

## KURZSTUDIE

# Erdgassubstitution durch eine forcierte Energiewende

Dr. Stefan Bofinger, Christoph Richts, Michael Beil, Fabian Sandau



# Erdgassubstitution durch eine forcierte Energiewende

Im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen

**Juni 2014**

**Dr. Stefan Bofinger, Christoph Richts, Michael Beil, Fabian Sandau**

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) in Kassel

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Reduktion des Erdgasverbrauchs .....</b>	<b>9</b>
3.1	Energieeffizienz im Wärmesektor .....	10
3.2	Alternative Wärmebereitstellung .....	12
3.3	Erdgaseinsatz in Kraftwerken .....	13
<b>4</b>	<b>Erdgassubstitute .....</b>	<b>15</b>
4.1	Regenerative Erdgassubstitute.....	15
4.2	Diversifizierung fossiler Erdgasquellen und -importe.....	19
4.3	Einfluss auf die Importabhängigkeit .....	21
<b>5</b>	<b>Fazit.....</b>	<b>22</b>
	<b>Literatur.....</b>	<b>24</b>
	<b>Anhang.....</b>	<b>25</b>

# 1 Zusammenfassung

Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit der Frage, ob und wie der Erdgasverbrauch Deutschlands nachhaltig gesenkt werden kann. Dies dient primär zwei Zielen:

- 1.) Die Emissionen schädlicher Treibhausgase zu vermeiden und
- 2.) die Importabhängigkeiten zu reduzieren.

Zur Beantwortung dieser Frage, wurden drei Optionsgruppen analysiert:

- Steigerung der Energieeffizienz und Substitution von erdgasbasierten Technologien zur Wärmeerzeugung
- Erhöhung der Beiträge der Erneuerbaren Energien (EE)
- Ersatz von Erdgas durch Gassubstitute

Die Studie kommt zu dem Schluss, dass durch eine konsequente (volkswirtschaftlich jedoch rentable) Weiterverfolgung der Energiewende im Jahr 2030 rund 400 TWh Erdgasimporte eingespart werden können (entspricht den Importen aus Russland im Jahre 2013). Dies erfordert einen raschen Ausbau der EE, die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen gerade im Gebäudebereich sowie Anreize für eine alternative Wärmebereitstellung durch neue Wärmekonzepte und Technologien. Entspricht das Tempo der Energiewende den Ausbauzielen des EEG 2.0, lassen sich diese Einsparungen erst 2050 erreichen.

Um eine Substitution des Erdgases in der deutschen Energieversorgung zu ermöglichen sollten als Ergebnis der vorliegenden Studie:

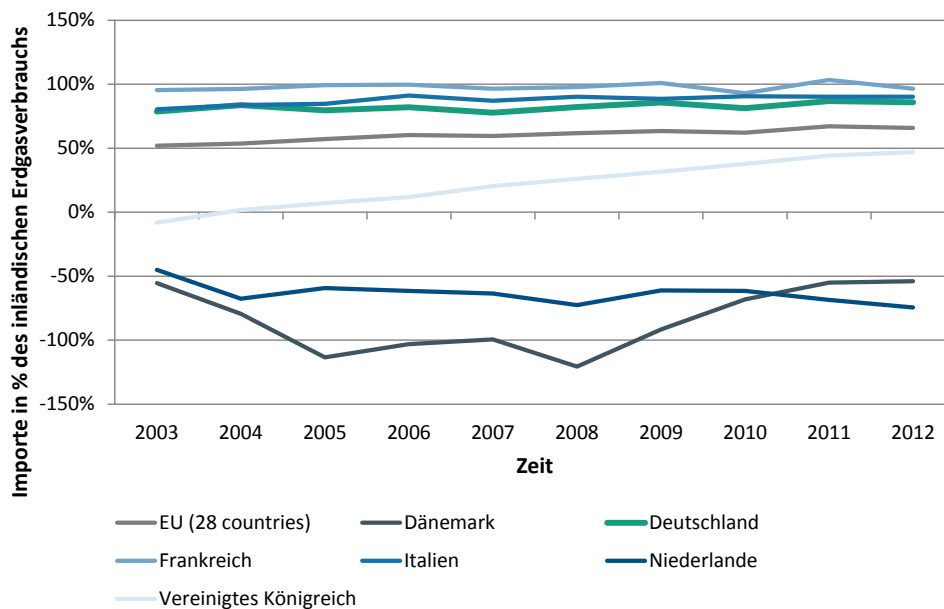
- 1.) Die Energiewende beschleunigt werden – europaweit –,
- 2.) deutliche Anreize für Energieeffizienz geschaffen werden
- 3.) sowie der Einsatz von Erdgas reduziert und durch andere Technologien und Ressourcen ersetzt werden (z.B. Wärmepumpen, Power-to-Heat, Power-to-Gas, Biomethan).

## 2 Einleitung

Die Europäische Union (EU bzw. EU-28) importierte im Jahr 2012 Erdgas in Höhe von 66% des innereuropäischen Erdgasverbrauchs. Insgesamt betrug der Erdgasverbrauch der EU-28 im Jahr 2012 bei einem Nettoimportvolumen von 3.000 TWh rund 4.570 TWh. Seit 2003 ist die Importabhängigkeit kontinuierlich von 52% um durchschnittlich 1,4% p.a. gestiegen. Nahezu alle Länder müssen Erdgas importieren, um ihren Bedarf zu decken. Neben Norwegen als größtem europäischen Erdgasproduzenten weisen nur Dänemark und die Niederlande Nettoexporte ins Ausland auf. Großbritannien ist – in 2003 noch Nettoexporteur – mittlerweile zu 50% von ausländischem Erdgas abhängig (Eurostat 2014, siehe Abbildung 2-1).

**Abbildung 2-1: Importabhängigkeit (Importe abzgl. Exporte in % des inländischen Verbrauchs) von Erdgas in der EU-28, Deutschland und weiteren exemplarischen EU-Ländern**

Quelle: Eurostat 2014



Zusätzlich ist der Erdgasverbrauch stark in Westeuropa konzentriert. Die fünf bevölkerungsreichsten EU-Länder (DEU, UK, FR, ITA, ESP) tragen allein zu 75% des gesamten Erdgasverbrauchs der EU-28 bei. Dabei hat Deutschland den größten Anteil: 2013 wurden rund 900 TWh Erdgas verbraucht, 96 TWh wurden davon im Inland produziert. Deutschland importierte 1040 TWh (einschließlich Transite) und exportierte 226 TWh. Die Nettoimporte betragen somit 814 TWh [Bafa 2014, siehe Abbildung 2-2]. Deutschland gehört dabei zu den größten Nettoimporteuren mit einer Importabhängigkeit in Höhe von 86%. 2003 betrug diese noch 79%. Seitdem ist sie durchschnittlich mit 0,7% p.a. gestiegen. Den größten Anteil an den Importen nach Deutschland hatte im Jahr 2013 Russland mit 38,7% gefolgt von Norwegen mit 29,4%, den Niederlanden mit 26,1% und sonstigen Ländern mit 5,8% (darunter Vereinigtes Königreich und Dänemark [Bafa 2014], siehe Abbildung 2-3).

Abbildung 2-2: Erdgasverbrauch aller Nettoimporteure in der EU-28 im Jahr 2012

Quelle: Eurostat 2014

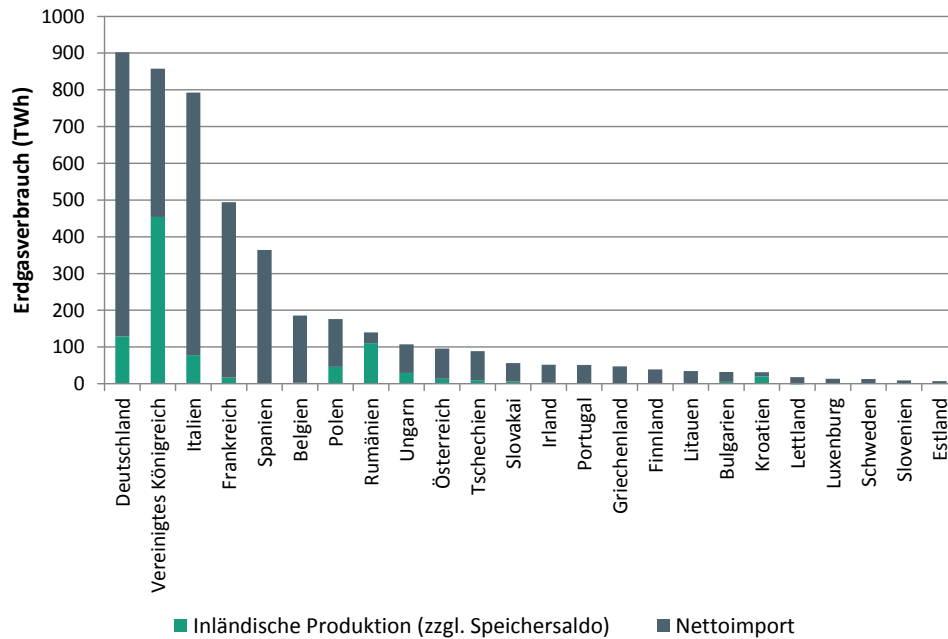
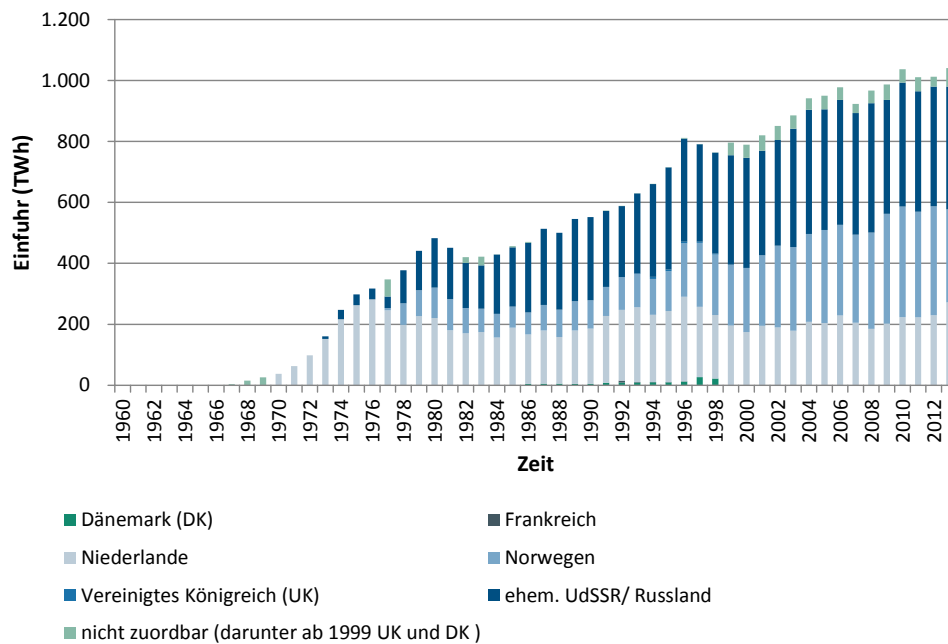


Abbildung 2-3: Erdgaseinfuhr nach Deutschland aufgeschlüsselt nach Herkunftsländern

Quelle: Bafa 2014



Motiviert durch aktuelle politische Konflikte, mehren sich die Stimmen, die eine Verringerung der Importabhängigkeit fordern. Eine Möglichkeit hierzu bieten grundsätzlich folgende Maßnahmen:

- Der Ersatz von Erdgas durch Substitute (z.B. Biomethan) und die Diversifizierung von Erdgasquellen und Importen,
- sowie die Reduktion des Erdgasverbrauchs durch Energieeffizienz und die Substitution durch alternative, auf anderen Energiequellen basierende Technologien insbesondere im Wärmesektor.

