



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht August 2015

GEMEN GEbäudepark und MEthangasNetz

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

Fachhochschule Nordwestschweiz (FHNW)
Institut Energie am Bau (IEBau)
St. Jakobs-Strasse 84
CH-4132 Muttenz
www.fhnw.ch/iebau

Autoren:

René L. Kobler,	FHNW, IEBau,	rene.kobler@fhnw.ch
Ralf Dott,	FHNW, IEBau,	ralf.dott@fhnw.ch
Gregor Steinke,	FHNW, IEBau,	gregor.steinke@fhnw.ch
Achim Geissler,	FHNW, IEBau,	achim.geissler@fhnw.ch

BFE-Bereichsleiter: Andreas Eckmanns, andreas.eckmanns@bfe.admin.ch

BFE-Programmleiter: Rolf Moser, moser@enerconom.ch

BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/500949-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Zusammenfassung	4
Kurzfassung	8
1. Motivation und Ziel der Arbeit	9
1.1. Initiierung	9
1.2. Ziel des Projektes	9
1.3. Hinweis auf unvorhergesehene Entwicklungen	10
1.4. Vorgehen	11
2. Ausgangslage der Energieversorgung	13
2.1. Generell	13
2.2. Erdgasnetz	15
2.3. Energieversorgung und Bedarf des Gebäudeparks	16
2.4. Das Power-to- Gas Verfahren	19
3. Datengrundlagen	21
3.1. Daten	21
3.2. Begriffe	22
4. Potentialannahmen für Energiewende	24
4.1. Warum P2G auch im Gebäudepark?	24
4.2. Hypothese	24
5. Power to Gas im Gebäudepark	26
5.1. Schritt 1: Analyse der In- und Outputs	26
5.1.1. Systemgrenze und Modellbetrachtung	26
5.1.2. Funktion der Speicher im Gebäudepark	28
5.1.3. Modell und Berechnungsinstrument (GBI)	32
5.1.4. Fallstudien	45
5.2. Schritt 2: Identifikation von Vorteilen und Schwachstellen	80
5.2.1. Übergeordnete Umweltbetrachtung	80
5.2.2. Erstbetrachtung gemäss der Vier-Säulenstrategie und den drei Zielen	87
5.2.3. Betrachtung aus Sicht der Energie und Infrastruktur	89
5.2.4. Betrachtung aus Sicht der Reduktion von Treibhausgasen	94
5.3. Schritt 3: Definition von Verbesserungsoptionen	97
5.4. Schritt 4: Umsetzungshindernisse	100
5.4.1. Hindernisse technischer Natur	101
5.4.2. Hindernisse „sozio-ökonomischer“ Natur	105
5.5. Schritt 5: Handlungsansätze	111
5.5.1. Ganzheitliche Betrachtung und Basis der Empfehlungen	112
5.5.2. Empfehlungen an relevante Akteure anhand der fünf Instrumente der Umweltpolitik	120
Literaturverzeichnis	125
Abbildungsverzeichnis	127
Tabellenverzeichnis	130

Zusammenfassung

Die Implementierung des Power-to-Gas Verfahrens für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser im Gebäudepark ist Neuland. Das Power-to-Gas Verfahren selber ist ein Vorgang, bei dem mit erneuerbarem elektrischem Strom und mittels einer Hydrolyse Wasserstoff produziert und anschliessend unter Beigabe von CO₂ in einem Methanisierungsprozess zu Methangas umgewandelt wird (2.4). Dieses Methangas ist chemisch identisch mit dem fossilen Methangas, aber erneuerbar und schliesst im Prinzip einen CO₂ Kreislauf. Das saisonale Speicherpotential von erneuerbarem Methangas eröffnet im Gebäudepark die Möglichkeit, Energie für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser vom Sommer in den Winter zu transferieren (4.1, 5.1.2).

Zurzeit ist unklar, wie eine Umsetzung im Gebäudepark konkret aussieht, resp. fehlt die Abklärung, ob sie sinnvoll im Sinne der Energiewende ist (2). Aufgrund dieses Desiderates werden die Auswirkungen bei einer Substitution von rund 11 TWh/a fossilen Methangases durch erneuerbares Methangas bei den heute am Erdgasnetz angeschlossenen Haushalten betrachtet. Die damit verbundenen Fragen lauten:

- Wie analysiert, bewertet und stellt man grundsätzlich die Funktion und das Potential von erneuerbarem Methangas bei einer Implementierung im Gebäudepark dar?
- Wie kann/soll ein künftiger Energieaustausch zwischen Gasnetz und Gebäudepark gestaltet werden?
- Welches sind die Hürden für eine Einführung von erneuerbarem Methangas im Gebäudepark?
- Welcher zusätzliche Handlungsbedarf ergibt sich für die Umsetzung der Vier-Säulen-Strategie und ihre drei Ziele zur Energiewende?

Mit der Hypothese (4.2):

Der heute am Gasnetz angeschlossene Teil der Haushalte kann mit rein erneuerbarem Gas bedient werden und so rund 2 Mio. t CO₂ pro Jahr gegenüber heute einsparen.

werden vorwiegend die technischen Aspekte analysiert und bewertet. Entscheidendes Wissen wird explorativ in Zusammenarbeit mit in Zukunft beteiligten Akteuren aus Energieversorgungsunternehmen, Bewilligungsbehörden und Industrie erarbeitet. Drei Fallstudien (5.1.4) mit unterschiedlichen Ausgangslagen zur Implementierung von Power-to-Gas im Gebäudepark geben Einblick in verschieden auszuwertende, praxisnahe Hinweise für den Entwurf und deren Realisierungshürden künftiger Anlagen. Die Informationen sind zirkulär-methodisch erarbeitet. Zusätzlich wird versucht die sozio-ökonomischen Komponenten mit einzubeziehen. Diese unterscheiden sich deutlich von den rein technischen Komponenten. Sie sind auch ein wichtiger Bestandteil eines künftigen Umsetzungsmusters (5.4.2). Die Basis bildet hier die Betrachtung aus Sicht der begrenzten Handlungsspielräume von Akteuren. Die Literaturrecherche dient dem Vermitteln von Grundlagen, die für das interdisziplinäre Verständnis der Anforderungen notwendig sind. Als übergeordnete Leitlinie gilt immer die Erfüllung der Vier-Säulenstrategie und ihrer drei Ziele zur Energiewende (2.1).

Die Untersuchung hat ergeben: eine Totalsubstitution des fossilen Methangases von rund 11 TWh/a für die heute am Erdgasnetz angeschlossenen Haushalte durch das gleichwertige erneuerbare Methangas ist technisch gesehen möglich. Die Technologien dafür sind auf dem Markt erhältlich. Dazu müssen insbesondere die dafür erforderlichen Methangaspeicher im bestehenden Gasnetz ergänzt, hinreichend erneuerbarer, elektrischer Strom zur Produktion für erneuerbares Methangas zur Verfügung stehen und die Gebäudehülleffizienz bis z.B. 2050 optimiert werden (5.1.2, 5.2.3, 5.4.1).

Die bestehende Gasnetz-Infrastruktur kann weiter genutzt werden. Ebenso die Endgeräte, zum Beispiel Gaskessel, WKK usw. (5.1.4, Fallstudien Setzhaus, St.Gallen), unterliegen in einer ersten Phase nicht einem Systemwechsel. Die Erweiterung des Gasnetzes kann evolutionär umgesetzt werden (5.5.1, Fahrplan).

Die Hypothese wird auch bezüglich des CO₂-Einsparungspotentials bestätigt (5.2.4). Bei richtiger Anwendung von Produktionsprozessen für erneuerbares Methangas wird ein CO₂-Kreislauf zwischen der Herstellung und der Verbrennung grösstenteils geschlossen. Der Strom muss erneuerbar sein und für eine grösstmögliche CO₂-Absenkung selber eine entsprechend geringe CO₂-Last haben. Gleiches gilt für das für die Methanisierung erforderliche CO₂, das z.B. atmosphärisch gewonnen wird.

Die möglichen CO₂-Einsparungen durch nur den Systemwechsel von fossilem zu erneuerbarem Methangas betragen (gerechnet für gleich bleibenden Methangasbedarf):

- bei Strom aus PV: 1.0 Mio. t CO₂/a
- bei Strom aus Windkraft: 2.3 Mio. t CO₂/a

gegenüber dem heutigen CO₂-Ausstoss von 2.9 Mio. t pro Jahr. Dies entspricht Einsparungen von 34% resp. 79%. Bezogen auf den jährlichen gesamt-nationalen CO₂-Ausstoss von rund 40 Mio t entspricht das 2.5% resp. 5.7%. Die Reduktion durch eine verbesserte Gebäudehülleffizienz ist dabei noch nicht enthalten. Sie würde eine zusätzliche Reduktion bewirken.

Die Bewertung im Zusammenhang mit der Energiestrategie 2050 des Bundes ergibt, dass bei konsequenter Implementierung des Power-to-Gas Verfahrens die Vier-Säulen-Strategie und die dazu gehörenden drei Ziele der Energiewende

4 Säulen

- S1: Energieeffizienz*
- S2: Erneuerbare Energien*
- S3: Ersatz und Ausbau von
Grosskraftwerken*
- S4: Energieaussenpolitik*

3 Ziele

- Z1: Versorgungssicherheit*
- Z2: Verminderung von Treibhausgasen*
- Z3: Verringerung der Abhängigkeit von
fossilen Energieträgern*

in allen Punkten erfüllt werden (5.2.2).

Die Umwandlung des heutigen fossil betriebenen Gasnetzes in ein erweitertes, erneuerbares Energiesystem hängt weniger von der Infrastruktur Gasnetz selber ab, sondern vor allem vom Wechsel des darin transportierten Energieträgers. Dies gilt nicht nur für den Gebäudepark sondern auch für die Verwendung in der Rückverstromung oder der Mobilität.

Der Ansatz der Implementierung des Power-to-Gas im Gebäudepark ist wenige Jahre alt. Zum heutigen Zeitpunkt sind in der Schweiz für diesen Zweck praktisch weder Methanisierungsanlagen noch Methangasspeicher vorhanden. Entsprechend sind auch die Rahmenbedingungen nicht ideal eingestellt. Zur Umsetzung sind Hürden technischer (5.4.1) als auch sozio-ökonomischer (5.4.2) Natur zu überwinden.

Aus Sicht der Technik sind folgende Punkte relevant. Um z.B. die Abhängigkeit gegenüber fossilen Energieträgern zu vermindern, muss hier im grossen Massstab der Ersatz des Energiegehaltes des fossilen Methangases durch erneuerbaren Strom ersetzt werden (5.4.1). Mit Ausblick auf das Jahr 2050 würde der vollständige Ersatz der heutigen 11 TWh/a fossilen Methangases bis zu 20 TWh/a zusätzlichen erneuerbaren elektrischen Strom

erfordern. Mit zusätzlich sehr strengen Annahmen für eine Optimierung der Gebäudehüllffizienz der heute am Gasnetz angeschlossenen Haushalte wären nur rund 7 TWh/a (Endenergie elektrischer Strom) erforderlich. Bei einer Annahme einer linearen Entwicklung bis 2050 entsprächen die 7 TWh/a einem jährlichem Zuwachs von ~ 0.2 TWh. Stromüberschüsse eignen sich hier besonders gut, reichen aber nicht aus.

Die in der Schweiz zur Zeit verfügbaren Methangasspeicher decken bei weitem nicht eine mögliche saisonale Speicherung für den Zweck ab, Energie vom Sommer in den Winter zu transferieren (5.1.2). Die Speicher können jedoch auch in kleinen Schritten realisiert werden, da die Implementierung des Power-to-Gas im Gebäudepark bereits regional, sogar lokal autark aufbaubar sein kann (5.4.1, P2G-Anlagen). Mit vorerst nur dem Hydrolyseverfahren kann durch Einspeisung von Wasserstoff direkt in das Gasnetz mit der Substitution des fossilen Methangases begonnen werden. Für den Zweck einer saisonalen Speicherung reicht dieser Schritt jedoch nicht aus. Mit Absicht einer Totalsubstitution ist diese Option nach wenigen Jahren ausgereizt (5.5.1, Fahrplan). Die Speicher (als auch Methanisierungsanlagen) müssen dann weiter ausgebaut werden.

Bezogen auf sozio-ökonomische Aspekte ist zu beachten: die Bereitschaft zur Umsetzung der Energiewende ist aus Sicht der Akteure aus den Fallstudien vorhanden (5.1.4). Es fehlt weitgehend noch an theoretischem Wissen und an Praxiserfahrung für Grossprojekte auf diesem Gebiet. Die zur Zeit genannten zwei Hauptsorgen sind die künftigen Kostenstrukturen von fossiler und erneuerbarer Methangas-Bereitstellung sowie das unsichere Baubewilligungsverfahren hinsichtlich der Realisierung von Grossprojekten (5.4.2). Dies sind Faktoren, die nicht im alleinigen Hoheitsgebiet der Energieversorgungsunternehmen liegen und welche diese auch nur bedingt bis 2050 werden lenken können. Für die Bereitstellung des erforderlichen erneuerbaren Stroms (PV, Windkraft) geben neuere Entwicklungen im Parlament Anlass für optimiertere Ausgangslagen (5.5.2, regulatorische Instrumente).

Eine künftig zentrale Aufgabe wird die Entwicklung von Netzkonvergenzen sein, die hier neben der technischen Konvergenz von den drei Energie-Netzen Strom, Gas und Fernwärme auch die beteiligten Unternehmen und Behörden organisatorisch neu zusammenführen wird (5.5.1). Dabei entstehen auch neue Geschäftsmodelle mit mehr gegenseitigen Abhängigkeiten. Um einen ersten Schritt auf dieser Kommunikationsebene für Akteure aus verschiedenen Disziplinen zu unterstützen, wurde ein frei zur Verfügung stehendes Excel-Tool entwickelt (5.1.3). Es kann auf Vorprojektstufe technische Resultate für die Implementierung von Power-to-Gas im Gebäudepark liefern. Damit sollen auch Fragen für die Planung ausgelöst werden können, die nicht nur technischer Natur sind. Das Tool kann somit die interdisziplinäre Kommunikation in frühen Phasen anstossen und fördern.

Die Kostenstrukturen der erneuerbaren Methangas-Bereitstellung unterscheiden sich vom fossilen Methangas grundsätzlich (5.4.2). Während fossiles Methangas lediglich erschlossen und transportiert wird, muss das erneuerbare Methangas stofflich und energetisch zuerst erzeugt werden. Dies wirkt sich auf die Kosten aus. Zudem ist das gesamte Energiesystem mit seinen historisch bedingten finanziellen Strukturen noch nicht ideal auf die Aufnahme einer solchen erneuerbaren Methangas-Wirtschaft ausgerichtet, was den Preisunterschied zu fossilem Methangas zusätzlich verschärft (5.1.4 Fallstudie Frenkendorf, 5.4.2).

Ein Fahrplan, der für alle am Prozess beteiligten Akteure (Behörden und Ausführende) verbindlich ist, kann Sicherheit für Investitionen als auch für die Umsetzung der Ziele der Energiewende bis 2050 schaffen. Es werden Szenarien beschrieben, die als Basis für das Verständnis der grundlegenden Zusammenhänge aus Sicht des Gebäudeparks dienen (5.5).

Bei der Betrachtung der Implementierung von Power-to-Gas im Gebäudepark wurde auf die Plausibilisierung fokussiert. Die Implementierung von Power-to-Gas im Gebäudepark erfüllt die Vier-Säulen und drei Ziele der Energiestrategie 2050 des Bundes. Im Vergleich zu anderen Heizsystemen ist der Wirkungsgrad eher niedriger. Mit der Umwandlung fluktuierender, erneuerbarer Energien in einen chemischen Energieträger kann, eine insbesondere für den Gebäudepark interessante, saisonale Speicherung realisiert werden. Die explorative Betrachtung ergibt, dass die Umsetzung von Power-to-Gas im Gebäudepark weniger eine Frage der verfügbaren Technik ist, sondern eher Hindernisse im sozio-ökonomischen Bereich erwartet werden.

Kurzfassung

Das Projekt "Gebäudepark und Methangasnetz" ist ein Initiierungsprojekt, in dem die Anwendung des Power-to-Gas-Verfahrens für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser im Gebäudebereich auf Plausibilität hin untersucht wird. Zurzeit ist unklar, wie eine Umsetzung im Gebäudepark konkret aussieht, resp. ob sie sinnvoll ist. Aus diesem Grund werden die Auswirkungen bei einer Substitution von rund 11 TWh/a fossilen Methangases durch erneuerbares Methangas bei den heute am Erdgasnetz angeschlossenen Haushalten betrachtet. In Zusammenarbeit mit in Zukunft betroffenen Akteuren aus Energieversorgungsunternehmen, Bewilligungsbehörden und Industrie wurden in drei Fallstudien die Potentiale analysiert und explorativ ein Wissens- und Informationsaustausch auf dem Gebiet der Implementierung von P2G im Gebäudepark durchgeführt. Es kann bestätigt werden, dass die Implementierung des Power-to-Gas-Verfahrens im Gebäudepark aus technischer Sicht möglich ist und in Übereinstimmung der Vier-Säulen-Strategie mit den drei Zielen zur Energiewende steht. Mit einer Totalsubstitution des heutigen fossilen Methangases durch das erneuerbare Methangas kann (je nach CO₂-Last des zugeführten erneuerbaren Stromes) gegenüber der heutigen Emission von 2.9 Mio. CO₂ t/a, eine Reduktion von 1.0 - 2.3 Mio. t CO₂/a erzielt werden. Mit der Anwendung des P2G-Verfahrens im Gebäudepark wird Neuland betreten. Für die Umsetzung sind noch Hindernisse technischer als auch sozio-ökonomischer Natur vorhanden. Dies betrifft den Zubau von P2G-Anlagen, saisonalen Methangasspeichern und die künftige, zusätzliche Produktion von erneuerbarem Strom.

Abstract

The Project "Building-Stock and Methane Distribution System" is a project of initiation in which the application of the Power-to-Gas-technique is investigated on plausibility for generating the heating demand of space heating and hot water in buildings. Nowadays, the process of implementation in the building stock is not yet clarified and also hasn't been proven, whether it is worthwhile. The impacts by substituting around 11 TWh/a of fossil methane for renewable methane are considered at the contemporary dwellings, which are connected to the gas distribution system. In cooperation with in future affected stakeholders like power supply companies, public authority for permits and industry, based on three case studies, potentials were analyzed and know-how transfer was held exploratively. From a technical point of view it can be confirmed, that the implementation of Power-to-Gas in the building stock is feasible and also according to the guideline of the Swiss energy transition. Substituting the fossil methane for the renewable methane, (depending on the CO₂-load of the supplied electric power) and compared to the currently emission of 2.9 Mio. CO₂ t/a, a reduction of the emission between 1.0 - 2.3 Mio. t CO₂/a can be achieved. The implementation of Power-to-Gas in the building stock is newly formed. For conversion, there are still some drawbacks to be handled, which are kind of technical or social-economical hurdles. That regards annexes like Power-to-Gas plants, seasonal energy storage for renewable methane and additional production of renewable electric power.

1. Motivation und Ziel der Arbeit

1.1. Initiierung

Der Auslöser für das Projekt GEMEN war die Entdeckung bei einer Problemlösungssuche für nicht absetzbaren erneuerbaren Strom von Windkraftträdern in Deutschland. Michael Sterner kombinierte zwei Lösungsansätze [16], wie man das Fluktuationsproblem bei der Erzeugung von erneuerbarem elektrischen Strom und die Unterschiede zwischen Last- und Bedarfsmanagement in längeren Zeiträumen im Grossmassstab angehen könnte. Die Umwandlung von erneuerbarem, elektrischen Strom in einen chemischen, multifunktionalen Energieträger (Power-to-Gas-Verfahren und Produktion von Methan (CH_4), siehe genaueres unter 2.4) und das dazu geschätzte Speicherpotential von über 200 TWh in Deutschland weckten die Aufmerksamkeit insofern, dass vorerst rein intuitiv eine gute Übereinstimmung mit der Vier-Säulen-Strategie und seinen drei Zielen zur Energiewende (siehe 2.1) vermutet wurde.

Eine Substitution von fossilem Methangas durch nun erneuerbares Methangas (EE-Methangas, Methangas aus Erneuerbaren Energien) ergibt einen grundsätzlichen Perspektivenwechsel auf die Infrastruktur des Gasnetzes selber. Bis anhin war das Gasnetz nur in Deutungsverbundenheit mit fossilen Energieträgern verstanden worden (Ausnahme Biogas). Das Gasnetz als eigentliche Unterstützung zur Förderung und Stabilisierung von erneuerbaren Energien im Sinne einer nachhaltigen Umweltpolitik war nicht plausibel.

Das Power-to-Gas-Verfahren (P2G-Verfahren) kommt ursprünglich aus dem Bereich der Rückverstromung und auch schon Fachleute aus dem Bereich der Mobilität (z.B. Audi, [3]) interessieren sich für den neuen, erneuerbaren (exfossilen) Energieträger mit hoher Energiedichte, für die Anwendung bei den herkömmlichen Verbrennungsmotoren. Es entsteht nun die Frage, ob und in wie weit das P2G-Verfahren auch für den Bereich des Gebäudeparks mit seinem Wärmebedarf eine künftige und längerfristige Option sein könnte. Diese Fragestellung führt auch zu einer Diskussionsaufnahme, wie dann die Entwicklungsperspektive des bestehenden Gasnetzes bis z.B. 2050 sein könnte. Aufgrund dieser Erkenntnisse möchte die Fachhochschule Nordwestschweiz durch einen gezielten Einsatz angewandter Forschung dieser Frage nachgehen.

1.2. Ziel des Projektes

GEMEN ist ein Initiierungsprojekt, in dem die Anwendung von Power-to-Gas (P2G) für Raumwärme und Warmwasser im Gebäudebereich der am heutigen Erdgasnetz angeschlossenen Haushalte in der Schweiz untersucht wird. Der Zweck ist, einem Forschungsdesiderat nachzukommen, das sich aus dem zum heutigen Zeitpunkt offenbar noch ungenügendem Kenntnisstand über das P2G-Verfahren selber als auch seiner Implementierung im Gebäudepark ergibt. In aufbereiteter Form sollen auf diesem Feld erarbeitete Erkenntnisse in einem Bericht und weiteren Publikationen in der Öffentlichkeit und der Lehre zur Förderung der Bewusstseinsbildung beitragen und die notwendigen Grundkenntnisse für das Verständnis des Systems im Gebäudepark vermitteln. Der Verwertungszusammenhang dieser Arbeit liegt somit in der Vermittlung von Grundkenntnissen an die damit in Kontakt kommenden Akteure. Das Zielpublikum sind alle Akteure, die sich in Zukunft mit der Entscheidungsfindung befassen werden, ob und wenn ja, wie das bis anhin vorwiegend fossile Methangas durch ein erneuerbares Methangas zu substituieren und die bestehende Gasnetzinfrastuktur darauf bis z.B. 2050 einzurichten ist. GEMEN kann keine Entscheidungsabnahme leisten, aber die Vermittlung von erforderlichem Wissen in der Art, dass relevante Aspekte vor einer eigentlichen Entscheidungsfindung überhaupt einem Entscheidungsträger in den Sinn kommen (siehe dazu ipsative Handlungstheorie Punkt 2, 5.4.2). Akteure, die mit der Ausführung beauftragt werden, sollen anhand des Berichtes die wichtigsten Eckpfeiler und Zusammenhänge mit der Energiewende verstehen und so eigenes Wissen strukturiert einfließen lassen können.

GEMEN ist kein Ausführungsprojekt sondern eine Plausibilisierung im Hinblick auf die Erfüllungspotentiale der Vier-Säulen-Strategie und seinen drei Zielen der Energiewende (siehe dazu genaueres unter 2.1). Es soll dabei die Entscheidungsfindung zum künftigen Umgang mit dem bestehenden Methangasnetz unterstützen und die Diskussion von Pro und Kontra auslösen oder verbessern. Systematisch hinterfragendes Nachdenken will zu einer weiteren qualitativen Bewertung des P2G-Verfahrens und der Unterstützung der Energiewende führen. Erforderliche Zusatzstudien zur Unterstützung von Pilotprojekten oder aber auch Interventionsstudien sollen kurzfristig ausgelöst werden. Ebenso ein Teil in der Forschung zur weiteren Optimierung der technischen Anforderungen (technische Prozesskette) als auch der Umsetzung (sozio-ökonomische Prozesskette) bis 2050.

Die im Überblick damit verbundenen Forschungsfragen lauten:

- wie analysiert, bewertet und stellt man grundsätzlich die Funktion und das Potential von EE-Methangas dar, insbesondere bei einer Implementierung im Gebäudepark?
- Wie kann/soll ein künftiger Energieaustausch zwischen Gasnetz und Gebäudepark gestaltet werden?
- Welches sind die Hürden für eine Einführung von erneuerbarem Methangas im Gebäudepark?
- Welcher zusätzliche Handlungsbedarf ergibt sich für die Umsetzung der Vier-Säulen-Strategie und ihre drei Ziele zur Energiewende?

Der Fokus liegt auf den zu erarbeitenden Feststellungen im Bereich der Anwendung des P2G im Gebäudepark. Die Bewertung, ob idealerweise die Einführung im Gebäudepark, der Rückverstromung oder der Mobilität oder eine andere die Beste ist, kann erst zu einem späteren Zeitpunkt abschliessend beantwortet werden.

Danksagung

An dieser Stelle möchten wir uns besonders beim Bundesamt für Energie (BFE) bedanken, das diese Arbeit ermöglichte. Des Weiteren gilt unser Dank der Unterstützung durch die FOGA, (Forschungs-, Entwicklungs- und Förderungsfonds der Schweizerischen Gasindustrie). Ohne die Mitarbeit vieler weiterer Akteure, wie Fachleute aus den Energieversorgungsunternehmen oder öffentlichen Ämtern, wäre der dazu notwendige Kenntnisaufbau über Netze und deren Besonderheiten nicht möglich gewesen. Unser Dank gilt auch diesen Akteuren, die Zeit, Engagement und Vertrauen entgegen gebracht haben.

1.3. Hinweis auf unvorhergesehene Entwicklungen

Die in GEMEN gemachten Hinweise beruhen auf den Feststellungen der bis heute nach bestem Wissen und Gewissen vorhandenen Kenntnisse. Die Autoren wollen achtsam im Umgang mit sogenanntem "Zukunftswissen" sein. Zukunftswissen ist per se kein wissenschaftliches Wissen. Daher arbeiten die Autoren vorzugsweise mit einfachen Grobannahmen von Zukunftsereignissen, den dazu denkbaren Entwicklungsoptionen und mit auf deren Basis reduzierten Auswirkungen. Die Absicht dabei ist ein besseres Erkennen von grundsätzlichen Zusammenhängen um dann darauf hin eine Reaktionsfähigkeit entwickeln zu können, anstatt spektakuläre Fertiglösungen für dann eventuell doch nicht eintretende Ereignisse zu präsentieren. Aussagen zu Vorteilen der Implementierung des P2G-Verfahrens im Gebäudepark können aus Sicht einer übergeordneten Betrachtung nur dann ihre Gültigkeit beibehalten, solange nicht unverhofft eine neue Technologie bis 2050 diese wieder ablösen könnte. Solche neue Technologien müssten aber mindestens z.B. höhere Speicherkapazitäten und Energiedichten wie bis anhin haben und entweder die bereits bestehende Struktur gut bedienen oder eine Umstellung auf eine ganz neue Struktur

realistisch umbauen können. Zur Beurteilung einer realistischen Umsetzung gehört auch der Einbezug möglicher Rebound-Effekte.

Auch muss wahrheitsgetreu das Dilemma benannt werden, dass ein Warten zur Einführung von Lösungen die Möglichkeit bietet, eine noch neuere Lösung noch besser und kostengünstiger zu realisieren. Auf der anderen Seite ist ewiges Warten auf andere Umweltproblemlösungen bezogen nicht effektiv, vor allem im Hinblick, dass die Geschwindigkeit der dazukommenden Umweltprobleme immer noch grösser ist als die Geschwindigkeit der dazu gehörenden nachhaltigen Lösungen. Der Versuch, konkrete Rezepte in Gang zu setzen kann zielführender sein als sich nur dem Diktat der Unsicherheit der Gegenwart zu unterwerfen.

1.4. Vorgehen

Es werden die Methoden der Exploration und der Falsifizierung/Validierung einer Hypothese angewandt. Die Hypothese besteht darin (genauer Beschrieb in 4.2), dass eine Totalsubstitution des fossilen Methangases von den am heutigen Gasnetz angeschlossenen Haushalten durch EE-Methangas möglich ist und dass damit ebenfalls eine jährliche CO₂-Reduktion von 2 Mio. t statt findet. Bei dieser Hypothese besteht die Aufgabe darin zu überprüfen, ob eine Totalsubstitution des fossilen Methangases durch EE-Methangas technisch möglich ist. Dabei soll auch eine denkbare Reduktion von CO₂ überprüft werden, die in der Dimension von der vom Gebäudeprogramm vorgesehen zu liegen kommt [17].

Die explorative Methode ist immer begleitend und hat zum Ziel, auf einem Erkenntnisweg noch unklares Wissen, Ursachen und deren Zusammenhänge zu entdecken und zu dokumentieren. Der explorative Teil versucht, den methodischen Fehler zu verhindern, dass bei einem neuen, noch ziemlich unbekannten Thema zu Beginn zu früh in Lösungen gedacht wird und dann ein Problem unentdeckter Transinformation entsteht. Das heisst, dass zu diesem Zeitpunkt nicht durch den Nassrudin-Fehler zu stark auf nur bereits Bekanntes fokussiert werden soll.

Neben den rein technischen Gegebenheiten werden auf diesem neuen Gebiet auch die Bedürfnisse und Strukturen von sozio-ökonomischen Aspekten zumindest berücksichtigt. Der Zweck ist, dass auch weitere Forschungslücken/bedarf aufgedeckt werden, die für die spätere Umsetzung der Anwendung von P2G im Gebäudepark relevant sein könnten. Es wird dabei an die zirkuläre Forschungsmethode angelehnt. So sind die Resultate streng wissenschaftlich genommen, im Gegensatz zu einer linearen Forschungsmethode, nicht repräsentativ. Die Wissensermittlung von Informationen durch Akteure erfolgt über Strukturen und Leitlinien. Diese sind z.B. diejenige der ipsativen Handlungstheorie (siehe 5.4.2) oder die der Vier-Säulen-Strategie und den drei Zielen von Bund und Parlament zur Energiewende (siehe 2.1). Allgemein gelten als Leitlinie auch die damit verbundenen Forschungsfragen wie unter 1.2 erwähnt. So können Grundlagen für aufbauende Fragestellungen im Projekt für Forschung und später für die Umsetzung abgeleitet werden. Dazu wird auch das Wissen aus der Praxis der später damit in Kontakt kommenden Akteure einbezogen. Diese sind anhand von drei Fallstudien beteiligt.

Abbildung 1 zeigt das Zusammenwirken zwischen explorativem und hypothesenprüfendem Vorgehen. Die beiden Arbeitsfelder sind verknüpft über den Transfer von Daten, technischem Wissen und Bedürfnissen der Akteure aus der Praxis als auch allgemeinem Stand der Technik. Die aus der Exploration erhaltenen Informationen werden in einem Berechnungsmodell untersucht und auf die Teil- als auch Totalsubstitution des fossilen Methangases durch das EE-Methangas überprüft. Erkenntnisse werden mit den Partnern aus der Praxis validiert und ergänzt.

2. Ausgangslage der Energieversorgung

2.1. Generell

Der Bundesrat und das Parlament haben 2011 die Vier-Säulenstrategie mit ihren drei Zielen zur Energiewende (ab hier als 4SS3Z bezeichnet) im Grundsatz beschlossen und vorgestellt. Diese wurde zunächst auf die Stromwirtschaft ausgelegt, sie kann aber auch als Leitlinie für andere Energiebereiche angewendet werden, wenn sie sinngemäss dadurch in Übereinstimmungen von gemein-gesellschaftlichen Energiezielen steht. Die Opportunität der Anwendung der Vier-Säulenstrategie mit den drei Zielen ist gegeben, weil sie mit Ausnahme einer Anpassung der 3. Säule vollständig direkt anwendbar ist. Indirekt ist sogar auch die Originalabsicht der 3. Säule mit den Erkenntnissen aus GEMEN bedienbar. Die 4SS3Z ist im Überblick wie folgt:

4 Säulenstrategie und 3 Ziele des Bundesrates zur Energiewende

4 Säulen:

1. Energieeffizienz
2. Erneuerbare Energie
3. Ersatz und Ausbau von Grosskraftwerken
4. Energie Aussenpolitik

3 Ziele:

- Versorgungssicherheit
- Verminderung von Treibhausgasen
- Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern

Abbildung 3: Vereinfachter Überblick der Vier-Säulen-Strategie und drei Zielen.

Die 4SS3Z, resp. die S1-S4 und die Z1-Z3 werden in GEMEN wie folgt gehandhabt:

Tabelle 1: In GEMEN angewandte Vier-Säulen Strategie und den drei Zielen zur Energiewende.

Säulen und Ziele	Auslegung
Säule 1 (S1): Energieeffizienz	<ul style="list-style-type: none">- Energieeffizienz der Gebäudehüllen zur Senkung des Raumwärmebedarfs ohne Wohnkomforteinbusse.- Energieeffizienz der Haustechnik.- Energieeffizienz des P2G-Verfahrens und der dazu gehörenden Infrastruktur.
Säule 2 (S2): Erneuerbare Energien	<ul style="list-style-type: none">- Substitution des fossilen Methangases (Erdgas) durch EE-Methangas. (Methangas aus Erneuerbaren Energien).- Substitution des fossilen Methangases durch EE-Wasserstoffgas (Wasserstoffgas aus Erneuerbaren Energien).
Säule 3 (S3): Ersatz und Ausbau von Grosskraftwerken	<ul style="list-style-type: none">- Ausbau von EE-Wasserstoff- und EE-Methangas produzierenden Anlagen (P2G-Anlagen).- Ausbau von saisonalen Speichern zur Aufnahme von vorwiegend EE-Methangas.- Unterstützung der für die Stromproduktion vorgesehenen Gaskraftwerke mit EE-Gas (CH₄, H₂) und allgemein WKK.

Säule 4 (S4): Energieaussenpolitik	<ul style="list-style-type: none"> - Schaffung einer besseren Verhandlungsausgangslage, im Sinne der unten stehenden drei Ziele.
Ziel 1 (Z1): Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> - Durch Erhöhen der gewünschten Abrufbarkeit von benötigter Energie mit Speichern, in der Dimension von saisonalen Speicherpotentialen (Sommer/Winter). Dies vorwiegend hier für Raumwärme und Warmwasser, aber mit Hinweis auf Möglichkeit der zusätzlichen Verwendung für andere Produktionsbereiche wie elektrischer Strom, Mobilität, Kombinationen wie WKK, etc. - Förderung von inländischer, erneuerbarer Energie-Produktion.
Ziel 2 (Z2): Verminderung von Treibhausgasen	<ul style="list-style-type: none"> - Substitution von fossilem Methangas durch EE-Methangas. - Verwendung von atmosphärischen CO₂ bei der EE-Methangas-Produktion, damit wird im Prinzip ein CO₂ Kreislauf geschlossen.
Ziel 3 (Z3): Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern	<ul style="list-style-type: none"> - Substitution der vom Ausland bezogenen fossilen Energieträger durch inländisch produziertes und gespeichertes EE-Gas.

Die Zuordnungen der Auslegungen wären teilweise mehrfach möglich, weil sie in wichtigen Zusammenhängen miteinander verknüpft sind. So hängt z.B. die Steigerung der Effizienz der Gebäudehülle (S1) mit einhergehendem geringerem Energiebedarf für die Erzeugung von Raumwärme auch mindestens mit der Energieaussenpolitik (S4), der Verminderung von Treibhausgasen (Z2) und der Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern (Gas- und Ölheizungen, Industrie, usw.) (Z3) zusammen. Auf wichtige Verknüpfungen wird weitgehend hingewiesen.

Beim Thema der Energieaussenpolitik wird in GEMEN angenommen, dass diese vor allem im Zusammenhang mit Z1 und Z3 stehen, das heisst, eine für die Schweiz energetisch gesehen vorteilhaftere Verhandlungsposition in Richtung mehr Unabhängigkeit. Die Schwierigkeit bei der Auslegung von Z3 liegt in der Gratwanderung zwischen Vertrauen auf Importgarantie und Versorgungs-Sicherheitsillusion, die wissenschaftlich nicht mit Sicherheit eindeutig beantwortbar ist.

Bezogen auf die am heutigen Erdgasnetz angeschlossenen Haushalte, soll gemäss Empfehlung der CORE (Eidg. Energieforschungskommission, Commission fédérale pour la recherche énergétique) mittelfristig zur Erzeugung von Raumwärme und Raumwasser auf fossile Brennstoffe verzichtet werden. Dies betrifft das gesamte mit vorwiegend fossilem Methangas betriebene Netz der Haushalte.

2.2. Erdgasnetz

Eine wichtige Leitung des heutigen Gasnetzes ist die rund 165 km lange Hauptroute, die die Funktion einer Transitleitung hat und von den Niederlanden nach Italien führt. Daraus wird vorwiegend der Bedarf des fossilen Methangases für die Schweiz gedeckt. An dieser Leitung werden die Importe über Abnahme- und Zollmessstationen von Swissgas durchgeführt und zu den einzelnen Regionen in Hochdrucknetzen mit 50 - 70 bar transportiert. Die regionalen Verteilungsgesellschaften übernehmen das Erdgas entweder von Swissgas, oder sie beziehen es von einem der anderen in der Schweiz vorhandenen Einspeisepunkte. Die Leitungen bestehen aus Stahl (Hochdruck) oder Kunststoff (Niederdruck bis 5 bar). Die weitere Feinverteilung geschieht über Druckreduzierstationen in die lokalen Niederdruck-Verteilnetze (< 5 bar). Die dabei frei werdende Energie kann teilweise in elektrischen Strom umgewandelt werden.

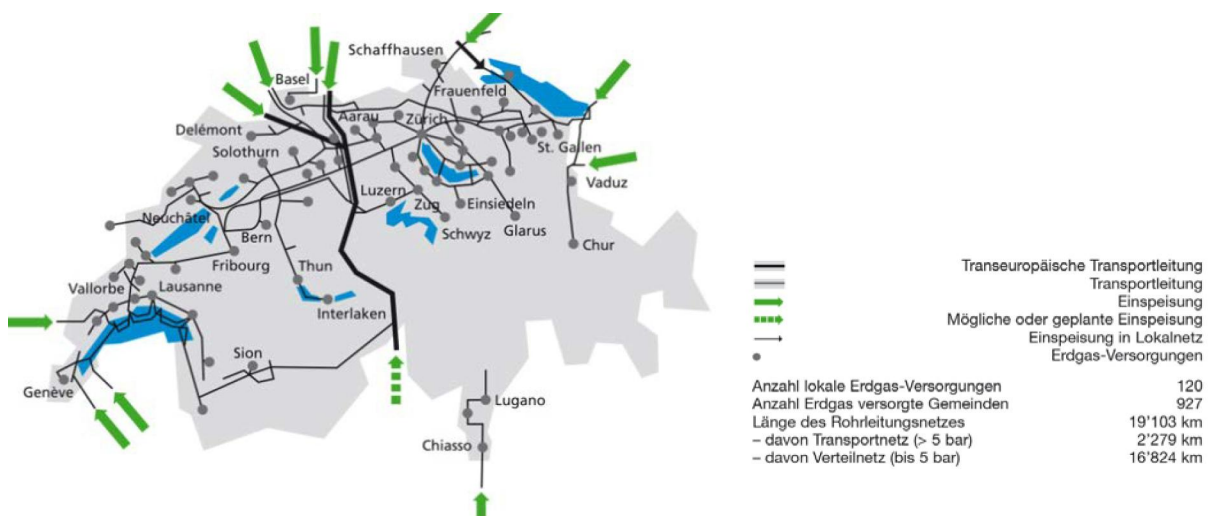


Abbildung 4: Hauptnetz Erdgasversorgung Schweiz mit Einspeisungspunkten in die Schweiz (Quelle: Verband der Schweizerischer Gasindustrie (VSG))

Der gesamte Endenergieverbrauch von fossilem Methangas in der Schweiz betrug 2013 rund 34 TWh/a [24]. Das entspricht 13.5% des Gesamtendenergieverbrauchs der Schweiz. Von den 34 TWh/a gehen etwa 1/3 an die am heutigen Erdgasnetz angeschlossenen Haushalte. Zusätzlich zum fossilen Methangas wurden 0.13 TWh Biogas geliefert, was etwa 0.4% vom gesamt gelieferten fossilen Methangas entspricht. Die Schweiz hat keine eigene konventionelle Gasförderung. Das fossile Methangas wird zu 100% importiert.

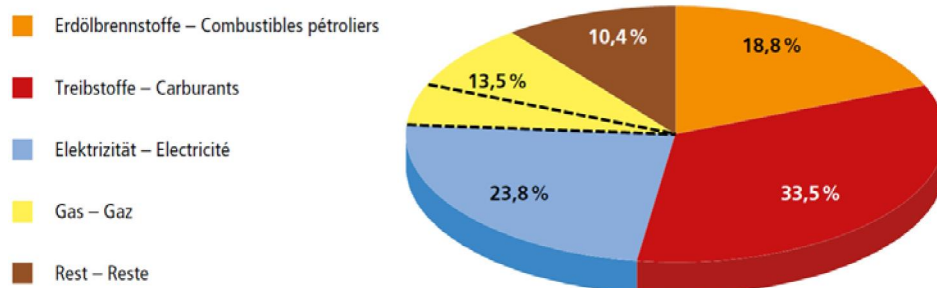


Abbildung 5: Anteil des Erdgasverbrauchs in der Schweiz im Jahr 2013, Quelle: BFE 2014.

An die am Gasnetz angeschlossenen Haushalte werden rund 11 TWh/a fossiles Methangas für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser geliefert. Der Anteil für das Kochen ist vernachlässigbar. Die Energiebezugsfläche dieser Haushalte hat vom Jahr 2000 bis 2012 zugenommen. Im Jahr 2000 waren es 67.6 Mio. m² und im Jahr 2012 114.1 Mio. m² ([6], S.34). Dies entspricht heute mittlerweile rund ¼ der Energiebezugsfläche aller Wohnungen in der Schweiz (24.5%).

Die geschätzte Speichergrosse für Methangas in der Schweiz betrug Ende 2014 rund 0.1 TWh und entsprach somit grob der eingespeisten Grössendimension von Biogas in den Jahren 2012 und 2013. Im Vergleich dazu verfügt Deutschland über geschätzte Speichergrossen von rund 200 - 220 TWh. Berücksichtigt man die um den Faktor zehn verschiedenen Landes- und Bevölkerungsgrössen kommt man immer noch auf ein 200-mal kleineres Speicherpotential pro Kopf in der Schweiz. Der Erdgasverbrauch pro Kopf in Deutschland liegt jedoch wiederum 2-3 mal höher. Das vorhandene Speicherpotential in der Schweiz, vor allem in Hinblick auf saisonale Dimensionsgrössen im erforderlichen Bereich von mehreren TWh, kann als gering eingestuft werden.

Das heutige Erdgasnetz steht nicht in einem wechselwirkenden Energieaustauschprozess mit dem Stromnetz, wie dies bei einer Implementierung von P2G der Fall wäre. Es ist heute distributiv organisiert, d.h. im Sinne einer reinen Zulieferung von Energie. Der Wiederbeschaffungswert des Gasnetzes beläuft sich auf 13-20 Milliarden Sfr. [41].

2.3. Energieversorgung und Bedarf des Gebäudeparks

Der Total-Endenergieverbrauch pro Jahr beträgt in der Schweiz rund 249 TWh (Stand 2013, [24]). Davon gehen etwa 48 TWh/a in die Erzeugung für Raumwärme und etwa 9 TWh/a in die Erzeugung für Warmwasser in die privaten Haushalte (Stand 2012, [6]). Der Raumwärmebedarf macht gemäss Abbildung 6 mit knapp 70% den grössten Anteil des Energieverbrauchs der privaten Haushalte aus. Für die Erzeugung von Warmwasser werden 13% benötigt.

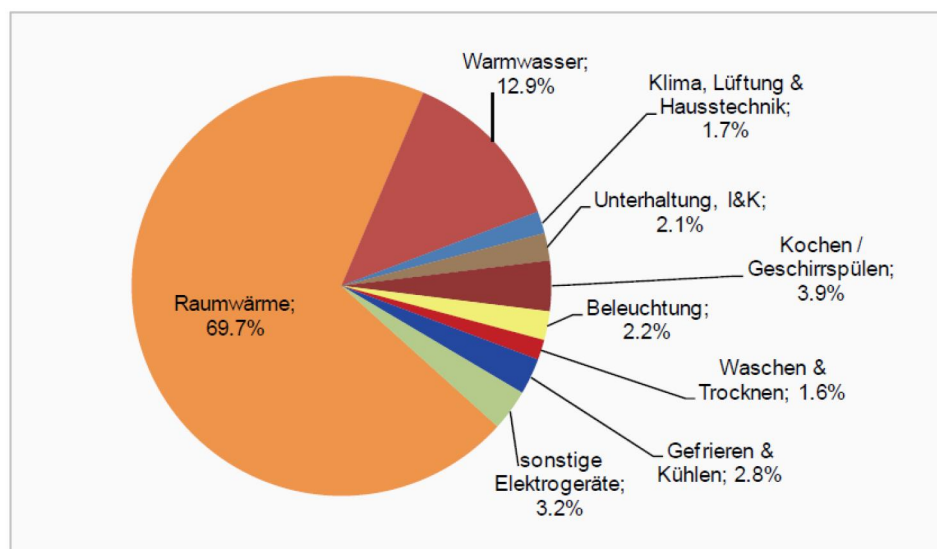


Abbildung 6: Anteile des Energieverbrauchs der privaten Haushalte nach Verwendungszweck. [4]

Bei den Heizsystemen dominieren fossil betriebene Wärmeerzeuger. In Bezug auf die Energiebezugsflächen (EBF) der privaten Haushalte von 466 Mio. m² wurden im Jahr 2012 46% mit Heizöl und 25% mit fossilem Methangas beheizt (Abbildung 7). Im Vergleich zum Jahr 2000 ist der Anteil der Heizölwärmeerzeuger um 15% gesunken. Im selben Zeitraum hat die Energiebezugsfläche der der Wärmeerzeugung mit fossilem Methangas um 70%

zugenommen. Dies ist gegenläufig zum Ziel der Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern gemäss Z3 4SS3Z. Bei Holzheizungen, Fernwärme und Wärmepumpen gab es einen Anstieg, wobei der Anteil an Wärmepumpen am stärksten zugenommen hat. Zwischen 2000 und 2012 ist die gesamte EBF um 21% gewachsen. Bis 2050 wird ein weiterer Anstieg im Vergleich zum Jahr 2012 um 30% prognostiziert.

