

## Deliverable 4

### Synthese der Ergebnisse, Reihung verschiedener Infrastrukturausbauoptionen und Systemlösungen aus der Sicht der Energieversorgungssicherheit in unterschiedlichen Bedrohungsszenarien

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

Robert Hinterberger - NEW ENERGY Capital Invest GmbH

Version: 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.	

## Inhalt

1	Einleitung .....	3
2	Zusammenfassung der Modellergebnisse .....	5
2.1	Salzburg .....	6
2.2	Linz.....	8
2.3	Graz.....	11
3	Bewertung der Infrastrukturoptionen.....	15
3.1	Definition der Infrastrukturausbauoptionen.....	15
3.2	Bewertung der Erzeugungsanlagen .....	17
3.3	Bewertung der Speichertechnologien.....	21
4	Schlussfolgerung.....	25
5	Referenzen .....	27

## 1 Einleitung

Spätestens seit dem russisch-ukrainischen Gasstreit im Jahr 2009 ist die Verletzlichkeit unseres Energiesystems auch in der Öffentlichkeit sehr präsent. Während die Erdgasversorgung in Österreich noch sichergestellt werden konnte, ist diese in einigen südosteuropäischen Ländern 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 diese zukünftige erhöhte Konkurrenzsituation der Netze jedoch auch nachteilige Auswirkungen 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.

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 besonders Augenmerk geschenkt. Darauf aufbauend fehlt jedoch eine qualitative Diskussion der Technologieoptionen hinsichtlich verschiedener Bedrohungsszenarien.

In diesem Bericht wird dargestellt, wie durch quantitative Analyseverfahren mögliche Infrastrukturausbauoptionen untersucht und dahingehend bewertet wurden, inwieweit diese die Auswirkungen eines Ausfalls von Energielieferungen bzw. -infrastrukturen ausgleichen bzw. minimieren können. Die unterschiedlichen Optionen wurden dabei in Erzeugungs- und Speichereinrichtungen unterteilt und unterscheiden sich durch Eingangs- und Ausgangsenergieträger, Zentralität und Dezentralität und Brennstoffabhängigkeit.

Dieser Bericht besteht aus folgenden Kapiteln:

2. Zusammenfassung der Modellergebnisse: beschreibt die Resultate und Szenarienergebnisse des Deliverables 3 [4]
3. Bewertung der Infrastrukturoptionen: beschreibt zunächst die Bewertungsfunktion der Erzeuger- und Speicherausbauoptionen. Weiters wird eine Reihung dieser Ergebnisse vorgenommen.
4. Schlussfolgerung: fasst diesen Bericht zusammen und leitet Folgerungen ab.

## 2 Zusammenfassung der Modellergebnisse

Im Bericht Deliverable 3 „*Quantitative Modellierung und Szenarienanalysen für verschiedene Infrastrukturausbauoptionen und Systemlösungskonzepte in den ausgewählten drei urbanen Ballungsräumen*“ [4] wird ein energieträgerübergreifendes Modell definiert, mit Hilfe dessen die Unterversorgung leitungsgeführter Energieträger ermittelt und analysiert werden konnte..

Um eine Situation der Unterversorgung zu modellieren, wurden für die drei Modellstädte folgende Szenarien betrachtet:

- den Ausfall des leitungsgeführten Energieträgers Erdgas,
- den Ausfall des elektrischen Übertragungsnetzes und
- den Ausfall systemrelevanter Kraftwerksknoten.

Des Weiteren wurden mittels der prognostizierten Verbrauchsentwicklung Szenarienanalysen bis zum Jahr 2050 durchgeführt. In der folgenden Analyse werden die Modellergebnisse aus einer typischen Winterwoche verwendet. Dies ist dadurch begründet, da durch die niedrigen Außentemperaturen und der kurzen Tagesdauer der maximale Verbrauch an thermischer und elektrischer Energie in Österreich im Winter auftritt. Weiters ist während dieser Zeit die Sonneneinstrahlung gering, sodass Solarthermie und Photovoltaik nur einen geringen Beitrag zur Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie leisten kann [6].

Die Ergebnisse der Modellregionen unterscheiden sich nach den definierten Szenarien und der Entwicklung des Verbrauchs. Im folgendem wird auf die Ergebnisse eingegangen. Dabei erfolgt eine Gliederung in Modellregion und Szenarien.

In Abbildung 1 bis Abbildung 3 werden die Auswirkungen der Szenarien auf die leitungsgeführten Energieträger Strom, Erdgas und Fernwärme in den drei Städten dargestellt. Die Netzdiagramme sind dabei so zu interpretieren, dass auf der Ordinate und Abszisse die Auswirkung eines Szenarios auf den jeweiligen Energieträger von 0-100% aufgetragen wird. In den Abbildungen sind in jeweils vier Quadranten die Ergebnisse für 2010, 2020, 2030 und 2050 dargestellt.

## 2.1 Salzburg

Die Erdgasverbraucher der Stadt **Salzburg** sind bei einem **Ausfall der Erdgasversorgung** in der Stadt – aufgrund nicht vorhandener, lokaler Erdgasspeicher - mit einem Totalausfall betroffen. Die nicht gelieferte Energie beläuft sich auf 20 GWh/Woche. Durch einen Rückgang des Wärmeverbrauchs bis 2050 würde sich die nicht gelieferte Energie auf 14 GWh/Woche verringern. Im Szenario der gezielten Unterversorgung fällt der Verbrauch der Erdgasendkunden auf 15,5 GWh/Woche, bzw. auf 10,9 GWh/Woche im Jahr 2050. Das ändert aber nichts an der Problematik, da bei einem Totalausfall der Erdgasversorgung auch dieser Verbrauch nicht durch andere Maßnahmen – z.B. Speicher – sichergestellt werden kann.

Die Fernwärmekunden sind von einem Erdgasausfall hingegen nicht direkt betroffen, weil das gasbefeuerte Heizkraftwerk Nord alternativ mit Öl befeuert werden kann. In Kombination mit dem biomassebefeueten HKW Siezenheim kann so der Fernwärmeverbrauch gedeckt werden. Die Heizkraftwerke werden jedoch bis zum Maximum belastet, wodurch sich ein Ausfall oder die Nichtverfügbarkeit des

- HKW Nord 1 und 2,
- HWK Siezenheim und dem
- Spitzenkessel des HWK Mitte

direkt auf die Versorgung der Fernwärmeverbraucher auswirken würde. Durch den Wegfall der KWK Anlagen steigt in diesem Szenario zusätzlich der Bezug an elektrischer Energie um den Faktor 1,62, da die ausgefallenen Erdgasheizungen durch behelfsmäßige Stromheizungen ersetzt werden müssen.

In dem Szenario **Übertragungsnetzausfall** ist Salzburg eine „Strominsel“. Allerdings reichen die stadt eigenen Erzeugungsanlagen nicht aus, um den innerstädtischen Verbrauch zu decken, der in Zeiten von Lastspitzen bis zu 115,5 MW beträgt. Die Unterdeckung kann dabei zeitweise mehr als 50 MW ausmachen. Auf die Versorgung der Erdgas- und Fernwärmekunden wirkt sich dieser Vorfall indirekt aus, weil ein Teil der Verdichter- und Pumpstationen mit elektrischer Energie betrieben wird und deren Funktion nur eingeschränkt möglich ist. Eine genauere Darstellung der Auswirkung eines Stromausfalls auf die Erdgas- und Fernwärmeversorgung ist mit dem in dieser Arbeit entwickelten Modell nicht möglich. Der Stromverbrauch bleibt bis 2050 konstant, weswegen die Aussagen bezüglich des Basisjahres auch auf die folgenden Jahre zutreffen.

