

# Commit to Connect 2050

Zielbild Energieinfrastrukturen für Ostdeutschland

Endbericht, April 2020

Ein Gemeinschaftsprojekt von Avacon AG, BALANCE VNG Bioenergie GmbH, DREWAG NETZ GmbH / ENSO NETZ GmbH, E.DIS Netz GmbH, ENERTRAG AG, EWE NETZ GmbH, GASAG AG / NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG, HanseGas GmbH, inetz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG / TEAG Thüringer Energie AG, VNG Gasspeicher GmbH

Studienautor: Wagner, Elbling & Company

### Studienautor

Wagner, Elbling & Company  
Seilerstätte 18-20, A-1010 Wien  
[www.wecom.at](http://www.wecom.at)

### Ansprechpartner

Dr. Albrecht Wagner  
Geschäftsführer  
Wagner, Elbling & Company

### Auftraggeber

Avacon AG, BALANCE VNG Bioenergie GmbH, DREWAG NETZ GmbH / ENSO NETZ GmbH, E.DIS Netz GmbH, ENERTRAG AG, EWE NETZ GmbH, GASAG AG / NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG, HanseGas GmbH, inetz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG / TEAG Thüringer Energie AG, VNG Gasspeicher GmbH

**avacon**

**> BALANCE**

**DrewagNETZ**

**e.dis**

**ENERTRAG**  
Eine Energie voraus

**enso NETZ**

**EWEnetz**

**GASAG**

**Hanse  
Gas**

**inetz**  
Ein Unternehmen von **eins**

**MITNETZ**  
GAS

**NETZGESELLSCHAFT  
BERLIN·BRANDENBURG**

**ontras**  
Gastransport GmbH

**Stadtwerke**  
Lutherstadt Wittenberg

**VNG  
Gasspeicher**

### Disclaimer

Dieser Bericht wurde von Wagner, Elbling & Company (Wagner & Elbling GmbH) im Auftrag der Partnerunternehmen des Projekts Commit to Connect 2050 erstellt. Er ist ausschließlich für die Zwecke der Auftraggeber bestimmt und berücksichtigt nicht die Interessen Dritter.

Der Bericht muss im Kontext seiner Erstellung verstanden werden, einschließlich der Einschränkungen bezüglich der Verfügbarkeit von Zeit und Informationen, der Qualität dieser Informationen und der mit den Auftraggebern getroffenen Vereinbarungen und Annahmen. Informationen und Auffassungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden.

Wagner & Elbling GmbH übernimmt keine Haftung für die bereitgestellten Informationen, einschließlich aller Fehler oder Ungenauigkeiten, und daraus folgende Schäden materieller oder ideeller Art. Haftungsansprüche gegen Wagner & Elbling GmbH bzw. Mitarbeiter von Wagner & Elbling GmbH, welche sich auf Schäden materieller oder ideeller Art beziehen, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen bzw. durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen verursacht wurden, sind insoweit grundsätzlich ausgeschlossen.

### Bildquellen

Icons made by Freepik, Smashicons, Pixel Perfect, Iconnice, OCHA, Ctrlstudio, Hand Drawn Goods, DinosoftLabs, Dave Gandy, Creaticca Creative Agency and Vaadin from [www.flaticon.com](http://www.flaticon.com)

INHALTE – ÜBERBLICK

1	Commit to Connect 2050 – Vorwort der Partner .....	4
2	Kurzfassung .....	10
3	Inhalte – Detailverzeichnis.....	24
4	Projekt, Auftrag, Methodik .....	27
5	Zielbild – optimales Energiesystem <sub>2050</sub> – für Ostdeutschland.....	37
6	Regionalisierung – Details Zielbild <sub>2050</sub> für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 .....	58
7	Vergleichsszenarien zum Zielbild <sub>2050</sub> .....	93
8	Vergleich Zielbild <sub>2050</sub> mit Energiesystem Ostdeutschland heute.....	110
9	Verzeichnisse .....	123
10	Ergebnistabellen .....	136
11	Datenannahmen und -quellen .....	153

## 1 COMMIT TO CONNECT 2050 – VORWORT DER PARTNER

### **Fragestellung: Ein Zielbild für das erneuerbare Energiesystem Ostdeutschlands 2050**

In einer Gemeinschaft von 14 Energieunternehmen aus Ostdeutschland haben wir seit einiger Zeit die Energiewende beobachtet und festgestellt: Es fehlt ein Masterplan! Die Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende vermögen es bislang nicht, die verschiedenen Energieträger optimal in einem System zu integrieren. Anstatt jedoch die Entwicklung des jeweils eigenen Energieträgers als Einzelkämpfer weiter voranzutreiben, bedarf es einer sektorenübergreifenden Perspektive und Vernetzung untereinander.

Daher haben wir das Projekt „Commit to Connect 2050“ (CtC2050) ins Leben gerufen und uns gemeinsam zu einer Analyse unseres Energiesystems über alle Energieträger hinweg verpflichtet. Namentlich wollen wir die für unsere Region zentrale klima- und energiepolitische Frage beantworten: Wie sieht das volkswirtschaftlich optimierte Zielbild für ein vollständig dekarbonisiertes Energiesystem in Ostdeutschland im Jahr 2050 aus?<sup>1</sup>

### **Begründung: Volkswirtschaftlich kostenminimale Dekarbonisierung**

Die Gründe, warum wir auf diese Frage eine Antwort finden wollten, liegen auf der Hand: Die Gefahren eines ungebremsten Klimawandels sind uns allen bewusst und die Erreichung der Klimaneutralität unserer Region bis 2050 ist notwendig. Gleichzeitig betreiben wir heute unter anderem auf fossilen Energieträgern basierende energietechnische Anlagen. Für uns ist es daher eine elementare Herausforderung herauszufinden, welche Technologien zur Energieversorgung und -nutzung sich bis 2050 unter ökonomischen Gesichtspunkten durchsetzen werden und welche Arten von Netzen diese Energie transportieren werden. Auf Grundlage dieses Wissens können wir anschließend bestimmen, wie wir unsere Anlagen bis 2050 volkswirtschaftlich kostenminimal transformieren müssen, um auch im Angesicht des Klimaneutralitätsziels im Jahr 2050 jederzeit Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Wir wollen die Energiewende nicht passiv abwarten, sondern sehen uns als proaktive Gestalter der Zukunft der Energieversorgung!

### **CtC2050-Partner: Gemeinschaft von 14 Energieunternehmen**

Wir repräsentieren unterschiedliche Sparten und Wertschöpfungsstufen: Netze auf Verteil- und Fernleitungsebene, Energieerzeugung sowie -speicher. Zusammen verfügen wir über ein Stromnetz von 280.391 km Länge, ein 94.417 km langes Gasnetz, ein Gasspeichervolumen von knapp 2 Mrd. m<sup>3</sup> und liefern etwa 4 Mio. MWh Fernwärme. Bereits heute speisen wir rund 50 Mio. MWh erneuerbaren Strom aus Wind- und Solarstromerzeugung in die Netze ein. In unsere Gasnetze speisen 82 Einspeisegasanlagen Biomethan und eine Anlage Wasserstoff ein.

---

<sup>1</sup> Der Begriff „dekarbonisiert“ wird in diesem Zusammenhang verstanden als auf kohlenstofffreien Energien und klimaneutralen, nicht fossilen Kohlenstoffen basierend. Das Zielbild von Commit to Connect 2050 fußt somit vollständig auf erneuerbaren Energien.

### **Methode: Innovative ergebnis- und technologieoffene Modellierung**

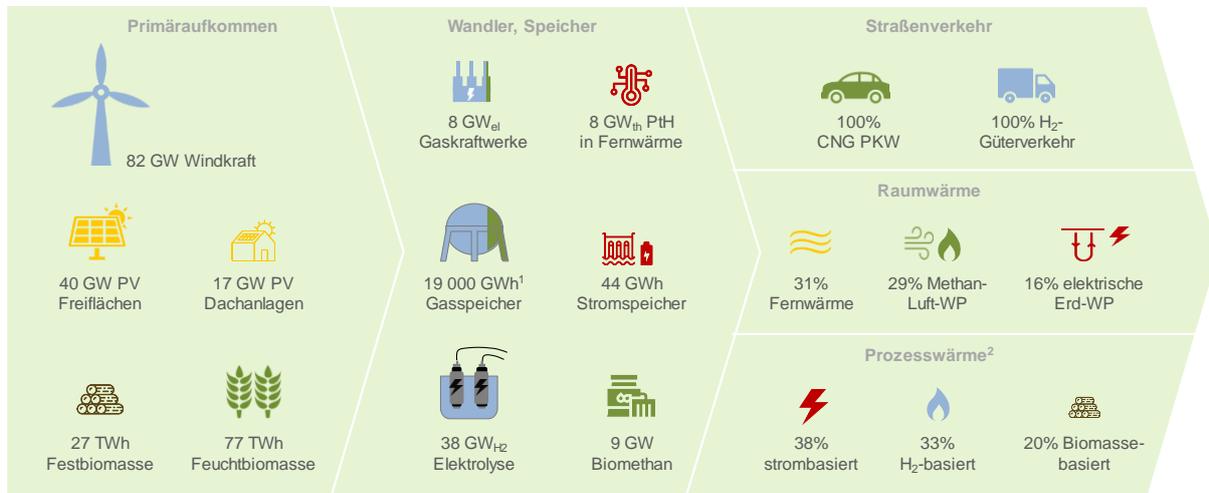
Um ein solches Zielbild für unsere Region zu berechnen, bedarf es einer innovativen Methode, die uns ein klares und von Schwankungen des politischen Rahmens unabhängiges Zielbild liefert. Die allgemeinen Vorgaben sind Klimaneutralität, Versorgungssicherheit sowie volkswirtschaftliches Kostenoptimum. Unter diesen Vorgaben erfolgt die Berechnung ergebnis- und technologieoffen.

Für die Berechnung betrachten wir Ostdeutschland zudem als eigenständiges, sich selbst versorgendes Energiesystem. Dieser Ansatz ermöglicht den Blick auf das in unserer Region tatsächlich Machbare und blendet nicht-belastbare Prognosen hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Entwicklungen in anderen Teilen Deutschlands und der Welt aus. Gleichwohl wird Ostdeutschland natürlich auch künftig immer in nationale und internationale Energieflüsse eingebunden sein. Sollten sich diese positiv entwickeln, wird die Dekarbonisierung unserer Region langfristig umso einfacher.

Hinzu kommt ebenfalls die Vorgabe, dass wir heute bestehende energietechnische Anlagen in der Berechnung des Zielbilds nicht berücksichtigen. Damit erreichen wir die tagespolitische Immunität des Zielbilds. Denn Investitionen in neue Technologien sowie die Abschreibung von bestehenden Anlagen ändern sich nahezu täglich – auch politisch getrieben. Nur die Berechnung unter der Prämisse der Neu-Errichtung des optimalen künftigen Energiesystems ermöglicht es, ein unverfälschtes Zielbild herauszuarbeiten, das sogar über den politisch gewählten Zielzeitpunkt 2050 hinaus Geltung hat. Bestehende langlebige Anlagen können auch bei diesem Ansatz natürlich weiterhin genutzt werden, solange dies auf dem Weg zur Realisierung des Zielbilds wirtschaftlich ist.

Die abschließende Innovation liegt in der Regionalisierung. Das Projekt wurde mit Unterstützung von 14 über ganz Ostdeutschland verteilten Partnerunternehmen durchgeführt. Die Berechnung erfolgte zudem für 19 Regionen, die gemeinsam ganz Ostdeutschland abdecken und über Energietransportnetze verbunden sind. Damit sind im Zielbild Energieerzeugung und -verbrauch sowie der Energietransport in und zwischen den Regionen Ostdeutschlands regionenscharf optimal bestimmt. Beispielhaft geben in dem vorliegenden Bericht drei Spotlights Aufschluss über die regionale Ausgestaltung des Zielbilds an den Standorten heutiger Braunkohleförderung und -verstromung in Brandenburg und Sachsen.

## Übersicht: Das optimal dekarbonisierte Energiesystem für Ostdeutschland in 2050



<sup>1</sup> 4,3 Mrd. m<sup>3</sup> (Umrechnung mit Brennwerten Methan: 11,3 kWh/m<sup>3</sup> und H<sub>2</sub>: 3,54 kWh/m<sup>3</sup>)

<sup>2</sup> inkl. heute bereits elektrifizierte Prozesswärme\*

PtH ... Power-to-Heat (Wärmepumpen, Elektrodenkessel) PV ... Photovoltaik

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0):

Created by Freepik, Smashicons, Pixel perfect, Iconnice, OCHA, Ctrlastudio, Hand Drawn Goods, DinosoftLabs - Flaticon.com

### Kernergebnisse

Auf Grundlage dieser Vorgaben wurde mit Hilfe eines hochentwickelten energieökonomischen Modellierungswerkzeugs ein entsprechendes objektives Zielbild durch Wagner, Elbling & Company errechnet. Die Berechnung stellt kein Wunschbild der Projektpartner dar, sondern erfolgte frei von Szenarien oder politischen Vorgaben. Der einzige Einfluss waren die Prämissen Versorgungssicherheit, Dekarbonisierung und minimale Kosten sowie die Eingangsdaten.

Die Kernergebnisse lauten:

1. Ein dekarbonisiertes Energiesystem in Ostdeutschland verursacht trotz Neu-Errichtung und Selbstversorgung vergleichbare Kosten gegenüber denen des heutigen realen Energiesystems. Es kostet pro Jahr in absoluten Zahlen mit ca. 53 Mrd. Euro nur wenig mehr als heute mit ca. 50 Mrd. Euro.
2. Das künftige Energiesystem braucht zu heute vergleichbare Flächen zur Energiegewinnung im Ausmaß von 12-15% der Landesfläche Ostdeutschlands.
3. Es sind gewaltige, aber machbare Infrastruktur-Investitionen in Ostdeutschland nötig, um das Zielbild umzusetzen: vor allem in Anlagen zur Stromerzeugung, Elektrolyse und Biomethaneinspeisung sowie in Strom- und Wasserstoffnetze.
4. Das Zielbild zeigt einen Energiemix, der vollständig erneuerbar ist, wobei Strom, Gase und Fernwärme im Endverbrauch mit ähnlichen Spitzenleistungen wie heute benötigt werden. Erdgas wird dabei vollständig durch Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff ersetzt.
5. Der technologieoffene Ansatz des Zielbilds ist wesentlich günstiger als Varianten mit eingeschränkter Technologieoffenheit. So weist ein zum Vergleich berechnetes System ohne Gas-Endverteilung Mehrkosten von rund 9 Mrd. EUR pro Jahr auf. Verzichtet man vollständig auf Gasnetze und Gasspeicher, entstehen Mehrkosten von 19 Mrd. Euro pro Jahr.

6. Die Dekarbonisierung ist im Modell theoretisch ohne Importe machbar, sodass ca. 13,6 Mrd. Euro pro Jahr an Importen fossiler Energieträger künftig wegfallen und hohe Potenziale für Investitionen in Ostdeutschland eröffnen.
7. Die Dekarbonisierung der Raumwärme erfolgt im Zielbild durch eine Vielfalt an Technologien und ist in ihrer individuellen Ausgestaltung abhängig von der Besiedlungsdichte. Eine grundlegende Verlagerung erfolgt hin zu mehr Fernwärme, Gaswärmepumpen und elektrischen Erdwärmepumpen.
8. In der Mobilität ist kein Antriebsstrang einem anderen überlegen. Eine Sensitivitätsberechnung zu den Ergebnissen im Zielbild verdeutlicht, dass der Mobilitätssektor für eine volkswirtschaftlich effiziente Dekarbonisierung technologieoffen betrachtet werden muss. Im Zielbild selbst stellen CNG-Motoren die einzige Antriebstechnik für den PKW-Bereich dar. Im Wirtschaftsverkehr setzen sich Fahrzeuge mit Wasserstoffdrucktanks und Brennstoffzellenantrieb durch.
9. In der Prozesswärme gibt es einen Umbau in Richtung Wasserstoff und Strom zu Lasten von Methan.
10. Ein optimiertes, dekarbonisiertes Energiesystem benötigt wesentliche Infrastrukturen für Strom, Methan, Wasserstoff und Wärme. Für alle Energieträger bedeutet das Zielbild massive Veränderungen.

## **Bedeutung für die Energieträger**

Im Einzelnen bedeuten diese übergeordneten Ergebnisse für die Energieträger Folgendes:

### **Strom**

Die Stromwirtschaft steht auf dem Weg zum Zielbild vor einer umfangreichen Transformation. Die Primärstromproduktion erfolgt vollständig erneuerbar – zu 80% als Windstrom und zu 20% als Solarstrom. Für Windstromkapazitäten bedeutet dies nicht weniger als eine Vervielfachung der heutigen Kapazitäten auf 82 GW, für Solarstromkapazitäten eine Verfünffachung auf 57 GW.

Das Stromsystem wird dabei insbesondere mit Hilfe chemischer Energieträger regional ausgeregelt. Nicht unmittelbar verbrauchter Strom wird dazu über erzeugungsnahe Elektrolyseure in Wasserstoff umgewandelt und zu Gasspeichern geleitet. Positive Residuallasten („Strommangel“) werden großteils mit Gaskraftwerken ausgeglichen. Pumpspeicher und Batterien finden steigende, aber im Vergleich zu Gasen deutlich geringere, Anwendung.

In der Stromanwendung gewinnt die Erzeugung von Wärme an Bedeutung. Beispielsweise verzehnfacht sich die Kapazität elektrischer Erdwärmepumpen in der Raumwärme. Insgesamt verändert sich die Spitzenlast im Strom-Endverbrauch aufgrund steigender Energieeffizienz jedoch kaum.

Trotzdem müssen die regionalen Stromnetze zur Aufnahme der in fast allen Regionen Ostdeutschlands massiv steigenden regenerativen Stromerzeugung ganz wesentlich ausgebaut werden.

## Wasserstoff

Im Zielbild ist Wasserstoff das für die Energieübertragung entscheidende Transportmedium zwischen den Regionen. Denn wie sich zeigt, ist es häufig am wirtschaftlichsten, Wasserstoff zwischen den Regionen zu transportieren und dort zu verwenden.

In 38 GW Elektrolyseanlagen werden dazu rund 60% der Primärstromproduktion in 130 TWh Wasserstoff umgewandelt. Hiervon gehen rund 65% in den Endverbrauch.

Wasserstoff wird der dominierende Energieträger im Backup des Stromsystems u. a. aufgrund seiner kostengünstigen langfristigen bzw. saisonalen Speicherfähigkeit. Im Bereich der Endanwendungen wird deutlich, dass Wasserstoff sich vor allem im Wirtschaftsverkehr in Form von Fahrzeugen mit Wasserstoffdrucktanks und Brennstoffzellenantrieb durchsetzt und eine wesentliche Position in der Prozesswärme einnimmt. Das Modell zeigt eindeutig: Ein Verbot von Wasserstoff im Energiesystem würde zu Zusatzkosten von 6,4 Mrd. bzw. 13% pro Jahr führen.

Obwohl die Einbindung von Wasserstoff zu steigenden Kosten für Gasnetze und Gasspeicher führt, ermöglicht der massive Einsatz von Elektrolyse-Anlagen (Power-to-Gas) als Bindeglied zwischen den Sektoren und Infrastrukturen die Erreichung der Klimaneutralität auf kosteneffiziente und sichere Weise.

## Methan

Für die Gaswirtschaft bedeutet das Zielbild einen massiven Umbau. Sämtliche Erdgasimporte entfallen. Sie werden durch die großvolumige Aufbringung von Biomethan und Wasserstoff in Ostdeutschland im Umfang von rund 200 TWh mehr als ersetzt – bezogen auf den gesamten Primärenergieeinsatz des Jahres 2050 sind dies mehr als 50%.

Biomethan ist mit einem Anteil von rund 20% an der Primärenergieproduktion von elementarer Bedeutung im Zielbild, vor allem aufgrund seiner gesicherten Produktionsleistung. Dennoch wächst die Fläche für den Anbau energetisch genutzter Biomasse kaum, da Biodiesel und Biogas-Verstromung verdrängt werden. Anstatt der Biogas-Verstromung „on the spot“ erfolgt eine Aufbereitung zu Biomethan und Einspeisung in massivem Umfang, namentlich 9 GW.

Auch in der Anwendungslandschaft von Methan erfolgt ein weitreichender Umbau. In der Raumwärme entfallen Gasbrennwertkessel, dafür nehmen Gaswärmepumpen eine ganz wesentliche Rolle ein. In der Prozesswärme schrumpft die Rolle von Methan deutlich, dafür entsteht mit der Nutzung für CNG-PKW ein wesentliches neues Einsatzfeld für Methan in der Mobilität.

Methanetze werden also auch künftig weiterhin benötigt. Ein ergänzend berechnetes sogenanntes Mischgasszenario zeigt jedoch, dass Mischgasnetze (Methan/Wasserstoff) ebenfalls eine relevante Option sind, vor allem, wenn sich auf diese Weise ein einfacherer Transitions-pfad hin zur Klimaneutralität für die Verbraucher und die Gasindustrie ergibt.

## **Fernwärme**

Die Fernwärme erlebt im Zielbild ein deutliches Wachstum ihres Marktanteils in der Raumwärme auf rund 30%. Fernwärmnetze tragen damit insbesondere im hochverdichteten Raum, gerade in Städten, zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors bei.

Die abgegebenen Fernwärme-Mengen und -leistungen sinken jedoch aufgrund steigender Energieeffizienz und dem sinkenden Marktanteil der Fernwärme im Prozesswärmesegment.

Die Erzeugung von Fernwärme ändert sich dabei vollständig, weg von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Richtung strombasierter Erzeugung mit Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln.

*Die Partnerunternehmen des Projekts CtC2050 im April 2020:*

*Avacon AG, BALANCE VNG Bioenergie GmbH, DREWAG NETZ GmbH / ENSO NETZ GmbH, E.DIS Netz GmbH, ENERTRAG AG, EWE NETZ GmbH, GASAG AG / NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG, HanseGas GmbH, inetz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG / TEAG Thüringer Energie AG, VNG Gasspeicher GmbH*

## 2 KURZFASSUNG

### 2.1 DAS PROJEKT COMMIT TO CONNECT 2050

Ein vollständig dekarbonisiertes Energiesystem für Ostdeutschland in 2050 ist

- **ohne Energieimporte machbar** (sofern politisch gewünscht oder notwendig),
- **es verbraucht weniger Energie als heute, jedoch mehr gasförmige Energieträger** und
- **es wird einen geringeren Anteil an der ostdeutschen Wirtschaftsleistung kosten als das heutige Energiesystem.**

Ein Einsatz fossiler Energieträger ist dabei nicht erforderlich. Alle eingesetzten Energiegase können in Form von grünem Methan bzw. grünem Wasserstoff erneuerbar in Ostdeutschland erzeugt werden.

Dies ist klare Erkenntnis des Projekts Commit to Connect 2050 („CtC 2050“), das von Sommer 2018 bis Herbst 2019 von 14 Energieunternehmen<sup>2</sup> Ostdeutschlands aus verschiedenen Sparten<sup>3</sup> gemeinsam mit Wagner, Ebling & Company, Wien, durchgeführt wurde.

Hauptziel des Projekts war die Klärung der Frage, wie das Energiesystem Ostdeutschlands<sup>4</sup> im Optimalfall aussehen sollte, wenn die Energiewende mit einer Dekarbonisierung von 100% abgeschlossen ist. **Dieses optimale dekarbonisierte Energiesystem wurde für das Jahr 2050 ergebnis- und technologieoffen ermittelt („Zielbild<sub>2050</sub>“).**

Das Projektziel wurde auf Basis umfangreicher, optimierender energieökonomischer Modellierung erreicht. Im Ergebnis wurde jene Ausgestaltung des ostdeutschen Energiesystems für 2050 identifiziert, die, unter allen machbaren, CO<sub>2</sub>-freien und versorgungssicheren Ausgestaltungsvarianten des ostdeutschen Energiesystems, die geringsten volkswirtschaftlichen Kosten aufweist.

Als Nebenziel des Projekts war eine Reihe von Vergleichen dieses optimalen Energiesystems mit anderen denkbaren, jedoch nicht technologieoffenen Ausgestaltungen des ostdeutschen Energiesystems sowie dem heutigen Energiesystem Ostdeutschlands vorzunehmen.

Die Projektarbeit umfasste zahlreiche unternehmensübergreifende Arbeitsgruppen und wurde von Wagner, Ebling & Company, Wien, mit ihrem hochentwickelten energieökonomischen Modell WALERIE sowie der Bereitstellung umfangreicher Eingangsdaten in die Berechnungen unterstützt.

Das Projekt wurde mit hoher methodischer Stringenz und Detailtiefe durchgeführt, um einen signifikanten, belastbaren Erkenntnisfortschritt und regional umsetzbare Ergebnisse zu erzielen. Dies wurde unter anderem erreicht durch:

- Abbildung der **gesamten Wertschöpfungskette** der Energieindustrie von der Primärproduktion bis hin zu Verteilnetzen sowie **inklusive aller standardisiert modellierbarer Endverbraucheranlagen** (Kraftfahrzeuge, Raumwärmeerzeuger ...).

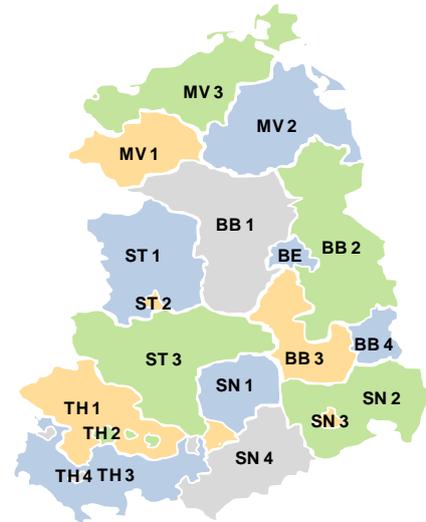
<sup>2</sup> Bzw. Unternehmensgruppen

<sup>3</sup> Siehe Abschnitt 4.1

<sup>4</sup> Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen



- Abbildung **aller energieverbrauchenden Segmente** (Raum- und Prozesswärme, Mobilität, stoffliche Nutzung, Kraft/Licht/...).
- Abbildung **aller Energieträger** (Strom, Methan, Wasserstoff, Biomassen, Flüssigkraftstoffe, Fernwärme ...).
- **Vollintegrierte (ganzheitliche) Optimierung des gesamten Energiesystems**, d.h. es wurde nicht nur das Energiebereitstellungssystem (Produktion, Umwandlung, Speicher, Netze) optimal gestaltet, sondern simultan auch die optimale technologische Ausstattung auf Endverbraucherseite mitberechnet (also beispielsweise die im Gesamtkontext des Energiesystems optimalen Raumwärme- und Mobilitätstechnologien).
- **Simultane regionalisierte Berechnung von 19 Teilregionen** („regionale Cluster“) Ostdeutschlands (siehe Abbildung rechts), für die
  - *gleichzeitig* jeweils ein optimales Energiesystem berechnet wurde mit
  - ebenfalls *gleichzeitiger* Berechnung des optimalen Energieaustausches (Strom, Methan, Wasserstoff) mit Nachbarregionen.
  - Im Ergebnis entstand damit auch ein aufeinander abgestimmtes **Abbild der optimalen künftigen Transportnetzkapazitäten für Methan, Wasserstoff und Strom in Ostdeutschland**.
- **Berücksichtigung eines umfangreichen Technologieparks**. Es wurden rund 100 Technologieentscheidungen (optimale Kapazität je Technologie) je regionalem Cluster getroffen. Zusätzlich wurde die Nutzung aller steuerbaren Technologien (z.B. Energiespeicher) optimal bestimmt.
- **Berechnung unter der Prämisse der Neu-Errichtung des optimalen künftigen Energiesystems**. Das Zielbild zeigt damit einen dauerhaft optimalen Zielzustand für das dekarbonisierte Energiesystem Ostdeutschlands, der unabhängig von der Restlebensdauer bestehender energietechnischer Anlagen Geltung hat.
- **Umfangreiche Datenrecherchen und -abstimmungen**, in Form der Auswertung von über 200 Datenquellen zur Ableitung der Eingangsdaten in die Berechnungen. Die Eingangsdaten wurden in zahlreichen Workshops im Detail mit Experten der CtC-Partnerunternehmen validiert.



Regionale Cluster  
im Projekt CtC 2050

Die Ergebnisse von Commit to Connect 2050 sind äußerst vielfältig und werden in den folgenden Unterabschnitten zusammenfassend dargestellt.

## 2.2 ZIELBILD<sub>2050</sub> – OPTIMALES ENERGIESYSTEM<sub>2050</sub> FÜR OSTDEUTSCHLAND (INKL. WESENTLICHER UNTERSCHIEDE ZUM ENERGIESYSTEM HEUTE)

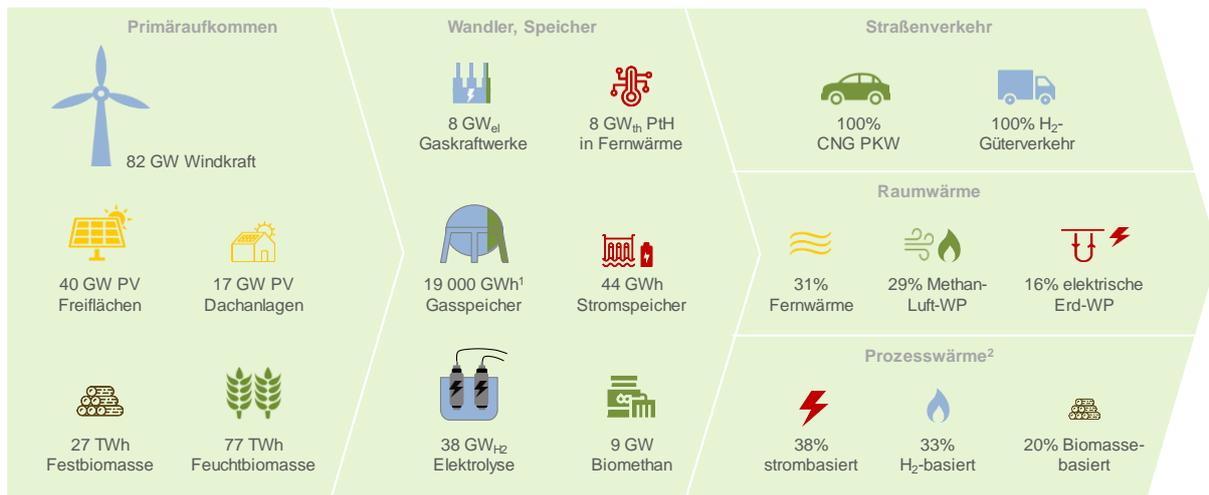
### I. Kosten des dekarbonisierten Energiesystems

Das Energiesystem Ostdeutschlands verursacht heute volkswirtschaftliche Kosten von rund 50 Mrd. EUR p.a. **Das kostenminimale, vollständig dekarbonisierte, versorgungssichere Energiesystem Ostdeutschlands des Jahres 2050 (Zielbild<sub>2050</sub>), verursacht zu heute vergleichbare Kosten von rund 53 Mrd. EUR<sup>5</sup> p.a.** Die geringen Zusatzkosten von rd. 5% stehen im Jahr 2050 einer Wirtschaftsleistung Ostdeutschlands gegenüber, die im Vergleich zu heute voraussichtlich um mehr als 5% gewachsen sein wird. **Damit kostet das optimal dekarbonisierte Energiesystem Ostdeutschlands des Jahres 2050 einen geringeren Anteil an der ostdeutschen Wirtschaftsleistung als das heutige ostdeutsche Energiesystem.**

Der bedeutendste Unterschied (heute vs. 2050) in der Zusammensetzung der Jahreskosten des ostdeutschen Energiesystems liegt in der substantiellen Reduktion des Rohstoffeinsatzes. Insbesondere entfallen rd. 14 Mrd. EUR p.a. an Importen fossiler Energie nach Ostdeutschland. Demgegenüber steht ein wesentlicher Zuwachs bei den Kosten von in Ostdeutschland installierten energietechnischen Anlagen, zu wesentlichen Teilen Kapitalkosten. Gelingt es, die Produktion dieser Anlagen zumindest teilweise in Ostdeutschland aufzubauen bzw. zu halten, können insoweit Importe mit heimischer Wertschöpfung substituiert werden.

### II. Überblicksgrafiken zum Zielbild<sub>2050</sub>

Die folgenden Grafiken geben einen ersten Überblick zu wesentlichen Strukturdaten des optimalen Energiesystems im Zielbild<sub>2050</sub> (die in den folgenden Abschnitten erläutert werden).



<sup>1</sup> 4,3 Mrd. m<sup>3</sup> (Umrechnung mit Brennwerten Methan: 11,3 kWh/m<sup>3</sup> und H<sub>2</sub>: 3,54 kWh/m<sup>3</sup>)

<sup>2</sup> inkl. heute bereits elektrifizierte Prozesswärme\*  
PtH ... Power-to-Heat (Wärmepumpen, Elektrodenkessel) PV ... Photovoltaik

Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0):  
Created by Freepik, Smashicons, Pixel perfect, Ioonnice, OCHA,  
Ctrlstudio, Hand Drawn Goods, DinosoftLabs - Flaticon.com

Abbildung 2.2-1: Strukturdaten (Auszug) zu Kapazitäten und Rohstoffen in Ost-DE im optimalen Energiesystem<sub>2050</sub>

<sup>5</sup> In realem Geld von „heute“ (d.h. ohne Berücksichtigung der nominellen Geldentwertung, jedoch unter Berücksichtigung erwarteter Kostendegressionen)



\* Nach Einspeiseverlusten  
<sup>1</sup> Strom und Wärme (Anteil Wärme: 1%); <sup>2</sup> Müll: 9 TWh; Geothermie für Fernwärme: 5 TWh; <sup>3</sup> inkl. Nahwärme

Abbildung 2.2-2: Primärproduktion und Endverbrauch von Energie im optimalen Energiesystem<sub>2050</sub> in Ost-DE [TWh]

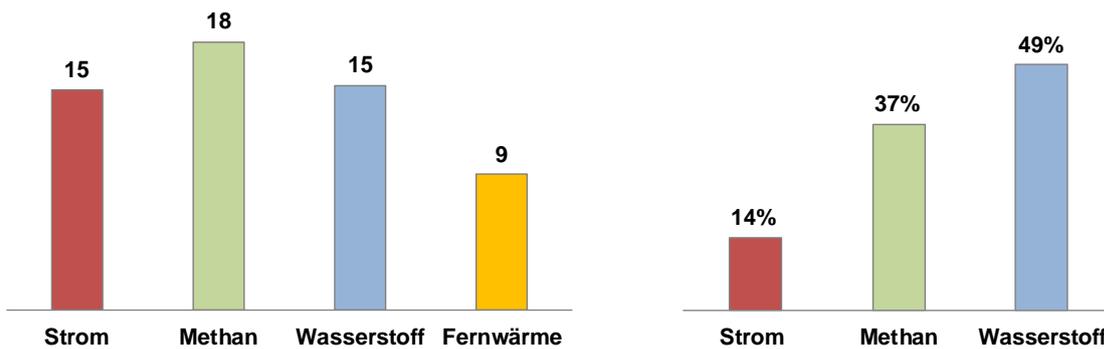


Abbildung 2.2-3: Spitzenlast Endverbrauch leitungsgebundener Energieträger (exkl. Umwandlungseinsatz) in Ost-DE im optimalen Energiesystem<sub>2050</sub> [GW]

Abbildung 2.2-4: Anteil der überregional transportierten Energiemenge an der insgesamt in Ost-DE verbrauchten Energiemenge<sup>6</sup> je Energieträger im optimalen Energiesystem<sub>2050</sub>

### III. Primärenergie und Flächenverbrauch

Die heute dominierenden Primärenergieträger **Erdöl, Kohle und Erdgas** (88% Anteil an der Primärenergie) **verschwinden** vollständig<sup>7</sup> und werden einerseits durch wesentliche Energieeinsparungen (-31% Endenergieverbrauch gegenüber heute) und andererseits durch CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger ersetzt.

Zur Erzeugung der CO<sub>2</sub>-neutralen Energieträger weist das optimal dekarbonisierte Energiesystem **82 GW** an **Windkraftkapazität**, **57 GW** an **Photovoltaik-Kapazität** und **9 GW** an **Biogaskapazität** (mit Gasnetzeinspeisung) auf. Dies entspricht einer **Vervierfachung** der

<sup>6</sup> Endverbrauch plus Umwandlungseinsatz

<sup>7</sup> Technologien zur Dekarbonisierung fossiler Energieträger waren nicht Teil der Untersuchung.

**Windkapazitäten, einer Verfünffachung der Photovoltaik-Kapazitäten und einer Verfünzfachung der Biogaskapazitäten** (mit Gasnetzeinspeisung) gegenüber heute.

Aus diesen Anlagen speist sich der Großteil der **Primärenergieaufbringung** von rund **390 TWh**, wobei Windkraft einen Anteil von 56% beiträgt, vor Biomassen (27%) und Solarenergie (14%).

Mit dieser Anlagenausstattung können **alle** künftigen **Energieverbräuche Ostdeutschlands aus in Ostdeutschland produzierter Primärenergie gedeckt** werden. **Ostdeutschland** kann damit in Zukunft **energetisch eigenständig** aufgestellt werden, sofern dies politisch gewünscht bzw. notwendig ist. Soweit im Zeitablauf wirtschaftlich attraktive Importoptionen für CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger zur Verfügung stehen, kann diese Anlagenausstattung (und der damit verbundene Flächenverbrauch) entsprechend reduziert werden.

Die für die Energieproduktion erforderlichen Flächenanteile Ostdeutschlands werden dabei im Bereich der Land-/Forstwirtschaft (Biomassen) leicht um rund 2,5 %Punkte auf rund 11%<sup>8</sup> sinken. Im Bereich der technischen Primärenergieproduktion aus Wind und Sonne steigen die Flächenbedarfe hingegen, vor allem für Windkraftanlagen, um rund 3%Punkte, auf rund 4%. **Im Ergebnis liegt der für eine eigenständige und dekarbonisierte Energieversorgung Ostdeutschlands erforderliche Flächeneinsatz bei 12 bis 15% der Landesfläche und damit unter (bis maximal gleichauf) den heute für die Erzeugung erneuerbarer Energien eingesetzten Flächen Ostdeutschlands.**

#### IV. Endverbrauch von Energie inkl. Mobilität, Fernwärmeproduktion

In der **Raumwärme** werden (bei durch Dämmung stark gesunkenem Nutzenergieverbrauch (-42%)) die heute dominierenden Gaskessel (> 50%<sup>9</sup>) durch eine „**Doppelspitze**“ von **Fernwärme und Methan-Luft-Wärmepumpen** abgelöst (jeweils knapp ein Drittel Leistungsanteil). Den verbleibenden Rest decken zu rund 16% elektrische Erdwärmepumpen und zu rund 15% Hybridgeräte (Wasserstoff- bzw. Methankessel kombiniert mit Luftwärmepumpe bzw. Solaranlage) ab. Fasst man Raumwärmetechnologien nach ihrem Hauptenergieträger zusammen, belegt Gas auch im Zielbild<sub>2050</sub> knapp die Führungsrolle vor Fernwärme.

In der **Prozesswärme** wird Gas an der Spitze (heute rund 50%<sup>10</sup>) abgelöst. Stattdessen kommt es im Zielbild<sub>2050</sub> zu einer neuen „**Doppelspitze**“ aus **Strom und Wasserstoff**, die beide rund ein Drittel der Gesamtleistung abdecken.

Im **Straßenverkehr** kommt es im Bereich der **Personenkraftwagen** zu einem vollständigen Ersatz der heute dominierenden Flüssigkraftstoffmotoren durch **CNG-Motoren**, wobei das eingesetzte CNG nahezu zur Gänze aus aufbereitetem **Biogas** besteht.

Zu diesem ggf. überraschenden Ergebnis ist anzumerken, dass die Dominanz der CNG-Motoren, *keine* Szenario-Annahme ist, sondern ein Berechnungsergebnis. Dieses resultiert wie alle hier getroffenen Aussagen zu optimalen Endverbrauchstechnologien in 2050 aus der simultanen Optimierung des gesamten Energiesystems (inkl. Endverbraucheranlagen) in WALTERIE. Die Berechnung zeigt, dass der Einsatz von CNG-Fahrzeugen – im Gesamtkontext der damit verbundenen Kosten für die Fahrzeuge

<sup>8</sup> Zu diesem Ergebnis tragen auch heutige Exporte von Biokraftstoffen bei, die nicht modelliert wurden.

<sup>9</sup> Das ist der Anteil von Gas heute an der Raumwärmenutzleistung.

<sup>10</sup> Das ist der Anteil von Gas heute an der Prozesswärmenutzleistung.

selbst aber insbesondere auch für die Bereitstellung der erforderlichen Antriebsenergie (inkl. Speicher und Netze) und unter Beachtung der damit indirekt in anderen Verbrauchssegmenten ersparten bzw. ausgelösten Kosten – günstiger ist, als der Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen. Dieser Kostenvorteil ist allerdings, wie eine diesbezügliche Sensitivitätsanalyse zeigt, nicht besonders groß: Wenn die Kostenprognose<sup>2050</sup> für batterieelektrische Fahrzeuge und deren Tankinfrastruktur um nur 5% abgesenkt wird, dominieren im Ergebnis batterieelektrische PKW. Damit ist aus Perspektive der volkswirtschaftlichen Kosten<sup>11</sup> das „Match“ um die Zukunft der PKW-Antriebstechnologie jedenfalls aber nicht zu Gunsten von batterieelektrischen PKW entschieden. Hingegen haben CNG-PKW auf Basis aktueller Daten und bei gesamthafter Betrachtung sogar einen leichten Vorteil gegenüber batterieelektrischen PKW.

Im Bereich des **Wirtschaftsverkehrs** ersetzen Kraffahrzeuge mit **Wasserstoffdrucktanks** und **Brennstoffzelle** die heute dominierenden Flüssigkraftstoffantriebe vollständig.

Diese Veränderungen bei den im Endverbrauch eingesetzten Technologien ziehen entsprechende **Änderungen im Endenergieverbrauch** nach sich. Der **Gasendverbrauch steigt um rund ein Drittel** gegenüber heute auf rund **160 TWh**, wobei dieser Endverbrauch zu jeweils rund der Hälfte auf Methan und Wasserstoff entfällt. Dies ist Folge des stark steigenden Gaseinsatzes in der Mobilität, der Reduktionen im Bereich der Wärmeproduktion überkompensiert. Der **Stromendbedarf steigt** hingegen **nur leicht** (+14% auf 97 TWh), da Zugewinne im Bereich der Wärmeproduktion aus Strom zu wesentlichen Teilen durch gesteigerte Energieeffizienz im „klassischen Stromverbrauch“ (Kraft/Licht/...) egalisiert werden. Der **Endverbrauch von Fernwärme sinkt** sogar um rund 40%. Dies wird trotz des steigenden Marktanteils der Fernwärme im Raumwärmemarkt durch den in Summe sinkenden Wärmebedarf (→ Energieeffizienz) sowie den sinkenden Marktanteil der Fernwärme in der Prozesswärme ausgelöst.

## V. Energieumwandlung und -speicherung

Der gestiegene Gasendverbrauch wird einerseits (siehe oben – Primärproduktion) durch stark wachsende Biogas-Kapazitäten mit Gasnetzeinspeisung gedeckt, die in Summe **74 TWh Biomethan** ins Gasnetz einspeisen.<sup>12</sup>

Eine zweite, deutlich darüber hinausgehende, Teilmenge an Gas wird durch die Umwandlung von erneuerbar erzeugtem Strom mittels Elektrolyse in rund **130 TWh Wasserstoff** erzeugt. Zu diesem Zweck werden im optimalen ostdeutschen Energiesystem<sup>2050</sup> **38 GW<sub>H2</sub>** an **Elektrolysekapazitäten** installiert.

Der nicht im Endverbrauch eingesetzte Teil des Wasserstoffs findet seine Verwendung großteils (34 TWh) im Rahmen der Umwandlung in Flüssigkraftstoffe (rund **3 GW<sub>Output</sub> H<sub>2</sub>-to-Liquid-Kapazitäten**).

Ein deutlich geringerer Teil der Gase (8 TWh; davon 7 TWh Wasserstoff) geht in das für die Versorgungssicherheit des Energiesystems essentielle „Strom-Backupsystem“. Dieses System stellt die Deckung der Stromlasten sicher, wenn nicht ausreichend Wind- und Sonnenstrom zur Verfügung stehen.

<sup>11</sup> Ermittelt auf Basis heutiger Prognosen für das Jahr 2050 von Kosten und Wirkungsgraden der Antriebstechnologien und der für die Antriebsenergiebereitstellung erforderlichen Technologien.

<sup>12</sup> Synthetisches Methan aus Methanisierungsanlagen spielt im optimalen Energiesystem des Zielbilds eine vernachlässigbare Rolle.

Das optimale **Strom-Backupsystem weist eine Leistung von rd. 12 GW auf und besteht zu rund zwei Dritteln aus Gaskraftwerkskapazitäten (8 GW)**, wobei rund 80% dieser Kapazitäten Wasserstoff als Brennstoff nutzen. Die **Benutzungsdauern** dieser Kraftwerke sind mit (teils deutlich) unter 1000h **gering**. Das verbleibende Drittel wird fast zur Gänze durch im kurzfristigen Bereich eingesetzte **Stromspeicher (3,7 GW)** dargestellt. **Pumpspeicher und Batterien** machen jeweils rund die Hälfte dieser Kapazität (Backup-Leistung) aus.

**Steuerbare Kraftwerkskapazitäten** (exkl. Stromspeicher) in Ostdeutschland **sinken** im Ergebnis **um annähernd 50% gegenüber heute, obwohl** sich die **Gaskraftwerkskapazitäten** fast **verdoppeln**. Dies ist vor allem auf den **Wegfall der Braunkohlekapazitäten** zurückzuführen, die aktuell auch tlw. zum Export gesicherter Leistung nach Westdeutschland genutzt werden.

Das Speichervermögen von **Stromspeichern** hingegen erlebt ein starkes Wachstum von mehr als 100% auf **44 GWh**. Der Zuwachs entfällt dabei zu jeweils rund der Hälfte auf **Pumpspeicher** und **Batterien**. Im Ergebnis sind **Pumpspeicher** im optimalen Energiesystem<sub>2050</sub> mit **33 GWh** vertreten und **Batterien** mit **11 GWh**.

**Fernwärme** wird in Zukunft **überwiegend elektrisch mit Erdwärmepumpen (2,2 GW) und Elektrodenkesseln (5,9 GW)** erzeugt. Gastechnologien spielen nur mehr als Redundanzquelle in Form von Wasserstoffkesseln eine Rolle. Die heutige **Dominanz der gasbasierten Fernwärmeproduktion in KWK-Anlagen endet** damit. Sehr hohe Steigerungen erfahren **Wärmespeicher**, von heute sehr geringen Werten auf rund **650 GWh** im optimalen Energiesystem<sub>2050</sub>.

Der umfangliche Einsatz von Biomethan und Wasserstoff im optimalen Energiesystem<sub>2050</sub> zieht einen **bedeutenden Einsatz von Gasspeichern** nach sich. Der Bedarf nach **Arbeitsgasvolumen steigt** dabei **leicht** gegenüber heute **auf rund 4,3 Mrd. m<sup>3</sup>**. Deutlich mehr steigt der Bedarf nach **Speicherraten**<sup>13</sup> (also zur konkreten Ein- bzw. Auslagerung von Gas in/aus den Speichern), die sich fast **verdoppeln**. Dies ist wesentlich darauf zurückzuführen, dass im optimalen Energiesystem<sub>2050</sub>, die Speicherung von Energiegasen überwiegend in Form von Wasserstoff erfolgt, der höhere Volumensanforderungen pro Energieeinheit hat, als das heute gespeicherte Methan.

## VI. Strom-, Gas- und Fernwärmenetze

Im Bereich der Strom-, Gas- und Fernwärmenetze zeigen die Berechnungen eine Fülle relevanter Veränderungen gegenüber heute. Diese sind insbesondere auf die räumliche Veränderung der Energieaufbringung zurückzuführen.

Zum Verständnis dieser Veränderungen ist vorzuschicken, wie WALTERIE Strom-, Gas- und Fernwärmenetze modelliert und optimiert. Diese Netze werden einerseits im Bereich Gas zusätzlich nach Energieträger (Methan und Wasserstoff)<sup>14</sup> unterschieden. Andererseits werden die Netze für Strom und Gase nach mehreren Funktionstypen unterschieden (Transportleitungen zwischen regionalen Clustern („überregionaler Transport“), regionale Aufschließung, Endverteilung sowie Anschlussleitungen für Produktions- und Speicheranlagen). Das Fernwärmenetz wird mit einem Funktionstyp integriert modelliert. WALTERIE optimiert die Kapazitäten all dieser Funktionstypen für alle Energieträger für alle Regionen

<sup>13</sup> Auf volumetrischer Basis

<sup>14</sup> Alternativ können auch Mischgasnetze modelliert werden.



gleichzeitig mit der Optimierung der Kapazitäten der energietechnischen Anlagen (Produktion, Umwandlung, Speicherung, Endverbrauch) in allen Regionen mit dem Ziel der Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten.<sup>15</sup> WALERIE optimiert daher beispielsweise zwischen: Erneuerbaren Strom in einem regionalen Cluster verbrauchen und/oder abregeln und/oder in Batterien und/oder Pumpspeicherkraftwerken speichern und/oder in andere regionale Cluster (für Verbrauch/Speicherung/...) transportieren und/oder per Elektrolyse (und ggf. Methanisierung) in Gas umwandeln und dieses Gas verbrauchen/speichern/abtransportieren. So wird ein tatsächliches Gesamtoptimum über das gesamte Energiesystem inklusive Netzen erreicht. WALERIE optimiert damit auch Standorte energietechnischer Anlagen (beispielsweise Windkraftanlagen) im Hinblick auf die Transportkosten, die verschiedene Standortoptionen (verbrauchsfern/verbrauchsnahe) nach sich ziehen.

Im optimalen Energiesystem<sub>2050</sub> ist das **Stromsystem** aus räumlicher Sicht deutlich erkennbar **zellulär ausgeprägt**.

In nahezu jeder Teilregion Ostdeutschlands finden in Zukunft ganz wesentliche Kapazitäten für die erneuerbare Stromproduktion ihren energieökonomisch optimalen Standort. Das gleiche gilt in etwas abgeschwächter Form für das Backupsystem der Stromproduktion in Form steuerbarer Gaskraftwerkskapazitäten, Batteriekapazitäten und (in geographisch geeigneten Regionen) auch Pumpspeicherkapazitäten, die jeweils zum regionalen Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch beitragen. Zudem werden im optimalen Energiesystem<sub>2050</sub> in nahezu jeder modellierten Region wesentliche Elektrolysekapazitäten eingesetzt. Diese wandeln produzierten, aber aktuell nicht verbrauchten bzw. anders gespeicherten, erneuerbaren Strom in Wasserstoff um, der im selben oder einem anderen regionalen Cluster, mit entsprechender geologischer Möglichkeit zur Wasserstoffspeicherung, gespeichert wird. **Im Ergebnis fließen nur 14% des gesamten in Ostdeutschland produzierten und verbrauchten Stroms durch überregionale Leitungen zwischen den regionalen Clustern**, dies mit einer gewissen Orientierung von Norden nach Süden.

Ein Vergleich zum heutigen Stromnetz kann aufgrund der Datenlage nur *indikativ* erfolgen, zeigt aber interessante Tendenzen. **Die modellierten volkswirtschaftlichen Kosten des Stromnetzes in Ostdeutschland steigen um rund 50% auf rund 4,4 Mrd. EUR p.a. an.** Dies ist vor allem auf den massiven Anstieg des Bedarfs nach Anschlussleitungen zurückzuführen, die insbesondere dazu dienen, die auf die Fläche verteilten Wind- und Sonnenstrom-Kapazitäten (+400%) an die der regionalen Aufschließung dienenden Netze anzubinden. Die Strom-Endverbrauchsspitzenlast steigt hingegen nur leicht (+15% auf 15 GW), da die Zuwächse von Strom im Wärmemarkt durch verbesserte Energieeffizienz bei klassischen Stromlasten (Kraft/Licht/...) zu wesentlichen Teilen ausgeglichen werden und sich batterieelektrische Kraftfahrzeuge in den Berechnungen nicht durchgesetzt haben. Die Spitzenleistung, mit der aus überregionalen Netzen Strom für regionale Cluster bereitgestellt wird, bleibt mit 8 GW nahezu gleich.

Im optimalen Energiesystem weist auch das **Gassystem** aus räumlicher Sicht **deutliche Unterschiede zu heute** auf.

Das heutige Gassystem beruht im Wesentlichen auf importiertem Erdgas. Das Gassystem im Zielbild<sub>2050</sub> kommt hingegen ohne Importe aus, da **alle zukünftigen Gasbedarfe Ostdeutschlands auch in Ostdeutschland produziert** werden. Damit ist verbunden, dass die Gasströme

<sup>15</sup> Da im Projekt CtC 2050 ein eigenständiges Energiesystem für Ostdeutschland berechnet wurde, treten Netze für den Import oder Export von Strom oder Gas nach/aus Ostdeutschland im Ergebnis nicht auf.

in Ostdeutschland in Zukunft nicht mehr dem klassischen „Downstream-Muster“ von Importpunkten zu Endverbrauchern folgen, sondern ihren Ursprung ebenfalls in den Regionen Ostdeutschlands haben.

Im Zielbild<sub>2050</sub> werden in fast allen regionalen Clustern in hohem Umfang Energiegase erzeugt. Einerseits Biomethan aus verschiedenen Biomassen, andererseits Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser mit erneuerbarem Strom. Das Biomethan wird in weiterer Folge auch zu wesentlichen Teilen regional verbraucht (z.B. für CNG-PKWs). Zum Ausgleich regionaler Überschüsse und Defizite erfolgen **Methan-Transporte zwischen Regionen in Ostdeutschland von in Summe 37% des gesamten erzeugten Methans.**<sup>16</sup> Diese Transporte erfolgen insbesondere auch von und zu den großen Speicherstandorten in Sachsen-Anhalt, Thüringen und Brandenburg.

Wasserstoff-Transportbedarfe ergeben sich einerseits aus einem deutlichen Überschuss der Wasserstoff-Produktion im Norden (mit dem im Ergebnis erneuerbarer Strom in gewandelter Form ökonomisch optimal in Richtung der geographischen Mitte bzw. des Südens Ostdeutschlands transportiert wird) und zusätzlich aus einer Bewegung von und zu Speicherstandorten im Jahresverlauf. Diese Speicherstandorte (Kavernen) sind in 6 von 19 regionalen Clustern geologisch verfügbar und werden im optimalen Energiesystem<sub>2050</sub> auch alle genutzt. **Im Ergebnis fließen fast 50% des in Ostdeutschland erzeugten Wasserstoffs durch überregionale Transportleitungen zwischen den modellierten regionalen Clustern innerhalb Ostdeutschlands. Wasserstoff ist damit relativ (aber auch auf Ebene der absoluten Mengen<sup>17</sup>) das bedeutendste Energietransport-Medium in Ostdeutschland im Jahr 2050.**

Auch im Bereich der Gasnetze kann ein Vergleich zum heutigen System nur *indikativ* erfolgen, zeigt aber ebenfalls interessante Tendenzen. **Die modellierten volkswirtschaftlichen Kosten des Gasnetzes in Ostdeutschland steigen um rund 75% auf rund 1,4 Mrd. EUR p.a. an.** Auch für Gasnetze ist dies vor allem auf den massiven Anstieg des Bedarfs nach Anschlussleitungen zurückzuführen, insbesondere für die Anbindung von regional verteilten Biogas-Anlagen (+1500%) an die der regionalen Aufschließung dienenden Netze. Die Gas-Endverbrauchsspitzenlast bleibt hingegen gleich bei rund 33 GW. Hier kompensiert der zusätzliche Bedarf für CNG-PKW die Bedarfsreduktion im Bereich der Wärme. Die Struktur der Gas-Endverbrauchsspitzenlast ändert sich allerdings deutlich. Der Anteil von Methan an der Deckung von Spitzenlasten im Gasendverbrauch fällt von 100% auf 55%. Mit 45% nimmt Wasserstoff diesbezüglich eine wesentliche neue Rolle ein. Die Spitzenleistung mit der aus überregionalen Netzen Gas für regionale Cluster bereitgestellt wird sinkt um rund 40% auf rund 23 GW (zwei Drittel davon in Form von Wasserstoff). Der volumetrische Netzbedarf („Rohrdurchmesser“) sinkt dabei natürlich in geringerem Umfang, da Wasserstoff aufgrund seiner geringeren Energiedichte ein höheres Transportvolumen pro transportierter Energieeinheit als Methan benötigt.

<sup>16</sup> Biomethan plus eine sehr geringe Menge an synthetisch erzeugtem Methan

<sup>17</sup> Siehe Abbildung 5.3-12

Im Bereich der Fernwärmenetze sind die Veränderungen ebenfalls spürbar, aber geringer als bei Gas- und Stromnetzen. Die erforderliche Fernwärmespitzenleistung sinkt um rd. 20%, da Marktanteilsverluste in der Prozesswärme und der in Summe sinkende Wärmebedarf (→ Energieeffizienz) die Marktanteilsgewinne der Fernwärme in der Raumwärme deutlich überwiegen. **Die modellierten volkswirtschaftlichen Kosten des Fernwärmenetzes in Ostdeutschland sinken daher um rund 20% auf rund 0,7 Mrd. EUR p.a.**

## 2.3 VERGLEICHE ZIELBILD<sub>2050</sub> MIT ANDEREN KONZEPTIONEN FÜR DAS KÜNFTIGE DEKARBONISIERTE ENERGIESYSTEM OSTDEUTSCHLANDS

### Einschränkung der Technologieoffenheit

Das optimale Energiesystem<sub>2050</sub> wurde technologieoffen ermittelt. D.h. dem Modellierungswerkzeug WALERIE stand eine Vielfalt CO<sub>2</sub>-neutraler Technologien für alle Energieträger zur Verfügung, um – durch entsprechende Auswahl und Dimensionierung dieser Technologien – das kostenoptimale Energiesystem versorgungssicher und unter Einhaltung aller Ressourcengrenzen (z.B. für Windkraft oder Biomassen) im Wege der Berechnung zu bestimmen.

Zum Vergleich wurde diese Technologieoffenheit in drei Szenarien eingeschränkt und jeweils ein alternatives – jedoch infolge der Einschränkungen nur mehr bedingt-optimales – dekarbonisiertes Energiesystem für Ostdeutschland mit WALERIE berechnet:

1. Vergleichsszenario **ohne jede Gas-Infrastruktur** (d.h. keine Gasnetze, keine Gasspeicher, keine Gaskraftwerke und keine gasbefeuerte Fernwärme)
2. Vergleichsszenario **ohne Gas-Endverteilung** (d.h. ohne Endverteilungsnetze für Gas und auch ohne gasbefeuerte Fernwärme, aber sehr wohl mit gasbefeuerten Kraftwerken im Bereich des Strom-Backupsystems)
3. Vergleichsszenario **ohne Wasserstoff-Infrastruktur** (wie Vergleichsszenario 1, jedoch werden die genannten Infrastrukturelemente nur für Wasserstoff ausgeschlossen, für Methan bleiben sie hingegen zulässig)

**Jede dieser Einschränkungen der Technologieoffenheit führt zu signifikanten Mehrkosten für die ostdeutsche Volkswirtschaft gegenüber dem optimalen (und technologieoffenen) Zielbild<sub>2050</sub>. Im Fall des Vergleichsszenarios ohne jede Gas-Infrastruktur liegen diese Mehrkosten bei rund 19 Mrd. EUR p.a. (+38%), im Fall des Vergleichsszenarios ohne Gas-Endverteilung bei rund 9 Mrd. EUR p.a. (+18%) und im Fall des Verzichts auf Wasserstoffinfrastruktur bei rund 6 Mrd. EUR p.a. (+13%).** Die Auslöser dieser Kostensteigerungen sind vielfältig, im Detail wird auf Abschnitt 7.1 verwiesen.

Hervorzuheben ist insbesondere eine **strukturelle Veränderung bei jenen Vergleichsszenarien (vorstehende Nrn. 1. und 2.), die den ökonomisch optimalen Einsatz von CO<sub>2</sub>-neutralen Methan- und Wasserstofftechnologien einschränken.** In beiden Fällen kommt es zu einer deutlichen **Steigerung der Strom-Endverbrauchslast und in weiterer Folge steigen auch die wirtschaftlich optimalen Kapazitäten erneuerbarer Stromerzeuger um ein knappes Drittel im Fall ohne jede Gas-Infrastruktur und um ein Fünftel im Fall ohne Gas-Endverteilung.**

**Dementsprechend steigt in diesen – Methan- und Wasserstofftechnologien einschränkenden Szenarien – auch der Bedarf nach Flächen in Ostdeutschland für die Primärproduktion erneuerbarer Energieträger signifikant** (um rund 50% für Sonnenenergie, 10-20% für Onshore-Windenergie und 150-200% für NawaRo-Holz).

Der Grund für dieses – auf den ersten Blick überraschende – Ergebnis ist, dass Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit (auch) in der künftigen dekarbonisierten Energiewelt nicht immer einhergehen. So ist es beispielsweise im Fall des Vergleichsszenarios 1 (keine Gasinfrastruktur) wirtschaftlich vorteilhafter, die relativ günstige aber im Szenario wegfallende Option der chemischen Stromspeicherung (Elektrolyse/Gasspeicher/Gaskraftwerke), zumindest teilweise durch mehr Primärstromerzeugung zu ersetzen, als vollständig durch mehr (sehr teure) Batterien.

### Mischgasszenario

Das optimale Energiesystem im Zielbild<sub>2050</sub> wurde mit gesonderten Netzen für Wasserstoff und Methan auf allen Ebenen berechnet.

Zum Vergleich wurde ein Szenario berechnet, in dem auf allen Ebenen ein Mischgasnetz eingesetzt wird. Das Mischgasnetz wurde dabei so konzipiert, dass Methan und Wasserstoff durch dieses Netz flexibel – im durch WALERIE berechneten ökonomisch optimalen Ausmaß – zu den Verbrauchern<sup>18</sup> fließt. Verbraucher reiner Gase werden dabei überwiegend im Wege der Filterung aus diesem Mischgasstrom bedient.

Im Ergebnis führt das Mischgasszenario zu Jahreskosten, die leicht höher sind als die Jahreskosten des Zielbilds (+2,7%). Dies liegt aber jedenfalls im Rahmen der Prognoseunsicherheiten für das Jahr 2050.

**Aus Sicht der politischen Wahl betreffend das Energiesystem der Zukunft sind Mischgasnetze daher jedenfalls eine relevante Option, vor allem, wenn sich auf diese Weise ein einfacherer Transitions Pfad für die Verbraucher und die Gasindustrie ergibt.**

## 2.4 REGIONALISIERUNG – ERGEBNISSE FÜR BRANDENBURG 3 UND 4 SOWIE SACHSEN 1

Die Berechnungen mit WALERIE im Rahmen des Projekts CtC 2050 wurden regionalisiert durchgeführt. Dabei wurde berücksichtigt, dass jede Region unterschiedliche Bedarfe nach Nutzenergie hat und haben wird, dass diese Nutzenergiebedarfe unterschiedlich auf Endverbrauchersegmente verteilt sind, dass unterschiedliche Ressourcenpotenziale/-grenzen für Biomassen, Wind- und Sonnenenergie vorliegen etc. Die regionalisierte Berechnung erfolgte simultan für alle modellierten Regionen Ostdeutschlands unter Berücksichtigung des (ebenfalls simultan berechneten) optimalen Energieaustausches (Strom, Wasserstoff, Methan) über entsprechende Energietransportnetze mit den jeweiligen Nachbarregionen.

Als Resultat der regionalisierten Berechnung liegen alle Ergebnisse des Zielbilds<sub>2050</sub> für jeden einzelnen der 19 regionalen Cluster vor. Diese Ergebnisse unterscheiden sich verschiedentlich deutlich. Unterschiede betreffen beispielsweise die Gewichtung von Wind- und Sonnen-

<sup>18</sup> Sowie zu/von den Speichern

energiekapazitäten, den Saldo von Energieimporten und -exporten (aus Cluster-Sicht von/an andere/n Cluster/n in Ostdeutschland), die Bedeutung von mit Wasserstoff befeuerten Gaskraftwerken, die Bedeutung von Gas in der Raumwärme etc.

Beispielhaft, auch im Licht der aktuellen politischen Diskussion zum Ende der Kohleverstromung, werden in diesem Endbericht Ergebnisse für jene regionalen Cluster Ostdeutschlands referiert, in denen heute wesentliche Braunkohleverstromungskapazitäten angesiedelt sind. Dies sind die Cluster Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1.<sup>19</sup>

**Brandenburg („BB“) 3 und 4 sind im Zielbild<sub>2050</sub> jeweils Energieexporteure**, in denen im Jahresverlauf mehr Strom, Wasserstoff, Methan und Flüssigkraftstoff produziert als lokal verbraucht wird. Besonders im Fall von BB3 liegt die **Exportquote von regional produziertem Gas mit über 50%** recht hoch.

Dieser Export wird durch ganz wesentliche Kapazitäten für die Primärproduktion erneuerbarer Energie ermöglicht, beispielsweise (BB 3/4) 4,6/1,6 GW Windkraft und 4/1,4 GW Photovoltaik-Kapazitäten (Freiflächen und Dachanlagen). Auch im Bereich der Umwandlung treten wesentliche Kapazitäten auf, so beispielsweise 2,6 GW<sub>H<sub>2</sub></sub> Elektrolysekapazitäten in BB3 und 0,8 GW<sub>H<sub>2</sub></sub> in BB4. Steuerbare Kraftwerkskapazitäten sind hingegen mit nur rund 180/140 MW<sub>el</sub> vertreten.

Etwas anders stellt sich die Situation in **Sachsen 1** dar. Dieser regionale Cluster ist im Zielbild<sub>2050</sub> aufgrund seiner Verbrauchsstärke trotz Nutzung aller regionalen Potenziale zur Produktion erneuerbarer Energie ein **Energieimporteur**. Die regionale Primärproduktion von Strom in Sachsen 1 umfasst im Zielbild<sub>2050</sub> 4,3 GW an Windkraft- und 2 GW an Photovoltaik-Kapazitäten (Freiflächen und Dachanlagen). Die optimalen Elektrolysekapazitäten sind mit 1,5 GW<sub>H<sub>2</sub></sub> ebenfalls recht hoch. Steuerbare Kraftwerkskapazitäten sind hingegen mit nur rund 180 MW<sub>el</sub> vertreten. Trotzdem ist das Energiesystem von Sachsen 1 natürlich stets versorgungssicher (über die Einbindung in die umgebenden Cluster mittels Energietransportleitungen).

## 2.5 UMSETZUNG DES ZIELBILDS<sub>2050</sub>

Das Zielbild<sub>2050</sub> stellt eine fundamentale Strukturveränderung des ostdeutschen Energiesystems dar. Gleichzeitig ist es die kostengünstigste Option zur dauerhaften Realisierung des Dekarbonisierungsziels. Die erforderliche Umsetzung ist ein Projekt für Jahrzehnte und kann nur gelingen, wenn sie zeitnahe angegangen wird.

**Eine Schlüsselrolle bei der Erreichung des Zielbilds<sub>2050</sub> wird dabei wie so oft der Politik zukommen, die sicherstellen muss, dass das, was volkswirtschaftlich als optimal erkannt wurde, auch für Unternehmen und Haushalte wirtschaftlich wird.**

Dabei ist zu berücksichtigen, dass einige technische Elemente des Zielbilds<sub>2050</sub> noch bedeutender Fortschritte – insbesondere bei der Realisierung von **Kostendegressionen** aber auch betreffend **Wirkungsgradverbesserungen** – bedürfen. Diese Fortschritte werden nur eintreten, wenn diese Technologien (etwa Elektrolyse aber auch andere Wasserstofftechnologien, Batterien etc.) zeitnahe auf einen entsprechenden **Hochlaufpfad** gelegt werden, auf dem diese Fortschritte sukzessive realisiert werden können. Gleichzeitig können damit auch die

<sup>19</sup> Siehe Abbildung 4.3-3 für die geographische Lage dieser Cluster.

**Fertigungskapazitäten** für diese neuartigen Technologien in Richtung des letztendlich benötigten Bestands entwickelt werden. Auch dieses Wachstum benötigt Zeit und der Aufbau der Fertigungskapazitäten bietet interessanten Spielraum für **Industrie- und Standortpolitik**.

Ein **zentrales Werkzeug** zum Verständnis der Transformationsanforderungen ist die Entwicklung eines **Transformationspfads**. Dieser Pfad beschreibt in Zwischenstufen auf der Zeitachse, wie der Weg vom heutigen Energiesystem Ostdeutschlands zum optimal dekarbonisierten Energiesystem Ostdeutschlands des Jahres 2050 aussehen kann und was jeweils zum Erreichen jeder Zwischenstufe erforderlich ist. In die Entwicklung des Transformationspfads fließen volkswirtschaftliche, technische und politische Faktoren ein. Wesentliche Herausforderung dabei ist, dass das **ostdeutsche Energiesystem zu jedem Zeitpunkt der Transformation versorgungssicher ist** (bleibt). Auf Basis des Transformationspfads lassen sich politische Unterstützungsbedarfe für die Transformation betreffend Inhalt und Zeitraum schlüssig ableiten.