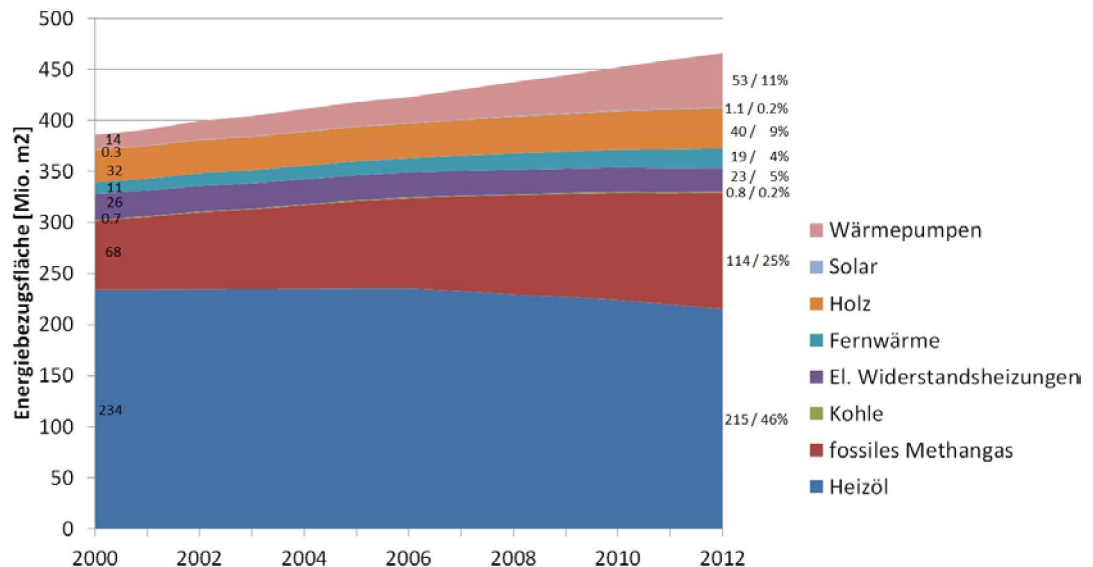


Abbildung 7: Energiebezugsfläche der privaten Haushalte nach Heizsystemen in Mio. m² EBF (inklusive Leerwohnungen, ohne Zweit- und Ferienwohnungen). Daten gemäss [4].

Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte für Raumwärme hat zwischen 2000 und 2012 witterungsbereinigt um 4.4% abgenommen. Der Verbrauch fossiler Brennstoffe hat sich in dieser Zeit um 14% reduziert, wobei der Verbrauch von fossilem Methangas um 32% auf 11.5 TWh/a zugenommen hat. Fossile Brennstoffe verursachen knapp $\frac{3}{4}$ des Endenergieverbrauchs für Raumwärme (Abbildung 8). Beim Energieverbrauch für Warmwasser liegt dieser Anteil bei ca. 60%, wovon 22% (2 TWh/a) fossiles Methangas sind.

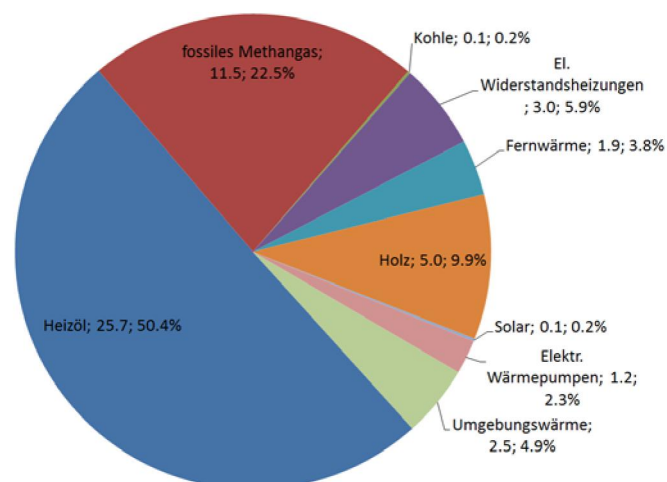


Abbildung 8: Witterungsbereinigter Endenergieverbrauch der Haushalte für Raumwärme nach Heizsystem und Energieträgern 2012 in TWh/a und jeweiliger prozentualer Anteil. Daten gemäss [4]

Um die Verminderung von Treibhausgasemissionen und die Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern im Gebäudepark zu erreichen (Z2, Z3 4SS3Z), können im wesentlichen zwei Hebel angesetzt werden. Zum einen kann der Raumwärmebedarf bei

bestehenden, ungedämmten Gebäuden durch energetische Erneuerungen der Gebäudehülle massiv reduziert werden. Dabei ist ein Einsparpotential von bis zu 70-90% durchaus technisch realisierbar. Andererseits können bei der Wärmeerzeugung durch die Substitution fossiler Energieträger mit erneuerbaren Energien Treibhausgasemissionen substanziell verringert werden. Die Erzeugung erneuerbarer Energien sind z.T. allerdings durch starke Schwankungen gekennzeichnet. Vor allem PV und Solarwärme weisen einen zum Raumwärmebedarf gegenläufigen Jahresverlauf auf. Dies macht zur Nutzung für die Deckung des Raumwärmebedarfs entweder eine massive Überdimensionierung, oder den Einsatz saisonaler Speicherung erforderlich.

Ausbau Photovoltaik

Im Jahr 2013 deckte der PV-Ertrag ~1% des Schweizer Strombedarfs ab. Für den Ausbau der PV bis 2050 liegen verschiedene Prognosen vor. Gemäss Abbildung 9 wird mit einem Jahresertrag 2050 von 11-30 TWh gerechnet. Das BFE geht gemäss [28] davon aus, dass 20% des heutigen Strombedarfs im 2050 mit PV gedeckt werden könnten. Zusätzliche Speichkapazitäten im Stromnetz wären dafür vorraussichtlich nicht notwendig [58]. Die Internationale Energieagentur (IEA) [30] und Swissolar [56] schätzen den Ertrag auf 18 TWh/a. Unter zusätzlicher Berücksichtigung gut besonnener Fassadenflächen, Lärmschutzwänden etc. geht Swissolar von ca. 30 TWh/a aus. Der Anteil des direkten Eigenverbrauchs wird zukünftig auf mindestens 30% geschätzt. Demnach werden max. 20 TWh/a ins Netz eingespeist. Dabei entstehen aufgrund der grossen Fluktuation der PV im Vergleich zum Lastgang zeitweise Überschüsse. Die Kapazität vorhandener und geplanter Schweizer Pumpspeicherkraftwerke reicht gemäss verschiedener Untersuchungen [57] [58] [59] nicht für die Speicherung von Überschüssen dieser Grössenordnung aus.

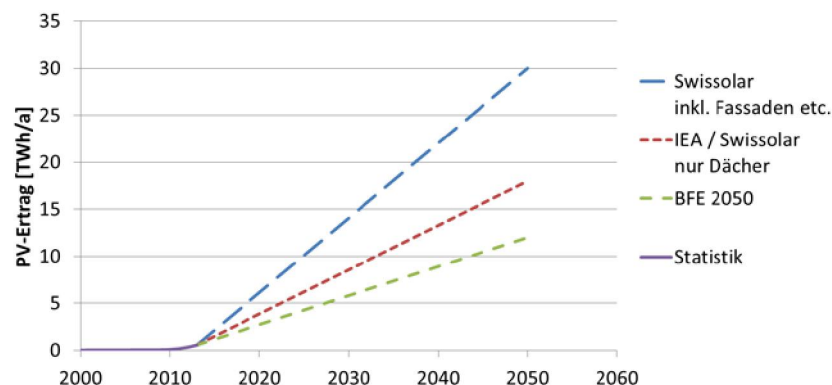


Abbildung 9: PV-Ertrag in TWh/a und Prognosen für 2050. Daten gemäss [28] [30] [56]

2.4. Das Power-to-Gas Verfahren

P2G entstand ursprünglich im Problemlösungsbereich von stillstehenden Windkraftträdern in Deutschland. Diese konnten trotz genügend vorhandenem Wind nicht ihren potentiell erzeugbaren elektrischen Strom absetzen. Damit entstand die Anforderung, diesen Strom vorerst irgendwie zu speichern und später in Strom zurück umzuwandeln. Diese Innovation, den erneuerbaren Strom in Methangas zu überführen, im Gasnetz vorübergehend zu speichern und zu einem günstigen Zeitpunkt später mit Gasturbinen wieder als elektrischen Strom ins Netz zu speisen, wird von Michael Sterner beschrieben [16]. Die heutige Ausgangslage für diese Technologie ist, dass sie zwar immer bekannter wird aber doch noch als relativ neu mit wenig Erfahrung in der Grossanwendung gilt. Die P2G-Anlagen bauende Firma ETOGAS in Stuttgart [1] geht davon aus, dass künftig kommerzielle Anlagen mit 20 MW Anschlussleistung an das Stromnetz und einer Tagesproduktion von 13'000 m³ EE-Methangas realisierbar sind.

In Abbildung 10 ist das P2G-Verfahren zur Herstellung von EE-Methangas zur Einspeisung in das bestehende Gasnetz vereinfacht dargestellt. Ebenso werden auch die erwarteten Hauptvorteile aufgezeigt. Für das weitere Verständnis von GEMEN und daraus resultierenden Bewertungen sind diese minimalen Grundkenntnisse und deren Verständnis unerlässlich. Sie werden im Bericht als implizit vorausgesetzt. Weiterführende Beschriebe sind bei ETOGAS erhältlich [1]. Das P2G-Verfahren selber wird in GEMEN nicht weiterentwickelt. Die technischen Angaben beruhen auf den Angaben von ETOGAS.

Das P2G-Verfahren funktioniert nach folgendem Prinzip. Der mit erneuerbarem elektrischen Strom über einen Hydrolyse-Prozess gewonnene Wasserstoff wird anschliessend über einen Methanisierungsprozess, unter Beimischung von idealerweise atmosphärischem CO₂, zu CH₄ umgewandelt (Sabatier-Prozess). Es entsteht dabei chemisch gesehen das gleiche Molekül wie dasjenige von fossilem Methangas (Erdgas). Unreinheiten können in einem nachgelagerten Verfahren unaufwändig beseitigt werden.

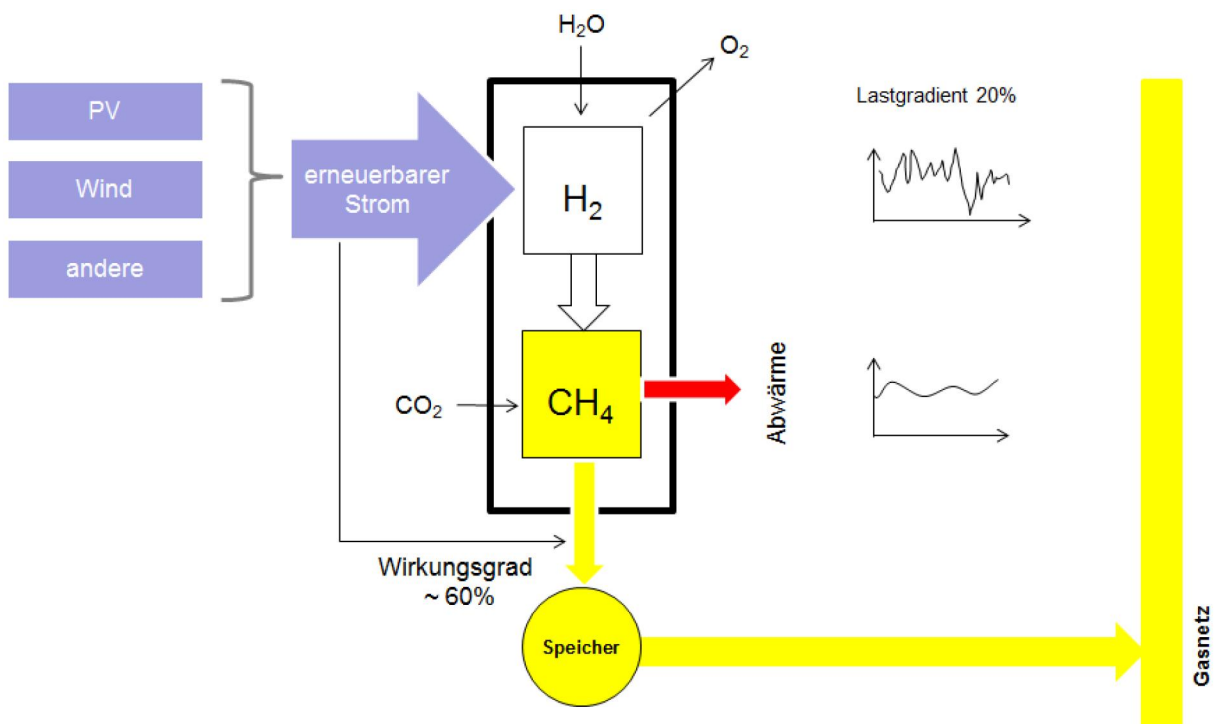


Abbildung 10: Funktionsweise des Power-to-Gas Verfahrens (P2G)

Für eine nachhaltige Erzeugung von EE-H₂ und EE-CH₄ ist erneuerbarer Strom erforderlich. Strom aus z.B. Kernkraftwerken oder Kohlekraftwerken ist nicht zulässig, weil sonst die Erneuerbarkeit nicht mehr gegeben ist.

Die Schnittstelle einer P2G-Anlage zum Stromnetz ist die Hydrolyse. Dabei kommt zugute, dass Fluktuationen vom Stromnetz her gut abgefangen werden können. Der Lastgradient beträgt 20%. Das heisst, dass die Hydrolyse-Module ihre Leistung in 5 Sekunden von 0 auf 100% rauffahren können. Ein aktuelles Hydrolyse-Modul von ETOGAS hat eine Anschlussleistung von 1.2 MW und hat etwa die Grösse eines Baucontainers. Diese Module sind kombinierbar. Damit können Leistungen von 1.2 MW, 2.4 MW usw. aufgebaut werden. Auch Anlagen mit einer Leistung von z.B. 50 MW sind möglich.

Der Methanisierungsprozess ist exotherm. Die Hochtemperaturwärme ist > 200 °C und kann z.B. bei 400 °C liegen. Diese Abwärme ist im Gebäudepark nutzbar für die Fernwärmenetze und führt so zu einer Konvergenz der drei Energienetze Strom, Gas und Fernwärme. Natürlich kann diese Abwärme auch für z.B. für die Industrie verwendet werden. Gemäss ETOGAS soll der künftige Gesamtwirkungsgrad über Strom zu EE-Methangas+Abwärme bis 85% betragen. Mit Ausblick auf das Jahr 2050 werden in GEMEN für den Wirkungsgrad Strom zu EE-Methangas 60% und die Abwärme mit zusätzlichen 20% angenommen und so mit einem Gesamtwirkungsgrad von 80% gerechnet.

3. Datengrundlagen

3.1. Daten

Die Ausgangslage für Berechnungen und Sachverhalte basiert auf der einschlägigen Literatur und den Angaben der Akteure aus den Fallstudien und sind entsprechend referenziert. Für GEMEN sind die technisch wichtigen Daten diejenigen vom Gebäudepark, Verbräuche von fossilem Methangas, Energiebedarfe für Raumwärme und Warmwasser als auch der Fernwärme von Bedeutung. Ebenso Lastgänge von Energieversorgungsunternehmen, die eine Ausgangslage in Menge und Zeit für die Substitution durch einen neuen Energieträger bilden. Teilweise sind Daten für bestimmte, genaue Berechnungen nicht erhältlich. Sei dies aus Gründen des Datenschutzes gegenüber Kunden, weil Daten einfach nie in einer bestimmten Form erhoben wurden oder weil die Daten durch die standardmässige Art der Messung der Unternehmungen bedingt anders erhoben werden müssen. Fehlende Daten können z.B. die EBF und damit verbundenen spezifischen Energiebedarfe für Raumwärme sein. Zudem sind nicht immer die Art der Abnehmer von Endenergie bestimmbar (Haushalte+Industrie im gleichen Lastgang aufgezeichnet) und damit auch nicht die genau dazu gehörenden Gebäudedaten bezüglich EBF und Heizwärmebedarf Q_h nach Norm SIA 380/1. Dies führt dazu, dass Produktions- und Verbrauchsdaten auf Jahresbasis nicht ausreichend für eine detaillierte Schwachstellenanalyse sind, wenn man diese genau auf einen bestimmten Gebäudeparkteil (z.B. ältere, thermisch zu erneuernde Quartiere) mit dem P2G-Prozess in Verbindung bringen möchte. In solchen Fällen können nur Schätzungen gemacht werden.

Innerhalb der Exploration ist es die Absicht, auch die sozio-ökonomischen Belange zu identifizieren. Dazu gibt es keine konkreten Grundlagen zum Vorgehen und schon gar nicht verwertbare Daten dazu, auf dessen Basis man eine Nachbereitung machen könnte. Hier betritt man absolutes Neuland. Es musste zuerst eine Struktur aufgebaut werden, wie man überhaupt geordnet die verschiedensten Bedürfnisse erfasst und mit einem Ziel verbindet. Die Erfassung und Aufbereitung der Aussagen von Akteuren wurde zirkulär methodisch gemacht und nicht linear methodisch. Beim Abgleich der Aussagen gegenüber der 4SS3Z muss implizites Wissen vorausgesetzt werden, um die Gültigkeit zu erkennen, zu ergänzen oder zu bestreiten.

Besonders schwierig stellte sich hier die Suche nach relevanten Gegenargumenten zur Implementierung des P2G im Gebäudepark heraus. Dadurch ist (auch) im Bericht eine tendenziell positivistische Neigung gegenüber der Implementierung des P2G im Gebäudepark erkennbar. Die Autoren möchten einerseits mit dieser Aussage der wissenschaftlichen Ehrlichkeit gerecht werden, jedoch auch hervorheben, dass hier Erkenntnisse hinsichtlich der Interpretation von „positiven“ Befunden immer den Sinn der Information für das Allgemeinwohl haben. Daher werden die Erkenntnisse auch immer mit der Absicht der 4SS3Z verglichen.

3.2. Begriffe

Die im Text verwendeten Begriffe werden gemäss unten angewandt. Es handelt sich dabei um einen Teil gängiger Begrifflichkeiten. Als weiterer Teil werden einige neu eingeführt, damit in der jetzigen als auch künftigen Diskussion auf diesem neuen Gebiet die Deutungen veranschaulicht und die unterschiedlichen Begriffsauffassungen als gemeinsame Basis eindeutiger kommunizierbar sind.

EBF	Energiebezugsfläche, nach Norm SIA 380/1:2009.
EBL	Elektra Baselland
EE-H ₂	Wasserstoffgas aus erneuerbaren Energien hergestellt. Hier ist erneuerbarer elektrischer Strom gemeint.
EE-CH ₄	Methangas aus erneuerbaren Energien hergestellt. Hier ist dasjenige aus dem P2G-Verfahren gemeint. Elektrischer Strom ist erneuerbar, das CO ₂ wird aus atmosphärischen Kreisläufen gewonnen.
EFH	Einfamilienhaus
EE-Gas	Oberbegriff für Wasserstoffgas und Methangas aus erneuerbaren Stoffen und Energien hergestellt. Elektrischer Strom ist erneuerbar, das CO ₂ wird aus atmosphärischen Kreisläufen gewonnen.
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FOGA	Forschung Gas: Forschungs-, Entwicklungs- und Förderungsfonds der Schweizerischen Gasindustrie: unterstützt die Erforschung, Entwicklung und Markteinführung neuer Technologien zum sparsamen, sauberen und sicheren Einsatz von Erdgas und Biogas als Brenn- und Treibstoff.
Fossiles Methangas	Methangas aus Quellen fossilen Ursprungs, allgemein als Erdgas oder Natural-Gas bekannt.
Gas	Atome und Moleküle im gasförmigen Zustand, hier als Oberbegriff für Methangas und Wasserstoffgas verwendet.
GBI	GEMEN-Berechnungsinstrument
Heizenergiebedarf E _{F,h}	in [MJ/m ² , kWh/m ²], gem. SIA 380/1:2009, im Sinne der Endenergie zu verstehen, die von EVU geliefert wird, nicht mit dem Heizwärmebedarf zu verwechseln.
kWh	Die Energieeinheiten werden in kWh, TWh, kWh/m ² etc. angegeben. Die Schreibweise in MJ/m ² wird nicht verwendet.
Methangas	Oberbegriff für fossiles und erneuerbares Methangas.
MFH	Mehrfamilienhaus

P2G	Power-to-Gas Verfahren, auch als PtG abgekürzt möglich.
RES	Regio-Energie-Solothurn
Residuallast	Nachgefragte Leistung (Last) abzüglich eines Anteils fluktuierender Einspeisung. Entspricht Restanfrage, die von einem Regelkraftwerk erbracht werden muss. Die R. steht in Zusammenhang mit einem räumlich bestimmten Betrachtungsgebiet.
S1, S2, S3, S4	Sind die Abkürzungen für die Säulen 1-4, der Vier-Säulen-Strategie zur Energiewende.
sozio-ökonomisch	In GEMEN werden darunter diejenigen Sachverhalte verstanden, die mit antropogenen Handlungsmustern in Zusammenhang stehen und umweltgerechtes Handeln behindern. Die technische Machbarkeit ist nicht Bestandteil davon.
Spezifischer Heizwärmebedarf Q_h	Heizwärmebedarf pro Jahr in $\text{MJ}/(\text{m}^2\text{a})$ [Norm SIA 380/1:2009], neu in $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$.
Spezifischer Wärmebedarf für Warmwasser Q_{ww}	Wärmebedarf für Warmwasser pro Jahr in $\text{MJ}/(\text{m}^2\text{a})$ [Norm SIA 380/1:2009], neu in $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$.
Transmissionswärmeverlust Q_T	Wärme, die während einer Berechnungsperiode (Monat) vom beheizten Raum an die äussere Umgebung durch Wärmeübertragung abgegeben wird, bezogen auf die Energiebezugsfläche $[\text{MJ}/(\text{m}^2 \text{Monat})]$, (Norm SIA 380/1:2009).
THG	Treibhausgase
VSG	Verband der Schweizerischen Gasindustrie.
WEA	Windenergieanlagen zur Produktion von elektrischem Strom.
WKK	Wärmekraftkopplung
WRG	Wärmerückgewinnung (bei Raumlüftungsanlagen).
Z1, Z2, Z3	Sind die Abkürzungen für die drei Ziele der Vier-Säulen-Strategie zur Energiewende.
4SS3Z	Im Text verwendete Abkürzung für Vier-Säulen-Strategie und die drei Ziele der Energiewende.

4. Potentialannahmen für Energiewende

4.1. Warum P2G auch im Gebäudepark?

Die Implementierung des P2G im Gebäudepark lässt schon mit wenigen Kenntnissen des Systems selber und deren Zusammenhänge im Gebäudepark vermuten (z.B. saisonale Speicherung, "lediglicher" Wechsel von $\text{CH}_{4,\text{fossil}}$ zu EE-CH_4 und damit verbundene unaufwändige Endgeräteanpassung oder Nutzung bestehender Infrastruktur), dass sie zur Erfüllung der 4SS3Z (2.1) beitragen könnte.

Aufgrund einer gut gesicherten Wirkungsgradoptimierung durch die Konvergenz der drei Netze Gas, Strom und Fernwärme lohnt es sich, neben der Rückverstromung und der Mobilität auch den Gebäudepark zu betrachten. Die Implementierung im Gebäudepark würde aus Sicht des Wirkungsgrades die S1 4SS3Z am besten erfüllen.



Abbildung 11: Wirkungsgrade der Implementierung des P2G für verschiedenen Endnutzungen.

In GEMEN findet die Betrachtung von P2G aus Sicht des Gebäudeparks statt. Dies bedeutet aber nicht, dass dies das alleinige Gebiet für die Implementierung ist. Von besonderem Interesse dürfte die Verknüpfung aller denkbaren Gebiete gemäss Abbildung 11 sein. Ein "Verteilungskonflikt" aufgrund der besten Nutzenoptimierung gemäss 4SS3Z wird aber z.B. durch die Ressourcenbegrenzung von inländisch produziertem Strom entstehen. Die Behauptung, erneuerbare Energie stehe "unbegrenzt" zur Verfügung ist insofern nicht realistisch, was z.B. die Leistung/Fläche als auch die zur Verfügung stehende Grösse der Fläche selbst für PV oder Windenergieanlagen angeht. Damit sind Flächeneingrenzungen zu verstehen, die z. B. aus Sicht des Landschaftschutzes notwendig sind.

4.2. Hypothese

Für eine konkrete Grundlage für Aussagen zu Potentialen bei der Implementierung von P2G im Gebäudepark werden Berechnungen durchgeführt, die die Hypothese prüfbar machen. Die Hypothese beruht auf den Grössen der am heutigen am Gasnetz angeschlossenen Haushalte, die abgerundet 10 TWh an fossilem Methangas als Endenergie pro Jahr benötigen und mehr als 2 Mio. t CO_2 ausstossen. Die Hypothese lautet:

Der heute am Gasnetz angeschlossene Teil der Haushalte kann mit rein erneuerbarem Gas bedient werden und es können so rund 2 Mio. t CO_2 pro Jahr gegenüber heute eingespart werden.

Bedingungen dazu sind, dass das sich noch in Entwicklung befindende P2G-Verfahren wirtschaftliche Marktreife erlangt, die erforderlichen EE-Methangaspeicher im bestehenden Netz ergänzt werden und hinreichend erneuerbarer Strom zur Produktion von EE-Methangas zur Verfügung steht.

In Tabelle 2 sind die grundsätzlich zu erfüllenden Verpflichtungen gegenüber der 4SS3Z dargestellt. Diese sind auch gleichzeitig die Aufgabenstellungen bei den Fahrplänen für die Umsetzung, welche unter 5.5.1. vorgestellt werden.

Tabelle 2: Zu erfüllende Bedingungen der 4SS3Z bei Implementierung des P2G im Gebäudepark.

Säulen und Ziele	Geforderte Erfüllungen der 4SS3Z
Säule 1 (S1): Energieeffizienz	<ul style="list-style-type: none"> - Implementierung einer Option mit höchstem Nutzen, somit Optimierung des Wirkungsgrades des P2G im System durch Anbindung an Fernwärmenetz (siehe 5.3).
Säule 2 (S2): Erneuerbare Energien	<ul style="list-style-type: none"> - Umwandlung Energieträger_{fossil} zu Energieträger_{erneuerbar} (Substitution). - indirekte Förderung (Zwang) von erneuerbarem Strom.
Säule 3 (S3): Ersatz und Ausbau von Grosskraftwerken	<ul style="list-style-type: none"> - Speicherthematik siehe 5.1.2, indirekte Unterstützung von S2 wegen fluktuierender Stromproduktion und Maximierung der inländischen Energieaufnahme über das ganze Jahr.
Säule 4 (S4): Energieaussenpolitik	<ul style="list-style-type: none"> - Unterstützung der Energieaussenpolitik durch weniger Abhängigkeit. - Möglichkeit maximaler Förderung von S2 durch Bezug von saisonal fluktuierend erzeugtem erneuerbarem Strom. - Option mit Speicherung von EE-Methangas im Ausland. - Option Bezug von ausländischem EE-Methangas (wenn vorhanden).
Ziel 1 (Z1): Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> - Im Zusammenhang mit Speicherthematik siehe 5.1.2, inländische Reserven.
Ziel 2 (Z2): Verminderung von Treibhausgasen	<ul style="list-style-type: none"> - Reduktion von CO₂-Emissionen durch Substitution von fossilem Methangas durch EE-Methangas. - Die Reduktion durch bessere Gebäudehülleneffizienz ist separat zu betrachten, siehe ähnlich Abbildung 83, 5.5.1. Jedoch bietet die direkte Verwendung von EE-Methangas parallel zur Sanierungsrate noch eine zusätzliche Möglichkeit zur zeitgleichen Absenkung des CO₂ bis z.B. 2050.
Ziel 3 (Z3): Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern	<ul style="list-style-type: none"> - Anstreben der Totalsubstitution für Reduktion Abhängigkeit, Erfüllung siehe ebenfalls ähnlich Abbildung 83, 5.5.1.

5. Power to Gas im Gebäudepark

Dieses Kapitel ist der Kern des Berichtes. Er behandelt die Darstellung und Integration (Adaption) des P2G-Verfahrens (Invention) im Gebäudepark. Die Basisdaten für den Gebäudepark sind in 2.2 und 2.3 beschrieben. Die grundlegende Funktionsweise des P2G-Verfahrens ist im Kapitel 2.4 aufgezeigt. Es werden Annahmen für wichtige Zeitpunkte getroffen und mit Optionen und daraus entstehenden Auswirkungen beschrieben (5.5.1).

Damit aufgrund der Komplexität auf diesem "Neugebiet" eine übersichtliche Zusammenstellung der Problem- und Lösungsfelder, eine bessere Abgrenzung von Problem- und Lösungsräumen als auch eine voneinander abhängige Folge von Problemen und Lösungsoptionen entsteht, ist hier ein Ablauf als Leitlinie aufgebaut. Damit sind die für eine Plausibilisierung der Implementierung des P2G-Verfahrens im Gebäudepark wichtigen Punkte im Kontext zueinander ersichtlich, und stehen in einer logischen Abfolge zueinander. Dieser Ablauf kann auch stellvertretend sein für spätere, hier nicht behandelte Punkte. Folgeprojekte können so die hier behandelten Punkte vertiefen, resp. neue verfolgen. Weil eine zirkuläre Forschungsmethode angewandt wird, sind streng wissenschaftlich genommen die Aussagen von z.B. narrativen Interviews mit Akteuren nicht repräsentativ, dafür vergrößert sich aber der Antwortraum. Die in Tabelle 3 angegebene Struktur kann auch Grundlage für eine Exploration von weiteren Fragestellungen und dann für repräsentative Klärungen mit einer linearen Forschungsmethode sein.

Das Vorgehen basiert auf der Abhandlung von fünf Bereichen, die aufeinander aufbauen und die technischen, die sozio-ökonomischen Belange und die Interessen des Bundes versuchen miteinander zu verbinden.

Tabelle 3: Aufbau und Zusammenhänge im Kapitel 5.

Bereiche	Beschriebe
Analyse der In- und Outputs	Grundlagen technischer Natur.
Identifikation von Schwachstellen (auch Vorteilen)	Zusammenstellung von Vorteilen bei Implementierung (Positiv-Aspekte). Zusammenstellung von Schwachstellen (Negativ-Aspekte).
Definition von Verbesserungsoptionen	Lösungsoptionen für die Schwachstellen.
Umsetzungshindernisse	Umsetzungshindernisse bei diesen Schwachstellen.
Handlungsansätze	Handlungsoption für die Lösung der Umsetzungshindernisse.

Die grundlegenden Pfeiler der Betrachtung sind die Hypothese in 4.2 und die Vier-Säulen-Strategie mit ihren drei Zielen der Energiewende, wie unter 2.1 und 4.2 beschrieben.

5.1. Schritt 1: Analyse der In- und Outputs

5.1.1. Systemgrenze und Modellbetrachtung

Energieflüsse

Es werden Daten erfasst, erstellt und untersucht (gemäss Berechnungsinstrument GBI, 5.1.3), die weitgehend nur die spezifischen Kriterien des bestimmten Gebäudeparks betreffen und im Sinne der Abbildung 2 sind. Die In- und Outputs der Energieflüsse beschränken sich auf den Bezug von erforderlichem, erneuerbarem elektrischen Strom für die Erzeugung von EE-Methangas, zwecks Deckung des Energiebedarfs für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser.

Um sich den Phänomenen bei der Implementierung des P2G im Gebäudepark zu nähern wird versucht, die Elemente in möglichst simple Bestandteile zu zerlegen. Eine Parameteridentifikation ergibt, dass vorwiegend mit Flächen- und Energieangaben genügend relevante Aussagen möglich sind. Um sich Zukunftsaussagen zu nähern, werden Optionen betrachtet und einfache Zukunftsannahmen getroffen.

Zuätzliche Auswirkungen oder Kombinationen im Sinne der Erfüllung von S3 aus 4SS3Z der Energiewende bezüglich Grosskraftwerke für die Erzeugung des elektrischen Stroms werden erwähnt, aber nicht explizit berechnet. In diesem Sinne wird eine Berücksichtigung im Modell mit der Verwendung von WKK gemacht. Sie ergibt sich aus der Notwendigkeit zur Lösung eines Effizienz-Anschlussleistungsdilemmas (5.4.2), welches auch in der Fallstudie Setz-Haus unter 5.1.4 genauer beschrieben wird. Die gebäudepark-spezifisch wichtigen Speicher im Sinne der S3 4SS3Z sind in 5.1.2 beschrieben. Die beim Methanisierungsprozess anfallende Abwärme (siehe Abbildung 10, 2.4) kann für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser im Gebäudepark genutzt werden und ist damit auch eine gebäudepark-spezifische Grösse, die zu einem deutlich höheren Wirkungsgrad beim P2G-Prozess führt (im Sinne S1 4SS3Z). Damit wird neu (entgegen der ursprünglichen Systemgrenze) auch ein Teil des Fernwärmenetzes Bestandteil der Untersuchung.

Die Daten sind somit nicht vollständig im Sinne aller möglichen, gegenseitigen Abhängigkeiten der Netzsysteme Strom, Gas und Fernwärme, Rückverstromung als auch der Mobilität. Sie sind aber ein wichtiger erster Schritt für die Grundlegendiskussion aus Sicht des Gebäudeparks und seinen eigenen Anforderungen an P2G.

Natürlich gibt es noch weitere denkbare Kombinationen, wie z.B. mit thermischen Solarkollektoren, die in entsprechenden Situationen ebenso optimierte Lösungen darstellen können. In GEMEN wird jedoch der Fokus vorwiegend auf PV-Kollektoren gelegt, da diese im direkten Zusammenhang mit den dazu im Gebäudepark vorhandenen Dach- und Fassadenflächen örtlich mit der Herstellung von EE-CH₄ (auch EE-H₂) verknüpft sind. Dies gibt die Betrachtungsmöglichkeit auf einen theoretischen Autarkiegrad. Es ist aber nicht die Meinung der Autoren, dass die PV auf Dächern nur für P2G reserviert sein sollen resp. nicht anderer, erneuerbarer Strom bezogen werden dürfte.

Relevante Umwelteinwirkungen

Weil bei der Plausibilisierung der Einführung eines vollkommen neuen Systems auch Überlegungen im gesellschaftlich-ökologischen Gesamtinteresse gemacht werden müssen, sind solche in 5.2.1 als Übersicht bezüglich relevanter Umwelteinwirkungen aufgearbeitet.

Stoffflüsse

Die Stoffflüsse an P2G-Anlagen werden nicht direkt gemessen, es gelten die Angaben von ETOGAS [1]. Stoffflüsse im Sinne von Umwelteinwirkungen werden qualitativ in 5.2.1 behandelt, wobei die des CO₂ quantitativ in 5.2.4 behandelt werden. Im Überblick gibt es allgemein nach dem Input von erneuerbarem Strom folgende Outputs:

Tabelle 4: Stoff- und Energieflüsse beim P2G-Verfahren.

Gruppe	Beschrieb	Im System
Hauptprodukt	EE-Gas, (EE-CH ₄ und EE-H ₂)	Substitutionsprinzip, anstelle von fossilem Methangas
Koppelprodukte	Abwärme bei Methanisierung	Örtlich an einem Energieknotenpunkt, Nutzung für Fernwärme
Nebenprodukte	O ₂	Umgebungsluftimmission oder wirtschaftliche Verwendung

Abfälle	Stoffe aus Hydrolyse und Methanisierungsprozess	Erneuerung, Unterhalt
---------	---	-----------------------

Organisatorische Strukturen

Diese sind als mögliche Beispiele in den drei Fallstudien ersichtlich. Sie sind zirkulär methodisch erarbeitet und vorwiegend gemäss 5.4.2 strukturiert. Eine weitergehende Vertiefung in Richtung Umsetzung ist im vorgesehenen Projekt GEMEN 2 geplant.

5.1.2. Funktion der Speicher im Gebäudepark

Speicher und erneuerbare Energie im Allgemeinen

Es bedarf keiner systematisch-analytischen Fehlersuche um zu erkennen, dass die Speichertechnologie in wichtigen Bereichen heute noch zuwenig entwickelt resp. ausgebaut ist. Dies vor allem im Zusammenhang mit den bekannten, zukünftigen Herausforderungen beim Ausbau erneuerbarer Energie und im eigentlichen Wissen, dass "fossile Regelenergie" in Zukunft teilweise durch z.B. fluktuierende Stromproduktion substituiert wird (S2, Z3 4SS3Z). Man kann einerseits von einem Mangelproblem sprechen, bei dem der Ist-Zustand von einem kalkulierbaren Soll-Zustand abweicht. Eine zeitnahe Stromproduktion zur Energieabnahme bei fluktuierenden Systemen ist nach den Naturgesetzen nur bedingt bewerkstelligbar. Andererseits handelt es sich auch um ein künftiges Konstellationsproblem, weil der Faktor Fluktuation als Element im künftigen System nicht ausreichend berücksichtigt und nicht in einem ausreichend, grossen (saisonalen) Massstab gelöst ist. Das auf alle Ewigkeit von der Natur vorgegebene Faktum von Fluktuationen als nicht streitbare Tatsache, sei es in Minuten oder in Halbjahresphasen gesehen, verlangt nach einer Speicher-Lösungsstruktur, die über diese künftige Problemstruktur gelegt werden kann. Nur so ist inländisch die Energie ganzjährig optimal abschöpfbar und kann dann z.B. vom Sommer in den Winter gebracht werden.

Speicher sind zentrale Elemente in einem künftigen Gesamtenergiesystem, ohne die ein Weiterausbau von fluktuierend Strom produzierenden Anlagen nicht denkbar sein wird. Dies wird auch mit dem Aktionsfeld 3 gemäss [2] bestätigt, wo Technologien zur Strom- und Wärmespeicherung eine zentrale Rolle bei der Umsetzung der neuen Energiepolitik spielen.

Die Überdimensionierung (Auslegung auf den Winter) ist weder wirtschaftlich noch ökologisch zweckmässig und die dazu benötigten Flächen dürften kaum realisierbar sein. Ohne Speicher entsteht auch die Gefahr einer frühzeitigen "Deckelung" des Ausbaus von z.B. PV als auch Windkraft, was gegen S2 in der 4SS3Z spräche. Zu geringe Laststunden, und deren Nicht-Wirtschaftlichkeit im Sinne von Fixkosten zu Produktionskosten und auch Stillstand der Kraftwerke, können mit Speichern und späterer Energieumwandlung zu einem günstigeren Zeitpunkt entschärft werden. Je höher der Gesamtwirkungsgrad eines Systems, desto geringer auch die Folgewirkungen wie z.B. die Notwendigkeit zu verbauender, "stromproduzierender Flächen". So werden auch Eingriffe in Natur und Landschaft indirekt vermindert, weil nicht betriebene Anlagen Flächen für z.B. PV unnötig binden. Wie ein Gesamt-Energie-System mit dieser Komplexität stabil bleiben kann, ohne sich auf den Import von Regelenergie verlassen zu müssen, ist ohne Speicher eine vollkommen ungelöste Frage. Dies vor allem in denjenigen Dimensionen, wo es um den Ersatz von fossilen Energieträgern gemäss Z3 4SS3Z geht, die im Dutzenden von TWh/a-Bereich zu liegen kommen.

Obwohl auf erneuerbaren elektrischen Strom bezogen die Ausgangslage in der Schweiz im Vergleich zu vielen anderen Ländern wegen den Wasserspeicherkraftwerken gut ist, könnte im Hinblick auf künftige Anforderungen an die Stromwirtschaft eine nationale Versorgungssicherheit gemäss Z1 4SS3Z mit zusätzlichen, weiterentwickelten Speicher-Lösungskombinationen nützlich sein, die auch eine gegenseitige Speicherunterstützung bei Extremwetterlagen zuliesse. So war der Sommer 2003 sehr sonnenreich. Das kann Auswirkungen haben auf die Gewässer, sei es wegen des Füllungsgrades der Speicherseen

oder aber auch aus ökologischer Hinsicht wegen den Restwasserbeständen für die Natur [20]. Ein wichtiger Punkt wird dazu natürlich die Beurteilung sein, ob in den kommenden Jahrzehnten solche Extremwetterlagen zunehmen könnten oder ob es sich dabei nur um Einzelereignisse handelt (z.B. 1947, 2003). Durch den erwarteten Klimawandel ist eine Zunahme der Häufigkeit solcher Extreme jedoch zumindest denkbar. Wäre bei dem PV-ertragsreichen Sommer 2003 die Energie mit P2G und saisonalen EE-Methangas-Speichern absorbiert worden, wäre der Druck auf die Restwassermengen zumindest geringer. Umgekehrt liefern regenreiche Sommer weniger PV-Erträge, dann wäre aber das Problem von Restwasserständen nicht präsent. Dabei könnten dann zusätzlich Wasserüberschüsse in EE-Methangas umgewandelt werden (wenn nicht die Speicherseen noch deutlich weiter vergrößert werden) und gemäss S3 4SS3Z die Gasturbinen der Stromregelkraftwerke mit inländisch produziertem, CO₂ armen Strom betrieben werden.

Speicher im Gebäudepark im speziellen

In kommender Gedankenfolge mit der Bereitstellung von Energie, vor allem für die Erzeugung von Raumwärme, entsteht eine grosse Anforderung an die Speichergrosse. Grundsätzlich sind in unseren Breitengraden maximal mögliche solare Energiegewinnung und Raumwärmebedarf halbjährlich verschoben. Da z.B. die PV im Sommer die höchsten Erträge bringt, aber der Bedarf an Raumwärme in der anderen Jahreshälfte liegt, muss es sich bei der Implementierung des P2G im Gebäudepark um saisonale Speicher handeln, die über die ganze Schweiz aufaddiert im TWh-Bereich zu liegen kommen.

In Abbildung 12 sind zur Verdeutlichung die Jahreskurven eines Beispiels von PV-Ertrag (mit Trendlinie) und dem Bedarf Q_{hww} in kWh/d über ein ganzes Jahr dargestellt. Tag 1 ist der 1. Januar. Q_h wäre dabei $Q_{hww} - Q_{ww}$. Die Werte von rund 1500 kWh/d bei z.B. Tag 180 entsprechen dem Wärmebedarf für Warmwasser Q_{ww} . An dieser Stelle ist $Q_h = 0$ kWh/d.

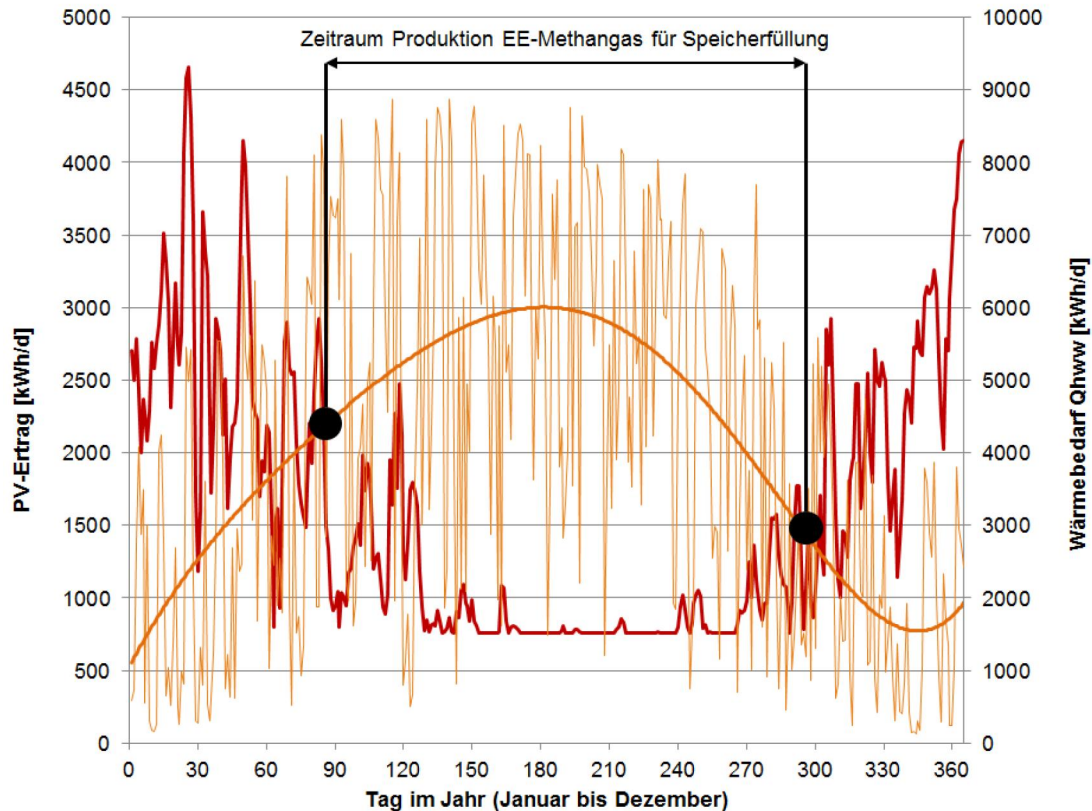


Abbildung 12: Gegenläufige Jahresverläufe von Bedarf für Raumwärme+Warmwasser und PV-Ertrag.