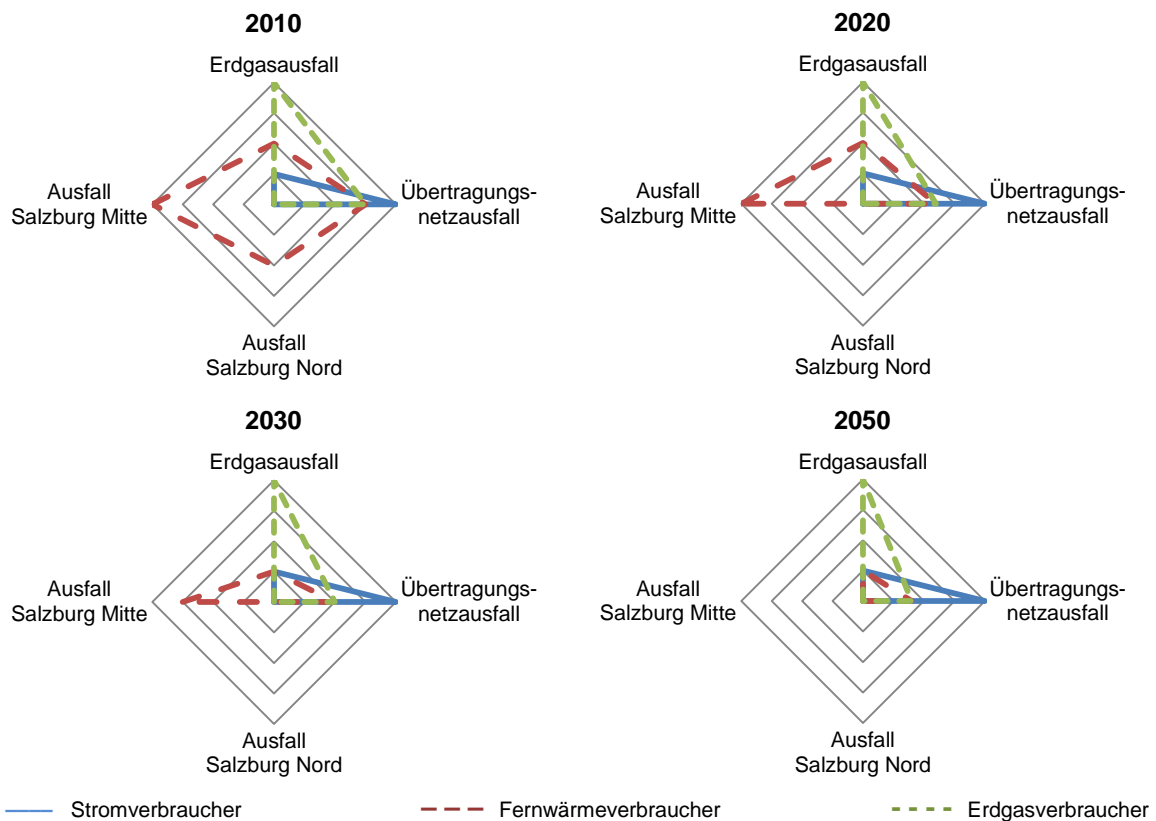
Ein **Ausfall des HKW Nord** (Block 1, 2 und Fernwärmespeicher) wirkt sich auf die Fernwärmeversorgung hingegen minimal aus, da die Kapazität der verbleibenden Wärmeerzeuger nahezu ausreichend ist. Die unterversorgte Energie beträgt 8 MWh/Woche bei einer fehlenden Spitzenleistung von 2 MW. Durch die prognostizierte Reduktion des Verbrauchs tritt ab dem Jahr 2020 bei einem solchen Vorfall keine Unterversorgung mehr auf. Ein solcher Vorfall hat auch keine direkte Auswirkung auf die Versorgung der Erdgas- und Stromverbraucher.

Der **Ausfall des HKW Mitte** (GuD und Schwerölkessel) wirkt sich hingegen sehr stark auf die Sicherstellung der Fernwärmeversorgung aus. Ein solcher Vorfall ist bereits am 04.02.2012 aufgetreten. So konnte die Fernwärmeversorgung von mehr als 10.000 Salzburger Haushalten bei einer Außentemperatur von  $-15^{\circ}\text{C}$  nicht sichergestellt werden [2].

In einem solchen Szenario fehlt 1.685 MWh/Woche bei einer fehlenden Spitzenleistung von 50 MW. Der Fernwärmespeicher am Standort Nord könnte zumindest zeitweise dazu beitragen, eine Unterversorgung zu verhindern<sup>1</sup>. Verringert sich der Wärmeverbrauch in dem geplanten Umfang, so tritt ab dem Jahr 2050 bei einem solchen Vorfall keine Unterversorgung mehr auf und hätte damit keine Auswirkung auf die Versorgung der Erdgas- und Stromverbraucher in Salzburg.

---

<sup>1</sup> Unter der Bedingung, dass dieser zum Zeitpunkt des Ausfalls auch beladen ist.



**Abbildung 1: Auswirkung der Szenarien auf die Versorgungssicherheit der leitungsgebundenen Energieträger in der Stadt Salzburg**

Abbildung 1 zeigt die Auswirkungen der oben beschriebenen Szenarien auf die Versorgungssicherheit der Strom-, Fernwärme- und Erdgasverbraucher in Salzburg grafisch auf. So bleiben die Auswirkungen des Szenarios Ausfall der Erdgasversorgung auf die Erdgasverbraucher bis zum Jahr 2050 konstant, wie auch die Auswirkungen eines Übertragungsnetzausfalls auf die Stromverbraucher.

Die Auswirkungen eines Ausfalls des HKW Salzburg Mitte auf die Versorgung der Fernwärmeverbraucher verringern sich sukzessive bis 2030. Ab dem Jahr 2050 hat dieser Ausfall, bedingt durch die Reduktion des Fernwärmeverbrauchs, keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der Fernwärmeverbraucher mehr. Die Auswirkungen des Ausfalls des HKW Nord verschwinden bereits mit dem Jahr 2020.

## 2.2 Linz

Die Erdgasverbraucher der Stadt **Linz** sind bei einem **Ausfall der Erdgasversorgung** in der Stadt durch fehlende Erdgasspeicher in bzw. in der Nähe der Stadt mit einem Totalausfall betroffen. Die nicht gelieferte Energie beläuft sich auf 138,3 GWh/Woche. Durch die zukünftige Wärmeverbrauchsminderung fällt die fehlende, nicht gelieferte Energie im Jahr 2050 auf 104 GWh/Woche. Im Szenario



der gezielten Unterversorgung (Nichtbelieferung der industriellen Verbraucher) reduziert sich der Verbrauch der Erdgasendkunden auf 31,1 GWh/Woche bzw. auf 23,3 GWh/Woche im Jahr 2050. Die Fernwärmekunden sind hingegen von einem Erdgasausfall nicht direkt betroffen, weil alle gasbetriebenen Heizkraftwerke alternativ mit Öl befeuert werden können. Dadurch kann die Fernwärmeversorgung trotz des Gasausfalls sichergestellt werden, zumindest solange, wie die Ölreserven ausreichen bzw. entsprechende Lieferungen möglich sind. Der Schwerölverbrauch steigt von  $0\text{GWh}_{\text{primär}}$  auf  $35,5\text{GWh}_{\text{primär}}$ .