## 2.6 GLIEDERUNG DES STUDIENBERICHTS

Dieser Studienbericht ist im Weiteren wie folgt gegliedert:

- In Abschnitt 4 werden das Projekt CtC 2050, der an Wagner, Ebling & Company ergangene Projektauftrag sowie die im Projekt angewendete Methodik dargestellt.
- In Abschnitt 5 wird das berechnete Zielbild<sub>2050</sub> für das dekarbonisierte, versorgungssichere und kostenminimale Energiesystem Ostdeutschlands des Jahres 2050 vorgestellt.
- In Abschnitt 6 werden die Detail-Ergebnisse des Zielbilds<sub>2050</sub> für regionale Cluster mit (heutigen) Standorten großer Braukohlekraftkraftwerke vorgestellt. Diese sind die regionalen Cluster Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1.
- In Abschnitt 7 wird das Zielbild<sub>2050</sub> mit drei nicht-technologieoffenen Vergleichsszenarien verglichen, in denen die Nutzung von Gastechnologien in verschiedener Art und Weise eingeschränkt wird. Zudem erfolgt ein Vergleich des Zielbilds<sub>2050</sub> (in dem Methan- und Wasserstoffnetze getrennt abgebildet sind) mit einem „Mischgasszenario“ in dem Methan und Wasserstoff in einem integrierten Netz vermischt geführt werden. Zuletzt werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse des Zielbilds betreffend die Kosten von Batterie-PKW berichtet.
- In Abschnitt 8 wird das Zielbild<sub>2050</sub> mit dem heutigen ostdeutschen Energiesystem verglichen.
- In Abschnitt 9 finden sich Verzeichnisse von Abbildungen und Tabellen sowie den im Bericht verwendeten Abkürzungen.
- In Abschnitt 10 finden sich zusammenfassende Tabellen mit Zahlenwerten zu den in diesem Dokument berichteten Themen.
- In Abschnitt 11 sind Datenannahmen aufgelistet, die in den Berechnungen Verwendung fanden, sowie für die Studie relevante Datenquellen.

Aufgrund der Fülle der im Projekt ermittelten Zahlen erfolgt die Darstellung in diesem Bericht zu wesentlichen Teilen in Form von Grafiken. Aus Gründen der Textökonomie werden die in den Grafiken enthaltenen Zahlen nur in Einzelfällen zusätzlich in erläuternden Texten wiederholt.

In den Darstellungen werden dabei jeweils nur Kapazitäten für jene Technologien aufgeführt, die Teil des Kostenoptimums im Zielbild<sub>2050</sub> (bzw. den Vergleichsszenarien) sind (und nicht auch alle anderen potenziell verfügbaren Technologien, die jeweils nicht Teil des berechneten optimalen Sets an Technologien sind).

Zahlen werden gerundet dargestellt. Die Rundungen erfolgen dabei jeweils je Einzelzahl. Damit kann es auftreten, dass sich die Summe der in einer Grafik ersichtlichen (gerundeten) Einzelzahlen von der ebenfalls in der Grafik ersichtlichen (gerundeten) Summenzahl unterscheidet.

### 3 INHALTE – DETAILVERZEICHNIS

1	Commit to Connect 2050 – Vorwort der Partner .....	4
2	Kurzfassung .....	10
2.1	Das Projekt Commit to Connect 2050.....	10
2.2	Zielbild <sub>2050</sub> – optimales Energiesystem <sub>2050</sub> für Ostdeutschland (inkl. wesentlicher Unterschiede zum Energiesystem heute) .....	12
2.3	Vergleiche Zielbild <sub>2050</sub> mit anderen Konzeptionen für das künftige dekarbonisierte Energiesystem Ostdeutschlands .....	19
2.4	Regionalisierung – Ergebnisse für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 .....	20
2.5	Umsetzung des Zielbilds <sub>2050</sub> .....	21
2.6	Gliederung des Studienberichts.....	22
3	Inhalte – Detailverzeichnis.....	24
4	Projekt, Auftrag, Methodik .....	27
4.1	Das Projekt CtC 2050: Partner, Ziele, Rahmenbedingungen und Prämissen .....	27
4.2	Auftrag an Wagner, Ebling & Company .....	29
4.3	Projektmethodik – Einsatz WALERIE von Wagner, Ebling & Company .....	30
5	Zielbild – optimales Energiesystem <sub>2050</sub> – für Ostdeutschland.....	37
5.1	Übersicht Ergebnisse .....	37
5.2	Wie sieht das Energiesystem aus? Kapazitäten aller energietechnischen Anlagen .....	40
5.2.1	Kapazitäten Energiebereitstellungssystem .....	40
5.2.2	Kapazitäten Endverbrauchstechnologien .....	42
5.2.3	Kapazitäten Energienetze .....	45
5.3	Wie funktioniert das Energiesystem? Nutzungen der Kapazitäten und Energieflüsse .....	47
5.4	Wie wirkt das Energiesystem auf Ostdeutschland? Rohstoff- und Flächenverbrauch .....	54
5.5	Was kostet das Energiesystem? Jahreskosten für Ostdeutschland und ausgewählte Infrastrukturen .....	56
6	Regionalisierung – Details Zielbild <sub>2050</sub> für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 .....	58
6.1	Vorstellung der Regionen .....	58
6.2	Ergebnisse Zielbild <sub>2050</sub> für Cluster Brandenburg 3.....	58
6.2.1	Überblick .....	58
6.2.2	Energieeinsatz und -aufbringung in Brandenburg 3 (Jahressummen) .....	59

6.2.3	Kapazitäten Energiebereitstellungssystem in Brandenburg 3 .....	61
6.2.4	Kapazitäten Endverbrauchstechnologien in Brandenburg 3 .....	62
6.2.5	Kapazitäten Energienetze in Brandenburg 3 .....	63
6.2.6	Energieeinsatz und -aufbringung im Jahresverlauf in Brandenburg 3.....	64
6.2.7	Rohstoff- und Flächenverbrauch Brandenburg 3.....	66
6.2.8	Brandenburg 3 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern.....	67
6.2.9	Jahresfixkosten energiewirtschaftlicher Anlagen in Brandenburg 3 .....	69
6.3	Ergebnisse Zielbild <sub>2050</sub> für Cluster Brandenburg 4.....	70
6.3.1	Überblick.....	70
6.3.2	Energieeinsatz und -aufbringung in Brandenburg 4 (Jahressummen) .....	71
6.3.3	Kapazitäten Energiebereitstellungssystem in Brandenburg 4.....	72
6.3.4	Kapazitäten Endverbrauchstechnologien in Brandenburg 4 .....	74
6.3.5	Kapazitäten Energienetze in Brandenburg 4 .....	75
6.3.6	Energieeinsatz und -aufbringung im Jahresverlauf in Brandenburg 4.....	76
6.3.7	Rohstoff- und Flächenverbrauch Brandenburg 4.....	78
6.3.8	Brandenburg 4 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern.....	79
6.3.9	Jahresfixkosten energiewirtschaftlicher Anlagen in Brandenburg 4 .....	81
6.4	Ergebnisse Zielbild <sub>2050</sub> für Cluster Sachsen 1 .....	82
6.4.1	Überblick.....	82
6.4.2	Energieeinsatz und -aufbringung in Sachsen 1 (Jahressummen) .....	83
6.4.3	Kapazitäten Energiebereitstellungssystem in Sachsen 1.....	84
6.4.4	Kapazitäten Endverbrauchstechnologien in Sachsen 1 .....	85
6.4.5	Kapazitäten Energienetze in Sachsen 1 .....	86
6.4.6	Energieeinsatz und -aufbringung im Jahresverlauf in Sachsen 1 .....	87
6.4.7	Rohstoff- und Flächenverbrauch Sachsen 1.....	89
6.4.8	Sachsen 1 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern .....	90
6.4.9	Jahresfixkosten energiewirtschaftlicher Anlagen in Sachsen 1.....	92
7	Vergleichsszenarien zum Zielbild <sub>2050</sub> .....	93
7.1	Vergleichsszenarien „Keine Gas-Infrastruktur“, „Keine Gas-Endverteilung“ und „Keine Wasserstoff-Infrastruktur“ .....	93
7.2	Vergleichsszenario Mischgas-Infrastruktur .....	98
7.2.1	Ziel und Methodik.....	98
7.2.2	Vergleich Kosten des Energiesystems .....	99

7.2.3	Vergleich Kapazitäten Endverbrauchstechnologien.....	100
7.2.4	Vergleich Kapazitäten Energiebereitstellungssystem .....	102
7.2.5	Vergleich Kapazitäten Energienetze.....	105
7.2.6	Vergleich Rohstoff- und Flächenverbrauch.....	107
7.3	Sensitivitätsanalyse Kosten Batterie-PKW.....	109
8	Vergleich Zielbild <sub>2050</sub> mit Energiesystem Ostdeutschland heute.....	110
8.1	Ziel und Methodik .....	110
8.2	Vergleich Kosten des Energiesystems: „heute“ vs. Zielbild <sub>2050</sub> .....	111
8.3	Vergleich Kapazitäten / Kosten Endverbrauchstechnologien .....	113
8.4	Vergleich Kapazitäten / Kosten Energiebereitstellungssystem.....	115
8.5	Vergleich Kapazitäten / Kosten Energienetze .....	119
8.6	Vergleich Rohstoff- und Flächenverbrauch.....	120
8.7	Vergleich Energieverbrauch .....	122
9	Verzeichnisse.....	123
9.1	Abbildungsverzeichnis und Bildquellen.....	123
9.2	Tabellenverzeichnis.....	130
9.3	Abkürzungsverzeichnis.....	132
10	Ergebnistabellen .....	136
10.1	Ergebnistabellen Zielbild <sub>2050</sub> Ostdeutschland.....	136
10.2	Ergebnistabellen Zielbild <sub>2050</sub> Brandenburg 3 .....	140
10.3	Ergebnistabellen Zielbild <sub>2050</sub> Brandenburg 4 .....	144
10.4	Ergebnistabellen Zielbild <sub>2050</sub> Sachsen 1 .....	149
11	Datenannahmen und -quellen .....	153
11.1	Datenannahmen.....	153
11.2	Datenquellen .....	169



## 4 PROJEKT, AUFTRAG, METHODIK

### 4.1 DAS PROJEKT CTC 2050: PARTNER, ZIELE, RAHMENBEDINGUNGEN UND PRÄMISSEN

#### Projektpartner

Das Projekt Commit to Connect 2050 (“CtC 2050”) wurde im Sommer 2018 von 14 ostdeutschen Energieunternehmen(sgruppen) aus verschiedenen Sparten gestartet. Diese Unternehmen („CtC-Partnerunternehmen“) sind (in alphabetischer Reihenfolge):

- Avacon AG
- BALANCE VNG Bioenergie GmbH
- DREWAG NETZ GmbH / ENSO NETZ GmbH
- E.DIS NETZ GmbH
- ENERTRAG AG
- EWE Netz GmbH
- GASAG AG / NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG
- HanseGas GmbH
- inetz GmbH
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH
- ONTRAS Gastransport GmbH
- Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg GmbH
- TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG / TEAG Thüringer Energie AG
- VNG Gasspeicher GmbH

#### Projektziele

Ziele des Projekts CtC 2050 waren:

1. Die Erlangung eines detaillierten Verständnisses über das optimale ostdeutsche Energiesystem nach Abschluss der Energiewende, das als Zielbild – also als gemeinsamer „Kompass“ – für den über die nächsten Jahrzehnte im Hinblick auf die Dekarbonisierung erforderlichen Totalumbau des ostdeutschen Energiesystems dienen kann.
2. Die Erlangung eines Verständnisses darüber, wie sich bestimmte simulierte politische Gestaltungsentscheidungen in Form von Einschränkungen der Technologieoffenheit auf die (dann nur mehr eingeschränkt-optimale) Struktur und Kosten des ostdeutschen Energiesystems auswirken würden.
3. Die Erlangung eines Verständnisses darüber, welchen Unterschied es für ein künftiges Energiesystem macht, wenn die Gasinfrastruktur nicht getrennt für Methan und Wasserstoff geführt wird (wie im Zielbild<sub>2050</sub>), sondern auf Basis von Methan/Wasserstoff-Mischgas in integrierten Netzen.

4. Die Erlangung eines ersten Eindrucks davon, wie groß der Unterschied zwischen dem ostdeutschen Energiesystem heute und dem Energiesystem im Zielbild im Hinblick auf (a) die volkswirtschaftlichen Kosten und (b) die Kapazitäten der energiewirtschaftlichen Anlagen (inkl. Endverbrauchseinrichtungen) und Netze ist.

## Rahmenbedingungen und Prämissen

Als zentrale Rahmenbedingungen für die Untersuchungen in CtC 2050 wurden gesetzt:

- Lösung der Fragestellung zum optimalen Zielbild für das ostdeutsche Energiesystem vollständig über **Berechnung** (und *nicht* über Prognose des Einsatzes oder Nicht-Einsatzes bestimmter Technologien).
- Berechnung des Zielbilds mit der Aufgabe der Identifikation jenes Energiesystems, das unter allen technisch möglichen Energiesystemen (und unter Einhaltung aller Planungsprämissen – siehe dazu gleich unten) die **geringsten Kosten für die Volkswirtschaft** Ostdeutschlands verursacht.
- Berechnung der optimalen Struktur des **gesamten Energiesystems**, d.h. Berücksichtigung (und optimale Dimensionierung) der Kapazitäten
  - der energietechnischen Anlagen auf der gesamten Wertschöpfungskette der Energieindustrie inkl. der Energienetze sowie
  - der standardisiert modellierbaren Endverbraucheranlagen (Kraftfahrzeuge, Raumwärmeerzeuger ...) für alle energieverbrauchenden Segmente (Raumwärme, Mobilität ...)

für alle, auch nicht netzgebundenen, Energieträger (Strom, Methan, Wasserstoff, Biomassen, Flüssigkraftstoffe ...).

- Berechnung des **vollständig „ausoptimierten“** Energiesystems im Sinn einer ganzheitlichen Betrachtung. Das heißt es sollten alle Nutzungskonkurrenzen betreffend knappe Energieträger optimal (auf)gelöst werden, genauso wie die Frage der optimalen Ausgestaltung der Sektorkopplung oder die Frage der optimalen Standorte (auf Regionsebene) der energietechnischen Anlagen (Windkraftanlagen, Gaskraftwerke ...) sowie die Frage des optimalen Energietransports (welcher Energieträger von wo nach wo?) zwischen den Regionen Ostdeutschlands.

Die Durchführung der Berechnungen sollte dabei erfolgen für („Planungsprämissen“):

- das Modellierungsgebiet „Ostdeutschland“ (Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen);
- alle 19 im Projekt definierten Regionen Ostdeutschlands unter Berücksichtigung der regionalen Unterschiede in (Nutz-)Energiebedarfen und Potenzialen für Energieproduktion und -speicherung sowie dem optimalen Energieaustausch zwischen diesen Regionen;
- 100% Dekarbonisierung (d.h. für ein vollständig CO<sub>2</sub>-freies Energiesystem);
- das Jahr 2050, aber in realem Geld von „heute“ (d.h. unter Berücksichtigung erwarteter Kostendegressionen, aber ohne Berücksichtigung der nominellen Geldentwertung);

- einen technologieoffenen Ansatz (d.h. kein ex-ante Ausschluss bestimmter CO<sub>2</sub>-neutraler Energieträger aus den Berechnungen, mit folgenden Ausnahmen: nukleare Energieträger und dekarbonisierte fossile Energieträger);
- den Fall eines eigenständigen Energiesystems (d.h. insbesondere ohne Abhängigkeit Ostdeutschlands von Importen grüner Energie aus anderen Regionen Europas / der Welt zur Umsetzung der Dekarbonisierung) – damit wird der denkbar herausforderndste Fall der Dekarbonisierung Ostdeutschlands modelliert; soweit in Zukunft wirtschaftlich attraktive Importoptionen für CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger zur Verfügung stehen, wird die Dekarbonisierung des ostdeutschen Energiesystems dann entsprechend einfacher und günstiger;
- den Fall der Neu-Errichtung des optimalen künftigen Energiesystems (d.h. ohne Ansatz von Kostenvorteilen für bestehende Infrastrukturen) – das Zielbild zeigt damit einen dauerhaft optimalen Zielzustand für das dekarbonisierte Energiesystem Ostdeutschlands, der unabhängig von der Restlebensdauer bestehender energietechnischer Anlagen Geltung hat und insoweit langfristig Orientierung bietet;
- ein versorgungssicheres Energiesystem (d.h. ein Energiesystem, das auch in einem extremen Wetterjahr jederzeit die Energiebedarfe der ostdeutschen Bürger, Unternehmen und Institutionen decken kann) sowie
- ein Energiesystem, das alle heute bekannten natürlichen und politisch gesetzten Ressourcengrenzen in Ostdeutschland einhält (also z.B. Grenzen für die Verfügbarkeit bestimmter Biomassen oder für Flächen, auf denen Windkraftanlagen errichtet werden dürfen).

## 4.2 AUFTRAG AN WAGNER, ELBLING & COMPANY

Wagner, Elbling & Company wurde von den am Projekt Commit to Connect 2050 beteiligten Unternehmen<sup>20</sup> beauftragt, das Projekt Commit to Connect 2050 mit verschiedenen Leistungen im Bereich der fortgeschrittenen Energiesystemmodellierung zu unterstützen.

Konkret umfasste dieser Auftrag:

1. Einsatz des energieökonomischen Modells WALERIE von Wagner, Elbling & Company zur ergebnisoffenen Berechnung und Auswertung von:
  - einem technologieoffenen Optimalszenario („Zielbild<sub>2050</sub>“) für die Struktur der ostdeutschen Energieindustrie nach erfolgreichem Abschluss der Energiewende (d.h. für 100% Dekarbonisierung)
  - drei nicht-technologieoffene Vergleichsszenarien, in denen die Nutzung von Gastechnologien in verschiedener Art und Weise eingeschränkt wird (jedoch ebenfalls für 100% Dekarbonisierung), und (eingeschränkte) Auswertung und Vergleich mit dem Zielbild auf Ebene verschiedener Strukturkennzahlen. Soweit unter der jeweils definierten

---

<sup>20</sup> Siehe Abschnitt 4.1

Einschränkung der Technologieoffenheit möglich, waren diese Vergleichsszenarien ebenfalls kostenoptimal zu ermitteln.

- einem Vergleichsszenario mit Mischgasinfrastruktur (anstatt getrennter Infrastrukturen für Methan und Wasserstoff wie im Zielbild) und (eingeschränkte) Auswertung und Vergleich mit dem Zielbild auf Ebene verschiedener Strukturkennzahlen.
2. Bereitstellung eines umfangreichen Datensets zur Aufdatung von WALERIE für Ostdeutschland und Abstimmung in einer Serie von Workshops mit Experten der CtC 2050-Partnerunternehmen; Ergänzung der bereitgestellten Daten um Daten aus den Partnerunternehmen selbst, soweit keine geeigneten öffentlichen Quellen als Ausgangspunkt der Aufdatung zur Verfügung stehen.
  3. Erhebung von Informationen zum Ist-Zustand des ostdeutschen Energiesystems mit einem definierten Zeitbudget und Vergleich der erhobenen Informationen mit dem Zielbild<sub>2050</sub> auf struktureller Ebene für die geographische Aggregationsebene Ostdeutschland.
  4. Durchführung einer Sensitivitätsanalyse zum Zielbild betreffend die Kosten von batterieelektrischen Personenkraftwagen.

### **4.3 PROJEKTMETHODIK – EINSATZ WALERIE VON WAGNER, ELBLING & COMPANY**

#### **Überblick**

Das Projekt CtC 2050 lief von Sommer 2018 bis Herbst 2019. Es wurde über eine Serie von Workshops strukturiert, in denen mit den Experten der CtC-Partnerunternehmen die Rahmenbedingungen für die Berechnungen abgestimmt und die in die Berechnungen eingehenden Inputdaten validiert wurden.

Alle im Projekt CtC 2050 durchzuführenden energieökonomischen Modellierungsaufgaben wurden mit WALERIE gelöst. WALERIE ist das fortgeschrittene energieökonomische Modellierungswerkzeug von Wagner, Ebling & Company.

WALERIE deckt alle Energieträger und die gesamte Wertschöpfungskette der Energieindustrie – inklusive der Energienetze – sowie die standardisiert modellierbaren Endverbraucheranlagen aller energieverbrauchenden Segmente in einem vollintegrierten optimierenden Modell ab. WALERIE bestimmt die optimale Struktur von versorgungssicheren Energiesystemen (optimale Kapazitäten aller Technologien entlang der Wertschöpfungskette und deren Nutzung) in einem regionalisierten Modell für den gewünschten Dekarbonisierungsgrad.

WALERIE berechnet dazu simultan für jede Region des Modellierungsgebiets ein optimales Energiesystem unter jeweils optimalem Energieaustausch mit den jeweiligen Nachbarregionen über die dazu ebenfalls simultan optimal bestimmten Kapazitäten von Energietransportnetzen sowie in Form von Flüssigkraftstoffen. Dabei werden rund 100 Technologie-Dimensionierungsentscheidungen *je Region gleichzeitig für alle Regionen* getroffen. Rund die Hälfte dieser Technologieentscheidungen betreffen jeweils Endverbrauchseinrichtungen und die andere Hälfte Technologien für das Energiebereitstellungssystem.

Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bestimmt WALERIE im Rahmen der Optimierung nicht nur die optimalen Kapazitäten der Anlagen und Netze, sondern auch die optimale Nutzung („Dispatch“) aller steuerbaren Anlagen (Kraftwerke, Speicher, Fernwärmeproduktionsanlagen ...).

Die folgende Grafik gibt einen Überblick über die Funktionsweise von WALERIE.

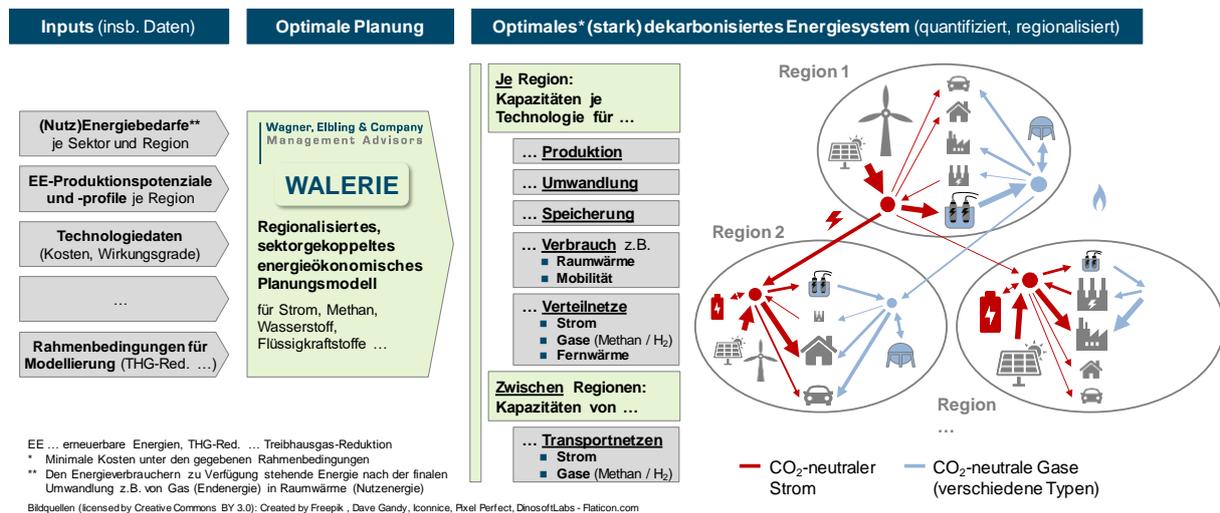


Abbildung 4.3-1: Überblick energieökonomisches Modellierungswerkzeug WALERIE

### Einsatz von WALERIE im Rahmen des Projekts CtC 2050

Im Folgenden werden weitere für die Berechnungen im Projekt CtC 2050 relevante Eigenschaften von WALERIE dargestellt, sowie Entscheidungen bei der Parametrierung von WALERIE im Projekt CtC 2050.

**Umfangreiches Set an Technologien.** Im Rahmen von CtC 2050 stand WALERIE ein sehr umfangreiches Set an Technologien (und Rohstoffen) für die optimale Gestaltung des Energiesystems für Ostdeutschland zur Verfügung. Abbildung 4.3-2 gibt dazu einen Überblick. Jede der genannten Technologien wurde im Rahmen der Berechnungen für jede Region (bzw. im Fall von Transportnetzen zwischen Regionen) optimal dimensioniert. Dabei kann die optimale Kapazität für eine Technologie auch null betragen, wenn die betreffende Technologie nicht Teil des optimalen Energiesystems ist.

**Berechnung für vollständige (100%) Dekarbonisierung.** WALERIE kann optimale Energiesysteme für einstellbare Dekarbonisierungsgrade berechnen. Im Projekt CtC 2050 wurden alle Berechnungen für den Fall der vollständigen (100%) Dekarbonisierung durchgeführt; das heißt für den Fall eines Energiesystems, das im Betrieb null CO<sub>2</sub> emittiert, welches nicht „zeitnahe“ zuvor (im Fall der Biomasse) aus der Umgebungsluft entnommen wurde. Zudem wurde in den Berechnungen auf den Einsatz von Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und unterirdischen Verpressung im In- oder Ausland sowie von Technologien zur Kohlenstoffabscheidung aus fossilen Energieträgern vollständig verzichtet. Das Zielbild<sub>2050</sub> (wie auch alle Vergleichsszenarien) nutzt daher *keine* fossilen Energieträger.

– Abschnitt 4 Projekt, Auftrag, Methodik –

<b>Rohstoffe</b> Festbiomasse Abfälle   Festbiomasse NawaRo   Müll   Feuchtbio­masse Abfälle   Feuchtbio­masse NawaRo   CO <sub>2</sub> (verschiedene Quellen)   Wasser	<b>Fernwärme-Produktion</b> Erd-Wärmepumpe   Elektrodenkessel   Methan-Kessel   H <sub>2</sub> -Kessel   Festbiomasse-Kessel   Geothermie   Solarthermie
<b>Primärproduktion / nicht-steuerbare Energieerzeuger</b> Windkraft Onshore   Windkraft Offshore   Photovoltaik Freiflächen   Photovoltaik Dachanlagen   Tiefengeothermie   Gaseinspeise-Biogasanlage   Stromeinspeise-Biogasanlage	<b>Wärme</b> <b>Raumwärme:</b> Fernwärme   Erd-Wärmepumpe (Strom)   Luft-Wärmepumpe (Strom)   Luft-Wärmepumpe (Methan)   Elektroheizung   Hybrid: Luft-Wärmepumpe / Methan-Kessel   Hybrid: Luft-Wärmepumpe / H <sub>2</sub> -Kessel   Methan-Kessel   H <sub>2</sub> -Kessel   Methan-Kessel mit Solarthermie   H <sub>2</sub> -Kessel mit Solarthermie   Festbiomasse-Kessel   Nahwärme (Methan-Kessel / H <sub>2</sub> -Kessel / Solarthermie) <b>Niedertemperatur-Prozesswärme:</b> Fernwärme   Erd-Wärmepumpe (Strom)   Luft-Wärmepumpe (Strom)   Elektrodenkessel   Hybrid: Luft-Wärmepumpe / Methan-Kessel   Hybrid: Luft-Wärmepumpe / H <sub>2</sub> -Kessel   Methan-Kessel   H <sub>2</sub> -Kessel mit Solarthermie   H <sub>2</sub> -Kessel mit Solarthermie   Festbiomasse-Kessel <b>Mitteltemperatur-Prozesswärme - Dampf:</b> Elektrodenkessel   Methan-Kessel   H <sub>2</sub> -Kessel   Festbiomasse-Kessel <b>Hochtemperatur Prozesswärme - Industrieöfen:</b> strombasiert   methanbasiert   wasserstoffbasiert
<b>PtX / XtP</b> Methan-Turbinen-KW   Methan-GuD-KW   Methan-KWK   H <sub>2</sub> -Turbinen-KW   H <sub>2</sub> -GuD-KW   H <sub>2</sub> -KWK   H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen-KWK   Flüssigbrennstoff-KW   Festbiomasse-KWK   Müll-KWK   Elektrolyse   Methanisierung bei BGA / DAC   Power-to-Liquid bei BGA / DAC	<b>Mobilität</b> PKW / LNF / Lokale LKW, Busse: Batterie   CNG   H <sub>2</sub> -Brennstoffzelle   Flüssigkraftstoff <b>Fernverkehr-KW:</b> H <sub>2</sub> -Brennstoffzelle   H <sub>2</sub> -Verbrennungsmotor   CNG   Flüssigkraftstoff   LNG <b>Schifffahrt:</b> LNG <b>Flugverkehr:</b> Flüssigkraftstoff <b>Bahnverkehr:</b> * H <sub>2</sub> -Brennstoffzelle   Flüssigkraftstoff * soweit nicht bereits elektrifiziert
<b>Speicher</b> Batterie   Wärmespeicher   H <sub>2</sub> -Kavernenspeicher   Methan-Kavernenspeicher   Methan-Porenspeicher   Pumpspeicher-KW	
<b>Netze</b> <b>Verteilnetze:</b> Strom   Methan*   Wasserstoff*   Fern-/Nahwärme <b>Transportnetze:</b> Strom   Methan*   Wasserstoff* *bzw. alternativ Mischgas (CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> ) in Vergleichsszenario Mischgas-Infrastruktur	

BGA ... Biogasanlage, DAC ... Direct Air Capture, GuD ... Gas und Dampf, NawaRo ... Nachwachsende Rohstoffe, LNG ... Liquefied Methane,  
 PtX ... Power to X, XfP ... X to Power, KW ... Kraftwerke, KWK ... Kraft-Wärme-Kopplung

**Abbildung 4.3-2: In WALERIE abgebildete Technologie-Optionen (und Rohstoffe) für das optimale Energiesystem der Zukunft**

**Minimale volkswirtschaftliche Kosten.** WALERIE trifft im Rahmen der Berechnungen alle Entscheidungen (also: welche Kapazität welcher Technologie wo eingesetzt wird etc.) so, dass – unter Einhaltung aller Nebenbedingungen<sup>21</sup> – die Jahreskosten des Energiesystems aus volkswirtschaftlicher Sicht („*volkswirtschaftliche Kosten*“) minimiert werden. Ergebnis ist jeweils ein Energiesystem, das die Anforderung der Dekarbonisierung zu – unter den gegebenen Rahmenbedingungen – jeweils geringsten volkswirtschaftlichen Kosten ermöglicht („*least cost decarbonization*“). Die minimierten volkswirtschaftlichen Kosten umfassen die annuitätischen Kapitalkosten<sup>22</sup> aller energietechnischen Anlagen im Modellierungsgebiet sowie Betriebs- und Wartungskosten als auch Rohstoffkosten (etwa für Biomassen). Die Kostenminimierung erfolgt bei allen Berechnungen von Energiesystemen mit WALERIE. Konkret wurden daher im Projekt CtC 2050 sowohl Zielbild und Mischgasszenario nach dem Kriterium der minimalen Kosten bestimmt, als auch jene Vergleichsszenarien, bei denen die Technologieoffenheit durch Sperre von Technologien eingeschränkt wurde. Solche nicht-technologieoffenen Vergleichsszenarien sind folglich nur mehr bedingt<sup>23</sup> kostenoptimal.

**Einhaltung von Ressourcengrenzen.** Die Berechnung des optimalen Energiesystems mit WALERIE hält alle relevanten Ressourcengrenzen, etwa für Windkraft, Biomassen (differenziert nach festen / feuchten Biomassen bzw. nach Abfallbiomassen / nachwachsenden Rohstoffen), Photovoltaik-Freiflächen, Photovoltaik-Dachflächen etc. ein. Diese Ressourcengrenzen wurden im Rahmen von CtC 2050 für Ostdeutschland im Detail aus den verfügbaren Datenquellen erhoben.

<sup>21</sup> Siehe zu Nebenbedingungen insbesondere die beiden anschließenden Punkte (Ressourcengrenzen, Versorgungssicherheit).

<sup>22</sup> Zinssatz im Projekt: 2% real

<sup>23</sup> Die Bedingung ergibt sich durch die jeweils „gesperrten“ Technologien.

### **Sicherstellung der Versorgungssicherheit des optimal berechneten Energiesystems.**

Die Berechnungen in WALERIE erfolgen für ein *gesamtes Kalenderjahr*, damit werden Dunkelflauten und temperaturbedingte Spitzenlasten berücksichtigt sowie Speicherbedarfe und -bewegungen präzise modelliert. Zudem werden alle Energiebilanzen in *feiner zeitlicher Auflösung* (¼-Tag) überprüft, u.a. um die Deckung der Energiebedarfe aus Erzeugungsanlagen und Speichern sowie durch Lastbeeinflussung (z.B. der Elektrolysen oder hybrider<sup>24</sup> Wärmeerzeugungstechnologien, deren Einsatz in WALERIE mit-optimiert wird) sicherzustellen. Zusätzlich werden die erforderlichen *Netz- und Anlagenredundanzen* in den Kapazitäten und Kosten des optimierten Energiesystems mitgeplant, wobei Ausfallwahrscheinlichkeiten von Anlagen je Anlagenklasse (Windkraftanlagen, Gaskraftwerke, Biogasanlagen ...) berücksichtigt werden.

**Differenzierte Abbildung der Energie-Endverbraucher.** Die Endverbraucher von Energie werden in WALERIE über eine Reihe von Segmenten differenziert abgebildet: Raumwärme (inkl. Warmwasser), drei Prozesswärme-Segmente (differenziert nach Temperaturniveaus), vier Mobilitäts-Segmente Straße (PKW, drei Klassen von Straßen-Güterverkehr), stoffliche Nutzung, „klassischer Stromverbrauch“ (Kraft, Licht, Telekommunikation ...), Bahnverkehr, Schiffsverkehr und Flugverkehr. Diese Segmentierung fand auch im Projekt CtC 2050 Anwendung.

**Optimierte Endverbraucher-Technologieentscheidung für alle standardisierten energieverbrauchenden Anlagen.** Die Entscheidung, welche Technologien in welchem Umfang wo eingesetzt werden, trifft zu 100% der Optimierungsalgorithmus in WALERIE. Dies umfasst explizit auch alle standardisierbaren Endverbrauchertechnologien (Raumwärme, Mobilität ... (siehe Abbildung 4.3-2)). D.h. WALERIE benötigt *keine* vorab erstellten segmentalen Einsatzprognosen von Technologien (z.B. betreffend die Anteile bestimmter Heiz- oder Antriebstechnologien). Die Dimensionierung der Kapazitäten aller im Modell abgebildeter standardisierter Endverbrauchereinrichtungen erfolgt durch WALERIE auf Basis der Nutzenergiebedarfe der Energieverbraucher (also z.B. auf Basis „kWh Raumwärme“ oder „Fahrleistungen je Fahrzeug“ in einer Fahrzeugklasse). Sofern bei bestimmten Technologien Einsatzgrenzen bestehen (etwa aufgrund begrenzter geologischer Potenziale für den Einsatz von Erdwärmepumpen), werden diese Einsatzgrenzen WALERIE vorgegeben und WALERIE trifft dann die Entscheidung über den Technologieeinsatz bis maximal zur Einsatzgrenze frei und rein nach wirtschaftlichen Kriterien.

**Optimierte Energieträgerentscheidung bei nicht-standardisierten energieverbrauchenden Anlagen.** Im Bereich der Hochtemperatur-Prozesswärme sowie dem Bahnverkehr kann WALERIE die Einsatzentscheidung über den jeweils optimalen Energieträger unter verschiedenen Optionen (siehe Abbildung 4.3-2) treffen. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der Wirkungsgradunterschiede bei der Umwandlung dieser Energieträger in die jeweils benötigte Nutzenergie.

**Anwendung eines in die Gesamtoptimierung integrierten differenzierten Netzmodells.** WALERIE bildet die erforderlichen Kapazitäten und Kosten von Strom-, Gas- und Fernwärmenetzen differenziert im Modell ab und erreicht damit eine realistische Dimensionierung der

---

<sup>24</sup> Z.B. Kombinationsanlagen aus Luftwärmepumpen und Methankesseln

Kapazitäten und Kosten im Modelloutput. Die *Netzkapazitäten und -kosten werden dabei simultan mit allen anderen energietechnischen Anlagen mitoptimiert*, sodass im Optimierungsergebnis der Einfluss der Netzkosten auf die optimale Struktur (Auslegung) aller anderen energietechnischen Anlagen (bis hin zur Primärproduktion bzw. dem Endverbrauch) sowie deren regionale Struktur ökonomisch korrekt abgebildet ist. In anderen Worten: *Netzkosten beeinflussen in WALERIE sowohl die strukturelle Zusammensetzung des Energiesystems als auch die räumliche Positionierung (→ Verteilung auf die regionalen Cluster) der Anlagenkapazitäten*. Das Netzmodell umfasst dabei für alle leitungsgebundenen Energieträger Endverteilungsnetze sowie für Strom und Gase zusätzlich Netzelemente für die regionale Flächenaufschließung und den Transport von Energie zwischen regionalen Clustern. Zudem werden Anschlussleitungen für Produktions- und Speichereinrichtungen gesondert modelliert. Produktionsanlagen (etwa Biogasanlagen) werden dazu typisiert auf die Flächen je Region verteilt. Gasnetze können als Methan-, Wasserstoff- oder Mischgasnetze (Methan/Wasserstoff) in die Berechnungen eingebunden werden, wobei die erforderlichen Verdichterleistungen für den Transport der regional produzierten Gase in benachbarte Regionen des Modellierungsgebiets („Exportleistung“) ebenfalls mitberechnet werden. In CtC 2050 erfolgte die Berechnung des Zielbilds<sub>2050</sub> mit getrennter Dimensionierung (durch den Optimierungsalgorithmus) von Methan- und Wasserstoffnetzen auf allen Netzebenen. Im „Mischgasszenario“ wurden auf allen Netzebenen Mischgasnetze der Optimierung zu Grunde gelegt.

**Optimierte Abregelung von volatilen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen.** Alle volatilen Stromerzeugungsanlagen werden in WALERIE mit realistischen Erzeugungsprofilen eines ganzen Jahres abgebildet. Die Erzeugung dieser Anlagen kann vom Optimierungsalgorithmus in WALERIE „abgeregelt“ werden, wenn dies volkswirtschaftlich günstiger ist (etwa in Folge der Einsparung von Netz- oder Speicherkosten) als die Ableitung und Nutzung von Produktionsspitzen.

**Abbildung Demand Side Management.** Alle Hybrid-Geräte im Endverbrauch (z.B. bestehend aus Luft-Wärmepumpe und Gaskessel) werden von WALERIE optimal eingesetzt – sodass sich ein optimaler Mix im Einsatz von Strom und Gas ergibt (sowohl betreffend den Umfang pro Jahr als auch betreffend den Zeitpunkt des Einsatzes).

**Berechnung unter der Prämisse der Neu-Errichtung des optimalen künftigen Energiesystems.** WALERIE kann bei der Berechnung eines optimalen Energiesystems unter der Prämisse der Neu-Errichtung (und regelmäßigen Erneuerung) aller energietechnischer Anlagen parametrisiert werden.<sup>25</sup> In diesem Fall resultiert ein Zielbild das langfristig richtungsweisend ist, weil es auch über die Restlebensdauer heute bestehender langlebiger energietechnischer Anlagen hinaus Gültigkeit hat.<sup>26</sup> Alternativ kann bei langlebigen energietechnischen Anlagen berücksichtigt werden, dass diese für ihre Restlebensdauer der Volkswirtschaft ohne erneute

---

<sup>25</sup> In diesem Fall werden für alle Anlagentypen Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten angesetzt.

<sup>26</sup> Solange keine wesentlichen technologischen Neuerungen auftreten und sich sonstige wesentliche Rahmenbedingungen (etwa Potenziale für die regionale Produktion erneuerbarer Energieträger) nicht wesentlich ändern.

Aufwendung von Investitionskosten zur Verfügung stehen,<sup>27</sup> was zu einer entsprechend zeitlich eingeschränkten Gültigkeit der Berechnungsergebnisse führt. *Im Projekt CtC 2050 erfolgte die Berechnung unter der Prämisse der Neu-Errichtung.* Auf dem Weg zur Realisierung des so berechneten Zielbilds können bestehende langlebige Anlagen natürlich weiterhin genutzt werden, solange dies wirtschaftlich ist.

**Berechnung eines eigenständigen Energiesystems.** WALERIE kann Energieimporte (beispielsweise in Form von grünem Strom oder grünen Gasen) zu definierten Preispunkten in der Modellierung berücksichtigen. Alternativ kann ein optimales Energiesystem auch ohne Energieimporte (und -exporte) berechnet werden („eigenständiges Energiesystem“), sofern die im Modellierungsgebiet verfügbaren Potenziale für die Erzeugung von Energie zur Deckung der Nutzenergiebedarfe im Modellierungsgebiet grundsätzlich ausreichen. *Im Projekt CtC 2050 wurde ein eigenständiges Energiesystem berechnet.* Damit wird der denkbar herausforderndste Fall der Dekarbonisierung Ostdeutschlands modelliert. Soweit in Zukunft wirtschaftlich attraktive Importoptionen für CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger zur Verfügung stehen, wird die Dekarbonisierung des ostdeutschen Energiesystems dann entsprechend einfacher und günstiger.

**Modellierung von 19 regionalen Clustern.** WALERIE berechnet das optimale Energiesystem simultan je Teilgebiet des modellierten Gebiets (Land, Ländergruppe ...). Im Projekt CtC2050 wurde das modellierte Gebiet Ostdeutschland in 19 regionale Cluster unterteilt, die Untergliederungen der fünf ostdeutschen Bundesländer (plus Berlin) darstellen. Zwischen diesen Clustern wurden 35 Verbindungsstrecken für Energietransportnetze (Strom, Methan und Wasserstoff bzw. Mischgas) definiert, die vom Optimierungsalgorithmus in WALERIE optimal dimensioniert (ggf. auch auf Kapazität „null“) und genutzt wurden. Abbildung 4.3-3 zeigt die entsprechenden regionalen Cluster und die jeweils enthaltenen Landkreise.

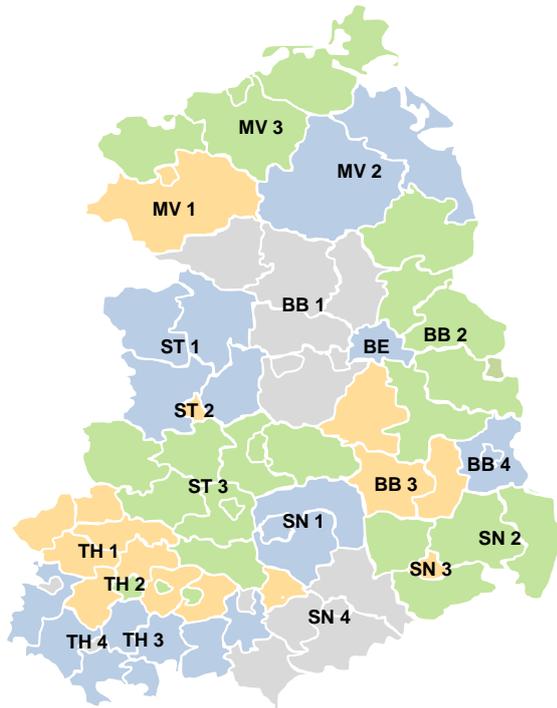
**Berechnung auf Basis umfangreicher und differenzierter Inputdaten.** Die Berechnungen in WALERIE erfolgen sehr detailliert auf Basis hunderter Inputdaten mit zusätzlicher regionaler Differenzierung. Im Projekt CtC 2050 wurden alle Inputdaten zu Nutzenergieverbräuchen je Endverbrauchersegment, Ressourcenpotenzialen (für Biomassen, Windkraft, Speicher ...) und Erzeugungsprofilen spezifisch je regionalem Cluster recherchiert und aufbereitet und in die Berechnungen übernommen. Alle Inputdaten zu Technologiedaten (Kosten, Lebensdauern, Wirkungsgrade ...) wurden unter Berücksichtigung prognostizierter Kostendegressionen für 2050 in die Berechnungen übernommen. Zu diesem Zweck wurden über 200 Datenquellen (siehe Abschnitt 11) herangezogen und ausgewertet sowie in zahlreichen Workshops mit Experten der CtC-Partnerunternehmen validiert.

---

<sup>27</sup> In diesem Fall werden für die bestehenden Kapazitäten langlebiger Anlagen nur Betriebs- und Wartungskosten angesetzt und das Auftreten dieser Anlagen im Zielbild wird entsprechend begünstigt.



– Abschnitt 4 Projekt, Auftrag, Methodik –



<b>MV 1</b>	Ludwigslust-Parchim, Schwerin
<b>MV 2</b>	Mecklenburgische Seenplatte, Vorpommern-Greifswald
<b>MV 3</b>	Landkreis Rostock, Nordwestmecklenburg, Rostock, Vorpommern-Rügen
<b>BB 1</b>	Brandenburg an der Havel Stadt, Potsdam Stadt, Havelland, Ostprignitz-Ruppin, Potsdam-Mittelmark, Prignitz, Oberhavel
<b>BB 2</b>	Barnim, Märkisch-Oderland, Uckermark, Frankfurt (Oder) Stadt, Oder-Spree, Dahme-Spreeewald
<b>BB 3</b>	Elbe-Elster, Oberspreewald-Lausitz, Teltow-Fläming
<b>BB 4</b>	Spree-Neiße, Cottbus Stadt
<b>BE</b>	Berlin Stadt
<b>ST 1</b>	Altmarkkreis Salzwedel, Börde, Jerichower Land, Stendal
<b>ST 2</b>	Magdeburg Stadt
<b>ST 3</b>	Dessau-Roßlau Stadt, Halle (Saale), Anhalt-Bitterfeld, Burgenlandkreis, Harz, Mansfeld-Südharz, Saalekreis, Salzlandkreis, Wittenberg
<b>TH 1</b>	Nordhausen, Eichsfeld, Kyffhäuserkreis, Unstrut-Hainich-Kreis, Sömmerda, Weimarer Land, Saale-Holzland-Kreis, Gotha, Altenburger Land
<b>TH 2</b>	Jena Stadt, Erfurt Stadt, Weimar Stadt
<b>TH 3</b>	Wartburgkreis, Schmalkalden-Meiningen, Ilm-Kreis, Hildburghausen, Sonneberg, Saalfeld-Rudolstadt, Saale-Orla-Kreis, Greiz
<b>TH 4</b>	Gera Stadt, Suhl Stadt, Eisenach Stadt
<b>SN 1</b>	Leipzig Stadt, Leipzig, Nordsachsen
<b>SN 2</b>	Bautzen, Görlitz, Meißen, Sächsische Schweiz-Osterzgebirge
<b>SN 3</b>	Dresden Stadt
<b>SN 4</b>	Chemnitz Stadt, Erzgebirgskreis, Mittelsachsen, Vogtlandkreis, Zwickau

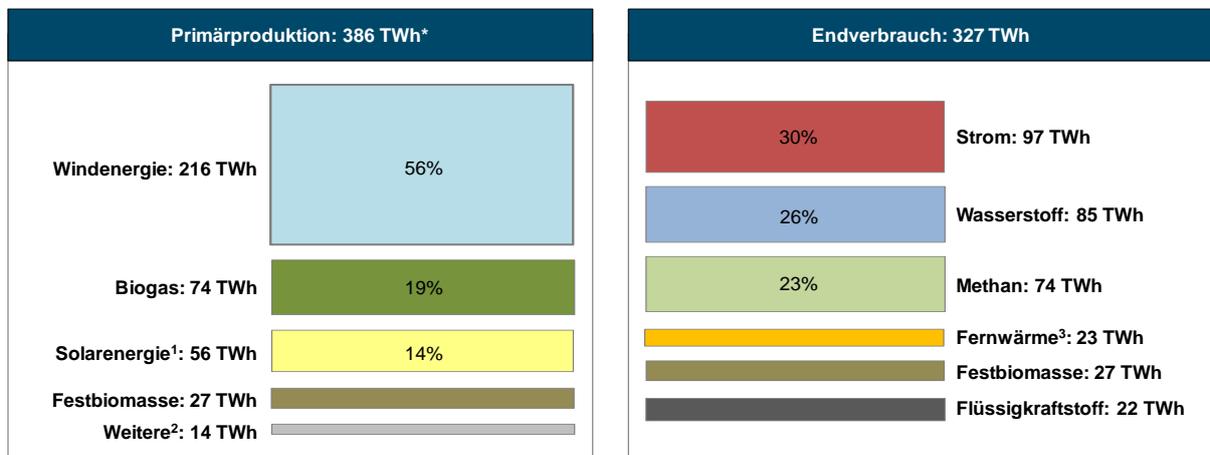
**Abbildung 4.3-3: Definition regionale Cluster zur Berechnung des optimalen Energiesystems<sub>2050</sub> für Ostdeutschland**

## 5 ZIELBILD – OPTIMALES ENERGIESYSTEM<sub>2050</sub> – FÜR OSTDEUTSCHLAND

### 5.1 ÜBERSICHT ERGEBNISSE

#### Primär- und Endenergie: Energie aus Wind, Biogas und Sonne erreicht Endkunden als Strom, Wasserstoff und Methan

Ostdeutschland produziert und nutzt im Zielbild 386 TWh Primärenergie. Diese wird zu mehr als der Hälfte aus Windenergie bereitgestellt (216 TWh). Biogas stellt mit 74 TWh den zweitwichtigsten Primärenergieträger dar. Solarenergie stellt 56 TWh Primärenergie bereit.



\* Nach Einspeiseverlusten

<sup>1</sup> Strom und Wärme (Anteil Wärme: 1%); <sup>2</sup> Müll: 9 TWh; Geothermie für Fernwärme: 5 TWh; <sup>3</sup> inkl. Nahwärme

Abbildung 5.1-1: Primärproduktion und Endverbrauch von Energie in Ost-DE [TWh]

Nach Umwandlung, Speicherung und Transport stehen den Endverbrauchern 327 TWh Endenergie zur Verfügung. Diese wird jeweils zu rund einem Viertel als Strom, Wasserstoff und Methan verbraucht. Das übrige Viertel wird in Summe in Form von Fernwärme, Festbiomasse und synthetischen Flüssigkraftstoffen verbraucht.

### Endenergie je Sektor:

### Fernwärme überwiegt in Raumwärme, Gase dominieren in Prozesswärme und Verkehr

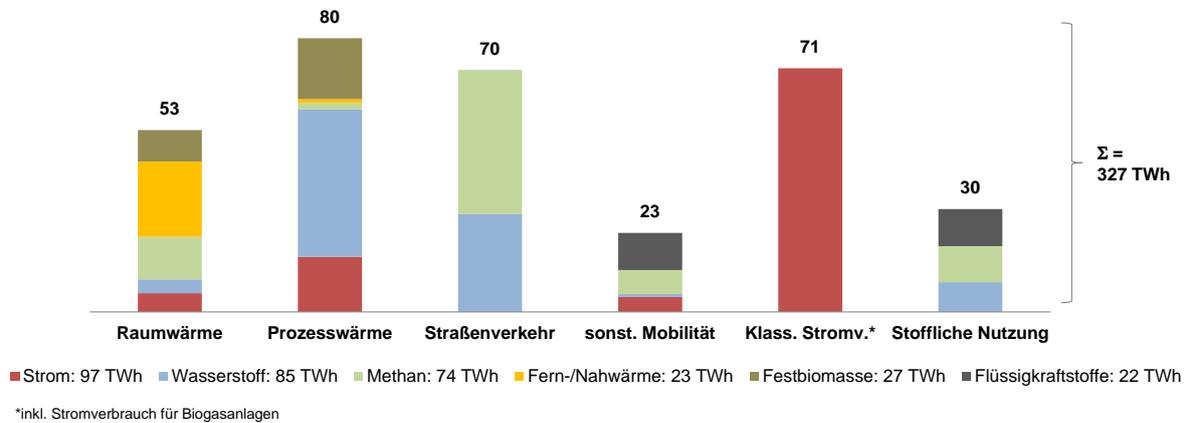


Abbildung 5.1-2: Endenergieverbrauch je Sektor und Energieträger in Ost-DE [TWh]

Strom wird im Zielbild im Endverbrauch überwiegend im klassischen Stromverbrauch (Beleuchtung, IT, Telekommunikation, Klimakälte, heute bereits elektrifizierte industrielle Prozesse, heute bereits elektrifizierte industrielle Wärme, heute bereits elektrifizierter Bahnverkehr ...) eingesetzt. Wasserstoff dominiert die Prozesswärme sowie die Nutzfahrzeuge. Methan wird überwiegend im Straßenpersonenverkehr sowie – in deutlich geringerem Umfang – in der Raumwärme eingesetzt.

### Umwandlung: Stromüberschüsse (Wind, Photovoltaik) werden für Elektrolyse und Power-to-Heat genutzt, Strommangel wird mit Gaskraftwerken ausgeglichen

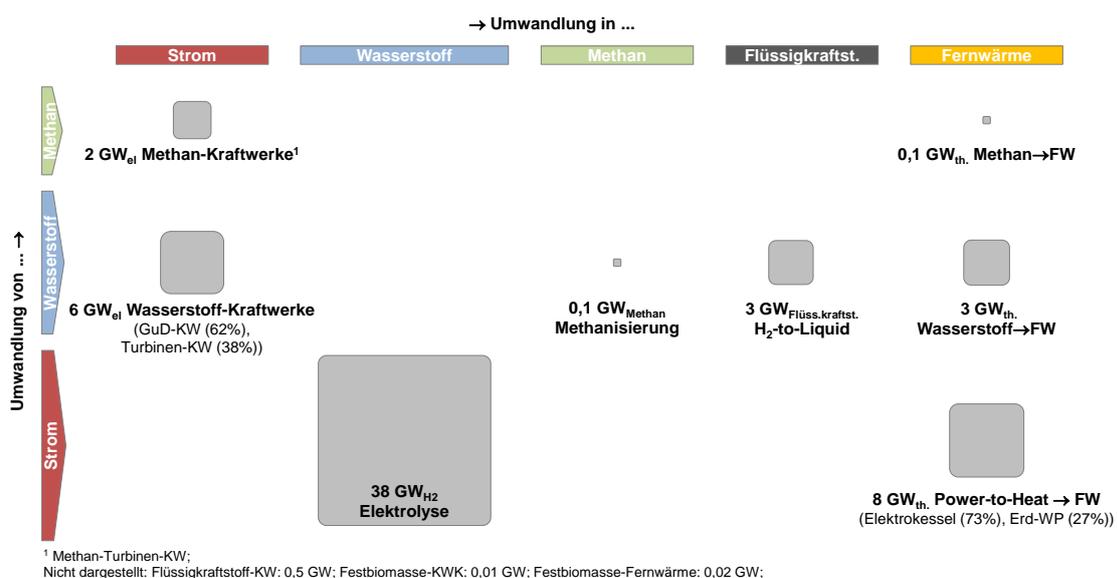


Abbildung 5.1-3: Überblick Kapazitäten Umwandlungstechnologien in Ost-DE

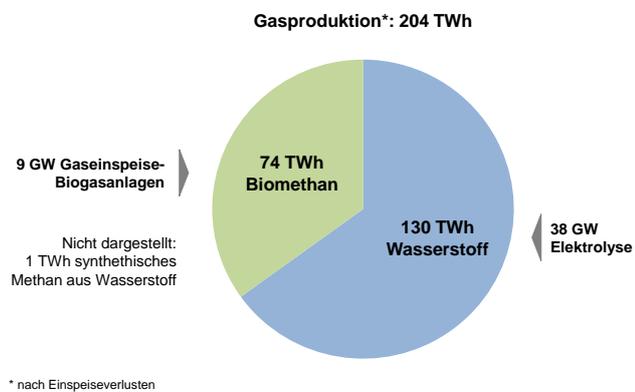
Stromproduktionsspitzen aus Windkraft und Photovoltaik werden zu wesentlichen Teilen in sehr hohen Elektrolyse-Kapazitäten (38 GW<sub>H2</sub>) genutzt. Zu einem kleineren Teil, aber ebenfalls bedeutend, werden Stromproduktionsspitzen mittels Power-to-Heat (8 GW<sub>th</sub>) genutzt, wobei hier sowohl Erd-Wärmepumpen als auch Elektrodenkessel eine wichtige Rolle spielen.

Der resultierende Wasserstoff wird teilweise zu synthetischen Flüssigkraftstoffen weiterverarbeitet (3 GW<sub>Flüssigkraftstoff</sub>), Methanisierungskapazitäten werden hingegen kaum installiert.

In Zeiten von Strommangel werden in Summe 8 GW<sub>el</sub> Gaskraftwerke eingesetzt, diese werden großteils mit Wasserstoff betrieben (6 GW<sub>el</sub>).

### Gasproduktion: Über 200 TWh Gasproduktion in Ostdeutschland

Die 38 GW<sub>H2</sub> Elektrolyse-Kapazitäten erzeugen im Jahresverlauf in Ostdeutschland 130 TWh Wasserstoff. Zusätzlich werden jährlich 74 TWh Methan mittels 9 GW Gaseinspeise-Biogasanlagen produziert. In Summe werden somit in Ostdeutschland 204 TWh Gas produziert und in die Gasinfrastruktur eingespeist.



**Abbildung 5.1-4: Gasproduktion in Ost-DE [TWh]**

## 5.2 WIE SIEHT DAS ENERGIESYSTEM AUS?

### KAPAZITÄTEN ALLER ENERGIETECHNISCHEN ANLAGEN

#### 5.2.1 Kapazitäten Energiebereitstellungssystem

##### Volatile Stromproduktion mittels Windkraft dominiert

Die Energieproduktion im Zielbild basiert zu wesentlichen Teilen auf volatiler Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik.

Für die Produktion von 216 TWh Wind-Strom werden 82 GW Onshore Windkraft installiert. Die verfügbaren Potenziale für Windkraft werden damit zu 84% ausgelastet, wobei Potenzialflächen ausschließlich im Süden Ostdeutschlands ungenutzt bleiben.

In der Ostsee vorhandene Potenziale für Offshore-Windkraft bleiben unter den für die Berechnungen angesetzten Rahmenbedingungen ungenutzt, stellen für die praktische Umsetzung aber natürlich ein weiteres Gestaltungspotenzial dar.

Für die Produktion von 56 TWh Photovoltaik-Strom werden 40 GW Photovoltaik-Freiflächenanlagen sowie 17 GW Photovoltaik-Dachanlagen installiert. Die verfügbaren Potenziale werden für Freiflächenanlagen zu 67% (freie Potenziale überwiegend im Norden) und für Dachanlagen zu 98% ausgelastet.

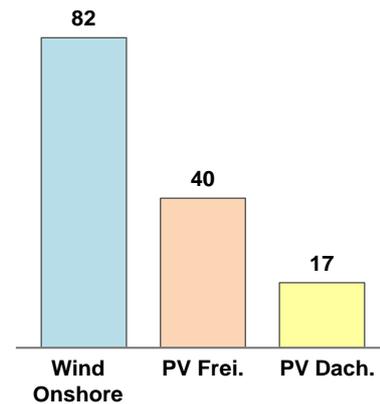


Abbildung 5.2-1: Kapazitäten volatiler Stromproduktion in Ost-DE [GW<sub>el</sub>]

##### Steuerbare Stromaufbringung erfolgt i.W. durch Gaskraftwerke und Stromspeicher

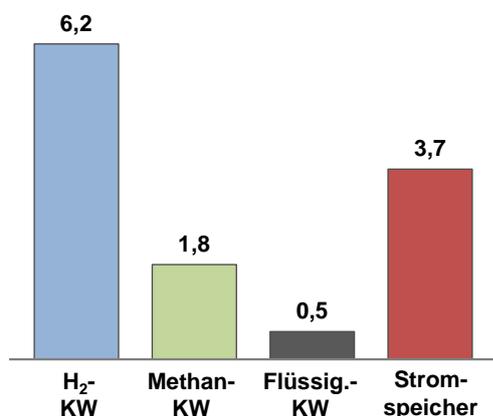


Abbildung 5.2-2: Kapazitäten steuerbarer Stromaufbringung/-speicher in Ost-DE [GW<sub>el</sub>]

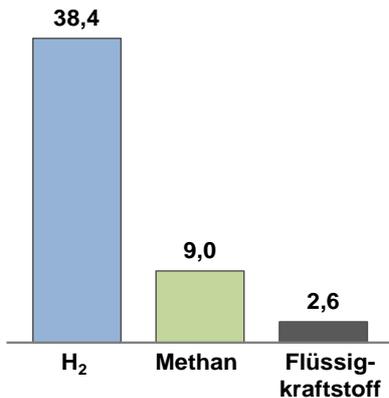
Zur Absicherung der volatilen Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik werden Backup-Kapazitäten in wesentlichem Umfang benötigt, wobei Gaskraftwerke hier eine dominante Rolle einnehmen.

Mehr als die Hälfte der gesicherten Stromproduktionskapazität wird durch Wasserstoff-Kraftwerke (6,2 GW<sub>el</sub>) bereitgestellt. Diese Wasserstoff-Kraftwerke setzen sich technologisch aus rd. 60% GuD-Kraftwerken und rd. 40% Turbinen-Kraftwerken zusammen.

Methan-Kraftwerke nehmen mit rd. 1,8 GW ebenfalls eine wesentliche Rolle im Strom-Backup ein. Weniger bedeutend im Zielbild<sub>2050</sub> sind Flüssigkraftstoff-Kraftwerke (0,5 GW).

Steuerbare Stromaufbringung aus direkter Stromspeicherung (3,7 GW<sub>el</sub>) wird zu jeweils rd. 50% (bezogen auf Raten) durch Pumpspeicher und Batterien bereitgestellt.

### Gas- und Flüssigkraftstoff-Produktion: Hohe Kapazitäten, besonders von Elektrolyse



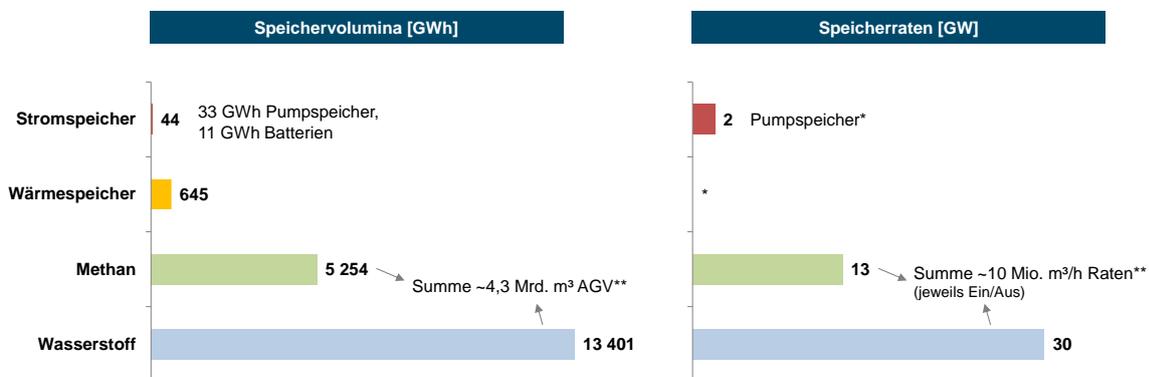
Im Zielbild sind in Ostdeutschland 38,4 GW<sub>H<sub>2</sub></sub> Elektrolyseleistung installiert. Die Elektrolyse-Standorte befinden sich dabei wesentlich in regionalen Clustern mit konzentrierter volatiler Stromproduktion.

Der produzierte Wasserstoff wird zu einem geringen aber relevanten Anteil zu Flüssigkraftstoff weiterverarbeitet; Methanisierung findet kaum statt (0,1 GW<sub>Methan</sub>).

Die Methanproduktion basiert zu 99% auf Biomethan-Einspeisung, die zu einer vollständigen Auslastung der Biogas-Potenziale führt.

Abbildung 5.2-3: Kapazitäten Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion in Ost-DE [GW<sub>Output</sub>]

### Speicher: Ultraschnelle Gasspeicher dominieren die Bereitstellung von Flexibilität für das Energiesystem



\* Keine explizite Dimensionierung von Raten bei Batterien und Wärmespeichern, Annahme: kann in 6 Stunden (=Vierteltag) befüllt / entleert werden  
\*\* Energiegehalt umgerechnet mit Methan-Brennwert 11,3 kWh/m<sup>3</sup> bzw. mit H<sub>2</sub>-Brennwert 3,54 kWh/m<sup>3</sup>

Abbildung 5.2-4: Speichervolumina [GWh] und Speicherraten [GW] in Ost-DE

Gasspeicher dominieren sowohl betreffend Speichervolumina als auch betreffend Speicherraten die Energiespeicherung im Zielbild<sub>2050</sub>. Hohe Gasspeichervolumina ermöglichen saisonalen Ausgleich zwischen der Aufbringung und dem Verbrauch von Methan und insbesondere von Wasserstoff. Sehr hohe Gasspeicherraten werden sowohl für die Einspeicherung von Gasproduktionsspitzen (aus Elektrolyse) als auch für die Bereitstellung von Gaslastspitzen (insb. für Gaskraftwerke) benötigt.

### Fernwärme: Power-to-Heat in der Fernwärme nutzt volatile Stromerzeugung

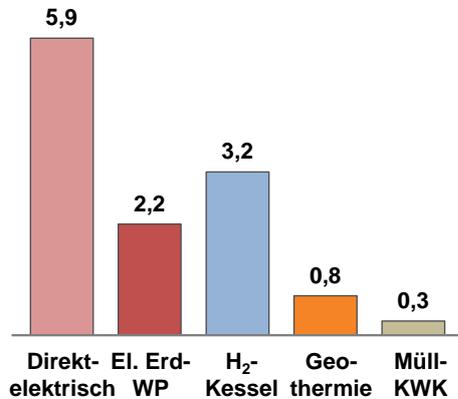


Abbildung 5.2-5: Kapazitäten Fernwärme-Produktion in Ost-DE [GW<sub>th</sub>]

In der Fernwärmeerzeugung werden hohe Kapazitäten von elektrischen-Erdwärmepumpen (2,2 GW<sub>th</sub>) und Elektrodenkesseln (5,9 GW<sub>th</sub>) genutzt. Vor allem Letztere werden eingesetzt, um Stromspitzen in Wärme umzuwandeln und speicherbar zu machen (645 GWh Wärmespeicher, vergleiche Abbildung 5.2-4). In geologisch geeigneten Gebieten ist auch Wärme aus Geothermie für die Fernwärmeerzeugung von Bedeutung. Die Funktion von Redundanzkapazitäten für die Fernwärme wird im Zielbild<sub>2050</sub> durch Wasserstoffkessel erfüllt.

Eine untergeordnete Rolle spielen Methan-Kessel (0,1 GW<sub>th</sub>), zentrale Solarthermie (0,1 GW<sub>th</sub>) sowie Biomasse-Kessel (0,02 GW<sub>th</sub>).

### 5.2.2 Kapazitäten Endverbrauchstechnologien

#### Raumwärme: Diversifizierter Technologiepark mit hohem Anteil an Fernwärme und Methan-Wärmepumpen

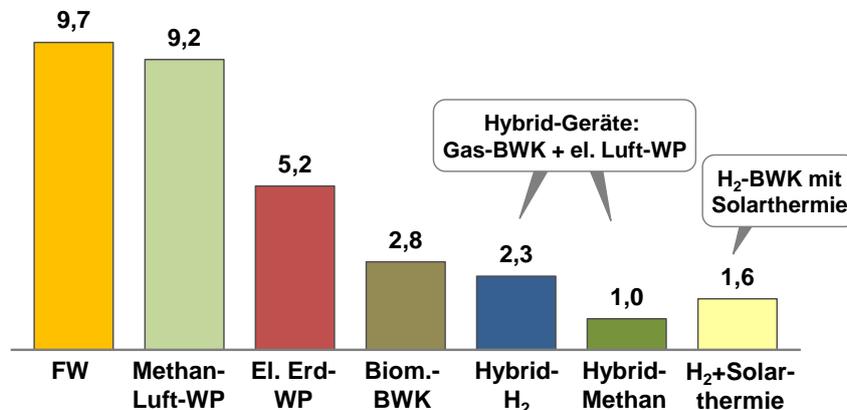


Abbildung 5.2-6: Kapazitäten Raumwärmetechnologien in Ost-DE [GW<sub>th</sub>]

Fernwärme (9,7 GW<sub>th</sub>) und Wärmepumpen sind die bedeutendsten Wärmeversorgungstechnologien für die Raumwärme im Zielbild<sub>2050</sub>.

Bei Wärmepumpen ist der Einsatz eines Technologiemix im Zielbild optimal.

Dominant ist dabei die mit Methan befeuerte Luft-Wärmepumpe (9,2 GW<sub>th</sub>), gefolgt von elektrischen Erd-Wärmepumpen (5,2 GW<sub>th</sub>). Zusätzlich werden elektrische Luft-Wärmepumpen in Hybrid-Geräten in Kombination mit Gaskesseln eingesetzt (2,3 GW<sub>th</sub> bzw. 1 GW<sub>th</sub>).

Konventionelle Heizkessel werden mit Biomasse (2,8 GW<sub>th</sub>) oder Wasserstoff in Kombination mit dezentraler Solarthermie (1,6 GW<sub>th</sub>) betrieben.

Fasst man nach Energieträger zusammen, so belegt Gas die Führungsrolle (10,8 GW<sub>th</sub>) knapp vor Fernwärme (9,7 GW<sub>th</sub>) und mit deutlichem Abstand zu Strom (5,2 GW<sub>th</sub>), Gas-/Strom-Hybriden (3,3 GW<sub>th</sub>) und Biomasse (2,8 GW<sub>th</sub>).

### Prozesswärme:

#### Diversifizierter Technologiepark mit dominantem Anteil an Wasserstoff

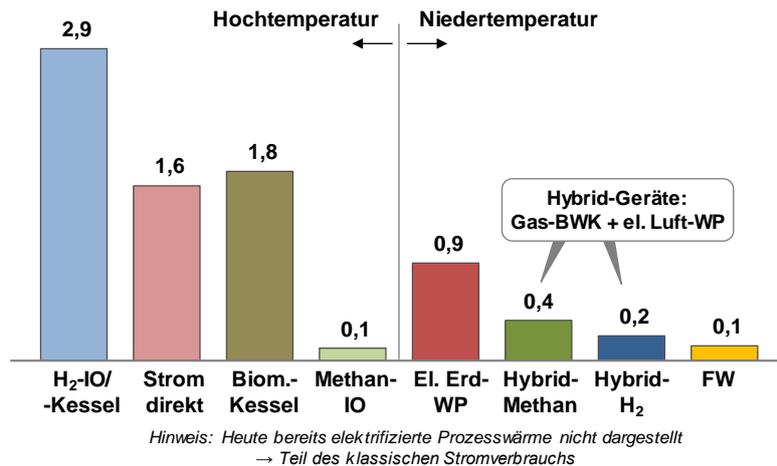


Abbildung 5.2-7: Kapazitäten Prozesswärmetechnologien in Ost-DE [GW<sub>th</sub>]

Der Prozesswärme-Technologiepark ist stark zwischen Hoch- (>500°C) und Niedertemperatur-Prozesswärme (<500°C) differenziert.

