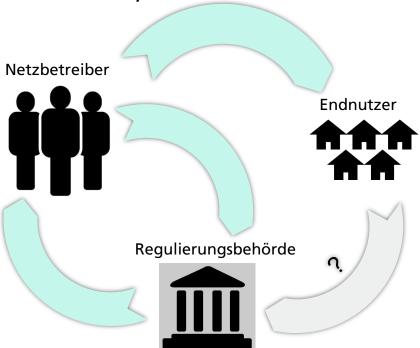
IST DER REGULATORISCHE RAHMEN VON GASVERTEILNETZEN FÜR DIE ZUKÜNFTIGEN HERAUSFORDERUNGEN IM DEUTSCHEN ENERGIESYSTEM GEWAPPNET?

Stella Oberle, Fraunhofer IEG und Till Gnann, Fraunhofer ISI







1. Motivation und Fragestellung



2. Vorgehensweise



Modell MERLIN



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. Annahmen und Szenarien



3. Ergebnisse







1. Motivation und Fragestellung



2. Vorgehensweise



Modell MERLIN



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. Annahmen und Szenarien



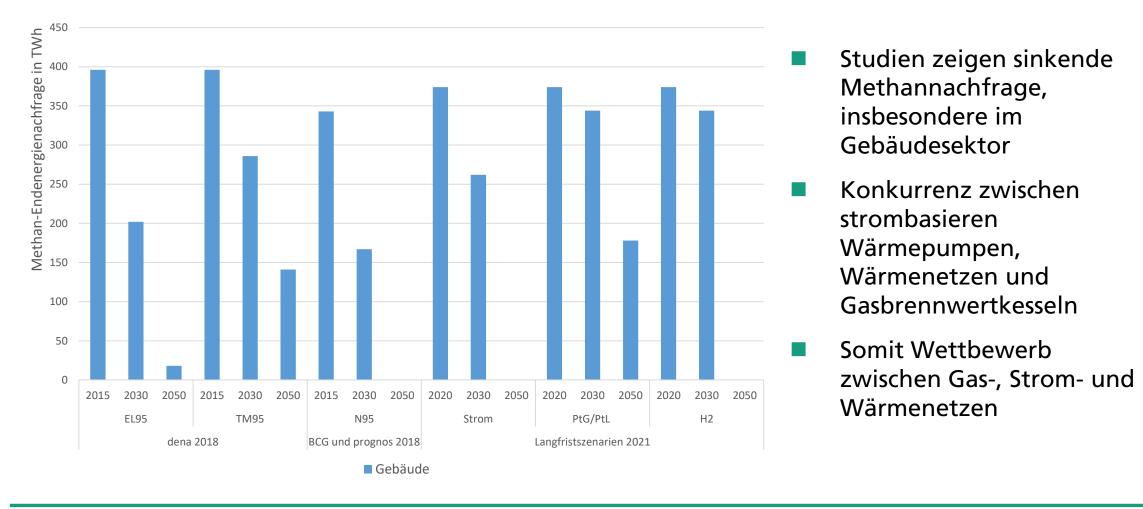
3. Ergebnisse







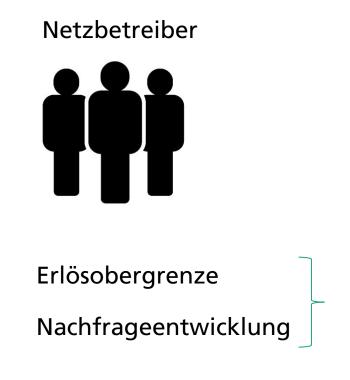
Methan-Endenergiebedarf im Gebäudesektor in verschiedenen Studien bis 2050

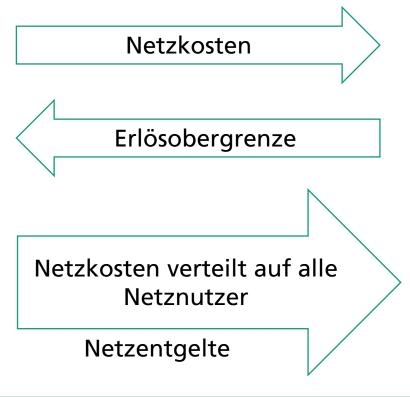




Regulatorischer Hintergrund

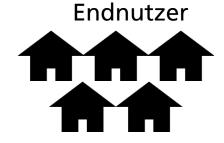
■ In Deutschland anreizorientierte Regulierung durch Verwendung von Erlösobergrenzen (ARegV)





Regulierungsbehörde



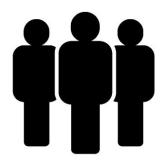






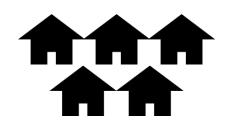
Herausforderung der Gasverteilungsnetzbetreiber

Netzbetreiber



Netzentgelte

Netzkosten verteilt auf alle Netznutzer Endnutzer



Ist der regulatorische Rahmen der Gasverteilnetze für die zukünftigen Herausforderungen im deutschen Energiesystem geeignet?

