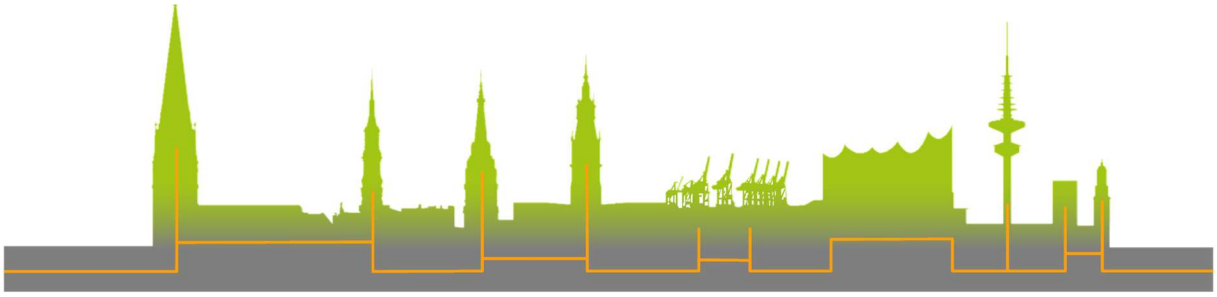
Wärmeerzeugung:
Top-down Modellierung und Investitionsanalyse

Arbeitspaket 4 des Vorhabens

GEWISS - GEographisches WärmeInformations- und SimulationsSystem Hamburg



im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung,
Förderschwerpunkt: Energieeffiziente Stadt und dezentrale Energiesysteme,
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

Dr. Sven Bode und Dr. Helmuth-M. Groscurth

Hamburg, Juni 2018

arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik

Am Waldpark 18, 22589 Hamburg
info@arrhenius.de – www.arrhenius.de

Arbeitspaket 4: Wärmeerzeugung (Top-down Modellierung und Investitionsanalyse)

als Teil des Vorhabens

GEWISS - GEographisches WärmeInformations- und SimulationsSystem Hamburg

im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung Förderschwerpunkt: Energieeffiziente Stadt und dezentrale Energiesysteme

Version 2.0 vom 20.6.2018

---

arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik
arrhenius consult gmbh

Am Waldpark 18
22589 Hamburg
Germany

+ 49 – 40 – 3708 4420
info@arrhenius.de
www.arrhenius.de

Inhalt

1 Kontext und Zusammenfassung ... 3
1.1 Das Projekt GEWISS ... 3
1.2 Arbeitspaket 4 – Wärmeerzeugung ... 4
2 Vorbemerkungen ... 6
3 Qualitative Überlegungen zur künftigen Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung ... 7
3.1 Nutzung von Überschussstrom ... 7
3.2 Optionen zur Wärmeerzeugung ... 8
3.3 Preisbildung auf dem (aktuellen) Strommarkt ... 10
3.4 Wirkung von mehr Wärme aus Strom im Strommarkt ... 12
3.4.1 Hohe Strompreise ... 15
3.4.2 Niedrige Strompreise ... 17
3.5 Optimierung von KWK-Anlagen zusammen mit (FW-Netzen als) Wärmespeichern ... 19
3.6 Fazit der qualitativen Analyse ... 20
4 Quantitative Analyse mit dem Modell INTEGRATE ... 22
4.1 Das Modell INTEGRATE ... 22
4.2 Statische Analyse ... 24
4.2.1 Systemgrenzen und Datenbeschaffung für ein Beispielsystem ... 25
4.2.2 Annahmen und Szenarien für die statische Analyse ... 28
4.2.3 Ergebnisse der statischen Analyse ... 30
4.2.3.1 Erneuerbare Energien ... 30
4.2.3.2 Power-to-Heat ... 32
4.2.3.3 Batteriespeicher ... 37
4.2.3.4 Kraft-Wärme-Kopplung ... 41
4.3 Dynamische Analyse ... 44
4.3.1 Rahmenbedingungen und Annahmen ... 44
4.3.2 Ergebnisse der dynamischen Analyse ... 46
4.4 Kostenbetrachtung ... 50
4.4.1 Daten und Annahmen ... 50
4.4.2 Ergebnisse der Kostenanalyse ... 53
4.5 Fazit der quantitativen Analyse ... 56
4.6 Ausblick ... 57

ANHÄNGE 58

Glossar 58

Referenzen 59

Verzeichnis der Tabellen 60

Verzeichnis der Abbildungen 61

1 Kontext und Zusammenfassung

1.1 Das Projekt GEWISS[1]

Um Klimaschutzpotenziale zu nutzen und Ressourcen mit hoher Kosteneffektivität einzusetzen, entwickeln zwei Hamburger Universitäten zusammen mit Forschungspartnern ein Geodaten-basiertes Wärmeinformations- und Simulationssystem. Veränderungen städtischer Flächen sollten auf lokal vorhandene Wärmequellen abgestimmt werden unter Berücksichtigung städtebaulicher Entwicklungen wie Nachverdichtung, Umnutzung, Abriss und Sanierung von Gebäuden. Umgekehrt muss vor allem die netzgebundene Wärmeversorgung mit Blick auf die Besonderheiten des Gebäudebestands geplant und ausgebaut werden. In ihrer Wirkung auf das Wärmeversorgungssystem sollen kommunale politische Entwicklungen, externe Rahmenbedingungen und sozio-demografische Aspekte untersucht werden. Dabei ermöglich das Projekt, Wege zum möglichst effizienten Umgang mit Wärme aufzuzeigen und verschiedene Effizienzmaßnahmen miteinander zu vergleichen. Hinzu kommt die Einbindung erneuerbarer Energien für die Wärmeerzeugung und Maßnahmen der Kopplung von Wärme- und Stromerzeugung.

Die Zielsetzung ist dabei die strategische Wärmeplanung und die Stadtentwicklung miteinander zu verzahnen, damit Klimaschutzpotenziale ausgereizt und Ressourcen mit hoher Kosteneffektivität eingesetzt werden können.

Die Darstellung umfasst:

- die (gebäudeaggregierte) Verortung des Raumwärmebedarfs und der Wärmeversorgung,
- die Untersuchung unterschiedlicher (partizipativ entwickelter) Szenarien der Entwicklung des Raumwärmesektors (Quellen und Senken, Netz) für Hamburg bis 2050, sowie
- die Darstellung von End- und Primärenergie und CO_2.

Die Entwicklung eines städtischen Wärmekonzepts soll unterstützt werden durch:

- Planung zur Erreichung der anvisierten CO_2-Einsparungen im Wärmesektor
- im Austausch mit in Hamburg beteiligten Stakeholdern (Interessen).

[1] GEWISS = GEographisches WärmeInformations- und SimulationsSystem Hamburg; Text übernommen aus: http://gewiss.haw-hamburg.de/ueber-das-projekt/

1.2 Arbeitspaket 4 – Wärmeerzeugung

Arbeitspaket 4 des GEWISS-Projektes untersucht aus einer Top-Down-Perspektive die künftigen Optionen zur Wärmeversorgung von komplexen, räumlich verteilten Systemen und zu deren Kopplung mit der Stromversorgung. Die Größe dieser Systeme kann von Quartieren bis zu ganzen Ländern reichen. Als Beispielsystem wird eine vereinfachte Abbildung der Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs betrachtet.

Der quantitativen Modellierung vorangestellt sind qualitative Überlegungen zur Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem, das vorrangig aus erneuerbaren Energiequellen gespeist wird.

Die qualitative Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass klassische KWK-Anlagen mit ihrer relativ starren Kopplung von Strom- und Wärme-Produktion für den Einsatz im Zusammenspiel mit einem hohen Anteil stark fluktuierender erneuerbarer Energien nur bedingt geeignet sind. Dies ist begründet in der Tatsache, dass bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien entweder möglichst viel oder aber gar kein Strom aus konventionellen Anlagen benötigt wird und die Kopplung mit Wärmeerzeugung die dafür notwendige Flexibilität von Anlagen einschränkt.

Für die quantitative Analyse wurde das vom arrhenius Institut entwickelte Simulationswerkzeug INTEGRATE ausgebaut und dann auf ein vereinfachtes Modell der Energieversorgung Hamburgs angewandt.

INTEGRATE simuliert die Strom- und Wärmeversorgung über ein Jahr mit einer zeitlichen Auflösung von Viertelstunden. In jedem Zeitintervall werden Angebot und Nachfrage bilanziert und durch residuale Technologien zur Deckung gebracht. Abschließend werden für alle absoluten Größen wie Erdgasbedarf und Systemkosten Jahressummen gebildet.

Folgende Kernaussagen lassen sich aus den Modellergebnissen ableiten:

- Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung kann auch ohne Speicher auf 80% und mehr erhöht werden. Allerdings kann dann rund die Hälfte des erzeugbaren Stroms nicht mehr direkt genutzt werden.
- Um die Klimaschutzziele zu erreichen, muss der Wärmesektor in die Betrachtung einbezogen werden. Die Klimaschutzziele erfordern sowohl die Reduzierung des Wärmebedarfs als auch die Wärmebereitstellung durch elektrische Energie. In der Folge erhöht sich dadurch die erforderliche EE-Leistung und die erforderliche Leistung an Backup-Anlagen für Zeiten in denen Wind und Solarenergien nicht zur Verfügung stehen.
- Wärmespeicher und Stromspeicher in haushalts-tauglichen Größen (= Kurzzeitspeicher) tragen nicht signifikant zur Reduzierung der CO_2-Emissionen bei. Erst Langzeitspeicher mit sehr hohen Speichervolumina ermöglichen nennenswerte Effekte.
- KWK-Anlagen können grundsätzlich dazu beitragen, den Ausstoß an CO_2 zu reduzieren. Ihre Nutzungsdauer nimmt jedoch durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Verbindung mit Stromheizung stark ab, was die Wirtschaftlichkeit der KWK in Frage stellt.
- Stromspeicher erhöhen die Nutzungsdauer von KWK-Anlagen, wenn der KWK-Strom gespeichert werden darf. In diesem Fall können die CO_2-Emissionen wieder ansteigen,

wenn der Speicher nicht so groß dimensioniert ist, dass er KWK-Strom und EE-Überschüsse aufnehmen kann.

- Die Reduzierung der CO_2-Emissionen um mehr als 85% führt zu einem Anstieg der Systemkosten für die Strom- und Wärmeversorgung um rund 100% und erfordert Investitionen von knapp 50 Mrd. Euro bis 2050.

Im Zusammenspiel mit den im GEWISS-Projekt entwickelten Werkzeugen zur Simulation des Raumwärmebedarfs in hoher geografischer Auflösung kann INTEGRATE künftig eingesetzt werden, um bei vorgegebener Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs verschiedene Technologiekombinationen zu deren Deckung zu analysieren und hinsichtlich energetischer, umweltrelevanter und ökonomischer Kriterien zu bewerten.

2 Vorbemerkungen

Das Arbeitspaket 4.3 des GEWISS-Projekts zielt darauf ab, zu untersuchen, inwieweit es Synergien oder Zielkonflikte bei der Integration von Strom- und Wärmeversorgung gibt.

Eine Verknüpfung beider Bereiche besteht schon heute durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) und Nachtspeicherheizungen. Die Art der Kopplung könnte sich aber in der Zukunft grundsätzlich verändern, wenn zum einen – wie in Kap. 3 ausgeführt – die Einsatzmöglichkeiten der KWK durch den Ausbau der erneuerbaren Energien reduziert werden und zum anderen deutlich mehr elektrische Energie für Heizzwecke eingesetzt wird (Power-to-Heat, P2H) und gleichzeitig Batterie- und Wärmespeicher in das System integriert werden.

Die Überlegungen zu einem verstärkten Einsatz von Strom zum Heizen werden dabei getrieben zum einen durch die künftig anfallenden Überschüsse von Strom aus erneuerbaren Energien zu bestimmten Zeiten und zum anderen durch die Notwendigkeit zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung im Rahmen des Klimaschutzes.

Um die beschriebene, sogenannte „Sektorkopplung" analysieren zu können, sollen in Arbeitspaket 4.2 zunächst Szenarien für den Strommarkt definiert werden.

Arbeitspaket 4.1 soll die Voraussetzungen für die Analyse auf der Wärme-Seite schaffen, indem hier die Daten für verschiedenen Möglichkeiten zur Wärmeerzeugung bereitgestellt werden.

Für die Darstellung der Ergebnisse hat es sich als sinnvoll erwiesen, nicht in der Reihenfolge der Arbeitspakete vorzugehen, sondern nach inhaltlichen Kriterien.

Daher steht am Anfang des nachfolgenden Arbeitsberichts eine qualitative Betrachtung, die zunächst als Problemaufriss fungiert (Kap. 3).

Anschließend folgt die quantitative Analyse, die sich gliedert in die Modellbeschreibung, die Definition und Beschreibung von Szenarien sowie die Darstellung der Ergebnisse (Kap. 4).

3 Qualitative Überlegungen zur künftigen Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung

3.1 Nutzung von Überschussstrom

Die Energiewende in Deutschland wird geprägt durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dieser führt

- über den Merit-order Effekt zu sinkenden Großhandelspreisen für Strom und
- zunehmend zu Stunden, in denen mehr Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht als für die Deckung der „klassischen" Nachfrage erforderlich ist (Überschussproduktion). Abbildung 1 stellt dies grafisch dar.

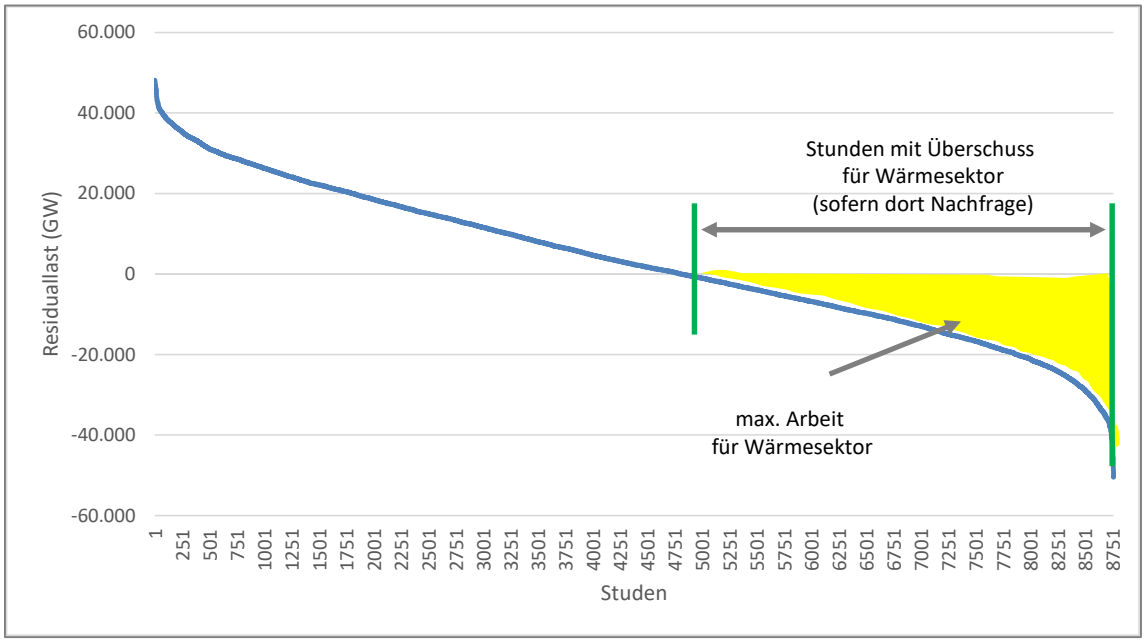


Abbildung 1: Ausweisung des Überschussstroms, der für die Verwendung im Wärmesektor verfügbar wäre, anhand einer geordneten Jahresdauerlinie der Residuallast (schematische Darstellung für eine mögliche Konfiguration des Stromsektors im Jahr 2050 basierend auf den Ausbauzielen nach aktuellem EEG; Quelle: eigene Darstellung).

Somit stellt sich zum einen die Frage, ob und wie zukünftig mehr Strom im Wärmesektor genutzt werden kann.[2] Dabei ist sowohl zu klären, welche Techniken eingesetzt werden könnten bzw. sollten (z.B. Wärmepumpen oder Heizstäbe), als auch, wie diese betrieben werden sollen (monovalent oder bivalent). Mit Blick auf die parallele Diskussion zur Dekarbonisierung des Wärmesektors ist bereits eine „Wärmepumpenlücke" identifiziert worden.[3] Zu prüfen ist dabei aber neben den technischen Belangen, wie tragfähige Geschäftsmodelle definiert werden können. Außer den reinen Kosten der Stromerzeugung sind aus Verbrauchersicht dabei

[2] Zur Nutzung von Überschussstrom siehe z.B. auch Agora 2014.

[3] Siehe Agora 2017a.

auch die zusätzlichen Abgaben, Entgelte und Umlagen auf Strom zu beachten, die elektrische Heizungen derzeit unwirtschaftlich machen können.[4]

Zum anderen ist zu bedenken, welche Auswirkungen die Nutzung von immer mehr (Überschuss)Strom im Wärmesektor auf die klassischen Anlagen haben würde, die bislang den Strom- und den Wärmesektor koppeln, nämlich Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen).[5]

3.2 Optionen zur Wärmeerzeugung

Power-to-Heat (P2H) kann im Wesentlichen über Wärmepumpen (WP) und Heizstäbe (HS) realisiert werden.[6] Heizstäbe als Widerstandheizungen setzen dabei näherungsweise eine Kilowattstunde (kWh) elektrische Energie in eine Kilowattstunde Wärme um. Wärmepumpen machen dagegen auch Umgebungswärme nutzbar und können je eingesetzte kWh Strom *A* kWh Nutzwärme bereitstellen, wobei *A* die sogenannte Arbeitszahl ist. Die liegt realistischerweise in einer Größenordnung von 3-4.

Die beiden Optionen können sich dann mit konventionellen Anlagen ergänzen oder mit ihnen konkurrieren und zwar sowohl bei leitungsgebundener Versorgung (Fernwärmenetze) als auch bei der objektgebundenen Versorgung (z.B. Einzelhäuser). In konventionellen, fossilgefeuerten Anlagen kann Wärme entweder allein (z.B. Gastherme) oder (in KWK-Anlagen) gekoppelt mit elektrischer Energie erzeugt werden (vgl. Abbildung 2).

---

4 Für eine umfassende Diskussion der Entgelte, Steuern und Abgaben einschließlich Reformvorschlägen siehe z.B. Agora 2017b.

5 Mit Blick auf die Klimaschutzaspekte von KWK-Anlagen, insbesondere die Bedeutung des Brennstoffs – Gas vs. Kohle – siehe z.B. LBD 2015. Die Studie diskutiert auch die Ausgestaltung des Förderregimes für KWK-Anlage. Dieser Aspekt wird nachfolgend ausdrücklich nicht diskutiert.

6 Nachtspeicherheizungen werden im Folgenden nicht weiter diskutiert, weil die namensgebende Tag-Nacht-Charakteristik nicht mehr gegeben ist. Elektrische Widerstandsheizungen, zu denen Nachtspeicherheizungen zu zählen sind, werden unter dem Oberbegriff „Heizstäbe" adressiert.

Wärme-erzeugungs-optionen	Power-to-Heat	objektgebunden	Wärmepumpe Widerstandheizung (Heizstab)
		leitungsgebunden ***Fernwärme***	Wärmepumpe Widerstandheizung (Heizstab)
	konventionelle Wärmeerzeugung	objektgebunden	KWK (z.B. BHKW) nur Wärme (z.B. Gastherme)
		leitungsgebunden ***Fernwärme***	KWK (z.B. GuD-Anlage) nur Wärme (Spitzenkessel)

Abbildung 2: Systematisierung (wichtiger) Wärmeerzeugungsoptionen (Quelle: eigene Darstellung).

Insbesondere mit Blick auf eine Wirtschaftlichkeitsanalyse lässt sich für die neuen Optionen festhalten, dass die Investitionskosten für einen Heizstab deutlich geringer sind als für eine Wärmepumpe. Dem steht für Arbeitszahlen $A > 1$ der Vorteil der Wärmepumpe gegenüber, aus einer Kilowattstunde Strom mehr Wärme bereitstellen zu können als ein Heizstab.[7]

Auch wenn im Folgenden die Kombination großer KWK-Anlagen mit Wärmepumpen im Fokus steht, darf nicht vergessen werden, dass auch alle anderen P2H-Optionen gegebenenfalls um die geringen Strompreise bzw. den Überschuss konkurrieren.[8] Im Rahmen einer Potentialanalyse sind diese daher ebenfalls zu betrachten. Einzelne Kombinationen scheiden dabei aus wirtschaftlicher Sicht von vornherein aus (vgl. Abbildung 3). So ist beispielsweise der komplementäre Einsatz von Wärmepumpen und KWK-Anlagen in der Objektversorgung auf Grund der hohen Kosten beider Systeme unwirtschaftlich. Sie stellen Alternativen dar.

[7] Im Hinblick auf CO_2-Emissionen sind Wärmepumpen bei Einsatz erneuerbarer Energien bereits dann vorteilhaft, wenn ihre Arbeitszahl größer 1 ist. Wird Strom aus fossil befeuerten Kraftwerken eingesetzt, so muss die Arbeitszahl größer sein als der Kehrwert des durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrads.

[8] Noch genauer: auch andere Senken wie der Verkehrssektor (Stichwort E-Mobility) wollen / sollen zukünftig mehr Strom einsetzen. Diese haben ebenfalls einen ökonomischen Anreiz, den Strom möglichst günstig zu beziehen. Welche Überschussmengen an Strom künftig wann im Wärmesektor verwendet werden können, ist somit aus heutiger Sicht noch unsicher.

Kombinationsmöglichkeiten		Konventionelle Erzeugung			
		objektgebunden		leitungsgebunden	
		KWK	nur Wärme	KWK	nur Wärme
Power-to-Heat	Wärmepumpe	zu teuer => Alternativen	zu teuer => Alternativen	ja, ergänzend	ja, ergänzend
	Heizstab	ja, ergänzend	ja, ergänzend	ja, ergänzend	ja, ergänzend

Abbildung 3: Kombinationsmöglichkeiten von P2H mit konventionellen Anlagen (Quelle: eigene Darstellung).

3.3 Preisbildung auf dem (aktuellen) Strommarkt

Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit sowohl strom-erzeugender als auch strom-nutzender Technologien ist das Verständnis des Strommarktes wichtig, so wie er heute funktioniert. Abbildung 4 zeigt den prinzipiellen Mechanismus in einer einzelnen Stunde: Die Anbieter geben im Vorfeld ein Gebot ab, welche Strommenge (elektrische Leistung bzw. Arbeit) sie zu welchem Preis liefern können. Die Gebote basieren auf den Grenzkosten der Erzeugung, d.h. es sind nur die zusätzlichen Kosten für die Produktion einer weiteren Einheit (MWh) relevant. Im Schnittpunkt mit der Nachfragefunktion ergibt sich der gleichgewichtige Preis, den alle Anbieter bekommen – unabhängig von ihren Kosten bzw. ihren Geboten.[9]

Für KWK-Anlagen ist im Einzelfall zu unterscheiden, ob diese strom- oder wärmegeführt betrieben werden. Entsprechend können die Grenzkosten der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen variieren, je nachdem welche Erlöse aus dem Verkauf von Wärme angerechnet werden.

[9] Ausführlicher hierzu z.B. Bode & Groscurth (2007), Bode (2008).