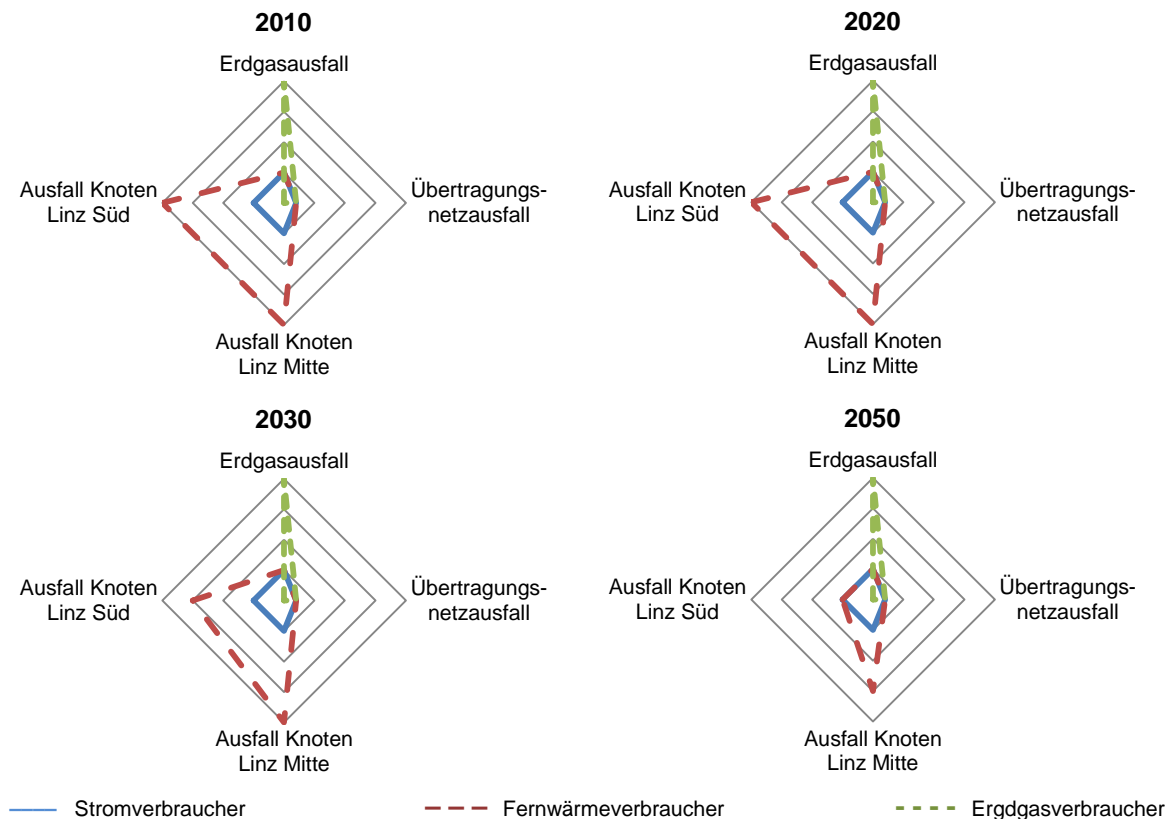
In dem Szenario **Übertragungsnetzausfall** wäre die Stadt Linz eine sogenannte „Strominsel“. Grundsätzlich würden die stadt eigenen Erzeugungsanlagen ausreichen, um die Versorgung sicherzustellen. Wichtigste Element diesbezüglich sind die vorhandenen GuD Anlagen. Die Kapazität der Stromerzeugungsanlagen beträgt 440MW, womit die modellierte Spitzenlast im Winter von 340MW gut gedeckt werden kann.

Dies sichert zugleich die Versorgung mit Erdgas und Fernwärme, da die Pumpstationen der Fernwärme mit elektrischen Strom betrieben werden und viele Elemente der Erdgas- und Fernwärmeinfrastrukturen (z.B. Mess- Regel- und Steuereinrichtungen, insbesondere bei Gasdruckregel- und Verdichterstationen oder Übergabestationen) ebenfalls mit elektrischer Energie betrieben werden und deren Funktionstüchtigkeit ansonsten nur eingeschränkt oder gar nicht möglich ist. Eine detaillierte Darstellung der Auswirkung eines Stromausfalls auf die Erdgas- und Fernwärmeversorgung ist mit dem in dieser Arbeit entwickelten Modell allerdings nicht möglich und würde umfangreiche Untersuchungen und eine detaillierte Bestandsaufnahme der lokalen Infrastruktureinrichtungen erfordern. Der Stromverbrauch bleibt bis 2050 konstant, weswegen die Aussage des Basisjahres auch auf die folgenden Jahre zutrifft.

Der **Ausfall des Knoten Linz Mitte** (FHKW Linz Mitte Block 1A und 1B (GuD), Biomasse-FHKW, Reststoffheizkraftwerk, Fernwärmespeicher) würde sich stark auf die Sicherheit der Fernwärmeversorgung auswirken, da die Kapazität der verbleibenden Wärmeerzeuger nicht ausreichend ist. Die fehlende Energiemenge (Unterversorgung) beträgt 17,4 GWh/Woche bei einer fehlenden Spitzenleistung von 158 MW. Durch die prognostizierte Reduktion des Energieverbrauchs bei der Fernwärme nimmt die Unterversorgung tendenziell ab und beträgt ab dem Jahr 2050 77 MW bei 6,1 GWh/Woche. Auf die elektrische Energieversorgung wirkt sich der Ausfall dieses Knoten dahingehend aus, dass über das elektrische Versorgungsnetz

ein höherer Anteil an Energie bezogen werden muss. Hingegen hätte dieser Vorfall keine direkte Auswirkungen auf die Versorgung der Erdgasverbraucher, solange ausreichend elektrischer Strom von außerhalb bezogen werden kann und damit die Anlagen der Erdgasversorgung geregelt und gesteuert werden können.

Ein **Ausfall des Knoten Linz Süd** (FHKW Linz Süd mit 3 Gasturbinen und 2 Dampfturbinen) würde sich stark auf die Fernwärmeversorgung auswirken, da die Kapazität der verbleibenden Wärmeerzeugungsanlagen nicht ausreichend ist. Die fehlende Energie (Unterversorgung) beträgt 5,4 GWh/Woche bei einer fehlenden Spitzenleistung von 82 MW. Durch die prognostizierte Reduktion des Fernwärmeverbrauchs nimmt die Unterversorgung tendenziell ab und beträgt ab dem Jahr 2050 2 MW bei 6 MWh/Woche. Auf die elektrische Energieversorgung wirkt sich der Ausfall dieses Knoten dahingehend aus, dass über das elektrische Versorgungsnetz Energie bezogen werden muss, die nicht mehr über eigene Erzeugungskapazitäten abgedeckt werden kann. Abhängig von der Tageszeit kann nur mehr weniger Energie in die vorgelagerten Netze eingespeist werden oder muss Energie über diese bezogen werden. Ein solcher Vorfall hat jedoch keine direkten Auswirkungen auf die Versorgung der Erdgasverbraucher.



**Abbildung 2: Auswirkung der Szenarien auf die Versorgungssicherheit der leitungsgebundenen Energieträger in der Stadt Linz**

In Abbildung 2 ist eine grafische Darstellung der Auswirkungen der oben beschriebenen Szenarien auf die Versorgungssicherheit der Strom-, Fernwärme- und Erdgasverbraucher in Linz zu sehen. Die Auswirkung des Szenarios Ausfall der Erdgasversorgung auf die Erdgasverbraucher bleibt bis zum Jahr 2050 konstant, wie auch die Auswirkung des Übertragungsnetzausfalls auf die Stromverbraucher.

Die Auswirkungen eines Ausfalls des Knotens Linz Süd auf die Versorgung der Fernwärmeverbraucher verringern sich bis 2050, bedingt durch die Reduktion des Wärmeverbrauchs. Die Auswirkungen eines Ausfalls des HKW Mitte verringern sich ebenfalls, bleiben jedoch bis zum Jahr 2050 noch auf einem hohen Niveau.

## 2.3 Graz

Die Erdgasverbraucher der Stadt **Graz** sind bei einem **Ausfall der Erdgasversorgung** durch fehlende Erdgasspeicher in und rund Graz mit einem Totalausfall betroffen. Die fehlende Energie, die nicht geliefert werden kann, beläuft sich auf 39,5 GWh/Woche. Durch die prognostizierte Reduktion des Wärmeverbrauchs reduziert sich die fehlende Energie bis zum Jahr 2050 auf 27,6

GWh/Woche. Im Szenario der gezielten Unterversorgung reduziert sich der Verbrauch der Erdgasendkunden auf 15,9 GWh/Woche bzw. auf 11,1 GWh/Woche im Jahr 2050. Die Fernwärmekunden sind von einem Erdgasausfall hingegen nicht direkt betroffen, weil in dem FHKW Graz Erdgas durch Schweröl substituiert werden kann. In Verbindung mit dem kohlebefeuerten FHKW Mellach kann die Fernwärmeversorgung sichergestellt werden. Dadurch bleibt die Versorgungssicherheit trotz des Ausfalls der Erdgasversorgung konstant.

