

## Deliverable 1

### Quantitative Modellierung und Szenarienanalyse für verschiedene mögliche interkontinentale Gasversorgungsstrukturen

Georg Lettner, Hans Auer - Technische Universität Wien / Energy Economics Group

Robert Hinterberger - NEW ENERGY Capital Invest GmbH

Version: Februar 2013 – update Juli 2014

<b>Kurztitel</b>	ENERGY RISKS IN CITIES
<b>Langtitel</b>	Energieversorgungssicherheit in urbanen Ballungsräumen
<b>Projektnummer</b>	2965504
<b>FTI-Initiative</b>	KIRAS
<b>Antragsteller</b>	TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe – Energy Economics Group (EEG)
<b>Projektpartner</b>	NEW ENERGY Capital Invest GmbH
<b>Projektstart u. - Dauer</b>	Projektstart: 01.09.2012 (Dauer: 24 Monate)
<b>Synopsis:</b> Ziel des Vorhabens ist die Durchführung einer energieträgerübergreifenden Analyse der Risiken der leitungsgebundenen Energieversorgung in ausgewählten urbanen Ballungsräumen in Österreich. Diese Risikoanalyse umfasst alle in Städten zur Verfügung stehenden, leitungsgebundenen Energiesysteme und –netze (Erdgas, Strom sowie Fernwärme) und berücksichtigt insbesondere auch die Wechselwirkungen und gegenseitigen Abhängigkeiten dieser Infrastrukturen, wie z.B. Domino-/Kaskadeneffekte und die Rückwirkung auf die vorgelagerten Netze.	

## Inhaltsverzeichnis

1	Einführung .....	3
2	Ausgangssituation .....	5
2.1	Stand der Technik bzw. Stand des Wissens .....	5
2.2	Problemstellung .....	7
3	Methode und Datengrundlage .....	12
3.1	Zentraleuropäisches Gasübertragungsnetz.....	12
3.1.1	eTransport Modell.....	12
3.1.2	Datengrundlage .....	14
3.2	Zentraleuropäisches Stromübertragungsnetz.....	18
3.2.1	Methode.....	18
3.2.2	Datengrundlage .....	19
4	Szenarien und Analyse.....	22
4.1	Zentraleuropäisches Gasübertragungsnetz.....	22
4.1.1	Betrachtete Szenarien .....	22
4.1.2	Analyse .....	23
4.2	Zentraleuropäisches Stromübertragungsnetz.....	28
4.2.1	Szenarien.....	28
4.2.2	Analyse .....	30
5	Schlussfolgerungen .....	35
6	Referenzen.....	37
7	Anhang.....	40

## 1 Einführung

Spätestens seit dem russisch-ukrainischen Gasstreit im Jahr 2009 ist die Verletzlichkeit unseres Energiesystems auch in der Öffentlichkeit sehr präsent. Während die Erdgasversorgung bei diesem Ereignis in Österreich noch sichergestellt werden konnte, ist diese in einigen südosteuropäischen Nachbarländern teilweise komplett ausgefallen. Ein großer Teil der Bevölkerung musste frieren. Besonders urbane Ballungsräume sind bei solchen Störungen in der leitungsgebundenen Energieversorgung stark verwundbar.

Die derzeit vorhandene (Verteil-)Netzinfrastruktur im Energiesektor ist sowohl in städtischen als auch ländlichen Regionen historisch gewachsen und beeinflusst sehr stark die kurz- und mittelfristigen Handlungs- und Technologieoptionen im Hinblick auf die Transformation der leitungsgebundenen Energiesysteme in Richtung Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit.

Jedoch wird die unaufhaltsame Implementierung von nachhaltigen dezentralen Energietechnologien (z.B. Energieeffizienz, Solarthermie, Wärmepumpen, PV, kontrollierte Wohnraumbelüftungen, etc.) und die damit verbundene Reduktion der jeweiligen Lasten zur Bereitstellung verschiedener Energiedienstleistungen im Niedertemperaturbereich die Verteilnetze für Strom, Gas und Fern-/Nahwärme bzw. -kälte vor fundamental neue wirtschaftliche und technische Herausforderungen stellen, die es rechtzeitig zu verstehen gilt; nicht zuletzt deshalb, um mögliche zukünftige Fehlinvestitionen in kapitalintensive Energienetzinfrastrukturen, die sich durch lange Abschreibungszeiträume auszeichnen, zu vermeiden. In Bezug auf die Versorgungssicherheit kann jedoch diese zukünftige erhöhte Konkurrenzsituation der Netze auch eine mögliche nachteilige Auswirkung haben.

Die derzeit absehbaren Zukunftstrends in der Energiewirtschaft („smart grids“) sowie in der Energiepolitik (Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger mit stochastischem Erzeugerprofil) führen zu einer weiteren Erhöhung der Komplexität und gegenseitigen Abhängigkeiten der unterschiedlichen Netze und Systeme. Die Trends weisen in Richtung hochkomplexer Technik (insb. vermehrtem Einsatz von IKT-Systemen), immer mehr Marktteilnehmer (Liberalisierung), größere Versorgungsräume und kompliziertere Geschäftsprozesse. Koordinations- und Kommunikationsaufwand nehmen immer mehr zu, damit einhergehend geht die Übersicht über das Gesamtsystem bei den einzelnen Marktteilnehmern sukzessive verloren und die Störanfälligkeit nimmt zu.

Die derzeit vorhandenen Strukturen in leitungsgebundenen und nicht-leitungsgebundenen Energiesystemen sind sowohl in städtischen als auch ländlichen Regionen über mehrere Jahrzehnte historisch gewachsen. In den letzten 5-10 Jahren hat es in vielen Städten und Regionen in Europa zunehmend Initiativen gegeben, die vorhandenen Energiesysteme einer kritischen Evaluation zu unterziehen und Vorschläge hinsichtlich nachhaltiger Strukturen auszuarbeiten und in weiterer Folge zu implementieren. Dabei wird der Identifikation geeigneter nachhaltiger Technologiekombinationen zur Bereitstellung der verschiedenen Energiedienstleistungen im Niedertemperaturbereich (Wärme, Warmwasser, Kälte) in diesem Zusammenhang besonderes Augenmerk geschenkt. Darauf aufbauend soll eine qualitative Diskussion der Technologieoptionen hinsichtlich verschiedener Bedrohungsszenarien erfolgen.

## 2 Ausgangssituation

### 2.1 Stand der Technik bzw. Stand des Wissens

Einer der wichtigsten Schwerpunkte der österreichischen Sicherheitsforschung ist der Schutz von kritischen Infrastrukturen. Neben den Sektoren IKT, Finanzwesen, Lebensmittel- oder Wasserversorgung zählen insbesondere die Energienetze und –systeme zu diesen. Trotz der Wichtigkeit des Energiesektors und der Abhängigkeit aller sonstigen genannten kritischen Infrastrukturen von diesem<sup>1</sup> wurde im Sicherheitsforschungsprogramm KIRAS noch kein einziges Projekt durchgeführt, in welchem die Risiken der Energieinfrastrukturen energieträgerübergreifend (Strom, Erdgas, Raumwärme) und gesamthaft aus Sicht der Sicherheitsforschung betrachtet und analysiert wurden. Insbesondere die Risiken ausgehend von einer möglichen Unterbrechung der Gasversorgung wurden bisher noch nicht umfassend untersucht. Auch hat sich bisher noch kein Projekt mit den gegenseitigen Abhängigkeiten der unterschiedlichen Energienetze und –systeme und den damit verbundenen Risiken - insb. Domino-Kaskadeneffekte, Fragen der Gesamtsystemstabilität, etc. - beschäftigt.

Die im Rahmen der „klassischen“ Energieforschungsprogramme durchgeführten F&E-Projekte adressieren Fragen der Versorgungssicherheit hingegen nur indirekt, wie etwa durch die Erhöhung der Energieeffizienz der Netze und Systeme, die Verbesserung von Einzeltechnologien oder die Integration von erneuerbaren Energieerzeugungs- bzw. Umwandlungstechnologien in bestehende oder zukünftige, „intelligente“ Netze und Systeme. Beispielhaft für den Stand der Technik/ Wissens können folgenden Analysen in den jeweiligen Teilbereichen angeführt werden:

Im Rahmen der kritischen Beurteilung von derzeitigen Energiesystemen kommt den jeweils vorhandenen Verteilnetzen für Strom, Gas und Fern-/Nahwärme und –kälte vor allem bei der Bereitstellung der verschiedenen Energiedienstleistungen im Niedertemperaturbereich eine besondere Bedeutung zu. Trotzdem werden Netzinfrastrukturen und deren gegenseitigen Beeinflussungen/Wechselwirkungen meist nur punktuell, jedoch kaum ganzheitlich analysiert. Beispielhaft für den Stand der Technik/ Wissens können folgende Teilbereiche angeführt werden:

---

<sup>1</sup> So würden bei einem längerdauernden Ausfall der Energieinfrastrukturen sukzessive auch alle anderen Sektoren (z.B. Mobilfunk, Wasserversorgung, Krankenhäuser, Verkehrsregelung etc.) ausfallen, nachdem Reservekapazitäten bzw. Backup-Einrichtungen (Notstromversorgung, Wasserreservoirs, etc.) erschöpft sind.

- Im Bereich der unterschiedlichen leitungsgebundenen Energieträger zur Wärmeversorgung gibt es einzelne Projekte, die sich mit der Simulation und Optimierung dieser – aus Sicht des gegenständlichen Projektes – Teilsysteme beschäftigen und in diesen Bereichen Smart Grids Lösungen anstreben. Zusätzlich gibt es einige Projekte, die sich mit der intelligenten Energieversorgung von Städten oder Regionen beschäftigen, die aber mangels verfügbarer Werkzeuge auf Einzelberechnungen angewiesen sind ([1], [2], [3], [4], [5], [6], [7], [8], [9]).
- Ein wesentlicher Faktor in der Planung von zukünftigen Energiesystemen ist die Entwicklung des Gebäudezustandes. Zu Maßnahmen im Bereich der Gebäudesanierung und Baustandards existieren Forschungsprojekte ([10], [11], [12]), die allerdings nicht die Zusammenhänge mit den unterschiedlichen Energieinfrastrukturen betrachten.
- Für die kontinuierliche Integration dezentral vorhandener Wärmequellen in Wärmeverteilnetzwerken sind ebenfalls neue Lösungen erforderlich, um die teilweise instationären Wärmequellen (Solarthermie oder Abwärme) in ein Wärmenetz integrieren zu können. Dazu gibt es bereits einige Ansätze ([13], [14], [15], [16], [17]), wobei jedoch in diesen Projekten nur Teilsysteme im Wärmebereich simuliert und optimiert werden.
- Zusätzlich zur Integration von solarer Wärme in Wärmenetze beschäftigen sich auch einige Projekte mit der optimalen Gestaltung von Einzelanlagen und der Einbindung und Kombination von Erneuerbaren Energieträgern in diese Wärmesysteme ([18], [19], [20]).
- Das österreichische Gasnetz ist, analog zum Stromnetz, aktuell durch zentralisierte Anbieter gekennzeichnet, wobei die Verbrauchsstruktur als dezentral beschrieben werden kann. Auch im Gasnetz gibt es eine Entwicklung hin zu Smart Grids-Lösungen mit dem Ziel einer verstärkten Integration dezentraler Einspeisung von Gas aus Erneuerbaren ([21], [22], [23], [24], [25]), zeigen jedoch oft keine Querverbindungen zu anderen Energieträgern im Wärmesystem auf.
- Im Bereich des Stromnetzes sollen Smart Grids eine effiziente Nutzung der existierenden Infrastruktur bei gleichzeitiger Schaffung von Integrationsmöglichkeiten von Erneuerbaren und zugleich Kostenvorteile sichern. In Österreich gibt es bereits einige Projekte zu Smart-Grids-Technologien im Stromnetz ([26], [27], [28], [29], [30], [31], [32]), die allerdings primär nur auf den Strombereich beschränkt sind.

Die angeführten Studien beziehen sich auf einen „kontrollierten“ Umbau des Energiesystems etwa durch eine allmähliche Substitution fossiler Kraftwerke, werden jedoch nicht in direkten Zusammenhang mit Bedrohungsszenarien oder Krisensituationen gestellt. Die Untersuchung von Krisenszenarien wurde in der „klassischen“ Energieforschung bisher noch nicht berücksichtigt

## 2.2 Problemstellung

Spätestens seit dem russisch-ukrainischen Gasstreit und der Einstellung der Gaslieferungen aus Russland zu Jahresbeginn 2009 ist die Abhängigkeit unserer Energieversorgung von russischem Erdgas auch der breiten Öffentlichkeit bewusst geworden. Trotz der relativ kurzen Unterbrechung von nur einer Woche<sup>2</sup> hatte das Ausbleiben der Lieferungen dramatische Auswirkungen in ganz Europa. Während in Österreich die Energieversorgung durch die vorhandenen Untertagespeicher und Notfallmaßnahmen, wie durch freiwillige Beschränkungen der Gas-Großabnehmer aus Industrie und Stromerzeuger<sup>3</sup>, sicherstellt werden konnte, ist die Erdgasversorgung in unseren südosteuropäischen Nachbarländern teilweise komplett ausgefallen.

Die Erdgasheizungen in vielen Haushalten fielen aus, Schulen mussten geschlossen werden. Elektro-Heizstrahler und sonstiges Brennmaterial waren binnen Stunden ausverkauft und ein großer Teil der Bevölkerung musste frieren. In der Slowakei mussten Autohersteller ihre Produktion unterbrechen und aus Angst vor einem Zusammenbruch des Stromnetzes wurde von der slowakischen Regierung sogar die Wiederinbetriebnahme des bereits abgeschalteten Atomreaktors in Bohunice beschlossen.

Die russische Gazprom plant einen weiteren Ausbau der Erdgasinfrastruktur nach Europa. So soll das Projekt South Stream vor allem die Abhängigkeit von den Transitländern Ukraine und Weißrussland reduzieren. Bereits gebaut und im November 2011 offiziell eröffnet wurde hingegen die North Stream Pipeline, welche das russische und deutsche Erdgasnetz über eine direkte Leitung miteinander verbindet, ausschließlich über die Seegebiete in der Ostsee führt und keinem Hoheitsgebiet zuzuordnen ist.

---

<sup>2</sup> Rückgang der Gaslieferungen nach Österreich um 90% am 6.1.2009, komplette Unterbrechung der Lieferungen nach Westeuropa am 7.1.2009; Wiederaufnahme der Lieferungen durch Gazprom am 13. 1. 2009.

<sup>3</sup> So konnte beispielsweise der Energieversorger EVN das Kraftwerk Theiß kurzfristig mit Öl anstatt mit Erdgas betreiben, das Kraftwerk Dürnrohr mit Kohle statt Erdgas.

Die geplanten Erweiterungen der Transportkapazitäten aus Russland, ebenso wie die neuen Versorgungsoptionen durch LNG-Hafenkapazitäten, sind entscheidend für die Energieversorgungssicherheit in Österreich und die Bewertung der jeweiligen Krisenszenarien. Im österreichischen und regionalen Kontext sind zusätzlich die geplanten bzw. möglichen Ausbauten (Kapazitätserweiterungen) in der WAG-, TAG- und HAG-Leitung, insbesondere auch die geplante Tauerngasleitung, relevant.