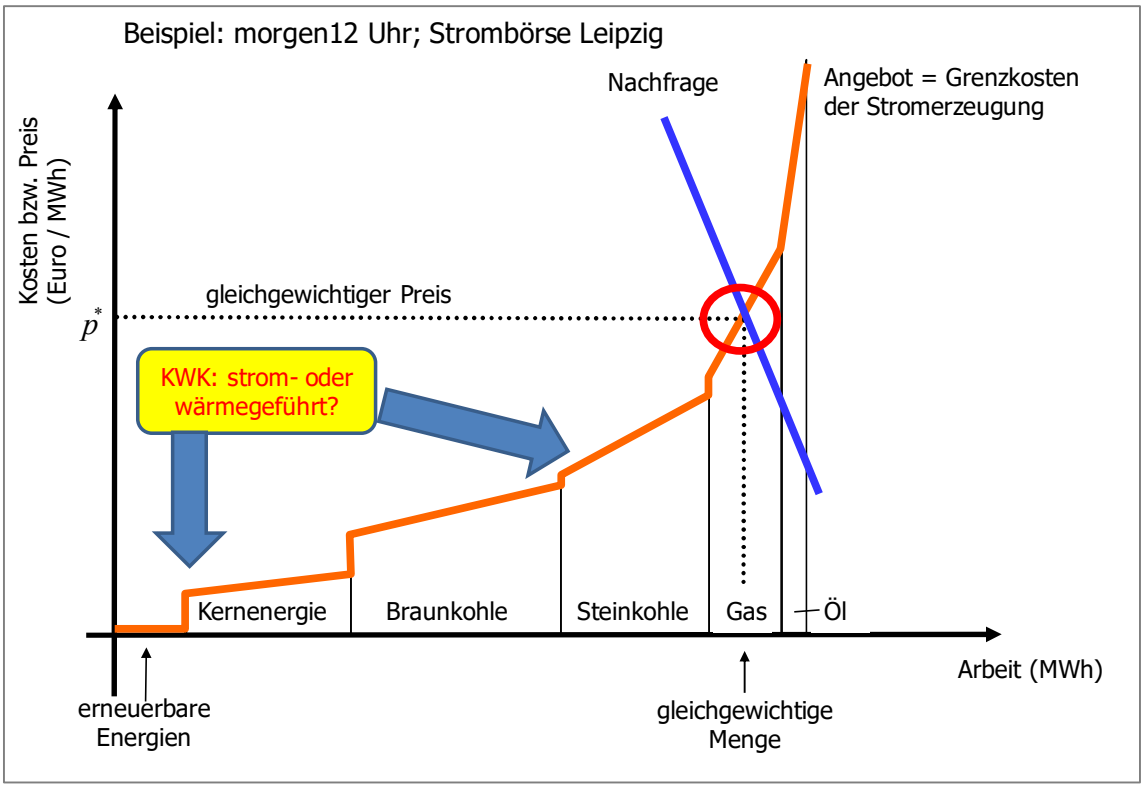


Abbildung 4: Preisbildung in einer ausgewählten Stunde (schematische Darstellung; Quelle: basierend auf Bode 2008).

Wird nun die Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) ausgebaut, sinkt der Preis an der Strombörse, weil Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen sehr geringe Grenzkosten aufweisen (siehe Abbildung 5). Die Finanzierung der Vollkosten für diese Anlagen, die regelmäßig höher sind als die Strompreise, wird über die gesonderte Vergütung nach EEG sichergestellt, die die Verbraucher in Form der EEG-Umlage auf ihrer Stromrechnung sehen. Auch wenn das EEG als solches regelmäßig – zuletzt 2016 – umfassend überarbeitet wird, kann an dieser Stelle konstatiert werden, dass der Wälzungsmechanismus für die Vergütung der EE-Anlagen auf die Stromverbraucher auf absehbare Zeit erhalten bleiben wird. Lediglich die Verteilung der Gesamtkosten auf einzelne Verbrauchergruppen wird weiterhin Bestandteil von Diskussionen und Änderungen sein (Agora 2017b).

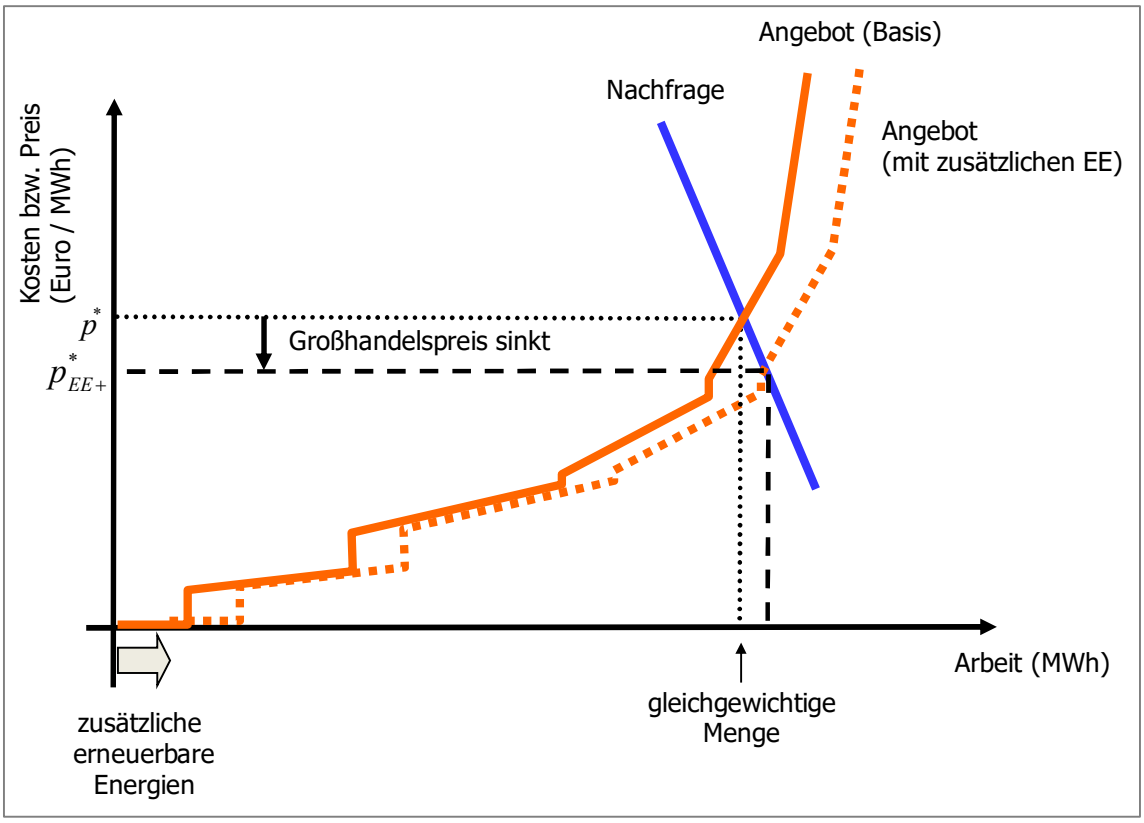


Abbildung 5: Wirkung des Ausbaus von fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) auf den Großhandelspreis in einer einzelnen Stunde (schematische Darstellung, p: Gleichgewichtspreis für Basisangebot; p^*_{EE+}: Preis mit zusätzlichen EE; Quelle: Bode & Groscurth 2008).*

3.4 Wirkung von mehr Wärme aus Strom im Strommarkt

Im Rahmen der nachfolgenden Analyse wird zur Vereinfachung unterstellt, dass die konventionelle Stromnachfrage in einer einzelnen Stunde immer vollkommen preisunelastisch ist, d.h. die Verbraucher wollen eine bestimmte Menge haben, unabhängig davon wie billig/ teuer der Strom ist (vgl. Abbildung 6, blaue Linie). Mit Blick auf die zusätzliche Nachfrage zur Wärmeerzeugung kann zwischen der Erzeugung mittels Heizstäben oder Wärmepumpen unterschieden werden. Ebenfalls zur einfacheren Darstellung wird nachfolgend unterstellt, dass es nur eine vollkommen preisunelastische Nachfrage aus Power-to-Heat (P2H) gibt (rote Linie), die sich aus der Nachfrage von Heizstäben und von Wärmepumpen zusammensetzt.

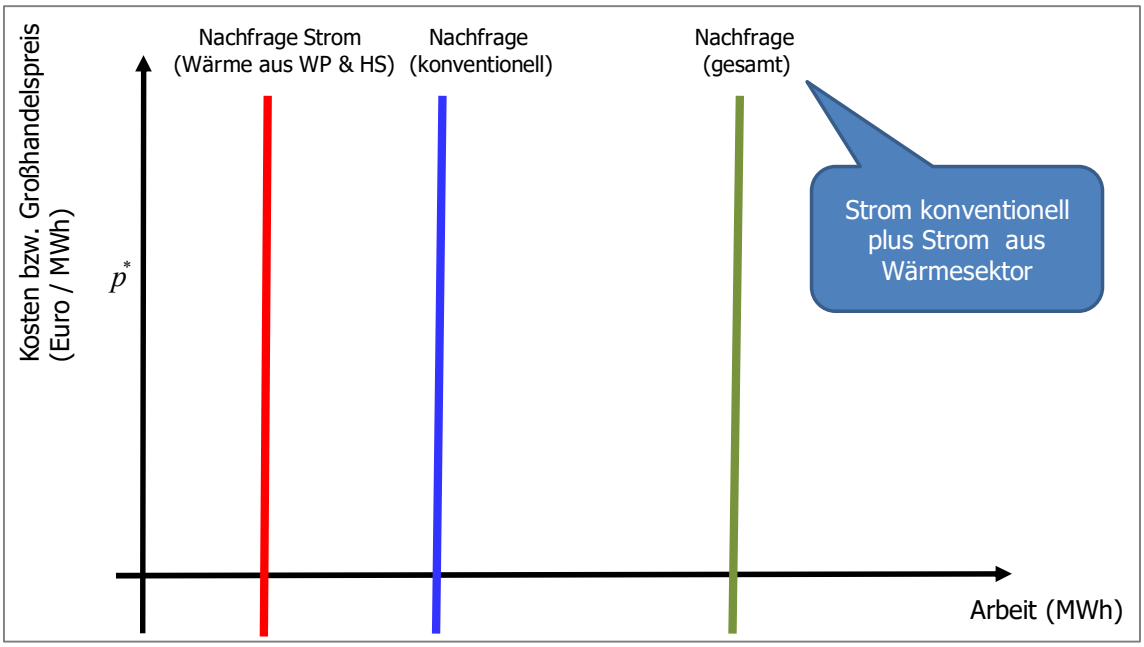


Abbildung 6: Schematische Darstellung der unelastischen Stromnachfrage für konventionelle Anwendungen und für Power-to-Heat (P2H) in einer einzelnen Stunde (Quelle: eigene Darstellung).

Abbildung 7 zeigt das Potential für P2H im Rahmen der Energiewende am Beispiel einer einzelnen Stunde: Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien sinkt der Großhandelsstrompreis (Verschiebung der Angebotskurve von 1 auf 2). Somit kann zunächst zusätzlicher Strom zu Kosten in Höhe der Grenzkosten von (nahe) null verwendet werden (Menge A) – eben z.B. im Wärmesektor. Bei weiterer Nachfrage steigt der Strompreis (Menge B). Zur Wärmeerzeugung wäre dies sinnvoll bis zu dem Niveau, bei dem der Einsatz von P2H in der konkreten Situation (z.B. einer Stunde) unwirtschaftlich wird in dem Sinne, dass die Kosten die Erlöse übersteigen. (siehe Wirtschaftlichkeitsschwelle in Abbildung 7). Bei der Betrachtung können Steuern, Umlagen und Abgaben eine wesentliche Rolle spielen (vgl. dazu auch Tabelle 2).

Anmerkung: Die Darstellung qualitativer Überlegungen in diesem Kapitel greift die Situation in einzelnen Stunden heraus, um grundsätzliche Überlegungen zum und Veränderungen im Energiesystem zu verdeutlichen. Für eine vollständige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist natürlich die Integration über ein ganzes Jahr oder – besser noch – die Lebensdauer der Anlage erforderlich. Diese Analyse bleibt der quantitativen Betrachtung in den folgenden Kapiteln vorbehalten.

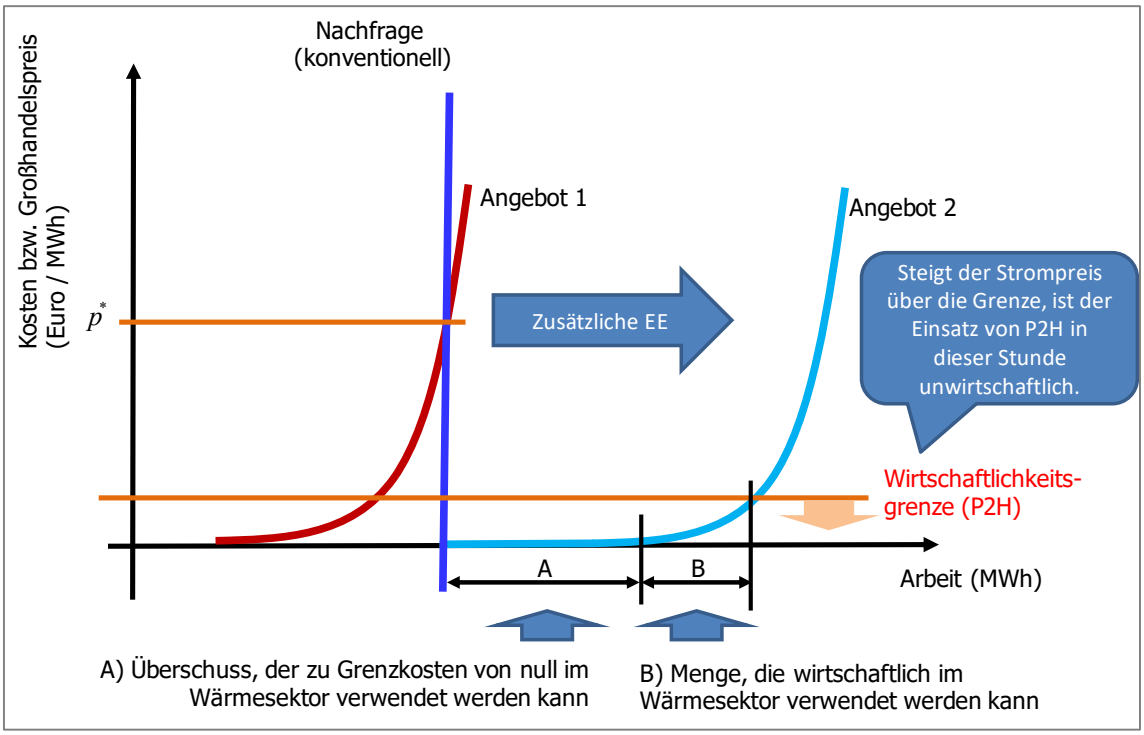


Abbildung 7: Potential für den Einsatz von P2H im Kontext der Energiewende im Stromsektor in einer einzelnen Stunde (ohne Berücksichtigung von Abgaben, Umlagen und Entgelten auf bezogenen Strom; Quelle: eigene Darstellung).

Die Energiewende im Stromsektor kann auch Auswirkungen auf den Betrieb von KWK-Anlagen haben (vgl. Abbildung 8). Die wichtigsten Quellen Windkraft und Photovoltaik produzieren dargebots-abhängig. Extreme Situationen sind dabei z.B. Flaute in der Nacht (Angebot 1) oder Sturm zu Mittagszeit (Angebot 2) – entsprechend zeigen sich bei gegebenen Kapazitäten unterschiedliche Angebotsmengen und damit Strompreise. Je nach Preisniveau kann es sinnvoller sein, möglichst viel Strom aus einer KWK-Anlage auszukoppeln oder gegebenenfalls sogar die Stromproduktion auf Eigenverbrauchsniveau zu senken und die maximale Wärmemenge auszukoppeln. Dies würde eine substantielle Weiterentwicklung bestehender KWK-Konzepte hin zu hochflexiblen Anlagen bedingen.

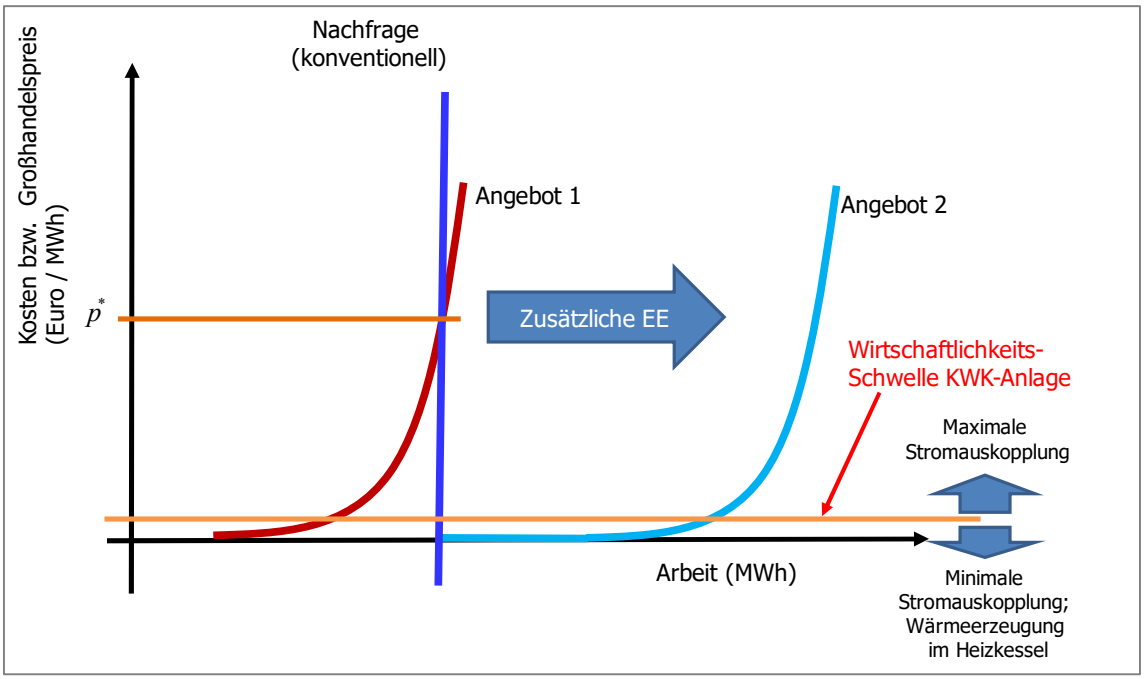


Abbildung 8: Einsatzoptimierung von KWK-Anlagen bei schwankender Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) in einer einzelnen Stunde (Quelle: eigene Darstellung).

Mit Blick auf die qualitativen Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit wird folgende Fallunterscheidung getroffen:

- „Strompreis hoch" vs. „Strompreis niedrig" sowie
- „Potentiale in der objektgebundenen Versorgung" vs. „Potentiale in der leitungsgebundenen Versorgung".

3.4.1 Hohe Strompreise

Als Beispiel für zukünftige Zeitpunkte mit hohen Strompreisen sei eine Flaute (keine Stromerzeugung aus Windkraftanlagen) in der Nacht (keine Stromerzeugung aus PV-Anlagen) genannt. Die Angebotskurve liegt entsprechend weit links. Bei hohen Strompreisen kann die Wirtschaftlichkeitsgrenze für P2H schnell überschritten sein. Insofern ist es in diesen Stunden irrelevant, ob die Wärmenachfrage gering (Sommer) oder hoch (Winter) ist (vgl. Abbildung 9).

Bei der späteren Beurteilung der Wirtschaftlichkeit über ein ganzes Jahr hinweg muss folgender Effekt auf der Gesamtebene berücksichtigt werden: Durch die hohe Stromnachfrage aus P2H in kalten Stunden bei gleichzeitig geringer EE-Erzeugung wären in diesen Zeitpunkten zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten notwendig, um die Wärmeversorgung sicherzustellen. Die (residuale) Jahreshöchstlast könnte also steigen und damit die Kosten für die Vorhaltung der notwendigen Erzeugungskapazitäten.

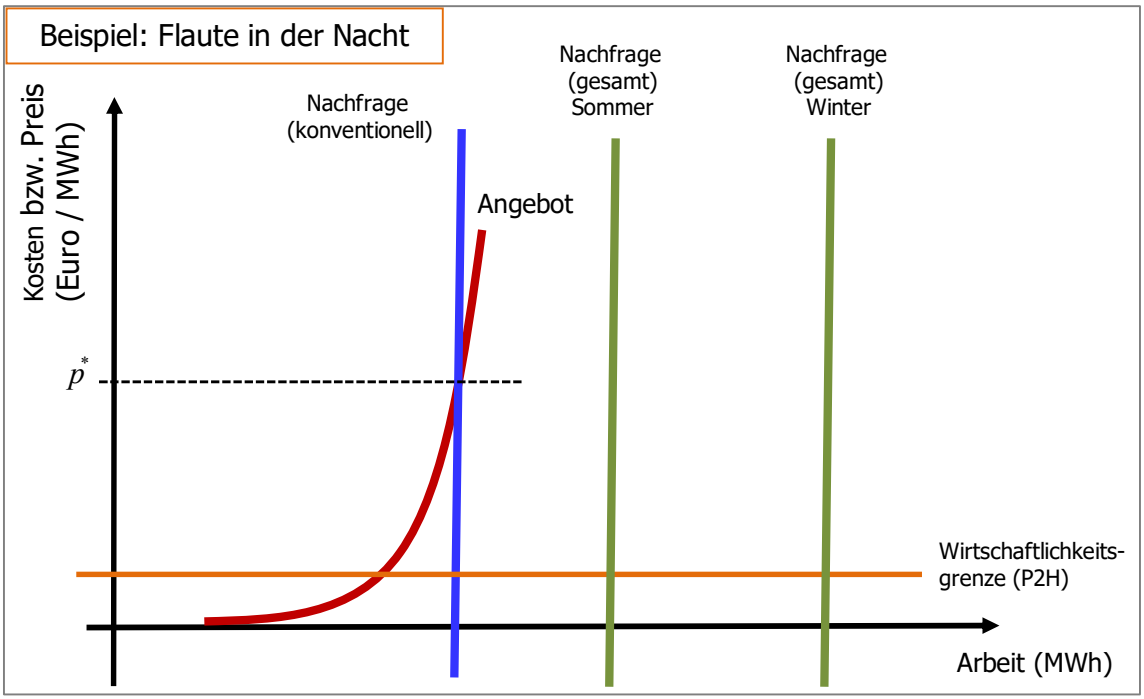


Abbildung 9: Potential für P2H in der objektgebundenen Versorgung bei hohen Strompreisen in einer einzelnen Stunde; hier: Stunde mit Windflaute in der Nacht (Quelle: eigene Darstellung).

Anders gestaltet sich die Situation für leitungsgebundene Systeme mit KWK-Anlagen. Im Rahmen der Möglichkeiten einer konkreten Anlage kann es wirtschaftlich sinnvoll sein, den Stromanteil zu erhöhen. Abhängig von der Wärmelast zu diesen Zeitpunkten könnte dann eine Speicherung von Überschusswärme in Wärmespeichern sinnvoll sein (z.B. im Sommer). Auf jeden Fall zeigen sich hier bereits die Anforderungen an die Flexibilität zukünftiger KWK-Anlagen. Eventuell könnte – abhängig vom Strompreis – auch eine Bereitstellung von fehlender Wärme durch Wärmepumpen erfolgen. Die Arbeitszahl ist hier ein zentraler Parameter. Abbildung 10 fasst dies zusammen.

Ferner ist das Einsatzpotential für große Wärmepumpen vor dem Hintergrund möglicher Reservoir-Restriktionen zu beachten. Klar ist dabei, dass der ad-hoc Ansatz, den Fernwärme-Rücklauf als unteres Wärmereservoir für die Wärmepumpen zu verwenden, energetisch nicht sinnvoll ist: Es käme nur zu einem Wärmetransport von Rücklauf zu Vorlauf ohne einen zusätzlichen Wärmetransport ins das Gesamtsystem. Die Rolle von Wärmespeichern wird in Kapitel 3.5 andiskutiert.

<table>
<tr><th></th><th>„Heute“</th><th>„Morgen“</th><th colspan="2">Kombination von KWK mit ...</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>Heizstab</td><td>Wärmepumpe</td></tr>
<tr><td rowspan="3">KWK</td><td>Stromanteil: x</td><td>erhöhter Stromanteil: $x + z$</td><td rowspan="3"><u>kein Potential:</u> erhöhte Stromproduktion in der KWK-Anlage führt zu gleichhohem Anstieg der Stromnachfrage zur Wärmeerzeugung</td><td rowspan="3"><u>Potential vorhanden:</u> erhöhte Stromproduktion in der KWK-Anlage führt nur zu Anstieg der Stromnachfrage um $1/A$ (A : Arbeitszahl der Wärmepumpe)</td></tr>
<tr><td>Wärmeanteil: $1 - x - y$</td><td></td></tr>
<tr><td>Verluste: y</td><td></td></tr>
</table>

Abbildung 10: Potential für P2H in der leitungsgebundenen Versorgung in Verbindung mit KWK bei <u>hohen</u> Strompreisen (Quelle: eigene Darstellung).

3.4.2 Niedrige Strompreise

Als Beispiel für Zeiten mit niedrigen Strompreisen sei starker Wind zur Mittagszeit genannt. Abbildung 11 zeigt das Potential für den Einsatz von P2H-Anlagen in der objektgebundenen Versorgung. Der Strompreis ist in diesen Stunden gering, so dass je nach Wärmelast ein Teil der Nachfrage zu sehr geringen Stromkosten gedeckt werden könnte (im Sommer gegebenenfalls die gesamte Nachfrage, im Winter hingegen nur ein Teil). Je nach Verhältnis der Wirtschaftlichkeitsgrenze der objektgebundenen P2H-Anwendungen und der Wirtschaftlichkeitsschwelle für den Einsatz der KWK-Anlagen könnte durch die zusätzliche Stromnachfrage aus den leitungsgebundenen P2H-Anwendungen ein zusätzliches Produktions- und damit Erlöspotential für die Stromerzeugung auch aus KWK-Anlagen entstehen. Letzte stehen natürlich auch wieder im Wettbewerb mit anderen Kraftwerken, die die zusätzliche Nachfrage aus P2H-Anlagen denken können.

