

Dokumentation der technischen Mengengerüste für die dena-Verteilnetzstudie II

Weichen für die Klimaneutralität in lokalen Energieinfrastrukturunternehmen – eine spartenübergreifende Analyse

Wuppertal, 31.01.2026

Die folgende, durch die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) beauftragte Dokumentation wurde erstellt durch



Dokumentation der technischen Mengengerüste für die dena-Verteilnetzstudie II

Herausgeber:

BMU Energy Consulting GmbH
Lise-Meitner-Straße 1–13
42119 Wuppertal

E-Mail: info@bmu-energy-consulting.de
Internet: www.bmu-energy-consulting.de

Autor:

Dr.-Ing. Björn Uhelmeyer

Redaktion:

Dr.-Ing. Friederike Wenderoth, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Stand:

01/2026

Dieses Dokument ist urheberrechtlich geschützt. Die Vervielfältigung oder Weitergabe richtet sich nach der Deed – Attribution 4.0 International – Creative Commons Lizenz, abrufbar unter: <https://share.google/cAMhi0z39su9RuCt5>.

Der kommerzielle Weiterverkauf des Dokumentes ist nicht gestattet.

Bitte zitieren als:

BMU Energy Consulting (Hrsg.) (BMU, 2026): „Dokumentation der technischen Mengengerüste zur dena-Verteilnetzstudie II – Weichenstellungen bei Verteilnetzbetreibern für Klimaneutralität – eine spartenübergreifende Perspektive“ © 2026 by BMU is licensed under Creative Commons Attribution 4.0 International: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>.

Inhalt

1	Einleitung.....	4
2	Musterhausen-Info (Überblick).....	5
3	Szenarien des Mengengerüsts	5
3.1	RF-1: Referenzszenario (Elektronen)	5
3.2	RF-2: Referenzszenario (Moleküle).....	8
3.3	LC: Low CAPEX.....	9
3.4	HC: High CAPEX.....	9
3.5	FoR: Flächennetzbetreiber ohne Redispatch	10
3.6	FmR: Flächennetzbetreiber mit Redispatch.....	11
3.7	BT: Beschleunigte Transformation	12
3.8	BM: Biomethan.....	12
4	Assetalter und -kosten in Musterhausen	14
4.1	Assetalter.....	14
4.2	Kosten.....	15
5	Inputdaten, Analysen und Ergebnisse von Musterhausen	15
5.1	Flächennutzung.....	15
5.2	Gebäude	16
5.3	Energiebedarf	18
5.4	Strom	19
5.5	Stromleistungsverlauf.....	22
5.6	Strom-NAP-Auswertung.....	22
5.7	Mobilität	24
5.8	Wärmequellen	26
5.9	Gaskundenmodell.....	27
6	Abbildungsverzeichnis.....	29
7	Literaturverzeichnis.....	30

1 Einleitung

Das technische Mengengerüst der *dena-Verteilnetzstudie II* [1] ist ein Datensatz, der die Grundlage der Szenarien- und Variantenanalyse der Studie ist. Es handelt sich um Daten der fiktiven Referenzstadt „Musterhausen“, welche 100.000 Einwohner hat und einer typisierten Durchschnittskommune entspricht, die in ihren Merkmalen den Median der deutschen Städte repräsentiert. In diesem Mengengerüst werden alle wichtigen technischen Kenngrößen, Annahmen und Berechnungsschritte der Studie dokumentiert. Es umfasst:

- Netzinfrastruktur und -ausbau: Bestandsdaten und prognostizierte *Netzausbaubedarfe* im Strom- und Gasverteilstromnetz (z. B. zusätzliche Leitungslängen, Trafostationen) bis 2045.
- Verbrauchs- und Erzeugungsentwicklung: Die Entwicklung von *Lasten und Erzeugung* in verschiedenen Szenarien (z. B. Elektrifizierung vs. Molekülpfad) bis zum Klimaneutralitätsziel 2045.
- Technologiedurchdringung: Annahmen zur *Verbreitung neuer Technologien* in den Endverbrauchssektoren (z. B. Anzahl Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) und deren Einfluss auf Energieverbrauch und Lastspitzen.
- Strukturannahmen: demografische und infrastrukturelle Ausgangswerte der Modellkommune (z. B. Einwohnerzahl, Siedlungsfläche, Gebäudezahlen, Altersstruktur des Anlagenbestands) als *skalierte Durchschnittswerte* für Musterhausen.
- Varianten und Sensitivitäten: unterschiedliche *Szenarien und Varianten*, die alternative Entwicklungen und Netzstrategien abbilden.

Ziel der technischen Modellierung war es, ausgehend vom Status quo Musterhausens jahresscharfe Mengengerüste für alle relevanten Betriebsmittel (Leitungen, Trafos, Gasleitungen etc.) abzuleiten. Diese dienen als Grundlage, um den zukünftigen Investitionsbedarf der Verteilnetze abzuschätzen und die finanzwirtschaftlichen Auswirkungen (z. B. auf Netzkapital und -entgelte) zu analysieren. Das Mengengerüst stellt somit den Link zwischen technischem Szenarioannahmen und der betriebswirtschaftlichen Bewertung der Studie (siehe insbesondere Kapitel 6.3, 7.3 und 8.3 in [1]) dar, welche kein Teil dieser Dokumentation sind.

Im folgenden Dokument werden die einzelnen Bereiche des Mengengerüsts, gegliedert nach den Tabellenblättern der zugehörigen Excel-Datei, detailliert beschrieben: zunächst das Szenario- und Variantensystem, dann die Infrastrukturbasisdaten (inkl. Asset-Alter), anschließend die Daten zu Energiebedarfen und Sektoren (Gebäude, Mobilität etc.). Dabei werden jeweils Funktion, Aufbau, Dateninhalte und Anwendung der betreffenden Tabellenblätter erläutert und es wird aufgezeigt, wie sie methodisch in den Kontext der Verteilnetzstudie II eingebettet sind.

2 Musterhausen-Info (Überblick)

Das Tabellenblatt „Musterhausen-Info“ dient als Übersicht des technischen Mengengerüsts der dena-Verteilnetzstudie II. Es enthält Struktur, Inhalt und Zweck der übrigen Tabellenblätter des Datensatzes.

In dem Tabellenblatt wird aufgeführt, welche Tabellenblätter im Mengengerüst enthalten sind, wie diese benannt sind und welche fachliche Funktion sie innerhalb der Modelllogik erfüllen. Damit stellt „Musterhausen-Info“ das Inhaltsverzeichnis mit erläuternden Kurzbeschreibungen dar und ermöglicht Nutzerinnen und Nutzern eine schnelle Orientierung im Datensatz.

Die Übersicht ist thematisch gegliedert und unterscheidet insbesondere zwischen:

- Dokumentation des technischen Mengengerüsts der dena-Verteilnetzstudie II
- Übersicht über die Tabellenblätter
- Übersicht der Szenarien des Mengengerüsts
- Übersicht: Assetalter und -kosten in Musterhausen
- Inputdaten, Analysen und Daten von Musterhausen

Zu jedem aufgeführten Tabellenblatt werden in komprimierter Form der inhaltliche Fokus, der Anwendungszweck sowie die Einordnung in den Gesamtzusammenhang der Studie beschrieben. Das Tabellenblatt erfüllt damit eine wesentliche Dokumentations- und Transparenzfunktion.

Im Folgenden wird auf die drei Gruppen (Szenarien des Mengengerüsts, Assetalter und -kosten in Musterhausen und Inputdaten etc.) mit den jeweiligen Tabellenblättern eingegangen.

3 Szenarien des Mengengerüsts

In diesem Kapitel sind alle Tabellenblätter, die Szenarien des technischen Mengengerüsts enthalten, aufgeführt und erklärt.

3.1 RF-1: Referenzszenario (Elektronen)

Das Tabellenblatt RF-1 bildet die Ergebnisse des technischen Mengengerüsts für Musterhausen im Referenzszenario (Elektronen) ab. Die in RF-1 enthaltenen Zeitreihen spiegeln die abgeleitete Entwicklung zentraler netzinfrastrukturbezogener Kenngrößen für Musterhausen im Zeitraum von 2024 bis 2045 wider. Grundlage sind die im technischen Mengengerüst getroffenen Annahmen zur Elektrifizierung, zur Entwicklung der Anschlussleistungen sowie zur daraus resultierenden Belastung der unterschiedlichen Netzebenen insbesondere aus den Langfristszenarien (O45-Strom und O45-H2 [2] [3] sowie weitere Grundlagen wie [4], [5], [6], [7], [8], auf welche an den entsprechenden Stellen des Dokuments konkreter eingegangen wird.

RF-1 fasst diese Ergebnisse in einer strukturierten Form zusammen. Jede Zeile beschreibt eine eindeutig definierte Ergebnisgröße des Modells, während die Jahresspalten die zeitliche Entwicklung dieser Größe abbilden. Die Daten sind als deterministische Modellresultate zu verstehen, die aus

vorgelagerten Berechnungen stammen. In diesem Sinne fungiert RF-1 als Ergebnisschnittstelle zwischen dem technischen Mengengerüst und nachgelagerten Auswertungen, etwa zur Netzinfrastruktur, zu Investitionen oder Kosten.

Ein zentraler Inhalt des Tabellenblatts ist der ermittelte Stromleistungsbedarf in Musterhausen, differenziert nach Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene. Diese Aufteilung ist ein direktes Ergebnis der Modellierung und bildet ab, auf welcher Netzebene die zusätzlichen Leistungen wirksam werden. Sie reflektiert damit die Verortung der zukünftigen Stromnachfrage im Netz und ist maßgeblich für die Bewertung von Netzausbaubedarfen und Netzengpässen. Die Ergebnisse kommen durch eine vereinfachte Betrachtung zustande, in welcher die Ergebnisse der Netzausbaupläne mit den Langfristszenarien verschnitten werden. Dazu wurde für Musterhausen der Median der Status-quo-Infrastruktur (siehe Tabellenblatt Strom-NAP-Auswertung, ab Zeile 2) zugrunde gelegt. Dann wurde der Ausbaubedarf (siehe Tabellenblatt Strom-NAP-Auswertung, Zeile 121) je nach Betriebsmittelebene analysiert und der Median-Ausbaubedarf auf die Infrastruktur angewandt, wodurch der Zielzustand des Ausbaus im Referenzszenario (Elektronen) zustande kommt. Dabei gab es je nach Betriebsmittelebene noch kleinere Anpassungen durch Partnerdiskussionen, u. a. bei der Niederspannungsebene wurden deutlich höhere Werte angenommen, da dies potenziell systematisch in den Netzausbauplänen unterschätzt wird. Zwischen dem Zielzustand und dem Status quo wurde in diesem Szenario zwischen den Jahren 2024 und 2045 linear interpoliert. In einigen weiteren Szenarien wurde teilweise aber auch ein angepasster dynamischer Verlauf hinterlegt. Für alle weiteren Szenarien (insbesondere das „Molekülszenario“) wurden dann die Unterschiede zwischen den Langfristszenarien (O45-Strom und O45-H2) als Verhältnis des resultierenden Leistungsbedarfs aus Sicht der jeweiligen Netzebene (siehe Tabellenblatt Strom, ab Zeile 113 – Resultierender Starklastbetriebspunkt und Starkeinspeisungsbetriebspunkt für Musterhausen aus den Langfristszenarien) auf den Ausbau angewandt.

Die Zeilen zum Stromleistungsbedarf aus Hochspannungssicht beschreiben die im Modell ermittelten, maximalen elektrischen Leistungen, die künftig auf der Hochspannungsebene für Musterhausen wirksam werden. Diese Größe bildet die Lasten ab, die entweder direkt an die Hochspannung angeschlossen sind oder aggregiert aus unterlagerten Netzebenen auf die Hochspannung durchschlagen. Die Werte sind im Tabellenblatt Strom ab Zeile 132 wieder zu finden. Es wurde das Maximum aus Starklastbetriebspunkt und Starkeinspeisungsbetriebspunkt angesetzt und zwischen den Stützjahren linear interpoliert. Die zeitliche Entwicklung dieser Zeile zeigt, wie stark sich die Spitzenlasten auf der Hochspannungsebene infolge von Elektrifizierung, zusätzlicher Einspeisung oder veränderten Laststrukturen erhöhen und wann relevante Schwellen erreicht werden. Analog dazu sind die Zeilen für die Mittel- und Niederspannung strukturiert. Neben den leistungsbezogenen Ergebnissen enthält RF-1 die Zeilen zur Netzinfrastruktur. Die Zeilen zum Bestand beschreiben die im Ausgangsjahr vorhandene Leitungslänge im Stromnetz von Musterhausen (basierend auf dem Tabellenblatt Strom-NAP-Auswertung).