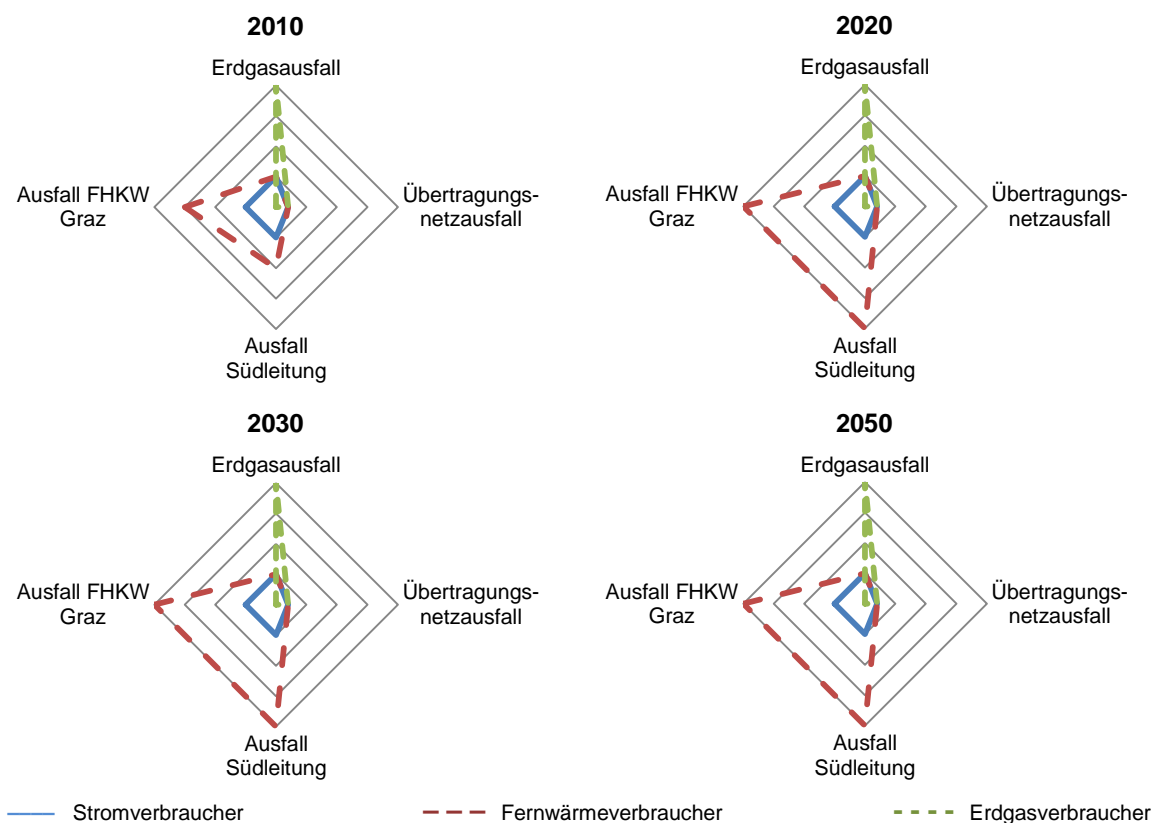
Im Szenario **Übertragungsnetzausfall** wäre die Stadt Graz eine sogenannte „Strominsel“. Grundsätzlich würden die in und rund um das Stadtgebiet befindlichen Erzeugungsanlagen ausreichen, um die Stromversorgung sicherzustellen. Wichtigste Standbeine sind die GuD Anlagen sowie die steirischen Laufwasserkraftwerke. Die elektrische Spitzenlast in der modellierten Winterwoche beträgt 360 MW, obwohl mit den stadteigenen Erzeugungsanlagen bis zu 1.413,35 MW (GuD: 1.296 MW und LWKW: 117,35 MW) elektrische Leistung bereitgestellt werden können.

Dies sichert zugleich die Versorgung mit Erdgas und Fernwärme, da die Pumpstationen der Fernwärme mit elektrischen Strom betrieben werden und viele Elemente der Erdgas- und Fernwärmeinfrastrukturen (z.B. Mess- Regel- und Steuereinrichtungen, insbesondere bei Gasdruckregel- und Verdichterstationen oder Übergabestationen) ebenfalls mit elektrischer Energie betrieben werden und deren Funktionstüchtigkeit ansonsten nur eingeschränkt oder gar nicht möglich ist. Eine detaillierte Darstellung der Auswirkung eines Stromausfalls auf die Erdgas- und Fernwärmeversorgung ist mit dem in dieser Arbeit entwickelten Modell allerdings nicht möglich und würde umfangreiche Untersuchungen und eine detaillierte Bestandsaufnahme der lokalen Infrastruktureinrichtungen erfordern. Der Stromverbrauch bleibt bis 2050 konstant, weswegen die Aussage des Basisjahres auch auf die folgenden Jahre zutrifft.

Der **Ausfall der Südleitung** (FHKW Thondorf, FHKW Mellach, GDK Mellach, Werndorf-Neudorf 1 und 2) hätte erhebliche Auswirkungen auf die Fernwärmeversorgung in Graz, da die Kapazität der verbleibenden Wärmeerzeuger nicht ausreichend ist. Die fehlende Energie (Fernwärme) beträgt 124 MWh/Woche bei einer fehlenden Spitzenleistung von 14 MW. Durch die prognostizierte Erhöhung des Fernwärmeabsatzes nimmt die Unterversorgung zu und beträgt ab dem Jahr 2050 78 MW bei 1,6 GWh/Woche. Auf die elektrische Energieversorgung wirkt sich der Ausfall dieses Knoten dahingehend aus, dass über das elektrische

Versorgungsnetz mehr Energie bezogen werden muss. Dieser Vorfall hat jedoch keine Auswirkung auf die Versorgungssicherheit der Erdgasverbraucher.

Der **Ausfall der FHKW Graz** wirkt sich massiv auf die Fernwärmeversorgung aus, da die Kapazitäten der FHKW Mellach und Thondorf in einer Winterwoche nicht ausreichend sind um die Fernwärmelast zu decken<sup>2</sup>. Die fehlende Energie (Fernwärme) beträgt 846 MWh/Woche bei einer fehlenden Spitzenleistung von 51 MW. Durch die zukünftige Verbrauchserhöhung nimmt die Unterversorgung zu und würde ab dem Jahr 2050 bei 115 MW bzw. 4,3 GWh/Woche liegen. Auf die elektrische Energieversorgung wirkt sich der Ausfall dieses Knoten dahingehend aus, dass über das elektrische Versorgungsnetz mehr Energie bezogen werden muss. Dieser Vorfall hätte hingegen keine Auswirkung auf die Versorgung der Erdgasverbraucher.



**Abbildung 3: Auswirkung der Szenarien auf die Versorgungssicherheit der leitungsgebundenen Energieträger in der Stadt Graz**

In Abbildung 3 sind die Auswirkungen der oben beschriebenen Szenarien auf die Versorgungssicherheit der Strom-, Fernwärme- und Erdgasverbraucher

<sup>2</sup> Dies gilt für den Fall, dass die vom Verbund angekündigten Kraftwerksschließungen (GDK Mellach, Werndorf-Neudorf 1 (bereits konserviert), Werndorf-Neudorf 2) durchgeführt und auch nicht zurückgenommen werden.

zusammengefasst. Die Auswirkungen des Szenarios Ausfall der Erdgasversorgung auf die Erdgasverbraucher bleiben bis zum Jahr 2050 konstant, wie auch die Auswirkungen des Übertragungsnetzausfalls auf die Stromverbraucher.

Die Auswirkungen des Ausfalls des FHKW Graz auf die Versorgung von Fernwärmeverbraucher erhöhen sich hingegen bis 2050, bedingt durch die prognostizierte Erhöhung des Fernwärmeabsatzes. So geht das untersuchte Zukunftsszenario zwar von einer Verringerung des Gesamtwärmeverbrauchs aus, jedoch zugleich von einer Erhöhung des Fernwärmeverbrauchs (durch Ausbau und Verdichtung des bestehenden Fernwärmenetzes). Die Auswirkungen des Ausfalls der Fernwärmtransportleitung nach Mellach/Werndorf (Südleitung) erhöhen sich daher ebenfalls.

## 3 Bewertung der Infrastrukturoptionen

Dieses Kapitel beschreibt zunächst die möglichen Infrastrukturausbauoptionen bzw. Änderungen im Systemlösungs-Mix. Darauf aufbauend werden diese bewertet und gereiht. Die Reihung beschreibt jedoch nicht die optimalste Lösung, in der etwa auch Faktoren wie CO<sub>2</sub>-Relevanz oder Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden würden, sondern (lediglich), welche Infrastrukturausbauoptionen die Ausfallssicherheit in welchem Ausmaß erhöhen.

