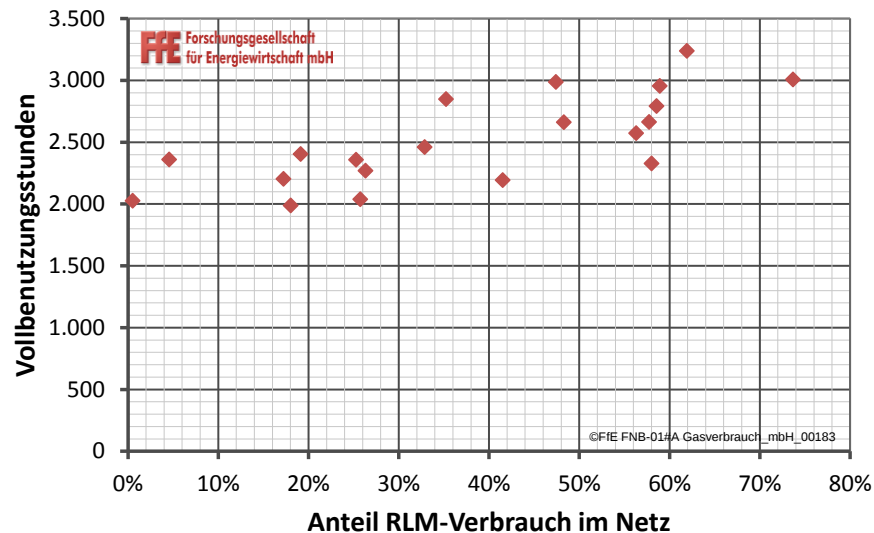


Abbildung 2-8: *Vollbenutzungsstunden der Netze in Abhängigkeit des RLM-Anteils des Gesamtverbrauchs*

Eine detaillierte Untersuchung der Segmente konnte in einigen Netzen für das SLP-Segment durchgeführt werden. Durch die Kenntnis der Kundenwerte der Netze, die diese zur synthetischen Berechnung der Leistung verwenden, war es möglich eine Unterscheidung nach Haushalten und GHD-Kunden im SLP-Segment zu treffen.

Wie in **Abbildung 2-9** ersichtlich konnte die Untersuchung für sieben Netze durchgeführt werden. Die Grafik zeigt, dass eine Tendenz zwischen den Vollbenutzungsstunden des SLP-Segments und dem Anteil der GHD-Kundenprofile an der Summe der Kundenwerte des SLP-Segments vermutet werden kann. Aufgrund der wenigen Datenpunkte kann jedoch auch hier kein direkter Zusammenhang unterstellt werden.

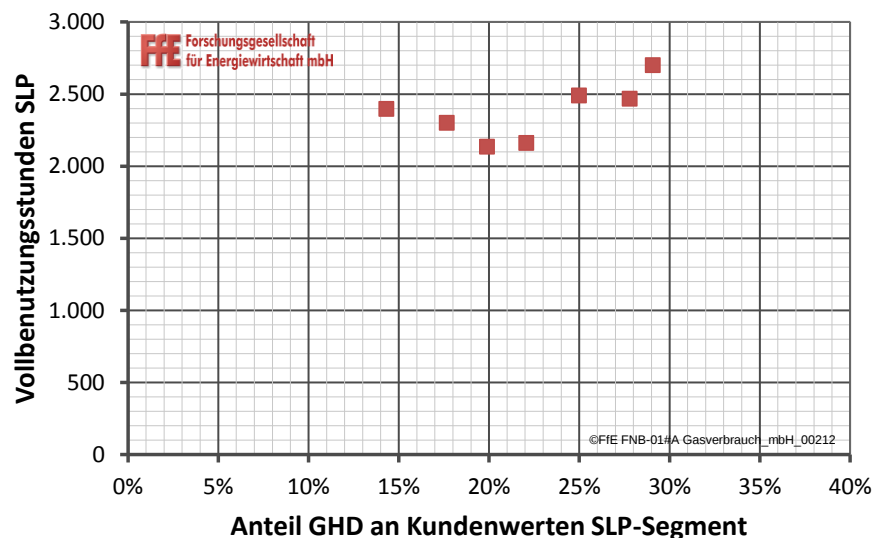


Abbildung 2-9: *Zusammenhang zwischen Kundenstruktur SLP-Segment und Vollbenutzungsstunden SLP*

3 Untersuchung des Zusammenhangs von Energie- und Leistungsänderungen

Die maximale Leistung bzw. Leistung zur Beschreibung von Erdgasnetzen ist nicht die jährlich durch die Temperaturabhängigkeit des Gasbedarfs variierende tatsächlich aufgetretene Leistung, sondern die auf die Auslegungstemperatur des Netzes bezogene Leistung der internen Bestellung (siehe /KOV-01 14/). Für die Auslegung von Netzen werden zusätzlich die erwarteten zukünftigen Leistungsbedarfe berücksichtigt.

In bisherigen Untersuchungen wie z. B. dem Netzentwicklungsplan wurde der Leistungsbedarf über eine Vollbenutzungsstundenzahl ermittelt, welche nur von der Art der Verbraucher abhängig ist (siehe **Tabelle 3-1**). Diese Vollbenutzungsstunden wurden auf Basis historischer Netzdaten oder weiterer Quellen ermittelt. Konstante Vollbenutzungsstunden sind mit geringem Aufwand berechenbar und ermöglichen eine einfache Abschätzung des Leistungsbedarfs.

Tabelle 3-1: *Angenommene Benutzungsstunden zur Umrechnung des Gasbedarfs in Leistungsangaben im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2014 /DFNB-01 13/*

Sektor	Durchschnittliche Benutzungsstunden	Quelle/ Erläuterung
Haushalte	2.420	Berechnung auf Basis repräsentativer Standardlastprofile nach einem Gutachten der TU München 2005 [BGW/ VKU 2007]
GHD	2.560	Berechnung auf Basis repräsentativer Standardlastprofile nach einem Gutachten der TU München 2005 [BGW/ VKU 2007]
Industrie	4.000	Ansatz auf Basis von Auswertungen der Fernleitungsnetzbetreiber
Verkehr	5.500	Ableitung über eigene Abschätzung der jährlichen Benutzungstage (Bd/a) sowie der täglichen Benutzungsstunden (Bh/d) von Erdgastankstellen
Biogas	8.760	Annahme einer konstanten Biogaseinspeisung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Über die Zeit konstante Vollbenutzungsstunden liefern gute Ergebnisse, wenn sich die Verbraucherstruktur nicht ändert, wie z. B. bei

- Neuanschluss von Kunden, welche den bisherigen Verbrauchern sehr ähnlich sind (z. B. Nachverdichtung in bestehenden Gasnetzen durch Neuanschluss von Kunden), oder
- bei Ausgliederung eines Teilnetzes mit durchschnittlichen Verbrauchern

Bei Zu- bzw. Abgang eines Kunden mit abweichendem Verhalten, oder bei einer Änderung der Verbrauchscharakteristik der Bestandskunden (z. B. Gebäudesanierung, Einbindung regenerativer Brennstoffe) können die Vollbenutzungsstunden deutlich von den historisch ermittelten mittleren Vollbenutzungsstunden abweichen.

Bei Erdgasnetzen wird entsprechend der Zählerstruktur zwischen SLP-Kunden und RLM-Kunden unterschieden. Entsprechend der GasNZV §24 darf das in der Anwendung

einfachere Standardlastprofilverfahren für Kunden bis maximal 1,5 Millionen kWh (1,5 GWh) bzw. bis zu einer Anschlussleistung von 500 kW eingesetzt werden (Abweichungen sind in Einzelfällen möglich). Darüber ist eine registrierende Leistungsmessung (RLM) notwendig, welche stündlich die Last ermittelt. Dies führt dazu, dass in Gasnetzen von jedem einzelnen RLM-Kunden ein Lastgang vorhanden ist, während von den SLP-Kunden ein Gesamtlastgang existiert.

Das SLP-Kundensegment setzt sich aus privaten Haushalten und zum Teil aus GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) zusammen, wobei auch kleinere Industriebetriebe mit geringem Erdgasbedarf enthalten sein können. Im RLM-Kundensegment sind größtenteils Industrieverbraucher und Kraftwerke, Heizwerke sowie Heizkraftwerke enthalten, jedoch auch große Gewerbebetriebe (z. B. Krankenhäuser, Wäschereien, Einkaufszentren) sowie in geringem Umfang private Haushalte in der Form von sehr großen Wohnanlagen bzw. Wohnanlagen mit Nahwärmenetz.

Um die Heterogenität der Verbraucher in den Kundensegmenten zu berücksichtigen, ist es notwendig, eine tiefergehende Differenzierung nach Sektoren vorzunehmen. Dementsprechend werden im Folgenden die Sektoren private Haushalte (pHH), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und Industrie untersucht, welche eine größere Homogenität aufweisen. Ein Rückschluss der sektoralen Aufteilung auf RLM/SLP ist über die anteiligen Verbräuche möglich, jedoch nicht immer trivial, da in der RLM-Kundengruppe nur die großen Verbraucher enthalten sind.

3.1 Sanierung von Haushalten

Zur Untersuchung des Einflusses der Gebäudesanierung auf die Vollbenutzungsstunden werden unterschiedliche Daten benötigt. Die VNB erheben betriebsnotwendige Daten über die Zusammensetzung der im SLP-Segment abgerechneten privaten Haushalte. Darüber hinaus werden in der Regel keine zusätzlichen Daten erhoben. Daher wurde für den Sektor der privaten Haushalte auf andere Datenquellen und Berechnungstools zurückgegriffen. Im Folgenden werden zuerst diese Datenquellen beschrieben, um darauf aufbauend die Methodik erläutern zu können. Danach folgen die Ergebnisse für diesen Sektor.

3.1.1 Datenquellen und Software

Es wurden folgende Daten für die Modellerstellung herangezogen:

- Regionalisierte Gebäudestruktur Deutschlands: Regionenmodell /FFE-21 10/: Die FfE hat in zahlreichen vorangegangenen Projekten das Regionenmodell entwickelt. In diesem Modell werden auf Basis statistischer Eingangsdaten, wie z. B. vom Statistischen Bundesamt, für jede Gemeinde Strom- und Wärmeverbräuche berechnet. Hierzu sind umfangreiche Daten für die gesamte Bundesrepublik wie z. B. zu unterschiedlichen Gebäudetypen gemeindescharf enthalten. Neben Baujahr und Typ der Gebäude sind auch die beheizten Wohnflächen hinterlegt.

- Energiekennwerte der Gebäude: „Basisdaten für Hochrechnungen mit der deutschen Gebäudetypologie des IWU“ (Institut Wohnen und Umwelt) /IWU-01 07/. Die Gebäudetypologie des IWU teilt den deutschen Wohngebäudebestand - je nach Baualter und Gebäudetyp - in 44 Klassen ein. Jede Klasse wird durch ein repräsentatives Gebäude beschrieben, welches insbesondere typische Werte für die den Wärmeschutz betreffenden Kenngrößen (Flächen, Wärmedurchgangskoeffizient) liefern soll. Dabei wird von einem noch nicht nachträglich wärmedämmten Gebäude ausgegangen. Zur Untersuchung von Energieeinsparmöglichkeiten werden die Kenngrößen auch für verschiedene Sanierungsmaßnahmen beschrieben.
- Gebäudesimulation Polysun /POLYS-01 12/: Polysun ist ein Simulationsprogramm zur Optimierung solarthermischer Anlagen und Raumheizungen. Es ermöglicht eine detaillierte Simulation von thermischen und hydraulischen Vorgängen.
- Der Gasverbrauch und gasversorgte Wohnflächen sowie die zukünftige Entwicklung des Verbrauchs in Deutschland wurden der Energiereferenzprognose entnommen.
- Ausbauszenarien sowie die Aufteilung der zukünftig installierten solarthermischen Anlagen auf Ein- und Mehrfamilienhäuser wurde dem „Fahrplan Solarwärme“ des Bundesverbands Solarwirtschaft e.V. (BSW) entnommen /BSW-01 12/.

3.1.2 Methodik

In **Abbildung 3-1** ist die Methodik als Schema dargestellt. Grün sind Eingangsdaten, Ergebnisse sind mit einem schwarzen Rahmen gekennzeichnet.

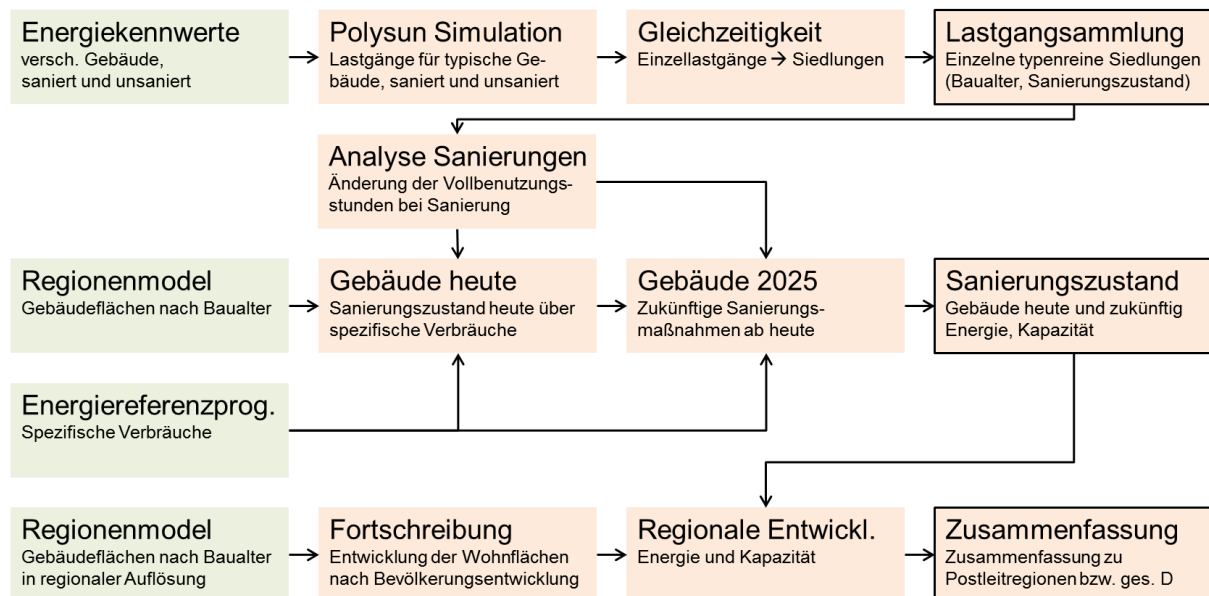


Abbildung 3-1: Methodik der Untersuchung des Haushaltssektors

Lastgangsammlung einzelner Siedlungstypen

Zur Ermittlung der Unterschiede in den Vollbenutzungsstunden von unsanierten, teilsanierten und sanierten Gebäuden werden Lastgänge der Gebäudetypen benötigt. Da SLP-Lastgänge nicht gebäudescharf vorliegen, wurden die Lastgänge simuliert. Im

ersten Schritt wurden die Energiekennwerte von verschiedenen Gebäuden aus der IWU-Gebäudetypologie für unsanierte und sanierte Gebäude zusammengestellt und in die Gebäudesimulation Polysun übertragen, welches Jahreslastgänge für diese Gebäude modelliert.

Der Schritt von Gebäudelastgängen zu Lastgängen, welche typisch für Siedlungen eines Gebäudetyps mit einem bestimmten Sanierungszustand sind, wurde über die Anpassung des Gleichzeitigkeitsfaktors vorgenommen. In **Abbildung 3-2** ist dieses Vorgehen exemplarisch für zwei Tage dargestellt. Ein Summenlastgang hat einen deutlich gleichmäßigeren Verlauf als ein Einzellastgang, da nicht alle Heizungssteuerungen gleich eingestellt sind, die Nutzungszeiten nicht gleich sind und der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung nicht gleichzeitig anfällt, da z. B. nicht zur gleichen Zeit geduscht wird. In verschiedenen Projekten der FfE wie z. B. Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens /FFE-41 12/ wurde für Stromlastgänge bzw. in „Strukturoptimierung in Ballungsgebieten“ /FFE-08 07/ für Wärmelastgänge gezeigt, dass ein Einzellastgang durch Faltung mit einer Gauß-Funktion derart vergleichmäßigt werden kann, dass das Ergebnis repräsentativ für einen Summenlastgang wird.

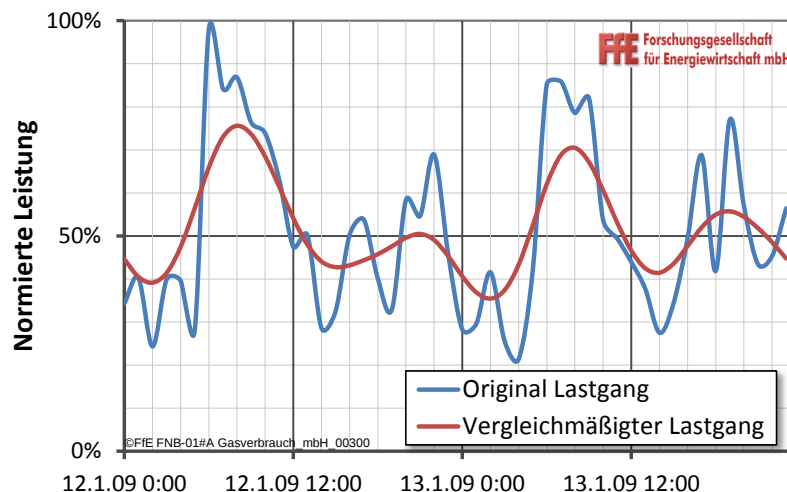


Abbildung 3-2: Anpassung des Gleichzeitigkeitsfaktors

Nach dem beschriebenen Vorgehen wurde eine Sammlung von Lastgängen für verschiedene Gebäude mit unterschiedlichem Sanierungszustand aufgebaut.