Die Zeilen zum Gasbereich beschreiben die im technischen Mengengerüst für Musterhausen ermittelten gasbezogenen Mengen- und Leistungsgrößen (siehe auch Abschnitt 5.9). Sie bilden ab, in welchem Umfang das Gasnetz in Zukunft noch beansprucht wird und wie sich diese Beanspruchung im Zuge der Transformation verändert. Als Grundlage wurde die Gesamtheit der

Gebäude mit Gasnetzanschluss dazu in 525 Subgruppen mit je 25 Gebäuden aufgeteilt. In diesen Gruppen finden zwei Wechselbewegungen statt. Ca. 20 % der Gasnetznutzer wechseln zu Wärmenetzen, welche im Laufe der Jahre zunehmend ausgebaut werden. In dieser Gruppe findet ein linearer Hochlauf statt. Ca. 80 % der Gasnetznutzer wechseln zu Wärmepumpen bzw. gegebenenfalls auch anderen dezentralen Technologien wie Biomasse. Diese wechseln zufallsbasiert und erst wenn alle 25 Kunden einer Subgruppe zu Wärmepumpen gewechselt sind, kann die Subgruppe vom Gasnetz abgekoppelt werden. Auf Basis dieses Wechselverhaltens wurde dann anhand der realen Gebäudemengen je Szenario die Wechselbewegung skaliert. Zudem wurde im Gasbereich zwischen den gesteuerten und ungesteuerten Szenarien unterschieden, was im Detail in Abschnitt 7.2.3 im dena-Gutachten dargestellt ist. Das Szenario RF-1 entspricht der gesteuerten Variante.

Diese Zeitreihen zeigen eine rückläufige Entwicklung, die sich aus dem im Mengengerüst hinterlegten Ausstiegspfad aus der fossilen Gasversorgung ergibt. Die Gaszeilen machen damit sichtbar, ab welchem Zeitpunkt relevante Mengenschwellen unterschritten werden und wann das Gasnetz in Musterhäusern strukturell an Bedeutung verliert. Diese Ergebnisse sind insbesondere für Fragestellungen der Stilllegung, Umwidmung oder Mindestbetriebserfordernisse von Gasinfrastruktur von zentraler Bedeutung.

Die gasbezogenen Zeilen sind zudem eng mit den Strom- und Wärmeergebnissen verknüpft. Rückgänge im Gasbereich korrespondieren im technischen Mengengerüst mit steigenden Strom- und Wärmelasten, etwa durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen oder elektrischen Ersatztechnologien.

Die Zeilen zum Wärmesektor stellen einen weiteren wesentlichen Bestandteil von RF-1 dar. Sie bilden die im technischen Mengengerüst ermittelten wärmebezogenen Ergebnisgrößen für Musterhäuser ab und zeigen, wie sich der Wärmebedarf und die Art der Wärmebereitstellung über die Zeit verändern. Diese geben Auskunft darüber, in welchem Umfang Wärme künftig zentral oder dezentral bereitgestellt wird und welche Wärmeströme für die Dimensionierung von Infrastrukturen relevant sind.

Besonders wichtig sind in diesem Zusammenhang die Zeilen, die sich auf leitungsgebundene Wärmeversorgung beziehen. Die Grundlage für die Zahlen kommt aus [2], [9], [10], was auch in Abschnitt 5.2 erläutert wird. Die Zahlen zeigen, ob und in welchem Umfang der Ausbau von Wärmenetzen im technischen Mengengerüst vorgesehen ist und wie sich deren Bedeutung im Zeitverlauf entwickelt. Diese Ergebnisse sind eng an die Annahmen zur kommunalen Wärmeplanung gekoppelt und machen sichtbar, in welchen Jahren relevante Ausbaupfade beginnen oder auslaufen. Gleichzeitig lassen sich aus den Wärmezeilen Rückschlüsse auf die Entlastung oder Mehrbelastung anderer Infrastrukturen ziehen, insbesondere im Strom- und Gasbereich.

Insgesamt bilden alle Zeilen von RF-1 gemeinsam ein konsistentes Ergebnisbild des technischen Mengengerüsts für Musterhäuser. Die Leistungsbedarfszeilen beschreiben, wie sich die Nachfrage nach Energie auf die verschiedenen Netze und Infrastrukturebenen verteilt und im Zeitverlauf entwickelt, während die Infrastrukturzeilen sichtbar machen, welche strukturellen Anpassungen in den jeweiligen Versorgungssystemen daraus resultieren. RF-1 stellt damit die Ergebnisse verdichtet dar, indem die komplexen Berechnungen des technischen Mengengerüsts auf wenige, netztechnisch

zentrale Kenngrößen heruntergebrochen werden und als belastbare Grundlage für weitere Analysen und Bewertungen dienen.

3.2 RF-2: Referenzszenario (Moleküle)

Das Tabellenblatt RF-2 stellt die Ergebnisse des technischen Mengengerüsts für Musterhausen im Referenzszenario 2 (Molekülszenario) dar. Es ist strukturell und methodisch ähnlich zu RF-1. Der zentrale Unterschied liegt im inhaltlichen Fokus des Szenarios: RF-2 bildet eine Transformationsvariante ab, in der molekulare Energieträger eine deutlich größere Rolle einnehmen als in der Referenzbetrachtung von RF-1. Das Szenario basiert auf dem O45-H2-Szenario der Langfristszenarien.

Wie RF-1 fasst auch RF-2 die verdichteten Endergebnisse des technischen Mengengerüsts zusammen. Der Zeitraum von 2024 bis 2045 bleibt unverändert, ebenso die sektorübergreifende Betrachtung von Strom, Gas und Wärme. Der inhaltliche Kern des Molekülszenarios liegt in der stärkeren Nutzung klimaneutraler gasförmiger Energieträger. Im technischen Mengengerüst bedeutet dies, dass gasbasierte Infrastrukturen in RF-2 länger genutzt und weniger stark zurückgebaut werden. Wie in RF-1 beschrieben, wurde hier das Verhältnis zwischen den Langfristszenarien auf das Mengengerüst angewandt, um die erhöhte Bedeutung der Gasnetzinfrastruktur entsprechend zu gewichten. Somit unterscheiden sich die gasbezogenen Zeilen in RF-2 von denen in RF-1 vor allem in ihrer zeitlichen Dynamik. Während im Referenzpfad tendenziell ein deutlicher Rückgang der Gasnachfrage und der Netzauslastung zu beobachten ist, zeigen die entsprechenden Zeilen im Molekülszenario einen abgeflachten oder verzögerten Rückgang. Teilweise können die Mengen über längere Zeiträume nahezu konstant bleiben, was auf eine fortgesetzte Rolle gasförmiger Energieträger in der Wärmeversorgung und gegebenenfalls in industriellen Anwendungen hinweist.

Diese stärkere Rolle der Moleküle wirkt sich unmittelbar auf den Wärmesektor aus. In RF-2 wird ein größerer Anteil der Wärmebereitstellung über molekulare Energieträger abgedeckt, etwa durch gasbasierte Wärmeerzeugung oder durch die Nutzung erneuerbarer Gase. Die Wärmezeilen spiegeln dies wider, indem sie geringere Verschiebungen hin zu vollständig elektrifizierten Lösungen zeigen als in RF-1. Der Ausbau leitungsgebundener Wärmenetze ist im Molekülszenario zeitlich verzögert, da bestehende gasbasierte Strukturen länger genutzt werden. Die Wärmenetzdaten wurden anhand der Langfristszenarien des BMWWE skaliert.

Auch im Stromsektor ergeben sich Unterschiede zwischen RF-1 und RF-2. Hier wurden die Unterschiede zwischen den Langfristszenarien (O45-Strom und O45-H2) als Verhältnis des resultierenden Leistungsbedarfs aus Sicht der jeweiligen Netzebene (siehe Tabellenblatt Strom, ab Zeile 113 – Resultierender Starklastbetriebspunkt und Starkeinspeisungsbetriebspunkt für Musterhausen aus den Langfristszenarien) auf den Ausbau angewandt. Durch die geringere Elektrifizierung im Molekülszenario fallen die zusätzlichen Stromleistungsbedarfe in RF-2 niedriger aus. Dies zeigt sich in allen Netzebenen, insbesondere jedoch in der Niederspannung, wo in RF-1 die Elektrifizierung von Wärme stärker durchschlägt. In RF-2 sind die Zuwächse flacher, was zu geringeren Anforderungen an den Ausbau der Verteilnetze führt. Entsprechend können auch die abgeleiteten Ausbaubedarfe im Hochspannungsnetz geringer oder zeitlich verschoben sein.

Insgesamt ist RF-2 als konsistentes Alternativszenario zu RF-1 zu verstehen, das die gleiche methodische Tiefe und die gleiche Ergebnisstruktur aufweist, aber eine andere strategische Schwerpunktsetzung verfolgt. Während RF-1 einen stärker elektrifizierungsgetriebenen Transformationspfad beschreibt, steht in RF-2 die langfristige Nutzung molekularer Energieträger im Vordergrund.

3.3 LC: Low CAPEX

Das Tabellenblatt LC stellt ein weiteres Ergebnisszenario des technischen Mengengerüsts für Musterhausen dar. LC steht für „Low CAPEX“ und beschreibt einen Entwicklungspfad, in dem von besonders günstigen Investitionsbedingungen für Energieinfrastrukturen ausgegangen wird. Der Zeitraum von 2024 bis 2045 sowie die sektorübergreifende Betrachtung von Strom, Gas und Wärme bleiben unverändert. Der Unterschied zu den anderen Tabellenblättern ist der 30 % reduzierte Netzausbau im Strombereich aufgrund optimierter Planung und Digitalisierung (siehe auch *Gutachten für die dena-Verteilnetzstudie II*, 2.5 Varianten von Musterhausen zur Untersuchung spezifischer Herausforderungen sowie 4.1.1 Systemischer Nutzen der Digitalisierung im Stromnetz).

Im Gasnetz entspricht der Pfad dem gleichen wie in RF-1, da dies als Best Case aus Sicht der Investitionsintensität bewertet wurde. Im Low-CAPEX-Szenario unterstellt das technische Mengengerüst, dass Infrastrukturmaßnahmen zu vergleichsweise niedrigeren spezifischen Kosten umgesetzt werden können, was jedoch erst im Finanzmodell eine Rolle spielt und nicht im hier dargestellten Mengengerüst erkenntlich ist. Ein zentrales Merkmal des LC-Szenarios ist dieselbe Annahme des Start-Wärmenetzes in Musterhausen wie im Referenzfall RF-1, welches im Vergleich zum High-CAPEX-Szenario wesentlich größer ist. Die Wärmezeilen in LC spiegeln wider, dass ein erheblicher Anteil der Wärmeversorgung über leitungsgebundene Systeme erfolgt. Durch das große Start-Wärmenetz können Skaleneffekte genutzt und zentrale Erzeugungsstrukturen effizient eingebunden werden. Die Entwicklung des Gasnetzes in diesem Szenario entspricht ebenfalls RF-1. Die Anschlussquote im Wärmenetz wurde nicht endogen im technischen Mengengerüst variiert, sondern ex post als Sensitivität in der Finanzmodellierung betrachtet. Daher kommt sie nicht als eigene Differenzierung in den Szenarien vor.

Ein weiterer prägender Aspekt des LC-Szenarios sind die optimistischen Annahmen für den 30 % effizienteren Stromnetzausbau (siehe dazu auch 4.1.1 Systemischer Nutzen der Digitalisierung im Stromnetz des Gutachtens [1]). Das technische Mengengerüst geht davon aus, dass Netzverstärkungen und -erweiterungen zeitnah, koordiniert und mit weniger Engpässen realisiert werden können.

Insgesamt beschreibt das Tabellenblatt LC einen Transformationspfad, in dem günstige Investitionsbedingungen, ein großes Wärmenetz und ein leistungsfähiger Netzausbau zusammenspielen. Die Ergebnisse des technischen Mengengerüsts zeigen, wie sich die Energieinfrastrukturen in Musterhausen entwickeln können, wenn planerische Rahmenbedingungen den Ausbau zentraler leitungsgebundener Lösungen begünstigen.

3.4 HC: High CAPEX

Das Blatt HC („High CAPEX“) stellt das Gegenstück zu LC dar. Hier wird angenommen, dass der Netzausbaubedarf im Stromnetz ca. 20 % umfangreicher und damit teurer ausfällt als im Referenzfall.