### 3.1 Definition der Infrastrukturausbauoptionen

Aufbauend aus den oben beschriebenen Modellergebnissen können folgende Erzeugungseinrichtungen und Speichereinrichtungen die Versorgungssicherheit erhöhen.

Mögliche Erzeugungseinrichtungen sind:

- Der Errichtung von **zentralen Heizwerken (HW) oder Heizkraftwerken (HKW)**. Diese Anlagen können mit Erdgas oder alternativ befeuert werden. Alternativbefuerung bedeutet in diesem Zusammenhang sowohl eine duale Befuerung (bspw. Befuerung mit Erdgas und Heizöl) wie auch die Befuerung mit biogenen (Hackschnitzel, Stroh, Biomassen, etc.) oder konventionellen (Heizöl und Kohle) Brennstoffen.
- Die Errichtung von **dezentralen Heizwerken (HW) oder Heizkraftwerken (HKW)**. Diese Anlagen können ebenfalls mit Erdgas oder alternativ befeuert werden. Die Definition von dezentralen Anlagen findet sich weiter unten.
- Die Errichtung von **dezentraler Photovoltaik (PV) mit und ohne Speicher**. Mit dem erzeugten Strom ist es möglich, sowohl einen Teil des Strombedarfs als auch des Wärmebedarfs abzudecken. Wärme kann hierbei bspw. durch Wärmepumpen, als auch durch Stromdirektheizungen erzeugt werden. Speicher implizieren in diesem Fall sowohl Strom- als auch Wärmespeicher in ausreichender und wirtschaftlicher Größe.
- **Dezentrale Solarthermieanlagen (ST) mit Speicher** decken einen Teil des Wärmebedarfs ab. Diese Anlagen sind hochsensitiv auf die Außentemperatur und die Globalstrahlung. Diesbezüglich ist der Ertrag in den Sommermonaten höher als in den Wintermonaten. Dadurch, dass in der Praxis ST nur in Kombination mit Pufferspeichern installiert werden, wird auch nur dieser Fall untersucht.

- **Dezentrale oder zentrale Power to Heat (P2H)** Anlagen bezeichnen Anlagen, in welchen elektrische Energie in Wärmeenergie umwandelt wird. Dazu können beispielsweise Stromdirektheizungen als auch strombetriebene Wärmepumpen verwendet werden. In weiterer Folge kann zwischen dezentralen und zentralen P2H-Anlagen unterschieden werden.
- **Dezentrale oder zentrale Power to Gas (P2G)** Anlagen bezeichnen Anlagen, in welchen elektrische Energie in chemische Energie (bspw. Wasserstoff und Methan) und Wärmeenergie (entsteht bei der Elektrolyse und Methanisierung) umwandelt wird. In weiterer Folge kann zwischen dezentralen und zentralen P2G-Anlagen unterschieden werden.

Die Speichereinrichtungen können folgendermaßen gegliedert werden:

- Ein **zentraler Erdgasspeicher** kann bspw. eine frühere Erdgas- oder Erdöllagerstätte (Porenspeicher) oder ein Kavernenspeicher sein.
- Ein **zentraler Wärmespeicher** kann bspw. ein ehemaliger Heizöltank sein, welcher durch einen zentralen Wärmeerzeuger (HKW, HW) mit heißem Wasser befüllt wird und zu Spitzenzeiten zu Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt wird [9].
- Ein **zentraler Stromspeicher** ist typischerweise ein Pumpspeicherkraftwerk, in welchem elektrische Energie in der Form von potentieller Energie gespeichert wird. Ein zentraler elektrischer Speicher könnte auch in anderer Form realisiert werden, bspw. durch einen Druckluftspeicher oder die Umwandlung in einen chemischen Energieträger.
- **Dezentrale Erdgasspeicher** sind bspw. Gasdrucktanks, welche sich verbrauchernah befinden.
- **Dezentrale Wärmespeicher** können durch Pufferspeicher oder andere Arten von Wärmespeichern realisiert werden.
- **Dezentrale Stromspeicher** können bspw. durch Batterien oder die kurz- bis mittelfristige Umwandlung in eine andere Energieform (mechanische, chemische, etc.) realisiert werden.

Die oben beschriebenen Infrastrukturausbauoptionen beruhen auf die beschriebenen Technologien der Bewertungsmatrix im Bericht Deliverable 2 [8]. Die Errichtung einer Erzeugungsanlage bedeutet die Installation der oben beschriebenen Technologien mit der exakt unterversorgten Leistung (siehe [4]). Bei einem HW wird die erforderliche Wärmeleistung installiert, während bei einem HKW sowohl Wärme- als auch elektrische Leistung installiert wird.



Die Trennung von Erzeugungs- und Speichertechnologien soll die Sensitivität auf die Ausfallssicherheit der einzelnen Technologien darstellen. Bei zwei Infrastrukturoptionen ist eine solche Trennung nicht möglich. Dabei handelt es sich um die dezentrale ST mit Pufferspeicher und die dezentrale PV mit Energiespeicher. Der Grund dafür ist, dass dezentrale ST Anlagen ohne Pufferspeicher kaum realisiert werden und die Kombination „PV Anlage mit Speicher“ bereits zur Eigenverbrauchsoptimierung verwendet wird [10]. Die Wirtschaftlichkeit von PV Anlagen mit Speichern wird bspw. in [5] dargestellt, jene von PV Systemen ohne Speicher in [7].

Falls im urbanen Raum erneuerbare Erzeugungsanlagen errichtet werden, ist diese zwangsläufig „verbrauchernah“<sup>3</sup> und laut der Definition in EIWOG 2010 [1] eine dezentrale Anlage<sup>4</sup>. Zentrale erneuerbare Erzeugungsanlagen wurden in der folgenden Analyse daher nicht berücksichtigt. Diese Definition der Dezentralität wird analog auch auf den Erdgas- und Wärmesektor angewendet.

## 3.2 Bewertung der Erzeugungsanlagen

In diesem Unterkapitel wird zunächst eine Bewertung der oben definierten Erzeugungstechnologien durchgeführt. Die Reihung erfolgt nach einer Bewertungsfunktion in der Form

---

<sup>3</sup> An das öffentliche Mittel- oder Niederspannungsnetz angeschlossen.

<sup>4</sup> Der Begriff „dezentrale Erzeugungsanlage“ wird im EIWOG folgendermaßen definiert: „dezentrale Erzeugungsanlage“ eine Erzeugungsanlage, die an ein öffentliches Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen ist und somit Verbrauchernähe aufweist oder eine Erzeugungsanlage, die der Eigenversorgung dient“

$$\begin{aligned}
 \text{Bewertung}_{\text{Erzeuger},j}(\text{Infraopt.}) = & \sum_i G_E \underbrace{\left( 1 - \frac{E_{\text{Unterversorgung},i,j}(\text{Infraopt.})}{E_{\text{Unterversorgung},i,j}^0} \right)}_{(1)} + \\
 & G_P \underbrace{\left( 1 - \frac{P_{\text{Unterversorgung},i,j}(\text{Infraopt.})}{P_{\text{Unterversorgung},i,j}^0} \right)}_{(2)} + \\
 & G_B \underbrace{\left( \frac{-\text{Brennstoffeinsatz}_{i,j}(\text{Infraopt.}) + \min(\text{Brennstoffeinsatz}_{i,j})}{\Delta \text{Brennstoffeinsatz}_{i,j}} + 1 \right)}_{(3)} + \\
 & \underbrace{G_G g(\text{Infraopt.})}_{(4)}
 \end{aligned}$$

über die Szenarien<sup>5</sup>

$$i \in \{ \text{Erdgasausfall}, \text{Übertragungsnetzausfall}, \text{Ausfall } x_1, \text{Ausfall } x_2 \}$$

und die Jahreszeiten

$$j \in \{ \text{Frühling}, \text{Sommer}, \text{Herbst}, \text{Winter} \}.$$

Die Konstanten  $G_E, G_P, G_B$  und  $G_G$  geben die Gewichtung der Terme an. In dieser Arbeit wurden diese mit

$$G_E = 40 \text{ Punkte}, G_P = 40 \text{ Punkte}, G_B = 10 \text{ Punkte} \text{ und } G_G = 10 \text{ Punkte}$$

gewählt. Der Term (1) beschreibt die fehlende Energie (Unterversorgung). Diese ist auf die im Szenario aufgetretene ausgefallene Energie  $E_{\text{Unterversorgung},i,j}^0$  bezogen. Falls die Infrastrukturoption *Infraopt.* installiert wird, kann dies die unterversorgte Energie auf den Wert  $E_{\text{Unterversorgung},i,j}(\text{Infraopt.})$  reduzieren. Somit spiegelt dieser Term die Reduktion an unterversorgter Energie im Szenario  $i$  wieder, falls die Infrastrukturoption *Infraopt.* ausgeführt wird. Selbiges gilt für die unterversorgte Leistung im Term (2).