Im Hochtemperatur-Bereich dominieren Wasserstoff-Kessel bzw. Wasserstoff-Industrieöfen. Elektrodenkessel / elektrische Industrieöfen und Festbiomassekessel spielen in diesem Segment ebenfalls eine bedeutende Rolle.

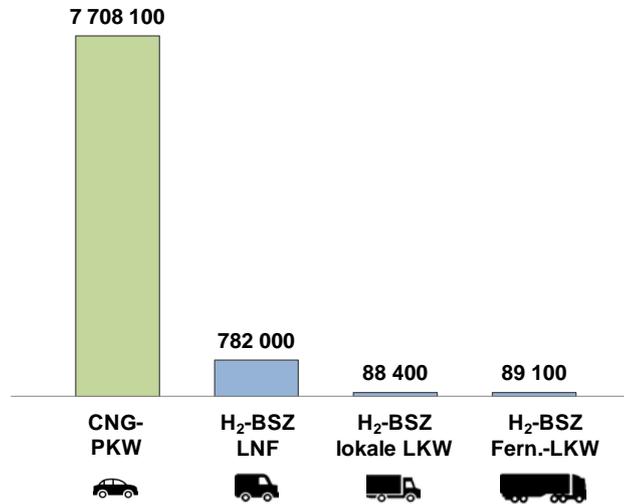
Der Niedertemperatur-Bereich ist von elektrischen Wärmepumpen geprägt – teilweise in hybrider Ausführung, kombiniert mit Gaskesseln.

In Abbildung 5.2-7 nicht dargestellt sind jene Anteile der Prozesswärme, die bereits heute elektrifiziert sind (und annahmegemäß auch in Zukunft elektrifiziert sein werden).

### Verkehr: CNG-PKW und Wasserstoff-Nutzfahrzeuge wirtschaftlich

PKW werden im optimalen Zielbild vollständig mittels CNG-Verbrennungsmotoren betrieben. Im Bereich der Nutzfahrzeuge setzt sich die Wasserstoff-Brennstoffzelle für alle Segmente (leichte Nutzfahrzeuge, lokale LKW, Fernverkehr-LKW) durch.

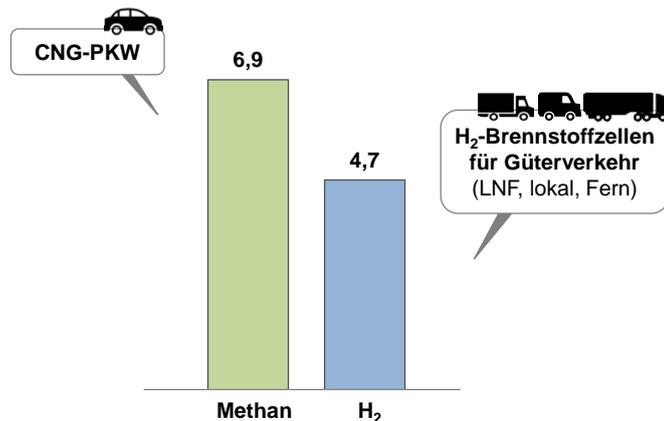
- Hinweis: Die Dominanz der CNG-PKW (ggü. batterieelektrischen Fahrzeugen) ist ein recht knappes Ergebnis. Siehe Abschnitt 7.3 für eine diesbezügliche Sensitivitätsanalyse.



Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Creaticca Creative Agency, OCHA - Flaticon.com

**Abbildung 5.2-8: Anzahl Straßenverkehrsfahrzeuge nach Antriebsarten in Ost-DE**

Die resultierenden Spitzenlasten des Straßenverkehrs für das Betanken mit Gas betragen 6,9 GW Methan bzw. 4,7 GW Wasserstoff.



Bildquellen: (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Creaticca Creative Agency, OCHA - Flaticon.com  
\*inkl. Energie für Transite

**Abbildung 5.2-9: Spitzenlast (Tanken) des Straßenverkehrs in Ost-DE [GW]**

Der heute noch nicht elektrifizierte Bahnverkehr wird, wie die Nutzfahrzeuge, durch Wasserstoff-Brennstoffzellen dominiert. Entsprechend den Modellierungsannahmen wird in der Luftfahrt synthetisch erzeugter Flüssigkraftstoff eingesetzt, in der Seeschifffahrt hingegen LNG.

### 5.2.3 Kapazitäten Energienetze

#### Endverteilung: Wesentliche Endverteilungskapazitäten für Gase, Strom und Fernwärme

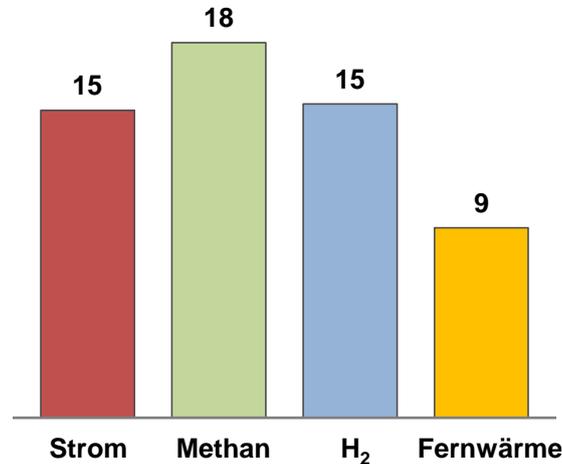


Abbildung 5.2-10: Spitzenlast Endverbrauch leitungsgebundener Energieträger (exkl. Umwandlungseinsatz) in Ost-DE [GW]

Endverteilnetzkapazitäten werden für Strom (15 GW), Methan (18 GW) und Wasserstoff (15 GW) in ähnlichem Umfang benötigt.

Gas-Endverteilungskapazitäten in Summe (Summe Methan und Wasserstoff) stellen mit 33 GW Spitzenlast mehr als die Hälfte der Endverbrauchs-Spitzenlast aller leitungsgebundenen Energieformen dar.

Methan-Endverbrauchs-Spitzenlasten resultieren ca. zur Hälfte aus der Raumwärme und zu einem weiteren wesentlichen Teil aus der Mobilität. Wasserstoff-Spitzenlasten resultieren jeweils zu ähnlichen Anteilen aus den Segmenten Raumwärme, Prozesswärme und Mobilität.

Strom-Endverteilbedarfe ergeben sich zu mehr als der Hälfte aus klassischem Strombedarf für Beleuchtung, IT, Telekommunikation, heute bereits elektrifizierter Prozesswärme etc. und zu rd. einem Fünftel aus Stromeinsatz für Raumwärme.

Fernwärmenetzkapazitäten werden fast ausschließlich für die Versorgung von Raumwärmekunden benötigt.

## Cluster-zu-Cluster Transport: Wesentliche Transportnetzkapazitäten für Gase und Strom

Für den Transport leitungsgebundener Energien zwischen regionalen Clustern („Clusterverbindungen“) innerhalb Ostdeutschlands werden für Strom und Gase vergleichbare Netzlängen benötigt. Die erforderlichen durchschnittlichen Netzkapazitäten sind für Gase (Summe Methan und Wasserstoff) jedoch mehr als doppelt so hoch wie für Strom.

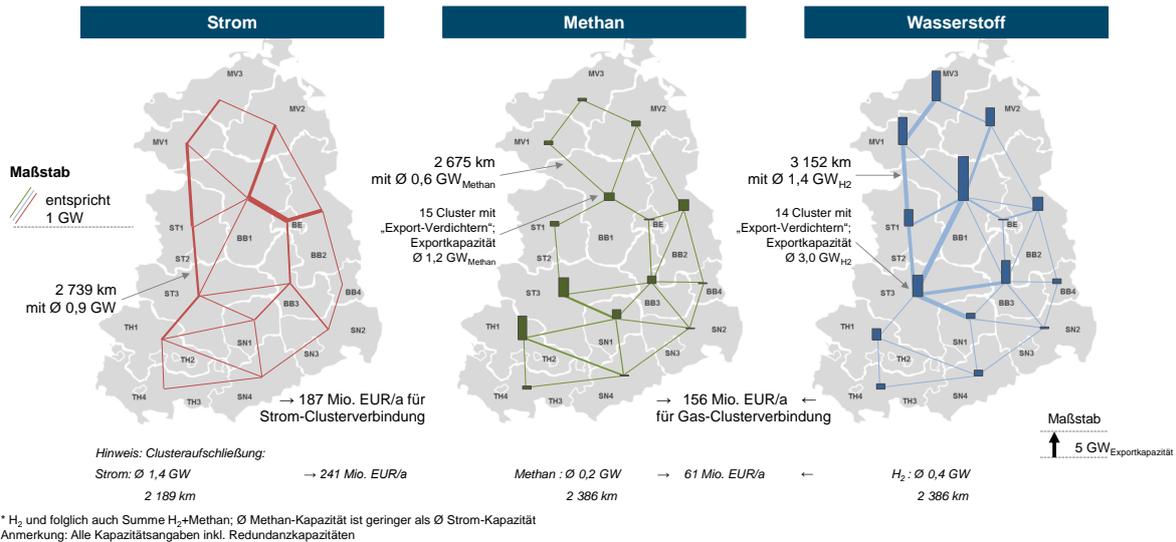
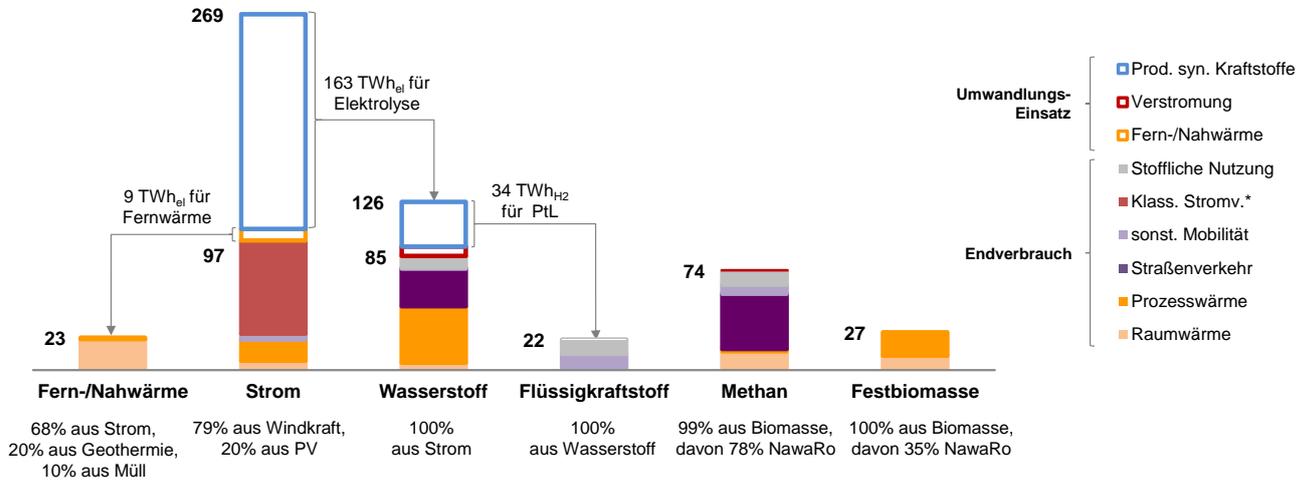


Abbildung 5.2-11: Kapazitäten Clusterverbindungen inkl. Exportkapazitäten<sup>28</sup> der Transportverdichter in Ost-DE

Betreffend Clusteraufschließungs-Netze ist das Bild genau umgekehrt - die durchschnittlichen Netzkapazitäten sind hier für Strom wesentlich höher als für Gase (jeweils wieder bezogen auf ähnliche Netzlängen).

<sup>28</sup> Anmerkung: Die in der Grafik verzeichneten „Exportkapazitäten“ geben jeweils die maximale Energiemenge an, die zeitgleich aus einem regionalen Cluster zu seinen Nachbarn (in Ostdeutschland) transportiert werden kann.

### 5.3 WIE FUNKTIONIERT DAS ENERGIESYSTEM? NUTZUNGEN DER KAPAZITÄTEN UND ENERGIEFLÜSSE



\* inkl. Stromverbrauch der Biogasanlagen; Abkürzungen: PV .. Photovoltaik; NawaRo ... nachwachsender Rohstoff; PtX... Power-to-X

Abbildung 5.3-1: Energieeinsatz je Energieträger und Anwendungsfeld in Ost-DE [TWh]

#### Energieeinsatz in Summe pro Jahr: Primärenergie aus Wind / PV wird für PtX sowie direkt genutzt, Biomassen werden als Methan / Festbiomasse eingesetzt

Im Zielbild werden 269 TWh Strom verwendet. Davon werden 97 TWh im Endverbrauch eingesetzt, der Rest wird in andere Energieträger umgewandelt. So entstehen etwa aus 9 TWh Strom 68% der Fernwärme (tlw. über Wärmepumpen). Der größte Anteil des produzierten Stroms wird jedoch in Elektrolyseuren zur Wasserstoff-Produktion genutzt.

Der resultierende Wasserstoff wird zu rd. zwei Dritteln im Endverbrauch eingesetzt, das verbleibende Drittel dient großteils der Flüssigkraftstoff-Produktion.

Methan basiert i.W. auf Biogas (und nicht auf der Methanisierung von Wasserstoff) und wird, wie auch die Festbiomassen, überwiegend im Endverbrauch eingesetzt.

#### Stromaufbringung und -einsatz im zeitlichen Verlauf: Primärstromaufbringung im Jahresverlauf extrem volatil, Ausgleich durch Elektrolyse und Gaskraftwerke

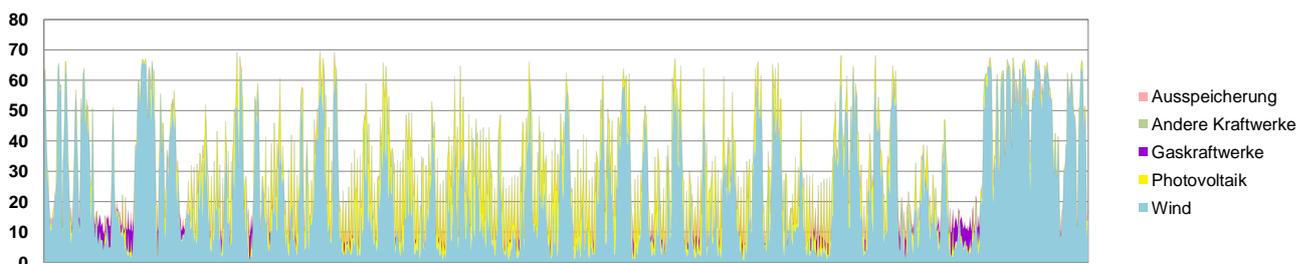
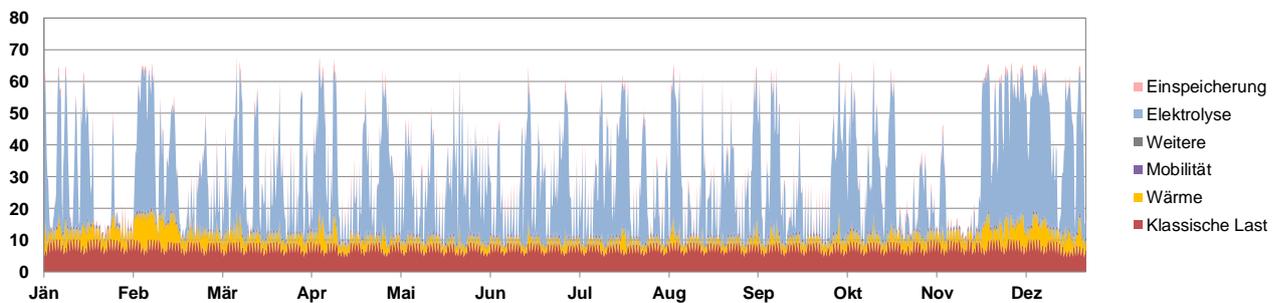


Abbildung 5.3-2: Stromaufbringung im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW]

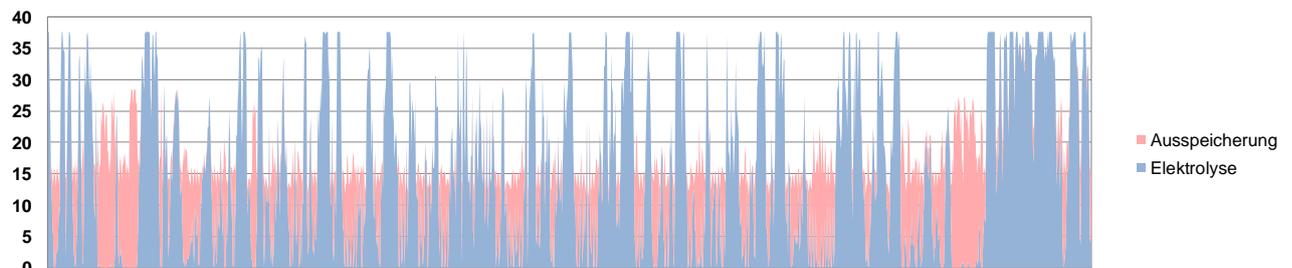
Die volatile Stromaufbringung aus Windkraft und Photovoltaik führt häufig zu sehr starken Produktionsspitzen, die mehr als das Vierfache der Spitzenlast im Endverbrauch betragen können. Diese Produktionsspitzen werden zum größten Teil durch hohe Elektrolyse-Kapazitäten nutzbar gemacht, sodass rd. 5% der Produktionsmengen aus Wind und Photovoltaik abgeregelt werden.



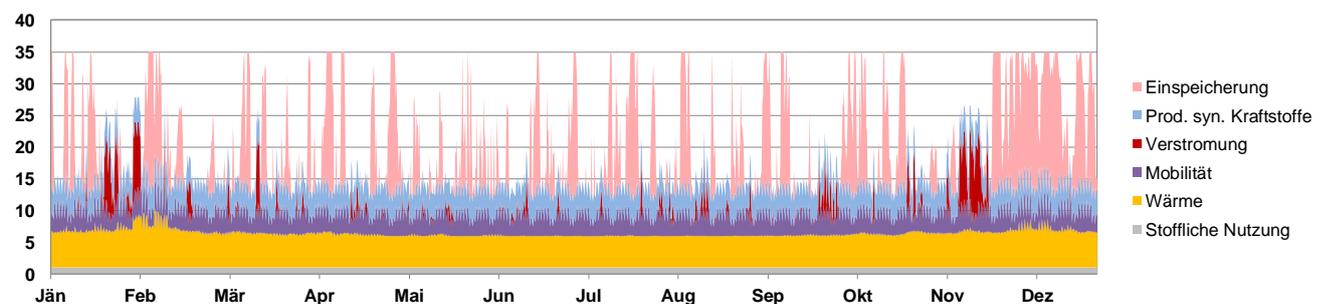
**Abbildung 5.3-3: Stromeinsatz im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW]**

Die volatile Stromaufbringung aus Windkraft und Photovoltaik kann aber andererseits auch die Endverbrauchsbedarfe nicht jederzeit decken – die gesicherte (nie unterschrittene) Leistung beträgt in Summe lediglich 0,8 GW. In den sogenannten Dunkelflauten (wenig Wind und nutzbare Sonneneinstrahlung) werden daher wesentlich Gaskraftwerke eingesetzt, um eine versorgungssichere Stromversorgung aufrecht zu erhalten.

### Wasserstoffaufbringung und -einsatz im zeitlichen Verlauf: Aufbringung spiegelt Volatilität der vRES wider, Lastausgleich erfolgt durch ultraschnelle Gasspeicher



**Abbildung 5.3-4: Wasserstoff-Aufbringung im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW]**



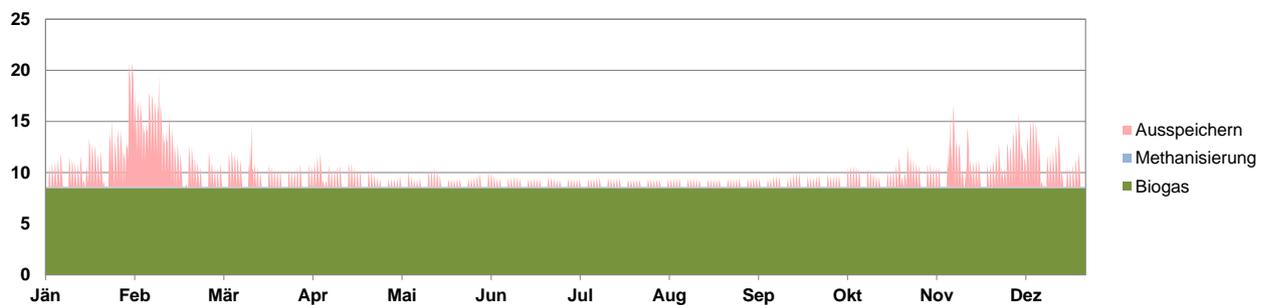
**Abbildung 5.3-5: Wasserstoff-Einsatz im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW]**

Die Aufbringung von Wasserstoff folgt der Verfügbarkeit von Strom aus Windkraft und Photovoltaik und ist daher ähnlich volatil. Der Wasserstoff-Einsatz im Endverbrauch ist im Jahresverlauf vergleichsweise stabil.<sup>29</sup>

Große Spitzen im Wasserstoff-Einsatz resultieren aus der Nutzung von Wasserstoff-Kraftwerken in Zeiten der Dunkelflaute.

Ultraschnelle Wasserstoff-Speicher ermöglichen den Ausgleich zwischen der sehr volatilen Erzeugung und dem ebenfalls volatilen Einsatz.

### Methanaufbringung und -einsatz im zeitlichen Verlauf: Methaneinsatz stark saisonal mit Spitzen in Dunkelflauten, Methanspeicher decken Lastspitzen

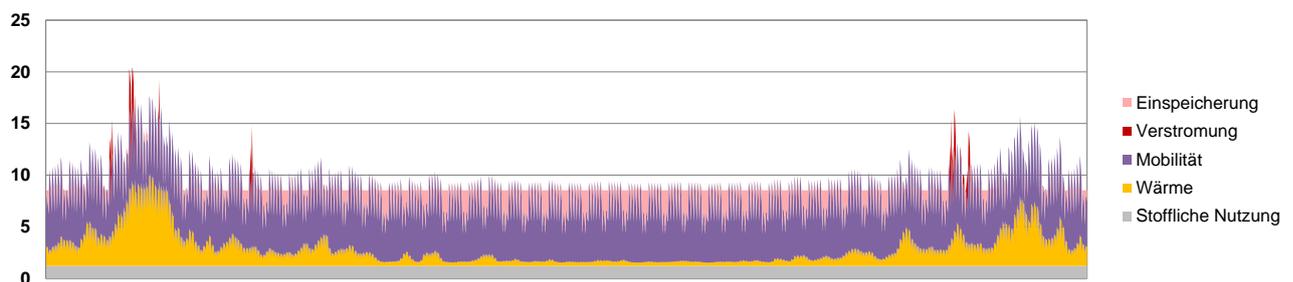


**Abbildung 5.3-6: Methan-Aufbringung im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW]**

Der wesentliche Einsatz von Methan für die Raumwärme führt zu starker Saisonalität des Verbrauchs. Zu Wärmebedarfsspitzen wird gleichzeitig zusätzliches Methan für die Verstromung in Gaskraftwerken (→ Dunkelflaute) benötigt.

Dem gegenüber steht eine bandförmige Produktion in Biomethananlagen.

Methanspeicher werden sowohl als Saisonalspeicher für die Strukturierung der Biomethanproduktion für den Wärmemarkt als auch für die Abdeckung kurzfristiger Lastspitzen eingesetzt.

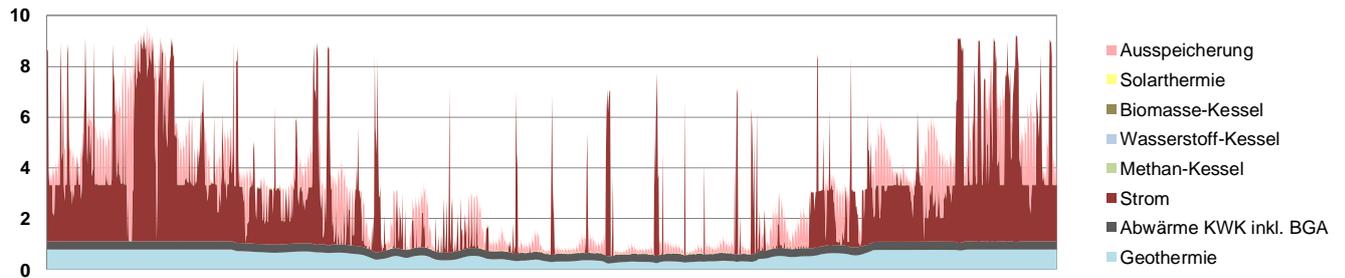


**Abbildung 5.3-7: Methan-Einsatz im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW]**

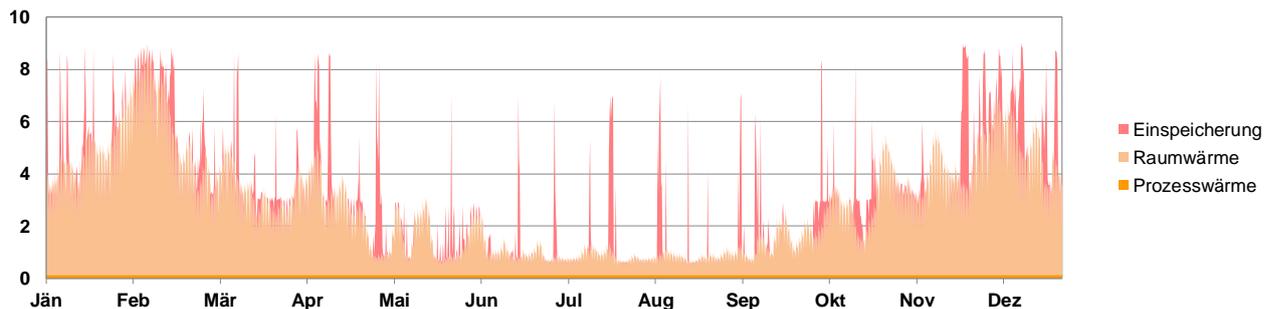
<sup>29</sup> Die seltenen Spitzen im Wasserstoffbedarf für Wärme resultieren aus der flexiblen Nutzung der Hybrid-Geräte (Wasserstoff-Kessel mit elektrischer Luft-Wärmepumpe). Bei diesen Anlagen wird im Jahresverlauf überwiegend die elektrische Luft-Wärmepumpe genutzt, zur Vermeidung von Spitzenlasten auf Stromnetzen werden jedoch in bestimmten Zeiträumen verstärkt die Wasserstoff-Kessel eingesetzt

### Fernwärmeaufbringung und -einsatz im zeitlichen Verlauf: Fernwärme wird wesentlich bei hohem Stromangebot produziert und mittels Wärmespeicher strukturiert

Fernwärme wird überwiegend aus Strom produziert. Dies erfolgt primär mit elektrischen Erd-Wärmepumpen. Darüber hinausgehender Bedarf wird mit Elektrodenkesseln gedeckt, wobei die so produzierte Fernwärme entweder zeitgleich – oder zeitversetzt über in Zeiten erhöhten Stromangebots („negative Residuallast“) beladene Wärmespeicher<sup>30</sup> – bereitgestellt wird.



**Abbildung 5.3-8: Fernwärme-Aufbringung im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW]**



**Abbildung 5.3-9: Fernwärme-Einsatz im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW]**

<sup>30</sup> Anmerkung: Nachdem Wärmespeicher aus rechentechnischen Gründen vereinfachend ohne Verluste modelliert wurden, sind die berechneten Speicherdauern in Wärmespeichern im Schnitt etwas überhöht.



## Speichernutzungen im zeitlichen Verlauf: Speicher für Energiesystem zentral, energiewirtschaftliche Rolle je Speichertyp stark unterschiedlich

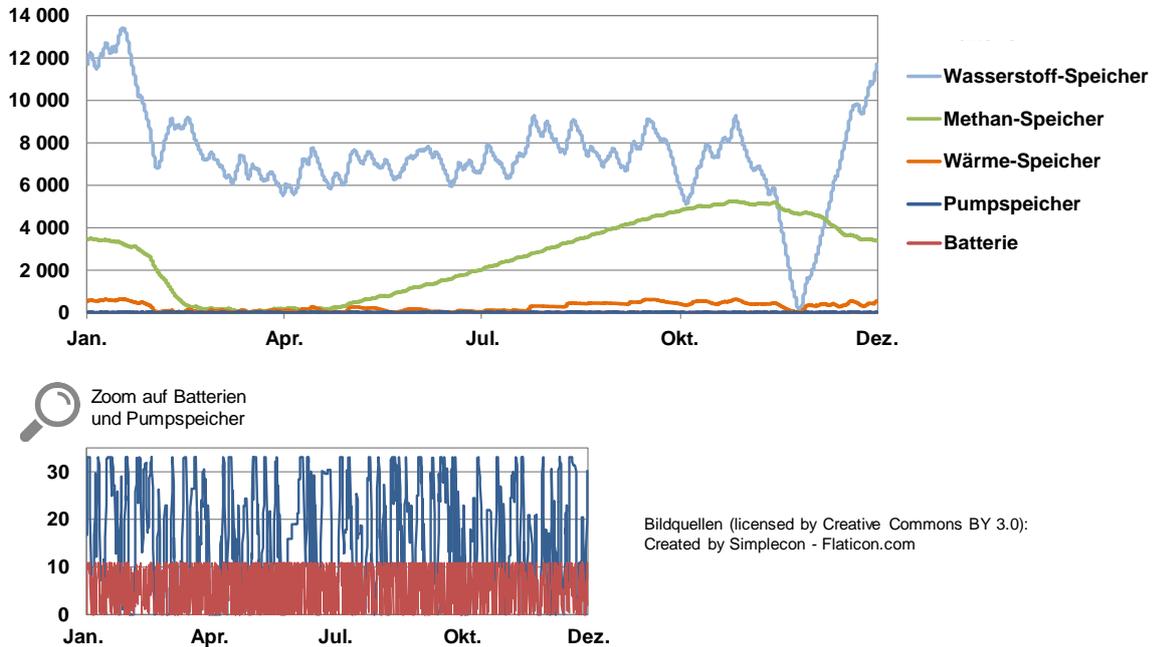


Abbildung 5.3-10: Speicherfüllstände im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GWh]

Speicher werden im Zielbild je nach Energieträger stark unterschiedlich eingesetzt. Gasspeicher dienen zur Speicherung großer Energiemengen. Methanspeicher werden dabei vorwiegend als Saisonspeicher genutzt, um die bandförmige Erzeugung in Biogasanlagen mit dem strukturierten Bedarf in der Raumwärme in Einklang zu bringen. Wasserstoffspeicherfüllstände weisen eine wesentlich höhere Zyklizität auf und ermöglichen den Ausgleich zwischen der sehr volatilen Erzeugung (Elektrolyse bei hoher Strom-Verfügbarkeit) und dem ebenfalls volatilen Einsatz. Wasserstoff-Ausspeicherspitzen weisen auf Dunkelflauten und Wasserstoff-Verstromung hin.

Wärmespeicher werden als Kurz- bis Mittelfrist-Speicher eingesetzt. Batterien und Pumpspeicher stellen hochfrequente Flexibilität für das Stromsystem bereit.

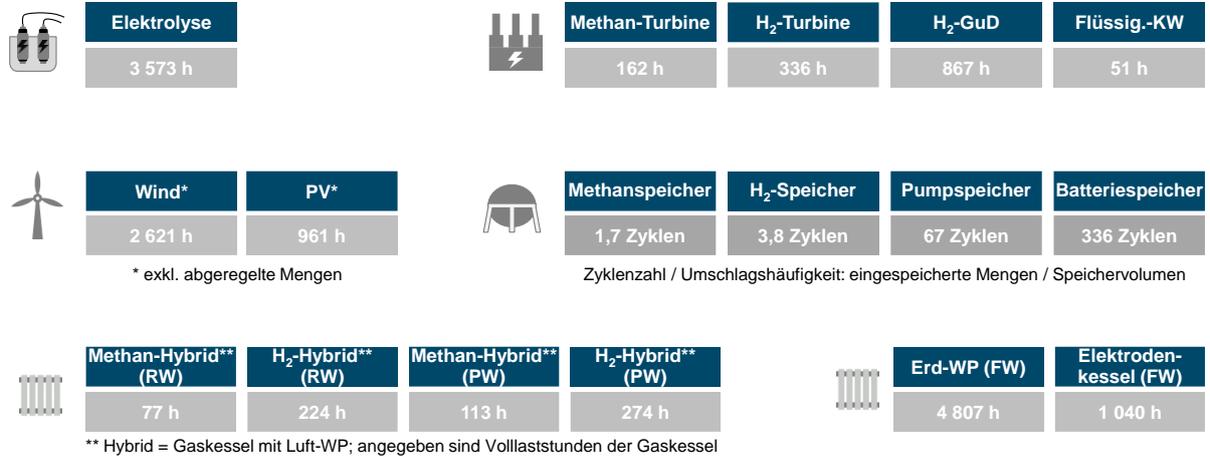
Die im Zielbild optimal dimensionierten Anlagen werden bei ebenfalls optimaler systemdienlicher Fahrweise stark unterschiedlich genutzt.

Elektrolysen weisen beispielsweise relativ hohe Benutzungsdauern von durchschnittlich 3 573 Stunden auf, Gas-Kraftwerke werden hingegen je nach Typ nur 162 bis 867 Vollbenutzungstunden auf.

Die Zyklenzahl der Speicher (eingespeicherte Mengen im Verhältnis zum Speichervolumen) spiegelt die unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Rollen der Speichertypen – von der saisonalen Speicherung in Methan-Speichern bis zur hochfrequenten Flexibilitätsbereitstellung für das Stromsystem durch Batterien – wider.

– Abschnitt 5 Zielbild – optimales Energiesystem2050 – für Ostdeutschland –

## Benutzungsdauern / Zyklen: Optimal dimensionierte Anlagen haben stark unterschiedliche Nutzungsdauern / Zyklenzahlen



Legende: 

Technologie
Benutzungsdauer
Zykluszahl

 Bildquellen (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Smashicons, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 5.3-11: Nutzungsdauern / Zyklen ausgewählter Anlagen in Ost-DE [Stunden / Zyklen]

## Nutzungskennzahlen Clusterverbindungen: Wasserstoff ist primäres Transportmedium

		Strom	Wasserstoff	Methan
Summe der jährlichen Ausspeisungen in Cluster*	<b>Jahrestransportmenge</b>	39 TWh	61 TWh	27 TWh
Maximum zeitgleicher Ausspeisungen in Cluster*	<b>Zeitgl. Höchstlast</b>	8 GW	15 GW	8 GW
Summe der maximalen zeitungl. Ausspeisungen je Cluster*	<b>Zeitungl. Höchstlast</b>	21 GW	30 GW	11 GW
Anteil des Energieverbrauchs** der durch Clusterverbindung fließt	<b>Transportmenge / Verbrauch</b>	14%	49%	37%

\* inkl. Ausspeisungen zum Zweck der Einspeicherung  
\*\* Hinweis: Verbrauch = Endverbrauch + Umwandlungseinsatz

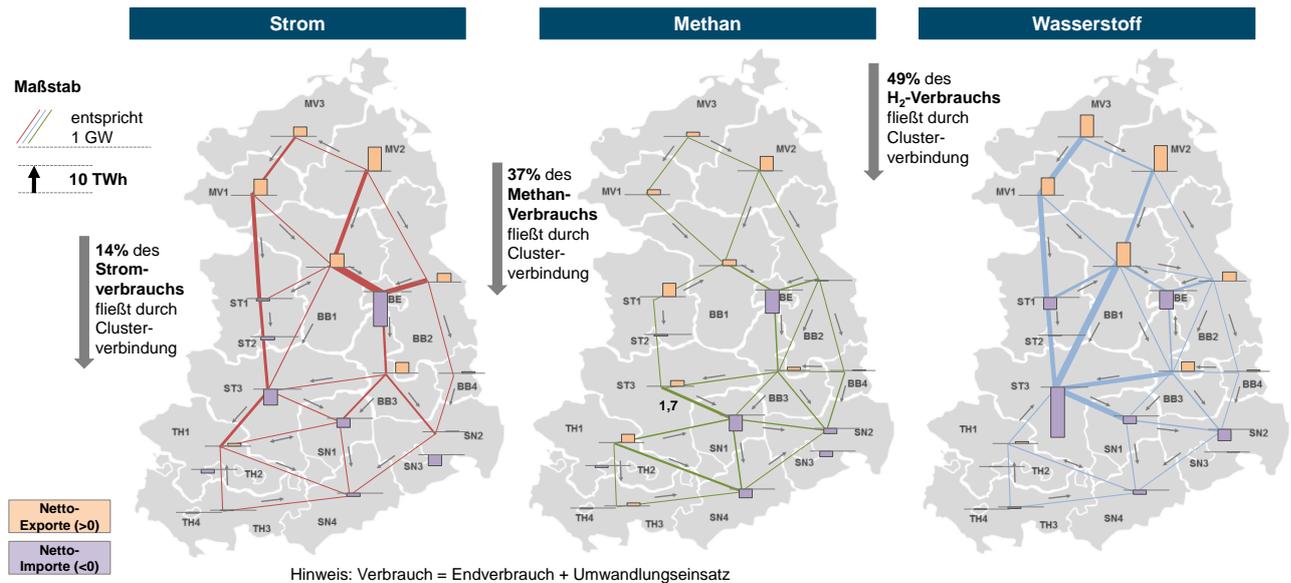
Alle Angaben vor Abzug von Transportverlusten

Abbildung 5.3-12: Nutzungskennzahlen Clusterverbindungen in Ost-DE

Leitungsgebundene Energie wird in Form von Strom, Wasserstoff und Methan zwischen regionalen Clustern transportiert. Die Jahrestransportmenge (Summe der jährlichen Ausspeisungen aus Clusterverbindungen in Cluster) ist dabei bei Wasserstoff mit 61 TWh mit Abstand am höchsten. Dies entspricht 49% der gesamten Wasserstoff-Verbrauchsmenge. Zum Vergleich fließen beispielsweise lediglich 14% des Stromverbrauchs durch Stromclusterverbindungen. Es wird also jeweils ein sehr hoher Anteil des Stroms bereits in jenem Cluster verbraucht (vielfach für Elektrolyse), in dem er produziert wird. Im Ergebnis ist im optimalen Zielbild

Wasserstoff der dominierende Energieträger für den Transport von Energie zwischen den Regionen Ostdeutschlands, gefolgt von Methan, mit Strom erst an deutlich abgesetzter dritter Stelle.

Die folgende Abbildung zeigt die Import- und Exportbeziehungen zwischen den Regionen Ostdeutschlands für Strom, Methan und Wasserstoff im Detail. Zu erkennen ist für alle drei Energieträger, wenn auch in unterschiedlichem Umfang, eine Tendenz zum Nettoenergieexport von Norden nach Süden.



**Abbildung 5.3-13: Jahres-Netto-Energieflüsse Strom, Methan, Wasserstoff zwischen Regionen in Ost-DE**

## 5.4 WIE WIRKT DAS ENERGIESYSTEM AUF OSTDEUTSCHLAND? ROHSTOFF- UND FLÄCHENVERBRAUCH

**Rohstoffeinsatz: Hohe Biogasmengen erfordern hohe NawaRo-Akzeptanz,  
Wasserbedarf für Elektrolyse vertretbar**

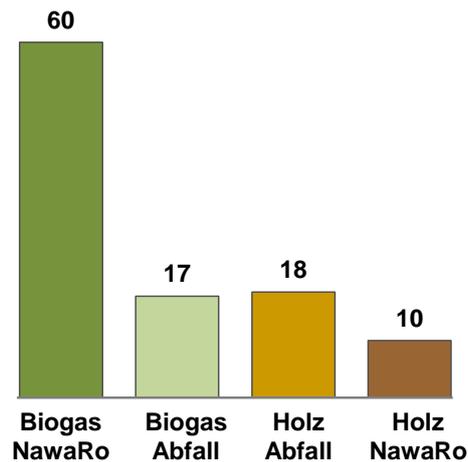


Abbildung 5.4-1: Biomasse-Einsatz in Ost-DE [TWh]

Für die hohen Mengen an Biomethan werden Biogas-Rohstoffe in hohem Umfang benötigt. Die verfügbaren Potenziale werden dabei vollständig ausgelastet.

Holzartige Abfall-Biomassen werden ebenfalls bis zur Potenzialgrenze genutzt, die eingesetzten Holz-NawaRo entsprechen hingegen nur rd. einem Drittel der verfügbaren Potenziale.

Der Wasserbedarf für Elektrolyse beträgt 52 Mrd. Liter, was dem Wasserbedarf von rd. 10% der heutigen ostdeutschen Bevölkerung entspricht. (Hinweis: Bis 2050 wird ein Rückgang der Bevölkerung um 14% erwartet.)

## Flächenbedarf: Für Biomethan, Windkraft und Energieholz werden signifikante Flächen benötigt

Für Biomasseanbau, Windkraft und Photovoltaik werden in Summe zwischen 12% und 15% der Gesamtfläche Ostdeutschlands eingesetzt.

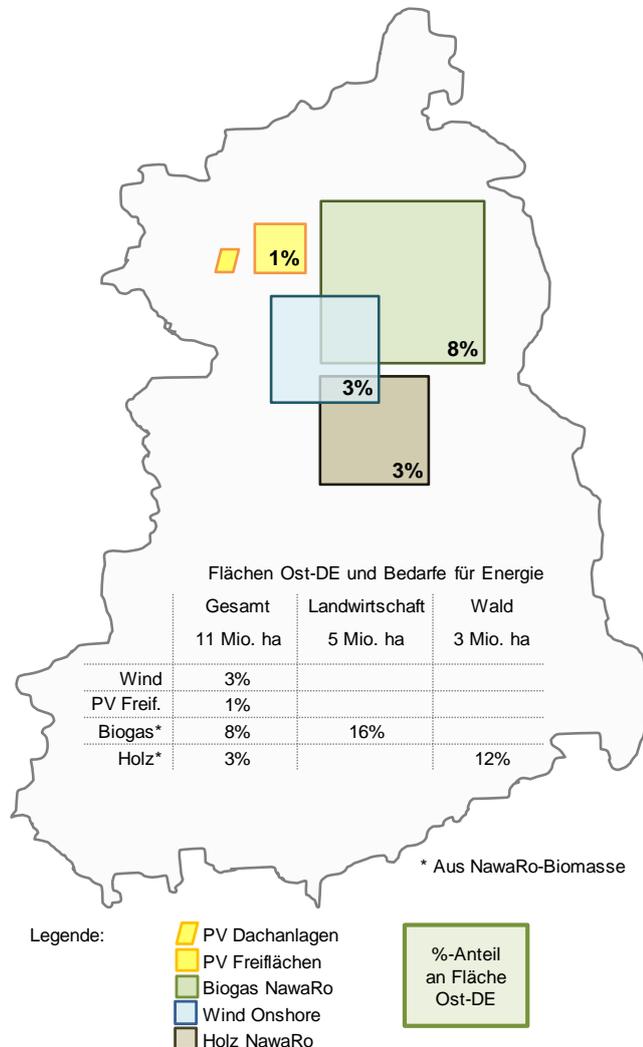
- Der größere Wert wird dann benötigt, wenn die Windkraftanlagen vollständig auf Flächen außerhalb der für den Biomasseanbau genutzten Flächen errichtet werden. In dem Ausmaß wie eine Doppelnutzung für Windkraft und Biomasseanbau gelingt, sinkt der Flächenbedarf in Richtung des kleineren Werts.

Für Biomethanproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen werden dabei rd. 8% der Landesfläche – dies entspricht rd. 16% der landwirtschaftlich genutzten Flächen Ostdeutschlands – benötigt.

Für Windkraftanlagen werden rd. 3% der Landesfläche eingesetzt.

Ebenfalls rd. 3% der Landesfläche werden für den Anbau von Energieholz eingesetzt. Dies entspricht rd. 12% der Waldfläche Ostdeutschlands.

Photovoltaik-Freiflächenanlagen benötigen im Zielbild Flächen im Ausmaß von rd. 1% der Landesfläche.



## 5.5 WAS KOSTET DAS ENERGIESYSTEM?

### JAHRESKOSTEN FÜR OSTDEUTSCHLAND UND AUSGEWÄHLTE INFRASTRUKTUREN

#### Jahreskosten Energiesystem:

**Dekarbonisiertes Energiesystem Ost-DE kostet rd. 49 Mrd. EUR p.a.**

Das dekarbonisierte Energiesystem 2050 kostet für Ostdeutschland rd. 49 Mrd. EUR/a. Diese Kosten enthalten annuitätische Kapitalkosten und Betriebskosten für alle im Zielbild enthaltenen energietechnischen Anlagen entlang der gesamten Wertschöpfungskette sowie Rohstoffkosten für Biomassen.

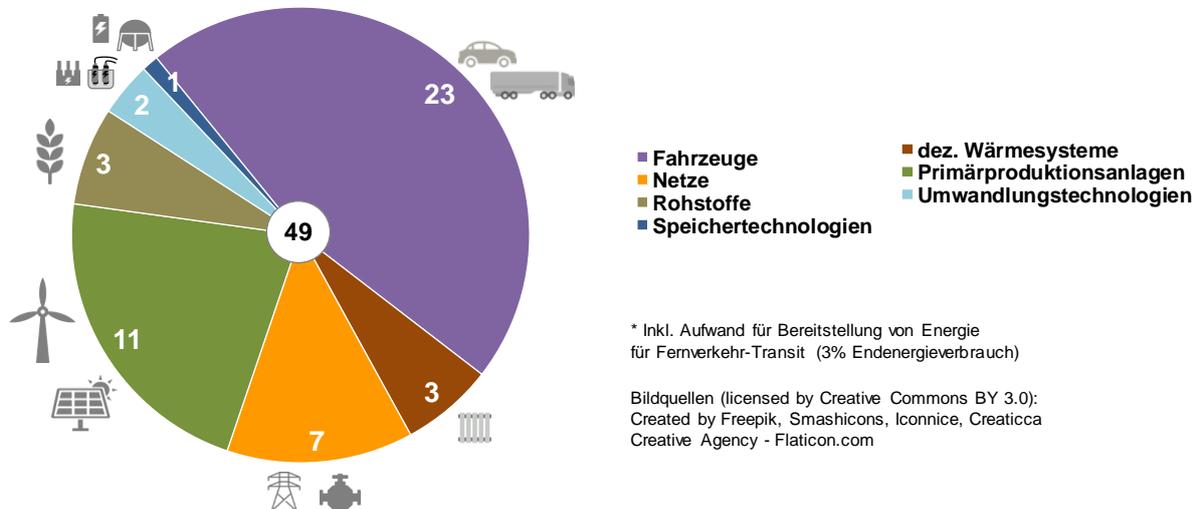


Abbildung 5.5-1: Jahreskosten Energiesystem\* in Ost-DE [Mrd. EUR/a]

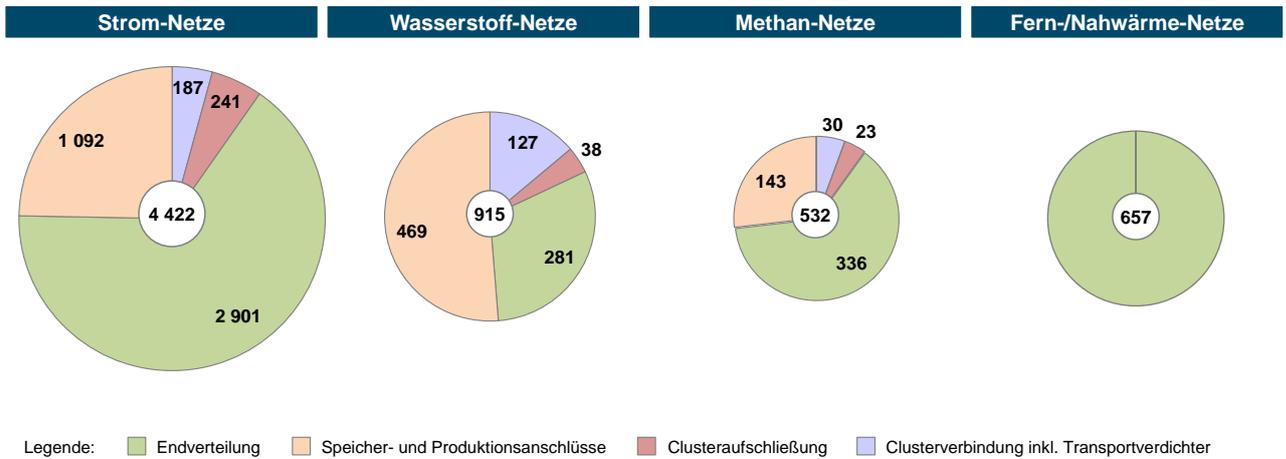
Rund die Hälfte der Jahreskosten des Energiesystems entfällt auf Kosten für Endverbrauchs-technologien. Dominant sind hier insbesondere die Kosten für Straßenverkehrsfahrzeuge (rd. 23 Mrd. EUR/a). Die diversen Heiz- und Prozesswärme-Technologien verursachen einen vergleichsweise geringen Anteil an den Gesamtkosten des Energiesystems.

Den größten Anteil an den Kosten des Energiebereitstellungssystems (exkl. Endverbrauchsanlagen) verzeichnen mit rd. 11 Mrd. EUR/a die Primärproduktionsanlagen, wobei der Großteil auf Windkraftanlagen (rd. 7 Mrd. EUR/a), Photovoltaikanlagen (rd. 2 Mrd. EUR/a) und Biomethananlagen (rd. 2 Mrd. EUR/a) entfällt.

An zweiter Stelle folgen Kosten für Netze (7 Mrd. EUR/a). Diese fallen überwiegend für Stromnetze an (4 Mrd. EUR/a), Gasnetze verursachen rd. 1,5 Mrd. EUR/a. Für eine weitere Aufschlüsselung der Netzkosten nach Energieträger und Netzelement siehe Abbildung 5.5-2.

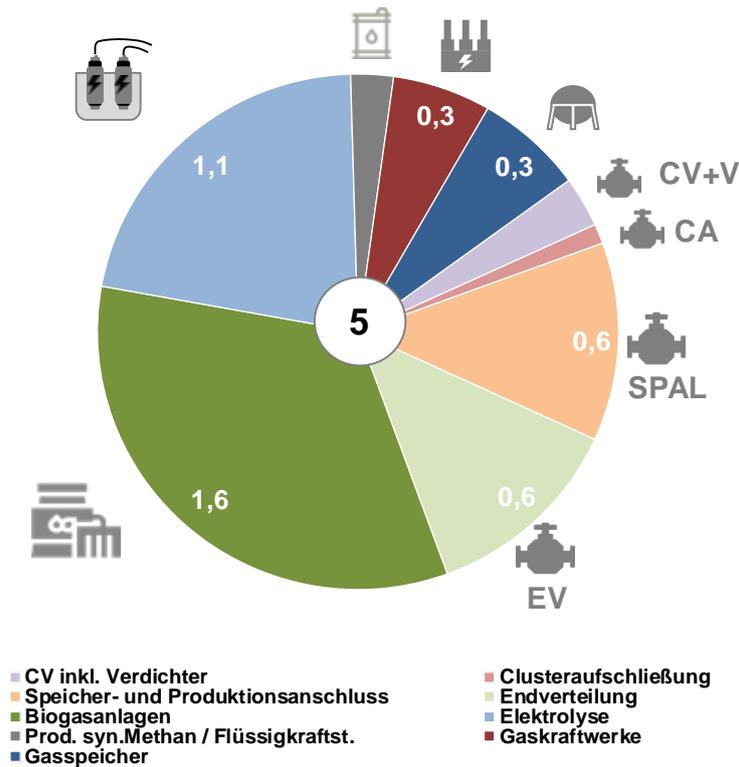
Rohstoffe (Biomassen) und Umwandlungstechnologien verursachen Kosten von rd. 3 bzw. rd. 2 Mrd. EUR/a. Letztere werden wesentlich durch Elektrolysekapazitäten (rd. 1 Mrd. EUR/a) verursacht.

– Abschnitt 5 Zielbild – optimales Energiesystem2050 – für Ostdeutschland –



**Abbildung 5.5-2: Jahreskosten Netze in Ost-DE [Mio. EUR/a]**

Für Energiespeicher fallen im Zielbild jährliche Kosten von rd. 1 Mrd. EUR an. Die Jahreskosten der Gasinfrastruktur betragen rd. 5 Mrd. EUR/a. Mehr als die Hälfte entfällt dabei auf Gasproduktionsanlagen (i.W. Biomethananlagen, Elektrolyse), rund ein Drittel auf Gasnetze.



Bildquellen (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Iconnice - Flaticon.com

**Abbildung 5.5-3: Jahreskosten Gasinfrastruktur in Ost-DE [Mrd. EUR/a]**

## 6 REGIONALISIERUNG – DETAILS ZIELBILD<sub>2050</sub> FÜR BRANDENBURG 3 UND 4 SOWIE SACHSEN 1

### 6.1 VORSTELLUNG DER REGIONEN

In den drei folgenden Unterabschnitten werden die Ergebnisse zum Zielbild<sub>2050</sub> für die regionalen Cluster Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 kurz dargestellt.

Diese Cluster wurden unter den insgesamt 19 modellierten regionalen Clustern für die Darstellung regionaler Ergebnisse ausgewählt, da sie heute Standorte von Braunkohlekraftwerken sind.

Die Darstellung erfolgt jeweils mit einem einleitenden Text der einen Überblick zu den Ergebnissen je regionalem Cluster gibt. Daran schließen sich Grafiken mit Detaildaten an.

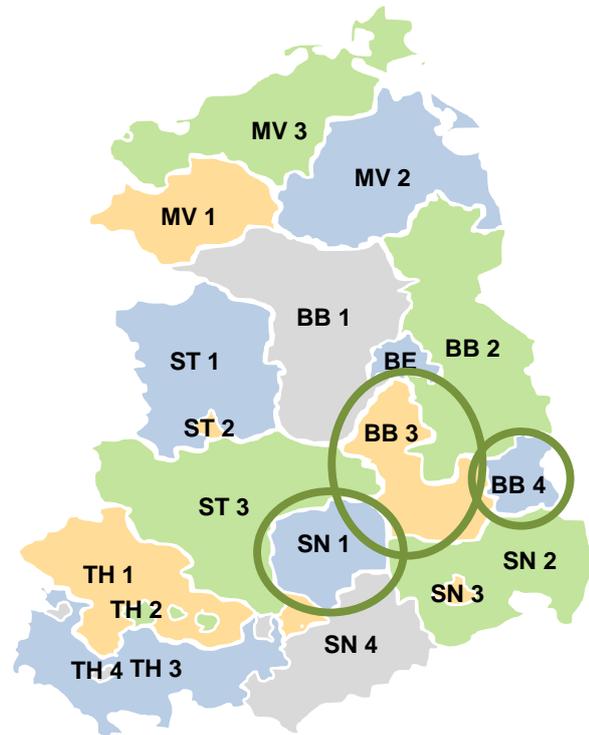


Abbildung 6.1-1: Für die Darstellung regionaler Ergebnisse des Zielbild<sub>2050</sub> ausgewählte regionale Cluster

### 6.2 ERGEBNISSE ZIELBILD<sub>2050</sub> FÜR CLUSTER BRANDENBURG 3

#### 6.2.1 Überblick

Der regionale Cluster Brandenburg 3 ist im Zielbild<sub>2050</sub> ein Exportcluster, in dem im Jahresverlauf mehr Strom, Wasserstoff, Methan und Flüssigkraftstoff produziert als lokal verbraucht wird (Abbildung 6.2-2).

Die Stromerzeugung weist dabei einen überdurchschnittlich (bezogen auf Ostdeutschland) hohen Anteil an Photovoltaikanlagen auf (Abbildung 6.2-4). Die Potenziale zur erneuerbaren Stromerzeugung werden dabei vollständig ausgenutzt. Der produzierte Strom wird im Jahresverlauf zu rd. 25% exportiert, zu rd. 60% in Wasserstoff umgewandelt und nur zu rd. 15% im regionalen Endverbrauch eingesetzt (Abbildung 6.2-2). Der Strom-Endverbrauch wird wie auch im Ostdeutschland-Schnitt überwiegend durch klassischen Stromverbrauch und Prozesswärme verursacht (Abbildung 6.2-1). Das Strom-Backup wird in Brandenburg 3

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

überdurchschnittlich stark über lokale Batterie-Speicher und unterdurchschnittlich stark über lokale Gaskraftwerke dargestellt (Abbildung 6.2-5).

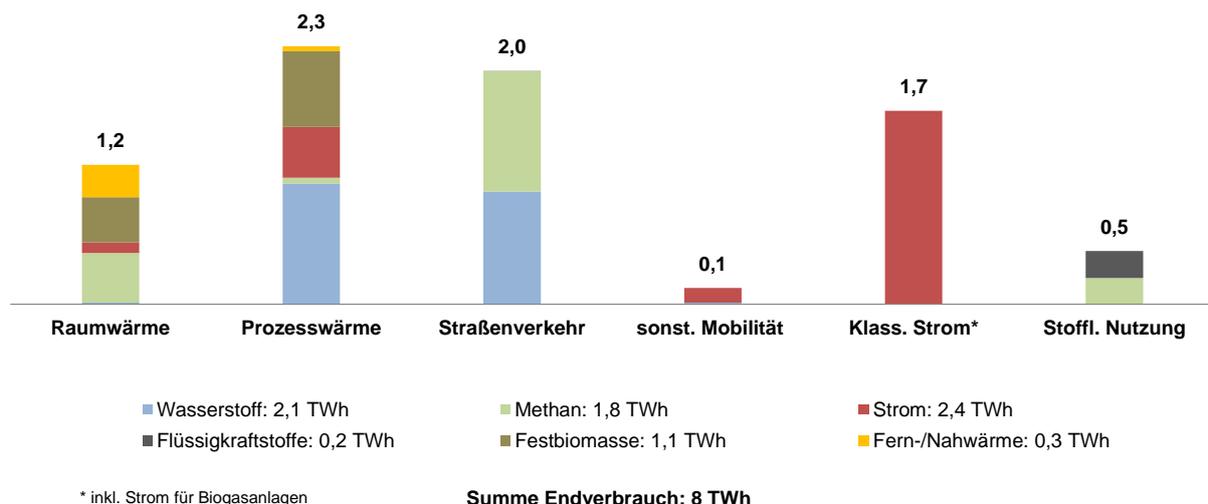
Die Gasaufbringung wird noch etwas stärker als im Ostdeutschland-Schnitt von Wasserstoff dominiert. Dieser wird im Jahresverlauf zu rd. 45% exportiert, zu rd. 25% in synth. Methan / Flüssigkraftstoffe umgewandelt und zu rd. 30% im regionalen Endverbrauch eingesetzt (Abbildung 6.2-2). Der Anteil von Wasserstoff im Endverbrauch (Prozesswärme, Nutzfahrzeuge) ist damit etwas höher als im Ostdeutschland-Schnitt (Abbildung 6.2-18). Die Flexibilität im Wasserstoff-System wird mangels lokaler geologischer Speicher über Netzanbindung an andere Cluster (Abbildung 6.2-13) sichergestellt. Auch im Methan-System wird die Flexibilität über Netzanschluss an Cluster mit Methanspeichern gesichert, die Verbindungskapazitäten in andere Cluster dienen aber überwiegend dem Transit durch den Cluster (Abbildung 6.2-14).

Fernwärme spielt in Brandenburg 3 eine unterdurchschnittlich kleine Rolle, die Aufbringungsstruktur der Fernwärmemengen entspricht jedoch gut dem Durchschnitt Ostdeutschlands (Abbildung 6.2-1, Abbildung 6.2-15).

Die Jahresfixkosten der energiewirtschaftlichen Anlagen in Brandenburg 3 betragen 889 Mio. EUR/a (Abbildung 6.2-20). Der Großteil davon entfällt auf Primärproduktionsanlagen (582 Mio. EUR/a), gefolgt von Netzen (200 Mio. EUR/a) und Umwandlungstechnologien (z.B. Elektrolysen, 90 Mio. EUR/a). Die Jahresfixkosten gaswirtschaftlicher Anlagen betragen dabei 190 Mio. EUR/a (Abbildung 6.2-21).

Für weitere Details zum Energiesystem von Brandenburg 3 (BB3) im Zielbild siehe die Grafiken in den folgenden Abschnitten.

### 6.2.2 Energieeinsatz und -aufbringung in Brandenburg 3 (Jahressummen)



**Abbildung 6.2-1: Endenergieverbrauch je Segment und Energieträger im Cluster BB 3 [TWh]**

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

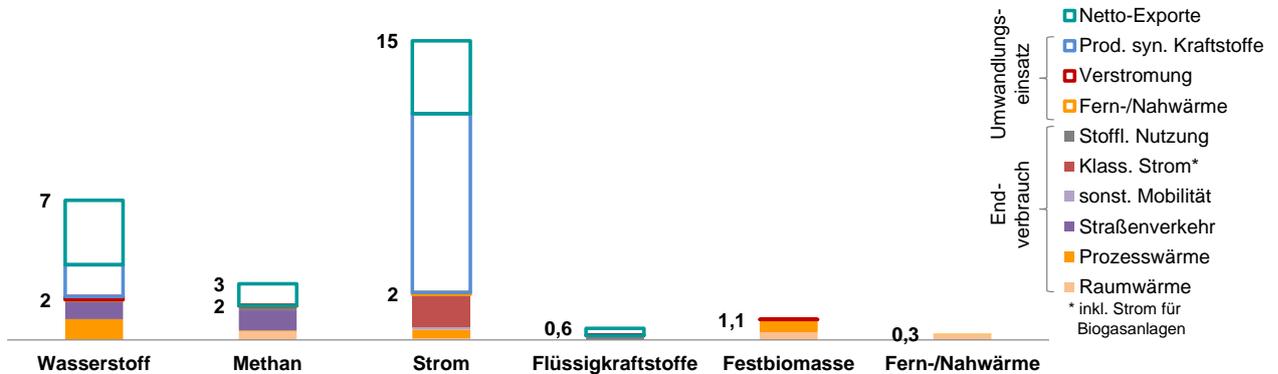


Abbildung 6.2-2: Einsatz Energieträger im Cluster BB 3 [TWh]

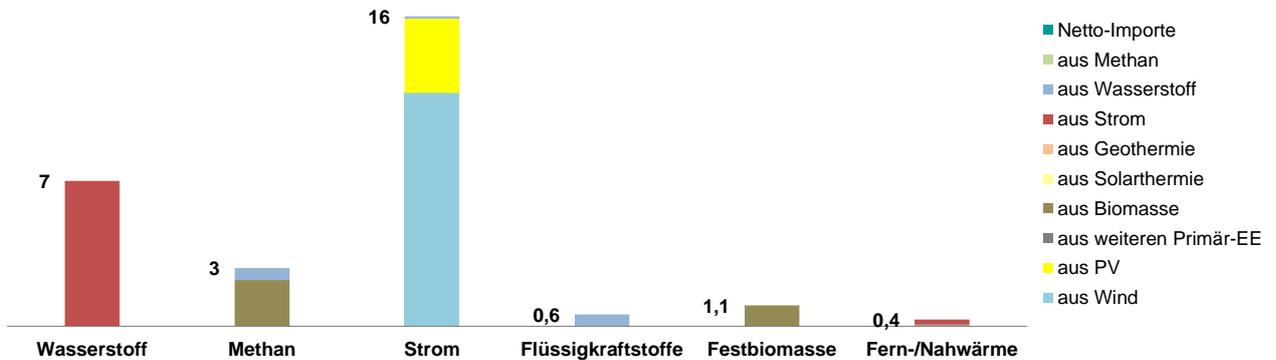


Abbildung 6.2-3: Aufbringung Energieträger im Cluster BB 3 [TWh]

Hinweise:

- Die Aufbringung der Energieträger wird in der obenstehenden Abbildung nach Einspeiseverlusten dargestellt.
- Differenzen zwischen Aufbringung (Abbildung 6.2-3) und Einsatz (Abbildung 6.2-2) sind aufgrund von Netzverlusten, Speicherverlusten sowie Rundungen möglich.