Netzläng

Netzbetriebskosten



















Quellen: [1, 2, 6, 8-10, 24]





1. Motivation und Fragestellung



2. Vorgehensweise



Modell MERLIN



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. Annahmen und Szenarien



3. Ergebnisse



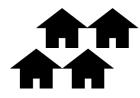




Beispielnetzbetreiber Netze BW



- Länge Gasverteilnetz = 5.168 km (Stand 2020)
 - Seit 2015 um 313 km erweitert



■ Entnommene Arbeit schwankt zwischen 16.483 GWh und 18.310 GWh (2015 - 2020)



- Ergebnis vor Steuern seit fünf Jahren negativ
 - -100.000 € in 2015
 - -19.400.000 € in 2019





MERLIN - Modellübersicht

Netzbetreiber spezifische Daten:

Gasnachfrage Gesamtkosten des Netzbetreibers

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

- Konzessionsabgabe
- Betriebssteuer
- erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen
- Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen
- Etc.

Kapitalkosten

- Kalk. Abschreibung
- Kalk. Eigenkapitalverzinsung
- Kalk. Gewerbesteuer
- Fremdkapitalzinsen

Vorgabe von BNetzA:

- Effizienzwert
- Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Glättende Faktoren des statistischen Bundesamtes

Kostenglättende Faktoren (VPI-Index)

Municipal energy infrastructure investment analysis under regulation - MERLIN

Berechnung der Erlösobergrenze

- Entwicklung der Netzkosten bis 2050

$$EO_{t} = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_{t}) * KA_{b,t} + \frac{B_{0}}{T}\right) * \left(\frac{VPI_{t}}{VPI_{0}} - PF_{t}\right) + KKA_{t} + Q_{t} + (VK_{t} - VK_{0}) + S_{t}$$

Ableitung der Netzentgelte

- Entwicklung der Nachfrage

$$\text{Netzentgelte}_t \bigg[\frac{\text{\it Ect}}{\text{\it kWh}} \bigg] = \frac{Erl\ddot{o}sobergrenze_t}{Gasnachfrage_t}$$

Investitionsoptionen

- Weiterbetrieb des Gasverteilnetzes (Business-as-usual)
- Rückbau des Gasverteilnetzes

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{R_t - E_t}{(1+i)^t}$$

Modelloutput

- Entwicklung der Erlösobergrenze
- Netzentgelte basierend auf Erlösobergrenze und Nachfrageentwicklung
- Bewertung der Investitionsoptionen für Weiterbetrieb des Gasnetzes und Rückbau des Gasnetzes

Modell-endogene Berechnungen



Modell-exogene Daten



1. Motivation und Fragestellung



2. Vorgehensweise



Modell MERLIN



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. Annahmen und Szenarien



3. Ergebnisse







Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1-V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$
Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil
$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(1 - V_t\right) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(1 - V_t\right) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(1 - V_t\right) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(1 - V_t\right) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(1 - V_t\right) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(1 - V_t\right) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(1 - V_t\right) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(1 - V_t\right) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(1 - V_t\right) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(1 - V_t\right) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(1 - V_t\right) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) + KKA_t + Q_t + VK_t + VK_t + Q_t + Q_t$$

$KA_{dnb,t}$	Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil basierend auf Jahresbericht und	
	BNetzA Beschluss	
V_t	Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen	$KA_{vnb,t} = (GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t) * EW$
$KA_{vnb,t}$	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil	<i>thb</i> , <i>t</i> (<i>t</i>) =
$KA_{b,t}$	Beeinflussbarer Kostenanteil (Ineffizienzen)	$KA_{b,t} = GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t - KA_{vnb,t}$
GK	Gesamtkosten; aus Jahresbericht und BNetzA Beschluss	R_{II}^{b} , $t = GR - R_{II}^{a}$ R_{II}^{b} , $t = R_{II}^{b}$