Term (3) bewertet den Brennstoffeinsatz in Bezug auf jene Technologie mit dem minimalsten Brennstoffeinsatz<sup>6</sup>. Dabei gilt

$$\Delta \text{Brennstoffeinsatz} = \max(\text{Brennstoffeinsatz}) - \min(\text{Brennstoffeinsatz}).$$

<sup>5</sup> Das Szenario Ausfall der Erdgasversorgung und Übertragungsnetzausfall tritt in jedem der drei Modellregionen auf. In der Modellregion Salzburg tritt weiters der Ausfall des HKW Nord und Mitte auf, in Linz der Ausfall des Knotens Mitte und Süd, in Graz der Ausfall der Südleitung und des FHKW Graz [4].

<sup>6</sup> Damit sollen jene Energieumwandlungsanlagen besser bewertet werden, welche eine geringere Sensitivität bezüglich eines Brennstoffes aufweisen. Somit sinkt die Wahrscheinlichkeit bzw. das Ausmaß Unterversorgung im Falle des Ausfalls eines Brennstoffes.

Somit erhalten Technologien mit niedrigerem Brennstoffeinsatz eine höhere Bewertung als jene mit einem höheren Brennstoffeinsatz. Term (4) beschreibt einen risikoabhängigen Gefährdungsterm mit der Variable  $g(\text{Infraopt.}) \in \{0,1\}$ , welcher den Ausfall einer Einheit dieser Technologie berücksichtigt. Beispielsweise ist die resultierende Unterversorgung bei der Existenz einer einzigen Erzeugungseinheit höher als eine Unterversorgung bei der Existenz dreier Erzeugungseinheiten<sup>7</sup>.

Die Bewertungsfunktion ermöglicht eine Bewertung der zuvor definierten Infrastrukturoptionen. Das Maximum dieser Funktion beträgt 400 Punkte<sup>8</sup> in jeder Jahreszeit. Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse der Bewertungsfunktion, die auf die oben beschriebenen Infrastrukturoptionen und Szenarios angewendet wurde. Die Ergebnisse sind nach der Gesamtpunkteanzahl

$$\begin{aligned} \text{Bewertung}_{\text{Erzeuger,Gesamt}} = & \text{Bewertung}_{\text{Erzeuger,Frühling}} + \text{Bewertung}_{\text{Erzeuger,Sommer}} + \\ & \text{Bewertung}_{\text{Erzeuger,Herbst}} + \text{Bewertung}_{\text{Erzeuger,Winter}} \end{aligned}$$

sortiert.

---

<sup>7</sup> Unter der Annahme, dass es sich um die gleichen Erzeugungseinheiten mit identischen technischen Parametern (Wartung, technischer Zustand, etc.) handelt.

<sup>8</sup> 100 Punkte pro Szenario

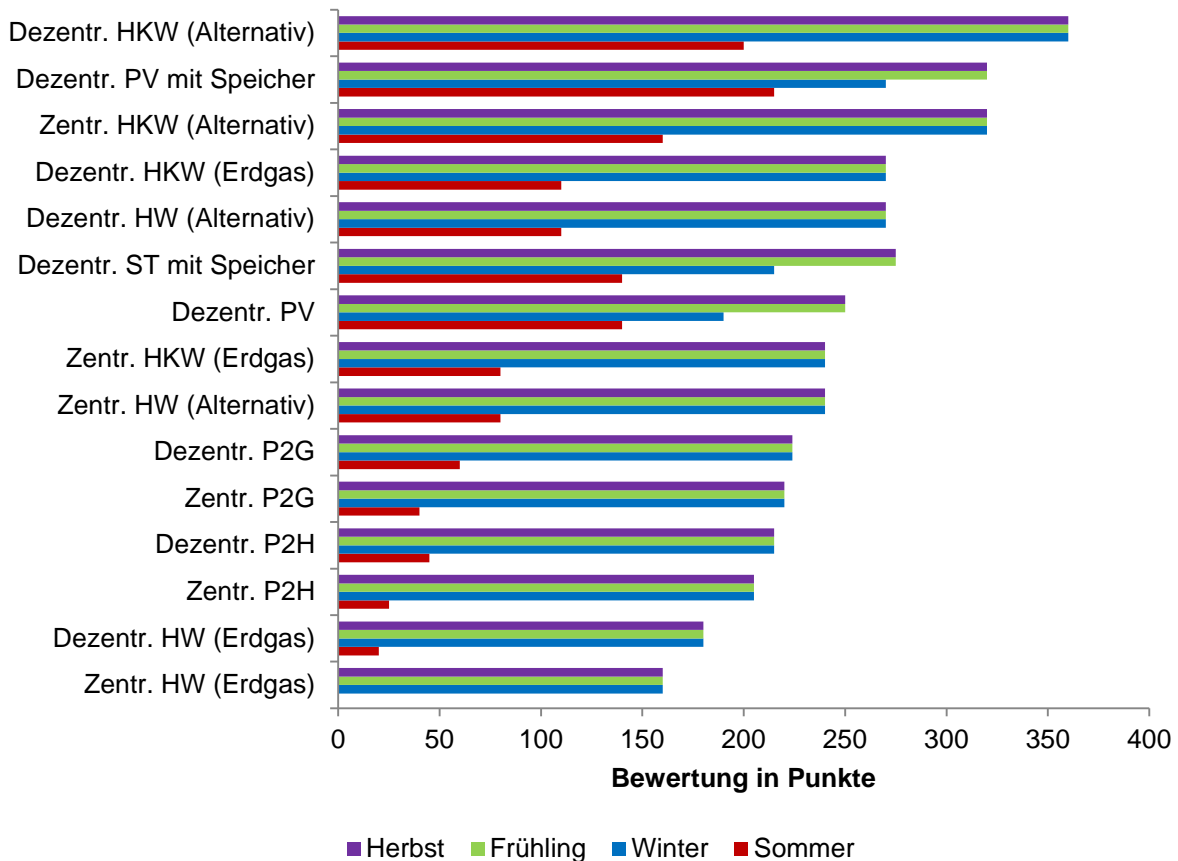


Abbildung 4: Bewertung von Erzeugungstechnologien

Die niedrigere Punktezahl im Sommer lässt sich dadurch erklären, dass im Sommer der Ausfall eines HKW bzw. Wärmeknotens keine Unterversorgung verursacht. Somit sind der Term (1) und (2) der Bewertungsfunktion in allen drei Modellregionen im Sommer Null.

Generell entfällt auf zentrale Anlagen eine niedrigere Punkteverteilung als auf dezentrale, da die Auswirkungen des Ausfalls einer zentralen Anlage höher sind als der Ausfall einer dezentralen Anlage (Term (3)). Dies lässt sich durch die geringeren Leistungsgrößen der dezentralen Anlagen erklären, womit bei einem Ausfall dieser Anlage eine geringere Anzahl an Verbrauchern betroffen ist.

Erdgasbefeuerte Anlagen werden geringer bewertet als alternativbefeuerte, weil diese in dem Szenario „Erdgasausfall“ nicht zur Verfügung stehen.