Eine Unterbrechung der Erdgasversorgung oder der Ausfall von Kraftwerkskapazitäten im europäischen Kraftwerksverbund hat erhebliche Auswirkungen auch auf die nachgeordneten Verteilnetzbetreiber (Gas und Strom). Eine umfassende Risikoanalyse und Szenarienbildung ist jedoch nur im Zusammenhang mit einer umfassenden Modellierung aller Risiken, auch jene der vorgelagerten Erdgastransitleitungen sowie über die komplette Wertschöpfungskette hinweg, sinnvoll möglich. Während diese Entkopplung der tatsächlichen Gasflüsse von den vertraglichen Verhältnissen unter normalen Marktbedingungen eine Vereinfachung für die Marktteilnehmer mit sich bringt, kann es in Krisenzeiten - durch die ggfs. ganz unterschiedlichen wirtschaftlichen Partikularinteressen von Marktteilnehmern und Infrastrukturbetreibern - zu unerwünschten Entwicklungen, wie etwa einem Zielkonflikt zwischen der Sicherung der Energieversorgung und Wirtschaftlichkeitsüberlegungen einzelner Marktteilnehmer, kommen<sup>4</sup>.

Die Liberalisierung der Energiemärkte, betrieben von der Europäischen Kommission mit dem Ziel, den Wettbewerb zwischen konkurrierenden Energielieferanten zu ermöglichen bzw. diesen zu stärken, hat im letzten Jahrzehnt zu laufenden Änderungen in der Rechtslage und den Verantwortlichkeiten der einzelnen Marktteilnehmer geführt. Die bisher zumeist sowohl vertikal wie horizontal integrierten Energieunternehmen mussten auch in Österreich weitgehend entflochten werden, was zugleich zu einer „Zersplitterung“ der Verantwortlichkeiten auf unterschiedliche Akteure und einer deutlich höheren Komplexität der Unternehmensprozesse führte.

Die Situation der zunehmenden Zersplitterung ist nicht nur auf Ebene der Gasnetze, sondern auch bei Stromnetzen zu beobachten. Zugleich sind die Energiesysteme extrem vernetzt; so sind nicht nur die Verteilnetze von den überregionalen Transportnetzen abhängig (vertikale Abhängigkeit), sondern die jeweiligen

---

<sup>4</sup> Diese Entwicklung kann durchaus vergleichbar wie die Entwicklung der Finanzmärkte gesehen werden; d.h. eine zunehmend höhere Komplexität, eine Vielzahl neuer, hybrider Instrumente zur (nur teilweisen) Absicherung von Geschäften, die zugleich nicht immer verstanden werden bei zugleich zunehmender Abkopplung der vertraglichen von den realen (physischen) Verhältnissen.

Energiesysteme jeweils voneinander, insbesondere das Strom- vom Gasnetz, um etwa die Gaskraftwerke betreiben zu können. Abgesehen davon existiert eine Vielzahl weiterer gegenseitiger Abhängigkeiten, die sowohl technisch wie wirtschaftlich bedingt sind, und durch Wechselwirkungen und Kaskadeneffekte vor allem auch die Fernwärmeversorgung massiv betreffen<sup>5</sup>. Abbildung 1 skizziert schematisch die gegenseitigen Wechselwirkungen und zugleich Konkurrenzsituation zwischen den einzelnen (Verteil-)Netzen für Strom, Gas und Fernwärme, die wiederum mit Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz und dezentraler Energieerzeugung (z. B. PV, Solarthermie) in Konkurrenz stehen (bzw. sind die dezentralen Energieerzeugungsanlagen in die übergeordneten Netze zu integrieren).

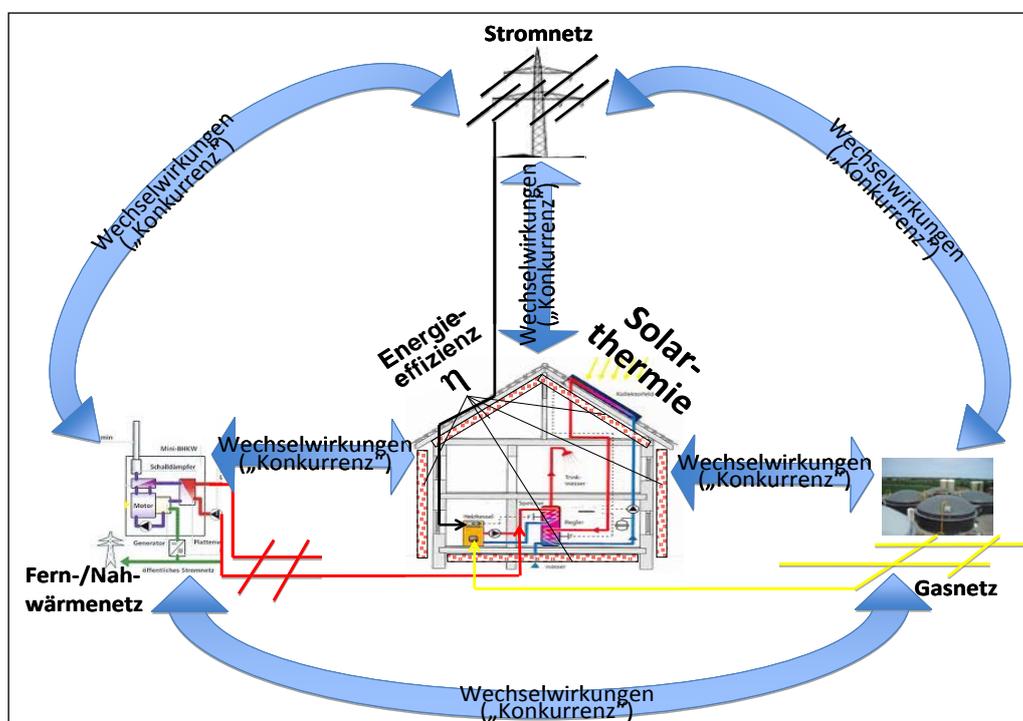


Abbildung 1 Gegenseitige Wechselwirkungen und Konkurrenz zwischen den (Verteil-) Netzen für Strom, Gas und Fern-/Nahwärme sowie Energieeffizienz und Solarthermie

Urbane Ballungsräume sind bei Störungen in der leitungsgebundenen Energieversorgung besonders verwundbar. Während etwa der Raumwärmebereich in ländlichen Regionen wesentlich diversifizierter ist (Verwendung von Einzelöfen, die mit lokalen verfügbaren Brennstoffen oder Heizöl betrieben werden), sind die urbanen Räume viel stärker von Erdgas oder Fernwärme abhängig. Über erdgasbetriebene Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK) ist, speziell zu den

<sup>5</sup> Zugleich sind viele weitere kritische Infrastrukturen vom Funktionieren der Energieversorgung abhängig, wie insbesondere Telekom- und IT-Infrastrukturen oder sonstige Versorgungsinfrastrukturen.

Spitzenzeiten in den Wintermonaten, auch die Fernwärmeversorgung direkt von der Erdgasversorgung abhängig. Mangels Alternativen würden private Haushalte in urbanen Regionen daher in Krisenzeiten zur behelfsmäßigen Beheizung der Wohnungen Großteils auf elektrisch betriebene Heizstrahler zurückgreifen (müssen), was bei bereits ausgefallenen Gaskraftwerken das Stromnetz noch weiter belasten würde. Dies würde wiederum zu Kaskadeneffekte und insbesondere (weiteren) Black Outs im Stromnetz führen. In ländlichen Regionen fallen diese Kaskadeneffekte aufgrund der höheren Diversifizierung im Raumwärmebereich (bzw. sind zusätzliche Einzelöfen vorhanden bzw. ist alternatives Heizmaterial (Holz) lokal verfügbar) zumindest geringer aus.

Die derzeit absehbaren Zukunftstrends in der Energiewirtschaft („smart grids“) sowie in der Energiepolitik (Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger mit stochastischem Erzeugerprofil) führen zu einer weiteren Erhöhung der Komplexität und gegenseitigen Abhängigkeiten der unterschiedlichen Netze und Systeme. Die Trends weisen in Richtung hochkomplexer Technik (insb. vermehrtem Einsatz von IKT-Systemen), immer mehr Marktteilnehmer (Liberalisierung), größere Versorgungsräume und kompliziertere Geschäftsprozesse. Koordinations- und Kommunikationsaufwand nehmen immer mehr zu, damit einhergehend geht die Übersicht über das Gesamtsystem bei den einzelnen Marktteilnehmern sukzessive verloren und die Störanfälligkeit nimmt zu. Aber nicht nur bei den Energienetzen, auch bei den Kunden (Haushalten) wird die Vulnerabilität zukünftig immer mehr zunehmen. Insbesondere die neuen Trends im Wohnbau – trotz bzw. gerade wegen der höheren Energieeffizienzstandards – führen zu größeren Abhängigkeiten. Während ein modernes Passivhaus zwar deutlich weniger Gesamtenergie als etwa ein Gründerzeitbau verbraucht, ist die Abhängigkeit von externer Versorgung (z.B. Strom für Umlauflüftung, Wärmepumpen, etc.) noch um vieles höher. Die Auswirkungen für die Bewohner im Krisenfall – z.B. bei Ausfall der Stromversorgung – sind daher noch weitreichender als bei weniger modernen Bauten.

Wie bereits oben ausgeführt, stehen zur Bereitstellung von Wärme, Warmwasser und Kälte im Niedrigtemperaturbereich derzeit, abhängig von Besiedlungsstruktur und –dichte, verschiedene (Verteil-)Netzinfrastrukturen für Strom, Gas, Fern-/Nahwärme und –kälte sowie weitere Technologieoptionen, wie die Implementierung von Energieeffizienzmaßnahmen, solarthermischen Anlagen und andere nachhaltige Technologien (z.B. kontrollierte Wohnraumbelüftungen, Wärmepumpen, Photovoltaik, etc.), zur Verfügung. Wenn sich die derzeit noch vorhandenen Wärmelasten in urbanen Ballungsräumen durch die großflächige Implementierung

von Energieeffizienzmaßnahmen, solarthermischen Anlagen und anderer nachhaltiger Technologien zukünftig zunehmend verringern, verschärft sich aber zugleich die Konkurrenzsituation zwischen den einzelnen nicht-leitungsgebundenen und leitungsgebundenen Technologieoptionen immer mehr.

Damit wird auch der technische Betrieb der Energienetze (für Gas- und Fern-/Nahwärme), die ursprünglich für deutlich höhere Wärmelasten ausgelegt wurden, immer schwieriger möglich (spezifische Netzverluste steigen; Effizienz sinkt). Dies kann mittel- bis langfristig sogar soweit gehen, dass einzelne Netzinfrastrukturen bzw. Technologiekombinationen obsolet werden und sich die Frage des „Rückbaus“ stellt. Die Aufrechterhaltung von Redundanzen ist jedoch zugleich unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit zu betrachten.

## 3 Methode und Datengrundlage

### 3.1 Zentraleuropäisches Gasübertragungsnetz

#### 3.1.1 eTransport Modell

Österreich liegt inmitten des europäischen Gasübertragungsnetzes und spielt - vor allem durch russische Gasimporte - mit dem Gas Hub Baumgarten eine zentrale Rolle in der europäischen Gasverteilung. Im gegenständlichen Projektvorhaben wurde das zentraleuropäische Gasübertragungsnetz mit Hilfe des Optimierungsmodells "eTransport" [33] (Beschreibung siehe Anhang) modelliert. Die dabei berücksichtigten Länder (AT, BE, CH, CZ, DE, FR, HU, IT, LU, NL, PL, SI, SK) und Export/Import Kapazitäten – sowohl Pipelines wie auch LNG-Terminals - mit den angenommenen Systemgrenzen sind in Abbildung 2 dargestellt.

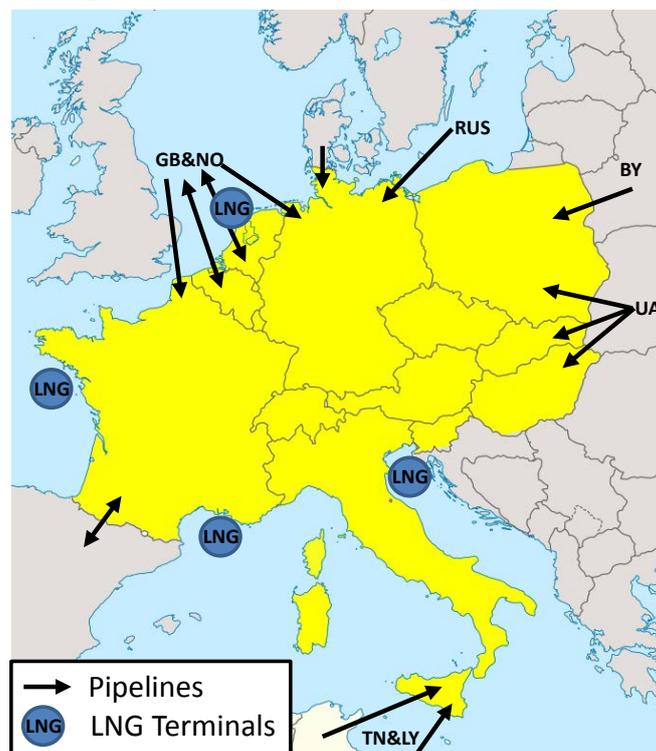


Abbildung 2 Übersicht der berücksichtigten Länder und ihrer Import/Export-Kapazitäten an der Systemgrenze im zentraleuropäischen Gasübertragungsnetz

In der verwendeten Simulationsumgebung eTransport können mehrere Energieträger, Technologien, Speicher und Netzinfrastrukturen gleichzeitig betrachtet werden. Im Falle der Untersuchung des Gasübertragungsnetzes wurden jedoch nur Gasinfrastrukturen (Pipelines und Speicher), Gasquellen (z.B. nationale Exploration, Import) und Gassenken (Verbrauch) zur Modellierung verwendet. Modelltechnisch ist eTransport ein kostenminimales Optimierungstool, in dem bei einer Unterversorgung

von Gaslasten „Strafzahlungen“ auftreten. Je nach Höhe dieser Strafzahlung kann somit auch die Unterversorgung ökonomisch bewertet werden. Die Kostengleichung (1) besagt, dass sich zu jedem Zeitpunkt die Kosten in jedem Knoten aus der Menge ( $P$  in MW) und den spezifischen Kosten ( $c$  in EUR/MWh) für die Versorgung und Unterversorgung ergeben:

$$C_{j,Node}(t) = c_{j,NaturalGas}(t) \cdot P_{j,Supply}(t) + c_{j,Under supply}(t) \cdot P_{j,Under supply}(t). \quad (1)$$

Die Menge und die „fiktiven“ Kosten für die Unterversorgung werden somit im Modell minimiert. Unter Berücksichtigung der Speicherbarkeit von Erdgas werden die Speicher optimal bewirtschaftet, um eine mögliche Unterversorgung zu minimieren. Die Gleichung (2) für die Speicherbewirtschaftung lautet somit:

$$E_i(t) = E_i(t-1) + P_{i,in}(t-1) - P_{i,out}(t-1). \quad (2)$$

Abbildung 3 zeigt, wie die zentraleuropäische Gasversorgungsstruktur in der MS Visio-Oberfläche von eTransport abgebildet ist. Für eine detaillierte Betrachtung der österreichischen Gasversorgung wurde Österreich auf Bundesländerebene (siehe als Bsp. in Abbildung 4) aufgesplittet. Alle weiteren Länder werden als nationale Knoten dargestellt.