Diese Lastgänge wurden im nächsten Schritt auf ihre Unterschiede zwischen unsaniert und saniert hin analysiert, um Aussagen zu typischen Änderungen von Leistung und Energie treffen zu können. Aus den möglichen Gebäudesanierungen wurden folgende typische Sanierungspakete identifiziert, welche häufig entweder zeitgleich oder aufeinanderfolgend durchgeführt werden:

- Heizkesseltausch
- Solarthermie-Anlage mit Heizkesseltausch
- Außenwanddämmung
- Heizkesseltausch und Wärmedämmung
- Gesamtpaket der oben stehenden Maßnahmen

Diese Maßnahmen und deren Auswirkungen werden im nächsten Unterkapitel detaillierter beschrieben.

Ergebnis dieses Teilschrittes ist die Information, wie sich Energieverbrauch und Leistungsbedarf von Gebäuden verhalten, wenn sie vom unsanierten Zustand mit der Zeit bzw. über Teilsanierungen zu einem sanierten Zustand kommen. Aussagen über heutige Vollbenutzungsstunden des Gebäudebestandes sind damit noch nicht möglich.

Sanierungszustand

Der heutige und der zukünftige Energieverbrauch der Gebäude sowie Sanierungsraten sind in der Energiereferenzprognose beschrieben. Mit dem Wissen des Energieverbrauchs von unsanierten Gebäuden aus der IWU-Studie, den bauteilscharfen Sanierungsraten und den vorherigen Auswertungen zu den Auswirkungen von Sanierungen kann ermittelt werden, welche der typischen Sanierungsmaßnahmen in einer Baualtersklasse durchgeführt wurden, um den heutigen Energieverbrauch zu erhalten. Die Sanierungsraten der Energiereferenzprognose sind in **Tabelle 3-2** dargestellt.

Tabelle 3-2: *Sanierungshäufigkeit von Bauteilen nach Gebäudetyp für den Wohnungsbestand im Jahre 2001 – 2010, in % / ENREF-01 14/*

	Sanierungsrate p.a.	Gewichtungsfaktor nach IWU	gewichtete Sanierungsrate
Ein- und Zweifamilienhäuser			
Fenster	2,1%	10%	0,21%
Dach	1,3%	20%	0,26%
Keller	0,4%	10%	0,04%
Aussenwand	1,0%	45%	0,45%
Heizung	2,7%	12%	0,32%
Dämmung der Leitungen	1,0%	3%	0,03%
Gesamt-Sanierungsrate			1,3%
Gesamt-Sanierungsrate ohne Heizung/Leitungen			1,1%
Mehrfamilienhäuser			
Fenster	2,5%	10%	0,25%
Dach	2,0%	20%	0,40%
Keller	0,3%	10%	0,03%
Aussenwand	1,0%	45%	0,45%
Heizung	3,6%	15%	0,54%
Dämmung der Leitungen	k.a.	k.a.	k.a.
Gesamt-Sanierungsraten			1,7%
Gesamt-Sanierungsrate ohne Heizung/Leitungen			1,3%

Bei der zugrunde gelegten Sanierungsrate gilt es zu berücksichtigen, dass es sich um durchschnittliche Sanierungsraten handelt. Dies soll am Beispiel der Dachdämmung in Mehrfamilienhäusern erläutert werden. Bei einer jährlichen Sanierungsquote von z. B. 2 % bei Dachdämmung in Mehrfamilienhäusern wurde nach 50 Jahren bei allen Gebäuden einmal das Dach saniert. In den ersten 25 Jahren nach Baufertigstellung bzw. der letzten Sanierung wird aber keine Sanierung des Bauteils durchgeführt, erst in der

zweiten Hälfte der 50 Jahre werden die Dächer der Mehrfamilienhäuser saniert. So ergibt sich eine Sanierungsrate von 0 % in den ersten 25 Jahren, und von 4 % in den weiteren 25 Jahren. Dies wurde bei den untersuchten Typgebäuden über das jeweilige Baualter berücksichtigt. Durchlaufen Gebäude mehrere Sanierungszyklen, wird die Sanierungsrate homogener.

Weitere Einflussfaktoren auf Art und Zeitpunkt der angenommenen Sanierungen sind Angaben über die Verbreitung der Solarthermie und die typische Lebensdauer von Heizkesseln. Bei manchen Typgebäuden musste die Sanierungsrate variiert werden (entsprechend einer beschleunigten Sanierung), um den Zielenergieverbrauch zu erhalten, da die Sanierungsrate der Energiereferenzprognose keine unterschiedlichen Baualter berücksichtigt.

Auf diese Weise kann über den vorgegebenen zukünftigen Energieverbrauch auch abgeschätzt werden, welche Sanierungsmaßnahmen von heute bis zum Jahr 2025 umgesetzt werden. Daraus lassen sich Aussagen herleiten, wie sich durch die in dem Zeitraum umgesetzten Sanierungen die Vollbenutzungsstunden ändern.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Regionenmodell sind die heutigen sowie über Fortschreibungen die zukünftigen Gebäude in regionaler Auflösung enthalten. Zusammen mit den Ergebnissen zum heutigen und zum zukünftigen Sanierungszustand bzw. dessen Auswirkungen auf den Leistungsbedarf sind regionale Aussagen möglich, welche sich vor allem durch die regional unterschiedliche Zusammensetzung des Gebäudeensembles sowie durch unterschiedliche Bevölkerungsentwicklung unterscheiden. Die Ergebnisse dieses Arbeitsschrittes sind in Kapitel 4 beschrieben, da sie über die Untersuchung des Zusammenhangs der Veränderung von Energie und Leistung hinausgehen.

3.1.3 Auswirkungen der Gebäudesanierung

Im Folgenden werden die Auswirkungen der Sanierungsmaßnahmen beschrieben.

Heizkesseltausch

Der Ersatz eines alten Heizkessels gegen einen Brennwertkessel zeigt eine deutliche Verbesserung des Wirkungsgrades. Diese Maßnahme ist allerdings nur einmal pro Gebäude möglich, da beim zweiten Kesseltausch ein älterer Brennwertkessel gegen einen neueren ersetzt wird, wodurch nur noch eine geringe energetische Verbesserung zu erzielen ist, z. B. durch einen erweiterten Modulationsbereich und damit einer Reduktion der Brennerstarts.

Die Wirkungsgradverbesserung beim Austausch eines Niedertemperatur-Heizkessels gegen einen Brennwertkessel ist vor allem bedingt durch die Brennwertnutzung. Der Nutzungsgrad, also das real auftretende energetische Verhältnis aus Wärmeerzeugung zu Erdgasbezug, wird auch erhöht, wenn der alte Kessel nicht regelbar bzw. nur in wenigen Stufen steuerbar war, und der neue Kessel seine Leistung stufenlos modulieren kann, da die Anzahl der Brennerstarts verringert wird. Diese Verbesserungen führen bei gleicher Wärmeleistung zu einem geringeren Gasbezug.

In **Abbildung 3-3** ist beispielhaft der Vergleich der sortierten Jahresdauerlinie für ein einzelnes Typgebäude Einfamilienhaus der Baualtersklasse 1971 bis 1980 ohne

Sanierung vor und nach einem Heizkesseltausch dargestellt. Durch die Sortierung und die Möglichkeit zur Leistungsanpassung durch Modulation ist kein zeitlicher Zusammenhang zwischen den Einzelwerten mehr vorhanden, daher ist die Wirkungsgradverbesserung nur indirekt durch die geringere Leistung in den ersten 2.500 Stunden sichtbar. Hohe Leistungen werden auch nach dem Kesseltausch nachgefragt, diese sind aber entsprechend der Wirkungsgradverbesserung durch die Brennwertnutzung geringer.

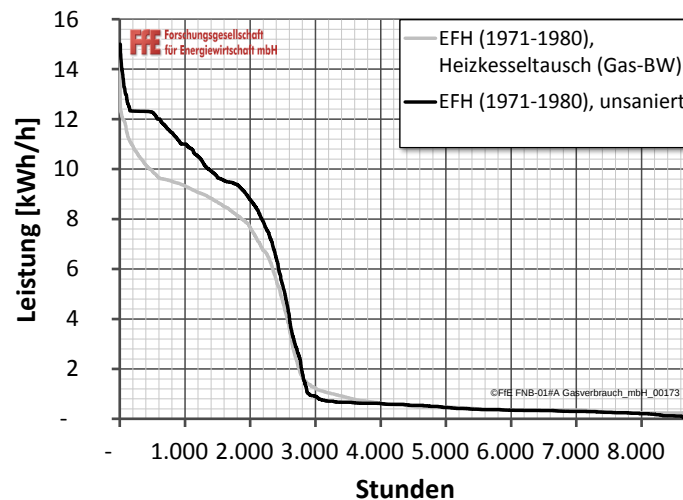


Abbildung 3-3: Vergleich der sortierten Jahresdauerlinien eines unsanierten EFH der Baualtersklasse 1971-1980 vor und nach Heizkesseltausch

Unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit sowie der Flächenverteilung von Ein- und Mehrfamilienhäuser ergibt diese Maßnahme eine Reduktion des Energieverbrauchs um 12 % und eine Reduktion der Leistung um 15 % für die Gebäude, in denen sie umgesetzt wird.

Solarthermie-Anlage mit Heizkesseltausch

Im Rahmen der Installation einer Solarthermieanlage wird zusätzlich zu den sowieso im Heizungsraum anfallenden Arbeiten, wie z. B. Einbau eines Pufferspeichers, oft auch der Heizkessel erneuert. Für Einfamilienhäuser wurde eine Solarthermieanlage mit Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung untersucht, für Mehrfamilienhäuser eine Solarthermieanlage mit Warmwasserbereitung. Eine Heizungsunterstützung ist bei Mehrfamilienhäusern meist nicht möglich, da die vorhandene Dachfläche nur zur Warmwasserbereitung ausreicht.

Durch die solaren Gewinne der Solarthermieanlage sinkt der Warmwasserbedarf im Sommer und in der Übergangszeit, im Winter hingegen sind kaum Gewinne zu verzeichnen. Der maximale Leistungsbedarf reduziert sich dabei kaum, während der Energieverbrauch entsprechend der solaren Gewinne im Sommer zurückgeht. Dies ist in der sortierten Jahresdauerlinie in **Abbildung 3-4** durch den Rückgang des Verbrauchs auf null deutlich sichtbar. Der Pufferspeicher für Warmwasserbereitung ist bei Solarthermieanlagen als Mehrtageesspeicher ausgeführt, entsprechend länger dauert im Winter die Beladung des Speichers, entsprechend steigt aber auch die Anzahl an Stunden mit Null Leistung. Die längere Ladedauer führt dazu, dass der Heizkessel länger mit hohen Leistungen betrieben wird.

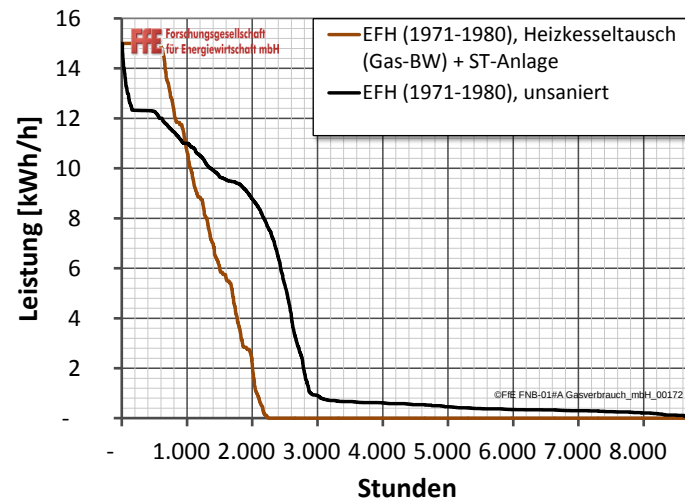


Abbildung 3-4: Vergleich der sortierten Jahresdauerlinien eines unsanierten der Baualtersklasse 1971-1980 vor und nach Einbau einer Solarthermieanlage mit Heizkesseltausch

Im Gebäudeensemble führt diese Maßnahme zu einer Reduktion des Energieverbrauchs um 23 % und zu einer Reduktion der Leistung um 2 % bei den betroffenen Gebäuden.

Außenwanddämmung

Durch Wärmedämmung sinkt der Wärmeverlust des Gebäudes. Damit reichen innere und solare Gewinne noch bei kälteren Temperaturen zur Temperierung, die Heizgrenztemperatur sinkt. Bei gleicher Außentemperatur wird weniger Heizleistung zum Ausgleich der Wärmeverluste benötigt.

Die thermische Masse des Gebäudes ist durch die Wärmedämmung besser gegen äußere Einflüsse geschützt, Raumtemperatur und Heizleistung zeigen geringere Schwankungen bzw. reagieren träger auf die Außentemperatur.

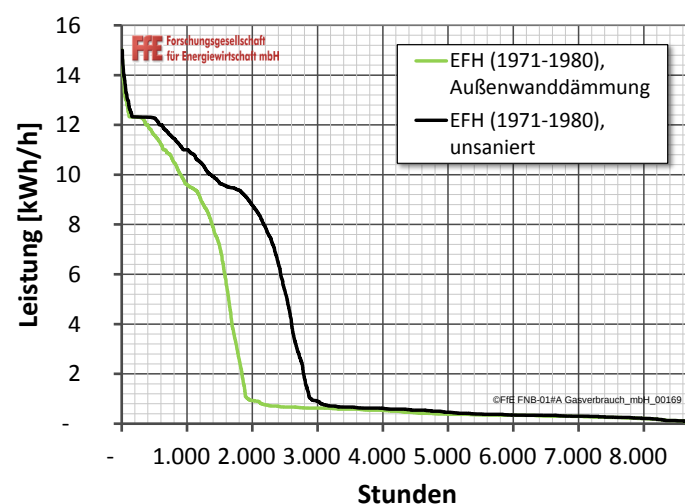


Abbildung 3-5: Vergleich der sortierten Jahresdauerlinien eines unsanierten EFH der Baualtersklasse 1971-1980 mit einem EFH mit Außenwanddämmung

In **Abbildung 3-5** ist der Vergleich der sortierten Jahresdauerlinien für ein ungedämmtes und ein gedämmtes Gebäude dargestellt. Es zeigt sich, dass der Warmwasserbedarf (geringe Last) gleich bleibt, während die höheren Lasten durch die Dämmung reduziert sind. Die Spitzenlast reduziert sich nur in geringerem Umfang, da die Warmwasserbereitung unverändert bleibt und bei sinkendem Wärmebedarf für die Beheizung mehr in den Vordergrund tritt.

Diese Maßnahme führt im Gebäudebestand zu einer Reduktion des Energieverbrauchs um 30 % und zu einer Reduktion der Leistung um 10 % bei den Gebäuden, auf die sie angewendet wird.

Die Sanierungsmaßnahmen Fenstertausch, Kellerdecken- und Dachbodendämmung haben analoge Auswirkungen, allerdings durch die geringen Umschließungsflächen pro Maßnahme in reduziertem Umfang.

Heizkesseltausch und Wärmedämmung

Die Kombination aus Heizkesseltausch und Wärmedämmung führt bei Umsetzung im Gebäudebestand zu einer energetischen Reduktion von 36 % und zu einer Leistungsreduktion von 19 % bei den sanierten Gebäuden.

Gesamtpaket

Das Gesamtpaket besteht aus den Maßnahmen Heizkesseltausch, Installation einer Solarthermieanlage, Wärmedämmung mit zusätzlich Dämmung der obersten Geschossdecke, der Kellerdecke und Fenstertausch. Die Untersuchung hat gezeigt, dass bei älteren Gebäuden, welche sich bis 2025 im zweiten Sanierungszyklus befinden, das Sanierungs-Gesamtpaket Standard ist. Der Energiebedarf sinkt durch das Maßnahmenpaket. Die Warmwasserbereitung bestimmt zunehmend die minimale Kesselleistung, da die Wiederaufheizzeit nach z. B. einer Badewannenfüllung im zeitlichen Rahmen bleiben muss. Dies führt zu einer Reduktion der Vollbenutzungsstunden, da eine größere Kesselleistung installiert ist als zur reinen Wärmeversorgung notwendig wäre.

Die zeitliche Reihenfolge der Maßnahmen spielt bei Betrachtung einzelner Gebäude eine wichtige Rolle. Wird z. B. zuerst ein neuer Heizkessel eingebaut und dann saniert, so ist die Heizleistung nach Sanierung zu hoch zu Deckung des dann gesunkenen Wärmebedarfs. Längerfristig ist aber anzunehmen, dass nach Ablauf der Lebensdauer des Heizkessels ein an den neuen Wärmebedarf angepasster Heizkessel installiert wird, so dass bei Betrachtungen eines Gebäudeensembles über längere Zeiträume, wie in dieser Studie, die Reihenfolge der Maßnahmen vernachlässigbar ist.

In **Abbildung 3-6** ist der beispielhafte Vergleich der sortierten Jahresdauerlinien zwischen einem unsanierten und einem komplett sanierten Gebäude mit Solarthermie dargestellt. Dabei zeigt sich der energetische Unterschied deutlich, zur Warmwasserbereitung werden weiterhin hohe Leistungen nachgefragt, welche hauptsächlich durch die Kesselerneuerung geringer sind als beim unsanierten Beispielgebäude.