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.2.3 Kapazitäten Energiebereitstellungssystem in Brandenburg 3

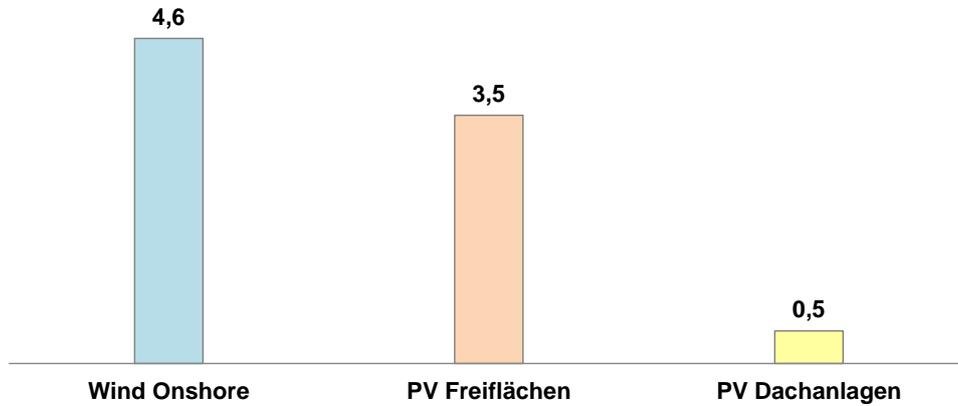


Abbildung 6.2-4: Kapazitäten volatiler Stromproduktion in BB 3 [GW<sub>ei</sub>]

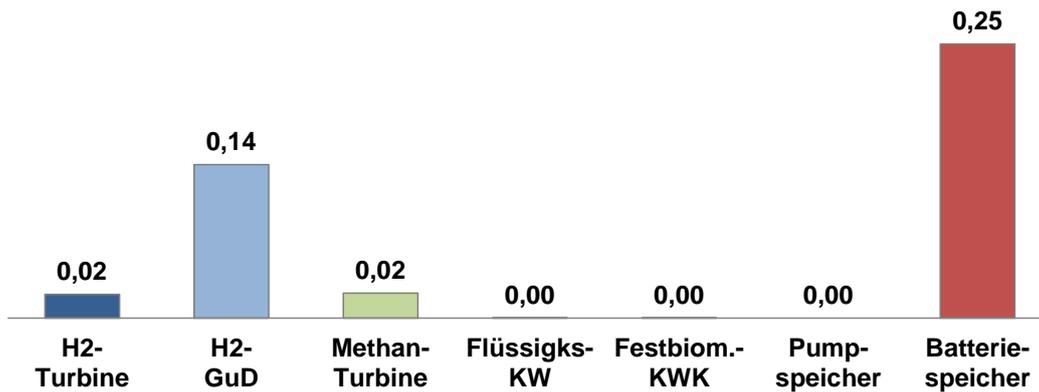


Abbildung 6.2-5: Kapazitäten steuerbarer Stromaufbringung/-speicher in BB 3 [GW<sub>ei</sub>]

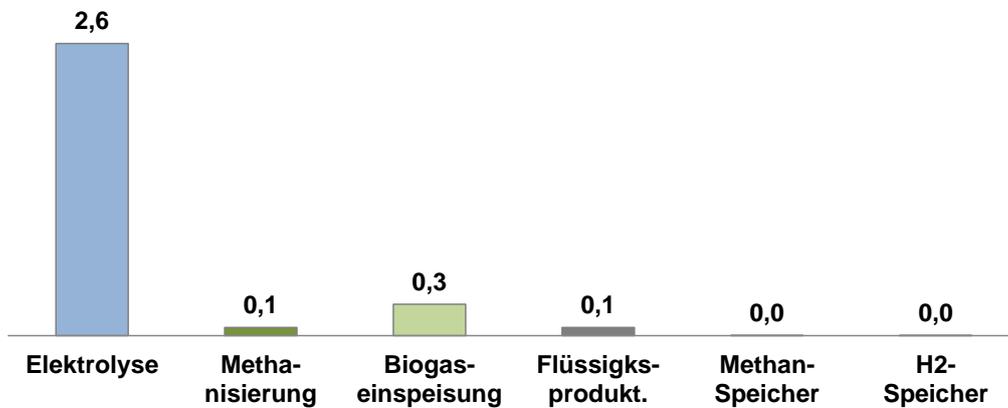


Abbildung 6.2-6: Kapazitäten Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion in BB 3 [GW<sub>Output</sub>]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

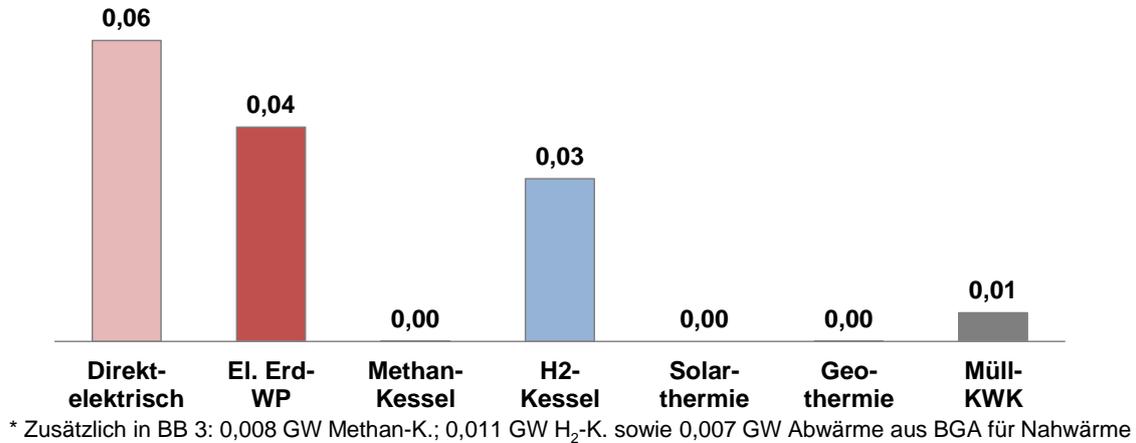


Abbildung 6.2-7: Kapazitäten Fernwärme-Produktion in BB 3 [GW<sub>th</sub>]

### 6.2.4 Kapazitäten Endverbrauchstechnologien in Brandenburg 3

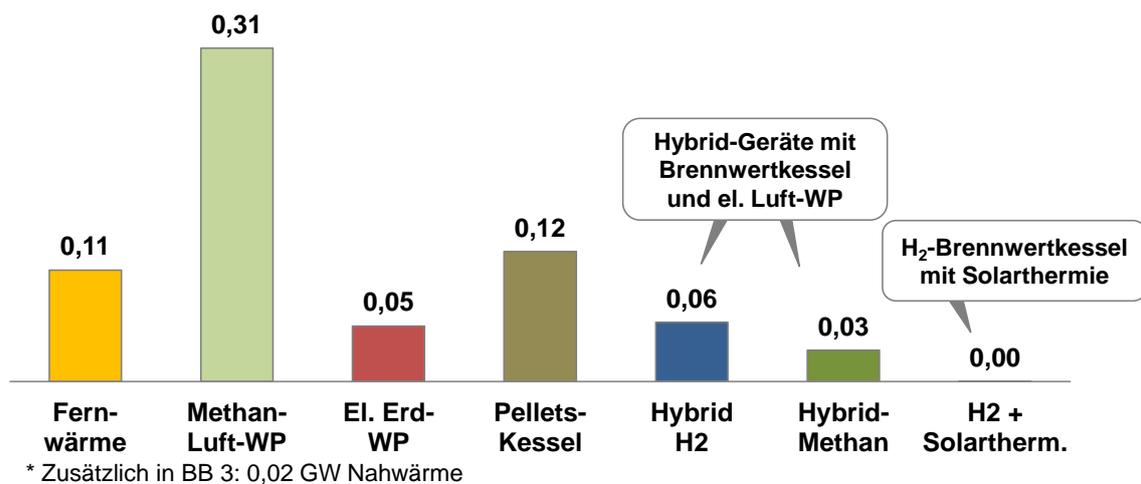
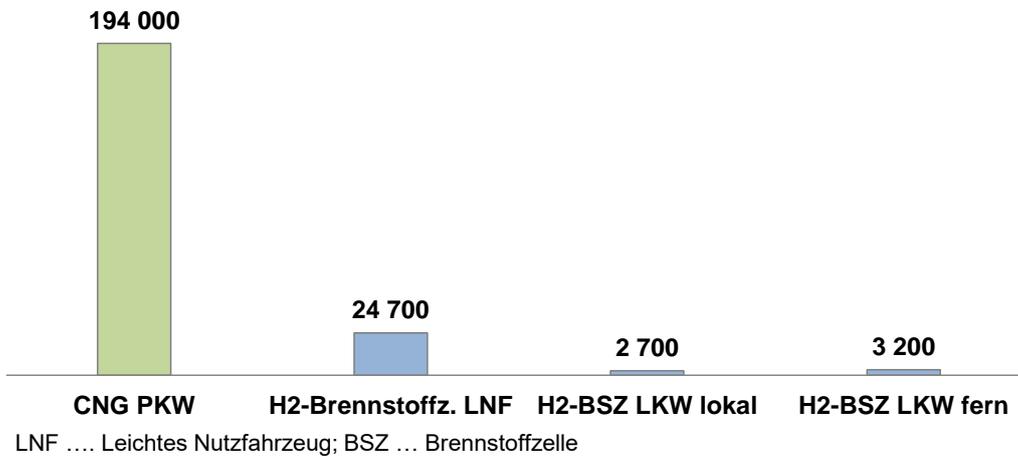


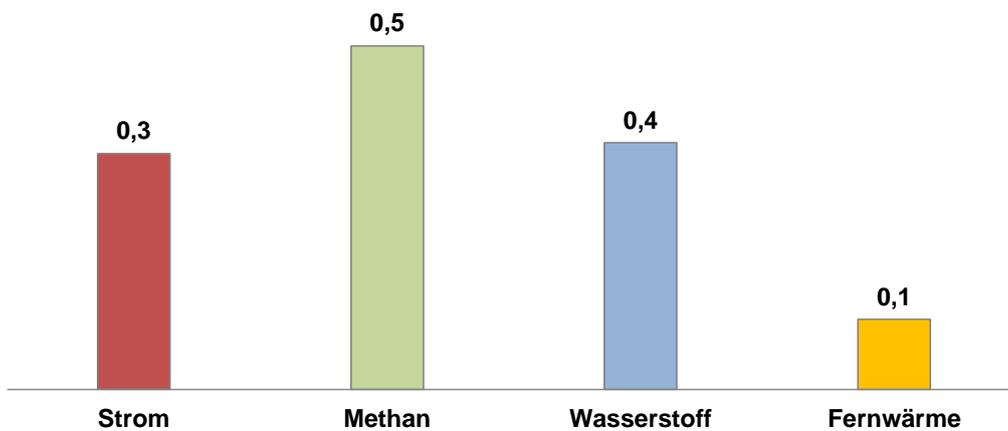
Abbildung 6.2-8: Kapazitäten Raumwärmetechnologien in BB 3 [GW<sub>th</sub>]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –



**Abbildung 6.2-9: Anzahl Straßenverkehrsfahrzeuge nach Antriebsarten in BB 3**

### 6.2.5 Kapazitäten Energienetze in Brandenburg 3



\* Zusätzlich in BB 3: 0,02 GW Nahwärme Endverteilung

**Abbildung 6.2-10: Kapazität Endverteilung / Spitzenlast Endverbrauch (exkl. Umwandlungseinsatz) in BB 3 [GW]**

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

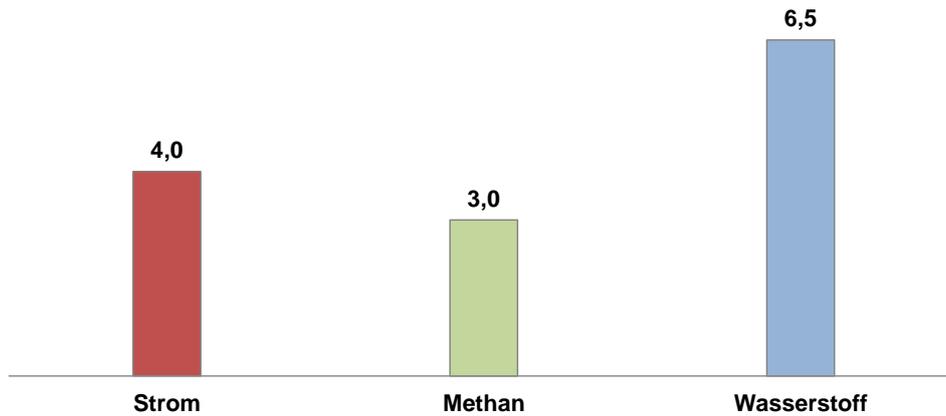


Abbildung 6.2-11: Verbindungskapazitäten von/nach BB 3 in/von andere/n Cluster/n [GW]

### 6.2.6 Energieeinsatz und -aufbringung im Jahresverlauf in Brandenburg 3

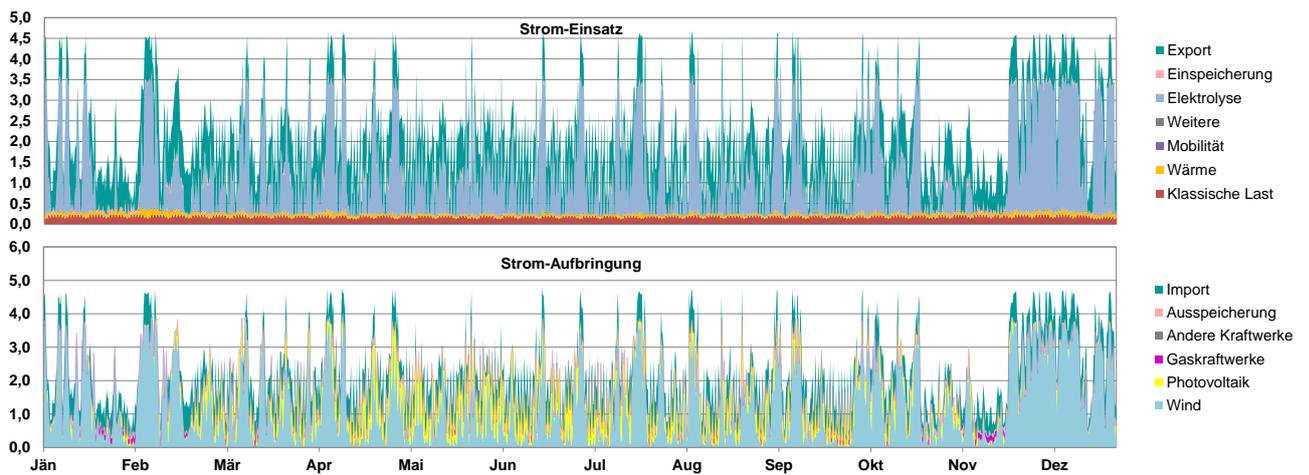
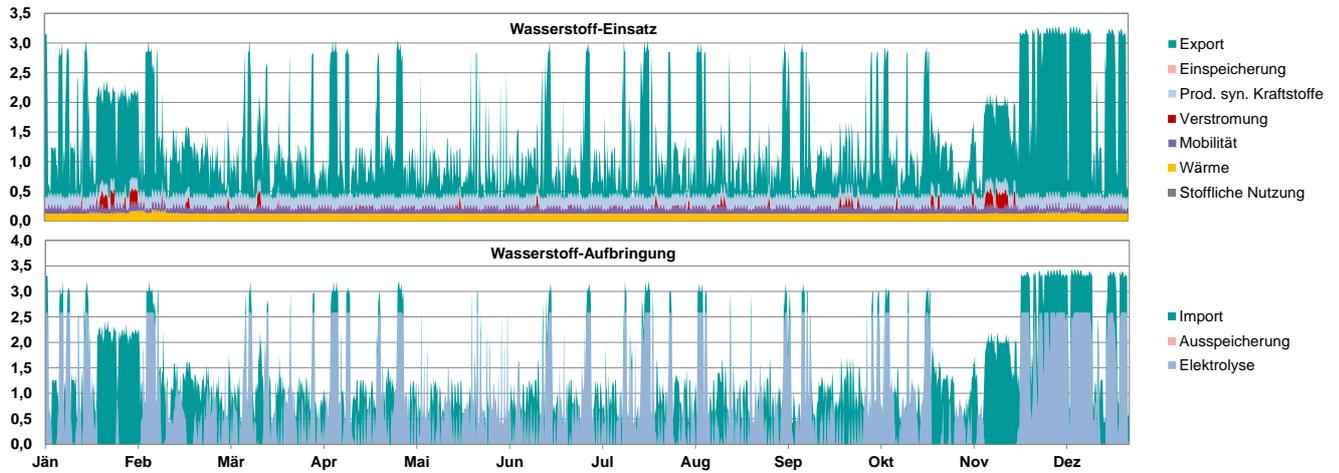
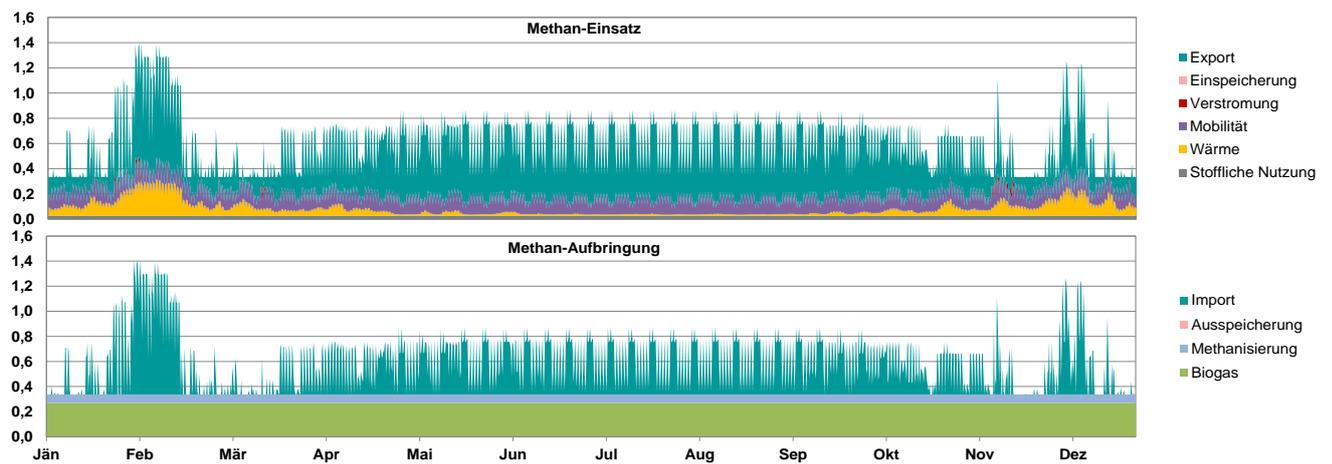


Abbildung 6.2-12: Strom-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 3 [GW]

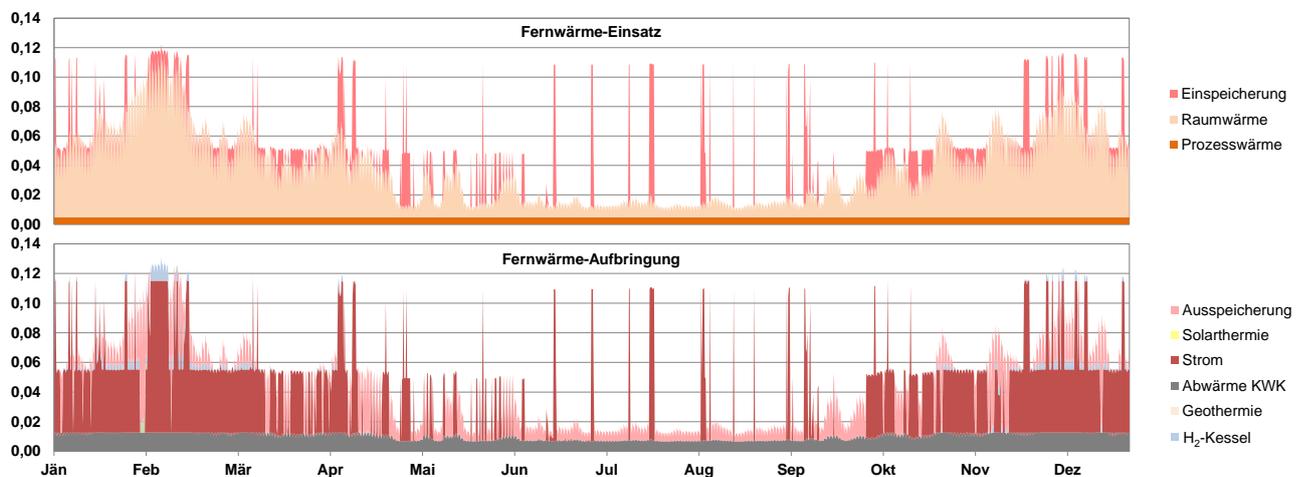
– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –



**Abbildung 6.2-13: Wasserstoff-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 3 [GW]**



**Abbildung 6.2-14: Methan-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 3 [GW]**



**Abbildung 6.2-15: Fernwärme-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 3 [GW]**

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.2.7 Rohstoff- und Flächenverbrauch Brandenburg 3

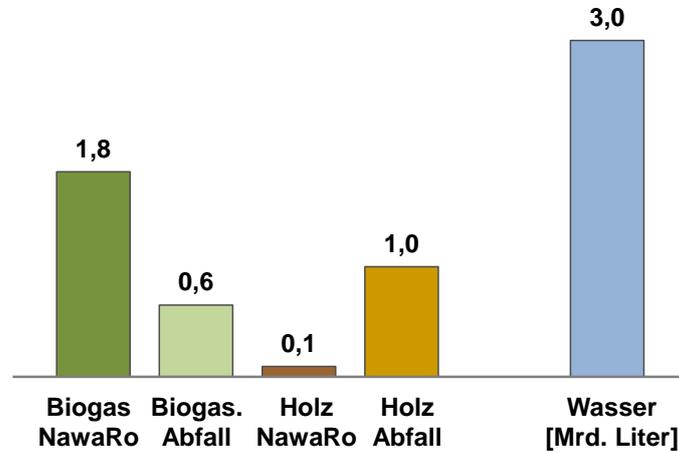
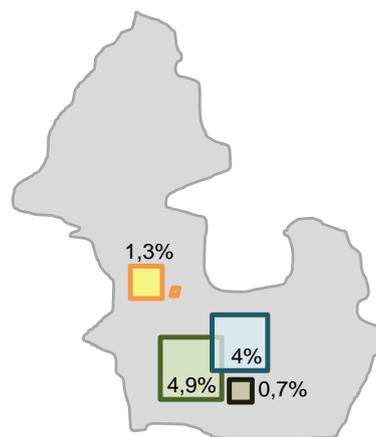


Abbildung 6.2-16: Biomasse [TWh] und Wasserbedarf [Mrd. Liter] in BB 3



Landesfläche BB 3: 523 Tsd. ha  
 ■ davon landwirtschaftliche Fläche: 42%  
 ■ davon Waldfläche: 38%

 PV Dachanlagen     Biogas NawaRo  
 PV Freiflächen     Wind Onshore  
 Holz NawaRo

Abbildung 6.2-17: Flächenbedarf für Energieproduktion in BB 3 [%-Clusterfläche]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.2.8 Brandenburg 3 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern

Die beiden folgenden Grafiken zeigen, wie der Cluster BB3 relativ zu den 18 anderen regionalen Clustern in Ostdeutschland steht. Die Darstellung erfolgt zuerst für Gas, danach für Strom, jeweils anhand von fünf Kriterien. Die linken und rechten Begrenzungen des grauen Balkens je Kriterium zeigen den Minimal- und den Maximalwert, den die 19 regionalen Cluster in Ostdeutschland bei diesem Kriterium erreichen. Das graue Quadrat zeigt den Median über alle Cluster und der grüne bzw. rote Punkt zeigt den Wert, den der Cluster BB3 bei dem jeweiligen Kriterium erreicht. Für die Definition der fünf Kriterien siehe die Angaben in der Grafik.

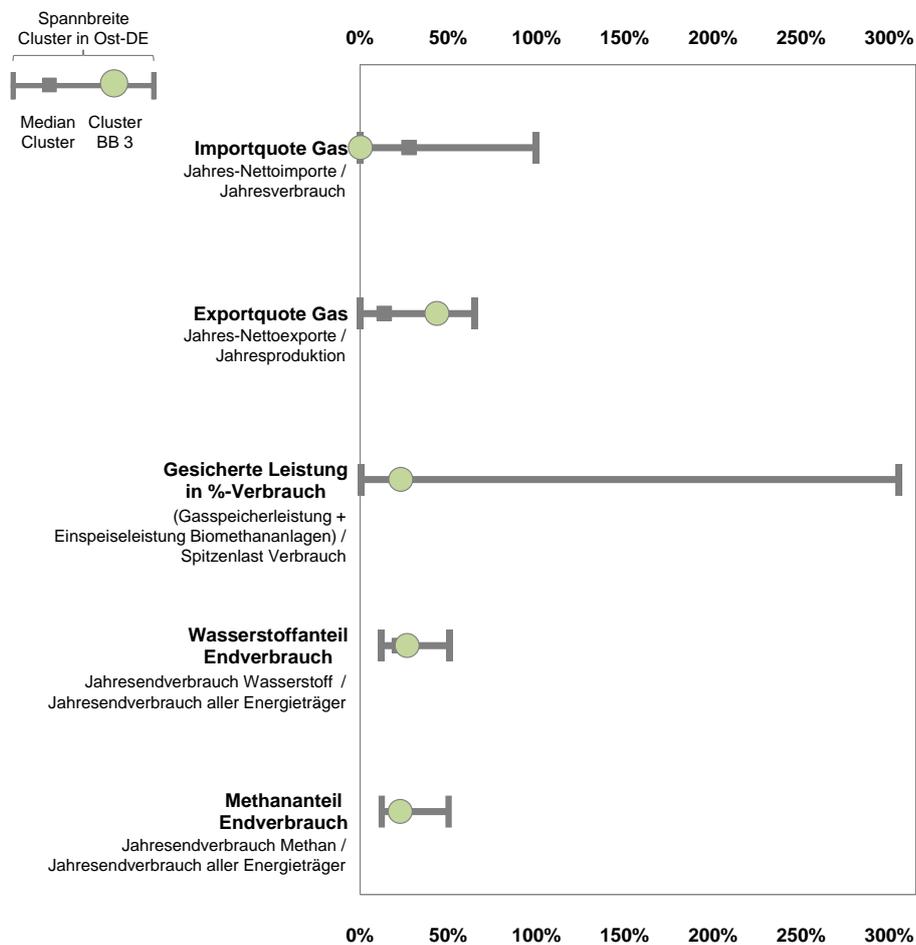


Abbildung 6.2-18: Gas-Energiesystem in BB 3 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

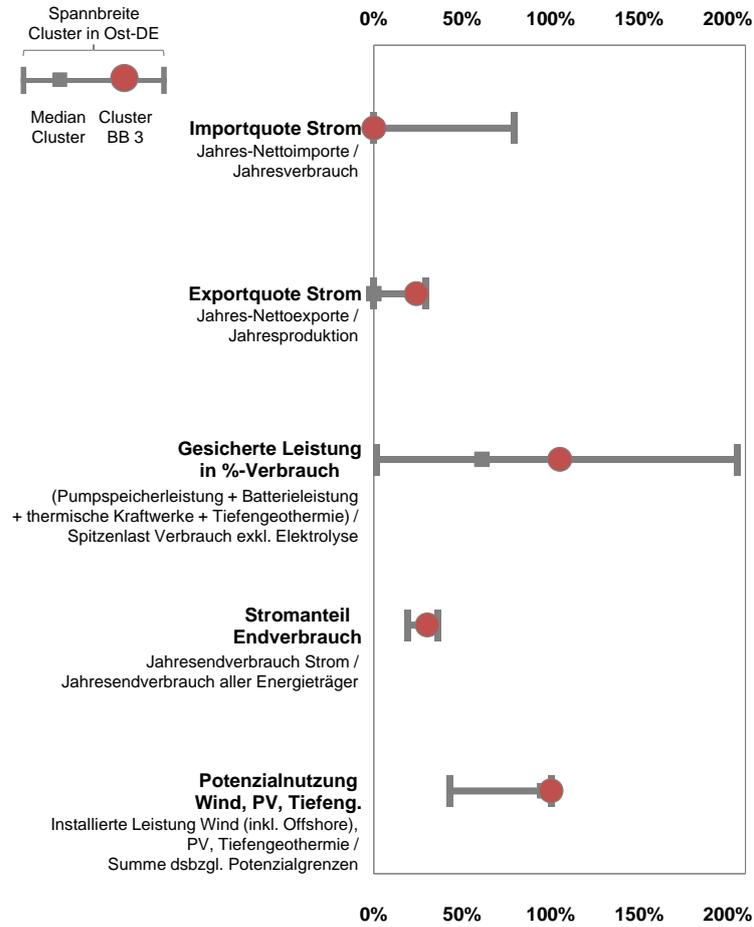
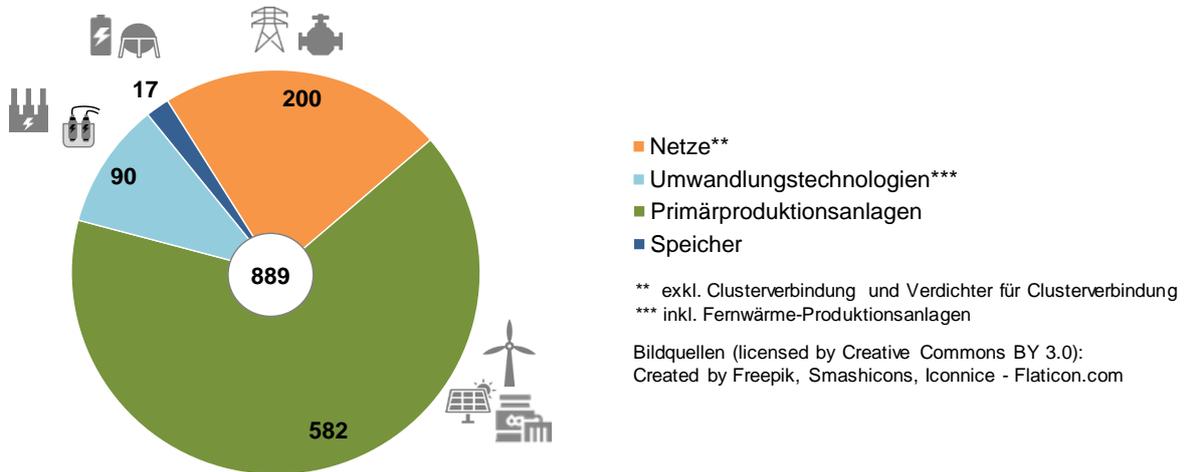


Abbildung 6.2-19: Strom-Energiesystem in BB 3 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern

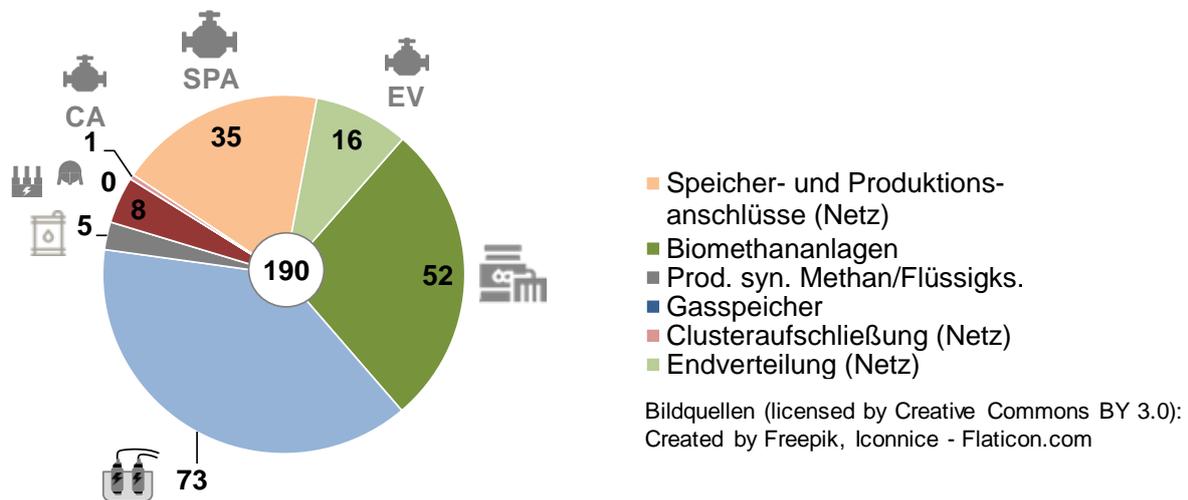
– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.2.9 Jahresfixkosten energiewirtschaftlicher Anlagen in Brandenburg 3

Hinweis: Jahresfixkosten umfassen Abschreibungen, Zinsen und fixe Betriebskosten der in Brandenburg 3 im Zielbild installierten energietechnischen Anlagen inkl. der modellierten Endverbrauchseinrichtungen.



**Abbildung 6.2-20: Summe Jahresfixkosten energiewirtschaftlicher Anlagen in BB 3 [Mio. EUR/a]**



**Abbildung 6.2-21: Jahresfixkosten gaswirtschaftlicher Anlagen in BB 3 [Mio. EUR/a]**

## 6.3 ERGEBNISSE ZIELBILD<sub>2050</sub> FÜR CLUSTER BRANDENBURG 4

### 6.3.1 Überblick

Der Cluster Brandenburg 4 ist im Zielbild<sub>2050</sub> ein Exportcluster, in dem im Jahresverlauf mehr Strom, Wasserstoff und Methan produziert als lokal verbraucht wird (Abbildung 6.3-2). Die Exportquote ist dabei aber deutlich geringer als im oben dargestellten Cluster Brandenburg 3. Die Stromerzeugung weist einen überdurchschnittlich (bezogen auf Ostdeutschland) hohen Anteil an Photovoltaikanlagen auf (Abbildung 6.3-4). Die Potenziale zur erneuerbaren Stromerzeugung werden dabei fast vollständig ausgenutzt. Der produzierte Strom wird im Jahresverlauf zu rd. 10% exportiert, zu rd. 60% in Wasserstoff umgewandelt und zu rd. 30% im regionalen Endverbrauch eingesetzt (Abbildung 6.3-2). Der Strom-Endverbrauch wird wie im Ostdeutschland-Schnitt überwiegend durch klassischen Stromverbrauch und Prozesswärme verursacht. Das Strom-Backup wird in Brandenburg 4 bezogen auf die installierte Leistung zu ähnlichen Anteilen wie im Ostdeutschland-Schnitt über lokale Batterie-Speicher und lokale Gaskraftwerke (H<sub>2</sub>-GuD) dargestellt (Abbildung 6.3-5).

Die Gasaufbringung wird etwas stärker als im Ostdeutschland-Schnitt von Wasserstoff dominiert. Die Methanaufbringung wiederum ist von einem überdurchschnittlichen Anteil an synthetischem Methan (und damit gleichzeitig einem unterdurchschnittlichen Anteil an Biomethan) gekennzeichnet. Das produzierte Methan wird im Jahresverlauf zu rd. 20% exportiert und zu rd. 80% im regionalen Endverbrauch eingesetzt. Der produzierte Wasserstoff wird im Jahresverlauf ebenfalls zu rd. 20% exportiert, zu rd. 30% umgewandelt (synth. Methan, Flüssigkraftstoffe, Strom) und zu rd. 50% im regionalen Endverbrauch eingesetzt (Abbildung 6.3-2). Der Anteil von Wasserstoff im Endverbrauch (Prozesswärme, Nutzfahrzeuge) ist dadurch etwas höher als im Ostdeutschland-Schnitt (Abbildung 6.3-18). Wasserstoff- und Strom-Endverteilung sind in Brandenburg 4 die leistungsstärksten Endverteilnetze, während in Ostdeutschland in Summe Methan-Endverteilungen dominieren (Abbildung 6.3-10). Dies ist u.a. durch die hohen Anteile von Wasserstoff-Kesseln (in Verbindung mit Solarthermie bzw. elektrischen Luft-Wärmepumpen) in der Raumwärme bedingt (Abbildung 6.3-8).

Die Flexibilität im Wasserstoff-System wird mangels lokaler geologischer Speicher über Netzanbindung an andere Cluster (Abbildung 6.3-13) sichergestellt. Die Wasserstoff-Netzverbindungskapazitäten mit anderen Clustern sind in Brandenburg 4 im Vergleich zu den übrigen Energieträgern besonders hoch, die Strom-Netzverbindungskapazitäten hingegen besonders gering (Abbildung 6.3-11).

Fernwärme spielt in Brandenburg 4 eine durchschnittliche Rolle, auch die Aufbringungsstruktur der Fernwärmemengen entspricht gut dem Durchschnitt Ostdeutschlands (Abbildung 6.3-1, Abbildung 6.3-15).

Die Jahresfixkosten der energiewirtschaftlichen Anlagen in Brandenburg 4 betragen 338 Mio. EUR/a (Abbildung 6.3-20). Der Großteil davon entfällt auf Primärproduktionsanlagen (200 Mio. EUR/a), gefolgt von Netzen (96 Mio. EUR/a) und Umwandlungstechnologien (z.B. Elektrolysen, 33 Mio. EUR/a). Die Jahresfixkosten gaswirtschaftlicher Anlagen betragen dabei 62 Mio. EUR/a (Abbildung 6.3-21).

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

Für weitere Details zum Energiesystem von Brandenburg 4 (BB 4) im Zielbild siehe die Grafiken in den folgenden Abschnitten.

### 6.3.2 Energieeinsatz und -aufbringung in Brandenburg 4 (Jahressummen)

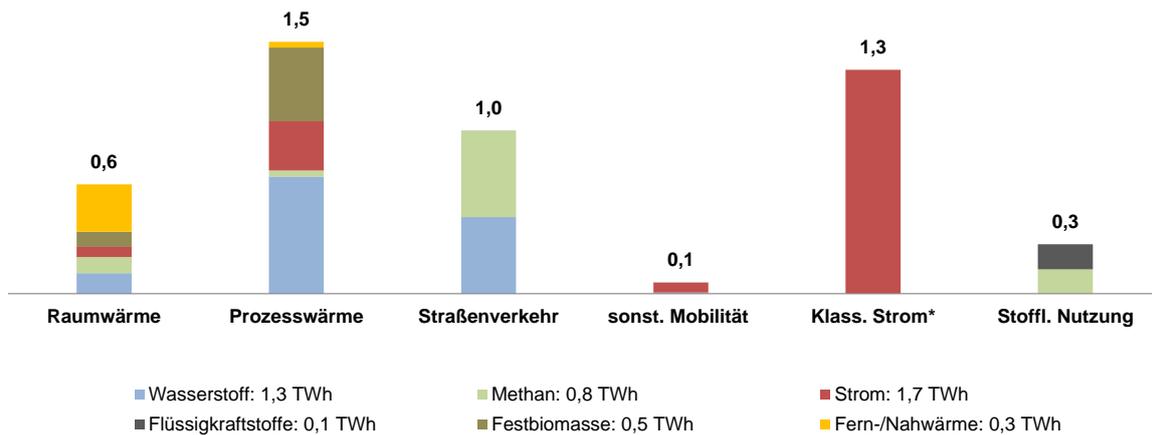


Abbildung 6.3-1: Endenergieverbrauch je Segment und Energieträger in BB 4 [TWh]

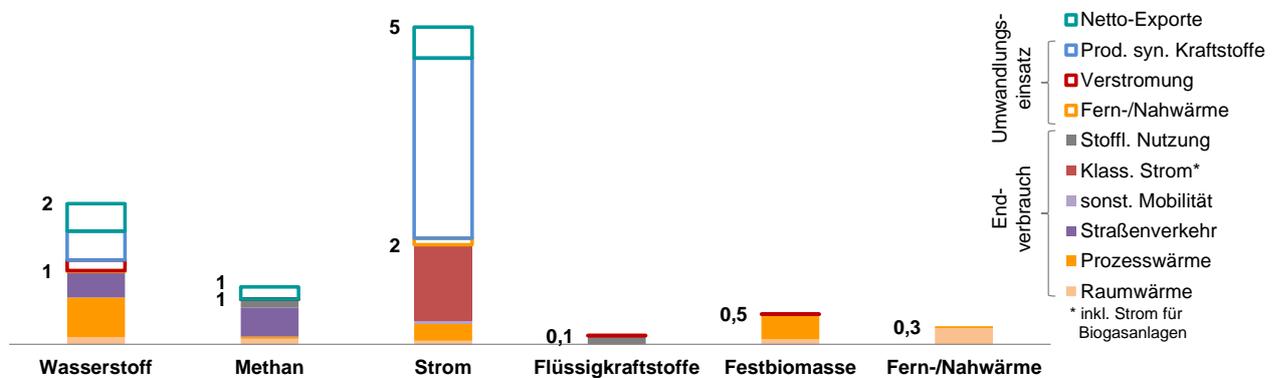


Abbildung 6.3-2: Einsatz Energieträger in BB 4 [TWh]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

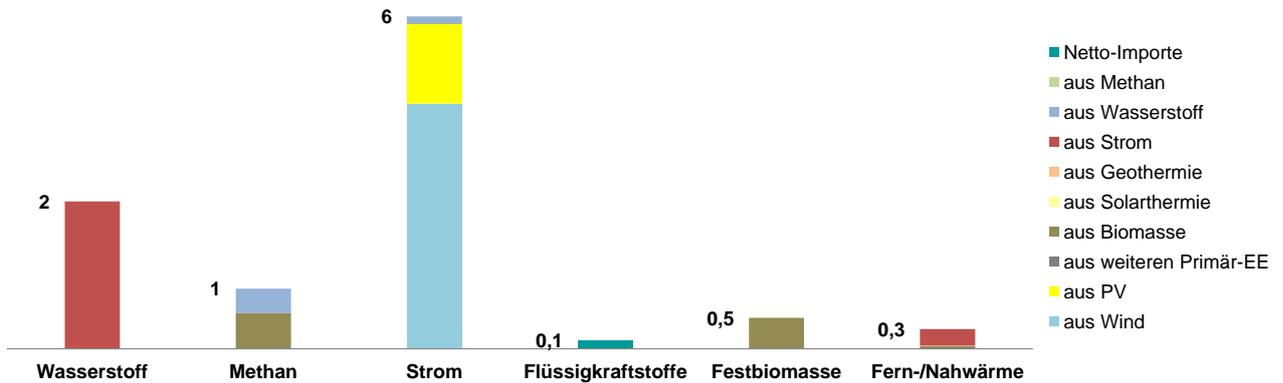


Abbildung 6.3-3: Aufbringung Energieträger in BB 4 [TWh]

Hinweise:

- Die Aufbringung der Energieträger wird in der obenstehenden Abbildung nach Einspeiseverlusten dargestellt.
- Differenzen zwischen Aufbringung (Abbildung 6.3-3) und Einsatz (Abbildung 6.3-2) sind aufgrund von Netzverlusten, Speicherverlusten sowie Rundungen möglich.

### 6.3.3 Kapazitäten Energiebereitstellungssystem in Brandenburg 4

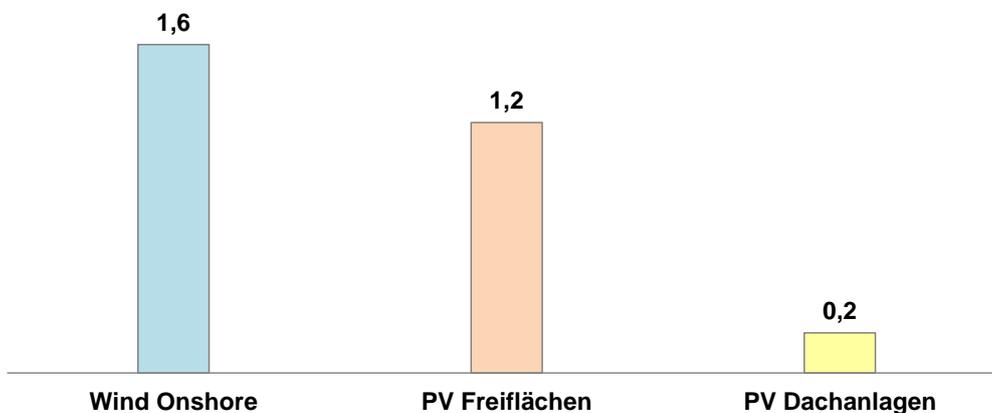


Abbildung 6.3-4: Kapazitäten volatiler Stromproduktion in BB 4 [GW<sub>ei</sub>]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

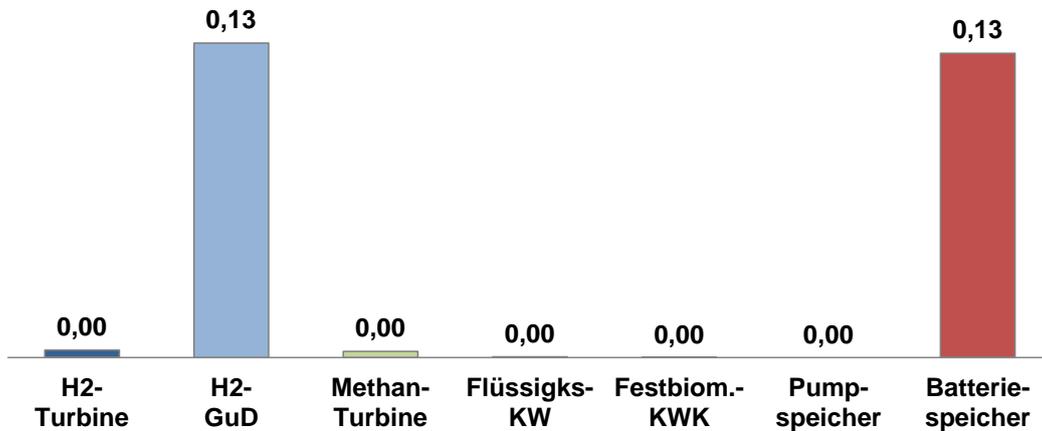


Abbildung 6.3-5: Kapazitäten steuerbarer Stromaufbringung/-speicher in BB 4 [GW<sub>e</sub>]

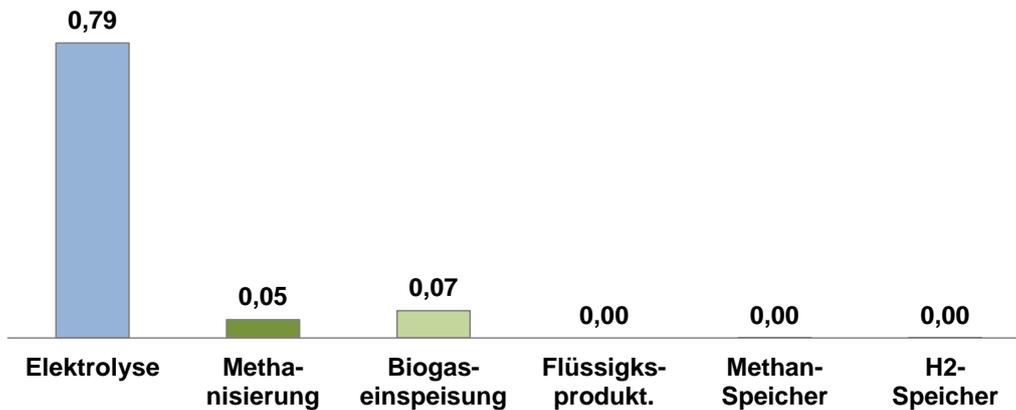
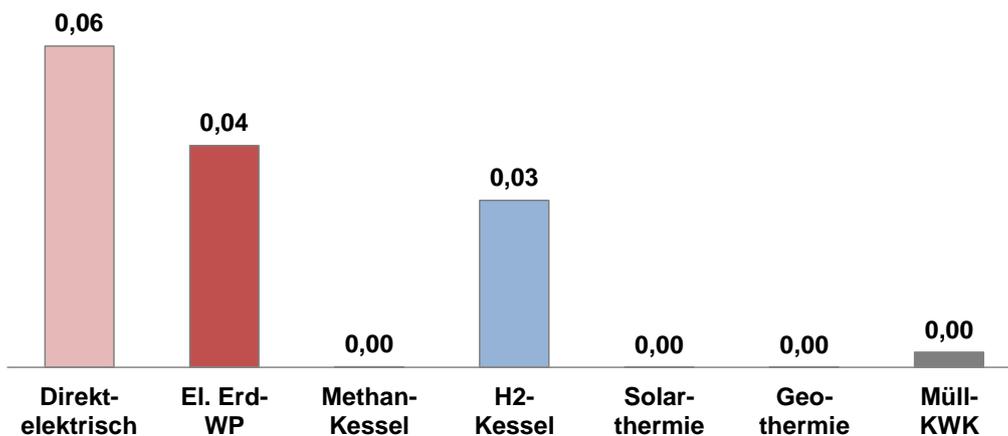


Abbildung 6.3-6: Kapazitäten Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion in BB 4 [GW<sub>Output</sub>]



\*Zusätzlich in BB 4: 0,006 GW Methan-K.; 0,008 GW H<sub>2</sub>-K. sowie 0,005 GW Abwärme aus BGA für Nahwärme

Abbildung 6.3-7: Kapazitäten Fernwärme-Produktion in BB 4 [GW<sub>th</sub>]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.3.4 Kapazitäten Endverbrauchstechnologien in Brandenburg 4

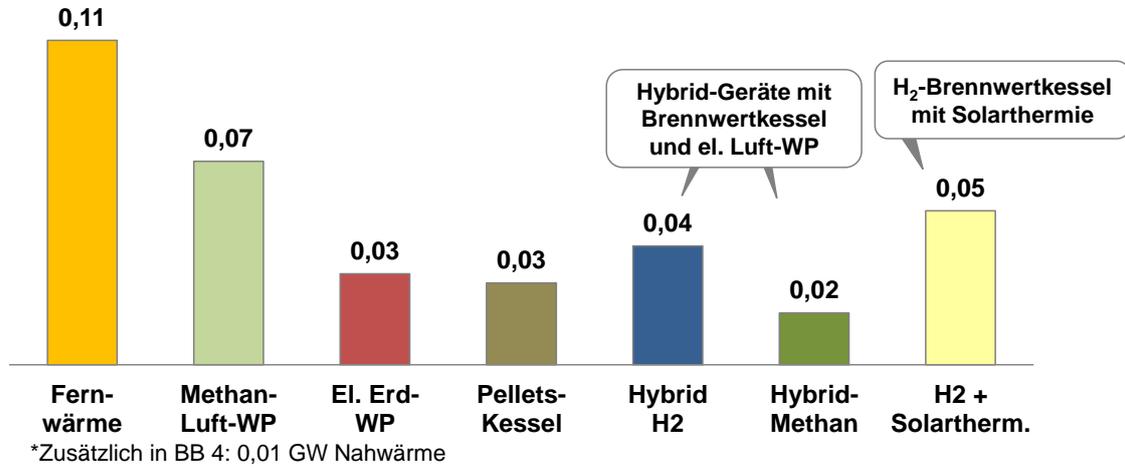


Abbildung 6.3-8: Kapazitäten Raumwärmetechnologien in BB 4 [GW<sub>th</sub>]

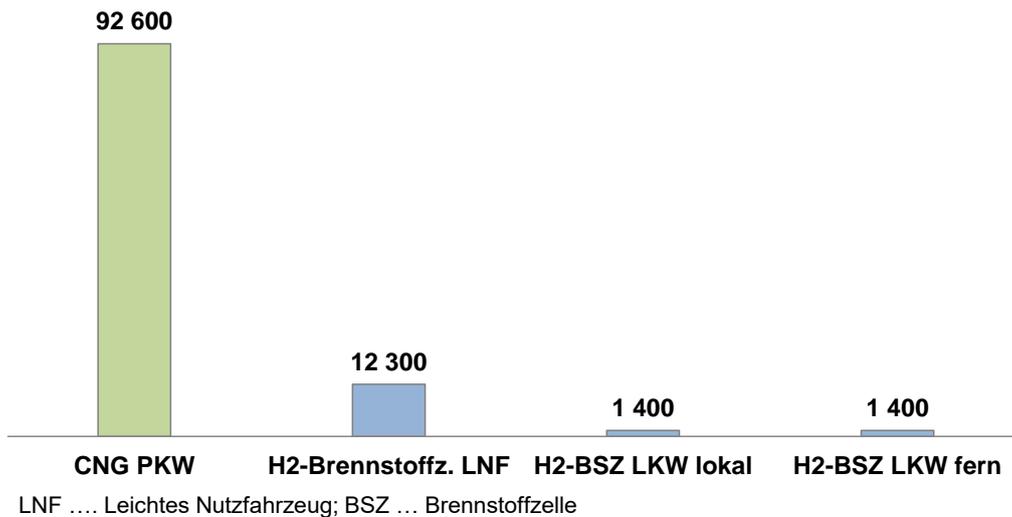
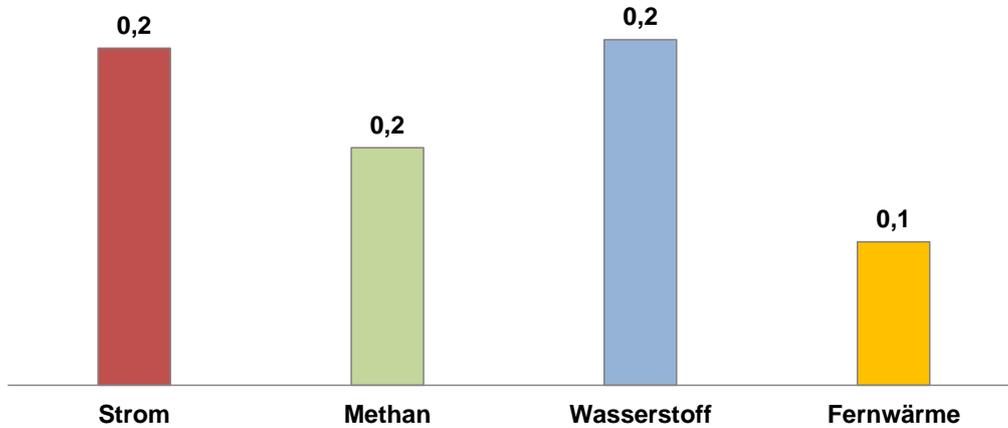


Abbildung 6.3-9: Anzahl Straßenverkehrsfahrzeuge nach Antriebsarten in BB 4

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.3.5 Kapazitäten Energienetze in Brandenburg 4



\* Zusätzlich in BB 4: 0,01 GW Nahwärme Endverteilung

Abbildung 6.3-10: Kapazität Endverteilung / Spitzenlast Endverbrauch (exkl. Umwandlungseinsatz) in BB 4 [GW]

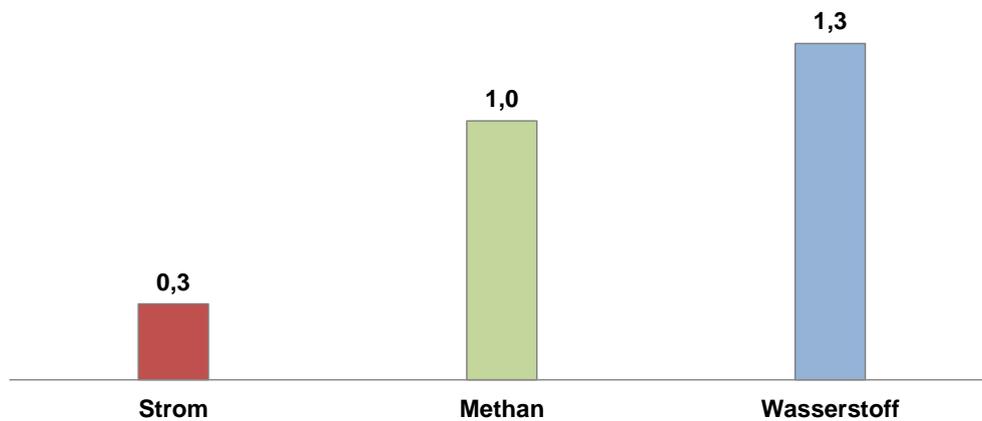


Abbildung 6.3-11: Verbindungskapazitäten von/nach BB 4 in/von andere/n Cluster/n [GW]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.3.6 Energieeinsatz und -aufbringung im Jahresverlauf in Brandenburg 4

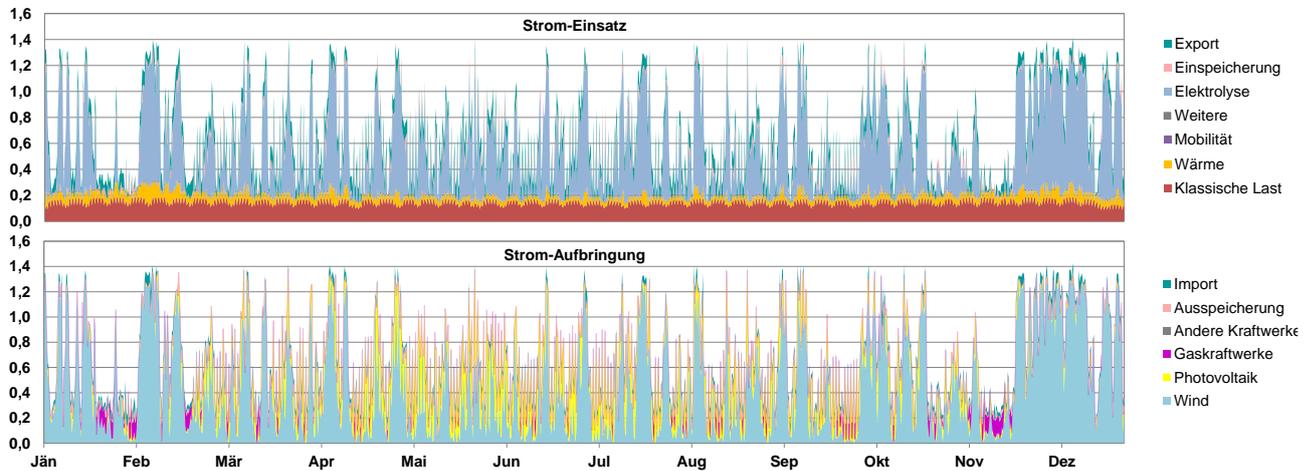


Abbildung 6.3-12: Strom-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 4 [GW]

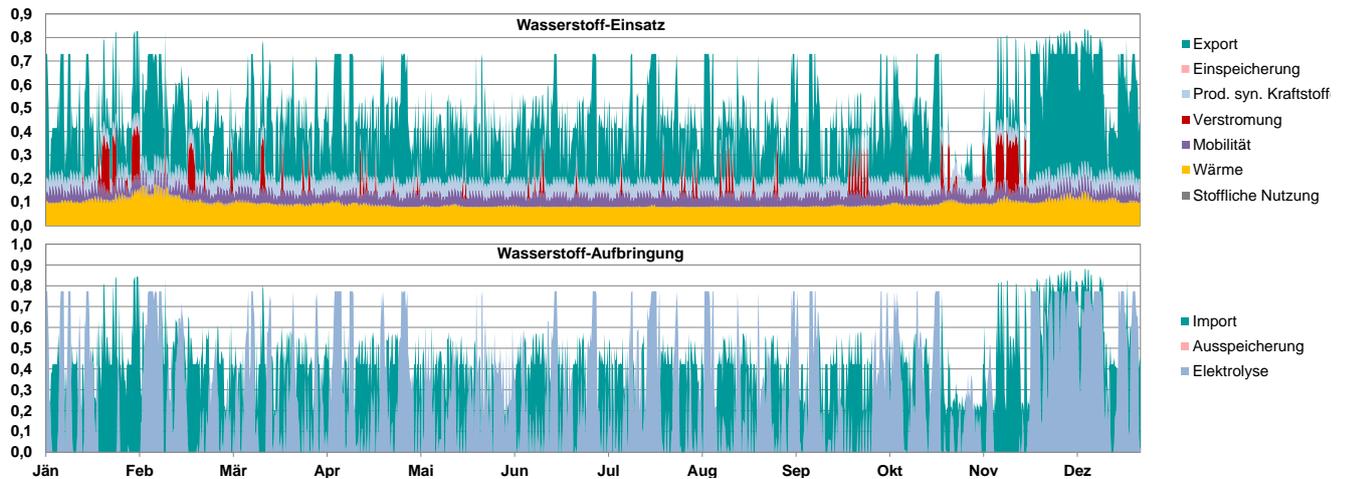


Abbildung 6.3-13: Wasserstoff-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 4 [GW]



– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

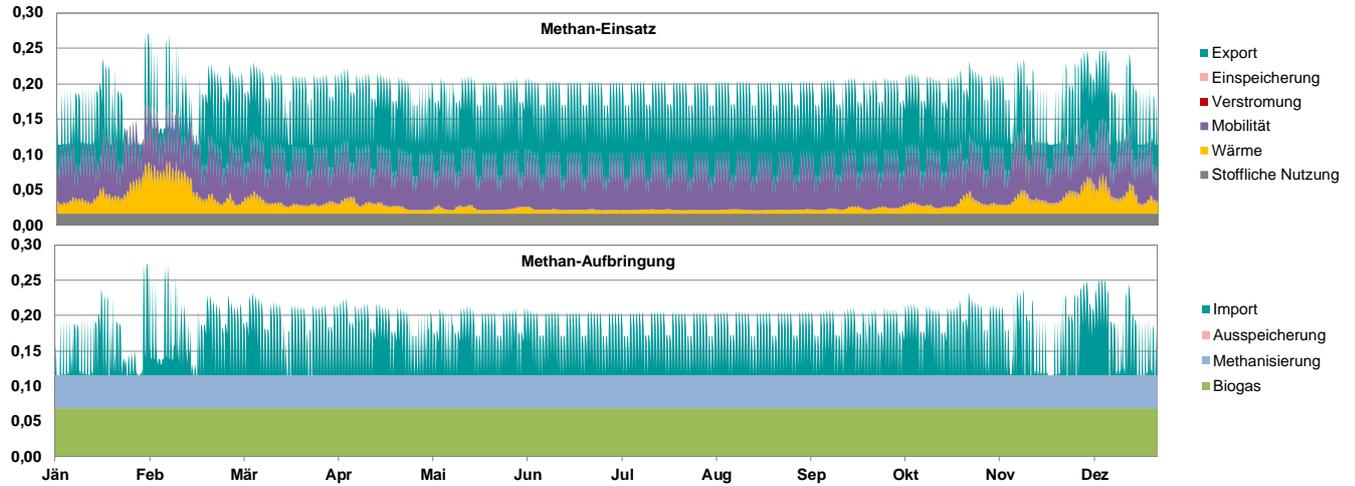


Abbildung 6.3-14: Methan-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 4 [GW]

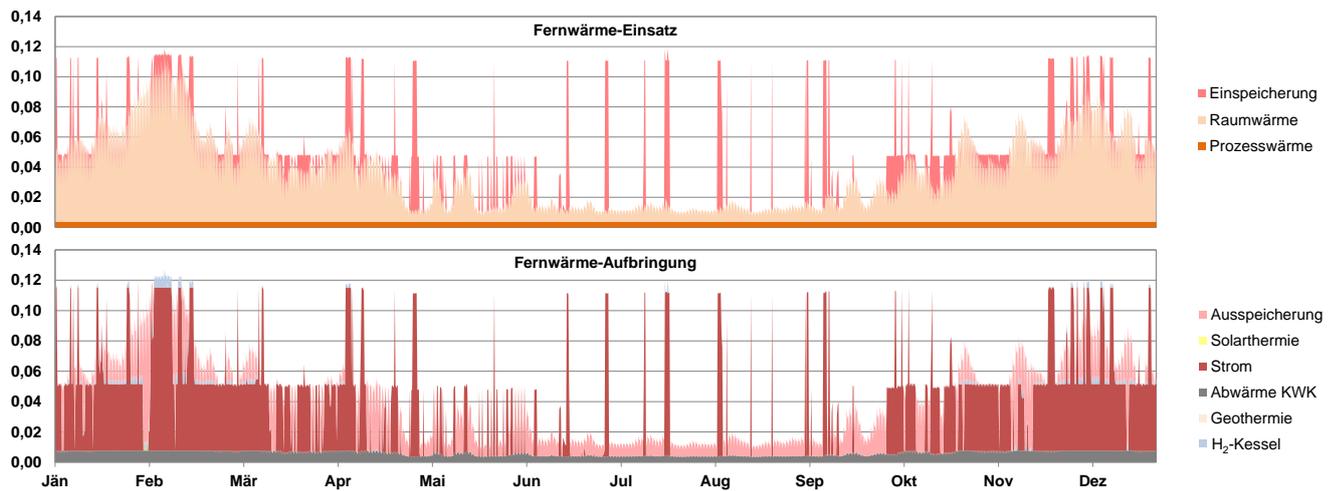


Abbildung 6.3-15: Fernwärme-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 4 [GW]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.3.7 Rohstoff- und Flächenverbrauch Brandenburg 4

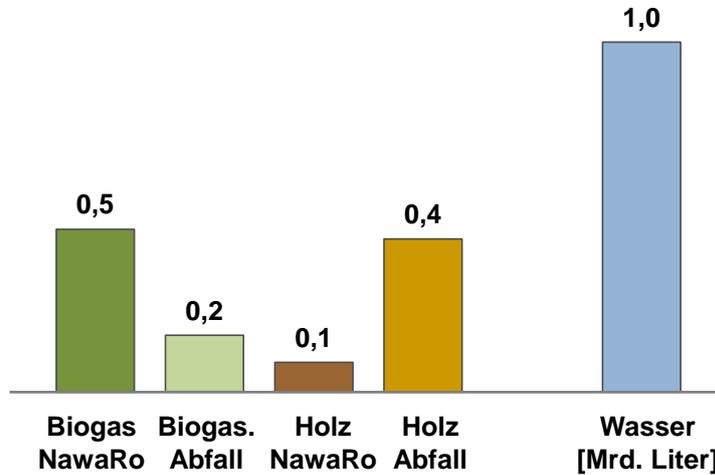
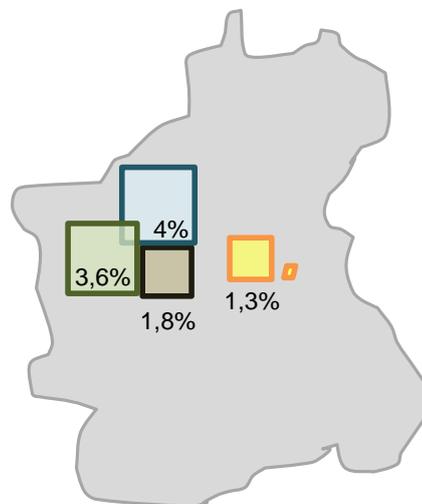


Abbildung 6.3-16: Biomasse [TWh] und Wasserbedarf [Mrd. Liter] in BB 4



Landesfläche BB 4: 182 Tsd. ha  
 ■ davon landwirtschaftliche Fläche: 31%  
 ■ davon Waldfläche: 42%

■ PV Dachanlagen    ■ Biogas NawaRo  
 ■ PV Freiflächen    ■ Wind Onshore

Abbildung 6.3-17: Flächenbedarf für Energieproduktion in BB 4 [%-Clusterfläche]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.3.8 Brandenburg 4 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern

Die folgenden beiden Grafiken zeigen, wie der Cluster BB4 relativ zu den 18 anderen regionalen Clustern in Ostdeutschland steht. Die Darstellung erfolgt zuerst für Gas, danach für Strom, jeweils anhand von fünf Kriterien. Die linken und rechten Begrenzungen des grauen Balkens je Kriterium zeigen den Minimal- und den Maximalwert den die 19 regionalen Cluster in Ostdeutschland bei diesem Kriterium erreichen. Das graue Quadrat zeigt den Median über alle Cluster und der grüne bzw. rote Punkt zeigt den Wert, den der Cluster BB4 bei dem jeweiligen Kriterium erreicht. Für die Definition der fünf Kriterien siehe die Angaben in der Grafik.

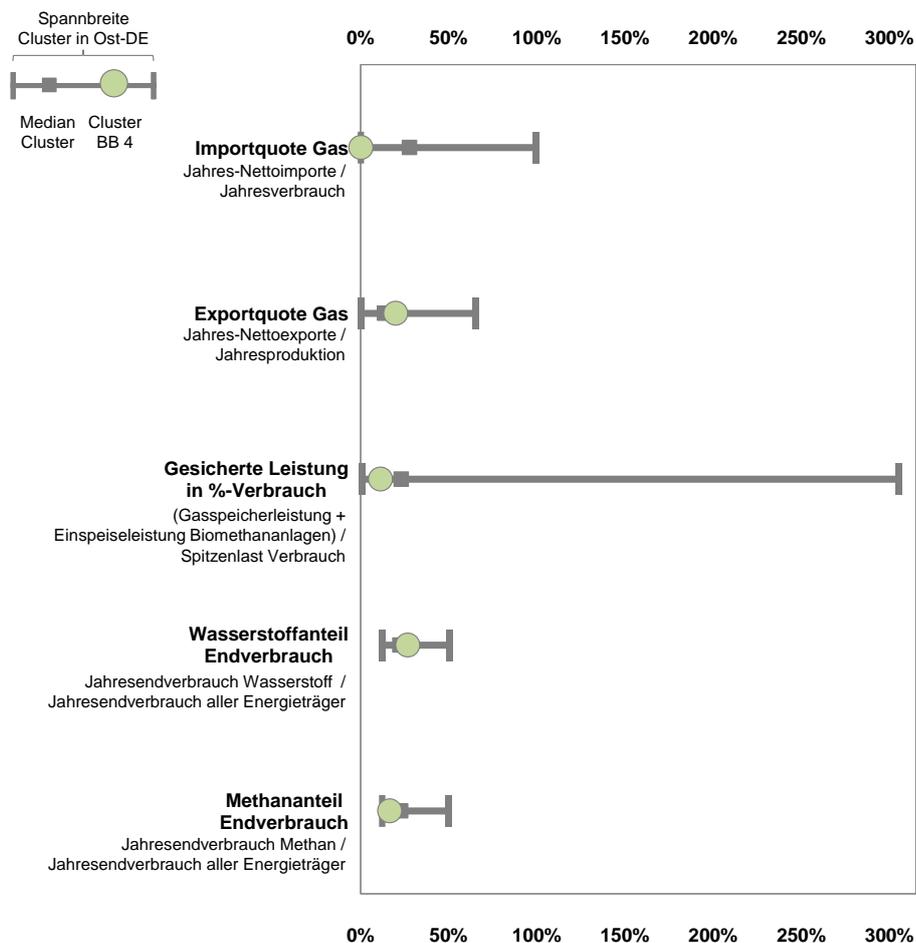


Abbildung 6.3-18: Gas-Energiesystem in BB 4 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

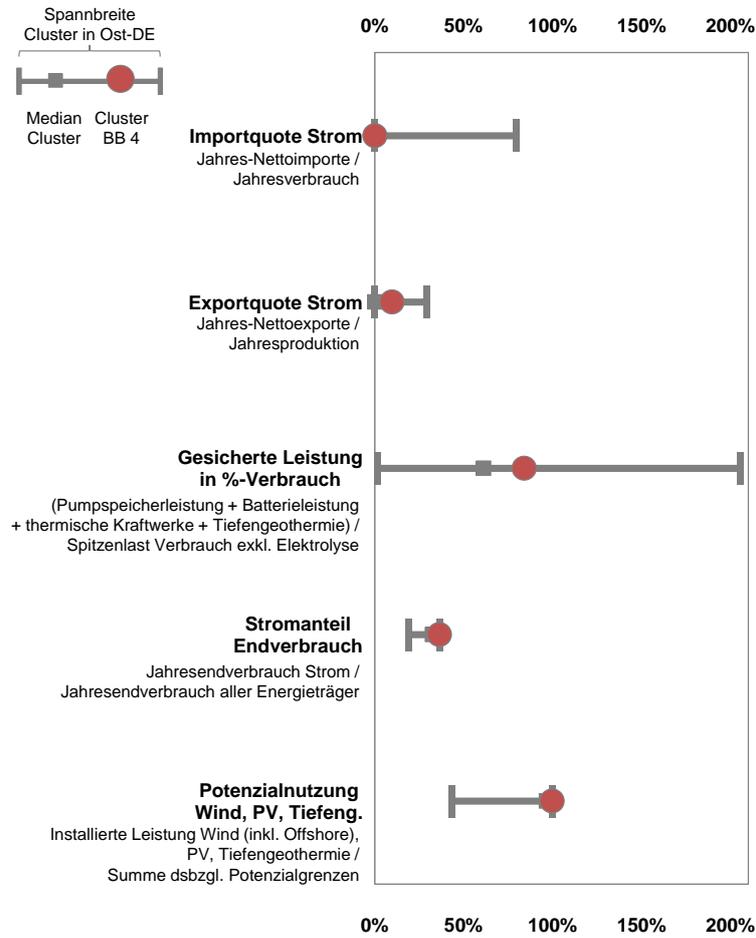


Abbildung 6.3-19: Strom-Energiesystem in BB 4 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.3.9 Jahresfixkosten energiewirtschaftlicher Anlagen in Brandenburg 4

Hinweis: Jahresfixkosten umfassen Abschreibungen, Zinsen und fixe Betriebskosten der in Brandenburg 4 im Zielbild installierten energietechnischen Anlagen inkl. der modellierten Endverbrauchseinrichtungen.

