



Kurzgutachten zur Rekommunalisierung des Strom-, Gas- und Fernwärmenetzes der Freien und Hansestadt Hamburg

Nürnberg, 15. November 2011

Inhaltsverzeichnis

-  **01** Ausgangssituation und Auftragsinhalt
-  **02** Finanzierungsmodelle
-  **03** Grundzüge der Regulierung von Strom- und Gasnetzen
-  **04** Kaufpreis bei Netzübernahmen
-  **05** Einschätzung der Wirtschaftlichkeit
-  **06** Finanzierungsszenarien
-  **07** Fazit

1. Ausgangssituation und Auftragsinhalt

- Derzeit liegt das Eigentum an den Versorgungsnetzen der Freien und Hansestadt Hamburg (FHH) für Strom und Fernwärme bei der Vattenfall Europe AG (Vattenfall) und für Gas bei der E.ON Hanse AG (E.ON). Das Stromnetz wird von der Vattenfall Europe Distribution Hamburg GmbH betrieben, die Fernwärmeanlagen von der Vattenfall Europe Wärme AG und das Gasnetz von der Hamburg Netz GmbH. Zum 31.12.2014 endet der bestehende Konzessionsvertrag für Strom und Fernwärme mit Vattenfall. Der Konzessionsvertrag mit E.ON für das Gasnetz ist zu diesem Termin kündbar.
- Der BUND bzw. die Initiative „Unser Hamburg unser Netz“ strebt eine vollständige Übernahme der Strom-, Gas- und Fernwärmenetze durch die FHH an. Vom Senat der FHH wird bisher eine 25,1%-Beteiligung an den Netzen favorisiert.
- Mit Schreiben vom 23.09.2011 hat uns der BUND-Landesverband Hamburg beauftragt, ein Kurzgutachten zu erstellen, in dem Handlungsoptionen für die FHH für die Übernahme der Versorgungsnetze skizziert werden sowie die betriebswirtschaftlichen und rechtlichen Auswirkungen der Übernahmen cursorisch analysiert werden. Im Mittelpunkt dieser Analyse steht die Ableitung und Beschreibung von alternativen Finanzierungsmodellen zum Kauf der Versorgungsnetze durch die FHH.
- Unser Kurzgutachten beinhaltet auch eine kurze Beschreibung der Wirkungsweise des aktuellen Regulierungsregimes (Anreizregulierung) für Strom- und Gasnetze sowie den aktuellen Stand der Gesetzgebung und Rechtsprechung zur Kaufpreisfindung für Versorgungsanlagen bei Auslaufen des Konzessionsvertrages. Regulierungsrahmen und Kaufpreis sind wesentliche Determinanten für die Umsetzbarkeit und Rentabilität möglicher Netzübernahmen. Darüber hinaus werden die Investitionsspielräume für Netzbetreiber im derzeitigen System der Anreizregulierung skizziert.
- Für die von uns durchgeführten Analysen haben wir ausschließlich auf frei zugängliche Informationen sowie vom BUND zur Verfügung gestellte Unterlagen zurückgegriffen. Eine Bewertung der Versorgungsnetze und eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse inkl. Finanzierungsrechnung sind nicht Gegenstand unserer Beauftragung.

2. Finanzierungsmodelle

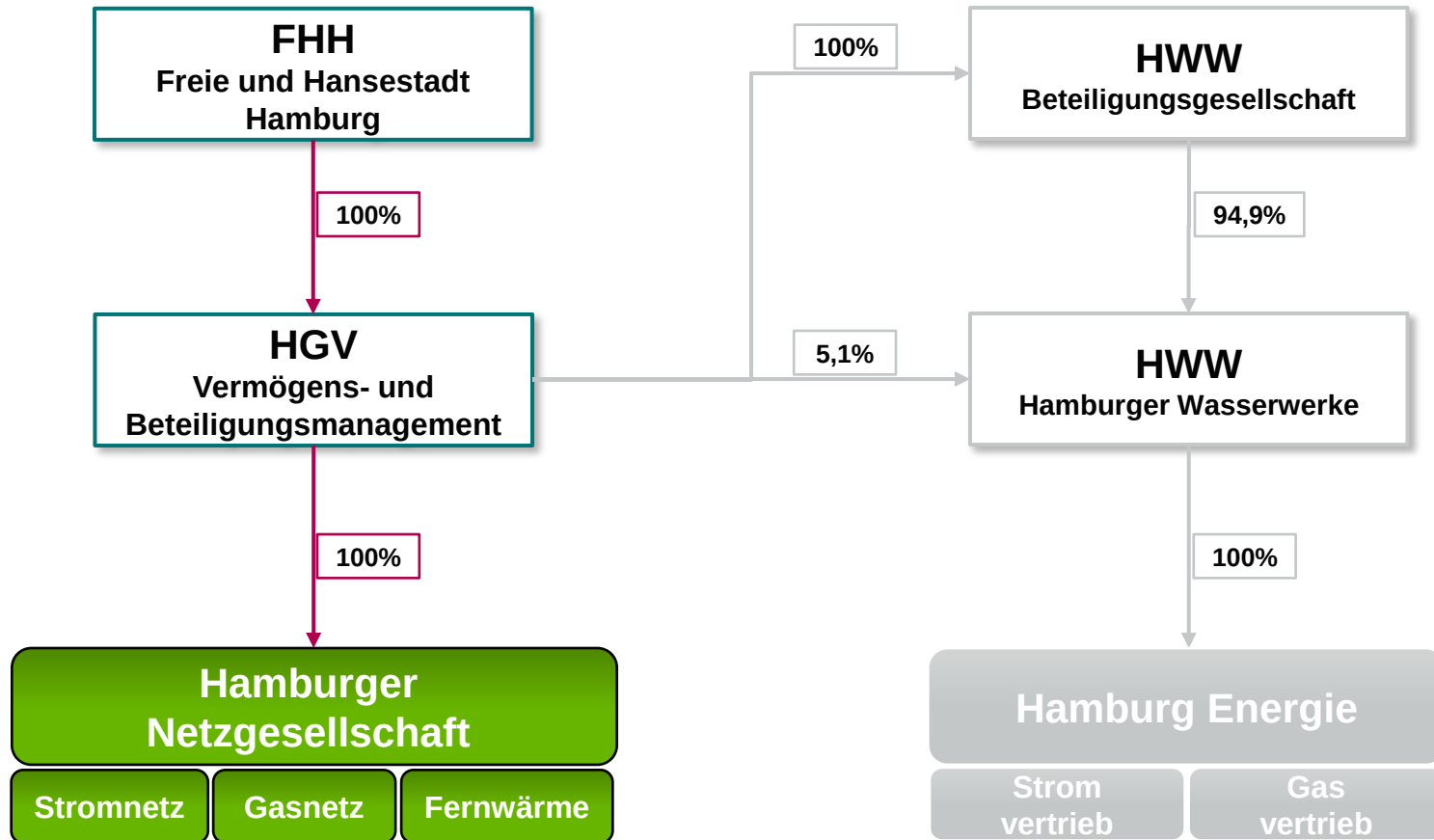
Prämissen

- Die nachfolgend dargestellten Finanzierungsmodelle stellen potentielle Varianten für die Übernahme der Versorgungsnetze dar. Weitere Modelle sind möglich.
- Bei der Ableitung der Varianten haben wir darauf geachtet, die (Netz-)Gesellschaft für die Übernahme der Versorgungsnetze an bestehende Gesellschaften der FHH anzubinden. Nach unserer Einschätzung bieten sich hierfür insbesondere die HGV Hamburger Gesellschaft für Vermögens- und Beteiligungsmanagement mbH (HGV) und die Hamburger Wasserwerke GmbH (HWW)* an.
- Die dargestellten Modelle sollen eine vollständige Übernahme (optional auch eine mehrheitliche Übernahme, siehe dazu Modell 3) der Versorgungsnetze durch die FHH ermöglichen. Durch die dargestellten Modelle soll auch eine weitestgehend haushaltsneutrale Übernahme erreicht werden, d.h. der Kauf der Versorgungsnetze soll den Haushalt der FHH nicht oder nur in geringer Weise belasten.
- Die Finanzierungsstruktur (eingesetztes Eigen- und Fremdkapital) für den Kauf der Versorgungsnetze orientiert sich an den regulatorischen Vorgaben (Strom- und Gasnetzentgeltverordnung). Da die Fernwärmeversorgung im Gegensatz zu Strom und Gas nicht reguliert ist, bestehen keine gesetzlichen Vorgaben zum Einsatz von Eigen- und Fremdkapital (keine regulatorischen Beschränkungen).
- Eine Übernahme der Versorgungsnetze durch die HAMBURG ENERGIE GmbH und Integration in diese ist aufgrund von Entflechtungsvorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (gilt für das Strom- und Gasversorgungsnetz) nicht möglich. Grundsätzlich ist aber eine gesellschaftsrechtliche Beteiligung der HAMBURG ENERGIE GmbH an einer Netzgesellschaft möglich.
- Die konkrete gesellschaftsrechtliche Struktur der Netzgesellschaft und steuerliche Auswirkungen bzw. Gestaltungsmöglichkeiten sind nicht Gegenstand dieser Kurzanalyse.

* Die HWW sind mit der Hamburger Stadtentwässerung AöR im Rahmen eines Gleichordnungskonzerns zur Hamburg Wasser zusammengefasst. Aus Praktikabilitätsgründen wurde jedoch nicht die Hamburg Wasser sondern die HWW als übernehmende Gesellschaft dargestellt.

2. Finanzierungsmodell 1

Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg – HGV-Modell



2. Finanzierungsmodell 1

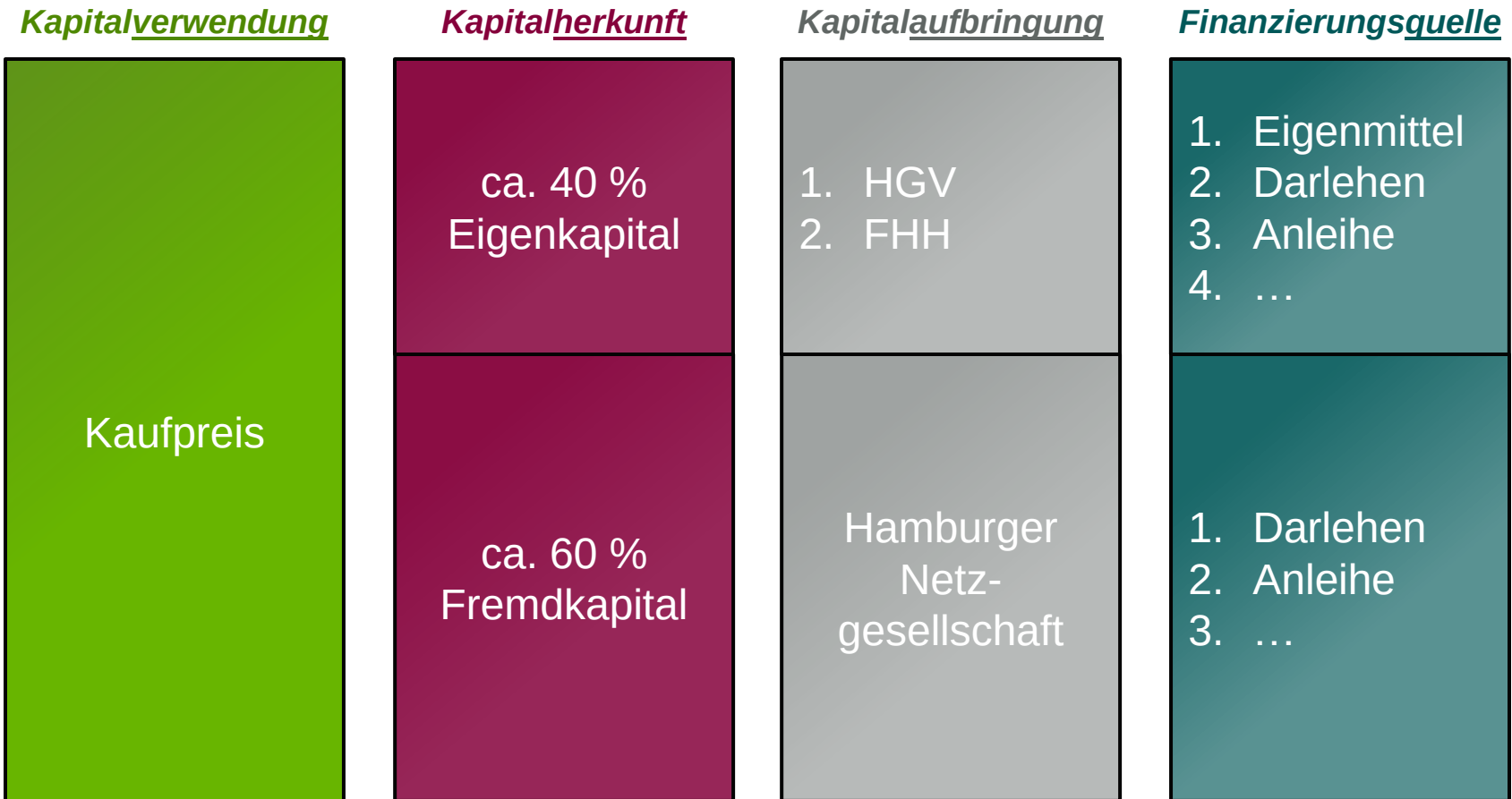
Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg – HGV-Modell