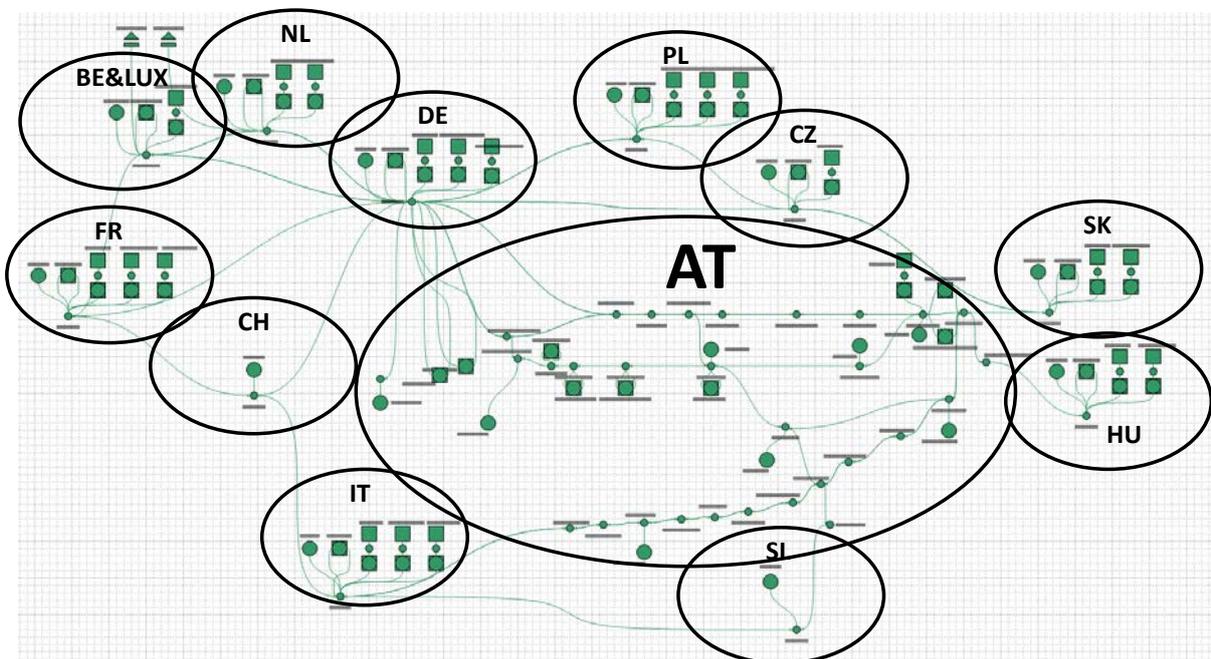


Abbildung 3 Zentraleuropäische Gasversorgungsstruktur in der eTransport-Oberfläche

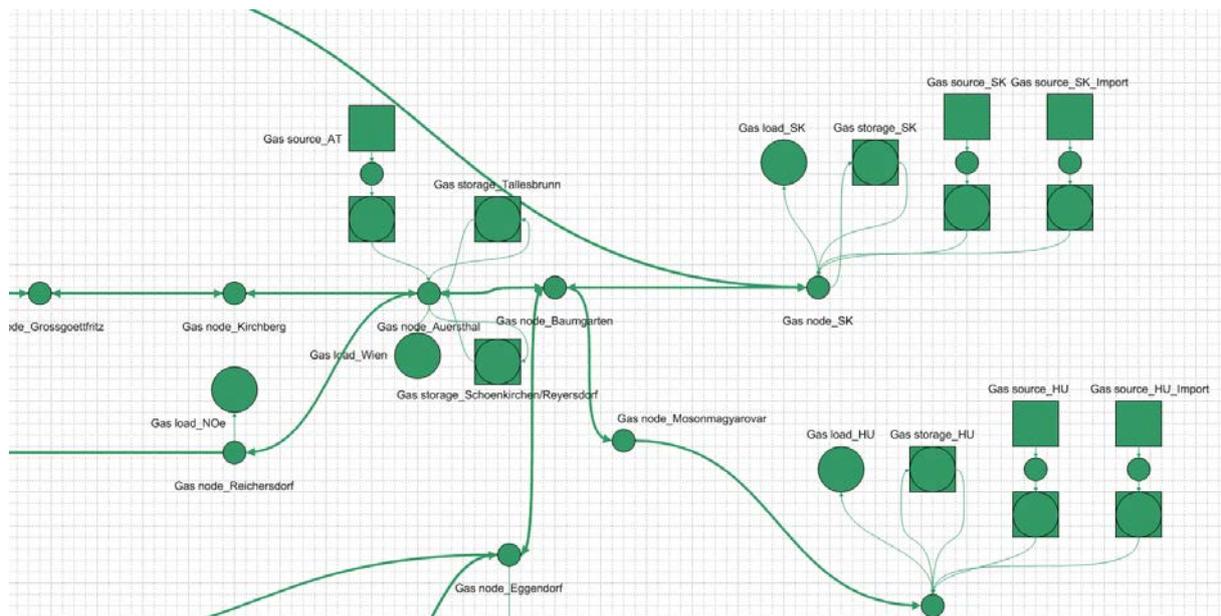


Abbildung 4 Ostösterreichische Gasversorgungsstruktur in der eTransport-Oberfläche

## 3.1.2 Datengrundlage

### Erdgasverbrauch und Eigenproduktion

Die Datenbasis der jährlichen Verbräuche und die Eigenproduktionsmengen (EP) von Erdgas für die ausgewählten Länder stammt von der „International Energy Agency“ (IEA) [34]. Abbildung 5 zeigt eine Übersicht der jährlichen Verbräuche, der Eigenproduktion und Eigenproduktionsquote von Erdgas für diese Länder.

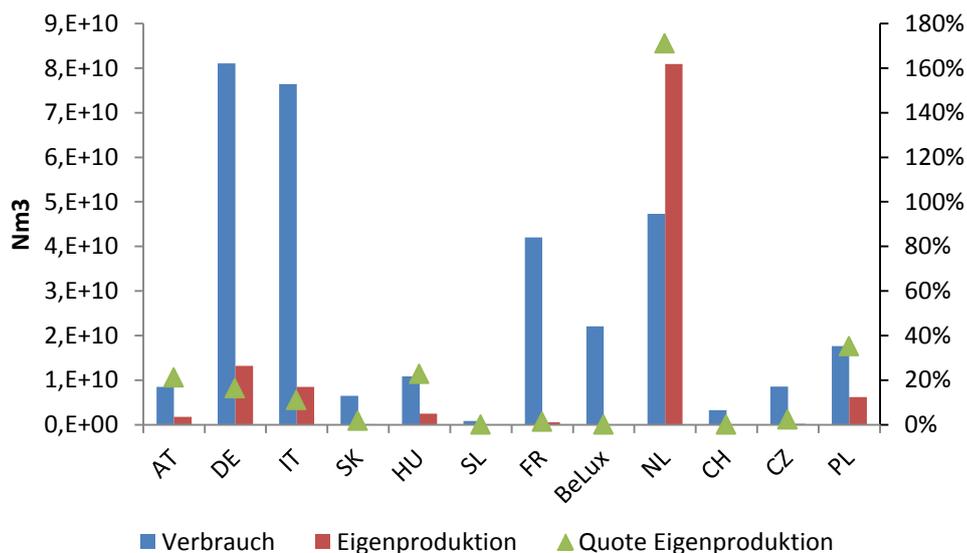


Abbildung 5 Jährlicher Verbrauch, Eigenproduktion und Eigenproduktionsquote von Erdgas in ausgewählten zentral- und westeuropäischen Ländern (2012)

Die Niederlande hat bezüglich der Eigenproduktion eine Sonderstellung. Diese sind das einzige der ausgewählten Länder, welche deutlich mehr produzieren als selbst verbrauchen. So liegt die Eigenproduktionsrate der Niederlande bei über 170%.

Die Tageslastkurve des Erdgasverbrauchs für Österreich (siehe Abbildung 6) wurde aus der Betriebsstatistik der e-control [35] und die Aufteilung auf die österreichischen Bundesländer der Statistik Austria [36] entnommen.

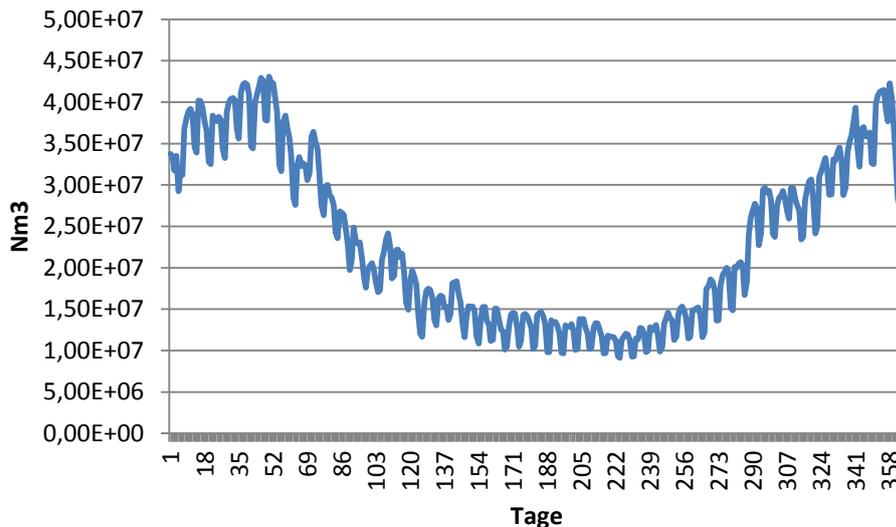


Abbildung 6 Durchschnittliche Jahreslastkurve des österreichischen Erdgasverbrauchs (Durchschnitt der Jahre 2009-2012)

## Gasmarktpreise

Wie bereits im Abschnitt 3.1.1 erwähnt ist für die Modellierung in eTransport - aus methodischen Gründen - zunächst eine Preissetzung für die unterschiedlichen Gasquellen erforderlich. Als Basis für die Simulation dienen die Zahlen des vierteljährlich erscheinenden Gasreports der DG Energy [37]. Abbildung 7 zeigt eine Kartenübersicht der unterschiedlichen Preise für Langzeitverträge (engl. Long Term Contracts – LTC) für Pipeline-Erdgas und für Flüssigerdgas (engl. Liquid Natural Gas – LNG) für die entsprechenden LNG-Terminals. Des Weiteren werden auch die Gas-Hub-Preise an den unterschiedlichen Gas-Handelsplattformen ausgewiesen.

Für die Modellierung mittels eTransport wurden die in Tabelle 1 aufgelisteten Gaspreise verwendet. Für Länder, die keine Importe an den Systemgrenzen aufweisen (AT, SI, CH, CZ), wird ihr Verbrauchsbedarf endogen im Modell gedeckt. Somit ist diesbezüglich keine Preissetzung notwendig. Für alle Länder gilt für die Eigenproduktion (EP) ein Einheitspreis von 20 EUR/MWh. Dieser Preis wurde so gewählt, sodass im Modell die EP den Importen vorgezogen wird. Wie hoch der tatsächliche Preis für die EP in den einzelnen Ländern ist, wurde hingegen nicht im

Detail erhoben, da dies für die gegenständliche Untersuchung nur von begrenzter Relevanz ist.

Tabelle 1 In eTransport verwendete Erdgaspreise

EUR/MWh	AT	DE	IT	SK	HU	SI	FR	BeLux	NL	CH	CZ	PL
LTC		25	33	25	30		25	25	25			30
LNG			35				31	24	24			
EP	20											

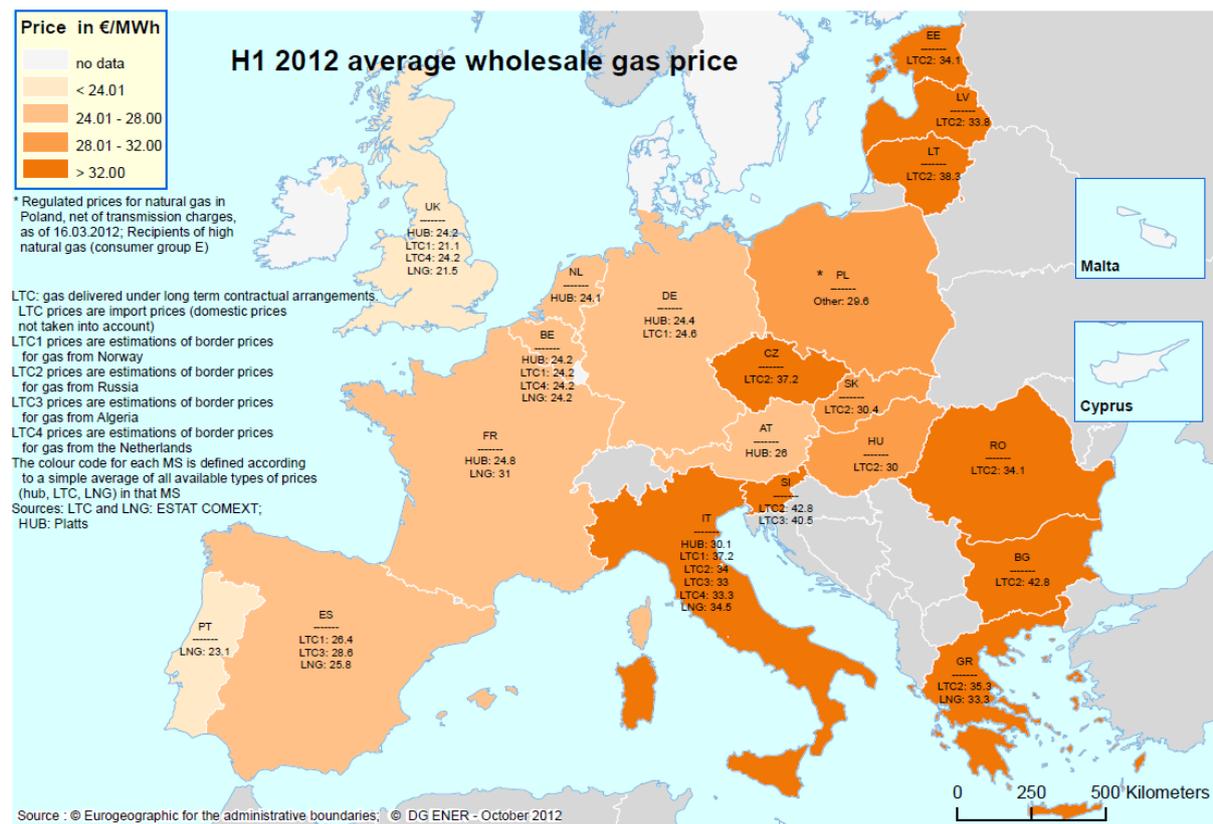


Abbildung 7 Erdgaspreise für "Long Term Contracts" und LNG in Europa (Quelle: DG Ener)

## Erdgasübertragungsnetz- und LNG-Kapazitäten

Als Datenlieferant für die Kapazitäten des europäischen Gasübertragungsnetzes (v.a. der Grenzleitungskapazitäten) und der LNG-Terminals diente die Datenbank des Verbands Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (engl. European Network of Transmission System Operators for Gas – kurz ENTSO-G) [38]. Tabelle 2 zeigt die Grenzleitungskapazitäten für Import und Export zwischen den ausgewählten Ländern in Millionen Normkubikmeter (Nm<sup>3</sup>) Erdgas pro Tag.