Die Jahreskurven schneiden sich im Frühjahr und im Herbst (schwarze Punkte). Diese Schnittpunkte verschieben sich, je nach Klimastandort und Dauer der Heizperioden in den Gebäuden. Die Dauer der Heizperiode hängt auch vom spezifischen Heizwärmebedarf Q_h des Gebäudes ab (kleineres Q_h ergibt kürzere Heizperioden). Für eine Speicherung mit EE-Methangas ist die wichtigste Produktionszeit in den Sommermonaten, wo überhaupt Überschüsse für eine Speicherung realisiert werden können. Je besser der Gebäudeenergiestandard (mit geringem Q_h) desto länger ist der Zeitraum für erzielbare Überschüsse, die zu Speicherzwecken verwendet werden können. Genauere Erläuterungen dazu sind in 5.1.3 enthalten.

Der Speicher wird idealerweise in Form von Methangasspeichern verwirklicht. Dies können z.B. Röhrenspeicher für eher lokale/regionale Dimensionen sein. Grössere sind als Kavernen denkbar (z.B. Planungsvorhaben im Grimsel). Da Methangas nicht altert, stellt die Speicherdauer von Monaten an sich keine Schwierigkeit dar. Ein H_2 -Speicher zwischen dem Hydrolyse- und dem Methanisierungsprozess (siehe Abbildung 10) wird lediglich im Tagesspeicherbereich/wenige Tage zu liegen kommen, um den Methanisierungsprozess vom stark fluktuierenden Hydrolyseprozess abzukoppeln. Damit wird durch Steuerung der Leistung des Methanisierungsprozesses eine optimierte Wärmeabgabe an die Fernwärmenetze erreicht. Auf diese Weise kann der Wirkungsgrad des gesamten P2G-Prozesses hoch gehalten werden (~ 80%). Dies wird jedoch kaum mit PV alleine erreicht, es müssten z.B. die über das Jahr gesehen regelmässigeren Stromflüsse von Windkraftträdern beigezogen werden, weil nur so nicht nur im Sommer die (ev. zu grosse) Abwärme vom Methanisierungsprozess zur Verfügung steht. Damit sind dann auch die EE-Methangasflüsse zu den Speichern übers Jahr regelmässiger. Speziell im Gebäudepark würde eine starke Vergrösserung des H_2 -Speichervolumens die Verlagerung des Methanisierungsprozesses in Richtung Winter erlauben, was für den Wirkungsgrad optimal wäre (auch für z.B. $Q_h + Q_{ww}$ für Fernwärme). Der Methangasspeicher könnte entsprechend verkleinert werden. Jedoch ist H_2 weniger energiedicht und birgt zusätzliche Probleme bei Speicherungen.

Im Zusammenhang mit der Grösse des Speichers besteht noch die Möglichkeit, durch eine weitere Vergrösserung der Speicher (EE- H_2 und EE- CH_4) auch noch Bedürfnisse anderer Energiebereiche, im Sinne der Erfüllung der 4SS3Z, mitbedienen zu können (systeminherente Eigenschaft). So z.B. diejenigen der Stromwirtschaft gemäss S3 und Z1 der 4SS3Z oder auch wie oben im Zusammenhang mit parallelen Speichern zur Wasserkraft beschrieben.

Zu erwähnen ist, dass die Frage der saisonalen Speicherung im Gebäudepark schon länger diskutiert wird, so z.B. die Ausgabe in der Reihe „Planungsunterlagen zu Energie und Gebäude“ mit der Dokumentation „Wegleitung zur saisonalen Speicherung“ von J.-C. Hadorn [42], die in das Jahr 1989 zurückgeht.

Auch werden heute schon erfolgreich Systeme zur saisonalen Energiespeicherung im Gebäudepark effektiv umgesetzt. So z.B. die thermische Speicherung mit dem Swiss Solar Tank der Firma Jenni Energietechnik. Es stellt ein hochwertiges Lösungssystem dar, das vor allem im Hinblick auf die heute verfügbaren Mittel eine Lösung in die Tat umsetzt. Das System Swiss Solar Tank erfüllt ebenso alle Punkte der 4SS3Z, wie unter 2.1 festgelegt. Von übergeordneter Ebene aus betrachtet fehlt jedoch die direkte Vernetzung zu den Energiesystemen Strom und Gas. Es werden Entlastungen für andere Energiesysteme insofern erbracht, als dass durch die thermische Eigenenergiebedarfsdeckung andere Netze diesen Bedarf nicht mehr decken müssen. Die auf Wasser basierende thermische Speicherung stellt aber nicht denjenigen Lösungsraum zur Verfügung, wie ihn multifunktionale Energieträger wie Strom oder auch Methangas bieten und so z.B. auch elektrischen Strom saisonal speichern können. In Zukunft werden wahrscheinlich alle Systeme ihren Teilbeitrag leisten, und nicht Einzelne alles lösen können. Systemübergreifende Konstellationen können technisch mehr unterschiedliche Energiebereiche sich gegenseitig unterstützend ausschöpfen, haben aber auch die sozio-ökonomische Aufgabenstellung zu bewerkstelligen, dass die komplexen Grossindustriebereiche von z.B. Strom und Gas zuerst zu einer Zusammenarbeit geführt werden müssen. In einem System wie mit einem Speichertank im eigenen Gebäude ist die Anzahl zu überzeugender Akteure deutlich geringer.

Speicher im Gebäudepark im Zusammenhang mit der Vier-Säulenstrategie und drei Zielen

Um die Bedeutung der Speicher mit allgemein gültigeren Begründungen zu belegen, werden sie im Zusammenhang mit der 4SS3Z betrachtet (Tabelle 5). Die Auslegung ist hier vor allem aus Sicht des Gebäudeparks. Sie kann aber auch teilweise aus Sicht von anderen Bereichen zutreffen, z.B. der Rückverstromung im Sinne der S3 der 4SS3Z mit den zentralen Regelkraftwerken (oder ev. künftige, dezentrale WKK) für die Versorgungssicherheit. Damit wäre auch ein teilweiser Beitrag zur aktiven Stromnetzregelung möglich.

Tabelle 5: Saisonale EE-Methangasspeicher für den Gebäudepark im Zusammenhang mit der 4SS3Z.

Säulen und Ziele	Auslegung auf EE-Methangas-Speicher bezogen
Säule 1 (S1): Energieeffizienz	<ul style="list-style-type: none"> - Speicher können kleiner gebaut werden, wenn durch die Senkung des spezifischen Heizwärmebedarfs Q_h die Wärmebedarfe kleiner werden (~ Faktor 1 - 6). - Je weniger Druck in den Speichern ist, desto weniger Energie-Aufwand für die Druckerzeugung. Jedoch bewirkt dies eine Vergrößerung der notwendigen Raumvolumen (Gasgesetz Boyle-Mariotte) und hat so Auswirkung auf den Platzbedarf (Ressource Fläche). - Je höher die gesamte Effizienz im Gebäudepark (Gebäudehülle+Haustechnik), desto mehr Speicherpotential entsteht zur Unterstützung der anderen Netze (netzübergreifende, stabilisierende Funktion). - Wärmeerzeuger mit hohem Wirkungsgrad führen zu einer Verringerung des notwendigen Speichervolumens. - WKK vergrössern den Bedarf an Speichern im 2050, vergrössern dabei auch das Potential für S3, Z1, Z2, Z3 der 4SS3Z.
Säule 2 (S2): Erneuerbare Energien	<ul style="list-style-type: none"> - Speicher sind gleichermassen verwendbar für fossiles Methangas als auch EE-Methangas. Vorzeitig gebaute Speicher können vorerst für einen günstigen fossilen Methagaseinkauf genutzt werden, und so eine Art Versorgungssicherheit bedienen. Später können die gleichen Speicher für EE-Methangas genutzt werden. Bis vor der Substitution durch EE-Methangas ist keine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie entstanden. Das Dilemma ist, dass ein Speicher Voraussetzung für den Bau von grossen P2G-Anlagen selber ist und die Methangasspeicher in der Schweiz zum heutigen Zeitpunkt zu klein sind.
Säule 3 (S3): Ersatz und Ausbau von Grosskraftwerken	<ul style="list-style-type: none"> - Speicher vergrössern durch erhöhte Eigenbestimmung des Energieabrufs Z1 für die Produktion von elektrischen Strom (Betrieb von Gasturbinen mit EE-Gas). - Ähnliches gilt für die Implementierung von WKK im Gebäudepark. Diese ist zwar wärmegeführt, erbringt aber die höchste Stromproduktion im Winter (positive Kombination zur Absenkung z.B. des PV-Ertrages in der Heizperiodenzeit).
Säule 4 (S4): Energieaussenpolitik	<p>Im Sinne einer günstigeren Verhandlungsposition:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Speicherung als Reserve kann eventuell kurze Phasen gemäss Z1 erfüllen. - Speicherung im jährlich geschlossenen Kreislauf

	(Totalsubstitution mit vollständig inländisch produziertem EE-Methangas) löst die Abhängigkeit komplett auf (wenn keine Problemverlagerung auf den Import von erneuerbarem Strom als Rebound-Effekt der Implementierung von P2G folgt).
Ziel 1 (Z1): Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> - Im Inland vorhandene Energiereserven in Speichern sind bedingungslos abrufbar. - Bei Extremwetterlagen (z.B. sonnenreiche oder regnerische Sommer) können sich Wasserkraftspeicher und EE-Methangasspeicher gegenseitig stützen.
Ziel 2 (Z2): Verminderung von Treibhausgasen	<ul style="list-style-type: none"> - Im Sommer produziertes und gespeichertes EE-Methangas kann im Winter benötigtes fossiles Methangas ersetzen und dadurch CO₂ senken.
Ziel 3 (Z3): Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern	<ul style="list-style-type: none"> - Die Totalsubstitution durch EE-Methangas benötigt eine Energieernte während des ganzen Jahres und damit das Vorhandensein eines saisonalen Speichers, wenn nicht der benötigte, erneuerbare Strom zu unverhältnismässigen Anteilen aus dem Ausland bezogen wird und so eine neue Abhängigkeit entstehen soll.

5.1.3. Modell und Berechnungsinstrument (GBI)

Im Folgenden werden der Zweck und die Hintergründe für das Modell erläutert. Anschliessend wird die Handhabung eines Eingabe-Berechnungsinstruments beschrieben und mit Beispielen verdeutlicht. Das Instrument hat auch die Funktion einer Bewusstseinsbildung (im Sinne der Lösung nach ipsativer Handlungstheorie wie unter 5.4.2 beschrieben) und ist damit auch ein sozio-ökonomisches Kernstück von GEMEN.

Zweck

Förderung der Wissens-Beziehungen zwischen fachlich unterschiedlichen Akteuren

Weil das P2G-Verfahren relativ neu ist, stehen entsprechende Startschwierigkeiten im Raum, die nicht rein technischer sondern auch sozio-ökonomischer Natur sind. Von der geringen Kenntnis über das Verfahren selber, über die Grundfragen zur Initiierung von Vorprojekten, bis zu den wichtigen Schnittstellen von fachlich unterschiedlich lösungsorientierten Akteuren ist in diesem Sinne zum jetzigen Zeitpunkt alles als Hemmnis zu beobachten (Erkenntnis aus allen drei Fallstudien). Die Implementierung des P2G-Verfahrens ist komplex, weil sie die Erfüllung der Anforderungen der Vier-Säulen-Strategie und den drei Zielen zur Energiewende auf allen Gebieten auf einen Schlag abverlangt, ein Zusammenarbeiten des Strom-, Gas- und Fernwärmenetzes für einen hohen Wirkungsgrad voraussetzt und zum heutigen Zeitpunkt Entscheidungen mit grossem Verantwortungshintergrund von Entscheidungsträgern betreffend der Zukunft des künftigen Gasnetzes auferlegt.

Neben der noch erforderlichen Bewusstseinsbildung, so dass genügend reiches Faktenwissen überhaupt vorhanden ist, um weitreichende Entscheidung verantwortlich vornehmen zu können, sind auch Verständnisprobleme zwischen Akteuren möglich, die als Hemmnis zur Weiterentwicklung bis zur Entscheidungsreife gesehen werden können. Ein Beispiel aus der

Fallstudie Solothurn und Frenkendorf (siehe 5.1.4) ist die Zusammenarbeit zwischen Raumplaner/Stadtplaner und Energieversorgungsunternehmen. Der Stadtplaner muss bei der Planung eines neuen Quartiers schon Jahre davor neben den Faktoren der Energie auch viele andersartige, raumplanerische Bedürfnisse berücksichtigen, (Geometrien von Gebäuden, soziale Aspekte, gestalterische Aspekte usw.), die teilweise wenig bis gar keinen direkten Zusammenhang mit Energiefragen haben. Die Festlegung der Arten der Energienetze bleibt jedoch von zentraler Bedeutung für das dieses Quartier mit Energie versorgende Unternehmen. Da die Entscheide schon in einer frühen, raumplanerischen Phase lange vor dem eigentlichen Bau des Quartiers erfolgen, ist der frühzeitige Informationsaustausch mit dem Raum-/Stadtplaner wichtig.

Die Zusammenarbeit unter verschiedenen Energienetzsystemen findet natürlich heute teilweise schon statt. Bei der Einplanung eines neuen Systems wie P2G können aber die Akteure überfordert werden, weil das System zu unbekannt ist, die Unsicherheit in Bezug auf tatsächliche Auswirkungen aufgrund von nicht genügend bestehenden Praxiserfahrungen nicht absichernd wirkt, die Potentiale für die Umsetzung der Vier-Säulen- Strategie wie in 2.1 beschrieben nicht bewusst sind und es sich dabei auch um erhebliche Umstrukturierungsmassnahmen im gesamten Energieversorgungsnetz handelt, die Entscheidungsträger von Netzsystemen vor verantwortungsvolle Herausforderungen stellt. Eine solche Situation kann im schlimmsten Fall zu derjenigen führen, wo sich zwischen fachlich unterschiedlichen Akteuren die kognitive Dissonanz [22] in Verhandlungen einstellt. Damit ist hier im Besonderen eine Verhandlungs- und Entscheidungsatmosphäre gemeint, in der durch zu wenig gemeinsames Wissen die Akteure keine miteinander verbindenden Argumente haben und so die Weiterentwicklung abbricht. Dies obwohl eine Lösung aus rein technischer Sicht denkbar bliebe.

Damit eine Situation eintritt, in der fachlich unterschiedliches Vorwissen kooperativ bei der Implementierung von P2G initiiert werden kann, braucht es ein Schnittstelleninstrument das erlaubt, in einer Startphase eigenes Fachwissen einzubringen und miteinander weiterentwickeln zu können. Es soll ein Instrument sein, das einfach zu bedienen ist, die Akteure von verschiedenen Wissensgebieten zusammenführt und eine steile Lernkurve bewirkt. So etwas kann ein interdisziplinäres Erkenntnismodell unterstützen, das den Sachkenntnis-Ausbreitungsprozess fördert und die kognitive Dissonanz mit dem "foot in the door" Prinzip verkleinert. Des Weiteren wird hier die Ipsative Handlungstheorie [31] berücksichtigt, die den Ansatz der begrenzten Handlungsspielräume von Akteuren ordnen helfen kann. Dies wird noch genauer unter 5.4.2 beschrieben.

Da ein Stadtplaner schon zeitlich weit im Voraus Argumente für die Entscheidungen zur Energieversorgung mit einbeziehen muss, sind hier aus seiner Sicht Anforderungen an ein solches Schnittstelleninstrument aufgeführt:

- er kann mit *wenig!* Aufwand seine Quartierentwürfe (Neubaugebiete, Sanierungsgebiete oder auch Kombinationen davon) auf eine mögliche Implementierung von P2G energetisch grob überprüfen. Wenig Aufwand heisst hier mit Anwendung weniger Parameter wie EBF, angestrebtes mittleres Q_h und Potentiale der Eigenproduktion von erneuerbarem Strom in den entsprechenden Gebieten. (Initiierung P2G-Implementierung in früher Phase, siehe 5.4.2).
- er kann trotz geringer Kenntnis betreffend Komplexität des P2G-Verfahrens selber, sich auf seine eigenen Fachgebiete konzentrieren und aus dieser Sicht Vor- und Nachteile der Implementierung auf Vorprojektstufe aufdecken.
- er kann die Vorprojekt-Resultate einem Energieversorgungsunternehmen zur weiteren Bearbeitung abgeben (gemeinsame Grundlage unterschiedlicher Akteure), so dass dieses mit seinem spezifischen Fachwissen vorerst auf der für den Stadtplaner verständlichen Basis unterstützend weiterführende Informationen einbringen kann (weitere Entschärfung kognitive Dissonanz).

- er kann Angaben seitens des Energieversorgungsunternehmens grob überprüfen.
- er kann die Implementierung gegenüber anderen Planern einfach kommunizieren und begründen.

Der weitere Entwicklungsprozess mit dem Energieversorgungsunternehmen verläuft dann idealerweise iterativ bis zur Entscheidungsfindung und es können immer mehr Akteure mit in den Entwicklungsprozess einbezogen werden.

Einschränkungen:

Es wurde hier zwecks Verdeutlichung der Problemmuster das Beispiel Stadtplaner/Energieversorgungsunternehmen genommen. Tatsächlich sind in Wirklichkeit natürlich mehr Akteure beteiligt. Das beschriebene Beispiel kann aber als Grundmuster für weitere denkbare Akteursverbindungen gelten.

Eventuelle Kritik, dass das Berechnungsinstrument nicht die gesamte technische Wirklichkeit in allen Teilen präzise abbildet sind berechtigt, aber wie oben erwähnt, ist die technische Vollständigkeit bewusst zugunsten eines einführenden, vereinfachten Verständnisses ausgegrenzt.

Voraussagen zum menschlichen Verhalten können auch falsch sein. Daher ist der Sinn des Berechnungsinstruments nicht primär, dass die Resultate die definitive Ausgangsgröße für die Zukunft sind, sondern, dass Optionen und Entwicklungsrichtungen erkannt werden können und die Strategie so sein kann, dass man auch auf Änderungen in der Zukunft reagieren kann.

Das Tool "GEMEN-Berechnungsinstrument" (GBI) ist als Excel File abladbar und steht grundsätzlich zur freien Verfügung [10]. Die Resultate des Tools dürfen nicht ungeprüft in die konkrete Planung und Ausführung übernommen werden.

Aufbau Modell und Grundlagen

Das Modell berechnet standortabhängig die ganzjährige Wärmeversorgung von am Gasnetz angeschlossenen Haushalten mit EE-Methangas. Zentrale Bausteine der Wärmebereitstellung sind dabei Photovoltaikanlagen zur erneuerbaren Elektrizitätserzeugung, das Power-to-Gas-Verfahren zur EE-Methangas-Erzeugung, ein EE-Methangas-Speicher zum kurzfristigen und saisonalen Ausgleich von Bedarf und Angebot, sowie eine gasbasierte Wärmeerzeugung für Raumwärme und Warmwasser.

Das Modell greift auf die Klimadaten zu, welche im Stundenraster für ein ganzes Jahr vorliegen. Dem entsprechend werden auch alle weiteren Rechenschritte im Stundenschritt ermittelt. Im Folgenden werden die einzelnen Rechenschritte detaillierter erläutert.

Klimadaten (Excel-Blatt "Klimadaten")

Die Klimadaten sind der Norm SIA 2028 entnommen. Zur Verfügung stehen die Aussentemperatur, die horizontale, solare Globalstrahlung und die Windgeschwindigkeit. Verwendet werden die Aussentemperatur für die Berechnung des Wärmebedarfs der Gebäude sowie die solare Globalstrahlung für die Stromerzeugung mit Photovoltaik.

Wärmebedarf der Gebäude (Excel-Blatt "Wärmebedarf Q_{hww} ")

Raumheizung:

Das Projekt GEMEN betrachtet die am Gasnetz angeschlossenen Haushalte. Daher werden alle betrachteten Gebäude als Wohngebäude angenommen, entweder Einfamilienhäuser (EFH) oder Mehrfamilienhäuser (MFH).

Der jährliche Heizwärmebedarf in kWh/(m²a) und die Gebäudegröße in m²_{EBF} werden eingegeben. Damit ist der totale, jährliche Wärmebedarf für Raumheizung bekannt. Die Bestimmung des Lastprofils im Stundenraster erfolgt proportional zur Anzahl Heizgradstunden

je Stunde und der Annahme, dass die Jahressumme der Heizgradstunden proportional zum totalen, jährlichen Bedarf für Raumwärme ist.

Warmwasser:

Da alle Gebäude als Wohngebäude angenommen sind, bleibt für die Bestimmung des Wärmebedarfs für Warmwasser nur die Unterscheidung zwischen EFH und MFH. Der spezifische Warmwasser-Wärmebedarf pro m^2_{EBF} wird entsprechend [37] angesetzt mit $50 \text{ MJ}/(\text{m}^2\text{a})$ für EFH respektive mit $75 \text{ MJ}/(\text{m}^2\text{a})$ für MFH. Über die prozentuale Angabe des Anteils EFH und MFH ($\%_{\text{MFH}} = 100\% - \%_{\text{EFH}}$) wird der angesetzte, gemischte spezifische Wärmebedarf für Warmwasser proportional zu den Prozentanteilen gewichtet bestimmt. Dieser wird dann mit der über alle Gebäudetypen aufsummierten Energiebezugsfläche multipliziert und auf die Jahresstunden verteilt. Dabei sind alle Tage im Jahr gleich gewichtet. Die Verteilung auf die Stunden am Tag kann ebenso gleichmässig, oder auf drei grosse Zapfungen innerhalb eines Tages verteilt gewählt werden.

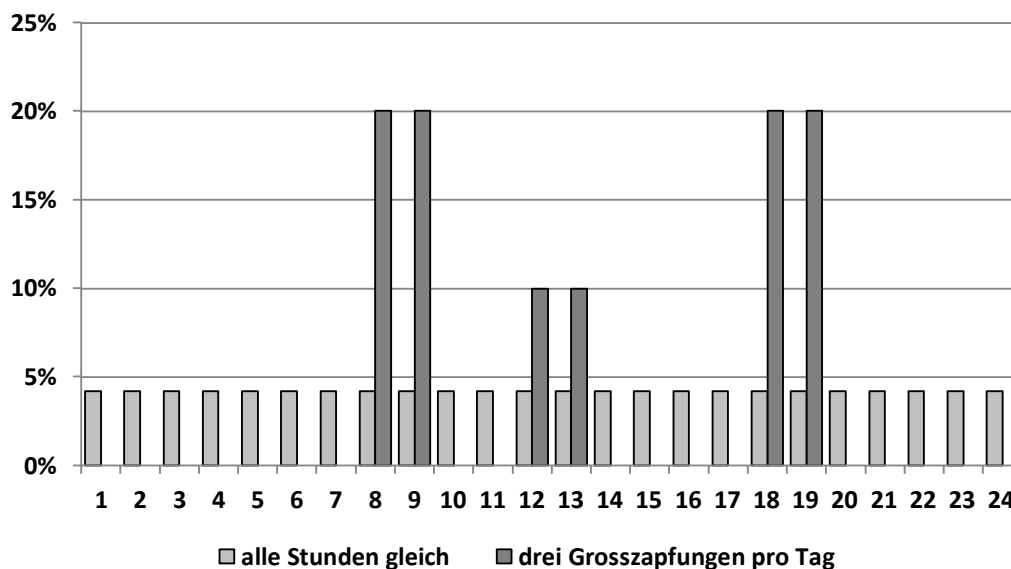


Abbildung 13: Warmwasser-Zapfprofil im Tagesverlauf.

Endenergiebedarf Raumheizung (Excel-Blatt "EndenergieBedarf")

Aus dem Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser wird im nächsten Schritt der Methangasbedarf zur Wärmeerzeugung ermittelt. Dazu stehen über je ein Pulldown-Menü für Raumwärme und Warmwasser fünf Wärmeerzeugungsanlagen zur Auswahl. Für diese Anlagentypen sind thermische Wirkungsgrade der jeweiligen Wärmeerzeugungsanlagen hinterlegt (Tabelle 6). Mit diesen Wirkungsgraden wird proportional zum Wärmebedarf der Methangasbedarf ermittelt.

Tabelle 6: Wirkungsgrade verschiedener Wärmeerzeugungsanlagen.

thermische Wirkungsgrade	für Raumwärme	für Warmwasser
Gaskessel	85%	85%
Gas-WP	130%	120%
WKK1	65%	65%
WKK2	60%	60%
WKK3	55%	55%

Den Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) ist weiterhin ein elektrischer Wirkungsgrad zugeordnet, mit dem der elektrische Ertrag ermittelt wird (Tabelle 7). Dieser wird als Überschuss

bilanziert und nicht zur Verwendung im P2G-Verfahren angesetzt, da bei Nutzung der WKK gerade Methangas verbraucht und nicht erzeugt wird.

Tabelle 7: Elektrische Wirkungsgrade verschiedener Wärmeerzeugungsanlagen.

elektrische Wirkungsgrade	für Raumwärme	für Warmwasser
Gaskessel	0%	0%
Gas-WP	0%	0%
WKK1	25%	25%
WKK2	30%	30%
WKK3	35%	35%

Stromerzeugung (Excel-Blatt "Energierzeugung")

Die Berechnung des über P2G erzeugten EE-Methangases erfolgt aus einem stündlichen Stromprofil. Das Stromprofil setzt sich additiv aus drei Anteilen zusammen: "Stromerzeugung PV", "Fremd-Elektrizität (pauschal)" und "Fremd-Elektrizität (profil)".

- Stromerzeugung PV
Für die Ermittlung des elektrischen Strom-Ertrages aus einer PV-Anlage wird die horizontale, solare Globalstrahlung auf die ggf. geneigte Ebene der PV-Module umgerechnet. Die Berechnung des elektrischen Ertrages der PV-Anlage erfolgt stündlich proportional zur geneigten, solaren Globalstrahlung multipliziert mit der PV-Fläche und den Wirkungsgraden der PV-Anlage (dem Modulwirkungsgrad STC, dem Generator- und dem Wechselrichter-Wirkungsgrad).
- Fremd-Elektrizität (pauschal)
Die pauschal angegebene Jahresenergie einer für den P2G-Prozess zur Verfügung stehenden "Fremd-Elektrizität (pauschal)" wird gleichmässig auf alle Stunden im Jahr verteilt.
- Fremd-Elektrizität (profil)
Die als Stundenprofil eingegebene "Fremd-Elektrizität (profil)" wird so in die stündliche Summierung des Stromprofils übernommen.

EE-Methangas aus P2G

Die Berechnung des über P2G erzeugten EE-Methangases erfolgt vereinfacht über einen konstant angesetzten Wirkungsgrad von Strom-zu-Gas aus dem stündlichen Stromprofil.

Abwärme aus P2G

Die Berechnung der anfallenden Abwärme im P2G-Prozess erfolgt, ebenso wie der EE-Methangas-Ertrag, stündlich mit dem Wirkungsgrad Strom-zu-Wärme proportional zum Stromprofil.

Methangasspeicher und Bilanzierung (Excel-Blatt "Bilanz+Speicher")

Der Methangas-Bedarf und die Erzeugung werden mit der Berechnung des EE-Methangas-Speichers und der Bilanzierung von Versorgungsmangel und -überschuss zusammengeführt. Das EE-Methangas aus dem P2G-Prozess wird dem Speicher zugeführt, der Methangasbedarf zur Wärmeerzeugung dem Speicher entnommen. Ist der Speicher voll, so wird weiterer Überschuss in eine separate Bilanzierung geführt. Ist der Speicher leer, dann wird der verbleibende Bedarf durch fossiles Methangas gedeckt und bilanziert. Somit wird für jede Stunde ein Speicher-Ladezustand ermittelt.

Validierung

Neben der korrekten Implementierung und der Plausibilität der Ergebnisse wurden vor allem zwei Modellansätze validiert - die Strahlungsumrechnung auf die geneigte Fläche und die Verteilung des Heizwärmebedarfs proportional zu den Heizgradstunden. Beide Modelle zeigten eine gute Übereinstimmung, so dass sie für die Ermittlung des Jahresverlaufs von Gas-Bedarf, EE-Methangas-Erzeugung und Speicherladezustand tauglich sind.

Die Abweichungen bei der solaren Einstrahlung auf die geneigte Fläche liegen bei dem vereinfachten GBI bei etwa +/- 5% gegenüber dem detaillierten Modell der Simulationssoftware Polysun.

Tabelle 8: Gegenüberstellung des PV-Ertrages zwischen GBI und Polysun.

		GEMEN-Modell	Polysun	Differenz abs	Differenz rel
PV-Ertrag hor	kWh/(m ² a)	9643	9509	134.1	1%
PV-Ertrag 15° ost	kWh/(m ² a)	9716	9277	438.1	5%
PV-Ertrag 45° süd-ost	kWh/(m ² a)	10255	9972	283.3	3%
PV-Ertrag 90° süd	kWh/(m ² a)	7346	7615	-269.4	-4%
PV-Ertrag 45° süd-west	kWh/(m ² a)	9610	10211	-600.5	-6%
PV-Ertrag 15° west	kWh/(m ² a)	9322	9408	-86.4	-1%

Anwendung des GBI

Es gibt zwei Schwierigkeitsstufen, die "Einfache Anwendung" (für z.B. Raum-/Stadtplaner) und "Anleitung zweite Phase" (für Energie-Profis, EVU, Experte, usw.).

Einfache Anwendung

Auswahl des Standortes und der entsprechenden Klimadaten

Verschiedene Schweizer Standorte können über ein Pulldown-Menü für die Berechnung ausgewählt werden. Die weiteren Berechnungen werden nun mit den Klimadaten für diesen Standort durchgeführt.

Klimadaten für die Modellberechnung				
gewählter Standort		Basel		
	Minimum	Mittelwert	Maximum	Jahressumme
Aussentemperatur	-10.1 °C	10.5 °C	34.8 °C	
Globalstrahlung	0 W/m2	127 W/m2	921 W/m2	1115 kWh/m2/a
Windgeschwindigkeit	0.0 m/s	2.5 m/s	13.4 m/s	

Abbildung 14: Auswahl Klimadaten im GBI.

Zum gewählten Standort werden unterhalb des Pulldown-Menüs Eckdaten der zugehörigen Klimadaten angezeigt (Minimum, Mittelwert und Maximum von Aussentemperatur, Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit sowie die Jahressumme der Globalstrahlung). Weiterhin werden rechts daneben der Jahresverlauf der Aussentemperatur und der Globalstrahlung angezeigt.

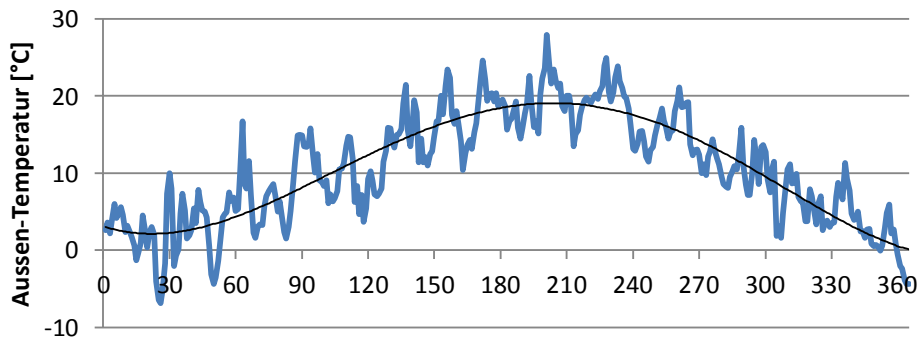


Abbildung 15: Jahresverlauf der Aussentemperatur für die gewählten Klimadaten.

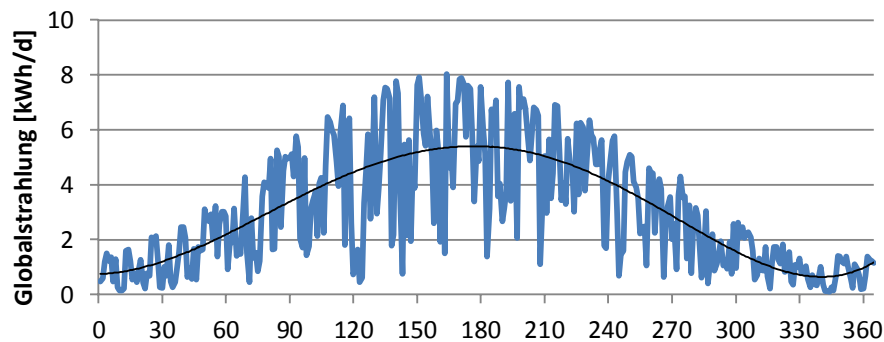


Abbildung 16: Jahresverlauf der Globalstrahlung für die gewählten Klimadaten.

Definition des betrachteten Gebäudeparks

Der betrachtete Gebäudepark wird über die EBF und dem spezifischen Heizwärmebedarf Q_h mit zugehöriger Heizgrenztemperatur erfasst. Dabei können sechs unabhängige Gebäudetypen mit unterschiedlichem, spezifischen Heizwärmebedarf Q_h definiert werden. Aus diesen jahresbezogenen Angaben des Heizwärmebedarfs wird proportional zu den Heizgradstunden mit der jeweiligen Heizgrenze ein stündliches Heizlastprofil berechnet. Die Summe der sechs Gebäudetypen ergibt das gesamte zu deckende Heizwärmebedarfs-Profil.

Definition Gebäudepark					
	Definition Gebäudepark für 'normal'-Klima			tatsächlicher Wärmebedarf für Klima	
	Energiebezugs- fläche	Heizwärme- bedarf Q_h	Heizgrenze	<div>normal ▼</div>	
				Heizwärme- bedarf Q_h	Heizwärmebedarf total
Gebäudetyp 1	0 m ² EBF	15 kWh/m ² /a	12 °C	15 kWh/m ² /a	0 kWh/a
Gebäudetyp 2	5'000 m ² EBF	25 kWh/m ² /a	12 °C	25 kWh/m ² /a	125'000 kWh/a
Gebäudetyp 3	5'000 m ² EBF	45 kWh/m ² /a	14 °C	45 kWh/m ² /a	225'000 kWh/a
Gebäudetyp 4	0 m ² EBF	60 kWh/m ² /a	14 °C	60 kWh/m ² /a	0 kWh/a
Gebäudetyp 5	0 m ² EBF	100 kWh/m ² /a	16 °C	100 kWh/m ² /a	0 kWh/a
Gebäudetyp 6	0 m ² EBF	150 kWh/m ² /a	16 °C	150 kWh/m ² /a	0 kWh/a
	10'000 m ² EBF	35 kWh/m ² /a		35 kWh/m ² /a	350'000 kWh/a

Abbildung 17: Definition eines Gebäudeparks mit Eingabe der EBF und zugehörigem Q_h und Heizgrenze im GBI.

Die Definition und Eingabe des Heizwärmebedarfs erfolgt analog zu der Norm-Berechnung mit dem Klimadatensatz für ein "normales" Jahr. In dem Pulldown-Menü "tatsächlicher Wärmebedarf für Klima" kann für denselben Standort alternativ ein "kalter" oder "warmer" Klimadatensatz ausgewählt werden, mit dem dann die weiteren Berechnungen erfolgen. Im ersten Schritt wird im Bereich "Definition Gebäudepark" der Wärmebedarf für Raumheizung umge-

rechnet auf den gewählten Temperatur-Fall "kalt", "normal" (unverändert) oder "warm". Der sich daraus ergebende, ggf. angepasste spezifische Heizwärmebedarf Q_h wird zusammen mit dem totalen Heizwärmebedarf angezeigt.

Die Heizgrenze sollte abhängig vom Energiestandard der Gebäude angepasst werden. Hierbei können folgende Vorschlagswerte hilfreich sein:

Heizwärmebedarf Q_h	Heizgrenze / Heizgrenztemperatur
15 kWh/m ² /a	ca. 12°C bei 20°C Raumtemperatur
45 kWh/m ² /a	ca. 14°C bei 20°C Raumtemperatur
100 kWh/m ² /a	ca. 16°C bei 20°C Raumtemperatur

Auswahl Warmwasser-Wärmebedarf

Der Warmwasser-Wärmebedarf der betrachteten Gebäude wird für alle Gebäudetypen zusammengefasst erfasst. Dazu wird einerseits eines von zwei Tages-Zapfprofilen in einem Pulldown-Menü ausgewählt. Weiterhin wird der prozentuale Anteil Einfamilienhäuser (EFH) eingegeben, welche mit einem Warmwasser-Wärmebedarf von 13.9 kWh/(m²a) angesetzt werden. Der verbleibende Anteil zu 100% wird als Mehrfamilienhäuser (MFH) mit einem Warmwasser-Wärmebedarf von 20.8 kWh/(m²a) angenommen.

Auswahl Warmwasser-Wärmebedarf				
Zapfprofil	Anteil EFH	Anteil MFH	Warmwasser Wärmebedarf Q_{ww}	Warmwasser Wärmebedarf total
drei Grosszapfungen pro Tag	50%	50%	17.4 kWh/m ² /a	173'611 kWh/a

Abbildung 18: Auswahl zu Parametern für Warmwasserbedarf im GBI.

Mit der gesamten erfassten Energiebezugsfläche für alle Gebäudetypen wird dann der totale Warmwasser-Wärmebedarf berechnet.

Zwischenergebnis Wärmebedarf

Mit der Darstellung des gesamten Wärmebedarfs als Jahressumme in der Tabelle sowie als Jahresverlauf in der rechts daneben dargestellten Grafik schliesst der erste Teil der Erfassung des zu deckenden Wärmebedarfs ab.

Wärmebedarf Q_{hww} total	523'611 kWh/a
-----------------------------	---------------

Abbildung 19: Zwischenergebnis Wärmebedarf Q_{hww} für den ganzen definierten Gebäudepark.

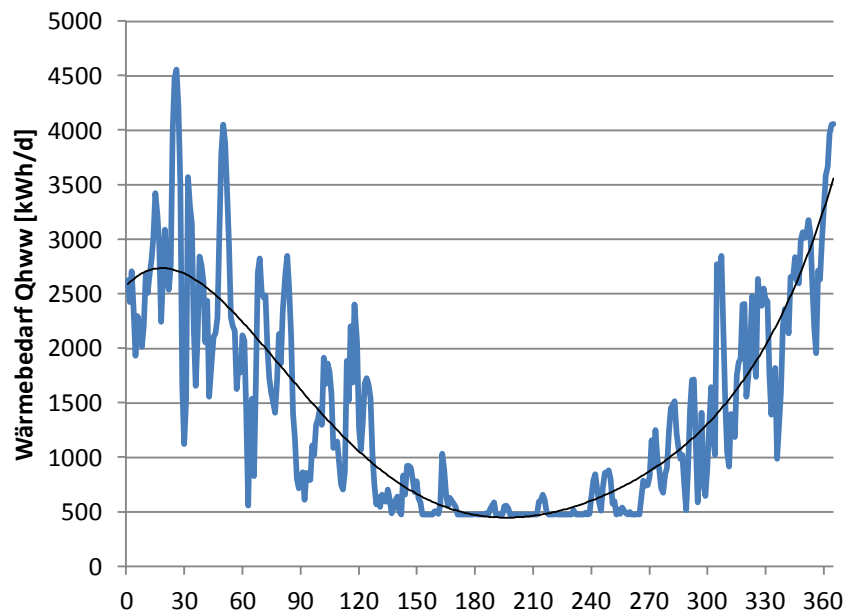


Abbildung 20: Jahresverlauf des Wärmebedarfs Q_{hww} für den ganzen definierten Gebäudepark.

Wärmeerzeuger

Die Auswahl der Wärmeerzeuger für die Bereiche Raumheizung und Trinkwarmwasser erfolgt über zwei Pulldown-Menüs. Als mögliche Wärmeerzeuger stehen ein Gaskessel, eine Gas-Wärmepumpe oder drei unterschiedliche Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) zur Verfügung. Anhand der Auswahl werden die Wirkungsgrade zur Wärmeerzeugung und Stromerzeugung gesetzt.

Wärmeerzeuger				
	Wärmeerzeuger Raumheizung		Wärmeerzeuger Trinkwarmwasser	
	Gaskessel		Gaskessel	
Wirkungsgrad Wärmeerzeugung		0.85		0.85
Wirkungsgrad Stromerzeugung		0.00		0.00
Wirkungsgrad gesamt		0.85		0.85
	Minimum	Mittelwert	Maximum	Jahressumme
Gasbedarf Raumheizung	0 kWh/h	47 kWh/h	233 kWh/h	411'765 kWh/a
Gasbedarf Trinkwarmwasser	0 kWh/h	23 kWh/h	112 kWh/h	204'248 kWh/a
Gasbedarf gesamt	0 kWh/h	70 kWh/h	345 kWh/h	616'013 kWh/a
Stromerzeugung WKK	0 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/a

Abbildung 21: Auswahl der Wärmeerzeuger im GBI.

Mit den gewählten Wärmeerzeugern wird der zu deckende Methangasbedarf berechnet. Der gesamte Methangasbedarf, als Hauptergebnis relevant für die weitere Berechnung, wird als Jahressumme ausgewiesen. Weiterhin werden der Methangasbedarf für Raumwärme und Warmwasser als Zwischenergebnis sowie eine allfällige Stromerzeugung einer WKK separat ausgewiesen.

Strom-Erzeugung PV und weitere Stromquellen

Als primäre Stromquelle für die Speisung der Power-to-Gas-Anlage wird eine PV-Anlage definiert. Diese wird erfasst über die Ausrichtung der PV-Anlage, über zwei Pulldown-Menüs, und die PV-Fläche.

End-Energie-Erzeugung PV & weitere Stromquellen					
PV-Ausrichtung	PV-Fläche	PV Modul- Wirkungsgrad STC	Wirkungsgrad Generator	Wirkungsgrad Wechselrichter	PV-Peak-Leistung
süd <input type="button" value="v"/> horizontal <input type="button" value="v"/>	5'605 m2	20%	91%	95%	1'121 kW Peak
	Minimum	Mittelwert	Maximum		Jahressumme
Stromerzeugung PV	0 kWh/h	123 kWh/h	893 kWh/h		1'080'990 kWh/a
Fremd-Elektrizität (pauschal)	0 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h		0 kWh/a
Fremd-Elektrizität (profil)	0 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h		0 kWh/a
Strom für P2G total	0 kWh/h	123 kWh/h	893 kWh/h		1'080'990 kWh/a

Abbildung 22: Eingabe der Elektrizitätsquellen für P2G.

Mit diesen Eingaben werden die Peak-Leistung und der Jahresertrag der PV-Anlage berechnet. Rechts daneben wird der Jahresverlauf des PV-Ertrages grafisch dargestellt.

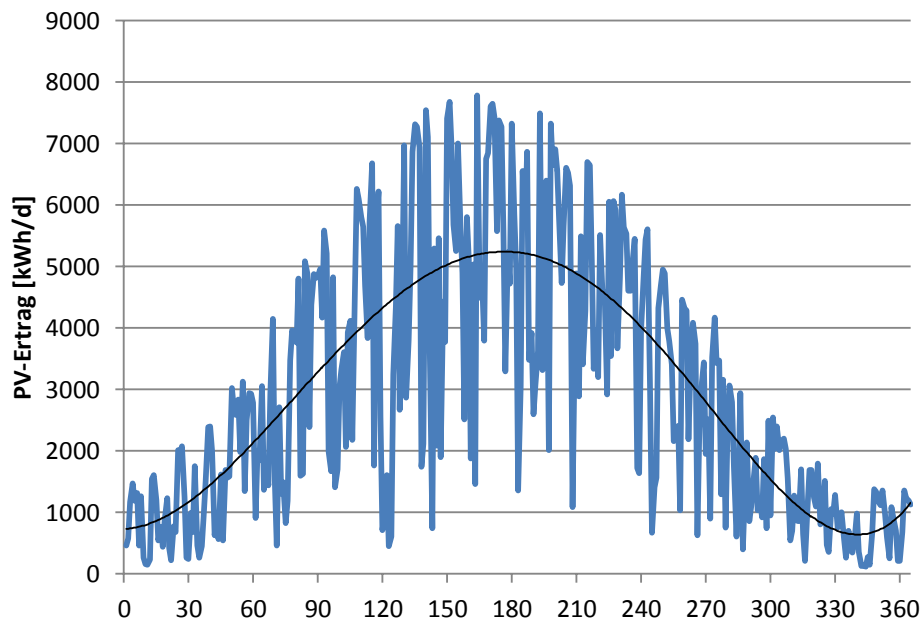


Abbildung 23: Jahresverlauf des PV-Ertrages pro Tag.

Zusätzlich kann ein pauschaler Jahresertrag einer Fremd-Elektrizitäts-Quelle angegeben werden, welcher für die Speisung der P2G-Anlage verwendet wird. Dieser Jahresbetrag wird für die Berechnung gleichmässig auf alle Stunden im Jahr verteilt. Als Ergebnis wird der totale für P2G zur Verfügung stehende Strom ausgewiesen.

EE-Methangas- und Wärme-Erzeugung P2G

Die Produktion von EE-Methangas über das P2G-Verfahren wird über die zwei Wirkungsgrade Strom-zu-Methan und Strom-zu-Abwärme erfasst. Hieraus berechnet sich das erzeugte EE-Methangas proportional zum vorhergehend ermittelten Stromprofil. Die produzierte EE-Methangas-Menge wird als Jahressumme ausgewiesen. Als Nebenprodukt wird die entstehende Abwärme aus der Methanisierung ausgewiesen.

End-Energie-Erzeugung P2G				
Wirkungsgrad P2G (El.->CH4)		60%		
Abwärmegrad P2G (El.->Wärme)		20%		
	Minimum	Mittelwert	Maximum	Jahressumme
Produktion EE-Methangas	0 kWh/h	74 kWh/h	536 kWh/h	648'594 kWh/a
Produktion Abwärme Methanisierung	0 kWh/h	25 kWh/h	179 kWh/h	216'198 kWh/a

Abbildung 24: Eingabe der Wirkungsgrade bei der P2G-Anlage.

Theoretische Jahresbilanz EE-Methangas-Erzeugung und -Bedarf

In diesem Zwischenergebnis wird für die Jahresbilanz von EE-Methangas-Erzeugung und -Bedarf ausgewiesen; entweder als Erzeugungsmangel der ggf. mit fossilem Methangas gedeckt werden muss oder als Erzeugungsüberschuss mit EE-Methangas. Diese Bilanz erfolgt noch ohne Berücksichtigung saisonaler Verschiebungen von Erzeugung und Bedarf, einzig auf Basis der Jahressummen.

theoretische Jahresbilanz Methan Erzeugung & Bedarf	
Erzeugungsmangel (ggf. fossil)	0 kWh/a
Erzeugungsüberschuss EE-CH ₄	32'581 kWh/a

Abbildung 25: Zwischenergebnis Erzeugungsmangel oder Überschuss aus der Jahresbilanz Methanerzeugung und Bedarf.