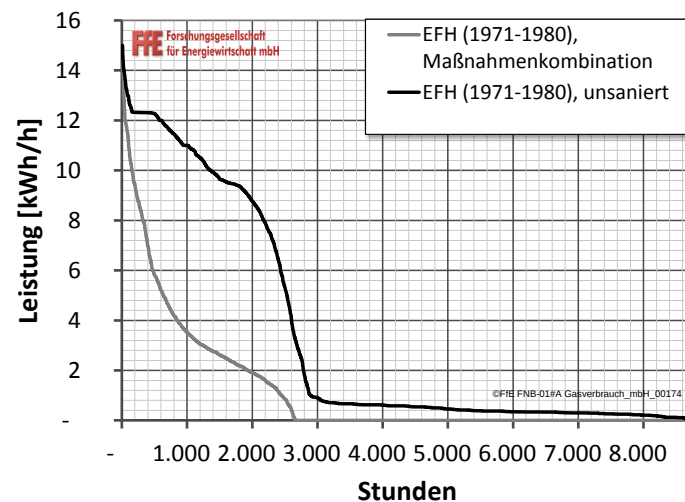


Abbildung 3-6: Vergleich der sortierten Jahresdauerlinien eines unsanierten mit einem komplett sanierten EFH der Baualtersklasse 1971-1980

Bei den bisher unsanierten Gebäuden im Gebäudebestand führt diese Maßnahme zu einer Reduktion des Energieverbrauchs von ca. 58 % und zu einer Reduktion der Leistung von 11 %. Hier ist besonders der Pufferspeicher der Solarthermieanlage ein Einflussfaktor, welcher zu einer geringeren Reduktion des Leistungsbedarfs als bei der Wärmedämmung führt.

Grundsätzlich ist bei diesen Ergebnissen zu erwähnen, dass spezielle Steuerungen oder Optimierungen durchaus die Kesselleistung deutlich senken könnten. Diese werden jedoch wegen der höheren Komplexität bisher nur in Ausnahmefällen eingesetzt und es ist auch kein Trend erkennbar, dass zukünftig aufwändigere Steuerungen eingesetzt und von den Installateuren mit entsprechendem zeitlichem Aufwand richtig parametrisiert werden. Auch eine vom Standard abweichende Auslegung der Heizungsanlage (Pumpen, Verrohrung, Speicher, Steuerung) kann zu einem abweichenden Leistungsbedarf führen, doch auch hier ist noch nicht erkennbar, dass es im Betrachtungszeitraum Anreize zur Senkung des Leistungsbedarfs durch aufwändigere Hydraulik geben wird.

Zusammenfassung der Sanierungsergebnisse

In **Abbildung 3-7** sind die Sanierungsmaßnahmen als Streudiagramm dargestellt. Es zeigt für jede Maßnahme die Auswirkungen auf die Leistung und den Energieverbrauch des Gebäudes bei Umsetzung der Maßnahme. Die Punkte mit prozentual gleicher Reduktion von Leistung und Energie sind als Linie dargestellt, in diesem Fall würden die Vollbenutzungsstunden gleich bleiben. Der Bereich unterhalb der Linie zeigt einen geringeren Rückgang der Leistung gegenüber der Energie, was zu sinkenden Vollbenutzungsstunden führt.

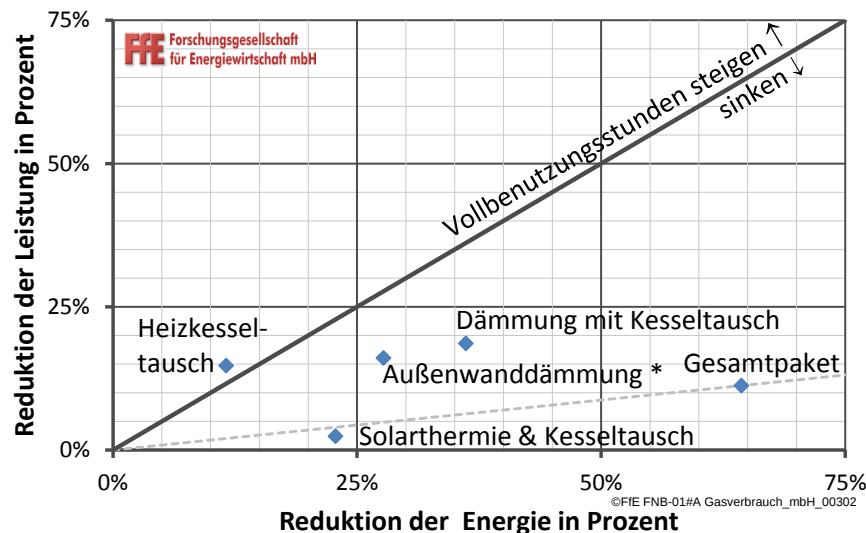


Abbildung 3-7: *Auswirkungen von typischen Sanierungsmaßnahmen auf die Vollbenutzungsstunden*

Der Heizkesseltausch liegt sehr nahe an der Linie gleicher Vollbenutzungsstunden. Bei den anderen untersuchten Maßnahmen sinkt die Leistung in geringerem Maße als die Energie, mitunter da die Warmwasserbereitung leistungsmäßig in den Vordergrund tritt. Das Gesamtpaket zeigt erwartungsgemäß die höchsten energetischen Einsparungen.

Die Leistungsreduktion bezieht sich nicht auf die installierte Leistung, sondern auf die vom Gebäude bezogene Leistung, welche sich im Netz als Summenleistung der Gebäude ergibt. Eine Überdimensionierung von Heizkesseln ist bei Betrachtung von Stundenwerten und mehreren Gebäuden ohne großen Einfluss, da zu große Kessel zwar kurzfristig ihre hohe spezifische Leistung ziehen, dann nach Deckung des Wärmebedarfs abgeschaltet werden (takten). Deshalb entspricht im Stundenmittel bzw. im Mittel über mehrere Gebäude der Bedarf dem Verbrauch eines geringer dimensionierten Kessels.

Eine Angabe der konkreten Vollbenutzungsstunden für die Sanierungsmaßnahmen an einzelnen Gebäudetypen ist nicht zielführend, da hier mittlere Werte über den Gebäudebestand betrachtet werden. Um dennoch ein Gefühl für die Auswirkungen geben zu können wird in **Tabelle 3-3** dargestellt, wie sich die Vollbenutzungsstunden in einem beispielhaften Netz mit 2.400 Vollbenutzungsstunden der Wohngebäude ändern, wenn 20 % der Gebäude mit der jeweiligen Maßnahme saniert werden. Da die Zahlen auf einer mittlern Anzahl an Vollbenutzungsstunden basieren, sind sie nicht allgemein gültig. Bei einem Sanierungszyklus von 50 Jahren finden in der Regel in den ersten 25 Jahren keine Sanierungen statt. In der zweiten Hälfte werden in 25 Jahren 100 % der Gebäude saniert, was eine mittlere Sanierung von 4 % pro Jahr in diesem Zeitintervall ergibt. Damit würden die 20 % in Sanierung in 5 Jahren erreicht.

Tabelle 3-3: *Änderung der Vollbenutzungsstunden bei Sanierung von 20 % der Wohngebäude*

Maßnahme (für 20% der Gebäude durchgeführt)	Vollbenutzungsstunden
Heutige Wohngebäude	2400
Außenwanddämmung	2340
Heizkesseltausch	2420
Außenwanddämmung mit Kesseltausch	2310
Solarthermie-Anlage mit Kesseltausch	2300
Gesamtpaket	2140

3.2 Weitere Einflussfaktoren in Haushalten

Neben der Gebäudesanierung gibt es weitere mögliche Einflussparameter auf die Vollbenutzungsstunden, welche im Folgenden behandelt werden.

Leistungsanpassung der Kessel

Die Leistung von Heizkesseln liegt häufig deutlich über der vom Gebäude benötigten Leistung für Heizung und Warmwasser, da in jedem der aufeinander aufbauenden Planungsschritte Sicherheitszuschläge gemacht werden und der leistungsabhängige Preisanstieg bei Heizkesseln nicht allzu hoch ausfällt. Daher kalkulieren Installateure tendenziell die Kesselleistung eher etwas höher ein.

Heizkessel stellen die vom Gebäude benötigte Wärme für Heizung und das Warmwasser zur Verfügung. Entsprechend der Wärmeanforderung wird der Brenner bei Erreichen einer unteren Temperatur gestartet und bei Überschreiten einer oberen Temperatur abgeschaltet. Durch dieses Takten entspricht die mittlere Leistung dem Wärmebedarf des Gebäudes, auch wenn die Kesselleistung deutlich darüber liegt. Größere Brenner haben häufig mehrere Brennerstufen und wechseln zwischen diesen, um die Leistung anzupassen.

Zur Vermeidung von Takten und um in einem besseren Wirkungsgradpunkt zu fahren, können moderne Kessel die Leistung stufenlos modulieren (meist ca. 30 % bis 100 %) und versuchen durch Modulation innerhalb des Temperaturbandes zu bleiben. Damit stellt der Kessel innerhalb des Modulationsbereichs seine Leistung entsprechend der Abnahme des Gebäudes ein.

Die Betrachtung von vielen Gebäuden zeigt, dass der Zeitpunkt von Start und Stopp von Kesseln ohne Zeitprogramm meist zufällig verteilt ist, womit sich auch bei kurzfristigen Betrachtungen vieler Gebäude eine mittlere Leistung einstellt. Die Verlängerung des Betrachtungszeitraums auf Stundenintervalle führt zu einer weiteren Vergleichmäßigung, da die Laufzeit einzelner Kessel meist im einstelligen bzw. unteren zweistelligen Minutenbereich liegt und Kessel damit pro Stunde mehrmals takten. Diese Effekte führen dazu, dass in einem Gasnetz nur die von den Gebäuden zur Deckung des Energiebedarfs benötigte Leistung messbar ist (eine Ausnahme bildet die im nächsten Absatz behandelte zeitgesteuerte Temperaturregelung). Damit hat die installierte Kesselleistung keinen signifikanten Effekt auf die Vollbenutzungsstunden.

Wiederaufheizen nach Nachtabsenkung

Besonders bei älteren Gebäuden kann eine nächtliche Absenkung der Raumtemperatur zu Energieeinsparungen führen. Dazu wird nachts die Vorlauftemperatur abgesenkt. Wird sie so weit abgesenkt, dass die Einzelraumregelungen dies nicht mehr durch Öffnen der Ventile ausregeln können, oder ist dies an den Einzelraumregelungen hinterlegt, so wird die Raumtemperatur reduziert.

Das Ende der Nachtabsenkung führt wegen der zur Wiederaufheizung des Gebäudes benötigten Energie zu einer eingestellten Uhrzeit zu einem starken Anstieg des Heizwärmebedarfs und damit zum Start der Kessel der Gebäude. Dies generiert eine morgendliche Aufheizspitze. Je kälter die Außentemperatur ist, desto länger dauert die Wiederaufheizzeit, da mehr von der an das Gebäude abgegebenen Wärme verloren geht. Um die Wiederaufheizzeit der Gebäude zu begrenzen, wird die Nachtabsenkung unterhalb einer einstellbaren Temperatur deaktiviert. Da die Spitzenlast in einem Verteilnetz genau an diesen besonders kalten Tagen auftritt, hat die Nachtabsenkung daher keine Auswirkung auf die Spitzenlast.

In **Abbildung 3-8** sind für zwei Tage im Februar 2012 mit unterschiedlichen Außentemperaturen die Erdgaslastgänge der SLP-Kunden dargestellt. Es zeigt sich, dass bei $+2^{\circ}\text{C}$ eine deutliche Morgenspitze vorhanden ist, während bei kälteren Temperaturen die Tagesspitze erst am Vormittag auftritt.

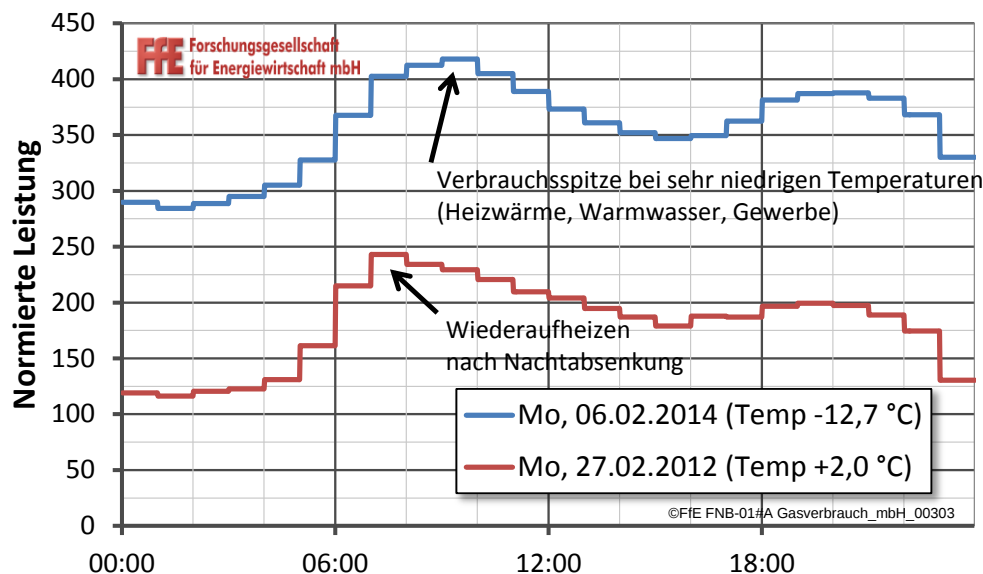


Abbildung 3-8: Zeitliches Auftreten der maximalen Tageslast bei unterschiedlichen Außentemperaturen eines Netzes

Um diesen Zusammenhang belegen zu können, wurde für mehrere Netze untersucht, ob die Tagesspitze im Zeitfenster von 4 Uhr bis 8 Uhr oder zu anderen Uhrzeiten auftritt. In **Abbildung 3-9** ist für zwei beispielhafte Netze jeweils der maximale Stundenwert des Tages auf die Außentemperatur aufgetragen. Gelbe Punkte zeigen Tage, an denen das Tagesmaximum zwischen 4 Uhr und 8 Uhr morgens auftritt, grüne Punkte zeigen Tage, an denen das Tagesmaximum zu einer anderen Uhrzeit auftritt.

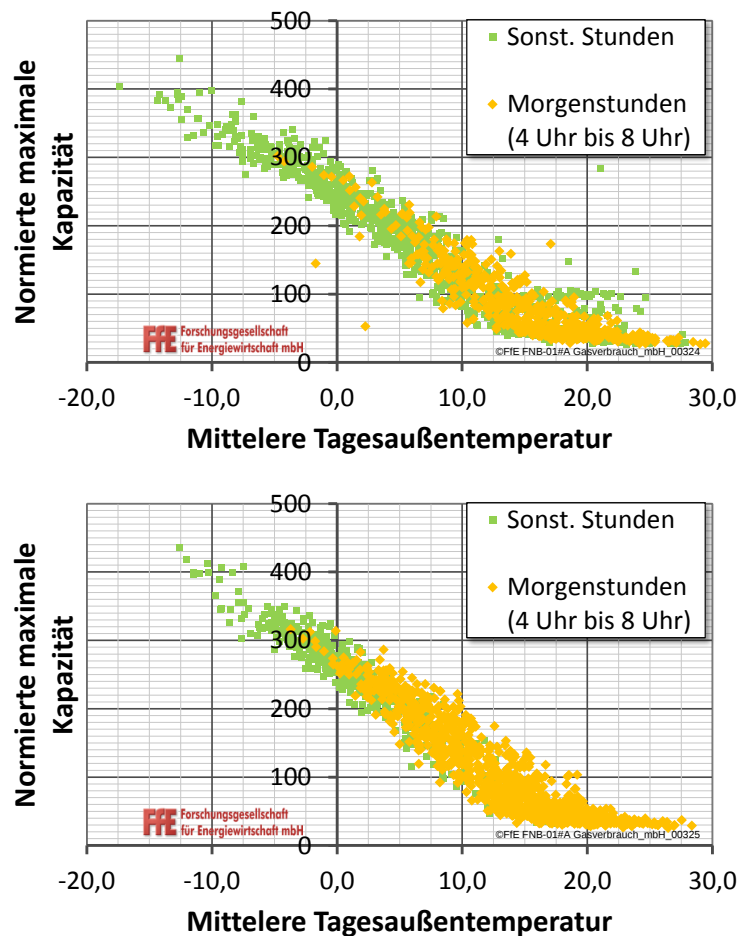


Abbildung 3-9: *Darstellung des zeitlichen Auftretens der maximalen SLP-Last von zwei Verteilnetzen in Abhängigkeit der Außentemperatur*

Es zeigt sich, dass bei über $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ die Wiederaufheizung zur maximalen Leistung beiträgt, während bei Temperaturen unter $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ die Wiederaufheizung nicht zur maximalen Leistung beiträgt. Die Leistung der Heizkessel hat damit auch bei zeitgesteuerter Nachtabenkung keinen direkten Einfluss auf den maximalen Leistungsbedarf in einem Gasnetz.

Nutzungsverhalten

Das Nutzerverhalten von Verbrauchern kann einen Einfluss auf den Leistungsbedarf haben. Einer theoretischen Überlegung folgend würde sich der maximale Leistungsbedarf erhöhen, wenn eine Vielzahl von Verbrauchern zum selben Zeitpunkt einen hohen Gasbezug aufweist. Umgekehrt würde die Verschiebung von Nachfragespitzen auf unterschiedliche Zeitpunkte gegenteiliges Bewirken. Grundsätzlich lässt sich jedoch kein geändertes Nutzerverhalten aus Studien ableiten. Die Anreize für ein leistungsreduzierendes Verhalten sind nicht gegeben. Grundsätzlich steht der Komfortgedanke von Verbrauchern weiterhin im Vordergrund.

Entwicklung der Mikro-KWK

Verschiedene Studien sehen unterschiedliche Entwicklungstrends bei der Installation von Mini- und Mikro-KWK-Anlagen in privaten Haushalten. Meist wird hierbei der Beitrag zur installierten elektrischen Leistung betrachtet.