In der vorliegenden Studie werden diese Möglichkeiten in den folgenden zwei Kapiteln untersucht und zeitlich in den Rahmen der Energiewende in die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr eingeordnet.

Im zweiten Kapitel wird bedarfsbasiert „vom Ende her gedacht“. Dabei werden Ausbaupfade angenommen, die zu einem klimapolitisch hinreichenden Energiewendeszenario führen. Diese entstammen im Wesentlichen früheren Publikationen am IWES (siehe hierzu die Infobox). Im Kapitel 3 wird schwerpunktmäßig potenzialbasiert auf mögliche Ausbaupfade von Erdgassubstituten und die Möglichkeiten bei heimischen Ressourcen und Optionen wie Fracking und LNG eingegangen.

#### **Grundlegender Szenariorahmen der Energiewende**

*Das dieser Studie zugrunde gelegte Energiewendeszenario entstammt der Studie „Geschäftsmodell Energiewende – Eine Antwort auf das Die-Kosten-der-Energiewende-Argument“ [IWES 2014]. Im Rahmen umfassender Voruntersuchungen wurden eine Analyse der Verbrauchssektoren in der Energielandschaft, die Ableitung des auch in dieser Studie verwendeten Vollversorgungsszenarios, die Festlegung des EE-Mixes, die Ermittlung der energiesystemtechnisch notwendigen Infrastrukturen sowie eine Bewertung finanzieller Aspekte durchgeführt. Das Szenario entspricht einer vollständigen Deckung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr durch EE (mit Ausnahme des nicht-energetischen Sektors) und orientiert sich somit am Maximalziel des Energiekonzepts der Bundesregierung – einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95% [BMW, BMU 2011]. Um dies zu erreichen wird ein ambitionierterer Ausbaupfad der EE und der Energiewende im Wärme- und Verkehrssektor angestrebt als derzeit in der politischen Debatte und Gesetzgebung. Gegenüber den Zielen des EEG 2.0 (2025: 40 – 45% EE im Stromsektor, 2035: 55 – 60% EE) erreicht das genutzte Szenario bereits im Jahr 2035 100% EE im Stromsektor und darüber hinaus weitreichende Effizienzmaßnahmen sowie den Ausbau neuer Technologien in den Sektoren Wärme und Verkehr (Wärmepumpen, E-Kfz, Power-to-Heat etc.).*

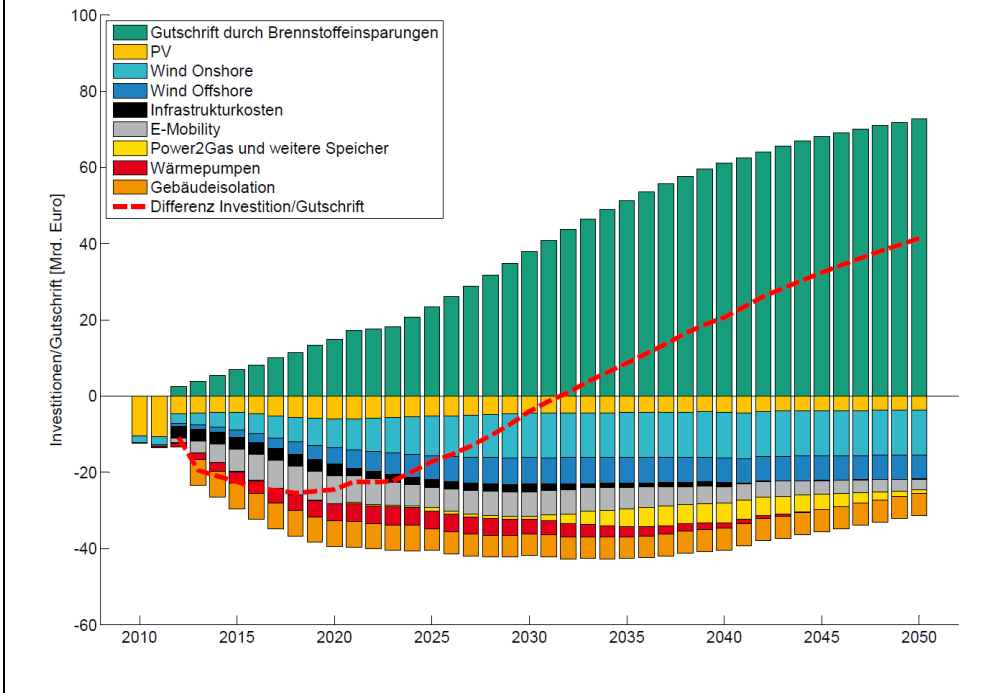
*Unter anderem belegt die Studie, dass eine ambitionierte Energiewende volkswirtschaftlich kosteneffizient zu erreichen ist. Durch Einspareffekte bei verminderten Öl- und Gasimporten durch eine Energiewende im Bereich Wärme und Verkehr kann zügig Primärenergie mit hohen Beschaffungskosten eingespart werden. Zudem legt die Studie ein Grundkonzept vor, wie die notwendigen Investitionen in Höhe von 1,5 Billionen Euro bis 2050 refinanziert werden können. Durch die Einsparungen an Primärenergiekosten in Höhe von bis zu 75 Mrd. Euro pro anno gegenüber dem Referenzszenario lässt sich bereits ein Break-Even zwischen dem Investitionsaufwand für die Energiewende zzgl. der noch zu leistenden Beschaffungskosten für Primärenergie und den heutigen Primärenergiekosten erreichen. Hierfür ist in den ersten 15 Jahren – also bis 2028 – eine Vorlaufinvestition von 300 Mrd. Euro zu leisten. Danach können in jedem Jahr Einsparungen gegenüber dem heutigen Primärenergiekostenniveau erzielt werden. Selbst wenn man keine Preissteigerungen bei den fossilen Brennstoffen unterstellt, kann die Energiewende inflationsbereinigt eine Rendite von 2,3% pro Jahr erzielen. Je nach Preissteigerungsrate bei den fossilen Brennstoffen ergeben sich realistische Renditen im Bereich von 4 – 6,7% pro Jahr. Dabei sind noch keine CO<sub>2</sub>-Schadenskosten berücksichtigt. Das Szenario geht von einer weitgehenden Substitution herkömmlicher Wärmequellen durch zum Beispiel Wärmepumpen und*

*P<sub>th</sub>, einer Elektrifizierung des Verkehrssektors und deutlichen Fortschritten bei der Energieeffizienz aus. Für die Bereitstellung der notwendigen Primärenergie wird Strom aus EE in einer Größenordnung von 1000 TWh benötigt.*

-----  
 Erdgassubstitution durch eine  
 forcierte Energiewende  
 -----

**Abbildung 2-4: Investitionsbedarf und Brennstoffeinsparung für fossile Primärenergie im Energiewendeszenario des IWES**

Quelle: IWES 2014





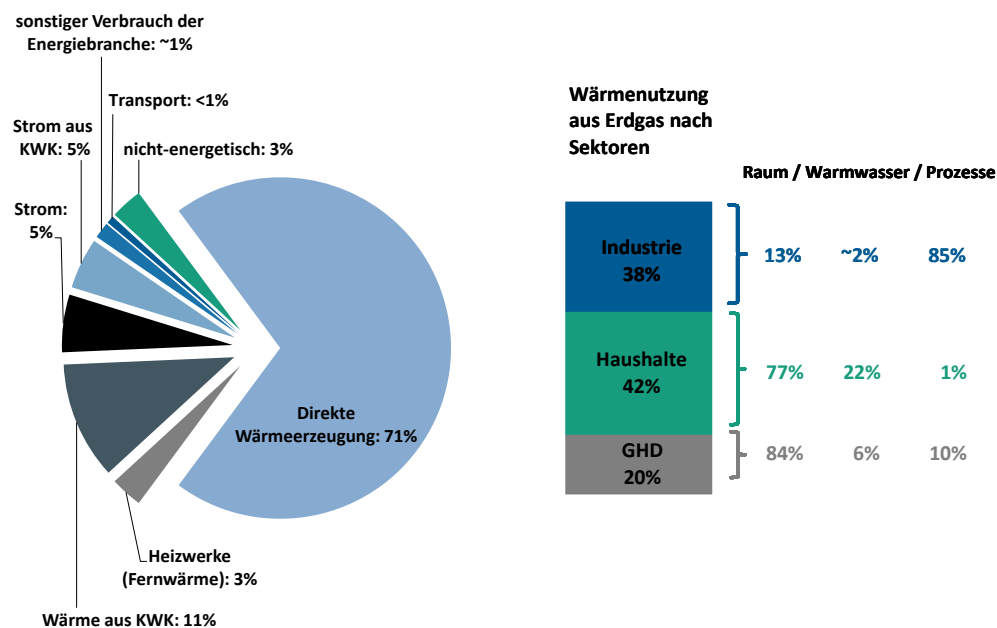
### 3 Reduktion des Erdgasverbrauchs

Insgesamt wurden im Jahr 2012 in Deutschland 902 TWh Erdgas verbraucht. 71% dieses Erdgases werden direkt im Bereich der Haushalte, in der Industrie und im Handel- und Dienstleistungssektor zur Wärmeproduktion genutzt. Ein weiterer Teil des Erdgases wird in Kraftwerken verbraucht. Durch Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur simultanen Erzeugung von Strom und Wärme werden 11% des Erdgases auch hier zur Wärmeproduktion eingesetzt, während 5% zur Erzeugung des Stroms genutzt werden. Nur weitere 5% des Erdgases werden zur reinen Stromproduktion in Kraftwerken ohne KWK genutzt. Darüber hinaus fallen für die Wärmeproduktion rund 3% des Erdgasverbrauchs in Heizwerken im Bereich der Fernwärme an. Der Transport, der „sonstige Verbrauch der Energiebranche“ und der nicht-energetische Verbrauch machen insgesamt nur 5% des Verbrauchs aus (Eurostat 2014).