Struktur der möglichen Netzübernahmen:

- Die Netzgesellschaft erwirbt die Versorgungsanlagen (Asset-Deal/Share-Deal) von Vattenfall und E.ON.
- Der Kaufpreis wird zu ca. 60% über die Aufnahme von Fremdkapital (langfristige Darlehen, Anleiheemission, etc.) und zu ca. 40% aus Eigenkapital finanziert. Die konkrete Finanzierungsstruktur sollte sich an den kalkulatorischen Restwerten der Anlagen orientieren, die gem. Strom- und Gasnetzverordnung ermittelt werden, um eine regulierungsoptimierte Kapitalstruktur zu erreichen.
- Die Einlage des Eigenkapitalanteils der Netzgesellschaft erfolgt durch die HGV. Diese Eigenkapitaleinlage kann von der HGV entweder durch „echte“ Eigenmittel erfolgen oder durch die Aufnahme von Fremdkapital. Eine weitere Möglichkeit für die Refinanzierung der HGV ist die Beschaffung von „frischem“ Eigenkapital von Seiten der FHH (Kapitalerhöhung).
- Die FHH kann die gegebenenfalls erforderliche Eigenkapitaleinlage in die HGV entweder durch Fremdkapitalaufnahme am Kapitalmarkt und/oder durch Haushaltsmittel finanzieren.
- Die Aufnahme von Fremdkapital am Kapitalmarkt durch die Netzgesellschaft und/oder HGV sollte ggf. durch Bürgschaften der FHH besichert werden. Durch die Bürgschaften kann die Höhe der Fremdkapitalkosten (Fremdkapitalzinssatz) verringert werden.

2. Finanzierungsmodell 1

Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg – HGV-Modell



2. Finanzierungsmodell 1

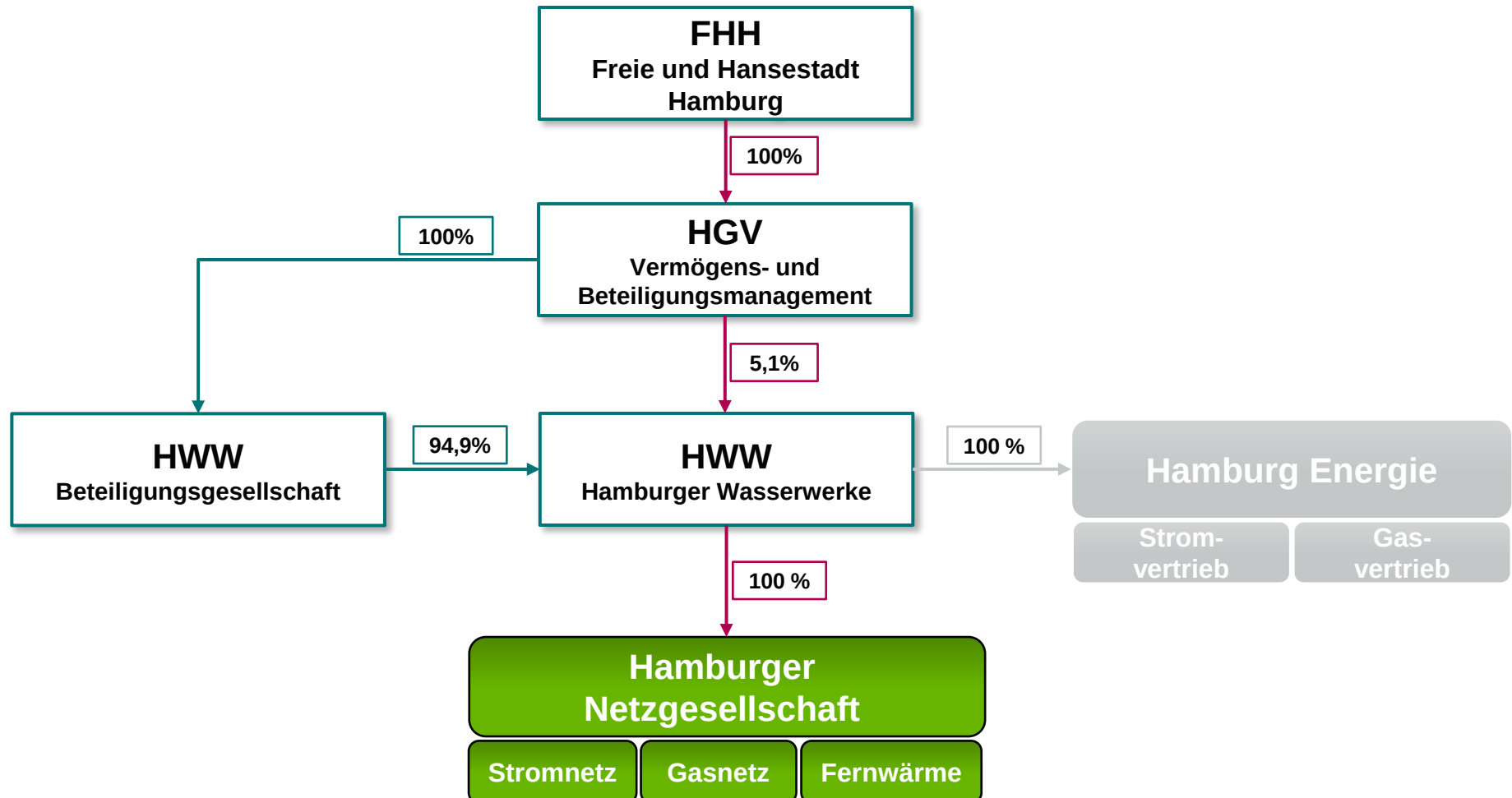
Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg – HGV-Modell

Auswirkungen auf den Haushalt der Freien und Hansestadt Hamburg:

- Liquiditätsauswirkungen auf den Haushalt ergeben sich in diesem Finanzierungsmodell dann, wenn „frisches“ Eigenkapital von der FHH in die HGV eingelegt wird.
- Erfolgt keine direkte Finanzierungsbeteiligung durch die FHH, so entstehen keine unmittelbaren Auswirkungen auf den Haushalt. Dies bedeutet jedoch auch eine fast vollständige Fremdfinanzierung der Netzübernahmen (ca. 60% durch Netzgesellschaft und ca. 40% durch HGV) und eine entsprechende Verringerung der Eigenkapitalquote der HGV um schätzungsweise 5 bis 10 Prozentpunkte (von derzeit ca. 58% auf ca. 48% – 53%).
- Betreiber von Energienetzen werden von Kapitalgebern als „sichere“ Kreditnehmer eingestuft. Dadurch sind die Fremdkapitalkosten für Netzbetreiber vergleichsweise niedrig. Durch Bürgschaften der FHH für die HGV und die Netzgesellschaft kann dieser Zinsvorteil noch verstärkt und damit die Zinsbelastung verringert werden.
- Ein positiver Effekt für den städtischen Haushalt könnte sich ergeben, wenn die FHH aufgrund ihrer Bürgschaften für die HGV und/oder die Netzgesellschaft eine Bürgschaftsprovision i.H.v. ca. 0,5% erhalten würde (sichere Haushaltseinnahmen, bspw. bei einer Bürgschaftssumme von 500 Mio. € jährliche Provisionseinnahmen von ca. 2,5 Mio. €).
- Durch einen möglichen steuerlichen Querverbund lassen sich eventuell Verluste von defizitären Sparten mit den Gewinnen aus dem Betrieb der Versorgungsnetze verrechnen und somit die ertragsteuerliche Belastung des Netzbetriebs minimieren. Aber: Die Realisierbarkeit eines steuerlichen Querverbunds muss in Abhängigkeit vom konkreten Gesellschafts- und Finanzierungsmodell im Detail geprüft werden (verbindliche Auskunft der Finanzbehörden notwendig).

2. Finanzierungsmodell 2

Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg – HWW-Modell



2. Finanzierungsmodell 2

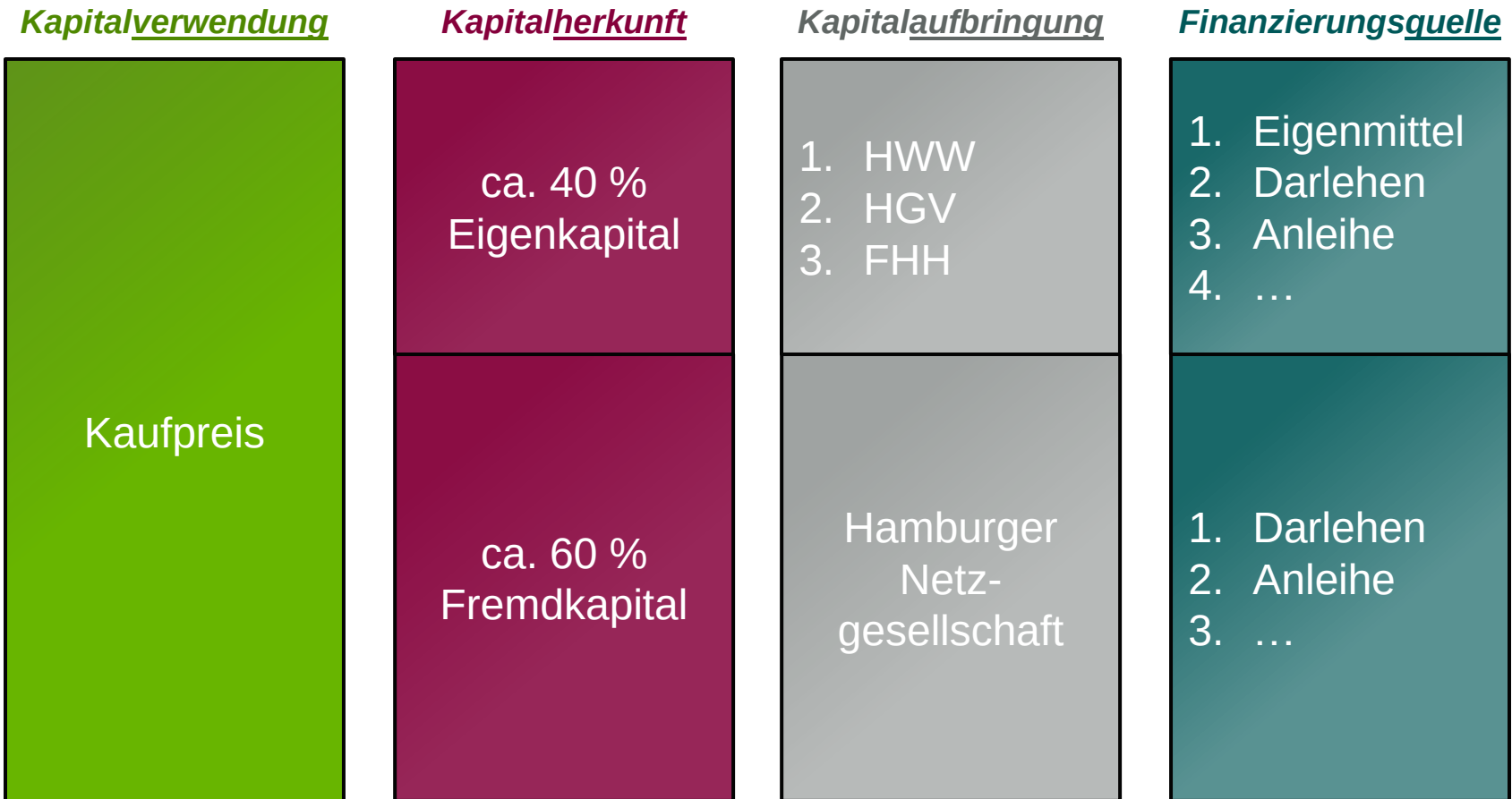
Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg – HWW-Modell

Struktur der möglichen Netzübernahmen:

- Die Netzgesellschaft erwirbt die Versorgungsanlagen (Asset-Deal/Share-Deal) von Vattenfall und E.ON.
- Der Kaufpreis wird zu ca. 60% über die Aufnahme von Fremdkapital (langfristige Darlehen, Anleiheemission, etc.) und zu ca. 40% aus Eigenkapital finanziert. Die konkrete Finanzierungsstruktur sollte sich an den kalkulatorischen Restwerten der Anlagen orientieren, die gem. Strom- und Gasnetzverordnung ermittelt werden, um eine regulierungsoptimierte Kapitalstruktur zu erreichen.
- Die Einlage des Eigenkapitalanteils der Netzgesellschaft erfolgt durch die HWW. Diese Eigenkapitaleinlage kann von der HWW entweder durch die Aufnahme von Fremdkapital und/oder durch „echtes“ Eigenkapital erfolgen. „Echtes“ Eigenkapital kann entweder aus den Rücklagen der HWW (Liquidität vorausgesetzt) oder aus einer Kapitalerhöhung durch HGV generiert werden. Nach unserer Einschätzung bestehen keine Restriktionen im Hinblick auf die Verwendung des der HWW zur Verfügung stehenden Eigenkapitals. Dieses kann auch zur Finanzierung der Netzübernahmen eingesetzt werden. Dies zeigt auch die Gründung der HAMBURG ENERGIE GmbH, einer 100%-igen Tochtergesellschaft der HWW, die aus den finanziellen Mitteln der HWW finanziert wird.
- Die Aufnahme von Fremdkapital am Kapitalmarkt durch die Netzgesellschaft, die HWW und/oder die HGV, muss ggf. durch Bürgschaften der FHH besichert werden. Durch die Bürgschaften kann die Höhe der Fremdkapitalkosten (Fremdkapitalzinssatz) für die Kapitalnehmer verringert werden.