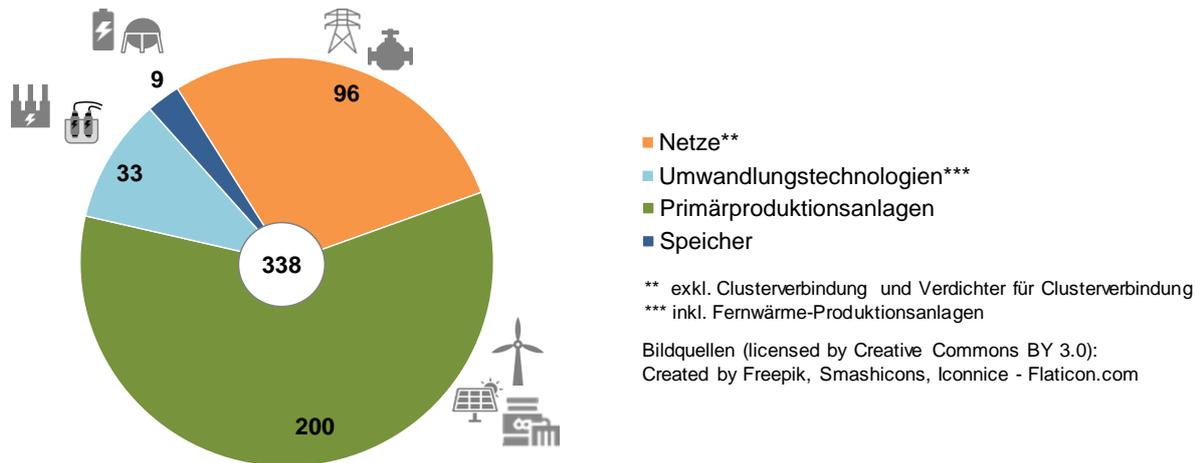


Abbildung 6.3-20: Summe Jahresfixkosten energiewirtschaftlicher Anlagen in BB 4 [Mio. EUR/a]

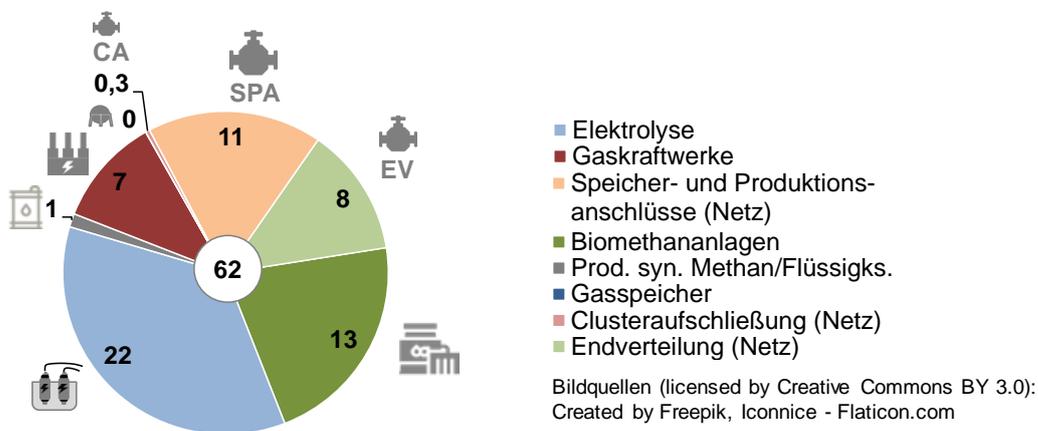


Abbildung 6.3-21: Jahresfixkosten gaswirtschaftlicher Anlagen in BB 4 [Mio. EUR/a]

## 6.4 ERGEBNISSE ZIELBILD<sub>2050</sub> FÜR CLUSTER SACHSEN 1

### 6.4.1 Überblick

Der Cluster Sachsen 1 ist, insbesondere in Anbetracht seiner geografischen Größe, ein verbrauchsstarker Cluster. Die Potenziale zur erneuerbaren Energieproduktion (Windkraft, Photovoltaik, Biomassen) werden im Zielbild<sub>2050</sub> vollständig genutzt, diese Energiemengen können die regionalen Bedarfe aber nicht ausreichend decken. Der Cluster Sachsen 1 importiert daher einen bedeutenden Anteil der eingesetzten Energieträger aus anderen ostdeutschen Clustern. Die Importquote schwankt dabei stark zwischen den Energieträgern: Strom wird zu 22% importiert, Wasserstoff zu 34%, Methan zu 65% und Flüssigkraftstoff zu 100% (Abbildung 6.4-2). Nicht nur Netto-Jahresmengen sondern auch Flexibilität wird zu einem bedeutenden Anteil importiert (Abbildung 6.4-18, Abbildung 6.4-19). In Sachsen 1 gibt es keine Gasspeicher(-Potenziale) und im Vergleich zum Verbrauch sehr geringe Kapazitäten an steuerbaren Stromerzeugern / Stromspeichern. Innerhalb der regionalen Strom-Backup-Kapazitäten sind Methan-Turbinen die dominante Technologie (Abbildung 6.4-5); dies im Gegensatz zum Ostdeutschland-Schnitt, wo Wasserstoff-Kraftwerke dominieren, gefolgt von Stromspeichern.

Auch die Struktur des Endverbrauchs unterscheidet sich deutlich vom Ostdeutschland-Schnitt; die Segmente Prozesswärme (→ überwiegend Einsatz von Wasserstoff), stoffliche Nutzung (→ Einsatz von Methan, Flüssigkraftstoff) und Flugverkehr (→ Einsatz von Flüssigkraftstoff) sind überdurchschnittlich bedeutend (Abbildung 6.4-1). In der Raumwärme liegt ein hoher Anteil an Methan-Wärmepumpen vor, Gaskessel werden jedoch nicht eingesetzt (Abbildung 6.4-8).

Aufgrund des hohen Bedarfs an Methan für stoffliche Nutzung und Methan-Wärmepumpen, ist die Spitzenlast der Methan-Endverteilung in Sachsen 1 überproportional hoch (Abbildung 6.4-10).

Die Jahresfixkosten der energiewirtschaftlichen Anlagen in Sachsen 1 betragen 961 Mio. EUR/a (Abbildung 6.4-20). Der Großteil davon entfällt auf Primärproduktionsanlagen (504 Mio. EUR/a), gefolgt von Netzen (376 Mio. EUR/a) und Umwandlungstechnologien (z.B. Elektrolysen, 72 Mio. EUR/a). Die Jahresfixkosten gaswirtschaftlicher Anlagen betragen dabei 198 Mio. EUR/a (Abbildung 6.4-21).

Für weitere Details zum Energiesystem von Sachsen 1 (SN1) im Zielbild siehe die Grafiken in den folgenden Abschnitten.

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.4.2 Energieeinsatz und -aufbringung in Sachsen 1 (Jahressummen)

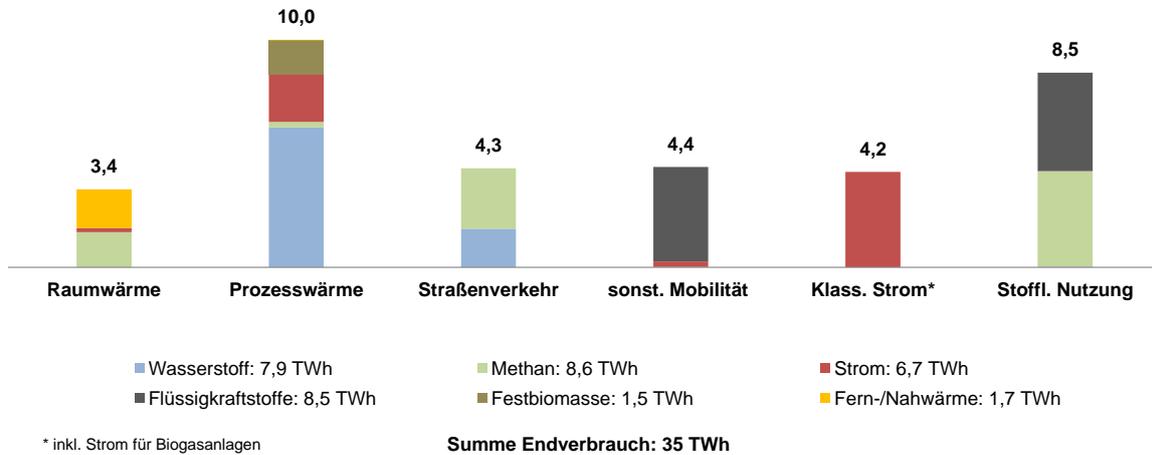


Abbildung 6.4-1: Endenergieverbrauch je Segment und Energieträger in SN 1 [TWh]

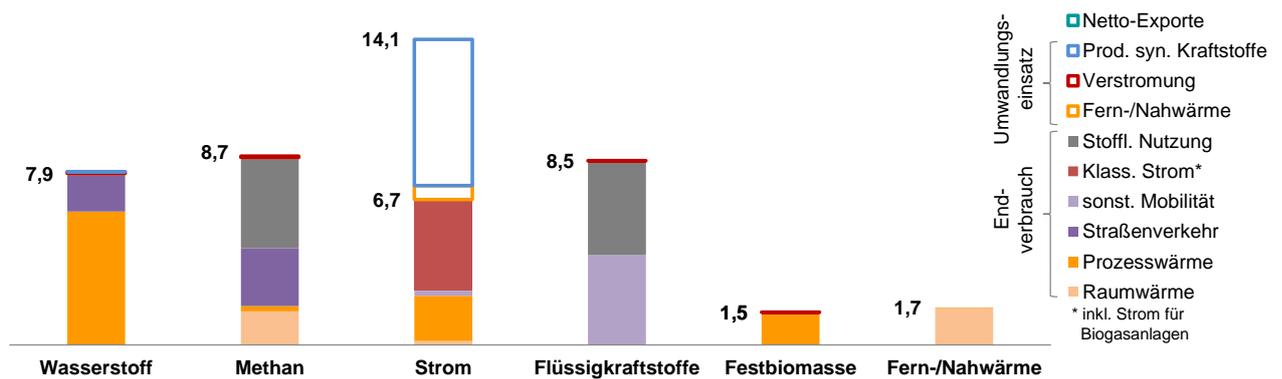


Abbildung 6.4-2: Einsatz Energieträger im Cluster SN 1 [TWh]

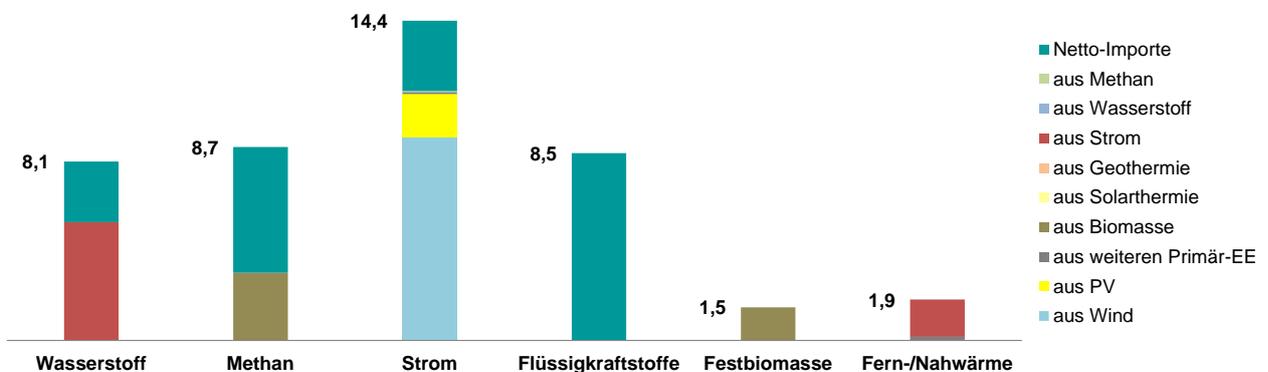


Abbildung 6.4-3: Aufbringung Energieträger in SN 1 [TWh]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

Hinweise:

- Die Aufbringung der Energieträger wird in der obenstehenden Abbildung nach Einspeiseverlusten dargestellt.
- Differenzen zwischen Aufbringung (Abbildung 6.4-3) und Einsatz (Abbildung 6.4-2) sind aufgrund von Netzverlusten, Speicherverlusten sowie Rundungen möglich.

### 6.4.3 Kapazitäten Energiebereitstellungssystem in Sachsen 1

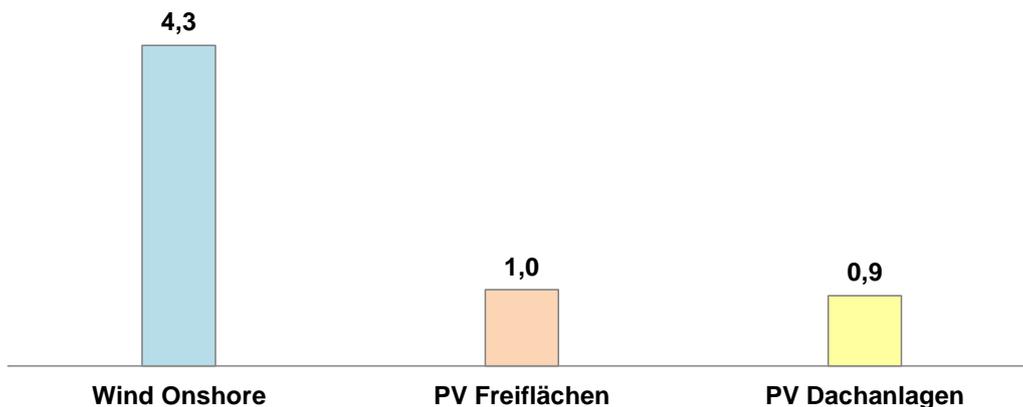


Abbildung 6.4-4: Kapazitäten volatiler Stromproduktion in SN 1 [GW<sub>el</sub>]

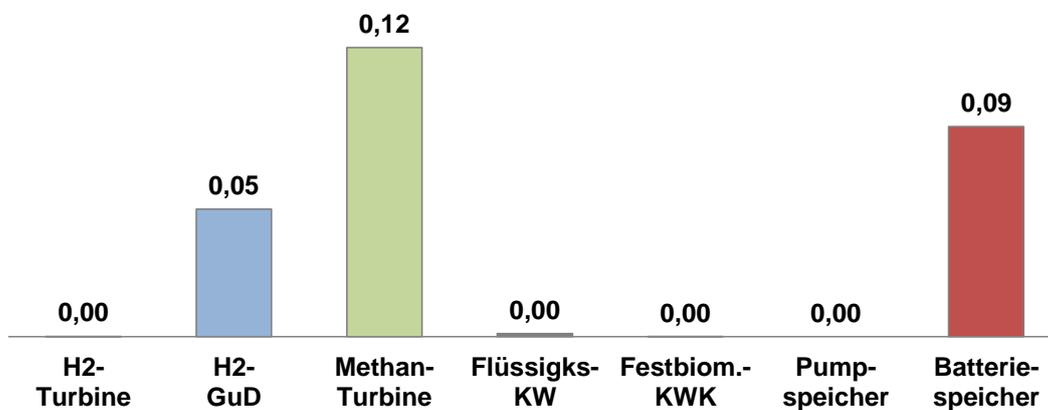


Abbildung 6.4-5: Kapazitäten steuerbarer Stromaufbringung/-speicher in SN 1 [GW<sub>el</sub>]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

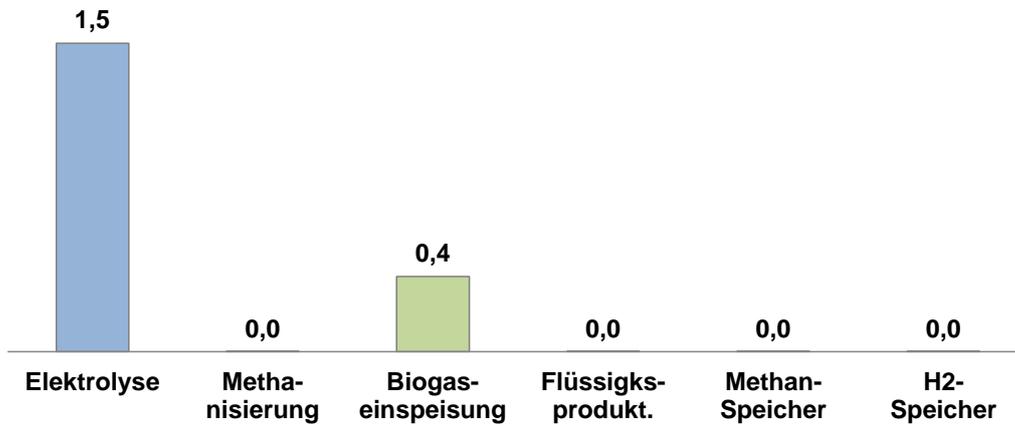


Abbildung 6.4-6: Kapazitäten Gas- und Flüssigkeitsstoffproduktion in SN 1 [GW<sub>Output</sub>]

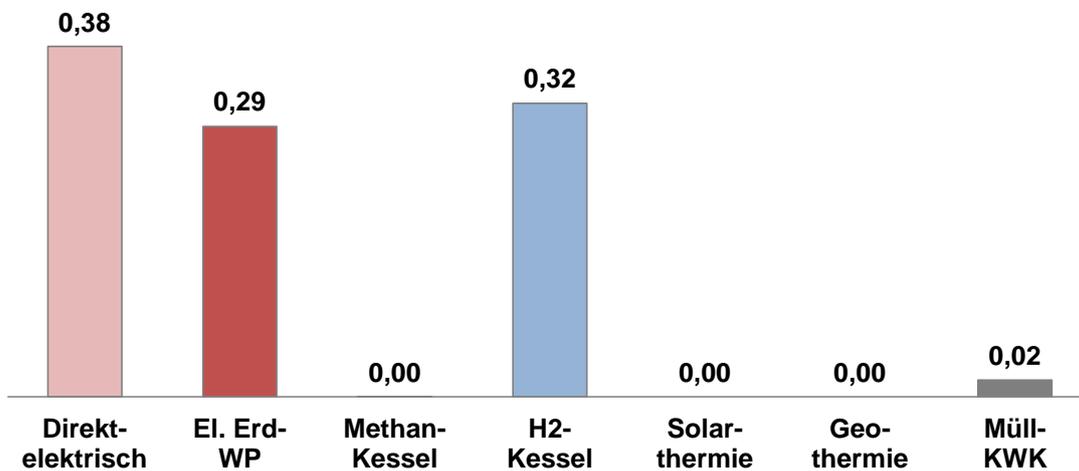


Abbildung 6.4-7: Kapazitäten Fernwärme-Produktion in SN 1 [GW<sub>th</sub>]

#### 6.4.4 Kapazitäten Endverbrauchstechnologien in Sachsen 1

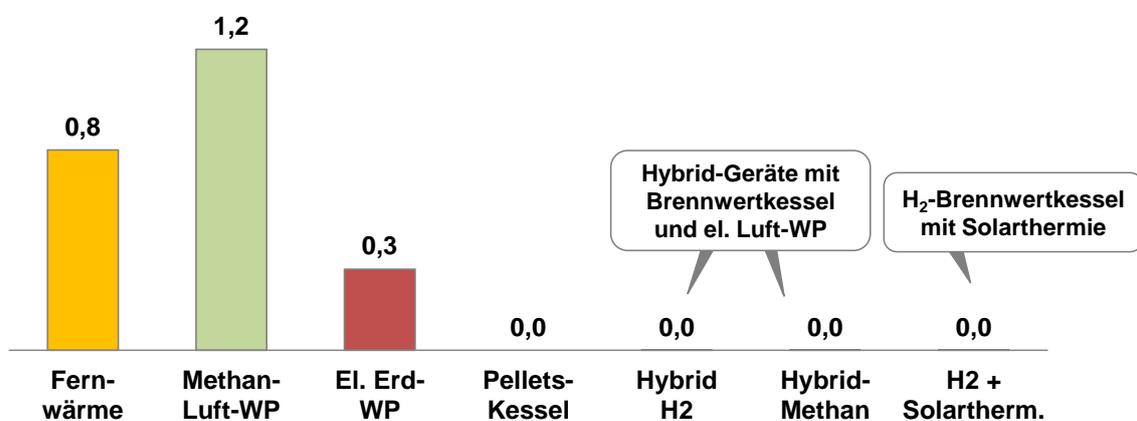
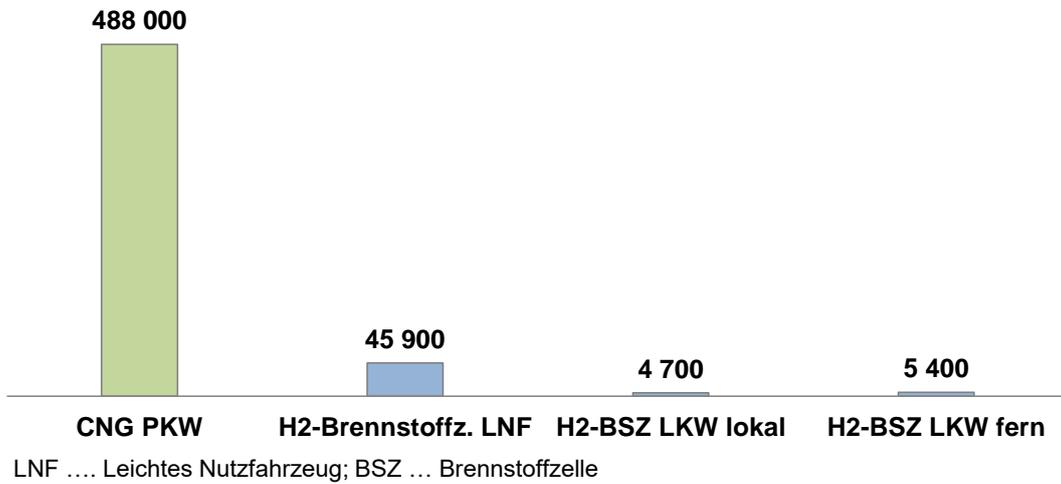


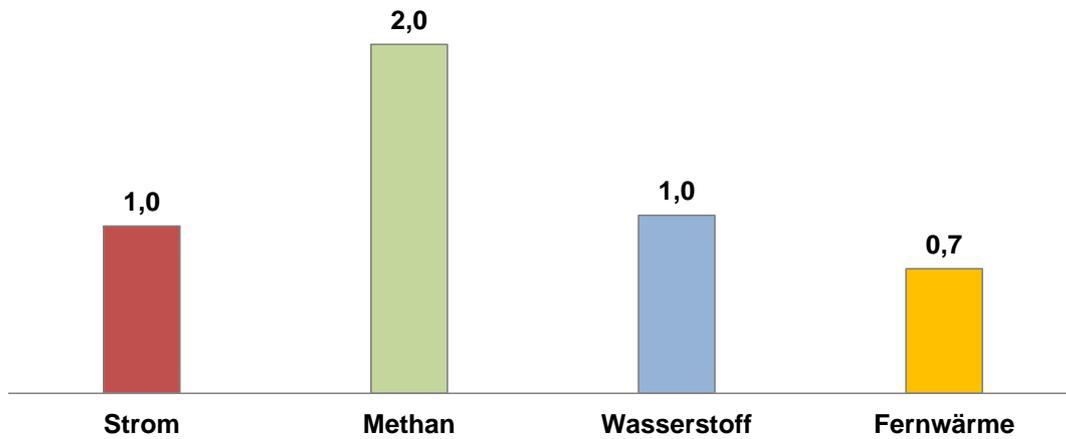
Abbildung 6.4-8: Kapazitäten Raumwärmetechnologien in SN 1 [GW<sub>th</sub>]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –



**Abbildung 6.4-9: Anzahl Straßenverkehrsfahrzeuge nach Antriebsarten in SN 1**

### 6.4.5 Kapazitäten Energienetze in Sachsen 1



**Abbildung 6.4-10: Kapazität Endverteilung / Spitzenlast Endverbrauch (exkl. Umwandlungseinsatz) in SN 1 [GW]**

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

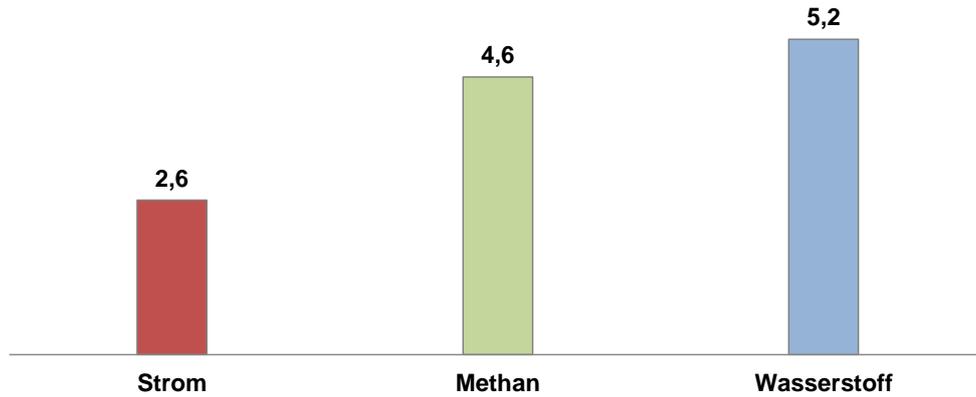


Abbildung 6.4-11: Verbindungskapazitäten von/nach SN 1 in/von andere/n Cluster/n [GW]

### 6.4.6 Energieeinsatz und -aufbringung im Jahresverlauf in Sachsen 1

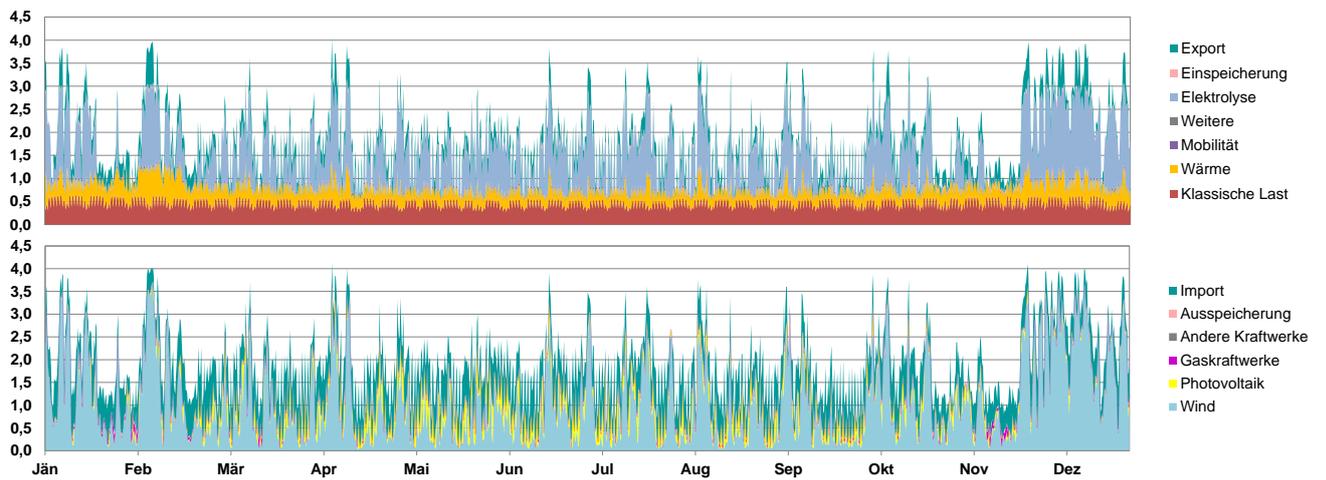


Abbildung 6.4-12: Strom-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in SN 1 [GW]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

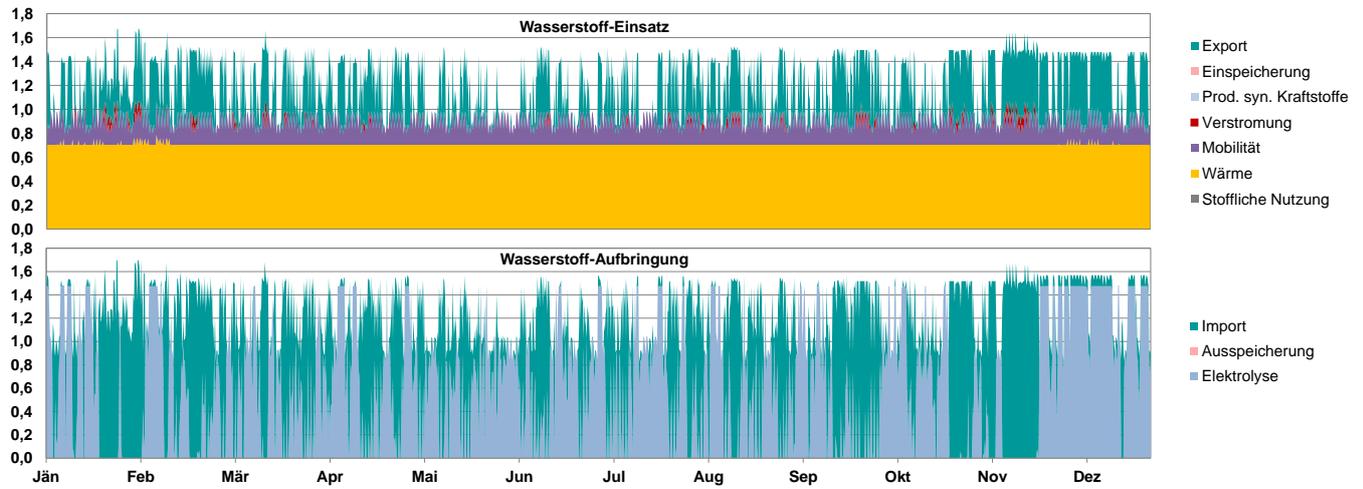


Abbildung 6.4-13: Wasserstoff-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in SN 1 [GW]

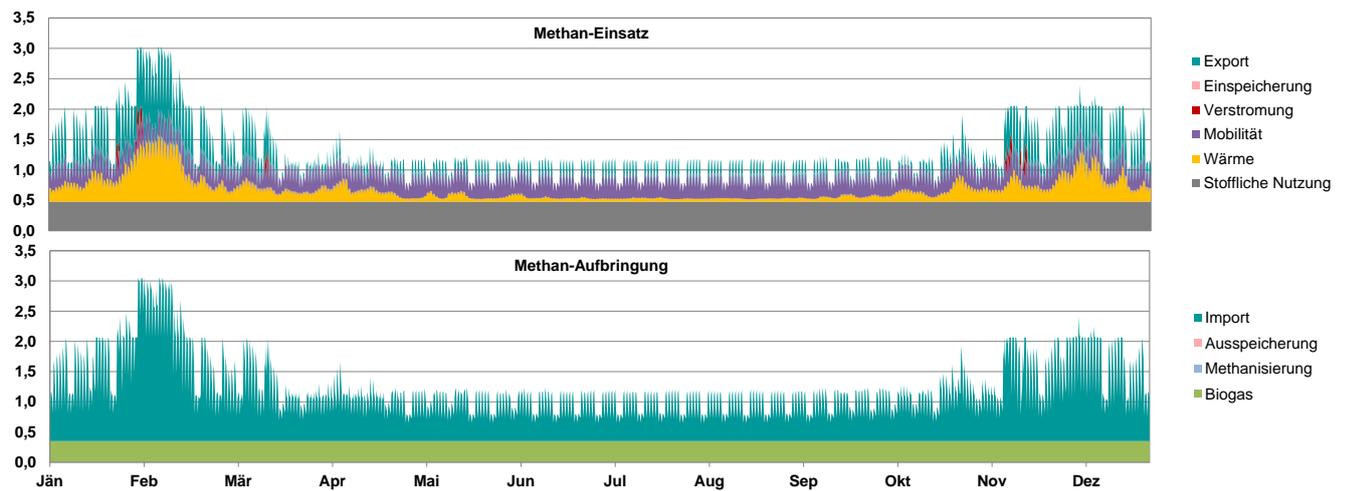


Abbildung 6.4-14: Methan-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in SN 1 [GW]

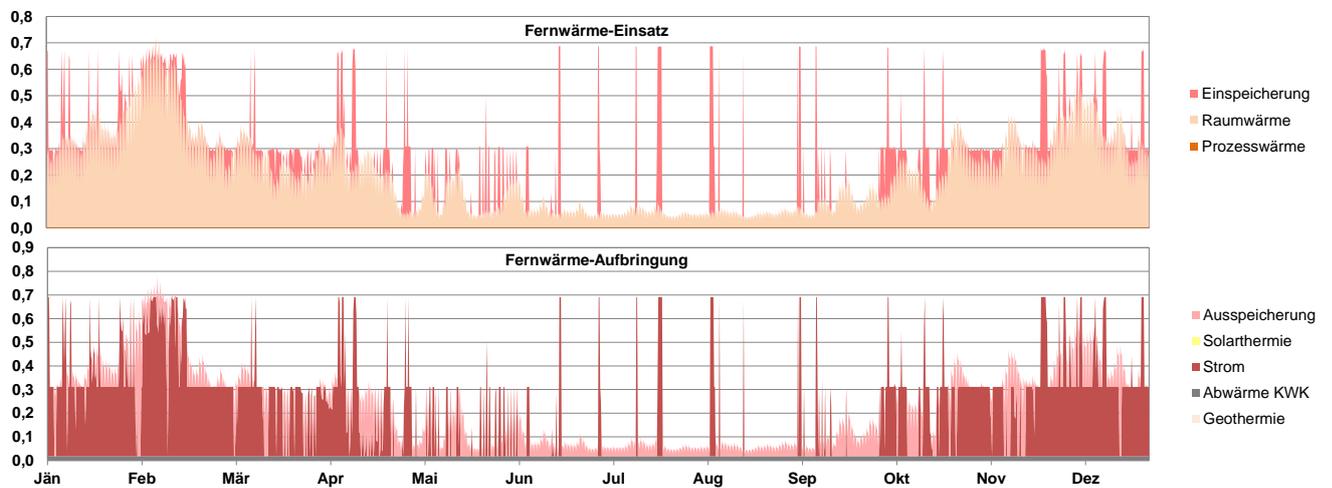


Abbildung 6.4-15: Fernwärme-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in SN 1 [GW]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.4.7 Rohstoff- und Flächenverbrauch Sachsen 1

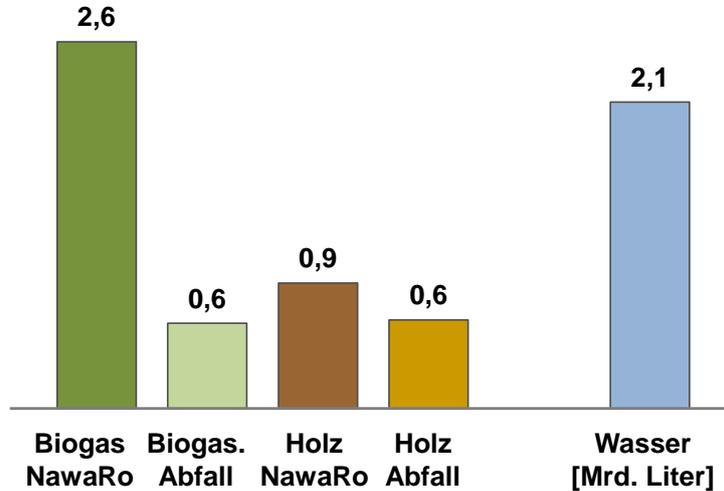
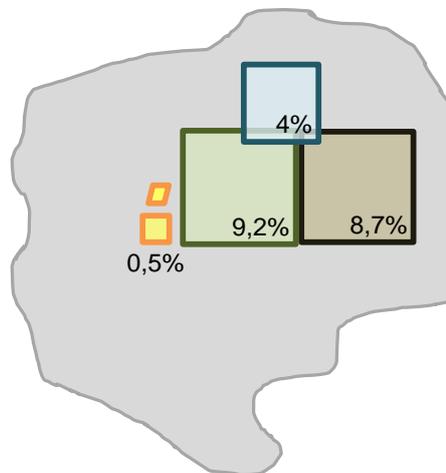


Abbildung 6.4-16: Biomasse [TWh] und Wasserbedarf [Mrd. Liter] in SN 1



Landesfläche SN 1: 398 Tsd. ha  
 ■ davon landwirtschaftliche Fläche: 58%  
 ■ davon Waldfläche: 18%

- PV Dachanlagen
- PV Freiflächen
- Biogas NawaRo
- Wind Onshore
- Holz NawaRo

Abbildung 6.4-17: Flächenbedarf für Energieproduktion in SN 1 [%-Clusterfläche]

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.4.8 Sachsen 1 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern

Die folgenden beiden Grafiken zeigen, wie der Cluster Sachsen 1 relativ zu den 18 anderen regionalen Clustern in Ostdeutschland steht. Die Darstellung erfolgt zuerst für Gas, danach für Strom jeweils anhand von fünf Kriterien. Die linken und rechten Begrenzungen des grauen Balkens je Kriterium zeigen den Minimal- und den Maximalwert, den die 19 regionalen Cluster in Ostdeutschland bei diesem Kriterium erreichen. Das graue Quadrat zeigt den Median über alle Cluster und der grüne bzw. rote Punkt zeigt den Wert, den der Cluster Sachsen 1 bei dem jeweiligen Kriterium erreicht. Für die Definition der fünf Kriterien siehe die Angaben in der Grafik.

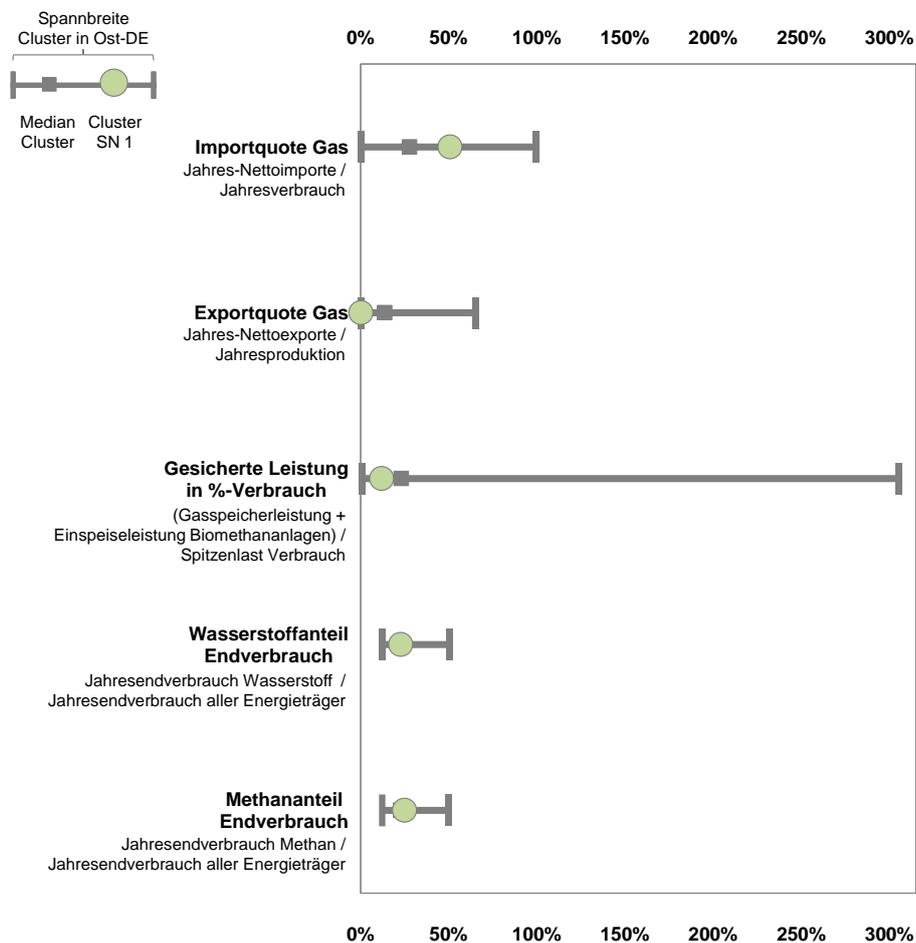


Abbildung 6.4-18: Gas-Energiesystem in SN 1 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

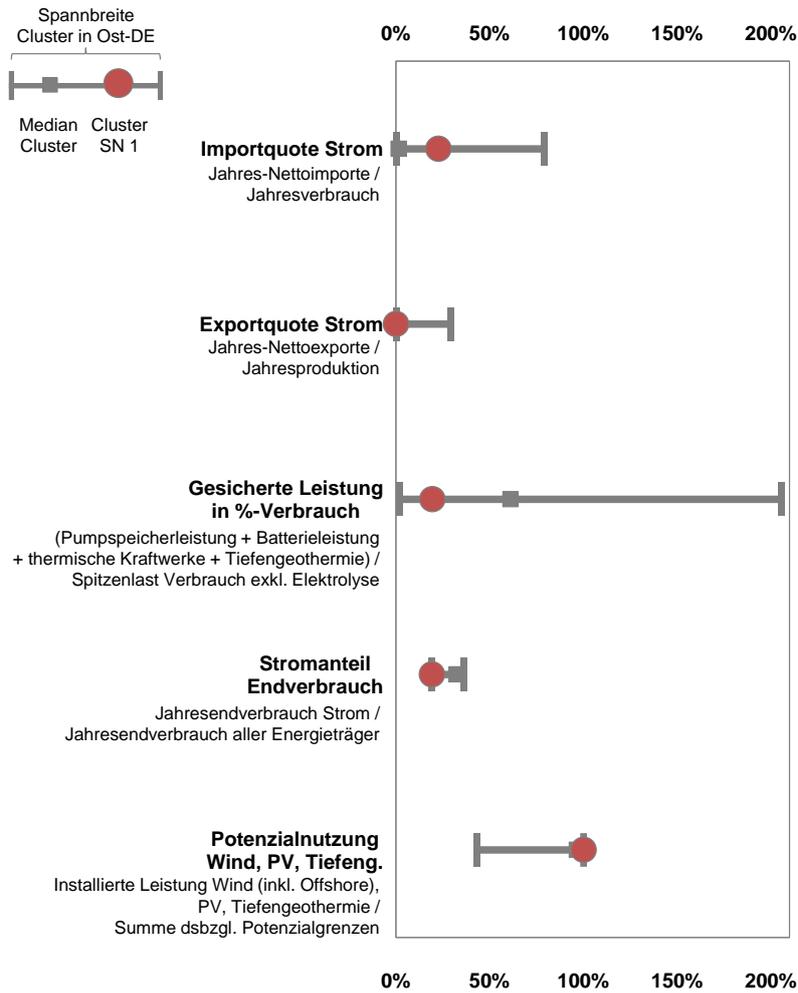


Abbildung 6.4-19: Strom-Energiesystem in SN 1 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern

– Abschnitt 6 Regionalisierung – Details Zielbild2050 für Brandenburg 3 und 4 sowie Sachsen 1 –

### 6.4.9 Jahresfixkosten energiewirtschaftlicher Anlagen in Sachsen 1

Hinweis: Jahresfixkosten umfassen Abschreibungen, Zinsen und fixe Betriebskosten der in Sachsen 1 im Zielbild installierten energietechnischen Anlagen inkl. der modellierten Endverbrauchseinrichtungen.

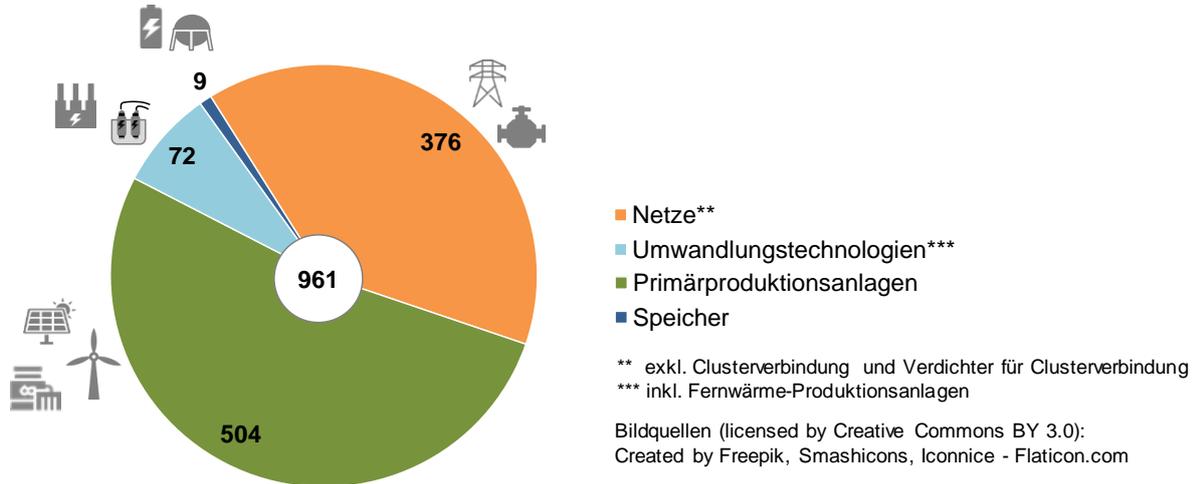


Abbildung 6.4-20: Summe Jahresfixkosten energiewirtschaftlicher Anlagen in SN 1 [Mio. EUR/a]

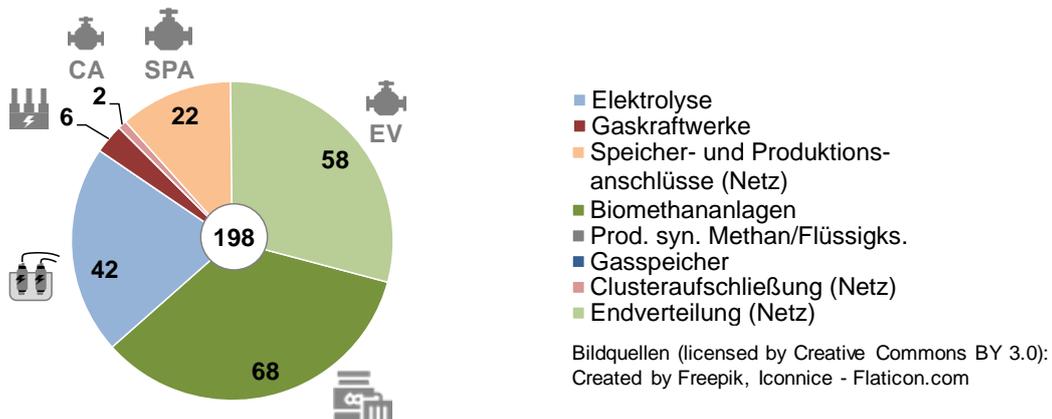


Abbildung 6.4-21: Jahresfixkosten gaswirtschaftlicher Anlagen in SN 1 [Mio. EUR/a]

## 7 VERGLEICHSSZENARIOEN ZUM ZIELBILD2050

### 7.1 VERGLEICHSSZENARIOEN „KEINE GAS-INFRASTRUKTUR“, „KEINE GAS-ENDVERTEILUNG“ UND „KEINE WASSERSTOFF-INFRASTRUKTUR“

#### Berechnung von drei Vergleichsszenarien mit eingeschränkter Technologieoffenheit betreffend Gastechnologien

Im Vergleich zum technologieoffenen Zielbild wurden drei Szenarien mit spezifischen Einschränkungen der zulässigen Gastechnologien berechnet.

Im Szenario „Keine Gas-Infrastruktur“ steht Gas dem Energiesystem nur noch sehr eingeschränkt (soweit technisch erforderlich, mit dezentraler Aufbringung) zur Verfügung. Im Szenario „Keine Gas-Endverteilung“ kann Gas weiterhin als Backup für das Stromversorgungssystem eingesetzt werden. Das Szenario „Keine Wasserstoff-Infrastruktur“ beschreibt ein Energiesystem, in dem Gasinfrastrukturen ausschließlich durch Methan genutzt werden dürfen.

Die übrige Modellierung erfolgte analog zum Zielbild und jedes Vergleichsszenario wurde für das eingeschränkte Spektrum zulässiger Technologien kostenoptimal berechnet. Die Vergleichsszenarien sind insoweit (in Folge der Einschränkungen der Technologieoffenheit) „bedingt kostenoptimal“.

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick zu den Beschränkungen je Vergleichsszenario.

Vergleichsszenarien		
Keine Gas-Infrastruktur (Netze / Speicher)	Keine Gas-Endverteilung (Endverteilungsnetz)	Keine Wasserstoff-Infrastruktur (Netze / Speicher)
Keine Gasnetze 	Keine Gasnetze-Endverteilungsnetze 	Keine Wasserstoff-Netze 
Keine Gasspeicher 		Keine Wasserstoff-Speicher 
Keine Gaskraftwerke 		Keine Wasserstoff-KW 
Keine Biomethan- und Wasserstoff-Einspeisung 		Keine Wasserstoff-Einspeisung 
Keine Gas-Fernwärme 	Keine Gas-Fernwärme 	Keine H <sub>2</sub> -Fernwärme 

*Dezentrale Gas-Erzeugung / Verbrauch ohne Nutzung Gas-Infrastruktur (Netze / Speicher) erlaubt soweit technisch erforderlich*

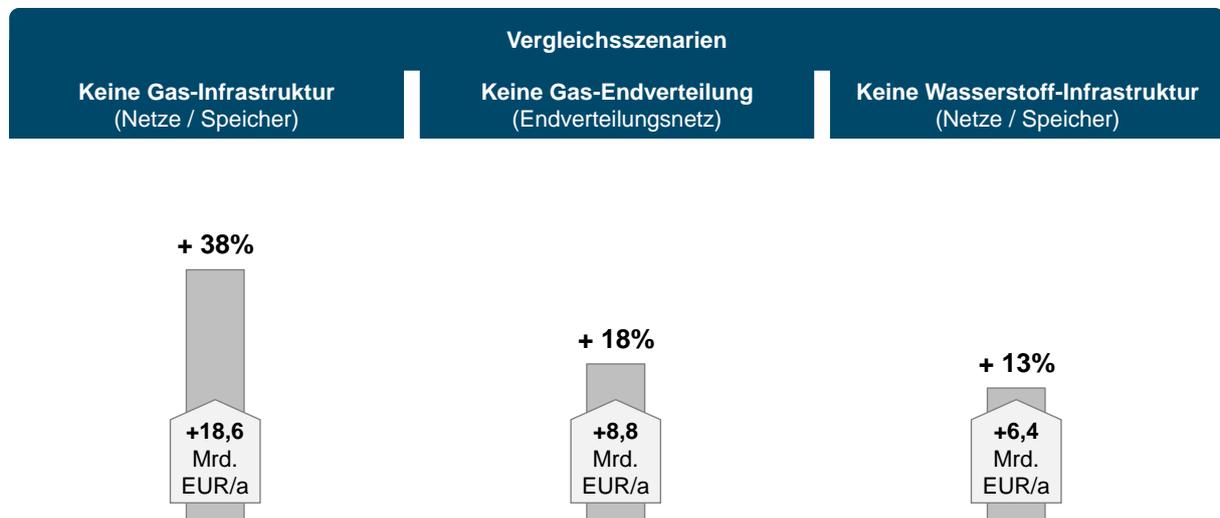
Bildquellen (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Iconnice - Flaticon.com

Abbildung 7.1-1: Unterschiede der Vergleichsszenarien zum technologieoffenen Zielbild

## Einschränkung der Technologieoffenheit führt zu signifikanten Mehrkosten für das Energiesystem

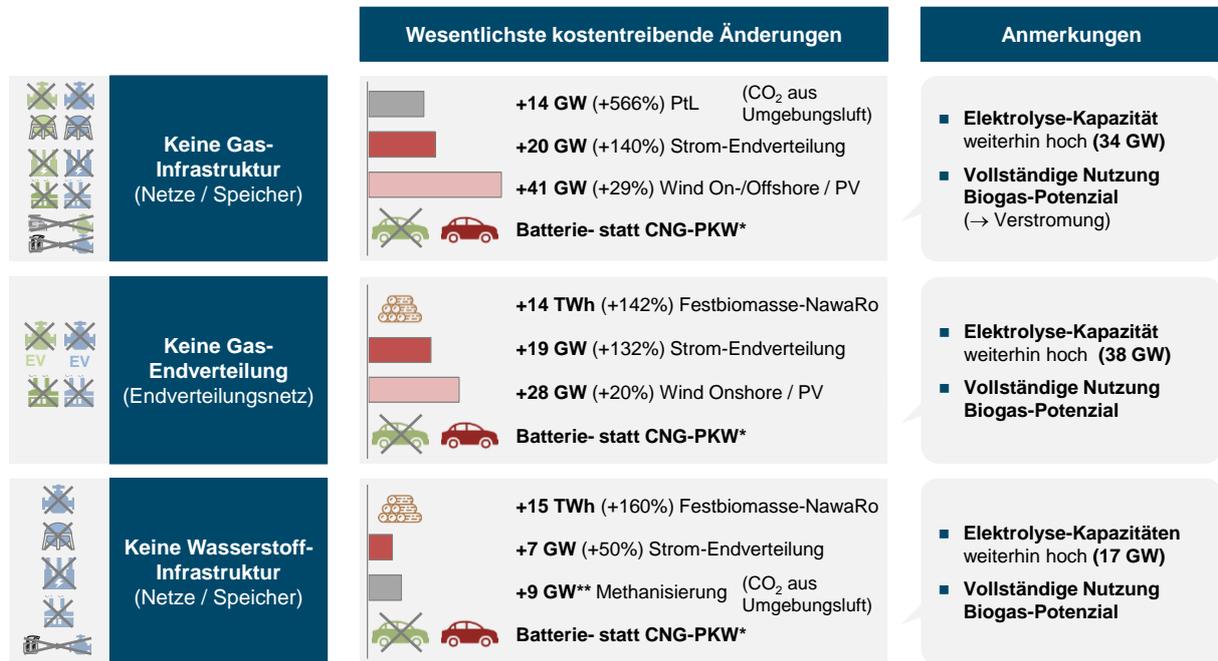
Die unter Einschränkung der Technologieoffenheit betreffend Gastechnologien (bedingt) kostenoptimal berechneten Szenarien weisen signifikante volkswirtschaftliche Mehrkosten gegenüber dem technologieoffenen Zielbild auf.

Die volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems steigen im Szenario „Keine Gas-Infrastruktur“ gegenüber dem Zielbild um 38% bzw. rd. 19 Mrd. EUR/a. Im Szenario „Keine Gas-Endverteilung“, in dem Gas nur als Backup für das Stromversorgungssystem zugelassen ist, steigen die Kosten gegenüber dem Zielbild um 18% bzw. rd. 9 Mrd. EUR/a. Auch im Szenario „Keine Wasserstoff-Infrastruktur“ kommt es zu einem signifikanten Anstieg der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten – um 13% bzw. rd. 6 Mrd. EUR/a.



**Abbildung 7.1-2: Mehrkosten bei Einschränkung der Technologieoffenheit**

## Volkswirtschaftliche Mehrkosten resultieren wesentlich aus Mehrkosten für Strom-Endverteilungen, Batterie-PKW und Wind-/Photovoltaik-Kapazitäten



\* inkl. zugehörige Lade-/Tankinfrastruktur; \*\* im Zielbild nur 0,1 GW Methanisierung

Bildquellen (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Smashicons, Iconnice, Creaticca Creative Agency - Flaticon.com

**Abbildung 7.1-3: Zentrale kostenwirksame Unterschiede Vergleichsszenarien / Zielbild in Ost-DE**

Im Szenario „Keine Gasinfrastruktur“ wird das im Zielbild vertretene Gas, das nun weder im Endverbrauch noch im Strom-Backup eingesetzt werden darf, wesentlich durch Flüssigkraftstoffe ersetzt (z.B. im Bereich der Nutzfahrzeuge: Flüssigkraftstoffe statt Wasserstoff). Dies zieht einen Anstieg bei Power-to-Liquid Produktion nach sich und bedingt (u.a.) weiterhin hohe Elektrolyse-Kapazitäten.

Größtenteils wird Gas aber durch Strom ersetzt (z.B. Batterie-PKW statt CNG-PKW). In Summe kommt es zu mehr als einer Verdopplung der Stromspitzenlasten im Endverbrauch – die zusätzlichen Endverteilungskapazitäten sind ein weiterer wesentlicher Kostentreiber. Bei gesteigerter Stromlast ist auch eine wesentlich erhöhte Primärstromproduktion kostenoptimal; die installierten Kapazitäten von Windkraft und Photovoltaik steigen um 41 GW, Biogas, das nun nicht mehr als Biomethan ins Gasnetz eingespeist werden darf, wird vor Ort verstromt.

Im Szenario „Keine Gas-Endverteilung“ werden statt Gas viel Festbiomasse und Strom in der Raumwärme und weiteren Endverbrauchssegmenten eingesetzt. Auch in diesem Szenario steigen daher die Windkraft- und Photovoltaik-Kapazitäten, der Effekt ist jedoch weniger signifikant als bei „Keine Gas-Infrastruktur“, da im Strom-Backupsystem noch Gase genutzt werden dürfen.

Im Szenario „Keine Wasserstoff-Infrastruktur“ treten ebenfalls wesentliche Kostentreiber im Bereich von Festbiomasse, Strom-Endverteilungskapazitäten und Batterie-PKW auf. Ein bedeutender Unterschied zu den anderen beiden Szenarien ist aber, dass in diesem Szenario Methanisierung in wesentlichem Umfang genutzt wird, um den weiterhin in hohem Umfang aus Strom erzeugten Wasserstoff nach erfolgter Methanisierung in die Gasinfrastruktur einspeisen zu können. Als Besonderheit weist dieses Szenario auch den Einsatz wesentlicher Kapazitäten zum CO<sub>2</sub>-Capturing aus der Umgebungsluft auf. Dies (Methanisierung, CO<sub>2</sub>-Capturing) führt ebenfalls zu signifikanten Mehrkosten.

### Wesentliche Erhöhung Flächenverbrauch für Energieproduktion durch Einschränkung der Technologieoffenheit

Im Szenario „Keine Gas-Infrastruktur“ kommt es zu einem sehr starken Anstieg der Stromlast im Endverbrauch (+140%). Diese Stromlast muss jederzeit gedeckt werden, Gaskraftwerke stehen aber als günstige Backup-Option nicht mehr zu Verfügung. Es ist daher in diesem Szenario ein wesentlicher Ausbau der Windkraft- und Photovoltaik-Kapazitäten kostenoptimal (+20% bzw. +48%). Dieser Ausbau führt neben Zusatzkosten auch zu einem wesentlichen Anstieg der Flächenbedarfe für Energieproduktion gegenüber dem technologieoffenen Zielbild.

Im Szenario „Keine Gas-Endverteilung“ ergeben sich ähnliche Effekte, jedoch in geringerem Umfang. Im Szenario „Keine Wasserstoff-Infrastruktur“ werden Windkraftanlagen teilweise durch Photovoltaik substituiert.

In allen Vergleichsszenarien steigt der Flächenbedarf für NawaRo-Holz substantiell. Das zusätzliche Energieholz wird überwiegend für dezentrale Wärme und zentrale KWK genutzt.

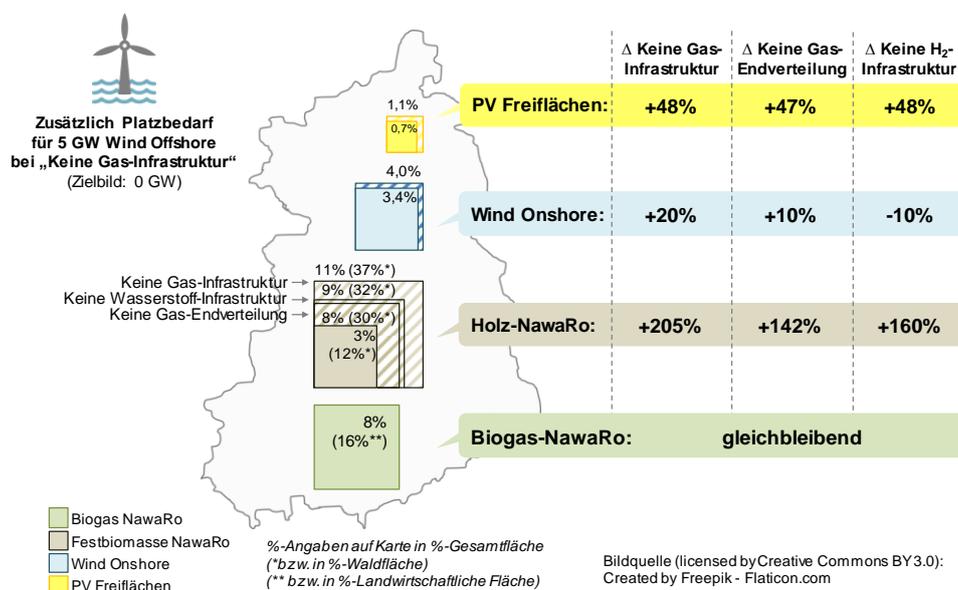
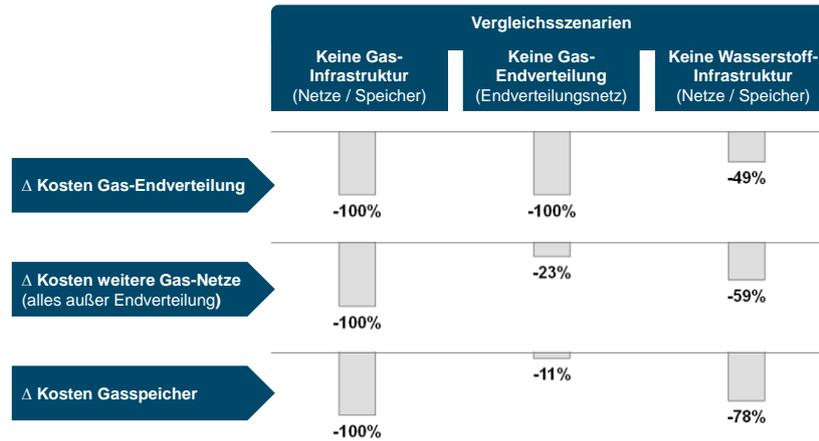


Abbildung 7.1-4: Flächenverbrauch in Ost-DE in den technologieeingeschränkten Szenarien

## Wasserstoff-Technologien für Zukunft der Gaswirtschaft entscheidend

Die Berechnung der Vergleichsszenarien zeigt zudem, dass Wasserstofftechnologien für die Zukunft der Gaswirtschaft von essentieller Bedeutung sind. Wird das künftige Gassystem rein auf Methan ausgelegt (d.h. Wasserstoffinfrastruktur nicht zugelassen), sinken die auf die Gasinfrastruktur entfallenden Jahreskosten zwischen rd. 50% und 80% je nach Segment (bei gleichzeitig steigenden volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des Energiesystems).



Δ Kosten ... Prozentuelle Veränderung im Vergleich zum Zielbild

Abbildung 7.1-5: Veränderung Jahreskosten Gasinfrastruktur in den technologieeingeschränkten Szenarien gegenüber Zielbild<sub>2050</sub>

## 7.2 VERGLEICHSSZENARIO MISCHGAS-INFRASTRUKTUR

### 7.2.1 Ziel und Methodik

#### Berechnung eines Vergleichsszenarios mit Mischgas-Infrastruktur

Im Zielbild<sub>2050</sub> sind Wasserstoff- und Methanetze getrennt voneinander modelliert. Im Rahmen eines Vergleichsszenarios wurden strukturelle Unterschiede eines (ebenfalls kostenoptimierten) Energiesystems mit Mischgasnetzen gegenüber dem Zielbild untersucht. Mit der integrierten Modellierung von Wasserstoff- und Methanetzen als „Mischgasnetze“ ist auch die Umstellung des Großteils der Gasanwendungen auf Mischgase verbunden.

Die Konzeptionsprinzipien dieses Mischgasszenarios sind wie folgt (Unterschiede zum Zielbild):

#### Modellierung Mischgas-Verbraucher

- Alle Gasverbraucher exklusive der unten definierten Ausnahmen werden mit Mischgasen versorgt.
- Mischgas wird mittels gemeinsam für Wasserstoff und Methan genutzter Mischgas-Infrastruktur (Netze, Speicher) für Verbraucher bereitgestellt.
- Das Mischverhältnis von Wasserstoff und Methan ist dabei nicht a-priori vorgegeben (also insbesondere gibt es keine Beschränkung des Wasserstoff-Anteils im Netz) sondern wird durch die Optimierung in WALERIE bestimmt.

#### Modellierung Verbraucher reiner Gase

Folgende Verbraucher werden auch im Mischgasszenario mit reinen Gasen versorgt:

- Reiner Wasserstoff für Brennstoffzellen (Fahrzeuge, Kraftwerke), stoffliche Nutzung und als Einsatzstoff für Power-to-Liquid-Anlagen
- Reines Methan für stoffliche Nutzung, 3% der Industrieöfen (Prozesswärme) und Schiffsverkehr

#### Versorgungskonzepte für Verbraucher reiner Gase

- Versorgung über Mischgasinfrastruktur plus zusätzliche Filter für Verbraucher von reinem Wasserstoff und reinem Methan für stoffliche Nutzung<sup>31</sup> und Industrieöfen<sup>31</sup>
- Versorgung über regionale Biomethan-Sammelleitung (→ reines Methan) für die Schifffahrt (nur Cluster Mecklenburg-Vorpommern 3)

#### Modellierung Gasspeicher

- Mischgas kann in Kavernen und bestimmten, als für die Speicherung auch hoher Wasserstoffanteile geeignet klassifizierten, Porenspeichern gespeichert werden.

---

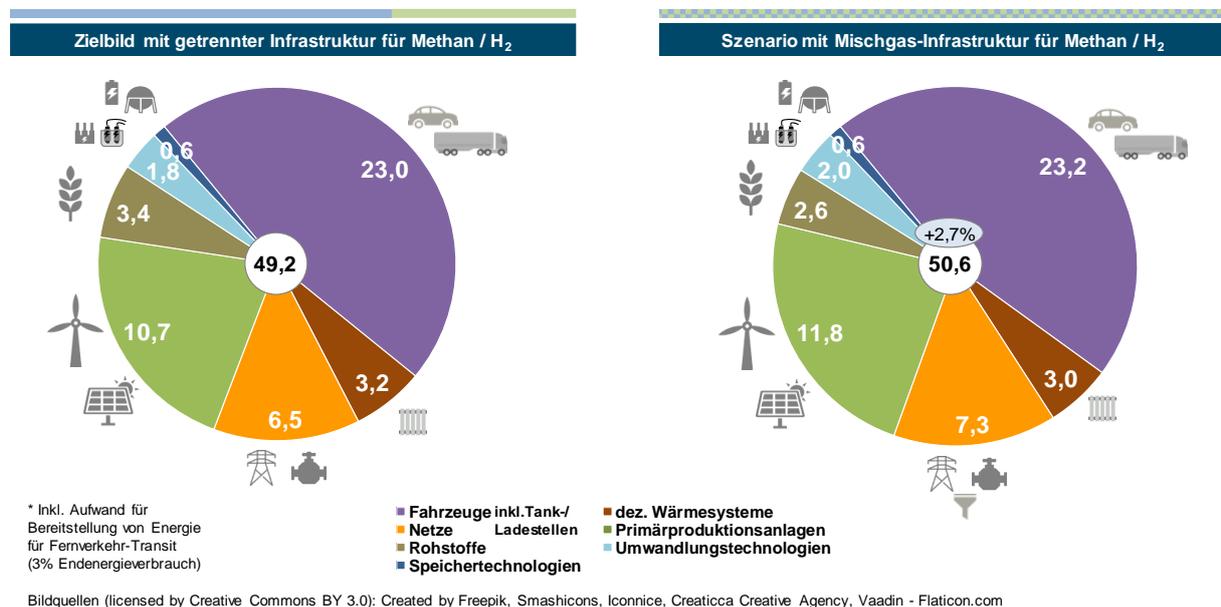
<sup>31</sup> Prämisse: Nutzung des abgefilterten Wasserstoffs am Industriestandort möglich.

## 7.2.2 Vergleich Kosten des Energiesystems

### Jahreskosten Energiesystem: Kosten im Mischgas-Szenario nur geringfügig höher als bei getrennter Gas-Infrastruktur

Die Jahreskosten des Gesamtenergiesystems unterscheiden sich zwischen Zielbild und Mischgasszenario sowohl in Summe als auch je Segment nur leicht.

Zusatzkosten entstehen etwa durch Wasserstoff-Filter, z.B. für Brennstoffzellen-Fahrzeuge (0,49 Mrd. EUR/a, dargestellt im Segment „Netze“), oder in Form von Mehraufwand für die Mischgaskompression an Tankstellen.



**Abbildung 7.2-1: Mischgasszenario im Vergleich: Jahreskosten Energiesystem in Ost-DE [Mrd. EUR/a]**

### Jahreskosten Gasinfrastruktur: Volkswirtschaftliche Kosten der Gasinfrastruktur in Zielbild und Mischgas-Szenario nahezu identisch

Die Jahreskosten der Gasinfrastruktur unterscheiden sich zwischen Zielbild und Mischgasszenario sowohl in Summe als auch je Segment nur leicht.<sup>32</sup> Die größte Verschiebung findet im Bereich der Gasproduktionstechnologien statt (Mehrkosten für Elektrolyse, Kostenersparnis für Biomethanproduktion).

Hinweis: Kosten für Wasserstoff-Filter sind in der folgenden Abbildung nicht dargestellt.

<sup>32</sup> Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass die Gasnetzkosten im Zielbild und im Mischgasszenario relativ ähnlich sind. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass bei der Berechnung des Zielbilds (mit getrennter Infrastruktur für Methan und Wasserstoff) angenommen wurde, dass Methan- und Wasserstoffnetze im selbem Schacht verlegt werden können und insoweit Grabungskosten nur einmal anfallen.

– Abschnitt 7 Vergleichsszenarien zum Zielbild2050 –

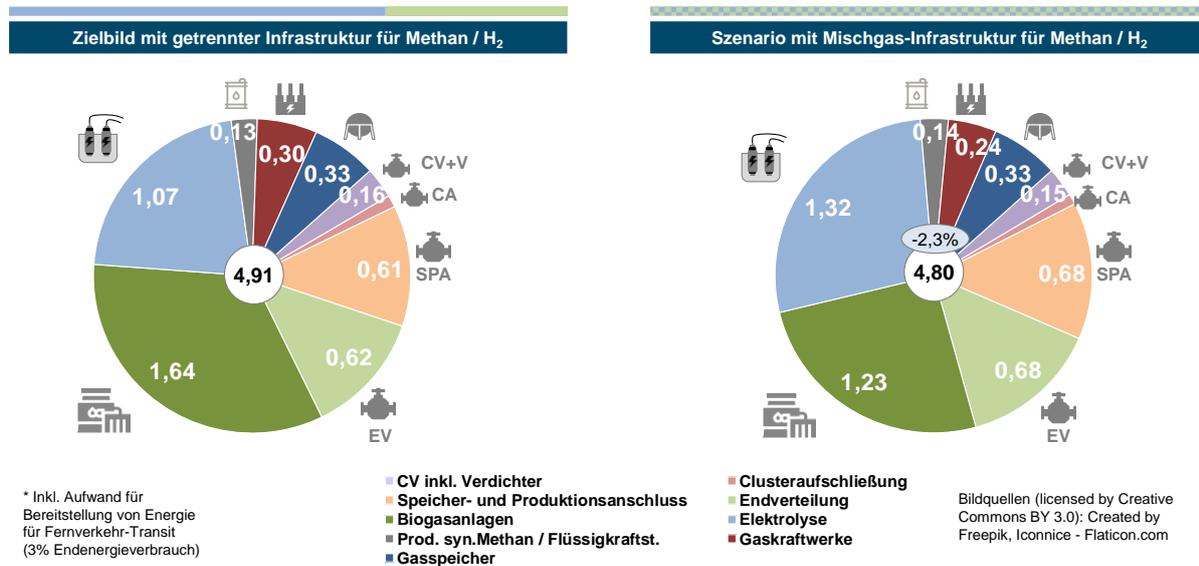


Abbildung 7.2-2: Mischgasszenario im Vergleich: Jahreskosten Gasinfrastruktur\* in Ost-DE [Mrd. EUR/a]

### 7.2.3 Vergleich Kapazitäten Endverbrauchstechnologien

#### Raumwärme: Möglicher Einsatz von Wasserstoff in (Mischgas-)Wärmepumpe attraktiviert Gas-Wärmepumpe in Raumwärme weiter

Im Mischgasszenario können Wasserstoff und Methan flexibel in Mischgas-Wärmepumpen eingesetzt werden. Der Einsatz von Gaswärmepumpen wird dadurch deutlich attraktiver – die installierten Leistungen steigen um 62%.