Sektoraler Produktivitätsfaktor

Allgemeine Geldwertentwicklung

Effizienzwert = 85,77%

Kapitalkostenabzug des jeweiligen Jahres in der Regulierungsperiode ermittelt

basierend auf Kostenanteilen aus BNetzA Beschluss

 $KKAb_t$

EW

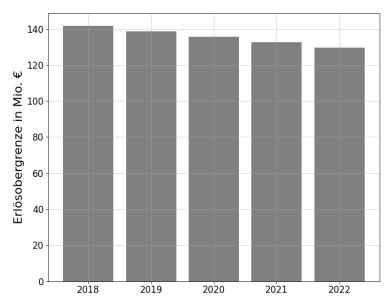
 $\frac{VPI_t}{VPI_0}$

 PF_t

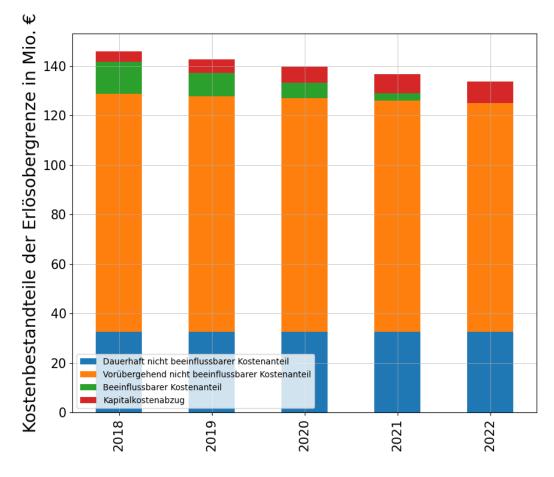
© Fraunhofer



Validierung des Modells MERLIN



Jahre	EO festgelegt von der BNetzA in €	EO berechnet in €	Abweichung in %
2018	141.608.891	141.612.736	-0,003
2019	138.711.704	138.717.116	-0,004
2020	135.571.639	135.570.762	0,001
2021	132.611.048	132.616.318	-0,004
2022	129.756.484	129.760.307	-0,003