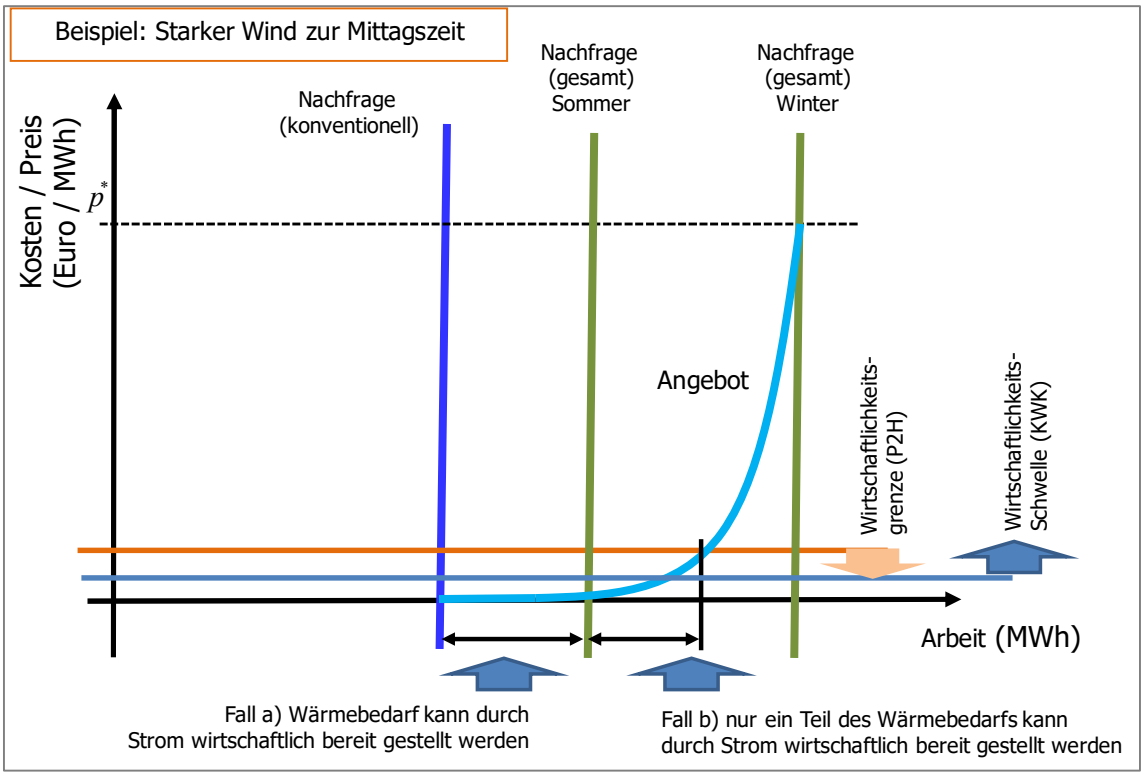


Abbildung 11: Potential für P2H bei geringen Strompreisen in einer einzelnen Stunde; hier: starker Wind zur Mittagszeit (Quelle: eigene Darstellung).

Für neue große KWK-Anlagen stellt sich das Bild anders da. Bei geringen Strompreisen kann es sinnvoll sein, die Stromerzeugung auf ein Minimum zurückzufahren und gegebenenfalls die Wärmeerzeugung komplett zu separieren. Nach heutigem Verständnis könnte hierzu entweder ein Heizkessel oder aber die Wärmeerzeugung durch P2H in Frage kommen. Alternativ könnten in der Zukunft neue, hochflexible KWK-Anlagen ebenfalls eine Lösung sein. Hier zeigt sich, dass Flexibilität (mit Blick auf die Strom- bzw. Wärmeerzeugung) eine wesentliche Frage für das zukünftige Geschäftsmodell sein wird. Es ist dabei noch genauer zu klären, wie flexibel welche KWK-Anlage wann betreiben werden kann. Gegebenenfalls mündet die hohe Flexibilität dann auch in der Trennung der Anlagen. Die Rolle von Wärmespeichern, die hier ebenfalls interessant sein kann, wird in Kapitel 3.5 andiskutiert.

<table>
<tr><th></th><th>„Heute“</th><th>„Morgen“</th><th colspan="2">Kombination von KWK mit ...</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>Heizstab</td><td>Wärmepumpe</td></tr>
<tr><td rowspan="4">KWK</td><td>Stromanteil: x</td><td></td><td rowspan="3"><u>Potential,</u> wenn Kosten für Wärme aus Heizstab kleiner als ...</td><td rowspan="3"><u>Potential,</u> wenn Kosten für Wärme aus Wärme-pumpen kleiner als ...</td></tr>
<tr><td>Wärmeanteil: 1 - x - y</td><td>erhöhter Wärmeanteil: 1 - x + z - y</td></tr>
<tr><td>Verluste: y</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td colspan="2">... Wärmegestehungskosten der Alternativen wie z.B. hochflexible KWK</td></tr>
</table>

Abbildung 12: Potential für P2H in der leitungsgebundenen Versorgung in Verbindung mit KWK bei <u>geringen</u> Strompreisen (Quelle: eigene Darstellung).

3.5 Optimierung von KWK-Anlagen zusammen mit (FW-Netzen als) Wärmespeichern

Neben der isolierten Betrachtung von nur einer Stunde und den dann vorliegenden Optionen bestehen im Rahmen der Wärmespeicherung in (ohnehin) vorhandenen Fernwärmenetzen Möglichkeiten zur intertemporalen Optimierung. So besteht z.B. die Möglichkeit, bei antizipierter hoher Wind- und/oder PV-Einspeisung am nächsten Tag, die sowohl die Strom- wie auch die Wärmeproduktion in KWK-Anlagen unattraktiv machen könnte, bereits heute – bei angenommener momentan geringerer Wind- und PV-Einspeisung – die KWK-Anlage stärker auszulasten, Strom zu verkaufen und die anfallende Wärme im Netz zu speichern. Diese Sichtweise greift aber zu kurz bzw. berücksichtigt nicht alle Alternativen. Tabelle 1 stellt die verschiedenen Optionen im Überblick dar. Insbesondere die Erweiterung der Sicht um die P2H-Option kann die Erlöse gegebenenfalls noch weiter erhöhen.

Tabelle 1: Intertemporale Optimierungsmöglichkeiten unter Nutzung des FW-Netzes als Speicher (fEE: fluktuierende erneuerbare Energien; WP: Wärmepumpe).

	t	***t*+1**	**Wirkung**
	geringe fEE-Einspeisung => hohe Strompreise	hohe fEE-Einspeisung => geringe Strompreise	
Basis	periodenscharfe Betrachtung: produziere, was jetzt gebraucht wird	schalte KWK-Anlage gegebenenfalls ab und nutze nur Heizkessel	
Optimierungsoption 1	erzeuge mehr Strom (=> höhere Erlöse) und speichere Wärme im FW-Netz	schalte KWK-Anlage gegebenenfalls ab und nutze Wärme aus dem Speicher	höhere Erlöse, aber: Optimierung in *t* bringt Zielkonflikt mit sich: Speicherung von Wärme führt zu suboptimalem Stromverkauf (eigentlich sinnvoll: produziere in *t* nur Strom)
Optimierungsoption 2	maximiere die Stromerzeugung (=> maximale Erlöse) und prüfe das Potential / die Notwendigkeit von Wärmepumpen	schalte KWK-Anlage gegebenenfalls ab (bzw. minimiere Stromerzeugung), nutze Wärme aus dem Speicher und produziere Wärme mit WP	höhere Erlöse

Die Betrachtung macht noch einmal deutlich, dass mittel- bis langfristig komplett neue Anforderungen an die Flexibilität von KWK-Anlagen sinnvoll und/ oder notwendig sein werden. Offen ist dabei, wieviel Power-to-Heat das System verträgt. Die zusätzliche Stromnachfrage aus dem Wärmesektor kann – je nach Umfang – substantielle Auswirkungen auf den Strommarkt haben.

3.6 Fazit der qualitativen Analyse

Mit Blick auf die Wärmeerzeugung aus Strom kann es wirtschaftliche Anreize geben, die aus der Nutzung von sogenanntem „Überschussstrom" und den daraus resultierenden sinkenden Großhandelspreisen resultieren. Eine umfassende Analyse muss jedoch auch andere Kostenkomponenten wie z.B. Umlagen und Netznutzungsentgelte umfassen.

Tabelle 2 fasst die obigen Ausführungen zusammen. Der Weg, Strom aus KWK-Anlagen zum Betrieb von Wärmepumpen einzusetzen, erscheint jedoch auf der Basis dieser Überlegungen nicht sinnvoll. In Hochpreiszeiten ist es sinnvoll, KWK-Strom zu verkaufen, wohingegen der Betrieb von Wärmepumpen dann gerade unwirtschaftlich ist. Bei geringen Strompreisen dreht sich das Bild entsprechend um. Die Analyse impliziert, dass langfristig möglicherweise für den Betrieb von KWK-Anlagen in ihrer heutigen Konfiguration keinen Business-Case mehr vorhanden sein könnte. Die leitungsgebundene Wärmeversorgung könnte dann auf Heizkesseln und Power-to-Heat basieren oder aber durch neue, hochflexible KWK-Anlagen erfolgen, die die heutigen Konfigurationen mit Blick auf Möglichkeiten der Flexibilität bei Strom- und

Wärmeerzeugung aber weit hinter sich lassen müssen. Die KWK-Förderung hat dabei einen wesentlichen Einfluss auf Design- und Betriebsentscheidungen.

Die Aspekte können durch eine intertemporale Analyse unter zu Hilfenahme des FW-Netzes als Speicher oder zusätzliche Wärmespeicher gegebenenfalls verstärkt werden.

Tabelle 2: Mögliches Potential für das Zusammenspiel von Wärmepumpen und KWK-Anlagen.

		objektgebunden	**leitungsgebunden**
Strompreis	hoch		höhere Stromauskopplung aus KWK in Verbindung mit Wärmepumpen kann profitabel sein
	niedrig	zusätzliche Stromnachfrage durch Power-to-Heat kann Potential zur Stromerzeugung in (hoch-flexiblen) KWK-Anlagen erhöhen	Ersatz von Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen durch Power-to-Heat kann profitabel sein

Im Rahmen der Analyse des möglichen Einsatzes von KWK-Strom in Wärmepumpen wurden auch die CO_2-Emissionen eines solchen Systems untersucht. Die obige Analyse legt jedoch nahe, dass eine solche Betrachtung nicht sinnvoll ist. Es ist deutlich geworden, dass die Einsatzstrategien der Stromauskopplung in KWK-Anlagen und dem Einsatz von Wärmepumpen entgegengesetzt laufen. Die Stromausauskopplung ist dann sinnvoll, wenn die Strompreise hoch sind.

4 Quantitative Analyse mit dem Modell INTEGRATE

Die nachfolgenden Analysen erfolgen mit Hilfe des Simulationsmodells für Energiesysteme INTEGRATE, das im Folgenden zunächst vorgestellt wird.

4.1 Das Modell INTEGRATE

INTEGRATE ist ein Fundamentalmodell, mit dessen Hilfe sich die integrierte Strom- und Wärmeversorgung eines Energiesystems simulieren lässt. Als Energiesystem kann dabei sowohl ein Quartier als auch eine ganze Region oder ein ganzes Land betrachtet werden. Die Qualität der Ergebnisse hängt dabei entscheidend von der Auflösung und Qualität der Eingangsdaten ab.

Das Modell wurde vom arrhenius Institut entwickelt und im Rahmen von GEWISS angepasst für die Anwendung auf eine stark vereinfachte Version des Hamburger Energiesystems.

INTEGRATE basiert auf der physikalischen Bilanzierung der Energieströme (vgl. Abbildung 13) in hoher zeitlicher Auflösung. Diese wurde im Rahmen des GEWISS-Projektes von einer Stunde auf eine Viertelstunde erhöht. Aufgrund der Fluktuationen erneuerbarer Energien wird bei deren weiter voranschreitendem Anteil an der Stromerzeugung erwartet, dass künftig alle Märkte für Stromprodukte mindestens auf Viertelstundenbasis funktionieren werden, langfristig könnten sich sogar noch kürzere Intervalle als nötig erweisen.

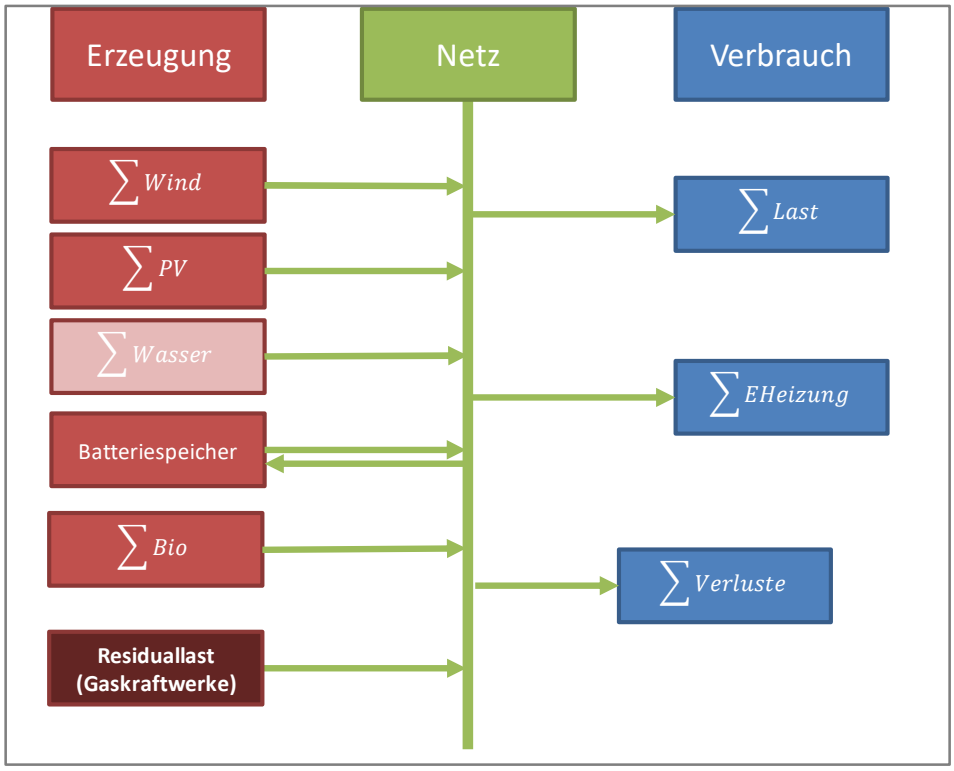


Abbildung 13: Physikalische Bilanzierung der Stromversorgung im Modell INTEGRATE (Quelle: eigene Darstellung).

In jeder Viertelstunde werden die aktuellen Beiträge aller Erzeugungsoptionen und aller Lasten aufsummiert. Dabei wird angenommen, dass das Netz als Kupferplatte funktioniert, der zwar Transportverluste zugeordnet werden können, die aber keine Engpässe aufweist.[10]

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Last werden anhand von Daten eines Referenzjahres ermittelt. Dabei bleibt die Volatilität erhalten, die absolute Höhe der jeweiligen Einspeisung oder Nachfrage wird anhand der im jeweiligen Szenario unterstellten Entwicklung der Erzeugungs- und Nachfrageleistung skaliert.

Abbildung 14 zeigt den schematischen Rechengang in einer Viertelstunde. Die Differenz aus der (aufsummierten) Nachfrage (Last) in einer Viertelstunde und der (aufsummierten) Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE), also Wind- und Sonnenenergie, wird als „Restlast" bezeichnet. [11]

Ist die Restlast positiv, so wird Strom aus anderen Quellen benötigt, um die Nachfrage zu decken. Sofern in Batteriespeichern Energie vorhanden ist, kann diese genutzt werden. Andernfalls werden Gaskraftwerke eingesetzt. Dabei kann es sich, wenn gleichzeitig Wärme benötigt wird, um Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen handeln oder um reine Kraftwerke.

Ist mehr Strom aus erneuerbaren Energien verfügbar als unmittelbar benötigt wird, so kann dieser entweder in Batterien gespeichert werden oder zur Deckung der Wärmenachfrage mittels Heizstäben oder Wärmepumpen, sofern Wärme benötigt wird. Andernfalls werden die EE-Anlagen abgeregelt.

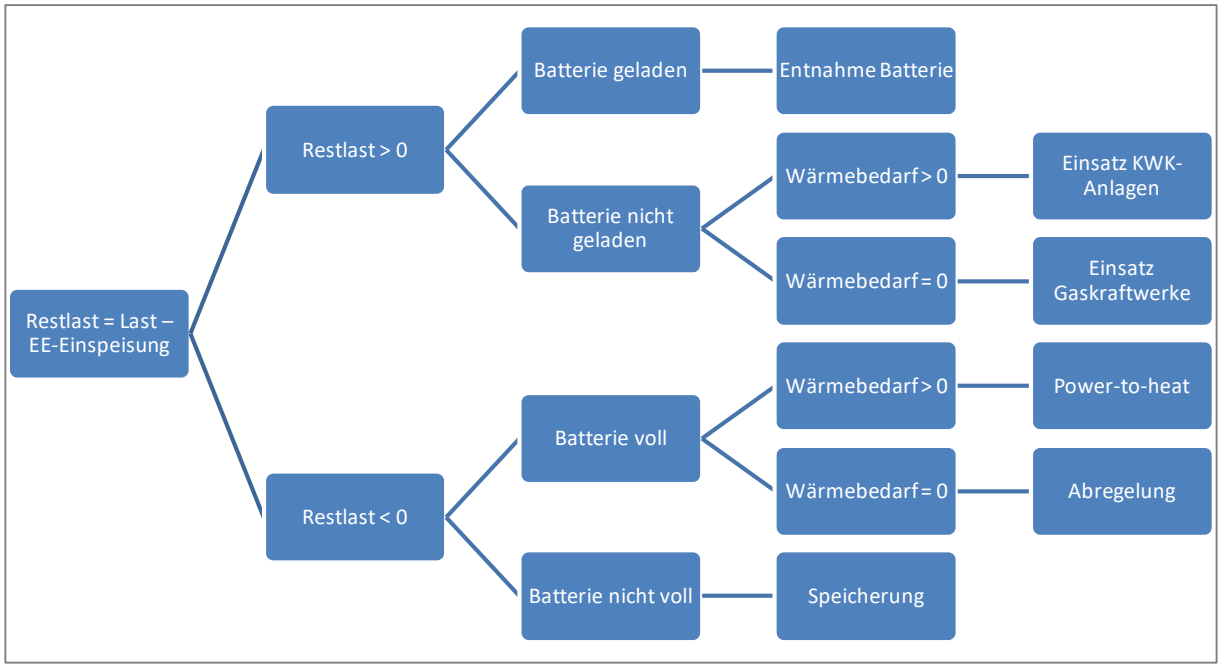


Abbildung 14: Rechengang bei der Betrachtung einer Viertelstunde im Modell INTEGRATE (Quelle: eigene Darstellung).

[10] Diese Annahme entspricht natürlich nicht der Realität, ist aber für die hier betrachteten Fragestellungen vertretbar.

[11] Andere Autoren bezeichnen die Differenz als „Residuallast".

Die Simulation erfolgt jeweils für ein Jahr, so dass je Modell-Lauf rund 35.000 verschiedene Versorgungssituationen betrachtet werden müssen. Für die Auswertung der Ergebnisse werden alle absoluten Größen aufsummiert für das ganze Jahr, alle spezifischen Größen werden gemittelt. Als Referenzjahr für die vorliegende Untersuchung dient das Jahr 2015.

4.2 Statische Analyse

Es existieren eine ganze Reihe von Studien, die darauf abzielen, die Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland in großer Detailtiefe und im zeitlichen Verlauf abzubilden (vgl. z.B. FhG-ISE 2015 und 2013, UBA 2013 und 2013b). Weitere Projekte sind in Arbeit.[12]

Die Orientierung an solchen Studien für das Arbeitspaket 4.2 im GEWISS-Projekt ist aus mehreren Gründen problematisch:

- Die hohe Komplexität der Studien und somit auch der sich daraus ergebenden Szenarien würde die Zielgruppe des GEWISS-Projekts und der darin zu entwickelnden Werkzeuge vermutlich überfordern, sowohl hinsichtlich der Auswahl geeigneter Szenarien als auch der Interpretation der Ergebnisse.
- Studien, die eine zeitliche Entwicklung vorzeichnen, werden regelmäßig von der tatsächlichen Entwicklung überholt, so dass dann die Ergebnisse der GEWISS-Werkzeuge durch bereits falsifizierte Eingangsparameter entwertet würden.
- Durch die zur Zeit der Antragstellung für das GEWISS-Projekt nicht absehbare Verabschiedung des Strommarktgesetzes 2016 mit seiner Fokussierung auf das Bilanzkreismanagement ist es derzeit ausgesprochen schwierig, die künftigen Strompreise in Modellen abzubilden. Das gilt sowohl für das Zustandekommen der Preise am Day-ahead Markt als auch die durch die Notwendigkeiten des Bilanzkreisausgleichs steigende Bedeutung des Intraday-Marktes, der in 2017 eine deutlich steigende Volatilität aufweist.
    - Der Aufwand, diese neuen Entwicklungen abzubilden, soweit das derzeit überhaupt möglich ist, übersteigt die im Projekt verfügbaren Mittel deutlich.

Daher wird für die Definition von Szenarien für die Entwicklung der Stromerzeugung folgender Ansatz verwendet, mit dessen Hilfe sich – wie im Weiteren beschrieben – durchaus belastbare Ergebnisse erzielen lassen:

- Ausgangspunkt ist die Frage, welche installierte Leistung P_i verschiedener Technologien zur Stromerzeugung i erforderlich wäre, um das zu untersuchende Energiesystem (hier: Hamburg) zu $x\%$ aus erneuerbaren Energien zu versorgen (sog. Was-wäre-wenn-Analysen).
- Als Ergebnis erhält man für verschiedene Anteile $x\%$ in der Regel mehrere unterschiedliche Kombinationen der Technologien i.
    - Diese Lösungen werden charakterisiert durch eine Reihe von Parametern wie
        - verbleibender Einsatz fossiler Brennstoffe,

[12] „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland" und „Auswirkungen der Klimaschutzziele und diesbezüglicher Maßnahmen auf den Energiesektor und den Ausbau der erneuerbaren Energien", 2017 beauftragt durch das BMWi.

    - Höhe der notwendigerweise zu installierenden Backup-Leistung (auf Basis fossiler Energieträger)
    - resultierende / verbleibende CO_2-Emissionen,
    - Kosten.
- Ab einer bestimmten Höhe des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung kann zu bestimmten Zeiten ein Teil der erzeugbaren elektrischen Energie nicht direkt genutzt werden. Um diese Strommengen dennoch nutzbar zu machen, werden verschieden hohe Anteile von elektrischen Wärmepumpen und Heizstäben an der Wärmeversorgung eingeführt (Power-to-Heat). Es wird ferner angenommen, dass diese Anlagen mono-valent betrieben werden, d.h. es steht für ein Gebäude nur diese eine Technologie zur Verfügung, die in Zeiten ohne Überschüsse, aber mit Wärmebedarf, dann durch Strom aus fossil gefeuerten Kraftwerken betrieben werden muss.
- In einem nächsten Schritt wird dann untersucht, wie sich zusätzliche Optionen oder Parameterveränderungen auf die verschiedenen Aspekte der möglichen Lösungen auswirken.
    - Es werden unterschiedlich dimensionierte Batterie-Speicher eingeführt. (Wärmespeicher werden später im Rahmen der dynamischen Analyse betrachtet.)
    - Es werden (gas-gefeuerte) Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen hinzugefügt.

In diesem Stadium der Untersuchung liegt der Fokus nicht auf der zeitlichen Entwicklung, sondern auf dem anzustrebenden Endzustand. Daher handelt es sich hier um eine statische Analyse.

Anschließend wird untersucht, in welchen Schritten / mit welcher Entwicklung der angestrebte Endzustand zu erreichen ist (vgl. Kap. 4.3).

4.2.1 Systemgrenzen und Datenbeschaffung für ein Beispielsystem

Als Beispielsystem, an dem die Wirkungsweise und Leistungsfähigkeit des GEWISS-Werkzeuge demonstriert werden soll, dient die Freie und Hansestadt Hamburg. Daher wird auch die hier im Mittelpunkt stehende Kopplung von Strom- und Wärmeversorgung am Beispiels Hamburgs betrachtet.