Der Einfluss von Mini- und Mikro KWK-Anlagen auf die Entwicklung des Leistungsbedarfs wird jedoch als relativ gering angesehen. Bei gleichbleibendem Wärmebedarf ergibt sich durch den monovalenten Austausch eines Brennwertkessels durch eine Mikro-KWK Anlage keine Änderung im Bezugsverhalten des Verbrauchers. Die zusätzliche Erzeugung elektrischer Energie erhöht den Verbrauch und die Leistung gleichermaßen. Deshalb kann die Leistungsänderung durch einen erhöhten Energiebezug dargestellt werden. Unterschiede im Bezugsverhalten ergeben sich, wenn der Verbraucher zusätzlich einen größeren Warmwasserspeicher installiert, und somit in der Lage ist, den Leistungsbezug zeitlich zu verschieben. Auch bei einer bivalenten Lösung, bei der zusätzlich zur KWK-Anlage, welche die Grundlast bereitstellt, ein Spitzenlastkessel installiert wird, bleibt der Gasbezug zur Deckung der Wärmelast unbeeinflusst. Somit ergeben sich prägende Einflüsse erst durch die zusätzliche Erzeugung von Strom, und den damit erhöhten Leistungsbedarf. Nach /VDI-04 13/ stellen Mikro-KWK nur einen Anteil von 0,5 % der neu installierten Heizanlagen dar. Optimistische Schätzungen gehen demnach bis 2025 von einem Anteil von 8 % an den neuinstallierten Heizanlagen aus. Neuinstallierte Anlagen machen jedoch nur einen Bruchteil der Verbraucher aus. Branchenvertreter hoffen, die Modernisierungsrate von momentan 1 % auf 2 % verdoppeln zu können.

In der Energiereferenzprognose wird angenommen, dass trotz einer stärkeren Förderung von Klein- und Mikro-KWK-Anlagen das KWK-Ziel der Bundesregierung für 2020 nicht erreicht.

Der Einfluss des zusätzlichen Leistungsbedarfs zur Stromerzeugung aus Mikro-KWK bis 2025 wird deshalb als gering eingeschätzt.

3.3 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)

Die Energiereferenzprognose teilt den Erdgasverbrauch des Sektors GHD in Prozesswärme und Heizwärme mit Warmwasser auf. Im Bereich der Prozesswärme werden kaum Änderungen erwartet (1 % Zuwachs bis 2020, 3 % Zuwachs bis 2025), im Bereich der Raumwärme werden deutliche Einsparungen erwartet (28 % Rückgang bis 2020, 40 % Rückgang bis 2025). Daher wurde nur die Bereitstellung der Heizwärme als möglicher Einflussfaktor auf die Vollbenutzungsstunden untersucht. Das Vorgehen dabei war analog den Wohngebäuden. Unterschiede ergaben sich in den spezifischen Energieverbräuchen (z. B. durch höhere interne Gewinne), dem Weglassen der Maßnahme Solarthermie (wegen kurzfristigerer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Gewerbe) und den Gebäudegeometrien.

Die Auswirkungen auf das Verhältnis der Reduktion von Energie zu Leistung waren analog den Wohngebäuden und werden daher hier nicht wiederholt.

3.4 Industrie

Industrielle Verbraucher unterscheiden sich in ihrem Nutzerverhalten von privaten Kunden und Verbrauchern des GHD-Sektors. In der Industrie wird Wärme vorwiegend für Prozesse benötigt, wohingegen in den Sektoren GHD und pHH die Erzeugung von Raumwärme im Vordergrund steht. Hieraus ergibt sich, dass sich für Industriebetriebe in der Regel ein höheres Verhältnis von Energie zu Leistung ergibt als für Kunden mit

temperaturabhängigem Lastprofil. Der Grundlastbedarf von Industriebetrieben ist meist größer als der von Haushalten. Industriebetriebe produzieren in der Regel sowohl im Winter, als auch im Sommer, während Haushalte im Sommer nur einen Wärmebedarf durch den Verbrauch von Warmwasser aufweisen. **Abbildung 3-10** beschreibt diesen Zusammenhang durch das Gegenüberstellen der sortierten Jahresdauerlinien des SLP-Segments eines Netzes und des Summenlastgangs aller Industriebetriebe desselben Netzes. Während die normierte Jahresdauerlinie des SLP-Segments in den Hochlaststunden noch über der der Industriebetriebe liegt, verändert sich das Bild bereits nach etwa 300 Stunden. Ab hier liegt der normierte Leistungsbedarf der Industriebetriebe über dem des SLP-Segments.

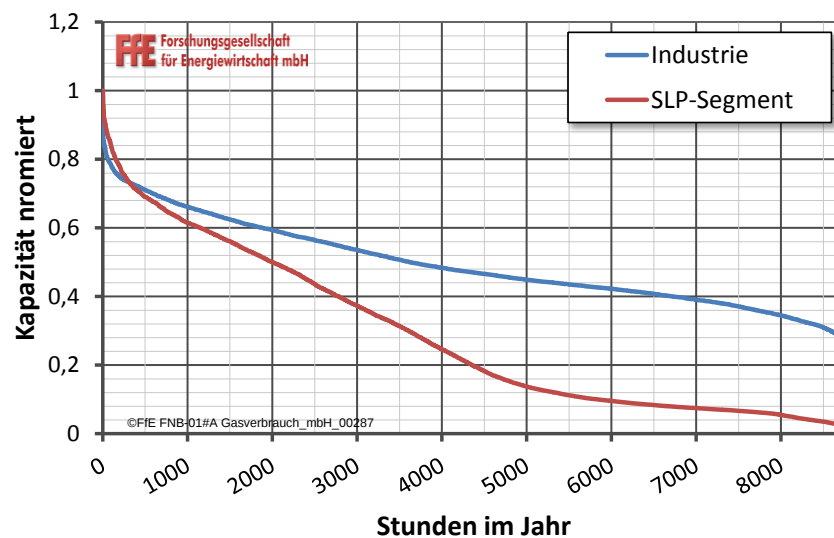


Abbildung 3-10: *Sortierte Jahresdauerlinien Industrieverbraucher und Verbrauch SLP-Segment, normiert auf maximale Leistung*

Um die Entwicklung des Verhältnisses zwischen Energie- und Leistungsbedarf des Sektors Industrie beschreiben zu können wurden die im Rahmen der Studie zur Verfügung gestellten Lastgänge der VNB untersucht. Lastgänge mit Angabe der sektoralen Zugehörigkeit zur Industrie konnten hierfür ausgewertet werden.

Grundsätzlich kann eine Veränderung der Leistung im industriellen Sektor mehrere wesentliche Ursachen haben. Die Anzahl der zu versorgenden Industriebetriebe kann z. B. variieren, Industrieverbraucher können Effizienzmaßnahmen durchführen, die Vollbenutzungsstunden können durch Umstellung von Einschicht- auf Zweischichtbetrieb erhöht, oder durch den umgekehrten Vorgang verringert werden.

Die Untersuchung der Einzel- und der Summenlastgänge der Industrieverbraucher ergab jedoch keine Tendenz, die auf ein verändertes Verbrauchsverhalten von Industrieunternehmen hinweisen würde. Die Analyse nur über Lastgänge erlaubte keine Trends für die Zukunft abzuleiten. Zusätzliche Faktoren wie beispielsweise die wirtschaftliche Entwicklung haben ebenfalls einen starken Einfluss auf den Erdgasbezug der einzelnen Unternehmen.

Aus diesem Grund werden einige Fallbeispiele beschrieben, wie sich die Leistung des Industriesektors entwickeln kann. Aufgrund der Datenlage kann bei der Betrachtung der wirtschaftlichen Entwicklung nicht explizit nach Industriekunden unterschieden

werden. Die wirtschaftliche Entwicklung wird deshalb durch den Abgang von RLM-Verbrauchern in einem Gebiet und die daraus resultierende Leistungsänderung der Gesamtlast simuliert. Der Einfluss von Sanierungen von Gebäuden und Modernisierungen von Anlagen wird durch drei theoretische Überlegungen zur Entwicklung des Leistungsbedarfs von Industriebetrieben beschrieben.

3.4.1 Wirtschaftliche Entwicklung

Um die Auswirkung der wirtschaftlichen Entwicklung des RLM-Segments auf den Leistungsbedarf des Netzes darzustellen wurde in einigen Beispielnetzen simuliert, wie sich die maximale Leistung durch den Abgang oder Zugang von Kunden verändert. Als ursprünglicher Lastgang wird bei der Betrachtung eines Zugangs die um einen Verbraucher reduzierte Datenreihe verwendet. Der durch den Zugang eines Kunden resultierende Verbrauchsgang wäre dann der unveränderte Originallastgang.

Es wurde der Gesamtlastgang des Netzes durch den Lastgang eines Unternehmens reduziert und anschließend wiederum die Gesamtleistung des Netzes nach dem in 2.2.1 beschriebenen Vorgehen berechnet. Die Änderung der Leistung wurde anschließend über den Anteil des Verbrauchs des Unternehmens am Gesamtverbrauch aufgetragen.

In **Abbildung 3-11** und **Abbildung 3-12** stehen sich zwei verschiedene Netze gegenüber. In beiden Netzen ergibt eine Linearisierung der Punkte ein unterschiedliches Verhältnis für den Rückgang von Verbrauch und Leistung. Es kann somit keine allgemeine Aussage über die Entwicklung durch die Wegnahme oder das Hinzukommen eines neuen Kunden abgeleitet werden.

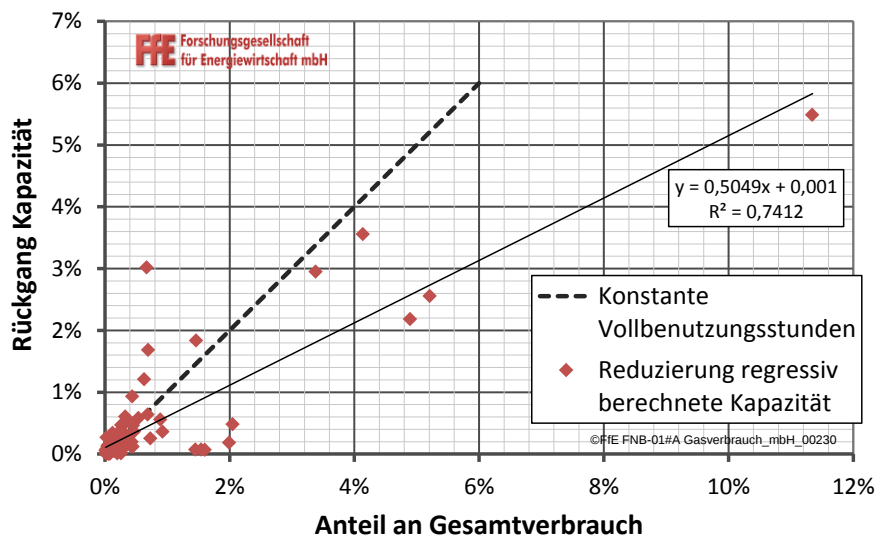


Abbildung 3-11: *Wirtschaftliche Entwicklung RLM-Verbraucher Netz 1*

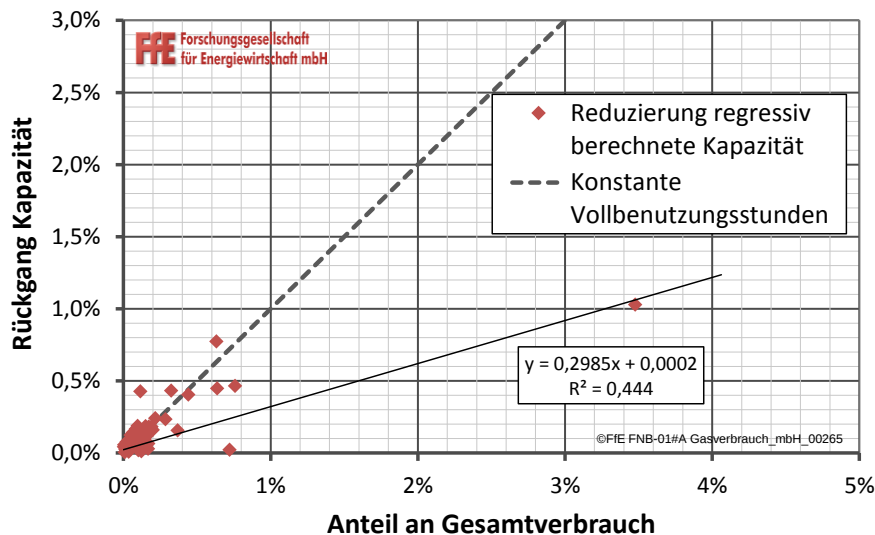


Abbildung 3-12: *Wirtschaftliche Entwicklung RLM-Verbraucher Netz 2*

Je nach Größe und Typ des betrachteten Kunden kann der Weggang oder Zugang eines RLM-Kunden einen wichtigen Einfluss auf den Leistungsbedarf eines Netzes haben. Unter Umständen sind höhere kapazitive Auswirkungen zu betrachten, als durch den jährlichen Rückgang des Leistungsbedarfs nach dem Referenzszenario auf Basis der Energiereferenzprognose.

3.4.2 Einfluss von Effizienzmaßnahmen

Durch Sanierungen und Modernisierungen von Industriebetrieben sind unterschiedliche Entwicklungen des Verbrauchsverhaltens denkbar. Es werden zur Veranschaulichung am Beispiel einer Ziegelei die Leistungsänderungen beschrieben, die verschiedene verbrauchsreduzierende Maßnahmen ergeben. Drei verschiedene Entwicklungen wurden untersucht: Modernisierung eines Prozesses, Reduzierung um einen Prozess und Reduzierung der Spitzenlast. In **Abbildung 3-13**, **Abbildung 3-14** und **Abbildung 3-15**, die der Veranschaulichung dienen, wurden jeweils der ursprüngliche Lastgang blau gestrichelt, der durch die Modernisierung resultierende Lastgang in durchgezogener Linie und die daraus resultierende Einsparung in rot gestrichelter Linie dargestellt.

Ein Beispiel zur Prozessoptimierung in einem Ziegelwerk ergibt sich durch eine effizientere Nutzung von Brennern. Brenner, welche die Hitze besser auf die Ziegel übertragen. Auch eine bessere Dämmung der Öfen fällt unter diesen Aspekt. Der Leistungsbedarf des Brenners würde dadurch reduziert werden. Im gleichen Moment würde aber auch der jährliche Energiebedarf überproportional sinken. Schematisch kann dies wie in **Abbildung 3-13** dargestellt werden. Es wurde hierbei die Leistung um einen konstanten Wert reduziert. Durch die konstante Reduzierung der Leistung verschiebt sich das Verhältnis von Energie und Leistung in Richtung des Leistungsbedarfs. Die Vollbenutzungsstunden sinken.

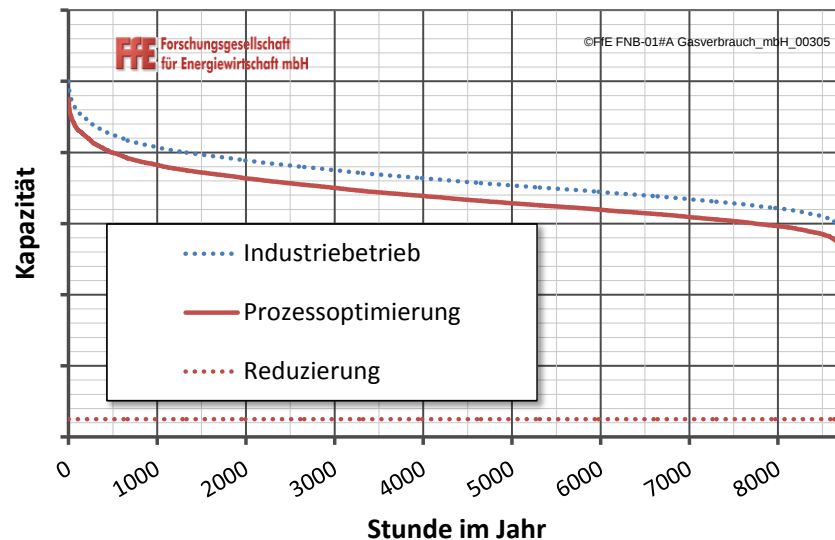


Abbildung 3-13: *Leistungsbedarf original und bei Prozessoptimierung*

Ein weiteres Beispiel für eine Verringerung der Vollbenutzungsstunden wäre die Umstellung des Schichtmodells in einem Betrieb, beispielsweise vom Zweischichtbetrieb zu einem Einschichtbetrieb. Dadurch reduziert sich die Laufzeit der Anlagen und damit der Energieverbrauch, während die Leistung unverändert bleibt. Der entgegenteilige Vorgang wäre ebenfalls denkbar, und würde eine Erhöhung der Vollbenutzungsstunden nach sich ziehen.