In weiterer Folge sinken die Kapazitäten insbesondere bei elektrischen Erd-Wärmepumpen und (hybriden) Gaskesseln mit Zusatzgerät (elektrische Luft-Wärmepumpe, Solarthermie).

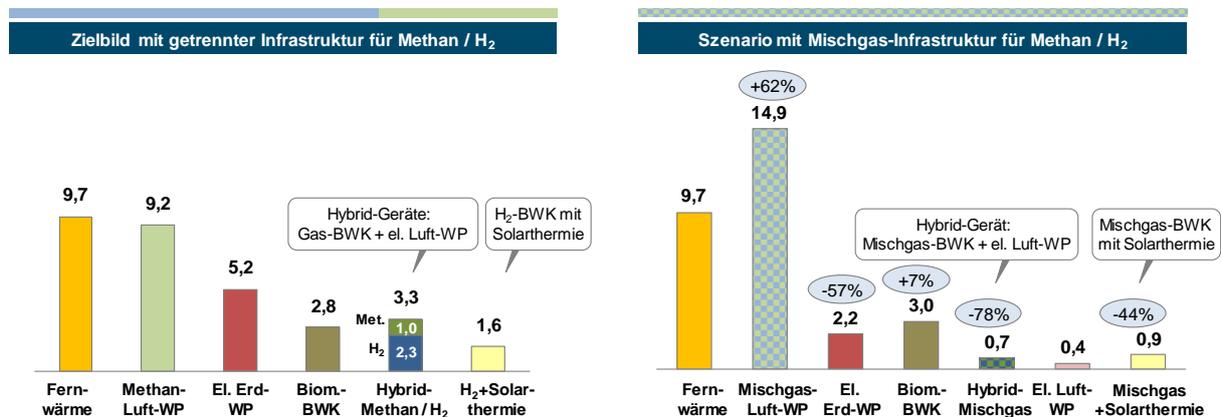


Abbildung 7.2-3: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Raumwärmetechnologien in Ost-DE [GW<sub>th</sub>]

## Prozesswärme: Einsatz von Mischgas in Niedertemperatur-Prozesswärme begünstigt elektrische Luft-Wärmepumpen mit Mischgas-Kesseln leicht

Die Kapazitäten des Hochtemperatur-Prozesswärme-Technologieparks bleiben im Mischgasszenario unverändert, in den Wasserstoff-Kesseln/-Industrieöfen des Zielbilds wird nun jedoch Mischgas eingesetzt.

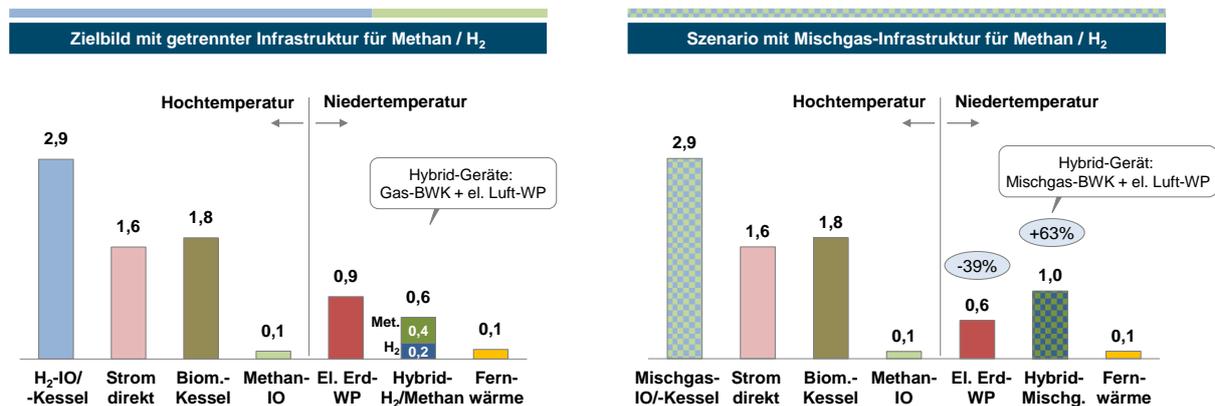


Abbildung 7.2-4: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Prozesswärmetechnologien in Ost-DE [GW<sub>th</sub>]

In der Niedertemperatur-Prozesswärme wird die Attraktivität von Hybrid-Anlagen bestehend aus Gaskessel und elektrischer Luft-Wärmepumpe durch die flexible Nutzbarkeit von Methan und Wasserstoff weiter gesteigert (+63%). Die Kapazitäten elektrischer Erdwärmepumpen sinken entsprechend.

## Straßenverkehr: Mischgas begünstigt Verbrennungsmotoren anstatt Wasserstoff-Brennstoffzellen im Schwerverkehr

Für Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeuge fallen im Mischgasszenario zusätzliche Kosten für die Filterung reinen Wasserstoffs aus dem Mischgasnetz an. Im LKW-Fernverkehr findet daher ein Wechsel von Wasserstoff-Brennstoffzellen auf Mischgas-Verbrennungsmotoren statt. Bei leichten Nutzfahrzeugen und bei lokalen Lastkraftwagen stellen Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeuge auch trotz zusätzlicher Filterkosten noch die wirtschaftlich günstigste Option dar.

Im PKW-Segment werden Gas-Verbrennungsmotoren nun mit Mischgas statt CNG betrieben – trotz höherer Aufwände für die Gaskompression von Mischgas an Tankstellen ergibt sich kein Technologiewechsel (etwa zu Batterie-PKW).

– Abschnitt 7 Vergleichsszenarien zum Zielbild2050 –

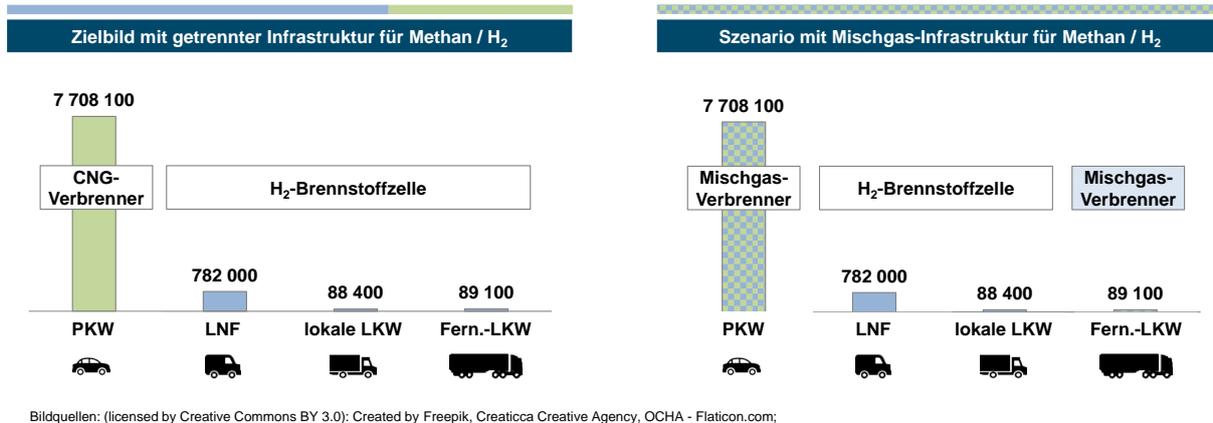


Abbildung 7.2-5: Mischgasszenario im Vergleich: Anzahl Straßenverkehrsfahrzeuge nach Antriebsarten in Ost-DE

## 7.2.4 Vergleich Kapazitäten Energiebereitstellungssystem

Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion: Wasserstoff im Mischgasszenario besser im Endverbrauch nutzbar → Elektrolyse-Wasserstoff substituiert tlw. NawaRo-Biogas

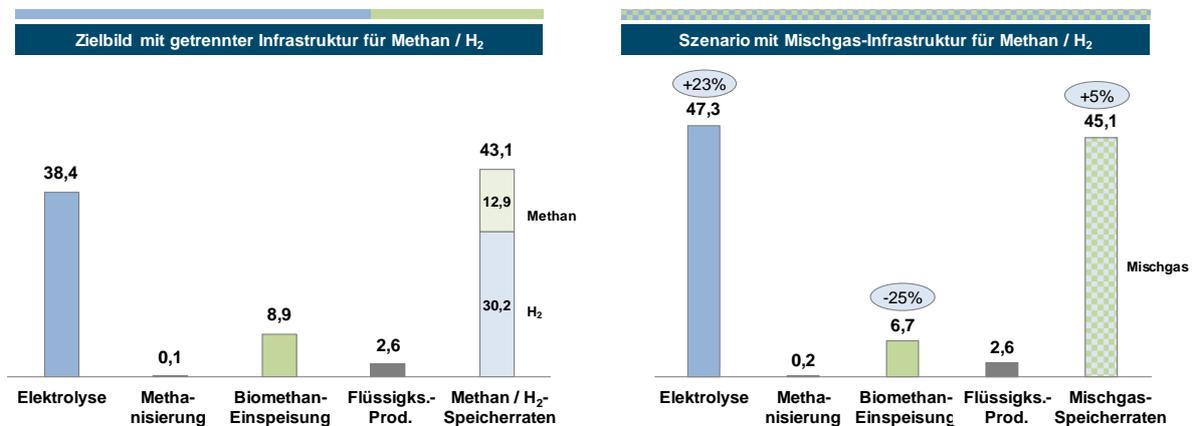
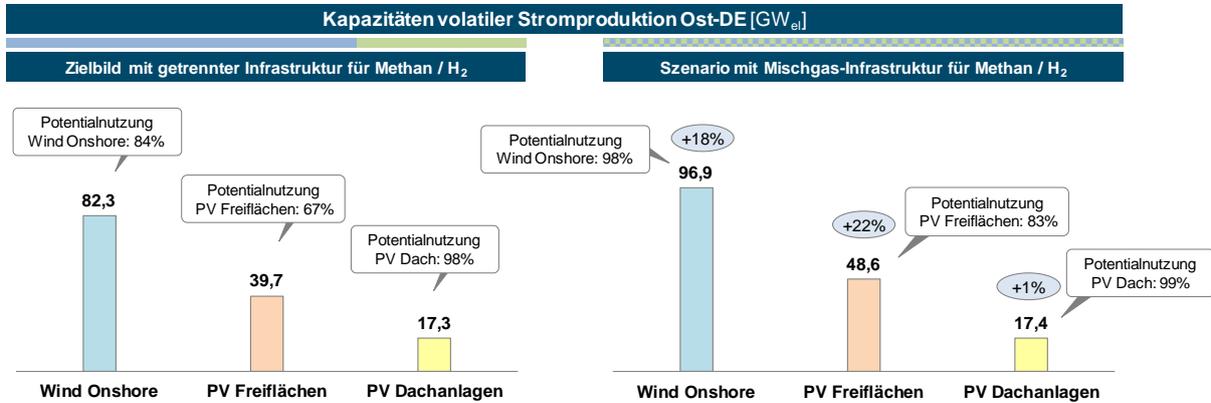


Abbildung 7.2-6: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion in Ost-DE [GW<sub>Output</sub>]

Wasserstoff kann im Mischgasszenario verbessert in der Raumwärme (→ Mischgas-Wärmepumpen, saisonale Struktur der Wasserstoff-Aufbringung (→ wesentlich aus Windstrom) gut passend zu Raumwärmebedarfen) und im Straßenverkehr (→ Mischgas-Verbrennungsmotoren) eingesetzt werden. Die Gasaufbringung verschiebt sich daher von Biomethan zu Elektrolyse-Wasserstoff.

Der Anstieg der Elektrolyse-Kapazitäten bedingt auch einen weiteren leichten Anstieg der Gasspeicherraten für die Einspeicherung von Produktionsspitzen.

## Volatile Stromproduktion: Anstieg Windkraft und Photovoltaik zur Deckung der gestiegenen Stromlasten v. a. für Elektrolyse

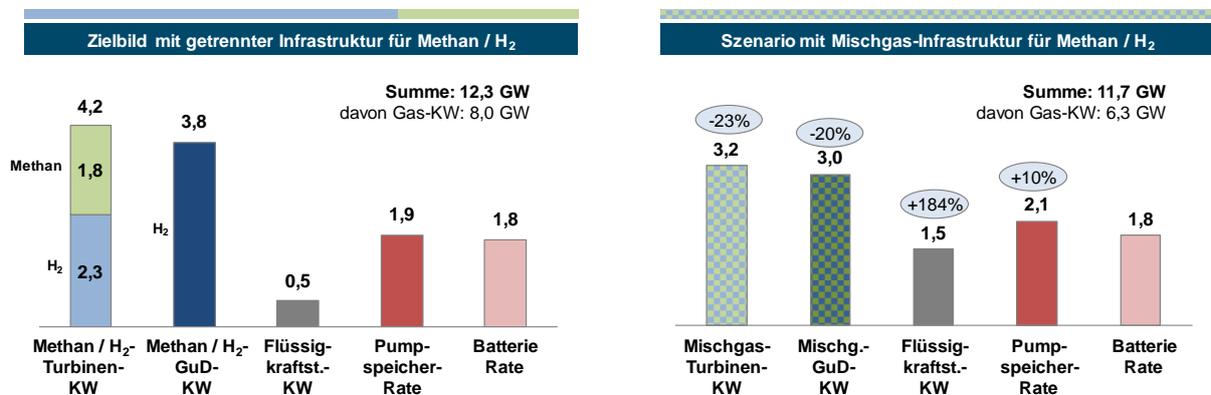


**Abbildung 7.2-7: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten volatiler Stromproduktion in Ost-DE [GW<sub>el</sub>]**

Durch den starken Anstieg der Elektrolyse-Kapazitäten steigen die Stromlasten im Mischgasszenario. Weitere zusätzliche Strombedarfe resultieren aus erhöhten Energiebedarfen für die Mischgas-Kompression an Tankstellen (→ niedrigere Energiedichte gegenüber Methan). Zur Deckung der erhöhten Stromlasten werden im Mischgasszenario deutlich mehr Windkraft- und Photovoltaik-Kapazitäten installiert. Dementsprechend steigen die Potenzialnutzungen der betreffenden erneuerbaren Ressourcen deutlich.

## Kapazitäten steuerbarer Kraftwerke sinken in Folge höherer Wind- und PV-Kapazitäten

Die Strom-Sockelproduktion steigt im Mischgasszenario aufgrund des Anstiegs der Windkraft- und Photovoltaik-Kapazitäten. In Folge sinkt der Bedarf nach Strom-Backup-Kapazitäten leicht. Weiters ändert sich die Zusammensetzung der Backup-Kapazitäten (weniger Gaskraftwerke, mehr Flüssigkraftstoffkraftwerke und Pumpspeicher).



**Abbildung 7.2-8: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten steuerbarer Stromaufbringung/-speicher in Ost-DE [GW<sub>el</sub>]**

### Speichervolumina: Verstärkter Einsatz von Wasserstoff in Raumwärme reduziert Bedarf nach saisonalen Gasspeichern

Die Gasbereitstellung für die Raumwärme (→ Mischgas-Wärmepumpen) erfolgt im Mischgas-Szenario flexibel durch Methan und/oder Wasserstoff. Die kombinierte Bereitstellung von Mischgas durch Biomethan (gleichmäßige Produktion im Jahresverlauf) und Wasserstoff (verstärkte Produktion in kühler Jahreszeit) führt zu einer verbesserten Synchronisation der Produktion mit dem saisonalen Raumwärmebedarf. Der unterjährige Ausgleich kann daher im Mischgasszenario mit deutlich kleiner dimensionierten Gasspeichern (Arbeitsgasvolumen) gesichert werden.

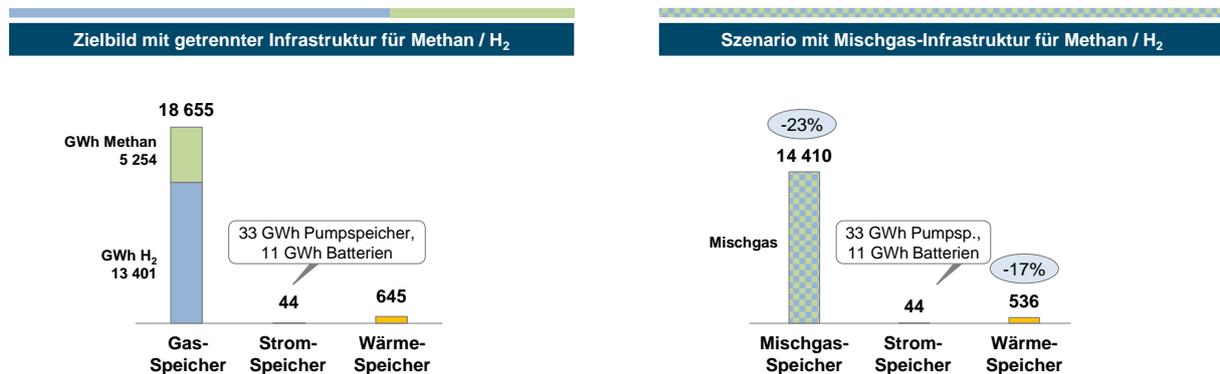


Abbildung 7.2-9: Mischgasszenario im Vergleich: Speichervolumina in Ost-DE [GWh]

Anmerkung: Das Arbeitsgasvolumen im Zielbild beträgt in volumetrischen Einheiten rd. 4,3 Mrd. m<sup>3</sup>. Im Mischgasszenario sinkt das Arbeitsgasvolumen auf rd. 3 Mrd. m<sup>3</sup>.

### Fernwärmeproduktionspark im Mischgas-Szenario nahezu unverändert

Der Anstieg der (Spitzen-)Stromproduktion aus Wind und Photovoltaik im Mischgasszenario führt in der Fernwärme zu einer leichten Verschiebung von effizienteren, aber teureren, elektrischen Erd-Wärmepumpen zu Elektrodenkesseln.

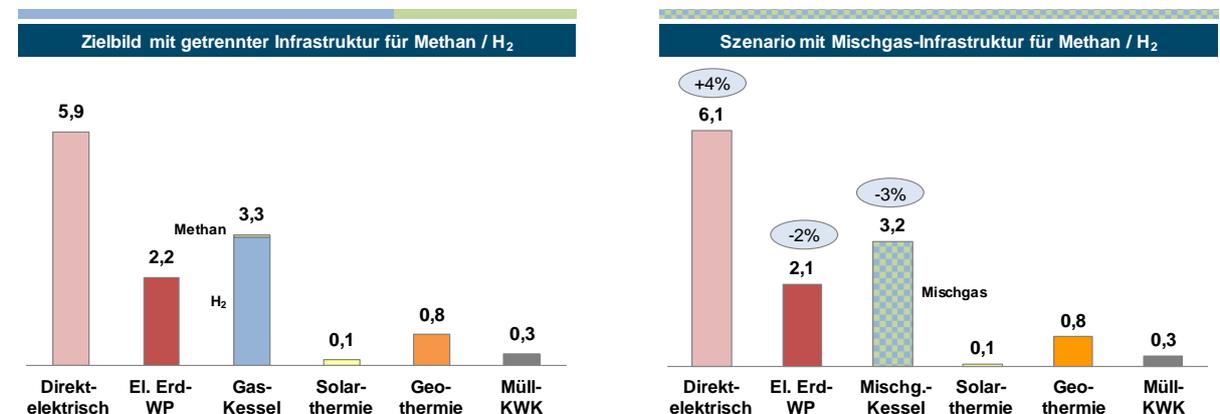


Abbildung 7.2-10: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Fernwärme-Produktion in Ost-DE [GW<sub>th</sub>]

## 7.2.5 Vergleich Kapazitäten Energienetze

### Endverteilung: Anstieg Gas-Verteilnetz durch für Gas günstige Veränderungen in Raumwärme, Prozesswärme und Verkehr

Im Mischgasszenario wird deutlich mehr Gas im Endverbrauch eingesetzt als im Zielbild. Dies wird insbesondere vom vermehrten Einsatz von Gaswärmepumpen in der Raumwärme und dem Wechsel von Brennstoffzellen zu Gasverbrennungsmotoren im Fernverkehr verursacht. Für die gestiegenen Gaslasten werden rd. 10% zusätzliche Gasverteilnetzkapazitäten benötigt (Mischgas-Endverteilung im Mischgasszenario gegenüber Summe Methan- und Wasserstoff-Endverteilung im Zielbild).

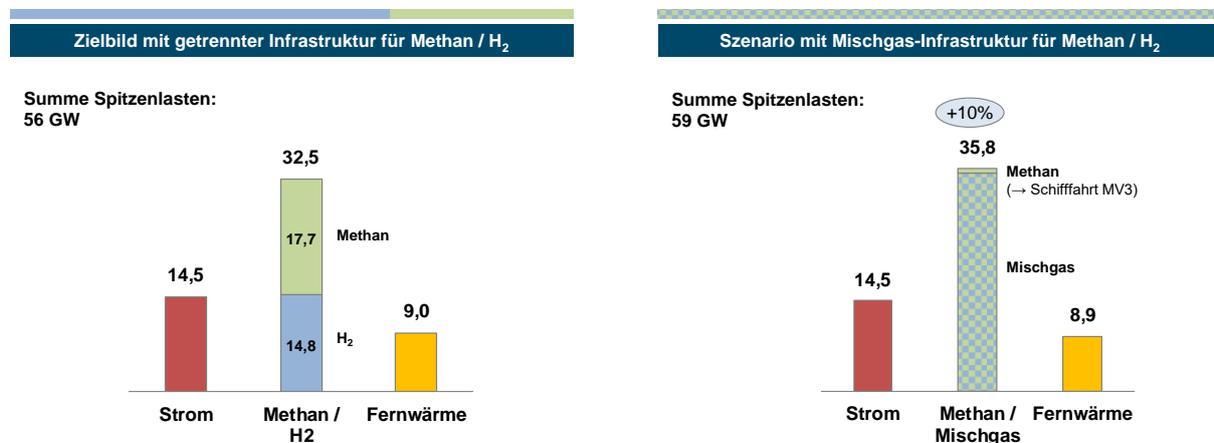


Abbildung 7.2-11: Mischgasszenario im Vergleich: Spitzenlast Endverbrauch in Ost-DE [GW]

Stromverteilnetzkapazitäten sinken jedoch nicht im Gegenzug, da der Rückgang von Strom in der Wärme durch einen Anstieg des Strombedarfs an Tankstellen für die Mischgaskompression kompensiert wird.

– Abschnitt 7 Vergleichsszenarien zum Zielbild2050 –

### Cluster-zu-Cluster Transport: Wenig Veränderungen bei Clusterverbindungen durch Mischgasszenario

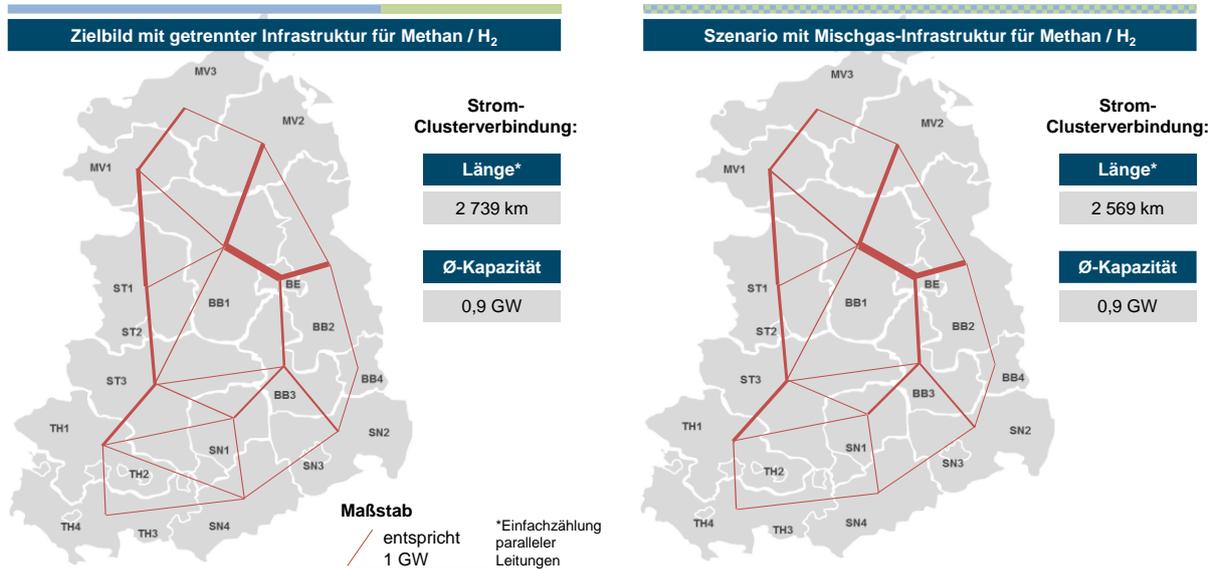


Abbildung 7.2-12: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Strom-Clusterverbindungen in Ost-DE

Die durchschnittlichen Kapazitäten der Strom-Clusterverbindungen unterscheiden sich kaum zwischen Zielbild und Mischgasszenario.

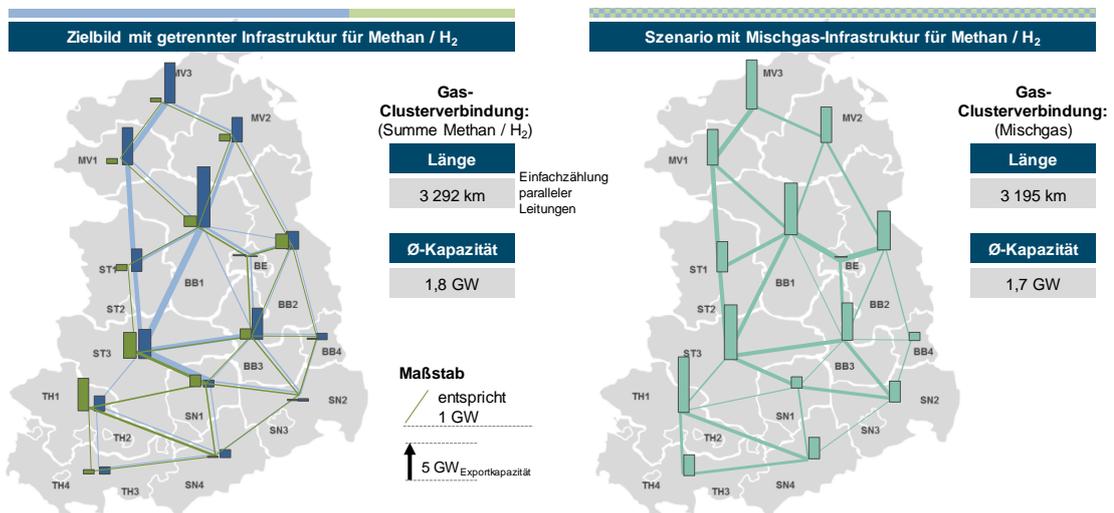


Abbildung 7.2-13: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Gas-Clusterverbindungen inkl. Exportkapazitäten<sup>33</sup> Transportverdichter in Ost-DE

<sup>33</sup> Anmerkung: Die in der Grafik verzeichneten „Exportkapazitäten“ geben jeweils die maximale Energiemenge an, die zeitgleich aus einem regionalen Cluster zu seinen Nachbarn transportiert werden kann.

Die durchschnittlichen Kapazitäten der Gas-Clusterverbindungen (Mischgas-Clusterverbindung gegenüber Summe Methan- und Wasserstoff-Clusterverbindungen im Zielbild) sinken im Mischgasszenario leicht, da die gemeinsame Nutzung einer Infrastruktur durch Methan und Wasserstoff zu einem gewissen kapazitätssparenden Portfolioeffekt im Transport führt.

### Clusteraufschließung: Erhöhte Stromproduktion führt zu erhöhtem Transportbedarf auf Strom-Clusteraufschließungen

Im Mischgasszenario steigt die Stromproduktion durch Windkraft und Photovoltaik. Die gestiegene Stromproduktion erfordert eine erhöhte Aufnahmefähigkeit der Strom-Clusteraufschließungen, um die Einspeisungen abtransportieren zu können.



Abbildung 7.2-14: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Clusteraufschließung (durchschnittliche Leistung je km) in Ost-DE [GW]

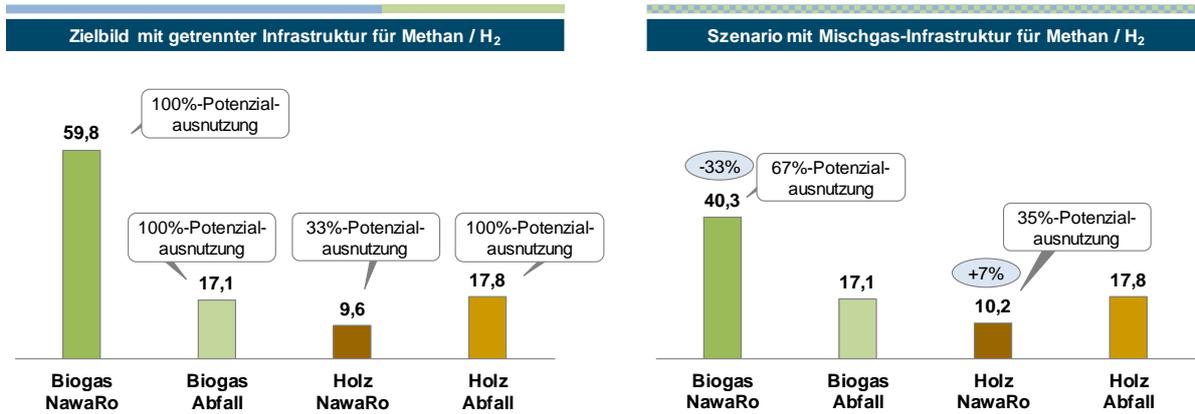
Der Kapazitätsbedarf der Gas-Clusteraufschließungen sinkt hingegen aufgrund des Portfolioeffekts in Mischgasnetzen leicht (analog zu Effekt bei Gas-Clusterverbindungen).

### 7.2.6 Vergleich Rohstoff- und Flächenverbrauch

#### Rohstoffeinsatz: Verschiebung der Gasproduktion von Biomethan zu Elektrolyse führt zu deutlichem Rückgang im NawaRo-Einsatz für Biogas

Im Mischgasszenario wird Gas vermehrt mittels Elektrolyse produziert, die Biomethan-Produktion sinkt hingegen. Dementsprechend sinkt auch der Biomasse-Einsatz für Biogas. Dies wirkt sich in Folge auf die Potenzialausnutzung von nachwachsenden Rohstoffen für die Biogasproduktion aus. Diese verringert sich von 100% im Zielbild auf 67% im Mischgasszenario.

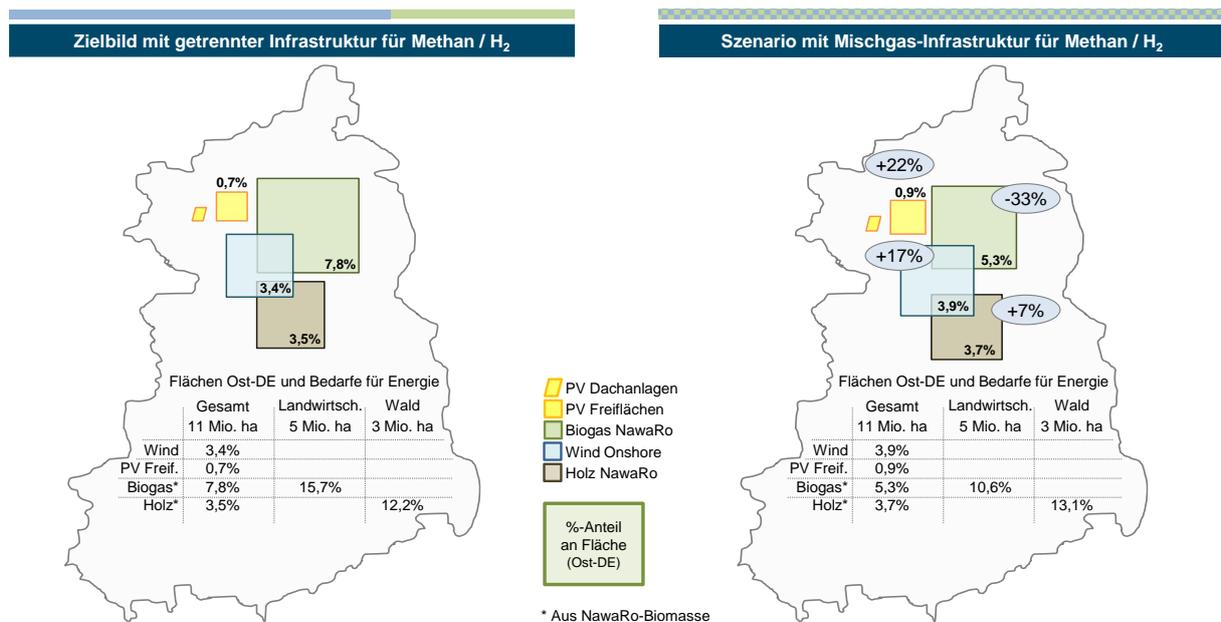
– Abschnitt 7 Vergleichsszenarien zum Zielbild2050 –



**Abbildung 7.2-15: Mischgasszenario im Vergleich: Biomasse-Einsatz in Ost-DE [TWh]**

**Flächenbedarf:**

**Rückgang benötigter Flächen für Energieproduktion in Mischgas-Szenario möglich**



**Abbildung 7.2-16: Mischgasszenario im Vergleich: Flächenbedarf für Energieproduktion in Ost-DE [%-Landesfläche]**

Im Mischgasszenario werden mehr Flächen für Windkraft und Photovoltaik aber deutlich weniger Flächen für Biogas-Energiepflanzen benötigt.

In Summe werden im Zielbild 12-15% der Landesfläche für Energieproduktion eingesetzt (je nach Überschneidung der Windkraft-Flächen mit landwirtschaftlichen Flächen für Biomasseanbau). Im Vergleich dazu werden im Mischgasszenario etwas weniger – konkret 10-14% der Landesfläche – benötigt.

### 7.3 SENSITIVITÄTSANALYSE KOSTEN BATTERIE-PKW

Im Zielbild werden für das PKW-Segment ausschließlich CNG-Verbrennungsmotoren und insbesondere keine batterieelektrischen Antriebe eingesetzt.

Im folgenden Abschnitt wird die Stabilität dieses Ergebnisses betreffend die Unsicherheit in Kostenprognosen für Batterie-PKW für 2050 untersucht.

#### Analyse: Schrittweise, testweise Reduktion der Kosten für Batterie-PKW

Im Rahmen der Analyse wurden die Jahreskosten für Batterie-PKW schrittweise um bis zu 5% gesenkt. Die Jahreskosten (annuitätische Jahreskosten für Investition, Betrieb und Wartung) bestehen dabei aus Kosten für Fahrzeug und Ladeinfrastruktur. Der Anteil der Kosten der Ladeinfrastruktur an den Gesamtjahreskosten beträgt dabei rd. 9%.

Die übrige Parametrisierung des Energiesystems wurde für die Sensitivitätsrechnungen unverändert übernommen.

#### Ergebnis: Volkswirtschaftliche Gesamtkosten Batterie- und CNG-PKW ähnlich

Bei Reduktion der angesetzten Jahreskosten von Batterie-PKW um 1% ergibt sich keine Änderung am Technologiemark (weiterhin 100% CNG-PKW). Bei einer Reduktion um 2% werden Batterie-PKW in geringem Umfang eingesetzt. Weitere Reduktionen der Jahreskosten der Batterie-PKW führen zu einem kontinuierlich ansteigenden Anteil der Batterie-PKW am Fahrzeugpark. Bei einer Reduktion von 4,5% sind Batterie-PKW bereits die dominante Technologie, bei -5% verdrängen Batterie-PKW den CNG-Antrieb vollständig aus dem (dann) kostenoptimalen Energiesystem.

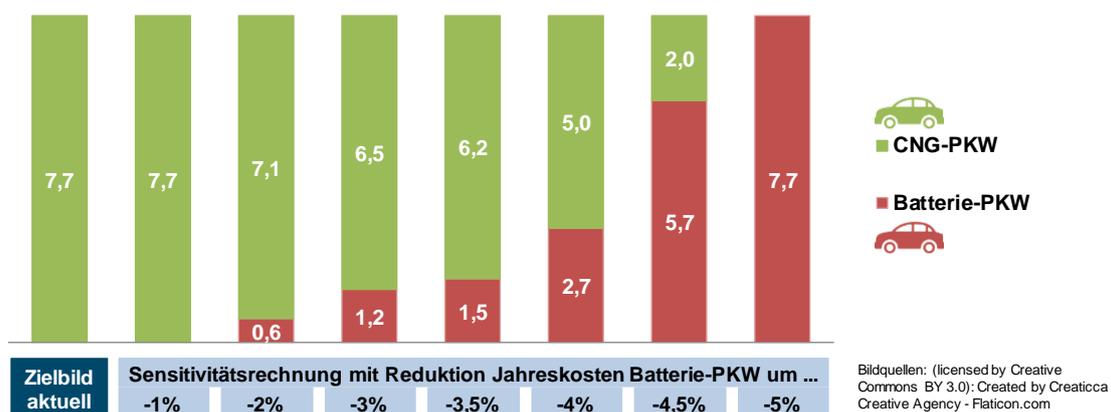


Abbildung 7.3-1: Anzahl CNG- bzw. Batterie-PKW in Ost-DE in Abhängigkeit von den Jahreskosten (Fahrzeug, Ladeinfrastruktur) der Batterie-PKW [Mio. Stück]

Die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten (inkl. Verbrauchskosten für Energie, Netzkosten ...) des Einsatzes von CNG- und Batterie-PKW sind also ähnlich und eine Veränderung der Kostenprognosen für 2050 kann das volkswirtschaftlich optimale Ergebnis wesentlich beeinflussen. Somit haben aus heutiger Sicht sowohl CNG- als auch Batterie-PKW eine Chance am Markt<sub>2050</sub>.

## 8 VERGLEICH ZIELBILD<sub>2050</sub> MIT ENERGIESYSTEM OSTDEUTSCHLAND HEUTE

### 8.1 ZIEL UND METHODIK

#### Ziel: Vergleich des Zielbilds mit dem heutigen Energiesystem Ostdeutschlands

- Das Zielbild beschreibt detailliert einen Zielzustand 2050 für das dekarbonisierte Energiesystem Ostdeutschlands.
- Im Rahmen eines Vergleichs wurde untersucht, wie sich dieses Zielbild<sub>2050</sub> vom Ist-Zustand des ostdeutschen Energiesystems unterscheidet.

#### Methodik: Erhebung Strukturparameter entlang gesamter Wertschöpfungskette, Bewertung Strukturparameter mit harmonisierten Kostensätzen

- Für die Analyse stand *keine* Quelle zur Verfügung, in der das aktuelle Energiesystem Ostdeutschlands zusammenhängend quantitativ beschrieben ist.
- Zum Vergleich des Zielbilds mit dem heutigen Energiesystem erfolgte daher eine entsprechende Erhebung / Schätzung der aktuellen Strukturparameter des ostdeutschen Energiesystems entlang der Wertschöpfungsketten der relevanten Energieträger aus zahlreichen Quellen sowie eine entsprechende Bewertung mit Kosten jeweils im Rahmen der mit dem dafür definierten Zeitbudget erzielbaren Genauigkeit.
- Bei der Erhebung / Schätzung der aktuellen Strukturparameter (z.B. Kapazitäten, Energiemengen) des heutigen Energiesystems in Ostdeutschland kamen die folgenden Leitlinien zur Anwendung:
  - Die Auswahl des Datenjahrs zur Repräsentation des „heutigen“ Energiesystems Ostdeutschlands erfolgte nach zwei Zielrichtungen:
    1. Heranziehen der aktuellsten im Bearbeitungszeitraum aufgefundenen Daten
    2. Konsistenz und Vergleichbarkeit der Datenjahre innerhalb eines Themenbereichs
  - Erforderliche Schätzungen bzw. Klasseneinteilungen erfolgten soweit möglich unter Verwendung derselben Schätzverfahren (für Inputdaten) bzw. Klasseneinteilungen für „heute“ wie für das Zielbild.
  - Kapazitäten mit Standort Ostdeutschland werden auch bei teilweisem Einsatz für Westdeutschland / das Ausland als ostdeutsche Kapazitäten dargestellt.
  - Bereits geplante Veränderungen des Ist-Energiesystems gegenüber „heute“ (z.B. Ausbaupfade, etc.) wurden / werden nicht ausgewertet / dargestellt.
- Die Ermittlung der aktuellen volkswirtschaftlichen Kosten des heutigen Energiesystems in Ostdeutschland erfolgte nach den folgenden Grundsätzen:
  - Um eine gute Beurteilung der strukturellen Unterschiede zwischen dem „Ist<sub>heute</sub>“ und dem Zielbild<sub>2050</sub> zu ermöglichen, erfolgte die monetäre Bewertung auf Basis derselben Kostenbestimmungslogik, wie sie bei der Berechnung des Zielbilds<sub>2050</sub> angewendet

– Abschnitt 8 Vergleich Zielbild2050 mit Energiesystem Ostdeutschland heute –

wurde („harmonisierte Kostensätze“ – unter Beachtung von erwarteten Kostendegressionen zwischen „heute“ und 2050).

- Ziel der Kostendarstellung ist die Abschätzung der volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems *für* Ostdeutschland und nicht notwendigerweise der Kosten der Kapazitäten *in* Ostdeutschland. Zu diesem Zweck wurden, soweit erfasst, Kosten für Kapazitäten mit Standort Ostdeutschland aber Nutzung für Westdeutschland / das Ausland gesondert ausgewiesen / abgezogen. Nach derselben Logik werden beispielsweise Kosten für in Ostdeutschland *verbrauchte* Rohstoffe und nicht die Kosten der in Ostdeutschland produzierten Rohstoffe dargestellt.

Im folgenden Abschnitt werden die harmonisierten volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems „heute“ mit den entsprechenden Kosten des Zielbilds verglichen.

In den daran anschließenden Abschnitten werden die strukturellen Unterschiede in Form von Grafiken mit einer Fülle von Detailinformationen dargestellt. Aus Gründen der Texteffizienz wird auf eine Replizierung aller Zahlen in den Grafiken in Textform verzichtet. Die wesentlichste Veränderung je Thema wird jeweils in der Überschrift zur Grafik angesprochen.

## 8.2 VERGLEICH KOSTEN DES ENERGIESYSTEMS: „HEUTE“ VS. ZIELBILD<sub>2050</sub>

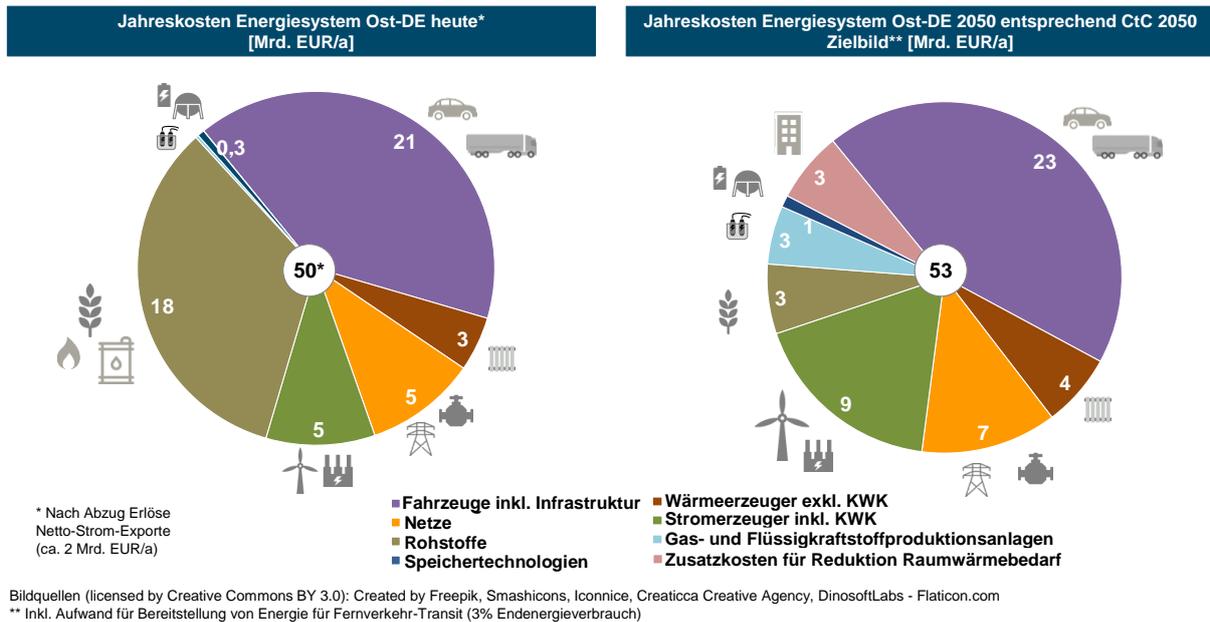
### **Gesamtkosten Energiesystem bleiben durch Dekarbonisierung i.W. unverändert, Kosten verschieben sich jedoch von Rohstoffimporten zu Anlagenkosten**

Die (harmonisierten) volkswirtschaftlichen Jahreskosten des ostdeutschen Energiesystems heute liegen mit rd. 50 Mrd. EUR/a nur leicht unter den vergleichbaren Jahreskosten für das Zielbild 2050 (rd. 53 Mrd. EUR).

Zur verbesserten Vergleichbarkeit mit den für heute dargestellten Kosten sind die Jahreskosten des Energiesystems 2050 in der folgenden Grafik um zusätzliche, im Zielzustand dauerhaft anfallende, Dämmungskosten ergänzt, sowie etwas anders kategorisiert als zuvor bei der Darstellung der Jahreskosten des Zielbilds in Abschnitt 5.5 (Abbildung 5.5-1).<sup>34</sup>

<sup>34</sup> Fernwärmanlagen (exkl. KWK) sind nachfolgend in der Kategorie „Wärmeerzeuger exkl. KWK“ (rotbraun) enthalten (zuvor in der Kategorie „Umwandlungstechnologien“ (hellblau)). Steuerbare Kraftwerke (inkl. KWK) sind nachfolgend in der Kategorie „Stromerzeuger“ (grün) enthalten (zuvor in der Kategorie „Umwandlungstechnologien“ (hellblau)). Biomethananlagen sind nachfolgend in der Kategorie „Gas- und Flüssigkraftstoffproduktionsanlagen (hellblau)“ enthalten (zuvor in der Kategorie „Primärproduktionsanlagen“ (grün)).

– Abschnitt 8 Vergleich Zielbild2050 mit Energiesystem Ostdeutschland heute –



**Abbildung 8.2-1: Jahreskosten Energiesystem heute / Zielbild 2050 [Mrd. EUR/a]**

Der bedeutendste Unterschied in der Zusammensetzung der Jahreskosten des ostdeutschen Energiesystems liegt in der substantiellen Reduktion des Rohstoffeinsatzes (-15 Mrd. Euro p.a.; die im Wesentlichen auf den vollständigen Entfall des Imports fossiler Energieträger zurückzuführen sind). Dem gegenüber steht ein wesentlicher Zuwachs bei den Kosten von in Ostdeutschland installierten energietechnischen Anlagen, zu wesentlichen Teilen Kapitalkosten. Gelingt es, die Produktion dieser Anlagen zumindest tlw. in Ostdeutschland aufzubauen bzw. zu halten, können insoweit Importe mit lokaler Wertschöpfung substituiert werden.

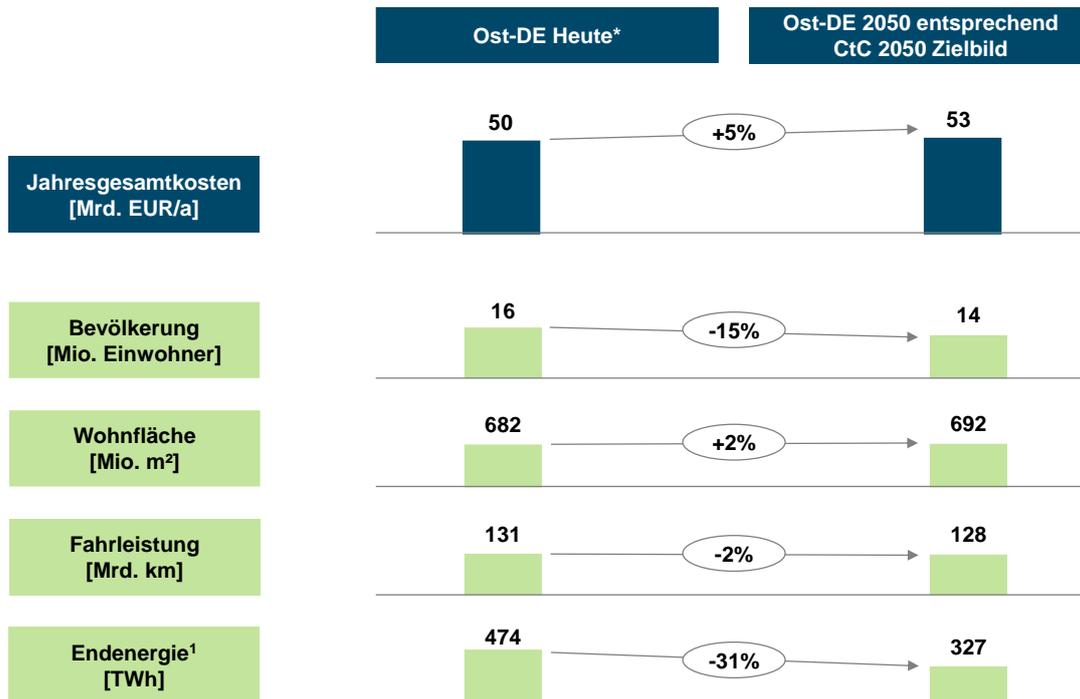
**Kosten werden 2050 von weniger Einwohnern getragen, bei Anstieg der Wirtschaftsleistung ist dies aber gut vertretbar**

Der Anstieg der Gesamtkosten des Energiesystems von rd. 50 auf rd. 53 Mrd. EUR/a entspricht einem Zuwachs von rd. 5% bis 2050. Bis dahin wird für Ostdeutschland zudem ein Bevölkerungsrückgang von 15% bis 2050 prognostiziert. Die Kosten des Energiesystems pro Einwohner steigen also auf den ersten Blick spürbar.

Allerdings gilt, dass selbst wenn die Wirtschaft Ostdeutschlands bis 2050 um nur 1% p.a. wächst, sich bis 2050 ein BIP-Wachstum von bereits rd. 35% ergibt. Der Anstieg der Kosten des Energiesystems je Einwohner wird durch ein derartiges Wachstum bereits deutlich überkompensiert. Auch der Anteil der Kosten des Energiesystems an der Wirtschaftsleistung sinkt.



– Abschnitt 8 Vergleich Zielbild2050 mit Energiesystem Ostdeutschland heute –



<sup>1</sup> Endenergiebedarf inkl. stofflicher Nutzung

\* Datenstatus je Vergleichsthema: Bevölkerung: 2013; Wohnfläche: 2013 / 2014; Fahrzeuge: 2018; Endenergie: überwiegend 2016, ergänzend 2015

Abbildung 8.2-2: Kosten und Rahmenbedingungen des Energiesystems in Ost-DE heute / 2050

### 8.3 VERGLEICH KAPAZITÄTEN / KOSTEN ENDVERBRAUCHSTECHNOLOGIEN

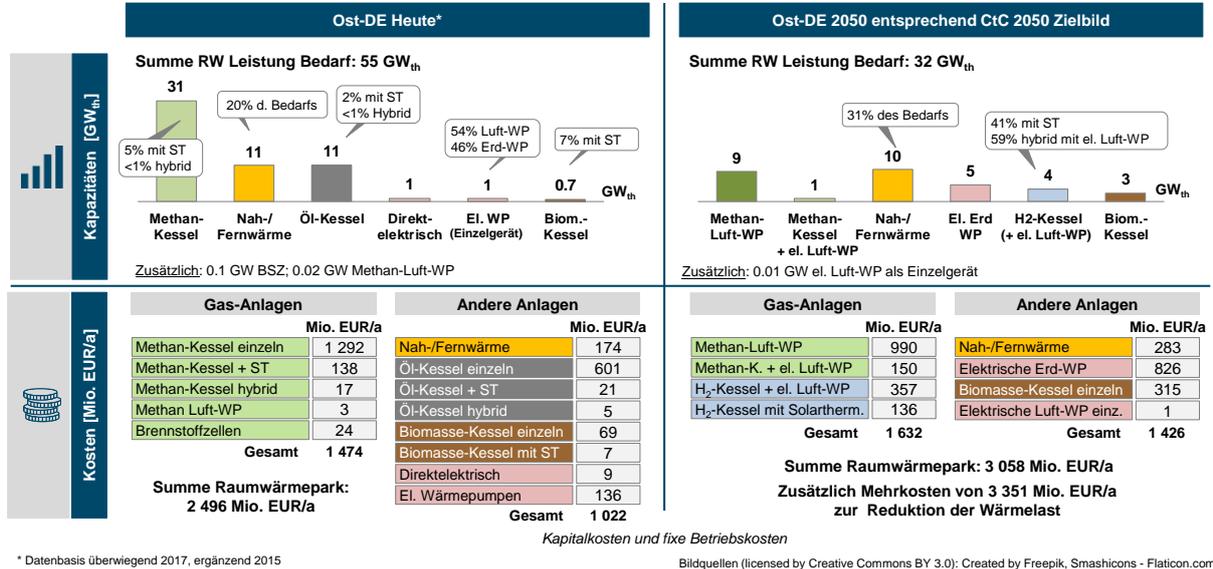
Die folgenden Grafiken zeigen in jeweils vier Quadranten Informationen zum Vergleich der Kapazitäten und Kosten verschiedener Kategorien von Endverbrauchstechnologien.

Im ersten Quadranten (links oben) befinden sich Informationen zu den heutigen Kapazitäten (bzw. Stück) der jeweils relevanten Technologien. Im dritten Quadranten (links unten) finden sich die dazu gehörigen volkswirtschaftlichen Kosten.

Im zweiten und vierten Quadranten (rechts oben bzw. rechts unten) finden sich entsprechende Informationen (Kapazitäten, Kosten) für das Zielbild<sub>2050</sub> für Ostdeutschland.

– Abschnitt 8 Vergleich Zielbild2050 mit Energiesystem Ostdeutschland heute –

### Raumwärme: Dominanz von Gas im Raumwärmepark schwindet bis 2050 – neue Gastechnologien nehmen aber wesentliche Rolle ein



\* Datenbasis überwiegend 2017, ergänzend 2015

Bildquellen (licensed by Creative Commons BY 3.0): Created by Freepik, Smashicons - Flaticon.com

Abbildung 8.3-1: Kapazitäten / Kosten Raumwärmetechnologien in Ost-DE heute / 2050

### Prozesswärme: Erdgas wird in Prozesswärme bis 2050 v. a. durch Strom und Wasserstoff ersetzt

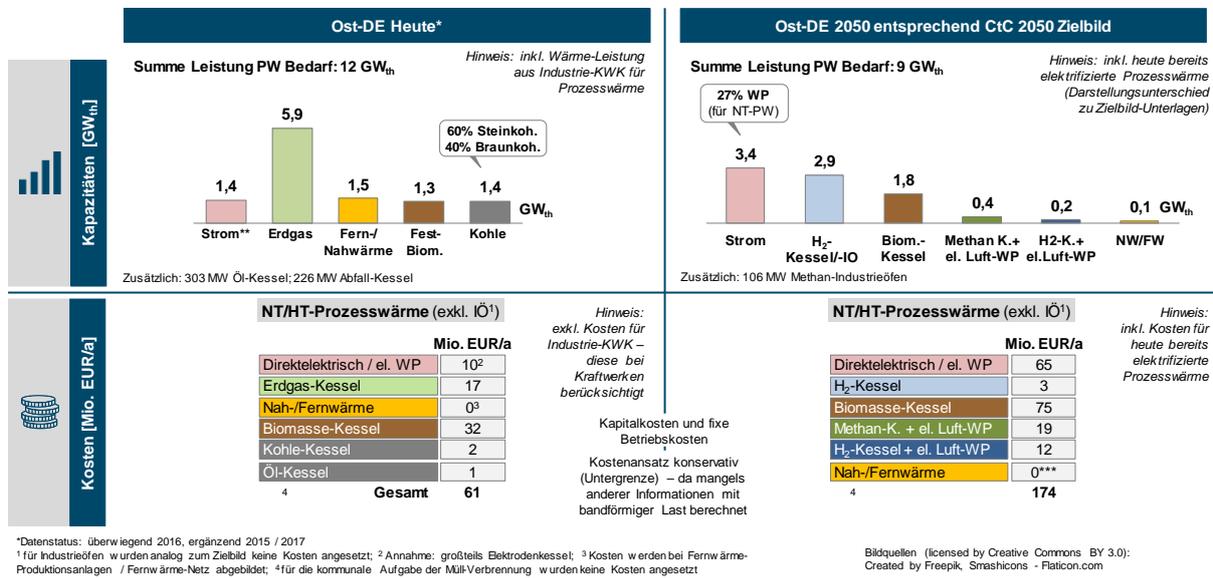


Abbildung 8.3-2: Kapazitäten / Kosten Prozesswärmetechnologien in Ost-DE heute / 2050

– Abschnitt 8 Vergleich Zielbild2050 mit Energiesystem Ostdeutschland heute –

## Straßenverkehr: Straßenverkehr heute von Flüssigkraftstoffen dominiert – bis 2050 Umstellung auf CNG-PKW und Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge

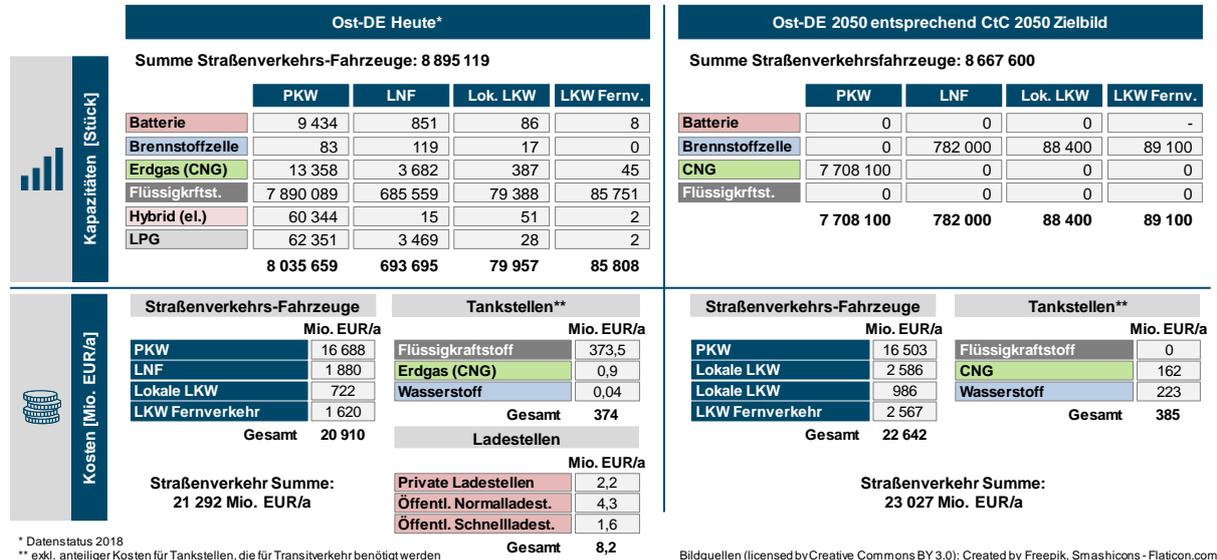


Abbildung 8.3-3: Kapazitäten / Kosten Straßenverkehr in Ost-DE heute / 2050

## 8.4 VERGLEICH KAPAZITÄTEN / KOSTEN ENERGIEBEREITSTELLUNGSSYSTEM

Die folgenden Grafiken zeigen in jeweils vier Quadranten Informationen zum Vergleich der Kapazitäten und Kosten verschiedener Kategorien von Technologien im Bereich des Energiebereitstellungssystems (Primärproduktion, Umwandlung, Speicherung).

Im ersten Quadranten (links oben) befinden sich Informationen zu den heutigen Kapazitäten (bzw. Stück) der jeweils relevanten Technologien. Im dritten Quadranten (links unten) finden sich die dazu gehörigen volkswirtschaftlichen Kosten.

Im zweiten und vierten Quadranten (rechts oben bzw. rechts unten) finden sich entsprechende Informationen (Kapazitäten, Kosten) für das Zielbild<sub>2050</sub> für Ostdeutschland.

– Abschnitt 8 Vergleich Zielbild2050 mit Energiesystem Ostdeutschland heute –

### Primäre Stromerzeugung: Kapazitäten von Windkraft und Photovoltaik steigen bis 2050 ca. um Faktor 5

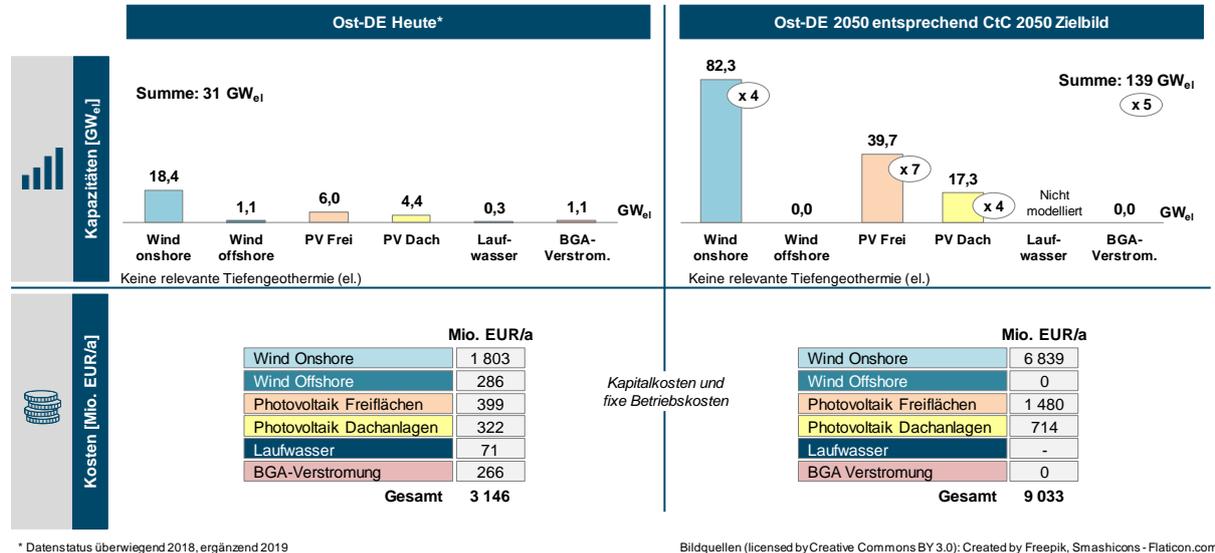


Abbildung 8.4-1: Kapazitäten / Kosten primärer Stromproduktionsanlagen in Ost-DE heute / 2050

### Steuerbare Kraftwerke: Halbierung der Kraftwerkskapazitäten bis 2050, Wasserstoff ersetzt Braunkohle als dominierenden Brennstoff

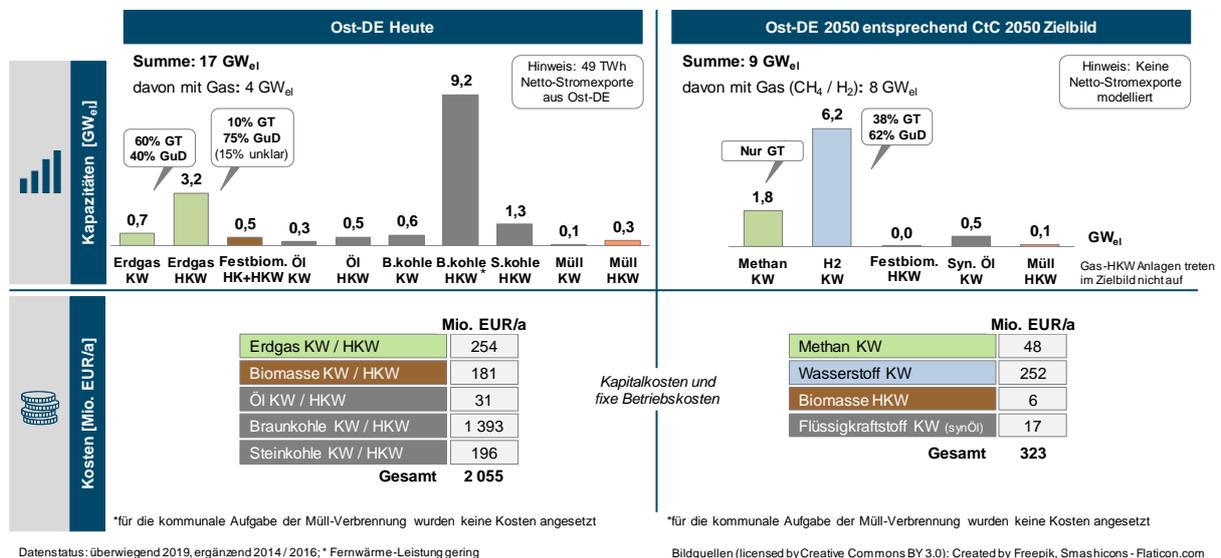


Abbildung 8.4-2: Kapazitäten / Kosten steuerbarer Kraftwerke in Ost-DE heute / 2050

– Abschnitt 8 Vergleich Zielbild2050 mit Energiesystem Ostdeutschland heute –

### Gasspeicher: Arbeitsgasvolumina (m<sup>3</sup>) Gasspeicher steigen leicht bis 2050, Raten (m<sup>3</sup>/h) verdoppeln sich beinahe

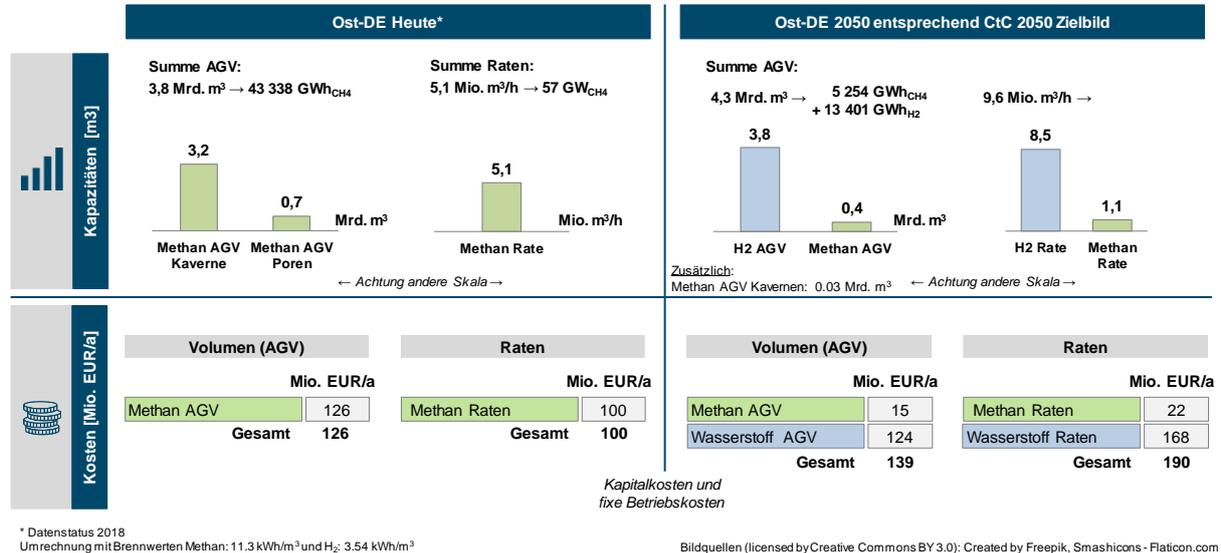


Abbildung 8.4-3: Kapazitäten / Kosten Gasspeicher in Ost-DE heute / 2050

### Strom- und Wärmespeicher: Extremer Zuwachs bei Wärmespeichern und Batterien, Pumpspeicher werden bis 2050 bis zur Potenzialgrenze ausgebaut

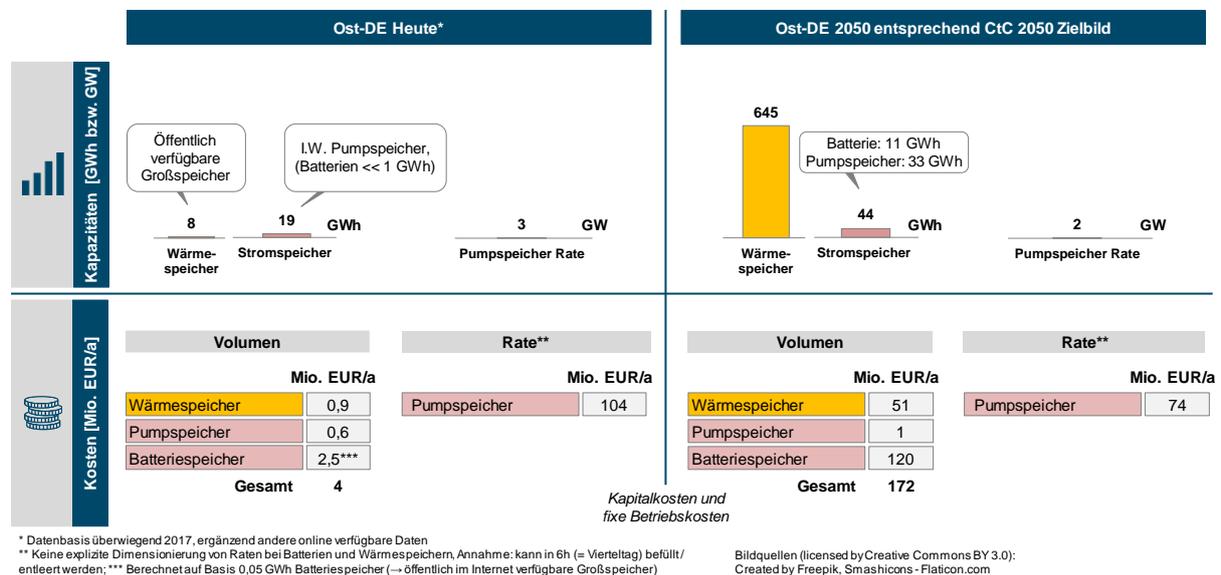
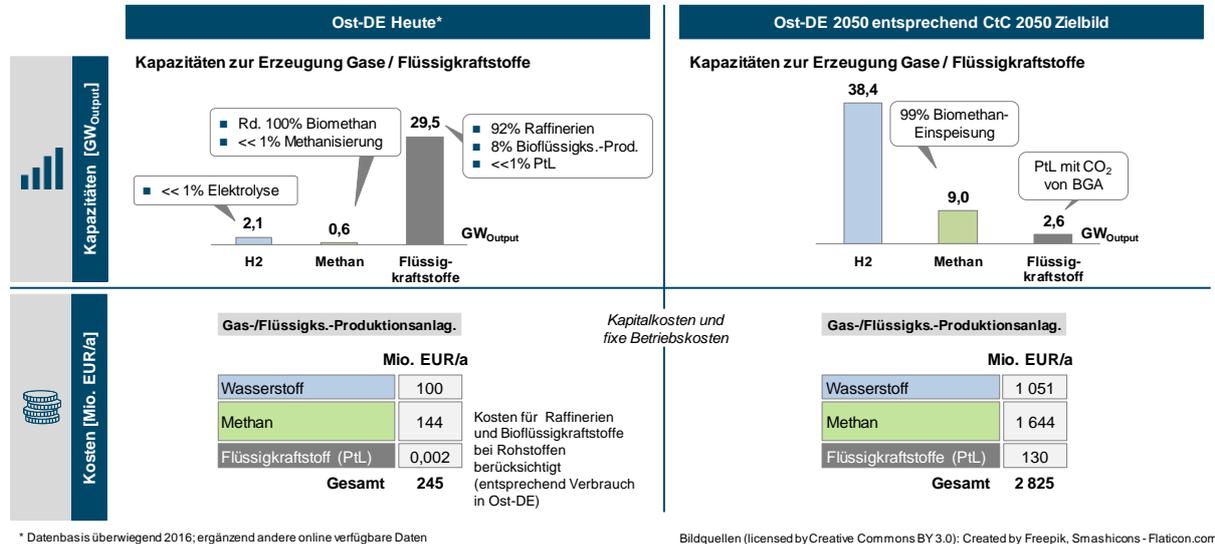


Abbildung 8.4-4: Kapazitäten / Kosten Strom- und Wärmespeicher in Ost-DE heute / 2050

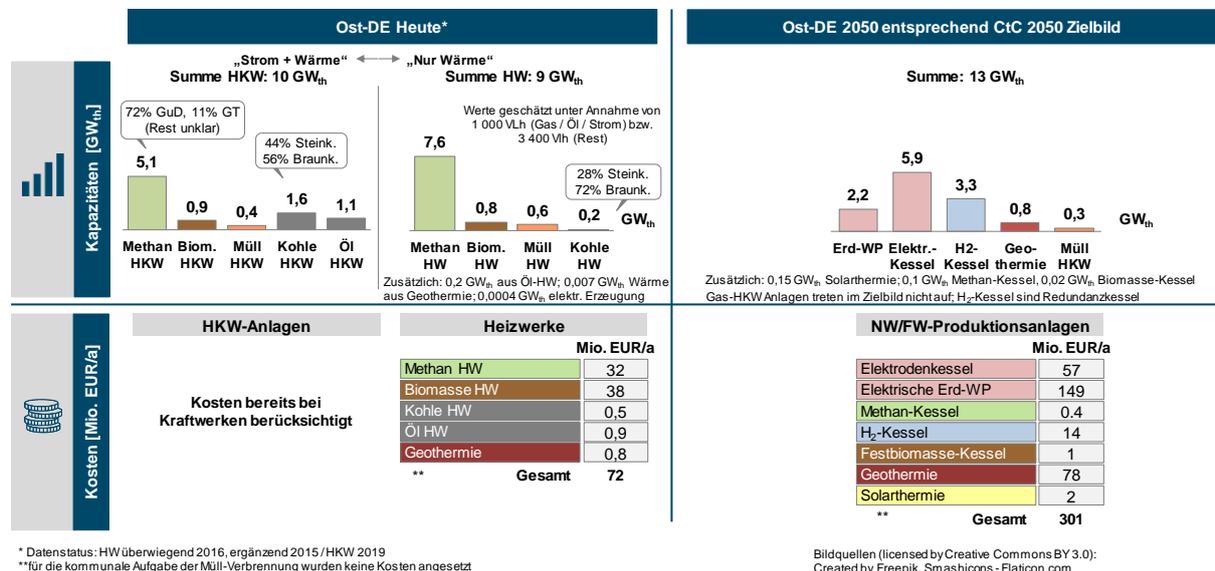
– Abschnitt 8 Vergleich Zielbild2050 mit Energiesystem Ostdeutschland heute –

### Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion: Größenordnung heutiger Raffinerien mit Elektrolyse 2050 vergleichbar



**Abbildung 8.4-5: Kapazitäten / Kosten Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion in Ost-DE heute / 2050**

### Nah-/Fernwärme: Erdgas(-KWK) wird in Nah-/Fernwärme-Produktion bis 2050 durch elektrische Großwärmepumpen und Elektrodenkessel ersetzt



**Abbildung 8.4-6: Kapazitäten / Kosten Nah-/Fernwärmeproduktionstechnologien in Ost-DE heute / 2050**

## 8.5 VERGLEICH KAPAZITÄTEN / KOSTEN ENERGIEKETZE

In diesem Abschnitt finden sich Informationen zu volkswirtschaftlichen Kosten, Kapazitäten und Lasten von Strom-, Gas- und Fernwärmenetzen heute (jeweils linke Spalte) im Vergleich zum Zielbild<sub>2050</sub> für Ostdeutschland (jeweils rechte Spalte).