Tabelle 2 Grenzkapazitäten für Erdgastransporte zwischen den ausgewählten Ländern (Quelle: [38])

Mill. Nm <sup>3</sup> /Tag	AT-OK	AT-ÜA	AT-TI	AT	DE	IT	SK	HU	SL	FR	BeLux	NL	CH	CZ	PL
AT-OK					13,04										
AT-ÜA					20,54										
AT-TI															
AT						101,34	16,66	11,47	8,05						
DE	9,57	10,14	3,80							103,81	42,48	35,33	52,29	79,64	3,80
IT				17,04					2,49						
SK				143,92										69,87	
HU															
SL															
FR													19,91		
BeLux					23,47					71,43		31,15			
NL					148,98						115,95				
CH						57,04									
CZ					134,13		23,29								0,38
PL					83,17										

Für die detaillierte Modellierung des innerösterreichischen Gasübertragungsnetzes wurden hingegen die im Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) 2013 – 2022 [39] angegebenen Leitungskapazitäten verwendet.

## Speicherkapazitäten (Erdgas)

Die Kenndaten bezüglich der maximalen Erdgasspeicherkapazitäten in Österreich und den ausgewählten europäischen Ländern stammen vom Verband „Gas Infrastructure Europe“ (GIE) [40]. Tabelle 3 zeigt die derzeit existierenden und geplanten Erdgasspeicher in Österreich. In

Tabelle 4 sind die kumulierten Werte für die ausgewählten Länder angegeben.

Tabelle 3 Existierende und geplante Erdgasspeicher in Österreich (Quelle: [40])

Erdgasspeicher AT	Existierend			Geplanter Zubau		
	Kapazität	Ausspeicherung	Einspeicherung	Kapazität	Ausspeicherung	Einspeicherung
	Mill. Nm <sup>3</sup>	Mill. Nm <sup>3</sup> /Tag	Mill. Nm <sup>3</sup> /Tag	Mill. Nm <sup>3</sup>	Mill. Nm <sup>3</sup> /Tag	Mill. Nm <sup>3</sup> /Tag
Schönkirchen/Reyersdorf-Tief	1.725	26,3	15,6	1.600	24,5	17,0
Tallesbrunn	400	3,8	3,0	0	0,0	0,0
Thann	250	3,1	2,8	0	0,0	0,0
Puchkirchen	1.100	12,5	12,5	84	1,2	1,0
Aigelsbrunn	100	1,2	1,2	0	0,0	0,0
Haidach 5	16	0,5	0,5	0	0,0	0,0
Haidach	2.640	26,4	24,0	0	0,0	0,0
7Fields	2.075	25,9	17,3	0	0,0	0,0

Tabelle 4 Existierende und geplante Erdgasspeicher ausgewählter Länder (Quelle: [40])

	Existierend			Geplanter Zubau		
	Kapazität	Ausspeicherung	Einspeicherung	Kapazität	Ausspeicherung	Einspeicherung
	Mill. Nm <sup>3</sup>	Mill. Nm <sup>3</sup> /Tag	Mill. Nm <sup>3</sup> /Tag	Mill. Nm <sup>3</sup>	Mill. Nm <sup>3</sup> /Tag	Mill. Nm <sup>3</sup> /Tag
DE	20.404	376	190	3.440	98	27
IT	14.937	274	133	0	0	0
SK	2.750	34	29	0	0	0
HU	6.130	75	45	0	0	0
SL	0	0	0	0	0	0
FR	12.645	270	150	1.045	59	21
BeLux	709	23	6	50	3	2
NL	5.078	177	40	4.400	59	43
CH	0	0	0	0	0	0
CZ	3.127	52	37	0	0	0
PL	1.630	35	20	1.870	58	30

## 3.2 Zentraleuropäisches Stromübertragungsnetz

Der europäische Strommarkt befindet sich derzeit in einem großen Umbruch. So kommen durch die Vermarktung der Stromerzeugung in einem ‚energy only‘ Markt basierten System - unter den derzeitigen Rahmenbedingungen - v.a. flexible Gaskraftwerke immer weiter in wirtschaftliche Schieflage. Durch den stetig steigenden Zuwachs von volatilen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten wie Photovoltaik (PV) und Windanlagen fehlen jedoch diese flexiblen Kapazitäten im europäischen Stromsystem. Die Analyse der Stabilität bzw. der Versorgungssicherheit des europäischen Übertragungsnetzes wird daher mit einer Projektion der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur und möglichen Übertragungsnetzerweiterungen für das Jahr 2020 und 2030 durchgeführt.

### 3.2.1 Methode

Zur Analyse und Modellierung des europäischen Stromübertragungsnetzes wird ein von der Energy Economics Group entwickeltes Marktmodell verwendet. Dabei handelt es sich um ein kostenminimales Optimierungsmodell. Dieses lineare Optimierungsproblem wurde in MATLAB programmiert und mit einem GUROBI-Solver gelöst. Abbildung 8 zeigt die Struktur des Stromübertragungsnetzmodells.

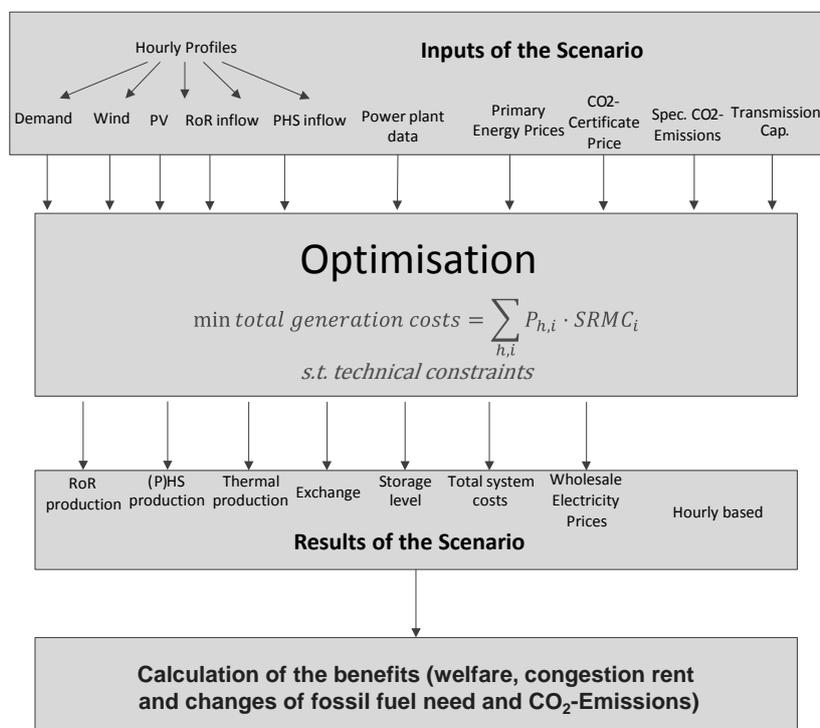


Abbildung 8 Strukturübersicht des Stromübertragungsnetzmodells (Quelle: eigene Darstellung)

Wie schon beim zentraleuropäischen Gasmodell wird Österreich detailliert und die weiteren ausgewählten Länder als Einzelknoten modelliert. Die Lastflüsse zwischen den einzelnen Knoten werden mit Hilfe einer implementierten PTDF-Matrix<sup>6</sup> abgebildet.

### 3.2.2 Datengrundlage

Für die empirische Skalierung des oben erwähnten Modells für das Jahr 2020 und 2030 wurde eine Vielzahl an Eingangsparametern benötigt. Die Wichtigsten werden in Folge dargestellt.

#### Stromverbrauch und -erzeugung

Der jährliche Stromverbrauch und die Erzeugungskapazitäten unterschiedlicher Erzeugungstechnologien für Europa für 2020 und 2030 wurden aus dem ‚Scenario Outlook and Adequacy Forecast‘ des Verbands Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Strom (engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity – kurz ENTSO-E) [41] entnommen und sind in Tabelle 5 und Tabelle 6 dargestellt. Für eine detaillierte geografische Aufteilung der Erzeugungskapazitäten in Österreich wurden ergänzend die Platts-Datenbank [42] und die Ergebnisse interner Recherchen verwendet.

Tabelle 5 Jährlicher Stromverbrauch und Erzeugungskapazitäten für 2020 in Europa (Quelle: [41])

Country	Scenario	Annual demand [TWh]	Load management [TWh]	NCC Thermal [MW]	Nuclear [MW]	Hard Coal [MW]	Hard coal CCS [MW]	Lignite [MW]	Lignite CCS [MW]	Gas [MW]	Gas CCS [MW]	Oil [MW]	Hydro [MW]	Pumping [MW]	Wind Onshore [GW]	Wind Offshore [GW]	Solar [GW]	Other RES [GW]	Other non RES [GW]
AT	EU2020	73.67	0.00	9600.00	0	1700.00	0	0	0	7800	0	100	15800	3800	2.58	0	1.2	1.28	0
BA	EU2020	14.96	0.45	2157.50	0	0.00	0	2157.5	0	0	0	0	951	440	0.35	0	0	0	0
BE	EU2020	95.40	2.63	12358.00	5060	470.00	0	0	0	6828	0	1437	1277	2.59	2.2	4.05	1.71	3.24	0
BG	EU2020	41.75	0.00	8161.70	2000	842.00	0	4177	0	1142.7	0	0	3100	1000	3	0	2.3	0	0
CH	EU2020	69.17	0.11	4005.00	2835	0.00	0	0	0	1170	0	18644	6872	0.53	0	0.6	0.23	0.7	0
CZ	EU2020	69.41	0.00	16710.00	4000	1500.00	0	6600	0	4610	0	2521	1145	0.74	0	2	1.1	0	0
DE	EU2020	562.20	0.00	91826.33	8097	28992.33	0	19217.19	0	32450.68	0	3069.13	12100	7300	60.4	13.5	51.8	8.4	3.33
DK	EU2020	36.36	0.00	7265.00	0	4454.00	0	0	0	2083	0	728	9	0	4.71	2.14	1.25	0.25	0
EE	EU2020	9.67	0.00	2148.00	0	0.00	0	0	0	157	0	1991	4	0	0.4	0.25	0	0.09	0.04
ES	EU2020	292.17	24.09	41009.00	7010	6527.00	0	1012	0	26460	0	20945	6465	34.3	3	12.09	1.85	10.3	0
FI	EU2020	98.30	0.00	11270.00	4250	3510.00	0	800	0	1350	0	1360	3740	0	1.75	0.75	0.01	1.7	2.9
FR	EU2020	489.16	26.28	75951.00	63050	2900.00	0	0	0	7478	0	2523	25200	4300	19	6	13	3.91	4.2
GB	EU2020	326.45	0.00	65400.00	9456	19800.00	0	0	0	35329	0	815	5088	3841.6	12.98	17.1	2.5	4.96	4.9
GR	EU2020	64.57	0.00	8357.30	0	0.00	0	2856	0	5501.3	0	4929	1579	7	0.3	2.4	0.48	0	0
HR	EU2020	21.20	0.00	2500.00	0	700.00	0	0	0	1500	0	300	2200	300	1.2	0	0	0.1	0.2
HU	EU2020	49.20	1.75	8719.20	1892	159.90	0	679	0	5581.3	0	407	66	0	0.75	0	0.06	0.5	0.85
IE	EU2020	30.42	0.02	4886.00	0	847.00	0	0	0	3715	0	324	508	292	3.14	0.55	0	0.21	0.21
IT	EU2020	339.00	26.28	60332.90	0	10585.00	0	0	0	44691.3	0	5056.6	23850.8	5815	12.95	0.65	24.58	5.43	3.98
LT	EU2020	12.43	0.00	1996.00	0	0.00	0	0	0	1808	0	188	1031	760	1	0	0.02	0.42	0.87
LU	EU2020	6.78	0.00	375.00	0	0.00	0	0	0	375	0	0	1320	1000	0.13	0	0.11	0.11	0.09
LV	EU2020	8.80	0.00	995.00	0	0.00	0	0	0	995	0	0	1602	0	0.43	0.2	0.01	0.19	0.12
ME	EU2020	5.00	0.00	210.00	0	0.00	0	210	0	0	0	0	785	0	0.24	0	0	0	0
MK	EU2020	12.29	0.00	945.00	0	0.00	0	485	0	460	0	0	1704.11	0	0.18	0	0.03	0.02	0.07
NL	EU2020	9.76	0.00	1689.00	0	348.00	0	0	0	989	0	352	0	0	1.12	0.2	0	0.14	0.01
NL	EU2020	131.75	8.76	22796.00	484	7523.00	0	0	0	14789	0	0	203	0	6	5.18	0.72	0.64	6.2
NO	EU2020	133.88	0.00	855.00	0	0.00	0	0	0	855	0	0	37900	700	2.75	0	0	0	0
PL	EU2020	177.00	0.00	19191.00	0	7991.00	0	7410	0	3790	0	0	2556	1488	6.15	0.5	0	0	10.38
PT	EU2020	50.09	0.00	6171.00	0	576.00	0	0	0	5595	0	0	6240	3950	5.3	0	0.55	0.81	1.51
RO	EU2020	68.14	0.00	12802.74	2625	1980.74	0	3884.1	0	4312.9	0	8279.37	970	4	0	0.26	0.57	0	0
RS	EU2020	44.16	1.32	5969.00	0	0.00	0	5519	0	450	0	0	3499	560	0.45	0	0.01	0	0
SE	EU2020	151.09	1.33	10973.00	10113	0.00	0	0	0	0	0	860	16203	0	6.15	0.16	0	4.78	0.81
SI	EU2020	14.64	0.00	2350.00	696	45.00	0	850	0	589	0	170	1939	583	0.12	0	0.55	0.1	0.24
SK	EU2020	30.60	0.00	4551.00	2880	200.00	0	241	0	1230	0	0	1764	916	0.15	0	0.55	0.26	1.03

<sup>6</sup> Mit Hilfe der Power Transfer Distribution Factor (PTDF) Matrix werden die Wirkleistungsflüsse sowie eventuell auftretende Ringflüsse auf den einzelnen Leitungen im vermaschten Stromübertragungsnetz bestimmt.