1. Motivation und Fragestellung



2. Vorgehensweise



Modell MERLIN



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. Annahmen und Szenarien



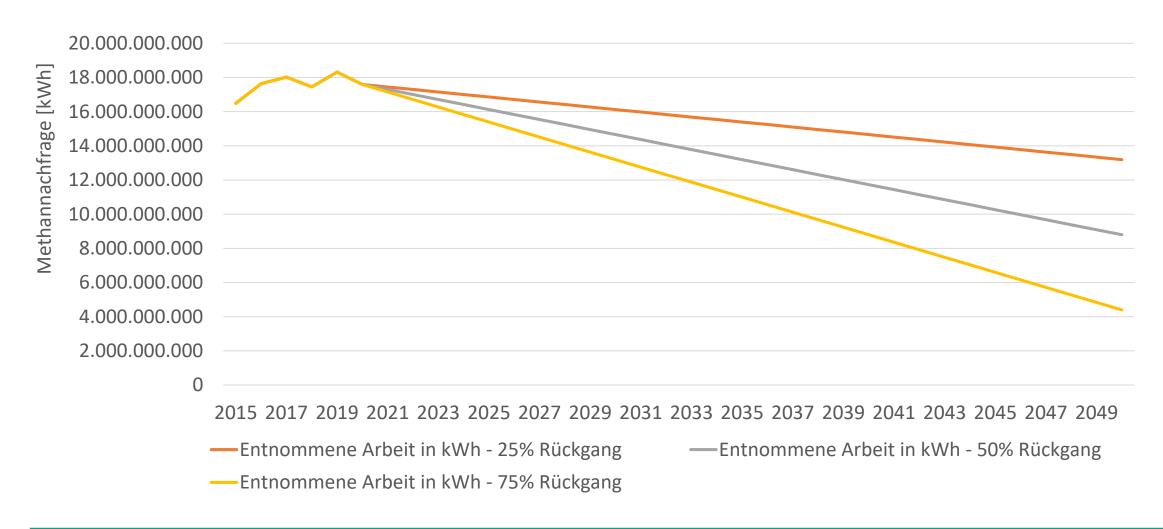
3. Ergebnisse







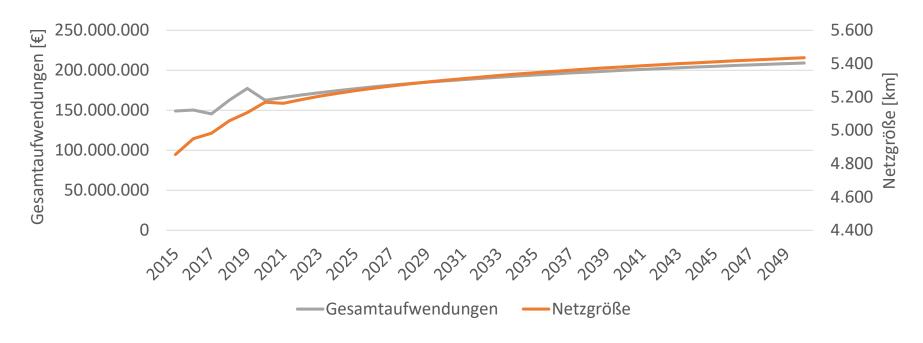
Nachfrageentwicklung







Business-as-usual Szenario

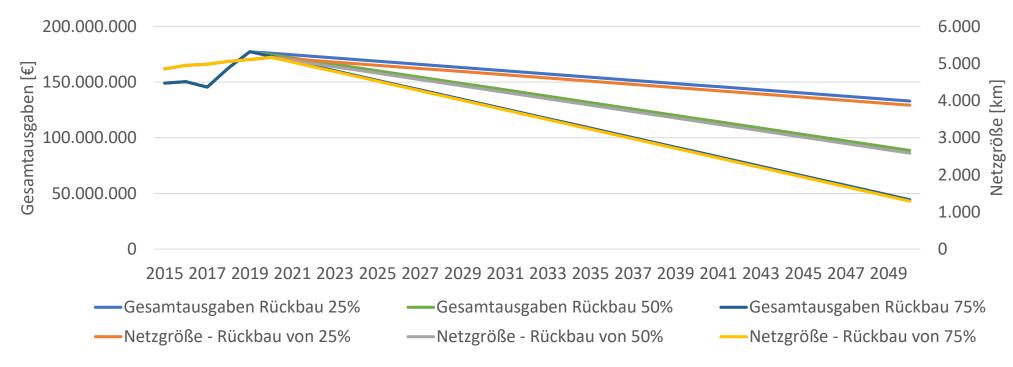


Jahr	Investitionen in €	Mittelwert in €
2015	11.200.000	18.380.000
2016	22.600.000	
2017	14.900.000	
2018	17.200.000	
2019	26.000.000	





Rückbauszenarien



Annahmen für Rückbau nach Frontier Economics [23]:

- Vollständiger Rückbau → 5%
- Verdämmung und Versiegelung → 30%
- Versiegelung → 65%
- → Durchsch. Investitionshöhe = 87.000 €/km

	Rückbau 25%	Rückbau 50%	Rückbau 75%
Netzrückbau in km/Jahr	43	86	129
Investitionen €/Jahr	3.746.800	7.493.600	11.240.400





1. Motivation und Fragestellung



2. Vorgehensweise



Modell MERLIN



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. Annahmen und Szenarien



3. Ergebnisse

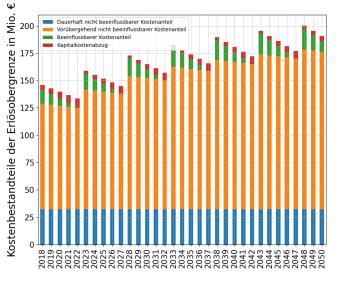


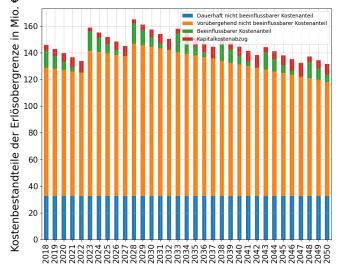




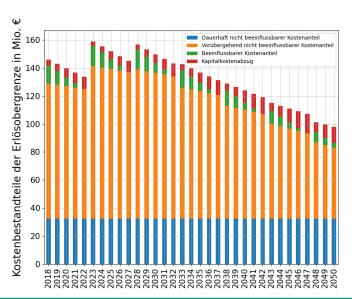
Erlösobergrenze – Ineffizienzen sinken in Rückbauszenarien