Ursache dafür sind pessimistischere Annahmen, z. B. unsichere Prognosen, fehlende Flexibilitäten oder höhere Sicherheitsaufschläge. Im Bereich Wärme befinden sich in Musterhausen im Status quo weniger Gebäuden mit Wärmenetzanschluss, jedoch bleibt der Zielwert derselbe. Der Startwert von 200 Gebäuden wurde auf Basis von Partnerdiskussionen im Rahmen der Projektworkshops ausgewählt.

In HC steigen viele Kennzahlen gegenüber RF-1/RF-2 spürbar an. So erreicht etwa die Mittelspannungsleitungslänge bis 2045 einen um gut 8 % höheren Wert als im Referenzszenario bzw. die Summe des Netzausbaubedarfs (z. B. Zeile 6) im Verhältnis zu RF-1 einen um 20 % höheren. Ebenso werden mehr neue Stationen benötigt und teils größere Reservekapazitäten vorgehalten. Weitere Details dazu sind unter „10.1.1.3 Details zu Stromnetzscenarien“ im Gutachten zu finden.

Im Bereich Gas bildet HC den Worst Case des Gaskundenmodells ab, also einen weitgehend ungesteuerten Verlauf mit hoher Anschlussbindung und entsprechend höheren Infrastrukturbedarfen.

Im Bereich Wärme startet Musterhausen mit weniger Gebäuden (nämlich 200), endet aber im gleichen Wert. Der Wert wurde auf Basis der Partnerworkshops gewählt.

Im Datensatz ist erkennbar, dass insbesondere in den späten 2030er-/2040er-Jahren noch Ausbau stattfindet, der in den RF-Szenarien bereits abgeklungen war. Unsicherheiten in der Nachfrageentwicklung führen dazu, dass Netzbetreiber *vorsorglich stärkere Netze* bauen, um spätere Engpässe auszuschließen. HC kann somit als *Worst Case aus Netzsicht* verstanden werden: Trotz gleicher Transformation (viele E-Autos, Wärmepumpen etc.) greifen hier keine Effizienzvorteile; im Gegenteil werden eventuell zeitgleich eintretende Lastspitzen oder ungünstigere Verteilungen unterstellt, was maximalen Ausbau erfordert. Für die Planung bedeutet dies höhere Investitions- und Finanzierungskosten. Die HC-Variante unterstreicht, wie wertvoll aktive Steuerung und verlässliche Prognosen sein können – fehlen diese, muss das Netz robust für den schlimmsten Fall dimensioniert werden, was teuer ist.

3.5 FoR: Flächennetzbetreiber ohne Redispatch

FoR steht für *Flächennetzbetreiber ohne Redispatch*. Dieses Tabellenblatt modelliert einen Verteilnetzbetreiber mit einem großen Versorgungsgebiet (viele Kilometer Netz pro Kunde), der keine übergeordneten Redispatchmaßnahmen im Stromnetz einsetzen kann. Dazu wurden die Zahlen aus Musterhausen mit dem Faktor 20 multipliziert, welcher durch die Vergrößerung des Betrachtungsraums auf 2 Mio. Einwohner (von den 100 Tsd. in Musterhausen) zustande kommt. Dies soll im Wesentlichen dem Zweck dienen, im späteren Finanzmodell darzustellen, wie sich „Punktinvestitionen“ wie Umspannwerke in Kleinstädten stark und bei Flächennetzbetreibern weniger stark auswirken. Die Mehr-Investitionen wurden daher zeitlich linear verteilt, sodass diese Punktinvestitionen nicht vorkommen.

Inhaltlich ähnelt FoR den Referenzszenarien, wird aber mit den Netzwerkstrukturdaten eines „Flächen-VNB“ gerechnet. Das bedeutet: Von Anfang an sind die Netzlängen und -kapazitäten höher (um die Fläche zu bedienen) und der Zubau verteilt sich anders. Gas und Wärme werden analog skaliert, aber in FoR nicht speziell analysiert – das Hauptaugenmerk liegt auf dem Stromnetz.

Durch die größeren Entfernungen und die verstreute Siedlungsstruktur zeigt FoR bereits im Ausgangsjahr wesentlich längere Leitungen als Musterhausen (RF): Die Niederspannungsleitungen beispielsweise sind um ein Mehrfaches länger, um dieselbe Anzahl von Anschlüssen abzudecken. In FoR müssen über den Zeitraum entsprechend noch mehr Kilometer ausgebaut werden, da die Elektrifizierung auch die dünn besiedelten Bereiche erreicht. Dass *kein Redispatch* möglich ist, bedeutet, dass bei Einspeisungsüberschüssen aus dezentraler Erzeugung (z. B. PV, Wind) keine überregionale Abregelung oder Lastverlagerung genutzt wird. Das Netz vor Ort muss alle Einspeisungen jederzeit transportieren können. Dies verschärft den Ausbaubedarf insbesondere in sonnen- und windreichen Gebieten innerhalb des Netzes. Insgesamt zeigt FoR, dass ländliche Netzbetreiber ohne Redispatch sehr viel Infrastruktur pro Kunde benötigen, was hohe spezifische Kosten bedeutet. Gleichzeitig bleiben Gas- und Wärmenetz in FoR in Ihrer Ausprägung ähnlich wie im Referenzfall (da diese Sektoren weniger durch Redispatch beeinflusst werden). Allerdings könnte die Flächenstruktur auch im Wärmebereich zur Folge haben, dass weniger Wärme ausgebaut wird (weil die Strecken zu weit sind) und stattdessen mehr individuelle Lösungen (Biomasse, Wärmepumpen) dominieren. Solche Detailaspekte lassen sich aus FoR indirekt erschließen, wurden jedoch nicht vertieft betrachtet im Rahmen der VNS II.

3.6 FmR: Flächennetzbetreiber mit Redispatch

FmR stellt den *Flächennetzbetreiber mit Redispatch* dar. Dieses Blatt ist ähnlich FoR, allerdings wird hier angenommen, dass im Stromverteilnetz Redispatchmöglichkeiten verfügbar sind. Praktisch heißt das: Bei lokalem Überangebot an Strom (z. B. an einem sonnigen Mittag in einer ländlichen Gemeinde mit viel PV) kann durch Eingriffe im Netz (z. B. Einspeisemanagement) eine Entlastung geschaffen werden, anstatt das Netz passiv für diese Spitze auszubauen. FmR verwendet dieselbe Flächencharakteristik wie FoR (großes Netz pro Kunde), aber mit geringerer „Überdimensionierung“ dank aktiver Betriebsführung. Auch hier wurde Musterhausen auf 2 Mio. Einwohner (Faktor 20) skaliert.

Vergleicht man die Kennzahlen in FmR mit FoR, so werden im Strombereich Entlastungen angenommen. Die insgesamt benötigten Leitungslängen und Transformatoren sind etwas geringer. Redispatch im Verteilnetz reduziert den angenommenen notwendigen Netzausbau um 2 bis 5 % je nach Netzebene. Dies ist deckungsgleich mit Erwartungen aus Smart-Grid-Konzepten. Die dargestellte Ausprägung basiert nicht auf einer Modellierung, sondern auf einer Sensitivitätsannahme, die im Rahmen von Partnerdiskussionen zur Abbildung potenzieller betrieblicher Flexibilitäten im Stromverteilnetz entwickelt wurde. Ziel ist es, den möglichen Einfluss aktiver Netzbetriebsführung (z. B. Redispatch, Einspeisemanagement) auf den Netzausbaubedarf qualitativ und größenordnungsmäßig zu untersuchen. Diese Annahme wäre in weiteren Analysen zu validieren.

Die Studie berücksichtigt jedoch, dass Redispatch nur den Strom betrifft. Gas und Wärme bleiben unberührt (so werden sie in FmR gar nicht betrachtet, Gas/Wärme entsprechen weitgehend FoR). FmR verdeutlicht, dass ein Flächenstromnetz durch Redispatch effizienter betrieben werden kann. Die entsprechenden finanziellen Auswirkungen sind der Studie zu entnehmen.

3.7 BT: Beschleunigte Transformation

BT bedeutet *Beschleunigte Transformation*. Dieses Szenarioblatt simuliert einen ambitionierteren, schnelleren Ausbau neuer Energietechnologien quer durch alle Sektoren. Im Prinzip werden in BT die gleichen Parameter wie im Referenzpfad betrachtet, jedoch mit verkürzten Umsetzungszeiträumen und teils höheren Wachstumsraten. Beispielsweise durchdringen Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen Musterhäuser früher. Das Tabellenblatt führt wieder die jährlichen Netzdaten auf, analog zu RF-1/RF-2, aber eben unter verschärften dynamischen Bedingungen.

In den BT-Zahlen zeigt sich, wie bestimmte Marken (z. B. Peak-Last, notwendige Leitungskapazität) früher erreicht werden müssen als im Referenzszenario. So könnte z. B. die 400-MW-Spitzenlast im Bereich Strom bereits Mitte der 2030er-Jahre statt erst 2040 auftreten. Entsprechend wird der Netzausbau vorgezogen. Man erkennt also eine Vorverlagerung der Investitionen. Dieses Gedankenspiel ist ebenfalls im Rahmen der Partnerdiskussionen entstanden und aufgrund der zugrunde liegenden Annahmen begrenzt belastbar. Für Gas und Wärme wurde auch ein beschleunigter Pfad modelliert. Es zeigt sich: In BT sind bis ~ 2035 bereits sehr viele Gaskunden umgestellt, was zu einem frühzeitigen Rückgang der Gasnetzauslastung führt. Das Wärmenetz muss schneller wachsen als im Referenzfall, um die beschleunigten Anschlüsse aufzunehmen. Insgesamt dient BT als *Stresstest für die Umsetzungsgeschwindigkeit*: Das Energiesystem von Musterhäusern muss hier deutlich früher mit hohen Lasten umgehen. Netzbetreiber stünden vor der Aufgabe, Investitionen vorzuziehen und temporär eventuell stärker in Vorleistung zu gehen, bevor alle neuen Verbraucher voll ausgelastet sind. Die Herausforderung besteht hierbei darin, dass Finanzierung und Koordination anspruchsvoller sind (weil vieles parallel stattfinden muss).

3.8 BM: Biomethan

Im Blatt BM (*Biomethan*) wird ein Szenario betrachtet, in dem der Gasversorgung eine länger andauernde Rolle zugestanden wird, allerdings in Form von grünem Methan (Biomethan). Das Szenario BM basiert auf dem Referenzpfad, modifiziert jedoch den Gasbereich dahingehend, dass ein wachsender Anteil des Gasverbrauchs durch Biogas gedeckt wird. Dadurch kann das Gasnetz weitergenutzt werden, ohne CO₂-Emissionen zu verursachen. Inhaltlich sind nur die Jahresdaten für Gas aufgeführt, da diese isolierte Betrachtung auf Basis der Partnerdiskussionen vorgenommen wurde.

In BM werden bis 2045 nicht alle Gaskunden vollständig auf Wasserstoff, Wärmepumpen oder Fernwärme umgestellt. Stattdessen verbleibt ein Teil der Nachfrage im Methanetz, das in diesem Szenario anteilig mit erneuerbarem Methan (Biomethan) betrieben wird. Entsprechend sinkt der fossile Erdgasverbrauch nicht vollständig auf null, sondern verharrt auf einem Restniveau, das im Szenario rechnerisch durch Biomethan gedeckt wird.

Der im Szenario ausgewiesene Anstieg des Biomethananteils am Gasmix (von heute rund 9 auf über 25 % im Jahr 2045) stellt dabei keine Prognose im Sinne der Langfristszenarien (LFS) oder einer gesicherten Marktentwicklung dar, sondern eine explizite Szenarioannahme. Diese Annahme wurde getroffen, um in einer Sensitivitätsbetrachtung abzubilden, welche

Effekte sich ergeben könnten, wenn das Potenzial erneuerbarer Gase höher ausfällt als in den Referenzannahmen.

Infolge dieser Annahme nehmen die Gasnetzlängen in BM zwar ab, jedoch weniger stark als in Szenarien mit vollständigem Ausstieg aus der Gasverteilung. Da einzelne Kundengruppen langfristig Gas nutzen, verbleiben bestimmte Leitungsabschnitte und Anlagen im Betrieb; die Stilllegung des Gasnetzes stagniert entsprechend in den 2040er-Jahren.

Durch den rechnerischen Einsatz von Biomethan können bestehende Gasheizungen in diesem Szenario theoretisch weiterbetrieben und zeitlich gestreckt ersetzt werden, ohne die Klimaziele zu verletzen. Dies kann kurzfristig entlastend auf das Stromsystem wirken, da nicht alle Umstellungen zeitgleich erfolgen. Gleichzeitig ist diese Betrachtung ausdrücklich auf den dezentralen Wärmesektor beschränkt und entfaltet keine Wirkung auf den Wasserstoffhochlauf oder den Ausbau eines H₂-Netzes.