Tabelle 6 Jährlicher Stromverbrauch und Erzeugungskapazitäten für 2030 in Europa (Quelle: [41])

Country	Scenario	Annual demand [TWh]	NCC Thermal [MW]	Nuclear [MW]	Hard Coal [MW]	Hard coal CCS [MW]	Lignite [MW]	Lignite CCS [MW]	Gas [MW]	Gas CCS [MW]	Oil [MW]	Hydro [MW]	Pumping [MW]	Wind Onshore [GW]	Wind Offshore [GW]	Solar [GW]	Other RES [GW]	Other non-RES [GW]
AT	EU2030	91,81	9500,00	0	1212,22	0	0	0	7961,96	0	100	18820,69	4285	5,5	0	3,5	1,75	0
BA	EU2031	17,95	2530,60	0	0,00	0	2157,5	0	373,1	0	0	1111	600	0,64	0	0	0	0
BE	EU2032	104,80	12352,00	0	0,00	0	0	0	12352	0	2022	1862	4,54	4	5,74	2,29	3,24	0
BG	EU2033	34,04	9223,00	2000	800,00	0	4300	0	2123	0	3400	1000	4	0	3,5	0,25	0	0
CH	EU2034	78,60	2335,00	1165	0,00	0	0	0	1170	0	18644	6872	0,9	0	3	1,3	0,7	0
CZ	EU2035	82,09	19510,00	7600	1500,00	0	5800	0	4610	0	3491	2125	0,74	0	2	1,1	0	0
DE	EU2036	635,24	78255,43	0	22631,13	0	13165,19	0	41261,98	0	1197,13	15950	10850	61,4	23,6	68,8	11,1	3,32
DK	EU2037	44,82	5910,00	0	2678,00	0	0	0	3232	0	9	0	5,92	4,54	3,43	0,26	0	0
EE	EU2038	13,19	2123,00	0	0,00	0	0	0	723	0	1400	20	0	0,65	0,25	0,1	0,4	0,04
ES	EU2039	397,83	51328,00	7070	2180,00	308	0	0	41770	0	25100	10615	47	2	37	5,3	12,21	0
FI	EU2040	104,40	12775,00	6490	2525,00	0	700	0	1700	0	1360	3740	0	2,55	2,35	0,04	2,55	1,95
FR	EU2041	516,30	57970,00	40000	1740,00	0	0	0	12480	0	3750	28200	6300	28	12	30	9,3	4,2
GB	EU2042	357,02	63803,00	13910	5818,00	4284	0	0	38005	1180	606	5268	3841,6	18,06	36,81	5,8	7,77	5,71
GR	EU2043	87,02	11493,30	0	0,00	0	2856	0	8637,3	0	4626	1579	7,5	0,3	5,3	0,65	0	0
HR	EU2044	24,00	3100,00	0	1200,00	0	0	0	1700	0	200	3000	300	1,5	0	0,2	0,2	0,3
HU	EU2045	51,60	9832,00	4152	110,00	0	0	0	5163	0	407	100	0	1	0	0,2	1,04	0,72
IE	EU2046	33,34	6343,00	0	0,00	0	0	0	5943	0	400	800	584	5,15	0,55	0,05	0,55	0,21
IT	EU2047	460,92	63235,90	0	11375,00	0	0	0	46804,3	0	5056,6	24760,8	5815	21,1	1	48,9	10,57	2,79
LT	EU2048	17,80	3675,00	1350	0,00	0	0	0	2137	0	188	1483	1140	1	0	0,02	0,44	1,09
LU	EU2049	7,33	375,00	0	0,00	0	0	0	375	0	0	1344	1000	0,2	0	0,12	0,06	0,12
LV	EU2050	9,20	995,00	0	0,00	0	0	0	995	0	0	1602	0	0,59	0,89	0,02	0,36	0,27
ME	EU2051	5,97	480,00	0	0,00	0	480	0	0	0	0	900	0	0,3	0	0,02	0	0
MK	EU2052	14,53	945,00	0	0,00	0	485	0	460	0	1704,11	0	0,36	0	0,04	0,02	0,07	0
NI	EU2053	12,55	2120,00	0	0,00	0	0	0	1659	0	461	0	0	1,33	0,9	0	0,34	0,01
NL	EU2054	163,01	21242,00	0	5214,00	0	0	0	16028	0	0	203	0	6	6	8	1	6,2
NO	EU2055	148,00	855,00	0	0,00	0	0	0	855	0	38600	700	5	0	0	0	0	0
PL	EU2056	215,00	29067,00	6000	4120,00	0	11817	0	7130	0	2656	1488	7,3	2,7	1	0	5,6	0
PT	EU2057	63,36	4605,00	0	0,00	0	0	0	4605	0	7454	5050	6,4	0	0,75	0,94	1,74	0
RO	EU2058	83,56	12791,74	2625	1898,74	0	2568,1	0	5699,9	0	7796,02	970	5,5	0	0,65	0,5	0	0
RS	EU2059	48,69	4749,00	0	0,00	0	4299	0	450	0	5281	2182	1	0	0,01	0	0	0
SE	EU2060	157,95	10612,00	9952	0,00	0	0	0	0	660	16203	0	10	1,1	1	5,3	0,01	0
SI	EU2061	19,99	3457,00	1796	159,00	0	545	0	787	0	170	1999	583	0,24	0	1,12	0	0
SK	EU2062	35,63	4951,00	2880	200,00	0	241	0	1630	0	0	1890	916	0,45	0	0,72	0,44	0,97

## Brennstoff-, Betriebskosten und CO2-Preise

Abschätzungen für zukünftige Brennstoffpreise (Uran, Braunkohle, Steinkohle, Gas und Ölprodukte), Betriebskosten und CO2-Preise wurden aus dem ‚World Energy Outlook‘ [43] und den ‚Primes Energy Trends‘ [44] entnommen. Tabelle 7 zeigt die angenommenen Werte.

Tabelle 7 Angenommene Brennstoff-, Betriebs- und CO2-Kosten für 2020 und 2030 (Quelle: [43], [44])

Variable cost components (EUR/MWh)	Fuel Type	2020		2030	
		Fuel Cost	O&M Cost	Fuel Cost	O&M Cost
	Nuclear	1,3572	6	1,3572	6
	Lignite	1,584	3,3	1,584	3,3
	Hard coal	10,08	3,3	7,956	3,3
	Gas	28,764	1,5	28,476	1,5
	Mixed oil/gas	60,228	5	35,568	5
	Light oil	60,228	5	60,228	5
CO2 prices (EUR/ton)		10		35	

## Übertragungsnetz

Für das europäische Stromübertragungsnetzmodell wurde bezüglich der Länderknoten die NTC-Matrix (engl. Net Transfer Capacity) aus der ENTSO-E Datenbank [45] verwendet. Die detaillierte österreichische Übertragungsnetzanalyse erfolgte mit abgeschätzten Leitwerten der einzelnen Leitungsabschnitte. Eine grafische Darstellung der Übertragungsnetztopografie mit den zugehörigen PTDF-

Matrix-Werten findet sich in Abbildung 9. Der zukünftige Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes wird gemäß dem ‚Ten-Year Network Development Plan‘ [46] des ENTSO-E und der PCI<sup>7</sup>-Liste [47] der Europäischen Kommission übernommen.

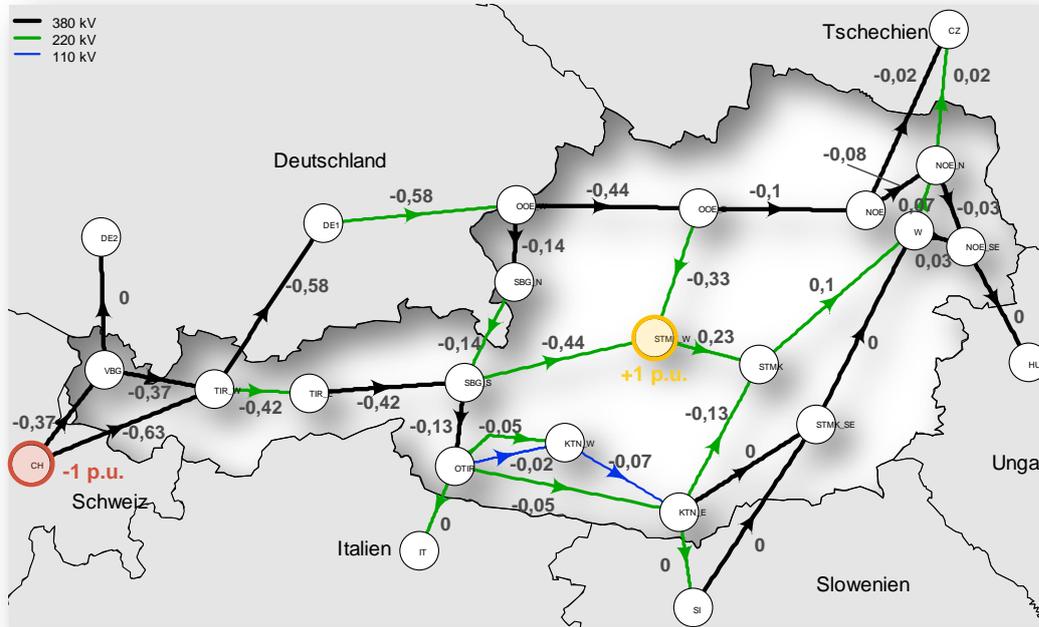


Abbildung 9 Grafische Darstellung der detaillierten Übertragungsnetzanalyse (Strom) samt PTDF-Werten für Österreich (Quelle: eigene Berechnungen)

<sup>7</sup> PCI = Projects of Common Interest

## 4 Szenarien und Analyse

### 4.1 Zentraleuropäisches Gasübertragungsnetz

Österreich spielt mit dem Gas-Hub Baumgarten eine zentrale Rolle in der europäischen Gasversorgungsverteilung, vor allem durch Gasimporte aus Russland und deren Weiterleitung nach West- und Südeuropa. Wie hoch diese Abhängigkeit von Russland für Österreich bzw. von anderen Gasversorgungsregionen für die ausgewählten Länder in Zentraleuropa ist, soll die folgende Szenarienanalyse zeigen. Aufbauend darauf werden dann die Einflüsse von geplanten Erhöhungen der Speicherkapazität, der LNG-Terminalkapazität und des Bau der South-Stream-Pipeline und deren Auswirkungen auf die Versorgungsabhängigkeit gezeigt.

#### 4.1.1 Betrachtete Szenarien

Folgende Szenarien wurden entwickelt und Fälle betrachtet, um die österr. Abhängigkeit von Gasimporten zu analysieren:

#### Szenarienbündel (A): Abhängigkeit Österreichs von Gasimporten über den Gas-Hub Baumgarten

Es wird der Fall betrachtet, dass Österreich nur über den Gas-Hub Baumgarten mit Gas versorgt wird. In den betrachteten Szenarien würden Gaslieferungen während des 1. Halbjahr unterbrochen werden. Es würde auch keine Importe oder Exporte mit den Nachbarländern geben. Österreich würde das 1. Halbjahr sozusagen eine Insel darstellen und die Gaslieferungen über den Gas-Hub Baumgarten erst nach 6 Monaten (zu Beginn des 2. Halbjahres) wieder aufgenommen werden. Folgende Fallbeispiele werden in diesem Szenario untersucht:

1. Status Quo,
2. Einbindung der Speicher 7 Fields und Haidach in das österr. Gasversorgungsgebiet,
3. Verringerung des Gasverbrauchs in den ersten 3 Monaten der Lieferunterbrechung um 5%, 10% und 30%.

#### Szenarienbündel (B): Abhängigkeit der Gasversorgung aus unterschiedlichen Gasversorgungsregionen für ausgewählte Länder in Zentral- und Westeuropa

Es wird der Fall betrachtet, dass das zentraleuropäische Gasübertragungsnetz an seinen Systemgrenzen vorwiegend durch folgende drei Gaslieferregionen/-optionen versorgt wird:

1. Gas aus Russland,
2. Gas aus der Nordseeregion und
3. Gas aus Nordafrika und mittels LNG-Terminals.

In diesem Szenario wird gezeigt, wie hoch die Abhängigkeit der ausgewählten Länder von den unterschiedlichen Gasversorgungsregionen/-optionen ist und wie groß die daraus folgende Unterversorgung mit Gas ist.

## Szenarienbündel (C): Ausbau von Speicherkapazitäten und LNG Terminals, Realisierung transnationaler Pipelineprojekte (bis 2020)

Es werden unterschiedliche Ausbauszenarien betrachtet, sowohl hinsichtlich des geplanten Ausbaus bzw. Neubaus von Speicherkapazitäten wie zusätzlichen LNG-Terminals. Weiters werden geplante transnationale Pipelineprojekte in der Analyse berücksichtigt. Folgende Ausbauszenarien werden angenommen:

1. Ausbau der Speicherkapazitäten in DE, IT, FR, BE, NL, CZ und PL,
2. Ausbau der LNG-Terminals in FR, IT und PL,
3. Ermöglichung der Bi-Direktionalität der Schweizleitung,
4. Errichtung der Trans Adriatic Pipeline (TAP),
5. Errichtung der South Stream Pipeline mit Ende in Italien.

Wie in Szenariobündel (B) werden auch in (C) die Abhängigkeiten auf die derzeitigen Gasversorgungsregionen/-optionen analysiert.

### 4.1.2 Analyse

Zur Verifizierung des entwickelten Gasübertragungsnetzmodells und der verwendeten Datengrundlagen wurden die modellierten Exporte und Importe der Länder zunächst mit historischen Export- und Importwerten aus [34] verglichen. Abbildung 10 zeigt den grafischen Vergleich der Importe, Exporte und der Saldi der ausgewählten Länder.

Aus diesem Vergleich der Modellergebnisse mit den IEA-Werten lässt sich erkennen, dass das verwendete Modell die tatsächlichen Verhältnisse gut abbildet und es nur zu geringen Abweichungen kommt. So ergibt sich etwa durch die Vorgabe von unterschiedlichen Gaspreisniveaus in den verschiedenen Ländern in der Modellierung eine Verschiebung der Import- und der daraus folgende Exportsituation von Tschechien und Polen in die Slowakei. Eine Import/Export Verschiebung zwischen Deutschland und den Niederlanden ergibt sich durch die Annahme des gleichen Preisniveaus. Bis auf diese beiden kleineren Modellabweichungen weist das Modell im Vergleich zu den historischen Import-Export-Saldi eine hohe Genauigkeit auf.

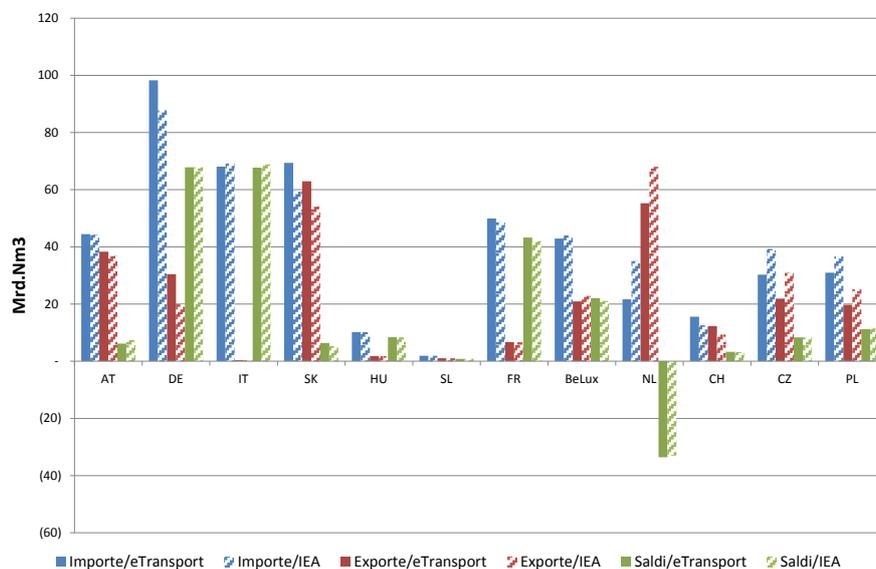


Abbildung 10 Vergleich der Import-Export-Bilanz der eTransport Modellergebnisse mit durchschnittlichen IEA Werten (Quelle: eigene Darstellung)

## (A) Abhängigkeit Österreichs von Gasimporten über den Gas-Hub Baumgarten

Wie bereits oben beschrieben wird in diesem Szenario Österreich nur über den Gas-Hub Baumgarten versorgt und die Gasversorgung zu Beginn des Jahres für 6 Monate unterbrochen. Zu diesem Zeitpunkt sind die österr. Gasspeicher noch zur Hälfte gefüllt. Die Speicher Haidach und 7 Fields sind im ersten Fall noch nicht in das österr. Gasübertragungsnetz integriert. In diesem Fall würde ohne Lastreduktion nach ca. 100 Tagen eine Unterversorgung in Österreich auftreten. Bei Einbindung der Speicher Haidach und 7 Fields in das österr. Gasübertragungsnetz würde während der 6-monatigen Unterbrechung der Gasversorgung hingegen keine Unterversorgung auftreten<sup>8</sup>. Diese zwei sehr großen Speicher sind somit

<sup>8</sup> Diese Speicher sind in das Erdgasnetz in Deutschland integriert. Falls die gespeicherten Erdgasmengen zur Sicherstellung der Erdgasversorgung in Österreich verwendet werden müssen, können diese klarerweise nicht

systemrelevant für die Erdgasversorgungssicherheit von Österreich. Durch eine Lastreduktion über die Zeitdauer der Versorgungsunterbrechung kann die Dauer der Unterversorgung verkürzt bzw. beseitigt werden (siehe Tabelle 8). Insbesondere bietet sich das Abschalten von Industriebetrieben sowie von Kraftwerken an, wenn bei letztgenannten ein Umstieg auf andere Brennstoffe („fuel switch“) möglich ist. Laut Verantwortlichen<sup>9</sup> der e-control gibt es keinen detaillierten, vordefinierten Notfallplan für gesteuerte Erdgaslastreduktionen. Die entsprechenden Maßnahmen würden vielmehr, entsprechend den gesetzlichen Bestimmungen, ad hoc festgelegt und angeordnet werden.