### Stromnetze: Anforderungen an Stromnetze steigen bis 2050 vor allem aufgrund erhöhter Einspeisungen von erneuerbarem Strom

		Ost-DE Heute	Ost-DE 2050 entsprechend CtC 2050 Zielbild
<b>Übersicht</b>	<b>Stromnetzkosten</b>	<b>3,0 Mrd. EUR/a</b> Summe VNB (Höchstlast bewertet mit abgestimmtem Kostensatz) und Netzentgelte 50Hertz 2016 (korrigiert um Zinsen etc., anteilig für Ost-DE)	<b>4,4 Mrd. EUR/a</b> Anstieg stark getrieben von Anschlussleitungen für Windkraft + Photovoltaik
<b>Daten zu Endverbrauchs-lasten</b>	<b>Endverbraucher Höchstlast</b>	<b>13 GW</b> Maximaler Vierteltageswert der Gesamtlast Regelzone 50Hertz 2016*; plausibilisiert mittels Ausrollung Verbrauchsmengen 2016 (ST: 2015)	<b>15 GW</b> Starker Anstieg Anteil am Wärmemarkt (Raum/Prozess), gleichzeitig Energieeffizienz in Wärme / klassischem Stromverbrauch
	<b>Jahres-Endverbrauch</b>	<b>85 TWh</b> Summe Gesamtlast Regelzone 50Hertz 2016 (abzüglich Netzverluste) bzw. Endverbrauch 2016 (ST: 2015) laut Länderenergiebilanzen	<b>97 TWh</b> Anstieg Endverbrauch analog zu Anstieg Höchstlast
<b>Daten zu über-/regionalen Netzen</b>	<b>Höchstlast über-/regionaler Flüsse</b>	<b>8,3 GW</b> Maximaler Vierteltageswert der vertikalen Netzlast 50Hertz 2016	<b>8,0 GW</b> Zeitgleiche Höchstlast Ausspeisung aus Clusterverbindungen in Cluster
	<b>Über-/regionale Jahresarbeit</b>	<b>51 TWh</b> Jahresarbeit 50Hertz 2016	<b>39 TWh</b> Summe Ausspeisung aus Clusterverbindungen in Cluster
	<b>Netzlänge</b>	<b>4 685 km</b> Netzlänge 50Hertz bei Einfachzählung paralleler Leitungen, exkl. Seekabel	<b>4 928 km</b> Netzlänge Clusterverbindungen + Clusteraufschließungen
	<b>Ø-Kapazität über-/regionales Netz</b>	<b>1,6 GW</b> Längengewichteter Durchschnitt laut statischem Netzmodell 50 Hertz 2017	<b>1,1 GW</b> Längengewichteter Durchschnitt Clusterverbindungen / Clusteraufschließungen
<b>Daten zu Einspeisungen</b>	<b>Leistung Anschlussleitungen für Einspeiser</b>	Anschlussleitungen für <b>19 GW Windkraft</b> (i.W. Onshore), <b>6 GW PV Freiflächen</b> und <b>3 GW Pumpspeicher</b>	Anschlussleitungen für <b>82 GW Windkraft</b> (Onshore), <b>40 GW PV Freiflächen</b> und <b>2 GW Pumpspeicher</b>
<b>Importe / Exporte</b>	<b>Netto-Exporte</b>	<b>49 TWh</b> Stromaustauschsalden 2016	<b>Keine Importe / Exporte</b> Konsequenz aus Autarkieansatz

**Abbildung 8.5-1: Kennzahlen Stromnetze in Ost-DE heute / 2050**

– Abschnitt 8 Vergleich Zielbild2050 mit Energiesystem Ostdeutschland heute –

## Gasnetze: Anforderungen an Gasnetze steigen bis 2050 vor allem aufgrund dezentraler Gasaufbringung auf niedrigem Druckniveau

		Ost-DE Heute <sup>1</sup>	Ost-DE 2050 entsprechend CtC 2050 Zielbild
<b>Übersicht</b>	<b>Gasnetzkosten</b>	<b>0,8 Mrd. EUR/a</b> Summe VNB (Höchstlast bewertet mit abgestimmtem Kostensatz) und FNB (EOG 2017 ONTRAS u. Gascade (anteilig nach Exit nach Ost-DE))	<b>1,4 Mrd. EUR/a</b> Anstieg i.W. getrieben durch Netzanschluss (inkl. Einspeiseverdichter) von Elektrolyse + Biomethan
<b>Daten zu Endverbrauchs-lasten</b> (exkl. Umwandlungseinsatz)	<b>Endverbraucher Höchstlast</b>	<b>33 GW</b> Ausrollung Verbrauchsmengen 2016 (ST: 2015) je Segment mit abgestimmten Profilen	<b>33 GW</b> Anstieg in Mobilität kompensiert i.W. Rückgang in Raumwärme; 18 GW Methan, 15 GW H <sub>2</sub>
	<b>Jahres-Endverbrauch</b>	<b>120 TWh</b> Endverbrauch 2016 (ST: 2015)	<b>159 TWh</b> Anstieg in Mobilität stärker als Rückgang in Raumwärme; 74 TWh Methan, 85 TWh H <sub>2</sub>
<b>Daten zu über-/regionalen Netzen</b>	<b>Höchstlast über-/regionaler Flüsse</b>	<b>37 GW</b> Abschätzung Höchstlast Ausspeisung FNB <sup>2</sup> nach Ost-DE auf Basis Summen-Höchstlasten 2018 und Exit-Kapazitäten je Punktart	<b>23 GW</b> Zeitgleiche Höchstlast der Ausspeisungen aus Cluster-Verbindung in Cluster; Summe Werte für Methan (8 GW) und H <sub>2</sub> (15 GW)
	<b>Über-/regionale Jahresarbeit</b>	<b>174 TWh</b> Jahresarbeit FNB Ost-DE 2018 (Abschätzung J.a. Gascade nach Ost-DE über Verhältnis Exit-Kapazität an nNB und Industrie in Ost-/West-DE)	<b>88 TWh</b> Ausspeisung aus Cluster-Verbindung in Cluster; Summe Werte für Methan (27 TWh) und H <sub>2</sub> (61 TWh)
	<b>Netzlänge</b>	<b>7 762 km</b> Netzlänge ONTRAS + Abschätzung Netzlänge Gascade in Ost-DE	<b>5 678 km</b> Netzlänge Cluster-Verbindung + Clusteraufschließung, Einfachzählung paralleler Leitungen für Methan / H <sub>2</sub>
	<b>Anzahl Verdichter</b>	<b>7 Verdichterstationen</b> Anzahl Verdichtersstandorte ONTRAS und Gascade in Ost-DE	<b>15 Verdichterstationen</b> Anzahl Cluster mit zumindest zeitweisen Netto-Exporten
<b>Daten zu Einspeisungen</b>	<b>Leistung Anschlussleitungen für Einspeiser</b>	Anschlussleitungen für <b>0,6 GW Methanproduktion</b> (i.W. Biomethan) und <b>57 GW Gasspeicher (5,1 Mio. m<sup>3</sup>/h)</b>	Anschlussleitungen für <b>9,0 GW Methanproduktion</b> (i.W. Biomethan) und <b>43 GW Gasspeicher (9,6 Mio. m<sup>3</sup>/h)<sup>3</sup></b>
<b>Importe / Exporte</b>	<b>Import-/Exportkapazitäten</b>	<b>84 GW Entry-Kapazität / 59 GW Exit-Kapazität</b> (Abschätzung über Summe von: TVK MÜPs / GÜPs ONTRAS u. Gascade (soweit in Ost-DE) 2018; Kapazität Netzknoten Reckrod (Gascade))	<b>Keine Importe / Exporte</b> Konsequenz aus Autarkieansatz

<sup>1</sup> Alle Angaben für heute exkl. NEL und OPAL (914 km Netzlänge, 93 GW zeitgleiche Höchstlast aller Entnahmen (Summe)); <sup>2</sup> ONTRAS, sowie (anteilig) Gascade; <sup>3</sup> zum Großteil H<sub>2</sub>-Speicherraten

**Abbildung 8.5-2: Kennzahlen Gasnetze in Ost-DE heute / 2050**

## Fern-/Nahwärmenetzbedarfe sinken in Summe vor allem aufgrund starker Effizienzanstrengungen in der Raumwärme

		Ost-DE Heute	Ost-DE 2050 entsprechend CtC 2050 Zielbild
<b>Übersicht</b>	<b>Fern-/Nahwärme-Netzkosten</b>	<b>0,83 Mrd. EUR/a</b> Höchstlast bewertet mit abgestimmtem Kostensatz	<b>0,66 Mrd. EUR/a</b>
<b>Daten zu Endverbrauchs-lasten</b>	<b>Endverbraucher Höchstlast</b>	<b>11 GW</b> Installierte Kapazitäten Fern-/Nahwärme in Raum- und Prozesswärme	<b>9,0 GW</b>
	<b>Jahres-Endverbrauch</b>	<b>39 TWh</b> Endverbrauch 2016 (ST: 2015)	<b>23 TWh</b>

**Abbildung 8.5-3: Kennzahlen Fern-/Nahwärmenetze in Ost-DE heute / 2050**

## 8.6 VERGLEICH ROHSTOFF- UND FLÄCHENVERBRAUCH

In diesem Abschnitt findet sich zu Beginn eine Zusammenstellung zu Verbräuchen und damit verbundenen Kosten von Energierohstoffen im ostdeutschen Energiesystem heute im Vergleich zum Zielbild<sub>2050</sub>.

Dieser Zusammenstellung folgen Informationen zum Flächenbedarf für die Energieproduktion in Ostdeutschland ebenfalls für heute im Vergleich zum Zielbild<sub>2050</sub>.

– Abschnitt 8 Vergleich Zielbild2050 mit Energiesystem Ostdeutschland heute –

### Rohstoffe: Heute dominante Nutzung fossiler Rohstoffe entfällt bis 2050 – stattdessen moderater Anstieg Nutzung erneuerbarer Rohstoffe

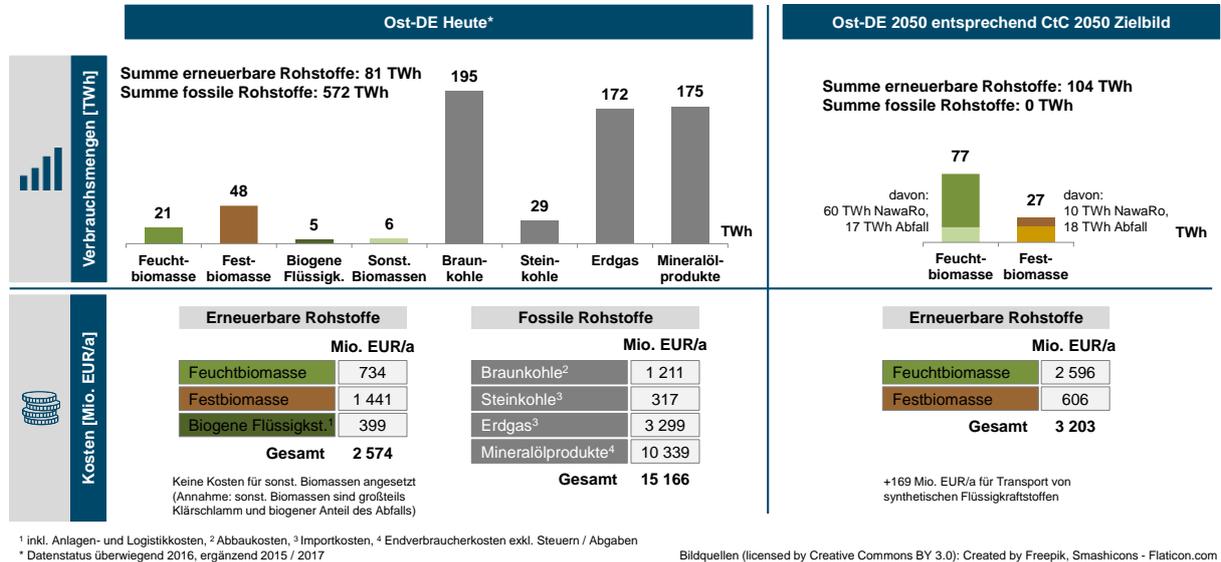


Abbildung 8.6-1: Rohstoff(verbrauchs)mengen und -kosten in Ost-DE heute / 2050

### Flächenbedarf für EE-Stromproduktion steigt signifikant bis 2050 – Flächenbedarf für biogene Energieträger sinkt hingegen leicht

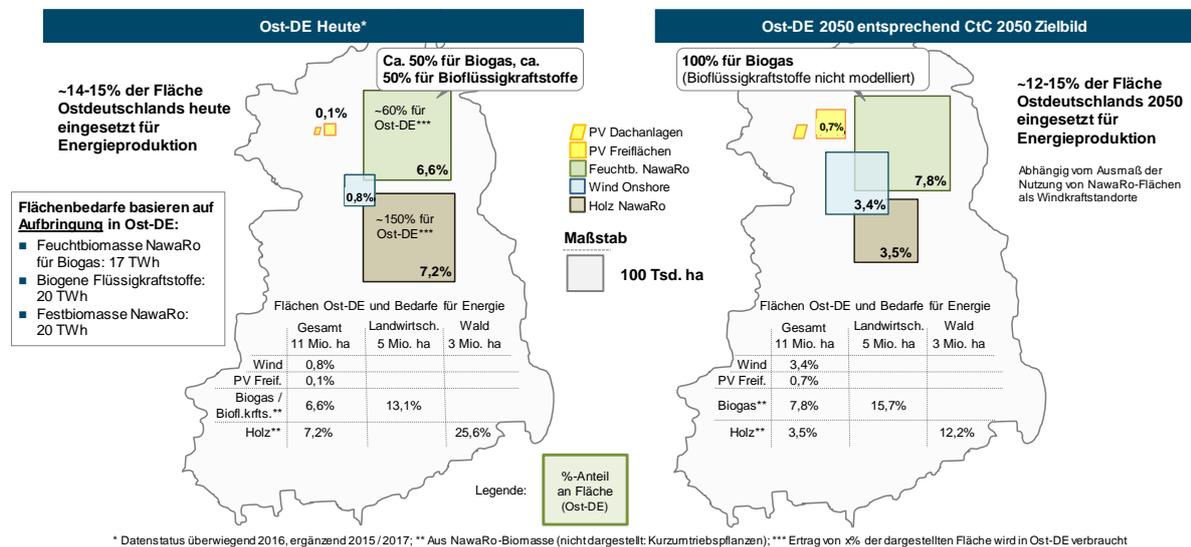


Abbildung 8.6-2: Flächenbedarf für Energieproduktion in Ost-DE heute / 2050 [%-Landesfläche]

## 8.7 VERGLEICH ENERGIEVERBRAUCH

In diesem Abschnitt finden sich Informationen zum Verbrauch von End- und Primärenergie nach Energieträger im ostdeutschen Energiesystem heute im Vergleich zum Zielbild<sub>2050</sub>.

**Endenergieverbrauch sinkt bis 2050 um rd. 30%,  
Verbrauch fossiler Brennstoffe entfällt vollständig,  
leicht wachsender Gasendverbrauch wird vollständig durch grüne Gase gedeckt,  
Strom- und Biomasseendverbrauch steigen leicht**

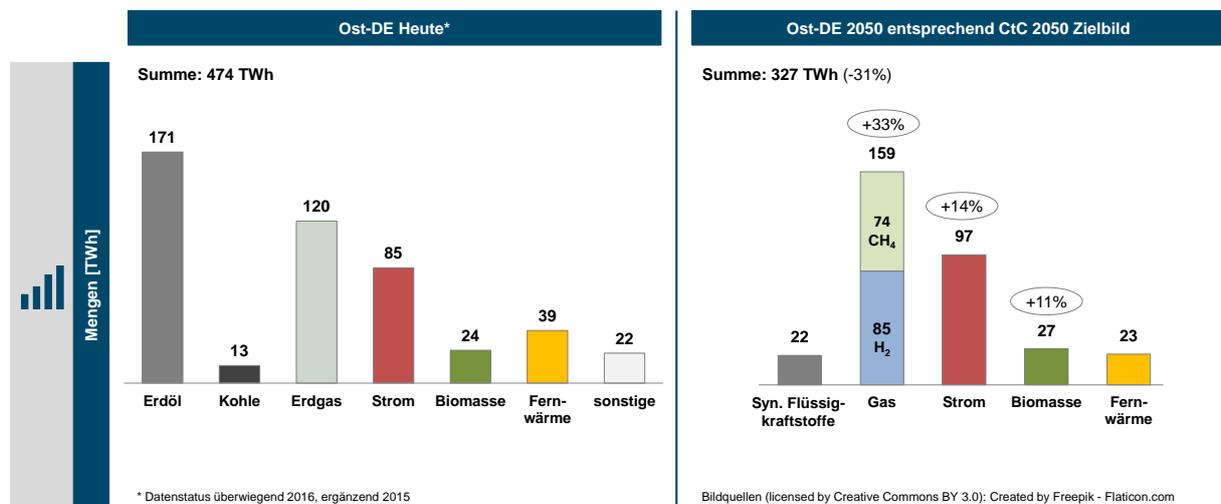


Abbildung 8.7-1: Endenergieverbrauch in Ost-DE heute / 2050<sup>35</sup>

**Primärenergieverbrauch sinkt bis 2050 um rd. 40%,  
fossile Energieträger werden durch Wind-/Solarenergie und Biomasse ersetzt**

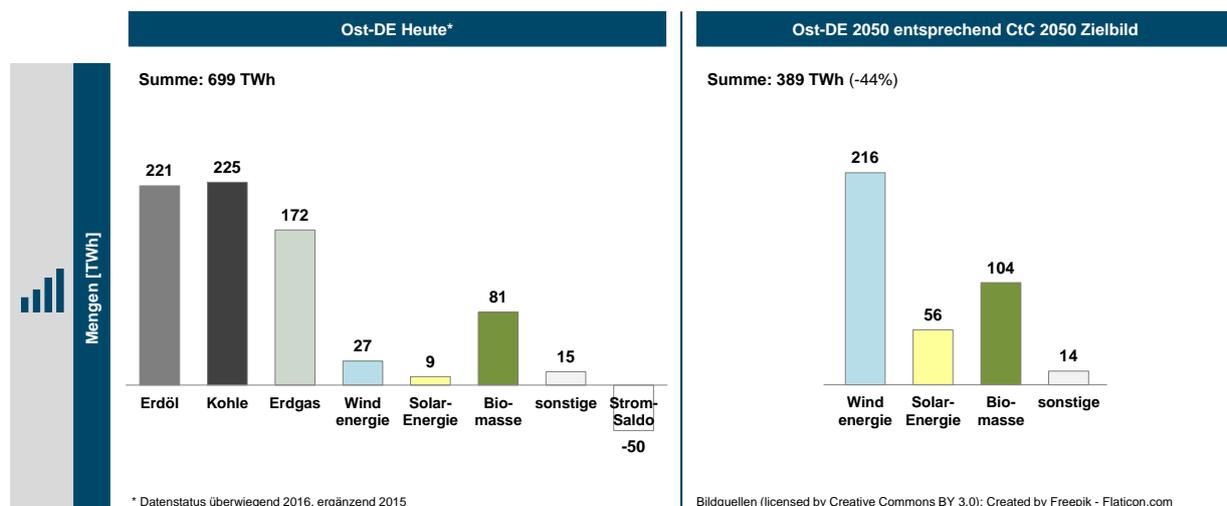


Abbildung 8.7-2: Primärenergieverbrauch in Ost-DE heute / 2050

<sup>35</sup> Der Begriff „Erdöl“ in der Grafik umfasst auch alle Erdölprodukte (Benzin, Diesel ...).

## 9 VERZEICHNISSE

### 9.1 ABBILDUNGSVERZEICHNIS UND BILDQUELLEN

Hinweis: Sofern sich im folgenden Abbildungsverzeichnis ein Asterisk-Zeichen (\*) befindet so verweist dies auf entsprechende Hinweise in jenem Teil des Texts, wo sich die referenzierte Abbildung befindet (siehe dort).

Abbildung 2.2-1: Strukturdaten (Auszug) zu Kapazitäten und Rohstoffen in Ost-DE im optimalen Energiesystem <sub>2050</sub> .....	12
Abbildung 2.2-2: Primärproduktion und Endverbrauch von Energie im optimalen Energiesystem <sub>2050</sub> in Ost-DE [TWh] .....	13
Abbildung 2.2-3: Spitzenlast Endverbrauch leitungsgebundener Energieträger (exkl. Umwandlungseinsatz) in Ost-DE im optimalen Energiesystem <sub>2050</sub> [GW] .....	13
Abbildung 2.2-4: Anteil der überregional transportierten Energiemenge an der insgesamt in Ost-DE verbrauchten Energiemenge je Energieträger im optimalen Energiesystem <sub>2050</sub> .....	13
Abbildung 4.3-1: Überblick energieökonomisches Modellierungswerkzeug WALERIE .....	31
Abbildung 4.3-2: In WALERIE abgebildete Technologie-Optionen (und Rohstoffe) für das optimale Energiesystem der Zukunft .....	32
Abbildung 4.3-3: Definition regionale Cluster zur Berechnung des optimalen Energiesystems <sub>2050</sub> für Ostdeutschland .....	36
Abbildung 5.1-1: Primärproduktion und Endverbrauch von Energie in Ost-DE [TWh] .....	37
Abbildung 5.1-2: Endenergieverbrauch je Sektor und Energieträger in Ost-DE [TWh] .....	38
Abbildung 5.1-3: Überblick Kapazitäten Umwandlungstechnologien in Ost-DE .....	38
Abbildung 5.1-4: Gasproduktion in Ost-DE [TWh] .....	39
Abbildung 5.2-1: Kapazitäten volatiler Stromproduktion in Ost-DE [GW <sub>el</sub> ] .....	40
Abbildung 5.2-2: Kapazitäten steuerbarer Stromaufbringung/-speicher in Ost-DE [GW <sub>el</sub> ] .....	40
Abbildung 5.2-3: Kapazitäten Gas- und Flüssigkraftstoff-produktion in Ost-DE [GW <sub>Output</sub> ] .....	41
Abbildung 5.2-4: Speichervolumina [GWh] und Speicherraten [GW] in Ost-DE .....	41
Abbildung 5.2-5: Kapazitäten Fernwärme-Produktion in Ost-DE [GW <sub>th</sub> ] .....	42
Abbildung 5.2-6: Kapazitäten Raumwärmetechnologien in Ost-DE [GW <sub>th</sub> ] .....	42
Abbildung 5.2-7: Kapazitäten Prozesswärmetechnologien in Ost-DE [GW <sub>th</sub> ] .....	43
Abbildung 5.2-8: Anzahl Straßenverkehrsfahrzeuge nach Antriebsarten in Ost-DE .....	44

Abbildung 5.2-9: Spitzenlast (Tanken) des Straßenverkehrs in Ost-DE [GW].....	44
Abbildung 5.2-10: Spitzenlast Endverbrauch leitungsgebundener Energieträger (exkl. Umwandlungseinsatz) in Ost-DE [GW].....	45
Abbildung 5.2-11: Kapazitäten Clusterverbindungen inkl. Exportkapazitäten der Transportverdichter in Ost-DE .....	46
Abbildung 5.3-1: Energieeinsatz je Energieträger und Anwendungsfeld in Ost-DE [TWh].....	47
Abbildung 5.3-2: Stromaufbringung im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW] .....	47
Abbildung 5.3-3: Stromeinsatz im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW].....	48
Abbildung 5.3-4: Wasserstoff-Aufbringung im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW].....	48
Abbildung 5.3-5: Wasserstoff-Einsatz im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW] .....	48
Abbildung 5.3-6: Methan-Aufbringung im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW] .....	49
Abbildung 5.3-7: Methan-Einsatz im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW].....	49
Abbildung 5.3-8: Fernwärme-Aufbringung im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW] .....	50
Abbildung 5.3-9: Fernwärme-Einsatz im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GW].....	50
Abbildung 5.3-10: Speicherfüllstände im zeitlichen Verlauf in Ost-DE [GWh] .....	51
Abbildung 5.3-11: Benutzungsdauern / Zyklen ausgewählter Anlagen in Ost-DE [Stunden / Zyklen].....	52
Abbildung 5.3-12: Nutzungskennzahlen Clusterverbindungen in Ost-DE .....	52
Abbildung 5.3-13: Jahres-Netto-Energieflüsse Strom, Methan, Wasserstoff zwischen Regionen in Ost-DE .....	53
Abbildung 5.4-1: Biomasse-Einsatz in Ost-DE [TWh] .....	54
Abbildung 5.5-1: Jahreskosten Energiesystem* in Ost-DE [Mrd. EUR/a].....	56
Abbildung 5.5-2: Jahreskosten Netze in Ost-DE [Mio. EUR/a].....	57
Abbildung 5.5-3: Jahreskosten Gasinfrastruktur in Ost-DE [Mrd. EUR/a] .....	57
Abbildung 6.1-1: Für die Darstellung regionaler Ergebnisse des Zielbild <sup>2050</sup> ausgewählte regionale Cluster .....	58
Abbildung 6.2-1: Endenergieverbrauch je Segment und Energieträger im Cluster BB 3 [TWh].....	59
Abbildung 6.2-2: Einsatz Energieträger im Cluster BB 3 [TWh] .....	60
Abbildung 6.2-3: Aufbringung Energieträger im Cluster BB 3 [TWh] .....	60
Abbildung 6.2-4: Kapazitäten volatiler Stromproduktion in BB 3 [GW <sub>el</sub> ] .....	61
Abbildung 6.2-5: Kapazitäten steuerbarer Stromaufbringung/-speicher in BB 3 [GW <sub>el</sub> ].....	61
Abbildung 6.2-6: Kapazitäten Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion in BB 3 [GW <sub>Output</sub> ].....	61

Abbildung 6.2-7: Kapazitäten Fernwärme-Produktion in BB 3 [GW <sub>th</sub> ] .....	62
Abbildung 6.2-8: Kapazitäten Raumwärmetechnologien in BB 3 [GW <sub>th</sub> ] .....	62
Abbildung 6.2-9: Anzahl Straßenverkehrsfahrzeuge nach Antriebsarten in BB 3.....	63
Abbildung 6.2-10: Kapazität Endverteilung / Spitzenlast Endverbrauch (exkl. Umwandlungseinsatz) in BB 3 [GW].....	63
Abbildung 6.2-11: Verbindungskapazitäten von/nach BB 3 in/von andere/n Cluster/n [GW] .....	64
Abbildung 6.2-12: Strom-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 3 [GW].....	64
Abbildung 6.2-13: Wasserstoff-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 3 [GW] .....	65
Abbildung 6.2-14: Methan-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 3 [GW].....	65
Abbildung 6.2-15: Fernwärme-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 3 [GW] .....	65
Abbildung 6.2-16: Biomasse [TWh] und Wasserbedarf [Mrd. Liter] in BB 3 .....	66
Abbildung 6.2-17: Flächenbedarf für Energieproduktion in BB 3 [%-Clusterfläche].....	66
Abbildung 6.2-18: Gas-Energiesystem in BB 3 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern .....	67
Abbildung 6.2-19: Strom-Energiesystem in BB 3 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern .....	68
Abbildung 6.2-20: Summe Jahresfixkosten energiewirtschaftlicher Anlagen in BB 3 [Mio. EUR/a] .....	69
Abbildung 6.2-21: Jahresfixkosten gaswirtschaftlicher Anlagen in BB 3 [Mio. EUR/a] .....	69
Abbildung 6.3-1: Endenergieverbrauch je Segment und Energieträger in BB 4 [TWh].....	71
Abbildung 6.3-2: Einsatz Energieträger in BB 4 [TWh].....	71
Abbildung 6.3-3: Aufbringung Energieträger in BB 4 [TWh] .....	72
Abbildung 6.3-4: Kapazitäten volatiler Stromproduktion in BB 4 [GW <sub>el</sub> ] .....	72
Abbildung 6.3-5: Kapazitäten steuerbarer Stromaufbringung/-speicher in BB 4 [GW <sub>el</sub> ].....	73
Abbildung 6.3-6: Kapazitäten Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion in BB 4 [GW <sub>Output</sub> ].....	73
Abbildung 6.3-7: Kapazitäten Fernwärme-Produktion in BB 4 [GW <sub>th</sub> ] .....	73
Abbildung 6.3-8: Kapazitäten Raumwärmetechnologien in BB 4 [GW <sub>th</sub> ] .....	74
Abbildung 6.3-9: Anzahl Straßenverkehrsfahrzeuge nach Antriebsarten in BB 4.....	74
Abbildung 6.3-10: Kapazität Endverteilung / Spitzenlast Endverbrauch (exkl. Umwandlungseinsatz) in BB 4 [GW].....	75
Abbildung 6.3-11: Verbindungskapazitäten von/nach BB 4 in/von andere/n Cluster/n [GW] .....	75

Abbildung 6.3-12: Strom-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 4 [GW].....	76
Abbildung 6.3-13: Wasserstoff-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 4 [GW] .....	76
Abbildung 6.3-14: Methan-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 4 [GW].....	77
Abbildung 6.3-15: Fernwärme-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in BB 4 [GW] .....	77
Abbildung 6.3-16: Biomasse [TWh] und Wasserbedarf [Mrd. Liter] in BB 4 .....	78
Abbildung 6.3-17: Flächenbedarf für Energieproduktion in BB 4 [%-Clusterfläche].....	78
Abbildung 6.3-18: Gas-Energiesystem in BB 4 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern .....	79
Abbildung 6.3-19: Strom-Energiesystem in BB 4 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern .....	80
Abbildung 6.3-20: Summe Jahresfixkosten energiewirtschaftlicher Anlagen in BB 4 [Mio. EUR/a] .....	81
Abbildung 6.3-21: Jahresfixkosten gaswirtschaftlicher Anlagen in BB 4 [Mio. EUR/a] .....	81
Abbildung 6.4-1: Endenergieverbrauch je Segment und Energieträger in SN 1 [TWh] .....	83
Abbildung 6.4-2: Einsatz Energieträger im Cluster SN 1 [TWh] .....	83
Abbildung 6.4-3: Aufbringung Energieträger in SN 1 [TWh].....	83
Abbildung 6.4-4: Kapazitäten volatiler Stromproduktion in SN 1 [GW <sub>el</sub> ] .....	84
Abbildung 6.4-5: Kapazitäten steuerbarer Stromaufbringung/-speicher in SN 1 [GW <sub>el</sub> ].....	84
Abbildung 6.4-6: Kapazitäten Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion in SN 1 [GW <sub>Output</sub> ].....	85
Abbildung 6.4-7: Kapazitäten Fernwärme-Produktion in SN 1 [GW <sub>th</sub> ] .....	85
Abbildung 6.4-8: Kapazitäten Raumwärmetechnologien in SN 1 [GW <sub>th</sub> ] .....	85
Abbildung 6.4-9: Anzahl Straßenverkehrsfahrzeuge nach Antriebsarten in SN 1.....	86
Abbildung 6.4-10: Kapazität Endverteilung / Spitzenlast Endverbrauch (exkl. Umwandlungseinsatz) in SN 1 [GW].....	86
Abbildung 6.4-11: Verbindungskapazitäten von/nach SN 1 in/von andere/n Cluster/n [GW] .....	87
Abbildung 6.4-12: Strom-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in SN 1 [GW].....	87
Abbildung 6.4-13: Wasserstoff-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in SN 1 [GW] .....	88
Abbildung 6.4-14: Methan-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in SN 1 [GW] .....	88
Abbildung 6.4-15: Fernwärme-Einsatz und Aufbringung im Jahresverlauf in SN 1 [GW] .....	88
Abbildung 6.4-16: Biomasse [TWh] und Wasserbedarf [Mrd. Liter] in SN 1 .....	89

Abbildung 6.4-17: Flächenbedarf für Energieproduktion in SN 1 [%-Clusterfläche].....	89
Abbildung 6.4-18: Gas-Energiesystem in SN 1 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern .....	90
Abbildung 6.4-19: Strom-Energiesystem in SN 1 im Vergleich zu anderen regionalen Clustern .....	91
Abbildung 6.4-20: Summe Jahresfixkosten energiewirtschaftlicher Anlagen in SN 1 [Mio. EUR/a] .....	92
Abbildung 6.4-21: Jahresfixkosten gaswirtschaftlicher Anlagen in SN 1 [Mio. EUR/a] .....	92
Abbildung 7.1-1: Unterschiede der Vergleichsszenarien zum technologieoffenen Zielbild .....	93
Abbildung 7.1-2: Mehrkosten bei Einschränkung der Technologieoffenheit .....	94
Abbildung 7.1-3: Zentrale kostenwirksame Unterschiede Vergleichsszenarien / Zielbild in Ost-DE .....	95
Abbildung 7.1-4: Flächenverbrauch in Ost-DE in den technologieeingeschränkten Szenarien .....	96
Abbildung 7.1-5: Veränderung Jahreskosten Gasinfrastruktur in den technologieeingeschränkten Szenarien gegenüber Zielbild <sub>2050</sub> .....	97
Abbildung 7.2-1: Mischgasszenario im Vergleich: Jahreskosten Energiesystem in Ost- DE [Mrd. EUR/a] .....	99
Abbildung 7.2-2: Mischgasszenario im Vergleich: Jahreskosten Gasinfrastruktur* in Ost-DE [Mrd. EUR/a] .....	100
Abbildung 7.2-3: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Raumwärmetechnologien in Ost-DE [GW <sub>th</sub> ] .....	100
Abbildung 7.2-4: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Prozesswärmetechnologien in Ost-DE [GW <sub>th</sub> ] .....	101
Abbildung 7.2-5: Mischgasszenario im Vergleich: Anzahl Straßenverkehrsfahrzeuge nach Antriebsarten in Ost-DE .....	102
Abbildung 7.2-6: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion in Ost-DE [GW <sub>Output</sub> ] .....	102
Abbildung 7.2-7: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten volatiler Stromproduktion in Ost-DE [GW <sub>el</sub> ] .....	103
Abbildung 7.2-8: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten steuerbarer Stromaufbringung/-speicher in Ost-DE [GW <sub>el</sub> ] .....	103
Abbildung 7.2-9: Mischgasszenario im Vergleich: Speichervolumina in Ost-DE [GWh] .....	104

Abbildung 7.2-10: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Fernwärme- Produktion in Ost-DE [GW <sub>th</sub> ] .....	104
Abbildung 7.2-11: Mischgasszenario im Vergleich: Spitzenlast Endverbrauch in Ost-DE [GW].....	105
Abbildung 7.2-12: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Strom- Clusterverbindungen in Ost-DE .....	106
Abbildung 7.2-13: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Gas-Clusterverbindungen inkl. Exportkapazitäten Tra nsportverdichter in Ost-DE.....	106
Abbildung 7.2-14: Mischgasszenario im Vergleich: Kapazitäten Clusteraufschließung (durchschnittliche Leistung je k m) in Ost-DE [GW].....	107
Abbildung 7.2-15: Mischgasszenario im Vergleich: Biomasse-Einsatz in Ost-DE [TWh].....	108
Abbildung 7.2-16: Mischgasszenario im Vergleich: Flächenbedarf für Energieproduktion in Ost-DE [%-Landesfläche].....	108
Abbildung 7.3-1: Anzahl CNG- bzw. Batterie-PKW in Ost-DE in Abhängigkeit von den Jahreskosten (Fahrzeug, Ladeinfrastruktur) der Batterie-PKW [Mio. Stück].....	109
Abbildung 8.2-1: Jahreskosten Energiesystem heute / Zielbild 2050 [Mrd. EUR/a].....	112
Abbildung 8.2-2: Kosten und Rahmenbedingungen des Energiesystems in Ost-DE heute / 2050.....	113
Abbildung 8.3-1: Kapazitäten / Kosten Raumwärmetechnologien in Ost-DE heute / 2050 .....	114
Abbildung 8.3-2: Kapazitäten / Kosten Prozesswärmetechnologien in Ost-DE heute / 2050 .....	114
Abbildung 8.3-3: Kapazitäten / Kosten Straßenverkehr in Ost-DE heute / 2050 .....	115
Abbildung 8.4-1: Kapazitäten / Kosten primärer Stromproduktionsanlagen in Ost-DE heute / 2050 .....	116
Abbildung 8.4-2: Kapazitäten / Kosten steuerbarer Kraftwerke in Ost-DE heute / 2050.....	116
Abbildung 8.4-3: Kapazitäten / Kosten Gasspeicher in Ost-DE heute / 2050 .....	117
Abbildung 8.4-4: Kapazitäten / Kosten Strom- und Wärmespeicher in Ost-DE heute / 2050 .....	117
Abbildung 8.4-5: Kapazitäten / Kosten Gas- und Flüssigkraftstoffproduktion in Ost-DE heute / 2050 .....	118
Abbildung 8.4-6: Kapazitäten / Kosten Nah-/Fernwärmeproduktionstechnologien in Ost-DE heute / 2050 .....	118

Abbildung 8.5-1: Kennzahlen Stromnetze in Ost-DE heute / 2050.....	119
Abbildung 8.5-2: Kennzahlen Gasnetze in Ost-DE heute / 2050.....	120
Abbildung 8.5-3: Kennzahlen Fern-/Nahwärmenetze in Ost-DE heute / 2050.....	120
Abbildung 8.6-1: Rohstoff(verbrauchs)mengen und -kosten in Ost-DE heute / 2050 .....	121
Abbildung 8.6-2: Flächenbedarf für Energieproduktion in Ost-DE heute / 2050 [%-Landesfläche] .....	121
Abbildung 8.7-1: Endenergieverbrauch in Ost-DE heute / 2050.....	122
Abbildung 8.7-2: Primärenergieverbrauch in Ost-DE heute / 2050 .....	122

### Bildquellen

Icons made by Freepik, Smashicons, Pixel Perfect, Iconnice, OCHA, Ctrlstudio, Hand Drawn Goods, DinosoftLabs, Dave Gandy, Creaticca Creative Agency and Vaadin from [www.flaticon.com](http://www.flaticon.com).

## 9.2 TABELLENVERZEICHNIS

Hinweis: Sofern sich im folgenden Tabellenverzeichnis ein Asterisk-Zeichen (\*) befindet so verweist dies auf entsprechende Hinweise in jenem Teil des Textes wo sich die referenzierte Tabelle befindet (siehe dort).

Tabelle 10.1-1: Kapazitäten und Kosten Raumwärmetechnologien in Ost-DE.....	136
Tabelle 10.1-2: Kapazitäten und Kosten Niedertemperatur- Prozesswärmetechnologien in Ost-DE.....	136
Tabelle 10.1-3: Kapazitäten und Kosten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Dampf) in Ost-DE .....	136
Tabelle 10.1-4: Kapazitäten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Industrieöfen) in Ost-DE .....	137
Tabelle 10.1-5: Kapazitäten Straßenverkehr in Ost-DE .....	137
Tabelle 10.1-6: Kapazitäten (Leistungsbedarf) Bahnverkehr, Schifffahrt, Luftverkehr in Ost-DE.....	137
Tabelle 10.1-7: Leistung klassischer Stromverbrauch in Ost-DE .....	137
Tabelle 10.1-8: Leistung stoffliche Nutzung Energieträger in Ost-DE .....	137
Tabelle 10.1-9: Kapazitäten und Kosten Fern-/Nahwärmetechnologien in Ost-DE .....	138
Tabelle 10.1-10: Kapazitäten und Kosten Primärproduktionstechnologien in Ost-DE .....	138
Tabelle 10.1-11: Kapazitäten und Kosten Umwandlungstechnologien in Ost-DE .....	138
Tabelle 10.1-12: Kapazitäten und Kosten Speichertechnologien in Ost-DE.....	138
Tabelle 10.1-13: Kapazitäten und Kosten Endverteilung (Netz) in Ost-DE.....	139
Tabelle 10.1-14: Kapazitäten und Kosten Speicher- und Produktionsanschluss (Netz) in Ost-DE .....	139
Tabelle 10.1-15: Kapazitäten und Kosten Clusteraufschließung (Netz) in Ost-DE .....	139
Tabelle 10.1-16: Kapazitäten und Kosten Clusterverbindung (Netz) in Ost-DE .....	140
Tabelle 10.2-1: Kapazitäten und Kosten Raumwärmetechnologien in BB 3.....	140
Tabelle 10.2-2: Kapazitäten und Kosten Niedertemperatur- Prozesswärmetechnologien in BB 3.....	140
Tabelle 10.2-3: Kapazitäten und Kosten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Dampf) in BB 3 .....	140
Tabelle 10.2-4: Kapazitäten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Industrieöfen) in BB 3 .....	141
Tabelle 10.2-5: Kapazitäten Straßenverkehr in BB 3 .....	141

Tabelle 10.2-6: Kapazitäten (Leistungsbedarf) Bahnverkehr, Schifffahrt, Luftverkehr in BB 3.....	141
Tabelle 10.2-7: Leistung klassischer Stromverbrauch in BB 3 .....	141
Tabelle 10.2-8: Leistung stoffliche Nutzung Energieträger in BB 3 .....	141
Tabelle 10.2-9: Kapazitäten und Kosten Fern-/Nahwärmetechnologien in BB 3 .....	142
Tabelle 10.2-10: Kapazitäten und Kosten Primärproduktionstechnologien in BB 3.....	142
Tabelle 10.2-11: Kapazitäten und Kosten Umwandlungstechnologien in BB 3 .....	142
Tabelle 10.2-12: Kapazitäten und Kosten Speichertechnologien in BB 3.....	142
Tabelle 10.2-13: Kapazitäten und Kosten Endverteilung (Netz) in BB 3 .....	143
Tabelle 10.2-14: Kapazitäten und Kosten Speicher- und Produktionsanschluss (Netz) in BB 3.....	143
Tabelle 10.2-15: Kapazitäten und Kosten Clusteraufschließung (Netz) in BB 3.....	143
Tabelle 10.2-16: Kapazitäten und Kosten Clusterverbindung (Netz) in BB 3 .....	144
Tabelle 10.3-1: Kapazitäten und Kosten Raumwärmetechnologien in BB 4.....	144
Tabelle 10.3-2: Kapazitäten und Kosten Niedertemperatur-Prozesswärmetechnologien in BB 4.....	144
Tabelle 10.3-3: Kapazitäten und Kosten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Dampf) in BB 4 .....	144
Tabelle 10.3-4: Kapazitäten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Industrieöfen) in BB 4 .....	145
Tabelle 10.3-5: Kapazitäten Straßenverkehr in BB 4 .....	145
Tabelle 10.3-6: Kapazitäten (Leistungsbedarf) Bahnverkehr, Schifffahrt, Luftverkehr in BB 4.....	145
Tabelle 10.3-7: Leistung klassischer Stromverbrauch in BB 4 .....	145
Tabelle 10.3-8: Leistung stoffliche Nutzung Energieträger in BB 4 .....	145
Tabelle 10.3-9: Kapazitäten und Kosten Fern-/Nahwärmetechnologien in BB 4 .....	146
Tabelle 10.3-10: Kapazitäten und Kosten Primärproduktionstechnologien in BB 4.....	146
Tabelle 10.3-11: Kapazitäten und Kosten Umwandlungstechnologien in BB 4 .....	146
Tabelle 10.3-12: Kapazitäten und Kosten Speichertechnologien in BB 4.....	146
Tabelle 10.3-13: Kapazitäten und Kosten Endverteilung (Netz) in BB 4 .....	147
Tabelle 10.3-14: Kapazitäten und Kosten Speicher- und Produktionsanschluss (Netz) in BB 4.....	147
Tabelle 10.3-15: Kapazitäten und Kosten Clusteraufschließung (Netz) in BB 4.....	147
Tabelle 10.3-16: Kapazitäten und Kosten Clusterverbindung (Netz) in BB 4* .....	148

Tabelle 10.4-1: Kapazitäten und Kosten Raumwärmetechnologien in SN 1 .....	149
Tabelle 10.4-2: Kapazitäten und Kosten Niedertemperatur- Prozesswärmetechnologien in SN 1 .....	149
Tabelle 10.4-3: Kapazitäten und Kosten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Dampf) in SN 1 .....	149
Tabelle 10.4-4: Kapazitäten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Industrieöfen) in SN 1 .....	149
Tabelle 10.4-5: Kapazitäten Straßenverkehr in SN 1 .....	150
Tabelle 10.4-6: Kapazitäten (Leistungsbedarf) Bahnverkehr, Schifffahrt, Luftverkehr in SN 1 .....	150
Tabelle 10.4-7: Leistung klassischer Stromverbrauch in SN 1 .....	150
Tabelle 10.4-8: Leistung stoffliche Nutzung Energieträger in SN 1 .....	150
Tabelle 10.4-9: Kapazitäten und Kosten Fern-/Nahwärmetechnologien in SN 1 .....	151
Tabelle 10.4-10: Kapazitäten und Kosten Primärproduktionstechnologien in SN 1 .....	151
Tabelle 10.4-11: Kapazitäten und Kosten Umwandlungstechnologien in SN 1 .....	151
Tabelle 10.4-12: Kapazitäten und Kosten Speichertechnologien in SN 1 .....	151
Tabelle 10.4-13: Kapazitäten und Kosten Endverteilung (Netz) in SN 1 .....	152
Tabelle 10.4-14: Kapazitäten und Kosten Speicher- und Produktionsanschluss (Netz) in SN 1 .....	152
Tabelle 10.4-15: Kapazitäten und Kosten Clusteraufschließung (Netz) in SN 1* .....	152
Tabelle 10.4-16: Kapazitäten und Kosten Clusterverbindung (Netz) in SN 1* .....	152

### 9.3 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

#### Bundesländer

BEZEICHNUNG	ABKÜRZUNG FÜR ...
BB	Brandenburg
BE	Berlin
MV	Mecklenburg-Vorpommern
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
TH	Thüringen



## Begriffe

BEZEICHNUNG	ABKÜRZUNG FÜR ...
AGV	Arbeitsgasvolumen
BGA	Biogasanlage
Biod.	Biodiesel
Bioe.	Bioethanol
Biom.	Biomasse
B.kohle / Braunkoh.	Braunkohle
BSZ	Brennstoffzelle
BWK	Brennwertkessel
CA	Clusteraufschließung
CNG	Compressed-Natural-Gas (bzw. im Rahmen dieser Studie: Komprimiertes Methan, unabhängig von dessen Quelle)
CV	Clusterverbindung
CV + V	Clusterverbindung inkl. Transportverdichter
dez.	dezentral
EE	Erneuerbare Energie
el.	elektrisch
ern.	erneuerbar
EV	Endverteilung
Fern.-LKW	LKW für Fernverkehr
Flüssigks. / Fl.Krfst. / Flüssig.	Flüssigkraftstoff
FW	Fernwärme
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und-Dampf Kombikraftwerk
GÜP	Grenzübergangspunkt
HKW	Heizkraftwerk (Strom + Wärme)
HT	Hochtemperatur
HW	Heizwerk (Wärme)
IT	Informationstechnik



BEZEICHNUNG	ABKÜRZUNG FÜR ...
IÖ / IO	Industrieöfen
J.a.	Jahresarbeit
K.	Kessel
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Landwirtsch.	Landwirtschaft
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug (bis 3.5t)
LNG	Liquefied-Natural-Gas (bzw. im Rahmen dieser Studie: Verflüssigtes Methan, unabhängig von dessen Quelle)
Met.	Methan
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
NawaRo	Nachwachsender Rohstoff
nNB	Nachgelagerte Netzbetreiber
NT	Niedertemperatur
NW	Nahwärme
p.a.	per anno / pro Jahr
PKW	Personenkraftwagen
Prod. / Produkt.	Produktion
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
Pumpsp.	Pumpspeicher
PV	Photovoltaik
PV Frei.	PV-Freiflächen
PV Dach.	PV-Dachanlagen
PW	Prozesswärme
RW	Raumwärme
S.kohle / Steinkoh.	Steinkohle



– Abschnitt 9 Verzeichnisse –

BEZEICHNUNG	ABKÜRZUNG FÜR ...
SPA(L)	Speicher- und Produktionsanschlussleitung (inkl. Einspeise-Verdichter)
ST	Solarthermie
synth.	synthetisch
TK	Telekommunikation
TVK	Technisch verfügbare Kapazität
Verstrom.	Verstromung
vRES	volatile Primärproduktion aus erneuerbaren Quellen (Windkraft etc.)
WG	Wirkungsgrad
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser

## 10 ERGEBNISTABELLEN

Hinweis: Die Kostenangaben in den folgenden Tabellen beziehen sich jeweils auf annuitätische Jahreskosten.

### 10.1 ERGEBNISTABELLEN ZIELBILD<sub>2050</sub> OSTDEUTSCHLAND

**Tabelle 10.1-1: Kapazitäten und Kosten Raumwärmetechnologien in Ost-DE**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Fern-/Nahwärme	9,7	283
Methan-Wärmepumpe	9,2	990
Elektrische Erd-Wärmepumpe	5,2	826
Festbiomasse-Kessel	2,8	315
El. Luft-Wärmepumpe (Einzelgerät)	0,01	1
El. Luft-Wärmepumpe + H <sub>2</sub> -Kessel	2,3	357
El. Luft-Wärmepumpe + Methan-Kess.	1,0	150
H <sub>2</sub> -Kessel + Solarthermie	1,6	136
<b>SUMME</b>	<b>31,8</b>	<b>3058</b>

**Tabelle 10.1-2: Kapazitäten und Kosten Niedertemperatur-Prozesswärmetechnologien in Ost-DE**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Fernwärme	0,1	0
El. Luft-Wärmepumpe + H <sub>2</sub> -Kessel	0,2	12
El. Luft-Wärmepumpe + Methan-Kess.	0,4	19
Elektrische Erd-Wärmepumpe	0,9	62
<b>SUMME</b>	<b>1,7</b>	<b>93</b>

**Tabelle 10.1-3: Kapazitäten und Kosten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Dampf) in Ost-DE**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Wasserstoff-Kessel	0,6	3
Biomasse-Kessel	1,8	75
<b>SUMME</b>	<b>2,4</b>	<b>78</b>



– Abschnitt 10 Ergebnistabellen –

**Tabelle 10.1-4: Kapazitäten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Industrieöfen) in Ost-DE**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Strom-Industrieöfen	1,5	n.a.
Methan-Industrieöfen	0,1	n.a.
Wasserstoff-Industrieöfen	2,1	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>3,7</b>	

**Tabelle 10.1-5: Kapazitäten Straßenverkehr in Ost-DE**

	Kapazität [Stück]	Kosten [Mio. EUR]
PKW: CNG-Verbrennungsmotor	7 708 100	16 668
LNF: H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen	782 000	2 642
Lokale LKW: H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen	88 400	1 029
Fernverkehr-LKW: H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen	89 100	2 692
<b>SUMME</b>	<b>8 667 600</b>	<b>23 031</b>

**Tabelle 10.1-6: Kapazitäten (Leistungsbedarf) Bahnverkehr, Schifffahrt, Luftverkehr in Ost-DE**

	Kapazität [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Wasserstoff für Bahn	0,1	n.a.
Flüssigkraftstoff für Bahn	0,0	n.a.
LNG für Schifffahrt	0,8	n.a.
Flüssigkraftstoff für Flugverkehr	1,2	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>2,1</b>	

**Tabelle 10.1-7: Leistung klassischer Stromverbrauch in Ost-DE**

	Leistung [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Klassischer Stromverbrauch	11,0	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>11,0</b>	

**Tabelle 10.1-8: Leistung stoffliche Nutzung Energieträger in Ost-DE**

	Leistung [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Methan	1,20	n.a.
Wasserstoff	0,99	n.a.
Flüssigkraftstoff	1,23	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>3,42</b>	



– Abschnitt 10 Ergebnistabellen –

**Tabelle 10.1-9: Kapazitäten und Kosten Fern-/Nahwärmetechnologien in Ost-DE**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Elektrodenkessel	5,9	57
Elektrische Erd-Wärmepumpe	2,2	149
Methan-Kessel	0,1	0,4
Wasserstoff-Kessel	3,3	14
Festbiomasse-Kessel	0,02	1
Solarthermie	0,1	2
Geothermie	0,8	78
Müll-KWK	0,3	n.a.
Abwärme aus Biogasanlagen	0,01	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>12,7</b>	<b>301</b>

**Tabelle 10.1-10: Kapazitäten und Kosten Primärproduktionstechnologien in Ost-DE**

	Kapazität [GW <sub>Output</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Wind Onshore	82,3	6 839
Photovoltaik Freiflächen	39,7	1 480
Photovoltaik Dachanlagen	17,3	714
Festbiomasse-KWK	0,01	6
Biomethaneinspeisung	8,9	1 642
<b>SUMME</b>	<b>148,1</b>	<b>10 680</b>

**Tabelle 10.1-11: Kapazitäten und Kosten Umwandlungstechnologien in Ost-DE**

	Kapazität [GW <sub>Output</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Elektrolyse	38,4	1 067
Methanisierung	0,1	2
Flüssigkraftstoff-Produktion	2,6	128
Methan-Turbinen-Kraftwerk	1,8	48
H <sub>2</sub> -Turbinen- Kraftwerk	2,3	61
H <sub>2</sub> -GuD-Kraftwerk	3,8	191
Flüssigkraftstoff-Kraftwerk	0,5	17
<b>SUMME</b>	<b>49,7</b>	<b>1 514</b>

**Tabelle 10.1-12: Kapazitäten und Kosten Speichertechnologien in Ost-DE**

	Kapazität [GWh;GW]	Kosten [Mio. EUR]
Volumen: Methan	5 254	38
Raten: Methan	13	



– Abschnitt 10 Ergebnistabellen –

	Kapazität [GWh;GW]	Kosten [Mio. EUR]
Volumen: Wasserstoff	13 401	291
Raten: Wasserstoff	30	
Volumen: Pumpspeicher	33	75
Raten: Pumpspeicher	2	
Volumen: Batterien	11	120
Volumen: Wärme	645	51
<b>SUMME Volumen</b>	<b>19 344</b>	<b>575</b>

**Tabelle 10.1-13: Kapazitäten und Kosten Endverteilung (Netz) in Ost-DE**

	Kapazität [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	14,5	2 901
Methan	17,7	336
Wasserstoff	14,8	281
Fern-/Nahwärme	9,0	657
<b>SUMME</b>	<b>56,0</b>	<b>4 176</b>

**Tabelle 10.1-14: Kapazitäten und Kosten Speicher- und Produktionsanschluss (Netz) in Ost-DE**

	Kapazität [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	siehe Einzelanlagen	1 092
Methan		143
Wasserstoff		469
<b>SUMME</b>		<b>1 704</b>

**Tabelle 10.1-15: Kapazitäten und Kosten Clusteraufschließung (Netz) in Ost-DE**

	Kapazität* [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	1,4	241
Methan	0,2	23
Wasserstoff	0,4	38
<b>SUMME</b>	<b>2,1</b>	<b>301</b>

\* Durchschnittliche Leistung je km

**Tabelle 10.1-16: Kapazitäten und Kosten Clusterverbindung (Netz) in Ost-DE**

	Kapazität* [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	0,9	187
Methan	0,6	30**
Wasserstoff	1,4	127**
<b>SUMME</b>	<b>2,9</b>	<b>344</b>

\* Durchschnittliche Leistung je Clusterverbindung; \*\* Inkl. Kosten für Transportverdichter

## 10.2 ERGEBNISTABELLEN ZIELBILD<sub>2050</sub> BRANDENBURG 3

**Tabelle 10.2-1: Kapazitäten und Kosten Raumwärmetechnologien in BB 3**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Fern-/Nahwärme	0,13	4
Methan-Wärmepumpe	0,31	34
Elektrische Erd-Wärmepumpe	0,05	8
Festbiomasse-Kessel	0,12	14
El. Luft-Wärmepumpe + H <sub>2</sub> -Kessel	0,06	9
El. Luft-Wärmepumpe + Methan-Kess.	0,03	5
H <sub>2</sub> -Kessel + Solarthermie	0,00	0
<b>SUMME</b>	<b>0,70</b>	<b>73</b>

**Tabelle 10.2-2: Kapazitäten und Kosten Niedertemperatur-Prozesswärmetechnologien in BB 3**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Fernwärme	0,005	0,00
El. Luft-Wärmepumpe + H <sub>2</sub> -Kessel	0,000	0,00
El. Luft-Wärmepumpe + Methan-Kess.	0,000	0,00
Elektrische Erd-Wärmepumpe	0,042	2,81
<b>SUMME</b>	<b>0,047</b>	<b>2,81</b>

**Tabelle 10.2-3: Kapazitäten und Kosten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Dampf) in BB 3**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Wasserstoff-Kessel	0,000	0,0
Biomasse-Kessel	0,067	2,8
<b>SUMME</b>	<b>0,067</b>	<b>2,8</b>



– Abschnitt 10 Ergebnistabellen –

**Tabelle 10.2-4: Kapazitäten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Industrieöfen) in BB 3**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Strom-Industrieöfen	0,04	n.a.
Methan-Industrieöfen	0,00	n.a.
Wasserstoff-Industrieöfen	0,06	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,11</b>	

**Tabelle 10.2-5: Kapazitäten Straßenverkehr in BB 3**

	Kapazität [Stück]	Kosten [Mio. EUR]
PKW: CNG-Verbrennungsmotor	194 000	420
LNF: H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen	24 700	83
Lokale LKW: H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen	2 700	31
Fernverkehr-LKW: H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen	3 200	97
<b>SUMME</b>	<b>224 600</b>	<b>631</b>

**Tabelle 10.2-6: Kapazitäten (Leistungsbedarf) Bahnverkehr, Schifffahrt, Luftverkehr in BB 3**

	Kapazität [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Wasserstoff für Bahn	0,00	n.a.
Flüssigkraftstoff für Bahn	0,00	n.a.
LNG für Schifffahrt	0,00	n.a.
Flüssigkraftstoff für Flugverkehr	0,00	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,00</b>	

**Tabelle 10.2-7: Leistung klassischer Stromverbrauch in BB 3**

	Leistung [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Klassischer Stromverbrauch	0,2	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,2</b>	

**Tabelle 10.2-8: Leistung stoffliche Nutzung Energieträger in BB 3**

	Leistung [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Methan	0,026	n.a.
Wasserstoff	0,00	n.a.
Flüssigkraftstoff	0,027	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,053</b>	



– Abschnitt 10 Ergebnistabellen –

**Tabelle 10.2-9: Kapazitäten und Kosten Fern-/Nahwärmetechnologien in BB 3**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Elektrodenkessel	0,06	0,58
Elektrische Erd-Wärmepumpe	0,04	2,87
Methan-Kessel	0,01	0,05
Wasserstoff-Kessel	0,04	0,21
Solarthermie	0,00	0,00
Geothermie	0,00	0,00
Müll-KWK	0,01	n.a.
Abwärme aus Biogasanlagen	0,007	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,15</b>	<b>3,7</b>

**Tabelle 10.2-10: Kapazitäten und Kosten Primärproduktionstechnologien in BB 3**

	Kapazität [GW <sub>Output</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Wind Onshore	4,6	381
Photovoltaik Freiflächen	3,5	130
Photovoltaik Dachanlagen	0,5	19
Festbiomasse-KWK	0,0	0
Biomethaneinspeisung	0,3	52
<b>SUMME</b>	<b>8,8</b>	<b>582</b>

**Tabelle 10.2-11: Kapazitäten und Kosten Umwandlungstechnologien in BB 3**

	Kapazität [GW <sub>Output</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Elektrolyse	2,634	73
Methanisierung	0,072	1,23
Flüssigkraftstoff-Produktion	0,072	3,53
Methan-Turbinen-Kraftwerk	0,022	0,58
H <sub>2</sub> -Turbinen- Kraftwerk	0,021	0,56
H <sub>2</sub> -GuD-Kraftwerk	0,138	6,88
Flüssigkraftstoff-Kraftwerk	0,000	0,00
<b>SUMME</b>	<b>2,959</b>	<b>86</b>

**Tabelle 10.2-12: Kapazitäten und Kosten Speichertechnologien in BB 3**

	Kapazität [GWh;GW]	Kosten [Mio. EUR]
Volumen: Methan	0,0	0,0
Raten: Methan	0,0	
Volumen: Wasserstoff	0,0	0



– Abschnitt 10 Ergebnistabellen –

	Kapazität [GWh;GW]	Kosten [Mio. EUR]
Raten: Wasserstoff	0,0	
Volumen: Pumpspeicher	0,0	0,0
Raten: Pumpspeicher	0,0	
Volumen: Batterien	1,5	16,2
Volumen: Wärme	6,0	0,5
<b>SUMME Volumen</b>	<b>8</b>	<b>17</b>

**Tabelle 10.2-13: Kapazitäten und Kosten Endverteilung (Netz) in BB 3**

	Kapazität [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	0,34	67,6
Methan	0,49	9,3
Wasserstoff	0,35	6,7
Fern-/Nahwärme	0,12	8,7
<b>SUMME</b>	<b>1,3</b>	<b>92</b>

**Tabelle 10.2-14: Kapazitäten und Kosten Speicher- und Produktionsanschluss (Netz) in BB 3**

	Kapazität [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	siehe Einzelanlagen	62
Methan		5
Wasserstoff		30
<b>SUMME</b>		<b>98</b>

**Tabelle 10.2-15: Kapazitäten und Kosten Clusteraufschließung (Netz) in BB 3**

	Kapazität* [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	1,0	9,5
Methan	0,1	0,3
Wasserstoff	0,1	0,5
<b>SUMME</b>	<b>1,1</b>	<b>10,3</b>

\* Durchschnittliche Leistung je km



**Tabelle 10.2-16: Kapazitäten und Kosten Clusterverbindung (Netz) in BB 3**

	Kapazität* [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	4,0	n.a.
Methan	3,0	n.a.
Wasserstoff	6,5	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>13,6</b>	

\* Durchschnittliche Leistung je Clusterverbindung

## 10.3 ERGEBNISTABELLEN ZIELBILD<sub>2050</sub> BRANDENBURG 4

**Tabelle 10.3-1: Kapazitäten und Kosten Raumwärmetechnologien in BB 4**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Fern-/Nahwärme	0,12	4
Methan-Wärmepumpe	0,07	7
Elektrische Erd-Wärmepumpe	0,03	5
Festbiomasse-Kessel	0,03	3
El. Luft-Wärmepumpe + H <sub>2</sub> -Kessel	0,04	6
El. Luft-Wärmepumpe + Methan-Kess.	0,02	3
H <sub>2</sub> -Kessel + Solarthermie	0,05	4
<b>SUMME</b>	<b>0,36</b>	<b>32</b>

**Tabelle 10.3-2: Kapazitäten und Kosten Niedertemperatur-Prozesswärmetechnologien in BB 4**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Fernwärme	0,004	0,00
El. Luft-Wärmepumpe + H <sub>2</sub> -Kessel	0,000	0,00
El. Luft-Wärmepumpe + Methan-Kess.	0,000	0,00
Elektrische Erd-Wärmepumpe	0,026	1,77
<b>SUMME</b>	<b>0,031</b>	<b>1,77</b>

**Tabelle 10.3-3: Kapazitäten und Kosten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Dampf) in BB 4**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Wasserstoff-Kessel	0,000	0,0
Biomasse-Kessel	0,043	1,8
<b>SUMME</b>	<b>0,043</b>	<b>1,8</b>



– Abschnitt 10 Ergebnistabellen –

**Tabelle 10.3-4: Kapazitäten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Industrieöfen) in BB 4**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Strom-Industrieöfen	0,03	n.a.
Methan-Industrieöfen	0,00	n.a.
Wasserstoff-Industrieöfen	0,04	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,07</b>	

**Tabelle 10.3-5: Kapazitäten Straßenverkehr in BB 4**

	Kapazität [Stück]	Kosten [Mio. EUR]
PKW: CNG-Verbrennungsmotor	92 600	200
LNF: H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen	12 300	42
Lokale LKW: H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen	1 400	16
Fernverkehr-LKW: H <sub>2</sub> -Brennstoffzellen	1 400	42
<b>SUMME</b>	<b>107 700</b>	<b>300</b>

**Tabelle 10.3-6: Kapazitäten (Leistungsbedarf) Bahnverkehr, Schifffahrt, Luftverkehr in BB 4**

	Kapazität [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Wasserstoff für Bahn	0,00	n.a.
Flüssigkraftstoff für Bahn	0,00	n.a.
LNG für Schifffahrt	0,00	n.a.
Flüssigkraftstoff für Flugverkehr	0,00	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,00</b>	