Die Analyse macht jedoch auch die Limitationen deutlich: Die nachhaltig verfügbare Biomethanmenge reicht nicht aus, um die heutige Gasnutzung vollständig zu substituieren. Ein Großteil der Kundinnen und Kunden muss daher weiterhin auf andere Wärmetechnologien umgestellt werden. BM ist folglich als ergänzendes Szenario zu verstehen, in dem erneuerbare Gase das Gesamtsystem punktuell ergänzen, nicht jedoch als tragende Säule der langfristigen Wärmeversorgung.

4 Assetalter und -kosten in Musterhausen

4.1 Assetalter

Das Blatt Assetalter dokumentiert die *Altersstruktur der Betriebsmittel* im Musterhausen-Netz. Die zugrunde liegenden Daten basieren auf anonymisierten und normierten Datensätzen der Gutachterausswertungen aus vorangegangenen Netzplanungsprojekten. Es handelt sich dabei um anonymisierte und normierte Alters- und Längenstrukturen, die aus realen Bestandsdaten abgeleitet und für die Modellstadt Musterhausen aggregiert wurden. Es listet für jedes Inbetriebnahmejahr (von ca. 1960 bis 2024) die Länge bzw. Anzahl neu gebauter Anlagen: Hoch-, Mittel-, Niederspannungsleitungen, Transformatoren (HS/MS und MS/NS), sowie für die Gasleitungen. Damit wird ersichtlich, wie alt der heutige Anlagenpark ist und wann Investitionswellen stattfanden. Beispielsweise erkennt man, dass in den 1960er- bis 1980er-Jahren jedes Jahr etliche Kilometer MS/NS-Leitungen und zahlreiche Ortsnetzstationen gebaut wurden, was auf Nachkriegsaufbau und Netzverdichtung hindeutet. So summiert sich heute die *Gesamtnetzlänge* (Stand 2024) auf etwa 30 km HS, 409 km MS, 1.089 km NS (Elektrizität) sowie ~ 636 km Gasleitungen (über alle Druckstufen). Auch sind insgesamt 8 Hochspannungstransformatoren und ca. 589 Netzstationen installiert.

Die Altersstruktur zeigt, dass ein erheblicher Teil der Infrastruktur bereits mehrere Jahrzehnte in Betrieb ist. Beispielsweise wurden viele Leitungen in den 1970er-Jahren verlegt – diese erreichen in den 2020er-Jahren ihre technische Lebensdauer (typisch sind ~ 40–60 Jahre für Kabel/Rohre). Das Blatt Assetalter quantifiziert somit den ohnehin anstehenden Erneuerungsbedarf: Ein Großteil der MS/NS-Netze wird altersbedingt bis 2040 ersetzt werden müssen, selbst ohne Energiewende. Dies zeigt, warum in den Szenarien oft Ersatzinvestitionen parallel zu Ausbaubedarfen laufen (z. B. werden in RF-1 jährlich einige Kilometer Leitungen mit Kapazitätserhöhung ersetzt, anstatt 1:1 zu erneuern).

Weiterhin zeigt die Altersstruktur, dass die Gasnetze in Musterhausen überwiegend in den 1960er-/1970er-Jahren gebaut wurden. Auch diese sind eigentlich sanierungsbedürftig oder können im Zuge der Transformation außer Betrieb genommen werden.

Die nächste große Erneuerungswelle in den Netzen steht ohnehin bevor. Es bietet sich an, diese Investitionen direkt in zukunftsfähige Technologien zu lenken (größere Querschnitte, neue Spannungsebenen, H₂-taugliche Rohre, Wärmenetze etc.), anstatt veraltete Infrastruktur einfach zu ersetzen.

Gleichzeitig warnt die Datenlage: Falls die Transformation *langsamer* käme, müssten viele alte Assets erneuert werden, was spätere Umrüstungskosten erhöht (Doppelinvestitionen). Die mittlere Altersstruktur (z. B. Durchschnittsalter MS-Leitungen: ~ 25 Jahre) zeigt aber auch, dass sich nicht alles kurz vor dem Ende der üblichen Lebensdauer befindet – ein Teil des Netzes ist jüngeren Datums, was für die *finanzielle Abschreibung und Refinanzierung* wichtig ist.

4.2 Kosten

Im Blatt Kosten sind die *Einheitskosten* und wirtschaftlichen Kenndaten der verschiedenen Anlagen zusammengestellt. Für jede Komponentenart (Strom, Gas, Wärme) werden typische Kosten pro Einheit, Lebensdauer und Betriebskosten angesetzt. Zum Beispiel kostet laut dieser Tabelle ein 110-kV-Umspannwerk etwa 8,5 Mio. € (CAPEX) und hält ~ 50 Jahre, eine Mittelspannungsleitung rund 350 T€/km, eine Niederspannungsleitung 200 T€/km.

Auch Gasleitungen verschiedener Durchmesser und Druckstufen sind aufgeführt. Klein dimensionierte Leitungen kosten ~ 0,5 Mio. €/km, Hochdruckleitungen (> 16 bar) etwa 1,6 Mio. €/km. Ebenso enthalten sind Assetalterkosten: z. B. Gas-Druckregelstation ~ 60 T€ pro Stück, Ortsnetzstation (MS/NS-Trafo) ~ 86 T€. Im Wärmebereich werden Kosten für Heizkessel und Wärmepumpen pro Kilowatt Leistung angegeben (z. B. 120 €/kW für Gas-Spitzenkessel, 800–1.000 €/kW für Großwärmepumpen) sowie in Fernwärmenetzen pro Kilometer (~ 0,7 Mio. €/km Verteilnetz, 1,5 Mio. €/km Hauptleitung). Betriebskosten (OPEX) sind meist pauschal als Prozentsatz vom CAPEX pro Jahr hinterlegt – z. B. 2,5 % p. a. für Stromnetzanlagen, 1–1,5 % für Gas- und Wärmeanlagen. Lebensdauern liegen typisch bei 40–60 Jahren (Netze, Trafos), sind jedoch kürzer bei IT/Steuerung (~ 15 Jahre für Smart-Grid-Komponenten) und bei Wärmeerzeugern (15–25 Jahre).

Diese Kostenansätze sind grundlegend für die ökonomische Bewertung der Szenarien. Aus ihnen lassen sich TOTEX (Total Expenditure über Lebensdauer) berechnen. Beispielsweise summiert sich bei einer MS-Leitung (350 T€/km, 40 Jahre, 2,5 % p. a. OPEX) über die Lebensdauer ein Gesamtaufwand von 700 T€/km. Solche Größen helfen, die später im Mengengerüst ermittelten Ausbaulängen in finanzielle Größen umzurechnen.

Auffällig ist der Unterschied zwischen den Sektoren: Stromnetze kosten pro km deutlich weniger als Gas- oder Wärmenetze. Ebenso sieht man, dass *Wärmepumpen pro Kilowatt* deutlich teurer sind als Gaskessel, was zeigt, dass die Wärmewende hohe Investitionen erfordert.

Die Kostenaufstellung macht transparent, welche Preisbasis der Studie zugrunde liegt (hier typische Kosten aus Netzbetreiberbefragungen im Rahmen der dena VNS II und aus dem KEA-Technikkatalog [11], was im Tabellenblatt im Detail dargelegt ist).

5 Inputdaten, Analysen und Ergebnisse von Musterhausen

5.1 Flächennutzung

Das Blatt Flächennutzung analysiert die Landnutzung und Siedlungsstruktur von Musterhausen. Zunächst sind Referenzdaten [7] für ganz Deutschland aufgeführt: Welche Fläche nehmen Wald, Landwirtschaft, Siedlungen, Gewässer etc. ein? Dies dient als Basis, um die Struktur von Musterhausen herzuleiten. Im zweiten Teil werden vereinfachte Landnutzungstypen definiert (Wald, Landwirtschaft, Siedlung – aufgeteilt in Wohnen, Industrie, Gewerbe – sowie „Sonstige“, Verkehr, Gewässer). Anhand der Einwohnerzahl (100.000) wird eine Gesamtfläche für Musterhausen skaliert. Es ergibt sich beispielsweise,

dass Musterhausen etwa mit 432 km² modelliert wird. Diese Fläche setzt sich zusammen aus ca. 144 km² Wald, 135 km² landwirtschaftlicher Fläche, 62 km² Wiesen/Grünland, ~ 31 km² Wohnfläche, ~ 4 km² Industrie, ~ 3 km² Gewerbe und ~ 23 km² Verkehrsflächen – plus sonstige Kategorien.

Mit anderen Worten: Musterhausen entspricht einer mittelstark besiedelten Region (rund 231 Einwohner/km²), in der Wald und Landwirtschaft zusammen ~ 64 % der Fläche ausmachen sowie Siedlungs- und Verkehrsfläche rund 14 bzw. 5 %. Diese Struktur wird als Grundlage für energetische Betrachtungen genutzt, insbesondere für die Wärmeplanung (Wärmedichte) und Erneuerbaren-Potenziale.

5.2 Gebäude

Das Blatt Gebäude enthält eine detaillierte Aufschlüsselung des Gebäudebestands und der Gebäudeeigenschaften in Musterhausen. Als Grundlage dienen aktuelle Zensusdaten (2022) [4] für Deutschland, die dann auf die Musterhausen-Größenordnung skaliert wurden. Weitere Grundlagen sind die „Zensusdatenbank: Gebäude“ [9] und der „AGFW Hauptbericht“ [10]. Zunächst wird die *Gebäudestruktur nach Anzahl Wohneinheiten* betrachtet:

Deutschlandweit gibt es z. B.:

- ~ 13,5 Mio. Einfamilienhäuser (1 Wohnung)
- ~ 2,8 Mio. Zweifamilienhäuser (2 Wohnungen)
- ~ 2,4 Mio. Gebäude mit 3–6 Wohnungen
- ~ 0,97 Mio. Gebäude mit 7–12 Wohnungen
- ~ 0,26 Mio. Gebäude mit mehr als 12 Wohnungen

Daraus errechnet sich der prozentuale Anteil jeder Kategorie (ca. 70 % 1-WE, 15 % 2-WE, 12 % 3- bis 6-WE usw.). Diese Verteilung wird dann auf Musterhausen übertragen: man erhält ~ 16.300 Einfamilienhäuser, ~ 3.400 Zweifamilienhäuser, ~ 2.900 Gebäude mit 3–6 Wohnungen, ~ 1.200 Gebäude mit 7–12 Wohnungen und ~ 260 Gebäude mit > 12 Wohnungen (große Wohnblocks).

Anschließend betrachtet das Blatt die *Gebäudetypologie*: frei stehende Häuser, Doppelhaushälften, Reihenhäuser, sonstige Gebäude. Deutschlandweit sind ~ 12,57 Mio. frei stehend, 2,79 Mio. Doppelhäuser, 3,79 Mio. Reihenhäuser etc. – in Musterhausen entspricht dies etwa 16.300 EFH/DHH und 1.130 RH (und wenigen „anderen“).

Ein weiterer wichtiger Abschnitt ist die *Heizungsstruktur*: Dieser listet die Anzahl der Gebäude (bzw. Wohngebäude) nach primärem Heizenergieträger. In Deutschland haben laut Zensus 2022 etwa 10,76 Mio. Gebäude Gasheizungen, ~ 4,92 Mio. Ölheizungen, ~ 1,18 Mio. Holz-/Pelletheizungen, sehr wenige (15.464) sonstige Biomasse-/Biogasheizungen, ~ 0,85 Mio. Wärmepumpen/Solarthermie, ~ 0,67 Mio. elektrische Direktheizungen und ~ 1,32 Mio.

Fernwärmeanschlüsse. In Musterhäusern skaliert man diese Zahlen herunter: Es ergeben sich rund 13.000 gasbeheizte Gebäude, ~ 6.000 ölbeheizte, ~ 1.400 holz-/pelletbeheizte, ~ 1.000 mit Wärmepumpe/Solarthermie, ~ 820 mit Elektroheizung und ~ 1.600 mit Fernwärme. Diese Ausgangslage verdeutlicht, wie viel Umrüstung bevorsteht: Über 19.000 Gebäude nutzen noch Öl oder Gas.