Grundsätzlich würden bei einem Druckabfall im Erdgasnetz durch eine Versorgungsunterbrechung - aus physikalischen Gründen – ohnehin zunächst die Kundenanlagen der größten Gasverbraucher ausfallen bzw. von dem Druckabfall am stärksten betroffen sein. Einfache Kundenanlagen in Haushalten (Gasthermen) würden – auch bei merkbarem Druckabfall - hingegen noch immer funktionieren, wenn auch mit geringerer Leistung.

Tabelle 8 Unterversorgung bei ausschließlicher Abhängigkeit vom Gas-Hub Baumgarten für unterschiedliche Fallbeispiele (Quelle: eigene Berechnungen)

Fallbeispiel	Unterversorgung ab Kalendertag	Fehlende Gaslieferung (Mio.Nm3/Jahr)
Status Quo	100	978
Speichereinbindung	0	0
5% Lastreduktion	111	589
10% Lastreduktion	122	451
30% Lastreduktion	0	0

## (B) Abhängigkeit der Gasversorgung aus unterschiedlichen Gasversorgungsregionen für ausgewählte Länder in Zentral- und Westeuropa

Um zu zeigen, wie hoch die Abhängigkeit der ausgewählten Länder von unterschiedlichen Gasversorgungsregionen/-optionen ist, werden für die Analyse im Szenario (B) die „Zuleitungen“ der drei in Kapitel 4.1.1 aufgelisteten Gasversorgungsregionen/-optionen an den Systemgrenzen des Gasübertragungsmodells nacheinander „gekappt“. Die Gasversorgung erfolgt dann über die zwei verbleibenden Gasversorgungsregionen/-optionen und die technischen Kapazitäten

zugleich nach Deutschland geliefert werden. Deutsche Kunden wären in diesem Fall von einem Lieferausfall entsprechend stärker betroffen.

<sup>9</sup> Workshop bei der e-control am 03.09.2013

der Grenzleitungen bilden die Beschränkung der Energieflüsse zwischen den Ländern.

Abbildung 11 zeigt die jährliche Unterversorgung für diese Szenarien, bezogen auf den jeweiligen Jahresverbrauch. Die Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen betrifft vor allem die östlichen Länder in Zentraleuropa, allen voran Polen. Österreich kann durch die hohen Transportkapazitäten der Trans-Austria-Gasleitung (TAG) mit ca. 108 Mio. Nm<sup>3</sup>/Tag aus Italien und durch die West-Austria-Gasleitung (WAG) mit ca. 22 Mio. Nm<sup>3</sup>/Tag aus Deutschland weiter ausreichend versorgt werden. Die Unterversorgung bleibt mit unter 3% minimal. Eine höhere Abhängigkeit der Gasversorgung aus der Nordsee gibt es im Gasmodell für die nordwestlichen Länder und auch bezüglich der prozentuellen Unterversorgung aller Länder. Österreichs Unterversorgung liegt aber auch in diesem Fallbeispiel unter 3%. Mit ca. 137 Mio. Nm<sup>3</sup>/Tag Einspeisekapazität am Gas-Hub Baumgarten und den russischen Gaslieferungen ist die österr. Abhängigkeit vom Gas aus der Nordsee gering.

Im dritten Fallbeispiel gibt es keine Gasversorgung von Nordafrika und aller LNG-Terminals in Europa. In diesem Fall sind die Auswirkungen nur auf Italien beschränkt. Dies spiegelt die hohe Abhängigkeit Italiens von dieser Gasversorgungsregion wieder.

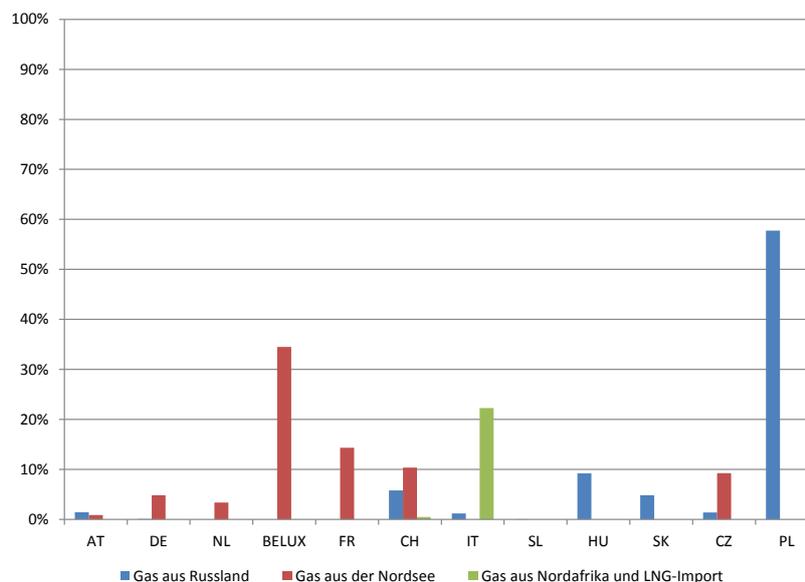


Abbildung 11 Prozentueller Anteil der Unterversorgung bezogen auf den Gasverbrauch pro Jahr bei einer kompletten Unterbrechung von unterschiedlichen Gasversorgungsregionen für ausgewählte Länder in Zentral- und Westeuropa– Szenariobündel B (Quelle: eigene Berechnungen)

## (C) Ausbau von Speicherkapazitäten und LNG Terminals, Realisierung transnationaler Pipelineprojekte (bis 2020)

Durch den Ausbau von Speicherkapazitäten und LNG Terminals sowie die Realisierung transnationaler Pipelineprojekte (z.B. South Stream Pipeline) bis 2020 kann die Abhängigkeit der ausgewählten Länder von den unterschiedlichen Gasversorgungsregionen/-optionen weiter reduziert werden. Abbildung 12 zeigt die Veränderungen im Vergleich zum Szenariobündel B.

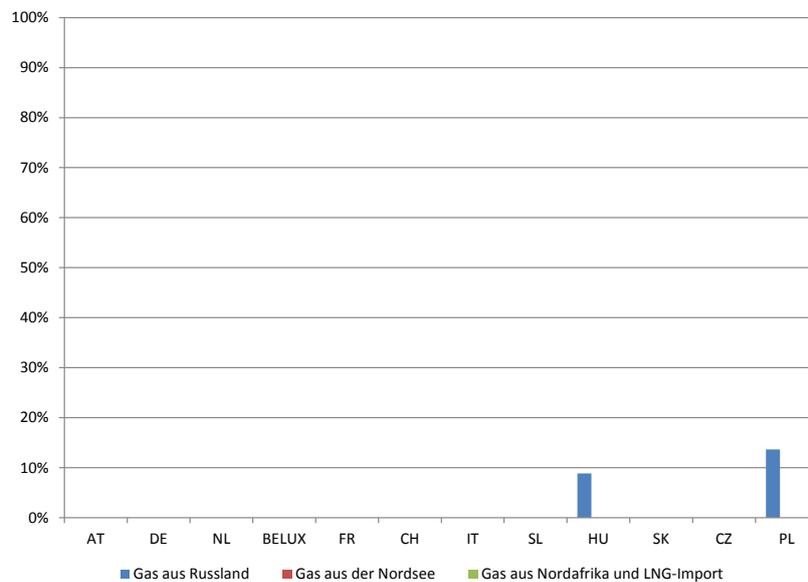


Abbildung 12 Prozentueller Anteil der Unterversorgung bezogen auf den Gasverbrauch pro Jahr bei einer kompletten Unterbrechung von unterschiedlichen Gasversorgungsregionen für ausgewählte Länder in Zentral- und Westeuropa nach Ausbau von Speicherkapazitäten und LNG-Terminals und Realisierung von transnationalen Pipelineprojekten – Szenariobündel C (Quelle: eigene Berechnungen)

## 4.2 Zentraleuropäisches Stromübertragungsnetz

In Österreich ist der „Lückenschluß“ des 380kV-Rings eines der primären Ziele des Übertragungsnetzbetreibers ‚Austrian Power Grids‘ (APG) [46] (siehe Abbildung 13). Die folgenden Szenarien und Analysen zeigen den Einfluss unterschiedlicher Ausbaustufen des österr. Übertragungsnetzes auf die Auslastung des Höchstspannungsnetzes und die Versorgungssicherheit.

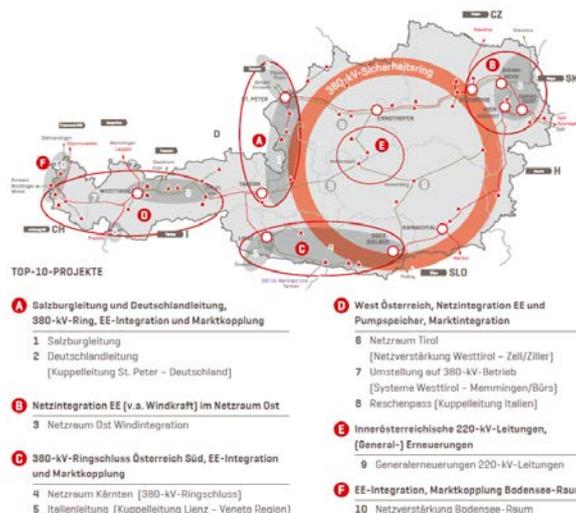


Abbildung 13 Die Top-10-Projekte des APG-Masterplans 2030 und der 380-kV-Ring (Quelle: APG)

### 4.2.1 Szenarien

Der Status Quo des österr. Übertragungsnetzes wurde in einem ersten Schritt nicht im Detail modelliert. Abbildung 14 zeigt jedoch jene Leitungsabschnitte, die im Jahr 2011 notorisch mittels Engpassmanagement betrieben werden mussten. Ausgehend von der Situation in 2011 und dem APG Masterplan wurden folgende 5 Szenarien definiert<sup>10</sup>:

**(A) 380kV-Salzburgleitung bis 2020 NICHT fertiggestellt**

Die derzeit bestehende 220kV Leitung zwischen Salzburg (Modellknoten 4) und Tauern (Modellknoten 3) wird im Jahr 2020 noch immer mit 220kV betrieben.

**(B) 380kV-Salzburgleitung bis 2020 fertiggestellt**

Leitung zwischen Salzburg und Tauern ist im Jahr 2020 auf 380kV ausgebaut.

**(C) 380kV-Salzburgleitung fertiggestellt und zusätzliche Versorgungs-sicherheitsmaßnahmen bis 2030**

<sup>10</sup> Die hier entwickelten Szenarien wurden aus den APG Masterplan Top-Projekten 1, 4 und 5 abgeleitet [46].

Zusätzlich werden Netzwerktechnologien wie FACTS<sup>11</sup> und DLR<sup>12</sup> im österr. Übertragungsnetz bis zum Jahr 2030 implementiert. Diese Maßnahmen erhöhen die Belastbarkeit des Übertragungsnetzes und somit auch die Versorgungssicherheit.

## (D) 380kV-Kärntenleitung bis 2030

Ausbau der 220kV Leitung zwischen Lienz (Modellknoten 13) und Obersillach (Modellknoten 11) auf 380kV bis zum Jahr 2030. FACTS und DLR sind nicht implementiert.

## (E) 380kV-Kärntenleitung und 380kV-Italienleitung bis 2030

Ausbau der 220kV Leitung zwischen Lienz (Modellknoten 13) und Obersillach (Modellknoten 11) und zwischen Lienz (Modellknoten 13) und Italien (Modellknoten 23) auf 380kV<sup>13</sup> bis zum Jahr 2030. FACTS und DLR sind nicht implementiert.

In weiterer Folge werden die oben beschriebenen Szenarien für die Jahre 2020 und 2030 (siehe Datenlage Kapitel 3.2.2) analysiert.

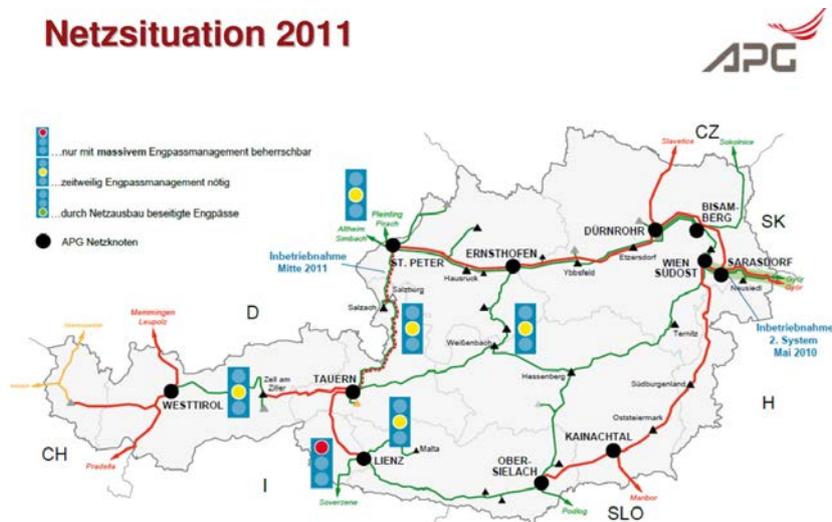


Abbildung 14 Ampelsystemdarstellung der Netzsituation 2011 des APG Übertragungsnetzes (Quelle: APG)

<sup>11</sup> FACTS = Flexible AC Transmission System

<sup>12</sup> DLR = Dynamic Line Rating

<sup>13</sup> Klarerweise muss hier auch das italienische Übertragungsnetz bis zum nächsten 380kV Knoten ausgebaut werden.

## 4.2.2 Analyse

### (A) – 380kV-Salzburgleitung bis 2020 NICHT fertiggestellt

Basierend auf der Datengrundlage für das Jahr 2020 ergibt sich aus dem Modell der in Abbildung 15 gezeigte Kraftwerkseinsatz mit den zugehörigen österr. Im- und Exporten mit den Nachbarländern. Abbildung 16 (oben) zeigt die durchschnittliche Netzauslastung des österr. Übertragungsnetzes für die 168 Höchstlaststunden im Jahr. In Abbildung 16 (unten) wird die Belastungskennlinie der 220KV Salzburgleitung für ein ganzes Jahr dargestellt. Folglich ergibt sich im Szenario (A) eine ähnliche Netzsituation wie in Abbildung 14.