Wenn nach Definition des Gebäudeparks, der PV- und der P2G-Anlagen ein positiver Erzeugungsmangel ausgewiesen wird, muss dem System noch Methangas von extern zugeführt werden. In diesem Modell wird dieses immer als fossiles Methangas angenommen.

EE-CH₄ Speicher

Der EE-Methangas-Speicher dient dem zeitlichen Ausgleich zwischen Produktion und Bedarf. Die Definition der Grösse erfolgt über den maximalen Energieinhalt des Speichers. Mit einem angegebenen Speicherdruck wird daraus das Speicher-Volumen abgeschätzt. Über einen Speicher-Wirkungsgrad können Druckverluste, Transportaufwand, Pumpaufwand, Verluste durch Undichtigkeiten und ähnliches abgebildet werden. Bei der Berechnung des Speicherladezustandes wird der Anfangswert des Jahres dem Speicherladezustand am Ende des Jahres gleich gesetzt. Somit wird ein über mehrere Jahre eingeschwungener Zustand betrachtet.

EE-CH ₄ Speicher				
Speicher-Grösse	3'200 kWh	320'000 kWh	Speicherdruck	200 bar
Speicher-Volumen				160 m ³
Speicher-Wirkungsgrad		95%		
	Minimum	Mittelwert	Maximum	Jahressumme
Speicher-Ladezustand	6'879 kWh	165'218 kWh	320'000 kWh	
Speicher-Verluste	0 kWh/h	4 kWh/h	27 kWh/h	32'417 kWh/a

Abbildung 26: Eingabe der Speicherkenngrössen im GBI.

Der Jahresverlauf des Speicher-Ladezustandes wird im rechts positionierten Diagramm dargestellt.

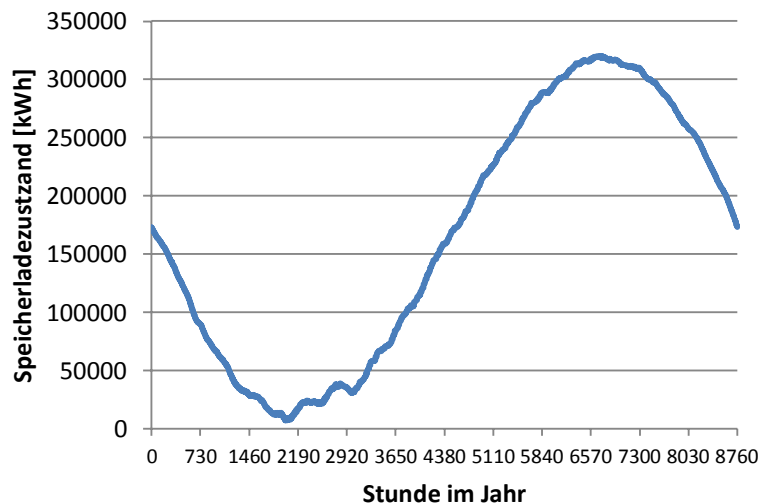


Abbildung 27: Jahresverlauf des Speicher-Ladezustandes.

Tatsächliche Bilanzierung von Erzeugung und Bedarf inkl. Speichernutzung

Die tatsächliche Bilanzierung von Erzeugung und Bedarf, inklusive der Speichernutzung, beruht auf einer stündlichen Bilanzierung von EE-CH₄-Erzeugung, Methangasbedarf und dem Speicherladezustand. Hiermit werden aus der Summe der Stundenbilanzen der tatsächlich nicht durch EE-Methangas gedeckte und somit fossil zu deckende Methangas-Bedarf, sowie der nicht verwertete Überschuss an EE-Methangas im Jahr ermittelt.

tatsächliche Bilanzierung Erzeugung & Bedarf inkl. Speichernutzung				
	Minimum	Mittelwert	Maximum	Jahressumme
Erdgasbezug (fossil)	0 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/a
EE-CH ₄ Speicherüberschuss	0 kWh/h	0 kWh/h	92 kWh/h	164 kWh/a

Abbildung 28: Hauptresultat 1 - Tatsächliches Bilanzergebnis Erdgasbezug und EE-CH₄-Überschuss.

CO₂ - Emissionen

Die erwarteten CO₂-Emissionen der EE-CH₄-Wärmeversorgung werden auf Emissionskennzahlen basierend ermittelt und einer fossilen Wärmeerzeugung mit Heizkessel gegenübergestellt. Daraus ergibt sich die potenzielle CO₂-Einsparung bei einem Wechsel von fossilem Methangas auf EE-Methangas aus einer P2G-Erzeugung.

CO ₂ -Emissionen			
Erdgasbezug für Heizkessel (fossil)			0 kg/a
PV-Stromerzeugung für P2G	PV-Schrägdach ab Netz	0.085 kgCO ₂ /kWh	91'841 kg/a
Fremd-Elektrizität (pauschal)	el. CH-Verbraucher-Mix	0.139 kgCO ₂ /kWh	0 kg/a
Fremd-Elektrizität (profil)	Windkraft ab Netz	0.026 kgCO ₂ /kWh	0 kg/a
SUMME CO ₂ -Emissionen			91'841 kg/a
hypothetische, fossile Erdgasanlage			140'377 kg/a
CO ₂ -Einsparung		35%	48'536 kg/a

Abbildung 29: Hauptresultat 2 - CO₂ Emissionen und Einsparung durch die EE-CH₄ Erzeugung für den definierten Gebäudepark.

Hinweise zur Dimensionierung einer 100% EE-CH₄-Versorgung

Wie kommt man mit dem GBI zu einer Systemdimensionierung mit einer 100% erneuerbaren CH₄-Versorgung bei möglichst kleinen Komponenten von PV-Anlagen und EE-CH₄-Speicher?

1. Eingabe von Klimastation und Gebäudepark, inklusive Warmwasserbedarf und Wärmeerzeugungsanlage.

- Bestimmung und Eingabe der PV-Fläche und -Ausrichtung so, dass in der theoretischen Jahresbilanz Methangas-Erzeugung und -Bedarf ein geringer Erzeugungsüberschuss von EE-CH₄ vorliegt - etwa in der Größenordnung der Speicher-Verluste (rund 5% bei einem CH₄-Speicherwirkungsgrad von 95%).
- Bestimmung und Eingabe der Speichergrösse so, dass in der tatsächlichen Bilanzierung Erzeugung und Bedarf inkl. Speichernutzung der fossile Erdgasbezug "0" und der EE-CH₄-Speicherüberschuss minimal ist und weiterhin der Jahresverlauf des Speicherladezustandes die Grenzwerte "Speichergrösse" und "minimaler Ladezustand" gerade berührt.

Anleitung zweite Phase (Profi, EVU, Experte, etc.)

Neben der PV-Ausrichtung und PV-Fläche können der PV-Modulwirkungsgrad bei Standard-Test-Bedingungen (STC), der Generator- und der Wechselrichter-Wirkungsgrad eingegeben werden. Hiermit kann der Ertrag auf ein spezifisches PV-Modul angepasst werden.

End-Energie-Erzeugung PV & weitere Stromquellen					
PV-Ausrichtung	PV-Fläche	PV Modul-Wirkungsgrad STC	Wirkungsgrad Generator	Wirkungsgrad Wechselrichter	PV-Peak-Leistung
süd <input type="button" value="v"/> horizontal <input type="button" value="v"/>	5'605 m2	20%	91%	95%	1'121 kW Peak
	Minimum	Mittelwert	Maximum		Jahressumme
Stromerzeugung PV	0 kWh/h	123 kWh/h	893 kWh/h		1'080'990 kWh/a
Fremd-Elektrizität (pauschal)	0 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h		0 kWh/a
Fremd-Elektrizität (profil)	0 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h		0 kWh/a
Strom für P2G total	0 kWh/h	123 kWh/h	893 kWh/h		1'080'990 kWh/a

Abbildung 30: Fachmännische Eingaben der PV-Wirkungsgrade.

Ergänzend zu den Standard-Berechnungen können ein stündliches Jahresstromprofil zur Verwendung im P2G-Prozess eingegeben und Jahresprofil-Ausgaben für die Strom-Produktion der WKK sowie der Abwärme-Produktion des P2G-Prozesses ausgelesen werden.

Stromprofil-Eingabe zur Verwendung im P2G-Prozess		Stromprofil-Ausgabe aus CH ₄ -Verwertung in WKK		Produktion Abwärme Methanisierung	
Zeit t h	Fremdstrom2 E_fremd_profil kWh	Zeit t h	Überschussstrom WKK E_WKK_el kWh	Zeit t h	Abwärme P2G Q_P2G kWh
1	0.0	1	0.0	1	0.0
8760	0.0	8760	0.0	8760	178.5
	0.0		0.0		24.7
	0		0		216198
1	0	1	0.00	1	0.00
2	0	2	0.00	2	0.39
3	0	3	0.00	3	0.39
4	0	4	0.00	4	0.00
5	0	5	0.00	5	0.19
6	0	6	0.00	6	0.00
7	0	7	0.00	7	0.19
8	0	8	0.00	8	0.39
9	0	9	0.00	9	3.88
10	0	10	0.00	10	13.76
11	0	11	0.00	11	24.42
12	0	12	0.00	12	22.68
13	0	13	0.00	13	11.24
14	0	14	0.00	14	9.69

Abbildung 31: Fachmännische Stundenprofil-Eingabe und Ausgaben.

5.1.4. Fallstudien

Es werden gemäss Abbildung 1 vier Fälle untersucht, die unterschiedliche Besonderheiten bezüglich der Implementierung von P2G im Gebäudepark enthalten und Hinweise auf künftige Umsetzungshindernisse oder Planungsoptionen geben können. Mit den darin gewonnenen Daten und Aussagen können auch die Hypothese gemäss 4.2 überprüft, die Exploration ausgeführt und gegenseitig technisches Sachwissen zur Funktionsweise der Energienetze als auch der Verknüpfung mit der 4SS3Z vermittelt werden.

Die Partizipation derjenigen Akteure, die später auf diesem Neuland der Implementierung des P2G im Gebäudepark mit der Umsetzung beauftragt sein werden ist zweckmässig, weil es auch Bestandteil von GEMEN ist, deren Bedürfnisse und Beitragspotentiale von bereits bestehendem Sachwissen einzubeziehen und damit deren Blickwinkel früh zu kennen. Gerade auch weil diese Implementierung nicht nur technischer Natur ist, sondern auch zu erwartende Transformationsprozesse in Eigentümerverhältnissen und durch die technische Zusammenarbeit von z.B. Strom- und Gasnetz auch strukturelle Anpassungen in den kommenden Jahrzehnten erforderlich machen, treten hier auch Herausforderungen organisatorischer Art auf. An dieser Stelle sei auch die Wertschätzung des Wissens versichert und das Engagement aller beteiligten Akteure verdankt.

Die Fallstudien geben einen Überblick über die technischen Konstellationen, die organisatorisch strukturellen Möglichkeiten und Probleme in Hinblick auf künftige Netzkongruenzen als auch über die Einschätzung des Neuland-Umfanges, wie es von den Energieversorgungsunternehmen empfunden wird. Die Fallstudien sind folgende:

- *Solothurn*
Die Fallstudie Solothurn ist besonders, weil sie die erste konkrete Startphase der Umsetzung einer Implementierung von P2G in der Schweiz beschreibt. Der Start der Planung erfolgte vor Beginn von GEMEN.
- *Frenkendorf*
Die Fallstudie Frenkendorf kann Hinweise für das Vorgehen bei der aller ersten Bewusstseinsbildung liefern, weil hier das P2G-Verfahren nicht bekannt war. Zudem sind in Frenkendorf die Eigentümer der Netze unterschiedlich, was auf Fragen künftiger struktureller Zusammenarbeit oder technischen Ausweichmöglichkeiten Hinweise geben könnte.
- *St. Gallen*
Die Fallstudie St. Gallen ist aufgrund einer guten Datenlage vom Gebäudepark für das unter 5.1.3 beschriebene Berechnungsinstrument GBI auf Stadtebene geeignet.
- *Setz-Haus*
Die in einem anderen Projekt ermittelten Resultate vom Setz-Haus wurden für GEMEN angepasst und weiterentwickelt. Der Fall Setz-Haus kann wegen der vorhandenen, guten Datenlage als ein Beispiel für die Funktionstüchtigkeit des P2G eines kleinen Gebäudes in 2050 herangezogen werden. Stellvertretend kann es es auch die Berechnungen aus dem Berechnungsinstrument GBI gemäss 5.1.3 validieren oder falsifizieren. Diese Überprüfung wurde in Zusammenarbeit mit einem Mitarbeitenden¹ des Instituts vorgenommen, der keine Vorkenntnisse über das Berechnungsinstrument hatte und dadurch mit einer anderen Zugangsweise die Validierung/Falsifizierung breiter angehen konnte.

Die Zusammenarbeit mit den Akteuren in den Fallstudien, die Informationsvermittlung und Diskussion erfolgte auf einem vorab erarbeiteten rund 20 seitigen Fragekatalog, narrativen Interviews, Nachbesprechungen zu partiellen Themen und teilweise Vorlegen von Inhalten

¹ Falk Dorusch, dipl. Umwelt/Strahlungsschutzingenieur, MAS-Energieingenieur.

für den Schlussbericht. Zur Vorgehensweise der Arbeit gilt auch das unter 5.4.2 Beschriebene, wie die Exploration in sozio-ökonomischer Hinsicht versucht wurde anzugehen.

Durch die fokussierte Auswahl der vier Fallstudien entsteht eine Stichprobenverzerrung von Informationen. Da es sich hier um die Anwendung der zirkulären Forschungsmethode handelt, kann sie auch nicht als repräsentativ für alle denkbaren Fallstudien in der Schweiz gelten. Die Autoren sind sich bewusst, dass in dieser Phase (Neuland P2G als auch die Komplexität der Umsetzung der 4SS3Z) mit dieser Art der Wissensaufarbeitung mit direkt Betroffenen durchwegs auch spektakuläre Misserfolge erzielt werden können, weil dabei z.B. tendenziell erwünschte Antworten produziert werden könnten. Um das zu verhindern wird eine klare Ausrichtung der Wissenserarbeitung verfolgt und der Diskussionstransfer immer an die Sachlichkeit der 4SS3Z gekoppelt. So sind einige im Allgemeininteresse stehende Erkenntnisse entstanden, die an sich kaum streitbar oder als wichtige Information nur so aus dem Alltag der Akteure überhaupt erfahrbare werden. Es sind auch Aussagen dabei, die als wünschenswerte Anregungen zu sehen sind, aber durchwegs einen nicht unerheblichen Stellenwert haben können für eine spätere Lenkung von Rahmenbedingungen, die die Machbarkeit der Implementierung von P2G erhöhen.

Alle Aussagen wurden in einem grösseren Rahmen verarbeitet (synthetisches Denken). Absicht ist somit immer, die Energienetz- und Gebäudepark-spezifischen (reduzierten) Kenntnisse holistisch in Zusammenhang mit der 4SS3Z zu bringen. Die Extraktion der Informationen ist ein schwieriger Vorgang und wahrscheinlich auch nicht immer eindeutig. Hier kann man erkennen, dass eine lineare Forschungsmethode zu diesem Zeitpunkt dies nicht leisten kann, weil die Grundfragenstellungen dazu, oder trivialerweise nur schon das Wissen über P2G, gar noch nicht bekannt bzw. vorhanden sein können. Die Befragungen und Antworten erheben somit nicht den sozialwissenschaftlichen Anspruch der absoluten Informationsextraktion. Ein explorativer Vorgang hat hier zuerst einmal zum Ziel, ein Verständnis der Sachangelegenheiten herbei zu führen und eine Struktur zur Aufarbeitung der Systemkomplexität zu schaffen.

Vorläufige Gemeinsamkeiten

Im Überblick können bei den Akteuren der Fallstudien Solothurn, Frenkendorf und St. Gallen folgende Gemeinsamkeiten gemäss Tabelle 9 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** festgestellt werden, die auch in 5.5 einfließen. Ob diese Sichtweise bei Grosskonzernen gleich ist, kann hier nicht beurteilt werden. Die Implementierung des P2G im Gebäudepark und deren Ausrichtung auf die 4SS3Z wird auf der einen Seite als denkbare Option und positive Herausforderung gesehen. Auf der anderen Seite, weil es Neuland ist, und keine praktischen Erfahrungen vorhanden sind, auch zurzeit als schwierige Herausforderung.

Tabelle 9: Überblick gemeinsame Stellungnahme zu P2G Implementierung im Gebäudepark.

Bereich	Beschrieb
1. Sicherheit	Es ist unklar, wie sich die Netzkonvergenz auf das eigene Energieversorgungsunternehmen in Zukunft auswirken wird. Ein Auftragsdossier zur Implementierung ist zurzeit risikoreich.
2. Wirtschaftliches Auskommen	Die Investitionssicherheit zu diesem Zeitpunkt ist nicht gegeben. Der dazu erforderliche Ausbau der Erzeugung von erneuerbarem Strom im Innland ist eine wichtige Komponente. Die in 2050 geringere Anschlussleistung an Gebäuden und die Preisentwicklung des EE-Methangases können nicht eingeschätzt werden. Die Preisvolatilität von fossilem Methangas macht die Einführung eines Konkurrenzproduktes schwierig.
3. Zugehörigkeitsgefühl	Bereitschaft zu einer Beteiligung und Engagement an der Grossaufgabe Energiewende bis 2050 ist vorhanden, die Rahmenbedingungen zur Erfüllung dürften bei regulatorischen Instrumenten optimaler sein.

4. Anerkannt sein	Interesse an einem Beitrag an das Allgemeinwohl und wirklichen Problemlösungen zum Thema Umwelt und Energieversorgung (z.B. Genossenschaftsgedanken) ist vorhanden. Glaubwürdige Reputation ist wichtig für eine EVU.
5. Selbstbestimmung	Die Möglichkeit, <i>auch</i> auf "nur" lokaler Ebene das P2G betreiben zu können (P2G-Anlagen und Speicher), wird als positiv eingeschätzt. Die Machbarkeit ist aber eingeschränkt durch die Kosten, das unbekannte Baubewilligungsverfahren und die Begrenztheit durch Abhängigkeit von lokal produziertem erneuerbaren Strom.

Fallstudie Solothurn

Das Energieversorgungsunternehmen Regio-Energie-Solothurn (RES) [13], plant und beginnt als erste Unternehmung in der Schweiz mit der Realisierung der Vorstufe einer P2G-Anlage. Ab August 2015 wird in der Stadt Solothurn ein Hybridwerk eingeweiht. Das Projekt im Osten der Stadt nutzt die Energienetze Strom, Gas, Wasser und Fernwärme und kombiniert sie in Verbindung mit entsprechenden Technologien synergetisch. Alle Energieträger sollen so aufeinander abgestimmt werden, dass ihr Nutzen optimiert und die Belastungen minimiert werden können. Dabei steht auch die Speicherbarkeit und spätere Nutzung von Energie im Mittelpunkt.

Der Ausbau soll etappenweise erfolgen. In einem ersten Schritt kann in Zukunft der während der Sommermonate überschüssig produzierte Solarstrom mittels Elektrolyseur in Wasserstoff umgewandelt und im Erdgasnetz gespeichert werden. Die RES gehört damit zu denjenigen Akteuren, die schon über konkreteres Wissen von P2G verfügen, was in der Schweiz zu diesem Zeitpunkt nicht die Regel ist. In dieser Fallstudie kann in einer wichtigen Vorphase Wirkungsbeobachtung betrieben werden, bei der es um die Lösungsfindung und Fragestellungen der Initiierung dieser Technologie mit allen Unbekannten Variablen und Unsicherheiten geht. Eine Erfolgskontrolle der Umsetzung wird in voraussichtlich wenigen Jahren möglich sein. Der Umstieg eines von mehr mit Energie handelnden zu einem nun zusätzlich Energie umwandelnden Unternehmen ist eine beachtliche Leistung. Allgemein stellt der Schritt zur Selbst-Erstellung von stromerzeugenden Anlagen an ein EVU Anforderungen in Form von strukturellen Anpassungen innerhalb des bestehenden Arbeitsfeldes, die beim konkreten Bauen von Infrastruktur, dessen Schwierigkeiten und Unsicherheiten mit in das Geschäftsfeld zieht. Aus Sicht der RES werden Weichen für eine sinnvolle, nachhaltige und praxistaugliche Energienutzung gestellt. Nach der Eröffnung wird das Hybridwerk ab August 2015 im Rahmen von Führungen für die Öffentlichkeit zugänglich sein.

Die Regio-Energie Solothurn verfolgt damit nachstehende Ziele, die im Zusammenhang mit der Übereinstimmung der 4SS3Z sich wie folgt darstellen lassen:

Tabelle 10: Ziele des Hybridwerks-Aarmatt der Regio-Energie Solothurn und Vergleich mit der 4SS3Z.

beschriebene Ziele	Zusammenhang 4SS3Z
Inländische Produktion von EE-Wasserstoffgas, mit der Möglichkeit später auch EE-Methangas zu produzieren.	<p>Direkt:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Förderung erneuerbarer Energie (S2) <p>indirekt:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Weniger Bezug aus Ausland (S4). - Versorgungssicherheit (Z1). - Reduktion CO₂-Emission, wenn lokal produzierter Strom den inländischen Verbraucher-Mix diesbezüglich verbessert (Z2), als auch durch Systemwechsel von CH₄ fossil zu EE-CH₄. - weniger Abhängigkeit von fossilen Energieträgern (Z3).

Nutzen der Querverbundmöglichkeiten.	- Steigerung der Effizienz der Netzsysteme (S1).
Angebot von saisonalen Strom-Speichermöglichkeiten.	Direkt auf Strom bezogen - Förderung von erneuerbarer Energie, weil Fluktuationsproblem entschärft wird (S2). - entspricht Unterstützung Regelkraftwerke gemäss (S3), inkl. CO ₂ -Reduktion, jedoch nur bei sehr geringer CO ₂ Belastung des zugeführten Stroms für P2G. - Erhöhung der S2 um eine Dimension (Energieersatz in fossilen Energieträgern). - Potential zur Unterstützung des Problems S3 mit WKK. - alle drei Ziele, Z1, Z2, Z3
Umwandlung von Strom zu Gas: aktiver Beitrag an eine Ökologisierung des Gasnetzes.	- S2, durch Substitution des fossilen Methangases.
Ausgleich der Prognoseabweichungen beim Stromeinkauf.	- Z1, eher im wirtschaftlichen Sinn.

Der aktuelle Stand des gesamthaft geplanten Aufbaus der Anlage (etappenweise Ausführung) ist wie in Abbildung 32. Die ersten Realisierungen sind oben erwähnt.

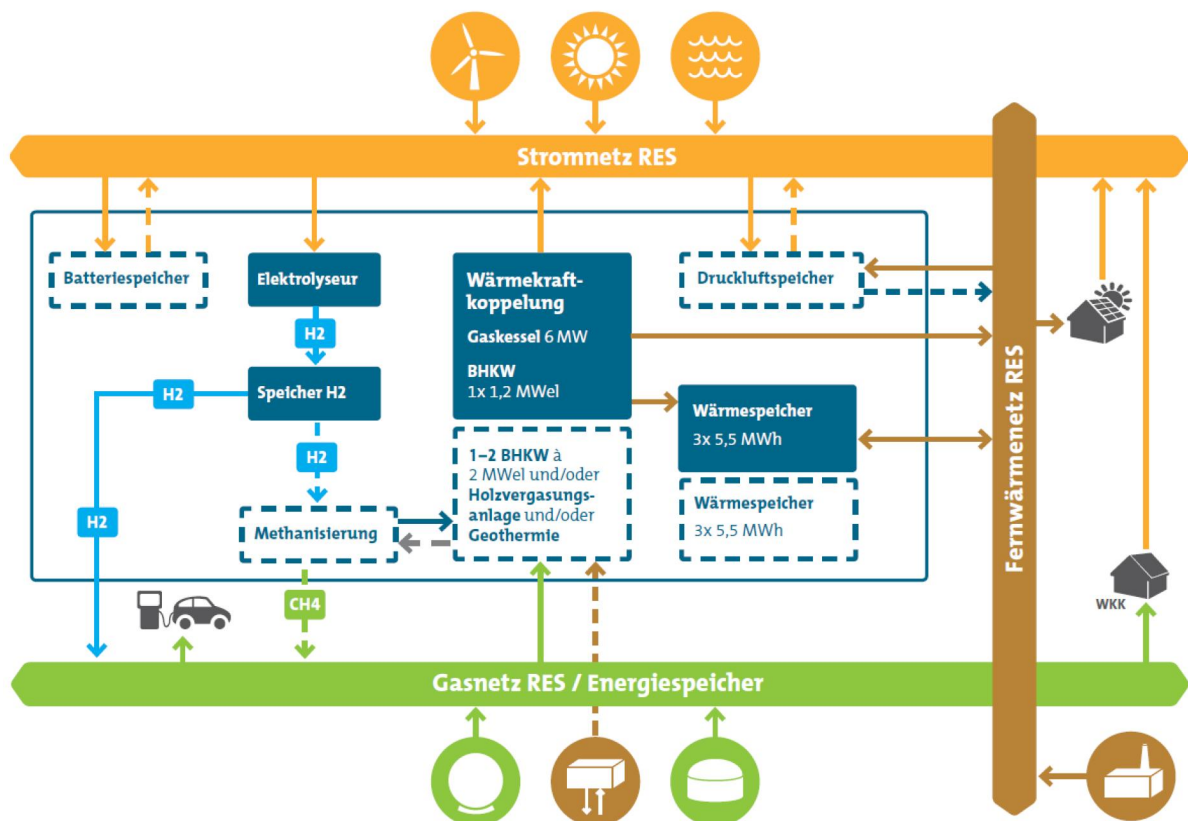


Abbildung 32: Umsetzung und zukünftige Absichten und Verknüpfungsoptionen bei der allgemeinen Implementierung des P2G (Quelle: RES).

Die Planung einer Etappierung von Modulen ist ein wichtiger Bestandteil. Die Etappierung kann situationsbedingt unterschiedlich ausfallen. Solange das Gesamtkonzept mit der finalen, saisonalen Speicherung von EE-CH₄ angestrebt wird, bleibt dies aus Sicht der

Implementierung für den Gebäudepark geeignet. In Abbildung 32 ist die Reihenfolge Elektrolyseur-Wärmekraftkopplung/BHKW-Methanisierung-Speicher. Im Fahrplan bei Abbildung 83 (5.5.1) ist aus allgemeiner Sicht der Implementierung vom P2G im Gebäudepark die Reihenfolge Elektrolyseur-Methanisierung-Speicher-WKK. Beide Varianten (und auch weitere) sind je nach lokal-situativen Optimierungsmöglichkeiten in der Phase bis 2050 denkbar.

Die Entwicklung eines Berechnungs-Kommunikations-Instruments

(GEMEN-Berechnungsinstrument, GBI)

In der Fallstudie Solothurn entstand die Erkenntnis, dass ein Berechnungsinstrument für die spezifischen Belange zur Implementierung von P2G im Gebäudepark, Starthemmnisse zwischen unterschiedlichen Akteuren überwinden helfen muss. Ansonsten läuft man Gefahr, dass Unklarheiten eine Weiterentwicklung schon in einer frühen Phase ein Projekt stoppen (siehe weitere Begründungen 5.1.3, 5.4.2). Damit käme es zu einer Nicht-Umsetzung und genau dabei tritt die Situation des Punktes 1 der ipsativen Handlungstheorie ein, wo eine umweltgerechte Handlung wegen eines fehlenden Handlungsangebotes für Handlungswillige objektiv gar nicht möglich ist. Neben der Absicht einer technischen Hilfestellung für Berechnungen durch das GBI ist die Akteur-verbindende Funktion für eine Startphase die Wichtigere. Der Zweck und die Bedienung des GBI sind in 5.1.3 genauer beschrieben.

Umgang mit vorhandener Datenlage für Eingabe in das GBI

Neben den in 5.1.3 beschriebenen Gründen stellt auch eine teilweise unklare Datenlage von der mit Wärmeenergie zu versorgenden EBF eine Unsicherheit für die Dimensionierung der P2G-Anlage dar. Eine definierte Ausgangslage ist notwendig, um Entscheidungen für z.B. die Platzierung und Anzahl von P2G-Anlagen und deren Anbindung an andere Netze im Einzugsgebiet treffen zu können. Die offiziell zugängliche Datenlage betreffend EBF ist in Solothurn aufwändig. Eine Abschätzung der EBF über die vom EVU gestellten Rechnungen in Kombination mit Grundbuchauszügen könnte eine gute Näherung bringen. Das Verfahren bleibt jedoch aufwändig und ist vor allem aus Datenschutzgründen kritisch.

Je nach Bestand der Lastgangdaten bei einem EVU können aber durch diese indirekt für die Implementierung des P2G im Gebäudepark nützliche Grundlagen ermittelt werden. Eine Ungenauigkeit in den Resultaten betreffend EBF Abschätzungen wäre dabei insofern weniger kritisch, weil sich die Dimensionierung der P2G-Anlagen auf die tatsächlich zu liefernden Endenergiemengen an den Gebäudepark stützen müssen und nicht auf die von theoretischen Modellen. Die Grundlagen theoretischer Natur sind aber wichtig für die zukünftige Planung von z.B. energetischen Erneuerungen von Quartieren, die in diesem Fall auch vom Akteur Stadtplaner/Raumplaner bearbeitet werden müssen.

Ein Problem bei der Berechnung der EBF anhand von Lastgängen ergibt sich, wenn nicht genau bestimmbar ist, welche m^2 EBF am Netz angeschlossen sind und ob es sich bei den Endenergieabnehmern nur um Haushalte oder auch Kombinationen z.B. mit der Industrie handelt (Zusammensetzung von Q_{hww} und z.B. Prozesswärme für Industrie). Dazu wurden aufgrund von Lastgangdaten der RES in gesamthaft 20 Kurvendarstellungen die Endenergiewerte in Funktion verschiedener Zeiten sichtbar gemacht. Die Abbildung 33, Abbildung 34, Abbildung 35, Abbildung 36, Abbildung 37 und Abbildung 38 sind als stellvertretende Beispiele genauer beschrieben und als Hilfe zur Ermittlung von Daten für das GBI zu verstehen.

Die Unterscheidung der Gesamtjahresverläufe (z.B. Haushalte+Industrie) ist wichtig für eine Totalsubstitution des fossilen Methangases von Q_{hww} bei Haushalten. Q_{hww} +Industrie entspräche sinngemäss den gesamtschweizerisch rund 34 TWh/a. In GEMEN liegt der Fokus auf den Haushalten. Aus einem Gesamtlastgang lässt sich nur unsicher die EBF der angeschlossenen Haushalte abschätzen. Das Minimum bei Ende Juli, August in der Abbildung 33 könnte einen Hinweis beeinhaltend, wenn sicher wäre, dass in dieser Phase die gesamte Industrie keinen Energiebezug hätte (z.B. kein Betrieb in den Sommerferien).



Abbildung 33: Jahresverlauf Erdgas gesamt 2013, (Tageswerte)

Bei Fehlen von weiteren verwertbaren Angaben wird es schwierig, verlässliche Hinweise über die Grössen der EBF von Haushalten zu erhalten.

In Abbildung 34 werden die Daten aus der Abbildung 33 pro Stunde als Funktion der Aussentemperatur dargestellt um Korrelationen aufzudecken. Die Verkürzung der Zeiteinheit auf eine Stunde ist notwendig, um diese genügend nahe in die Abhängigkeit der Aussentemperatur zu bringen.

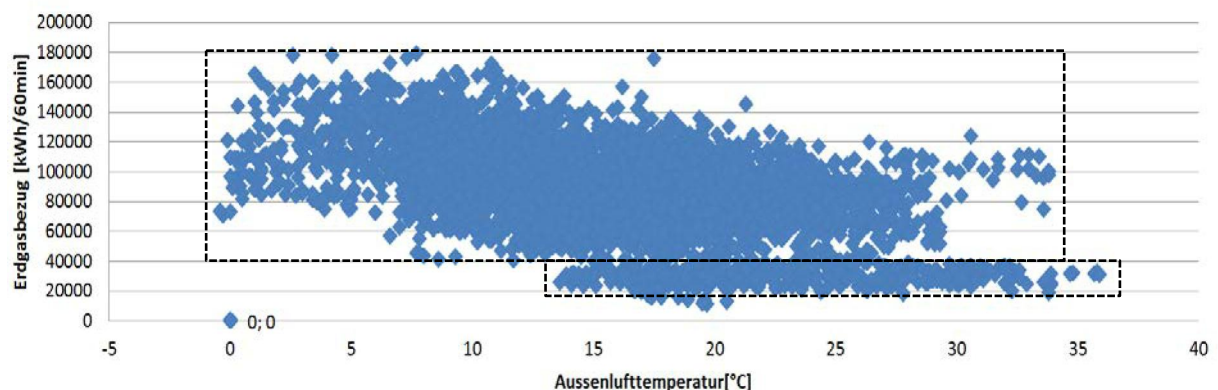


Abbildung 34: Korrelationen zwischen Endenergielieferung pro Zeiteinheit und Aussentemperatur.

Die in Abbildung 34 grosse Punktwolke oberhalb von 40'000 kWh/60min scheint eine Korrelation zur Aussentemperatur zu haben. Die eine Horizontale bildende Punktwolke bei ~30'000 kWh/60min deutet auf absolut keine Korrelation hin. Bei "ein-deutiger" Korrelation=0 könnte dies eine Aussage über eine Endenergielieferung für die Erzeugung von Warmwasser sein, weil diese nicht in Verbindung mit der Aussentemperatur steht. Dieser Anteil wäre dann dem Energiebedarf für Warmwasser (Q_{ww}) von Haushalten zuzuordnen. Dabei handelt es sich immer um Annahmeveruche, denn es könnten durchaus auch Wärmebedarfe für Warmwasser der Industrie dabei sein.

Wie könnte man nun über die vermutete Endenergielieferung für Warmwasser zu weiteren Informationen gelangen, so dass sie auch z.B. als Planungswerte für einen Stadtplaner zumindest als Annahmen verwendbar wären? Sei dies für die Planung von neu zu bauenden Wohnquartieren, von thermisch zu erneuernden, bestehenden Wohnquartieren oder auch Kombinationen von beiden? Eine Möglichkeit besteht über die Rückrechnung der durchschnittlich, spez. Wärme für Warmwasser, wie sie weiter unten gezeigt wird.

Eine vorerst bessere Datenlage liefert die Abbildung 35. Sie zeigt den Verlauf der Endenergielieferung für Heizgas im Jahr 2013. Mit Heizgas ist hier nicht nur Gas für die Erzeugung von Raumwärme, sondern auch für Warmwasser gemeint. Bei Haushalten ist es in der Regel das gleiche System für diese kombinierte Wärmeerzeugung. Im Monat Juli ist eine deutliche Ausrichtung der Kurve mit der Steigung 0 zu erkennen (gestrichelte Linie). Dies deutet auf einen alleinigen Endenergieverbrauch für nur Warmwasser bei Haushalten hin. Man darf davon ausgehen, dass an diesem Klimastandort auch schlecht gedämmte Gebäude im Sommer nicht beheizt werden. Somit fehlt hier die Endenergie für die Erzeugung von Raumwärme in diesem Zeitraum. Der Median der Tageswerte im Bereich Juli liegt bei 190'000 kWh/d.

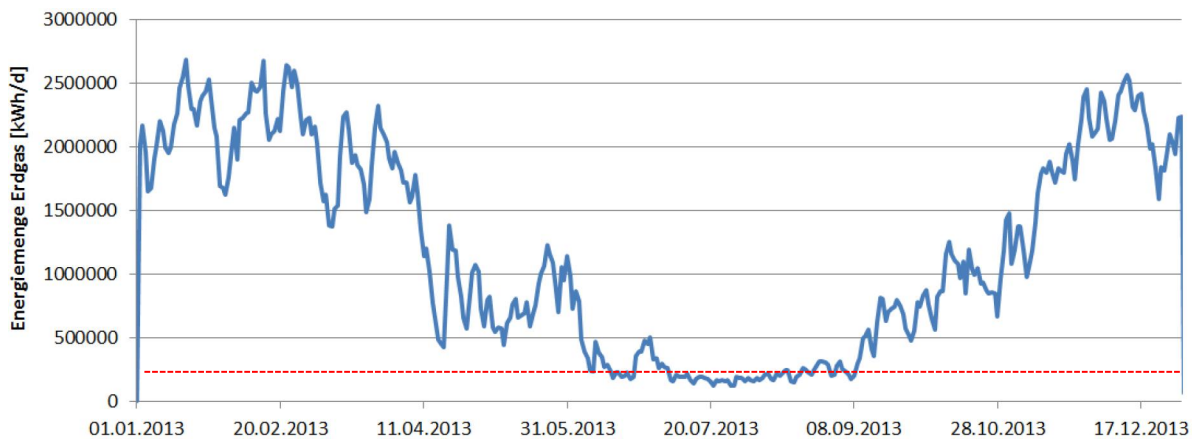


Abbildung 35: Jahresverlauf Erdgas Heizgas (Tageswerte)

Hier muss vorsichtig mit den Energiearten umgegangen werden, weil es sich bei der gelieferten Energie (Ordinate) nicht um ein Q_h gemäss Definition handelt, sondern vorerst um die Endenergie und nicht um die Nutzenergie. Für theoretische Grundlagen mit Daten für Q_h könnten nun noch Korrekturen in Form von Berücksichtigung des Gaskessel-nutzungsgrads gemacht werden, um daraus die Nutzenergie im Sinne des in einer Planung verwendbaren Q_h zu erhalten. Gleiches gilt für die Korrektur in Form einer Klimabereinigung des Jahres 2013 mit dem Klimastandardmodell. Hier wird aber der Ansatz mit nur Endenergie (für die Bestimmung von EBF und $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$), weil dieser relevant für die Dimensionierung einer P2G-Anlage ist (wirkliche Ausgangslage). Für die Höchstanforderung an die Dimensionierung müssen mehrere Jahre berücksichtigt werden, z.B. auch Jahre mit einer grossen Anzahl an Heizgradtagen. Die Dimensionierung auf diese Maximalgrössen sichern auch die Erfüllung des Z1 der 4SS3Z ab, weil damit kein Bezug mehr von fossilem Methangas auch in strengen Wintern nötig wäre.

In Abbildung 36 kann eine Korrelation zwischen Heizgaslieferung und Aussentemperatur erkannt werden, dies vor allem im Bereich von 0 - 15 °C. Ab Aussentemperaturen von 25 °C lässt sich wieder der Bezug zur Wärmelieferung für Warmwasser vermuten. Unklar ist der Teil zwischen 15 - 25 °C. Hier würde man ein klareres Zusammentreffen der Kurven von Raumwärme und Warmwasser erwarten. Jedoch ist zumindest die Punktwolke der Kurve für Raumwärme bis 15°C deutlich verdichteter.

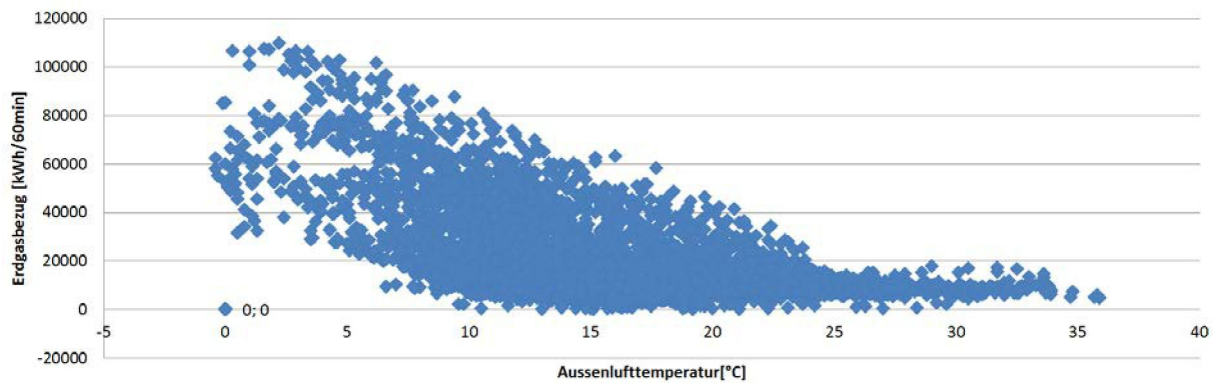


Abbildung 36: Abhängigkeit des Heizgasverbrauchs von der Aussenlufttemperatur.

Ein mögliches Vorgehen zur Abschätzung der EBF ist eine Rückrechnung, ausgehend vom durchschnittlichen Wärmebedarf für Warmwasser die gemäss Norm SIA 380/1:2009 folgende sind:

Tabelle 11: Ausgangswerte für Wärmebedarf Warmwasser.

Gebäudetyp	Norm SIA 380/1:2009	Werte für Berechnung in kWh	Werte unter Berücksichtigung des Kessel-Nutzungsgrades
	MJ/m ²	kWh/(m ² a)	
Wohnen Einfamilienhaus	50	13.9	17.4
Wohnen Mehrfamilienhaus	75	20.8	26.0

Gemäss Abbildung 35 sind im Sommer 190'000 kWh/d Endenergie für die Erzeugung von Warmwasser geliefert worden. Unter der in diesem Fall vereinfachten Annahme, die Witterung 2013 entspräche dem Standardmodell und der Berücksichtigung eines Nutzungsgrades eines Gasheizkessels von z.B. 0.80, kann mit einer Rückrechnung auf die EBF (mit Endenergie/(m²a)) geschlossen werden. Eine Witterungsbereinigung der Bezugsdaten sollte für eine genauere Abschätzungen durchgeführt werden. Ebenfalls wird hier ein über das Jahr regelmässiger Durchschnitt bezüglich Wärmebedarf für Warmwasser von 17.4 kWh/(m²a) angenommen, also mit gleich viele m² EBF für EFH als auch MFH. Die tatsächlichen Verhältnisse der EBF_{EFH} / EBF_{MFH} sind im GBI frei einstellbar.

Damit ergibt sich für die jährliche Nutzenergie für Warmwasser:

$$\frac{190'000 kWh}{d} * 365d * 0.8 = 55'480'000 kWh/a$$

und geteilt durch den angenommenen Durchschnitt des Wärmebedarfs von 17.4 kWh/(m²a) eine EBF Fläche von ~3.2 Mio. m².

Von Nutzen für eine Grobüberprüfung dieses Resultates kann hier ein Vergleich zu einem allgemeinen Durchschnitt sein. Das schweizerische Durchschnittsverhältnis zwischen Endenergie für Raumwärme zu Endenergie für Warmwasser für alle Haushalte (nicht nur an Gasnetzen), beträgt 5.42 zu 1 (siehe 2.3). Für die bei der RES angeschlossenen Haushalte am Gasnetz ist das Verhältnis wie folgt.

Die Endenergie für Erzeugung von Warmwasser beträgt:

$$\frac{190'000 \text{ kWh}}{d} * 365d = 69'350'000 \text{ kWh/a}$$

Die Endenergie für Raumwärme+Warmwasser betrug im gleichen Jahr 436 Mio. kWh. Für die Erzeugung von Raumwärme wurden somit $436 - 70 \text{ Mio. kWh/a} = 366 \text{ Mio. kWh/a}$ geliefert. Das ergibt ein Verhältnis von ~5.2 zu 1. Dieses Verhältnis legt somit nahe, dass die an diesem Gasnetz angeschlossenen Haushalte ziemlich genau dem gesamten schweizerischen Haushalten entspricht. Die kleine Differenz könnte auch z.B. von einer anderen Zusammensetzung zwischen EFH und MFH her rühren oder durch die fehlende Witterungsbereinigung. Damit dürfte auch die EBF Schätzung anhand dieser Überschlagrechnung vorerst von der Dimension her plausibel sein.

Das durchschnittliche Q_h beträgt (Nutzenergie):

$$Q_h = 0.8 * (366 \text{ Mio. kWh/a}) / 3.2 \text{ Mio. m}^2 = 91.5 \text{ kWh/(m}^2\text{a)}$$

Dies entspricht umgerechnet $Q_h = 329 \text{ MJ/(m}^2\text{a)}$. Der Schweizer Durchschnitt der Endenergie pro m^2 für Raumwärme liegt bei rund $360 \text{ MJ/(m}^2\text{a)}$.

Alle Berechnungen sind als Überschlagsberechnung im Sinne der Fermi-Methode zu verstehen. Besondere Situationen eignen sich nicht für eine solche Abschätzung. Beispiele dafür sind EBF von Ferienwohnungen oder anderen Gebäudetypen. Für das Q_h sind die Werte für z.B. Zürich oder Davos sehr unterschiedlich.

Die Abschätzung der EBF aufgrund des Warmwassers lässt sich im Prinzip auch auf die Haushalte am Fernwärmenetz übertragen (Abbildung 37). Dabei ist die Grösse der zu liefernden Wärme für nur Warmwasser der Fernwärme eine wichtige Planungsgrösse, weil daran auch die Optimierung des Wirkungsgrades der P2G-Anlage hängt. Wird der Hydrolyse-Prozess mit vorwiegend PV-Strom versorgt und der H_2 -Speicher höchstens auf Tage ausgelegt, wird viel Methanisierungsabwärme in den Sommermonaten und wenig in den Wintermonaten produziert. Ist der Bezug von erneuerbarem Strom mehr über das ganze Jahr verteilt, verbessert sich die Regelmässigkeit der Abwärme. Dies wäre z.B. bei Strom von Windkraftträdern der Fall.