Insgesamt werden somit etwa 85% des Erdgases zur Wärmeproduktion genutzt (KWK, Heizwerke, direkte Wärmeerzeugung). Etwa 38% des Erdgasverbrauchs entfallen dabei auf die Industrie (zu 85% auf Prozesswärme), 42% auf den Haushaltsbereich (zu 77% auf Raumwärme und zu 22% auf Warmwasser) und 20% auf den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (zu 84% auf Raumwärme). Die Verwendung des Erdgases ist in Abbildung 3-1 grafisch dargestellt (Daten: AGEB 2013).

Abbildung 3-1: Charakteristik des Erdgasverbrauchs in Deutschland nach Sektoren

Quelle: Eurostat 2014, AGEB 2013



Im Zusammenhang mit dem Potenzial zur Reduktion des Erdgasverbrauchs stellen sich somit vor allem folgende Fragen:

- Inwieweit kann der Wärmebedarf gesenkt werden?
- Und: Inwieweit können Technologien, die auf anderen möglichst erneuerbaren Energieträgern basieren, die Wärmeversorgung übernehmen?

Die folgenden Abschnitte widmen sich diesen Fragen und bewerten die Einsparpotenziale an Erdgas, die aus der Energieeffizienz im Wärmesektor und der

alternativen Wärmebereitstellung resultieren. Letzteres betrifft vor allem die biogenen Festbrennstoffe, Wärmepumpen, Power-to-Heat und Solarthermie.

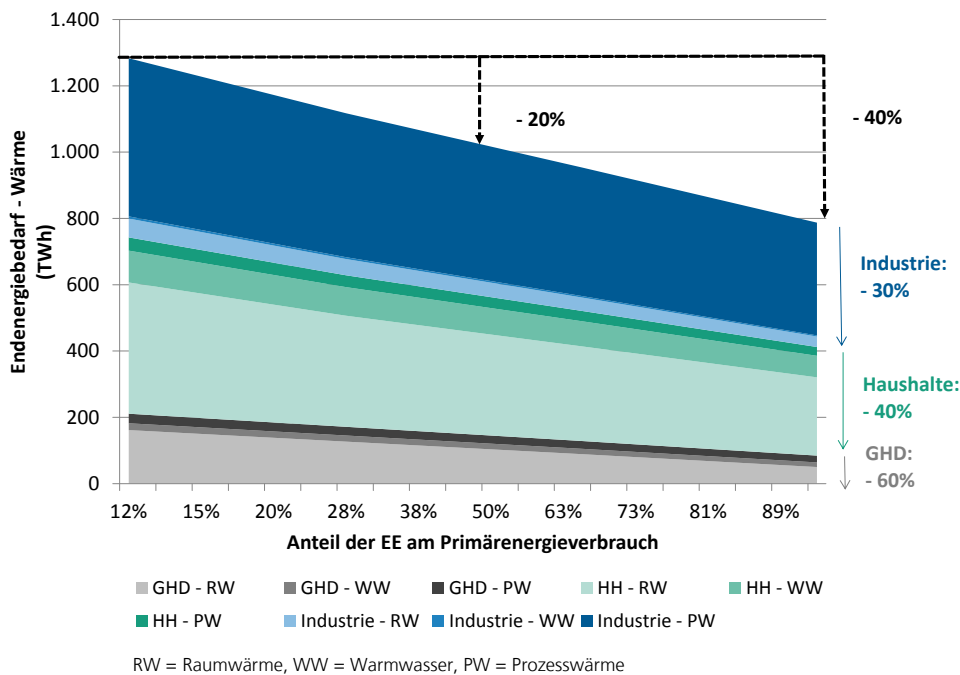
### 3.1 Energieeffizienz im Wärmesektor

Die Erhöhung der Energieeffizienz ist eine Schlüsselaufgabe um den Primärenergiebedarf im Wärmesektor zu senken. Im Rahmen der Studie ist eine umfassende Bewertung einzelner Energieeffizienzmaßnahmen nicht möglich. Daher orientieren sich die Angaben zur Reduktion des Wärmeverbrauchs an den Energieeffizienzzielen anderer Studien.

Die Annahmen bzgl. des Endenergiebedarfs für Wärme in 2050 wurden aus [DLR/IWES/IFNE 2011] übernommen. Dort wird davon ausgegangen, dass sich bis 2050 die Wärmenachfrage auf etwa 790 TWh Endenergie senken lässt. Bezogen auf die heutigen Verbrauchswerte von etwa 1280 TWh (AGEB 2014, Jahr 2012, temperaturbereinigt um Klimafaktoren des Deutschen Wetterdienstes) entspricht dies einer Reduktion von 40%. Die einzelnen Sektoren erreichen hierbei grob gerundet eine Reduktion des Endenergiebedarfs von 30% in der Industrie, 40% bei Haushalten und 60% bei GHD. Für die Entwicklung zwischen den Jahren 2012 und 2050 wurde linear interpoliert. Der Endenergieverbrauch im Jahresverlauf ist in Abbildung 3-2 dargestellt.

**Abbildung 3-2: Endenergiebedarf Wärme im Zeitverlauf**

Quelle: IWES (mit Angaben aus AGEB 2014 und DLR/IWES/IFNE 2011)



Wesentlich für das Erreichen der Energieeffizienzziele ist eine umfassende Gebäudesanierung. Hierzu wurde in [DLR/IWES/IFNE 2011] eine Sanierungsrate von 2% bei einer Sanierungstiefe von 50% angenommen, so dass der Wärmebedarf von Gebäuden nach der Sanierung um 50% geringer ausfällt. Bei einer fortgeschriebenen Neubauprate bis zum Jahr 2050 sinkt der spezifische Wärmebedarf des Wohngebäudebestandes dann auf 80 kWh/(m<sup>2</sup>·a) und des Nicht-Wohngebäudebestandes auf 25 kWh/(m<sup>2</sup>·a). Insgesamt reduziert sich der Raumwärmebedarf um 48%. Die Einsparungen bei der Energieeffizienz im Bereich Warmwasser und Prozesswärme (hier insbesondere Industrie) entspricht ebenso den Annahmen in [DLR/IWES/IFNE 2011]. Die Reduktionen betragen 33% und 29% im Vergleich zum Wärmebedarf im Jahr 2012.

**Tabelle 1: Eckdaten zur energetischen Gebäudesanierung in dieser Studie**

Quelle: DLR/IWES/IFNE 2011

Erdgassubstitution durch eine  
forcierte Energiewende

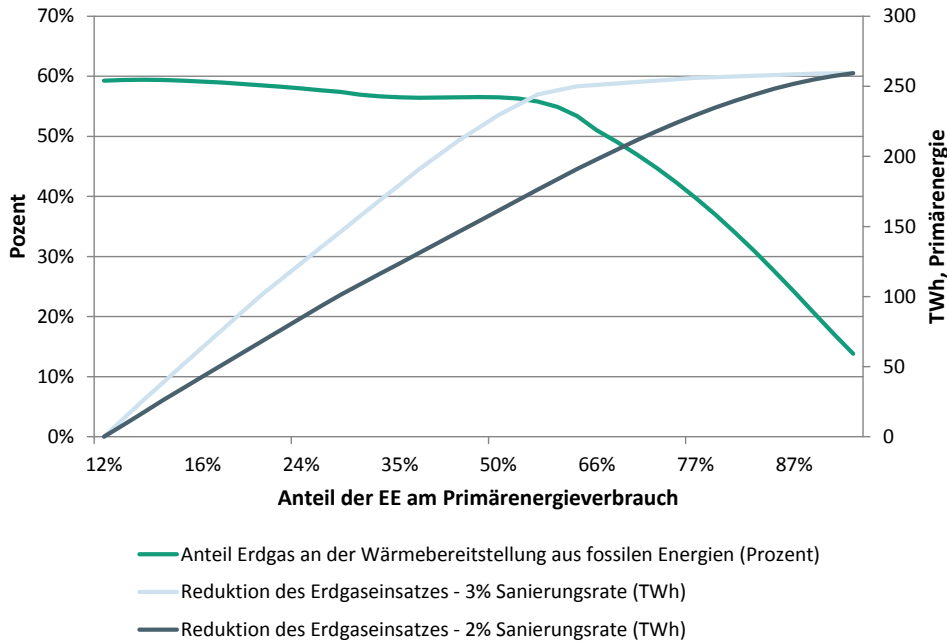
Raumwärme		
	Wohngebäude	Nicht-Wohngebäude
<b>Sanierung</b>	Sanierungsrate bis 2020 auf 2% erhöhen, dann 2% p.a. / sanierte Gebäude weisen 50% weniger Raumwärmebedarf auf	
<b>Wohnfläche</b>	+5,5% bis 2050 im Vgl. zu 2010	-6% bis 2050 im Vgl. zu 2010
<b>Neubau</b>	Heute: 60 kWh/(m <sup>2</sup> ·a) 2050: 5 kWh/(m <sup>2</sup> ·a)	
<b>Energiebedarf 2050 (Bestand)</b>	2050: 80 kWh/(m <sup>2</sup> ·a) 850 PJ (236 TWh)	2050: 25 kWh/(m <sup>2</sup> ·a)* 295 PJ (82 TWh, GHD u. Industrie)

\* Durch höhere Neubaurate deutlichere Reduktion als im Wohngebäudebestand

Grundsätzlich ersetzt eine eingesparte kWh immer den Brennstoff, der in der Anwendung bzw. dem Gebäude zum Beheizen genutzt wurde. Wird beispielweise ein Einfamilienhaus mit Gasheizung gedämmt, kann durch die Effizienzmaßnahme Erdgas eingespart werden. Wird dieses mit Öl beheizt, wird Öl substituiert. Die jährliche in Abbildung 3-2 dargestellte Reduktion des Endenergiebedarfs an Wärme wurde daher mit dem Anteil von Erdgas am fossilen Primärenergieeinsatz verrechnet, um mögliche Einsparungen zu ermitteln. Grundlage für die Ermittlung bildet eine am IWES ermittelte Energiebilanz (siehe auch [IWES 2014]). Die Annahme ist somit, dass die Effizienzmaßnahmen in den Gebäuden und Anwendungen unabhängig von der Art des Brennstoffes erfolgen. Ausgeschlossen wurde dabei zudem implizit, dass die Energieeffizienzmaßnahmen Anwendungen oder Gebäude betreffen, die zum Zeitpunkt der Maßnahme bereits aus nicht fossilen Quellen mit Wärme versorgt wurden. Die Auswirkungen der Energieeffizienzmaßnahmen auf den Primärenergieverbrauch an Erdgas sind in Abbildung 3-3 dargestellt. Insgesamt lassen sich durch die Effizienzmaßnahmen schätzungsweise bis 2025 rund 110 TWh Erdgas und bis 2050 rund 260 TWh einsparen. Durch eine Erhöhung der Sanierungsrate auf 3% anstatt 2% lassen sich bis 2025 rund 160 TWh Erdgas einsparen und so ein Großteil der Gesamteinsparungen zeitlich vorziehen. Bereits 2037 sind dann die Gesamteinsparungen von 260 TWh erreicht. Im Weiteren wird von einer Sanierungsrate von 3% ausgegangen.