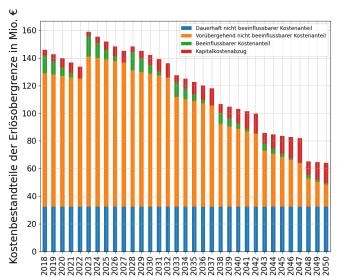
Business-as-usual Szenario





25% Rückbauszenario





75% Rückbauszenario

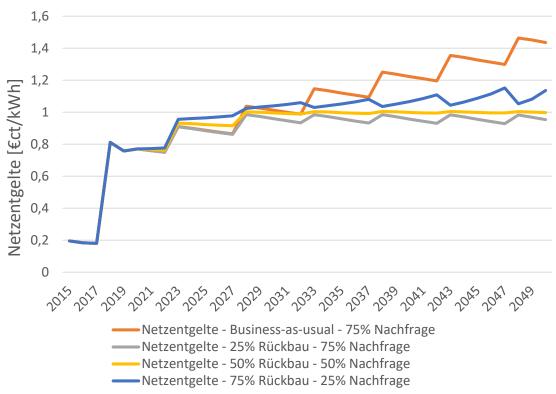
50% Rückbauszenario

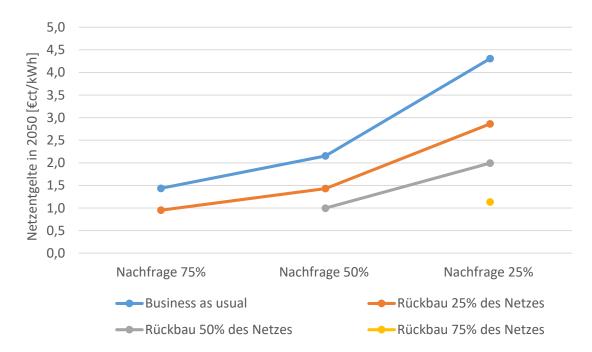




Netzentgelte – 25% Rückbau mit 75% Nachfrage erzielt

niedrigste Netzentgelte



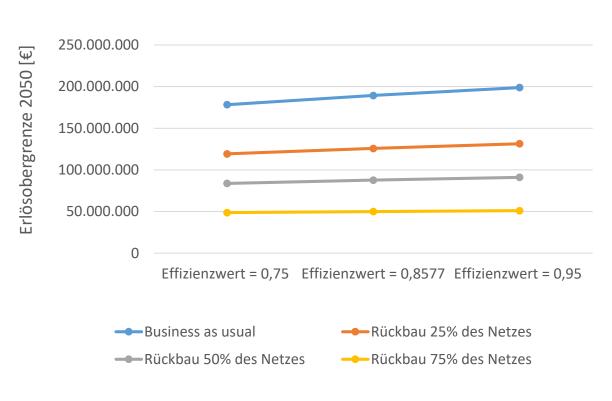


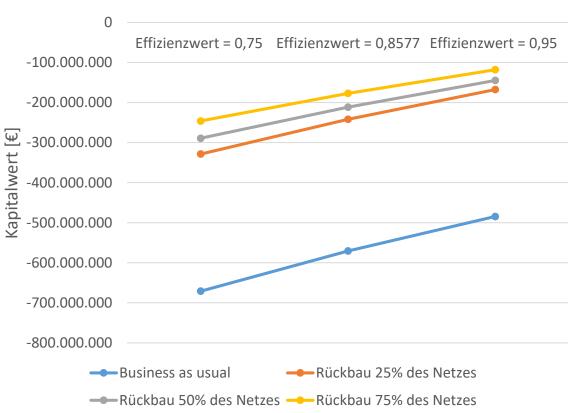
Netzentgelte	in	2050	Nachfrage	Nachfrage	Nachfrage
[€ct/kWh]			75%	50%	25%
Business as us	sual		1,436	2,153	4,307
Rückbau 25 %	des N	letzes	0,954	1,430	2,861
Rückbau 50 %	des N	letzes	-	0,997	1,995
Rückbau 75 %	des N	letzes	-	-	1,136





Kapitalwert vs. Erlösobergrenze – Nur begrenzte Anreize für Netzrückbau durch regulatorischen Rahmen









1. Motivation und Fragestellung



2. Vorgehensweise



Modell MERLIN



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. Annahmen und Szenarien



3. Ergebnisse







Zusammenfassung und Schlussfolgerung

- Rückbau des Gasverteilnetzes führt zu einer Effizienzverbesserung auch bei gleichbleibendem Effizienzwert
- Sinkende Nachfrage führt zu steigenden Netzentgelte
 - Geringste Netzentgelte werden im 25% Rückbauszenario mit 75% Nachfrage erzielt
 - **Verhältnis** zwischen Erlösobergrenze und Nachfrageentwicklung **nicht konstant**
- Verbesserter Effizienzwert führt zu steigender Erlösobergrenze und geringeren Verlusten bei der Investition
 - Auch bei Netzrückbau hat der Effizienzwert eine positive Wirkung
- Dennoch stehts höchste Verluste bei Investitionen in Business-as-usual Szenario, aber gleichzeitig höchste Erlösobergrenze
 - Aktueller regulatorische Rahmen ist nur begrenzt geeignet für die Herausforderungen im Gasverteilnetz im zukünftigen Energiesystem
- Kein direkter Anreiz für Netzrückbau durch aktuellen regulatorischen Rahmen
 - Anpassung des regulatorischen Rahmens notwendig z.B. Berücksichtigung der Nachfrageentwicklung





Kritische Würdigung

- Betrachtung basiert auf vielen Annahmen und ausschließlich öffentlich zugänglichen Daten
 - Keine Informationen über Baujahr oder Beschaffungskosten der Netzbestandteile des Gasnetzes
 - Keine Informationen zu kalkulatorischen Daten
- Historische Daten zeigen keine direkte Korrelation der Netzgröße mit Netzkosten
 - Dennoch vereinfachte Annahme einer linearen Korrelation
- Ableitung der Investitionen in Instandhaltung und Erneuerung, sowie Rückbau lediglich durchschnittliche Werte
 - In Zukunft detailliertere Netzbetrachtungen nötig
- Starke Vereinfachung der Realität mit der Annahme, dass 25% Nachfragerückgang zu 25% Netzrückbau führt
 - In Zukunft mittels detaillierter Netzbetrachtung und stochastischer Verteilung des Netznutzerrückgangs diesen Effekt berücksichtigen



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit! Fragen?