2. Finanzierungsmodell 2

Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg – HWW-Modell



2. Finanzierungsmodell 2

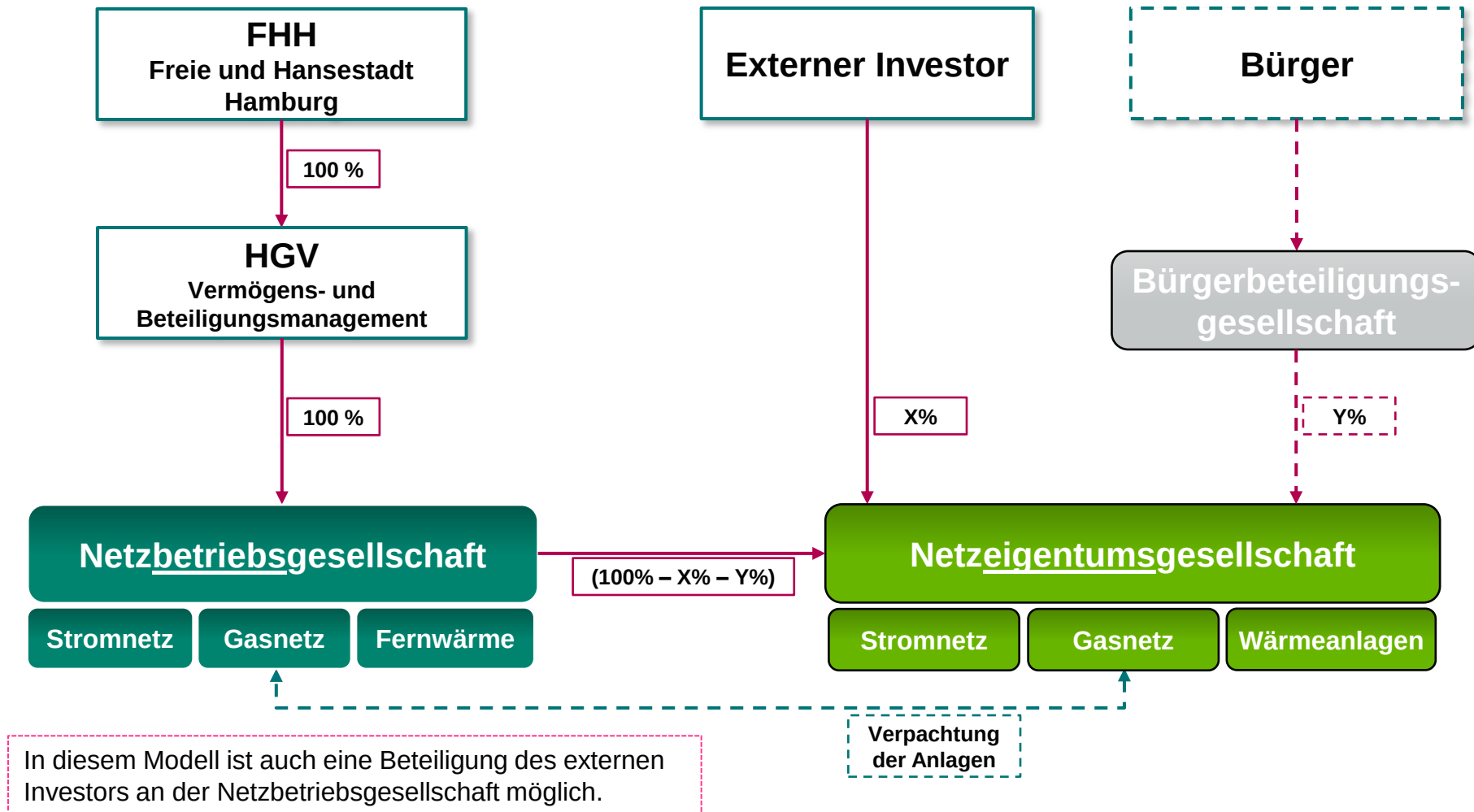
Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg – HWW-Modell

Auswirkungen auf den Haushalt der Freien und Hansestadt Hamburg:

- Unmittelbare Liquiditätsauswirkungen auf den Haushalt ergeben sich in diesem Finanzierungsmodell nur dann, wenn „frisches“ Eigenkapital“ von FHH in die HGV eingelegt werden würde und dieses über die HWW bis in die Netzgesellschaft weitergereicht werden würde.
- Im Fall einer 100%-igen Fremdfinanzierung der Netzübernahmen (ca. 60% durch Netzgesellschaft und ca. 40% durch HWW sowie HGV) ergeben sich bei der HGV bzw. bei der HWW steigende Verschuldungsgrade und somit sinkende Eigenkapitalquoten.
- Die direkte Einbeziehung der HWW in die Netzübernahmen eröffnet die Möglichkeit, Synergien und Effizienzpotenziale durch einen eng verzahnten Betrieb der Versorgungsnetze zu heben. Im Ergebnis können Kostenreduzierungen erzielt und somit zusätzliche Gewinne im Konzernverbund der FHH erwirtschaftet oder gegebenenfalls Entgeltreduzierungen für die Kunden realisiert werden.
- Betreiber von Energienetzen werden vom Bankensektor als „sichere“ Kreditnehmer eingestuft. Dadurch sind die Fremdkapitalkosten für Netzbetreiber vergleichsweise niedrig. Durch Bürgschaften der FHH für die HGV, HWW und die Netzgesellschaft kann dieser Zinsvorteil noch verstärkt werden und damit die Zinsbelastung verringert werden.
- Ein positiver Effekt für den städtischen Haushalt könnte sich ergeben, wenn die FHH aufgrund ihrer Bürgschaften für die HGV, HWW und/oder die Netzgesellschaft eine Bürgschaftsprovision erhalten würde (sichere Haushaltseinnahmen).
- Durch einen möglichen steuerlichen Querverbund (Umsetzbarkeit muss geprüft werden) lassen sich eventuell Verluste von defizitären Sparten mit den Gewinnen aus dem Betrieb der Versorgungsnetze verrechnen und somit die ertragsteuerliche Belastung des Netzbetriebs minimieren. Aber: Die Realisierbarkeit eines steuerlichen Querverbunds muss in Abhängigkeit vom konkreten Gesellschafts- und Finanzierungsmodell im Detail geprüft werden (verbindliche Auskunft der Finanzbehörden notwendig).

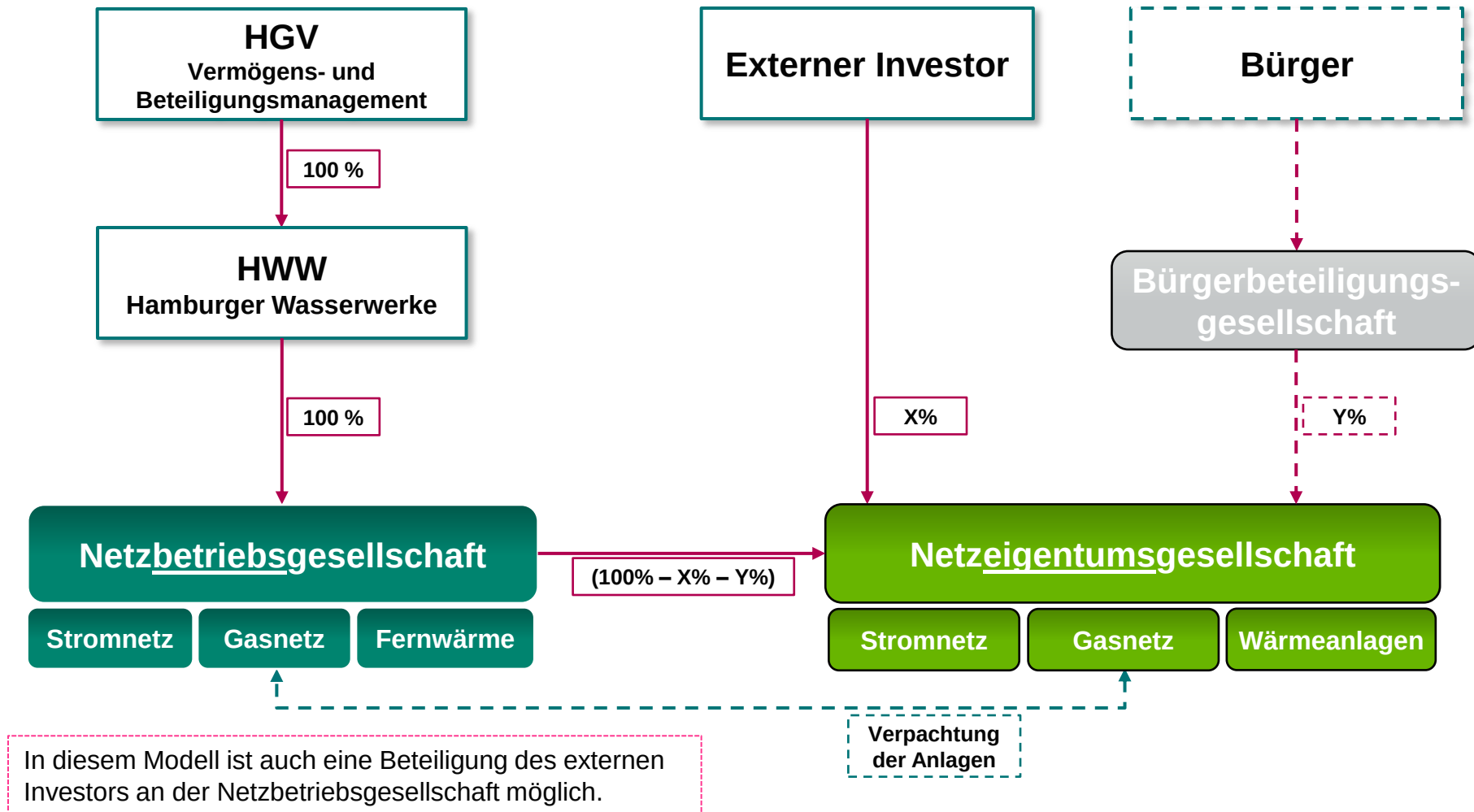
2. Finanzierungsmodell 3 a)

Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg: HGV-Modell plus externe Investoren



2. Finanzierungsmodell 3 b)

Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg: HWW-Modell plus externe Investoren