Abbildung 3-3: Anteil Erdgas an der Wärmebereitstellung aus fossilen Quellen und resultierende Reduktion des Erdgaseinsatzes durch Energieeffizienz

Quelle: IWES



Erdgassubstitution durch eine forcierte Energiewende

### 3.2 Alternative Wärmebereitstellung

Die alternative Wärmebereitstellung aus nicht-fossilen Energieträgern und durch neue Technologien ist zukünftig eine der wesentlichen Säulen für eine Reduktion des Gasverbrauchs. Dabei kommen zum einen ausschließlich regenerative Technologien wie die Nutzung biogener Festbrennstoffe oder Solarthermie in Frage. Zum anderen können strombetriebene Anlagen wie Wärmepumpen und Power-to-Heat (PtH) erneuerbar erzeugten Strom direkt zur Wärmeerzeugung nutzen. Je höher der Anteil an erneuerbaren Energien am Strommix ist, desto umweltfreundlicher können diese den Wärmebedarf decken.

Zur Bewertung der Möglichkeiten in diesen Bereichen wurden bedarfsorientierte Ausbaupfade der jeweiligen Technologien herangezogen und dem Szenariorahmen aus [IWES 2014] entnommen. Die zugrundeliegende Studie wurde auf Basis eines klimapolitisch hinreichend ambitionierten Szenarios erstellt, in welchem eine Treibhausgasreduktion um 95% in allen Sektoren erreicht wird (Strom, Wärme, Verkehr). Für die Ermittlung des Erdgassubstitutionspotenzials wurden sowohl die auf den Ausbaupfaden der einzelnen Technologien basierenden Potenziale zur Wärmebereitstellung, als auch die jährlichen Anteile von Erdgas am fossilen Primärenergieeinsatz für Wärme berücksichtigt (siehe Abschnitt 3.1).

- Biogene Festbrennstoffe:** Werden heute bereits in großem Umfang im Haushaltsbereich (z.B. Pelletheizungen, Holzöfen) eingesetzt, können jedoch darüber hinaus auch in der Industrie und in der öffentlichen Nah- oder Fernwärmeversorgung eingesetzt werden (z.B. Biomasse-Heizkraftwerke auf Holzhackschnitzelbasis). Das Potenzial ist hierbei durch ökologische Randbedingungen eines nachhaltigen Anbaus der Brennstoffe beschränkt. Derzeit werden bereits etwa 105 TWh Endenergie Wärme an biogenen Festbrennstoffen zur Wärmeerzeugung genutzt. Hier wird davon ausgegangen, dass ein Potenzial von bis zu 170 TWh Wärme besteht. Dies entspricht einer zusätzlichen Nutzung von 65 TWh im Vergleich zu heute.

Dadurch könnten 2025 rund 15 TWh und 2050 etwa 35 TWh Erdgas ersetzt werden.

- **PtH:** Das Potenzial von PtH ist eng mit der Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub>-freiem Strom verknüpft – aus ökologischen Gründen ist eine Nutzung von „Braunkohlestrom“ nicht sinnvoll. Eine schnelle Energiewende im Strombereich ermöglicht daher erst den Start für eine Nutzung von PtH im Wärmesektor. Kurzfristig kann EE-Strom, der sonst abgeregelt werden müsste, genutzt werden. Langfristig könnten so bis zu 115 TWh Wärme bereitgestellt werden. Mittelfristig könnten in 2025 - bei einem Anteil der EE von rund zwei Drittel der Stromerzeugung - 17 TWh Erdgas eingespart werden. Langfristig erhöht sich das Potenzial mit zunehmender Kopplung der Sektoren Strom-Wärme auf 65 TWh Erdgas.
- **Wärmepumpen:** Bieten das größte Potenzial zur Reduktion des Erdgasverbrauchs im Wärmesektor. Wärmepumpen nutzen Strom zur Bereitstellung der Wärme. Daher gilt hier ebenso, dass die ökologische Effizienz der bereitgestellten Wärme bei einem hohen Anteil an EE zunimmt. Aufgrund der hohen Effizienz der Wärmepumpe (Beispiel: Produktion Wärme aus Strom im Verhältnis 3:1 bei einer Jahresarbeitszahl von 3) lohnt sich der Einsatz im Vergleich zu PtH auch ökologisch gesehen bereits bei deutlich geringeren Anteilen der EE am Strommix. So wird beim heutigen Strommix bereits Primärenergie eingespart. Für eine vollständige Energiewende gemäß dem angenommenen Szenario müssten 300 TWh Heizarbeit durch Wärmepumpen bereitgestellt werden, wodurch in 2025 schätzungsweise 75 TWh und in 2050 170 TWh Erdgas eingespart werden könnten.
- **Solarthermie:** Die Solarthermie steht in Nutzungskonkurrenz zur PV, die im hier betrachteten Szenario eine bedeutende Säule für die Strombereitstellung aus EE darstellt. Im vorliegenden Szenario wurde „nur“ ein Ausbaupfad gewählt, der eine Wärmebereitstellung von bis zu 20 TWh vorsieht. Dies ist knapp das Vierfache der heutigen Nutzung und liegt unterhalb der technischen und praktischen Potenziale, die in anderen Studien mit etwa 40 – 65 TWh abgeschätzt werden (Corradini/Schmid/Sutter 2014). So könnten bis zu 1 TWh Erdgas bis 2025 und 6 TWh Erdgas bis 2050 ersetzt werden.

In Summe ergibt sich bei einer vollständigen Energiewende in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr die Möglichkeit zur Wärmebereitstellung durch alternative Energieträger von bis zu rund 600 TWh. Hierbei können bis 2025 etwa 108 TWh Erdgas und bis 2050 etwa 276 TWh Erdgas eingespart werden. Im Zusammenspiel mit dem im vorigen Absatz erläuterten Energieeffizienzpotenzial lässt sich der Einsatz von Erdgas im Wärmesektor so auf ein Minimum reduzieren.

### 3.3 Erdgaseinsatz in Kraftwerken

Beim Einsatz von Erdgas in thermischen Kraftwerken lässt sich langfristig der gesamte Erdgaseinsatz durch erneuerbare Energien und entsprechende Ausgleichstechnologien (Speicher, PtG) vermeiden. Auch mittelfristig kann eine Reduktion erreicht werden. Zu berücksichtigen ist hierbei jedoch, dass der Erdgaseinsatz unter den fossilen Brennstoffen im Stromsektor die ökologisch effizienteste Möglichkeit zur Stromproduktion darstellt, da Stein- und Braunkohle deutlich höhere, spezifische Emissionen aufweisen. Klimapolitisch effizient ist daher zunächst eine Reduktion anderer fossiler Brennstoffe. Bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen kann eine Nutzung von Erdgas jedoch zu höheren Marktpreisen führen. Dem gegenüber steht, dass das in Kraftwerken genutzte Erdgas zu 75% in KWK-Anlagen zur simultanen Erzeugung von

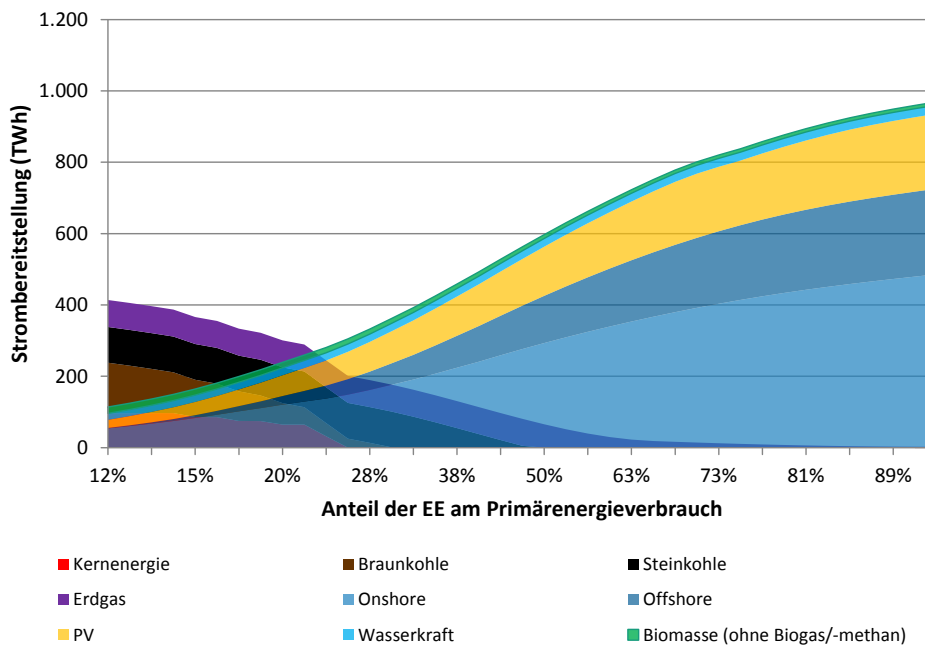
Strom und Wärme genutzt wird, was zu einer höheren ökologischen und ökonomischen Effizienz als die alleinige Stromproduktion führt. Daher ist insgesamt eine Reduktion des Erdgases in Kraftwerken mittelfristig ökologisch nur sinnvoll, solange keine fossilen Brennstoffe mit höherer Umweltbelastung genutzt werden. Langfristig sollte jedoch auch hier der Erdgaseinsatz reduziert werden.

Im Rahmen des hier betrachteten klimapolitisch ambitionierten Szenarios erfolgt ein sehr zügiger Ausbau der EE. Entsprechend geht der Anteil der fossilen Brennstoffe deutlich zurück. Die Stromproduktion aus EE steigt langfristig sehr deutlich über das heutige Niveau des Stromverbrauchs, da über den Stromsektor ebenso die Sektoren Wärme (durch Wärmepumpen und PtH) und Verkehr (E-Kfz, PtG) versorgt werden. Die Wärme der KWK-Erzeugung aus fossilen Quellen wird dabei langfristig vollständig reduziert und durch eine alternative Wärmebereitstellung ersetzt. Die KWK-Nutzung wird langfristig auf Brennstoffe aus regenerativen Quellen und Abfällen beschränkt. Eine Stromnachfrage die nicht durch fluktuierende EE gedeckt werden kann, muss durch Speicher und langfristig durch den Einsatz von „EE-Gas“ (Biomethan, PtG) im Stromsektor gedeckt werden.

Insgesamt wird so auch die Nutzung von Erdgas in Kraftwerken auf nahezu null gesenkt und der Verbrauch kann um 170 TWh reduziert werden. Die Entwicklung im Stromsektor ist in Abbildung 3-4 dargestellt. Es wurde angenommen, dass zunächst ein Braun- und Steinkohleausstieg erfolgt. Daher wird bis 2032 kein Erdgas eingespart. Danach erfolgt eine Reduktion der 75 TWh Stromproduktion aus Erdgas jedoch deutlich schneller als bei einem gleichmäßigen Ausstieg, so dass bis 2050 der Verbrauch von 170 TWh Primärenergie eingespart wird.