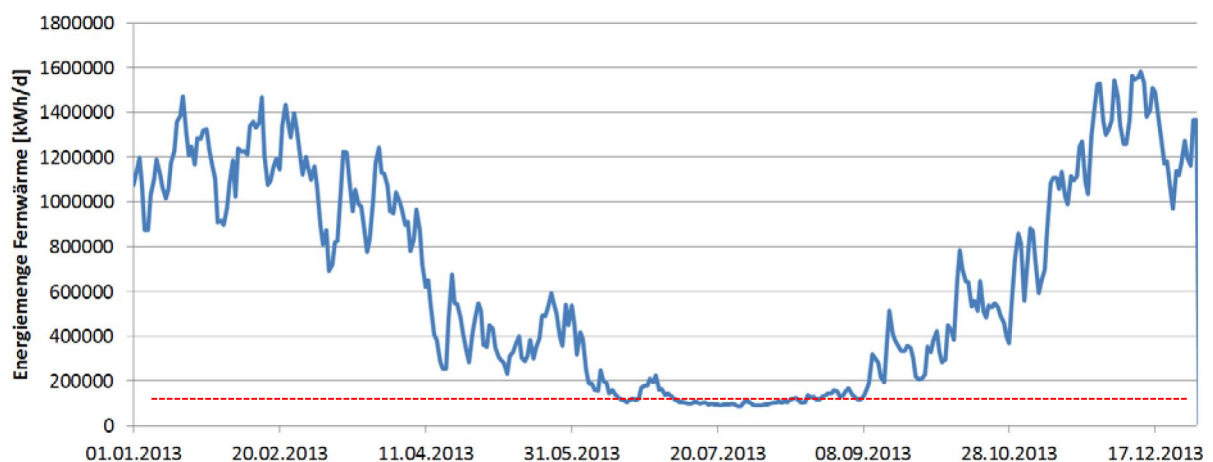


Abbildung 37: Lastgang Jahresverlauf Fernwärme (Tageswerte).

Die gestrichelte Linie in Abbildung 37 zeigt (wie bei Heizgas Abbildung 35) den vermutlichen Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser. Ideal wäre, wenn die Abwärme des Methaniesierungsprozesses den gleichen Wert hätte, wie die erforderliche Lieferung für Endenergie Wärme für Warmwasser für das Fernwärmenetz. Ansonsten müssten weitere Wärmeabnehmer dazugeschaltet werden oder eine Zwischenspeicherung von H_2 in grossem Umfang stattfinden.

In Abbildung 38 ist der heutige Lastgang von Heizgas als Überblick über die Tagesverläufe dargestellt (Winter). Die Extrema liegen an allen Tagen um Mitternacht und 7 Uhr morgens.

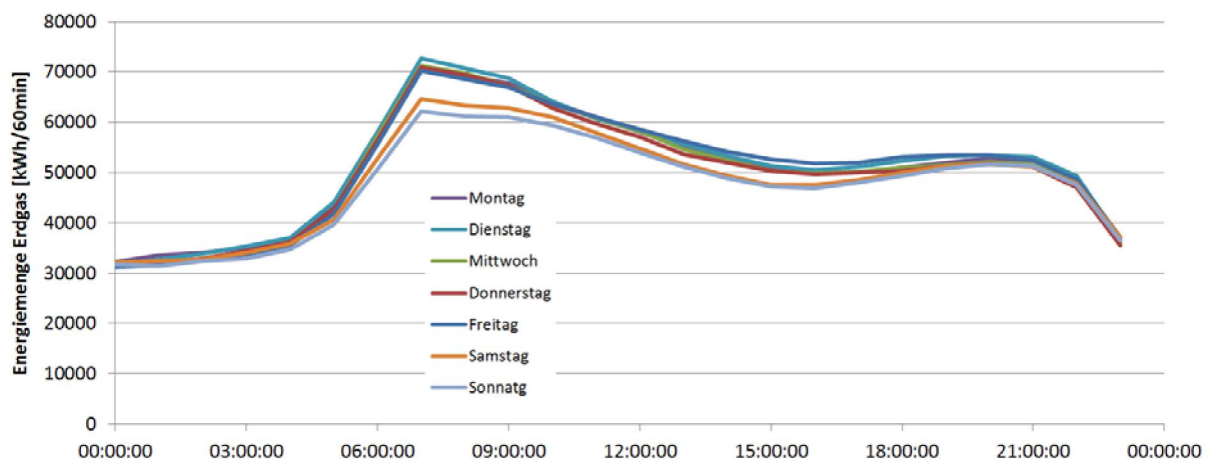


Abbildung 38: Lastgang Heizgas nach Wochentag differenziert (Winter).

In 2050 wird dieser Lastgang in mindestens zwei Hinsichten bei einer Implementierung von P2G anders aussehen. Einerseits sinkt die gesamte Kurve auf der Ordinate wegen der anzunehmenden thermischen Erneuerung des Gebäudeparks (S1 4SS3Z). Andererseits wird die Kurve selber im Tagesverlauf unregelmässiger, wenn z.B. durch eine erweiterte Anwendung von WKK diese nicht nur wärmegeführt sondern auch zumindest zu einem geringen Teil stromgeführt werden soll (ohne Wirkungsgradverluste für das Gesamtsystem). Aus Sicht der Gesamtbelastung der Gasnetze zu den Haushalten selber dürfte jedoch keine erhöhte Dimensionierung erforderlich sein, trotz der Zusatzlieferung für WKK.

Fallstudie Frenkendorf

In der Fallstudie Frenkendorf liegt eine Situation vor, wo ein Energieknotenpunkt gemäss Option 3 (5.3) rein technisch gesehen denkbar ist, aber als dazu kommende Herausforderung eine Zusammenarbeit verschiedener Netzeigentümer zuerst geregelt werden müsste. Das ist eine vorwiegend sozio-ökonomische Problemstellung. Anhand von diesem Beispiel lässt sich wie folgt eine ganze Kausalkette einer Diskrepanz zwischen Umweltbewusstsein und umweltgerechtem Handeln darstellen, die die Grundfrage gemäss Ipsativer Handlungstheorie in 5.4.2 verdeutlicht (Warum wird etwas *nicht* gemacht?) und warum eine umweltgerechte Handlung nicht eintritt, wenn Handlungsspielräume von einzelnen Akteuren begrenzt sind. Dabei können Probleme auf mikroskopischer Ebene Richtungsvorgaben auf makroskopischer Ebene (4SS3Z) durchwegs behindern.

Das Energieversorgungsunternehmen EBL (Genossenschaft Elektra Baselland) könnte Strom und Wärme liefern, das EVU IWB (Industrielle Werke Basel (Stadt)) ist im Besitz der Gasleitungen. In solchen Situationen besteht allgemein die Eventualität, dass z.B. aus Konkurrenzgründen eine Zusammenarbeit nicht zustande kommen könnte (Punkt 4, Ipsativer Handlungsspielraum, 5.4.2). Inwieweit unterschiedliche Netzbetreiber betreffend technischer Konvergenz von verschiedenen Netzen solidarisierungsfähig sind (ohne Zwang eines Netzkopplungsvertrages) hängt von einer Reihe von Gründen ab. Selbst wenn kein

Konkurrenzverhalten vorhanden wäre, müssten Kosten und Gewinne vorerst verhandelt werden. Dies ist schwierig, weil zur Zeit keine verlässlichen Kenntnisse anhand von Praxisbeispielen existieren, auf dessen Erfahrungen aufgebaut werden könnte. In der heutigen Phase ist ein weiterer Stolperstein (auch nicht technischer Natur) in der Umsetzung von P2G immer noch relevant. Das Verstehen des technischen Prozesses und der Grundprinzipien von P2G selber ist wichtig für eine Abschätzung eines möglichen Nutzens für ein EVU. Dabei geht es nicht nur um das technische, sondern vor allem auch um das Verständnis im Zusammenhang mit der 4SS3Z. Sind diese Kenntnisse ungenügend vorhanden, tritt Punkt 2 gemäss Ipsativer Handlungstheorie ein. Solche Situationen belegen, dass schon zu einem frühen Zeitpunkt die Möglichkeit zur Substitution von fossilem Methangas durch EE-Methangas abrechen kann und dies nicht direkt mit der eigentlichen technischen Realisierbarkeit zu tun hat. Wenn in einer solchen Abfolge kein EE-Methangas von EVU angeboten wird, entfällt damit für handlungswillige Kunden ein objektives Handlungsangebot für die Möglichkeit eines umweltgerechten Handelns (Kundenentscheid EE-Methangas anstatt fossiles Methangas). Dies entspricht dann genau einer solchen Situation, wie sie unter Punkt 1 der Ipsativen Handlungstheorie verstanden wird. Ein Bottom-Up Prinzip mit Stärkung der Nachfrage von Kunden kann nicht eintreten. Dabei müsste bei der Versorgung mit EE-Methangas beim Kunden kein kostenaufwändiger Heizungssystemwechsel vorgenommen werden (bestehende Infrastruktur bleibt und benötigt keine Änderung, weil fossiles Methangas und EE-Methangas chemisch gleich sind) und "nur" die Akzeptanz gegenüber eines teureren Energieträgers vorhanden sein sollte.

Das "nur" hingegen trifft hier genau wieder auf Punkt 4 der Ipsativen Handlungstheorie, wo Mehrkosten für erneuerbare Energie Kunden dazu bewegen können, sich trotz besseren Wissens gegen umweltgerechtes Handeln zu entscheiden. Das beschreibt ein Dilemma, mit dem ein EVU täglich real im Direktkontakt mit Kunden und Preismarkt wechselwirken muss. Das wiederum grenzt den eigenen Handlungsspielraum des EVU für Investitionen in den Ausbau von erneuerbarer Energie ein.

Gemäss EBL, die sich als Genossenschaft besonders im Sinne der Kriterien wie in Tabelle 9 sieht, steht der Markt-Preiskampf auch stark im Zusammenhang mit der Preisvolatilität der fossilen Energieträger. Diese unterliegen internationalen Mechanismen und sind ein zusätzliches Risikomass für primär lokal agieren wollende EVU, besonders direkt hier auf das EE-Methangas bezogen. Die finanziellen Rahmenbedingungen könnten durch Lenkungen der öffentlichen Hand verbessert werden, um damit höhere Gestehungskosten von z.B. inländisch produziertem EE-Methangas ausgleichen zu helfen, die systembedingt immer vorhanden sein werden, weil EE-Methangas als stofflicher Energieträger selber produziert werden muss, (kostender Wertschöpfungsakt) und vereinfacht ausgesprochen, nicht "fertig produziert aus dem Boden" geerntet werden kann. Bezogen auf einen gesamten Endenergiepreis von fossilem Methangas beim Kunden mit z.B. 7 Rp./kWh kann ein lokales EVU rein preislich nicht konkurrieren, weil es alleine nicht über die Steuerungshoheit von preislich korrigierenden Mechanismen verfügt.

Sollte vorerst eine Zusammenarbeit mit einem anderen EVU nicht zustande kommen, liesse sich hier zumindest aus rein technischer Sicht P2G für den Gebäudepark auch ohne Gasnetzanschluss (mit Option eines späteren Gasnetzanschlusses) einbringen (Abbildung 40). Als Vision entwickelt die EBL zur Zeit eine "Erneuerbare Energieschiene Ergolzthal (3ET)", die im Kernbereich ihres angestammten Versorgungsgebietes liegt (Abbildung 39). Die Idee dazu entstand zu einem früheren Zeitpunkt, also vor der Kenntniss von P2G.

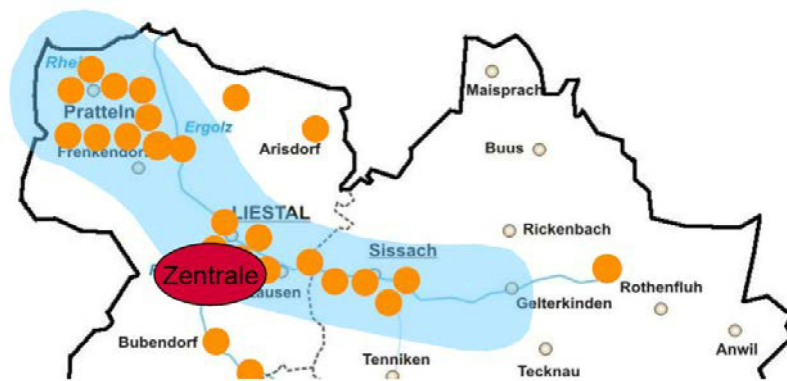


Abbildung 39: Erneuerbare Energieschiene Ergolz (3ET) der EBL. (Quelle: EBL)

Es handelt sich dabei um einen Ausbau eines Grosswärmeverbunds. Damit soll dem ständig wachsenden Bedarf an Raum- und Prozesswärme als auch den technologischen Möglichkeiten für Wärme- und Stromerzeugung nachgekommen werden. Das Potential in den kommenden Jahren liegt bei rund 150 GWh, wovon dabei 30 GWh für die Stromerzeugung genutzt werden könnten.

Das Unternehmen richtet sich vollständig auf erneuerbare Energie aus. Im Hinblick der Erfüllung der 4SS3Z könnte die Implementierung des P2G wie folgt sein (Abbildung 40). Der lokal produzierte PV-Strom/Windstrom, mit der Fluktuations- und Jahreszeitenproblematik, würde über den Hydrolyse-Prozess abgefangen und gespeichert werden (EE-Methangas). Das aus dem Speicher bezogene EE-Methangas kann entweder zu Rückverstromung oder zur eigenen Erzeugung von Wärme für den Wärmeverbund genutzt werden. Auch ist die Kombination Rückverstromung+Wärmeerzeugung denkbar. Eine Belieferung an das Gasnetz in Zukunft bleibt weiterhin möglich, auch zu Beginn sogar mit einer lediglichen H₂-Einspeisung bis zu einer gewissen Einspeisungskonzentration.

Diese Implementierung ist zur Zeit (noch) nicht als Statement der EBL zu verstehen, sondern als Aufzeigen einer denkbaren Option, wenn eine Ausgangslage noch nicht wie die der Option 3 (5.3) vorliegt.

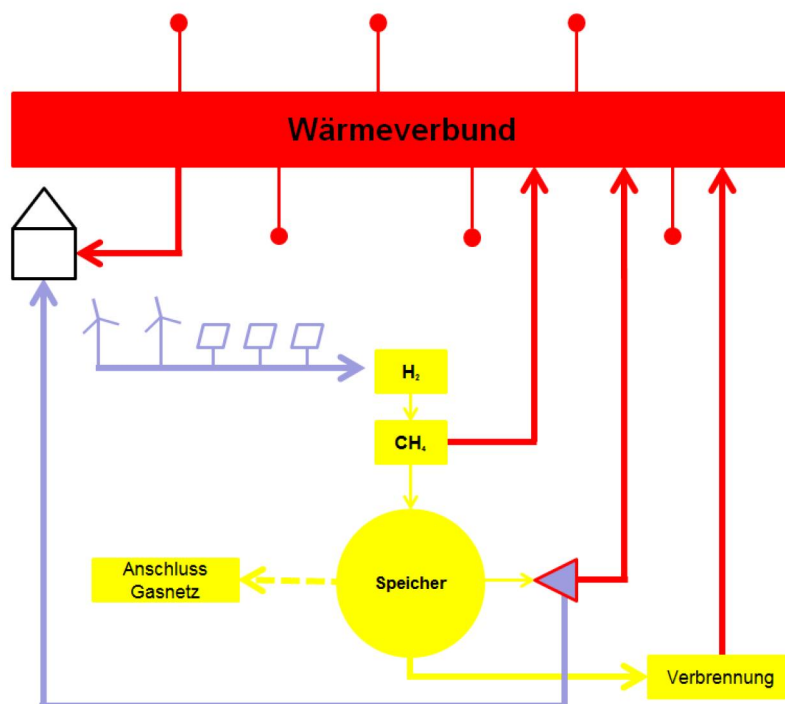


Abbildung 40: Implementierung P2G mit einem Wärmeverbund, vorläufig ohne Anschluss ans Gasnetz.

Die Situation besteht hier somit aus einer Netzkongruenz von nur zwei Netzen (Strom und Fernwärme). Es bleibt die Möglichkeit einer späteren, zusätzlichen Kongruenz zum Gasnetz (gestrichelte Linie Speicher-Gasnetz, Abbildung 40). Ebenso besonders ist, dass ein relativ grosses Fernwärmenetz gegenüber dem P2G steht und somit ein Dimensionierungs-Verhältnis aufgrund einer maximalen Wärmeabnahme vom P2G deutlich höher liegt, als im Fall wo ein kleineres Fernwärmenetz einem grösseren Gasnetz gegenüber steht. Theoretisch könnte hier ein Wirkungsgrad bis ~85% (elektrischer Strom zu EE-Methangas+Nutzwärme) angestrebt werden. Bezogen auf die Fernwärme und dem Anschlussleistungs-Dilemma, ähnlich wie beim Gasnetz, kann gesagt werden, dass mit Annahme eines künftig geringeren Heizwärmebedarfs Q_h diese Jahreskurve deutlich abflachen und zumindest ähnlicher zur derjenigen des Warmwassers wird (siehe auch Fernwärme, 5.4.1). Wenn sich dann die Anschlüsse an die Haushalte erhöhen (steigende EBF), kann wieder mehr Abwärme vom P2G für Warmwasser für die Fernwärme genutzt werden. Damit wird die Fernwärmenetzauslastung über das Ganze Jahr regelmässiger, was günstiger für die Abwärmenutzung aus dem P2G oder auch einer eventuellen Rückverstromung ist.

Bei der Nutzung der Speichertechnologie in diesem Anwendungsbereich greift hier die Economy of Scale. Solche Speicher sind im Normalfall nur in grösserem Massstab wirtschaftlich, weil sie hier kein Serien-/Massenprodukt sind. Es wären so gesehen 1-2 Anlagen auf der Ebene des ganzen Wärmeverbundes denkbar, nicht aber auf Ebene Quartier.

Fallstudie St. Gallen

Ausgangslage

Die Stadt St. Gallen hat sich zum Ziel gesetzt auf dem Weg zur 2000-Watt- und 1 Tonne CO₂-Gesellschaft bis zum Jahr 2050 die CO₂-Emissionen wesentlich zu reduzieren. Dies soll durch schrittweise Steigerung der Energieeffizienz (S1 4SS3Z) und die Umstellung auf erneuerbare Energien (S2 4SS3Z) erreicht werden. Das Energiekonzept 2050 [60] beinhaltet Annahmen und Szenarien für die Bereiche Wärme, Strom und Mobilität. Es wurde mit Hilfe eines umfassenden Energieszenarienrechners erstellt und wird periodisch aktualisiert und weiterentwickelt. Im Gebäudebereich soll der Energiebedarf für Raumwärme und Brauchwarmwasser als Zwischenziel bis 2050 um 50% gesenkt werden und der Anteil fossiler Energieträger von 90 auf unter 25 Prozent reduziert werden. Das Fernwärmenetz soll gemäss Energiekonzept 2050 für die Bereitstellung für Raumwärme und Warmwasser stark erweitert werden. Für Quartiere, die nicht an das Fernwärmenetz angeschlossen werden können, ist eine dezentrale Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen, Klein-BHKWs und Nahwärmeverbünden vorgesehen (Abbildung 41). Der heutige Anteil mit fossilem Methangas versorgten Heizungen von 35% soll bis 2050 auf 4% reduziert werden. Für das Fernwärmenetz, Nahwärme und dezentrale Versorgung ist ein Ausbau von mit fossilem Methangas betriebener WKK vorgesehen. Der gesamte Methangasbedarf reduziert sich für Gebäude und Industrieprozesse von heute 429 GWh/a auf ca. 220 GWh/a für 2050.

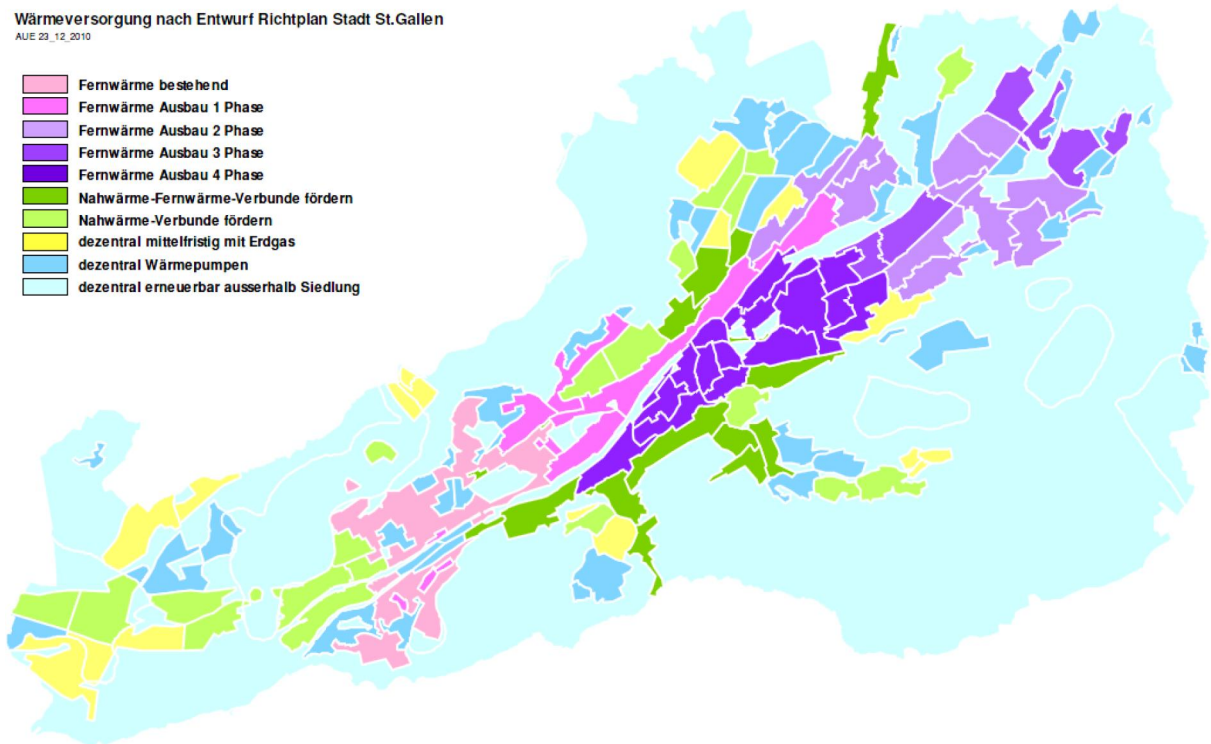
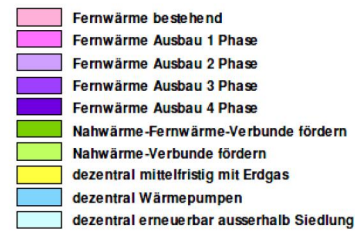


Abbildung 41: Langfristige Entwicklung der Wärmeversorgung gemäss Entwurf Richtplan Stadt St. Gallen, Stand 2010.

Durch einen massiven Ausbau der PV soll der Anteil *lokaler*, erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung stark erhöht werden. Dabei können je nach Ausbauszenario ab ca. 2035 Überschüsse entstehen, die von den heute vorhandenen und geplanten Speicherkapazitäten im Stromnetz nicht gespeichert werden können. Diese Überschüsse könnten durch P2G in Kombination mit saisonaler EE-Methangas-Speicherung für die Erzeugung von Raumwärme nutzbar sein. In der Fallstudie soll abgeschätzt werden, wieviel Raumwärme damit erzeugt werden könnte und welche CO₂-Einsparung dadurch zu erreichen ist. Zudem soll untersucht werden, wie eine Deckung des zukünftigen Wärmebedarfs der heute am Erdgasnetz angeschlossenen EBF erreicht werden kann.

Für die Fallstudie werden verschiedene Annahmen getroffen, die auf den Daten der Energiedatenbank des Solarkatasters und des Energieszenarienrechners der Stadt St. Gallen basieren. Die Daten wurden durch eine Amtsperson² zur Verfügung gestellt. Im folgenden werden die Datengrundlagen genauer erläutert.

Datengrundlage Energiedatenbank

Die Stadt St. Gallen verfügt über eine detaillierte Energiedatenbank. In der Datenbank sind auf Gebäudeebene unter anderem Informationen zu Baujahr, EBF, Art der Wärmeerzeugung, Endenergiebedarf aufgeschlüsselt nach Energieträgern, Raumwärmebedarf und Warmwasser enthalten. Zudem wurde durch das AUE Stadt St. Gallen die Absenkung des Wärmebedarfs bis 2050 in Abhängigkeit von Baujahr, Sanierungsfähigkeit und Nutzung modelliert. Für die Fallstudie wurden aus der Datenbank die Angaben zu mit fossilem Methangas versorgten Wohngebäuden extrahiert. Demnach sind im Jahr 2013 der gesamten EBF von 9.4 Mio. m² den Wohngebäuden 57% (5.4 Mio. m²) zuzuordnen. Knapp die Hälfte der Energiebezugsfläche der Gebäude mit Haushalten hat eine Wärmeerzeugung mit Heizöl. Fossiles Methangas wird in 36% eingesetzt (1.9 Mio. m²). Die restlichen 16% werden durch Fernwärme, Umweltwärme, Holz und Elektrizität abgedeckt. In der Fallstudie werden die mit fossilem Methangas versorgten Haushalte näher betrachtet. Insgesamt belief sich der

² Kaspar Leuthold, AUE Stadt St. Gallen

Nutzwärmebedarf Q_{hww} dieser Gebäude 2013 auf 174 GWh/a, wobei der Anteil Raumwärme 84% (146 GWh/a) und Warmwasser 16% (28 GWh/a) beträgt (Tabelle 12). Der Raumwärmebedarf liegt im Durchschnitt bei $Q_h=76 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$, der Warmwasserbedarf beträgt $Q_{ww}=14 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$. Bis zum Jahr 2050 wird vom AUE von einer schrittweisen Reduktion des Raumwärmebedarfs um rund 50% auf $Q_h=37 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ ausgegangen, was einem jährlichen Raumwärmebedarf von rund 71 GWh entspricht. Der Warmwasserbedarf wird als gleichbleibend angenommen [27].

Tabelle 12: Nutzwärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser derzeit erdgasbeheizter Wohngebäude im Jahr 2013 und Prognose für 2050. Die Energiebezugsfläche beträgt 1.9 Mio. m^2 .

	2013	2050
Bedarf Raumwärme pro Jahr	146 GWh/a	71 GWh/a
Bedarf Raumwärme pro m^2 und Jahr	76 $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$	37 $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$
Bedarf Brauchwarmwasser pro Jahr	28 GWh/a	28 GWh/a
Bedarf Brauchwarmwasser pro m^2 Jahr	14 $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$	14 $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$
Bedarf Nutzwärme pro Jahr	174 GWh/a	99 GWh/a
Bedarf Nutzwärme pro m^2 Jahr	90 $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$	51 $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$

Solarkataster

Die Stadt St. Gallen liess im Jahr 2011 ein Solarkataster erstellen. In Abhängigkeit von Topografie, Gebäudegeometrie, Ortsbildschutz, Art des Daches, Ausrichtung und Verschattung wurden die Dachflächen für jedes Gebäude hinsichtlich Solarenergienutzung durch PV und Solarthermie untersucht und bewertet. Die Bewertung der Dachflächen erfolgt in fünf Stufen von „sehr gut geeignete Dachfläche“ bis „ungeeignete Dachfläche“ (Abbildung 42).

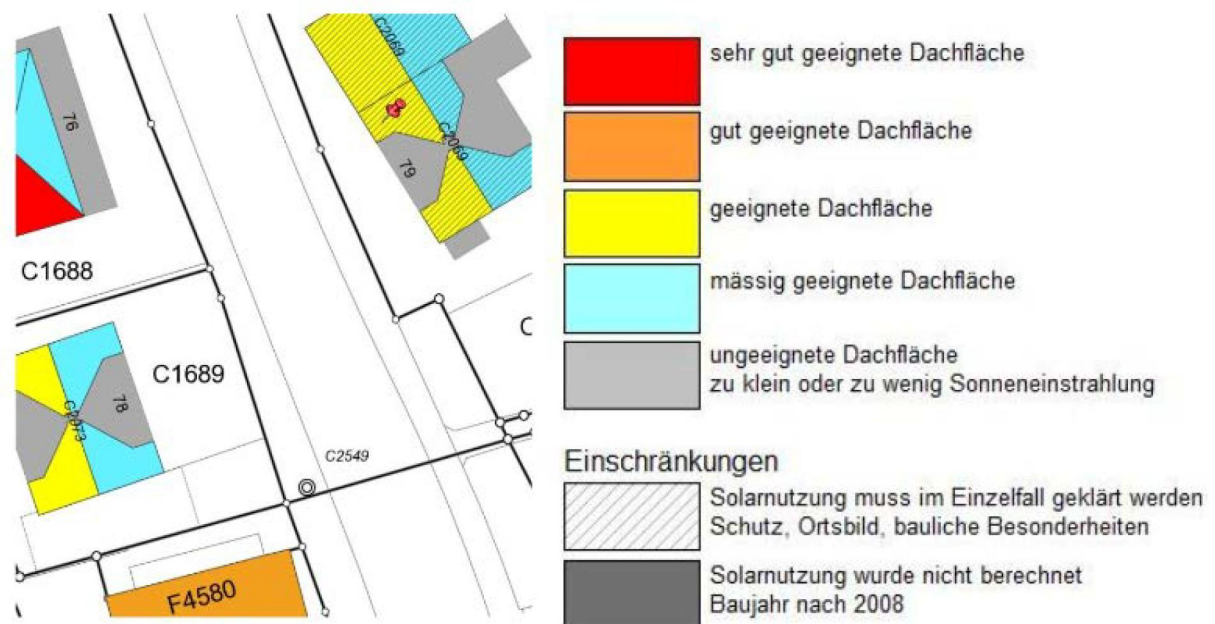


Abbildung 42: Beispielausschnitt Solarkataster der Stadt St. Gallen. Die Dachflächen werden nach fünf Eignungsstufen für die Solarenergienutzung beurteilt.

Die Summe sämtlicher Dachflächen beträgt 2.4 Mio. m^2 und die theoretische Peakleistung summiert sich auf ~360 MWp. Auf Grundlage des Solarkatasters wurde das Potential des PV-Ertrags bis 2050 durch das AUE Stadt St. Gallen wie folgt beurteilt:

- Realistisches Potential: 80 GWh/a
- Geeignetes Potential: 200 GWh/a
- Theoretisches Potential: 300 GWh/a

Beim theoretischen Potential von 300 GWh/a wäre von 2015 bis 2050 ein jährlicher Zubau von durchschnittlich ca. 10 MWp notwendig, d. h. pro Einwohner ca. 0.5-1 m² PV pro Jahr. Für die Fallstudie werden die unterschiedlichen PV-Potentialstufen als Grundlage verwendet. Dabei ist anzumerken, dass für die Potentialabschätzung nur Dachflächen und keine Fassadenflächen betrachtet wurden. Zudem basiert die Abschätzung auf der heute typischen Effizienz der PV-Module. Durch zusätzliche Nutzung geeigneter Fassadenflächen für gebäudeintegrierte PV und weitere Verbesserung der Moduleffizienz könnten zukünftig höhere Erträge zu erwarten sein.

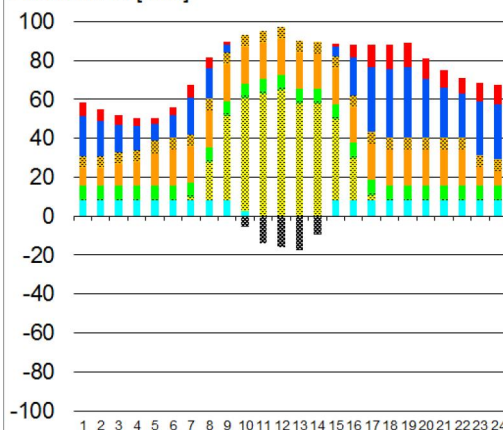
Energiekonzept 2050 und Energieszenarienrechner

Die Stadt St. Gallen hat im Jahr 2012 ein Energiekonzept 2050 ausgearbeitet, das fortlaufend weiterentwickelt wird. Mit Hilfe eines Energieszenarienrechners wird für das Energiekonzept (EnK) 2050 die Entwicklung für die Bereiche Wärme, Elektrizität und Mobilität bis zum Jahr 2050 prognostiziert. Neben der Bedarfsentwicklung auf Stufe Nutzenergie, Endenergie und Primärenergie wird im Modell des Szenarienrechners auch die Entwicklung der Zusammensetzung der Stromversorgung abgebildet. Grundlage für das Datenmodell ist das EnK Wärme und das EnK Mobilität der Stadt St. Gallen aus dem Jahr 2010. Für das EnK Elektrizität wird der vom Volk beschlossene Atomausstieg bis 2030 berücksichtigt. Das Berechnungsmodell erlaubt durch Veränderung unterschiedlicher Parameter die Erstellung verschiedener Energieszenarien. Mit Hilfe des Rechenmodells kann auch ermittelt werden, welche PV-Überschüsse für die einzelnen PV-Potentialstufen anfallen. Die Berechnung wird im Modell auf Grundlage von Tagesgängen der Elektrizitätsproduktion und Lasten durchgeführt. Der Tagesgang für einen Wochentag und Sonntag im Februar 2050 in Abbildung 43 zeigt exemplarisch, dass für den Fall des maximalen PV-Ausbaus mit einem Ertrag von 300 GWh/a selbst im Winter PV-Überschüsse auftreten. Diese Tagesüberschüsse können durch Speicherkraftwerke und P2G-Anlagen für den Bedarf in Abend und Nachtstunden gespeichert werden. Aus den Tagesgängen werden Monatssummen für den Jahresgang gebildet. Gemäss Abbildung 44 zeigt der Jahresgang der Produktion Elektrizität zusammen mit der Bilanzbereinigung bezüglich des Bedarfs, dass PV-Überschüsse entstehen. Diese können nicht durch vorhandene und geplante Speicherkraftwerke aufgenommen werden. Die PV-Überschüsse müssten entweder ungenutzt gekappt, oder könnten durch P2G-Anlagen in EE-Gas umgewandelt werden. Die für P2G zur Verfügung stehenden PV-Überschüsse betragen für die unterschiedlichen PV-Potentialstufen gemäss Energieszenarienrechner:

- Realistisches Potential: Überschuss PV 0 GWh/a
- Geeignetes Potential: Überschuss PV 40 GWh/a
- Theoretisches Potential: Überschuss PV 123 GWh/a

Leistungsgang Wochentag

Elektrizität in [MW]



Leistungsgang Sonntag

Elektrizität in [MW]

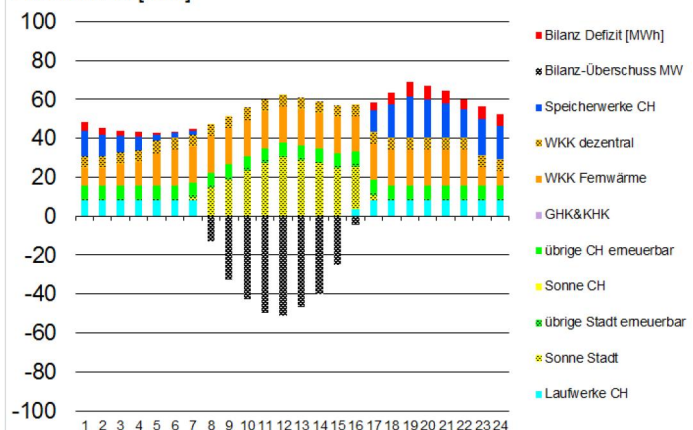
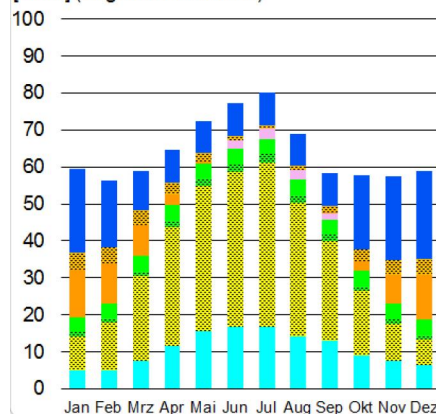


Abbildung 43: Prognostizierter Leistungsgang Elektrizität Wochentag und Sonntag bei einem PV-Ertrag von 300 GWh/a im Jahr 2050 (Quelle: Energieszenarienrechner Stadt St. Gallen).

Jahresgang Elektrizität

[GWh] (Angebot/Produktion)



Jahresgang Elektrizität

[GWh] (Bilanzbereinigt)

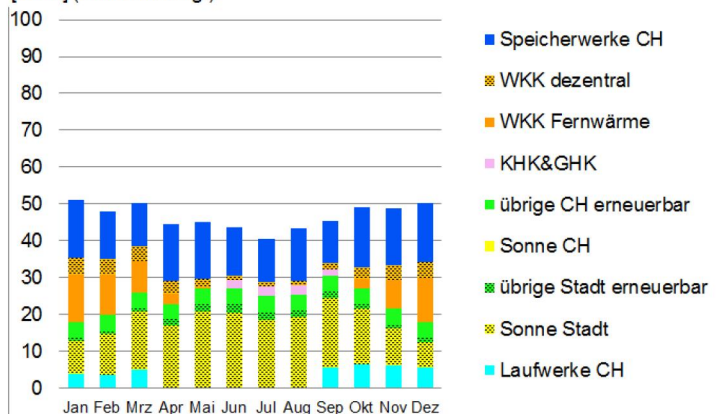


Abbildung 44: Prognostizierter Jahresgang Elektrizität Angebot/Produktion und bilanzbereinigt bei einem PV-Ertrag von 300 GWh/a im Jahr 2050 (Quelle: Energieszenarienrechner Stadt St. Gallen).

Für die Umwandlung der PV-Überschüsse in Methangas wird ein Wirkungsgrad für EE-CH₄ von 60% und für Abwärme von 20% angenommen (Abbildung 11). Somit ergeben sich für die Umwandlung der PV-Überschüsse mittels P2G folgende Energiemengen:

- Geeignetes Potential: PV-Überschuss 40 GWh/a → EE-Methangas 24 GWh/a
- Theoretisches Potential: PV-Überschuss 123 GWh/a → EE-Methangas 74 GWh/a

Allgemeine Hinweise zu den Varianten

Auf Grundlage der EBF von momentan mit fossilem Methangas belieferten Haushalte, des angenommenen, zukünftigen Wärmebedarfs und der prognostizierten PV-Überschüsse, sollen verschiedene Varianten betrachtet werden. Bei allen Varianten werden die PV-Überschüsse in EE-Methangas umgewandelt und ins Gasnetz eingespeist. Der EE-H₂ oder das EE-CH₄ wird in Gasspeichern kurzfristig und saisonal gespeichert, um zur Deckung des Raum- und Warmwasserwärmebedarfs eingesetzt werden zu können. Die beim P2G-Prozess entstehende Abwärme wird in das Fernwärmenetz eingespeist. Optional kann die Abwärme in Kurzzeitpufferspeichern zwischengespeichert werden, um Leistungsspitzen abzuflachen. Durch die Zwischenspeicherung der Abwärme wird dieser Wirkungsgrad hier

mit 20% angenommen. Tabelle 13 zeigt die angenommenen Wirkungsgrade für die Umwandlung der PV-Überschüsse in EE-CH₄ und nutzbare Abwärme.

Tabelle 13: Wirkungsgrade im P2G-Prozess und bei der Umwandlung der Abwärme in Nutzwärme.

P2G Elektrizität → CH ₄	60%
P2G Elektrizität → nutzbare Abwärme	20%
Speicher CH ₄	95%
Wärme Fernwärme → Nutzwärme (Verteilverluste + ev. Speicherverluste)	85%

In Varianten wird ermittelt, wie viel Nutzwärme durch das EE-Methangas mit Hilfe unterschiedlicher Wärmeerzeuger in Abhängigkeit vom PV-Überschuss produziert werden kann. Zudem wird untersucht, welche PV-Überschüsse nötig wären, um den Wärmebedarf der derzeit mit fossilem Methangas bedienten Haushalte bis 2050 vollständig mit EE-Methangas zu substituieren. Die Berechnungen werden mit Hilfe des Energieszenarienrechners und des GBI (5.1.3) durchgeführt. Dabei soll auch abgeschätzt werden, welche Maximalleistung die P2G-Anlage jeweils erbringen würde und wie der EE-Methangas-Speicher dimensioniert sein müsste.

Variante 1: Wärmeerzeugung durch WKK und El.-Wärmepumpe

Bei dieser Variante steht die maximale Nutzwärmeerzeugung im Vordergrund. Das EE-Methangas wird durch wärmegeführte Wärmekraftkopplung in Wärme und Strom umgewandelt. Die WKK verschiedener Grössenordnungen an verschiedenen Standorten können den Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser ins Fernwärmenetz, in Nahwärmenetze oder als dezentrale Klein-BHKW direkt ins Wärmenetz von Gebäuden einspeisen. Der durch WKK erzeugte erneuerbare, elektrische Strom wird ins Netz eingespeist und dezentral in Gebäuden für die Wärmeerzeugung mit Hilfe von elektrischen Wärmepumpen (Sole-Wasser und Luft-Wasser) genutzt. Die Wirkungsgrade sind in Tabelle 14 und Abbildung 45 dargestellt. Die Auswahl und Kombination der Wärmeerzeuger deckt sich in dieser Variante mit den Entwicklungszielen gemäss Richtplan Stadt St. Gallen und EnK 2050.

Tabelle 14: Angenommene Wirkungsgrade der Wärmekraftkopplung, Speicherung und Verteilung, sowie Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe für Variante 1 im Jahr 2050. ..WKK _{th}	55%
WKK _{el}	35%
WKK _{gesamt}	90%
Wärme WKK _{th} → Nutzwärme (Verteilung + ev. Speicherung)	85%
El. Wärmepumpe (Jahresarbeitszahl JAZ)	4.0

100% Elektrizität	→ P2G	→ 60% CH ₄	→ WKK	→ 31% Wärme	→ Vert. + Speich.	→ 27% Nutzwärme
				→ 20% Elektrizität	→ Wärmepumpe	→ 80% Nutzwärme
		→ 20% Wärme			→ Fernwärme	→ 17% Nutzwärme
100% Elektrizität						→ 124% Nutzwärme

Abbildung 45: Angenommener Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung von Elektrizität in Nutzwärme für Variante 1 im Jahr 2050.

Variante 1a: 123 GWh/a PV-Überschuss für WKK + El.-Wärmepumpen

Für das maximale PV-Ausbauszenario „Theoretisches Potential“ beträgt der PV-Überschuss 123 GWh/a. Dadurch lassen sich 74 GWh/a EE-Methangas erzeugen, wobei zusätzlich 25 GWh/a Abwärme für das Fernwärmenetz zur Verfügung stehen. Insgesamt lassen sich 152 GWh/a Nutzwärme erzeugen (Abbildung 46). Somit lässt sich der gesamte Nutzwärmebedarf der heute mit fossilem Methangas beheizten Wohnbauten von zukünftig 99 GWh/a durch EE-Methangas und P2G-Abwärme decken. Zusätzlich stehen 53 GWh/a an Nutzwärme für andere Gebäude zur Verfügung.

123 Elektrizität	→ P2G	→ 74 CH ₄	→ WKK	→ 39 Wärme	→ Vert. + Speich.	→ 33 Nutzwärme	22%
				→ 25 Elektrizität	→ Wärmepumpe	→ 98 Nutzwärme	64%
		→ 25 Wärme			→ Fernwärme	→ 21 Nutzwärme	14%
123 Elektrizität						→ 152 Nutzwärme	100%

Abbildung 46: Bilanzierung der Umwandlung der PV-Überschüsse in Nutzwärme für Variante 1a in GWh/a.

Von der momentan mit fossilem Methangas versorgten EBF lassen sich in dieser Variante zukünftig noch maximal 33% direkt durch eine methangasbetriebene Wärmeerzeugung versorgen, falls sämtliche WKK als dezentrale Anlagen in Gebäuden ausgeführt und mit EE-Methangas betrieben werden. Dies würde eine Reduzierung der Anzahl der Methangasanschlüsse um mindestens 66% gegenüber heute bedeuten und einen teilweise Stilllegung des heutigen Methangasnetzes erfordern. Die restlichen 67% derzeit durch Ergaswärmeerzeuger versorgte EBF würden auf Wärmepumpen (mindestens 54%) und Fernwärme umgestellt.

Variante 1b: 40 GWh/a PV-Überschuss für WKK + El.-Wärmepumpen

Der PV-Überschuss im PV-Ausbauszenario „Geeignetes Potential“ beträgt 40 GWh/a. Dadurch lassen sich 24 GWh/a EE-Methangas erzeugen, wobei 8 GWh/a Abwärme für das Fernwärmenetz entstehen. Insgesamt werden 50 GWh/a Nutzwärme erzeugt. Somit lassen sich ca. 50% des Nutzwärmebedarfs der heute mit fossilem Methangas beheizten Wohnbauten von zukünftig 99 GWh/a durch EE-Methangas und P2G-Abwärme decken.

Variante 1c: 99 GWh/a Nutzwärmebedarf durch WKK + El.-Wärmepumpen decken

Für eine Volldeckung des Nutzwärmebedarfs von 99 GWh/a durch WKK + elektrische Wärmepumpen wäre ein PV-Überschuss von mindestens 92 GWh/a notwendig (Abbildung 47). Von der momentan mit fossilem Methangas versorgten EBF sind in dieser Variante zukünftig noch maximal 25% direkt durch eine methangasbetriebene Wärmeerzeugung versorgt, falls sämtliche WKK als dezentrale Anlagen in Gebäuden ausgeführt werden. Die restlichen 75% derzeit durch Ergaswärmeerzeuger versorgte EBF würden auf Wärmepumpen umgestellt. Zusätzlich können 16 GWh/a Nutzwärme durch die Abwärme aus dem P2G-Prozess abgedeckt werden.

92 Elektrizität	→ P2G	→ 55 CH ₄	→ WKK	→ 29 Wärme	→ Vert. + Speich.	→ 25 Nutzwärme	22%
				→ 18 Elektrizität	→ Wärmepumpe	→ 74 Nutzwärme	64%
		→ 18 Wärme			→ Fernwärme	→ 16 Nutzwärme	14%
92 Elektrizität						→ 115 Nutzwärme	100%

Abbildung 47: Bilanzierung der Umwandlung der PV-Überschüsse in Nutzwärme für Variante 1c in GWh/a.

Variante 2: Wärmeerzeugung durch Gas-Wärmepumpen

In dieser Variante wird das EE-Methangas dezentral in Gebäuden mit Hilfe von Gas-Wärmepumpen (Sole-Wasser und Luft-Wasser) in Nutzwärme umgewandelt. Im Vergleich zu Variante 1 könnte ein grösserer Teil der Methangasinfrastruktur erhalten bleiben. Der Wirkungsgrad der Gas-Wärmepumpe für das Jahr 2050 wird im Durchschnitt mit 130% angenommen. Die Wirkungsgrade sind in Abbildung 48 dargestellt.