2. Finanzierungsmodell 3

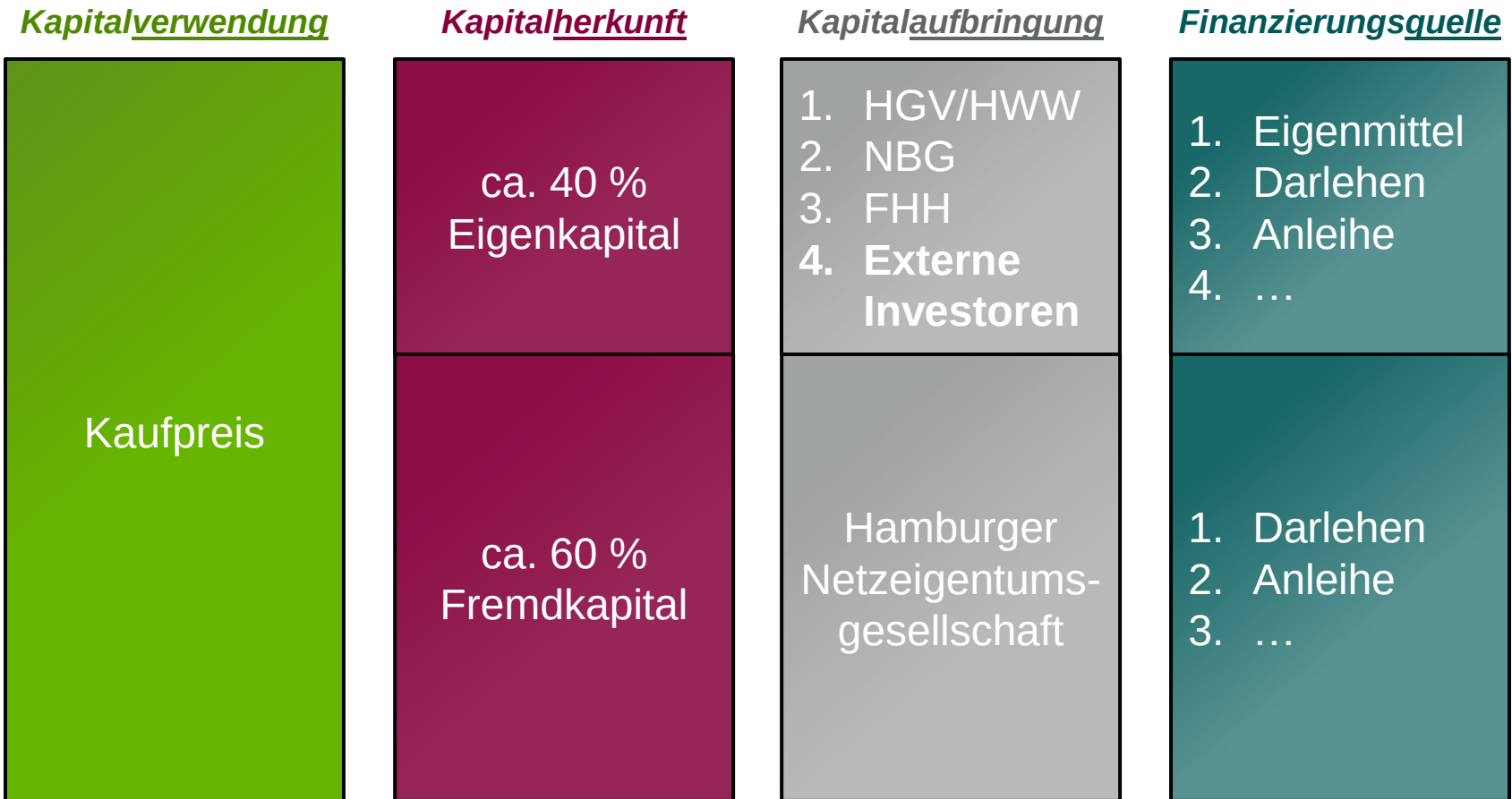
Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg: HGV/HWW plus externe Investoren

Struktur der möglichen Netzübernahme:

- Die Netzeigentumsgesellschaft erwirbt die Versorgungsanlagen (Asset-Deal/Share-Deal) von Vattenfall und E.ON.
- Der Kaufpreis wird zu ca. 60% über die Aufnahme von Fremdkapital (langfristige Darlehen, Anleiheemission, etc.) und zu ca. 40% aus Eigenkapital finanziert. Die konkrete Finanzierungsstruktur sollte sich an den kalkulatorischen Restwerten der Anlagen orientieren, die gem. Strom- und Gasnetzverordnung ermittelt werden, um eine regulierungsoptimierte Kapitalstruktur zu erreichen.
- Die Bereitstellung des Eigenkapitals in der Netzeigentumsgesellschaft erfolgt durch die Netzbetriebsgesellschaft sowie durch einen externen Investor. Zusätzlich zur Beteiligung eines externen Investors wäre auch die Aufnahme einer Bürgerbeteiligung möglich. Die Eigenkapitaleinlage kann von der Netzbetriebsgesellschaft durch die Aufnahme von Fremdkapital und/oder „frischem“ Eigenkapital, das von der HGV (Modell 3a) bzw. HWW (Modell 3b) bereitgestellt wird, refinanziert werden.
- Die Trennung in Netzeigentums- und Netzbetriebsgesellschaft soll das „Einmischen“ von Investoren in das operative Tagesgeschäft verhindern. Grundsätzlich ist aber auch die Beteiligung eines Investors an der Netzbetriebsgesellschaft möglich oder auch nur die Errichtung einer Gesellschaft für den Erwerb und Betrieb der Versorgungsanlagen.
- Die Aufnahme von Fremdkapital am Kapitalmarkt durch die Netzeigentumsgesellschaft, die Netzbetriebsgesellschaft, und/oder die HGV bzw. HWW muss ggf. durch Bürgschaften der FHH besichert werden.

2. Finanzierungsmodell 3

Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg: HGV/HWW plus externe Investoren



2. Finanzierungsmodell 3

Netzübernahme durch die Freie und Hansestadt Hamburg: HGV/HWW plus externe Investoren

Auswirkungen auf den Haushalt der Freien und Hansestadt Hamburg:

- Unmittelbare Liquiditätsauswirkungen auf den Haushalt ergeben sich in diesem Finanzierungsmodell nur dann, wenn „frisches“ Eigenkapital in die HGV eingelegt wird. Eine Einlage durch die FHH ist aber für die Umsetzung dieses Modells nicht erforderlich. Das notwendige Eigenkapital sollte vielmehr vollständig von der Netzbetriebsgesellschaft bzw. von der HGV/HWW aufgebracht werden.
- Durch die Beteiligung externer Investoren verringert sich der Eigenkapitalanteil des „Konzerns“ FHH und das Finanzierungsrisiko der FHH und ihrer Beteiligungsunternehmen (HGV/HWW) sinkt. Dies hat jedoch auch geringere Einnahmemöglichkeiten für die FHH zur Folge (geringerer Anteil an den Gewinnen der Netzgesellschaft).
- Mit der Beteiligung externer Investoren werden auch Mitspracherechte und somit Einflussnahme auf den Netzbetrieb bzw. die zukünftige Entwicklung der Netze an diese Investoren abgetreten.
- Im Fall einer (weitestgehend) vollständigen Fremdfinanzierung der Netzübernahmen (ca. 60% durch Netzeigentumsgesellschaft und Rest durch HGV/HWW, Netzbetriebsgesellschaft) ergeben sich bei der HGV/HWW bzw. bei der Netzbetriebsgesellschaft steigende Verschuldungsgrade und somit sinkende Eigenkapitalquoten. Die steigende Verschuldung bei der HGV/HWW ist jedoch geringer als in den Modellen 1 und 2, da ein Teil des notwendigen Eigenkapitals von externen Investoren aufgebracht wird.
- Betreiber von Energienetzen werden von Kreditgebern als „sichere“ Kreditnehmer eingestuft. Dadurch sind die Fremdkapitalkosten für Netzbetreiber vergleichsweise niedrig. Durch Bürgschaften der FHH für die HGV, HWW und die Netzgesellschaft kann dieser Zinsvorteil noch verstärkt werden und damit die Zinsbelastung verringert werden.
- Ein positiver Effekt für den städtischen Haushalt könnte sich ergeben, wenn die FHH aufgrund ihrer Bürgschaften für die HGV, HWW und/oder die Netzgesellschaft eine Bürgschaftsprovision erhalten würde (sichere Haushaltseinnahmen).
- Realisierung des steuerlichen Querverbunds möglich, die Umsetzbarkeit muss allerdings fundiert geprüft werden.

2. Finanzierungsmodelle

Synoptische Darstellung der Finanzierungsmodelle

Kriterium	Finanzierungsmodell 1	Finanzierungsmodell 2	Finanzierungsmodell 3
Monetäre Auswirkungen auf den Haushalt der FHH	Je nach Höhe der Eigenkapitaleinlage in die HGV: zwischen 0% - ca. 40% des Kaufpreises.	Je nach Höhe der Eigenkapitaleinlage in die HGV: zwischen 0% - ca. 40% des Kaufpreises.	Geringer als im Modell 1 und 2, da Kapitalbeteiligung durch externe Investoren.
Verschuldung im „Konzern FHH“	Steigender Verschuldungsgrad, je nach Höhe der Fremdkapitalaufnahme in der HGV.	Steigender Verschuldungsgrad, je nach Höhe der Fremdkapitalaufnahme in der HGV und HWW.	Geringerer Anstieg der Verschuldung im „Konzern FHH“ aufgrund der Kapitalbeteiligung externer Partner.
Synergien	Synergien können durch den gemeinsamen Betrieb des Strom-, Gas- und Fernwärmenetzes realisiert werden.	Verstärkung der Synergien aus Modell 1 durch die Kooperation mit der Wasserversorgung.	Je nach Ausgestaltung: 3a) siehe Modell 1 3b) siehe Modell 2
Einflussmöglichkeiten Dritter	Keine	Keine	In Abhängigkeit der Beteiligungsquote externer Gesellschafter vorhanden.
steuerlicher Querverbund	Grundsätzlich möglich, muss aber konkret geprüft werden.	Grundsätzlich möglich, muss aber konkret geprüft werden.	Grundsätzlich möglich, muss aber konkret geprüft werden.

3. Grundzüge der Regulierung von Strom- und Gasnetzen

Wesentliche Merkmale des derzeitigen Regulierungsregimes

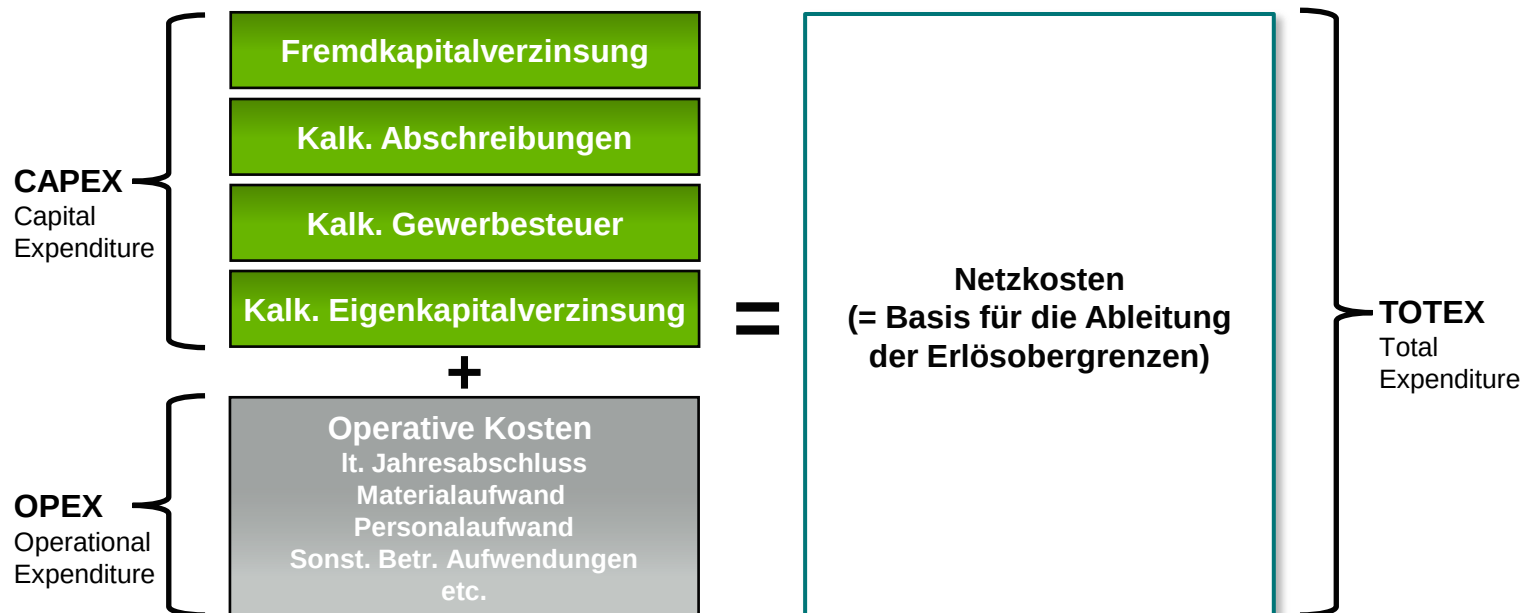
Merkmale der Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzen:

- Seit dem 01.01.2009 erfolgt die Bestimmung der Netznutzungsentgelte für Strom- und Gasnetze im Wege der Anreizregulierung. Nach diesem Verfahren werden die maximal zulässigen Erlöse (= Erlösobergrenzen) und darüber mittelbar die Netznutzungsentgelte der Netzbetreiber reguliert.
- Vor dem 01.01.2009 orientierten sich die Netznutzungsentgelte nahezu ausschließlich an den Kosten des jeweiligen Netzbetreibers. Dagegen werden im System der Anreizregulierung Kosten und Erlöse für die Dauer einer Regulierungsperiode (5 Jahre) voneinander entkoppelt.
- Die Anreizregulierung erfolgt derzeit in Form einer sogenannten „Revenue-Cap-Regulierung“. Durch diese werden jedem Netzbetreiber von der Regulierungsbehörde jährliche Erlösobergrenzen vorgeschrieben, d.h. die Erlöse sind in der Höhe begrenzt.
- Im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenzen werden den Netzbetreibern zudem Effizienzvorgaben gesetzt, die sich aus einem bundesweit durchgeführten Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern ergeben. Die dabei festgestellten Ineffizienzen müssen dann im Verlaufe einer Regulierungsperiode abgebaut werden. Dieser Abbau führt zu einer linearen Absenkung der zulässigen Erlösobergrenzen innerhalb einer Regulierungsperiode.
- Das derzeitige Regulierungsregime basiert auf einer Vielzahl von gesetzlichen Vorgaben (z.B. Energiewirtschaftsgesetz, Anreizregulierungsverordnung, Strom-/Gasnetzentgeltverordnung, Strom-/Gasnetzzugangsverordnung, etc.) und wird durch die Bundesnetzagentur bzw. die Landesregulierungsbehörden überwacht und umgesetzt.