**Abbildung 3-4: Möglicher Ausbaupfad der EE im Stromsektor und Reduktion fossiler Energieträger (Ausstieg nach ökologischer Effizienz: Braunkohle, dann Steinkohle, dann Erdgas)**

Quelle: IWES



## 4 Erdgassubstitute

Nachfolgend werden Möglichkeiten zur Substitution bisheriger Erdgasbereitstellungen beschrieben. Hierbei findet eine Untergliederung in „regenerative Erdgassubstitute“ und in Möglichkeiten zur „Diversifizierung fossiler Erdgasquellen und –importe“ statt.

Insbesondere in Bezug auf die nachfolgend beschriebenen regenerativen Erdgassubstitute sollte der präferierte Nutzungspfad immer im Zusammenhang mit den Anforderungen des zukünftigen und insbesondere im Stromsektor stärker von regenerativen Energieträgern geprägten Energiesystems betrachtet werden (Bsp.: Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung).

Darüber hinaus kann der zusätzliche Einsatz von Erdgas und regenerativen Erdgassubstituten in einzelnen Verbrauchssektoren (Bsp. Kraftstoff) zwar zu einer Steigerung des Gasbedarfs führen, was jedoch wiederum zu einer Reduktion der Importabhängigkeit anderer Energieträger (Bsp. Mineralöl) und zu reduzierten Klimagasemissionen in diesem Sektor führen kann.

Die Reduzierung des Erdgas-, respektive Methanbedarfs, sollte daher immer im Kontext der Randbedingungen und Anforderungen des gesamten Energiesystems sowie übergeordneten Zielstellungen bewertet werden.

### 4.1 Regenerative Erdgassubstitute

#### 4.1.1 Methan (biochemisch): Biomethan

Bei Biomethan handelt es sich um ein auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas. Im Bericht zur Umsetzung des Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP) der Bundesregierung vom 05.12.2007 wurde festgestellt, dass bis zum Jahr 2030 ein Biogaspotenzial erschlossen werden kann, das 10 % des deutschen Erdgasverbrauchs entspricht. In diesem Rahmen erfolgte die Zieldefinition einer jährlichen Biogaseinspeisung in Höhe von 6 % (ca. 6 Mrd. m<sup>3</sup>/a) des deutschen Erdgasverbrauchs bis 2020 und 10 % (ca. 10 Mrd. m<sup>3</sup>/a) bis 2030. Die Intention des Gesetzgebers besteht hierbei in der Verringerung der Importabhängigkeit von Erdgas, der Schaffung von Impulsen zur klimaschonenden Energieerzeugung, sowie in der verstärkten Nutzung in den effizienten Verwertungspfaden der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und als Fahrzeugkraftstoff. Im Rahmen der Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung erfolgte die Implementierung dieser Zieldefinition in die Verordnung.

Das technische Primärenergiepotenzial für Biogas bezogen auf das Jahr 2020 beträgt etwa 500 PJ/a. Im Vergleich dazu entsprechen 6 Mrd. m<sup>3</sup>/a (aufbereitetes) Biogas (unter der Annahme eines Methangehaltes von 100 %) ca. 215 PJ/a.

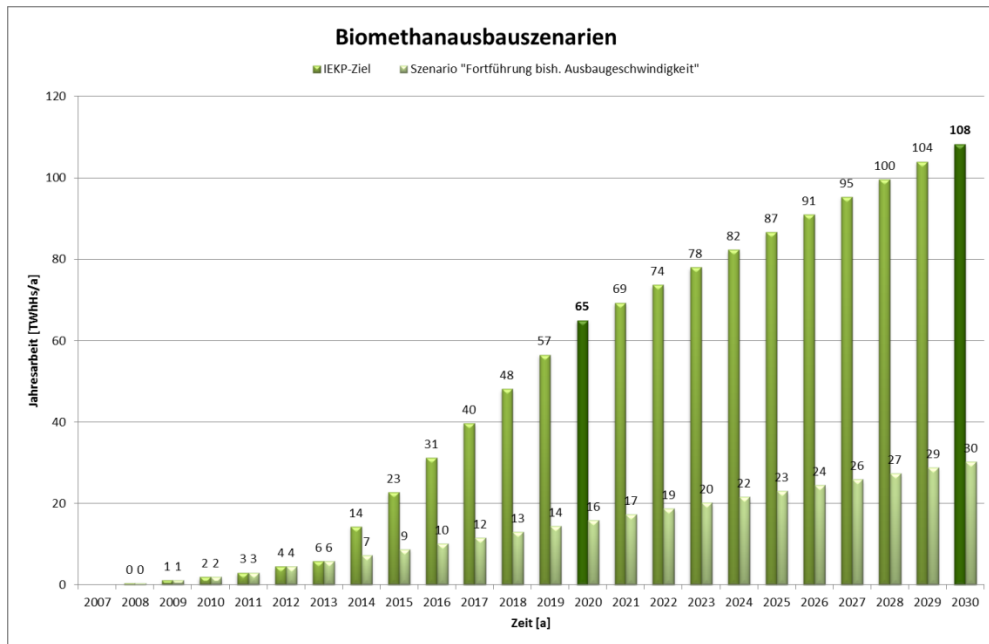


Abbildung 4-1: Potenzielles Biomethanausbauszenario (Fortführung bisheriger Ausbauproggression)

In Abbildung 4-1 werden die IEKP-Ziele für die Biomethaneinspeisung in Erdgasnetze sowie ein mögliches Ausbauszenario für Biomethan aus der biochemischen Konversion von Biomasse dargestellt. Es enthält bis 2012 die reale jährliche Einspeisearbeit und für 2013 einen prognostizierten Wert.

Für die Darstellung „IEKP-Ziel“ werden die Zielwerte von 6 Mrd. m<sup>3</sup> bis 2020 und 10 Mrd. m<sup>3</sup> bis 2030 angenommen und als Jahresarbeit dargestellt. Für den Zeitraum 2014 bis 2020 sowie für den Zeitraum 2021 bis 2030 wird jeweils eine lineare Fortentwicklung dargestellt. Grundsätzlich ließen sich diese Zielwerte erreichen – allerdings ist dies mit den derzeitigen Rahmenbedingungen absehbar nicht zu erzielen. Selbst mit einer zeitnahen Novellierung des Anreizsystems wäre eine kurzfristige Steigerung und Annäherung an den in der Grafik dargestellten notwendigen IEKP-Ausbaupfad nicht mehr möglich. Mittel- bis langfristig könnte dennoch eine Kompensierung erreicht werden.

Für das Szenario „Fortführung der bisherigen Ausbaugeschwindigkeit“ wird von 2015 bis 2030 eine potentielle Entwicklung auf Basis der durchschnittlichen Jahresmehrproduktion der Jahre 2012 und 2013 fortgeschrieben. Das Szenario wäre als realistische Variante zu betrachten, wenn das bisherige, primär durch das EEG induzierte, Anreizsystem in gleicher oder ähnlicher Form fortgeführt würde. Es zeigt, dass im Jahr 2020 16 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> und im Jahr 2030 30 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> Erdgas durch Biomethan substituiert werden könnten. In diesem Szenario ist noch nicht berücksichtigt, dass die heutige Biogasaufbereitungs- und –einspeisekapazität ca. um den Faktor 1,5 höher liegt, als die für 2013 prognostizierte Einspeisung von 6 TWh. Würde der bestehende Anlagenbestand in Volllast betrieben, läge die aktuelle Biomethanproduktion um ca. 50 % über dem Wert dieses Szenarios und würde sich dem IEKP-Ausbaupfad damit deutlich annähern.

Inwieweit die oben dargestellten Einspeisemengen beider Szenarien tatsächlich bereitgestellt werden können, hängt maßgeblich von der Ausgestaltung des Anreizsystems, bzw. des Förderrahmens ab, um vorhandene technische Potentiale auch wirtschaftlich nutzbar zu machen. Darüber hinaus spielt die Frage der Akzeptanz von



Biogas und damit Biomethan eine entscheidende Rolle. In diesem Zuge ist eine Versachlichung und Objektivierung der öffentlich geführten Diskussion dringend geboten. Primär regional auftretende Fehlentwicklungen beim bisherigen Anlagenzubau sollten nicht dazu dienen, eine Pauschalisierung über den gesamten Biogasanlagenbestand vorzunehmen und als Argument gegen die weitere Erschließung von Potentialen herangezogen werden. Vielmehr sollten Mechanismen geschaffen werden, um diese Fehlentwicklungen für zukünftige Biogasprojekte auszuschließen. Neben der aktuell in den Fokus gerückten Kostendiskussion wurden maßgeblich zwei Argumente gegen den Ausbau des Biogasanlagenbestandes diskutiert: Der Maisanteil an der landwirtschaftlich genutzten Fläche und Nährstoffbelastungen von Grundwässern. Abbildung 0-1 und Abbildung 0-2 (siehe Anhang) zeigen, dass sich der überwiegende Teil der Biomethananlagen weder in Regionen befindet, in welchen ein überproportional hoher Maisanteil an der landwirtschaftlich genutzten Fläche vorherrscht, noch in den von der Veredelungswirtschaft dominierten Regionen, in welchen überproportional hohe Viehdichten (und damit verbunden ein höheres Wirtschaftsdüngeraufkommen) bestehen.

Die technischen Potentiale zum Erreichen der oben beschriebenen Biomethanmengen sind vorhanden. Die Mengen beider Ausbaupfade können jedoch ohne die Nutzung von Energiepflanzen nicht erzielt werden.

#### **4.1.2 Biomethan (thermochemisch)**

Bisher bestehen international nur wenige Demonstrationsvorhaben zur thermochemischen Vergasung von Biomasse. Aus Deutschland ist bisher kein derartiges Vorhaben bekannt, das thermochemisch erzeugtes Biomethan als Erdgassubstitut bereitstellt. Kurz- bis mittelfristig sind hierdurch keine wesentlichen Beiträge zur Substitution von Erdgas zu erwarten.