100% Elektrizität	→ P2G	→ 60% CH ₄	→ Gas-Wärmepumpe	→ 74% Nutzwärme
		→ 20% Wärme	→ Fernwärme	→ 17% Nutzwärme
100% Elektrizität				→ 91% Nutzwärme

Abbildung 48: Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung von Elektrizität in Nutzwärme für Variante 2 im Jahr 2050.

Variante 2a: 123 GWh/a PV-Überschuss für Gas-Wärmepumpen

Insgesamt lassen sich mit einem PV-Überschuss von 123 GWh/a beim maximalen PV-Ausbauszenario „Theoretisches Potential“ 112 GWh/a Nutzwärme produzieren Abbildung 49. Somit kann der gesamte Nutzwärmebedarf der heute mit fossilem Methangas beheizten Wohnbauten von zukünftig 99 GWh/a durch EE-Methangas und P2G-Abwärme gedeckt werden. 13 GWh/a Nutzwärme stehen zusätzlich für andere Gebäude zur Verfügung.

123 Elektrizität	→ P2G	→ 74 CH ₄	→ Gas-Wärmepumpe	→ 91 Nutzwärme	81%
		→ 25 Wärme	→ Fernwärme	→ 21 Nutzwärme	19%
123 Elektrizität			→	112 Nutzwärme	100%

Abbildung 49: Bilanzierung der Umwandlung der PV-Überschüsse in Nutzwärme für Variante 2a in GWh/a.

Von der momentan mit fossilem Methangas versorgten EBF der Wohnbauten können in dieser Variante zukünftig maximal 91% direkt durch eine mit EE-Methangas betriebene Gaswärmepumpe mit Nutzwärme versorgt werden. Demnach könnte die heutige Methangasinfrastruktur zu 91% weiter genutzt werden. Die restlichen 9% derzeit mit fossilem Methangas versorgten EBF würden auf Fernwärme umgestellt werden.

Variante 2b: 40 GWh/a PV-Überschuss für Gas-Wärmepumpen

Der PV-Überschuss im PV-Ausbauszenario „Geeignetes Potential“ beträgt 40 GWh/a, womit sich 24 GWh/a EE-Methangas erzeugen lassen und 8 GWh/a Abwärme für das Fernwärmenetz entstehen. Insgesamt werden 36 GWh/a Nutzwärme erzeugt. Somit lassen sich ca. 37% des Nutzwärmebedarfs der heute mit fossilem Methangas beheizten Wohnbauten von zukünftig 99 GWh/a durch EE-Methangas und P2G-Abwärme decken.

Variante 2c: 99 GWh/a Nutzwärmebedarf durch Gas-Wärmepumpen decken

Für eine Volldeckung des Nutzwärmebedarfs von 99 GWh/a durch EE-Methangas betriebene Gas-Wärmepumpen wäre ein PV-Überschuss von mindestens 134 GWh/a notwendig. Zusätzlich können 23 GWh/a Nutzwärme durch die Abwärme aus dem P2G-Prozess abgedeckt werden (Abbildung 50).

134 Elektrizität	→ P2G	→ 74 CH ₄	→ Gas-Wärmepumpe	→ 99 Nutzwärme	81%
		→ 27 Wärme	→ Fernwärme	→ 23 Nutzwärme	19%
134 Elektrizität				→ 122 Nutzwärme	100%

Abbildung 50: Bilanzierung der Umwandlung der PV-Überschüsse in Nutzwärme für Variante 2c in GWh/a.

Variante 3: Wärmeerzeugung durch Gas-Brennwertkessel

Die herkömmliche Nutzung des EE-Methangases durch Gas-Brennwertkessel wird in dieser Variante betrachtet. Dies entspricht zwar nicht dem Entwicklungsszenario des EnK 2050 Stadt St. Gallen, soll aber als direkter Vergleich zur heutigen Situation dienen. Der Wirkungsgrad der Gas-Brennwertkessel inkl. Speicher- und Verteilverluste für das Jahr 2050 wird im Durchschnitt mit 85% angenommen. Die Wirkungsgrade sind in Abbildung 51 dargestellt.

100% Elektrizität	→ P2G	→ 60% CH ₄	→ Gaskessel	→ 48% Nutzwärme
		→ 20% Wärme	→ Fernwärme	→ 17% Nutzwärme
100% Elektrizität				→ 65% Nutzwärme

Abbildung 51: Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung von Elektrizität in Nutzwärme für Variante 3 im Jahr 2050.

Variante 3a: 123 GWh/a PV-Überschuss für Gas-Brennwertkessel

Die PV-Überschüsse betragen beim maximalen PV-Ausbauszenario „Theoretisches Potential“ 123 GWh/a was 74 GWh/a EE-Methangas und 25 GWh/a Abwärme für das Fernwärmenetz entspricht. Insgesamt lassen sich dadurch 80 GWh/a Nutzwärme erzeugen (Abbildung 52). Somit lassen sich 81% des Nutzwärmebedarfs der heute mit fossilem Methangas beheizten Wohnbauten von zukünftig 99 GWh/a durch EE-Methangas und P2G-Abwärme decken.

123 Elektrizität	→ P2G	→ 74 CH ₄	→ Gaskessel	→ 59 Nutzwärme	64%
		→ 25 Wärme	→ Fernwärme	→ 21 Nutzwärme	36%
123 Elektrizität				→ 80 Nutzwärme	100%

Abbildung 52: Bilanzierung der Umwandlung der PV-Überschüsse in Nutzwärme für Variante 3a in GWh/a.

Von der momentan mit fossilem Methangas versorgten EBF der Wohnbauten können in dieser Variante zukünftig maximal 60% direkt durch mit EE-Methangas betriebene Gas-Brennwertkessel mit Nutzwärme versorgt werden. Die restlichen 40% derzeit durch Erdgaswärmeerzeuger versorgte EBF würden auf Fernwärme umgestellt werden.

Variante 3b: 40 GWh/a PV-Überschuss für Gas-Brennwertkessel

Im PV-Ausbauszenario „Geeignetes Potential“ lassen sich 26 GWh/a Nutzwärme erzeugen. Somit lassen sich ca. 26% des Nutzwärmebedarfs der heute mit fossilem Methangas beheizten Wohnbauten von zukünftig 99 GWh/a durch EE-Methangas und P2G-Abwärme decken. Von den momentan mit fossilem Methangas versorgten Wohnbauten können in dieser Variante zukünftig maximal 19% der EBF direkt durch mit EE-Methangas betriebene Gas-Brennwertkessel mit Nutzwärme versorgt werden.

Variante 3c: Gas-Brennwertkessel erzeugt 99 GWh/a Nutzwärme

Für eine Volldeckung des Nutzwärmebedarfs von 99 GWh/a durch EE-Methangas betriebene Gas-Brennwertkessel wäre ein PV-Überschuss von mindestens 206 GWh/a

notwendig. Zusätzlich können 35 GWh/a Nutzwärme durch die Abwärme aus dem P2G-Prozess abgedeckt werden (Abbildung 53).

206 Elektrizität	→ P2G	→ 124 CH ₄	→ Gaskessel	→ 99 Nutzwärme	64%
		→ 41 Wärme	→ Fernwärme	→ 35 Nutzwärme	36%
206 Elektrizität				→ 134 Nutzwärme	100%

Abbildung 53: Bilanzierung der Umwandlung der PV-Überschüsse in Nutzwärme für Variante 3c in GWh/a.

Variantenvergleich

Durch den PV-Überschuss von 123 GWh/a lassen sich beim maximalen PV-Ausbauszenario „Theoretisches Potential“ 74 GWh/a EE-Methangas erzeugen. Inklusive der Abwärme aus dem P2G-Prozess für Fernwärme beträgt die Nutzwärme bei Variante 1 „WKK+WP“ 152 GWh/a, Variante 2 „Gas-WP“ 112 GWh/a und Variante 3 „Gaskessel“ 80 GWh/a (Abbildung 54). Falls der Focus auf dem maximalen Output an Nutzwärme im Verhältnis zum Input an PV-Überschüssen liegt, ist die Kombination von WKK und elektrischen Wärmepumpen zu empfehlen. Maximal ein Drittel der heute mit fossilem Methangas versorgten Wohnflächen wäre zukünftig noch an das Methangasnetz angeschlossen. Bei der Wärmeerzeugung durch Gas-Wärmepumpen würden dagegen 90% am Gasnetz verbleiben, wobei der Nutzwärmeoutput im Vergleich zur Variante WKK+WP um 25% geringer ist.

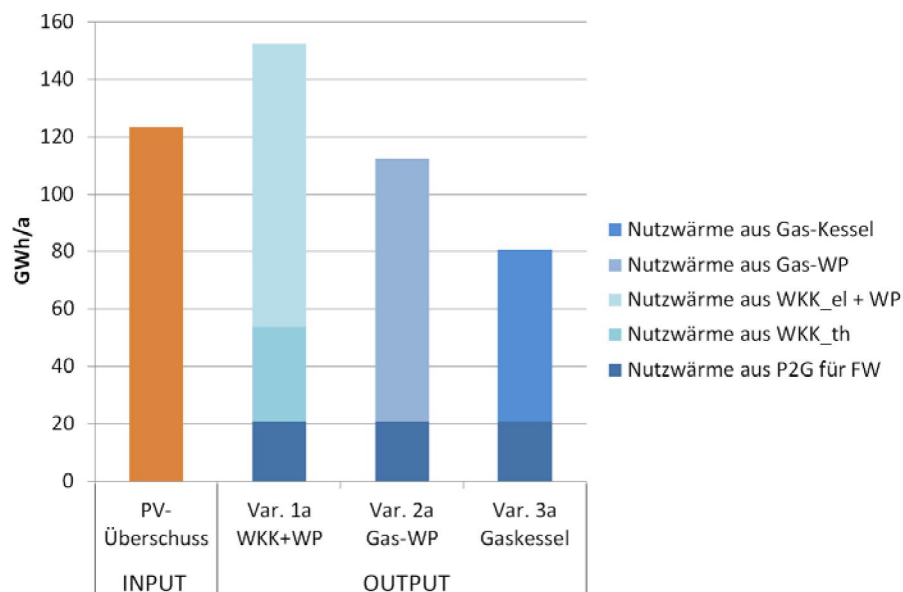


Abbildung 54: Mit Hilfe eines PV-Überschusses von 123 GWh/a produzierbare Nutzwärme für Wärmeerzeugervarianten 1, 2, 3.

Falls der Wärmebedarf der derzeit mit fossilem Methangas bedienten Haushalte bis 2050 vollständig mit EE-Methangas substituiert werden soll, sind dafür in Abhängigkeit der betrachteten Wärmeerzeugervarianten PV-Überschüsse gemäss Abbildung 55 notwendig. Die Abwärme des P2G-Prozesses wurden hierbei nicht eingerechnet. Für den zukünftigen Wärmebedarf von 99 GWh/a sind für WKK+WP 92 GWh PV-Überschüsse notwendig, für Gas-Wärmepumpen 134 GWh/a und für die Wärmeerzeugung mit Gaskesseln 206 GWh/a.

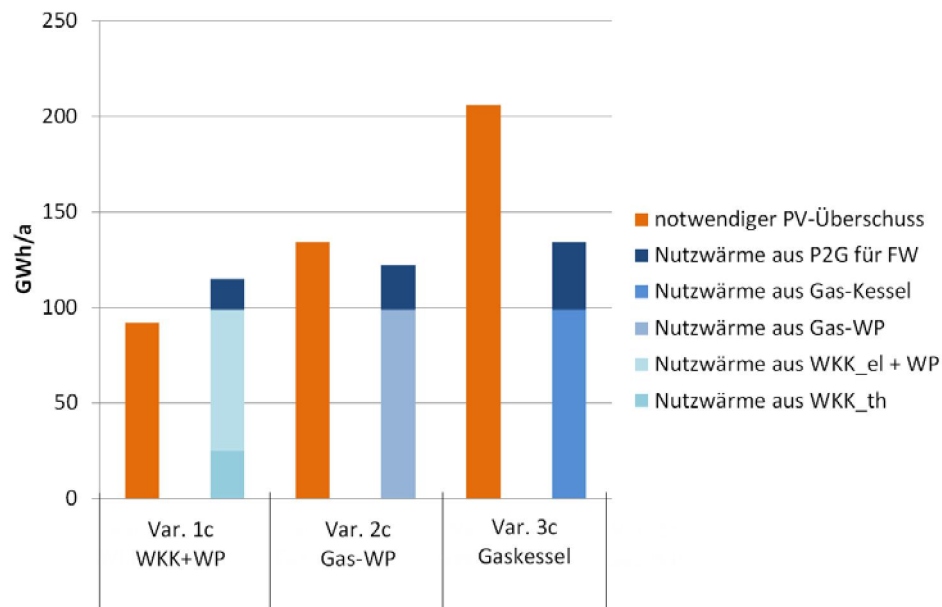


Abbildung 55: Für einen Nutzwärmebedarf von 99 GWh/a notwendige PV-Überschüsse für verschiedene Wärme-erzeugervarianten.

Erforderliche P2G-Leistung und EE-Methangasspeicher

Exemplarisch wird für das maximale PV Ausbaupotential mit einem PV-Überschuss von 123 GWh/a abgeschätzt, welche Leistung die P2G-Anlage und welche Grösse der EE-Methangasspeicher haben müssten, um die pro Jahr produzierten 74 GWh EE-Methangas für die Wärmeerzeugung von Raum- und Brauchwarmwasserwärme ganzjährig nutzen zu können. Dafür wurde angenommen, dass die Speicherung zweistufig erfolgt. Nach dem Hydrolyseprozess kann EE-H₂ bei Bedarf in einem Kurzzeit-Tagespufferspeicher zwischengespeichert werden. Leistungsspitzen der Methanisierung können somit reduziert, und die Abwärmenutzung verbessert werden. In Abhängigkeit der Ausrichtung der PV-Anlagen und der Einstrahlung wird die Leistung der P2G-Anlage gemäss den Ergebnissen des GBI (5.1.3) mit 45-55 MW abgeschätzt.

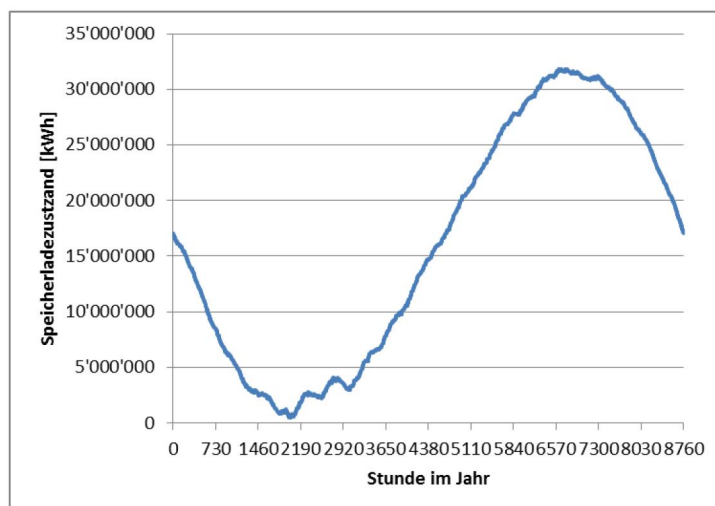


Abbildung 56: Jahresverlauf des Ladezustands des Methangasspeichers für einen PV-Überschuss von 123 GWh/a und eine EE-Methangasproduktion von 74 GWh/a.

Um die ganzjährige Versorgung methangasbetriebener Wärmeerzeuger mit EE-Methangas sicherzustellen, wäre eine Kapazität des EE-Methangasspeichers von ca. 30-40 GWh notwendig. Das Maximum des Speicherladezustands wird im Oktober vor Beginn der

Heizperiode erreicht (Abbildung 56). Das Minimum liegt Ende der Heizperiode im März. Die erforderliche Speichergrösse ist wesentlich vom Wärmebedarf der Gebäude und der Ausrichtung der PV-Anlagen abhängig. Bei südorientierter vertikaler PV (Fassade) liegt das Ertragsmaximum im Frühjahr/Spätsommer und der Jahresleistungsgang ist gleichmässiger als bei Dachanlagen (Abbildung 57). Durch die Vielfalt verschiedener Ausrichtungen der PV-Anlagen können Leistungsspitzen abgeflacht und der Speicher geringer dimensioniert werden.

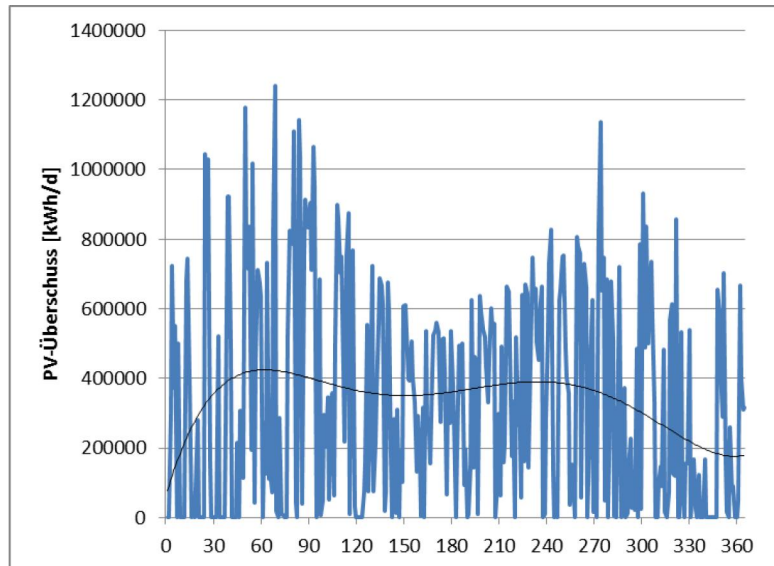


Abbildung 57: Jahresverlauf der PV-Überschüsse pro Tag bei einer hypothetischen Ausrichtung sämtlicher PV-Anlagen 90° nach Süden.

Einsparung Treibhausgasemissionen

Die Stadt St. Gallen hat im EnK 2050 das Ziel formuliert, die CO₂-Emissionen massiv zu senken. Ein Teil der Wärmeerzeugung ist im Szenario 2050 dennoch mit fossilem Methangas durch WKK für Fernwärme, Nahwärmeverbünde und Klein-BHKWs vorgesehen. Die Substitution durch EE-Methangas ermöglicht es, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Für die Gegenüberstellung wurden die Emissionen der überschüssigen PV-Erträge berechnet, die mit Hilfe P2G in EE-Methangas und Abwärme für Fernwärme umgewandelt werden. Hierbei ist anzumerken, dass Berechnung auf heute ermittelten Treibhausgasemissionen der PV basiert. Zukünftig ist u.a. aufgrund gesteigerter Wirkungsgrade und Materialeffizienz von geringeren Treibhausgasemissionskoeffizienten auszugehen. Bei der Berechnung wurden zusätzlich die Verluste des EE-Methangasspeichers vom EE-Methangasertrag abgezogen. Die Treibhausgasemissionen der für den P2G-Prozess und die Speicherung notwendigen Infrastruktur wurden grob abgeschätzt und ebenfalls berücksichtigt. Die Summe der Treibhausgasemissionen werden mit den Emissionen herkömmlicher Energiebereitstellung verglichen. Demnach lassen sich durch die Substitution etwa 5'000 Tonnen CO₂ pro Jahr einsparen, was einer Reduktion um 30% im Vergleich zur herkömmlichen Energiebereitstellung entspricht.

Tabelle 15: Treibhausgasemissionen von P2G im Vergleich zu herkömmlicher Energiebereitstellung für einen PV-Überschuss von 123 GWh/a.

	Treibhausgasemissionen pro kWh kg CO ₂ -eq/kWh	Endenergie pro Jahr GWh/a	Treibhausgasemissionen gesamt t CO ₂ -eq/a
Treibhausgasemissionen P2G			
PV-Überschuss (PV-Schrägdach ab Netz) ¹	0.085	123	10'455
P2G Prozess + Speicher ²	0.011	123	1'353
Summe			11'808
P2G (Output)			
EE-Methangas 60%		74	
EE-Methangas Verluste Gasspeicher 5%		-4	
Fernwärme – Abwärme P2G 20%		25	
Treibhausgasemissionen herkömmliche Energiebereitstellung (vgl. Output P2G)			
Fossiles Methangas ¹	0.228	70	15'960
Fernwärme St. Gallen 2050 ³	0.035	25	875
Summe			16'835
Einsparung Treibhausgasemissionen durch P2G in Tonnen pro Jahr			5'027
			30%

Datenquelle Treibhausgasemissionen pro kWh:

¹ KBOB – Ökobilanzdaten im Baubereich, Stand 2014 [11]

² eigene Abschätzung – P2G-Anlage und EE-Methangasspeicher. Grundlage [11]

³ Energieszenarienrechner AUE Stadt St. Gallen

Fallstudie Setz-Haus

Modellgebäude

Das GBI wird am Beispiel eines nach neuesten, energieeffizienten Baustandards errichteten Bestandsgebäudes validiert [52] und ist stellvertretend für einen angenommenen, in 2050 realisierbaren Standard. Davon werden dann auch grössere Gebäudebereiche abgeleitet. Dabei ist zu beachten, dass bei höheren Gebäuden, ab drei Geschossen aufwärts, die energetische Autarkie schlechter wird, bezogen auf das Verhältnis von EBF zur Fläche PV auf dem Dach. Dies ist bedeutend vor allem im Hinblick, dass gemäss noveliertem Raumplanungsgesetz (Frühjahr 2014) eine Verdichtung angestrebt wird, die dann in bereits gebauten Siedlungen auch zu Aufstockungen führen kann. Dafür dürfte wiederum bei grösseren Gebäuden die Anforderung an ein strengeres Q_h leichter zu erreichen sein, weil die Gebäudehüllzahl (A_{th} / A_E gemäss [37]) kleiner wird. So kann wieder zumindest ein Teil zurückgewonnen werden, weil sich das Verhältniss von EBF zur Aussenhülle aus energetischer Sicht verbessert und dadurch weniger Transmissionswärmeverluste pro EBF entstehen. Dies natürlich nur, wenn eine kompakte Bauweise beibehalten wird.

Beim Setz-Haus handelt sich um ein kleines, in Massivbauweise errichtetes Mehrfamilienhaus in Rupperswil im Kanton Aargau, für das im Rahmen eines mehrjährigen Messprogramms umfangreiche Energiedaten vorliegen. Das zweigeschossige, unterkellerte Gebäude hat eine beheizte Wohnfläche von 320 m² und ist mit Minergie-P-ECO (AG-005-P-ECO) zer-

tifiziert. Die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser wird zu 100% mit einer Sole/Wasser-Wärmepumpe erzeugt. Die Raumwärmeabgabe erfolgt über eine Fussbodenheizung. Das Gebäude verfügt über eine mechanische Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung. Bei Aussenlufttemperaturen über 20 °C wird die Zuluft über einen Wärmetauscher geführt und über die umgewälzte Sole vorgekühlt. Das Haus eignet sich auch, weil die Messdaten der PV-Anlage vorhanden sind und so die Eigenproduktion von erneuerbarem Strom für P2G zum zugehörigen Objekt simuliert werden kann.

Validierung Berechnungen für PV-Ertrag

Das Gebäude verfügt über eine PV-Anlage mit 102,7 m² Panelfläche, bestehend aus 63 monokristallinen Modulen vom Typ Sunpower SPR-318-WHT-D und drei Wechselrichtern, Typ SMA Sunny Mini Central 6000 A. Eine mit der Software Polysun durchgeführte Berechnung liefert einen jährlichen PV-Ertrag von 19'780 kWh. Messungen des PV-Ertrags der PV-Anlage im laufenden Betrieb liefern Elektrizitätsmengen zwischen 18'000 kWh und 19'800 kWh.

Das GBI gibt als Resultat für 103 m² PV-Fläche und 0° Modulneigung am Standort Wynau einen PV-Jahresertrag von 19'865 kWh aus. Die gute Übereinstimmung (Differenz 0.3%) der im GBI erzielten Resultate mit den Ergebnissen der Modellrechnung in Polysun und den Messdaten an der realen PV-Anlage lässt den Schluss zu, dass das es für den PV-Ertrag valide Daten liefert.

Validierungen Berechnungen für spezifischen Heizwärmebedarf Q_h

Für die Validierungsrechnungen wird der Heizwärmebedarf des GBI mit den Ergebnissen der Heizwärmebedarfsberechnungen aus dem SIA380/1-Rechentool der zentralschweizer Kantone gegenübergestellt. Die Energiebezugsfläche, die Gebäudegeometrie sowie die Transmissions- und Lüftungswärmeverluste wurden aus dem Beispielgebäude MFH Setz, Rupperswil abgeleitet. Die Ergebnisse des GBI weisen einen jährlichen Heizwärmebedarf von 4'800 kWh aus, was in etwa den Resultaten des SIA-Tools (5'000 kWh) entspricht. Die Abweichung zwischen den Berechnungen beträgt etwa 4%, somit kann davon ausgegangen werden, dass die Heizwärmebedarfsberechnungen valide ist. Die Verteilung der stündlichen Wärmebedarfswerte des GBI wird durch direkten Vergleich mit dem entsprechenden Werten des Polysun-Modells validiert.

Berechnungen für Warmwasserbedarf Q_{ww}

Das GBI geht von einem spezifischen Wärmebedarf von 13.8 kWh/(m²a) für EFH sowie von 20.8 kWh/(m²a) für MFH aus. Diese Werte entsprechen den Vorgabewerten der SIA 380/1 und können ohne weitere Überprüfung als validiert angenommen werden. Das GBI bietet die Möglichkeit, den spezifischen Warmwasserbedarf an die Verteilung von EFH und MFH im Modellgebiet prozentual anzupassen. Am Beispiel von fünf unterschiedlichen Verhältnissen (EFH/ MFH: 0.1/0.9, 0.2/0.8, 0.3/0.7, 0.4/0.6, 0.5/0.5) konnte geprüft werden, dass die Anpassung des spezifischen Warmwasserbedarfs entsprechend des Verhältnisses der Gebäudetypen erfolgt.

Gebäudetypen

Der Gebäudepark wird hier grob anhand von sechs Gebäudetypen wie folgt repräsentiert. Jeder der sechs Gebäudetypen steht für den charakteristischen Baustandard einer Epoche. Diese Einstellungen sind im GBI als Standardwerte voreingetragen und können vom Nutzer angepasst werden. Langfristig werden besser wärmegeämmte Gebäude angestrebt. Kurzfristig sind auch schlechter wärmegeämmte Gebäude möglich, da jede Substitution von fossilem Methangas, ab Beginn mit EE-H₂ bis EE-CH₄ auf dem Weg bis 2050 sinnvoll ist (siehe Abbildung 83).

Tabelle 16: Gebäudetypen repräsentiert anhand Epoche und spezifischen Ramwärmebedarf.

Spez. Heizwärmebedarf Q_h	Szenario 1970	Szenario 1990	Szenario 2015	Szenario 2020	Szenario 2030	Szenario 2050
15 kWh/(m ² *a)						100%
25 kWh/(m ² *a)					100%	
45 kWh/(m ² *a)				100%		
60 kWh/(m ² *a)			100%			
100 kWh/(m ² *a)		100%				
150 kWh/(m ² *a)	100%					
Art der Wärmeerzeugung	Gaskessel	Gaskessel	Gaskessel	Gaskessel, Teilersatz mit WKK	Gaskessel, Teilersatz mit WKK	Wenig Gaskessel, WKK

Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivität des GBI wird am Beispiel von vier verschiedenen EBF-Werten (1, 100, 10'000, 100'000'000 m²) bestimmt. Der Wert von 1 m² EBF soll beispielhaft für das kleinste veränderbare Eingabeinkrement stehen. Der Wert von 100 m² EBF wird gewählt, um eine typische Einzelwohnung abzubilden. 10'000 m² EBF stehen repräsentativ für die Quartiergrösse, 100'000'000 m² EBF für die gesamthafte EBF aller Haushalte in der Schweiz, die am heutigen Gasnetz angeschlossen sind (Stand 2012: 114'100'000 m²).

Das Verhältnis zwischen EBF und PV-Fläche wird auf 1:3 festgelegt, der Systemwirkungsgrad der PV beträgt 20%, das Verhältnis der Gebäudetypen EFH und MFH für Warmwasser wird auf 0.5/0.5 definiert. Als Wärmeerzeuger für Heizwärme und Warmwasser wird ein Gaskessel angenommen.

Die klimatischen Bedingungen der Schweiz werden durch drei Modellstandorte abgebildet. Die drei gewählten Standorte bilden einen Auszug typischer klimatischer Situationen in der Schweiz. Basel repräsentiert das mitteleuropäische Kontinentalklima, Wynau das gemässigte Klima des Mittellandes, der Standort Davos steht für alpine Klimaverhältnisse. Es zeigt sich, dass für alle gewählten Standorte und für jeden der sechs Gebäudetypen ein linearer Zusammenhang zwischen EBF und der bezogenen Menge an von fossilem Methangas sowie zwischen EBF und der abgegebenen Menge an EE-Methangas besteht.

Damit kann gezeigt werden, dass das GBI hinreichend sensitiv, an die klimatischen Rahmenbedingungen adaptierbar und entsprechend der Modellgebietsgrösse skalierbar ist.

Weiterhin wird geprüft, welchen Einfluss die Variation der PV-Anlagengrösse, des Speichervolumens und den PV-Systemwirkungsgrad auf die Resultate hat. Die Variationsbreite der PV-Anlagenfläche erstreckt sich von 500 m² bis 100'000 m², das Volumen des Methangasspeichers 500 kWh bis 200'000 kWh. Der PV-Systemwirkungsgrad wird mit 15%, 20%, 25% sowie 30% definiert.

Die Steigerung der PV-Fläche bei gleichbleibendem Speichervolumen führt bis zu einem Punkt zur Verringerung des notwendigen, fossilen Methangasbezugs. Wird die PV-Fläche über den Wert, der zur vollständigen Deckung des Energiebedarfs erforderlich ist, weiter erhöht, steigt die aus dem Modellgebiet abgegebene Menge EE-Methangas proportional zur PV-Anlagenfläche an.

Ein gesteigerter PV-Systemwirkungsgrad erhöht die solar erzeugte Elektrizitätsmenge und die Menge an produziertem EE-Methangas. Entsprechend kann bei geringerer PV-Fläche

die gleiche Menge EE-Methangas produziert werden. Der PV-Systemwirkungsgrad und die Menge an produziertem EE-Methangas verhalten sich proportional zueinander. Die Erhöhung des Speichervolumens führt zu keinem einheitlichen Ergebnis. Ohne optimierte PV-Anlagengrösse kann weder der Bezug an fossilem Methangas noch der Überschuss von EE-Methangas minimiert werden. Dieser Aspekt macht eine detaillierte Optimierungsrechnung auf Gebäude- und Quartiergrösse erforderlich.

Ansatz erforderliche Optimierungsrechnung

Das Ziel der Optimierungsrechnungen ist, den Raumwärme- und Warmwasserbedarf des Modellgebiets ausschliesslich ohne den Bezug von fossilem Methangas zu decken. Weiterhin soll die Produktion als auch die saisonale Speicherung so abgestimmt werden, dass die Abgabe von im Modellgebiet erneuerbar erzeugtem Methangas über die Systemgrenze hinaus nicht erforderlich ist.

Am Beispiel eines hypothetischen, wie folgt parametrisierten Wohnquartiers wird eine Optimierungsstrategie zur Verringerung eines notwendigen fossilen Methangasbezugs und zur Minimierung EE-Methangasüberschuss entwickelt.

Für den Optimierungsansatz werden die folgenden Rahmenbedingungen festgelegt:

EBF des Modellgebiets:	10'000 m ² ,
spezifische Heizwärmebedarf :	15 kWh/(m ² a)
spezifischer Warmwasserbedarf:	17.8 kWh/(m ² a)
Verhältnis EFH zu MFH:	0.5 zu 0.5

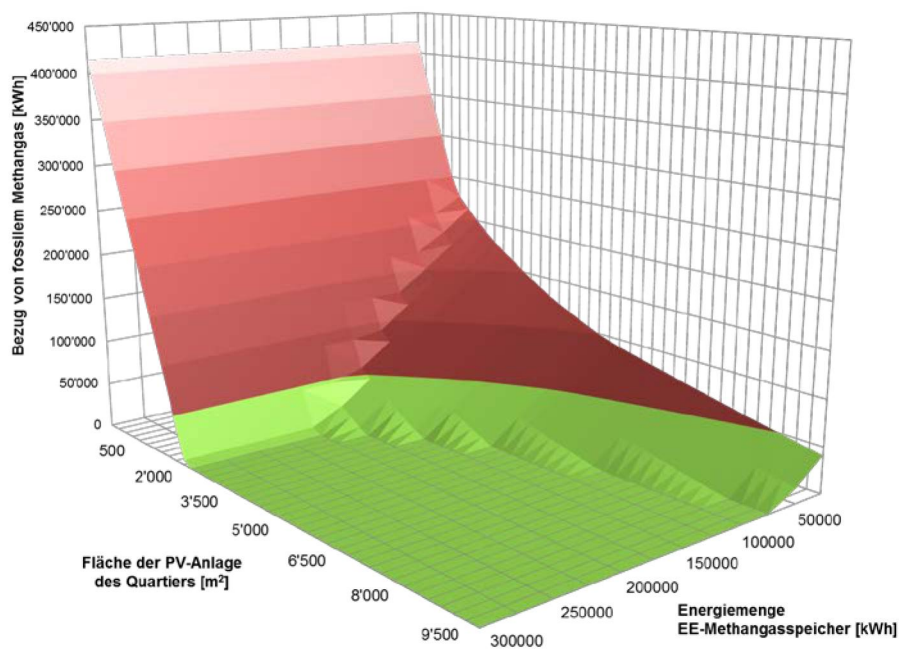


Abbildung 58: Notwendiger Bezug an fossilem Methangas in Abhängigkeit des Speichervolumens und der PV-Anlagenfläche.

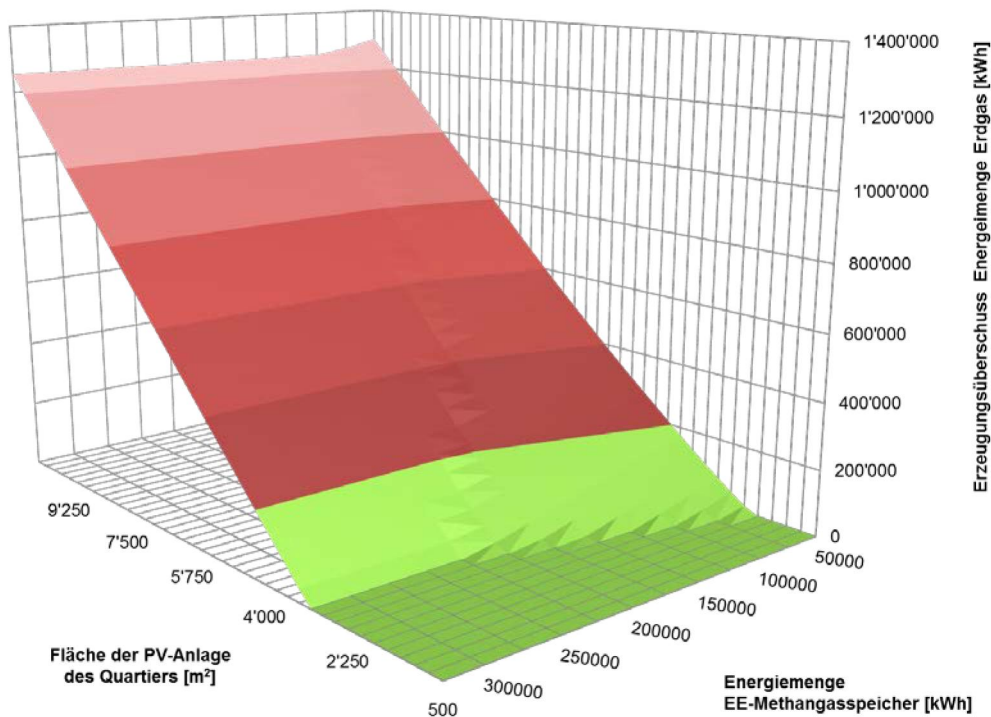


Abbildung 59: Produktionsüberschuss EE-Methangas in Abhängigkeit des Speichervolumens und der PV-Anlagenfläche.

Es ist erkennbar, dass sowohl der Bezug von notwendigem, fossilen Methangas als auch der aus dem Modellgebiet abgegebene EE-Methangasüberschuss mit steigender PV-Anlagenfläche und Speichervolumen sinken. Für beide Abhängigkeiten ergibt sich eine "Nulllinienfunktion", d.h. Verhältnisse aus PV-Anlagenfläche und Speichervolumen bei denen der fossile Methangasbezug respektive der Methangasüberschuss genau Null wird. Der Schnittpunkt der beiden Nulllinienfunktionen definiert die für jeweilige Rahmenbedingungen optimale Speichergösse.

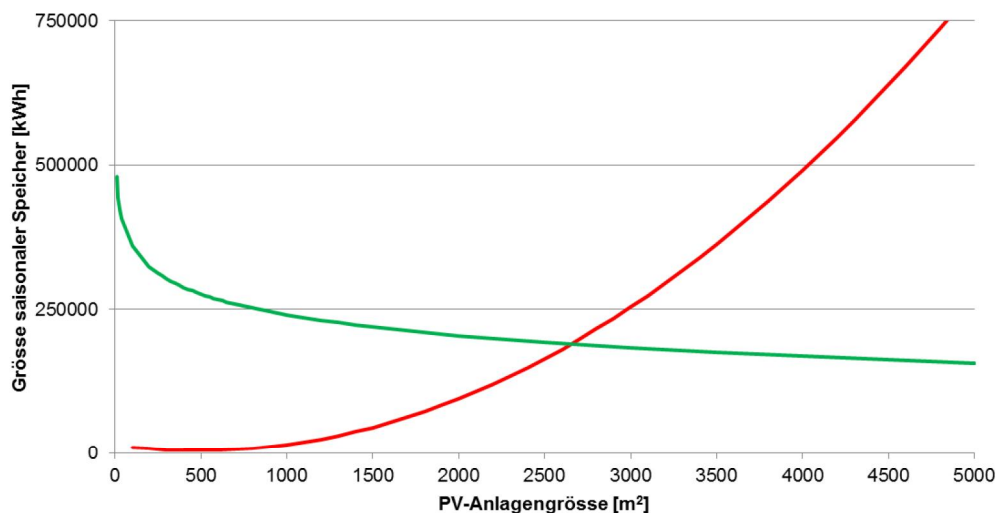


Abbildung 60: Nulllinienfunktion des fossilen Erdgasbezuges (grüner Graf) respektive des EE-Methangasüberschusses (roter Graf) in Abhängigkeit des Speichervolumens und der PV-Anlagenfläche.

Ergebnisse der Optimierungsrechnungen

Der Ansatz für Optimierungsrechnungen wird auf die sechs Gebäudetypen des Gebäudeparks übertragen. Für jeden Gebäudetyp wird für eine EBF von 1 m², 100 m², 1'000 m², 10'000 m² und 100'000'000 m² das Optimum aus PV-Fläche und Speichervolumen bestimmt, bei dem eine Minimalmenge an fossilem Methangas bezogen werden und gleichzeitig möglichst wenig EE-Methangas über die Systemgrenze hinaus abgegeben werden muss. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 17 aufgeführt.

Die Fläche der PV-Anlage (Wirkungsgrad 20%, Modulneigung 45°) wurde im Bereich zwischen 750 m² und 10'000 m² variiert, die Speichergrosse zwischen 50'000 und 325'000 kWh verändert. In allen Optimierungsrechnungen wird ein Gaskessel zur Heizwärme- und Warmwasserbereitung genutzt.

Tabelle 17: PV-Fläche und Grösse des Methangasspeichers, erreichte Bezugs- und Abgabewerte.

Energiebezugsfläche [m ²]	PV Anlagenfläche [m ²]	Grösse des Methangasspeichers [kWh]	Bezug fossiles Methangas [kWh]	Abgabe von erneuerbarem erzeugtem Methangas [kWh]	CO ₂ -Einsparung [kg/a]
Szenario 1970, spezifischer Heizwärmebedarf 150 kWh/(m ² a):					
1	1.2	120	1	1	10
100	120	11'900	2	5	1044
1'000	1'200	121'000	0	43	10'425
10'000	11'985	1'211'000	408	1	104'290
100'000'000	1.20 x 10 ⁸	1.21 x 10 ¹⁰	4'410	250	1.04 x 10 ⁹
Hier kann deutlich erkannt werden, dass schlecht gedämmte Gebäude ungeeignet sind für die Anwendung für die Implementierung des P2G im Gebäudepark. Zwar ist dies theoretisch möglich, jedoch sind die Anforderungen an PV-Flächen und Speicher so gross, dass eine Legitimation anhand der begrenzten Fläche an PV in der Schweiz nicht gegeben ist. Daher ist die Umsetzung von S1 gemäss 4SS3Z so bedeutend für die Effizienzsteigerung der Gebäudehülle.					
Szenario 1990, spezifischer Heizwärmebedarf 100 kWh/(m ² a):					
1	0.9	760	0	2	95
100	84	7'560	0	7	942
1'000	841	75'590	0	68	9'4'01
10'000	8'410	756'000	0	675	94'020
100'000'000	8.41 x 10 ⁷	7.56 x 10 ⁹	1	41'300	9.4 x 10 ⁸
Szenario 2015, spezifischer Heizwärmebedarf 60 kWh/(m ² a):					
1	0.5	50	1	1	73
100	55	4'950	1	1	729
1'000	554	49'500	2	1	7311
10'000	5'580	495'000	1	826	72140
100'000'000	5.54 x 10 ⁷	4.94 x 10 ⁹	1	1	7.1 x 10 ⁸

Szenario 2020, spezifischer Heizwärmebedarf 45 kWh/(m ² a):					
1	0.5	39	1	1	57
100	48	3'851	1	4	575
1'000	447	38'510	1	4	5730
10'000	4'467	385'100	1	1	57'290
100'000'000	4.47×10^7	3.85×10^9	10	1'815	5.7×10^8
Szenario 2030, spezifischer Heizwärmebedarf 25 kWh/(m ² a):					
1	0.3	22	2	3	39
100	30	2'430	56	1	382
1'000	311	24'300	22	351	3'820
10'000	3'029	245'000	1'115	294	38'850
100'000'000	3.1×10^7	2.41×10^9	218	1'151	3.8×10^8
Szenario 2050, spezifischer Heizwärmebedarf 15 kWh/(m ² a):					
1	.2	169	1	1	30
100	24	1'680	1	57	299
1'000	232	16'820	87	13	2'980
10'000	2'311	168'200	1'155	31	29'640
100'000'000	2.31×10^7	1.68×10^9	61	1'179	2.9×10^8

Folgende Erkenntnisse können festgehalten werden:

Nicht für jeden Fall können im GBI der fossile Methangasbezug und der EE-Methangasüberschuss mathematisch auf genau Null optimiert werden. Es ist jedoch möglich für jeden der sechs Gebäudetypen und für alle gewählten EBF eine Kombination aus PV-Anlagenfläche und Grösse des EE-Methangasspeichers zu finden, bei der der fossile Methangasbezug und der EE-Methangasüberschuss einen Minimalwert erreichen.

Raumwärmebedarfswerte über 25 kWh/(m²a) erfordern sehr grosse PV-Anlagenflächen um die erforderliche Elektrizitätsmenge resp. die zur Wärmebereitstellung nötige Menge an EE-Methangas zu produzieren.

Der Zusammenhang zwischen Raumwärmebedarf, PV-Anlagenfläche und Grösse des saisonalen EE-Methangasspeichers wird in der Abbildung 61 an Hand der Variante "10'000 m² EBF" gezeigt. Es ist erkennbar, dass sowohl der Zusammenhang zwischen Heizwärmebedarf und PV-Anlagenfläche als auch das Verhältnis von Heizwärmebedarf und EE-Methangasspeichergrosse linear ausfällt.

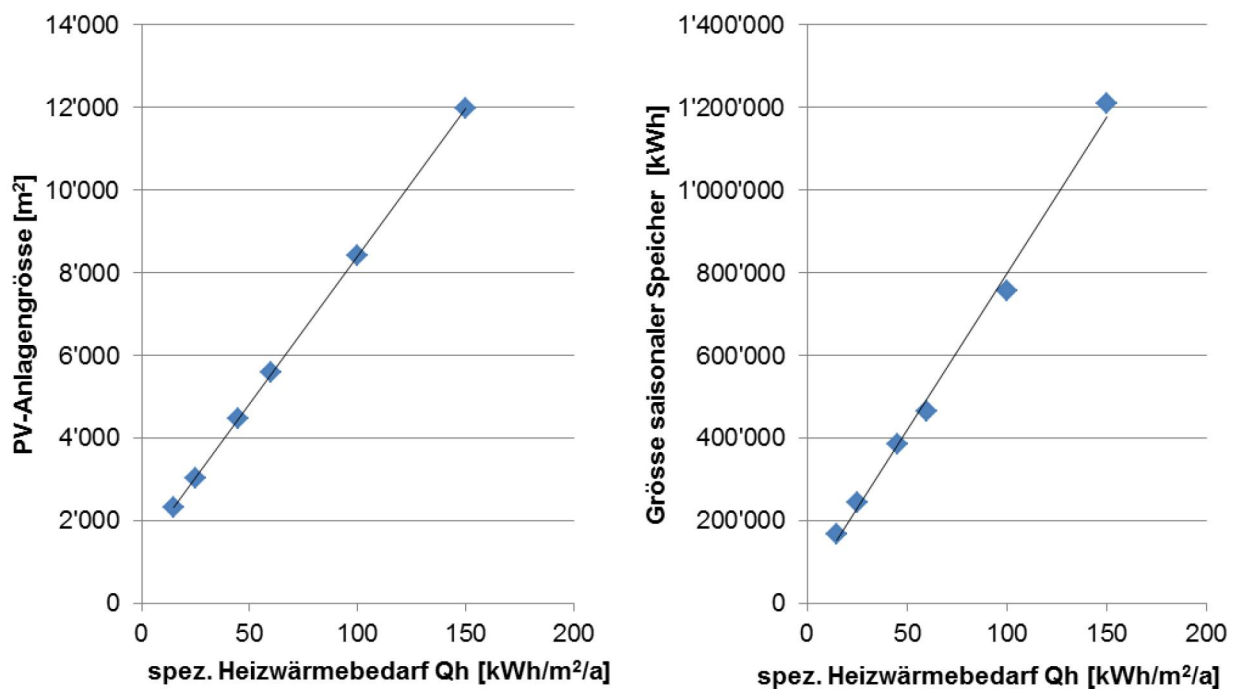


Abbildung 61: Zusammenhang zwischen PV-Anlagengrösse.