Als Schwierigkeit erwiest sich dabei, dass Hamburg keine eigene Regelzone im Übertragungsnetz bildet, sondern Teil der Zone von 50Hertz ist, die im Übrigen das Gebiet der östlichen Bundesländer umfasst. Dies ist der historischen Entwicklung bei der Bildung des ehemaligen Netzbetreibers Vattenfall in Deutschland geschuldet. Als Folge liegen für Hamburg keine Einspeisedaten für die einzelnen Kategorien erneuerbarer Energien vor, wie sie ansonsten seit vielen Jahren regelhaft im Internet veröffentlich werden.

Verfügbar ist hingegen der Verlauf der Nachfrage. Entsprechende Zeitreihen werden vom Verteilnetzbetreiber „Stromnetz Hamburg" im Internet zur Verfügung gestellt.

Eine vollständige Versorgung Hamburgs mit Strom aus erneuerbaren Energien, der ausschließlich aus dem Stadtgebiet erzeugt wird, ist nach dem heutigen Stand der Technik nicht möglich (arrhenius 2010).

Daher wird folgendes System betrachtet:

- Im Referenzfall entspricht der Bedarf an Raumwärme und elektrischer Energie der Nachfrage in Hamburg im Jahr 2015.
  - Der Wärmebedarf wird gegebenenfalls im Rahmen von Szenarien gezielt verändert als Folge energetischer Maßnahmen an der Gebäudehülle.
  - Der Strombedarf für konventionelle Anwendungen wird als konstant angenommen. Es wird unterstellt, dass sich steigende Effizienz einzelner Technologien wie Waschmaschinen und Kühlschränken einerseits und Einführung neuer Technologien, z.B. im IT-Bereich, andererseits kompensieren.
  - Im Unterschied dazu wird der zusätzliche Strombedarf, der aus der Einführung neuer oder zusätzlicher Anlagen für die Gewinnung von Wärme aus elektrischer Energien resultiert, jeweils vom Modell bestimmt.
  - Zusätzlicher Strombedarf aus der Elektromobilität wird hier nicht betrachtet.
- Es wird angenommen, dass die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in der Tennet-Regelzone erfolgt, die Hamburg umschließt. Als Referenzwerte für die Kalibrierung des Modells INTEGRATE werden die Einspeisedaten der Tennet-Regelzone aus dem Jahr 2015 verwendet.

Die Verfügbarkeit einzelner Daten sowie die Jahressummen und Maxima wichtiger Verbrauchswerte sind in Tabelle 3 und Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 3: Verfügbarkeit von Daten für die Kalibrierung des Modells INTEGRATE.

	Daten	**2014**	**2015**	**Bemerkung**
Strom	Lastgang Hamburg (HH)	-	+	Stromnetz Hamburg
	EE-Einspeisung Hamburg / Schleswig-Holstein	-	-	
	EE-Einspeisung Regelzonen: Tennet	+	+	Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Tennet
	installierte EE-Leistung	+	+	EEG-Anlagenregister
Wärme	Temperatur Hamburg	+	+	DWD
	Wärmebedarf Hamburg	-	-	ersatzweise: Ecofys 2009
	Anteil Wärmepumpen	-	-	
	Anteil Elektrische Heizungen (derzeit: Nachtspeicher)	-	-	

Tabelle 4: Rahmendaten für die Abbildung Hamburgs in INTEGRATE im Rahmen des GEWISS-Projekts.

Parameter	Wert	Anmerkung
Strombedarf	12 TWh/a	Referenzjahr für die Verteilung und die Menge:
maximale Nachfrage	1,8 GW	Zeitreihe von Stromnetz Hamburg für 2015
Wärmebedarf	14,4 TWh/a	Energiebedarf 2009 (Quelle: Ecofys 2009)
	13,8 TWh/a	Energiebedarf 2015 (geschätzt in Ecofys 2009)
davon Heizwärme	11,0 TWh/a	wird durch Maßnahmen an der Gebäudehülle beeinflusst
Warmwasser	2,8 TWh/a	bleibt konstant
maximale Nachfrage	3,8 GW	zeitliche Verteilung über Gradtagszahlen, berechnet aus stündlichen Außentemperaturwerten für 2015 (Quelle: DWD)

Dieses stark vereinfachte System ist gemeint, wenn im Weiteren von der „Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs" die Rede sein wird.

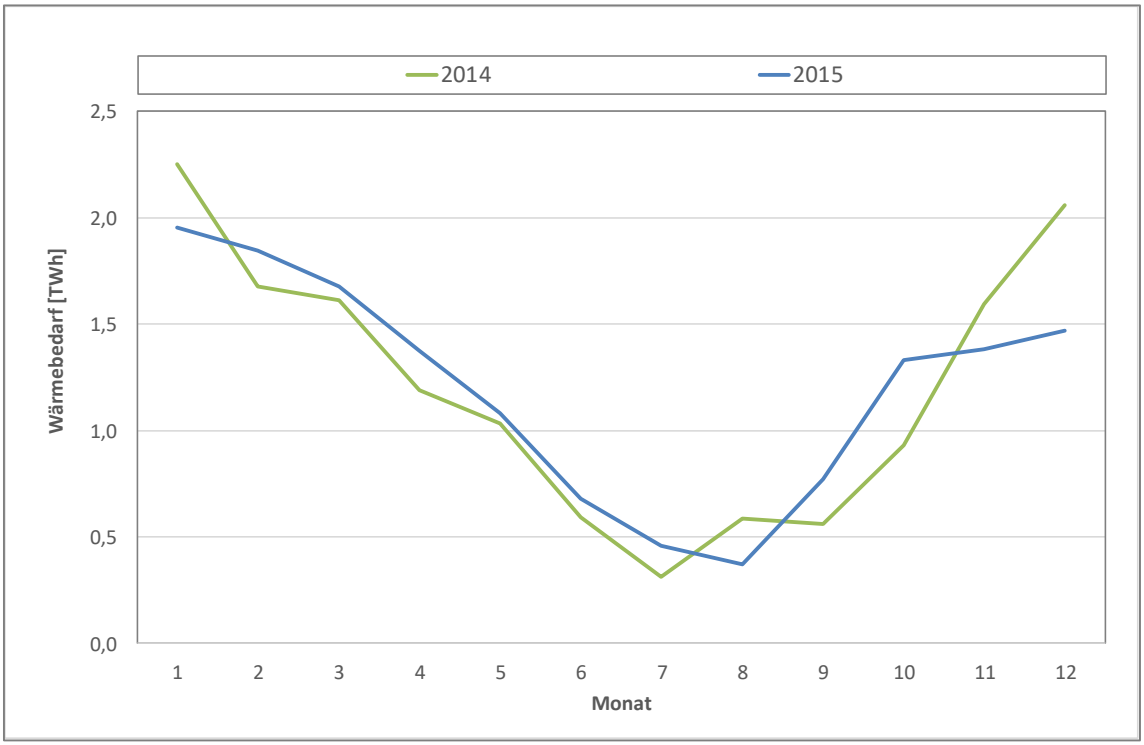


Abbildung 15: Abschätzung des saisonalen Verlaufs des Wärmebedarfs in Hamburg in den Jahren 2014 und 2015 anhand des Temperaturverlaufs mit Hilfe der Gradtagszahl-Methode (Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, Daten: DWD).

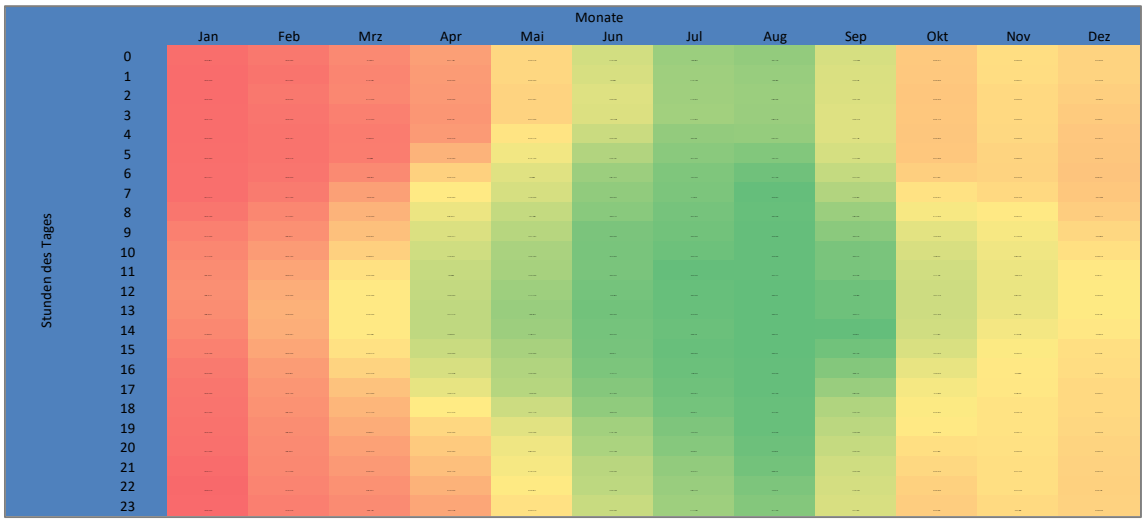


Abbildung 16: Zeitliche Verteilung des Wärmebedarfs in Hamburg nach Monaten eines Jahres und Stunden eines Tages (rot: hoch, grün: niedrig, Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, Daten: DWD).

4.2.2 Annahmen und Szenarien für die statische Analyse

Der jährliche Nutzwärmebedarf von Gebäuden in Hamburg wird durch die Bildung von Gradtagzahlen auf der Basis stündlicher Temperaturwerte auf die betrachteten rund 35.000 Viertelstunden verteilt.

Für den jährlichen Nutzwärmebedarf selbst werden zunächst historische Daten in Verbindung mit pauschalen Reduktionsfaktoren angesetzt (Basis: Ecofys 2009).

In der dynamischen Analyse in Kap. 4.3 können zukünftig dann auch verschiedene zeitliche Verläufe betrachtet werden, die auf den Ergebnissen anderer Teilprojekte basieren.

Energetische Maßnahmen an der Gebäudehülle führen dazu, dass der Wärmebedarf in der Heizperiode reduziert wird (vgl. Abbildung 17). In den Sommermonaten, in denen hauptsächlich warmes Wasser benötigt wird, ist die Reduzierung gering und wird hier näherungsweise als „null" angenommen. Abbildung 17 ist nur eine schematische Darstellung, die das verwendete Modellprinzip erläutert. Für die eigentlichen Rechnungen wird der Verlauf des Wärmebedarfs aus dem Temperaturverlauf im Referenzjahr (hier: 2015) abgeleitet (vgl. Abbildung 15).

Umgekehrt führt die Erhöhung des Anteils elektrischer Wärmeversorgungssysteme (Wärmepumpen, Heizstäbe) dazu, dass der Einsatz elektrischer Energie ansteigt, wobei der absolute Anstieg im Winter höher ausfällt als im Sommer (vgl. Abbildung 18).

In der statischen Analyse wird der Anteil von Wärmepumpen und Heizstäben an der Wärmeversorgung für das jeweils betrachtete Szenario exogen vorgegeben.

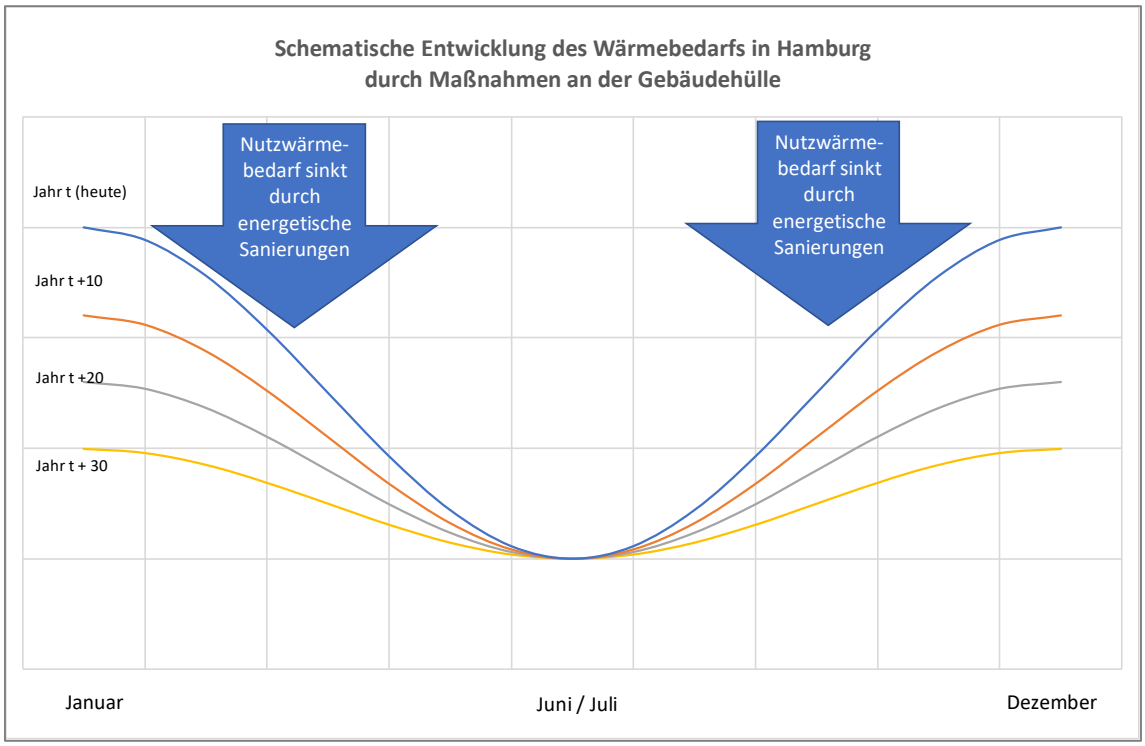


Abbildung 17: Schematische Darstellung der Wirkung von energetischen Maßnahmen an der Gebäudehülle auf den Wärmebedarf (Quelle: eigene Darstellung).

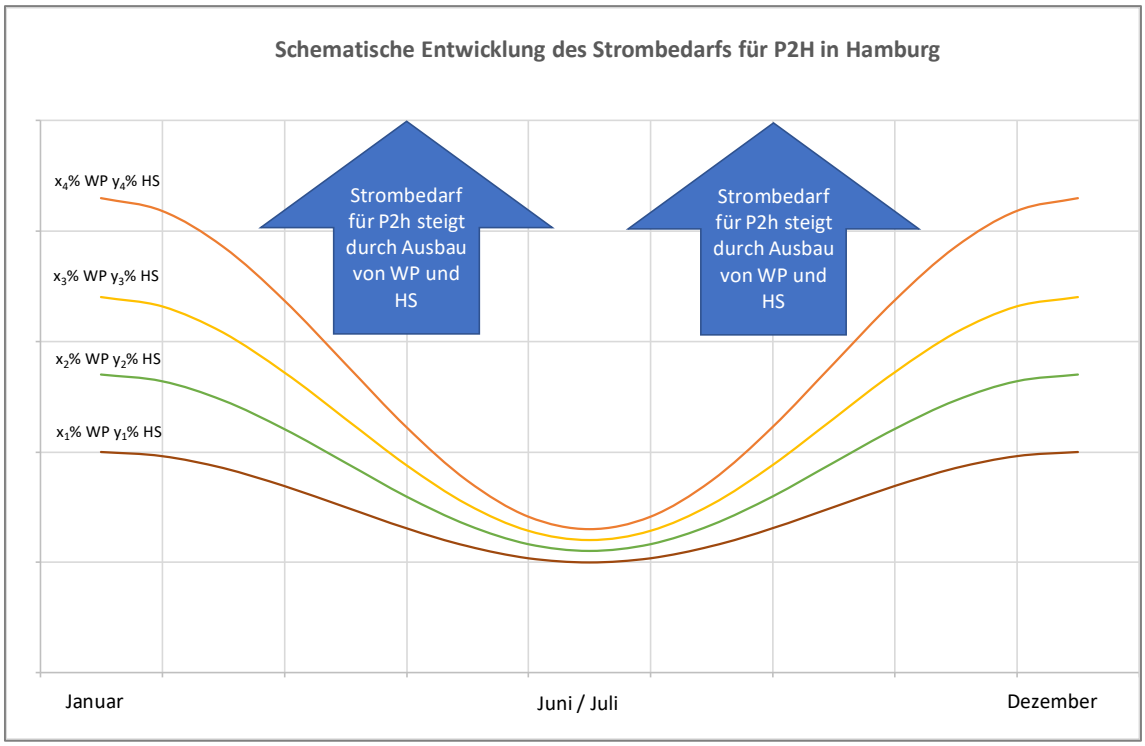


Abbildung 18: Schematische Darstellung der Wirkung von Power-to-Heat (P2H) mittels elektrischer Heizstäbe und Wärmepumpen auf den Strombedarf (Quelle: eigene Darstellung).

4.2.3 Ergebnisse der statischen Analyse

4.2.3.1 Erneuerbare Energien

Im ersten Schritt wird untersucht, welche Anteile erneuerbare Energien an der Deckung der Stromnachfrage von 12 TWh/a in Hamburg übernehmen könnten, wenn für die Technologien Windenergie onshore und offshore sowie Photovoltaik jeweils unterschiedliche Leistungen installiert würden. Für jede Technologie werden Werte von 0, 1, 2 und 3 GW in Betracht gezogen. Weiter werden alle Kombinationen dieser Leistungsstufen untersucht. Zusätzlich werden konstante Leistungen von 0,2 GW Bioenergie und 0,1 GW Wasserkraft berücksichtigt, die 2015 bereits installiert waren. Die Konfiguration der Stromerzeugungsmöglichkeiten ist in Abbildung 19 zusammengefasst.

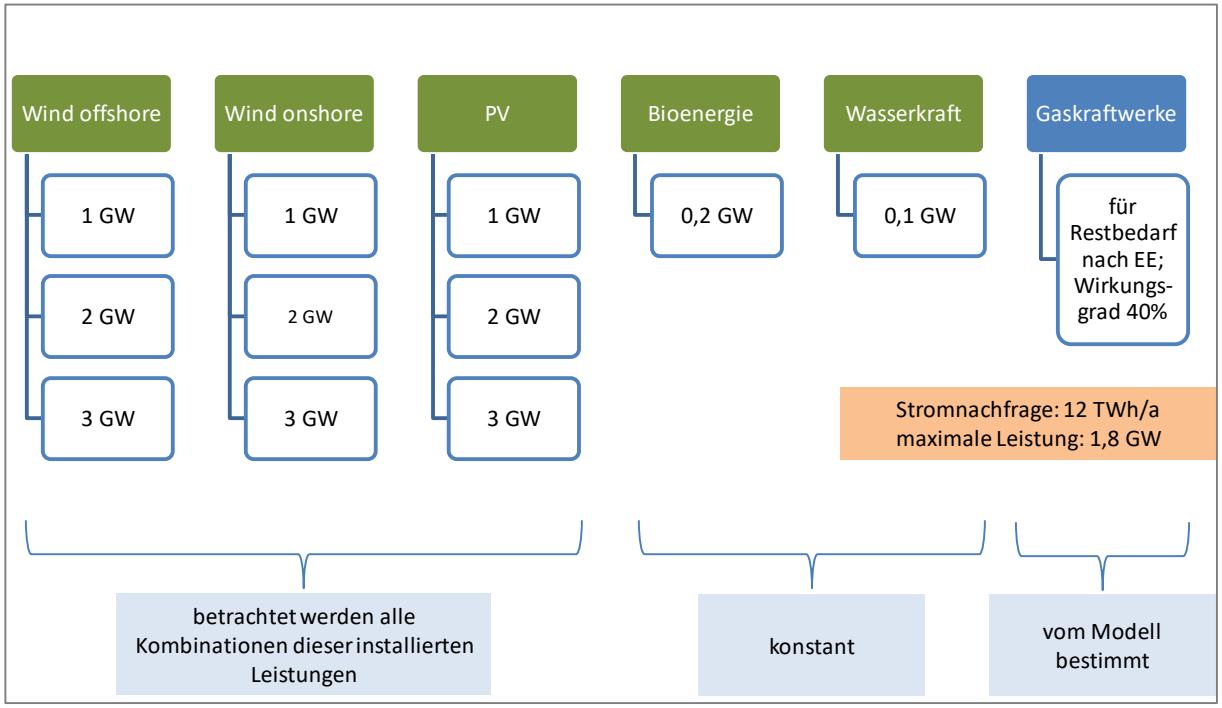


Abbildung 19: Betrachtete Konfigurationen der Stromerzeugung (Quelle: eigene Darstellung).

Tabelle 5 zeigt die Ergebnisse für die sogenannte Restlast, also die Differenz von Nachfrage (Last) und Einspeisung aus fluktuierenden Quellen (Wind, Sonne). Angegeben ist der Anteil der Restlast an der gesamten Nachfrage. Ziel der Bundesregierung ist ein Anteil der erneuerbaren Energien von 80% bis 2050, was einer Restlast von 20% entspricht. Alle Leistungskombinationen, die dieses Ziel erreichen, sind grün markiert.

Es ist zu erkennen, dass das Ziel über unterschiedliche Kombinationen von Wind- und Solarenergie erreichbar ist, mindestens aber 6 GW Leistung erforderlich sind.

Tabelle 5: Mittlerer Anteil der Stromnachfrage, die aus konventionellen, erdgas-befeuerten Kraftwerken gedeckt werden muss (= Restlast), bei verschiedenen installierten EE-Leistungen (Quelle: eigene Berechnungen).

Wind, offshore (GW)	**Wind, onshore** (GW)	**PV** (GW) **0**	**1**	**2**	**3**
0					
	0	100%	92%	83%	76%
	1	79%	71%	63%	57%
	2	59%	51%	44%	39%
	3	43%	37%	31%	28%
1					
	0	67%	58%	51%	46%
	1	48%	40%	35%	31%
	2	36%	30%	25%	23%
	3	29%	24%	20%	18%
2					
	0	42%	36%	31%	28%
	1	32%	27%	23%	21%
	2	26%	22%	19%	17%
	3	22%	18%	15%	14%
3					
	0	32%	27%	23%	21%
	1	25%	21%	18%	16%
	2	21%	18%	15%	13%
	3	19%	15%	13%	11%

Bei so hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ist zu erwarten, dass es eine Vielzahl von Stunden geben wird, in denen mehr Strom erzeugt werden könnte als zur Deckung der direkten Nachfrage benötigt wird.

Tabelle 6 weist aus, welcher Anteil der möglichen Stromerzeugung nicht direkt genutzt werden kann. Man erkennt, dass dieser Anteil bei einer Restlast von 20% oder weniger etwa 40-50% beträgt.

Tabelle 6: Anteil der möglichen Stromproduktion aus EE-Anlagen, der nicht direkt genutzt werden kann (Quelle: eigene Berechnungen).

		PV (GW)			
Wind, offshore (GW)	**Wind, onshore** (GW)	0	1	2	3
0					
	0		0%	0%	4%
	1	0%	0%	1%	6%
	2	1%	1%	4%	9%
	3	9%	11%	13%	18%
1					
	0	0%	0%	2%	8%
	1	3%	5%	8%	13%
	2	14%	16%	19%	23%
	3	26%	27%	29%	32%
2					
	0	13%	15%	18%	22%
	1	23%	24%	27%	30%
	2	32%	33%	35%	37%
	3	40%	41%	42%	44%
3					
	0	32%	33%	34%	37%
	1	38%	39%	41%	43%
	2	45%	45%	46%	48%
	3	50%	50%	51%	53%

4.2.3.2 Power-to-Heat

Eine viel diskutierte Möglichkeit zur Nutzung der ausgewiesenen Überschüsse ist deren Verwendung für die Bereitstellung von Raumwärme.

Der Raumwärmebedarf Hamburgs beträgt im Referenzfall 13,8 TWh/a bei einer maximalen Leistung von 3,8 GW (vgl. Tabelle 4). Im Folgenden werden zwei Gruppen von Szenarien betrachtet, zum einen mit dem heutigen Raumwärmebedarf (100%) und zum anderen mit einem Raumwärmebedarf, der durch Maßnahmen an der Gebäudehülle um 50% reduziert wurde (vgl. Tabelle 7).

Im Basis-Szenario,[13] das als Vergleichsmaßstab dient, werden keine elektrischen Heizungssysteme eingesetzt, während in den Szenarien P2H-1 bis P2H-3 unterschiedliche Anteile von elektrischen Wärmepumpen und Widerstandsheizungen (Heizstäbe) betrachtet werden.

[13] Als *Referenzfall* wird das Szenario mit Wärme- und Strombedarf von 2015 bezeichnet, in dem keine erneuerbaren Energien eingesetzt werden. Im Unterschied dazu werden im *Basis-Szenario* verschiedene Mengen erneuerbarer Energien eingesetzt, nicht aber Power-to-Heat, Batterien, KWK oder Maßnahmen an der Gebäudehülle.

Tabelle 7: Definition der Szenarien zum Einsatz von Power-to-Heat.