Stella Oberle M. Sc.

Wissenschaftliche Mitarbeiterin

Integrierte Energieinfrastrukturen



Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG

T: +49 721 6809248

E: stella.oberle@ieg.fraunhofer.de



Fördervermerk

Diese Veröffentlichung wurde vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Projekts "TrafoKommunE – Transformationsprozess für die kommunale Energiewende – sektorengekoppelte Imfrastrukturen und Strategien zur Einbindung von lokalen Akteuren" (FKZ 03EN3008A) gefördert.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Literatur

- [1] Vecteezy: Gruppe Menschen Symbol. URL: https://de.vecteezy.com/vektorkunst/645846-gruppe-menschen-symbol. Überprüfungsdatum 2020-09-21
- [2] IMGBIN: Regulation Regulatory Agency. URL: https://imgbin.com/png/XVaydaXC/regulation-regulatory-agency-computer-icons-government-agency-law-png. Überprüfungsdatum 2020-09-21
- BCG; PROGNOS; Philipp Gerbert, Patrick Herhold, Jens Burchardt, Stefan Schönberger, Florian Rechenmacher, Almut Kirchner, Andreas Kemmler, Marco Wünsch (Mitarb.): Klimapfade für Deutschland. 2018
- [4] DENA; Thomas Bründlinger, Julian Elizalde König, Oliver Frank, Dietmar Gründig, Christoph Jugel, Patrizia Kraft, Oliver Krieger, Stefan Mischinger, Dr. Philipp Prein, Hannes Seidl, Stefan Siegemund, Christian Stolte, Mario Teichmann, Jakob Willke, Mareike Wolke (Mitarb.): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen. Berlin, 2018
- [5] FRAUNHOFER ISI; CONSENTEC; IFEU; TU BERLIN: Langfristszenarien 3: Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Noch unveröffentlicht. URL https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php Überprüfungsdatum 2021-07-19
- [6] Publicdomainvectors.org: Vektor-Bild Monopol Zeichen für ein Haus. URL: https://publicdomainvectors.org/de/kostenlose-vektorgrafiken/Vektor-Bild-Monopol-Zeichen-f%C3%BCr-ein-Haus/20184.html. Überprüfungsdatum 2020-09-21
- [8] BNETZA: Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzbetreibern. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/start.html;jsessionid=F05839A752533AB9EEF3A7459672F1A5. Aktualisierungsdatum: 2021 Überprüfungsdatum 2021-08-10
- [9] KIRCHBERG, Thomas: Anreizregulierung im deutschen Strom- und Gassektor: Auswirkungen auf die Rentabilität von Netzinvestitionen. Hamburg: Igel Verl. RWS, 2014
- [10] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ (BMJV); BUNDESAMT FÜR JUSTIZ (BfJ): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (idF v. Anreizregulierungsverordnung vom 29. 10. 2007 (BGBI. I S. 2529), zuletzt geändert Art. 3 V v. 23. 12. 2019 I 2935) (2019-12-23). URL https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/inhalts_bersicht.html Überprüfungsdatum 2021-05-28
- [11] NETZE BW GMBH: Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2015 bis zum 31.12.2015 und Tätigkeitsabschluss. Stuttgart, 2016
- [12] NETZE BW: Strukturdaten: § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV. URL https://assets.net/xytfb1vrn7of/zTAT4SepsyOYgacYewU6M/2492f362c5e7a187caa374114da0a203/strukturdaten-Gas-2015.pdf Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [13] NETZE BW: Strukturdaten: § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/1x9wScvCJyiuO8sceKi8u8/79799666f2f28a90b57dd390d70cb441/strukturdaten-gas-2016.pdf Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [14] NETZE BW: Strukturdaten: § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/25TeU8j7LW2kMQlyyMcwOQ/0f0bfaccb462b9fc6f31eb8fc6561f5c/Strukturdaten_Gas.pdf Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [15] NETZE BW: Strukturdaten: § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/4etWNSZaNYSnRnBWGX221O/b66624a41deca6c3f1146d038bc5cba3/IV_Netze-BW_2018_Strukturdaten_Gas_20190327__2_.pdf Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [16] NETZE BW: Strukturdaten: § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/6cMJ9w1aP9HMA8kW4j8v2J/44fb04b1799744b4fccb79f9b0355c01/Strukturdaten_Gas_2019.pdf Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [17] NETZE BW: Strukturdaten: § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/1mEGjl1arKcOkMyqcSl8EG/cecd94d966fdeaaac4f8f24407bdbae5/IV Netze-BW 2020 Strukturdaten Gas 20210521.pdf Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [18] NETZE BW GMBH: Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2016 bis zum 31.12.2016 und Tätigkeitsabschluss. Stuttgart, 2017
- [19] NETZE BW GMBH: Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2017 bis zum 31.12.2017 und Tätigkeitsabschluss. Stuttgart, 2018
- [20] NETZE BW GMBH: Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2018 und Tätigkeitsabschluss. Stuttgart, 2019
- [21] NETZE BW GMBH: Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2019 bis zum 31.12.2019 und Tätigkeitsabschluss. Stuttgart, 2020
- [22] BNETZA BESCHLUSSKAMMER 9: Beschluss: In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. §32 Abs. 1 Nr. 1, 5 und 11 und § 4 Abs. 2 ARegV. Aktenzeichen: BK9-16/8185. Bonn, 2019
- [23] FRONTIER ECONOMICS; IAEW; FOURMANAGEMENT; EMCEL; David Bothe, Matthias Janssen, Tim Bongers, Martin Ahlert, Marcel Corneille, Sander van der Poel, Theresa Eich, Jan Kellermann, Lara Lück, Hao Chan, Carlos Andrés Quintero Borrás, Johannes Kuhn (Mitarb.): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland: Eine modellbasierte Analyse. 2017
- [24] WACHSMUTH, J.; MICHAELIS, J.; NEUMANN, F.; WIETSCHEL, M.; DUSCHA, V.; DEGÜNTHER, C.; KÖPPEL, W.: ZUBAIR, A.: Roadmap Gas für die Energiewende Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors : (engl.: Gas Roadmap for the energy transition sustainable climate contribution of the gas sector). Deassau-Roßlau, 2019
- [25] BNETZA: Bundesnetzagentur veröffentlicht Entwürfe für zukünftige Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetze. Bonn, 17.07.2021. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210714_EKZins.html Überprüfungsdatum 2021-08-31
- [26] BNETZA; BUNDESKARTELLAMT: Monitoringbericht 2020: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 01. März 2021. Bericht. Bonn, 2021