Modellgebiet Szenario 2050

Wie die Optimierungsrechnungen zeigen, hängt die sinnvolle Dimensionierung der PV-Anlage und der Speichergrösse entscheidend vom Heizwärmebedarf des zu versorgenden Gebäudes ab. Für die Umsetzung der Implementierung ist die Umsetzung S1 4SS3Z unabdingbar, da ansonsten das System nicht "greift". Um zu zeigen welche Möglichkeiten die technologische Fortentwicklung der Photovoltaik, des Gebäudestandards und der Zugewinn an Innovationen bei der Wärmeerzeugung bieten, wird ein hypothetisches Wohnquartier genutzt. Die EBF des Quartiers beläuft sich auf 10'000 m², der Raumwärmebedarfs beträgt 15 kWh/(m²a) der spezifische Warmwasserbedarf 17.8 kWh/(m²a). Das Verhältnis zwischen EFH und MFH im Wohnquartier wird mit 0.5 zu 0.5 angenommen.

Die in den letzten Jahren erkennbaren Weiterentwicklungen der PV-Technologien lassen den Schluss zu, dass zukünftig Systemwirkungsgrade von 30% zu erwarten sind. Es wird angenommen, dass derartige PV-Module in der Praxis eingesetzt werden können und die Modellsiedlung entsprechend ausgerüstet ist. Der abnehmende Wärmebedarf bei verbessertem Wärmeschutz und konsequent minimierten Wärmeverlust führt zu leistungsschwächer dimensionierten Wärmeerzeugern. Es erscheint sinnvoll, das EE-Methangas nicht nur in einfachen thermischen Wärmeerzeugern verbrannt, sondern mit einem gekoppelten Verfahren zusätzlich Elektrizität erzeugt werden könnte (siehe auch Problem Anschlussleistung in 2050, 5.4.2).

Die Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) ist eine Alternative zu konventionellen Heizsystemen. Zusätzlich zum Heizwärme- und Warmwasserbedarf der Modellsiedlung kann Strom produziert werden. Dieser wird bei zeitgleichem Elektrizitätsbedarf direkt in der Modellsiedlung genutzt. Nicht genutzter Strom könnte in das Netz des örtlichen Energieversorgers eingespeist und vergütet werden. Diese Art der Wärmeerzeugung liefert Elektrizität als "Abfallprodukt" der Wärmeerzeugung und wird somit vorerst als wärmegeführt angewendet.

Bei einer PV-Fläche von 3'030 m² und einer Speicherkapazität von 250'000 kWh wird genau so viel Gas produziert, wie im Jahresverlauf gebraucht wird. Der Methangasspeicher wird im Jahresverlauf einmal bis zum maximalen Speicherdruck (200 bar) gefüllt und anschliessend bis zur fast vollständigen Entleerung entladen.

Wird auf den zusätzlichen Nutzen der WKK-geführten Elektrizitätserzeugung verzichtet und alternativ ein einfacher Gaskessel zur Wärmeerzeugung genutzt, kann die zur vollständigen Wärmeversorgung erforderliche PV-Anlagenfläche und das erforderliche Speichervolumen reduziert werden.

Eine identisch parametrisierte Modellsiedlung mit Wärmeerzeugung per Gaskessel erfordert lediglich eine PV-Fläche von 2'311 m² und eine Speicherkapazität von 168'200 kWh zur autarken Wärmeversorgung. Gegenüber der Modellsiedlung mit WKK verringert sich die PV-Anlagenfläche um etwa 700 m² (-24%), der saisonale Methangasspeicher kann um 81'600 kWh (-33%) verkleinert werden.

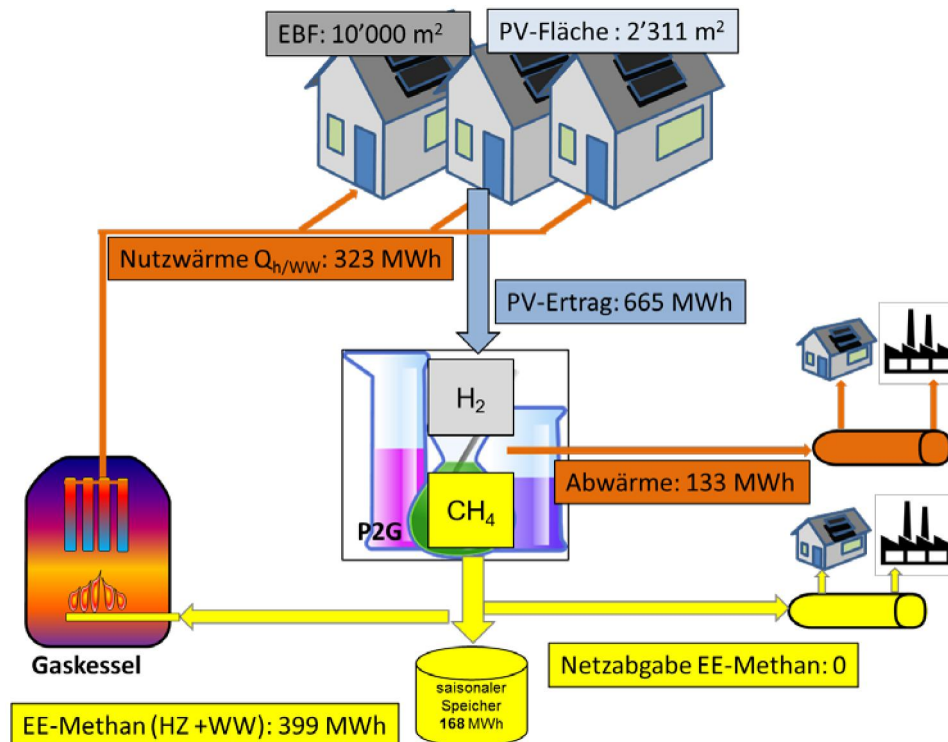


Abbildung 64: Schematische Energieflüsse einer Modellsiedlung mit Gaskessel.

Eine weitere Vergrößerung der PV-Anlagenfläche oder ein höheres Methangasspeichervermögen steigern den Nutzen der solaren Methangasproduktion für die Modellsiedlung nicht. Bei Erhöhung beider Parameter über den Optimumfall hinaus erhöht sich der EE-Methangasüberschuss über die Systemgrenze des Modellgebiets. Dieser Umstand ist dann von Nutzen, wenn das EE-Methangas an Gebäude im näheren Umfeld der Modellsiedlung abgegeben (z.B. mit höherem Q_h) oder in ein Verteilnetz eingespeist werden könnte, z.B. für Industrielle Nutzung. Damit könnte der Gebäudepark auch einen Teil für den ausserhalb der Systemgrenze GEMEN liegenden Methangasbedarf decken.

Bemerkung CO₂-Einsparung

Der Zusammenhang zwischen spezifischem Heizwärmebedarf Q_h und CO₂-Einsparung ist zwischen 15 kWh/(m²a) und 60 kWh/(m²a) nahezu linear und die Kurve fällt stärker mit geringerem Q_h . Bei Werten oberhalb von 100 kWh/(m²a) tritt ein Abflachen der Kurve ein.

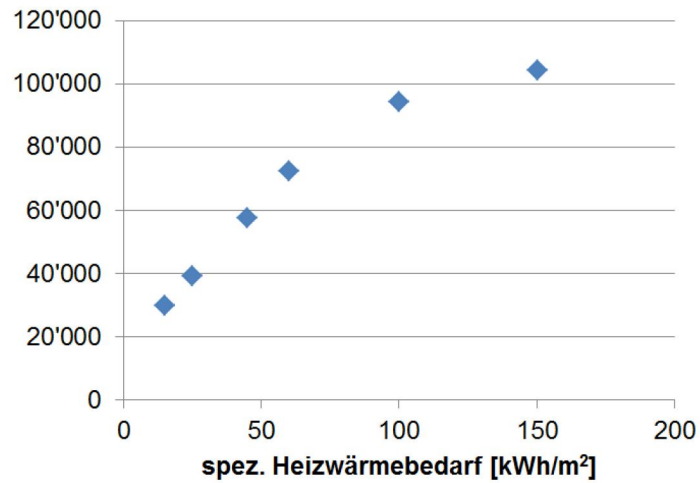


Abbildung 65: Zusammenhang spezifischer Heizwärmebedarf und CO₂-Einsparung.

Dies bedeutet, dass die CO₂-Einsparung bei kleineren Q_h schneller vermindert wird.

Für eine detaillierte Auseinandersetzung der Ursachen siehe den Abschnitt "Berechnungen mit dem GBI" im Kapitel 5.2.3.

5.2. Schritt 2: Identifikation von Vorteilen und Schwachstellen

Für eine Weiterentwicklung der bestehenden Methangasinfrastruktur für die am heutigen Gasnetz angeschlossenen Haushalte bis 2050 sind hier die wichtigsten Punkte aufgelistet, die zu berücksichtigen oder gänzlich zu lösen wären. Sie betreffen zu einem grossen Teil die Entscheidungsfindung und die Planung. Der Ablauf von Kapitel 5.2 bis 5.5 ist wie folgt: es werden Problembereiche identifiziert und beschrieben, dann was für eine Weiterentwicklung des bestehenden Netzes entscheidend wäre, dazu genannt werden die Umsetzungshindernisse und am Schluss die Handlungsempfehlungen anhand des allgemein bekannten Rasters der Instrumente der Umweltpolitik aufgezählt.

5.2.1. Übergeordnete Umweltbetrachtung

Die 4SS3Z zur Energiewende ist eine verbindliche Leitlinie für die Beurteilung der Übereinstimmung mit künftiger Energiepolitik. Sie berücksichtigt aber direkt aus Sicht der Umwelt nur teilweise allgemeine Umweltbelange. Wie z.B. Ökobilanzen zu auch biogenen Treibstoffen zeigen, kann die Nutzung von erneuerbaren Ressourcen zu unerwünschten Umweltauswirkungen (Rebound-Effekte wie z.B. Flächenkonkurrenz gegenüber Nahrungsmitteln) führen, auch wenn die klimarelevanten Emissionen gemäss Z2 4SS3Z gesenkt werden könnten. Es ist längerfristig nützlich, wenn relevante Umweltauswirkungen parallel zur 4SS3Z zumindest im Auge behalten werden. Bevor eine Implementierung des P2G-Vefahrens auf die Vor- und Nachteile bei technischen und sozio-ökonomischen Prozessketten aus rein anthropogener Sicht eingegangen wird, gilt es zuerst zumindest eine grobe Betrachtung aus Sicht der Umwelt festzuhalten.

Damit soll durch das Vorsorgeprinzip verhindert werden, dass z.B. vorhersehbare Rebound-Effekte zu einem späteren Zeitpunkt die Vorteile wieder in Frage stellen. Die Überlegungen wurden teilweise mit Fachleuten aus der Ökobilanzierung³ durchgeführt, um so einen gesicherten Überblick über diese Umweltbetrachtung als Überbau zu erhalten. Eigentlich müssten auch die Strom- und Fernwärmenetze genauso untersucht werden, um einen aktuellen Vergleich zu erhalten.

Die Betrachtung aus Sicht der Implementierung von P2G im Gebäudepark soll als eine von vielen Entscheidungshilfen dienen, um sicherer über den Fortbestand/Rückbau von künftigen Gasnetzen mit EE-Methangas zu entscheiden.

Bei der ganzheitlichen Betrachtung können hier nicht alle ökologischen Aspekte bis ins letzte Detail identifiziert werden. Es soll ein Ausblick entstehen, der zumindest zur Plausibilisierung beiträgt und dass nichts Wichtiges entgeht oder erst später ganz unverhofft zum Vorschein kommen würde. Interventionsstudien sind unentbehrlich. Sollten sich aufgrund der kommenden Darstellung noch Hinweise ergeben, die nach weiteren Untersuchungen verlangen. Dies kann z.B. in Form von Wirkungsanalysen sein, mit einer Aufarbeitung neuer Daten anhand einer Ökobilanzierung des P2G für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser als neue Heizenergie (ähnlich der Schriftenreihe Umwelt, [34]). Damit wären auch die UBP (Umweltbelastungspunkte) in Übereinstimmung mit der Umweltpolitik greifbarer.

Ansatz Substitutionsprinzip

Die Menge an Umwelteinwirkungen und auch Erfüllungen der von der Energiewende verlangten Strategien und Zielen dürften hier durch das Substitutionsprinzip des Stoffes Methan überblickbar sein (siehe 5.2.2). Problemorientiert betrachtet handelt es sich um ein bekanntes Vorgehen mit bekannten Auswirkungen wie bei Koppel- und Nebenprodukten.

Von nicht unerheblicher Bedeutung ist aufgrund längerfristiger Betrachtung auch die System-Substitution: die Schaffung eines neuen Systems mit EE-Methangas kann auch als Gegen-

³ Dr. Fredy Dinkel, Carbotech AG, Basel

system zum alten, fossilen Methangas betrachtet werden und bestenfalls das alte sogar überflüssig machen. Bei wirtschaftlichem Erfolg von EE-Methangas würden Weiterführungen der klassischen Förderungen wie Fracking oder Methanhydrat allenfalls gar nicht mehr notwendig. Auf weitsichtiger Ebene müssten dabei die bis heute nicht internalisierten Umweltkosten in Betracht gezogen werden. Besonders dann, wenn die Umweltbelastungen schon bei der Förderung oder sogar ein Restrisiko eines "Grösst Anzunehmenden Unfalls" wie bei z.B. der Methanhydratgewinnung [53] aus den Meeren denkbar wäre. Die klassische Förderung von fossilem Methangas müsste nicht vollständig gestoppt, aber in einer anderen zeitlichen Förderkonzentration weitergeführt werden, die z.B. an die Regenerationskapazität des Klimasystems angepasst wäre.

Es werden von zwei Grundfragen ausgehend denkbare Umweltauswirkungen in 12 Bereichen betrachtet. Die Aufzählung ist nicht abschliessend, der Hinweis auf Interventionsstudien wurde gemacht.

Grundfrage 1: Führt die Verwendung von EE-Methangas und den Folgeprodukten, resp. die dazu notwendige Infrastruktur und die neuen Prozesse zu dessen Herstellung in gewissen Bereichen zu einer Erhöhung der Expositionen in der Umwelt?

Grundfrage 2: Hat diese Exposition lästige oder schädliche Auswirkungen auf die Umwelt, definiert gemäss Bundesgesetz über den Umweltschutz [25] (Stand 1. Juli 2014). Dazu sind folgende Artikel besonders relevant für den Einstieg in die Beantwortung. In Abänderung des Originaltextes werden zum besseren Erkennen die wichtigen Punkte hervorgehoben.

Art. 1 Zweck

¹ Dieses Gesetz soll Menschen, Tiere und Pflanzen, ihre Lebensgemeinschaften und **Lebensräume** gegen **schädliche** oder **lästige Einwirkungen** schützen sowie die natürlichen Lebensgrundlagen, insbesondere die biologische Vielfalt und die Fruchtbarkeit des Bodens, dauerhaft erhalten.

² **Im Sinne der Vorsorge** sind Einwirkungen, die schädlich oder lästig **werden könnten, frühzeitig** zu begrenzen.

Art. 7 Definitionen

¹ Einwirkungen sind **Luftverunreinigungen**, Lärm, Erschütterungen, Strahlen, Gewässerverunreinigungen oder andere Eingriffe in Gewässer, Bodenbelastungen, Veränderungen des Erbmaterials von Organismen oder der biologischen Vielfalt, die durch den **Bau und Betrieb von Anlagen**, durch den Umgang mit Stoffen, Organismen oder Abfällen oder durch die Bewirtschaftung des Bodens erzeugt werden.

² **Luftverunreinigungen**, Lärm, Erschütterungen und Strahlen werden beim Austritt aus Anlagen als Emissionen, am Ort ihres Einwirkens als Immissionen bezeichnet.

³ Luftverunreinigungen sind Veränderungen des natürlichen Zustandes der Luft, namentlich durch Rauch, Russ, Staub, **Gase**, Aerosole, Dämpfe, Geruch oder **Abwärme**.

⁴ Dem Lärm sind Infra- und Ultraschall gleichgestellt.

^{4bis} Bodenbelastungen sind physikalische, chemische und biologische Veränderungen der natürlichen Beschaffenheit des Bodens. Als **Boden gilt nur die oberste**, unversiegelte Erdschicht, in der Pflanzen wachsen können.

Art. 11 Grundsatz

¹ **Luftverunreinigungen**, Lärm, Erschütterungen und Strahlen werden durch Massnahmen **bei der Quelle begrenzt** (Emissionsbegrenzungen).

² **Unabhängig von der bestehenden Umweltbelastung sind Emissionen im Rahmen der Vorsorge so weit zu begrenzen, als dies technisch und betrieblich möglich und wirtschaftlich tragbar ist.**

³ Die Emissionsbegrenzungen **werden verschärft**, wenn feststeht **oder zu erwarten ist**, dass die Einwirkungen unter Berücksichtigung der bestehenden Umweltbelastung schädlich oder lästig werden.

Als Hauptprodukt wird hier das EE-Methangas und die für die Fernwärme nutzbare Abwärme aus dem ~ 200-400 °C heissen Methanisierungsprozess (Wirkungsgraderhöhung um ~ 20%) angenommen. Der Prozess der Herstellung von EE-Methangas ist unter 2.4 beschrieben. Als Koppelprodukt kann das bei der Hydrolyse abgegebene O₂ gelten. Dieses wird aber nicht weiter im Prozess für eine Raum- oder Warmwassererzeugung verwendet und daher nicht weiter betrachtet. Es handelt sich dabei aus ökologischer Sicht nicht um eine schädliche Emission. Das O₂ könnte auch ohne weitere Verwendung direkt an die Umgebungsluft abgegeben werden. Der vorhandene O₂-Anteil in einer Umgebungsluft von rund 21% wird durch diese Immission nicht massgeblich beeinträchtigt.

Als Hauptstruktur für eine mögliche Problemidentifikation werden 12 Umweltbereiche beleuchtet und dazu nur die wesentlichen Aspekte benannt. Diese Reduktion ist notwendig, weil sich die Aspekte im komplex, dynamischen Bereich der Ökologie nahezu unendlich vertiefen liesse. Die Bewertungen können je nach Fachperson und Prioritäten unterschiedlich erfolgen und hängen auch vom momentanen Wissenstand in der Umweltforschung ab. Da aber Methan wenigstens kein naturfremder Stoff ist, d.h. auch natürlich in Luft und Boden vorkommt, können die heutigen Auswirkungen als gut bekannt gelten, vorausgesetzt die Konzentrationen bleiben in normalen Bereichen.

Rohstoffe:

Gemäss ETOGAS handelt es sich um langlebige Anlagen, die eine Lebensdauer von rund 30 Jahren haben. Die Herstellungsmaterialien der Anlagen bestehen aus Stahl und Plastik. Der Nickel-Katalysator für die Hydrolyse und Methanisierung wird alle 8-12 Jahre recyclet. Der Laugenkreislauf von NaOH und KOH wird fachlich entsorgt.

Des Weiteren sind die Rohstoffe für EE-Methangas-Speicher und Anteile für die dazu erneuerbaren Strom erzeugenden Anlagen dazu zu rechnen.

Energetische Ressourcen:

Der Bedarf an energetischen Ressourcen wird als kumulierter Energieaufwand angegeben. Dies entspricht dem Bedarf an erneuerbaren und nicht erneuerbaren energetischen Ressourcen (graue Energie) über den gesamten Lebensweg. In diesem Zusammenhang sind vor allem die nicht erneuerbaren Ressourcen von Interesse.

Aus der Literatur ist bekannt, dass für die Bereitstellung von erneuerbarem Strom (z.B. Wind oder Sonne) wesentlich weniger nicht erneuerbare Ressourcen benötigt werden, als bei der Nutzung von fossilen Ressourcen. Entsprechend ist zu erwarten, dass P2G einen wesentlichen Beitrag zur Energiestrategie erbringen kann.

Abfall

Es ist zu erwarten, dass die Herstellung der Infrastruktur und in Zukunft deren Verwertung bzw. Entsorgung von P2G inländisch mit höheren Abfallmengen verbunden ist, als diejenige der Erdgasnutzung (keine Erdgasförderung in der Schweiz vorhanden). Dabei ist jedoch zu beachten, welche Qualität diese Abfälle haben oder noch viel wichtiger, ob es eine sinnvolle Verwertung dafür gibt. Dies müsste über den Lebensweg (Live-Cycle-Analysis) abgeklärt werden.

Klimaveränderung

Durch das Substitutionsprinzip des fossilen Methangases durch EE-Methangas entsteht eine deutliche Reduktion des Treibhausgases CO₂ (bei Verwendung von CO₂-armen, elektrischem Strom und der nachhaltigen Anwendung von zugeführtem CO₂ beim

Methanisierungsprozess). Der CO₂-Kreislauf in sich ist bei der eigentlichen Produktion und der späteren Verbrennung des EE-Methangases geschlossen. Diese CO₂-Einsparung ist sogar nicht mit einem Fernversprechen behaftet, wie dies z.B. bei Holz der Fall ist, wo eigentlich der nachwachsende Wald in Zukunft die CO₂-Bindung vornimmt. Bei der Verwendung von atmosphärischen CO₂ für P2G muss dieses zuerst aus der Luft genommen werden und damit ist der CO₂ Kreislauf zum vornherein geschlossen (und mit Sofort-Wirkung). Damit entfällt ein deutlicher Aufwand für Kontrollen, wie z.B. der Überprüfung, ob Wälder effektiv nachhaltig bewirtschaftet werden oder nicht.

Es müssen aber die CO₂ Einträge mit eingerechnet werden, die für die Produktion des erneuerbaren Stroms und die Gewinnung von atmosphärischen CO₂ entstehen. Sie sind genauer in 5.2.4 erläutert. Die Verwendung des Schweizer Strom-Verbrauchermix reicht z.B. nicht aus, EE-Methangas CO₂-reduzierend zu produzieren.

Zu beachten ist zusätzlich, dass Emissionen von Methangas durch eine nicht 100% technisch machbare Dichtigkeit beim Transport in Leitungen und der Speicherung auftreten ([12]). Das betrifft z.B. USG Art.11, Abs. 2. Die Dichtigkeit in der gesamten Herstellungs- und Transportkette muss so gut wie möglich gewährleistet sein. Da Methan einen höheren Effekt auf das Klima hat als CO₂ ist dem Austritt von Methangas eine hohe Beachtung zu schenken. Beim Austritt von Methangas aus den Leitungen ist es unerheblich, ob es sich dabei um ein fossiles oder erneuerbares Methangas handelt, da es chemisch dasselbe Molekül ist. Im Extremfall würde ein Austritt (bei einem Äquivalentsfaktor 25, gemäss IPCC 2007 100a), die CO₂ Einsparung wieder obsolet machen (Bodenabsorption mit chemischen Umwandlungen nicht berücksichtigt). Diese Umstände sind nicht neu und gelten als bekannt, resp. geregelt.

Für die vorsorgliche Emissionsbegrenzung durch die Verbrennung von Methangas kann die Luftreinhalteverordnung (LRV) herangezogen werden, die in Art.1, Absatz 2, Punkt b, den Geltungsbereich von Brenn- und Treibstoffen betrifft. Weitere Beispiele siehe "Richtlinie für die Erdgasinstallationen in Gebäuden (Gasleitsätze), Ausgabe April 2012, des SVGW (Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches) oder auch "Bundesgesetz über Rohrleitungen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe (Rohrleitungsgesetz, RLG) (Stand 13. Juni 2006).

Photochemische Ozonbildung

Beitrag zur Bildung von Ozon (Sommersmog) infolge der Emission von Stoffen wie z.B. Kohlenwasserstoffe und Stickoxide (NO_x) auch aus der Verbrennung von EE-Methangas.

Diese Vorläuferstoffe führen zusammen mit Sonnenenergie zu Ozonbildung. Es ist ein Reizgas für die Atemwege. Dieses Umweltproblem ist nicht zu vernachlässigen, da in der Schweiz die Grenzwerte für Ozon immer wieder überschritten werden. Es ist weder zu erwarten, dass mit dem P2G-System höhere Emissionen auftreten, noch dass wesentliche Reduktionen stattfinden gegenüber der Nutzung von fossilem Methangas, da eine Substitution des gleichen chemischen Moleküls CH₄ stattfindet. Voraussichtlich wird das Ozonbildungspotential in der ähnlichen Grössenordnung liegen.

Im Zusammenhang mit einer besseren Wärmedämmung der Gebäude bis 2050 und der damit einhergehenden Senkung des Raumwärmebedarfs Q_h würde das Ozonbildungspotential kleiner werden (mit fossilem CH₄ als auch EE-CH₄). Mit dem Zusatz von WKK wieder dem gegenüber grösser. Im Extremfall, wenn sämtliche Haushalte der Schweiz mit EE-Methangas bedient würden und das Q_h wäre gesamthaft auf ¼ von heute gesenkt, wäre das Ozonbildungspotential (auf nur Raumwärme bezogen) wieder ähnlich der heutigen Ausgangslage.

Toxizität in Luft und Wasser

Die anthropogene Veränderung der natürlichen Zusammensetzung der Luft kann auch durch EE-Methangas grundsätzlich beeinträchtigt werden.

Daher muss sie im Sinne einer vorsorglichen Betrachtung von Gasen, Dämpfen, Aerosolen und Stäuben beachtet werden. Die grundsätzlichen Auswirkungen der Toxizität bedürfen hier nicht einer eigenen Immissionsanalyse. Diese ist als solche in Spezialstudien dargestellt. Was hier relevant ist, ist dass das CH₄-Molekül des EE-Methangases das gleiche wie dasjenige des fossilen Methangases ist und somit davon ausgegangen wird, dass kein Unterschied zu erwarten ist. Bezogen auf EE-Methangas kann jedoch vorerst im Überblick grundsätzlich festgehalten werden, dass die Summe der Umweltauswirkungen aus bestehenden Gasleitungen und der Verbrennung von Methangas bei einer Totalsubstitution von fossilem Methangas durch EE-Methangas keine zusätzlichen Auswirkungen haben wird, wie diese schon aus gesundheitlicher Sicht für den Menschen, möglicher Gebäudeschäden, aus phytotoxischer Sicht oder Ozonschicht zu erwarten sind.

Auch hier gilt, dass in GEMEN nur von denjenigen ~10 TWh EE-Methangas gesprochen wird (vom Totalverbrauch ~34 TWh/a), die bereits heute Verordnungen unterstellt sind.

Es ist jedoch möglich, dass die Herstellung von Solarzellen oder der Infrastruktur der Windenergie mit höheren toxischen Emissionen verbunden ist als diejenige der Erdgasbereitstellung. Aus der Literatur ist bekannt, dass die Bereitstellung von Solarzellen mit toxischen Emissionen verbunden ist. Diese Frage oder zumindest die Relevanz dieses Themas sollte mit einer Ökobilanz geklärt werden.

Säurebildung

Beitrag zur Versauerung von Böden und Gewässern zum Beispiel durch Stickoxide und Schwefeldioxid.

Im Zusammenhang mit der thermischen Nutzung von Methangas sind vor allem die Stickoxide aus der Verbrennung mit Luftstickstoff entstehen von Bedeutung. Diese unterscheiden sich jedoch nicht von der Art der Methan-Bereitstellung, sei es EE-Methangas oder fossiles Methangas. Entsprechend sind zumindest in der Nutzungsphase mit vergleichbaren Auswirkungen auf die Säurebildung zu rechnen. Kombiniert mit einer bis 2050 einhergehenden Absenkung des spezifischen Heizwärmebedarfs Q_h , sinkt diese, resp. bei Zunahme von WKK steigt sie demgegenüber.

Es ist jedoch möglich, dass die Herstellung von Solarzellen oder der Infrastruktur der Windenergie mit höheren Auswirkungen auf die Säurebildung verbunden ist als diejenige der Erdgasbereitstellung. Jedoch ist aus der Literatur nicht bekannt, dass dies bei der Bereitstellung von alternativem Strom ein wesentliches Problem darstellt. Diese Frage könnte mit einer Ökobilanz geklärt werden.

Eutrophierung

Veränderung des Nährstoffgleichgewichtes in Boden und Wasser durch den Eintrag von Verbindungen, die Stickstoff und Phosphor enthalten.

Im Zusammenhang mit der thermischen Nutzung von Methan sind vor allem die Stickoxide, welche bei der Verbrennung aus dem Luftstickstoff entstehen, für die Eutrophierung von Bedeutung. Diese unterscheiden sich jedoch nicht von der Art der Methan Bereitstellung, sei es fossiles Methangas oder EE-Methangas. Entsprechend sind zumindest in der Nutzungsphase mit vergleichbaren Auswirkungen auf die Eutrophierung zu rechnen.

Es ist jedoch möglich, dass die Herstellung von Solarzellen oder der Infrastruktur der Windenergie mit höheren Auswirkungen auf die Eutrophierung verbunden ist als diejenige der Bereitstellung von fossilem Methangas. Jedoch ist aus der Literatur nicht bekannt, dass dies bei der Bereitstellung von alternativem Strom ein wesentliches Problem darstellt. Diese Frage könnte auch mit einer Ökobilanz geklärt werden.

Bodenfruchtbarkeit

Beeinträchtigung der Bodenfruchtbarkeit durch toxische Stoffe, wie z.B. Schwermetalle oder Pflanzenbehandlungsmittel oder durch den Verlust von organischem Material im Boden durch Übernutzung.

Dies ist vor allem ein Problem der landwirtschaftlichen Bodennutzung sowie der Emission von Schwermetallen oder anderen problematischen Stoffen durch industrielle Prozesse oder den Verkehr. Es ist daher nicht zu erwarten, dass sich durch P2G eine wesentliche Veränderung der Umweltauswirkungen in diesem Bereich ergibt, wenn nicht im P2G-Verfahren selber solche Stoffe in die Gasnetze gelangen. Dies ist aber auch aus anderen Gründen unwahrscheinlich, weil die Reinheit des Methangases ein wichtiges Qualitätskriterium ist.

Irdisch verlegte Leitungen und EE-Methangsspeicher müssen guten Dichtigkeitskriterien entsprechen.

Artenvielfalt

Beeinträchtigung der Artenvielfalt durch die Veränderung von Lebensräumen. In dieser Auswirkung werden nicht der indirekte Auswirkungen durch Schadstoffe betrachtet. Diese werden in den Wirkungskategorien Eutrophierung, Ökotoxizität etc. berücksichtigt.

Windkrafträder können zu einer Beeinträchtigung führen. Ob und wie hoch diese ist, müsste mit einem Wildbiologen geklärt werden. Im Allgemeinen werden Windkrafträder eher bezüglich Lärm und Landschaftsschutz als problematisch angesehen und nicht aufgrund des Einflusses auf die Artenvielfalt.

Radioaktivität

Das Problem der Radioaktivität ist hier höchstens indirekt gegeben, durch die Strombereitstellung z.B. für die Produktion der Infrastruktur. Es ist nicht anzunehmen, dass dies relevant ist. Für die Produktion von EE-Methangas selber ist nur erneuerbarer Strom zwingend (kein KKW-Strom, da nicht erneuerbar).

Flächenbedarf

Bei der Implementierung des P2G im Gebäudepark entsteht Flächenbedarf. Dieser kann in Siedlungs- als auch in Nichtsiedlungsgebieten anfallen. Das bestehende Gasnetz wird hier kaum als zusätzlicher Flächenverbrauch gewertet. Die künftigen Speicher werden vorwiegend im Erdreich verlegt (Röhrenspeicher, Kavernen Grimsel usw.), was mindestens einem zwischenzeitlichen Flächenverbrauch während des Bauens entspricht. Die P2G-Anlagen selber beanspruchen Flächen, die z.B. in Gewerbezon, Industriegebieten, aber auch eventuell in Siedlungsgebieten denkbar sind.

Ein erheblicher Anspruch wird durch den Energieträger-Ersatz (im Sinne: neue Energie aus erneuerbarem Strom anstatt aus dem Boden (fossil)) und die damit einher gehende Forderung nach erneuerbarem Strom ergeben. Der elektrische Strom kann eigentlich aus allen denkbaren Quellen kommen, die erneuerbar sind. Damit sind z.B. auch fluktuationsbedingte Überschüsse verwendbar, was dann keiner zusätzlichen Flächenbeanspruchung entsprechen würde. Jedoch werden diese Überschüsse nicht den längerfristigen Bedarf für das P2G-Verfahren decken. Auch könnten Smartgrid und weitere ähnliche Optimierungen von Erzeugung und Verbrauch die Überschüsse in Zukunft wieder verringern.

Nur auf PV bezogen würden, unter Annahme von Extremwerten zwischen 3 und 20 TWh/a Bedarf an erneuerbarem Strom, bei einem angenommenen Ertragsdurchschnitt von 150 kWh/(m²a) eine zusätzliche Fläche von ~20-133 Mio. m², resp. 20-133 km² erstellt werden müssen. Eine bis 2050 zu erwartende Wirkungsgraderhöhung der PV senkt wiederum diese Anforderung entsprechend. Die erforderliche PV wäre zunächst an Gebäuden auf Dächern als auch Fassaden vorzusehen (Erste Priorität Siedlungsgebiete). Jedoch kommen auch Anforderungen durch andere Energiesektoren vor 2050 dazu (z.B. Ersatz von Kernkraftwerken (~25 TWh/a), Elektrifizierung Mobilität). Dadurch könnte auch Druck auf die Nicht-Siedlungsflächen entstehen.

Die Windkrafträder werden auf alle Fälle einen Druck auf Nicht-Siedlungsflächen erzeugen. Der Strom aus der Windkraft eignet sich besonders gut für P2G, weil die CO₂-Belastung

gemäss KBOB 2014 geringer und die optimalere Nutzung der Abwärme des Methanisierungsprozesses besser ist als diejenige der PV.

Zur Vervollständigung gehört ebenfalls der Hinweis, dass auch die Gewinnung von fossilem Methangas Flächen beanspruchen. Vor allem die aufkommenden Verfahren des Frackings, Schiefergases usw., die neben der eigentlichen Fläche auch noch weitere Umweltbelange gemäss relevanter Umweltauswirkungen in sich tragen. Ähnliches gilt indirekt für die Gewinnung von Erdöl aus Schiefer. Unter diesem Umstand sind so gesehen zumindest global auch Flächenrückgewinne mit zu berücksichtigen.

weitere Betrachtungen

Eine weiter führende Betrachtung mit Umwelt-Indikatoren wäre diejenige der Ökoeffizienz im folgenden Sinne. Das World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) hat diesen Begriff ab 1993 geprägt [48].

“Eco-efficiency is achieved by the delivery of competitively priced goods and services that satisfy human needs and bring quality of life, while progressively reducing ecological impacts and resource intensity throughout the life-cycle to a level at least in line with the Earth’s estimated carrying capacity“.

Auf den Punkt gebracht bedeutet dies die Optimierung des Verhältnisses von Wertschöpfung für Menschen pro Belastung für die ökologische Umwelt. Die im WBCSD identifizierten Komponenten für die Implementierung von P2G können mit folgenden Stichwortangaben angegeben werden:

- Reduktion der Materialintensität von Gütern (Waren und Dienstleistungen)
(Stromproduzierende Anlagen wie PV / Windkraft / Nutzung von Überschusströmen, Speicher, P2G-Anlagen)
- Reduktion der Energieintensität von Gütern
(siehe Anlagen oben genannt)
- Reduktion der Verbreitung von toxischen Substanzen
(Gasleitungs- und Speicherdichtigkeiten, vorsichtiger Umgang mit Katalysatoren)
- Erhöhung der Rezyklierbarkeit von Materialien
(Katalysatoren bei Methanisierung)
- Maximierung des nachhaltigen Gebrauchs erneuerbarer Ressourcen
(Netzkonvergenz von Strom-, Gas- und Fernwärmenetz)
- Ausweitung der Dauerhaftigkeit (Lebensdauer, Gebrauchsdauer) von Gütern
(Qualität der Anlagen und Entscheid über Anlagegrössen mit optimalen Unterhalt)
- Erhöhung der Nutzbarkeit oder der Nutzungsintensität von Gütern und Dienstleistungen
(Netzkonvergenz, gegenseitiger Nutzen von Energieaustauschen und Umwandlungen)

Auf diese Komponenten wird hier nicht detaillierter eingegangen. Sie gelten als Hinweise für Klärungen von weiteren ökologischen Problemlösungsfindungen als auch Angaben zu Planungen.

Vergleich Heizsysteme

Zurzeit fehlt eine spezifisch auf die Schweizer Verhältnisse zugeschnittene, zitierfähige Quelle zur Ökobilanzierung von Heizen mit EE-Methangas wie sie z.B. bei [34] für andere Heizsysteme darstellt. Grob kann folgendes dazu gesagt werden, dass die gängigen Heizsysteme, bei zumindest Warmwasser für Haushalte, sich in der Beurteilung mit der Kennzahl UBP (Umweltbelastungspunkten im Zusammenhang mit Schweizer Umweltpolitik) nicht signifikant unterscheiden [26]. Dabei nimmt bei Gasheizungen die CO₂-Belastung durch die Verwendung von fossilem Methangas eine wesentliche Stellung ein (siehe THG Betrieb Abbildung 66). Mit der Verwendung von EE-Methangas dürfte sich neu der THG Betrieb

deutlich verringern, wenn der zugeführte Strom selber CO₂-arm ist. Unklar ist die Auswirkung des dazu erforderlichen Ausbaus von erneuerbarer Energie, z.B. von PV- und Windkraftanlagen oder EE-Methangas-Speicher. Gemäss heutigem Stand (mit fossilem Methangas) sind die UBP der Infrastruktur als auch der Betrieb bei der Kombination Gas/Flachkollektor für Warmwasser nicht schlechter als die anderen in Abbildung 66 aufgeführten Systeme.

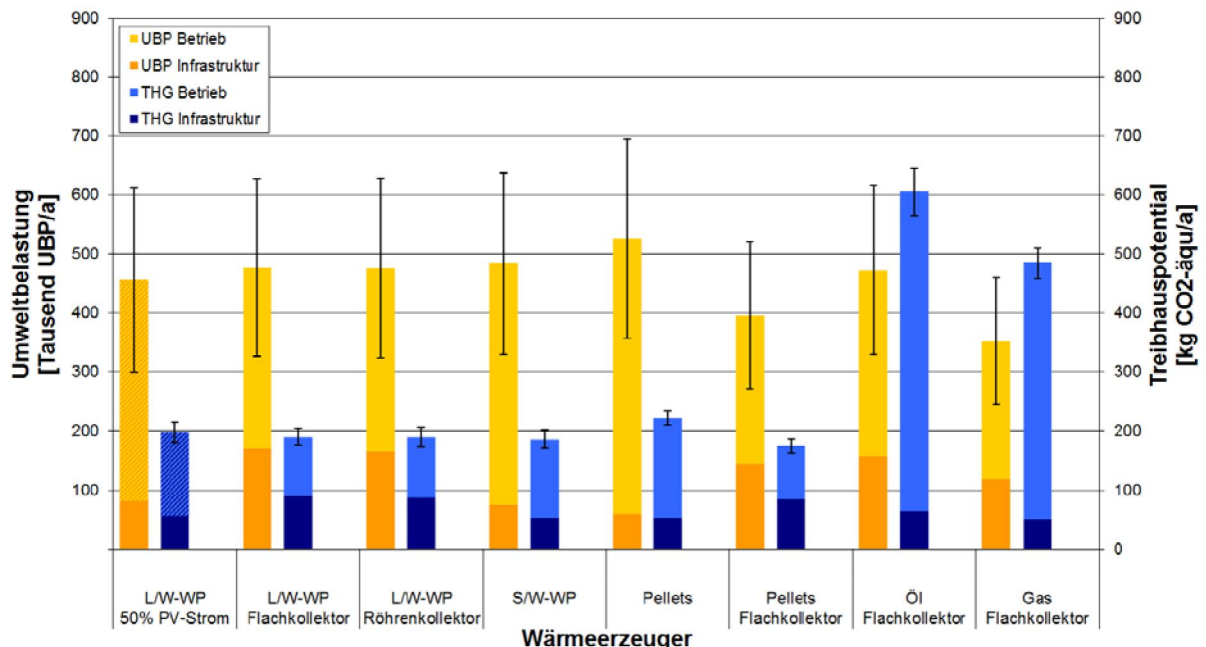


Abbildung 66: Vergleich von Heizsystemen für Warmwasserverbrauch anhand der UBP (Quelle: [26])

5.2.2. Erstbetrachtung gemäss der Vier-Säulenstrategie und den drei Zielen

Die erste Einordnung innerhalb eines akzeptierten, normativen Rahmens ist die Einschätzung von Vorteilen und Schwachstellen anhand der 4SS3Z. Die Auslegung der 4SS3Z im Zusammenhang mit der Implementierung des P2G im Gebäudepark wird wie in 2.1 angewandt. Damit wird aufgezeigt, was die Implementierung des P2G im Gebäudepark für die Energiewende leisten kann resp. was nicht.

An dieser Stelle wird von den Autoren ein erkenntnistheoretischer Hinweis im Sinne eines epistemischen Caveats ausgesprochen. Zu diesem Zeitpunkt können nur die zur Verfügung stehenden, theoretischen Informationen in einen grösseren Zusammenhang gebracht werden. Fundierte wissenschaftliche Positionen sind teilweise nur ab der Ausführung von konkret realisierten Pilotprojekten möglich. Der Versuch, die Implementierung des P2G im Gebäudepark in Zusammenhang mit der 4SS3Z zu bringen wird hier mit intuitiv plausiblen Konzepten angegangen, die in einem hohen Masse implizites Wissen von der lesenden Person unabdingbar voraussetzen. Die Übereinstimmung mit der 4SS3Z wird wie folgt interpretiert:

Tabelle 18: Vorteile und Schwachstellen bei der Implementierung des P2G im Gebäudepark anhand der Leitlinien der Vier-Säulen Strategie und den drei Zielen zur Energiewende.

Säulen und Ziele	Vorteile	Schwachstellen
Säule 1 (S1): Energieeffizienz	Die Notwendigkeit der Erhöhung der Energieeffizienz im Gebäudepark (bezogen auf Raumwärme und Warmwasser) wird bestätigt, weil erneuerbare Energie nicht "unendlich" im Sinne der Leistung zur Verfügung steht. Durch Effizienz eingesparter Energiebedarf (unter Berücksichtigung der dazu erforderlichen grauen Energie) verringert den Druck auf die Produktion erneuerbarer Energie und damit auch den Druck auf die Umwelt.	Sollten diese Effizienzsteigerungen bis 2050 nicht oder zu gering eintreten, werden für das P2G-Verfahren unverhältnismässig stark Forderungen an die Produktion von erneuerbarem elektrischen Strom gestellt, was wiederum mit Umweltauswirkungen wie in 5.2.1 erwähnt einher geht. Es ist auch zu erwarten, dass dann das Verhältnis CH ₄ erneuerbar / CH ₄ fossil durch notwendigen Bezug von fossilem Methangas schlechter wird. Damit wird die Wirkung der Absicht von direkt Z3, aber auch S2, S4, Z1 und Z2 in Frage gestellt. Die Umsetzungsgewährleistung und die Schaffung der Rahmenbedingung für ein Absenken des Raumwärmebedarfes Q _h liegt nicht im Hoheitsbereich der Netzbetreiber.
Säule 2 (S2): Erneuerbare Energien	Diese Strategie ist vollumfänglich erfüllt, bei Anstreben der Totalsubstitution. Die Ablösung von einem fossilen durch einen erneuerbaren Energieträger ist sehr direkt (CH ₄ zu CH ₄). Damit kann bereits viel bestehende Infrastruktur übernommen werden, sei es die Gasnetze selber aber auch z.B. die Endverbrauchsgeräte. Es bietet sich die Möglichkeit, diese erneuerbare Energie inländisch zu produzieren. In einem nachgelagerten Prozess auch mit WKK, die auch S3 unterstützt.	Die Umsetzung wird auch von der Tendenz Richtung Werteerfüllung (nicht im ökonomischen Sinne) der 4SS3Z oder der Richtung Preis für Endenergie pro kWh sein. Die Handlungstendenz ist nicht sicher prognostizierbar. Ob die Energieinhalte in fossilen Energieträgern von den für das P2G-Verfahren vorgelagerten, erneuerbaren Stromerzeugungen ersetzt werden können ist heute ungewiss. Bei Nicht Erfüllung bleibt die Abhängigkeit zu einem fossilen Energieträger bestehen, was nicht Z3 entspräche.
Säule 3 (S3): Ersatz und Ausbau von Grosskraftwerken	Innerhalb der Systemgrenze von GEMEN: Der Ausbau von EE-H ₂ und EE-CH ₄ produzierenden Anlagen entspricht der Umsetzungsabsicht von notwendiger Infrastruktur zur Erfüllung der 4SS3Z. Der Ausbau von saisonalen EE-Methangas-Speichern ermöglicht die Aufnahme von Energie im Sommer zur Nutzung im Winter. Damit werden indirekt auch S2 und Z1 gestützt. Ausserhalb der Systemgrenze: Die Regel-Grosskraftwerke für die Stromproduktion können auch mit EE-H ₂ oder EE-CH ₄ betrieben werden. Dies würde auch S2, Z1 (mit Speicher), Z2 und Z3 unterstützen.	Der Ausbau hängt kausal mit S1, S2 und S3 zusammen. Ohne Speicher ist eine maximale inländische Produktion von erneuerbarer Energie nicht denkbar. Ein Fehlen von Speichern deckelt bei mindestens PV den Ausbau gemäss S2. Des Weiteren macht eine Implementierung des P2G im Gebäudepark wegen der systemrelevanten Aufgabe der saisonalen Speicherung von Energie für die Raumwärme im Winter keinen Sinn. Der Bau von EE-Methangasspeichern ist Neuland, zumindest gibt es in der Schweiz keine abschliessenden Erfahrungen bezogen auf z.B. das Baubewilligungsverfahren.