Szenario	Basis	P2H-1	P2H-2	P2H-3
Faktor Raumwärme	100% (2015)		50%	
Power-to-Heat				
Anteil Wärmepumpen Arbeitszahl temperaturabhängig, im Mittel 3,7	0		10%	100%
Anteil elektrische Heizstäbe Nutzungsgrad: 100%	0	20%	10%	
Standardwärmebereitstellung: Gaskessel, Nutzungsgrad 95%	vom Modell bestimmt			

Tabelle 8: Auswirkungen verschiedener Ausprägungen von Power-to-Heat (P2H) auf die mittlere Restlast (Quelle: eigene Berechnung).

			Szenario	Basis	P2H-1	P2H-1	P2H-2
			Wärmebedarf	1	1	0,5	0,5
			Heizstäbe	0	20%	10%	0
Wind, offshore (GW)	**Wind, onshore** (GW)	**PV** (GW)	Elektrowärme-pumpen	0	0	10%	100%
1	**1**	1		40%	61%	48%	56%
		2		35%	55%	42%	50%
		3		31%	50%	38%	46%
	2	1		30%	46%	36%	42%
		2		25%	41%	31%	37%
		3		23%	38%	28%	34%
	3	1		24%	37%	29%	34%
		2		20%	33%	25%	30%
		3		18%	30%	22%	27%
2	**1**	1		27%	42%	33%	39%
		2		23%	38%	29%	35%
		3		21%	35%	26%	32%
	2	1		22%	34%	26%	31%
		2		19%	30%	23%	28%
		3		17%	28%	20%	25%
	3	1		18%	29%	22%	26%
		2		15%	25%	19%	23%
		3		14%	23%	17%	21%
3	**1**	1		21%	33%	26%	31%
		2		18%	30%	22%	27%
		3		16%	27%	20%	25%
	2	1		18%	28%	21%	26%
		2		15%	25%	18%	23%
		3		13%	22%	17%	21%
	3	1		15%	24%	18%	22%
		2		13%	21%	16%	19%
		3		11%	19%	14%	18%

In Tabelle 8 erkennt man, dass ein Anteil elektrischer Wärmepumpen an der Wärmeversorgung von 20% bei heutigem Wärmebedarf (Szenario P2H-1) den Leistungsbedarf an EE-Anlagen, der erforderlich ist, um die Restlast auf 20% zu begrenzen, von 6 auf 9 GW erhöht.

Sollen Wärmepumpen die Wärmeversorgung vollständig übernehmen, nachdem der Raumwärmebedarf um 50% reduziert wurde (Szenario P2H-3), dann sind EE-Anlagen mit einer Leistung von 8 statt 6 GW erforderlich. Wenn die Wärmebereitstellung in diesem Fall zu 10% aus Wärmepumpen und 10% über Heizstäbe erfolgt (Szenario P2H-2), dann sind mindestens 7 GW EE-Leistung nötig.

Tabelle 9 weist die maximal auftretende Restlast aus, die durch Anlagen mit gesicherter Leistung abgedeckt werden muss. Nach heutigem Stand sind dies, neben den geringen Anteilen an Biomasse und Wasserkraft, Gaskraftwerke (vgl. Abbildung 19).

Tabelle 9: Maximale Restlast = notwendige gesicherte Leistung für die in Tabelle 7 definierten Szenarien (Quelle: eigene Berechnungen).

			Szenario			
Wind, offshore (GW)	**Wind, onshore** (GW)	**PV** (GW)	**Basis**	**P2H-1**	**P2H-2**	**P2H-3**
1	**1**	1	1,77	2,42	2,02	2,48
		2	1,77	2,42	2,02	2,48
		3	1,77	2,42	2,02	2,48
	2	1	1,76	2,41	2,01	2,47
		2	1,76	2,41	2,01	2,47
		3	1,76	2,41	2,01	2,47
	3	1	1,75	2,39	1,99	2,45
		2	1,75	2,39	1,99	2,45
		3	1,75	2,39	1,99	2,45
2	**1**	1	1,77	2,42	2,02	2,48
		2	1,77	2,42	2,02	2,48
		3	1,77	2,42	2,02	2,48
	2	1	1,76	2,41	2,01	2,47
		2	1,76	2,41	2,01	2,47
		3	1,76	2,41	2,01	2,47
	3	1	1,74	2,39	1,99	2,45
		2	1,74	2,39	1,99	2,45
		3	1,74	2,39	1,99	2,45
3	**1**	1	1,77	2,42	2,02	2,48
		2	1,77	2,42	2,02	2,48
		3	1,77	2,42	2,02	2,48
	2	1	1,76	2,41	2,01	2,47
		2	1,76	2,41	2,01	2,47
		3	1,76	2,41	2,01	2,47
	3	1	1,74	2,39	1,99	2,45
		2	1,74	2,39	1,99	2,45
		3	1,74	2,39	1,99	2,45

Es zeigt sich, dass die notwendige gesicherte Leistung nur in geringem Maße von der installierten EE-Leistung abhängt. Sie wird jedoch durch den Einsatz von Power-to-Heat in der hier unterstellten mono-valenten Fahrweise um bis zu 40% erhöht. Alternativ könnte man natürlich die elektrischen Heizungen bi-valent einsetzen, d.h. nur wenn Überschüsse anfallen, würde dann aber jeweils ein zweites Heizungssystem als Backup benötigen.

Tabelle 10 weist den Bedarf an Erdgas aus, der nötig ist, um den Strom- und Wärmebedarf Hamburgs in den in Tabelle 7 definierten Szenarien zu decken. Im besten Fall (Szenario P2H-3 mit je 3 GW Wind onshore, offshore und PV) geht der Bedarf von 45 auf 6 TWh/a – und damit um 86% gegenüber dem Referenzfall – zurück. Es zeigt sich aber auch, dass ein Rückgang um mindestens 80%, wie er als politisches Ziel definiert ist, nur erreicht wird, wenn der Raumwärmebedarf um 50% verringert wird und Wärmepumpen einen hohen Anteil der Wärmeversorgung (hier: 100%) übernehmen (rote Werte).

Tabelle 10: Bedarf an Erdgas zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs in den in Tabelle 7 definierten Szenarien (rote Werte: < 20% des Wertes ohne erneuerbare Energien; Quelle: eigene Berechnungen).

			Szenario			
Wind, offs-hore (GW)	**Wind, ons-hore** (GW)	**PV** (GW)	**Basis**	**P2H-1**	**P2H-2**	**P2H-3**
0	**0**	0	44,53	48,52	39,63	35,83
0	**0**	2	39,53	43,52	34,63	30,83
0	**0**	3	37,36	41,25	32,40	28,62
0	**2**	0	32,11	36,02	27,14	23,34
0	**2**	2	27,64	31,33	22,56	18,74
0	**2**	3	26,29	29,72	21,10	17,25
0	**3**	0	27,53	30,29	22,03	17,86
0	**3**	2	23,94	26,30	18,28	14,03
0	**3**	3	22,92	25,03	17,16	12,87
2	**0**	0	27,13	29,64	21,56	17,36
2	**0**	2	23,94	26,09	18,24	13,98
2	**0**	3	23,03	24,95	17,23	12,94
2	**2**	0	22,43	23,29	16,26	11,47
2	**2**	2	20,10	20,67	13,82	8,97
2	**2**	3	19,49	19,89	13,14	8,27
2	**3**	0	21,20	21,51	14,85	9,82
2	**3**	2	19,14	19,19	12,68	7,61
2	**3**	3	18,63	18,52	12,11	7,02
3	**0**	0	24,03	25,51	18,13	13,62
3	**0**	2	21,57	22,77	15,55	10,99
3	**0**	3	20,86	21,89	14,77	10,18
3	**2**	0	20,95	21,13	14,54	9,50
3	**2**	2	19,04	18,98	12,54	7,46
3	**2**	3	18,55	18,35	11,99	6,88
3	**3**	0	20,09	19,86	13,54	8,32
3	**3**	2	18,35	17,93	11,73	6,48
3	**3**	3	17,93	17,37	11,25	5,98

Bei den bisherigen Analysen wurden weder Batteriespeicher noch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) betrachtet. Im Folgenden wird untersucht, welchen Beitrag diese Technologien zur Reduzierung des Erdgasbedarfs leisten können.

4.2.3.3 Batteriespeicher

Für Batteriespeicher werden drei Szenarien untersucht, in denen Batterien mit einem Speichervolumen von 1, 5 und 50 GWh installiert sind, die mit einer Ladeleistung von 1 bzw. 5 GW geladen werden können (vgl. Tabelle 11).

Schon die kleinste betrachtete Ausbaustufe entspricht 250.000 typischen Einfamilienhaus-Anlagen mit 4 kW Ladeleistung und 4 kWh Speichervolumen.[14] In der größten Ausbaustufe liegt das unterstellte Speichervolumen in der Größenordnung aller Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland.

Tabelle 11: Definition der Batterie-Speicher-Szenarien (BS).

	Speichervolumen MWh	**Ladeleistung** MW
Szenario		
BS-1	1.000	1.000
BS-2	5.000	1.000
BS-3	50.000	5.000
zum Vergleich		
typisches System für Einfamilienhäuser	0,004	0,004
Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal	8.500	1.000
alle Pumpspeicher in Deutschland	40.000	

In Tabelle 12 ist die Änderung der Restlast durch den Einsatz von Batteriespeichern dargestellt, in Tabelle 13 deren Einfluss auf den Gasbedarf. In beiden Fällen ist festzustellen, dass die kleinste betrachtete Batteriekonfiguration (BS-1), die aber bereits dezentralen Batteriespeicher in 250.000 Einfamilien-Häusern entspricht, nahezu keinen Einfluss auf den Anteil nutzbarer erneuerbarer Energien und die noch benötigte Gasmenge hat. Erst wenn Hamburg Batteriespeicher in der Größenordnung der gesamten derzeit in Deutschland verfügbaren Pumpspeicherkraftwerke zugeordnet werden, stellen sich signifikante Effekte ein (BS-3).

Die Auswirkungen der Batteriespeicher sind geringfügig größer, wenn sie mit Power-to-Heat kombiniert werden (vgl. Basis-Szenario (kein P2H, 100% Wärmebedarf) und P2H-3 mit 50% Reduzierung des Wärmebedarfs und 100% Wärmepumpen, vgl. Tabelle 7).

Darüber hinaus ist festzustellen, dass Batteriespeicher in den hier betrachteten Dimensionen keinen Einfluss auf die maximale Restlast und somit auf die Dimensionierung der Backup-Kapazitäten für die Stromversorgung haben.

[14] Zum Vergleich: In Hamburg gab es im Jahr 2017 ca. 150.000 Einfamilienhäuser. Entsprechende PV-Anlagen mit Batteriespeicher lassen sich aber natürlich auch auf Doppelhäusern und ausgewählten Mehrfamilienhäusern installieren. Es geht hier in erster Linie um das Aufzeigen einer Größenordnung.

Tabelle 12: Änderung des Restlast-Anteils durch Einsatz von Batteriespeichern (Definition der Szenarien in Tabelle 7 und Tabelle 11, Quelle: eigene Berechnungen).

		P2H-Szenario	Basis				P2H-3			
		Batterie-Szenario		BS-1	BS-2	BS-3		BS-1	BS-2	BS-3
		Speicher-Volumen (GWh)	0	1	5	50	0	1	5	50
Wind, offshore (GW)	**Wind, onshore** (GW)	**PV** (GW)								
1	**1**	1	40%	40%	39%	38%	56%	56%	55%	55%
1	**1**	2	35%	34%	32%	30%	50%	49%	48%	47%
1	**1**	3	31%	29%	27%	23%	46%	45%	42%	39%
1	**2**	1	30%	29%	27%	23%	42%	42%	40%	37%
1	**2**	2	25%	24%	22%	16%	37%	36%	35%	30%
1	**2**	3	23%	21%	18%	12%	34%	33%	30%	24%
1	**3**	1	24%	23%	21%	13%	34%	33%	31%	24%
1	**3**	2	20%	19%	17%	9%	30%	29%	27%	19%
1	**3**	3	18%	17%	14%	6%	27%	26%	23%	15%
2	**1**	1	27%	27%	25%	18%	39%	38%	37%	30%
2	**1**	2	23%	22%	20%	14%	35%	34%	32%	25%
2	**1**	3	21%	20%	17%	10%	32%	31%	28%	21%
2	**2**	1	22%	21%	19%	10%	31%	31%	29%	20%
2	**2**	2	19%	18%	15%	7%	28%	27%	24%	16%
2	**2**	3	17%	15%	13%	5%	25%	24%	21%	13%
2	**3**	1	18%	17%	15%	6%	26%	26%	23%	14%
2	**3**	2	15%	14%	12%	4%	23%	22%	20%	11%
2	**3**	3	14%	12%	10%	3%	21%	20%	17%	9%
3	**1**	1	21%	20%	18%	10%	31%	30%	28%	20%
3	**1**	2	18%	17%	15%	8%	27%	26%	24%	16%
3	**1**	3	16%	15%	12%	6%	25%	24%	21%	14%
3	**2**	1	18%	17%	15%	6%	26%	25%	23%	13%
3	**2**	2	15%	14%	12%	4%	23%	22%	19%	11%
3	**2**	3	13%	12%	10%	3%	21%	20%	17%	9%
3	**3**	1	15%	14%	12%	4%	22%	21%	19%	9%
3	**3**	2	13%	12%	10%	3%	19%	18%	16%	8%
3	**3**	3	11%	10%	8%	2%	18%	17%	14%	6%

Tabelle 13: Änderung des Gasbedarfs (in TWh/a) durch Einsatz von Batteriespeichern (Definition der Szenarien in Tabelle 7 und Tabelle 11; Quelle: eigene Berechnungen).

		P2H-Szenario	Basis				P2H-3			
		Batterie-Szenario		BS-1	BS-2	BS-3		BS-1	BS-2	BS-3
		Speicher-Volumen (GWh)	0	1	5	50	0	1	5	50
Wind, offshore (GW)	**Wind, onshore** (GW)	**PV** (GW)	TWh/a	TWh/a	TWh/a	TWh/a	TWh/a	TWh/a	TWh/a	TWh/a
1	**1**	1	26,6	26,4	26,2	26,0	17,5	17,4	17,2	17,1
1	**1**	2	24,9	24,6	24,2	23,6	15,7	15,4	15,1	14,7
1	**1**	3	23,9	23,4	22,6	21,5	14,4	14,0	13,3	12,5
1	**2**	1	23,5	23,2	22,7	21,3	13,4	13,2	12,7	11,7
1	**2**	2	22,1	21,8	21,2	19,5	11,9	11,6	11,1	9,6
1	**2**	3	21,3	20,9	20,0	18,0	10,9	10,5	9,7	8,0
1	**3**	1	21,7	21,5	20,9	18,5	10,9	10,6	10,0	8,0
1	**3**	2	20,6	20,3	19,6	17,1	9,6	9,3	8,6	6,4
1	**3**	3	19,9	19,5	18,6	16,2	8,8	8,4	7,5	5,1
2	**1**	1	22,8	22,5	22,0	20,0	12,4	12,1	11,6	9,8
2	**1**	2	21,6	21,3	20,7	18,6	11,1	10,8	10,2	8,2
2	**1**	3	20,8	20,4	19,6	17,6	10,2	9,9	9,1	6,9
2	**2**	1	21,1	20,8	20,2	17,6	10,1	9,8	9,2	6,8
2	**2**	2	20,1	19,8	19,1	16,7	9,0	8,7	8,0	5,6
2	**2**	3	19,5	19,1	18,3	16,1	8,3	7,9	7,0	4,7
2	**3**	1	20,0	19,8	19,1	16,4	8,6	8,3	7,7	4,8
2	**3**	2	19,1	18,9	18,2	15,8	7,6	7,3	6,6	3,9
2	**3**	3	18,6	18,3	17,5	15,4	7,0	6,7	5,8	3,3
3	**1**	1	20,9	20,7	20,0	17,5	9,9	9,6	9,0	6,5
3	**1**	2	20,0	19,7	19,0	16,8	8,9	8,6	7,9	5,5
3	**1**	3	19,4	19,0	18,2	16,2	8,2	7,9	7,0	4,8
3	**2**	1	19,9	19,6	18,9	16,4	8,3	8,1	7,4	4,6
3	**2**	2	19,0	18,8	18,1	15,8	7,5	7,2	6,4	3,9
3	**2**	3	18,5	18,2	17,4	15,5	6,9	6,5	5,7	3,3
3	**3**	1	19,1	18,8	18,2	15,8	7,3	7,0	6,4	3,5
3	**3**	2	18,4	18,1	17,4	15,3	6,5	6,2	5,5	2,9
3	**3**	3	17,9	17,6	16,9	15,1	6,0	5,6	4,9	2,6

Zur besseren Einordnung dieser Ergebnisse wird im Folgenden noch die sogenannte „geordnete Jahresdauerlinie" der Restlast betrachtet. Diese gibt an, für wie viele Stunden eines Jahres ein bestimmter Wert für die Restlast erreicht oder überschritten wird.

Abbildung 20 zeigt zunächst nur die Situation ohne Batteriespeicher. Man erkennt, dass der Einsatz von Wärmepumpen im Szenario P2H-3 im Vergleich zum Basis-Szenario die Dauerlinie nach oben verschiebt. Dies ist zu erwarten, da die Wärmepumpen eine zusätzliche Stromnachfrage erzeugen, die auch nicht immer durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Insbesondere ist auch die Erhöhung der maximalen Restlast von 1,7 auf 2,5 GW (bei x-Achsen-Wert 0) zu erkennen.

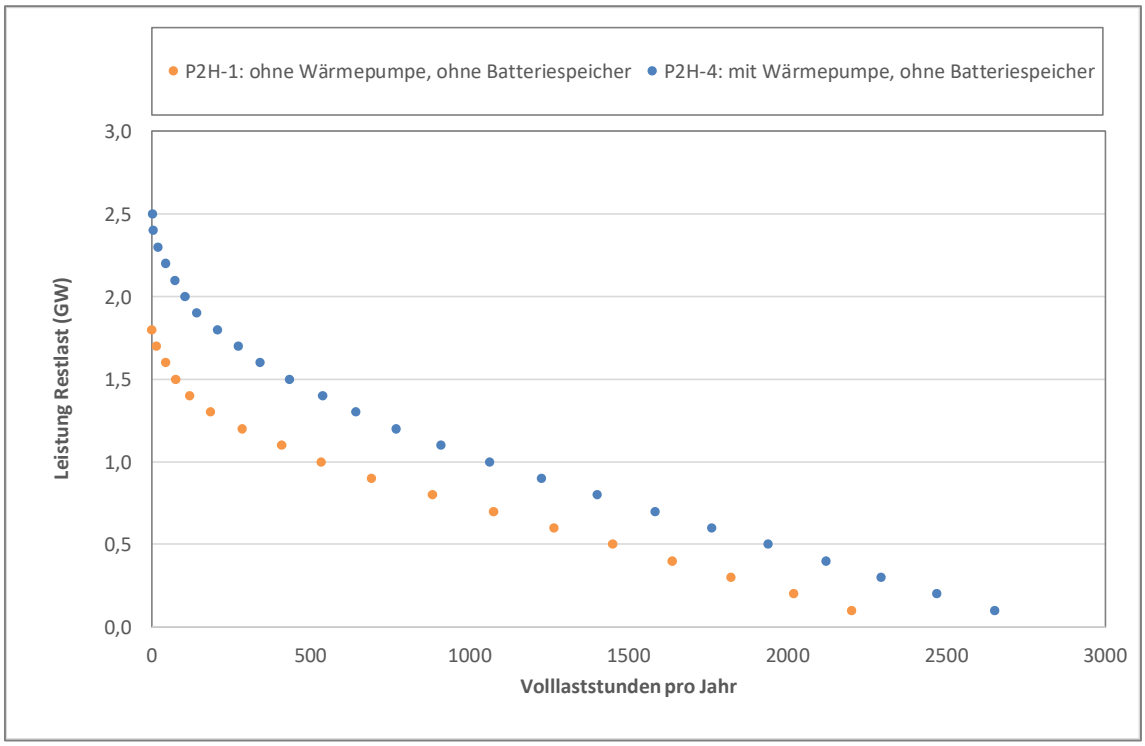


Abbildung 20: Jahresdauerlinie der Restlast mit und ohne P2H (Szenario Basis vs. P2H-3), ohne Batteriespeicher (Quelle: eigene Berechnungen).

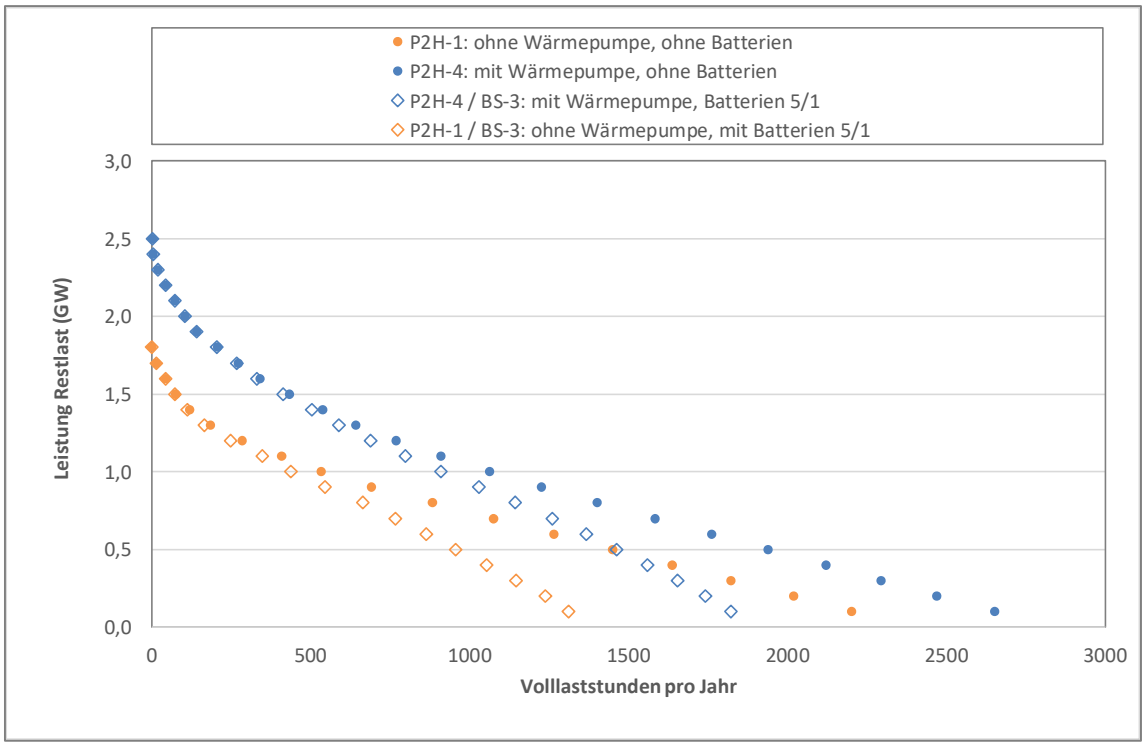


Abbildung 21: Jahresdauerlinie der Restlast mit und ohne P2H (Szenario Basis vs. P2H-3), mit Batteriespeicher (Quelle: eigene Berechnungen).

Wird dem System nun ein Batteriespeicher hinzugefügt, so sinken die Volllaststunden für die Restlast und zwar umso mehr, je kleiner der betrachtete Wert der Restlast ist (Abbildung 21). Die maximale Restlast hingegen bleibt unverändert.

Batteriespeicher der betrachteten Dimensionen verringern somit nicht den Bedarf an Backup-Kapazitäten durch gesicherte Leistung, reduzieren aber deren Einsatzzeit (und somit auch deren CO_2-Emissionen) und verschlechtern dabei deren Wirtschaftlichkeit.

4.2.3.4 Kraft-Wärme-Kopplung

Im nächsten Schritt wird untersucht, inwieweit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen unter den neuen Gegebenheiten einen Beitrag zur Strom- und Wärme-Versorgung Hamburgs leisten können.

Dazu werden zwei weitere Szenarien (KWK-1 bzw. KWK-2) definiert, in denen eine KWK-Anlage mit 100 bzw. 500 MW elektrischer Leistung zur Verfügung steht (vgl. Tabelle 14).

Es wird zunächst angenommen, dass die KWK-Anlagen unabhängig vom Strommarkt (und gegebenenfalls auch einem möglichen Wärmemarkt) immer dann eingesetzt werden, wenn – nach dem Einsatz von erneuerbaren Energien und Power-to-Heat – noch eine Restnachfrage nach Strom besteht. Wenn gleichzeitig Wärme nachgefragt wird, dann kann die ausgekoppelte KWK-Wärme genutzt werden. Andernfalls wird unterstellt, dass die KWK-Anlage im Kondensationsbetrieb läuft. Der elektrische Wirkungsgrad wird aber nicht verändert. Diese eher grobe Regel ist für eine erste Betrachtung ausreichend, wird aber im Zuge der vertieften Analyse in Kap. 4.3 dann verfeinert.