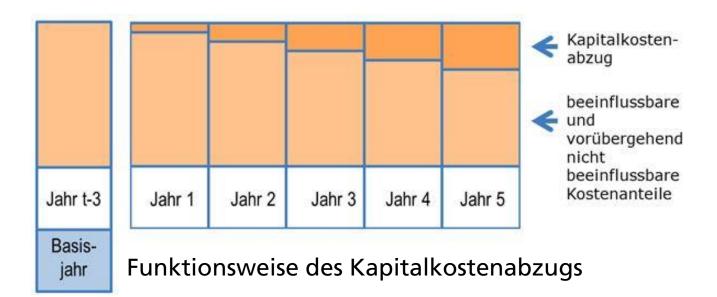


Backup





Kapitalkostenabzug



Ohne detaillierte Netzdaten kein Kapitalkostenabzug

$$KK_t = AB_t + EKZ_t + GewSt_t + FKZ_t$$

$$KKAb_t = KK_0 - KK_t$$

$$KKAb_t$$
 Kapitalkostenabzug

$$EKZ_t$$
 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung





Daten der aktuellen Regulierungsperiode für die Netze BW

samtkosten	KA _{ges}		149.096.375					
erhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA _{dvis}		32.472.932					
talkostenabzug	ККАЩ							
bergehend nicht beeinflussbarer Kostenantell (KA _{mbt} = (KA _{kes} - KA _{dab} - KKAb _i) * 6	w,	100.032.206	96.370.644	95.413,808	94,489,534	93.504.892	92.628.178
flussbårer Kostenanteil [:]	KA _{n,t} = [KA _{ket} - KA _{deb} - KKAbt - KA	(Ltn		15.983.934	15.825.234	15.671.935	15.508.623	15.363.212
abgebauter beeinflussbarer Kostenantell	(1 - V _i) x KA _{t,t}			12.787.147	9.495.140	6.268.774	3.101.725	0
lenzbonus	Ba		0	O	Ó	Ó	0	0
teliter Effizienzbonus	B ₀ /T			0	0	0	0	Ò.
Jährliche vorübergehend nicht beeinflussbarer zzgi. ht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteil	$KA_{mb,t} + (1 - V_t) \times KA_{b,t} + B_0 / T$			109.157.790	104.908.948	100.758.308	96.606.616	92.628.178
erbraucherpreisgesamtindex (VPI) und Produktivitätsfak	tor (PF)		VP(2015 (= VP(0)	VPI 1016	VPI 2017	VPI 2015	VPI 2019	VPI zoog
raucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV	VPI		100,00	100,47	102,25	.103,80	105,63	107,50
gerung des Verbraucherpreisgesamtindex bezogen auf Bask	sjahrVPL, / VPIo			1,0047	1,0225	1,0380	1,0563	1,0750
all a second of the second of	PF _t		0,0049	0,0049	0,0098	0,0148	0,0197	0,0247
	rrt							
gV ·	(VPI_VPI_) - PF,			0,9998	1,0127	1,0232	1,0366	1,0503
sV praucherpreisgesamtindex ./. Poduktivitätsfortschritt				0,9998 109.135.959	1,0127 106,238.773	1,0232 103.098.707	1,0366 100.138.116	1,0503 97.283.552
gV praucherpreisgesamtindex ./. Poduktivitätsfortschritt Jährliche Kostenantelle mit VPI und PF	(VPI_VPI_) - PF,							
ngV foraucherpreisgesamtindex J. Poduktivitätsfortschritt Jährliche Kostenantelle mit VPI und PF Kapitalkostenaufschlag (KKA)	(VPI_VPI_) - PF,							