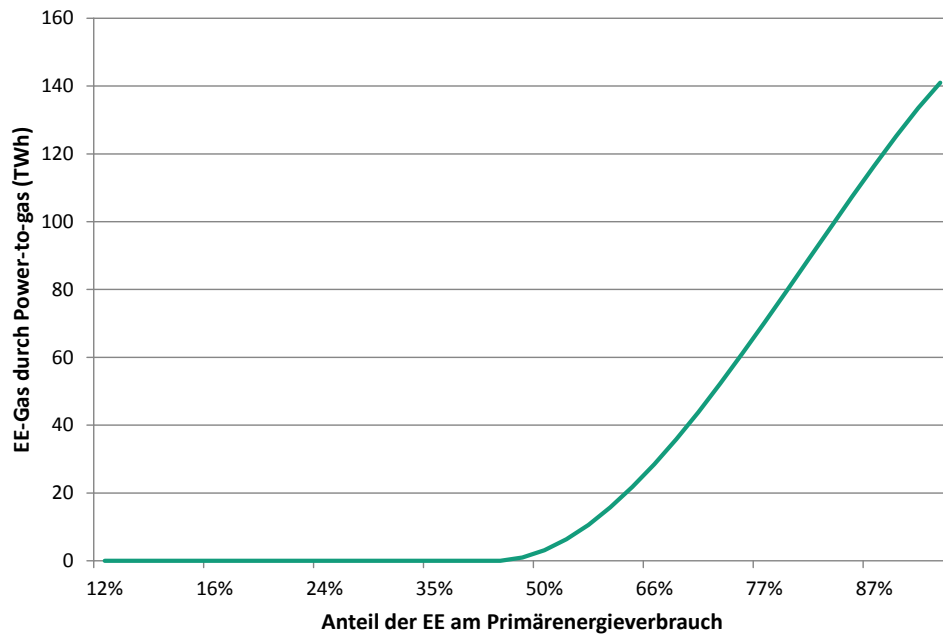
#### **4.1.3 Methan und Wasserstoff (elektrochemisch)**

Es bestehen bisher mehrere Demonstrationsvorhaben zur elektrochemischen Produktion von Wasserstoff, bzw. Wasserstoff (als Zwischenprodukt) und Methan. Bei einigen Vorhaben findet schon jetzt eine Einspeisung von Methan, bzw. Wasserstoff in Gasnetze statt. Kurz- bis mittelfristig sind durch Power-to-Gas jedoch keine wesentlichen Beiträge zur Substitution von Erdgas zu erwarten.

Langfristig kann Power-to-Gas jedoch die Stütze für eine rein regenerative Versorgung in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sein. Das auf Basis von Strom aus EE bereitgestellte Methan (kurz: EE-Gas), kann zum Beispiel zur Rückverstromung eingesetzt werden, wenn keine direkte Stromerzeugung aus Wind oder Sonne erfolgt. Zusätzlich kann es als speicherbares Medium vor allem im Verkehr eingesetzt werden. Bei einem bedarfsorientierten Ansatz ergibt sich in dem in dieser Studie betrachteten Vollversorgungsszenario durch EE (siehe Kapitel 3) ein Potenzial für „EE-Gas“ aus Power-to-Gas in einer Höhe von bis zu 140 TWh in 2050. Die Nutzung wird erst bei einem Anteil von 50% EE am Primärenergieverbrauch relevant – steigt dann aber stark an (siehe Abbildung 4-2). In dem hier untersuchten Szenario entspricht dies etwa dem Jahr 2030.

Abbildung 4-2: Power-to-Gas-Nutzung im Rahmen einer umfassenden Energiewende  
Quelle: IWES 2014

-----  
Erdgassubstitution durch eine  
forcierte Energiewende  
-----



## 4.2 Diversifizierung fossiler Erdgasquellen und -importe

### 4.2.1 Konventionelle Erdgasvorkommen in Deutschland

Die konventionelle Erdgasförderung hat in Deutschland in den letzten Jahren kontinuierlich abgenommen. Wurden in den 1990er Jahren jährlich noch bis zu 23 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas aus heimischen Quellen gefördert, reduzierte sich die Förderung im Jahr 2013 auf ca. 11 Mrd. m<sup>3</sup>. Damit einhergehend verringerten sich ebenso die sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven (nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Erdgasmengen) auf 96,5 Mrd. m<sup>3</sup>. Dies entspricht einer Energiemenge von 943 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>(ohne Erdöl-Gas) [LBEG 2014] [BGR 2013].

Dies bedeutet, dass durch die bisher bekannten sicheren und wahrscheinlichen heimischen Erdgasreserven der Erdgasbedarf Deutschlands von ca. einem Jahr gedeckt werden könnte. Hieraus ergibt sich eine statische Reichweite (Quotient aus Fördermenge 2013 zu bekannten Reserven zum 01.01.2014) von ca. 10 Jahren. Die nachfolgende Abbildung 4-3 stellt die bisherige jährliche Erdgasförderung in Deutschland für den Zeitraum 1978 bis 2012 dar, sowie eine Prognose der zukünftigen Förderung bis 2024 (alle Angaben in TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>).

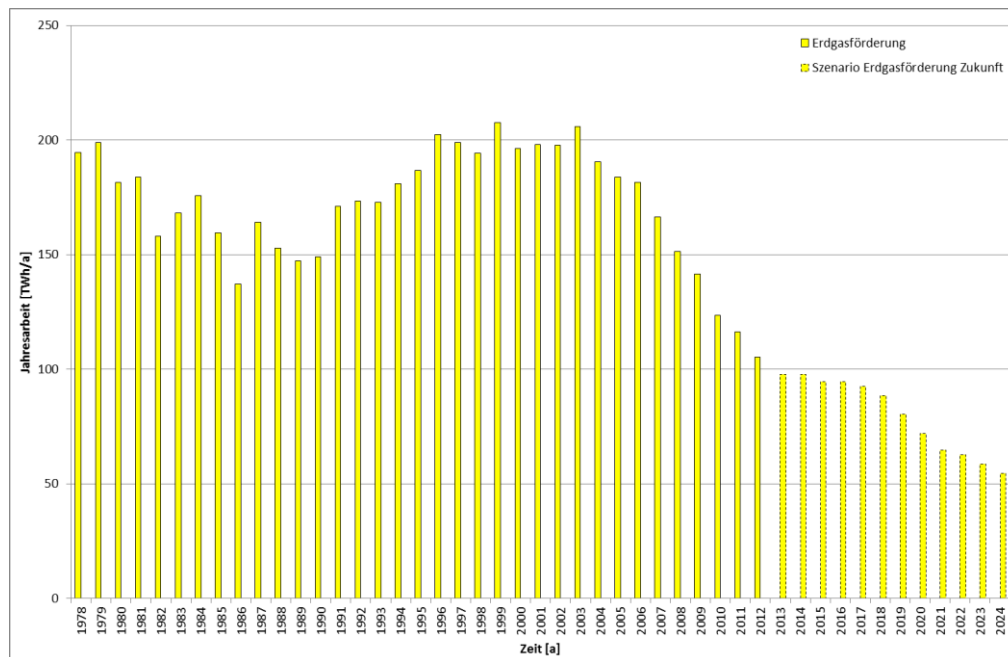


Abbildung 4-3: Erdgasförderung in Deutschland - bisherige Förderung (bis 2012) auf Basis von [WEG 2012] und Szenario zur zukünftigen Erdgasförderung (ab 2013) auf Basis von [Prognos 2013].

### 4.2.2 Nicht-konventionelle Erdgasvorkommen in Deutschland

Bei nicht-konventionellen Erdgasvorkommen handelt es sich um Erdgase, bei welchen das Gas aufgrund der Beschaffenheit und den Eigenschaften des Reservoirs nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu einer Förderbohrung strömt, da es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorliegt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist.

Zu den nicht-konventionellen Erdgasvorkommen zählen Schiefergas, Tight Gas, Kohleflözgas (CBM), Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat [BGR 2013]. Nach [BGR 2012] werden die heimischen Schiefergasressourcen (technisch gewinnbare Mengen) auf 1,3 Bill. m<sup>3</sup> geschätzt.

Die Erschließung dieser Ressourcen kann dazu beitragen, sowohl die sinkenden Fördermengen der konventionellen Erdgasförderung in Deutschland zu kompensieren als auch darüber hinaus die Abhängigkeit von Erdgasimporten zu reduzieren. Ihre Nutzung ist allerdings aufgrund ökonomischer Probleme und vor allem ökologischer Bedenken öffentlich umstritten. In der dieser Arbeit zugrundeliegenden Berechnung wurden vor diesem Hintergrund die Schiefergasressourcen in Deutschland nicht einbezogen.

### **4.2.3 Alternative Herkunftsgebiete und Infrastruktur**

Der Ausbau und die leitungsgebundene Anbindung an weitere Herkunftsregionen von Erdgas können wesentlich zu einer weiteren Diversifizierung der europäischen Erdgasversorgung beitragen.

Darüber hinaus dient die Schaffung sowie Nutzung bereits bestehender LNG-Infrastruktur (LNG: Liquefied Natural Gas = verflüssigtes Erdgas) einer weiteren Diversifizierung von Erdgasimporten und kann sich positiv auf die Reduktion der Importabhängigkeit aus bisherigen Herkunftsgebieten auswirken. In Deutschland besteht bislang keine Infrastruktur zur Anbindung eines schiffsbasierten Transports von verflüssigtem Erdgas an das deutsche Pipelinenetz. Die Notwendigkeit eines LNG-Terminals in Deutschland wird bislang kontrovers diskutiert. In diesem Zusammenhang sollten jedoch auch derzeit verfügbare freie Kapazitäten an bisher schon vorhandenen LNG-Terminals und durch weiteren Ausbau der Infrastruktur zukünftig verfügbare Kapazitäten in Westeuropa berücksichtigt werden.

### 4.3 Einfluss auf die Importabhängigkeit

In der nachfolgenden Grafik werden die beiden oben beschriebenen Ausbaupfade „IEKP-Ziel“ (blau) und das Szenario „Fortführung der bisherigen Ausbaugeschwindigkeit“ (grün) kombiniert mit der Erdgasförderung (orange) in Deutschland. Biomethan und Erdgas aus heimischer Förderung stellen momentan die einzigen und wesentlichen beiden nicht importbasierten Erdgasquellen dar, die zur Deckung des momentanen und auch kurz- bis mittelfristig bestehenden Erdgasbedarfs genutzt werden können. Eine Berücksichtigung von nicht-konventionell förderbaren Erdgasressourcen findet aufgrund des nicht abschätzbaren Szenariorahmens nicht statt.

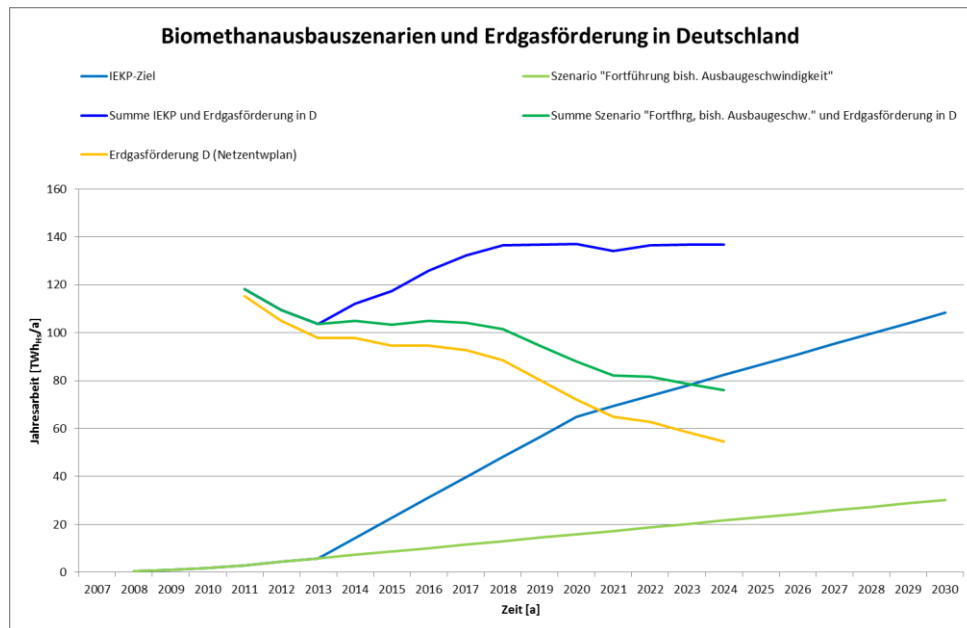


Abbildung 4-4: Biomethanausbauszenarien und Erdgasförderung in Deutschland (Biomethanausbauszenarien auf Basis eigener Berechnungen; Szenario Erdgasförderung auf Basis von [Prognos 2013]).