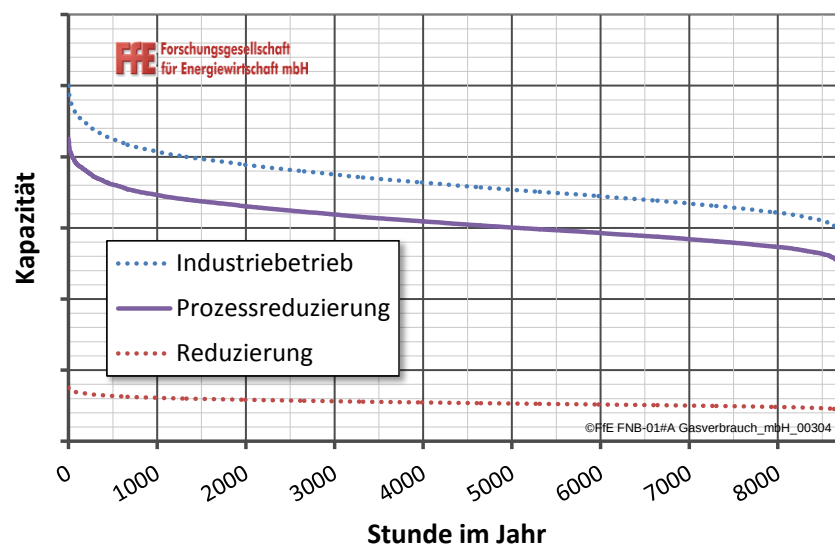


Abbildung 3-14: *Prozessreduzierung in einem Industriebetrieb*

Die Wegnahme (oder das Hinzukommen) eines Prozesses reduzieren Verbrauch und Leistung eines Betriebs gleichermaßen. In der Ziegelbrennerei würde sich dies durch das Ab-/Anschalten einer Feuerungslinie bemerkbar machen. Die Feuerungslinie würde sich ähnlich verhalten wie die bereits produzierenden Linien. Der Verbrauch und die Leistung würden sich in diesem Fall proportional zueinander verändern. In Abbildung 3-14 wird dies durch die Reduzierung der Leistung um einen konstanten Prozentanteil dargestellt. Das Addieren eines Prozesses hätte den gleichen Effekt in die entgegengesetzte Richtung. Das Bezugsverhalten, das sich im Verhältnis von Energie zu

Leistung widerspiegelt, bleibt hiervon unberührt. Die Vollbenutzungsstunden blieben gleich.

Eine Prozessoptimierung durch die Benutzung von Lastverschiebungsmaßnahmen oder das Entfernen eines nicht benötigten Spitzenlastverbrauchers stellt eine Verschiebung des Verhältnisses von Energie zu Leistung in Richtung der benötigten Energie dar (Erhöhung der Vollbenutzungsstunden). Wird in einer Ziegelei beispielsweise erkannt, dass ein Brenner, der nur zu wenigen Zeitpunkten im Jahr im Einsatz ist, beispielsweise durch Umstrukturieren der Prozesskette eingespart werden kann, verändert sich der absolute Verbrauch bei gleicher Produktionsmenge nur geringfügig. Die Lastspitze wird aber um den Leistungsbedarf des Spitzenlastbrenners reduziert.

Lastverschiebungsmaßnahmen haben denselben Effekt. Die Spitze des Leistungsbedarfs wird reduziert, aber der Jahresgesamtverbrauch bleibt konstant. In Extremfällen kann der Verbrauch sogar erhöht werden, wenn die Lastverschiebung verlustbehaftet ist. Abbildung 3-15 verdeutlicht dies. Es wurde die Spitze reduziert, der Verbrauch bleibt jedoch durch die Erhöhung der verbleibenden Leistungen nahezu gleich. Eine optimierte Verschiebung würde in diesem Beispiel lediglich die Leistungen zu Stunden mit geringem Leistungsbedarf erhöhen, und somit das Verhältnis stärker zu Lasten der Leistung verschieben.

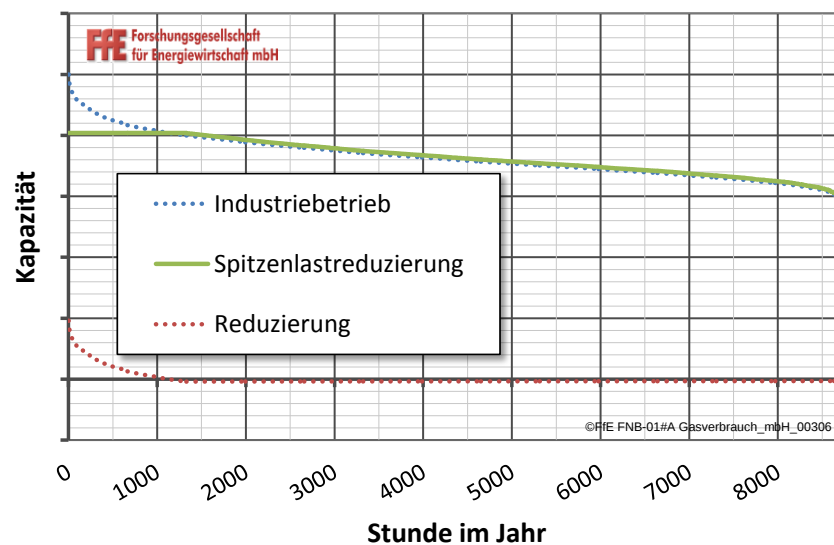


Abbildung 3-15: *Spitzenlastreduzierung im Industriebetrieb*

In der Industrie gibt es viele Beispiele für derartige Maßnahmen, welche die Vollbenutzungsstunden erhöhen, reduzieren oder konstant lassen. Wegen der starken Heterogenität der industriellen Prozesse, sowie der auch während eines Jahres durch die Auslastung bestimmten Änderung der Schichtmodelle ist im Rahmen dieser Studie keine abschließende Abschätzung möglich, welche Maßnahmen dominierend sind, bzw. in welche Richtung sich die Trends entwickeln. Hierzu wäre eine detaillierte Untersuchung mehrerer industrieller Branchen notwendig.

In Abstimmung mit der begleitenden Expertengruppe werden daher zwei verschiedene Berechnungsannahmen getroffen, um den möglichen Korridor der Leistungsentwicklung bei gegebener Energieentwicklung aufzuzeigen:

- Einerseits wird angenommen, dass das Verhältnis von Energie zu Leistung für Industriebetriebe konstant bleibt.
- Andererseits wird angenommen, dass der Leistungsbedarf der Betriebe unverändert bleibt, auch wenn der Energieverbrauch sinkt.

3.4.3 Unterbrechbare Verbraucher

Unterbrechbare Verbraucher finden sich hauptsächlich in den Sektoren Industrie, GHD und auch unter den Kraftwerken wieder. Je nach Netzstruktur ergeben sich deshalb unterschiedliche Potentiale unterbrechbarer Verbraucher. Theoretisch stünde aufgrund des hohen Anteils von Industriebetrieben an den Verbrauchern somit auch ein hohes Potential zur Reduzierung der Maximalleistung bereit. Ziel ist jedoch eine unterbrechungsfreie Versorgung aller Verbraucher. Der grundsätzliche Bedarf an Leistung entspricht deshalb der tatsächlichen maximalen Nachfrage.

3.5 Zusätzliche Einflussfaktoren

Neben den bereits beschriebenen Einflussfaktoren wurden weitere Aspekte betrachtet, die nicht gezielt einem Segment zugeordnet werden können.

3.5.1 Biogas

Nach /NEPGAS-01 14/ wird im Jahr 2024 eine Einspeisung von 3,3 % des Erdgasverbrauchs an Biogas erwartet. Die Einspeisung erfolgt i.d.R. direkt in die Verteilnetze. Dadurch verringert sich die vom Fernnetz bereitzustellende Leistung. Aufgrund der Annahme, dass eine konstante Einspeisung von Biogas ins Verteilnetz erfolgt, verringert sich der Leistungsbedarf jedoch nicht im gleichen Verhältnis wie der Verbrauch (siehe **Abbildung 3-16**).

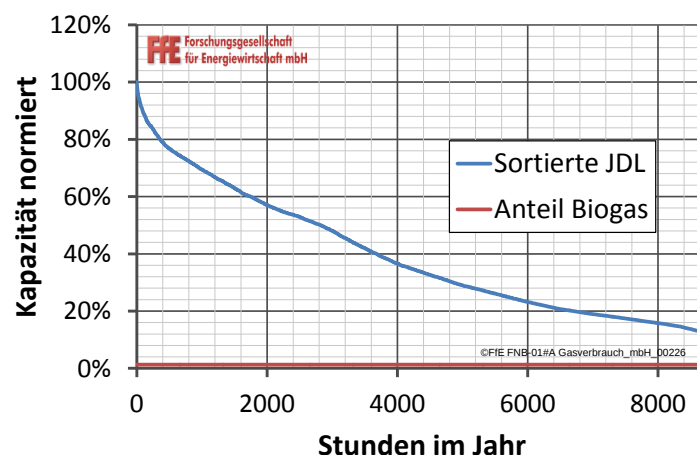


Abbildung 3-16: Einfluss von Biogaseinspeisung

Eine Verringerung des Verbrauchs um 3,3 % würde bei der vorliegenden typischen Jahresdauerlinie eines Verteilnetzes einer Reduzierung der Maximalleistung um 1,3 % entsprechen.

Aufgrund der regionalen Unterschiede der Verfügbarkeit von Biogas ist eine pauschale Aufteilung auf die Netze nicht sinnvoll. Allerdings kann die Leistungsreduktion durch Biogas im Rahmen der VNB-individuellen Eingabeparameter in dem Excel-Tool (siehe Kapitel 5.1) berücksichtigt werden.

3.5.2 Kraftwerksgas

Bei der Untersuchung verschiedener an die Verteilnetze angeschlossenen Kraftwerke konnte nach der vorhandenen Datenlage keine differenzierte Aussage für unterschiedliche Kraftwerkstypen getroffen werden. Das Verhältnis von Verbrauch zu tatsächlich bezogener maximaler Leistung schwankt zudem für die untersuchten Jahre. Ein eindeutiger Trend konnte nicht festgestellt werden (siehe **Abbildung 3-17**). Es wird deshalb davon ausgegangen, dass der Leistungsbedarf von Kraftwerken im untersuchten Zeitraum konstant bleibt.

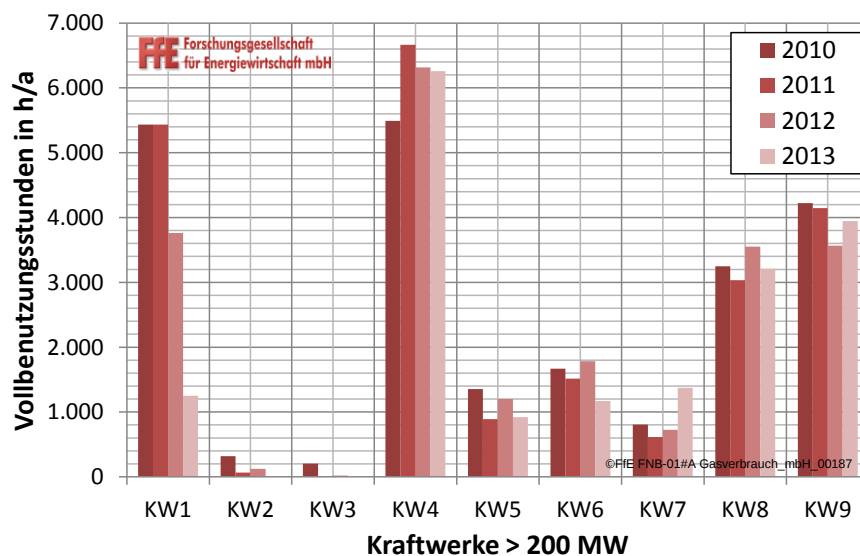


Abbildung 3-17: Vollbenutzungsstunden von Kraftwerken mit einem Leistungsbedarf größer 200 MW

3.5.3 Gesetzesvorgaben

Verschiedene Gesetzesvorgaben werden bereits durch ihren indirekten Einfluss auf das Verhalten des Gasbezugs in den Szenarien der Energiereferenzprognose berücksichtigt. Sie beeinflussen z. B. eine verstärkte Sanierungsquote oder einen verstärkten Übergang zu regenerativen Wärmequellen. Die relevanten gesetzlichen Vorgaben sind:

- EnEV
- ErP (Ökodesign)
- EEWärmeG
- KWKG

Zusätzliche Gesetzesvorgaben sind derzeit nicht erkennbar. Ein Einfluss auf den Leistungsbedarf kann deshalb nicht quantifiziert werden.

3.5.4 Optionaler Bedarf gegen zwingenden Bedarf

Abbildung 3-18 zeigt die Preise für den industriellen Energiebezug. Erdgas lag im Jahresmittel bis zum Jahr 2010 immer zwischen schwerem Heizöl und leichtem Heizöl. Durch die Ölpreisbindung von Erdgas waren die Preise viele Jahre mit zeitlichem Verzug gekoppelt. Saisonale Schwankungen führten dazu, dass es immer wieder Perioden gab, in denen sich das Preisgefüge änderte.

In diesem Umfeld konnten die Erdgasversorger mit guten Konditionen bei abschaltbaren Verträgen viele Industrieunternehmen motivieren, eine bivalente Versorgung aufzubauen bzw. beizubehalten.

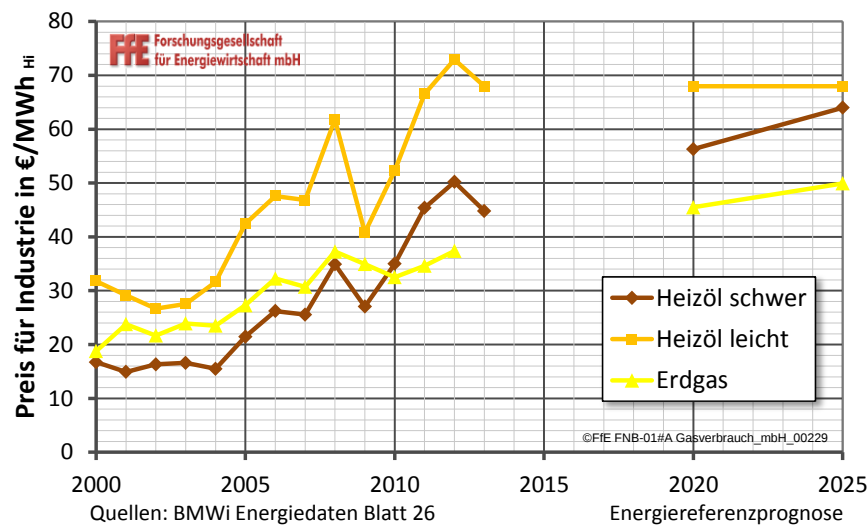


Abbildung 3-18: Historische und zukünftige Entwicklung der Energieträgerpreise für Industriekunden /BMW-02 14/ und /ENREF-01 14/

Diese Vorteile können heute durch das Unbundling und das geänderte Preisgefüge mit deutlichen Preisvorteilen für Erdgas nicht mehr geboten werden. Daher wird bei Reinvestitionen nur noch die Infrastruktur für Erdgas erneuert, eine bivalente Versorgung wird selten aufrechterhalten.

Dies führt zu einer fortwährenden Reduktion abschaltbarer Leistungen. Zudem haben Gaslieferverträge meist kürzere Laufzeiten als die Leistungsplanungen der VNB, so dass kaum mehr gesicherte abschaltbare Leistungen bei der Planung berücksichtigt werden können.

3.5.5 Entwicklung des Gaspreises

Im Haushaltsbereich und für GHD zeigen sich keine so deutlichen Preisunterschiede für den Energieeinkauf wie bei der Industrie. Dennoch zeigt **Abbildung 3-19**, dass Erdgas nicht nur heute, sondern auch zukünftig nach der Energierferenzprognose günstiger als Heizöl sein wird. Pellets- und Fernwärmepreise orientieren sich an Erdgas- bzw. Heizölpreisen, daher ist zu erwarten, dass sich dadurch das Preisgefüge kaum verändern wird.

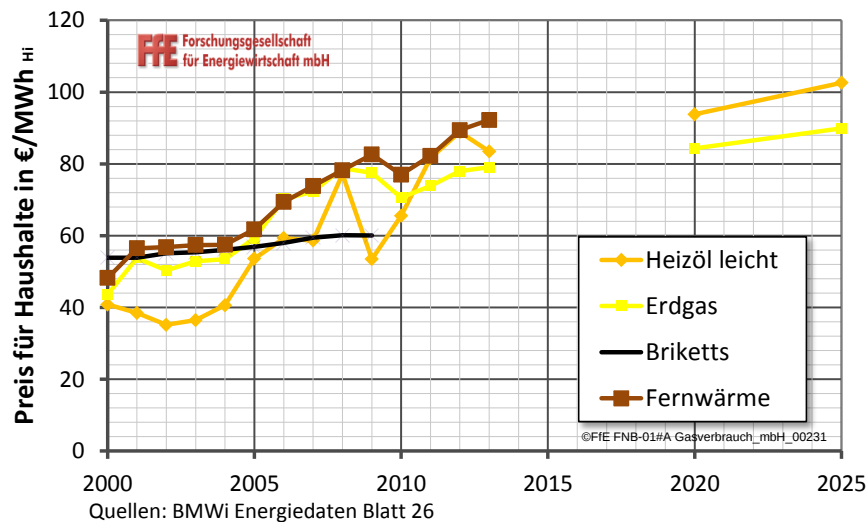


Abbildung 3-19: *Historische und zukünftige Entwicklung der Energiepreise für Haushalte /BMWl-02 14/, Energiereferenzprognose*

Es ist anzunehmen, dass die Entwicklung des Gaspreises im Betrachtungszeitraum zu keinen deutlichen Auswirkungen auf die Vollbenutzungsstunden führen wird, da Erdgas weiterhin günstig bleiben wird und damit keine preislichen Anreize zum Umstieg auf einen anderen Energieträger vorhanden sind.