Tabelle 14: Definition der KWK-Szenarien (KWK);
(η_{el}, η_{th} : elektrischer bzw. thermischer Wirkungsgrad).

Szenario	elektrisch	thermisch
KWK-1	100 MW_{el} η_{el}: 50%	80 MW_{th} η_{th}: 40%
KWK-2	500 MW_{el} η_{el}: 50%	400 MW_{th} η_{th}: 40%

In Tabelle 15 erkennt man, dass eine KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 100 MW den Gaseinsatz für die Strom- und Wärmeversorgung im betrachteten Energiesystem um 0,3 bis 0,9 TWh/a reduziert. Eine 500 MW-Anlage führt zu einer Reduzierung von 1,1 bis 3,7 TWh/a. Dabei fällt auf, dass die Minderung umso geringer ausfällt, je weiter der Ausbau erneuerbarer Energien vorangeschritten ist.

Die absolute Minderung ist unabhängig davon, ob der Raumwärmebedarf um 50% reduziert wird. Die relativen Minderungen sind bei reduziertem Raumwärmebedarf natürlich größer.

Tabelle 15: Absolute und relative Minderung des Gaseinsatzes für Strom- und Wärmeversorgung durch KWK-Anlagen in TWh/a (Szenariendefinitionen aus Tabelle 14; Quelle: eigene Berechnungen).

			Raumwärmebedarf		100%				50%	
			KWK-Szenario		KWK-1		KWK-2		KWK-1		KWK-2	
			KWK-Leistung (MW)		100		500		100		500	
Wind, offshore (GW)	**Wind, onshore** (GW)	**PV** (GW)	TWh/a			TWh/a		TWh/a		TWh/a	
1	**1**	**1**	-0,9	-3,4%	-3,7	-13,9%	-0,9	-4,3%	-3,7	-17,8%
1	**1**	**2**	-0,8	-3,3%	-3,3	-13,3%	-0,8	-4,3%	-3,3	-17,3%
1	**1**	**3**	-0,7	-3,1%	-3,0	-12,4%	-0,7	-4,1%	-3,0	-16,5%
1	**2**	**1**	-0,7	-2,8%	-2,8	-11,8%	-0,7	-3,8%	-2,8	-15,7%
1	**2**	**2**	-0,6	-2,7%	-2,5	-11,1%	-0,6	-3,7%	-2,5	-15,0%
1	**2**	**3**	-0,5	-2,5%	-2,2	-10,3%	-0,5	-3,5%	-2,2	-14,1%
1	**3**	**1**	-0,5	-2,5%	-2,3	-10,5%	-0,5	-3,5%	-2,3	-14,3%
1	**3**	**2**	-0,5	-2,4%	-2,0	-9,7%	-0,5	-3,3%	-2,0	-13,5%
1	**3**	**3**	-0,4	-2,2%	-1,8	-8,9%	-0,4	-3,1%	-1,8	-12,5%
2	**1**	**1**	-0,6	-2,6%	-2,5	-10,9%	-0,6	-3,5%	-2,5	-14,7%
2	**1**	**2**	-0,5	-2,5%	-2,2	-10,3%	-0,5	-3,4%	-2,2	-14,1%
2	**1**	**3**	-0,5	-2,3%	-2,0	-9,5%	-0,5	-3,2%	-2,0	-13,2%
2	**2**	**1**	-0,5	-2,3%	-2,0	-9,6%	-0,5	-3,2%	-2,0	-13,3%
2	**2**	**2**	-0,4	-2,2%	-1,8	-8,9%	-0,4	-3,1%	-1,8	-12,5%
2	**2**	**3**	-0,4	-2,0%	-1,6	-8,2%	-0,4	-2,9%	-1,6	-11,6%
2	**3**	**1**	-0,4	-2,1%	-1,7	-8,7%	-0,4	-3,0%	-1,7	-12,2%
2	**3**	**2**	-0,4	-2,0%	-1,5	-7,9%	-0,4	-2,8%	-1,5	-11,4%
2	**3**	**3**	-0,3	-1,8%	-1,3	-7,2%	-0,3	-2,6%	-1,3	-10,5%
3	**1**	**1**	-0,5	-2,2%	-1,9	-9,2%	-0,5	-3,0%	-1,9	-12,7%
3	**1**	**2**	-0,4	-2,1%	-1,7	-8,6%	-0,4	-3,0%	-1,7	-12,1%
3	**1**	**3**	-0,4	-1,9%	-1,5	-7,8%	-0,4	-2,7%	-1,5	-11,2%
3	**2**	**1**	-0,4	-2,0%	-1,6	-8,3%	-0,4	-2,8%	-1,6	-11,7%
3	**2**	**2**	-0,4	-1,9%	-1,4	-7,6%	-0,4	-2,7%	-1,4	-10,9%
3	**2**	**3**	-0,3	-1,7%	-1,3	-6,9%	-0,3	-2,5%	-1,3	-10,1%
3	**3**	**1**	-0,3	-1,8%	-1,4	-7,5%	-0,3	-2,6%	-1,4	-10,8%
3	**3**	**2**	-0,3	-1,7%	-1,3	-6,8%	-0,3	-2,5%	-1,3	-10,0%
3	**3**	**3**	-0,3	-1,5%	-1,1	-6,2%	-0,3	-2,3%	-1,1	-9,2%

Tabelle 16 verdeutlicht den Rückgang der Volllaststunden für KWK-Anlagen, wenn die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgebaut wird. Für die betrachteten KWK-Anlagen von 100 und 500 MW ändert sich die Zahl der Volllastunden nicht, wenn der Raumwärmebedarf um bis zu 50% sinkt. Für größere KWK-Leistungen würden sich hier aber Veränderungen ergeben.

Wenn je 1 GW Wind onshore und offshore sowie PV installiert sind, dann würde eine KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 100 MW auf rund 7.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr kommen, eine 500 MW Anlage immer noch auf knapp 6.000 Stunden pro Jahr. Werte in dieser Höhe reichen in der Regel aus, um KWK-Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können. Es sei aber nochmals darauf hingewiesen, dass die Betrachtung bis hierher ohne eine explizite Abbildung des Strommarktes erfolgt ist, sondern auf Basis einer rein physikalisch-technischen Betrachtung. Es könnte somit durchaus sein, dass andere Optionen zur Stromproduktion die KWK-Anlage am Markt unterbieten und so deren Einsatzzeiten reduzieren.

Die (physikalischen) Volllaststunden sinken auf 3.400 bzw. 2.800 h/a, wenn der EE-Ausbau auf je 2 GW pro Technologie steigt, was hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit mindestens kritisch

ist. Bei 3 GW je Technologie liegen die Werte dann nur noch bei 2.100 bzw. 1.700 h/a und damit klar unter der Wirtschaftlichkeitsgrenze.

Tabelle 16: Änderung der erreichbaren Volllaststunden von KWK-Anlagen bei Ausbau der erneuerbaren Energien (Szenariendefinitionen aus Tabelle 14; Quelle: eigene Berechnungen).

		KWK-Szenario	KWK-1	KWK-2
		KWK-Leistung (MW)	100	500
Wind, offshore (GW)	**Wind, onshore** (GW)	**PV** (GW)	h/a	h/a
1	**1**	1	6.903	5.841
1	**1**	2	6.283	5.183
1	**1**	3	5.647	4.637
1	**2**	1	5.118	4.386
1	**2**	2	4.633	3.846
1	**2**	3	4.121	3.418
1	**3**	1	4.227	3.599
1	**3**	2	3.797	3.120
1	**3**	3	3.348	2.764
2	**1**	1	4.586	3.928
2	**1**	2	4.177	3.481
2	**1**	3	3.733	3.101
2	**2**	1	3.759	3.208
2	**2**	2	3.384	2.809
2	**2**	3	3.001	2.488
2	**3**	1	3.227	2.740
2	**3**	2	2.893	2.374
2	**3**	3	2.541	2.097
3	**1**	1	3.543	3.034
3	**1**	2	3.234	2.686
3	**1**	3	2.863	2.381
3	**2**	1	3.027	2.596
3	**2**	2	2.741	2.264
3	**2**	3	2.415	2.003
3	**3**	1	2.688	2.275
3	**3**	2	2.399	1.962
3	**3**	3	2.111	1.733

Abbildung 22 zeigt die bisher dargestellten Ergebnisse nochmal im Überblick. Man erkennt die überragende Bedeutung des Ausbaus erneuerbarer Energien, sieht aber auch den abnehmenden Grenznutzen von der Installation von 3x1 GW EE-Leistung zu 3x3 GW Leistung. Ferner ist erkennbar, dass die Batteriespeicher nur einen unbedeutenden Beitrag zur Reduzierung des Erdgaseinsatzes und damit auch der CO_2-Emissionen leisten.

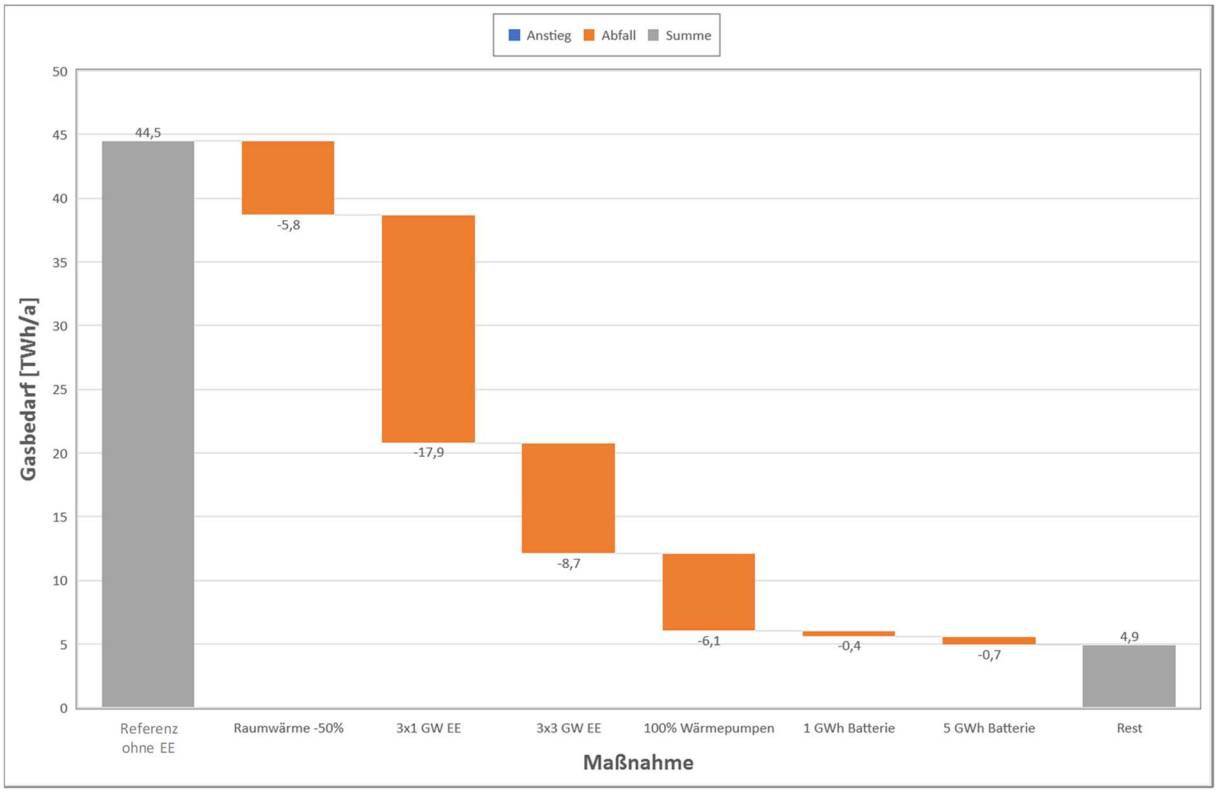


Abbildung 22: Minderung des Erdgaseinsatzes für Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs durch verschiedene Technologien (Quelle: eigene Berechnungen).

4.3 Dynamische Analyse

Nach der Identifizierung möglicher erstrebenswerter Endzustände des Energiesystems muss natürlich auch die Frage beantwortet werden, wie der Übergang vom heutigen System in das künftige erfolgen soll und welche strukturellen Veränderungen und Umbrüche sich dabei ergeben.

Dabei kann zum einen untersucht werden, welche Veränderungsraten (Zubauraten, Sanierungsraten etc.) erforderlich sind, um das angestrebte Ergebnis zum gewünschten Zeitpunkt erreichen zu können.

Zum anderen können hier Erkenntnisse abgeleitet werden, wie lange bewährte Technologien wie die Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis fossiler Energieträger noch benötigt werden bzw. wirtschaftlich betrieben werden können, bevor ihre installierte Leistung gegebenenfalls reduziert oder ganz auf null gefahren werden muss.

4.3.1 Rahmenbedingungen und Annahmen

Über die in Kap. 4.2 getroffenen und dort beschriebenen Rahmenbedingungen und Annahmen hinaus, wird im Weiteren folgendes unterstellt:

- Der Aufbau der EE-Kapazität und die Reduzierung des Wärmebedarfs erfolgen nicht sprunghaft, sondern im Zeitverlauf. Unterstellt wird jeweils zunächst eine lineare Entwicklung vom Ist-Zustand (2015) bis zum Zielzustand im Jahr 2050. Der Zielzustand

wird als zu variierender Parameter vorgegeben, die Zustände in den Zwischenjahren (2016-2049) werden vom Modell ermittelt.[15]

- Der Einsatz von KWK sowie von Strom- und Wärmespeichern wird – wie bisher – als 0/1-Entscheidung abgebildet, d.h. die Speicher oder die KWK-Anlagen in der entsprechenden Größe sind entweder in allen Jahren verfügbar oder gar nicht.
- Es werden jetzt Wärmespeicher zugelassen (vgl. Tabelle 17).
- Der Einsatz der KWK wird dahingehend verändert, dass Wärme in einen gegebenenfalls vorhandenen Wärmespeicher geliefert werden darf, wenn Strombedarf vorhanden ist, nicht aber Wärmebedarf. Weiter darf Strom in gegebenenfalls vorhandenen Batterien gespeichert werden, wenn Wärmebedarf vorliegt, nicht aber Strombedarf. Weiterhin kann die KWK-Anlage im Kondensationsmodus betrieben werden, wenn Strombedarf vorhanden ist, nicht aber Wärmebedarf. In diesem Fall wird ein höherer elektrischer Wirkungsgrad angenommen (45% statt 40%).

[15] In der Zukunft können hier auch zeitliche Entwicklungen der genannten Parameter als Vorgabe verwendet werden, die aus anderen im GEWISS-Projekt entwickelten Werkzeugen stammen.

Tabelle 17: Definition der Wärme-Speicher-Szenarien (WS).

	Speichervolumen MWh
Szenario	
WS-1	3.000
WS-2	30.000
zur Veranschaulichung: 3 (30) GWh entspricht 50 (500) l Wassertank je 10 m^2 Nutzfläche bei einer Gesamtnutzfläche von 130 Mio. m^2	

Zur weiteren Einordung der unterstellten Speichervolumina für Wärme sei folgende grobe Abschätzung für das Fernwärmenetz von Vattenfall in Hamburg angeführt:[16]

Die Wassermenge im System lässt sich berechnen als „mittlerer Rohrquerschnitt (DN 100) * Länge der Leitungen (800 km) * 2 (Vorlauf und Rücklauf)" und beläuft sich auf 12.560 m^3. Nimmt man näherungsweise als mittlere Wassertemperatur zwischen Vorlauf (130°C) und Rücklauf (60-70°C) einen Wert von 100°C an und daraus resultierend eine Temperaturdifferenz zur Umgebung (20°C) von 80 Kelvin, lässt sich durch Multiplikation dieses Wertes mit Wassermenge, Dichte von Wasser (1 kg/l) und spezifischer Wärmekapazität (4,2 kJ/(kg K)) die speicherbare Energiemenge berechnen. Sie beträgt 1,2 GWh und somit nur ein Drittel des in Szenario WS-1 angenommenen Wertes.

4.3.2 Ergebnisse der dynamischen Analyse

In einem ersten Szenario wird untersucht, wie sich der verbleibende Erdgasbedarf für die (stark vereinfacht abgebildete) Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs entwickelt (vgl. dazu Kap. 4.2.1 und 4.2.2), wenn

- die installierte Leistung von Windenergie onshore und offshore sowie Photovoltaik vom Stand im Jahr 2015 bis 2050 linear auf je 3 GW erhöht wird,
- der Raumwärmebedarf im gleichen Zeitraum um 50% reduziert wird.
- Ferner werden drei Varianten für die Anteile von elektrischen Wärmepumpen bzw. Heizstäben an der Raumwärmebereitstellung untersucht:
  (1) 0 / 0; (2) 20% / 10%; (3) 40% / 20%
- Es gibt jeweils Szenarien ohne und mit Batteriespeicher (1 GWh).
- Daneben gibt es Szenarien ohne[17] und mit Wärmespeicher (30 GWh).
- Zuletzt kann eine KWK-Anlage mit einer Leistung von 400 MW_{el} eingesetzt werden.

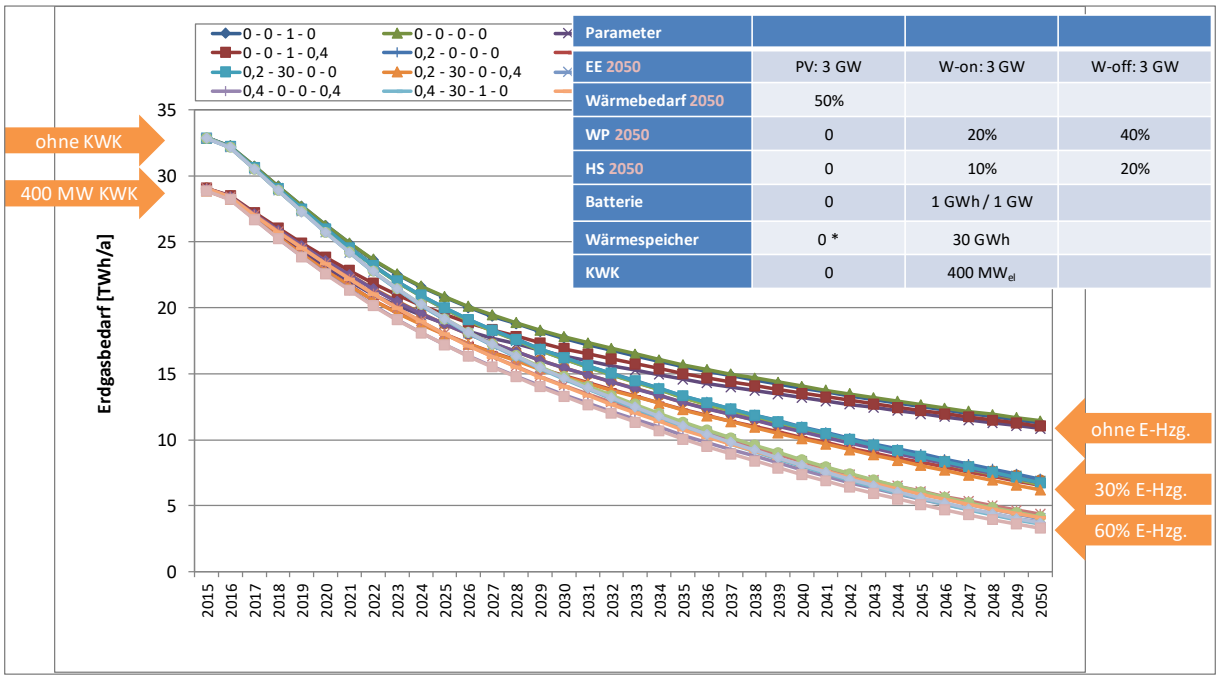
In Abbildung 23 sind alle beschriebenen Optionen zugelassen. Es zeigt sich, dass sowohl die Ergebnisse im Jahr 2015 als auch in 2050 durch jeweils einen Parameter dominiert werden.

---

[16] Quelle: Korrespondenz mit Dominik Hering vom Projektpartner GEF Ingenieure im September 2017.

[17] „Ohne" Wärmespeicher bedeutet dabei, dass aus modelltechnischen Gründen ein (sehr kleiner) Wärmespeicher vorgehalten wird, der den Wärmebedarf der Stunde mit der größten Nachfrage aufnehmen kann.

Es sei angemerkt, dass der Wert für 2015 in allen nachfolgenden Ergebnissen nicht dem Referenzfall in Kap. 4.2 entspricht, da dieser gänzlich ohne erneuerbare Energien definiert wurde, im Jahr 2015 aber bereits nennenswerte Leistungen von jeweils rund 1GW Wind onshore und PV installiert waren.



Parameter			
EE 2050	PV: 3 GW	W-on: 3 GW	W-off: 3 GW
Wärmebedarf 2050	50%		
WP 2050	0	20%	40%
HS 2050	0	10%	20%
Batterie	0	1 GWh / 1 GW	
Wärmespeicher	0 *	30 GWh	
KWK	0	400 MW_{el}	

Abbildung 23: Entwicklung des Erdgasbedarfs für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs bei Ausbau der erneuerbaren Energien auf 3x3 GW installierte Leistung, Reduzierung des Raumwärmebedarfs um 50%, mit und ohne 400 MW KWK-Anlage, mit und ohne Batterie- und Wärme-Speicher, sowie verschiedenen Anteilen elektrischer Wärmegewinnung (s. Kasten; Quelle: eigene Berechnungen).

Für 2015 kann durch den Einsatz der 400 MW KWK-Anlage der Gasbedarf um knapp 5 GWh verringert werden. Der Anteil elektrischer Heizungssysteme ist in 2015 und den ersten Jahren danach so gering, dass er sich so gut wie gar nicht auswirkt. Da es keine Zeiten mit EE-Überschüssen gibt, kommen auch die Speicher nicht zur Geltung.

Für 2050 konvergieren die Zeitpfade mit den verschiedenen Optionen in drei Bänder, die sich nur durch den Anteil elektrischer Heizungssysteme unterscheiden. Die Unterschiede innerhalb dieser Bänder sind deutlich geringer als die Divergenzen zwischen den drei Bändern. Im Folgenden wird das Jahr 2050 noch detaillierter betrachtet, um die verbleibenden Unterschiede zu verstehen. Es zeigt sich deutlich, dass ein sehr niedriger Erdgaseinsatz und damit niedrige CO_2-Emissionen nur über hohe Anteile elektrischer Heizung zu erreichen sind.

Abbildung 24 zeigt die Beiträge von Stromheizung, Wärme- und Batteriespeicher zur Reduzierung des Erdgaseinsatzes für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs über den Basisfall hinaus. Als „Basis" werden dabei je 3 GW installierte Leistung für Windenergie onshore und offshore sowie PV in Verbindung mit einer Halbierung des Raumwärmebedarfs bezeichnet.

Abbildung 24: Beiträge verschiedener Optionen zur Reduzierung des Erdgaseinsatzes für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs im Jahr 2050 gegenüber dem Basisfall mit 3x3 GW erneuerbaren Energien und Halbierung des Raumwärmebedarfs (Quelle: eigene Berechnungen).

Allein der Einsatz von Wärmepumpen für 20% der Heizleistung und Heizstäben für weitere 10% reduziert den Erdgaseinsatz um knapp 40%. Mit dem Ausbau auf 40% Wärmepumpen und 20% Heizstäbe lassen sich weitere 25% des Basiswertes einsparen.

Der bereits sehr groß dimensionierte Wärmespeicher von 30 GWh (das entspricht einem Wasserspeicher von 500 l Inhalt je 10 m^2 Nutzfläche) kann dagegen lediglich 4% des Erdgaseinsatzes vermeiden, ein Stromspeicher mit einer Kapazität von 1 GWh ein weiteres Prozent.

In Summe ergibt sich eine Verringerung des Erdgaseinsatzes und somit auch der CO_2-Emissionen in 2050 um 70% gegenüber 2015.

Kombiniert man die beschriebenen Optionen mit einer 400 MW KWK-Anlage, so zeigt sich der scheinbar paradoxe Effekt, dass die Batterie den Erdgaseinsatz erhöht. Dies versteht man, wenn man die Energiespeicherung näher analysiert. In der Batterie wird jetzt vorwiegend KWK-Strom gespeichert, dessen Erzeugung mit Erdgaseinsatz (und CO_2-Emissionen) verbunden ist. Für die Speicherung von Überschüssen aus erneuerbaren Energien verbleibt nahezu kein Speicherplatz mehr. *Zur Erinnerung:* Im Zuge der statischen Analyse Kap. 4.2 durfte kein KWK-Strom, sondern nur Überschuss-Strom aus EE-Anlagen in den Batterien gespeichert werden.