Zusätzlich integriert das Blatt ein Modell der *energetischen Stadtraumtypen (EST)* nach [6]. Gebäude werden hier bestimmten Typen wie z. B. „EFH-Gebiet“ (EST 1), „Reihenhausgebiet“ (EST 2), „Mehrgeschoss-Zeilenbauten“ (EST 3), „Geschosswohnungsbau/Hochhaus“ (EST 4) etc. zugeordnet. Für Musterhäuser wird angegeben, wie viele Gebäude in die jeweilige EST-Kategorie fallen.

Musterhäusern hat einen dominierenden Anteil an Ein-/Zweifamilienhäusern (~ 80 % der Gebäude), was typisch für viele Regionen ist. Das bedeutet, dass *Wärmepumpen* vor allem in diesem Segment eingesetzt werden müssen – technisch machbar, aber dies erfordert bei älteren EFH gegebenenfalls Sanierungen (wegen Vorlauftemperaturen etc.). Gleichzeitig hat Musterhäusern ~ 4.400 Mehrparteienhäuser, wovon einige über Fernwärme oder zentral per Großwärmepumpen versorgt werden können, andere eventuell aber individuelle Lösungen brauchen.

Die Übersicht zu Heizenergieträgern (Abbildung 1) zeigt, dass Gas aktuell der dominierende Energieträger ist, gefolgt von Öl, Fernwärme und Wärmepumpen. Die Szenarien, die bis 2045 Gas und Öl praktisch eliminieren, bedeuten für ~ 19.000 Gebäude eine neue Heizung, davon werden ~ 13.000 auf Wärmepumpe oder Fernwärme und ~ 6.000 auf anderes umgestellt. Weiter zeigt die EST-Analyse, dass die meisten Wärmepumpen in EST 1 (EFH-Gebiete) zu erwarten sind, während Gebäude in EST 4 (Hochhäuser) eher an Fernwärme angeschlossen werden.

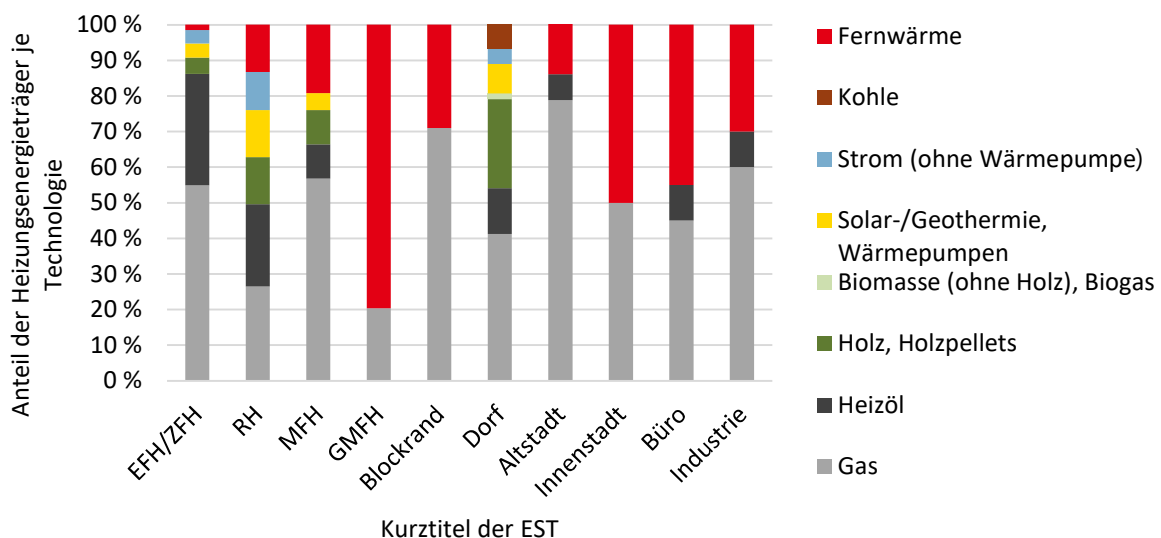


Abbildung 1: Übersicht Heizenergieträger

5.3 Energiebedarf

Das Blatt Energiebedarf enthält die *aggregierten Endenergiebedarfe* in den verschiedenen Sektoren für ausgewählte Szenarien. Es stützt sich auf externe Szenariostudien (BMWE-Langfristszenarien [2] und NEP-Daten [12]) und skaliert diese auf Musterhausen. Konkret sind zwei Transformationsszenarien für 2045 dargestellt: „O45-Strom“ (Fokus Elektrifizierung) und „O45-H₂“ (Fokus Moleküle).

Für jede Energieträgerkategorie wird angegeben, wie viel Endenergie in Deutschland 2045 benötigt wird und deren Aufteilung auf Gebäude-, Industrie- und Verkehrssektor. Zusätzlich werden diese Werte auf Musterhausen heruntergerechnet (Division durch ~ 827 und Umrechnung in GWh). Beispielsweise sieht man im Datensatz: Im *Stromfokus*-Szenario 2045 werden deutschlandweit ~ 919 TWh Strom verbraucht (davon ~ 312 TWh im Gebäudesektor, ~ 417 TWh für Industrie, ~ 190 TWh für Verkehr). In Musterhausen entspricht das ca. 1.112 GWh Strombedarf. Für *Wasserstoff* zeigen sich im Stromszenario nur ~ 115 TWh insgesamt (fast nur Industrie), was auf Musterhausen bezogen ~ 139 GWh ausmacht. Hingegen sinkt im *H₂-Fokus*-Szenario der Strombedarf auf ~ 751 TWh (Deutschland), während der H₂-Bedarf auf ~ 365 TWh steigt. Musterhausen hätte dann Werte in Höhe von ~ 908 GWh Strom und ~ 442 GWh H₂.

Des Weiteren sind auch *Fernwärme* und flüssige Brennstoffe berücksichtigt. So benötigt Deutschland an Fernwärme im Strompfad ~ 142 TWh und im H₂-Pfad ~ 152 TWh. *Ölprodukte* (inkl. synthetischer Kraftstoffe) sinken drastisch: im Strompfad wären es noch ~ 187 TWh (fast alles Verkehr), im H₂-Pfad ~ 183 TWh. Entsprechend verbleiben in 2045 in Musterhausen noch ~ 55–60 GWh flüssige Kraftstoffe (für restliche Verbrennerfahrzeuge etc.). Dieses Blatt bietet also eine *Validierung der sektoralen Energiebilanzen*. Musterhausen repräsentiert einen durchschnittlichen Ausschnitt Deutschlands.

Wichtig sind hier die Relationen: Der Gebäudesektor dominiert bei der Erneuerbaren-Wärme (z. B. 340 TWh „Erneuerbare“ im Strompfad – das sind Umgebungswärme via Wärmepumpen und eventuell Biomasse, davon 304 TWh in Gebäuden). Das heißt, ein Großteil der Erneuerbaren-Wärme wird in Wohn- und Geschäftsgebäuden bereitgestellt, was sich auf die Vielzahl Wärmepumpen und Netzanschlüsse auswirkt. Der Verkehrssektor benötigt im Stromszenario ~ 190 TWh Strom (Musterhausen: ~ 219 GWh). Im H₂-Szenario übernimmt Wasserstoff zum Teil den Verkehr: ~ 50 TWh H₂ in Verkehr. Diese Zahlen machen klar, wo die Herausforderungen liegen: *Elektrifizierung des Straßenverkehrs* bringt einen signifikanten Stromanstieg mit sich (20 % des Stromverbrauchs 2045 fallen auf Verkehr). *Wasserstoff* im Industrie- und Verkehrskontext verringert den Strombedarf (H₂-Pfad hat ~ 15 % weniger Strombedarf), erfordert aber eine neue Versorgungsinfrastruktur.

Das Blatt Energiebedarf zeigt auch, dass *Fernwärme* in beiden Pfaden wichtig bleibt (~ 140 TWh national). Musterhausen mit ~ 138 GWh Fernwärmebedarf 2045 bezieht entsprechend ~ 10–15 % seines Endenergieverbrauchs über Wärmenetze – das deckt sich mit ca. 2.500–3.000 angeschlossenen Gebäuden in den Szenarien.

Zuletzt sind in der Tabelle auch Werte aus dem NEP 2023 (Netzentwicklungsplan 2023) zum Vergleich eingefügt (Szenario B). Man sieht anhand dieser z. B., dass der NEP für das Jahr 2040 ca. 369 TWh und bis 2045 ~ 400 TWh Strom ansetzt (für Deutschland), was zwischen den beiden Extremszenarien liegt. Für Öl und Gas sind ebenfalls NEP-Projektionen angegeben (z. B. noch ~ 1,57 TWh Benzin und Diesel in 2040, was aber deutlich höher liegt als im Falle der Klimapfadszenarien). Diese Vergleiche zeigen, dass die NEP-Planung teils noch von höheren Restverbräuchen fossiler Energien ausgeht, während die Klimapfadszenarien ambitionierter sind. Für Musterhausen bedeutet das: In unseren Szenarien planen wir Netze für eine nahezu vollständige Dekarbonisierung. Würde stattdessen mehr Restverbrauch bleiben (NEP-Annahme), hätte man z. B. etwas mehr Gas/Öl bis 2045 – was die Stromlast geringfügig reduziert, aber eben Klimaziele verfehlt.

5.4 Strom

Im Blatt Strom werden die wichtigsten elektrischen Kenngrößen über den Zeithorizont zusammengefasst und um übergeordnete Informationen zur Erzeugungsseite ergänzt. Zum einen findet man hier die *Energieverbrauchsentwicklung* Musterhausens bis 2045 für Strom, Gas (Methan), Wasserstoff und Fernwärme, basierend auf den Langfristszenarien (Division durch ~ 827 und Umrechnung in GWh), jeweils für beide Pfade (Strom- vs. H₂-Szenario) in Fünf-Jahres-Schritten.

Im Strompfad steigt der Stromverbrauch von 648 GWh (2025) auf 1.111 GWh (2045), während der Erdgasverbrauch von 651 GWh auf 0 sinkt und H₂ auf 139 GWh steigt (skaliert auf Basis der LFS [2]). Im H₂-Pfad erhöht sich Strom nur auf 907 GWh, dafür steigt H₂ auf 450 GWh (Gas sinkt auf 0). Fernwärme nimmt in beiden Pfaden leicht zu (ca. 137 GWh in 2045). Zum anderen präsentiert das Blatt eine *Übersicht der Erzeugungskapazitäten (Deutschland)* für verschiedene Energieträger in den Szenarien und im Vergleich zum offiziellen NEP. So sind z. B. Kapazitäten 2025–2045 für PV, Wind Onshore/Offshore, Biomasse, Kohle, Gas, Elektrolyse etc. gelistet – einmal für den Strompfad, einmal für den H₂-Pfad sowie mit NEP B als Referenz. Man erkennt etwa: Die PV-Leistung wächst in beiden Pfaden auf ~ 400 GW bis 2045 (DE gesamt), Wind an Land auf ~ 160 GW, Wind auf See ~ 70 GW. Fossile Kraftwerke (Kohle) gehen bis 2035 auf 0. Gaskraft bleibt im Strompfad bis 2040 minimal (1,37 GW) und liegt 2045 bei null, im H₂-Pfad ist es ähnlich. Elektrolyseure hingegen unterscheiden sich davon: im Strompfad steigen diese auf ~ 81 GW bis 2045, im H₂-Pfad steigen sie nur auf ~ 60 GW (weil man dort H₂ teilweise aus importierten Quellen annimmt).

Diese nationalen Ausbauraten werden anschließend *auf Musterhausen heruntergebrochen*: Das Blatt enthält berechnete *Leistungswerte in MW für Musterhausen* analog zu den nationalen Leistungswerten aus den Langfristszenarien (mittels Bevölkerungsschlüssel von 1/827). So ergibt sich z. B., dass in Musterhausen bis 2045 rechnerisch ~ 0,48 GW PV-Leistung installiert würde (aufgeteilt in ~ 230 MW Freiflächen-PV und ~ 257 MW Dach-PV). Ebenso stünden ~ 193 MW Wind Onshore und ~ 0 MW Wind Offshore sowie ~ 98 MW Elektrolyse und einige MW Biomasse und Wasserkraft anteilig zur Verfügung. Diese Werte sind hypothetisch, aber sie geben einen Orientierungspunkt für die *Pro-Kopf-Verteilung der*

Erzeugung: Musterhausen mit einem 0,12 %-Anteil an Deutschland hätte im Durchschnitt 0,12 % jeder Erzeugungskapazität.