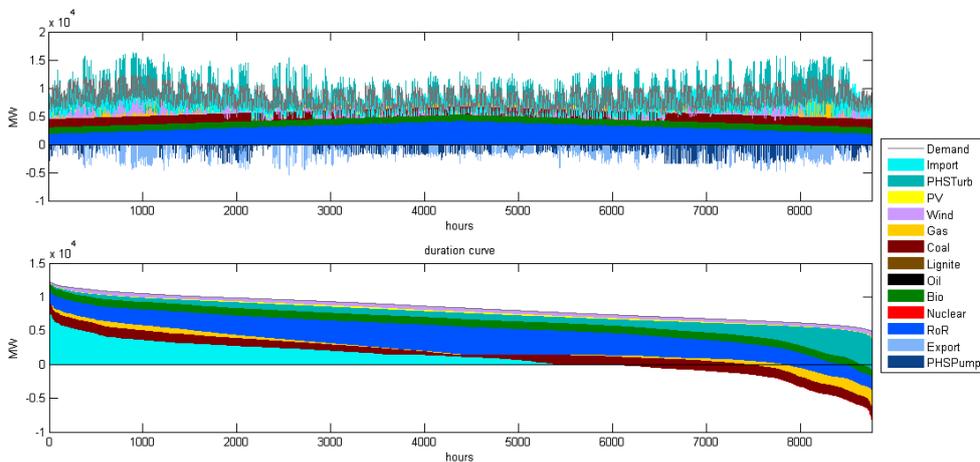


Abbildung 15 Kraftwerkseinsatz, Importe und Exporte des österr. Stromsystems ohne 380kV Salzburgleitungsausbau im Jahr 2020 (Quelle: eigene Darstellung)

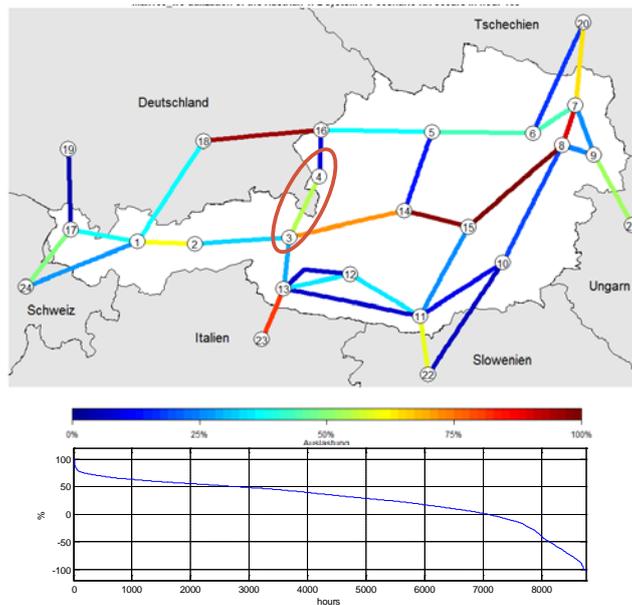


Abbildung 16 Durchschnittliche Netzauslastung des österr. Übertragungsnetzes und Belastungskennlinie der 220kV Salzburgleitung im Jahr 2020 (Quelle: eigene Darstellung)

## (B) - 380kV-Salzburgleitung bis 2020 fertiggestellt

Abbildung 17 zeigt in der oberen Grafik die durchschnittliche Netzauslastung des österr. Übertragungsnetzes für die 168 Höchstlaststunden bei Fertigstellung der 380kV Salzburgleitung bis zum Jahr 2020. In der unteren Grafik wird die Jahresbelastungskennlinie dargestellt. Wie an der farblichen Änderung der Netzgrafik und der Höhe der Belastungskennlinie eindeutig zu erkennen ist, hat sich die Netzauslastung deutlich reduziert.

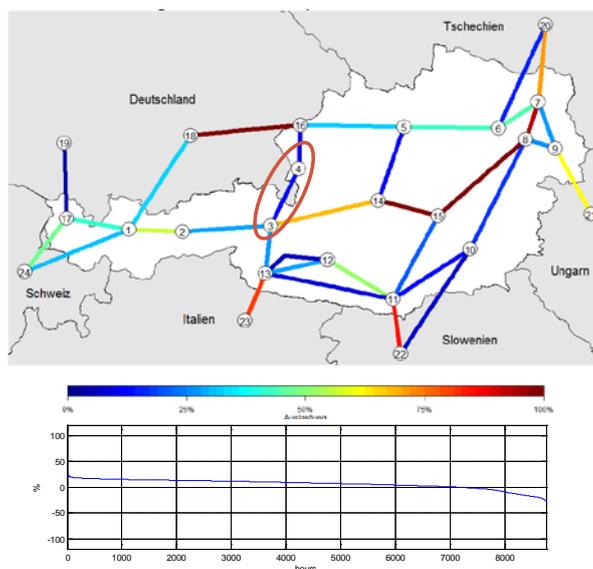


Abbildung 17 Durchschnittliche Netzauslastung des österr. Übertragungsnetzes und Belastungskennlinie der 380kV Salzburgleitung im Jahr 2020

Es wird weiters angenommen, dass sich die Im- und Exportstrommenge in den unterschiedlichen Szenarien nicht ändern. In Tabelle 9 wird der Pumpverbrauch der Pumpspeicherkraftwerke (engl. Pumped Hydro Storage, kurz PHS), die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (Wind, PV, Wasserkraft, Biomasse, PHS Turbinenbetrieb) und die konventionelle thermische Erzeugung in den 2 Szenarien (A) und (B) ausgewiesen und verglichen. Durch den Ausbau der Salzburgleitung auf 380kV erhöht sich der Einsatz des PHS Pump- und Turbinenbetriebs. Durch den höheren Pumpverbrauch der PHS erhöht sich aber auch die resultierende erneuerbare Erzeugung der PHS. Eine Reduktion der konventionell thermischen Erzeugung ist somit die Folge.

Tabelle 9 Übersicht über Pumpspeicherverbrauch, Erzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen und konventionelle thermische Erzeugung (Quelle: eigene Berechnungen)

Szenario	(A)	(B)	Differenz
PHS Verbrauch (GWh)	2.881	2.919	+38
Erneuerbare Erzeugung (GWh)	26.956	26.985	+29
Thermische Erzeugung (GWh)	14.324	14.311	-13

### (C) - 380kV-Salzburgleitung fertiggestellt und zusätzliche Versorgungs-sicherheitsmaßnahmen bis 2030

Durch die zusätzliche Implementierung der Netzwerktechnologien FACTS und DLR in das österr. Übertragungsnetz bis 2030 und die Erweiterung der Grenzleitungs-kapazitäten gemäß [46] und [47] wird die angespannte Netz-situation deutlich entlastet. Abbildung 18 zeigt die veränderte Netzbelastungssituation im Jahr 2030. Eine Verringerung der österr. Übertragungsnetzbelastung ist durch die genannten Maßnahmen klar ersichtlich und erhöht die Netzstabilität in der gesamten APG Regelzone.

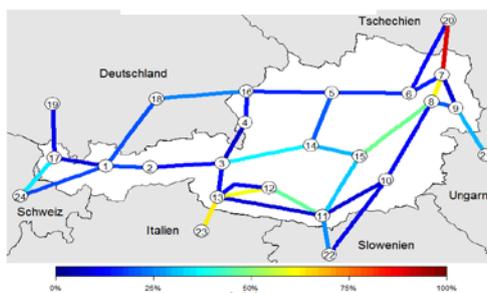


Abbildung 18 Durchschnittliche Netzauslastung des österr. Übertragungsnetzes im Jahr 2030 mit FACTS und DLR (Quelle: eigene Darstellung)

## (D) – 380kV-Kärntenleitung bis 2030

Im Szenario (D) liegt der Fokus der Erhöhung der Netzsicherheit vorrangig auf dem Ziel des „Lückenschlusses“ des „380kV-Rings“ in Kärnten. Die Netzwerktechnologien FACTS und DLR werden nicht implementiert, somit ergibt sich eine Netzbelastung wie in Abbildung 19 dargestellt. Im Vergleich mit den FACTS und DLR Maßnahmen aus Szenario (C) wird die 110kV Kärntenleitung (Modellknoten 13-12-11) stärker entlastet. Andererseits erhöht sich auch der Energieaustausch über die Italienleitung (Modellknoten 13-23).

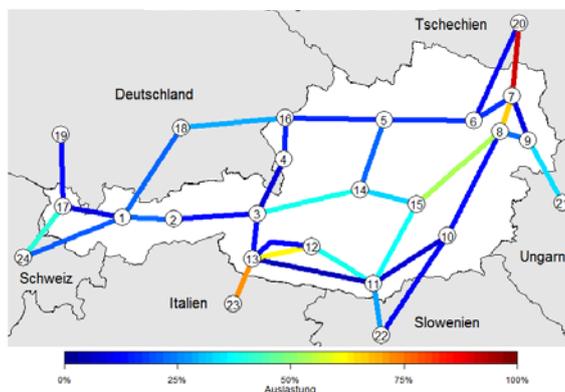


Abbildung 19 Durchschnittliche Netzauslastung des österr. Übertragungsnetzes im Jahr 2030 mit 380kV Kärntenleitung (Quelle: eigene Darstellung)

## (E) – 380kV-Kärntenleitung und 380kV-Italienleitung bis 2030

Wird zusätzlich die Italienleitung auf 380kV ausgebaut, so führt das zu einer Erhöhung der Leitungsbelastung vor allem im Bereich Osttirol und Kärnten (siehe Abbildung 20). Besonders die PHS im Maltatal (Modellknoten 12) werden durch den erhöhten Energieaustausch mit Italien weiter belastet. Abbildung 21 zeigt die durchschnittliche monatliche Auslastung der österr. Übertragungsnetzes für die Szenarien (C), (D) und (E). Dabei ist, wie bereits oben erwähnt, die gesamte Netzbelastung in Szenario (E) am höchsten. Dieses Ergebnis zeigt anschaulich die Interaktion des österr. Übertragungsnetzes mit den europäischen Nachbarländern und den erhöhten Energieaustausch zwischen unterschiedlichen Strommarktzone durch Erweiterung der Grenzleitungskapazitäten.

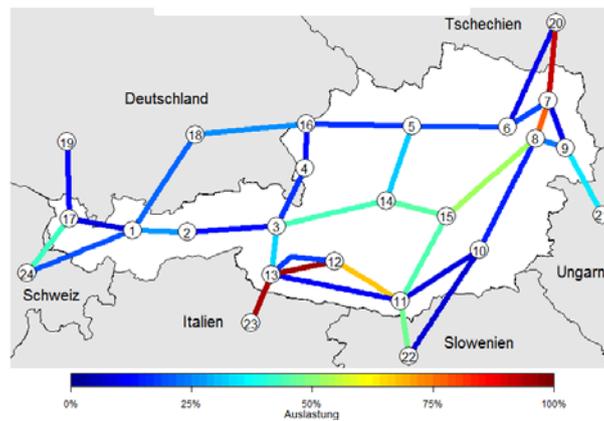


Abbildung 20 Durchschnittliche Netzauslastung des österr. Übertragungsnetzes im Jahr 2030 mit 380kV Kärnten- und Italienleitung (Quelle: eigene Darstellung)

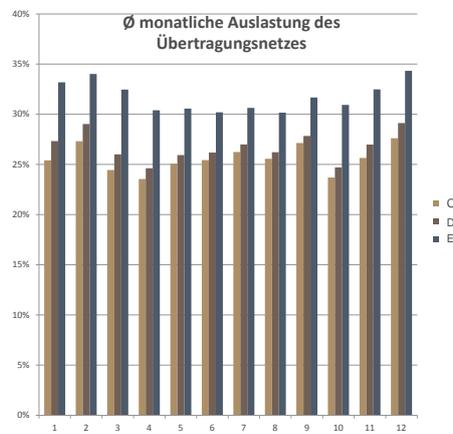


Abbildung 21 Vergleich der durchschnittlichen monatlichen Auslastung des österreichischen Übertragungsnetzes in 2030 für Szenario C,D,E (Quelle: eigene Darstellung)

## 5 Schlussfolgerungen

Die durchgeführten Analyse zeigen anschaulich, wie durch eine Erhöhung der Erdgasspeicherkapazitäten die Abhängigkeit von Gasimporten, v.a. aus Russland, erheblich reduziert werden kann.

Dies betrifft jedoch nur kurzfristige Versorgungsengpässe und ist für eine langfristige Reduktion der Abhängigkeit keine endgültige Option. Daher sind weitere Maßnahmen wie z.B. der Ausbau von LNG-Terminals und die Sicherstellung der Gasversorgung aus der Nordsee umzusetzen. Ein Ausbau von LNG-Terminals eröffnet auch die Option, weitere Märkte zu erschließen, um den Markteintritt von unkonventionellem Erdgas (z.B. Schiefergas aus den USA) oder Erdgas aus dem arabischen Raum zu ermöglichen. Somit kann sich die Abhängigkeit nicht nur von den derzeitigen Lieferländern, sondern auch von den Transitländern der pipelinegebundenen Erdgasversorgung verringern.

In weiterer Folge könnten durch die Erhöhung des Wettbewerbs auf den Gasmärkten die Gaspreise auch zukünftig weiter sinken. Dies erhöht auch die Versorgungssicherheit im Strommarkt, da zukünftig benötigte Ausgleichsenergie zur Sicherung der Netzstabilität durch flexible Gaskraftwerke geliefert werden kann. Ein zukünftig weiter steigender Anteil an volatiler erneuerbarer Stromerzeugung, der nicht immer an den Orten des Verbrauchs erzeugt wird (z.B. bei Offshore Wind), erfordert steigende Transportkapazitäten zwischen den Erzeugern, Verbrauchern und Speichern (wie z.B. die PHS in den Alpen).

Österreich liegt im Zentrum des vermaschten kontinentaleuropäischen Stromübertragungsnetzes. Mit seinem hohen Potential an PHS spielt es eine wichtige Rolle im europäischen Strommarkt. Die Analyse im Stromübertragungsnetz für Österreich zeigt, wie wichtig die Fertigstellung des 380kV-Rings für die Netzstabilität und die Integration von erneuerbarer Stromerzeugung für Österreich und auch Europa ist.

Wie in dieser Analyse gezeigt wurde, spielt eine sichere Gasversorgung nicht nur für Gasendkunden eine wichtige Rolle, sondern hat auch großen Einfluss auf eine sichere Stromversorgung, einerseits zur Strombedarfserzeugung, andererseits zum Ausgleich hoher Anteile an volatiler Stromerzeugung zur Sicherung der Netzstabilität.

Durch einen hohen Anteil an volatiler Stromerzeugung verringert sich wiederum die Abhängigkeit von Energieimporten (z.B. von Kohle oder Erdgas). Durch eine höhere Notwendigkeit von smarten Systemlösungen zukünftiger Smart Cities spielt auch die „Verstromung“ von Energiedienstleistungen (z.B. Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen) eine immer wichtigere Rolle. Die Wechselwirkung zwischen Gasversorgung – und Stromversorgungssicherheit nimmt somit auch weiterhin zu.