Es wird deutlich, dass bei gleichbleibendem Erdgasbedarf in Deutschland, bedingt durch die Abnahme der Förderung von Erdgas in Deutschland, die Importabhängigkeit ansteigen würde. Dieser Effekt könnte zwar durch den Ausbau der Biomethan-Einspeisekapazität im Szenario „Fortführung der bisherigen Ausbaugeschwindigkeit und Erdgasförderung in Deutschland“ abgeschwächt, jedoch nicht vollständig kompensiert werden. Betrachtet man jedoch das Szenario „IEKP-Ziel und Erdgasförderung in Deutschland“ wird deutlich, dass sich die in Deutschland bereitgestellte (und nicht importierte) Methanmenge mittelfristig auf ca. 140 TWh/a erhöhen ließe.

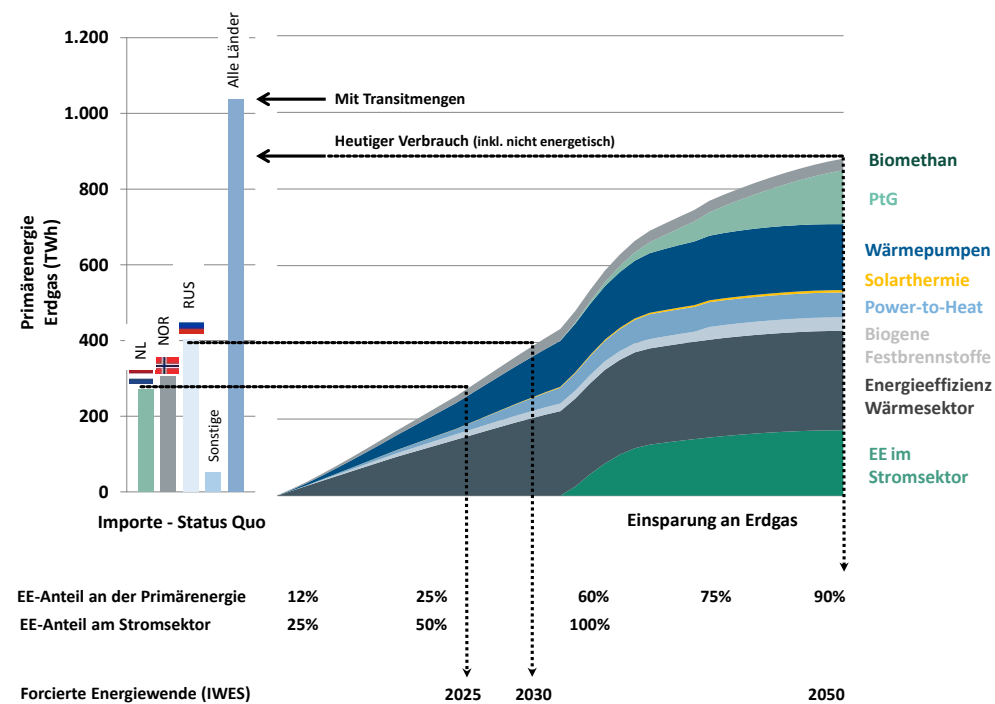
Ausgehend von einem mittelfristig zu erwartenden sinkenden Erdgasbedarf (gemäß „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 der Fernleitungsnetzbetreiber“) könnte sich damit schon kurz- bis mittelfristig die Eigenversorgungsquote auf bis zu ca. 20 % erhöhen und damit die relative und absolute Importabhängigkeit deutlich reduzieren.

## 5 Fazit

Die Reduktion der Erdgasabhängigkeit ist durch eine zügige Energiewende sowohl im Strom- vor allem aber im für Erdgas bedeutenderen Wärmesektor möglich. Kurzfristig kann hier vor allem die Energieeffizienz (Wärmedämmung, Prozesse) beschleunigt, alternative Technologien eingesetzt (Wärmepumpen, Solarthermie, PtH) und Erdgassubstitute wie Biomethan genutzt werden. Für die alternative Wärmebereitstellung ist aus ökologischer Sicht ein hoher Anteil an erneuerbaren Energien im Stromsektor von Bedeutung, um das Einsparpotenzial durch strombasierte Technologien zur Wärmebereitstellung zu heben (vor allem Wärmepumpen, und PtH). Langfristig (etwa ab 2030) kann auch Methan aus PtG als Erdgassubstitut eingesetzt werden, da für dessen Produktion ausreichend EE-Erzeugung zur Verfügung steht, die nicht mehr im Stromsektor genutzt wird. Somit lässt sich eine Kopplung der Sektoren Strom-Wärme-Verkehr erreichen.

Abbildung 5-1: Pfad zur Reduktion des Einsatzes von Erdgas im Rahmen einer umfassenden Energiewende

Quelle: IWES



Erst mit Abschluss der Energiewende (hier definiert als Primärenergieanteil der EE von 92%) kann auf einen Einsatz von Erdgas vollständig verzichtet werden. Kurz- und mittelfristig lassen sich jedoch bereits früh deutliche Reduktionen des Erdgasverbrauchs erreichen. Durch eine **forcierte** Energiewende, die dem hier untersuchten Szenario entspricht, können die heutigen Importe von Erdgas (inklusive Transite) um:

- 16% bis 2020
- 40% bis 2030
- 72% bis 2040
- und 85% bis 2050 reduziert werden

Erfolgt europaweit eine ähnliche Reduktion des Erdgasverbrauchs, können die Transitmengen durch Deutschland ebenso reduziert werden. Bezogen auf die Erdgasimporte ohne Berücksichtigung der Transitmengen könnten die Importe um:

- 21% bis 2020
- 51% bis 2030
- 92% bis 2040
- und 108% bis 2050 reduziert werden.

In beiden Fällen entsprechen die Einsparungen respektive 19%, 46%, 83% bzw. 98% des heutigen nationalen Verbrauchs.

Erfolgt eine Energiewende in einem deutlich geringeren Tempo als im untersuchten Szenario, fallen die Einsparungen deutlich niedriger aus. Zieht man die Zielvorstellungen bezüglich des EE-Anteils im Stromsektor aus dem „EEG 2.0“ als Indikator heran (40 bis 45% in 2025 und 55 bis 60% in 2035) und schaut auf die Einsparungen, die im vorliegenden Szenario bei diesen Anteilen am Strommix auftreten, so kann schätzungsweise eine Reduktion der Erdgasimporte (inklusive Transite) um:

- 9% bis 2020
- 21% bis 2030
- 28% bis 2040
- und 36% bis 2050 erfolgen

Dies entspricht 10%, 24%, 33% bzw. 42% des heutigen nationalen Verbrauchs. Allerdings gilt dies nur, insofern sich auch die Entwicklungspfade im Wärmebereich analog zum hier untersuchten Szenario realisieren lassen (Ausbau alternativer Energiebereitstellung, Energieeffizienzmaßnahmen, Sanierungsrate von 3%). Eine langsamere Energiewende führt somit zu einer höheren Importabhängigkeit.

Durch eine **forcierte** Umsetzung der Energiewende erreichen die Einsparungen beim Erdgas bereits im Jahr 2025 rein rechnerisch die Höhe der heutigen Importmengen aus den Niederlanden oder im Jahr 2026 die der aus Norwegen oder im Jahr 2030 die der aus Russland.

Wie in Vorgängeruntersuchungen dargestellt [IWES 2014], führt eine forcierte Energiewende, zu positiven volkswirtschaftlichen Effekten. So lässt sich mit den eingesparten Primärenergiekosten von langfristig bis zu 75 Mrd. Euro pro Jahr eine jährliche Rendite von 2,3% erzielen. Bezieht man eine Preissteigerungsrate bei den fossilen Brennstoffen mit ein, ergeben sich realistische Renditen im Bereich von 4 – 6,7% pro Jahr. Im Sinne einer Vorlaufinvestition muss dafür bereits heute die Infrastruktur von morgen finanziert werden.

Ein Ausbau der Anlandekapazitäten für Erdgas aus Übersee und die Erschließung nicht-konventioneller Erdgasressourcen erscheint nicht als notwendig und zielführend im Rahmen einer effizienten und ernstgemeinten Energiewende.

Um eine Substitution des Erdgases in der deutschen Energieversorgung zu ermöglichen sollte als Ergebnis der vorliegenden Studie:

- 1.) Die Energiewende beschleunigt werden – europaweit -,
- 2.) deutliche Anreize für Energieeffizienz geschaffen werden,
- 3.) der Einsatz von Erdgas reduziert und durch andere Technologien und Ressourcen ersetzt werden (z.B. Wärmepumpen, Power-to-Heat, Power-to-Gas, Biomethan).

## Literatur

AGEB 2013: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2011 und 2012 mit Zeitreihen von 2008 bis 2012, Arbeitsgemeinschaft AG Energiebilanzen e.V., <http://www.ag-energiebilanzen.de>.

Agora 2013: Das deutsche Energiewende-Paradox: Ursachen und Herausforderungen, Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO<sub>2</sub>-Emissionen, Agora Energiewende, <http://www.agora-energiawende.de>.

Bafa 2014: Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland – Bilanzen 1998 – 2013 Grafik, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, <http://www.bafa.de>.

BGR 2012: Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland.

BGR (2013): Energiestudie 2013. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (17). – 112 S., Hannover.

Corradini/Schmid/Sutter 2014: Die vergessenen Potenziale der Solarthermie – Schlüssel zur Energiewende, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64, Jg. (2014) Heft 1 / 2, <http://www.ffe.de/>.

DLR/IWES/IFNE 2011: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Schlussbericht, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), <http://www.erneuerbare-energien.de>.

Eurostat 2014: Final energy consumption of natural gas, Statistisches Amt der Europäischen Union, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>.

IWES 2014: Geschäftsmodell Energiewende – Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“-Argument, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, <http://www.iwes.fraunhofer.de>.