3. Grundzüge der Regulierung von Strom- und Gasnetzen

Grundzüge der Netzkostenermittlung nach § 4 StromNEV / GasNEV

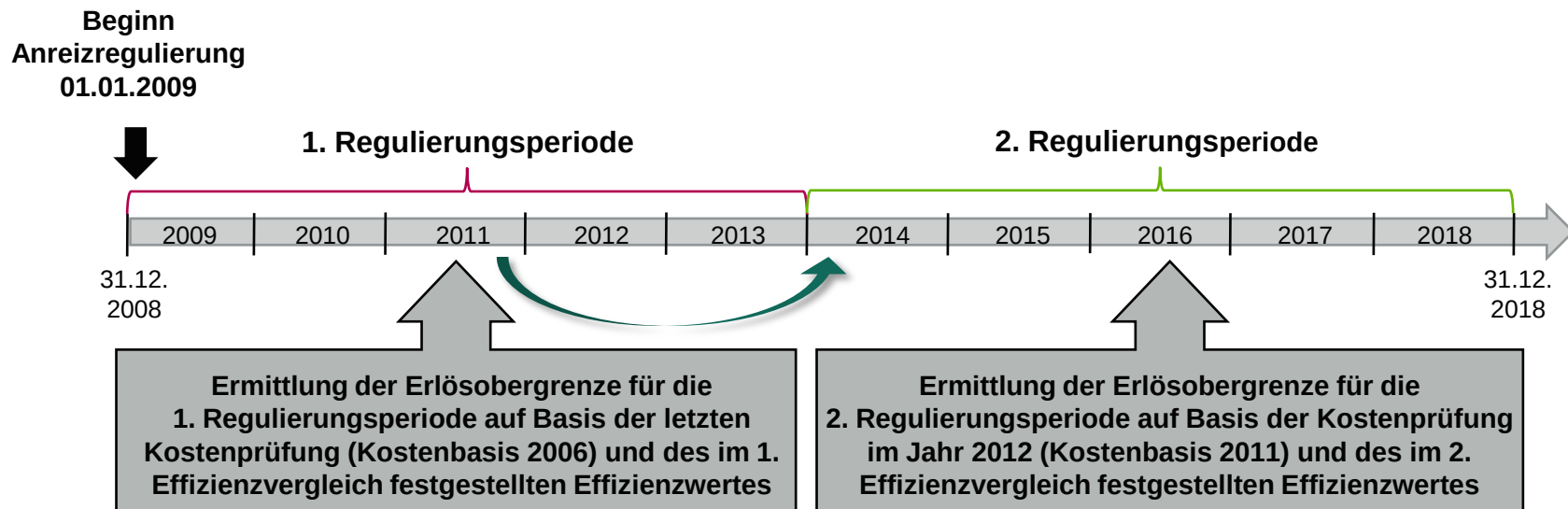
- Grundsätzlich gilt die Gleichung: Netzkosten = Netzerlöse
- Aber 1: die Netzkosten müssen den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (§ 4 Abs. 1 StromNEV / GasNEV)
- Aber 2: durch die Systematik der Anreizregulierung erfolgt innerhalb einer Regulierungsperiode eine sukzessive Entkoppelung der Netzerlöse von den Netzkosten → Übergewinne sind möglich, aber auch Verluste
- die Netzkosten setzen sich aus bilanziellen und kalkulatorischen Kosten zusammen



3. Grundzüge der Regulierung von Strom- und Gasnetzen

Zeitlicher Ablauf

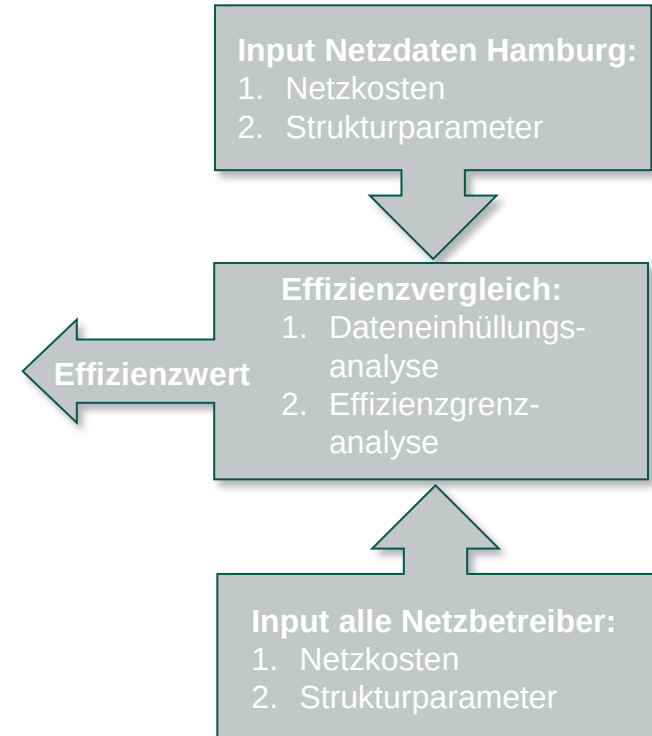
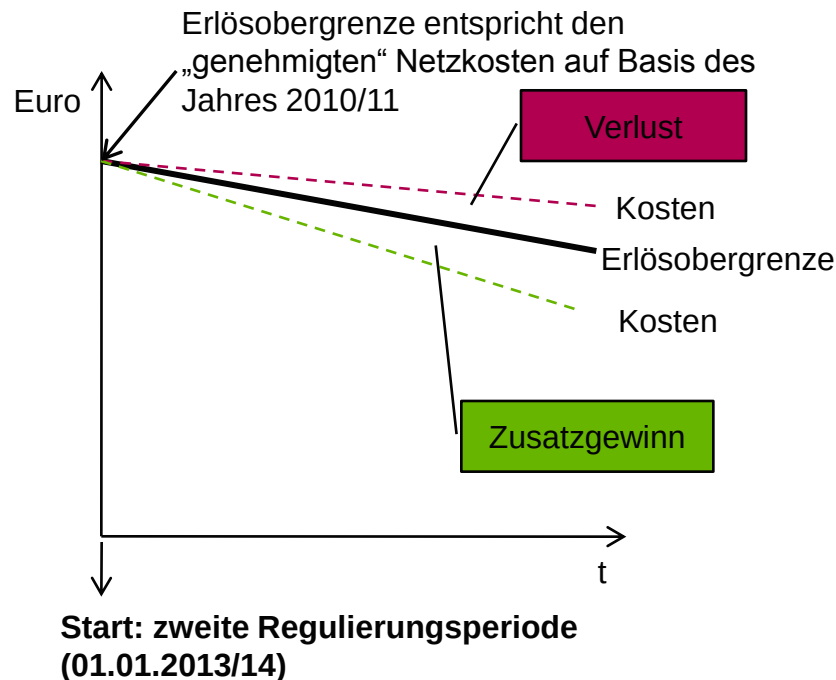
- Zur Verdeutlichung des derzeit geltenden Systems der Anreizregulierung ist hier der zeitliche Ablauf der ersten zwei Regulierungsperioden für Stromnetzbetreiber anhand eines Zeitstrahls dargestellt.
- Bei Gasnetzen ist die erste Regulierungsperiode um ein Jahr verkürzt (von 2009 bis 2012), so dass die zweite Periode von 2013 bis 2017 verläuft und die Kostenprüfung im Jahr 2011 (Kostenbasis 2010) stattfindet.
- Die Ausgestaltung des Regulierungsregimes ab der 3. Regulierungsperiode (Strom: ab 2019/Gas: ab 2018) ist derzeit noch offen.



3. Grundzüge der Regulierung von Strom- und Gasnetzen

Wirkungsweise der Anreizregulierung

Exemplarischer Verlauf der 2. Regulierungsperiode



Die Absenkung der Erlösobergrenze ist abhängig von dem im Effizienzvergleich ermittelten Effizienzwert. In der ersten Regulierungsperiode betrug der Effizienzwert für das Hamburger Stromnetz 95% und der Effizienzwert für das Gasnetz der E.ON Hanse AG (inkl. des Hamburger Gasnetzes) 99,07%.

3. Grundzüge der Regulierung von Strom- und Gasnetzen

Bestimmung der Erlösobergrenze

Die Bestimmung der Erlösobergrenzen (EOG) erfolgt in Anwendung der Regulierungsformel nach § 7 ARegV:

Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten:

Kosten, die – zumindest innerhalb der jeweiligen Regulierungsperiode – effizient sind.

Erweiterungsfaktor:

Durch diesen Faktor sollen Erweiterungen des Netzes innerhalb der Regulierungsperiode berücksichtigt werden. → Erhöhung der EOG bei Erweiterung oder Verstärkung des Versorgungsnetzes.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * \left\{ \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right\} * EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten:

z.B. vorgelagerte Netznutzung, vermiedenes Netzentgelt, Betriebssteuern, etc.

Beeinflussbare Kosten (abzubauenende Ineffizienzen):

Kosten, die innerhalb einer Regulierungsperiode abgebaut werden müssen (je schlechter der Effizienzwert eines Unternehmens, desto höher der Anteil der beeinflussbaren Kosten).

3. Grundzüge der Regulierung von Strom- und Gasnetzen

Investitionsspielräume im Anreizregulierungsregime

Einschätzung der Investitionsspielräume im System der Anreizregulierung:

- Die für die Finanzierung von Investitionen benötigten finanziellen Mittel werden im Rahmen der Anreizregulierung vor allem durch die in den Netzentgelten bzw. Erlösobergrenzen enthaltenen kalkulatorischen Abschreibungen zur Verfügung gestellt. Diesen kalkulatorischen Abschreibungen stehen keine Zahlungsabflüsse gegenüber, so dass diese Mittel für den „Ersatz“ der vorhandenen Versorgungsanlagen verwendet werden können.
- Die Höhe der kalkulatorischen Abschreibungen wird dabei durch die kalkulatorischen Restwerte sowie die kalkulatorischen Restnutzungsdauern für die im Anlagenbestand befindlichen Versorgungsanlagen determiniert. Vereinfacht ausgedrückt bedeutet dies, dass bei einem kalkulatorischen Restwert i.H.v. 1,5 Mrd. € und einer durchschnittlichen kalkulatorischen Restnutzungsdauer von 15 bis 20 Jahren kalkulatorische Abschreibungen von ca. 75 bis 100 Mio. € pro Jahr für die Finanzierung von Investitionen zur Verfügung stehen.
- Neben den durch die kalkulatorischen Abschreibungen zur Verfügung stehenden Investitionsmitteln sieht das derzeitige Regulierungsregime verschiedene investitionsfördernde Instrumente vor, mit denen die Erlösobergrenzen und damit die Finanzierungsmittel für Investitionen erhöht werden können. Zu diesen investitionsfördernden Instrumenten gehören vor allem die Investitionsbudgets, der Erweiterungsfaktor und das Qualitätselement.
- Aufgrund der Vorgaben des derzeitigen Regulierungsregimes, in dem nur alle 5 Jahre auf Basis eines Fotojahres neue Erlösobergrenzen festgelegt werden, kann es bei Neuinvestitionen zu Verzögerungen bei den monetären Rückflüssen (kalkulatorische Abschreibungen und Verzinsung) von bis zu 7 Jahren kommen. Diese zeitliche Verzögerung zwischen Investitionsauszahlungen und Rückflüssen über die beantragten Erlösobergrenzen bzw. Netzentgelte führt zu einer Verringerung der erzielbaren Renditen für Neuinvestitionen. Die gilt jedoch nicht für die vorhandenen Anlagen, die im Zuge der Netzkäufe übernommen werden.

3. Grundzüge der Regulierung von Strom- und Gasnetzen

Investitionsspielräume im Anreizregulierungsregime

Investitionsfördernde Instrumente im System der Anreizregulierung:

- **Investitionsbudget nach § 23 ARegV:** Im Einzelfall können Verteilnetzbetreiber bei der Regulierungsbehörde Investitionsbudgets für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen beantragen, um große Investitionsprojekte finanzieren zu können. Dazu gehören beispielsweise Großprojekte zur Integration von neuen Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz sowie große Umstrukturierungs- und Netzausbaumaßnahmen wie die Errichtung von neuen 110-kV Erdkabeltrassen.
- **Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV:** Um Erweiterungen und Verstärkungen des bestehenden Versorgungsnetzes innerhalb einer Regulierungsperiode zu berücksichtigen, können über den Erweiterungsfaktor Erhöhungen der Erlösobergrenzen und damit der Finanzierungsmittel für Investitionen beantragt werden. Der Erweiterungsfaktor schließt dabei auch die notwendigen Investitionen für den Anschluss von Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ein.
- **Qualitätselement nach §§ 18, 19 und 20 ARegV:** Der Qualitätsfaktor „belohnt“ Netzbetreiber mit einer hohen Netzzuverlässigkeit bzw. Versorgungssicherheit und „sanktioniert“ Netzbetreiber mit einer geringeren Netzzuverlässigkeit. Die dabei zur Anwendung kommenden Bonus- bzw. Malusbeträge erhöhen bzw. senken die jeweilige Erlösobergrenze und damit den Investitionsspielraum des Netzbetreibers. Somit können Netzbetreiber mit höheren Investitionen und zuverlässigeren Netzen tendenziell einen Bonus auf ihre Erlösobergrenze realisieren.