gV braucherpreisgesamtindex ./. Poduktivitätsfortschritt Jährliche Kostenantelle mit VPI und PF Kapitalkostenaufschlag (KKA) Kapitalkostenaufschlag nach § 10a RegV	(VPI,/VPI ₀) - PF ₁ III.a x (VP),/VPI ₀ - PF ₁)			109.135.959	106,238,773		100.138.116	
gV braucherpreisgesamtindex ./. Poduktivitätsfortschritt Jährliche Kostenantelle mit VPI und PF Kapitalkostenaufschlag (KK4) Kapitalkostenaufschlag nach § 10a RegV	(VPI,/VPI ₀) - PF ₁ III.a x (VP),/VPI ₀ - PF ₁)			109.135.959	106,238,773		100.138.116	
mulierter genereller sektoraler Poduktivitätsfaktor nach § 9 legV schraucherpreisgesamtindex "/. Poduktivitätsfortschritt "Jährliche Kostenanteile mit VPI unci PF 5 Kapitalkostenaufschlag (KKA) "Kapitalkostenaufschlag nach § 10a RegV 6 Qualitätsefement (Q) 7 Zu- und Abschläge auf die EOG nach § 19 RegV 7 Zwischenergebnis Erlösobergrenze nach	(VPI/VPI _o) - PF ₁ III.a × (VPI/VPI _o - PF ₂) KKA			109.135.959	106,238.773	103.098.707	100.138.116	
rbraucherpreisgesamtindex ./. Roduktivitätsfortschritt Jährliche Kostenantelle mit VPI und PF Kapitalkostenaufschlag (KKA) Kapitalkostenaufschlag nach § 10a RegV Qualitätsefement (Q) Zu- und Abschläge auf die EOG nach § 19 RegV	$(VPI_{0}/VPI_{0}) - PF_{1}$ $III.a \times (VP)_{0}/VPI_{0} - PF_{1}$ KKA_{1} Q_{1} $EQ_{2} = I_{1} + III. + [V_{1} + V_{1} + II.$			0 0	0 0	0 0	0 0	97.283.552 0

Fraunhofer



Kapitalkostenabzug der Netze BW

$$KA_{vnb,t} = (GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t) * EW$$

$$KA_{b,t} = GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t - KA_{vnb,t}$$

Jahre	GK [Tsd.€]	KA _{dnb} [Tsd.€]	KA _{vnb} [Tsd.€]	KA _b [Tsd.€]	KKAb1 nach der	EW	KKAb2 nach der Formel	Abweichung zwischen KKAb1
		[· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	[· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	[· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	Formel für		für KA _{vnb}	und KKAb2 [%]
					KA _b [Tsd.€]		[Tsd.€]	
2018	149.096	32.473	96.371	15.984	4.269	0,8577	4.264	0,11
2019	149.096	32.473	95.414	15.825	5.384	0,8577	5.380	0,09
2020	149.096	32.473	94.490	15.672	6.462	0,8577	6.457	0,07
2021	149.096	32.473	93.505	15.509	7.610	0,8577	7.605	0,06
2022	149.096	32.473	92.628	15.363	8.632	0,8577	8.627	0,05