Die höchste Bewertung erhalten dezentrale, mit alternativen Brennstoffen befeuerte HKW. Der Unterschied zur nächstgereihten Technologie, der dezentralen PV Anlage mit Speicher, liegt darin, dass das  $\mu$ KWKs steuerbar und nicht von externen Umwelteinflüssen abhängig sind. Laut einer Studie des Fraunhofer Instituts [3] ist ein

wirtschaftlicher Betrieb mit dezentralen HKW Anlagen, sogenannten  $\mu$ KWK, grundsätzlich möglich. Die Ergebnisse können folgendermaßen zusammengefasst werden:

*„Derzeit am Markt befindliche  $\mu$ KWK lassen bereits heute wirtschaftlichen Betrieb im Bereich MFH und gewerblichen / öffentlichen Gebäuden zu.*

*Für das typische EFH sind die Anlagen auf Grund des geringen Wärmebedarfs und des sehr unstetigen Strombedarfs bei dem heutigen Umfeld noch nicht ausreichend wirtschaftlich.*

*Um als Ersatz für die herkömmliche Heizung breiten Einsatz zu finden sind weitere Fortschritte nötig: Verbesserung der Leistungsdaten, Erhöhung der Zuverlässigkeit und Lebensdauer und eine deutliche Reduzierung des Verkaufspreises.“ [3]*

Ein Problem der erneuerbaren Energieerzeugung, bspw. durch die Umwandlung von Sonnenenergie in Strom, ist deren hohe Volatilität und Nichtsteuerbarkeit. Aus diesem Grund ist Versorgungssicherheit nur dann gegeben, wenn die volatilen, nicht steuerbaren Quellen mit steuerbaren Quellen bzw. Speichern kombiniert werden. Der Vorteil der erneuerbaren Erzeugung (PV und ST) liegt in der fehlenden Brennstoffabhängigkeit<sup>9</sup>, wodurch bei einem Brennstoffausfall dennoch teilweise Versorgungssicherheit garantiert werden kann.

Vollständige Versorgungssicherheit durch nur eine Technologie ist kaum möglich, sondern kann nur durch eine Kombination erfolgen. Beispielsweise kann bei einem Erdgasausfall durch P2G synthetisches Erdgas erzeugt werden. Jedoch muss diese Anlage mit Strom versorgt werden, welcher bei einem Erdgasausfall ebenfalls beeinträchtigt ist. Abhilfe kann hier beispielsweise eine Kopplung der P2G Anlage mit einer PV Anlage schaffen. Eine solche Kopplungsbetrachtung wurde in dieser Arbeit jedoch nicht durchgeführt, weil die Variationsmöglichkeiten enorm sind.

### 3.3 Bewertung der Speichertechnologien

In diesem Unterkapitel wird eine Bewertung der oben definierten Speichertechnologien durchgeführt. Die Reihung erfolgt nach einer Bewertungsfunktion in der Form

---

<sup>9</sup> Durch den Term (3) der Bewertungsfunktion beschrieben.

$$\begin{aligned}
 \text{Bewertung}_{\text{Speicher},j}(\text{Infraopt.}) = & \sum_i G_E \underbrace{\left( 1 - \frac{E_{\text{Unterversorgung},i,j}(\text{Infraopt.})}{E_{\text{Unterversorgung},i,j}^0} \right)}_{(1)} + \\
 & G_P \underbrace{\left( 1 - \frac{P_{\text{Unterversorgung},i,j}(\text{Infraopt.})}{P_{\text{Unterversorgung},i,j}^0} \right)}_{(2)} + \underbrace{G_G g(\text{Infraopt.})}_{(3)}
 \end{aligned}$$

über die Szenarien<sup>10</sup>

$$i \in \{\text{Erdgasausfall}, \text{Übertragungsnetzausfall}, \text{Ausfall } x_1, \text{Ausfall } x_2\}$$

und die Jahreszeiten

$$j \in \{\text{Frühling}, \text{Sommer}, \text{Herbst}, \text{Winter}\}.$$

Die Konstanten  $G_E$ ,  $G_P$  und  $G_G$  geben die Gewichtung der Terme an. In dieser Arbeit wurden diese mit

$$G_E = 40\text{Punkte}, G_P = 40\text{Punkte} \text{ und } G_G = 20\text{Punkte}$$

gewählt. Der Term (1) beschreibt die unterversorgte Energie. Diese ist auf die im Szenario aufgetretene ausgefallene Energie  $E_{\text{Unterversorgung},i,j}^0$  bezogen. Falls die Infrastrukturoption *Infraopt.* installiert wird, kann dies die fehlende Energie (Unterversorgung) auf den Wert  $E_{\text{Unterversorgung},i,j}(\text{Infraopt.})$  reduzieren. Somit spiegelt dieser Term die Reduktion an unterversorgter Energie im Szenario  $i$  wieder, falls die Infrastrukturoption *Infraopt.* ausgeführt wird. Selbiges gilt für die unterversorgte Leistung im Term (2).

Term (3) beschreibt einen risikoabhängigen Gefährdungsterm mit der Variable  $g(\text{Infraopt.}) \in \{0,1\}$ , welcher den Ausfall einer Einheit dieser Technologie berücksichtigt. Beispielsweise ist die resultierende Unterversorgung bei der Existenz einer einzigen Speichereinheit höher, als eine Unterversorgung bei der Existenz von drei Speichereinheiten<sup>11</sup>.

Diese Bewertungsfunktion ermöglicht eine Bewertung der definierten Infrastrukturoptionen. Das Maximum dieser Funktion beträgt 400 Punkte<sup>12</sup> in jeder Jahreszeit. Abbildung 5 zeigt die Ergebnisse der Bewertungsfunktion, angewendet

<sup>10</sup> Das Szenario Ausfall der Erdgasversorgung und Übertragungsnetzausfall tritt in jedem der drei Modellregionen auf. In der Modellregion Salzburg tritt weiters der Ausfall des HKW Nord und Mitte auf, in Linz der Ausfall des Knotens Mitte und Süd, in Graz der Ausfall der Fernwärmetransportleitung (Südleitung) und des FHKW Graz.

<sup>11</sup> Unter der Annahme, dass es sich um die gleichen Speichereinheiten mit identischen technischen Parametern (Wartung, technischer Zustand, etc.) handelt.

<sup>12</sup> 100 Punkte pro Szenario

auf die oben beschriebenen Infrastrukturoptionen und Szenarios. Die Ergebnisse sind nach der Gesamtpunkteanzahl

$$Bewertung_{\text{Speicher,Gesamt}} = Bewertung_{\text{Speicher,Frühling}} + Bewertung_{\text{Speicher,Sommer}} + Bewertung_{\text{Speicher,Herbst}} + Bewertung_{\text{Speicher,Winter}}$$

sortiert.

Die resultierende niedrigere Punktezahl im Sommer lässt sich dadurch erklären, dass der Ausfall eines HKW bzw. Wärmeknotens im Sommer keine Unterversorgung verursacht. Somit sind der Term (1) und (2) der Bewertungsfunktion in allen drei Modellregionen im Sommer Null.

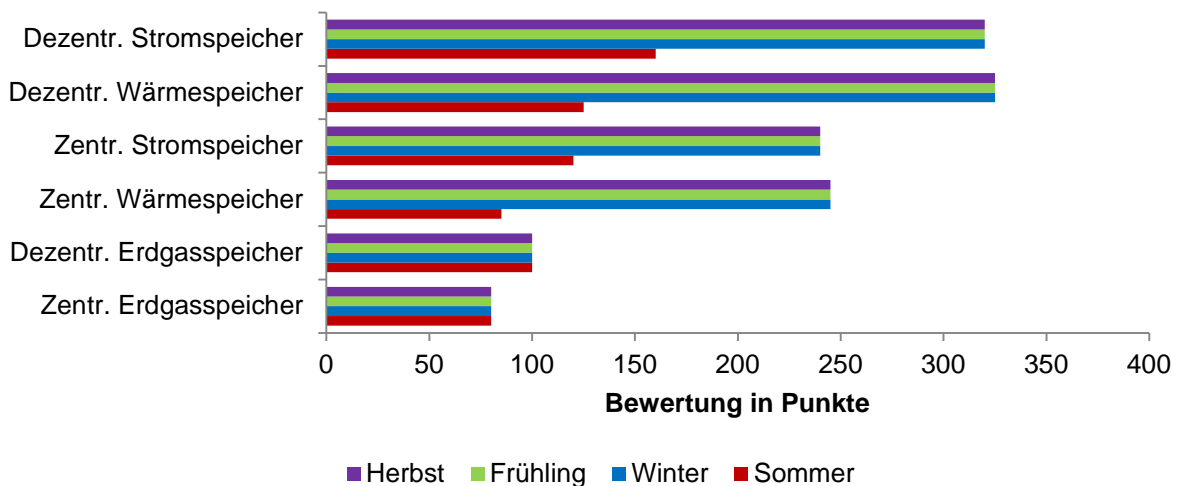


Abbildung 5: Bewertung unterschiedlicher Speichertechnologien

Generell erhalten zentrale Speichereinrichtungen eine geringere Punkteanzahl als dezentrale Speicher, da die Unterversorgung, welche durch den Ausfall eines zentralen Speichers verursacht werden würde, höher ist als jene beim Ausfall einer dezentralen Anlage (Term (3)). Dies lässt sich durch die geringeren Speichereinhaltsgrößen der dezentralen Speicher erklären. Somit ist bei einem Ausfall eines dezentralen Speichers eine geringere Anzahl an Verbrauchern betroffen, als bei einem vergleichbaren Ausfall eines zentralen Speichers.