Insgesamt betrachtet werden im derzeitigen Regulierungsregime über die Netzentgelte bzw. Erlösobergrenzen i.d.R. ausreichende Finanzierungsmittel für Investitionen zur Verfügung gestellt. Eventuelle Investitionsspitzen könnten darüber hinaus durch eine langfristig angelegte Investitionsplanung vermieden oder durch Verschiebungen zwischen den einzelnen Netzsparten (Strom, Gas, Fernwärme und ggf. Wasser) ausgeglichen werden.

3. Grundzüge der Regulierung von Strom- und Gasnetzen

Chancen & Risiken des derzeitigen Regulierungsregimes

Chancen

- Hebung von Synergien durch den Querverbund zwischen Strom, Gas, Fernwärme und ggf. Wasser.
- Erzielung von Überrenditen bei überdurchschnittlichen Effizienzsteigerungen innerhalb einer Regulierungsperiode.
- Zusätzliche Erlöse / Gewinne bei Bonuszahlungen aus dem Qualitätselement.
- Cash Flows innerhalb einer Regulierungsperiode „gut“ planbar.

Risiken

- Verringerung der Erlöse / Gewinne durch Maluszahlungen aus dem Qualitätselement.
- Finanzierungslücke (time lag) zwischen Investitionsausgabe und Rückfluss über Erlös-obergrenzen.
→ Jedoch nur bei Neuinvestitionen (nicht bei den übernommenen Netzanlagen).
- Sinkende Gewinne bei zu geringen Kostenreduktionen (Effizienzwert < 100%).
- Ausgestaltung der Anreizregulierung ab der 3. Regulierungsperiode derzeit ungewiss.

4. Kaufpreis bei Netzübernahmen

- Bei der Übernahme von Strom- und Gasnetzen ist die Methode der Kaufpreisfindung und die Höhe des Kaufpreises regelmäßig umstritten.
- Durch das Energiewirtschaftsgesetz haben sich die Rahmenbedingungen für die Übernahme von Energieversorgungsnetzen und die damit verbundene Kaufpreisfindung verändert.
- Es gibt im Rahmen der Kaufpreisfindung drei unterschiedliche Ansätze zur Ermittlung des Kaufpreises (Ertragswert, Sachzeitwert oder kalkulatorischer Restwert).
- Strom- und Gasnetzentgeltverordnung erlauben lediglich kalkulatorische Restwerte als Basis für Verzinsung und Abschreibung → ein eventuell höherer Kaufpreis, wie er sich häufig auf Basis des Sachzeitwertes ergibt, ist für die kostenbasierte Netzentgeltermittlung unerheblich.
- Durch die Einführung der Anreizregulierung hat sich die Komplexität einer Netzübernahme nochmals erhöht.



Eine sorgfältige Wertermittlung – unter Berücksichtigung der entscheidenden Einflussfaktoren – ist bei einer Netzübernahme von essentieller Bedeutung.

4. Kaufpreis bei Netzübernahmen

Aktuelle Entwicklungen in der Gesetzgebung und in der Rechtsprechung bestärken, dass das Kaufering-Urteil aus dem Jahre 1999 nach wie vor Gültigkeit hat, bzw. dass der Ertragswert eine maßgebliche Rolle bei der Bestimmung der wirtschaftlich angemessenen Vergütung (=Kaufpreis) für die Übernahme der Versorgungsanlagen spielt:

Wortlaut von § 46 Abs. 2 EnWG:

„wirtschaftlich angemessene Vergütung“

Gesetzgebungsverfahren (BR-Drs. 343/11):

Vorschlag Bundesrat zu § 46 EnWG: *„wirtschaftlich angemessene Vergütung, die unter Berücksichtigung der mit dem Netz zu erzielenden Erlöse nach dem Ertragswertverfahren zur ermitteln ist“*

→ wurde nicht in das EnWG übernommen

Gesetzgebungsverfahren (BT-Drs. 17/6248):

Stellungnahme Bundesregierung zu § 46 EnWG: *„Nach Auffassung der Bundesregierung gelten insoweit die vom Bundesgerichtshof in seinem Kaufering-Urteil aufgestellten Bewertungen fort.“*

Leitfaden Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zu Konzessionsvergaben (15.12.2010, S. 14):

„Eine Vergütung, die den auf Basis des um Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge bereinigten kalkulatorischen Restwerts bestimmten Ertragswert erheblich übersteigt, ist nicht angemessen.“

4. Kaufpreis bei Netzübernahmen

BGH, Kaufering-Urteil vom 16.11.1999 (KZR 12/07):

„Eine Endschaftsbestimmung in einem Konzessionsvertrag zwischen einer Gemeinde und einem Energieversorgungsunternehmen, die für die Übertragung des örtlichen Versorgungsnetzes auf die Gemeinde ein Entgelt in Höhe des Sachzeitwertes vorsieht, ist gemäß §§ 1 und 103a GWB unwirksam, wenn der Sachzeitwert den Ertragswert des Netzes nicht unerheblich übersteigt.“

OLG Koblenz, Beschluss vom 11.11.2010 (U 646/08)

„Insofern haben nach Auffassung des Senates die Ausführungen des Bundesgerichtshofes in seinem Urteil vom 16.11.1999 weiterhin Gültigkeit. [...] Einen sog. Erheblichkeitszuschlag hält der Senat für nicht geboten.“

OLG Frankfurt/Main, Urteil vom 24.06.2011

„Nach allem erscheint es gerechtfertigt, die für die Überlassung der gemischt-genutzten Anlagen zu entrichtende Vergütung nach dem objektivierten Ertragswert zu ermitteln.“



Der Konzessionsvertrag für die Strom- und Fernwärmeversorgung sieht in der Endschaftsklausel einen „angemessenen Preis“ als Ablösebetrag vor. Nach unserer Einschätzung ist für die Bestimmung des angemessenen Preises eines Strom-, Gas- und Fernwärmenetzes der aus den kalkulatorischen Restwerten der Anlagen abgeleitete Ertragswert die maßgebliche Wertgröße.

5. Einschätzung der Wirtschaftlichkeit

- Wesentliche Treiber für die Wirtschaftlichkeit einer Netzübernahme sind der Kaufpreis für die Übernahme der Versorgungsanlagen (vgl. 4. Kaufpreis bei Netzübernahmen), die übertragenen Erlösobergrenzen gem. § 26 ARegV (vgl. 3. Grundzüge der Regulierung von Strom- und Gasnetzen), die Netzstruktur, die Finanzierungsbedingungen, der Reinvestitionsbedarf, etc.
- Die Renditechancen aus der Investition in ein Strom- und Gasversorgungsnetz werden in erster Linie durch die Eigenkapitalzinssätze gem. § 7 StromNEV/GasNEV determiniert. Gem. § 7 Abs. 6 StromNEV/GasNEV legt die Regulierungsbehörde vor Beginn einer Regulierungsperiode das Zinsniveau für das eingesetzte Eigenkapital fest. Die aktuellen Zinsfestlegungen sind auf Folie 30 dargestellt.
- Basis für die Bemessung des kalkulatorischen Renditeniveaus und der kalkulatorischen Abschreibungen ist der kalkulatorische Restwert gem. § 6 i.V.m. § 32 Abs. 3 StromNEV/GasNEV. Ein Kaufpreis ist nur dann über die kalkulatorischen Abschreibungen und über die kalkulatorische Verzinsung refinanzierbar, bzw. generiert nur dann angemessene Renditen auf das eingesetzte Kapital, wenn er dem kalkulatorischen Restwert entspricht. Ein höherer Preis muss anderweitig amortisiert werden, z.B. durch Synergiegewinne, um die Refinanzierung bzw. Rendite des eingesetzten Kapitals zu sichern.
- In der Fernwärmeversorgung erfolgt keine Regulierung der Entgelte durch die Bundesnetzagentur. Aber auch hier muss die Angemessenheit des Entgeltniveaus sichergestellt und müssen die mit den Kunden geschlossenen Preisklauseln berücksichtigt werden.
- Entsprechend der veröffentlichten Geschäftszahlen der Jahre 2009 und 2010 werden bei der Vattenfall Europe Wärme AG (Fernwärmeversorgung für Hamburg und Berlin) zweistellige Umsatz- und Eigenkapitalrenditen erwirtschaftet.

5. Einschätzung der Wirtschaftlichkeit

<u>Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetze (lt. BNetzA)</u>	1. Regulierungsperiode		2. Regulierungsperiode	
	Konsultation	Festlegung	Konsultation	Festlegung (Stand 02.11.2011)
<u>vor Körperschaftsteuer</u>				
Neuanlagen	7,82%	9,29%	8,20%	9,05%
Altanlagen	6,37%	7,56%	6,29%	7,14%
<u>vor Körperschaft- und Gewerbsteuer</u>				
Neuanlagen	9,11%	10,82%	9,55%	10,54%
Altanlagen	7,42%	8,80%	7,32%	8,31%

Gem. Strom- und Gasnetzentgeltverordnung (§ 7 Strom-/GasNEV) werden nur maximal 40% des betriebsnotwendigen Vermögens eines Netzbetreibers mit den aufgeführten Eigenkapitalzinssätzen verzinst. Das übersteigende Eigenkapital wird wie Fremdkapital behandelt und mit deutlich niedrigeren Zinssätzen von zur Zeit 3,8% verzinst. Eine Eigenkapitalquote von 40% ist somit optimal, wobei eine niedrigere Eigenkapitalquote ebenfalls möglich und wirtschaftlich ist. In der Fernwärmeversorgung gibt es hierzu keine gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben.

5. Einschätzung der Wirtschaftlichkeit

- Unter der Voraussetzung, dass die Strom- und Gasnetzanlagen zum kalkulatorischen Restwert der Versorgungsanlagen erworben werden, ist die Wirtschaftlichkeit der Netzübernahmen in aller Regel gegeben. In diesem Fall können angemessene Eigenkapitalrenditen von ca. 10% vor Ertragsteuern erzielt werden.
- Die Kosten für das aufgenommene Fremdkapital können in der tatsächlichen Höhe an die Netzkunden weitergegeben werden, vorausgesetzt, dass sie die Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen nicht überschreiten.
- Nach unserer Einschätzung dürfte die Wirtschaftlichkeit einer Übernahme der Strom- und Gasnetze nicht durch signifikante Netztrennungskosten belastet werden, da beide Netze in der Vergangenheit eigenständig betrieben wurden.
- Die Übertragung der Erlösbergrenzen nach § 26 ARegV birgt unseres Erachtens im Vergleich zu anderen Netzübernahmen eher geringe Risiken und Konfliktpotential, da nach unserem Kenntnisstand sowohl das Strom- als auch das Gasnetz aktuell in rechtlich eigenständigen Gesellschaften mit eigener Erlösbergrenze geführt werden.
- Die Wirtschaftlichkeit wird auch durch den zukünftigen Investitions- und Instandhaltungsbedarf beeinflusst. Bei gutem technischen Zustand der Netze dürften zusätzliche freie Cash Flows für die Kapitalgeber generiert werden → schnellere Tilgung der Darlehen möglich.