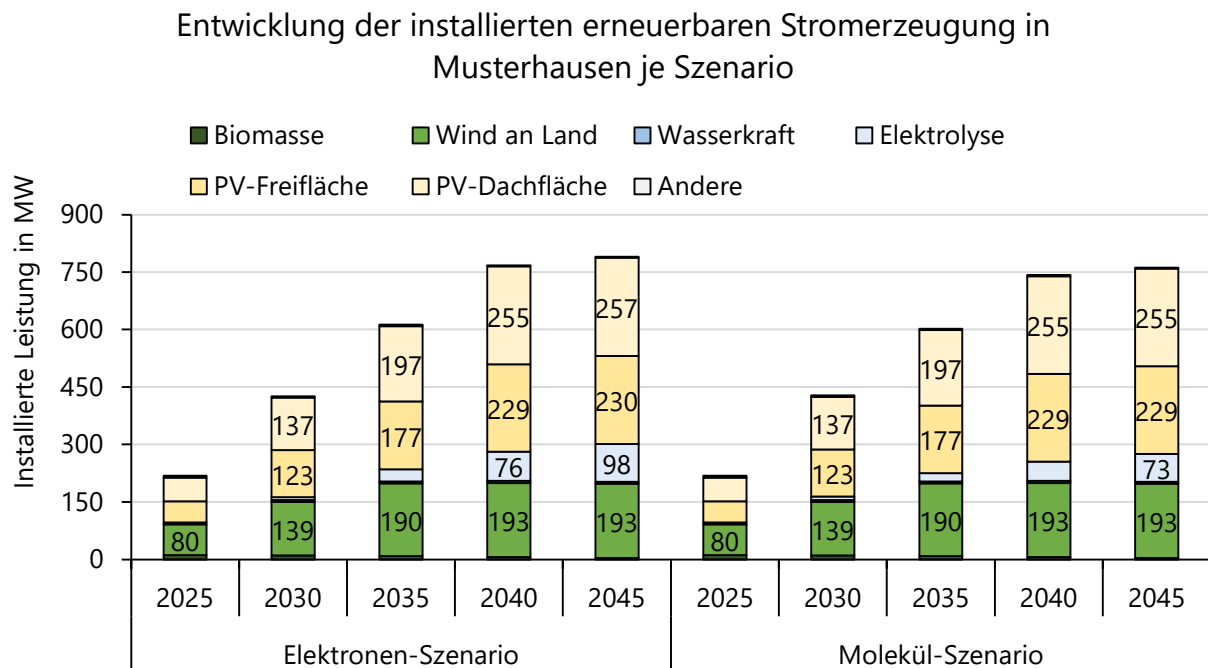


Abbildung 2: Entwicklung der installierten erneuerbaren Stromerzeugung in Musterhausen je Szenario

Schließlich zeigt das Blatt auch noch Spitzenlasten und Jahreshöchstwerte. Insbesondere findet man die *Spitzenlast Musterhausen insgesamt*, die im Strompfad 2045 ~ 425 MW (Strom, Zelle G147) beträgt. Die abgeleiteten Betriebszustände „Starklast“ und „Starkeinspeisung“ beschreiben die netzrelevanten Betriebsituationen, die für die Dimensionierung der Netzinfrastruktur maßgeblich sind.

Die Starklast- und Starkeinspeisungsbetriebspunkte werden aus den installierten Leistungen der jeweiligen Szenarien und den Gleichzeitigkeitsfaktoren (GFZ) abgeleitet. Diese GFZ berücksichtigen, dass Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten nicht vollständig gleichzeitig auftreten. Grundlage hierfür sind typische Last- und Erzeugungsprofile (z. B. Haushalte, GHD, Industrie, Elektromobilität, Wärmepumpen, Photovoltaik) sowie zusätzliche Annahmen zu Gleichzeitigkeiten (siehe auch [5]), insbesondere im Mobilitäts- und Wärmesektor (vgl. Abschnitt 5.7 Mobilität). Die dargestellten Gleichzeitigkeiten ergeben sich somit nicht unmittelbar aus den LFS, sondern stellen eine separate, betriebspunktbezogene Ableitung dar. Ziel ist es, realistische Momentanbelastungen des Netzes zu erfassen, wie sie für die Auslegung von Leitungen, Transformatoren und Netzknoten relevant sind.

Die resultierenden Betriebspunkte sind insbesondere für die netztechnische Bewertung relevant, da sie die Grundlage für vereinfachte Auslegungsrechnungen (z. B. für das Verhältnis zwischen Leistung, Leitungslänge und Investitionsbedarf) bilden. Entsprechend kommt ihnen eine andere Bedeutung zu als den installierten Leistungen oder Jahresenergiemengen.

Betriebspunkt „Starklast“ aus Sicht des Muster EVU

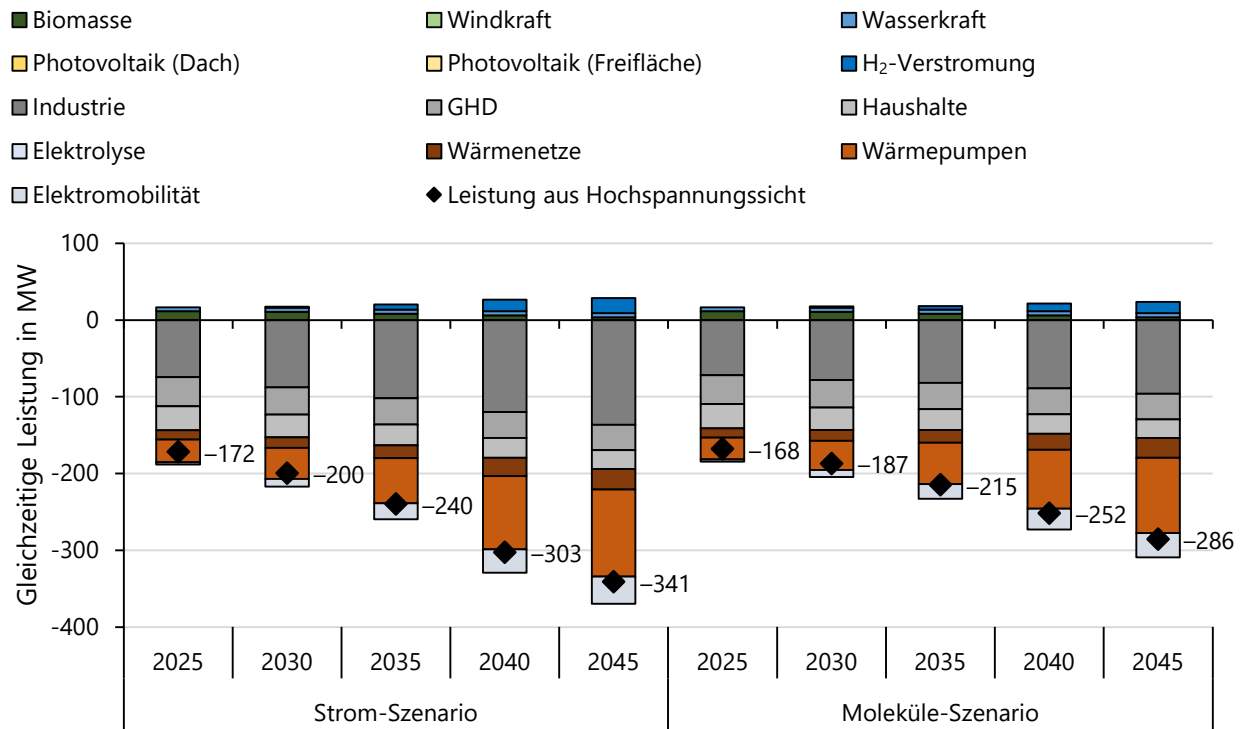


Abbildung 3: Betriebspunkt „Starklast“ aus Sicht des Musters EVU

Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ aus Sicht des Muster EVU

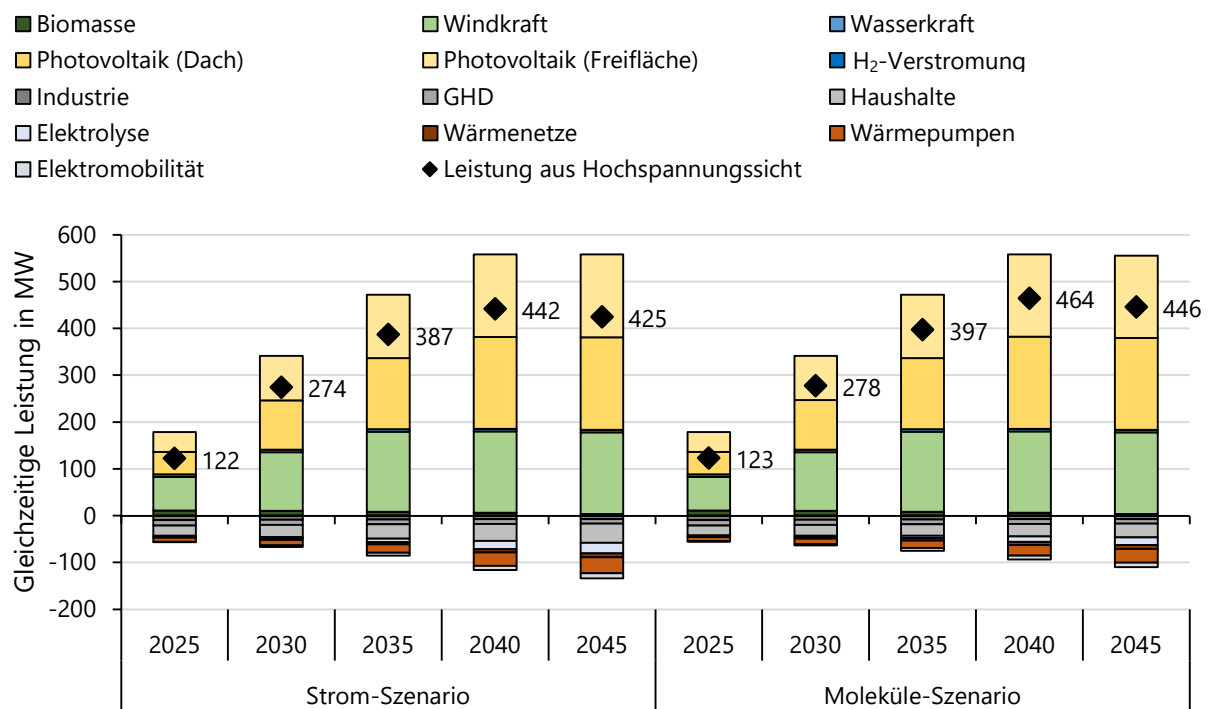


Abbildung 4: Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ aus Sicht des Musters EVU

Das Stromblatt verknüpft lokale Verbrauchsdaten mit der übergeordneten Erzeugungslandschaft. Daraus lassen sich einige wichtige Punkte ableiten: erstens die *Eigenversorgungspotenziale* Musterhausens. Rechnerisch stehen ~ 487 MW PV und ~ 193 MW Wind Onshore zur Verfügung. Würde man diese Kapazitäten ausschöpfen, könnte Musterhausen bilanziell mehr Strom erzeugen als verbrauchen. Für Verteilnetze bedeutet das den Massenanschluss von dezentralen Erzeugern (vor allem PV). In Musterhausen müsste man bis 2045 z. B. rund 257 MW Dach-PV integrieren, was Tausenden Anlagen in Haushalten entspricht.

In jedem Fall zeigt sich: Die *Netzbelastung* in Zukunft kommt sowohl durch Einspeisung als auch durch Last wie z. B. von E-Autos und Wärmepumpen zustande. Das Stromblatt liefert hierfür quantitative Beispiele.

5.5 Stromleistungsverlauf

Dieses Blatt enthält exemplarische *Tageslastgänge* der Stromnachfrage in Musterhausen. Aufgeteilt nach Sektoren – hier konkret Haushalte, Gewerbe (inkl. kleine Industrie) und Landwirtschaft – wird viertelstündlich über 24 Stunden die Leistungsaufnahme dargestellt. Wichtig sind die Einzelprofile: Die dargestellten Tageslastgänge dienen ausschließlich der qualitativen Veranschaulichung typischer Lastverläufe und sind nicht Bestandteil der quantitativen Szenarien- oder Netzausbauberechnungen.

Dieser Tagesverlauf gibt *wertvolle Einblicke in das Lastverhalten*: Haushalte haben ausgeprägte Abendspitzen (Kochen, Licht, möglicherweise Wärmepumpen abends hoch), Gewerbe klar definierte Tagspitzen (Arbeitszeit) und Landwirtschaft einen relativ kontinuierlichen Verbrauch mit leichtem Peak. Daraus folgt, dass die *Netzauslastung über den Tag variiert*. Die höchste Gesamtlast entsteht am Abend, wenn Haushaltspeak auf Restlast trifft.