Schaltet man den Batteriespeicher ab und nimmt den Wärmespeicher hinzu, dann liegt der Restbedarf an Erdgas um 8% unter dem Wert ohne KWK. Ob diese wirtschaftlich sinnvoll ist, kann erst die Kostenanalyse zeigen.

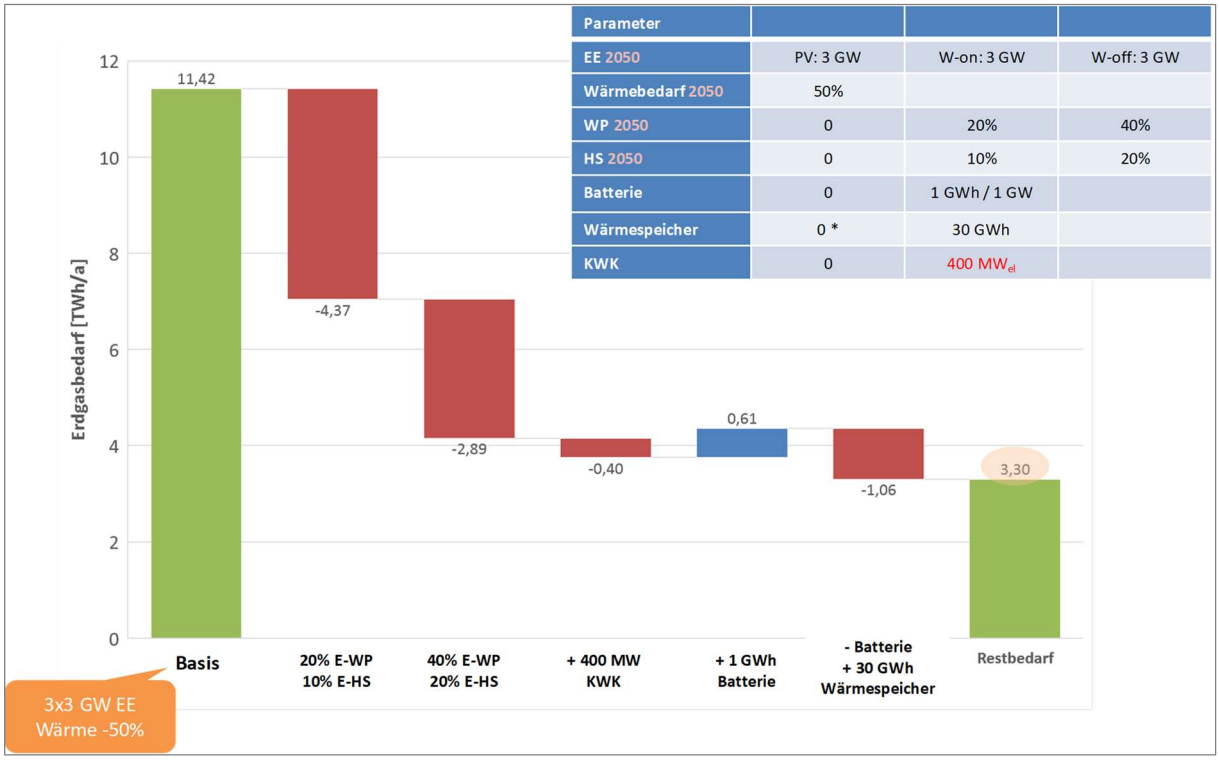
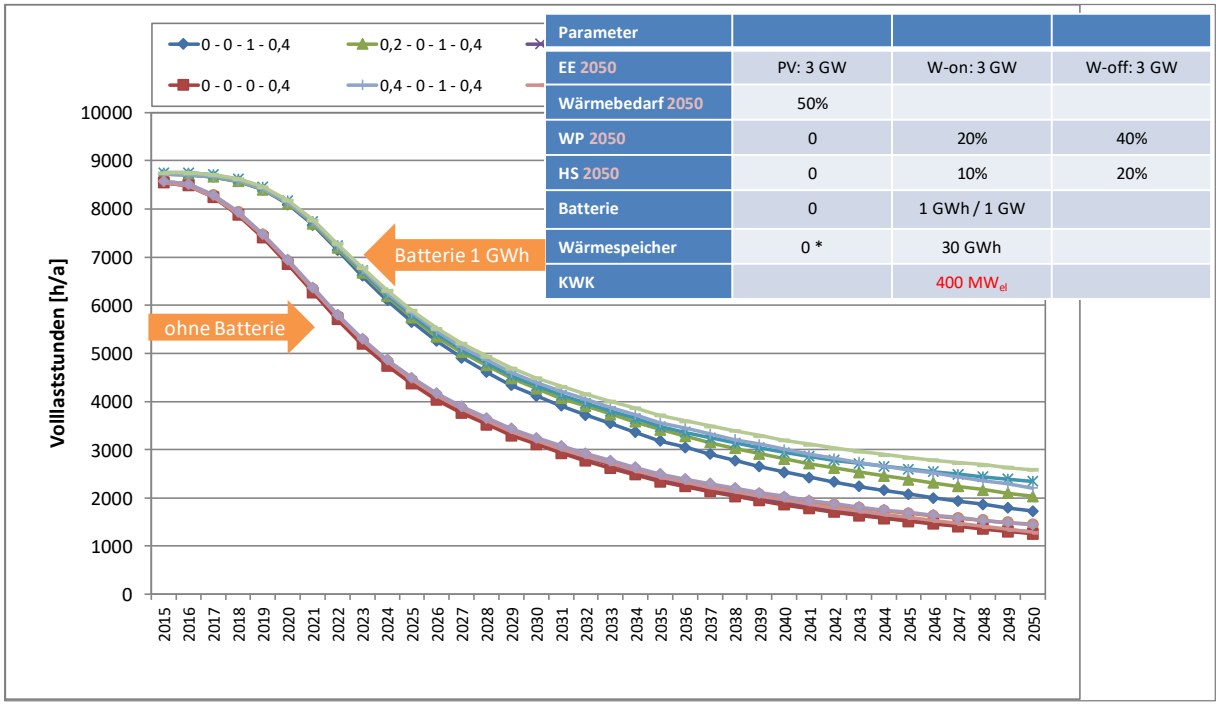


Abbildung 25: Einfluss einer 400 MW KWK-Anlage auf die Beiträge verschiedener anderer Optionen zur Reduzierung des Erdgaseinsatzes für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs im Jahr 2050 gegenüber dem Basisfall mit 3x3 GW erneuerbaren Energien und Halbierung des Raumwärmebedarfs (Quelle: eigene Berechnungen).

Während der gemeinsame Einsatz von Batterie und KWK-Anlage für das Gesamtsystem hinsichtlich des Klimaschutzes nicht vorteilhaft ist, wirkt sich die Batterie aus die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage positiv aus.

Abbildung 26 zeigt, dass die Batterie die Auslastung der KWK-Anlage um bis zu 1.000 Volllaststunden erhöhen kann.

Gleichzeitig erkennt man aber auch die dramatische Abnahme der Volllaststunden von KWK-Anlagen durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Verbindung mit dem Ausbau der Stromheizung. In 2050 sind ohne Batteriespeicher nicht einmal mehr 2.000 Vollbenutzungsstunden zu erreichen.



Parameter			
EE 2050	PV: 3 GW	W-on: 3 GW	W-off: 3 GW
Wärmebedarf 2050	50%		
WP 2050	0	20%	40%
HS 2050	0	10%	20%
Batterie	0	1 GWh / 1 GW	
Wärmespeicher	0 *	30 GWh	
KWK		400 MW_{el}	

Abbildung 26: Entwicklung des Volllaststunden einer 400 MW KWK-Anlage in der Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs bei Ausbau der erneuerbaren Energien auf 3x3 GW installierte Leistung, Reduzierung des Raumwärmebedarfs um 50%, mit und ohne Batterie- und Wärme-Speicher, sowie verschiedenen Anteilen elektrischer Wärmegewinnung (s. Kasten; Quelle: eigene Berechnungen).

4.4 Kostenbetrachtung

4.4.1 Daten und Annahmen

Wie immer bei der Einführung neuer Technologien oder neuer Lösungen in der Infrastruktur müssen auch die damit einhergehenden Kosten betrachtet werden. Dabei sind drei Fragestellungen besonders relevant:

- Was kostet eine bestimmte Lösung, die aus einer Kombination verschiedener Technologien besteht, im Vergleich zu anderen, konkurrierenden Lösungen?
- Ist die Lösung wirtschaftlich, d.h. übersteigen die möglichen Einnahmen die Ausgaben?
- Gibt es ein Geschäftsmodell, d.h. sind auch die Rahmenbedingungen so, dass es finanzielle Anreize für einen Investor gibt, die Lösung zu realisieren?

Aus den in Kap. 4.2 genannten Gründen war es nicht möglich, im Rahmen des Projektes eine umfassende Simulation mit Börsenpreisen für Strom aufzubauen, die dann auch eine Bilanzierung von Einnahmen und Ausgaben für die Stromerzeugungstechnologien erlaubt hätte.

Die Rahmenbedingungen bei der Preisgestaltung von Strom für Endkunden, insbesondere Haushalte, sind so, dass sowohl die Netznutzungsentgelte als auch die EEG-Umlage jeweils allein schon höher sind als die Kosten einer Kilowattstunde Erdgas. Daher wird derzeit intensiv über die Rahmenbedingungen diskutiert, die eine Sektorkopplung Strom-Wärme erst möglich machen würden.

Dieses Projektes beschränkt sich unter den gegebenen Umständen auf einen Vergleich der Systemkosten für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs unter den in Kap. 4.2.1 getroffenen Annahmen zur Definition des Systems.

In Tabelle 18 und Tabelle 19 sind die Annahmen zu ökonomischen Rahmendaten und den Investitionskosten für die verwendeten Technologien zusammengestellt.

Die jährlichen Systemkosten werden näherungsweise als Summe folgender Komponenten ermittelt:

- annuisierte Investitionskosten (d.h. die Investitionskosten werden verteilt auf die Lebensdauer der Technologie), berechnet als „installierte Leistung mal spezifischen annuisierte Kosten",
- Betriebs- und Wartungskosten, berechnet je nach Datenverfügbarkeit auf Basis der installierten Leistung oder der gelieferten Arbeit,
- Brennstoffkosten (Erdgas), berechnet als genutzte Menge mal Brennstoff-Preis und
- CO_2-Kosten, berechnet als emittierte Menge mal CO_2-Preis.

Sowohl Preise als auch Kosten werden für den gesamten Analysezeitraum konstant gehalten. Dafür gibt es mehrere Gründe: Zum einen wird auf diese Weise verhindert, dass sich verschiedene Entwicklungen überlagern und so die Interpretation der Ergebnisse erschweren. Zum anderen sind für die hier betrachteten Technologien keine drastischen Kostensenkungen mehr zu erwarten. Das heißt nicht, dass es hier keinen technischen Fortschritt mehr gibt, aber die Kostensenkungspotentiale sind in der Vergangenheit zum größten Teil bereits erschlossen worden. Prognosen über Brennstoffpreise haben sich in der Vergangenheit als so unsicher erwiesen, dass davon Abstand genommen werden soll. Der CO_2-Preis wiederum wird von politischen Einflüssen dominiert, die ebenfalls kaum vorhersagbar sind.

Und zu guter Letzt geht es hier nicht um eine allumfassende systematische Analyse aller denkbaren Aspekte. Dies würde den Umfang des Projektes übersteigen. Es geht vielmehr darum, an konkreten, sinnvollen Beispielen aufzuzeigen, welche Analysemöglichkeiten mit Tools wie INTEGRATE bestehen, wenn räumlich aufgelöste Daten für ein Energiesystem zur Verfügung stehen.

Tabelle 18: Annahmen zu Basiswerten im Rahmen der Modellierung (Quellen: EEX, Energate, persönliches Gespräch mit der Unternehmensberatung Stahlke & TEAM).

Parameter	Wert	Bemerkung
Zinssatz	2,0%	aktueller Satz für kommunale Unternehmen
Preis Erdgas [€/MWh]	20	Preisniveau Anfang 2018
Preis CO2 [€/t]	10	Preisniveau Anfang 2018

Tabelle 19: Annahmen zu Investitionskosten verschiedener Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung.

Kategorie	Technologie	Abschreibungs-dauer [a]	spezifische Investition
Strom konventionell	Gasturbine	25	500 €/kW_{el}
	KWK-Anlage	20	800 €/kW_{el}
Strom EE	Wind onshore	20	1.400 €/kW_{el}
	Wind offshore	20	2.800 €/kW_{el}
	PV	30	700 €/kW_{el}
	Bioenergie	15	2.500 €/kW_{el}
	Wasserkraft (klein)	30	2.000 €/kW_{el}
Speicher	Batterie	10	1.000 €/kWh_{el}
	Wassertank	25	50 €/kWh_{th}
Wärme	Wärmepumpe	15	875 €/kW_{th}
	Heizstab	15	250 €/kW_{th}
	Brennwert-kessel	15	350 €/kW_{th}
	Gebäudehülle	30	250 €/m^2 (mittlere Kosten für 50% Heizwärmeredu-zierung im gesamten Bestand)

Quellen Strom	• http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/4_Offshore/5_be-triebsergebnisse/4_Investitionskosten/ • http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_be-triebsergebnisse/3_investitionskosten/ • https://www.unendlich-viel-energie.de/weiter-sinkende-investitionskosten-fuer-photovoltaik-und-windenergie-erwartet • https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Fu-ture_Cost_of_Wind/Agora_Future-Cost-of-Wind_WEB.pdf • https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/_Resources/Persis-tent/a2d5d594a6b21f7179b0388122884700e35602f2/2017-08-28_EES_Strom-gestehungskosten.pdf • https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaik-kosten/#anschaffung
Quellen Wärme	• https://heizung.de/heizung/wissen/was-kostet-eine-neue-heizung/ • https://www.energie-experten.org/heizung/gasheizung.html • https://www.energie-experten.org/heizung/blockheizkraftwerk-bhkw/block-heizkraftwerk-kosten.html • https://www.zukunftsheizen.de/presse/daten-und-fakten.html • https://www.zukunftsheizen.de/energie-sparen/was-kostet-eine-neue-hei-zung.html • https://www.heizsparer.de/spartipps/modernisieren/heizung-solarthermie-kombination • https://www.kesselheld.de/heizungsinstallation/ • https://www.kesselheld.de/pelletheizung/ • https://www.kesselheld.de/erdwaermeheizung/ • https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/659-kostenanalyse-waermespeicher-bis-10-000-l-speichergroesse

4.4.2 Ergebnisse der Kostenanalyse

Abbildung 27 zeigt die Entwicklung der Systemkosten für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs von 2015 bis 2050 (linke y-Achse) sowie die Entwicklung des Erdgasbedarfs (rechte y-Achse).

Dabei wird angenommen, dass der Raumwärmebedarf durch Maßnahmen an der Gebäudehülle bis 2050 linear um 50% reduziert wird. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird auf je 3 GW Wind onshore, Wind offshore und PV erweitert. Gleichzeitig wird der Anteil von elektrischen Wärmepumpen an der Wärmeversorgung ebenfalls linear auf 40% und der Anteil elektrischer Heizstäbe auf 20% ausgebaut. Wärme- und Batteriespeicher sowie KWK werden im ersten Schritt nicht einbezogen.

Man erkennt, dass die Reduzierung des Erdgaseinsatzes um mehr als 85% einhergeht mit einer Steigerung der Kosten um mehr als 100%.

Während sich die Systemkosten 2015 zu etwa gleichen Teilen aus konventioneller Stromerzeugung, EE-Stromerzeugung und konventioneller Wärmeerzeugung zusammensetzen, dominieren in 2050 die EE-Stromerzeugung und die Maßnahmen an der Gebäudehülle.

Als kritischste Annahme muss bei dieser Betrachtung der Wert für die mittleren Kosten für Maßnahmen an der Gebäudehülle eingestuft werden. Nach umfangreichen Recherchen, die eine große Bandbreite von Werten gezeigt haben, wurde der Wert von 250 €/m² als „Educated guess" festgelegt. Die Eindeutigkeit der Ergebnisse zeigt aber, dass auch Werte, die 50% höher oder niedriger liegen, an den Kernaussagen der Analyse wenig ändern würden.

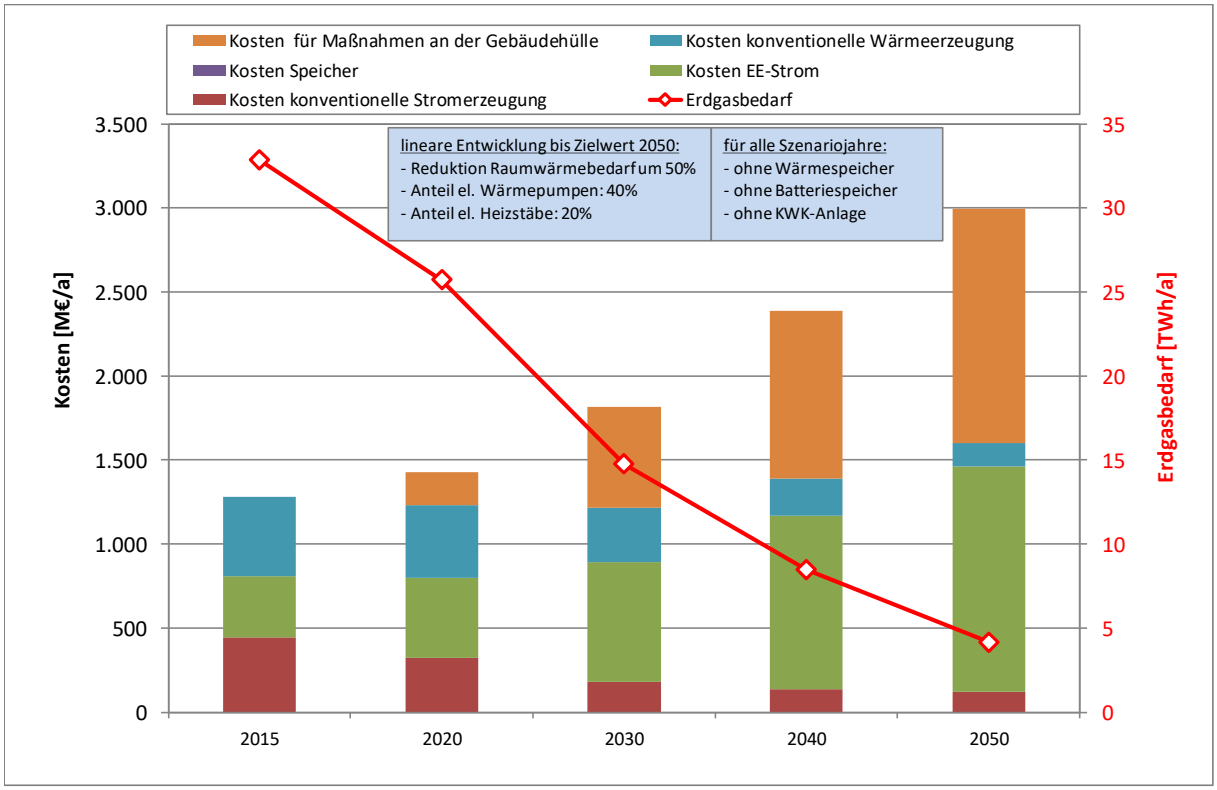


Abbildung 27: Entwicklung der Systemkosten und des Erdgasbedarfs für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs von 2015 bis 2050 (ohne Speicher und KWK; Quelle: eigene Berechnungen).

Abbildung 28 gibt dieselbe Entwicklung wie in Abbildung 27 wieder, aber unter Einbeziehung Wärmespeichern (30 GWh in Summe), Batteriespeichern (1 GWh in Summe) und Kraft-Wärme-Kopplung (400 MW in Summe). Die Speicherkosten fallen kaum ins Gewicht. Wie oben gezeigt, tragen Speicher aber auch nur marginal zur Verringerung des Erdgaseinsatzes bei. Die KWK-Anlage erhöht die Kosten der konventionellen Stromerzeugung geringfügig bei gleichzeitiger Reduzierung der Kosten für EE-Strom. Insgesamt lässt sich festhalten, dass sich die Kosten mit und ohne Speicher und KWK in den einzelnen Szenariojahren kaum unterscheiden.

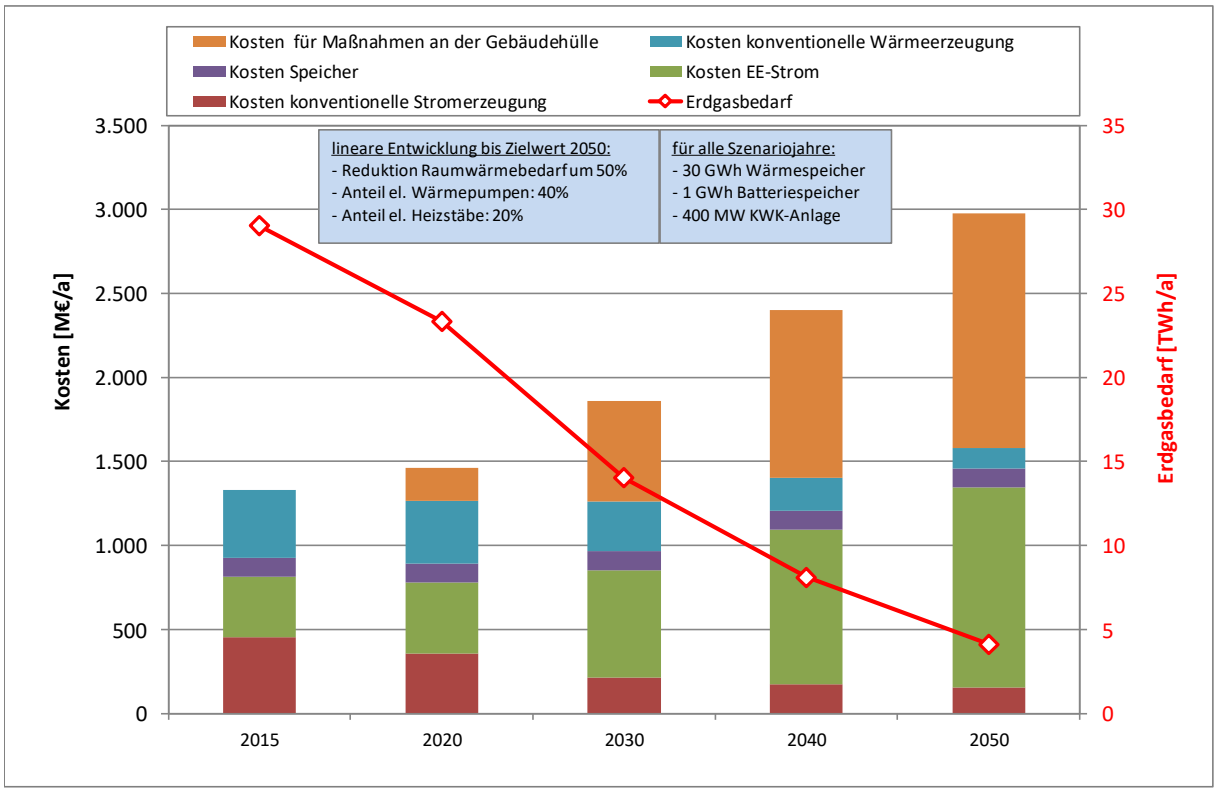


Abbildung 28: Entwicklung der Systemkosten und des Erdgasbedarfs für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs von 2015 bis 2050 (mit Speicher und KWK; Quelle: eigene Berechnungen).

Es erscheint an dieser Stelle sinnvoll, qualitativ zu reflektieren, ob die eben beschriebenen Ergebnisse plausibel sind.

Eine schnelle Abschätzung für eine Windkraftanlage onshore ergibt bei 2.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr, Investitionskosten von 1.400 €/kW, einer Lebensdauer von 20 Jahren und Zinsen von 2% dann Kapitalkosten von 4,3 ct/kWh. Rechnet man für sonstige Kosten 2 ct/kWh hinzu, so ergeben sich scheinbar Vollkosten von 6 ct/kWh, was nicht teurer ist als die Werte für konventionelle Kraftwerke. Woher also kommt die erhebliche Kostensteigerung?

Wie in Kap. 4.2.3 gezeigt, kann nur etwa die Hälfte der möglichen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien direkt genutzt werden, wenn deren Anteil an der gesamten Produktion Größenordnungen von 80% erreicht. Das heißt aber, dass die Kapitalkosten nur auf eine halb so große Menge von Kilowattstunden verteilt werden können und die spezifischen Kapitalkosten sich somit auf 8,6 ct/kWh verdoppeln. Hinzu kommt, dass für nahezu jedes Kilowatt in-

stallierter Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen ein Backup durch eine Anlage mit gesicherter Verfügbarkeit verfügbar sein muss. Auch das erhöht die Kosten der Stromerzeugung über die scheinbaren Gestehungskosten einer einzelnen Anlage hinaus.