6. Finanzierungsszenarien

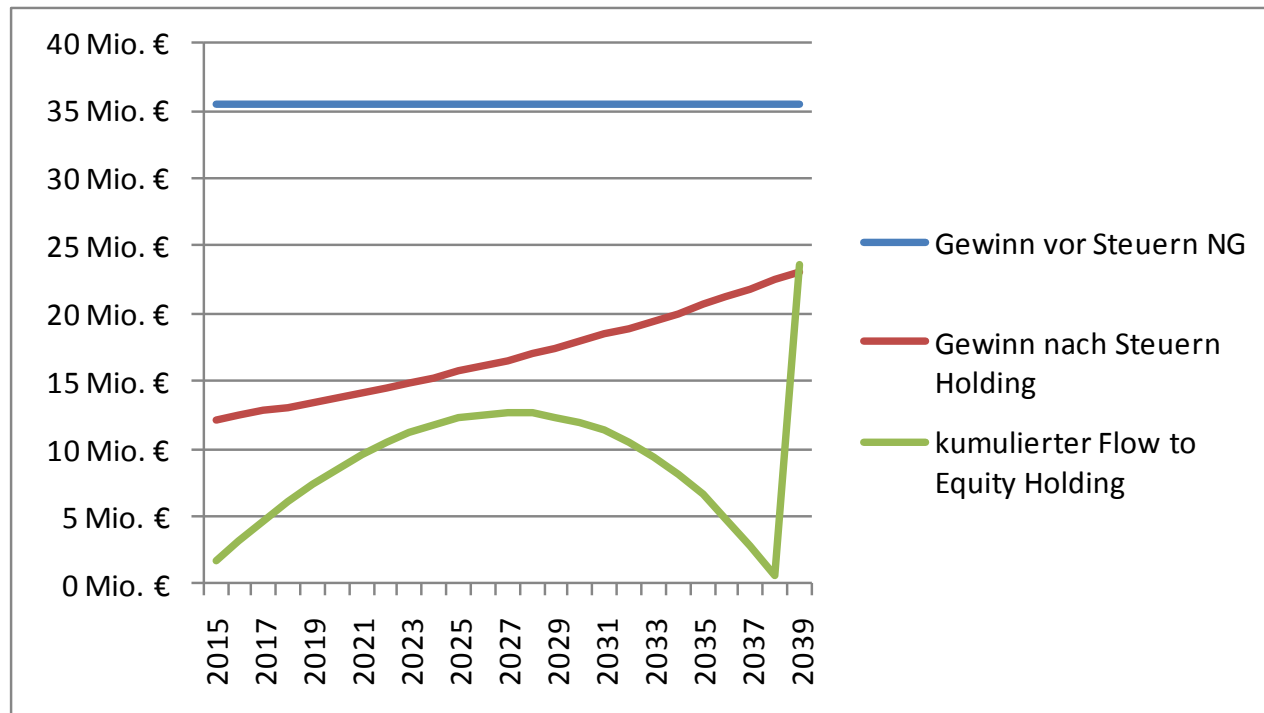
Prämissen

- Finanzierung der Netzkäufe mit 40% Eigenkapital und 60% Fremdkapital.
- Eigenkapitalzinssatz (gewichtet) beträgt 7,62%, dies entspricht einem Anteil der Neuanlagen von 25%.
- Fremdkapital wird in der Netzgesellschaft aufgenommen; Zinssatz 3,8% (endfälliges Darlehen mit 20 Jahre Laufzeit).
- Eigenkapital wird vom Gesellschafter ebenfalls zu 3,8% fremdfinanziert (Annuitätendarlehen).
- Die Kaufpreise der Netze entsprechen den kalkulatorischen Restwerten.**

Finanzierungsprämissen	Kaufpreis		
	1,0 Mrd. €	1,5 Mrd. €	2,0 Mrd. €
angesetzte Eigenkapital-Quote	40,0%	40,0%	40,0%
eingesetztes Eigenkapital	400 Mio. €	600 Mio. €	800 Mio. €
eingesetztes Fremdkapital	600 Mio. €	900 Mio. €	1.200 Mio. €
kalk. Eigenkapitalverzinsung	30 Mio. €	46 Mio. €	61 Mio. €
kalk. Gewerbesteuer	(+) 5 Mio. €	(+) 8 Mio. €	(+) 10 Mio. €
Gewinn der Netzgesellschaft	35 Mio. €	53 Mio. €	71 Mio. €
Fremdkapitalzinsen	(+) 23 Mio. €	(+) 34 Mio. €	(+) 46 Mio. €
geschätzte kalk. Abschreibungen	(+) 50 Mio. €	(+) 75 Mio. €	(+) 100 Mio. €
geschätzte CAPEX ab 2. Reg.periode	108 Mio. €	162 Mio. €	217 Mio. €

6. Finanzierungsszenarien

Kaufpreis für die Versorgungsnetze 1.000.000 T€



Ein Kauf der Versorgungsnetze zu einem Preis von ca. 1.000.000 T€ kann wirtschaftlich abgebildet werden. Nach unserer kursorischen Analyse könnte das vollständig fremdfinanzierte Eigenkapital innerhalb von ca. 24 Jahren vollständig getilgt werden, wenn die Gewinne der Netzgesellschaft vollständig für Zins- und Tilgungszahlungen verwendet werden.

Dabei entsteht für den/die Eigenkapitalgeber bzw. für die FHH keine zusätzliche Liquiditätsbelastung, es würden jedoch in den ersten 24 Jahren auch keine zusätzlichen Haushaltseinnahmen erwirtschaftet (nach 24 Jahren sind diese erzielbar).

6. Finanzierungsszenarien

Kaufpreis für die Versorgungsnetze 1.000.000 T€

Darlehensentwicklung (in Mio. €)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Anfangsbestand	400	389	379	367	356	343	331	318	304	290	275	260	244	228	211	193	174	155	136	115	94	72	49	25	0
Tilgung	11	11	11	12	12	13	13	14	14	15	15	16	16	17	18	18	19	20	21	21	22	23	24	25	0
Endbestand	389	379	367	356	343	331	318	304	290	275	260	244	228	211	193	174	155	136	115	94	72	49	25	0	0
Zinsaufwand	15	15	14	14	14	13	13	12	12	11	10	10	9	9	8	7	7	6	5	4	4	3	2	1	0
Kapitaldienst	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	0

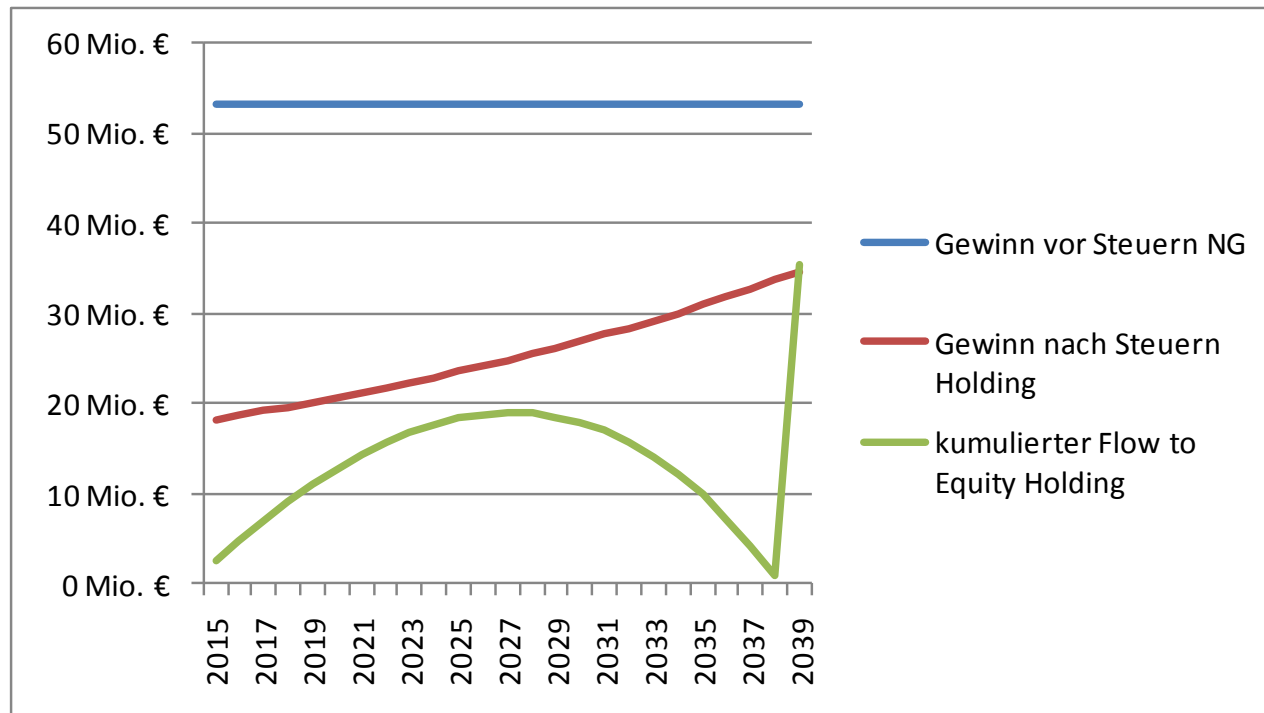
Cash flow Entwicklung (in Mio. €)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Ergebnis Netzgesellschaft	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Zinsergebnis (Holding)	-15	-15	-14	-14	-13	-13	-12	-12	-11	-11	-10	-10	-9	-8	-8	-7	-6	-6	-5	-4	-3	-3	-2	-1	0
Steuern (Holding)	-8	-8	-8	-8	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-11	-11	-11	-11	-11	-12	-12	-12	-12
Gewinn n. St. (Holding)	12	12	13	13	13	14	14	15	15	15	16	16	17	17	17	18	18	19	19	20	21	21	22	22	23
Tilgung (Holding)	-11	-11	-11	-12	-12	-13	-13	-14	-14	-15	-15	-16	-16	-17	-18	-18	-19	-20	-21	-21	-22	-23	-24	-25	0
Cash flow (Holding)	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	23
Finanzmittelbestand	2	3	5	6	7	9	10	10	11	12	12	13	13	13	12	12	11	11	9	8	7	5	3	1	24

In der Tabelle Darlehensentwicklung wird dargestellt, in welchen Zeitraum der zu 100% fremdfinanzierte Eigenkapitalanteil (40% des Kaufpreises) durch die Holding (HGV oder HWW je nach Modell) getilgt werden kann. Demnach wäre eine vollständige Tilgung des fremdfinanzierten Eigenkapitals aus den Gewinnen der Netzgesellschaft in ca. 24 Jahren möglich.

Die Cash Flow Entwicklung zeigt auf, welche finanziellen Überschüsse auf Ebene der Holding (HGV/HWW) bei vollständiger Fremdfinanzierung der Netzübernahme und gleichzeitiger Tilgung des Eigenkapitalanteils generiert werden können. Der Finanzmittelbestand (kumulierter Flow to Equity) der finanzierenden Holding (HGV/HWW) ist dabei stets positiv, so dass keine zusätzlichen Haushaltsmittel von Seiten der FHH zur Finanzierung der Netzübernahme notwendig sind.

6. Finanzierungsszenarien

Kaufpreis für die Versorgungsnetze 1.500.000 T€



Ein Kauf der Versorgungsnetze zu einem Preis von ca. 1.500.000 T€ kann wirtschaftlich abgebildet werden. Nach unserer kursorischen Analyse könnte das vollständig fremdfinanzierte Eigenkapital innerhalb von ca. 24 Jahren vollständig getilgt werden, wenn die Gewinne der Netzgesellschaft vollständig für Zins- und Tilgungszahlungen verwendet werden.

Dabei entsteht für den/die Eigenkapitalgeber bzw. für die FHH keine zusätzliche Liquiditätsbelastung, es würden jedoch in den ersten 24 Jahren auch keine zusätzlichen Haushaltseinnahmen erwirtschaftet (nach 24 Jahren sind diese erzielbar).

6. Finanzierungsszenarien

Kaufpreis für die Versorgungsnetze 1.500.000 T€

Darlehensentwicklung (in Mio. €)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Anfangsbestand	600	584	568	551	533	515	496	476	456	435	413	390	366	341	316	289	262	233	203	173	141	107	73	37	0
Tilgung	16	16	17	18	18	19	20	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	36	37	0
Endbestand	584	568	551	533	515	496	476	456	435	413	390	366	341	316	289	262	233	203	173	141	107	73	37	0	0
Zinsaufwand	23	22	22	21	20	20	19	18	17	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	5	4	3	1	0
Kapitaldienst	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	0