3.5.6 Wechselbereitschaft der Erdgaskunden zu anderen Energieträgern

Neben den preislichen Vorteilen gibt es auch mehrere weiche Kriterien, welche Kunden bei einem anstehenden Heizkesseltausch zu einem Umstieg auf Erdgas bewegen können, einen Wechsel weg von Erdgas aber unattraktiv machen. Die im Folgenden skizzierten Faktoren sprechen für eine Beibehaltung von Erdgas als Energieträger:

- Bei Umstieg von Heizöl zu Erdgas werden Tankräume/Lagerräume frei (bei Umstieg weg vom Gas würde dieser Platz wieder benötigt, außer beim Wechsel zu Wärmepumpen)
- KWK-Anlagen können nicht günstig von Erdgas auf Heizöl umgestellt werden (Emissionen)
- Regenerative Brennstoffe sind für Dampferzeugung oft zu träge bzw. nur zur Grundlast geeignet
- Im Industriebereich werden Umstellungen erst nach mehreren Jahren Preisvorteil für einen Energieträger durchgeführt, bis 2025 werden keine Änderungen des Preisgefüges erwartet (siehe Abbildung 3-18)
- In privaten Haushalten und GHD gibt es kaum eine Umstellung auf neue Energieträger, da die Transaktionskosten häufig höher liegen als die erwartete Kosteneinsparung
- Im Neubau ist Preissensitivität nur einer von vielen Einflussfaktoren

3.6 Regionale Betrachtung

3.6.1 Postleitzonen

Die regionale Auflösung des Regionenmodells der FfE ist die Gemeindeebene (AGS - Amtlicher Gemeindeschlüssel). Gasnetze umfassen meist mehrere Gemeinden, daher ist eine Anpassung der Granularität durch Zusammenfassung mehrerer Gemeinden sinnvoll. Mit einer zu starken Zusammenfassung der Daten gehen regionale Unterschiede verloren, eine zu geringe Zusammenfassung der Daten gibt die Struktur von Erdgasnetzen unzureichend wieder und erschwert die Analyse größerer Netze. Die Analyse der bei diesem Projekt genutzten Daten der VNB haben gezeigt, dass auch die Aggregierung auf Landkreisebene (395 Landkreise in Deutschland) noch zu fein ist. Daher wurden die Daten auf die 95 deutschen Postleitzonen zusammengefasst. Die Postleitzonen entsprechen den ersten zwei Stellen der Postleitzahlen (siehe **Abbildung 3-20**).

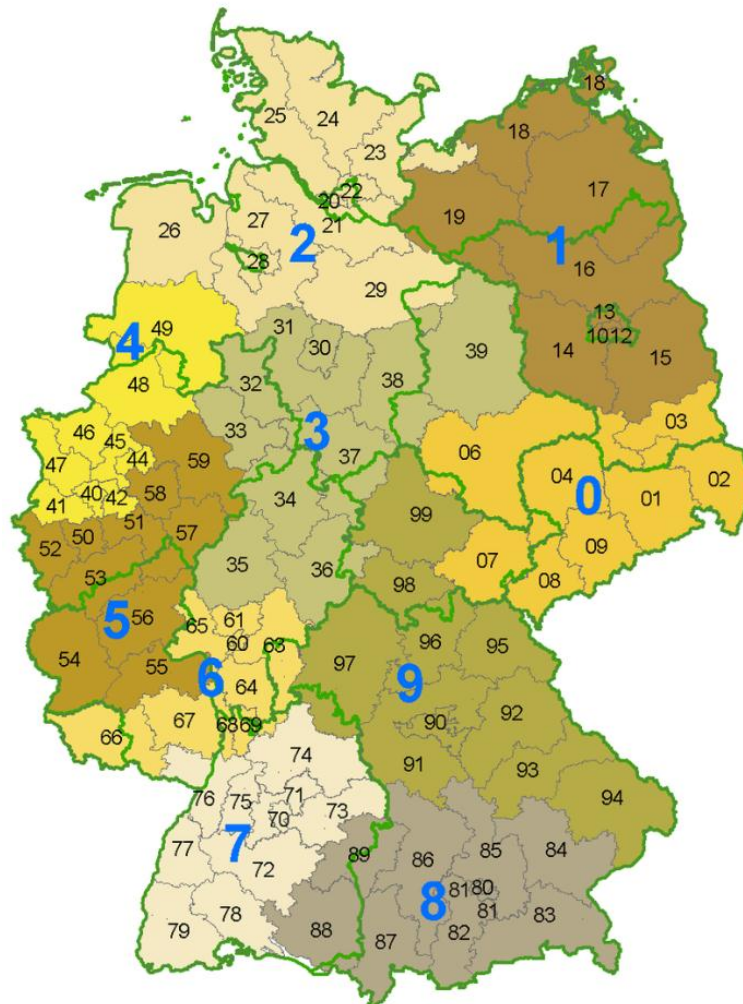


Abbildung 3-20: *Postleitzonen und –regionen „German postcode information“*
/WIKI-01 03/

Große Städte wie Berlin, Hamburg, Frankfurt, Stuttgart und München haben zwei Postleitregionen, die jeweils zu einer Region zusammengefasst wurden.

3.6.2 Regionalisierung der Fortschreibungen

Zur Aufteilung der Änderungen des Energieverbrauchs der Energiereferenzprognose auf die Regionen wurden verschiedene Parameter geprüft. Es hat sich gezeigt, dass die Bevölkerungsentwicklung und die Anzahl der Erwerbstätigen als Indikator genutzt werden können. So wurde die Fortschreibung der Wohnflächen bzw. der Neubau über die Bevölkerungsentwicklung durchgeführt.

Die Prüfung des Zusammenhangs der Bevölkerungsentwicklung und der Anzahl der Erwerbstätigen in **Abbildung 3-21** ergab einen linearen Zusammenhang. Dies lässt darauf schließen, dass für beide Größen die gleichen Ausgangsparameter genutzt wurden, bzw. eine Größe von der anderen abhängig ist.

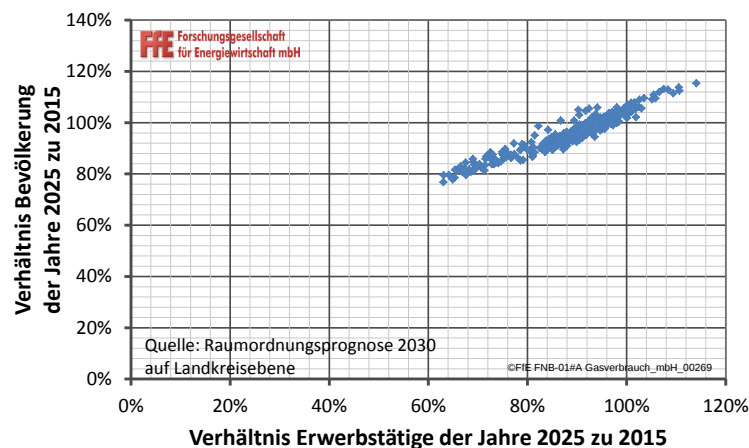


Abbildung 3-21: *Linearer Zusammenhang zwischen der Bevölkerungsentwicklung und der Entwicklung der Erwerbstätigen auf Gemeindeebene*

Dieser Zusammenhang wurde im Projekt zu einer Vereinfachung genutzt, um die Zusammenhänge einfacher strukturieren und damit mögliche Fehlerquellen ausschließen zu können. So wurde die Bevölkerungsentwicklung auch als Index zur regionalen Entwicklung des Sektors GHD genutzt.

3.6.3 Nachverdichtung

Die Diskussionen der das Projekt begleitenden Expertengruppe haben gezeigt, dass der Anschluss neuer Kunden einen wichtigen Aspekt in den Verteilnetzen darstellt. Die Energiereferenzprognose stellt in Tabelle 3.2.3.3.1-5 die Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes dar. Darin steigt die mit Erdgas beheizte Wohnfläche von 1.874 Mio. qm im Jahr 2011 auf 2.063 Mio. qm im Jahr 2025 an. Dieser Anstieg ist mit ca. 10 % in 24 Jahren deutlich höher wie der Anstieg der insgesamt beheizten Flächen mit 5,7 %. Dies ergibt sich aus einer hohen Anschlussquote bei Neubauten, sowie der Energieträgersubstitution von z. B. Heizöl auf Erdgas bei Bestandsgebäuden.

Durch die Beschreibung der Entwicklung Deutschlands mit einem Top-Down Ansatz können auf Basis der Energiereferenzprognose keine Aussagen für einzelne Netze getroffen werden. Aus diesem Grund wurde in dem Excel-Tool, das es erlaubt die Studienergebnisse auf einzelne Netze anzuwenden, die Möglichkeit gegeben, individuelle Anpassungen durch Nachverdichtung für die Sektoren private Haushalte, Industrie und GHD anzugeben.

4 Zukünftige Entwicklung des Leistungsbedarfs

Als Basis für die zukünftige Entwicklung des Leistungsbedarfs wurde die Verbrauchsentwicklung nach der Energiereferenzprognose herangezogen. Es finden sich dort unterschiedliche Annahmen für den jeweiligen Sektor. Mit Hilfe der Ergebnisse aus der Studie wurde der Verbrauch in einen Leistungsbedarf umgewandelt.

4.1 Verbrauch nach Energiereferenzprognose

In der Energiereferenzprognose wird von einem allgemeinen Rückgang des Gasverbrauchs durch Modernisierungsmaßnahmen ausgegangen. Die Verbräuche der Sektoren private Haushalte (pHH), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und Industrie weisen hierbei unterschiedliche Verläufe auf. Um eine Auswertung auf die Stützjahre 2015, 2020 und 2025 zu ermöglichen, wurden die Kennwerte linear fortgeschrieben.

In **Abbildung 4-1** ist zu erkennen, dass der Sektor GHD den höchsten Verbrauchsrückgang verzeichnet. Dies geschieht nach der Energiereferenzprognose hauptsächlich durch hohe Einsparungen im Bereich der Raumwärme auf Grund von Sanierungsmaßnahmen und durch die Nutzung neuer, energieeffizienterer Gebäude.

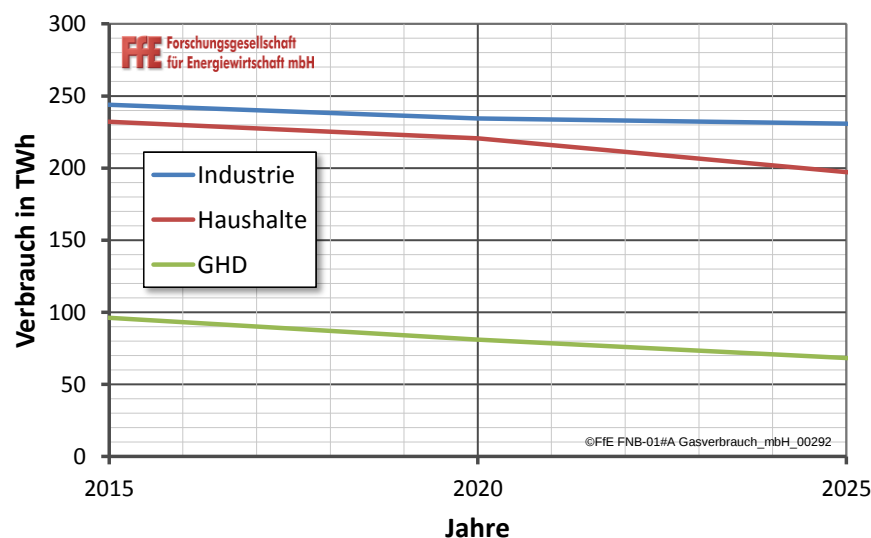


Abbildung 4-1: Verbrauchsentwicklung nach der Energiereferenzprognose, eigene Berechnungen

Im Bereich der privaten Haushalte wird ebenfalls von einem Verbrauchsrückgang ausgegangen. Die energetische Qualität der Gebäude, effizientere Heizanlagen und wärmeres Klima werden hier als Gründe für den Rückgang aufgeführt.

Für den Sektor Industrie, dessen Endenergieverbrauch durch die Erzeugung von Prozesswärme dominiert ist, wird von einem schwächeren Verbrauchsrückgang ausgegangen. Der Rückgang im Bereich der Prozesswärme ist durch die Optimierung der Verbrennungsprozesse bedingt. Ein Beispiel hierfür ist die Wärmerückgewinnung.

4.2 SLP/RLM Anteile

Um die deutschlandweite Entwicklung des Leistungsbedarfs in Analogie zur künftigen Entwicklung des Bedarfs der VNB darzustellen, wurden die Sektoren pHH, GHD und Industrie getrennt untersucht.

4.3 Entwicklung SLP

Der heutige Leistungsbedarf des SLP-Segments wird durch die Umrechnung des in der Energiereferenzprognose angenommenen Verbrauchrückgangs mit Hilfe der in /DFNB-01 13/ beschriebenen Vollbenutzungsstunden für private Haushalte berechnet. Es ergibt sich somit eine Leistung von 95 GW bei einem Verbrauch von 231 TWh für das Jahr 2015. Für die Jahre 2020 und 2025 wird in der Energiereferenzprognose, auf deren Energieverbräuche diese Studie basiert, von einer Verbrauchsentwicklung von -4,47 % (2020) und -14,60 % (2025) gegenüber dem Jahr 2015 ausgegangen. Die Vollbenutzungsstunden entwickeln sich für die Jahre 2020 und 2025 entsprechend den Ergebnissen der Untersuchungen. Für das Verhältnis von Einfamilienhäusern und Mehrfamilienhäuser wird nach Berechnungen angenommen, dass 58 % des Verbrauchs von pHH Einfamilienhäusern zuzurechnen ist und 42 % Mehrfamilienhäuser /FFE-21 10/.

Durch diesen Rückgang bedingt sich ebenfalls ein Rückgang der Leistungsnachfrage. Der maximale Leistungsbedarf für private Haushalte verringert sich demnach bis 2020 um 1,30 % und bis 2025 um 5,41 %.

Tabelle 4-1: *Entwicklung von Energie und Leistung für private Haushalte aus Modellrechnung für Deutschland*

	2015	2020	2025
Verbrauch in TWh	231	221	197
Leistung in GW	95	94	90
Resultierende Vollbenutzungsstunden	2.420	2.342	2.185

Für die Jahre 2020 bis 2025 ergibt sich für Deutschland im Mittel ein Faktor zwischen Verbrauchsreduktion und Leistungsreduktion durch energetische Maßnahmen im Gebäudebestand von etwa 3:1.

4.4 Entwicklung RLM

Die Differenzierung der Sektoren GHD und Industrie im RLM-Segment zieht entsprechend der zugrunde gelegten Energieverbräuche der Energiereferenzprognose unterschiedliche Entwicklungen der Verbräuche beider Sektoren nach sich. Für den Sektor Industrie wird mit einem Rückgang von knapp 5 % bis 2025 gerechnet. Der Rückgang im Sektor GHD wird mit knapp 28 % bewertet.

Die Leistungsentwicklung im Bereich Industrie kann nach Erkenntnissen aus der Studie nicht eindeutig beschrieben werden. Aus diesem Grund werden zwei verschiedene Entwicklungspfade aufgezeigt, wie sich der Leistungsbedarf in der Industrie in Zukunft entwickeln könnte. Einerseits wird angenommen, dass das Verhältnis von Energie zu Leistung für Industriebetriebe konstant bleibt. Andererseits

wird angenommen, dass der Leistungsbedarf der Betriebe unverändert bleibt, auch wenn der Energieverbrauch sinkt. So wäre es möglich, dass sich auch in diesem Fall die Vollbenutzungsstunden dynamisch entwickeln werden.

Die Entwicklung des Leistungsbedarfs des Sektors GHD wird auf Basis der Annahme für einen Verbrauchsrückgang aufgrund von Sanierungsmaßnahmen und Gebäudewechsels (u.a. durch Umzug) beschrieben. Durch Sanierungen und durch den Bezug energetisch effizienterer Gebäude verändert sich auch das Verhältnis von Energie zu Leistung. Es wird hier auf die Analogie zum Sektor private Haushalte verwiesen. Im Sektor GHD spiegelt sich die Reduzierung des Verbrauchs um 28 % bis 2025 in einer Reduzierung des Leistungsbedarfs um 18 % wider.

Tabelle 4-2: *Entwicklung von Energie und Leistung für den Sektor GHD aus Modellrechnung für Deutschland*

	2015	2020	2025
Verbrauch in TWh	95	81	68
Leistung in GW	37	33	30
Resultierende Vollbenutzungsstunden	2.560	2.436	2.265

Für die Jahre 2020 bis 2025 ergibt sich für Deutschland im Mittel ein Faktor zwischen Verbrauchsreduktion und Leistungsreduktion durch energetische Maßnahmen im GHD-Sektor von etwa 3:2.

4.5 Studienergebnisse

Zusammengefasst ergeben die Berechnungen die in **Abbildung 4-2** (bzw. skaliertes y-Achse zur Detailansicht in **Abbildung 4-3**) beschriebenen Zusammenhänge. Es wird einerseits die Entwicklung des Verbrauchs auf Basis der Energiereferenzprognose dargestellt, andererseits die darauf basierende und mit den Ergebnissen der vorherigen Kapitel erarbeitete Entwicklung des Leistungsbedarfs.

Es werden drei verschiedenen Geraden für die Entwicklung des Leistungsbedarfs gezeigt. Um eine Vergleichbarkeit zu bisherigen Annahmen aufzuzeigen, wird die Entwicklung des Leistungsbedarfs dargestellt, wie sie sich bei einer Anwendung konstanter Vollbenutzungsstunden auf alle Sektoren ergeben würde. Die Ergebnisse der Studie mit unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung des Leistungsbedarfs in der Industrie sind in zwei weiteren Geraden aufgezeichnet. Die Darstellung der Verbrauchsänderung nach der Energiereferenzprognose visualisiert die Abweichung, die durch die Anwendung dynamischer Vollbenutzungsstunden entsteht.