## 6 Referenzen

- [1] Energieautarke Stadt – Netzzusammenlegungen – Die energieautarke und klimaneutrale Stadt – regionale Smart Grids (Wärme, Kälte, Strom) aus erneuerbaren Energien (FFG #825448)
- [2] Smart City Vienna – Liesing Mitte (FFG # 832283)
- [3] Smart satellite-city Deutschlandsberg (FFG #832296)
- [4] Energy Initiative Klosterneuburg (FFG #832300)
- [5] GUGLE – Green Urban Gate towards Leadership in sustainable Energy (FFG#832282)
- [6] ÖKOTOPIA - Ressourcenschonung in der Stadtteilentwicklung: Schonung energetischer, räumlicher und sozialer Ressourcen (FFG #821040)
- [7] Energiekonzept Ökoregion Kaindorf (FFG #818863)
- [8] Regionale Energiebereitstellung und effizienter zwischenbetrieblicher Energieaustausch Region Krems (FFG #815584)
- [9] Regenerative Energieversorgung einer Industrieregion, Chancen – Potenziale - Grenze (FFG #811248)
- [10] Energieeffiziente Altbausanierung im verdichteten Siedlungsbau (FFG #815781)
- [11] GEBIN - Gebäude maximaler Energieeffizienz mit integrierter erneuerbarer Energieerschließung (FFG #822185)
- [12] Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes durch Energieeffizienz und thermische Solarenergie für Industriebetriebe - Werkzeuge, Methoden und Umsetzung (FFG #815738)
- [13] Lastmanagement für solarthermische Fernwärmeunterstützung am Beispiel Wels (FFG #815726)
- [14] Solarunterstützte Wärmenetze (FFG - Haus der Zukunft)
- [15] Demoprojekt – Solarunterstütztes Biomasse-Nahwärmenetz Eibiswald
- [16] ReCO<sub>2</sub>NWK (FFG # 814139)
- [17] Instationarität von industrieller Abwärme als limitierender Faktor bei der Nutzung und Integration in Wärmeverteils- und Wärmenutzungssystemen (FFG #814969)
- [18] SolarCoolingOpt - Primärenergetische Optimierung von Anlagen zur solaren Kühlung mit eff. Anlagentechnik und innovativen Regelstrategien (FFG #825544)
- [19] SolPumpEff - Hocheffiziente Kombinationen von Solarthermie- und Wärmepumpenanlagen (FFG #825546)
- [20] SolarGets Vertical - Einbindungskonzepte von Fassadenkollektoren für hochwertige thermische Sanierungen im großvolumigen Wohnbau (FFG #825528)

- [21] Smart Gas Grids: Das intelligente Gasnetz (FFG # 815756)
- [22] DistributedSNG (FFG # 821863)
- [23] Biogas als Treibstoff – Wirtschaftliche Grundlagen und Machbarkeit (FFG #814217)
- [24] Gasnetze der Zukunft – Studie zu der Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher, Wolfgang Urban, Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, 2010.
- [25] Biogaseinspeisung in das österreichische Erdgasnetz - eine kritische Situationsanalyse, Diplomarbeit Richard Kitzberger, TU Wien, 2005.
- [26] SGMS - B2G - Smart Grids Modellregion Salzburg -Building to Grid (FFG #825545)
- [27] Demand Response Potential in Industrie und Gewerbe (FFG # 825555)
- [28] DG Demonetz LV Grid (FFG # 829867)
- [29] Consumer to Grid (FFG # 825420)
- [30] KONDEA (FFG # 814668)
- [31] Optimierter Regionaler Energieausgleich in elektrischen Netzen durch intelligente Speicherung (FFG # 818880)
- [32] Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally (STOR-E) (FFG #829929)
- [33] Bakken, B.H., Skjelbred, H.I., Wolfgang, O., 2007. eTransport: Investment planning in energy supply systems with multiple energy carriers. Energy, 32, 1676–1689
- [34] Natural Gas Balances in OECD Regions and Countries, International Energy Agency, 4. Quartal 2013
- [35] <http://www.e-control.at/de/statistik/gas/betriebsstatistik>, Oktober 2012
- [36] STATISTIK AUSTRIA, Energiestatistik: Energiebilanzen Österreich 1970 bis 2011. Erstellt am 21.11.2012
- [37] Quarterly Report on European Gas Markets, DG ENERGY - MARKET OBSERVATORY FOR ENERGY; QREGaM, Volume 5, Issues 2 & 3 : April 2012 – September 2012
- [38] <http://www.entsog.eu/maps/transmission-capacity-map>, Oktober 2012
- [39] Gas Connect Austria - Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP) 2013-2022, 23.05.2012
- [40] Gas Infrastructure Europe, GSE STORAGE MAP Database - August 2011 update
- [41] SCENARIO OUTLOOK AND ADEQUACY FORECAST 2013-2030, ENTSO-E
- [42] <http://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>

- [43] World Energy Outlook 2012 (Released on 12 November 2012), International Energy Agency
- [44] EU ENERGY, TRANSPORT AND GHG EMISSIONS TRENDS TO 2050, P. Capros, et.al., 2013
- [45] <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix/Pages/default.aspx>
- [46] 10-Year Network Development Plan 2012, ENTSO-E, 2012
- [47] Delegierte Verordnung (EU) Nr. 1391/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse, Belgien, 2013
- [48] MASTERPLAN 2030 Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich Planungszeitraum 2013 – 2030 Mit Ausblick bis 2050, APG, 2013

## 7 Anhang

Das Optimierungsmodell "eTransport" ist zur Planung von Energiesystemen, bei denen mehrere alternative Energieträger, Technologien, Speicher und Netzinfrastrukturen gleichzeitig betrachtet werden, entwickelt worden [33]. Das Modell verwendet eine detaillierte Darstellung der Netzwerk-Technologien und Infrastrukturen, um die Identifizierung der einzelnen Komponenten, Kabel und Rohrleitungen zu ermöglichen. Das eTransport Modell hat ein operatives Modell (Energiesystem-Modell) und einem Investitionsmodell aufgeteilt (siehe Abbildung 22). Im operativen Modell gibt es Sub-Modelle für jeden Energieträger und für die Konvertierungskomponenten. Der operative Planungshorizont ist mit einem typischen Zeitschritt von einer Stunde relativ kurz (1-3 Tage). Das operative Modell findet für den täglichen Betrieb für eine bestimmte Infrastruktur und Energieaufbringung für den gegebenen Lastverlauf die Kostenminimierung. Jährliche Betriebskosten werden für verschiedene Energie-System-Designs durch lösen des operativen Modells für verschiedene Jahreszeiten (z.B. Spitzenlast, geringe Belastung, usw.), Investitionszeiträume (z.B. 2-5 Jahresintervalle) und relevanten System-Designs wiederholt berechnet. Jährliche Betriebskosten und ökologische Kosten für alle verschiedenen Zeitsegmente und Energie System-Designs werden dann im Investitions-Modell verwendet, um die unterschiedlichen Investitionen zu planen (Barwert über alle Kosten über den Planungshorizont wird minimiert).

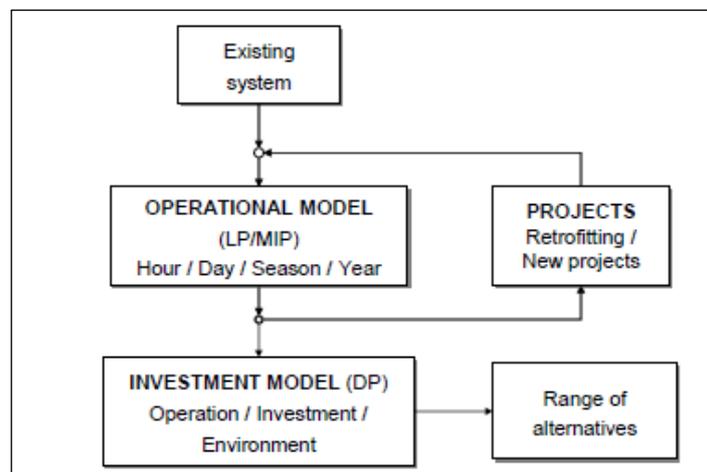


Abbildung 22 Betriebs- und Investitionsoptimierung in eTransport

Mathematisch verwendet das eTransport Modell eine Kombination von linearer Programmierung (LP) und gemischt ganzzahliger Programmierung (MIP) für die operativen Modelle und die dynamische Programmierung (DP) für die Investitionsmodelle. Das operative Modell ist in der Programmiersprache AMPL mit CPLEX als Solver implementiert, während das Investitionsmodell in C++

implementiert ist. Ein modularer Aufbau gewährleistet, dass neue Technologie-Module in AMPL für das operative Modell entwickelt und automatisch in das Investitions-Modell eingebettet werden. Eine vollständige grafische Windows-Oberfläche ist für das Modell in MS Visio entwickelt. Alle Daten für einen bestimmten Fall werden in einer Datenbank gespeichert.

Im operativen Modell der Sub-Modelle werden die verschiedenen Komponenten mit allgemeinen Energieflussvariablen ersetzt, die zur Identifizierung der Strömung zwischen den Energieträgern, Netzwerk-Komponenten für den Transport, die Umwandlung, die Speicherung und Energiesenken wie Lasten und Märkte dienen. Diese allgemeinen Variablen sind in den verschiedenen Modellen inbegriffen und sie sind das Bindeglied zwischen den verschiedenen Modellen. Die verschiedenen Technologiemodelle werden zu einem einzigen linearen Optimierungsproblem, in der die Funktion die Summe der Beiträge aus den verschiedenen Modellen ist und in der die Einschränkungen des Problems durch alle Beschränkungen der verschiedenen Modellen definiert ist. Die Emissionen (z.B. CO<sub>2</sub>) werden durch eine Teilmenge der Komponenten definiert, die durch diese verursacht werden. Bei Emissionssanktionen, die durch die Nutzer (z.B. eine CO<sub>2</sub>-Steuer) eingeführt werden, sind die entstehenden Kosten in der Zielfunktion enthalten und werden zu den Betriebskosten addiert.

Die Aufgabe des Investitionsmodells ist es, das optimale Ausmaß der Investitionen im Zeitraum der Analyse zu finden, bezogen auf die Investitionskosten für verschiedene Projekte und der vorher berechneten jährlichen Betriebskosten für verschiedene Zeiträume. Der optimale Investitionsplan ist so definiert, dass der abgezinste Barwert aller Kosten im Planungszeitraum (d.h. die Betriebskosten plus Investitionskosten abzüglich des Restwerts der Investitionen) minimiert wird. Der optimale Plan ermittelt die optimale Gestaltung des Energiesystems (d.h. den optimalen Zustand) in den verschiedenen Perioden. Der Anwender definiert eine Reihe von Anlagealternativen, wobei jede Alternative typischerweise aus mehreren physischen Komponenten mit vorgegebenen Verbindungen zum Rest des Energiesystems besteht. Die gleichen Komponenten können in mehrere konkurrierende Investitionsalternativen einbezogen werden, so dass die verschiedenen Alternativen sich aus ökonomischer Sicht gegenseitig ausschließen. Sich gegenseitig ausschließende Alternativen werden durch das Modell bei der Suche nach dem besten Ausbauplan identifiziert.

Die kombinierte operative- und Investmentanalyse ermöglicht eine sehr flexible zeitliche Auflösung (siehe Abbildung 23). Der Benutzer gibt stündliche Profile der Preise und Belastungen für einen oder mehrere Tage, die zusammengerechnet eine oder mehrere saisonale Segmente (z.B. Winter, Sommer, Frühling und Herbst) sind. Die Summe der Segmente entspricht einem Jahr, die die Basis für die Ergebnisse aus der operativen Analyse ist. Jährliche Werte der Kosten und Emissionen fließen in die Investitionsrechnung ein, wo ein oder mehrere Jahre einen Investitionszeitraum definieren.

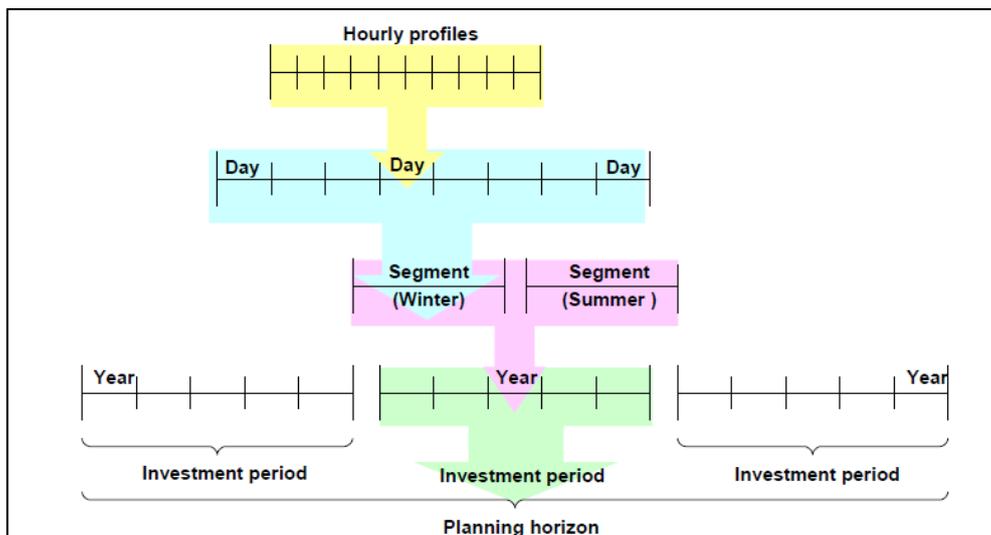


Abbildung 23 Zeitauflösung in eTransport

Abbildung 24 zeigt schließlich die Weiterentwicklung des eTransport Modells auf aggregierter Ebene. Es wird gezeigt, wie unterschiedliche Lasten (Strom, Wärme, Gas) durch unterschiedliche Energiequellen versorgt werden können, und dass der Transport durch verschiedene alternative Netzinfrastrukturen wie Strom, Wärme und/oder Gasnetze erfolgen kann. Im Allgemeinen, können bei allen eTransport Fällen eine Vielzahl unterschiedlicher Erzeugungstechnologien, Netzinfrastrukturelemente und Komponenten mit Lasten verbunden werden.

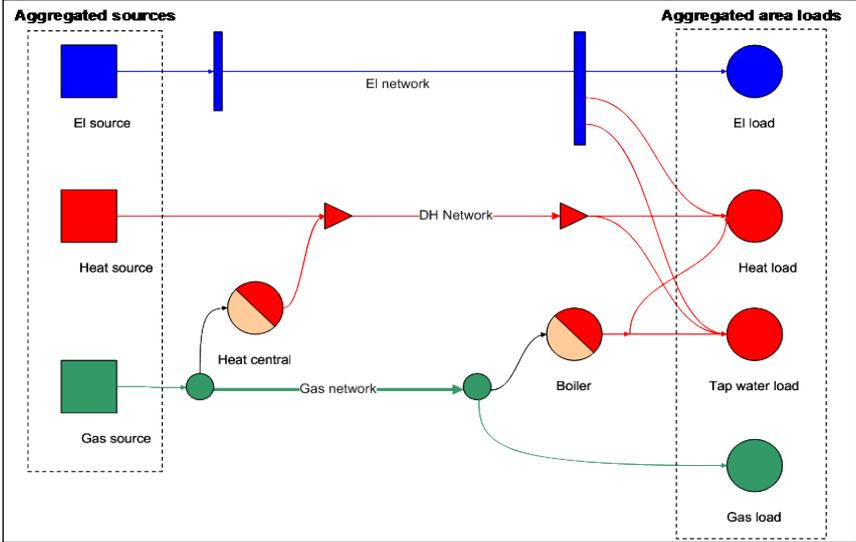


Abbildung 24 Basiselemente in eTransport (Energiequellen, Netzinfrastrukturen und Lasten)