Die höchste Bewertung in der Abbildung 5 haben dezentrale Stromspeicher, gefolgt von dezentralen Wärmespeichern. Dies liegt daran, dass der Energieträger Strom vielseitiger einsetzbar ist als Wärme.

Erdgasspeicher haben, laut der in dieser Arbeit durchgeführten Bewertung, niedrigere Bewertungen, weil sie nur im Fall des Ausfalls der Erdgasversorgung eine

Unterversorgung reduzieren. Zentrale Untertage-Erdgasspeicher weisen durch eine geringere Verbrauchernähe eine niedrigere Bewertung auf als dezentrale Erdgasspeicher. Durch die deutlich höhere Wirtschaftlichkeit wie auch die Technologiereife bedingt werden jedoch – mit Ausnahme von Röhrenspeichern - bis dato fast ausschließlich Untertagespeicher eingesetzt. Dezentrale Gasspeicher haben derzeit untergeordnete Bedeutung und sind auf Nischenanwendungen eingeschränkt.



## 4 Schlussfolgerung

In den vorstehenden Abschnitten dieses Berichtes wurden mögliche Infrastrukturausbauoptionen dahingehend bewertet, inwieweit diese die Auswirkungen eines Ausfalls von Energielieferungen bzw. -infrastrukturen ausgleichen bzw. minimieren können. Die unterschiedlichen Optionen wurden in Erzeugungs- und Speicheranlagen unterteilt und unterscheiden sich durch Eingangs- und Ausgangsenergieträger, Zentralität und Dezentralität und Brennstoffabhängigkeit.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass dezentrale Technologien mit einer geringen bzw. keiner Brennstoffabhängigkeit einen höheren Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben als zentrale Technologien mit einer hohen Brennstoffabhängigkeit von einem Energieträger. Eine weitere Erhöhung der Versorgungssicherheit von Energieendverbrauchern könnte durch den Einsatz von Speichern erfolgen. Auch hier weisen dezentrale Speichertechnologien eine höhere Bewertung auf. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass viele dezentrale Speichertechnologien - trotz dieser Vorteile - derzeit noch nicht wirtschaftlich sind und deren Einsatz daher zumeist auf Nischenanwendungen beschränkt ist.

Die höhere Versorgungssicherheit durch den Einsatz dezentraler Erzeugung- und Speicheranlagen resultiert daraus, dass dezentrale Einheiten typischerweise eine geringere Leistung bzw. Energieinhalt aufweisen als zentrale Anlagen. Somit sind bei einem Ausfall einer dezentralen Anlage (Speicher) weniger Energieverbraucher betroffen bzw. kann die Leistung der jeweiligen Anlage viel leichter und kostengünstiger ersetzt werden, als dies beim Ausfall einer (leistungsstärken) zentralen Anlage der Fall ist. Falls das vorliegende Leitungsnetz ausreichend ausgebaut ist bzw. wird, kann der Ausfall einer dezentralen (leistungsschwächeren) Anlage durch das Verbundsystem kompensiert werden. Ein weiterer wichtiger Parameter ist das Kommunikationsnetz, das nötig ist, um eine Koordination der dezentralen Anlagen zu ermöglichen.

Abbildung 6 zeigt die wesentlichen Elemente bzw. Bausteine eines Energieversorgungssystems, welche zur Sicherheit dieses Systems beitragen. Nur wenn alle diese Elemente bzw. Bausteine in einem Sicherheitskonzept hinreichend

berücksichtigt sind bzw. werden, kann eine ausreichende Versorgungssicherheit garantiert werden.



**Abbildung 6: Notwendige Bausteine und Designelemente eines städtischen Energiesystems zu Sicherstellung der Energieversorgung**

In der täglichen Praxis steht das Ziel der Versorgungssicherheit allerdings oft in Konkurrenz zur Wirtschaftlichkeit eines Energiesystems. Bspw. führt eine hohe Redundanz von Erzeugungseinheiten zur Entstehung von Überkapazitäten. Diese Überkapazitäten bewirken zwar eine hohe Versorgungssicherheit der Energieendkunden, führen aber zu einer geringen Auslastung der Anlagen und in vielen Fällen, abhängig von den jeweiligen Rahmenbedingungen der Regulierung und den Energiemärkten, zur Unwirtschaftlichkeit. Genau diese Situation trat in Graz auf (siehe Deliverable 3 [4]) und resultierte in einer Schließung von Erzeugungsanlagen in Mellach und Werndorf.

Auf der anderen Seite können sich Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit durchaus ergänzen. Dies zeigt sich bspw. bei Fernwärmespeichern, mit deren Hilfe KWK-Anlagen stromgeführt betrieben werden können, weil ggf. auch aus dem Wärmespeicher in das Wärmenetz gespeist werden kann. Somit können mit dieser Anlagen-Speicher-Kombination höhere Erlöse erzielt werden. Aber auch bei diesem Beispiel zeigt sich die Konkurrenzsituation zwischen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit, weil kaum ein Fernwärmespeicher zur Sicherung der Versorgung betrieben wird. Falls doch, müsste der Speicher, um die Versorgungssicherheit zu maximieren, immer gefüllt sein, wodurch sich jedoch gleichzeitig durch den Speicher keine Optimierung der Betriebsweise erzielen ließe.

## 5 Referenzen

- [1] *Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010: EIWOG 2010*, 2014.
- [2] APA, *Fernwaerme Ausfall: 10000 Salzburger Haushalte waren elf Stunden ohne Heizung.* Available: <http://derstandard.at/1328162538454/Fernwaerme-Ausfall-10000-Salzbürger-Haushalte-waren-elf-Stunden-ohne-Heizung> (05.2014).
- [3] G. Ebert, “Integration der Strom- und Wärmeerzeugung in den Wohnbereich – dezentrale Versorgungssicherheit: Teil 1: Kraft-Wärme-Kopplung für den Wohnbereich – Eine lohnende Investition ?,” Berlin, 2006.
- [4] A. Fleischhacker, G. Lettner, und R. Hinterberger, “ENERGY RISKS IN CITIES Deliverable 3: Quantitative Modellierung und Szenarienanalysen für verschiedene Infrastrukturausbauoptionen und Systemlösungskonzepte in den ausgewählten drei urbanen Ballungsräumen,” Mar. 2014.
- [5] A. Hiesl, “Kostenminimaler Einsatz von dezentralen PV-Speicher-Systemen mit speziellem Fokus auf den Haushaltssektor,” Graz, Feb. 2014.
- [6] Hochschule Mannheim, “Solarstrahlung,” Hochschule Mannheim, Institut für Energie- und Umwelttechnik, Apr. 2006.
- [7] G. Lettner, “Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik für unterschiedliche Netzkosten- und Abgabebeiträge des Eigenverbrauchs,” Graz, Feb. 2014.
- [8] G. Lettner, A. Fleischhacker, und R. Hinterberger, “ENERGY RISKS IN CITIES Deliverable 2: Systematisierung der Wechselwirkungen zwischen den (Verteil-)Netzen zur Bereitstellung verschiedener Energiedienstleistungen im Kontext der Energieversorgungssicherheit und Implementierung der (Verteil-)Netz-Bewertungsmatrix hinsichtlich unterschiedlicher Bedrohungsszenarien in den ausgewählten urbanen Ballungsräumen,” Feb. 2014.
- [9] A. Oberhammer and T. Prawits, “Fernwärmespeicher: Bauarten, Auslegungen und Beispiele,” Mar. 2012.
- [10] U. Stockhammer, Ed, *Sonnenstrom: Speicherspecial: URANUS* Verlagsgesellschaft, 2012.