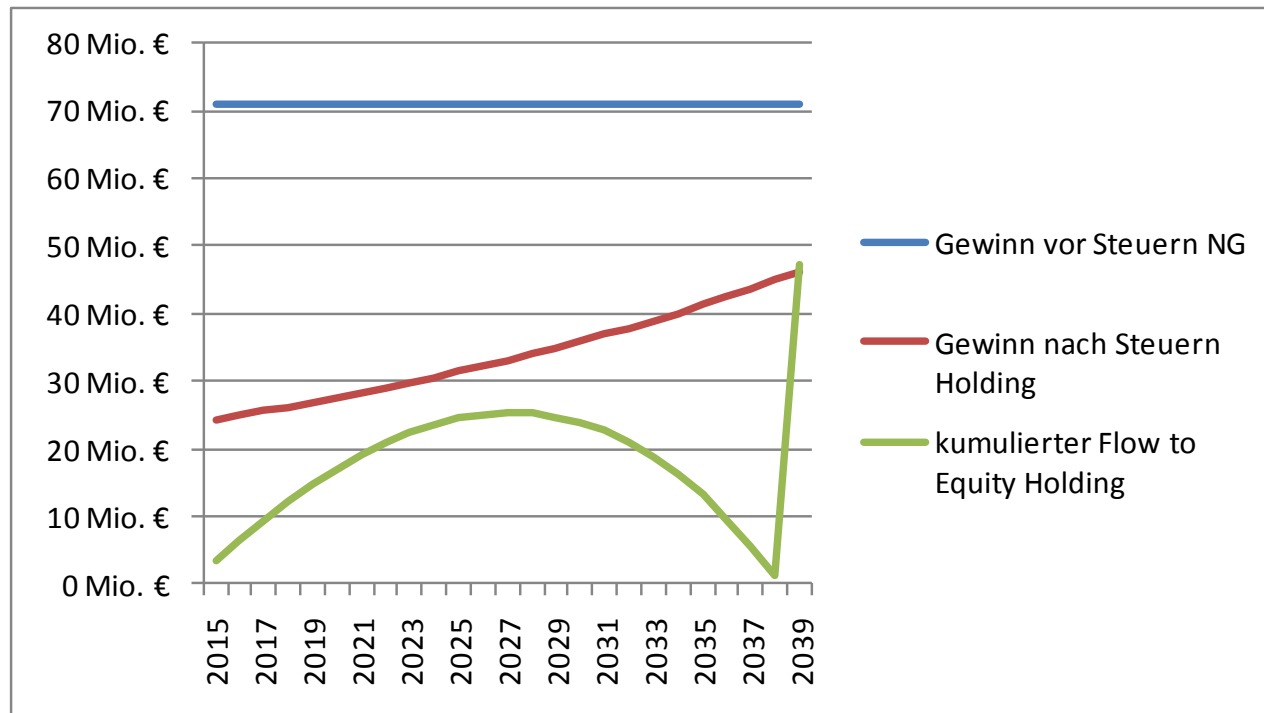
Cash flow Entwicklung (in Mio. €)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Ergebnis Netzgesellschaft	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Zinsergebnis (Holding)	-23	-22	-22	-21	-20	-19	-19	-18	-17	-16	-15	-15	-14	-13	-12	-11	-10	-9	-7	-6	-5	-4	-3	-1	0
Steuern (Holding)	-12	-12	-13	-13	-13	-13	-13	-14	-14	-14	-14	-15	-15	-15	-15	-16	-16	-16	-16	-17	-17	-17	-18	-18	-19
Gewinn n. St. (Holding)	18	19	19	20	20	21	21	22	22	23	24	24	25	26	26	27	28	28	29	30	31	32	33	34	35
Tilgung (Holding)	-16	-16	-17	-18	-18	-19	-20	-20	-21	-22	-23	-24	-25	-26	-27	-28	-29	-30	-31	-32	-33	-34	-36	-37	0
Cash flow (Holding)	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	0	0	0	0	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-3	-3	-3	35
Finanzmittelbestand	3	5	7	9	11	13	14	16	17	18	18	19	19	19	19	18	17	16	14	12	10	7	4	1	35

In der Tabelle Darlehensentwicklung wird dargestellt, in welchen Zeitraum der zu 100% fremdfinanzierte Eigenkapitalanteil (40% des Kaufpreises) durch die Holding (HGV oder HWW je nach Modell) getilgt werden kann. Demnach wäre eine vollständige Tilgung des fremdfinanzierten Eigenkapitals aus den Gewinnen der Netzgesellschaft in ca. 24 Jahren möglich.

Die Cash Flow Entwicklung zeigt auf, welche finanziellen Überschüsse auf Ebene der Holding (HGV/HWW) bei vollständiger Fremdfinanzierung der Netzübernahme und gleichzeitiger Tilgung des Eigenkapitalanteils generiert werden können. Der Finanzmittelbestand (kumulierter Flow to Equity) der finanzierenden Holding (HGV/HWW) ist dabei stets positiv, so dass keine zusätzlichen Haushaltsmittel von Seiten der FHH zur Finanzierung der Netzübernahme notwendig sind.

6. Finanzierungsszenarien

Kaufpreis für die Versorgungsnetze 2.000.000 T€



Ein Kauf der Versorgungsnetze zu einem Preis von ca. 2.000.000 T€ kann wirtschaftlich abgebildet werden. Nach unserer kursorischen Analyse könnte das vollständig fremdfinanzierte Eigenkapital innerhalb von ca. 24 Jahren vollständig getilgt werden, wenn die Gewinne der Netzgesellschaft vollständig für Zins- und Tilgungszahlungen verwendet werden.

Dabei entsteht für den/die Eigenkapitalgeber bzw. für die FHH keine zusätzliche Liquiditätsbelastung, es würden jedoch in den ersten 24 Jahren auch keine zusätzlichen Haushaltseinnahmen erwirtschaftet (nach 24 Jahren sind diese erzielbar).

6. Finanzierungsszenarien

Kaufpreis für die Versorgungsnetze 2.000.000 T€

Darlehensentwicklung (in Mio. €)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Anfangsbestand	800	779	757	735	711	687	661	635	608	580	550	520	488	455	421	386	349	311	271	230	187	143	97	50	0
Tilgung	21	22	23	23	24	25	26	27	28	29	30	32	33	34	35	37	38	40	41	43	44	46	48	50	0
Endbestand	779	757	735	711	687	661	635	608	580	550	520	488	455	421	386	349	311	271	230	187	143	97	50	0	0
Zinsaufwand	30	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	17	16	15	13	12	10	9	7	5	4	2	0
Kapitaldienst	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	0

Cash flow Entwicklung (in Mio. €)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Ergebnis Netzgesellschaft	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Zinsergebnis (Holding)	-30	-30	-29	-28	-27	-26	-25	-24	-23	-22	-21	-19	-18	-17	-16	-14	-13	-11	-10	-8	-7	-5	-4	-2	0
Steuern (Holding)	-16	-16	-17	-17	-17	-18	-18	-18	-18	-19	-19	-19	-20	-20	-20	-21	-21	-22	-22	-22	-23	-23	-24	-24	-25
Gewinn n. St. (Holding)	24	25	26	26	27	28	28	29	30	31	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	44	45	46
Tilgung (Holding)	-21	-22	-23	-23	-24	-25	-26	-27	-28	-29	-30	-32	-33	-34	-35	-37	-38	-40	-41	-43	-44	-46	-48	-50	0
Cash flow (Holding)	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	0	0	0	-1	-1	-2	-2	-3	-3	-4	-4	-5	46
Finanzmittelbestand	3	7	9	12	15	17	19	21	22	24	24	25	25	25	25	24	23	21	19	16	13	10	6	1	47

In der Tabelle Darlehensentwicklung wird dargestellt, in welchen Zeitraum der zu 100% fremdfinanzierte Eigenkapitalanteil (40% des Kaufpreises) durch die Holding (HGV oder HWW je nach Modell) getilgt werden kann. Demnach wäre eine vollständige Tilgung des fremdfinanzierten Eigenkapitals aus den Gewinnen der Netzgesellschaft in ca. 24 Jahren möglich.

Die Cash Flow Entwicklung zeigt auf, welche finanziellen Überschüsse auf Ebene der Holding (HGV/HWW) bei vollständiger Fremdfinanzierung der Netzübernahme und gleichzeitiger Tilgung des Eigenkapitalanteils generiert werden können. Der Finanzmittelbestand (kumulierter Flow to Equity) der finanzierenden Holding (HGV/HWW) ist dabei stets positiv, so dass keine zusätzlichen Haushaltsmittel von Seiten der FHH zur Finanzierung der Netzübernahme notwendig sind.

6. Finanzierungsszenarien

Interpretation der Ergebnisse

- Alle drei dargestellten Szenarien kommen unter den gesetzten Prämissen zu dem Ergebnis, dass ein Kauf der Netze zum kalkulatorischen Restwert bzw. Ertragswert wirtschaftlich umsetzbar ist. Das für die Bereitstellung des Eigenkapitals (EK-Quote: 40%) aufgenommene Fremdkapital kann in einem Zeitraum von 20 bis 25 Jahren vollständig getilgt werden.
- Nicht die nominelle Höhe der Kaufpreise ist für die Wirtschaftlichkeit der Netzübernahmen entscheidend, sondern dass die Kaufpreise den kalkulatorischen Restwerten bzw. den Ertragswerten der Netze entsprechen oder diese nur geringfügig übersteigen. In diesem Fall ist ein Kauf der Netze wirtschaftlich darstellbar, da das investierte Kapital refinanziert und dem unternehmerischen Risiko angemessene Eigenkapitalrenditen erzielt werden können.
- Insgesamt betragen die derzeitigen Netznutzungsentgelte bzw. Erlösobergrenzen im Stromnetz ca. 340 Mio. € pro Jahr (inkl. Mess- und Abrechnungsentgelte) und im Gasnetz ca. 135 Mio. € pro Jahr. In diesen Beträgen sind neben den hier skizzierten Kapitalkosten (CAPEX) auch die operativen Kosten (Materialkosten, Personalkosten, etc.) für den Betrieb der Hamburger Versorgungsnetze enthalten.
- Für den Kauf der Fernwärmeversorgung wurde in den drei Szenarien aus Praktikabilitätsgründen ebenfalls eine Finanzierungsstruktur mit 40% Eigenkapital und 60% Fremdkapital unterstellt. Da die Fernwärmeversorgung jedoch nicht reguliert ist, bietet sie mehr gestalterische bzw. unternehmerische Freiheiten als die Strom- und Gasnetze. So sind in der Fernwärmeversorgung beispielsweise höhere Eigenkapitalrenditen als im Strom- und Gasnetz möglich und es gibt keinerlei Restriktionen hinsichtlich der Höhe der Eigenkapitalquote, so dass zur Optimierung der Finanzierungsstruktur auch eine abweichende Eigenkapitalquote gewählt werden kann. Hierbei ist selbstverständlich darauf zu achten, dass auch nach einer Übernahme der Versorgungsanlagen eine preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, sichere und umweltverträgliche Versorgung gewährleistet wird.

7. Fazit

Grundsätzliche unternehmerische Chancen und Risiken der Netzübernahmen

Chancen

- Erschließung von Synergiepotenzialen im Konzern FHH.
- Zusätzliche Beiträge zum Haushalt der FHH durch Netzgewinne und ggf. Bürgschaftsprovisionen.
- Schaffung von Vermögen, Infrastruktur in kommunaler Hand.
- Sicherung/Schaffung von Einfluss der FHH auf Erreichung von Klimaschutzzielen, Bezahlbarkeit/Preiswürdigkeit von Netzentgelten, etc.
- Steuerliche Optimierung durch steuerlichen Querverbund → zusätzlicher Liquiditätsgewinn.

Risiken

- Kaufpreisrisiko.
- Netztrennungskosten und unzureichende übergehende Erlösobergrenzen → für Hamburg eher gering einzustufen.
- Regulierungsrisiken (bspw. schlechte Effizienzwerte).
- Finanzielle Risiken (steigende Fremdkapitalzinsen).

7. Fazit

- Die Höhe der Kaufpreise hat einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Netzübernahmen, da der Kaufpreis i.d.R. nur dann vollständig refinanziert werden kann, wenn er dem kalkulatorischen Restwert entspricht.
 - Die aktuellen Entwicklungen in Gesetzgebung und Rechtsprechung bestärken dabei die Annahme, dass das Kaufering-Urteil nach wie vor Gültigkeit hat und somit Ertragswert und kalkulatorischer Restwert eine maßgebliche Rolle bei der Bestimmung des Kaufpreises spielen.
- Neben dem Kaufpreis wird die Übernahme des Strom- und Gasnetzes auch von der Höhe der übergehenden Erlösobergrenzen sowie der Höhe der Netztrennungskosten beeinflusst.
 - Da sowohl im Stromnetz als auch im Gasnetz rechtlich eigenständige Netzgesellschaften mit eigenen Erlösobergrenzen und vom Umland getrennte bzw. entflochtene Netze existieren, ist das Risiko nicht ausreichender Erlösobergrenzen und/oder hoher Netztrennungskosten in Hamburg als gering einzuschätzen.
- Aus unserer Sicht ist eine vollständige Übernahme der Strom-, Gas- und Fernwärmenetze in Hamburg realisierbar, auch unter der Voraussetzung einer vollständigen Fremdfinanzierung der Übernahme.
- Eine abschließende Aussage zur Wirtschaftlichkeit einer Übernahme der Strom-, Gas- und Fernwärmenetze in Hamburg kann von uns zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht getroffen werden, da uns hierfür die notwendigen Informationen, (kalkulatorische Restwerte, exaktes Altersgerüst der Versorgungsanlagen, etc.) nicht zur Verfügung stehen.

Ihre Ansprechpartner



Anton Berger

Dipl.-Betriebswirt (FH)
Partner

Telefon +49 (911) 91 93-36 01
Telefax +49 (911) 91 93-35 49

E-Mail: anton.berger@roedl.de



Christoph Beer

Dipl.-Betriebswirt (FH)
Associate Partner

Telefon +49 (911) 91 93-36 00
Telefax +49 (911) 91 93-35 49

E-Mail: christoph.beer@roedl.de

Rödl & Partner

Äußere Sulzbacher Str. 100
D-90491 Nürnberg
Telefon +49 (911) 9193 -3504
Telefax +49 (911) 9193 -3549
www.roedl.de

Rödl & Partner

Hans-Henny-Jahnn-Weg 35
D-22085 Hamburg
Telefon +49 (040) 229297-0
Telefax +49 (040) 229297-89
www.roedl.de