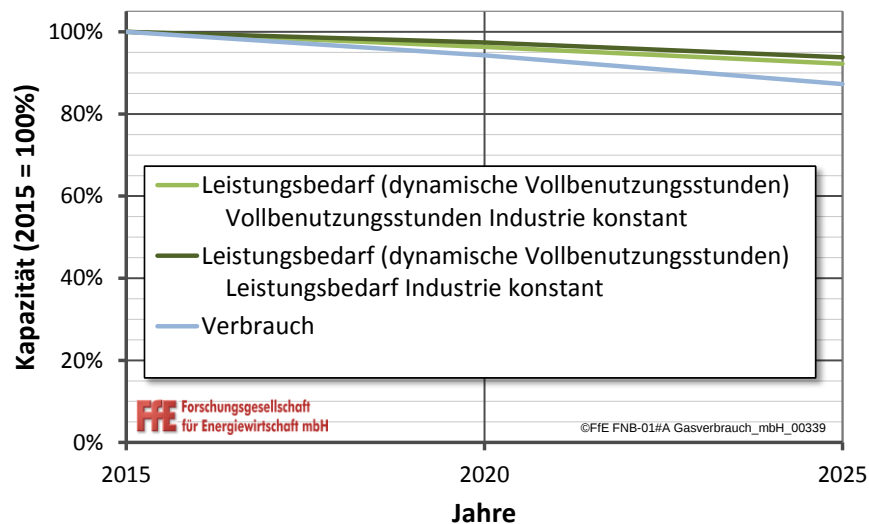


Abbildung 4-2: *Entwicklung von Verbrauch und Leistungsbedarf aller Sektoren in Deutschland mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden*

Die beiden der Studie entsprungenen Entwicklungspfade (grün) weisen den Leistungsbedarf für zwei unterschiedliche Annahmen aus. Geht man von einem unveränderten Bezugsverhalten der Industriekunden aus, ergibt sich die Leistungsreduktion, die durch die untere der beiden Geraden dargestellt wird. Geht man jedoch davon aus, dass die Leistung der Industriekunden unverändert bleibt, wenn eine Verbrauchsreduktion angenommen wird, ergibt sich die obere, in grün dargestellte Entwicklung.

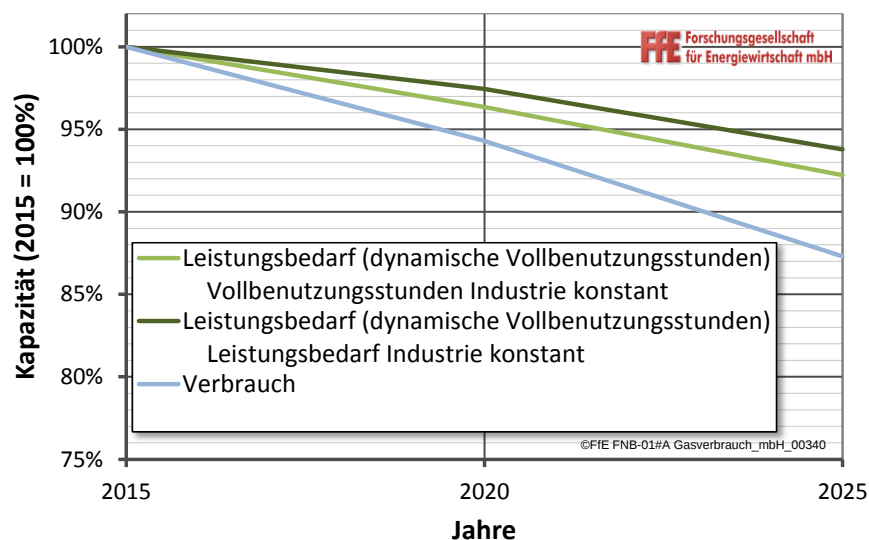


Abbildung 4-3: *Entwicklung von Verbrauch und Leistungsbedarf Deutschland (Detailansicht zu Abbildung 4-2)*

Die den beiden Diagrammen zu Grunde liegenden Zahlenwerte sind in **Tabelle 4-3** dargestellt. Der Verbrauch ergibt sich aus der Summe des Verbrauchs der Sektoren Industrie, GHD und Haushalte in der Energiereferenzprognose.

Tabelle 4-3: *Zahlenwerte Entwicklung Leistungsbedarf in Deutschland auf Basis der Energiereferenzprognose*

	2015	2020	2025
Verbrauch gesamt	100%	94,3%	87,3%
Leistung bei konstanten Vollbenutzungsstunden	100%	93,9%	85,9%
Leistung bei konstanten Vollbenutzungsstunden Industrie	100%	96,3%	92,2%
Leistung bei konstanter Leistung Industrie	100%	97,4%	93,8%

Für die Jahre 2020 und 2025 ergibt sich für Deutschland im Mittel ein Faktor zwischen Verbrauchsreduktion und Leistungsreduktion von etwa 1,6:1 bis 2,1:1. Der erste Wert gilt für die Annahme, dass die Vollbenutzungsstunden in der Industrie konstant bleiben, der zweite für einen konstanten Leistungsbedarf der Industrie.

5 Erstellung Tool

Die Berechnungen der Leistungsbedarfsentwicklung für Deutschland wurden auf einem eigens hierzu aufgebautem Tool durchgeführt, das den Projektteilnehmern übergeben wird. Es erlaubt die regionale Darstellung der für Deutschland gefundenen Ergebnisse, sowie eine individuelle Anpassung der Entwicklung durch die VNB. Die regionale Darstellung wird ermöglicht, indem die in der Studie gewonnenen Erkenntnisse auf regionale Entwicklungstrends angewendet werden. Regionale Trends werden durch das FfE-Regionenmodell bestimmt. Es liegen neben der Entwicklung von Bevölkerungszahlen auch Daten zur Entwicklung der Siedlungsstruktur und zur bestehenden Gebäudestruktur zu Grunde.

Die Entwicklung der Leistung wird dargestellt, indem die vom Benutzer eingegebenen Daten auf Basis der Entwicklung der Energiereferenzprognose fortgeschrieben werden. Durch Aufteilung des Verbrauchrückgangs auf die untersuchten Sanierungsmaßnahmen kann durch Anwenden des in der Studie berechneten Verhältnisses von Energie zu Leistung der Leistungsbedarf festgestellt werden.

Abbildung 5-1 und **Abbildung 5-2** zeigen die Bildschirmausgabe des Tools.

Der Gesamtverbrauch des Netzes wird in verschiedene Sektoren unterteilt. Es erfolgt eine getrennte Berechnung der Entwicklung der einzelnen Sektoren, ehe die Teilergebnisse in einer Aussage für die Entwicklung des gesamten Netzes zusammengefasst werden.

Format der Zellen:	
Eingabe	
Berechnung	
Fester Wert aus Studie	
Ausgabe	
Vorschlag FfE nach Energiereferenzprognose	

Eingabe obligatorisch:	Parameter Eingabe
Leistungsbedarf gesamt [in MW]	132.444
Leistungsbedarf SLP [in MW] (bei Bedarf: Restlast verwenden)	95.443
Leistungsbedarf RLM [in MW]	37.001
Leistungsbedarf Kraftwerke [in MW]	-
Verbrauch gesamt [in MWh]	325.694.444
Verbrauch SLP [in MWh]	230.972.222
Verbrauch RLM ohne Kraftwerke [in MWh]	94.722.222
Entwicklung der Volllaststunden in der Industrie	Berechnung über konstante Vollbenutzungsstunden Berechnung über konstante Vollbenutzungsstunden
Erste 2 Stellen der PLZ des Netzgebiets (PLZ2-Gebiet)	00
Optional: Bei Überschneidung zweites PLZ2-Gebiet	
Anteil an Verbrauch erstes PLZ2-Gebiet [in %]	100%
Erste 2 Stellen des zweiten PLZ2 - Gebiets	
Anteil an Verbrauch zweites PLZ2-Gebiet (keine Eingabe, zur Kontrolle)	0%
Kundenwerte EFH (Summe aller Ausprägungen) [in MWh]	520.000,00
Kundenwerte MFH (Summe aller Ausprägungen) [in MWh]	480.000,00
Kundenwerte Gewerbe/GHD [in MWh]	-
Anteil des GHD-Verbrauchs an Verbrauch RLM [in %] (ohne Erzeugungsanlagen bzw. Kraftwerke)	100%
Auslegungstemperatur [in °C]	-10

Eingabe optional	Parameter Eingabe [in % pro Jahr bezogen auf jeweiligen Sektor]
<u>Nachverdichtung (Neuanschluss von Verbrauchern durch Umstieg auf Erdgas)</u>	
Quote Nachverdichtung Industrie [in % vom Bestand Industrie, pro Jahr]	
Vorschlag nach Referenzprognose	
Quote Nachverdichtung GHD [in % vom Bestand GHD, pro Jahr]	
Vorschlag nach Referenzprognose	
Quote Nachverdichtung HH [in % vom Bestand HH, pro Jahr]	
Vorschlag nach Referenzprognose	
<u>Änderung des Energieverbrauchs entsprechend Referenzprognose (regionales Wachstum sowie Sanierung bereits berücksichtigt)</u>	
Verbrauchsänderung Industrie (energetische Änderung) [in % pro Jahr]	
Vorschlag nach Referenzprognose [in % pro Jahr]	-0,50%
Verbrauchsänderung GHD (energetische Änderung) [in % pro Jahr]	
Vorschlag nach Referenzprognose [in % pro Jahr]	-2,79%
<u>Neubauquoten von privaten Haushalten</u>	
Neubauquote EFH [in % vom Bestand EFH pro Jahr]	
Vorschlag nach Referenzprognose [in % pro Jahr]	0,74%
Neubauquote MFH [in % vom Bestand MFH pro Jahr]	
Vorschlag nach Referenzprognose [in % pro Jahr]	0,75%

Abbildung 5-1: Screenshot des Tools – Eingabefelder

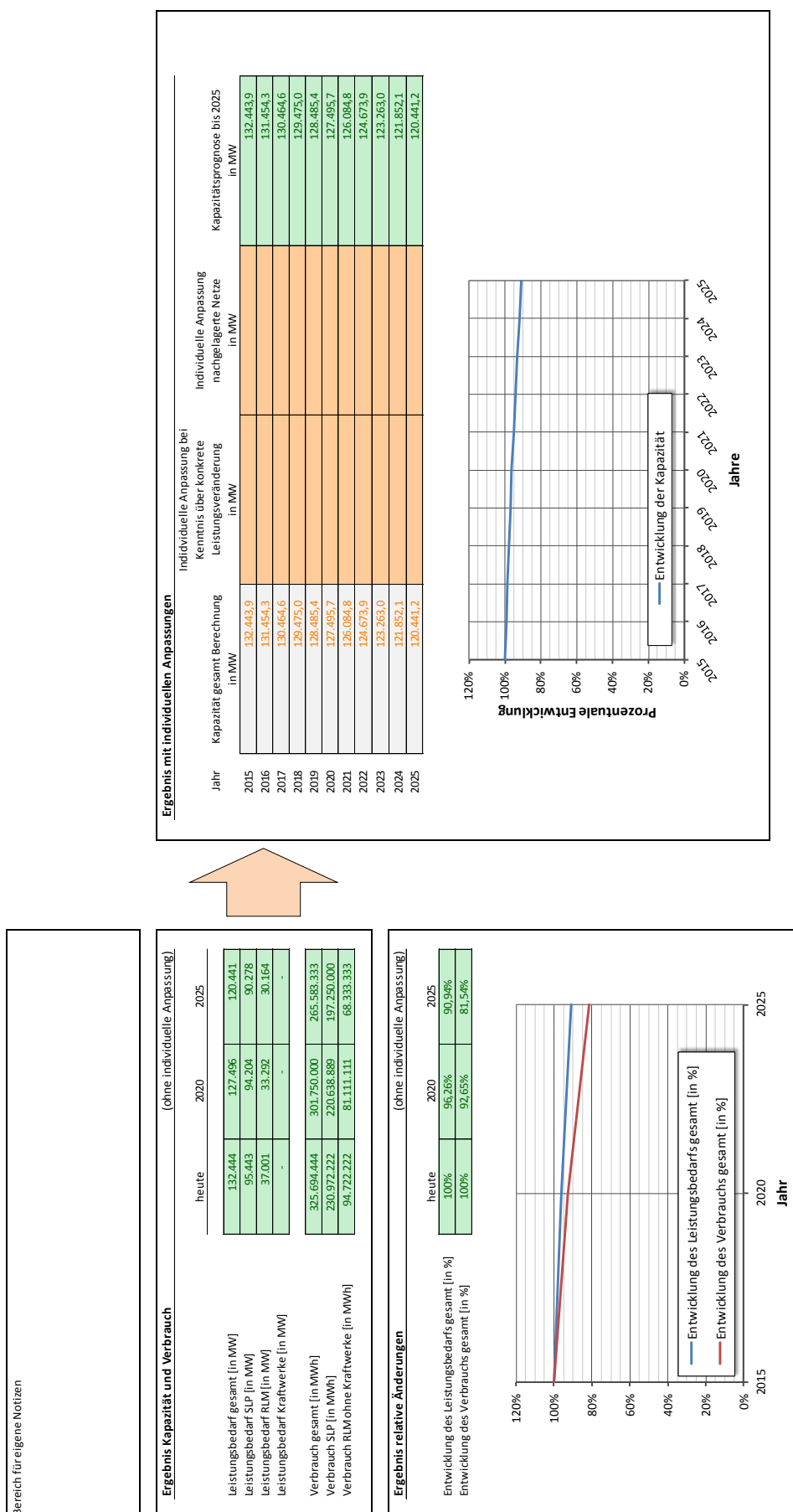


Abbildung 5-2: Screenshot des Tools – Ausgabefelder und individuelle Anpassungen

5.1 Eingabeparameter Benutzer

Der Benutzer hat im Tool die Möglichkeit durch Eingabe verschiedener Parameter Startwerte für die anschließenden Berechnungen einzugeben. Die Eingabedaten werden in zwei Kategorien unterteilt. Anfangs werden zwingend notwendige Daten zur Berechnung abgefragt. Diese Daten umfassen allgemeine Angaben zu Verbrauch, Leistungsbedarf und Struktur des Netzes.

Die Berechnung erfolgt auf Basis der Verbrauchsdaten eines Jahres mit mittlerem Gesamtverbrauch. Dies ist insofern wichtig, als dass der Verbrauch, der angegeben wird, für die Zukunft fortgeschrieben wird. Das bedeutet, dass, sollte beispielsweise ein Jahr mit einem verhältnismäßig geringen Verbrauch ausgewählt werden, davon ausgegangen wird, dass die Jahre in Zukunft einen ähnlichen, verhältnismäßig geringen Verbrauch aufweisen. Aus diesem Grund eignet sich ein mittleres Jahr am besten zur Fortschreibung in die Zukunft. Untersuchungen der Gradtagszahlen haben gezeigt, dass die Jahre 2012 und 2013 knapp um das langjährige Mittel liegen. Aus diesem Grund empfiehlt es sich, den Mittelwert des Verbrauchs dieser beiden Jahre zu wählen.

Für die Berechnung werden der Gesamtverbrauch, der Verbrauch des SLP-Segments und des RLM-Segments abzüglich der Kraftwerkskunden benötigt.

Zur Berechnung netzspezifischer Startwerte wird die Eingabe der jeweils korrespondierenden Leistungen benötigt. Mit ihrer Hilfe werden die Vollbenutzungsstunden der jeweiligen Segmente und Sektoren bestimmt. Sie werden anschließend ebenfalls für die Zukunft fortgeschrieben und bilden somit den Kern dynamischer Vollbenutzungsstunden.

Durch die Angabe der ersten 2 Stellen der Postleitzahl werden regionenspezifische Parameter angewendet. Sie haben Einfluss auf die Verbrauchsentwicklung von Industrie, GHD sowie auf die Entwicklung von Verbrauch und Leistung der Region im SLP-Segment. Es gibt hierbei die Möglichkeit zwei Regionen auszuwählen, sollte ein signifikanter Teil des Netzes in einer zweiten Region liegen und deshalb für diesen Teil eine andere Entwicklung unterstellt werden, als für das erste Teilgebiet. Hierbei muss zusätzlich die verbrauchsmäßige Aufteilung des Netzes auf die zwei Regionen angegeben werden.

Damit eine separate Betrachtung von Einfamilienhäusern (EFH), Mehrfamilienhäusern (MFH), des Sektors GHD und des Sektors Industrie erfolgen kann, müssen deren Anteile am Gesamtverbrauch bekannt sein. Die Aufteilung im SLP-Segment erfolgt durch die Angabe der Kundenwerte, die in die Maske eingetragen werden müssen. Es wird hierbei nicht nach verschiedenen Ausprägungen der Profile unterschieden. So werden jeweils die Summen der betrachteten Profile für EFH, MFH und das Summenprofil GHD abgefragt.

Um die Unterteilung des RLM-Segments zu gewährleisten, wird der verbrauchsmäßige Anteil der GHD-Kunden im RLM-Segment abgefragt. Diese charakterisieren sich durch ein haushaltsähnliches Verbrauchsverhalten, das einen hohen Anteil von Raumwärmebedarf gegenüber von Prozesswärme aufweist.

Zusätzlich wird durch Angabe der Auslegungstemperatur der Tatsache Rechnung getragen, dass Gebäude in Regionen unterschiedlicher Auslegungstemperaturen nicht das gleiche Verhältnis von Energie zu Leistung aufweisen.

Zusätzlich zu diesen 12 bzw. 14 obligatorischen Parameter kann der Benutzer die getroffenen Annahmen durch die Eingabe optionaler Parameter beeinflussen.

Da die Nachverdichtung (Neuanschluss bestehender Verbraucher) in den meisten Netzen eine wichtige Rolle spielt, wurde hier noch die Möglichkeit gegeben einen prozentualen Anteil anzugeben, mit dem neue Kunden an das Netz angeschlossen werden können. Diese Quote betrifft Kunden, die bisher noch über keinen Erdgasanschluss verfügen. Eine Eingabe entspricht der individuellen Anpassung, wie sie in den Spalten Q17 bis Q26 erfolgen kann. Der Unterschied besteht darin, dass hier eine prozentuale Änderung erfolgt, während in der individuellen Anpassung eine konkrete Leistungsänderung in MW angegeben werden kann.

Zusätzlich können die Entwicklung der Verbräuche der Industrieverbraucher und der GHD-Verbraucher, die Neubauquoten für EFH und MFH angegeben werden. Die Eingabe dieser Parameter ist nicht zwingend. Sollte keine Eingabe erfolgen, werden die Werte verwendet, wie sie als Vorschläge angegeben werden.