**Tabelle 10.3-7: Leistung klassischer Stromverbrauch in BB 4**

	Leistung [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Klassischer Stromverbrauch	0,2	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,2</b>	

**Tabelle 10.3-8: Leistung stoffliche Nutzung Energieträger in BB 4**

	Leistung [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Methan	0,02	n.a.
Wasserstoff	0,00	n.a.
Flüssigkraftstoff	0,02	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,03</b>	



– Abschnitt 10 Ergebnistabellen –

**Tabelle 10.3-9: Kapazitäten und Kosten Fern-/Nahwärmetechnologien in BB 4**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Elektrodenkessel	0,06	0,62
Elektrische Erd-Wärmepumpe	0,04	2,96
Methan-Kessel	0,01	0,03
Wasserstoff-Kessel	0,04	0,19
Solarthermie	0,000	0,00
Geothermie	0,000	0,00
Müll-KWK	0,003	n.a.
Abwärme aus Biogasanlagen	0,005	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,15</b>	<b>3,8</b>

**Tabelle 10.3-10: Kapazitäten und Kosten Primärproduktionstechnologien in BB 4**

	Kapazität [GW <sub>Output</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Wind Onshore	1,6	133
Photovoltaik Freiflächen	1,2	45
Photovoltaik Dachanlagen	0,2	8
Festbiomasse-KWK	0,0	0
Biomethaneinspeisung	0,07	13
<b>SUMME</b>	<b>3,1</b>	<b>200</b>

**Tabelle 10.3-11: Kapazitäten und Kosten Umwandlungstechnologien in BB 4**

	Kapazität [GW <sub>Output</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Elektrolyse	0,790	22
Methanisierung	0,048	0,83
Flüssigkraftstoff-Produktion	0,000	0,00
Methan-Turbinen-Kraftwerk	0,003	0,07
H <sub>2</sub> -Turbinen- Kraftwerk	0,003	0,08
H <sub>2</sub> -GuD-Kraftwerk	0,131	6,57
Flüssigkraftstoff-Kraftwerk	0,0004	0,01
<b>SUMME</b>	<b>0,975</b>	<b>30</b>

**Tabelle 10.3-12: Kapazitäten und Kosten Speichertechnologien in BB 4**

	Kapazität [GWh;GW]	Kosten [Mio. EUR]
Volumen: Methan	0,0	0,0
Raten: Methan	0,0	
Volumen: Wasserstoff	0,0	0,0



– Abschnitt 10 Ergebnistabellen –

	Kapazität [GWh;GW]	Kosten [Mio. EUR]
Raten: Wasserstoff	0,0	
Volumen: Pumpspeicher	0,0	0,0
Raten: Pumpspeicher	0,0	
Volumen: Batterien	0,8	8,4
Volumen: Wärme	6,8	0,5
<b>SUMME Volumen</b>	<b>8</b>	<b>9</b>

**Tabelle 10.3-13: Kapazitäten und Kosten Endverteilung (Netz) in BB 4**

	Kapazität [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	0,24	48
Methan	0,17	3,2
Wasserstoff	0,25	4,7
Fern-/Nahwärme	0,12	8,4
<b>SUMME</b>	<b>0,78</b>	<b>65</b>

**Tabelle 10.3-14: Kapazitäten und Kosten Speicher- und Produktionsanschluss (Netz) in BB 4**

	Kapazität [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	siehe Einzelanlagen	18
Methan		2
Wasserstoff		9
<b>SUMME</b>		<b>29</b>

**Tabelle 10.3-15: Kapazitäten und Kosten Clusteraufschließung (Netz) in BB 4**

	Kapazität* [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	0,34	2,0
Methan	0,02	0,1
Wasserstoff	0,06	0,2
<b>SUMME</b>	<b>0,42</b>	<b>2,2</b>

\* Durchschnittliche Leistung je km



**Tabelle 10.3-16: Kapazitäten und Kosten Clusterverbindung (Netz) in BB 4\***

	<b>Kapazität* [GW]</b>	<b>Kosten [Mio. EUR]</b>
<b>Strom</b>	0,3	n.a.
<b>Methan</b>	1,0	n.a.
<b>Wasserstoff</b>	1,3	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>2,5</b>	

\* Durchschnittliche Leistung je Clusterverbindung



## 10.4 ERGEBNISTABELLEN ZIELBILD<sub>2050</sub> SACHSEN 1

Tabelle 10.4-1: Kapazitäten und Kosten Raumwärmetechnologien in SN 1

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Fern-/Nahwärme	0,79	23
Methan-Wärmepumpe	1,19	128
Elektrische Erd-Wärmepumpe	0,32	51
Festbiomasse-Kessel	0,00	0
El. Luft-Wärmepumpe + H <sub>2</sub> -Kessel	0,00	0
El. Luft-Wärmepumpe + Methan-Kess.	0,00	0
H <sub>2</sub> -Kessel + Solarthermie	0,00	0
<b>SUMME</b>	<b>2,30</b>	<b>202</b>

Tabelle 10.4-2: Kapazitäten und Kosten Niedertemperatur-Prozesswärmetechnologien in SN 1

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Fernwärme	0,003	0,00
El. Luft-Wärmepumpe + H <sub>2</sub> -Kessel	0,049	2,50
El. Luft-Wärmepumpe + Methan-Kess.	0,079	4,05
Elektrische Erd-Wärmepumpe	0,081	5,45
<b>SUMME</b>	<b>0,212</b>	<b>12,00</b>

Tabelle 10.4-3: Kapazitäten und Kosten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Dampf) in SN 1

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Wasserstoff-Kessel	0,149	0,8
Biomasse-Kessel	0,151	6,3
<b>SUMME</b>	<b>0,299</b>	<b>7,2</b>

Tabelle 10.4-4: Kapazitäten Hochtemperatur-Prozesswärmetechnologien (Industrieöfen) in SN 1

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Strom-Industrieofen	0,19	n.a.
Methan-Industrieofen	0,01	n.a.
Wasserstoff-Industrieofen	0,27	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,47</b>	



– Abschnitt 10 Ergebnistabellen –

**Tabelle 10.4-5: Kapazitäten Straßenverkehr in SN 1**

	Kapazität [Stück]	Kosten [Mio. EUR]
<b>PKW: CNG-Verbrennungsmotor</b>	488 000	1 055
<b>LNF: H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen</b>	45 900	155
<b>Lokale LKW: H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen</b>	4 700	55
<b>Fernverkehr-LKW: H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen</b>	5 400	163
<b>SUMME</b>	<b>544 000</b>	<b>1 428</b>

**Tabelle 10.4-6: Kapazitäten (Leistungsbedarf) Bahnverkehr, Schifffahrt, Luftverkehr in SN 1**

	Kapazität [GW]	Kosten [Mio. EUR]
<b>Wasserstoff für Bahn</b>	0,003	n.a.
<b>Flüssigkraftstoff für Bahn</b>	0,000	n.a.
<b>LNG für Schifffahrt</b>	0,000	n.a.
<b>Flüssigkraftstoff für Flugverkehr</b>	0,47	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,48</b>	

**Tabelle 10.4-7: Leistung klassischer Stromverbrauch in SN 1**

	Leistung [GW]	Kosten [Mio. EUR]
<b>Klassischer Stromverbrauch</b>	0,7	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,7</b>	

**Tabelle 10.4-8: Leistung stoffliche Nutzung Energieträger in SN 1**

	Leistung [GW]	Kosten [Mio. EUR]
<b>Methan</b>	0,48	n.a.
<b>Wasserstoff</b>	0,004	n.a.
<b>Flüssigkraftstoff</b>	0,49	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>0,98</b>	



– Abschnitt 10 Ergebnistabellen –

**Tabelle 10.4-9: Kapazitäten und Kosten Fern-/Nahwärmetechnologien in SN 1**

	Kapazität [GW <sub>th</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Elektrodenkessel	0,38	3,67
Elektrische Erd-Wärmepumpe	0,29	19,72
Methan-Kessel	0,00	0,00
Wasserstoff-Kessel	0,32	1,34
Solarthermie	0,00	0,00
Geothermie	0,00	0,00
Müll-KWK	0,02	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>1,01</b>	<b>24,72</b>

**Tabelle 10.4-10: Kapazitäten und Kosten Primärproduktionstechnologien in SN 1**

	Kapazität [GW <sub>Output</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Wind Onshore	4,31	358
Photovoltaik Freiflächen	1,02	38
Photovoltaik Dachanlagen	0,95	39
Festbiomasse-KWK	0,0	0
Biomethaneinspeisung	0,37	68
<b>SUMME</b>	<b>6,7</b>	<b>504</b>

**Tabelle 10.4-11: Kapazitäten und Kosten Umwandlungstechnologien in SN 1**

	Kapazität [GW <sub>Output</sub> ]	Kosten [Mio. EUR]
Elektrolyse	1,505	42
Methanisierung	0,000	0,00
Flüssigkraftstoff-Produktion	0,000	0,00
Methan-Turbinen-Kraftwerk	0,123	3,20
H <sub>2</sub> -Turbinen- Kraftwerk	0,000	0,00
H <sub>2</sub> -GuD-Kraftwerk	0,054	2,70
Flüssigkraftstoff-Kraftwerk	0,001	0,04
<b>SUMME</b>	<b>1,683</b>	<b>48</b>

**Tabelle 10.4-12: Kapazitäten und Kosten Speichertechnologien in SN 1**

	Kapazität [GWh;GW]	Kosten [Mio. EUR]
Volumen: Methan	0,0	0,0
Raten: Methan	0,0	
Volumen: Wasserstoff	0,0	0
Raten: Wasserstoff	0,0	



– Abschnitt 10 Ergebnistabellen –

	Kapazität [GWh;GW]	Kosten [Mio. EUR]
Volumen: Pumpspeicher	0,0	0,0
Raten: Pumpspeicher	0,0	
Volumen: Batterien	0,5	5,9
Volumen: Wärme	39,2	3,1
<b>SUMME Volumen</b>	<b>40</b>	<b>9</b>

**Tabelle 10.4-13: Kapazitäten und Kosten Endverteilung (Netz) in SN 1**

	Kapazität [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	0,97	194
Methan	2,02	38
Wasserstoff	1,03	20
Fern-/Nahwärme	0,72	53
<b>SUMME</b>	<b>4,74</b>	<b>305</b>

**Tabelle 10.4-14: Kapazitäten und Kosten Speicher- und Produktionsanschluss (Netz) in SN 1**

	Kapazität [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	siehe Einzelanlagen	39
Methan		5
Wasserstoff		17
<b>SUMME</b>		<b>62</b>

**Tabelle 10.4-15: Kapazitäten und Kosten Clusteraufschließung (Netz) in SN 1\***

	Kapazität* [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	0,9	8,0
Methan	0,3	1,1
Wasserstoff	0,1	0,6
<b>SUMME</b>	<b>1,3</b>	<b>9,7</b>

\* Durchschnittliche Leistung je km

**Tabelle 10.4-16: Kapazitäten und Kosten Clusterverbindung (Netz) in SN 1\***

	Kapazität* [GW]	Kosten [Mio. EUR]
Strom	2,6	n.a.
Methan	4,6	n.a.
Wasserstoff	5,2	n.a.
<b>SUMME</b>	<b>12,4</b>	

\* Durchschnittliche Leistung je Clusterverbindung



## 11 DATENANNAHMEN UND -QUELLEN

### 11.1 DATENANNAHMEN

Die folgenden Tabellen zeigen wesentliche, den Berechnungen zugrunde gelegte, Datenannahmen.

#### Rahmendaten für Modellierung

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
Bevölkerung Ost-DE 2050	Tausend Einwohner	13 698
Fläche Ost-DE	km <sup>2</sup>	108 862

#### Verbrauchsdaten

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
Klassischer Stromverbrauch Ost-DE	TWh	68
Nutzenergiebedarf Raumwärme und Warmwasser Ost-DE	TWh	72
Nutzenergiebedarf Niedertemperatur Prozesswärme Ost-DE	TWh	13
Nutzenergiebedarf Hochtemperatur Prozesswärme – Dampf Ost-DE	TWh	21
Nutzenergiebedarf Hochtemperatur Prozesswärme – Industrieöfen Ost-DE	TWh	33
Energiebedarf Luftverkehr Ost-DE	TWh <sub>Fl.Krfst</sub>	10,8
Energiebedarf Schifffahrt Ost-DE	TWh <sub>LNG</sub>	7,0
Energiebedarf Bahnverkehr Ost-DE (soweit heute noch nicht elektrifiziert)	TWh <sub>Fl.Krfst.</sub>	1,5
Nichtenergetischer Bedarf Wasserstoff Ost-DE	TWh/a	8,7
Nichtenergetischer Bedarf Methan Ost-DE	TWh/a	10,5
Nichtenergetischer Bedarf Flüssigkohlenwasserstoffe Ost-DE	TWh/a	10,8

#### Fahrzeugbestand

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
Anzahl PKW Ost-DE	Kfz	7 708 100
Anzahl LNF Ost-DE	Kfz	782 000
Anzahl lokale LKW Ost-DE	Kfz	88 400
Anzahl Fernverkehr LKW Ost-DE	Kfz	89 100



**Technologiedaten Raumwärme (RW) (inkl. Warmwasser)**

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Elektrische Erd-WP für RW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	1 410
Lebensdauer	Jahre	22
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,1%
Jahresnutzungsgrad	kWh <sub>th</sub> /kWh <sub>el</sub>	3,8
<b>Elektrische Luft-WP für RW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	1 050
Lebensdauer	Jahre	21
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2,3%
Jahresnutzungsgrad <sup>36</sup>	kWh <sub>th</sub> /kWh <sub>el</sub>	2,8
<b>Methan Luft-WP für RW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	900
Lebensdauer	Jahre	21
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,5%
Jahresnutzungsgrad <sup>37</sup>	kWh <sub>th</sub> /kWh <sub>el</sub>	1,65
<b>Elektroheizung für RW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	137
Lebensdauer	Jahre	20
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	0,0%
Jahresnutzungsgrad	%	96%
<b>Methan-Kessel für RW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	362
Lebensdauer	Jahre	21
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,3%
Jahresnutzungsgrad	%	85%
<b>Wasserstoff-Kessel für RW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	362
Lebensdauer	Jahre	21
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2,7%
Jahresnutzungsgrad	%	85%

<sup>36</sup> Im Jahresschnitt; Berechnung in Abhängigkeit der Temperatur mittels:  $\max\{1; 2,84 + 0,1 \cdot (\text{Temperatur} - 2^\circ\text{C})\}$

<sup>37</sup> Im Jahresschnitt; Berechnung in Abhängigkeit der Temperatur mittels:  $\max\{1; 1,57 + 0,1 \cdot (\text{Temperatur} - 2^\circ\text{C})\}$



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Festbiomasse-Kessel für RW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	984
Lebensdauer	Jahre	20
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,9%
Jahresnutzungsgrad	%	70%
<b>Solarthermie für RW (nur in Kombination mit weiterer Heiztechnologie)</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	406
Lebensdauer	Jahre	27
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,1%
Solarer Ertrag je Jahr je Cluster (Volllaststunden)	kWh <sub>th</sub> /a/kW <sub>th</sub>	654-713

### Technologiedaten Prozesswärme

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Technologiedaten – Wärmeerzeuger Niedertemperatur Prozesswärme (NT-PW)</b>		
<b>Elektrische Erd-Wärmepumpe für NT-PW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	850
Lebensdauer	Jahre	20
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,8%
Jahresarbeitszahl	kWh <sub>Output</sub> / kWh <sub>Input</sub>	4,4
<b>Elektrische Luft-Wärmepumpe für NT-PW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	508
Lebensdauer	Jahre	18
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,4%
Jahresarbeitszahl <sup>38</sup>	kWh <sub>Output</sub> / kWh <sub>Input</sub>	3,6
<b>Elektrodenkessel für NT-PW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	241
Lebensdauer	Jahre	20
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	0,3%
Wirkungsgrad	%	99%

<sup>38</sup> Im Jahresschnitt; Berechnung in Abhängigkeit der Temperatur mittels:  $\max\{1; 3,05 + 0,1 \cdot (\text{Temperatur} - 2^\circ\text{C})\}$



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Methan-Kessel für NT-PW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	117
Lebensdauer	Jahre	18
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2,2%
Wirkungsgrad	%	85%
<b>H<sub>2</sub>-Kessel für NT-PW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	117
Lebensdauer	Jahre	18
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2,2%
Wirkungsgrad	%	85%
<b>Festbiomasse-Kessel für NT-PW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	353
Lebensdauer	Jahre	15
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,9%
Wirkungsgrad	%	80%
<b>Solarthermie für NT-PW (nur in Kombination mit weiterer Prozesswärmetechnologie)</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	217
Lebensdauer	Jahre	25
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,2%
Solarer Ertrag je Jahr je Cluster (Volllaststunden)	kWh <sub>th</sub> /a/kW <sub>th</sub>	654-713
<b>Technologiedaten – Wärmeerzeuger Hochtemperatur-Prozesswärme – Dampf (HT-PW)</b>		
<b>Elektrodenkessel für HT-PW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	181
Lebensdauer	Jahre	20
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	0%
Wirkungsgrad	%	100%
<b>Methan-Kessel für HT-PW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	54
Lebensdauer	Jahre	18
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,6%
Wirkungsgrad	%	86%



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>H<sub>2</sub>-Kessel für HT-PW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	54
Lebensdauer	Jahre	18
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,6%
Wirkungsgrad	%	86%
<b>Festbiomasse-Kessel für HT-PW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	251
Lebensdauer	Jahre	15
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	9,0%
Wirkungsgrad	%	80%
<b>Technologiedaten – Wärmeerzeuger Hochtemperatur-Prozesswärme – Industrieöfen</b>		
Wirkungsgrad strombasierte Industrieöfen	%	100%
Wirkungsgrad brennstoffbasierte Industrieöfen	%	50%

### Technologiedaten Fernwärme (FW) Wärmeerzeuger

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Elektrische Erd-Wärmepumpe für FW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	850
Lebensdauer	Jahre	20
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,8%
Jahresarbeitszahl	kWh <sub>Output</sub> / kWh <sub>Input</sub>	4,4
<b>Elektrodenkessel für FW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	158
Lebensdauer	Jahre	20
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	0%
Wirkungsgrad	%	99%
<b>Methan-Kessel für FW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	36
Lebensdauer	Jahre	18
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	5,0%
Wirkungsgrad	%	85%



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>H<sub>2</sub>-Kessel für FW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	36
Lebensdauer	Jahre	18
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	5,0%
Wirkungsgrad	%	85%
<b>Festbiomasse-Kessel für FW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	286
Lebensdauer	Jahre	15
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	6,8%
Wirkungsgrad	%	94%
<b>Solarthermie für FW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	177
Lebensdauer	Jahre	25
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,2%
Solarer Ertrag je Jahr je Cluster (Volllaststunden)	kWh <sub>th</sub> /a/kW <sub>th</sub>	654-713
<b>(Tiefe) Geothermie für FW (für <u>gut geeignete</u> Geothermie-Gebiete, ~1 km Bohrtiefe)</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	1 030
Lebensdauer	Jahre	22
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,8%
<b>(Tiefe) Geothermie für FW (für <u>geeignete</u> Geothermie-Gebiete, ~2 km Bohrtiefe)</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	2 060
Lebensdauer	Jahre	22
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,8%

### Technologiedaten Nahwärme (NW) Wärmeerzeuger

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Methan-Kessel für NW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	59
Lebensdauer	Jahre	18
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,5%
Wirkungsgrad	%	85%



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>H<sub>2</sub>-Kessel für NW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	59
Lebensdauer	Jahre	18
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,5%
Wirkungsgrad	%	85%
<b>Solarthermie für NW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>th</sub>	177
Lebensdauer	Jahre	25
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,2%
Solarer Ertrag je Jahr je Cluster (Volllaststunden)	kWh <sub>th</sub> /a/kW <sub>th</sub>	654-713

**Technologiedaten Fahrzeuge**

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Technologiedaten PKW</b>		
<b>Batterie-elektrischer PKW</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	24 100
Lebensdauer	Jahre	14
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	0,98%
Energiebedarf	kWh <sub>el</sub> /km	0,15
<b>H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen<sup>39</sup> PKW</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	27 300
Lebensdauer	Jahre	14
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	0,97%
Energiebedarf	kWh <sub>H<sub>2</sub></sub> /km	0,21
<b>Methan-Verbrennungsmotor<sup>40</sup> PKW</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	21 500
Lebensdauer	Jahre	14
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,7%
Energiebedarf	kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub> /km	0,40

<sup>39</sup> gasförmiges H<sub>2</sub>

<sup>40</sup> gasförmiges Methan



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Flüssigkraftstoff-Verbrennungsmotor PKW</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	21 500
Lebensdauer	Jahre	14
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,7%
Energiebedarf	kWh <sub>Fl.Krftst</sub> /km	0,39
<b>Technologiedaten LNF</b>		
<b>Batterie-elektrische LNF</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	31 800
Lebensdauer	Jahre	14
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	0,9%
Energiebedarf	kWh <sub>el</sub> /km	0,22
<b>H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen<sup>41</sup> LNF</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	36 100
Lebensdauer	Jahre	14
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	0,9%
Energiebedarf	kWh <sub>H<sub>2</sub></sub> /km	0,31
<b>Methan-Verbrennungsmotor<sup>42</sup> LNF</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	28 300
Lebensdauer	Jahre	14
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,3%
Energiebedarf	kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub> /km	0,82
<b>Flüssigkraftstoff-Verbrennungsmotor LNF</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	28 300
Lebensdauer	Jahre	14
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,6%
Energiebedarf	kWh <sub>Fl.Krftst</sub> /km	0,62

<sup>41</sup> gasförmiges H<sub>2</sub>

<sup>42</sup> gasförmiges Methan



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Technologiedaten lokale LKW</b>		
<b>Batterie-elektrische lokale LKW</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	100 000
Lebensdauer	Jahre	10
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,5%
Energiebedarf	kWh <sub>el</sub> /km	0,74
<b>H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle<sup>43</sup> lokale LKW</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	88 300
Lebensdauer	Jahre	10
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,5%
Energiebedarf	kWh <sub>H<sub>2</sub></sub> /km	1,1
<b>Methan-Verbrennungsmotor<sup>44</sup> lokale LKW</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	82 100
Lebensdauer	Jahre	10
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,3%
Energiebedarf	kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub> /km	1,6
<b>Flüssigkraftstoff-Verbrennungsmotor lokale LKW</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	76 400
Lebensdauer	Jahre	10
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,8%
Energiebedarf	kWh <sub>Fl.Kraftstf</sub> /km	1,3
<b>Technologiedaten LKW Fernverkehr</b>		
<b>H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle<sup>45</sup> LKW Fernverkehr</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	167 000
Lebensdauer	Jahre	8
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,6%
Energiebedarf	kWh <sub>H<sub>2</sub></sub> /km	1,80

<sup>43</sup> gasförmiges H<sub>2</sub>

<sup>44</sup> gasförmiges Methan

<sup>45</sup> gasförmiges H<sub>2</sub>



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>H<sub>2</sub>-Verbrennungsmotor LKW Fernverkehr</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	139 000
Lebensdauer	Jahre	8
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	5,4%
Energiebedarf	kWh <sub>H<sub>2</sub></sub> /km	2,5
<b>Methan-Verbrennungsmotor<sup>46</sup> LKW Fernverkehr</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	139 000
Lebensdauer	Jahre	8
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	5,4%
Energiebedarf	kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub> /km	2,5
<b>Flüssigkraftstoff-Verbrennungsmotor LKW Fernverkehr</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	124 000
Lebensdauer	Jahre	8
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	5,8%
Energiebedarf	kWh <sub>Fl.Kraftst</sub> /km	2,1
<b>LNG-Verbrennungsmotor LKW Fernverkehr</b>		
Investitionskosten	EUR/Kfz	150 000
Lebensdauer	Jahre	8
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	5,0%
Energiebedarf	kWh <sub>LNG</sub> /km	2,5

### Potenziale Rohstoffe

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
Potenzial Feuchtbiomasse – Abfälle Ost-DE	TWh/a	17
Potenzial Feuchtbiomasse – NawaRo Ost-DE	TWh/a	60
Potenzial Festbiomasse – Abfälle Ost-DE	TWh/a	18
Potenzial Festbiomasse – NawaRo Ost-DE	TWh/a	29
Potenzial Müll Ost-DE	TWh/a	9

### Kosten Rohstoffe

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
Feuchtbiomasse – Abfälle	EUR/kWh	0,012
Feuchtbiomasse – NawaRo	EUR/kWh	0,040

<sup>46</sup> gasförmiges Methan



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
Festbiomasse – Abfälle	EUR/kWh	0,012
Festbiomasse – NawaRo	EUR/kWh	0,041

**Produktionspotenziale Primärproduktion**

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
Potenzial Wind Onshore Ost-DE	GW	98
Potenzial Wind Offshore Ost-DE	GW	5
Potenzial PV Freiflächen Ost-DE	GW	59
Potenzial PV Dachanlagen Ost-DE	GW	18
Potenzial Tiefengeothermie Ost-DE	GW	1,3

**Technologiedaten Primärproduktion**

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Windkraft Onshore</b>		
Investitionskosten	EUR/kW	938
Lebensdauer	Jahre	22
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,2%
Verfügbarkeit der Anlage	%	99%
Jahresertrag (Volllaststunden)	kWh/a/ kW	2 209 – 3 490
<b>Windkraft Offshore</b>		
Investitionskosten	EUR/kW	1 290
Lebensdauer	Jahre	21
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	6,0%
Verfügbarkeit der Anlage	%	97%
Jahresertrag (Volllaststunden)	kWh/a/ kW	3 977
<b>Photovoltaik Freiflächen</b>		
Investitionskosten	EUR/kW	511
Lebensdauer	Jahre	28
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2,6%
Verfügbarkeit der Anlage	%	98%
Jahresertrag (Volllaststunden)	kWh/a/ kW	967 – 1 054



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Photovoltaik Dachanlagen</b>		
Investitionskosten	EUR/kW	575
Lebensdauer	Jahre	28
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2,5%
Verfügbarkeit der Anlage	%	98%
Jahresertrag (Volllaststunden)	kWh/a/ kW	967 – 1 054
<b>Stromerzeugung aus Tiefengeothermie</b>		
Investitionskosten	EUR/kW	7 260
Lebensdauer	Jahre	25
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	4,0%
<b>Gaseinspeise-Biogasanlage</b>		
Investitionskosten	EUR/kW	1 290
Lebensdauer	Jahre	19
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	7,9%
Verfügbarkeit der Anlage	%	95%
Wirkungsgrad Biogasaufbereitung	%	98%
Strombedarf (für Gasaufbereitung)	%	5%
<b>Stromeinspeise-Biogasanlage</b>		
Investitionskosten	EUR/kW	1 950
Lebensdauer	Jahre	23
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	5,4%
Verfügbarkeit der Anlage	%	95%
Wirkungsgrad elektrisch	%	28%
Wirkungsgrad thermisch	%	44%

**Technologiedaten PtX-Technologien**

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Elektrolyse</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>el</sub>	225
Lebensdauer	Jahre	19
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	4,0%
Wirkungsgrad (Strom → H <sub>2</sub> )	%	84%
Verfügbarkeit der Anlage	%	98%
Wasserbedarf	l/kWh <sub>H2</sub>	0,38



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Methanisierung</b> (Ausgangsstoff = H <sub>2</sub> )		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>Input</sub>	199
Lebensdauer	Jahre	25
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1,8%
Wirkungsgrad Methan (H <sub>2</sub> → Methan)	%	80%
Wirkungsgrad thermisch (H <sub>2</sub> → Wärme)	%	8,3%
Verfügbarkeit der Anlage	%	96%
<b>Power-to-Liquid</b> (Ausgangsstoff = H <sub>2</sub> )		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>Input</sub>	298
Lebensdauer	Jahre	25
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	5,8%
Wirkungsgrad (H <sub>2</sub> → Flüssigkraftstoff)	%	66%
Verfügbarkeit der Anlage	%	96%

### Technologiedaten XtP-Technologien

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Technologiedaten XtP: Reine Stromerzeuger</b>		
<b>Methan-Turbinen-KW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>el</sub>	397
Lebensdauer	Jahre	31
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2,2%
Variable Betriebs- und Wartungskosten	EUR/kWh	0,00285
Wirkungsgrad	%	45%
Verfügbarkeit der Anlage	%	96%
<b>H<sub>2</sub>-Turbinen-KW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>el</sub>	397
Lebensdauer	Jahre	31
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2,2%
Variable Betriebs- und Wartungskosten	EUR/kWh	0,00285
Wirkungsgrad	%	45%
Verfügbarkeit der Anlage	%	96%



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Flüssigbrennstoff-KW (einstufig)</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>el</sub>	550
Lebensdauer	Jahre	40
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2%
Variable Betriebs- und Wartungskosten	EUR/kWh	0,00400
Wirkungsgrad	%	45%
Verfügbarkeit der Anlage	%	96%
<b>Methan-GuD-KW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>el</sub>	740
Lebensdauer	Jahre	30
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2,3%
Variable Betriebs- und Wartungskosten	EUR/kWh	0,00350
Wirkungsgrad elektrisch	%	62%
Verfügbarkeit der Anlage	%	96%
<b>H<sub>2</sub>-GuD-KW</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>el</sub>	740
Lebensdauer	Jahre	30
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2,3%
Variable Betriebs- und Wartungskosten	EUR/kWh	0,00350
Wirkungsgrad elektrisch	%	62%
Verfügbarkeit der Anlage	%	96%
<b>Technologiedaten XtP: Strom- und Wärmeerzeuger</b>		
<b>Methan-GuD-KWK</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>el</sub>	828
Lebensdauer	Jahre	26
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,6%
Variable Betriebs- und Wartungskosten	EUR/kWh	0,00350
Wirkungsgrad elektrisch	%	48%
Wirkungsgrad thermisch	%	40%
Verfügbarkeit der Anlage	%	96%



– Abschnitt 11 Datenannahmen und -quellen –

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>H<sub>2</sub>-GuD-KWK</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>el</sub>	828
Lebensdauer	Jahre	26
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	3,6%
Variable Betriebs- und Wartungskosten	EUR/kWh	0,00350
Wirkungsgrad elektrisch	%	48%
Wirkungsgrad thermisch	%	40%
Verfügbarkeit der Anlage	%	96%
<b>H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>el</sub>	1 300
Lebensdauer	Jahre	18
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2,6%
Wirkungsgrad elektrisch	%	48%
Wirkungsgrad thermisch	%	44%
Verfügbarkeit der Anlage	%	96%
<b>Müll-KWK</b>		
Wirkungsgrad elektrisch	%	12%
Wirkungsgrad thermisch	%	28%
<b>Festbiomasse-KWK</b>		
Investitionskosten	EUR/kW <sub>el</sub>	3 290
Lebensdauer	Jahre	18
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	5,3%
Variable Betriebs- und Wartungskosten	EUR/kWh	0,0200
Wirkungsgrad elektrisch	%	24%
Wirkungsgrad thermisch	%	61%
Verfügbarkeit der Anlage	%	85%

### Potenziale Speichertechnologien

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
Kavernenspeicher-Potenzial Ost-DE (für Methan-Speicherung oder alternativ – mit geringerem energetischen Speicherpotenzial – auch für Wasserstoff nutzbar)	GWh <sub>Methan</sub>	45 795
Porenspeicher-Potenzial Ost-DE	GWh <sub>Methan</sub>	16 839
Pumpspeicher-Potenzial <sup>47</sup> Ost-DE	GWh <sub>el</sub>	33

<sup>47</sup> Speicherkapazität nach Pumpverlusten aber vor Turbinenverlusten



## Technologiedaten Speichertechnologien

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Methanspeicher</b>		
Investitionskosten Speichervolumen	EUR/kWh	0,0354
Fixe Betriebs- und Wartungskosten Speichervolumen p.a.	%-Invest	5%
Investitionskosten Speicherraten	EUR/kWh/d	0,885
Fixe Betriebs- und Wartungskosten Speicherraten p.a.	%-Invest	5%
Lebensdauer Volumen bzw. Raten	Jahre	50
Wirkungsgrad (ganzer Zyklus)	%	99%
Verfügbarkeit der Anlage	%	94%
<b>Wasserstoffspeicher</b>		
Investitionskosten Speichervolumen	EUR/kWh	0,113
Fixe Betriebs- und Wartungskosten Speichervolumen p.a.	%-Invest	5%
Investitionskosten Speicherraten	EUR/kWh/d	2,82
Fixe Betriebs- und Wartungskosten Speicherraten p.a.	%-Invest	5%
Lebensdauer Volumen bzw. Raten	Jahre	50
Wirkungsgrad (ganzer Zyklus)	%	99%
Verfügbarkeit der Anlage	%	94%
<b>Pumpspeicher</b>		
Investitionskosten Volumen	EUR/kWh	1,30
Investitionskosten Raten	EUR/kWh/d	44,1
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest <sub>Rate</sub>	0,27%
Lebensdauer Volumen bzw. Lebensdauer Raten	Jahre	90 bzw. 45
Variable Betriebs- und Wartungskosten	EUR/kWh	0,00299
Wirkungsgrad (ganzer Zyklus)	%	83%
Verfügbarkeit der Anlage	%	90%
<b>Batterie</b>		
Investitionskosten	EUR/kWh	102
Lebensdauer	Jahre	13
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	2%
Wirkungsgrad (ganzer Zyklus)	%	100% <sup>48</sup>
Verfügbarkeit der Anlage	%	100%

<sup>48</sup> Modellierungsvereinfachung

DATENBEDARF	EINHEIT	WERT 2050
<b>Wärmespeicher</b>		
Investitionskosten	EUR/kWh	1,71
Lebensdauer	Jahre	40
Fixe Betriebs- und Wartungskosten p.a.	%-Invest	1%
Wirkungsgrad (ganzer Zyklus)	%	100% <sup>49</sup>
Verfügbarkeit der Anlage	%	100%

## 11.2 DATENQUELLEN

- 50Hertz. (2016). *Entnommene Jahresarbeit in 2016*. Abgerufen am 02. September 2019 von <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/EntnommeneJahresarbeit>
- 50Hertz. (2016). *Vertikale Netzlast*. Abgerufen am 02. September 2019 von <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/VertikaleNetzlast>
- 50Hertz. (2017). *Eine erfolgreiche Energiewende für eine nachhaltige Welt, Geschäftsbericht 2016*.
- 50Hertz. (2017). *Statisches Netzmodell - Datentabelle*. Abgerufen am 02. September 2019 von <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/StatischesNetzmodell>
- ADAC. (2016). *Zusammensetzung der Kraftstoffpreise*.
- ADAC. (2019). *Der ADAC-Kostenvergleich: Auf Autogas umrüsten?*
- ADAC. (2019). *www.adac.de/tanken*. Abgerufen am 03. September 2019 von [https://www.adac.de/\\_mmm/pdf/1998-2018\\_Jahresdurchschnittspreise\\_51779.pdf](https://www.adac.de/_mmm/pdf/1998-2018_Jahresdurchschnittspreise_51779.pdf)
- AEE - Agentur für Erneuerbare Energien. (2014). *Holzenergie in Deutschland - Status Quo und Potenziale*.
- AEE - Agentur für Erneuerbare Energien. (2018). *Föederal Erneuerbar - Bundesländer mit neuer Energie*. Abgerufen am 25. Jänner 2019 von <https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/>
- AEE - Forschungsradar. (2016). *Metaanalyse: Investitionskosten von Energiewende-Technologien*.
- AGEB - AG Energiebilanzen e.V. (2017). *Bilanzen 1990-2017*. Abgerufen am 29. August 2019 von <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2016.html>
- Agora Energiewende / Öko-Institut e.V. / European Climate Foundation. (2017). *Die deutsche Braunkohlewirtschaft*.
- Agora Energiewende. (2014). *Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*.

<sup>49</sup> Modellierungsvereinfachung



- Agora Energiewende. (2018). *Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung - Endbericht einer Studie vom Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), dem Fraunhofer IEE und Consentec.*
- AMI GmbH. (2019). *Großhandelspreise ohne Mehrwertsteuer.* Abgerufen am 02. September 2019 von [https://www.ufop.de/files/6015/6413/2082/2048\\_Grosshandel\\_KW\\_3019.jpg](https://www.ufop.de/files/6015/6413/2082/2048_Grosshandel_KW_3019.jpg)
- Asset (E3Modelling, Ecofys, Tractebel). (2018). *Technology pathways in decarbonisation scenarios.*
- ASUE - Arbeitsgemeinschaft für die sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (2011). *Ratgeber Wärmeversorgung mit Kostenvergleich Heizung 2011 Neubau / Grundsanierung.*
- BAFA. (2018). *Drittlandskohlebezüge und durchschnittliche Preise frei deutsche Grenze für Kraftwerkssteinkohle.*
- BAFA. (2019). *Monatliche Entwicklung des Grenzübergangspreis Erdgas.*
- BBE - Bundesinitiative BioEnergie - ausgefertigt von Fichtner. (2002). *Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse - Gutachten .*
- BBSR - Bundesinstitut für Bau, Stadt- und Raumforschung. (2012). *Demografie Portal des Bundes und der Länder - Zahlen und Fakten - Bevölkerungswachstum nach Kreisen, 2012-2035.*
- BCG / Prognos im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie. (2018). *Klimapfade für Deutschland.*
- BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. (2015). *Wie heizt Deutschland? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt.*
- BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. erstellt vom Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden. (2017). *BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2017 - Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme.*
- BDEW / VKU / GEODE. (2011). *Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas.*
- BDEW / VKU / GEODE. (2015). *Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas.*
- Bft - Bundesverband freier und unabhängiger Tankstellen. (2019). [www.bft.de/daten-und-fakten](http://www.bft.de/daten-und-fakten). Abgerufen am 03. September 2019 von <https://www.bft.de/daten-und-fakten/benzinpreis-zusammensetzung>
- BGW / VKU. (2007). *Praxisinformation P 2007/13 Gastransport/Betriebswirtschaft - Abwicklung von Standardlastprofilen.*
- BINE Informationsdienst. (2005). *Themeninfo II/2005; Brennstoffzellen - emissionsarm Wärme und Strom erzeugen.*
- Biomasseverband Oberösterreich im Auftrag von Landwirtschaftskammer Oberösterreich. (2013). *Wirtschaftlichkeit von Holzgasanlagen - Heizwerke Betreibertag 2013.*
- Birger, N. (2018). So viel Geld verdienen Ölkonzerne am Benzin. [www.welt.de](http://www.welt.de), Artikel 173484121.



- BMEL - Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft. (2014). *Landatlas Wohnen - Wohnfläche - Kreisebene*. Von [www.landatlas.de](http://www.landatlas.de) abgerufen
- BMU / ptJ. (2019). *Saisonalerspeicher.de*. Abgerufen am 28. August 2019
- BMVBS - Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. (2010). *Globale und regionale Verteilung von Biomassepotenzialen - Status quo und Möglichkeit der Präzisierung - BMVBS-Online-Publikation, Nr. 27/2010*.
- BMVI - Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur. (2015). *Identifizierung von Hemmnissen der Nutzung von LNG und CNG im schweren LKW-Verkehr sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung*.
- BMVI - Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur. (2017). *Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-LKW*.
- BMVI / BVU / iTP / iVV / Planco. (2014). *Verkehrsverflechtungsprognose 2030 - Schlussbericht*.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2015). *Marktanalyse Windenergie auf See*.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2019). *Energiedaten Gesamtausgabe*.
- BNetzA - Bundesnetzagentur. (2017). *ARegV31Tabelle (Datenblatt der Strom- und Gasnetzbetreiber)*.
- BNetzA - Bundesnetzagentur. (2018). *Aufwand- und Vergleichsparameter Gasverteilsnetzbetreiber*.
- BNetzA - Bundesnetzagentur. (2018). *Aufwand- und Vergleichsparameter Stromverteilsnetzbetreiber*.
- BNetzA - Bundesnetzagentur. (2019). *Kraftwerksliste*.
- BNetzA - Bundesnetzagentur. (2019). *Kraftwerksliste Gas*.
- BNetzA - Bundesnetzagentur. (2019). *Liste der Ladesäulen (Stand 8. August 2019) sortiert nach Postleitzahlgebieten*.
- BNetzA / Bundeskartellamt. (2016). *Monitoringbericht 2016*.
- Brinner, A., Schmidt, M., Schwarz, S., Wagener, L., & Zuberbühler, U. (2018). *Technologiebericht 4.1 Power-to-Gas (Wasserstoff) innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende*.
- Bundesamt für Güterverkehr. (Winter 2017/18). *Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr*.
- BWE - Bundesverband WindEnergie e.V. (2011). *Studie - Potenzial der Windenergienutzung an Land - Kurzfassung*.
- C.A.R.M.E.N. (2012). *Nahwärmenetze und Heizwerke - Erfolgsfaktoren und Erfahrungen - Fachtagung: "Wärme aus Biomasse - Stand der Technik und Perspektiven"*.
- C.A.R.M.E.N. (2018). *Biogene Festbrennstoffe - Biomasseheizwerke - Wirtschaftlichkeit - Wärmegestehungskosten*. Von <https://www.carmen-ev.de/biogene->

festbrennstoffe/biomasseheizwerke/wirtschaftlichkeit/474-waermegestehungskosten  
abgerufen

- DBFZ - Deutsches Biomasse Forschungszentrum. (2015). *Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse) - Zwischenbericht Mai 2015.*
- DBI - Deutsches Brennstoffinstitut. (2016). *Abschlussbericht - Wirtschaftliche Bewertung der HYPOS-Wertschöpfungsketten zur Wasserstoffherzeugung im Kontext der verschiedenen Nutzungspfade - H2-Index - Teil 1: Potenzialanalyse zum Absatz von Wasserstoff in der Modellregion HYPOS.*
- DENA - Deutsche Energie-Agentur. (2018). *dena - Leitstudie - Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050.*
- DENA / GEEA. (2017). *Gebäudestudie - Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor.*
- DESTATIS - Statistisches Bundesamt. (2015). *Bevölkerungsentwicklung nach Bundesländern bis 2060 - 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung.*
- DESTATIS - Statistisches Bundesamt. (31. Dezember 2015). *Genesis-Online Datenbank; Gebietsfläche: Kreise, Stichtag; Bevölkerungsstand (Anzahl).* Von Gebietsfläche: Kreise, Stichtag. abgerufen
- DESTATIS - Statistisches Bundesamt. (2017). *Genesis Online Datenbank.* Abgerufen am 30. August 2019 von <https://www-genesis.destatis.de>
- DESTATIS - Statistisches Bundesamt. (2017). *Luftverkehr auf Hauptverkehrsflughäfen - Fachserie 8 Reihe 6.1 - Verkehrsleistung gewerblicher Luftverkehr mit dem Ausland / Verkehrsleistung gewerblicher Luftverkehr innerhalb Deutschlands.*
- DESTATIS - Statistisches Bundesamt. (2018). *Land- und Forstwirtschaft, Fischerei - Bodennutzung der Betriebe (Landwirtschaftlich genutzte Flächen).*
- DESTATIS - Statistisches Bundesamt. (2019). *Außenhandel - Zusammenfassende Übersichten für den Außenhandel (vorläufige Ergebnisse) 2018.*
- DLR / Fraunhofer IWES / IfnE. (2010). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - "Leitstudie 2010" - BMU FKZ 03MAP146 - Datenanhang II.*
- DLR / Fraunhofer IWES / IfnE. (2010). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei der Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - "Leitstudie 2010" - BMU - FKZ 03MAP146.*
- Dr. Höhlein. (2004). *Wasserstofflogistik - verteilen, speichern und betanken.*
- DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH. (2015). *Sachsens erster, großtechnischer Batteriespeicher im Innovationskraftwerk.*
- DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches. (2019). *Karte der Power-to-Gas-Projekte in Deutschland.* Abgerufen am 30. August 2019 von <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-24042019-ptg-map/>



- DWD - Deutscher Wetterdienst ([www.dwd.de](http://www.dwd.de)). (2019). *Klimadaten Deutscher Stationen - Gradtagszahlen*.
- E.ON - Innovation Center Energy Storage. (2014). *Innovative Energiespeicherung - Fokus Power to Gas*.
- efzn - Energie-Forschungszentrum Niedersachsen. (2013). *Studie - Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit - FA 43/12 - Abschlussbericht*.
- eins - Energie in Sachsen. (2019). *Batteriespeicher*. Abgerufen am 30. August 2019 von <https://www.eins.de/über-eins/infrastruktur/energiewende/batteriespeicher/>
- Energate Messenger [09.11.2018]. (2018). *Statistik - Fernwärme 2017 mit leichtem Rückgang*.
- Energie- und Wasserwerke Bautzen GmbH. (2016). *Der Bau des Energiezentrums Bautzen*. Abgerufen am 30. August 2019 von <https://www.ewbautzen.de/die-ewb/energiezentrum/bautagebuch/>
- Energiequelle. (2019). *Geschäftsfelder Energiespeicher*. Abgerufen am 30. August 2019 von <https://www.energiequelle.de/energiespeicher/>
- Energiesysteme der Zukunft im Auftrag von bmvit / FFG. (2014). *Biogas Netzeinspeisung.at - Fallstudie wirtschaftliche Planung Modellanlage*. Von <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/wirtschaftliche-planung/modellanlage.html> abgerufen
- Energiesysteme der Zukunft im Auftrag von bmvit / FFG. (2014). *Biogas Netzeinspeisung.at - Vergleich der Verfahren zur Methananreicherung*. Von <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/aufbereitung/methananreicherung/vergleich-verfahren.html> abgerufen
- Energy-charts.de. (2018). *Jährliche Börsenstrompreise in Deutschland*. Abgerufen am 02. September 2019 von [https://www.energy-charts.de/price\\_avg\\_de.htm?price=nominal&period=annual&year=2018](https://www.energy-charts.de/price_avg_de.htm?price=nominal&period=annual&year=2018)
- ENERTRAG. (2011). *Das Hybridkraftwerk Prenzlau - Aktueller Stand*.
- ENTSO-E Transparency Platform. (2016). *Total Load - Day Ahead / Actual*. Abgerufen am 02. September 2019 von [https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=CTA&atch=false&dateTime.dateTime=01.01.2016+00:00|CET|DAY&biddingZone.lues=CTY|10Y1001A1001A83F!CTA|10YDE-VE-----2&dateTime.timezone=CET\\_C](https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=CTA&atch=false&dateTime.dateTime=01.01.2016+00:00|CET|DAY&biddingZone.lues=CTY|10Y1001A1001A83F!CTA|10YDE-VE-----2&dateTime.timezone=CET_C)
- Erdgasspeicher Peissen GmbH. (2019). *UGS Katharina - Daten und Fakten*. Abgerufen am 30. August 2019 von <https://www.ugs-katharina.de/de/unternehmen/daten-fakten>
- ETH Zürich, J. Schell, M. Werner, N. Casas. (2018). *Gaskraftwerke mit CO2-Abscheidung*.
- EWE Aktiengesellschaft. (kein Datum). *Leitungsbau Gasspeicher Moeckow, Antragsunterlagen zum Hauptbetriebsplan*.
- EWI / GWS / Prognos im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. (2014). *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12*.



- EWI / IE / RWI Essen im Auftrag des BMWA. (2004). *Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG)*.
- Fernheizwerk Neukölln AG. (2018). *Umwelterklärung Fernheizwerk Neukölln AG*.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2014). *Faktenblatt - Power to Heat*.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2014). *Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken*.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2016). *Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher*.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: A. Gruber, F. Biedermann, S. von Roon. (2015). *Industrielles Power-to-Heat Potenzial*.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: A. Regett, C. Pellinger, S. Eller. (2014). *Power2Gas: Hype oder Schlüssel zur Energiewende?*
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Andrej Guminski. (2017). *Power-to-Heat in der industriellen Prozesswärme - technische Potenziale und Kosten für ausgewählte Beispiele*.
- FNB Gas - Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas. (2012). *NEP 2013, Anlage 1: Eingangsgrößen in die Modellierung, Stichtag 31.08.2012*.
- FNB Gas - Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas. (2017). *Netzentwicklungsplan GAS 2016 - 2026*.
- FNB Gas - Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas. (2018). *NEP-Gas-Datenbank*. Abgerufen am 02. September 2019 von <https://www.nep-gas-datenbank.de:8080/app/#!/kapazitaeten>
- FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2018). *Massebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen*. Abgerufen am 28. August 2018 von <https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie/biogas/massebezogener-substrateinsatz-in-biogasanlagen.html>
- FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2018). *Massebezogener Substrateinsatz von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen*. Abgerufen am 28. August 2019 von <https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie/biogas/massebezogener-substrateinsatz-von-wirtschaftsduengern-in-biogasanlagen.html>
- FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2014). *Basisdaten Bioenergie Deutschland 2014*.
- FNR - Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe. (2014). *Basisdaten Bioenergie Deutschland*. Abgerufen am 28. August 2019 von <https://mediathek.fnr.de/gasausbeuten-verschiedener-substrate-fm.html>
- FNR - Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe. (2018). *Basisdaten Nachwachsende Rohstoffe - Bioenergie - Festbrennstoffe - Aufkommen der verwendeten Holzrohstoffe*



2016. Abgerufen am 28. August 2019 von <https://basisdaten.fnr.de/bioenergie/festbrennstoffe/>
- FNR - Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe e. V. i. A. BMEL. (2019). *Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland.*
- ForWind / Öko-Institut e.V. (2016). *Erstellung generischer EE-Strom-Einspeisezeitreihe mit unterschiedlichem Grad an fluktuierendem Stromangebot - auf Bundeslandebene für Deutschland im Zeitraum 2020 bis 2050.*
- Fraunhofer ISE / FCBAT. (2011). *NOW-Studie "Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien" - Kurzfassung des Abschlussberichts.*
- Fraunhofer ISE / Intelligent Energy Europe / O.Ö. Energiesparverband. (2011). *SO-PRO Solar Process Heat - Solar Process Heat Generation: Guide to Solar Thermal System Design for Selected Industrial Processes.*
- Fraunhofer ISE. (2013). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien - Studie November 2013.*
- Fraunhofer ISE. (2015). *Was kostet die Energiewende? - Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050.*
- Fraunhofer ISE. (2018). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien - Studie März 2018.*
- Fraunhofer ISI / consentec / ifeu. (2017). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 2: Modelle und Modellverbund, Studie im Auftrag des BMWi.*
- Fraunhofer ISI / consentec / ifeu. (2017). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario - Studie im Auftrag des BMWi.*
- Fraunhofer ISI. (2013). *Markthochlaufszzenarien für Elektrofahrzeuge.*
- Fraunhofer IUSE - Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik UMSICHT. (2008). *Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008.*
- Fraunhofer IWES / Fraunhofer IBP. (2015). *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr.*
- Fraunhofer IWES. (2011). *Speicherungsmöglichkeiten von Überschuss-Energie mit Wasserstoff oder Methan - ein Vergleich.*
- Frontier economics / IAEW / 4Management / EMCEL. (2017). *Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland - Eine modellbasierte Analyse.*
- FVV. (2016). *Renewables in Transport 2050 - Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity - Kraftstoffstudie II - Final report.*
- Gas Storage Europe. (2016). *Storage Map 2016 working version, data as of 15. April 2016.*
- Gascade Gastransport. (2019). *Die Gascade-Infrastruktur.* Abgerufen am September. 09 2019 von <https://www.gascade.de/netzinformationen/>



- Gascade Gastransport. (2019). *Gascade-Verdichterstation in Reckrod*. Abgerufen am 02. September 2019 von <https://www.gascade.de/netzinformationen/verdichterstationen/reckrod/>
- Gascade Gastransport. (2019). *Unser Netz in Zahlen*. Abgerufen am 02. September 2019 von <https://www.gascade.de/netzinformationen/>
- Gascade Gastransport. (2019). *Verdichterstationen*. Abgerufen am 02. September 2019 von <https://www.gascade.de/netzinformationen/verdichterstationen/>
- GEA - Grazer Energie Agentur. (2010). *Wirtschaftlichkeit von Biomethan Nutzungspfaden (Zwischenergebnisse)*.
- GIE - Gas Infrastructure Europe. (2018). *Storage Database Europa*.
- Group Vattenfall. (2015). *Blog Investition in die Wärmewende: Wärmespeicher und Tauchsieder im Trend*. Abgerufen am 30. August 2019 von <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/blog-news-presse/blog/2015/april/warmewende-warmespeicher-tauchsieder>
- GWJ / EWI / Jülich / Wuppertal Institut / ZBT RUB. (2015). *Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbiefen - Beitrag zum Vorprojekt Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System*.
- Hey, B. (2012). *Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg - Masterthesis - "Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements"*.
- Hochschule Offenburg: D. Schön. (2016). *Bachelorarbeit - Potentiale und Hemmnisse bei der Einbindung eines intelligenten Energiemarkts in die wärme- und kältetechnische Konzeption*.
- HSR - Hochschule für Technik Rapperswil - IET - Institut für Energietechnik. (2017). *Verstromen der Abwärme aus Power-to-Gas Prozessen*.
- HSR - Hochschule für Technik Rapperswil - IET Institut für Energietechnik: B.Meier. (2014). *Energieaufwand für Gaskamprimierung*.
- IEA - International Energy Agency. (2015). *Technology Roadmap - Hydrogen and Fuel Cells*.
- IfaS - Institut für angewandtes Stoffstrommanagement: H. Krames. (2013). 1. *Energiespeichertagung Birkenfeld: Thermische Großspeicher - Arten - Anwendung - Auslegung*.
- ifeu / GEF / AGFW. (2013). *Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien*.
- IKT für Elektromobilität / BMWi. (2015). *Wirtschaftlichkeit von Elektromobilität in gewerblichen Anwendungen - Betrachtung von Gesamtnutzungskosten, ökonomischen Potenzialen und möglicher CO2-Minderung Abschlussbericht*.
- Infodienst - Fachbereich 3 - Agrarökonomie, Ländlicher Raum. (2007). *Infodienst 04/2007 - Silomais für die Biogasanlage – mit welchen Kosten muss man rechnen und zu welchen Preisen kann man verkaufen?*



- IWR. (2018). *Offshore-Windindustrie.de - Windparks in Deutschland*. Abgerufen am 28. August 2019 von <https://www.offshore-windindustrie.de/windparks/deutschland>
- IWU. (2007). *Basisdaten für Hochrechnung mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU*.
- J. Kixmüller. (2018). Interview mit Ernst Huenges "Die wichtigste Option der Zukunft": Der Potsdamer Geoforscher Ernst Huenges über das Potenzial der tiefen Geothermie für die Wärmeversorgung der Städte, Risiken der Förderung und unverhoffte Nebeneffekte. *Potsdamer Neueste Nachrichten*.
- Joule: D. W. Keith, G. Holmes, D. St. Angelo, K. Heidel. (2018). *A Process for Capturing CO2 from the Atmosphere*.
- Jülich Forschungszentrum, W. Kuckshinrichs und P. Markewitz. (2010). *STE Research Report 05/2010 - Kostenstrukturen von CCS-Technologien: Übersicht unter Berücksichtigung von CO2-Reinheitsgraden und Lernkurven*.
- KBA - Kraftfahrt-Bundesamt. (2017). *Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern am 1. Januar 2017 nach Bundesländern und Zulassungsbezirken*.
- KBA - Kraftfahrt-Bundesamt. (2017). *Kurzbericht - Verkehr in Kilometern*.
- KBA - Kraftfahrt-Bundesamt. (2019). *Bestand an Kraftfahrzeugen am 1. Januar 2019 nach Bundesländern und Kraftstoffarten*.
- KBA - Kraftfahrt-Bundesamt. (2019). *Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern am 1. Januar 2019 nach Bundesländern und Zulassungsbezirken*.
- KIWA / E4tech. (2016). *Report for: DECC Desk study on the development of a hydrogen-fired appliance supply chain*.
- Kley, F. (2011). *Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge - Entwicklung und Bewertung einer Ausbaustrategie auf Basis des Fahrverhaltens*.
- LAK - Länderarbeitskreis Energiebilanzen. (2015 - 2018). *Energiebilanzen der Länder*. Abgerufen am 30. August 2019 von <http://www.lak-energiebilanzen.de/laenderbilanzen/>
- LAK - Länderarbeitskreis Energiebilanzen. (2015). *Endenergieverbrauch nach Energieträgern*. Abgerufen am 28. August 2019 von <http://www.lak-energiebilanzen.de/>
- LAK Länderarbeitskreis Energiebilanzen. (2016). *Primärenergieverbrauch nach Energieträgern*. Abgerufen am 02. September 2019 von <http://www.lak-energiebilanzen.de/energiebilanzen/>
- Land Brandenburg - Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten . (2012). *Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg*.
- Landwirtschaftskammer Niederösterreich. (2015). *Holzvermarktung & Betriebswirtschaft*. Abgerufen am 11. Februar 2019 von <https://noe.lko.at/mit-welchen-erträgen-kann-ich-in-den-nächsten-jahren-rechnen+2500+2426200>



- Leopoldina - Nationale Akademie der Wissenschaften / acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften / Union der deutschen Akademien der Wissenschaften: A. Reuter, P. Elsner. (2016). *Energiesystem der Zukunft - Materialien Februar 2016 - Windkraftanlagen Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050.*
- Leopoldina - Nationale Akademie der Wissenschaften / acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften / Union der deutschen Akademien der Wissenschaften: K. Görner, D. U. Sauer. (2016). *Energiesysteme der Zukunft - Materialien Februar 2016 - Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050.*
- LIAG - Leibnitz-Institut für Angewandte Geophysik. (2018). *Positionspapier - Die Rolle der tiefen Geothermie bei der Wärmewende - Wie Deutschland 60% erneuerbare Wärme bis 2050 schaffen könnte.*
- LIE - Leipziger Institut für Energie. (2018). *Ermittlung des Speicherbedarfs Erneuerbarer Energien auf der Nauener Platte - Endbericht.*
- Linde. (2013). *Rechnen Sie mit Wasserstoff. Die Datentabelle.*
- Ludwig Bölkow Systemtechnik. (2016). *Vergleich von CNG und LNG zum Einsatz in LKW im Fernverkehr.*
- Mc Kinsey. (kein Datum). *A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis; The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles.*
- MvB euroconsult, Competence in ports and logistics im Auftrag des Ministeriums für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung des Landes Mecklenburg-Vorpommern. (2013). *LNG MV - Handlungsansätze zum Aufbau einer LNG-Infrastruktur für die Seeschifffahrt in Mecklenburg-Vorpommern.*
- MWV - Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2006). *Preisbildung an Tankstellen.*
- Neuhof, Wolfgang (in Zusammenarbeit mit Energie-Control). (2004). *Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten - Diplomarbeit.*
- Niederlausitz-Aktuell. (2016). *Niederlausitz lokal - direkt - unabhängig.* Abgerufen am 30. August 2019 von <https://www.niederlausitz-aktuell.de/nachbarn/62377/batteriegrossspeicher-in-neuhardenberg-geht-ans-netz.html>
- Nitsch, J., & Fishedick, M. (2002). *Eine vollständig regenerative Energieversorgung mit Wasserstoff - Illusion oder realistische Perspektive?*
- NOW - im Auftrag des BMVI. (2016). *Ergebnisbericht Studie - Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene.*
- Öko-Institut e.V. / Fraunhofer ISI. (2015). *Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.*
- Öko-Institut e.V. (2013). *Working Paper - Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich - Stand heute und die Langfristperspektive.*



- Öko-Institut e.V. (2014). *eMobil 2050 - Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz.*
- ONTRAS Gastransport. (kein Datum). *Netzkarte.* Abgerufen am 02. September 2019 von [https://www.ontras.com/fileadmin/Dokumente\\_Netztransparenz/ONTRAS\\_Netz.png](https://www.ontras.com/fileadmin/Dokumente_Netztransparenz/ONTRAS_Netz.png)
- ONTRAS Gastransport. (kein Datum). *Strukturdaten.* Abgerufen am 02. September 2019 von <https://www.ontras.com/de/netztransparenz/netzdaten/>
- Österreichischer Biomasse-Verband. (2014). *Faktencheck: Stoffliche vs. energetische Nutzung von Holz.*
- Photovoltaik Solarstrom. (kein Datum). *www.photovoltaiksolarstrom.com.* Abgerufen am 15. Jänner 2019 von <https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaiklexikon/solarertragsstaedte/>
- Prognos im Auftrag von Österreichs E-Wirtschaft. (2014). *Endbericht - Perspektiven der öffentlichen Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung (KWKK) in Österreich.*
- PV Tech Power. (2015). *Solar plus storage goes large.*
- Regionalenergie Steiermark. (2014). *Kostenübersicht - Kostenvergleich bei 10 kW Heizlast.*
- Regionaler Planungsverband Vorpommern. (2018). *Energiespeicher und deren Netzintegration in der Planungsregion Vorpommern.*
- RLI - Reiner Lemoine Institut. (2012). *Szenarioberechnung einer Strom- und Wärmeversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis erneuerbarer Energien .*
- Rödl & Partner - B. Richter. (2016). *Tiefengeothermie in Deutschland 2016.*
- RWTH Aachen University - Genesys. (2014). *Schlussbericht - Speicher- und Netzausbaubedarf bei Betrachtung des gesamten Europäischen Raums mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien - Entwicklung eines Simulationsprogramms und Untersuchung von Energieversorgungszenarien.*
- Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie. (2016). *Silomais für die Biogasanlage - mit welchen Kosten muss man rechnen - Kalkulationshilfe "Vollkosten ermitteln".*
- Schweizerische Eidgenossenschaft / BFE - Bundesamt für Energie. (2013). *Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050.*
- Scope Ratings. (2018). *Branchenstudie Tankstellenmarkt Deutschland 2017.*
- Shell. (2016). *Shell PKW-Verkehrsszenarien 2040.*
- Siemens. (2014). *Offshore-Windkraft als Pfeiler der Energiewende.*
- Stadt Wien - MA 18 Stadtentwicklung und Stadtplanung und MD-BD Gruppe Planung der Stadt Wien. (2016). *Step 2025 - Detailkonzept - E-Mobilitätsstrategie.*
- Stadtwerke Emmendingen. (kein Datum). *Vergleichbarkeit der Kraftstoffe Erdgas, Super und Diesel.*
- Statistische Ämter des Bundes und der Länder - Regionaldatenbank Deutschland. (kein Datum). *Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des*



*Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte.*

Statistische Ämter des Bundes und der Länder. (2017). *www.regionalstatistik.de*. Abgerufen am 02. September 2019 von <https://www.regionalstatistik.de>

Statistisches Landesamt Sachsen. (2018). *Statistisch betrachtet - Erneuerbare Energien in Sachsen - Satellitenbilanz 2016*.

Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt. (2016). *Daten & Fakten - Satellitenbilanz "Erneuerbare Energieträger" zur Sachsen-Anhaltinischen Energiebilanz*. Abgerufen am 28. August 2019 von [https://www.stala.sachsen-anhalt.de/Internet/Home/Daten\\_und\\_Fakten/4/43/439/Satellitenbilanz-\\_Erneuerbare-Energietraeger\\_-zur-Sachsen-Anhaltinischen-Energiebilanz-fuer-das-Jahr-2016.html](https://www.stala.sachsen-anhalt.de/Internet/Home/Daten_und_Fakten/4/43/439/Satellitenbilanz-_Erneuerbare-Energietraeger_-zur-Sachsen-Anhaltinischen-Energiebilanz-fuer-das-Jahr-2016.html)

STORE&GO. (kein Datum). *The project Store&Go - Shaping the energy supply for the future*. Abgerufen am 02. September 2019 von <https://www.storeandgo.info/about-the-project/>

Strässle, M. (2017). *Masterarbeit - Anwendungspotentiale der Wasserstofftechnologie auf Kläranlagen*.

Süddeutsche Zeitung. (2014). *Was Benzin tatsächlich kostet und wer daran verdient*. Von <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/spritmonitor-was-benzin-tatsaechlich-kostet-und-wer-daran-verdient-1.1937507> abgerufen

sunfire GmbH. (2015). *Hochtemperatur-Dampfelektrolyse: Lösungstechnologien für die Energiewende*.

sunfire GmbH. (2017). *Erste kommerzielle Blue Crude-Produktion entsteht in Norwegen*.

SWH. EVH. (2018). *Der Energie- und Zukunftsspeicher*. Abgerufen am 01. Juli 2019 von <https://evh.de/privatkunden/waerme/fernwaerme/zukunftsspeicher>

TEAG. (2018). *Pressemitteilung - Investition im TEAG-HKW Jena senkt CO2-Emissionen um fast die Hälfte*.

Technische Universität Dresden - Institut für Abfallwirtschaft und Altlasten, Lehrstuhl für Abfallwirtschaft, Ulan Ude. (2009). *Energieeffizienz und deren Steigerung in der Abfallverbrennung*.

Technisches Büro Hauer Umweltwirtschaft GmbH. (2010). *Tiroler Abfallwirtschaft - Grundlagen zur "Phase 3 - Thermische Abfallbehandlung in Tirol" - Studie im Auftrag Amt der Tiroler Landesregierung*.

TFZ - Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe. (2018). *TFZ-Merkblatt: 18WBr006 - Entwicklung der Brennstoffpreise von 2008 bis 2018*.

Thyssenkrupp. (2018). *Industrial Solutions - Hydrogen from large-scale electrolysis - Efficient solutions for sustainable chemicals and energy storage*.

TLS - Thüringer Landesamt für Statistik. (2016). *Energiebilanz Thüringen 2016*. Abgerufen am 28. August 2019



- Töpler, J., & Lehmann, J. (2013). *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektive*.
- TU Berlin - Department of Energy Systems (EnSys), G. Erdmann und L. Dittmar. (2010). *Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland*.
- TU Berlin - Institut für Energietechnik gefördert durch das BMWi. (2017). *EnEff-Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung*.
- TU Berlin, G. Erdmann. (2001). *Kostenfrage bei der Markteinführung von stationären Brennstoffzellen*.
- TU Wien / Alpe Adria Universität Klagenfurt - Faninger, G. (2013). *Wirtschaftlicher Vergleich von Heizungssystemen*.
- UBA - Umweltbundesamt. (2009). *Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen: S. Böhmer, M. Gössl*.
- UBA - Umweltbundesamt. (2010). *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*.
- UBA - Umweltbundesamt. (2015). *Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsübergreifende Bewertung*.
- UBA - Umweltbundesamt. (2016). *Climate Change 27/2016 - CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*.
- UBA - Umweltbundesamt. (2016). *Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050*.
- UBA - Umweltbundesamt. (2016). *Klimaneutraler Gebäudebestand 2050 - CLIMATE CHANGE 06/16 - Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau, Reaktorsicherheit*.
- UBA - Umweltbundesamt. (2016). *Verkehrsmittel Österreich - Technische Beschreibung*.
- UBA - Umweltbundesamt. (2019). *Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung)*.
- UBA - Umweltbundesamt: I. Lütkehus, H. Solecker, K. Adlunger. (2013). *Potenzial der Windenergie an Land - Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land*.
- Umwelt-Campus Birkenfeld. (2012). *Viele Solaranlagen bekommen schlechte Noten - Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen*.
- Universität für Bodenkultur Wien. (2005). *Energie aus Rohstoffen der Land- und Forstwirtschaft*.
- Universität Kassel. (2011). *Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland*.
- Universität Stuttgart - IER Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen: S. Bubeck. (2017). *Forschungsbericht - Potenziale elektrischer Energieanwendungstechniken zur rationellen Energieanwendung*.



- Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. (2003). *Perspektiven Stationärer Brennstoffzellen im Energiesystem Baden-Württembergs - Forschungsbericht FZKA-BWPLUS*.
- Universität Stuttgart - Institut für GebäudeEnergetik: M. Schmidt, J. Arold, K. Klimke. (2010). *Regelstrategien zum Verbessern der Jahresarbeitszahl von Luft- und Wasser-Wärmepumpen*.
- Universität Stuttgart - Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik. (2003). *Forschungsbericht zum BMBF / BMWA-Vorhaben - Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeitspeicher*.
- Universität Stuttgart / zfes - Zentrum für Energieforschung Stuttgart: N. Hartmann, L. Eltrop, N. Bauer, J. Salzer, S. Schwarz, M. Schmidt. (2012). *Stromspeicherpotenziale für Deutschland*.
- Volker Quaschnig. (2015). *Spezifische Kohlendioxidemissionen verschiedener Brennstoffe*. Abgerufen am 28. August 2018 von <https://www.volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index.php>
- Weigel, M. (2014). *Ganzheitliche Bewertung zukünftig verfügbarer primärer Stahlherstellungsverfahren - Einschätzung der möglichen Rolle von Wasserstoff als Reduktionsmittel*.
- WEMAG. (2017). *10-MW-Batteriespeicherkraftwerk - Schwerin 1 und Schwerin 2*.
- WIK - Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste / TU Dresden: M. Stronzik, M. Rammerstorfer, A. Neumann. (2008). *Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher - WIK Diskussionsbeitrag Nr. 305*.
- Windkraft Simonsfeld. (2011). *Technische Verfügbarkeit 2011: 98,67 Prozent*. Von <https://www.wksimonsfeld.at/deutsch/unternehmen/news/archiv/technische-verfuegbarkeit-2011-9867-prozent.html> abgerufen
- WIND-WASSERSTOFF-Projekt GmbH & Co. KG. (2016). *Das Projekt RH2-WKA*. Abgerufen am 02. September 2019 von <https://www.rh2-wka.de/projekt.html>
- [www.energie-experten.org](http://www.energie-experten.org). (kein Datum). Abgerufen am 15. Jänner 2019 von <https://www.energie-experten.org/heizung/solarthermie/wirtschaftlichkeit/ertrag.html>
- [www.iwu.de](http://www.iwu.de). (2017). *Gradtagszahlen Deutschland*.
- zfes - Zentrum für Energieforschung Stuttgart. (2012). *Stromspeicherpotenziale für Deutschland*.
- ZTG - Zukunft tiefe Geothermie Freiburg. (kein Datum). <http://www.geothermie.emerging-trails.de>. Abgerufen am 17. Dezember 2018 von [http://www.geothermie.emerging-trails.de/42\\_artikel\\_02-Geothermie-A0007/02-Natur-A0014/01-Temperaturen-A0022.html](http://www.geothermie.emerging-trails.de/42_artikel_02-Geothermie-A0007/02-Natur-A0014/01-Temperaturen-A0022.html)