LBEG 2014: Erdöl und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 01. Januar 2014, <http://www.lbeg.niedersachsen.de>.

Prognos 2013: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 der Fernleitungsnetzbetreiber.

WEG 2012: Jahresbericht 2012 Zahlen und Fakten, <http://www.erdoel-erdgas.de/Medien/Publikationen/Jahresberichte>.



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Importabhängigkeit von Erdgas in der EU-28, Deutschland und weiteren exemplarischen EU-Ländern.....	5
Abbildung 2-2: Erdgasverbrauch aller Nettoimporteure in der EU-28 im Jahr 2012.....	6
Abbildung 2-3: Erdgaseinfuhr nach Deutschland aufgeschlüsselt nach Herkunftsländern ...	6
Abbildung 2-4: Investitionsbedarf und Brennstoffeinsparung für fossile Primärenergie im Energiewendeszenario des IWES .....	8
Abbildung 3-1: Charakteristik des Erdgasverbrauchs in Deutschland nach Sektoren .....	9
Abbildung 3-2: Endenergiebedarf Wärme im Zeitverlauf .....	10
Abbildung 3-3: Anteil Erdgas an der Wärmebereitstellung aus fossilen Quellen und resultierende Reduktion des Erdgaseinsatzes durch Energieeffizienz.....	12
Abbildung 3-4: Möglicher Ausbaupfad der EE im Stromsektor und Reduktion fossiler Energieträger (Ausstieg nach ökologischer Effizienz: Braunkohle, dann Steinkohle, dann Erdgas).....	14
Abbildung 4-1: Potenzielles Biomethanausbauszenario (Fortführung bisheriger Ausbauproggression) .....	16
Abbildung 4-2: Power-to-Gas-Nutzung im Rahmen einer umfassenden Energiewende.....	18
Abbildung 4-3: Erdgasförderung in Deutschland - bisherige Förderung (bis 2012) auf Basis von [WEG 2012] und Szenario zur zukünftigen Erdgasförderung (ab 2013) auf Basis von [Prognos 2013]. .....	19
Abbildung 4-4: Biomethanausbauszenarien und Erdgasförderung in Deutschland (Biomethanausbauszenarien auf Basis eigener Berechnungen; Szenario Erdgasförderung auf Basis von [Prognos 2013]). .....	21
Abbildung 5-1: Pfad zur Reduktion des Einsatzes von Erdgas im Rahmen einer umfassenden Energiewende .....	22
Abbildung 0-1: Maisanteil an der landwirtschaftlich genutzten Fläche (Grüne Farbgebung gemäß Legende; Stand: 2010) und Standorte der Biogasaufbereitungsanlagen (Blaue Kreise; Stand: 2011).....	26
Abbildung 0-2: Großvieheinheiten je 100 ha landwirtschaftlich genutzter Fläche (Grüne Farbgebung gemäß Legende; Stand: 2010) und Standorte der Biogasaufbereitungsanlagen (Blaue Kreise; Stand: 2012).....	27

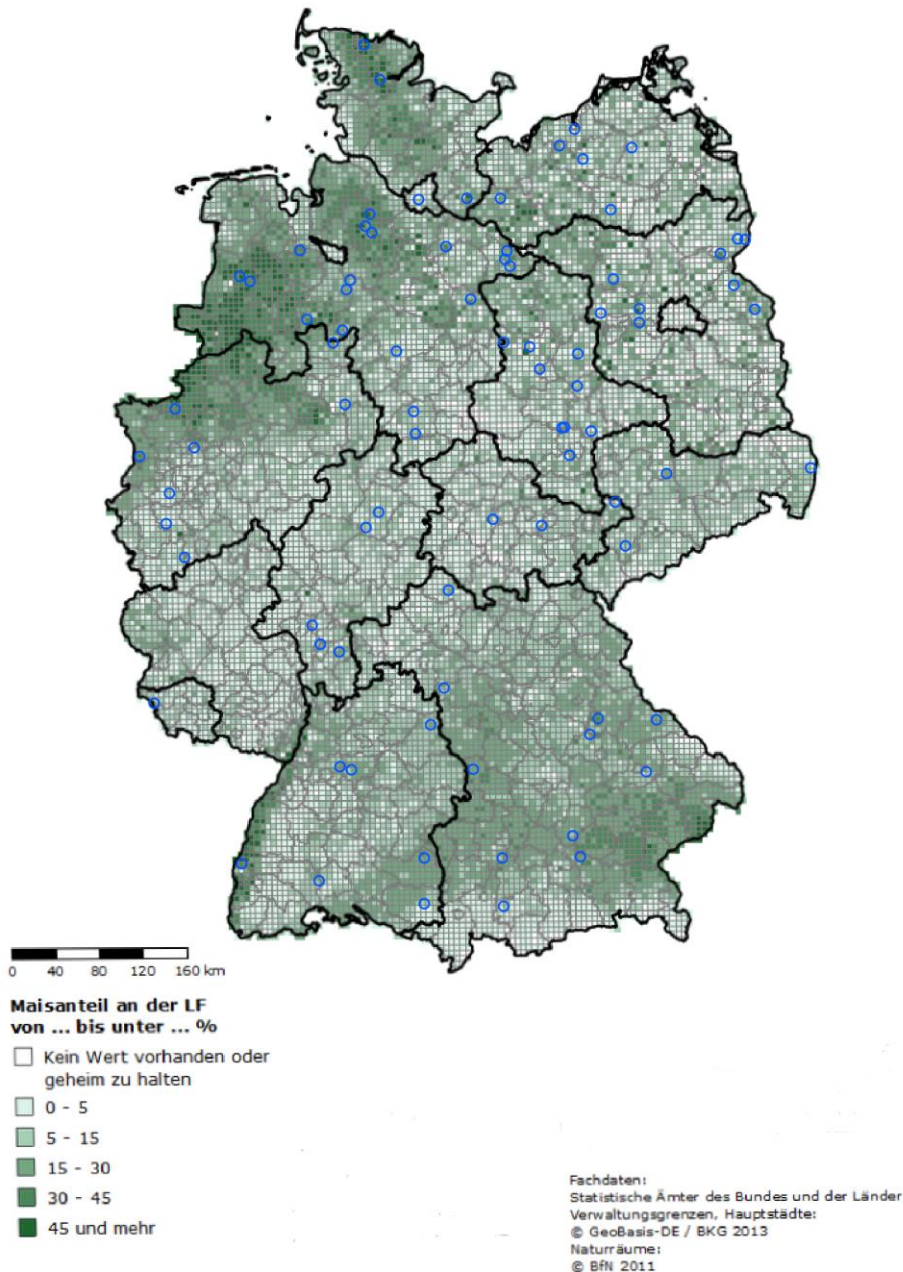


Abbildung 0-1: Maisanteil an der landwirtschaftlich genutzten Fläche (Grüne Farbgebung gemäß Legende; Stand: 2010) und Standorte der Biogasaufbereitungsanlagen (Blaue Kreise; Stand: 2011)

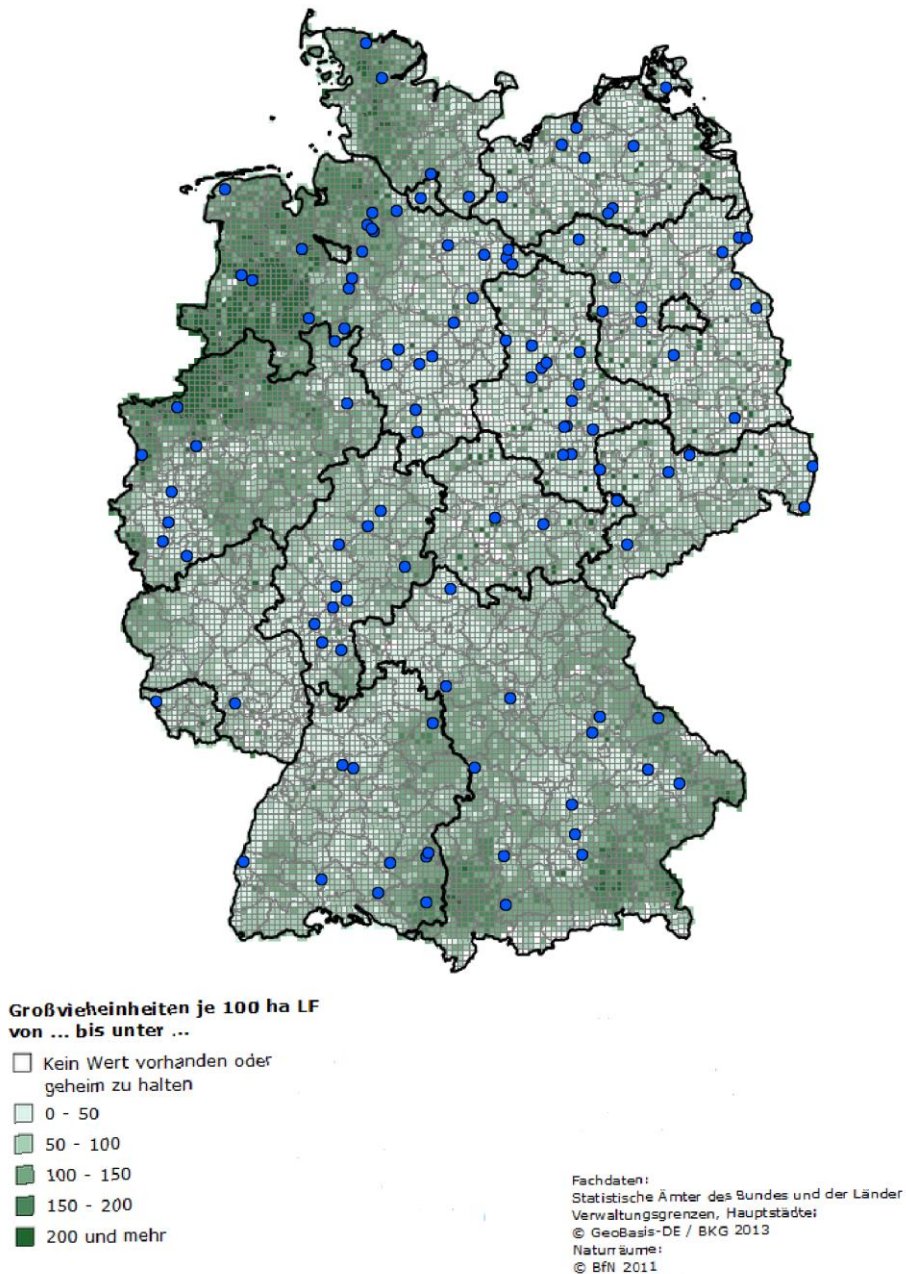


Abbildung 0-2: Großvieheinheiten je 100 ha landwirtschaftlich genutzter Fläche (Grüne Farbgebung gemäß Legende; Stand: 2010) und Standorte der Biogasaufbereitungsanlagen (Blaue Kreise; Stand: 2012)