5.2 Mathematische Verknüpfungen

In dem Tool sind neben den hinterlegten, in der Studie berechneten Annahmen verschiedene Verknüpfungen hinterlegt, welche die Berechnung des Leistungsbedarfs ermöglichen. Die Berechnungen erfolgen jeweils auf eigenen Tabellenblättern, die bei einer späteren Verwendung verborgen werden können. In das Tabellenblatt „aus_Eingabeparameter“ werden im ersten Schritt alle Eingabeparameter übertragen. Dort werden auch alle berechneten Ausgabeparameter hinterlegt, um einen Verweis auf unterschiedliche Blätter zu vermeiden. Es werden folgende vier Verrechnungen vorgenommen: Die optionalen Parameter werden über eine Skalierung zu Faktoren umgeformt, die mit den hinterlegten Daten multipliziert werden. Die Faktoren Neubau EFH und MFH bestimmen den Anteil zu dem die angenommenen Neubauten zum Bestand addiert werden. Der Faktor SLP für den Sektor GHD bestimmt, wie der Verbrauch der GHD-Verbraucher im SLP-Segment gegenüber den ursprünglichen Annahmen modifiziert wird.

5.2.1 Berechnungen SLP

Im Tabellenblatt „Vollbenutzungsstunden_SLP“ werden die Vollbenutzungsstunden des SLP-Segments berechnet. In Zelle C4 wird die Zahl der Vollbenutzungsstunden des gesamten SLP-Segments ausgewiesen. Sie berechnet sich aus Verbrauch dividiert durch den Leistungsbedarf des Segments. In den Zellen A24 bis E33 werden Zellen aus dem Tabellenblatt „Input_SLP“ geladen. Hier findet die Aufteilung von Leistung und Verbrauch für die unterschiedlichen PLZ2-Gebiete statt. Es wird jeweils der verbrauchmäßige Anteil der Region auf Leistung und Verbrauch multipliziert, und so der jeweilige Anteil auf die zwei PLZ2-Gebiete aufgeteilt.

In den Zellen A36 bis C45 werden die Eingangsdaten importiert, die im Tabellenblatt „Kennwerte Kundenprofile“ hinterlegt wurden. Bei den hinterlegten Daten handelt es

sich um ausgerollte Kundenprofile von EFH, MFH und dem Summenprofil GHD für verschiedene Auslegungstemperaturen. Die Verbräuche sind jeweils auf 1000 MWh normiert. Sie werden im gleichen Schritt mit den eingegebenen Kundenwerten multipliziert. In späteren Rechnungen wird nunmehr nur das Verhältnis dieser Werte zueinander verwendet, weshalb es bei der Eingabe der Kundenwerte auch möglich ist, einen prozentualen Anteil oder ein Verhältnis anzugeben.

Die vom Benutzer eingegeben Werte zu Verbrauch und Leistung werden in die Zellen C18 und C20 übertragen. Es wird jeweils der Verbrauch und die Leistung über das Verhältnis der Kundenwerte der Bereiche EFH, MFH und GHD berechnet. Die resultierenden Werte befinden sich in den Zellen C8 bis C10 und C13 bis C15. Für die Fortschreibung der Werte für die Jahre 2020 und 2025 wird nach dem gleichen Prinzip verfahren. Der Eingangswert wird auf die in den Daten hinterlegten Fortschreibungen gegenüber 2015 skaliert. Somit ergibt sich die netzspezifische Veränderung von Verbrauch und Leistung für die drei verschiedenen Kundentypen. Die Vollbenutzungsstunden für das Segment SLP werden anschließend über die Summe der errechneten Verbräuche dividiert durch die Summe der Leistungen errechnet. Die Formeln in C8 bis E8 sind durch Abstandshalter übersichtlicher gestaltet, um die Berechnung nachvollziehbarer zu gestalten.

Im nächsten Schritt wird der Verbrauch des SLP-Segments bestimmt. Hierfür wird die Summe der Einzelbereiche gebildet und mit der Quote für Nachverdichtung beaufschlagt (jeweils multipliziert mit dem Faktor 5 für 2020 oder dem Faktor 10 für 2025). Der resultierende Wert, dividiert durch die Vollbenutzungsstunden, ergibt den Leistungsbedarf des SLP-Segments.

In dem Tabellenblatt „Input SLP“ sind die Erkenntnisse aus der Studie für Haushalte und den Sektor GHD hinterlegt. In der Spalte C finden sich die PLZ2-Gebiete wieder. Die Ziffernfolge „00“ beschreibt die Entwicklung für ganz Deutschland. Die hier hinterlegten Werte resultieren aus einer Verknüpfung der Annahmen zur Entwicklung einzelner Gebäudetypen, deren Auftrittshäufigkeit in verschiedenen Regionen, deren Baualter und deren Sanierungsstand mit den für verschiedene Sanierungsmaßnahmen untersuchten Entwicklungen von Verbrauch und Leistungsbedarf. Es wird jeweils unterschieden zwischen Bestand und Neubau. Resultieren durch die Eingabe des Benutzers Neubaufaktoren (A5 und A7) ungleich eins, werden Leistung und Verbrauch für die Neubauten mit diesem Faktor belegt, sodass sie bei der späteren Addition mit den Bedarfs- und Verbrauchszahlen des Bestands eine andere Gewichtung bekommen.

Da für die Entwicklung des Sektors GHD keine detaillierten Daten hinterlegt waren, wurde für alle Regionen die gleiche Veränderung angenommen. Sie resultiert aus der Annahme, dass die Einsparungen in diesem Sektor vorrangig durch Sanierungen erzielt werden.

5.2.2 Berechnungen RLM

Die Berechnungen des RLM-Segments finden in dem Tabellenblatt „Vollbenutzungsstunden RLM“ statt. Grundlage bildet der Import von Verbrauch und Leistung aus den Eingabeparametern des Benutzers. Das RLM-Segment ist unterteilt in die Sektoren GHD und Industrie. Kraftwerkskunden sollten bereits bei der Eingabe herausgerechnet werden. Für sie wird ein konstanter Leistungsbedarf angenommen.

Durch den vom Benutzer angegebenen Anteil der GHD am verbleibenden RLM-Verbrauch wird der Verbrauch des RLM-Segments auf Industrie und GHD aufgeteilt. Um eine Berechnung des Leistungsbedarfs durchzuführen wird für die Verbraucher des GHD-Sektors angenommen, dass sie sich verhalten, wie die GHD-Verbraucher des SLP-Segments. Deshalb wird für sie die Vollbenutzungsstundenzahl aus den SLP-Berechnungen übernommen. Die Vollbenutzungsstunden des Industrie-Sektors werden berechnet, indem der Industrieverbrauch durch die Leistung der Industriekunden dividiert wird. Diese ergibt sich aus der Differenz der Leistungen des gesamten RLM-Segments und der Leistung der GHD-Kunden. Sollte für das Netz angegeben werden, dass das RLM-Segment zu 100 % aus Kunden besteht, die ein GHD-ähnliches Verhalten aufweisen, bei dem die Erzeugung von Raumwärme die Erzeugung von Prozesswärme überwiegt, werden die Vollbenutzungsstunden des GHD-Sektors mit den Vollbenutzungsstunden des gesamten RLM-Segments gleichgesetzt. Die Fortschreibung dieses Wertes findet durch die Skalierung auf Entwicklung des Verhältnisses aus dem SLP-Bereich statt. Die letztendlich auf den RLM-Sektor angewendeten Vollbenutzungsstunden finden sich in den Zellen C5 bis E5.

Da der Benutzer für den RLM-Sektor jeweils die Möglichkeit einer individuellen Anpassung der vorgeschlagenen Werte hat, werden diese aus dem Blatt „Input GHD&Industrie“ zuerst in das Tabellenblatt „aus_Eingabeparameter“ übertragen. Dort findet anhand der vom Benutzer eingegebenen Daten eine Skalierung der importierten Verbrauchsänderung statt. In diesem Schritt wird ebenfalls die Aufteilung des Netzes auf zwei unterschiedliche PLZ2-Gebiete betrachtet. Die Verbrauchsänderung, die letztendlich verwendet wird, wird aus dem gewichteten Mittelwert der Trends der beiden Gebiete berechnet (Zellen G4 und H4 sowie G6 und H6). Der resultierende Wert wird anschließend mit den Verbräuchen für 2020 und 2025 im Tabellenblatt „Vollbenutzungsstunden RLM“ in den Zellen D18 und E18 multipliziert. Hierbei wird der Wert für das mittlere Jahr 2020 durch Skalierung des durch den Benutzer eingegebenen Werts mit der Entwicklung nach der Energiereferenzprognose angegeben.

Die Multiplikation der Faktoren für Nachverdichtung, die vom Benutzer für die Sektoren GHD und Industrie angegeben werden können, findet ebenfalls in diesem Tabellenblatt statt. Durch Nachverdichtung verändern sich die Vollbenutzungsstunden nicht. Rechnerisch wird der Verbrauch mit dem Faktor beaufschlagt, der sich aus der Summe von eins mit der eingegebenen prozentualen Veränderung für den jeweiligen Zeitraum ergibt (D17, D18, E17 und E18). Durch die Division mit der Vollbenutzungsstundenzahl verändert sich auch die Leistung entsprechend der angegebenen Entwicklung.

Um die Ungewissheit für die Entwicklung des Verhältnisses von Energie zu Leistung für die Industriekunden anzugeben, wird, je nach Auswahl des Benutzers, entweder mit einer konstanten Vollbenutzungsstundenzahl, oder mit einer konstanten Leistungsnachfrage gerechnet. Wird eine konstante Leistungsnachfrage gewünscht, wird diese im Falle einer angegebenen Nachverdichtung entsprechend erhöht. Die „Wenn-Abfragen“ in den Zellen D13 und E13 überprüfen den Index der durch die Auswahl der Berechnungsmethode entspringt. Je nach Fall wird entweder mit dem Energie/Leistungsquotienten des Startjahres, oder einer konstanten Leistung gerechnet.

5.3 Verwendungshinweise für das Tool

Zentraler Ansatzpunkt ist, dass die 10-jährige Langfristprognose dezentral von den VNB Bottom-up vorgenommen wird, da die VNB die besten Kenntnisse zu den Verteilnetzen und ihren Netzkunden haben.

Die deutschlandweiten Studienergebnisse bieten den VNB eine Grundlage zur Ermittlung ihrer 10-jahres Langfristprognose. Um netzspezifische Besonderheiten, relevante Abweichungen vom deutschlandweiten Trend und mögliche Wachstumspotentiale angemessen berücksichtigen zu können, ist das hier beschriebene Excel-Tool so aufgebaut, dass alle Eingabefelder zu den einzelnen Netzkundensegmenten vom VNB individuell mit eigenen Werten belegt werden können.

So ergibt sich für die VNB die Berücksichtigung von drei möglichen regionalen Entwicklungsoptionen:

- Entwicklung entsprechend der Referenzprognose
- Über die Referenzprognose hinausgehender Rückgang
- Im Gegensatz zur Referenzprognose regionales Wachstum des Leistungsbedarfs

6 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Studie wurde analysiert, wie sich die Vollbenutzungsstunden, also der Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und Leistung, bei Änderungen des Gasverbrauchs verhalten. Darauf aufbauend wurde der Leistungsbedarf der Erdgasversorgung Deutschlands bis zum Jahr 2025 unter den Rahmenbedingungen der Energiereferenzprognose modelliert.

Grundlage für die Untersuchungen waren detaillierte Netzdaten von 35 Erdgasnetzen, welche von 25 Verteilnetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden. Ergänzt wurde die Datenbasis durch das FfE Regionenmodell sowie durch simulationsgestützte Auswertungen zum Gebäudebestand.

Es hat sich gezeigt, dass für eine Auswertung bzw. Fortschreibung die alleinige Aufteilung der Kunden auf die Segmente SLP und RLM, welche eine reine Größenunterteilung darstellt, nicht zielführend ist. Stattdessen sind die einzelnen Sektoren wie Haushalte, Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistung mit ihrer jeweils homogenen Verbraucherstruktur zu verwenden.

Die Untersuchungen ergaben verschiedene Mechanismen, welche bei Verbrauchsänderungen die Vollbenutzungsstunden sowohl erhöhen als auch reduzieren können. Im Haushalts- und Gewerbebereich konnten typische Sanierungspakete identifiziert und deren Auswirkungen auf die Vollbenutzungsstunden beschrieben werden. Der Großteil der Sanierungsmaßnahmen führte zu einer Reduktion der Vollbenutzungsstunden.

Für den Sektor Industrie wurde gezeigt, dass keine typischen Maßnahmenpakete existieren. Der Neuanschluss bzw. die Stilllegung eines Betriebs oder die auslastungsbedingte Anlagennutzung können deutliche Auswirkungen auf den Leistungsbedarf von Netzen haben. Es lässt sich aber kein Trend zur Änderung der Vollbenutzungsstunden ableiten – es ist immer der Einzelfall zu prüfen.

Für Deutschland wird sich im Zeitraum von 2015 bis 2025 entsprechend den Rahmenbedingungen der Energiereferenzprognose ein Rückgang des Gasbedarfs von 12,7 % ergeben, der einen Rückgang des Leistungsbedarfs als Studienergebnis von 7,8 % (Annahme konstante Vollbenutzungsstunden in der Industrie) bis 6,2 % (Annahme konstanter Leistungsbezug in der Industrie) ergibt.

Bei Energieverbrauchsänderungen ist ein direkter Schluss auf die entsprechende Leistungsänderung (z. B. im Verhältnis 1:1) nicht zielführend. Die Untersuchungen ergaben deutliche sektorale Unterschiede, weshalb die Verwendung dynamischer Vollbenutzungsstunden zu empfehlen ist. So ergibt sich für die Jahre 2020 und 2025 für Deutschland im Mittel ein Faktor zwischen Verbrauchsreduktion und Leistungsreduktion von etwa 1,6:1 bis 2,1:1. Der erste Wert gilt für die Annahme, dass die Vollbenutzungsstunden in der Industrie konstant bleiben, der zweite Wert für eine konstante Leistungsentwicklung der Industrie.

Mit den Ergebnissen der Analysen wurde ein Excel-Tool mit regionaler Auflösung aufgebaut, welches den zukünftigen Leistungsbedarf von Verteilnetzen unter der

Prämisse der Entwicklung des Energieverbrauchs nach der Energiereferenzprognose modelliert.

Die Granularität der Energiereferenzprognose ist jedoch nicht so fein, dass darin einzelne Betriebe und deren zukünftiger Verbrauch bzw. deren Umstieg auf Erdgas betrachtet werden konnten. Daher kann es in Einzelfällen deutliche Abweichungen des Leistungsbedarfs von Verteilnetzen in beide Richtungen geben. Dies wurde in dem Tool durch die Möglichkeit zur Angabe eigener Parameter sowie individueller Anpassungen für die Sektoren private Haushalte, Industrie und GHD, berücksichtigt.

Die Genauigkeit von Szenarien ist häufig ein Kompromiss zwischen dem Aufwand für die Datenakquise und der benötigten Genauigkeit. Sie steigt mit höherer Datenqualität und kürzeren Betrachtungszeiträumen, kann aber wegen nicht fortschreibbaren Einflussgrößen wie Wetter, Wirtschaftsentwicklung und Nutzerverhalten nie punktgenau treffen. Der Zeitraum bis 2025 erscheint kurz genug für eine hohe Eintrittswahrscheinlichkeit. Andererseits hat sich auch gezeigt, dass die Verteilnetzbetreiber in der Regel keine Daten erheben, welche über die betriebsnotwendigen Daten hinausgehen. Eine genaue Branchenzuweisung der Gewerbebetriebe sowie Informationen über Alter, Größe und Sanierungszustand der versorgten Gebäude könnte die einzelnen Modellierungen des zukünftigen Leistungsbedarfs verfeinern.

7 Literaturverzeichnis

- ENREF-01 14 Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.
- DFNB-01 13 Netzentwicklungsplan Gas 2013 - Entwurf der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber. Berlin: Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber, 2013
- FFE-21 10 Beer, Michael; Schmid, Tobias: Das Regionenmodell - Neue Ansätze zur Modellierung von Energiesystemen in: BWK Bd. 62 (2010) Nr. 10. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2010
- IWU-01 07 Diefenbach, Nikolaus; Born, Rolf: Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2007
- POLYS-01 12 Polysun. Solarthermal Simulation - Begeistert planen und optimieren mit Polysun, der führenden Simulations-Software für solarthermische Energiesysteme. Hösbach: Vela Solaris, 2012
- BSW-04 12 Ebert, Volkmar; Günther, Roland; Kremer, Zsolt; Pajor, Raymond; Bauer, Dan; Drück, Harald; Sommer, Karola; Jahnke, Katy: Fahrplan Solarwärme - Strategie und Maßnahmen der Solarwärme-Branche für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2030. Berlin: BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2012
- FFE-41 12 Gobmaier, Thomas; Mauch, Wolfgang; Beer, Michael; von Roon, Serafin; Schmid, Tobias; Mezger, Tomás; Habermann, Jochen; Hohlenburger, Sebastian: Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens. München: FfE e.V., 2012
- FFE-08 07 Gobmaier, Thomas; Corradini, Roger: Strukturoptimierung in Ballungsgebieten - Energiebedarfsprognose für die Stadt München. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2007
- BMWI-02 14 Energiedaten: Gesamtausgabe - Stand: April 2014. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014
- DIN-02 03 Heizungsanlagen in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast Deutsche Fassung EN 12831:2003. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2003
- KOV-01 14 Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen – KOV VII. Berlin. 2014
- VDI-04 13 Andreas Bachor, et al.: Statusreport 2013 - Mikro-Kraft-WärmeKopplungsanlagen. Düsseldorf, VDI, 2013

NEPGAS-01 14 Jeremias Pressl, et al.: Netzentwicklungsplan Gas 2014. Berlin:
Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber, 2014