Eine ähnliche Überschlagsrechnung lässt sich auch für den Wärmebereich anstellen. Man betrachte ein rund 20 Jahre altes, relativ gut gedämmtes Einfamilienhaus mit einer Wohnfläche von 100 m^2 und einem Heizwärmebedarf von 80 kWh/(m^2a). Die Heizungsanlage möge 5.000 Euro kosten und eine Lebensdauer von 15 Jahren haben. Bei einem Zinssatz von 3% und einem Erdgaspreis von 7 ct/kWh ergeben sich Heizkosten von rund 1.000 Euro im Jahr. Soll der Heizwärmebedarf um 50% reduziert werden, soll wäre mit dem Schätzwert aus Tabelle 19 eine Investition von 25.000 Euro erforderlich, die verteilt auf eine Lebensdauer von 30 Jahren zu Kosten in Höhe von 1.200 Euro im Jahr führt. Dem stehen aber nur Einsparungen von 280 Euro bei den Brennstoffkosten gegenüber.

Diese beiden sehr groben Abschätzungen zeigen, dass die oben gezeigten Modellergebnisse sich durchaus in einem erwartbaren Rahmen bewegen.

Abbildung 29 zeigt die Systemkosten für verschiedene Technologiekombinationen im Jahr 2050. Die Gesamtkosten unterscheiden sich kaum, unabhängig davon, ob elektrische Heizungssysteme eingesetzt werden oder nicht und ob Speicher eingesetzt werden oder nicht. Für letztere ist das weniger überraschend, weil diese nach den vorgelegten Analysen ohnehin nur wenig zur Reduzierung des Erdgaseinsatzes beitragen. Dass Umstellung auf elektrische Heizungssysteme die Systemkosten nicht signifikant erhöht, macht sie zu einem zentralen Baustein einer Klimaschutzstrategie.

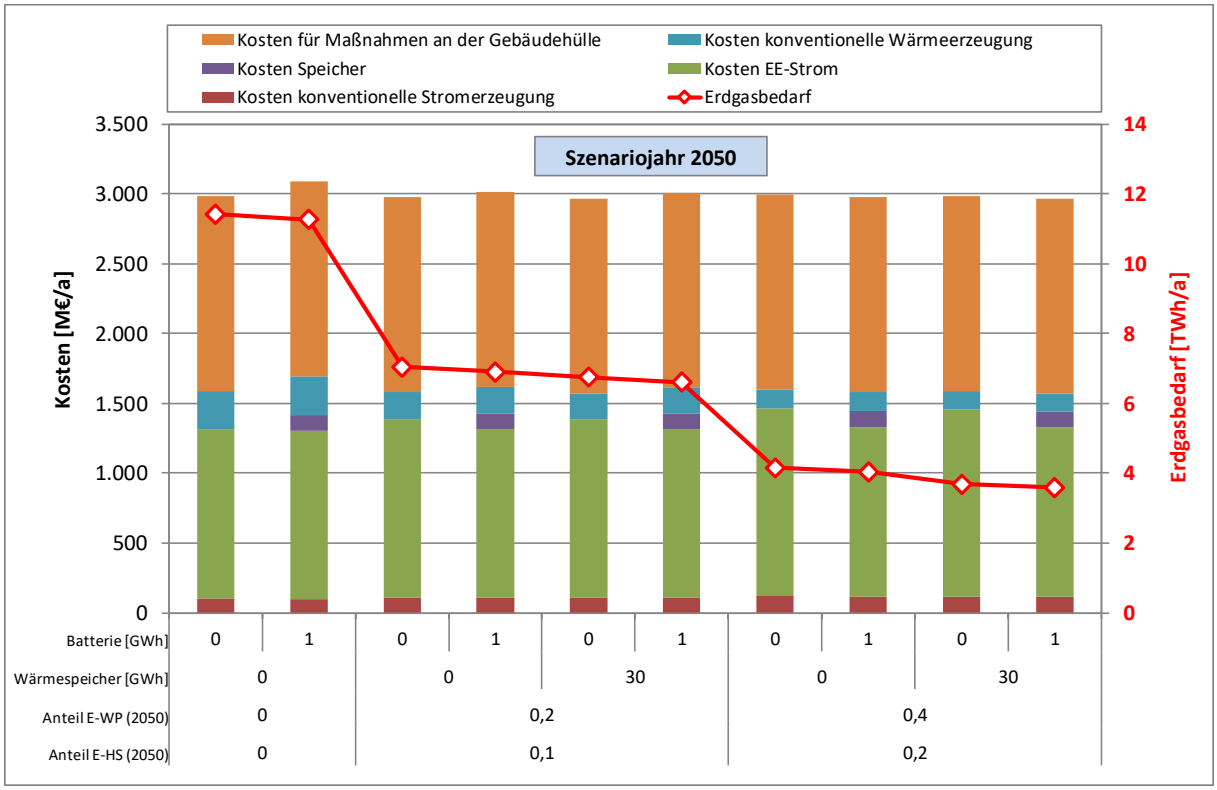


Abbildung 29: Systemkosten und des Erdgasbedarfs verschiedener Technologiekombinationen für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs im Jahr 2050 (mit Speicher, aber ohne KWK; Quelle: eigene Berechnungen).

Abbildung 30 weist den kumulierten Investitionsbedarf aus. Insgesamt werden bis 2050 Investitionen von rund 47 Mrd. Euro erforderlich sein, um die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs (in dem hier definierten System) so umzugestalten, dass die Klimaschutzziele erreicht werden.

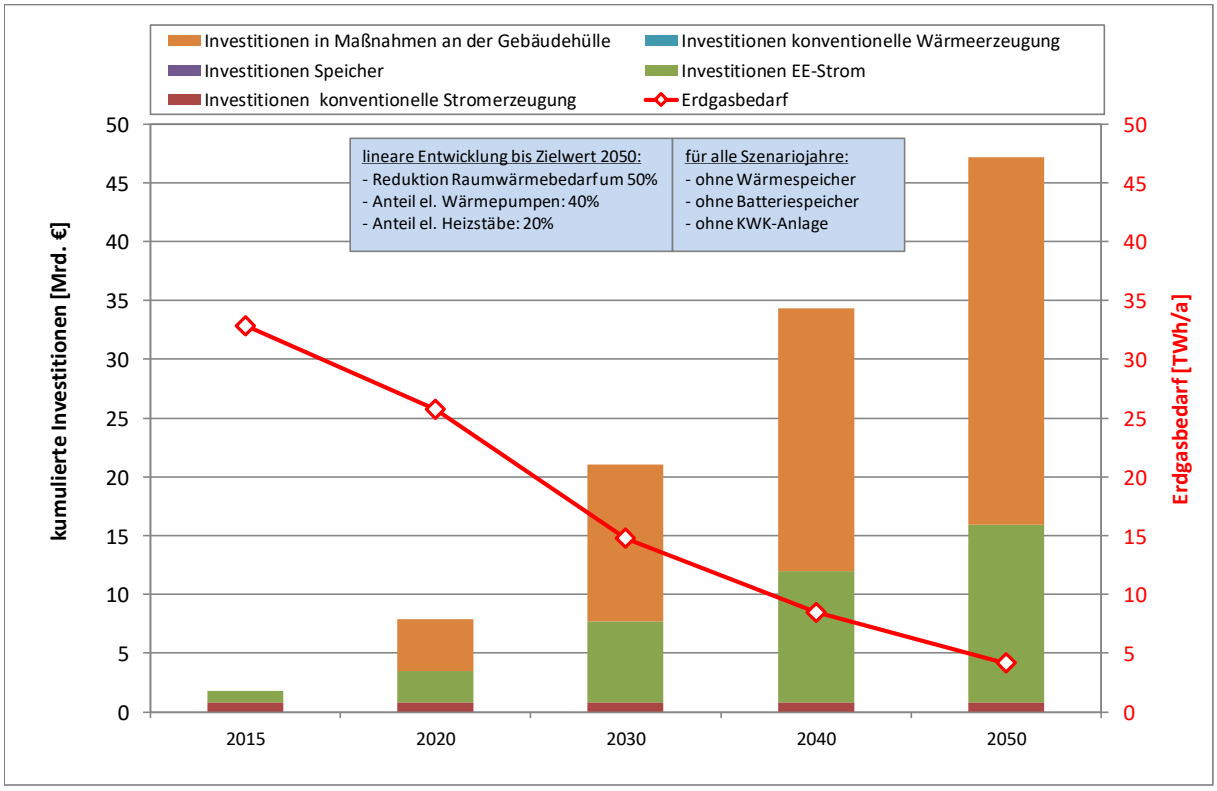


Abbildung 30: Entwicklung der kumulierten Investitionen und des Erdgasbedarfs für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs von 2015 bis 2050 (ohne Speicher und KWK; Quelle: eigene Berechnungen).

4.5 Fazit der quantitativen Analyse

Als Fazit der Analyse bis hierher lässt sich festhalten:

- Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung kann auch ohne Speicher auf 80% und mehr erhöht werden. Allerdings kann dann rund die Hälfte des erzeugbaren Stroms nicht mehr direkt genutzt werden.
- Um die Klimaschutzziele zu erreichen, muss der Wärmesektor in die Betrachtung einbezogen werden. Die Klimaschutzziele erfordern sowohl die Reduzierung des Wärmebedarfs als auch die Wärmebereitstellung durch elektrische Energie. In der Folge erhöht sich dadurch die erforderliche EE-Leistung und die erforderliche Leistung an Backup-Anlagen für Zeiten in denen Wind und Solarenergien nicht zur Verfügung stehen.
- Wärmespeicher und Stromspeicher in haushalts-tauglichen Größen (= Kurzzeitspeicher) tragen nicht signifikant zur Reduzierung der CO_2-Emissionen bei. Erst Langzeitspeicher mit sehr hohen Speichervolumina ermöglichen nennenswerte Effekte.

- KWK-Anlagen können grundsätzlich dazu beitragen, den Ausstoß an CO_2 zu reduzieren. Ihre Nutzungsdauer nimmt jedoch durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Verbindung mit Stromheizung stark ab, was die Wirtschaftlichkeit der KWK in Frage stellt.
- Stromspeicher erhöhen die Nutzungsdauer von KWK-Anlagen, wenn der KWK-Strom gespeichert werden darf. In diesem Fall können die CO_2-Emissionen wieder ansteigen, wenn der Speicher nicht so groß dimensioniert ist, dass er KWK-Strom und EE-Überschüsse aufnehmen kann.
- Die Reduzierung der CO_2-Emissionen um mehr als 85% führt zu einem Anstieg der Systemkosten für die Strom- und Wärmeversorgung um rund 100% und erfordert Investitionen von knapp 50 Mrd. Euro bis 2050.

4.6 Ausblick

Das vorgestellte Simulationstool INTEGRATE eignet sich für die Analyse gekoppelter Systeme zur Strom- und Wärmeversorgung in hoher zeitlicher Auflösung. Es ist vorrangig ausgerichtet auf Machbarkeitsanalysen, nicht auf Detailplanungen.

Im Zusammenspiel mit den im GEWISS-Projekt entwickelten Werkzeugen zur Simulation des Raumwärmebedarfs in hoher geografischer Auflösung eignet es sich dazu, bei vorgegebener Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs verschiedene Technologiekombinationen zu deren Deckung zu analysieren und hinsichtlich energetischer, umweltrelevanter und ökonomischer Kriterien zu bewerten.

Das Tool richtet sich an Experten, die in der Lage sind, mit einem solchen komplexen Tool umzugehen und die Ergebnisse hinsichtlich ihrer Aussagekraft und ihrer Beschränkungen einzuschätzen.

ANHÄNGE

Glossar

a:	Abkürzung für „pro Jahr" in physikalischen Einheiten (von lat. „annum")
A :	Arbeitszahl einer elektrischen Wärmepumpe = Verhältnis von Nutzwärme zu eingesetzter elektrischer Energie.
CO_2:	Kohlendioxid
DWD:	Deutscher Wetterdienst
EE:	erneuerbare Energien
EE-Anlage:	Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien (in der Stromerzeugung)
EEG:	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el:	Suffix für „elektrisch"
fEE:	fluktuierende erneuerbare Energien (Windkraft, Solarenergie)
FW:	Fernwärme – leitungsgebundene Wärmeversorgung
GW:	Gigawatt (= 1.000 Megawatt) – physikalische Einheit der Leistung
GWh:	Gigawattstunde (= 1.000 MWh) – physikalische Einheit der Arbeit
HS:	Heizstäbe
kW	: Kilowatt – physikalische Einheit der Leistung
kWh:	Kilowattstunde – physikalische Einheit der Arbeit
KWK:	Kraft-Wärme-Kopplung
MW:	Megawatt (= 1.000 Kilowatt) – physikalische Einheit der Leistung
MWh:	Megawattstunde – physikalische Einheit der Arbeit
p :	(Strom)Preis
PV:	Photovoltaik
P2H:	Power-to-Heat = Nutzung elektrischer Energie für die Wärmeberreitstellung
t :	Zeitpunkt / Zeitintervall
th:	Suffix für „thermisch"
TWh:	Terawattstunden (= 1.000 GWh = 1 Mrd. kWh) – physikalische Einheit der Arbeit
ÜNB:	Übertragungsnetzbetreiber (Hoch- und Höchstspannungsnetz für den Ferntransport von Strom)
VNB:	Verteilnetzbetreiber (für die Lieferung von Strom an Endverbraucher)
WP:	Wärmepumpen
η_{el} :	elektrischer Wirkungsgrad (eines Kraftwerks oder einer KWK-Anlage)
η_{th} :	thermischer Wirkungsgrad (einer KWK-Anlage)

Referenzen

Agora (2017a) Wärmewende 2030, Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor, Studie, Berlin, Februar 2017

Agora (2017b) Neue Preismodelle für Energie, Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger, Studie, Berlin, April 2017

Agora (2014) Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus erneuerbaren Energien Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten, Studie, Berlin, Juni 2014

arrhenius Institut (2010), Basisgutachten zum Masterplan Klimaschutz für Hamburg, Gutachten im Auftrag der Behörde für Stadtentwicklung und Umweltschutz, Überarbeitete und aktualisierte Fassung, Hamburg, November 2010.

Bode, S. (2008) Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im liberalisierten Strommarkt, in: Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht, 4, S. 497 - 515

Bode, S.; Groscurth, H. (2007) Großhandelsstrompreis und Strombezugskosten unter dem Einfluss des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes, in: Zeitschrift für angewandte Umweltforschung, 18, 2, S. 207 - 215

Bode, S.; Groscurth, H. (2008), Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, in: in: energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 7, S. 62 ff.

Ecofys (2009): Basisgutachten zum Masterplan Klimaschutz für Hamburg, Ergänzungsgutachten Wärmebedarf der Gebäude, im Auftrag der Behörde für Stadtentwicklung und Umweltschutz, Hamburg, Dezember 2009.

FhG-ISE (2015): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050, Freiburg, November 2015.

FhG-ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050, Freiburg, November 2013.

LBD (2015): Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende Status quo, Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Berlin, April 2017.

UBA (2013): Politikszenarien für den Klimaschutz VI – Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030, Dessau-Roßlau, März 2013, http://www.uba.de/uba-info-medien/4412.html

UBA (2013b): Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen, Dessau-Roßlau, März 2013,

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Intertemporale Optimierungsmöglichkeiten unter Nutzung des FW-Netzes als Speicher (fEE: fluktuierende erneuerbare Energien; WP: Wärmepumpe). 20

Tabelle 2: Mögliches Potential für das Zusammenspiel von Wärmepumpen und KWK-Anlagen. 21

Tabelle 3: Verfügbarkeit von Daten für die Kalibrierung des Modells INTEGRATE. 26

Tabelle 4: Rahmendaten für die Abbildung Hamburgs in INTEGRATE im Rahmen des GEWISS-Projekts. 27

Tabelle 5: Mittlerer Anteil der Stromnachfrage, die aus konventionellen, erdgas-befeuerten Kraftwerken gedeckt werden muss (= Restlast), bei verschiedenen installierten EE-Leistungen (Quelle: eigene Berechnungen). 31

Tabelle 6: Anteil der möglichen Stromproduktion aus EE-Anlagen, der nicht direkt genutzt werden kann (Quelle: eigene Berechnungen). 32

Tabelle 7: Definition der Szenarien zum Einsatz von Power-to-Heat. 33

Tabelle 8: Auswirkungen verschiedener Ausprägungen von Power-to-Heat (P2H) auf die mittlere Restlast (Quelle: eigene Berechnung). 33

Tabelle 9: Maximale Restlast = notwendige gesicherte Leistung für die in Tabelle 7 definierten Szenarien (Quelle: eigene Berechnungen). 34

Tabelle 10: Bedarf an Erdgas zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs in den in Tabelle 7 definierten Szenarien (rote Werte: < 20% des Wertes ohne erneuerbare Energien; Quelle: eigene Berechnungen). 36

Tabelle 11: Definition der Batterie-Speicher-Szenarien (BS). 37

Tabelle 12: Änderung des Restlast-Anteils durch Einsatz von Batteriespeichern (Definition der Szenarien in Tabelle 7 und Tabelle 11, Quelle: eigene Berechnungen). 38

Tabelle 13: Änderung des Gasbedarfs (in TWh/a) durch Einsatz von Batteriespeichern (Definition der Szenarien in Tabelle 7 und Tabelle 11; Quelle: eigene Berechnungen). 39

Tabelle 14: Definition der KWK-Szenarien (KWK); (ηel, ηth : elektrischer bzw. thermischer Wirkungsgrad. 41

Tabelle 15: Absolute und relative Minderung des Gaseinsatzes für Strom- und Wärmeversorgung durch KWK-Anlagen in TWh/a (Szenariendefinitionen aus Tabelle 14; Quelle: eigene Berechnungen). 42

Tabelle 16: Änderung der erreichbaren Volllaststunden von KWK-Anlagen bei Ausbau der erneuerbaren Energien (Szenariendefinitionen aus Tabelle 14; Quelle: eigene Berechnungen). 43

Tabelle 17: Definition der Wärme-Speicher-Szenarien (WS). 46

Tabelle 18: Annahmen zu Basiswerten im Rahmen der Modellierung (Quellen: EEX, Energate, persönliches Gespräch mit der Unternehmensberatung Stahlke & TEAM). 51

Tabelle 19: Annahmen zu Investitionskosten verschiedener Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung. 52

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Ausweisung des Überschussstroms, der für die Verwendung im Wärmesektor verfügbar wäre, anhand einer geordneten Jahresdauerlinie der Residuallast (schematische Darstellung für eine mögliche Konfiguration des Stromsektors im Jahr 2050 basierend auf den Ausbauzielen nach aktuellem EEG; Quelle: eigene Darstellung)..... 7

Abbildung 2: Systematisierung (wichtiger) Wärmeerzeugungsoptionen (Quelle: eigene Darstellung). . 9

Abbildung 3: Kombinationsmöglichkeiten von P2H mit konventionellen Anlagen (Quelle: eigene Darstellung). 10

Abbildung 4: Preisbildung in einer ausgewählten Stunde (schematische Darstellung; Quelle: basierend auf Bode 2008). 11

Abbildung 5: Wirkung des Ausbaus von fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) auf den Großhandelspreis in einer einzelnen Stunde (schematische Darstellung, p*: Gleichgewichtspreis für Basisangebot; p*EE+: Preis mit zusätzlichen EE; Quelle: Bode & Groscurth 2008).....12

Abbildung 6: Schematische Darstellung der unelastische Stromnachfrage für konventionelle Anwendungen und für Power-to-Heat (P2H) in einer einzelnen Stunde (Quelle: eigene Darstellung). 13

Abbildung 7: Potential für den Einsatz von P2H im Kontext der Energiewende im Stromsektor in einer einzelnen Stunde (ohne Berücksichtigung von Abgaben, Umlagen und Entgelten auf bezogenen Strom; Quelle: eigene Darstellung).....14

Abbildung 8: Einsatzoptimierung von KWK-Anlagen bei schwankender Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) in einer einzelnen Stunde (Quelle: eigene Darstellung). 15

Abbildung 9: Potential für P2H in der objektgebundenen Versorgung bei hohen Strompreisen in einer einzelnen Stunde; hier: Stunde mit Windflaute in der Nacht (Quelle: eigene Darstellung).....16

Abbildung 10: Potential für P2H in der leitungsgebundenen Versorgung in Verbindung mit KWK bei hohen Strompreisen (Quelle: eigene Darstellung).....17

Abbildung 11: Potential für P2H bei geringen Strompreisen in einer einzelnen Stunde; hier: starker Wind zur Mittagszeit (Quelle: eigene Darstellung).....18

Abbildung 12: Potential für P2H in der leitungsgebundenen Versorgung in Verbindung mit KWK bei geringen Strompreisen (Quelle: eigene Darstellung). 19

Abbildung 13: Physikalische Bilanzierung der Stromversorgung im Modell INTEGRATE (Quelle: eigene Darstellung). 22

Abbildung 14: Rechengang bei der Betrachtung einer Viertelstunde im Modell INTEGRATE (Quelle: eigene Darstellung). 23

Abbildung 15: Abschätzung des saisonalen Verlaufs des Wärmebedarfs in Hamburg in den Jahren 2014 und 2015 anhand des Temperaturverlaufs mit Hilfe der Gradtagszahl-Methode (Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, Daten: DWD).....27

Abbildung 16: Zeitliche Verteilung des Wärmebedarfs in Hamburg nach Monaten eines Jahres und Stunden eines Tages (rot: hoch, grün: niedrig, Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, Daten: DWD). 28

Abbildung 17: Schematische Darstellung der Wirkung von energetischen Maßnahmen an der Gebäudehülle auf den Wärmebedarf (Quelle: eigene Darstellung). 29

Abbildung 18: Schematische Darstellung der Wirkung von Power-to-Heat (P2H) mittels elektrischer Heizstäbe und Wärmepumpen auf den Strombedarf (Quelle: eigene Darstellung). 29

Abbildung 19: Betrachtete Konfigurationen der Stromerzeugung (Quelle: eigene Darstellung).....30

Abbildung 20: Jahresdauerlinie der Restlast mit und ohne P2H (Szenario Basis vs. P2H-3), ohne Batteriespeicher (Quelle: eigene Berechnungen).....40

Abbildung 21: Jahresdauerlinie der Restlast mit und ohne P2H (Szenario Basis vs. P2H-3), mit Batteriespeicher (Quelle: eigene Berechnungen).....40

Abbildung 22: Minderung des Erdgaseinsatzes für Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs durch verschiedene Technologien (Quelle: eigene Berechnungen). 44

Abbildung 23: Entwicklung des Erdgasbedarfs für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs bei Ausbau der erneuerbaren Energien auf 3x3 GW installierte Leistung, Reduzierung des Raumwärmebedarfs um 50%, mit und ohne 400 MW KWK-Anlage, mit und ohne Batterie- und Wärme-Speicher, sowie verschiedenen Anteilen elektrischer Wärmegewinnung (s. Kasten; Quelle: eigene Berechnungen). 47

Abbildung 24: Beiträge verschiedener Optionen zur Reduzierung des Erdgaseinsatzes für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs im Jahr 2050 gegenüber dem Basisfall mit 3x3 GW erneuerbaren Energien und 50%-iger Reduzierung des Raumwärmebedarfs (Quelle: eigene Berechnungen). 48

Abbildung 25: Einfluss einer 400 MW KWK-Anlage auf die Beiträge verschiedener anderer Optionen zur Reduzierung des Erdgaseinsatzes für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs im Jahr 2050 gegenüber dem Basisfall mit 3x3 GW erneuerbaren Energien und 50%-iger Reduzierung des Raumwärmebedarfs (Quelle: eigene Berechnungen).....49

Abbildung 26: Entwicklung des Volllaststunden einer 400 MW KWK-Anlage in der Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs bei Ausbau der erneuerbaren Energien auf 3x3 GW installierte Leistung, Reduzierung des Raumwärmebedarfs um 50%, mit und ohne Batterie- und Wärme-Speicher, sowie verschiedenen Anteilen elektrischer Wärmegewinnung (s. Kasten; Quelle: eigene Berechnungen).....50

Abbildung 27: Entwicklung der Systemkosten und des Erdgasbedarfs für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs von 2015 bis 2050 (ohne Speicher und KWK; Quelle: eigene Berechnungen).....53

Abbildung 28: Entwicklung der Systemkosten und des Erdgasbedarfs für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs von 2015 bis 2050 (mit Speicher und KWK; Quelle: eigene Berechnungen).....54

Abbildung 29: Systemkosten und des Erdgasbedarfs verschiedener Technologiekombinationen für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs im Jahr 2050 (mit Speicher, aber ohne KWK; Quelle: eigene Berechnungen). 55

Abbildung 30: Entwicklung der kumulierten Investitionen und des Erdgasbedarfs für die Strom- und Wärmeversorgung Hamburgs von 2015 bis 2050 (ohne Speicher und KWK; Quelle: eigene Berechnungen).....56