Die in diesem Blatt dargestellten Profile fließen nicht direkt in weitere Berechnungsschritte ein. Die Ableitung netzrelevanter Kenngrößen (z. B. Starklast- und Starkeinspeisungsbetriebspunkte) erfolgt unabhängig davon über separate Annahmen zu installierten Leistungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren.

5.6 Strom-NAP-Auswertung

Dieses Blatt dient der Auswertung von Netzausbauplanungen (NAP) und dem Vergleich von Musterhausens Netzstrukturen mit statistischen Werten, woraus sich das RF-1-Szenario ableitet. Zunächst sind hier die Quartilswerte der wichtigsten Netzparameter (im Bestand) pro 100.000 Einwohner angegeben (basierend auf NAP): für Hoch-, Mittel-, Niederspannungsleitungslänge sowie Anzahl Umspannwerke (HS/MS) und Ortsnetzstationen (MS/NS). Beispielsweise liegt laut Auswertung der *Median* (50 %-Quantil) bei ~ 31,4 km HS, ~ 415 km MS, ~ 1.101 km NS, ~ 7,68 Stück HS/MS-Transformatoren und ~ 605 MS/NS-Stationen pro 100.000 Einwohner – genau die Werte, die Musterhausen in der Referenz hatte. Das 25 %-Quantil (eher städtische Netze) zeigt viel geringere Längen (z. B. ~ 15 km HS, 327 km MS, 791 km NS) und das 75 %-Quantil (ländliche Netze) deutlich höhere

(84,8 km HS, 718 km MS, 1.699 km NS). Musterhausens Ausgangslage entspricht dem Median.

Als Nächstes listet das Blatt die „Top 10“ der städtischen Netzbetreiber bezogen auf Einwohnerdichte und deren Netzkennzahlen – hier finden sich z. B. Berlin, Leipzig, München (SWM), Frankfurt/Main (Mainova/NRM), Stuttgart, Düsseldorf etc. Man sieht, dass beispielsweise Berlin eine extrem hohe Dichte (4.243 EW/km^2) und dabei pro 100.000 Einwohner nur $\sim 22,5 \text{ km HS}$, $\sim 288 \text{ km MS}$ sowie $\sim 632 \text{ km NS}$ hat – viel weniger Leitungen als der Median, aber auch viel weniger Umspannwerke (nur $\sim 4,9 \text{ HS/MS}$) und dafür *proportional mehr MS/NS-Stationen* (308 pro 100.000). Ländliche Betreiber haben umgekehrt sehr viele Kilometer Netz.

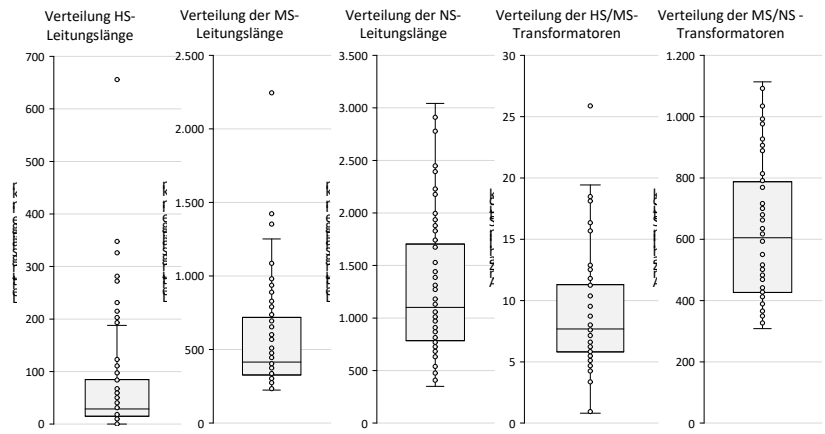
Abbildung 5 zeigt die Verteilung zentraler Netzstrukturparameter deutscher Verteilnetzbetreiber, normiert auf 100.000 Einwohner. Grundlage sind die veröffentlichten Strukturkennzahlen von rund 80 Verteilnetzbetreibern, die zusammen etwa 82 % der Fläche und 76 % der Bevölkerung Deutschlands abdecken. Dargestellt sind Boxplots für die Leitungslängen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung sowie für die Anzahl der Transformatoren (HS/MS und MS/NS). Die Boxplots verdeutlichen jeweils Median, Quartile sowie die Spannweite typischer Ausprägungen.

Unterhalb der Boxplots sind die für Musterhausen und das zugehörige Umland angesetzten Werte dargestellt. Diese orientieren sich bewusst am Median der jeweiligen Verteilungen und nicht an Extremwerten. Für Musterhausen ergeben sich so u. a. Leitungslängen von rund 31 km HS, 415 km MS und 1.101 km NS pro 100.000 Einwohner sowie 8 HS/MS- und 605 MS/NS-Transformatoren. Der zugehörige Netzausbau wurde entsprechend dem Medianausbau in Zeile 121 bestimmt.

Diese Auswertung (siehe auch Abbildung 5) bestätigt zum einen die Plausibilität der Musterhausen-Annahmen: Durch die Orientierung an Medianwerten wird eine verallgemeinerbare, nicht verzerrte Referenzstruktur gewählt, die weder besonders dichte noch besonders weitläufige Netze überrepräsentiert. Zum anderen macht die Abbildung die erhebliche Streuung realer Netzausprägungen deutlich. So kann ein Stadtwerk wie die Stadtwerke Düsseldorf beispielsweise auf lediglich rund 25 km HS, 429 km MS und 567 km NS pro 100.000 Einwohner kommen, während andere Netze deutlich höhere Leitungslängen aufweisen.

Diese Bandbreite unterstreicht, dass Netzstrukturen stark lokal geprägt sind und sich historisch, topografisch sowie siedlungsstrukturell deutlich unterscheiden. Entsprechend sind pauschale „One size fits all“-Lösungen für Netzausbau, Transformation oder Kostenabschätzungen nur eingeschränkt geeignet. Die Wahl einer medianbasierten Modellstadt erlaubt es jedoch, systemische Effekte und Größenordnungen zu analysieren, ohne den Anspruch zu erheben, ein konkretes reales Netz exakt abzubilden.

- Analyse von Netzstrukturparametern nach 23c EnWG für alle Netzbetreiber >100.000 Netzkunden
 - Versorgen ca. 82 % der geografischen Fläche in Deutschland
 - Versorgen ca. 76 % aller Einwohner in Deutschland
- Skalierung der Netzstrukturparameter der VNBs auf 100.000 Einwohner
- Durch statistische Analyse Ermittlung des Medians zur Ableitung der Netzstrukturparameter des Muster-EVUs



Musterkommune skaliert auf 100.000 Einwohner					
	HS Leitungslänge [km]	MS Leitungslänge [km]	NS Leitungslänge [km]	HS/MS-Trafos* [Stück]	MS/NS-Trafos** [Stück]
75% Quantil	85	718	1.699	11	780
Median	29	415	1.101	8	605
25% Quantil	15	327	791	6	427

*/** Ermittlung der Anzahl an HS/MS Transformatoren aus der durchschnittlichen installierten Leistung an Transformatoren und der installierten Leistung je Umspannebene aus den Netzstrukturparametern

Abbildung 5: Analyse der Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber

5.7 Mobilität

Im Blatt Mobilität werden detaillierte Annahmen und Ergebnisse zur *Elektrifizierung des Verkehrs* dokumentiert. Es umfasst verschiedene Fahrzeugkategorien und Antriebstechnologien über die Zeit. Zuerst betrachtet es die leichten und mittelschweren Nutzfahrzeuge (Transporter, Liefer-Lkw). Für Deutschland wird aufgeführt, wie sich bis 2045 die Anzahl dieser Fahrzeuge nach Antriebsart entwickelt – im Strom- vs. H₂-Szenario. Beispiel: Im Strompfad sinkt die Anzahl an Diesel-Lieferfahrzeugen von ~ 3,25 Mio. (2025) auf nur ~ 12.500 in 2045, während batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) von 0,24 Mio. auf ~ 4,27 Mio. steigen. Im H₂-Pfad ist der Trend ähnlich, jedoch verbleiben etwas mehr Dieselfahrzeuge bis 2030 und es kommen *Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV)* verstärkt ab 2035 hinzu (z. B. ~ 110.000 FCEV-Transporter in 2045 vs. praktisch 0 im Strompfad). Auch „LNG“ (Gas-Lkw) und „Plug-in-Hybride“ tauchen auf, verschwinden aber weitgehend bis 2045 (nur wenige Tausend bleiben). Diese nationalen Zahlen werden dann wieder auf Musterhausen skaliert: durch Division durch 827 (Bevölkerungsfaktor) und gegebenenfalls noch durch 1.000, um auf 1.000 Stück zu kommen. Ergebnis: Musterhausen hätte z. B. in 2045 ca. 5,16 Tsd. E-Lieferwagen (statt Diesel) im Strompfad und im H₂-Pfad etwa 4,20 Tsd. BEV und einige Hundert FCEV-Transporter. Die genaue Skalierung ist hierbei eher nicht kritisch – wichtig ist die Tendenz: eine nahezu komplette Elektrifizierung des Lieferverkehrs, mit einem im H₂-Pfad bestimmten Anteil an H₂-Brennstoffzellenfahrzeugen.

Weiter betrachtet das Blatt die Pkw-Entwicklung. Die Zensusdaten zeigen eingangs, dass Musterhausen ca. 100.000 Einwohner hat – typischerweise ~ 50.000–60.000 zugelassene Pkw. Bis 2045 steigen BEV auf ~ 39,6 Mio. (Strompfad). Benziner und Diesel-Pkw nehmen drastisch ab: Benzin von ~ 22,88 Mio. (2025) auf ~ 1,38 Mio. (2045), Diesel von ~ 18,26 auf ~ 0,187 Mio. Gleichzeitig werden Plug-in-Hybride (PHEV) zunächst mehr (z. B. 2030 ~ 9,1 Mio.), gehen dann aber gegen 2045 nahezu gegen 0 (in 2045 nur ~ 3,15 Mio. PHEV).

Im H₂-Pfad sind die Zahlen ähnlich, der Anteil an BEV ist etwas geringer (35,3 Mio. 2045), hinzu kommen einige FCEV-Fahrzeuge.

Wesentlicher Bestandteil des Blatts Mobilität ist auch die Ladeinfrastruktur. Deutschland braucht bis 2045 eine hohe Anzahl öffentlicher und privater Ladepunkte, welche dort quantitativ dargestellt sind.

Die Mobilitätsdaten zeigen klar den *Trend zur Elektrifizierung*. Bis 2045 sind Verbrennerfahrzeuge – sowohl Pkw als auch leichte Lkw – fast vollständig verdrängt. Das entlastet zwar die Emissionen, bedeutet aber eine *enorme zusätzliche Last fürs Stromnetz*. Netztechnisch sind hier zwei Aspekte wichtig: Spitzenlast durch gleichzeitiges Laden und Ladeinfrastrukturverteilung. Die Berechnungen im Mobilitätsblatt zu den Ladepunkten erlauben abzuschätzen, wo geladen wird.

Die im Mobilitätsblatt dargestellten Fahrzeugbestände und Ladeinfrastrukturannahmen fließen nicht direkt als Leistungswerte in die Netzberechnungen ein. Sie bilden jedoch eine wesentliche Grundlage für die Ableitung der Gleichzeitigkeitsannahmen, die bei der Bestimmung der Starklast- und Starkeinspeisungsbetriebspunkte verwendet werden.

Insbesondere die Annahmen zur zeitlichen Verteilung der Ladevorgänge (z. B. abendliches Laden im Wohnumfeld, Tagesladung im gewerblichen Bereich, Schnellladen entlang übergeordneter Achsen) beeinflussen die angesetzten Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektromobilität. Diese Faktoren gehen anschließend aggregiert in die Berechnung der netzrelevanten Betriebspunkte ein (vgl. Abschnitt 5.4).

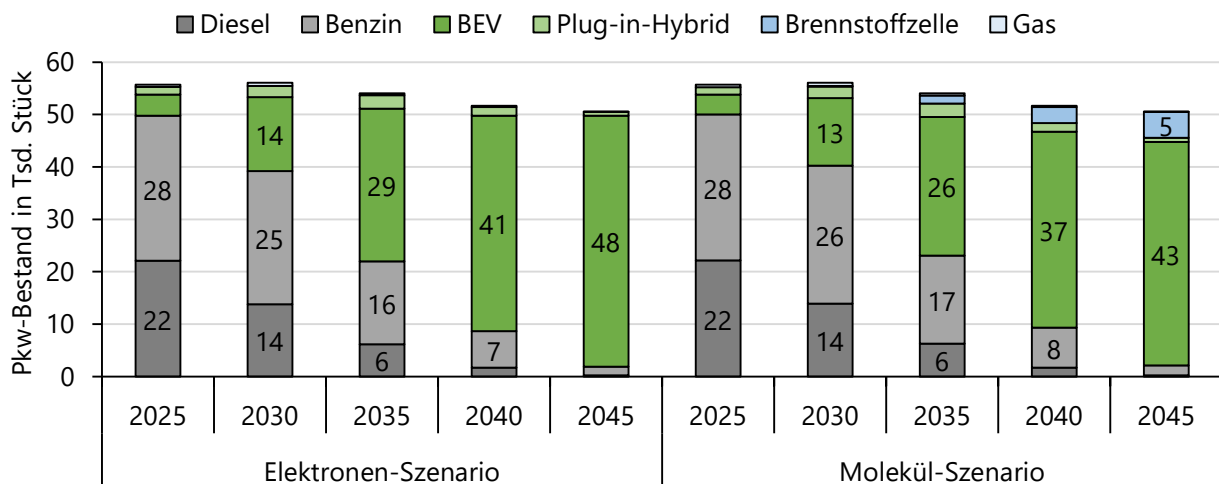


Abbildung 6: Entwicklung der Anteile der Pkw-Typen im Verlauf der Jahre sowie in den Szenarien

Die Mobilitätsanalyse macht auch deutlich, dass *Wasserstoff im Verkehr nur eine Nischenrolle* spielt (selbst im H₂-Pfad wenige 100.000 FCEV in Deutschland, also vor allem Lkw). In Musterhausen hieße das: dort wären eine zweistellige Zahl an H₂-Lkw und ein H₂-Bus, aber kaum H₂-Pkw vorhanden. Dementsprechend muss das *H₂-Tankstellennetz* in der Region nicht feinmaschig sein – eventuell eine H₂-Tankstelle für Lkw in Musterhausen. Die

Stromladeinfrastruktur hingegen muss flächendeckend jeden Haushalt einbeziehen. Die Herausforderung hierbei wären die Stromverteilernetze auf Niederspannungsebene.

Zusammenfassend macht das Mobilitätsblatt zweierlei deutlich: erstens die *Dimension des Umstiegs* (fast die gesamte Fahrzeugflotte ist binnen 20 Jahren zu tauschen, Zehntausende Ladepunkte sind zu schaffen) – eine Aufgabe, die eng mit Bürgerakzeptanz und Investitionsbereitschaft verknüpft ist. Zweitens zeigt es, dass für die Netzinfrastruktur zwar große neue Verbraucher entstehen, diese aber mit guter Planung integrierbar sind. Denn E-Fahrzeuge sind flexible Verbraucher (Ladezeit oft wählbar), was als Puffer genutzt werden kann.

5.8 Wärmequellen

Das Blatt Wärmequellen zeigt die verfügbaren *Umwelt- und Abwärmepotenziale gemäß* [8] für die Wärmeversorgung. Es listet verschiedene erneuerbare Wärmequellen und industrielle Abwärme mit qualitativen Bewertungen und ungefähren Potenzialangaben auf. Unter anderem sind aufgeführt: Umgebungsluft (als Wärmequelle für Luftwärmepumpen), oberflächennahe Geothermie (Erdwärmekollektoren, -sonden), tiefe Geothermie, Gewässerthermie (Wärme aus Flüssen/Seen), industrielle Abwärme, Abwasserwärme/Kläranlagen, Rechenzentrenabwärme, Grubenwasser aus Bergwerken.

Für jede Quelle sind Eigenschaften angegeben: z. B. die *Temperaturbereiche* (Luft: –10 bis +30 °C, Geothermie: 5 bis 150 °C je nach Tiefe, Abwasser: 10 bis 70 °C etc.), die *Saisonverfügbarkeit* (z. B. Luft hat Einschränkungen im Winter, daher „--“ beim COP, während Geothermie „+“, da ganzjährig nutzbar). Auch die *wirtschaftliche Bewertung* ist qualitativ: Luft hat niedrige Investitionskosten („+“), aber schlechte Effizienz („--“ beim COP), tiefe Geothermie hat hohe Investitionskosten („--“), aber gute Verfügbarkeit („+“). Zudem sind grobe *Potenzialschätzungen deutschlandweit* angegeben: z. B. „unbegrenzt“ für Umgebungsluft (theoretisch unendlich nutzbar, Limitation nur über COP), ~ 450 TWh/a für oberflächennahe Geothermie, ~ 300 TWh/a für tiefe Geothermie, ~ 86 TWh/a für Gewässerthermie, ~ 52 TWh/a für industrielle Abwärme, ~ 34 TWh/a für Abwasser, ~ 16 TWh/a für Rechenzentrenabwärme, ~ 4 TWh/a für Grubenwasser.

Die Aufteilung des Wärmemixes stellt für Musterhausen einen plausiblen und konsistenten Transformationspfad dar, da sie sowohl die Rahmenbedingungen als auch systemische Anforderungen der Energiewende berücksichtigt. Der sukzessive Ausbau von Großwärmepumpen bildet das Rückgrat der zukünftigen Wärmeversorgung, da diese flexibel mit unterschiedlichen Umwelt- und Abwärmequellen kombinierbar sind und langfristig eine klimaneutrale Grundlast bereitstellen können. Ergänzend dazu verbleiben Kraft-Wärme-Kopplung sowie gas- und biomassebasierte Spitzenlastkessel in abnehmendem Umfang im System, um Versorgungssicherheit und Flexibilität insbesondere in kalten Winterperioden zu gewährleisten.

Der schrittweise Rückgang fossiler Erdgasanteile reflektiert realistische Umstellungsraten im Gebäudebestand und vermeidet kurzfristige Systemüberforderungen, während Stromdirekt- und Wasserstoffanwendungen gezielt auf Spitzenlastsituationen begrenzt bleiben. Damit

wird einerseits das Stromnetz entlastet und andererseits die Abhängigkeit von knappen und teuren Energieträgern minimiert. Insgesamt bildet der Wärmemix einen ausgewogenen Kompromiss zwischen Investitionsbedarf, technischer Umsetzbarkeit und langfristiger Klimazielerreichung und eignet sich daher als robuster und übertragbarer Referenzfall für Musterhausen.

5.9 Gaskundenmodell

Das Blatt Gaskundenmodell befasst sich mit der Kategorisierung der Gasverbraucher und dem Fahrplan ihres Ausscheidens aus dem Gasnetz. Zunächst werden die Netzstrukturdaten Gas aus dem BNetzA-Monitoring herangezogen: Gesamtdeutschland hat ~ 570.700 km Gasleitungen (davon ~ 527.400 km Verteil- und ~ 43.300 km Transportnetze). Aufgeschlüsselt sind *Längen nach Druckebenen*: z. B. Niederdruck < 0,1 bar: ~ 188.200 km in Deutschland (DE), Musterhausen: 227,6 km (das sind ~ 35,7 % seiner Gasnetzlänge); Mitteldruck 0,1–1 bar: ~ 264.100 km in DE, Musterhausen: 319,3 km (~ 50,1 % seiner Gasnetzlänge); Hochdruck 1–5 bar: 27.700 km in DE, Musterhausen: 33,37 km (~ 5,2 % seines Netzes); Hochdruck 5–16 bar: 30.300 km in DE, Musterhausen: 33,13 km (~ 5,2 % seines Netzes); über 16 bar: 60,4 km in DE, Musterhausen: 24,3 km (~ 3,8 % seines Netzes).

Diese Verteilung zeigt: Musterhausen hat ein umfangreiches MD/ND-Netz, mit mehreren Einspeisepunkten aus überregionalem Netz (> 16 bar). Die Tabelle zeigt auch die Anzahl der Ausspeisepunkte (Gaskundenanschlüsse): insgesamt ~ 11,19 Mio. in DE (11.193,7 Tsd.), davon 6,045 Mio. an Niederdruck, 4,924 Mio. an 0,1–1 bar, 209 Tsd. an 1–5 bar etc. Musterhausen hat 13.531 Gasanschlüsse, verteilt auf ~ 7.311 an Niederdruck (54 % der Kunden, meist Haushalte), ~ 5.954 an 0,1–1 bar (44 %, wahrscheinlich größere Gebäude und gewisse Prozesse), ~ 253 an 1–5 bar (1,9 %, Industriebetriebe), ~ 11 an 5–16 bar und ~ 3 Anschlüsse direkt an Hochdruck > 16 bar. Diese Ausgangszahlen zeigen, dass Musterhausen einen gemischten Kundenstamm hat: überwiegend Haushalte/Gewerbe an Niederdruck-, einige Industrien an Mittel-/Hochdruckanschlüssen.

Im nächsten Abschnitt des Blatts wird eine vereinfachte Modellierung des Gaskundenschwunds vorgenommen. Annahme ist, dass die Gaskunden müssen zu 25er-Gruppen vom Netz gehen, sodass ein Teilabschnitt (von je ca. 1,04 km) bzw. eine Stickleitung außer Betrieb genommen werden kann. Die Tabelle „Anzahl der Wärmepumpen“ zeigt, wie viele ehemalige Gaskunden auf Wärmepumpen umsteigen: z. B. kamen in 2025 426 Wärmepumpen neu hinzu (das entspricht 426 Gaskunden weniger), in 2030 sogar ~ 2.654.

Im Szenario verlassen alle Kunden das Gasnetz – ca. 80 % wechseln zu eigenen Wärmepumpen (bzw. gegebenenfalls auch anderen dezentralen Optionen), ~ 20 % zu Fernwärme. Dies ist eine Abschätzung auf Basis der Gebäudeanalyse der LFS [2]. Entsprechend zeigt das Blatt auch die resultierende *Gasnetzlänge* pro Jahr: Start bei ~ 546,9 km in 2024, sinkend auf ~ 480 km 2040, ~ 376 km 2045, ~ 121 km 2049 und ~ 80 km 2050. Das heißt, das Gasnetz schrumpft auf etwa 15 % seiner ursprünglichen Länge

– es verbleiben nur noch die Hochdrucktrassen bzw. ein Kernnetz, welches für H₂ genutzt wird. Gleichzeitig wächst die „Wärmenetzlänge“ von ~ 41,3 km (2024) auf ~ 137,3 km.

Danach folgt noch eine Matrix, in der die 13 Tsd. Kunden in 25er-Gruppen (also 525 Gruppen) unterteilt und anhand derer ersichtlich wird, welche Gruppen wann umgestellt werden (z. B. Gruppe 1: im Jahr 2047 komplett, Gruppe 2: im Jahr 2043 komplett etc.). Dieses Gaskundenmodell liefert eine *Überschlagsrechnung* für die Gasnetzstilllegung.

So ergibt sich ein langsamer Rückgang der Gasnetzlänge im Modell bis ~ 2040 und danach ein steiler Abfall, wenn die kritische Masse unterschritten wird (denn bei flächendeckendem Kundenrückgang lohnt sich das Netz kaum noch, also werden größere Teilnetze komplett stillgelegt).

Das Gaskundenmodell basiert auf der Annahme, dass der Großteil der Haushalte zu individuellen Lösungen wechselt. Ein weiterer Großteil wird auf zentrale Lösungen (Wärmenetze) gebündelt, sodass das Gasnetz Stück für Stück klein genug wird, um vielleicht als reines H₂-Netz für einige wenige Anwendungen übrig zu bleiben. Die Zahlen wurden dann auf die jeweiligen Fälle in Musterhäusern skaliert, sodass die Leistung/Anzahl zu den Szenarioergebnissen aus den Langfristszenarien passt. Der im Tabellenblatt hinterlegte Verlauf entspricht der ungesteuerten Variante, aus der sich das technische Mengengerüst für das „HC“-Szenario ergibt. Hiervon ausgehend wurde eine Reduktion bzw. Skalierung für die gesteuerte Variante angenommen. Die Skalierung basiert auf einer internen Untersuchung und wurde nur auf das resultierende Mengengerüst (siehe z. B. Tabellenblatt RF-1) angewandt und nicht auf das gesamte Gaskundenmodell.

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht Heizenergieträger	17
Abbildung 2: Entwicklung der installierten erneuerbaren Stromerzeugung in Musterhausen je Szenario.....	20
Abbildung 3: Betriebspunkt „Starklast“ aus Sicht des Musters EVU.....	21
Abbildung 4: Betriebspunkt „Starkeinspeisung“ aus Sicht des Musters EVU	21
Abbildung 5: Analyse der Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber.....	24
Abbildung 6: Entwicklung der Anteile der Pkw-Typen im Verlauf der Jahre sowie in den Szenarien	25