Säule 4 (S4): Energieaussen- politik	<p>Im Innland produzierte und speicherbare Energie ergibt eine andere Verhandlungsposition gegenüber Ausland.</p> <p>Der Einkauf von fluktuierendem Strom (günstig) nicht nur für den Strombedarf sondern auch für speicherbare Raumwärme und Warmwasser kann angehoben werden.</p>	Die Auswirkungen der Kündigung von Verträgen mit Ländern, die fossile Energieträger liefern, sind unklar.
Ziel 1 (Z1): Versorgungs- sicherheit	<p>Innerhalb der Systemgrenze von GEMEN: Durch erhöhen der gewünschten Abrufbarkeit von benötigter Energie mit Speichern in der Dimension von saisonalen Speicherpotentialen (Sommer/Winter). Dies vorwiegend hier für Raumwärme und Warmwasser, aber mit Hinweis auf Möglichkeit der zusätzlichen Verwendung für andere Produktionsbereiche (el. Strom, Mobilität, Kombinationen wie WKK, etc.)</p> <p>Ausserhalb der Systemgrenze: Regelkraftwerke für Stromproduktion sind aus Speicher bedienbar, dito WKK.</p>	Bei ungenügend inländisch produziertem, erneuerbaren Strom verlagert sich die Versorgungsunsicherheit auf den Import.
Ziel 2 (Z2): Verminderung von Treibhausgasen	Durch die Verwendung von atmosphärischem CO ₂ bei der EE-Methangasproduktion wird der CO ₂ Kreislauf geschlossen und es ergibt sich vom Prinzip her keine weitere Anreicherung dieses Treibhausgases in der Atmosphäre (nur noch durch CO ₂ -Last des erneuerbaren Stroms, Gewinnung CO ₂).	Bei ungenügend inländisch oder ausländisch (S4) produziertem, erneuerbaren Strom, muss fossiles Methangas bezogen werden.
Ziel 3 (Z3): Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern	Durch Substitution des bezogenen fossilen Methangases durch inländisch produziertes EE-H ₂ und EE-CH ₄ wird die Abhängigkeit verringert.	<p>Bei ungenügend inländisch oder ausländisch produziertem, erneuerbaren Strom, muss fossiles Methangas bezogen werden.</p> <p>Es entsteht eine neue Abhängigkeit gegenüber erneuerbarem Strom.</p>

5.2.3. Betrachtung aus Sicht der Energie und Infrastruktur

Es wird anhand von Berechnungen aufgezeigt, welche Energieflüsse bei der Implementierung des P2G im Gebäudepark zu erwarten sind, welche Auswirkungen das auf die zu bauenden saisonalen EE-Methangas-Speicher hat und ob die Hypothese gemäss 4.2 plausibel ist. Derjenige Teil der Hypothese betreffend CO₂-Reduktion ist in 5.2.4 beschrieben.

Berechnungen mit dem GBI

Es wurden mit dem GBI grundlegende Analysen durchgeführt, welchen Einfluss der Heizwärmebedarf und der Warmwasser-Wärmebedarf auf die erforderlichen PV-Flächen und den EE-Methangas-Speicherbedarf haben. Die PV wurde deswegen gewählt, weil sie im Gegensatz zur Windkraft, stärkere Auswirkungen auf die EE-Methangas-Speicher hat, denn Windkraft ist über den Jahresverlauf betrachtet regelmässiger bezüglich der Stromproduktion.

Dazu wurden drei Fälle betrachtet:

- Fall 1 - Wärmebedarf Raumwärme und Warmwasser
- Fall 2 - Wärmebedarf nur für Raumwärme
- Fall 3 - Wärmebedarf nur für Warmwasser

In allen Varianten sind folgende Annahmen gleich bleibend:

Standort:	Basel
Klimadatensatz:	normal
Wärmeerzeugung:	Gaskessel mit Nutzungsgrad 85%
PV-Ausrichtung:	horizontal
PV-Wirkungsgrade:	Modul 20%, Generator 91%, Wechselrichter 95%
P2G-Wirkungsgrad:	60% (Elektrischer Strom zu EE-Methangas)

Die Varianten wurden mit einer Energiebezugsfläche von 10'000 m² EBF berechnet, weil dies eine gute Planungsausgangsgrösse für Quartiere ist. Die Ergebnisse werden jeweils auf 1 m² EBF bezogen angegeben. Die PV-Fläche und EE-Methangas-Speichergösse ist jeweils so dimensioniert, dass die minimal erforderliche PV-Fläche und Speichergösse für eine vollständig erneuerbare Versorgung mit minimalen Überschüssen ermittelt wird. Damit soll S2 und Z3 der 4SS3Z vollständig erfüllt werden.

Fall 1:

Fall 1 betrachtet die Auswirkung vom Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser auf die erforderliche PV-Fläche und EE-CH₄-Speichergösse. Dabei wird der Warmwasser-Wärmebedarf Q_{ww} konstant gehalten bei 17.4 kWh/(m²a) (50% EFH). Der Wärmebedarf für Raumwärme Q_h variiert in den Stufen 15 / 25 / 45 / 60 / 100 / 150 kWh/(m²a).

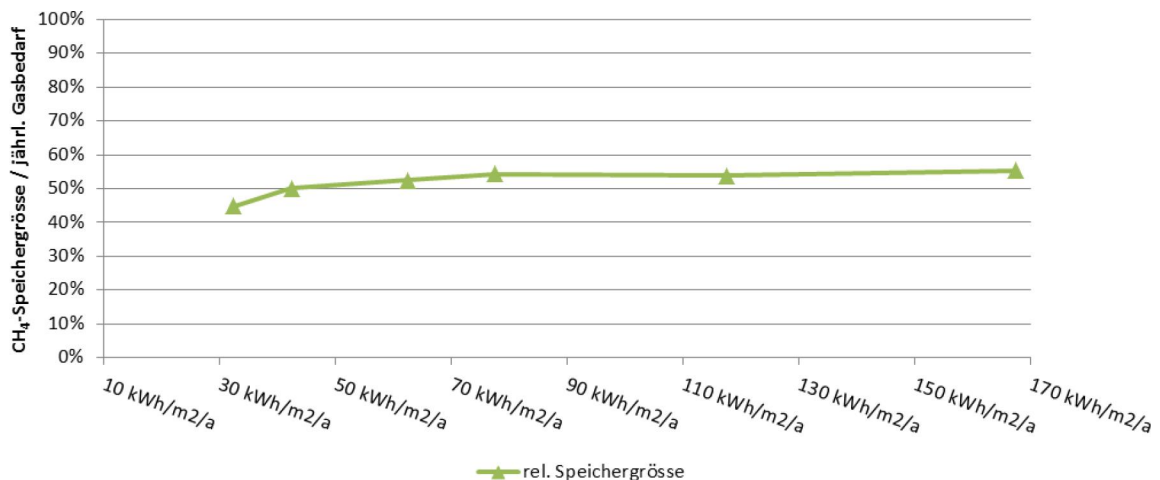


Abbildung 67: erforderliche CH₄-Speichergösse bezogen auf den jährlichen Gasbedarf für Fall 1.

Die erforderliche, relative CH₄-Speichergösse (Abbildung 67) liegt zwischen 45% und 55% des jährlichen Methangasbedarfs für Raumwärme und Warmwasser. Damit kann eine erste, grobe Abschätzung der erforderlichen Speichergösse mit ca. 50% des jährlichen Gasbedarfs erfolgen. Die EE-Methangas-Speichergrosen selber unterscheiden sich (Abbildung 68), die Verhältnisse sind nicht linear und sinken erst im Bereich 50 kWh/(m²a) und weniger deutlich ab.

Die erforderliche PV-Fläche (mit Wirkungsgrad 20%) für eine vollständig erneuerbare Deckung mit EE-Methangas liegt zwischen 0.38 m²/m²_{EBF}, für ein sehr gut wärmegeädmmtes Gebäude ($Q_{hww} = 32$ kWh/(m²a)) bis zu 1.8 m²/m²_{EBF} und für ein Bestandsgebäude mit $Q_{hww}=167$ kWh/(m²a). Die erforderliche EE-CH₄-Speichergösse liegt zwischen knapp 20 kWh/m²_{EBF} für ein sehr gut wärmegeädmmtes Gebäude ($Q_{hww}=32$ kWh/(m²a) und bis zu 110

kWh/m²_{EBF} für ein Bestandsgebäude mit $Q_{\text{hww}}=167 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$. Die EE-Methangas-Speichergrosse ist linear zunehmend.

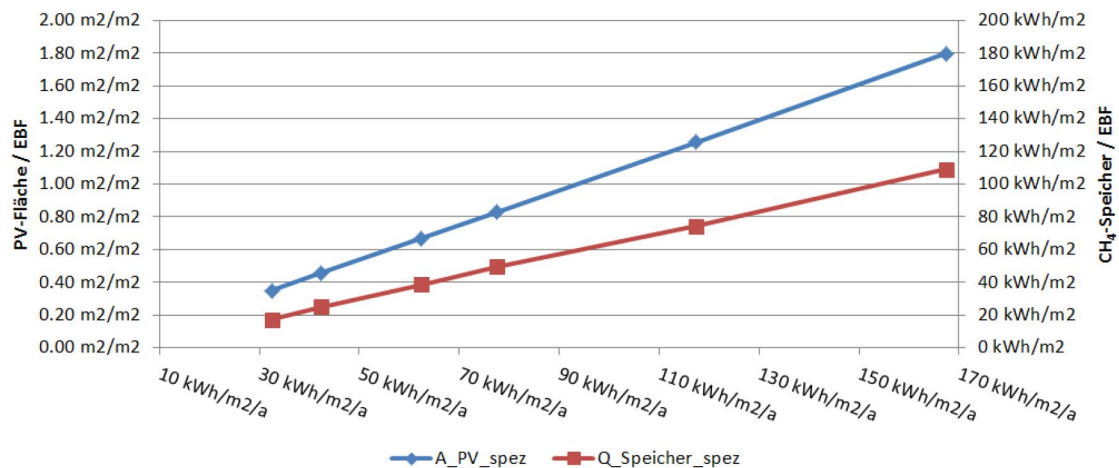


Abbildung 68: Auf die EBF bezogene erforderliche PV-Fläche und EE-CH₄-Speichergrosse für Fall 1.

Fall 2:

Fall 2 betrachtet die Auswirkung des Wärmebedarfs für nur Raumwärme auf die erforderliche PV-Fläche und EE-CH₄-Speichergrosse. Dabei wird der Wärmebedarf für Raumwärme Q_{h} in den Stufen 15 / 25 / 45 / 60 / 100 / 150 kWh/(m²a) variiert.

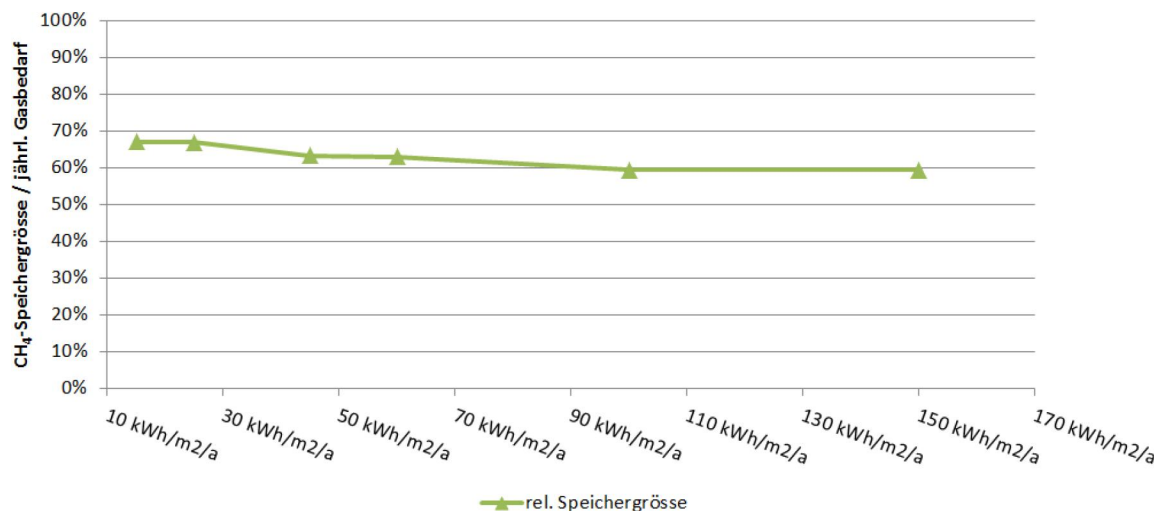


Abbildung 69: Erforderliche CH₄-Speichergrosse bezogen auf den jährlichen Gasbedarf für Fall 2.

Die erforderliche, relative EE-CH₄-Speichergrosse liegt mit 65% bis 60% (Abbildung 69) des jährlichen Gasbedarfs für Raumheizung etwas höher als im Fall 1 (Abbildung 67).

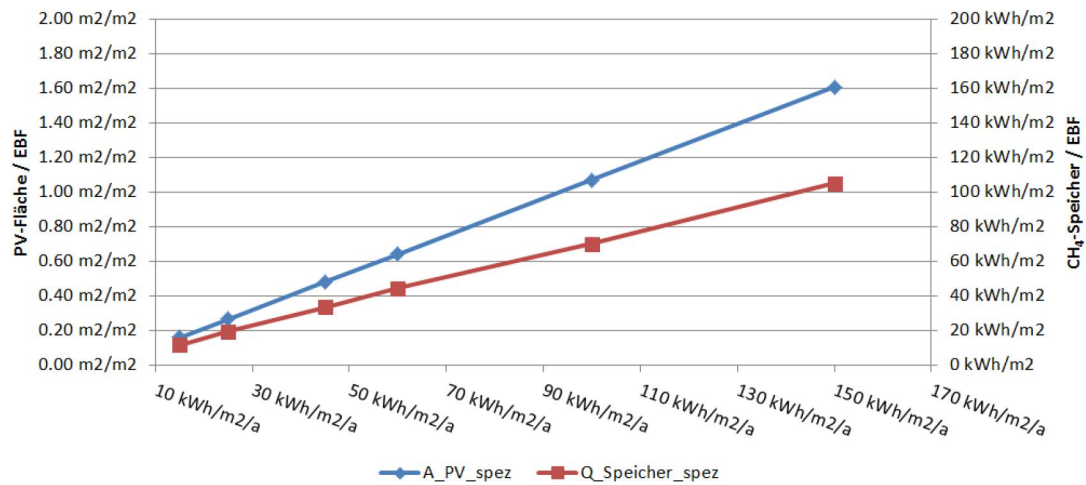


Abbildung 70: Auf die EBF bezogene, erforderliche PV-Fläche und CH₄-Speichergrosse für Fall 2.

Die erforderliche PV-Fläche für eine vollständig erneuerbare Deckung des Bedarfs EE-Methangas liegt zwischen $0.15 \text{ m}^2/\text{m}^2_{\text{EBF}}$ für ein sehr gut wärmedämmtes Gebäude ($Q_h \approx 15 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$) bis zu $1.6 \text{ m}^2/\text{m}^2_{\text{EBF}}$ und für ein Bestandsgebäude mit $Q_h = 150 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$. Die erforderliche EE-CH₄-Speichergrosse liegt zwischen knapp $\sim 10 \text{ kWh}/\text{m}^2_{\text{EBF}}$ für ein sehr gut wärmedämmtes Gebäude ($Q_h = 15 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$) bis zu $105 \text{ kWh}/\text{m}^2_{\text{EBF}}$ für ein Bestandsgebäude mit $Q_h = 150 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$. Hier wird nochmals die Bedeutung der Erfüllung der S1 4SS3Z für eine gute Gebäudehülle und Haustechnik bis 2050 ersichtlich.

Fall 3:

Fall 3 betrachtet die Auswirkung des Wärmebedarfs für nur Warmwasser bezogen auf die erforderliche PV-Fläche und EE-CH₄-Speichergrosse. Dabei wird der Warmwasser-Wärmebedarf Q_{ww} in den Stufen $13.9 / 17.4 / 20.8 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ (100% / 50% / 0% EFH) variiert.

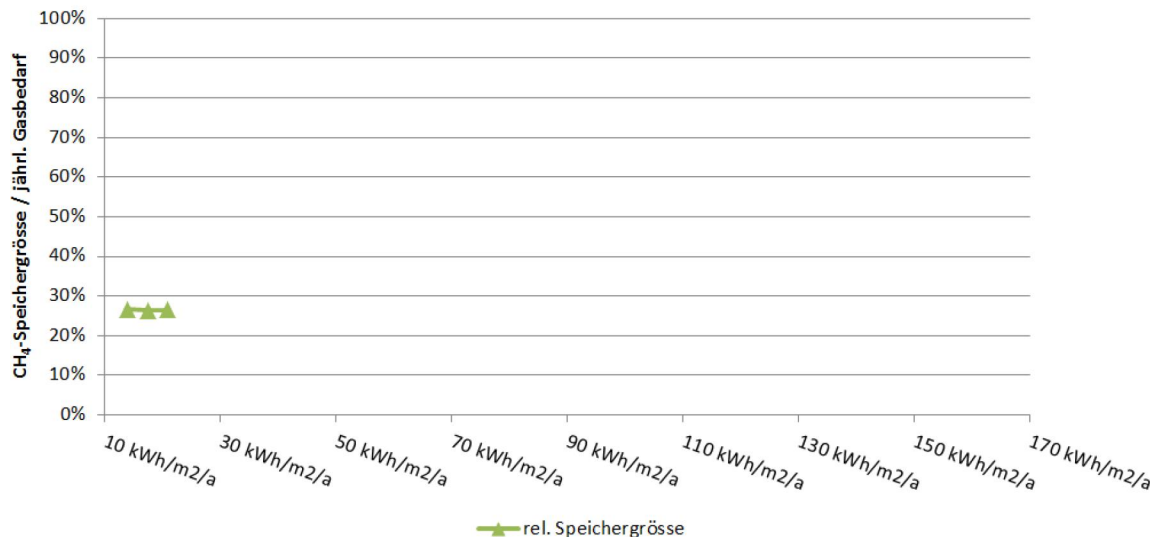


Abbildung 71: Erforderliche CH₄-Speichergrosse bezogen auf den jährlichen Methangasbedarf für Fall 3.

Die erforderliche, relative EE-CH₄-Speichergrosse liegt mit konstant 26% des jährlichen Methangasbedarfs für die Erzeugung von Warmwasser deutlich niedriger als für den Fall mit Raumwärme. Über das Jahr regelmässig verteilte Bedarfe benötigen deutlich kleiner EE-CH₄-Speicher.

Die erforderliche PV-Fläche (Abbildung 72) für eine vollständig erneuerbare Deckung des Bedarfs mit EE-Methangas liegt zwischen $0.15 \text{ m}^2/\text{m}^2_{\text{EBF}}$ für einen geringen Warmwasserbedarf ($Q_{\text{ww}} = 13.9 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$) bis zu $0.23 \text{ m}^2/\text{m}^2_{\text{EBF}}$ für einen höheren Warmwasserbedarf mit

$Q_{ww}=20.8 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$. Die erforderliche CH_4 -Speichergösse liegt zwischen $4.3 \text{ kWh}/\text{m}^2_{\text{EBF}}$ für einen geringen Warmwasserbedarf ($Q_{ww}=13.9 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$) und $6.4 \text{ kWh}/\text{m}^2_{\text{EBF}}$ für einen höheren Warmwasserbedarf mit $Q_{ww}=20.8 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$.

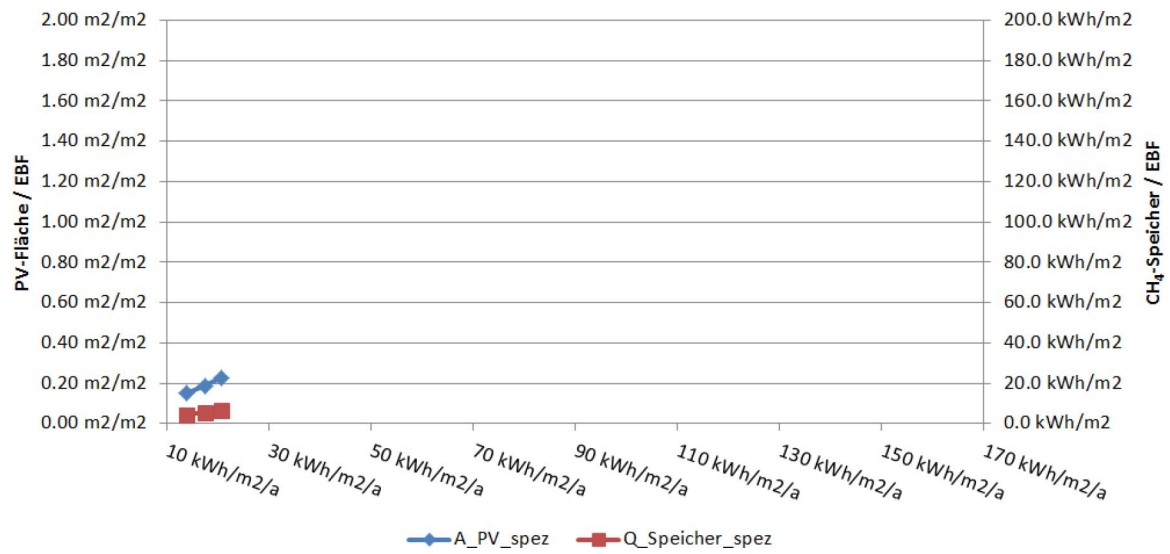


Abbildung 72: Auf die EBF bezogene, erforderliche PV-Fläche und CH_4 -Speichergösse für Fall 3.

5.2.4. Betrachtung aus Sicht der Reduktion von Treibhausgasen

Politische Ausgangslage für die CO₂-Reduktion

Gemäss Z2 und Z3 4SS3Z sind die fossilen Energieträger zu reduzieren. Das sind nach dem Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen, Art.2 1, bezogen auf die Raumwärme und Warmwasser auch Brennstoffe:

„Brennstoffe sind fossile Energieträger, die zur Gewinnung von Wärme, zur Erzeugung von Licht, in thermischen Anlagen zur Stromproduktion oder für den Betrieb von Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen verwendet werden.“

Des Weiteren können Forderungen betreffend Begründungen der Senkung von THG z.B. über den IPCC einfließen, oder aber auch als vereinfachter Überblick über das Abkommen von Kopenhagen (UN Klimakonferenz Kopenhagen, 2009). Die wichtigsten Aufforderungen im Kontext mit der Implementierung von P2G im Gebäudepark sind:

Tabelle 19: Implementierung im Zusammenhang mit Abkommen von Kopenhagen.

Abkommen	Kontext zu P2G
1. Limit von 2 °C Erderwärmung, beinhaltet implizit eine Reduzierung von Emissionen in entwickelten Ländern von 80%, sowie substantielle Massnahmen in Entwicklungsländern.	Angestrebte Reduktion von CO ₂ im Teilbereich bei Implementierung des P2G bei den am heutigen Gasnetz angeschlossenen Haushalte 80% (unter der Berücksichtigung der Abwärme des Methanisierungsprozesses für die Fernwärmenetze).
2. Kann nur durch beinahe emissionsfreien Transport sowie emissionsfreie Energieerzeugung im Westen erreicht werden.	Die Erzeugung von erneuerbarem Strom muss möglichst gering bezüglich CO ₂ -Eigenlast sein. Der CO ₂ Kreislauf selber bei Verbrennung und Herstellung von EE-Methangas ist ein geschlossener CO ₂ -Kreislauf.
3. Verbleibende Emissionen werden sich grösstenteils in der Landwirtschaft und in einigen schwer zugänglichen Industriesektoren befinden.	Landwirtschaft ist ausserhalb der Systemgrenze GEMEN, dito Industrie. Es besteht die Möglichkeit, Industrie mit fossilem H ₂ , fossilem CH ₄ und Erdöl durch Substitution mit EE-Gas in eine CO ₂ -ärmere Richtung zu bringen.

Erfüllung Hypothese

In der Hypothese (4.2) wird behauptet, dass bei einer Totalsubstitution durch EE-Methangas rund 2 Mio. t/a des Treibhausgases CO₂ eingespart werden könnten. Diese Forderung ist sehr streng. Sie lehnt sich an die vom Gebäudeprogramm geplanten Vorgaben und geht darüber hinaus. Gemäss Gebäudeprogramm ist das Ziel so formuliert, dass über einen Zeitraum von 40 Jahren ungefähr zwischen 35 und 52 Mio. Tonnen CO₂ eingespart werden könnten [17]. Unter der Annahme eines Mittelwertes von 35 und 52 Tonnen entspricht dies einem jährlichen Durchschnitt von ~1 Tonne CO₂/a. Die Maximale Einsparung läge bei ~1.3 Tonnen CO₂/a.

Bei einer Implementierung des P2G im Gebäudepark ist dabei die hohe, relative Einsparung innerhalb des gesamten Gebäudeparks zu beachten. Die EBF der heutigen am Gasnetz angeschlossenen Haushalte (Stand 2012: 114.1 Mio. m², [6], Seite 34) machen rund ¼ der EBF aller Haushalte aus. Die Hypothese behauptet somit, dass bei ¼ der EBF der Haushalte mehr CO₂/a einsparbar ist, wie es das Gebäudeprogramm durchschnittlich pro Jahr für den ganzen Gebäudepark vorsieht. Natürlich ist diese Aussage auch wieder zu relativieren, da fossiles Methangas neben dem Heizöl für die Erzeugung von Warmwasser (und Raumwärme) ein gewichtiger Mitverursacher von THG ist. Dazu siehe auch die Darstellung in Form von UBP in Abbildung 66, 5.2.1. Der heutige Umstieg auf EE-Methangas bis zur

Totalsubstitution 2050 würde jedoch auch in die Richtung führen, wie sie in Abbildung 73 die deutlich absinkende Kurve der "THG pro Energiebezugsfläche" darstellt.

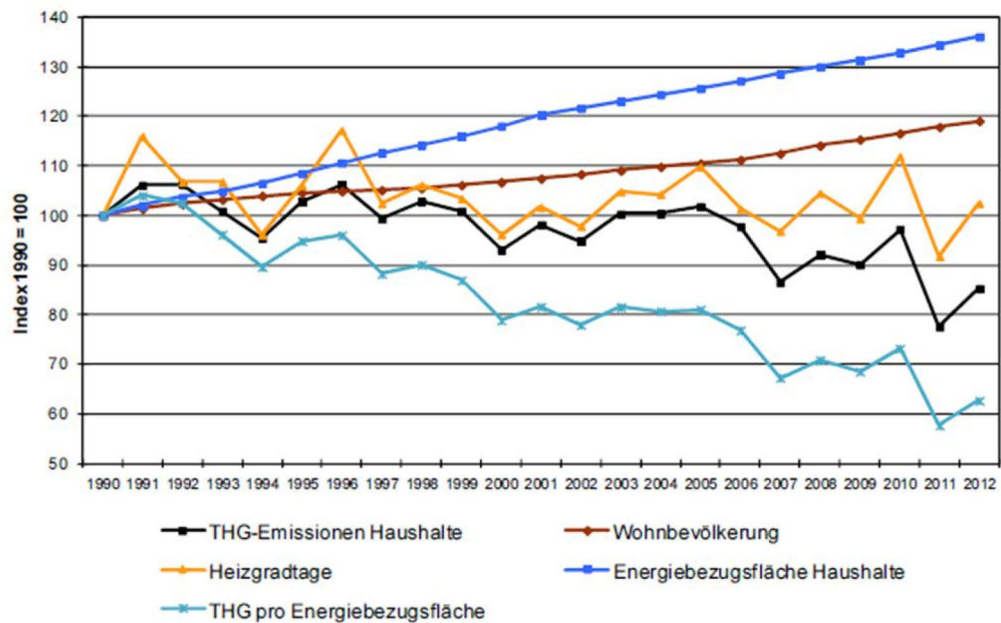


Abbildung 73: Entwicklung der THG von Haushalten seit 1990 (Quelle: [5], S. 10)

Für alle die am heutigen Gasnetz angeschlossenen Haushalte bedeutet die Implementierung des P2G folgendes. Es werden Annahmen aus dem Jahr 2012 [54] genommen.

Tabelle 20: Annahmen für die Gesamtbetrachtung.

Bereich	Werte	Festlegung für Berechnung/Verweis
Erdgas an Haushalte	38.8 PJ _{Raumwärme} /a + 7 PJ _{Warmwasser} /a = 45.8 PJ/a = 12.72 TWh/a	(konstant)
Mit Erdgas beheizte Fläche	114'100'000 m ² _{EBF}	(konstant)
CO ₂ -Emissionen Erdgas (fossiles Methangas) (Endenergie):	228 g/kWh	KBOB 2014
CO ₂ -Emissionen 2012	2'899'140 t _{CO2} /a	
Spez. Gasbedarf E _{Erdgas}	111.5 kWh/m ² /a	(konstant)
Spez. Wärmebedarf Q _{hww}	94.8 kWh/m ² /a	(konstant)
Spez. Heizwärmebedarf Q _h	77.4 kWh/m ² /a	(konstant)
Spez. Warmwasser-Wärmebedarf Q _{ww}	17.4 kWh/m ² /a	(konstant)

Die Gesamtenergiestatistik des BFE [54] weist für das Jahr 2012 einen Erdgasbezug der Haushalte von 12.72 TWh/a bei einer beheizten Energiebezugsfläche von 114.1 Mio. m² aus. Mit dem CO₂-Emissionswert für Erdgas aus der KBOB 2014 von 228 g/kWh ergeben sich somit korrelierte CO₂-Emissionen von 2.9 Mio. t_{CO2}/a. Durch die Einführung des P2G-Verfahrens mit erneuerbaren Energiequellen lassen sich bei *unverändertem* Gebäudepark zwischen 1.0 Mio. t_{CO2}/a (PV) und 2.3 Mio. t_{CO2}/a (Windkraft) CO₂-Emissionen vermeiden (Tabelle 21).

Tabelle 21: CO₂-Emissionen und -Einsparpotenzial durch die Einführung von P2G mit erneuerbaren Energiequellen.

erneuerbare Stromquelle	CO ₂ -Emissionen heute / 2012 100% fossiles Methangas	CO ₂ -Emission 2050 100% EE-Methangas	CO ₂ -Einsparung
PV	2'899'140 t _{CO2} /a	1'896'473 t _{CO2} /a	1'002'667 t _{CO2} /a
Windkraft	2'899'140 t _{CO2} /a	589'032 t _{CO2} /a	2'310'108 t _{CO2} /a

Aufgrund der in Tabelle 21 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ausgewiesenen potentiellen CO₂-Einsparungen kann die Hypothese betreffend der CO₂-Reduktion durch alleine einer Substitution von fossilem Methangas durch EE-Methangas bestätigt werden. Dabei ist aber die CO₂-Last des zur Hydrolyse geführten erneuerbaren Stroms entscheidend. Z.B. eine Verwendung des Schweizer-Verbrauchermixes (mit CO₂ Last nach KBOB 2014) würde betreffend CO₂ Ausstoss bereits keine CO₂-Reduktion bewirken. Die CO₂-Emission wäre dann mit direktem Verbrennen von fossilem Methangas vergleichbar.

Damit ist die Hypothese erfüllbar. Im eigenen Bereich der am Erdgasnetz angeschlossenen Haushalte betrachtet, würde auch das Abkommen von Kopenhagen erfüllt werden (Senkung CO₂ um 80%) wenn Gebäude sogar nicht gedämmt und dass EE-Methangas mit CO₂-armen Strom von Windkraftträdern kommen würde. Das Abkommen wäre auch mit PV-Strom erfüllbar, wenn der spezifische Heizwärmebedarf Q_h bis 2050 entsprechend reduziert würde.

Risiken bezüglich Einhaltung CO₂-Reduktion

Die Erfüllungen der Hypothese und des Abkommens von Kopenhagen gelten unter den in Tabelle 20 genannten Bedingungen.

Ein Nicht-Erreichen der CO₂-Reduktionen kann eintreten, wenn:

- die Verhältnisse von fossilem Methangas und EE-Methangas ungünstig sind (zu geringe Substitution durch EE-Methangas)
- CO₂ belasteter Strom für die Produktion von EE-Methangas genommen wird (inländisch [8], oder auch aus Sicht 4S 4SS3Z).
- dem Methansierungsprozess CO₂ aus nicht nachhaltigen Quellen zugeführt wird, wie z.B. Carbon Capture and Storage [18] oder CO₂-Abschöpfung aus fossilen Methangasförderungen oder auch einer hohen CO₂-Last bei Gewinnung von atmosphärischem CO₂, usw.

5.3. Schritt 3: Definition von Verbesserungsoptionen

Zum heutigen Zeitpunkt ist das P2G Verfahren noch nicht allgemein gut bekannt. Es besteht vor dem Umsetzungsproblem bereits ein Erkenntnisproblem. Daher ist es noch unerlässlich, vorerst auch mit trivialer Sachinformation, alle drei grundsätzlich in Frage kommenden Optionen der künftigen Entwicklung des Methangasnetzes bezüglich Implementierung des P2G im Gebäudepark nebeneinander zu stellen. Die späteren Kapitel nehmen Bezug auf die vorgeschlagene Option 3 als Lösungsvorschlag.

Option 1: keine grundsätzlichen Änderungen gegenüber heute

Das bestehende Methangasnetz wird weiter wie bis anhin und mit fossilem Methangas betrieben. Dadurch entstehen keine zusätzlichen Infrastrukturkosten, es bleiben diejenigen die für den klassischen Betrieb und Ausbau erforderlich sind (ähnlich [41]). Der Preis des Energieträgers richtet sich nach den künftigen, ausländischen Märkten.

Die CO₂-Emissionsabsenkung durch die Ablösung von Öl- durch Gaskessel (~20-25%) geht im ähnlichen Mass wie bis anhin voran, stösst aber auf Grenzen. Die Absenkung durch den lediglichen Energieträgerwechsel geht solange voran, wie Ölheizungen ersetzt werden. Spätestens wenn diese komplett ersetzt wären und weiterhin neue EBF an die Gasnetze angeschlossen würde, steigt die CO₂-Emission wieder an. Die CO₂-Reduktion durch die Steigerung der Effizienz der Gebäudehülle (S1 4SS3Z) wird deutlich grösser sein, bezogen auf 1 m² EBF, wenn z.B. ein Q_h von 15 kWh/(m²a) angestrebt wird.

Die nutzbare Fläche auf den Dächern (und auch Fassaden) für PV stünde voll zur Verfügung zur Deckung anderer Strombedürfnisse. Diese Deckung ist aber solange begrenzt, wie die im Sommer erzeugten Überschüsse, z.B. wegen Negativpreisen an der Strombörse, einen Ausbau ohne Speicher "decken" werden.

Das wirtschaftliche Anschlussleistungs-Dilemma mit seinen finanziellen Konsequenzen wie unter 5.4.2 beschrieben, wird sich vermutlich bis 2050 zuspitzen. Ein Beibehalten der Anschlussleistung durch zusätzliche Verwendung von WKK ist unsicher, da neben der Wärme auch die Stromproduktion mit fossilen Energieträgern nicht eine längerfristige Lösung darstellt. Im Ganzen widerspricht die Option 1 mindestens S2, S4, und Z2, Z3 der 4SS3Z. Es muss jedoch auch darauf hingewiesen werden, dass der energetische Ersatz von ~10 TWh, der im fossilen Methangas enthalten ist, noch ungesichert ist.

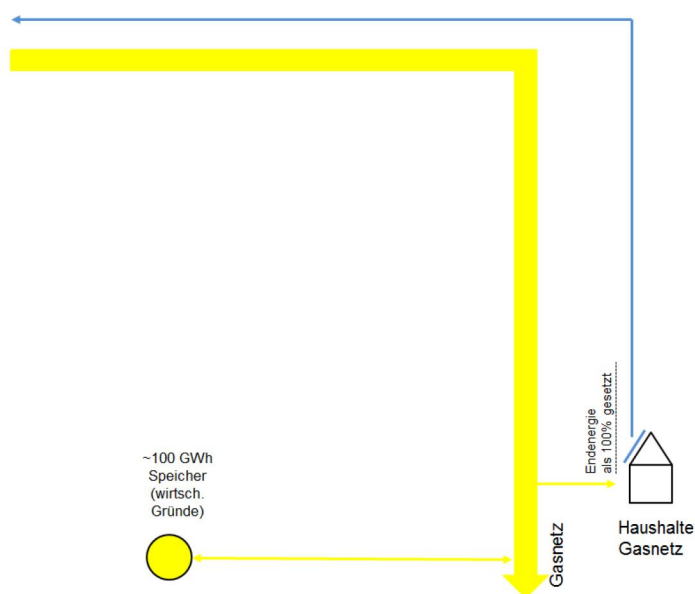


Abbildung 74: Option 1, künftiges weiteres Betreiben des bestehenden Gasnetzes, ohne relevante Änderung.

Option 2: Implementierung P2G, ohne Anbindung an Fernwärmenetz

Eine Implementierung des P2G wird vorgenommen, aber noch nicht optimiert bezüglich des Wirkungsgrades. Aus 100% Endenergie erneuerbaren Stroms werden rund 60% in Endenergie in Form von stofflichem EE-Methangas umgewandelt (Wirkungsgradangabe ETOGAS 2015). Bei dieser Option findet der Einschub zwischen "zwei Endenergiestationen" statt. Es entsteht die Anforderung an Produktion von erneuerbarem Strom.

Initiierung von Ausbau zusätzlicher Infrastruktur wie P2G-Anlagen, saisonale EE-Methangasspeicher, Produktionsanlagen für erneuerbaren elektrischen Strom, voneinander abhängige Netzkonzvergenzprozesse technischer als auch sozio-ökonomischer Natur werden gestartet und sind nicht viel geringer als wie bei der Option 3.

Diese Teilimplementierung (ohne Anschluss an die Fernwärme) ist zu Beginn denkbar, mit der Option einer späteren Aufrüstung durch die Abgabe der Abwärme an das Fernwärmenetz. Bedingung dazu ist jedoch, dass die P2G-Anlage mit der Methanisierung vorgängig an einem Punkt mit Verbindung zu einer dafür ausgelegten Fernwärmeleitung geplant wird. Sollte die Abwärme anderweitig verwendet werden können, entfällt diese Bedingung, wenn sie langfristig möglich ist. Je nach Bedarf an diese Abwärme könnte dies in einzelnen Fällen positiv für die Dimensionierung der Anlage sein, wenn die Menge der Abwärme durch den Methanisierungsprozess nicht begrenzt wird durch die maximal mögliche Abnahme der Wärme für Warmwasser im Sommer. Dies gilt aber auch für die Option 3. Eine ähnliche Situation ist in der Fallstudie Frenkendorf (5.1.4) mit dem Grosswärmeverbund der Fall.

Eine neue, bis anhin nicht existierende Konvergenz von Stromnetz und Gasnetz ist erforderlich. Die Anbindungsaufwände an das Fernwärmenetz entfallen. Ohne konkrete Abgabe der Abwärme entfällt auch die Anforderung einer Standortgebundenheit an ein Fernwärmenetz.

Die Option 2 erfüllt grundsätzlich fast alle Punkte der Energiewende, aber nicht optimal. Aus Sicht der Implementierung von P2G im Gebäudepark (Systemgrenze) ist hier S1 wegen des nicht maximal möglichen Wirkungsgrades nicht erfüllt.

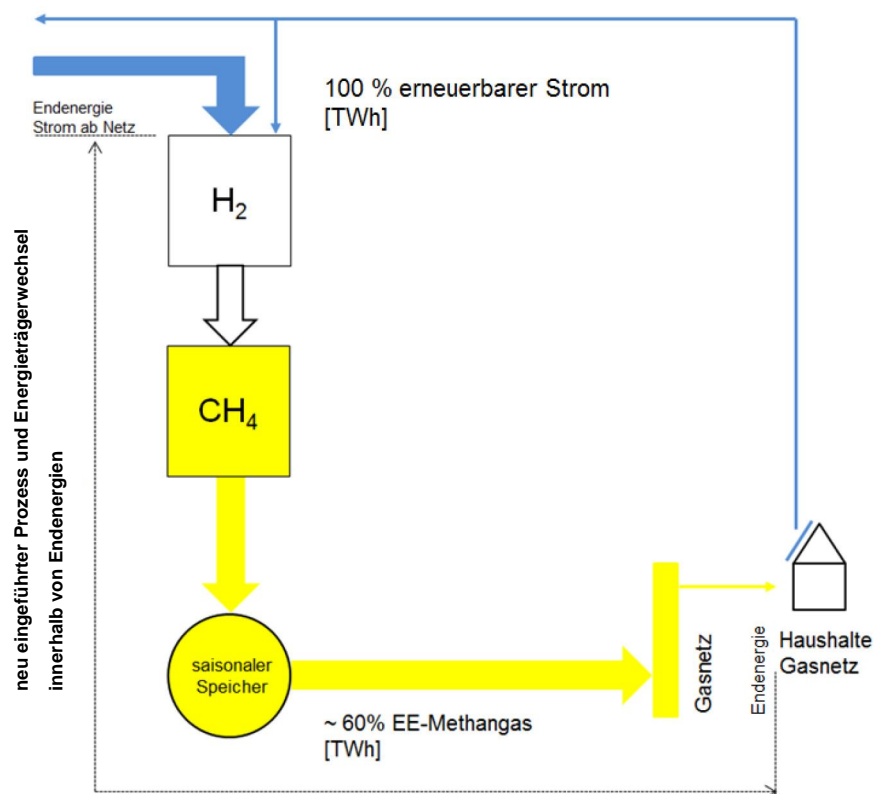


Abbildung 75: Option 2, Implementierung P2G im Gebäudepark ohne Nutzung der Abwärme für die Fernwärme.

Option 3: Implementierung P2G, mit Anbindung an Fernwärmenetz

Hier wird zusätzlich zur Option 2 auch die Abwärme aus dem Methanisierungsprozess für Wärme im Gebäudepark genutzt und ein Wirkungsgrad von ~80% angestrebt. Die grundsätzlichen Startbedingungen sind die gleichen wie in Option 2.

Die Option 3 schöpft die derzeit bekannten Möglichkeiten des P2G vollständig aus. Dies auch, wenn in Zukunft die Wirkungsgrade noch weiter verbessert würden. Sie stellt die grösste Herausforderungen dar, weil drei Netzsysteme zusammengeführt werden müssen. Die Option 3 erfüllt die 4SS3Z in allen Punkten, wenn ein Wirkungsgrad von 80% als ausreichend akzeptiert wird.

Für die Implementierung des P2G im Gebäudepark wird die Option 3 empfohlen, gemäss einem Fahrplan ähnlich wie in Abbildung 83, Abbildung 85 oder Abbildung 86 in 5.5.1. aufgezeigt.

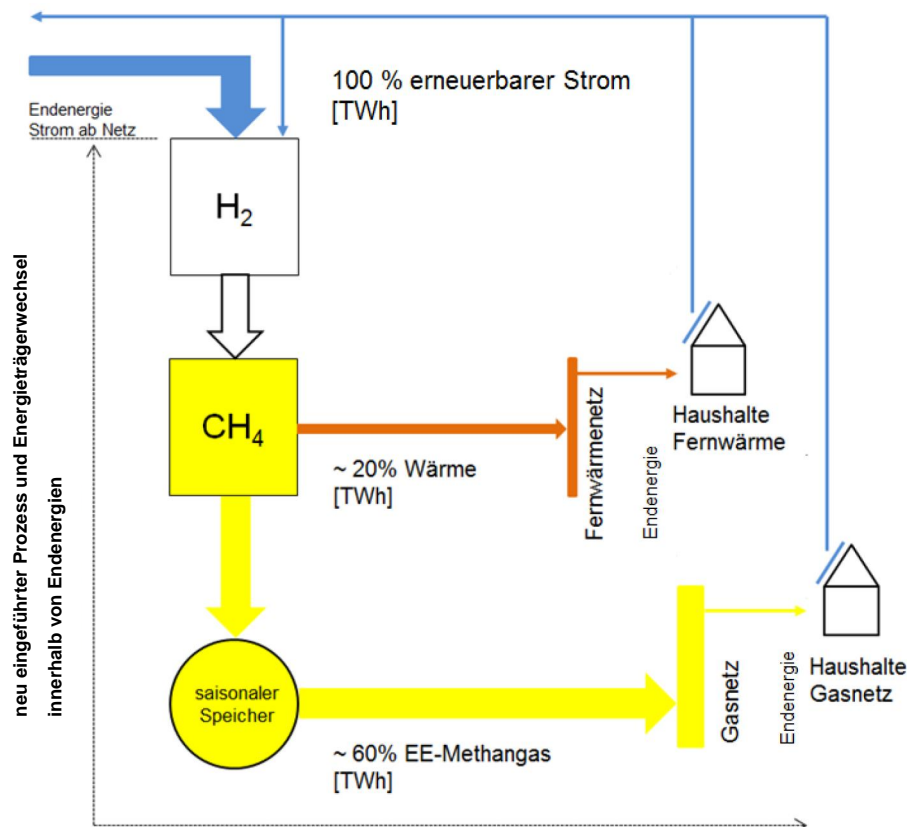


Abbildung 76: Option 3, Implementierung P2G im Gebädepark mit Nutzung der Abwärme für die Fernwärme.

5.4. Schritt 4: Umsetzungshindernisse

Für die Umsetzung eines Systems mit der Option 3 (5.3) sind Hindernisse zu erwarten, die von allen beteiligten Akteuren je nach Stand der Technik, der Art und Zusammensetzung der eigenen Netzsysteme und durch die ihrigen vorgegebenen öffentlich rechtlichen Rahmenbedingungen heute erkennbar sind. Diese werden in technische und sozio-ökonomische unterteilt und sind als Hinweise für Umsetzungsverbesserungen zu verstehen. Da der Begriff sozio-ökonomisch nicht immer eindeutig ist wird er hier folgendermassen definiert:

"In GEMEN werden unter sozio-ökonomischen Aspekten diejenigen Sachverhalte verstanden, die mit rein antropogenen Handlungsmustern in Zusammenhang stehen und umweltgerechtes Handeln behindern. Die rein technische Machbarkeit ist nicht Bestandteil davon."

Eine wichtige Ausgangslage bilden die in Tabelle 18, (5.2.2) genannten Vorteile und Schwachstellen, weil es vorwiegend um die Frage einer Systemumsetzung im Sinne der Unterstützung der 4SS3Z geht. Die Umsetzungshindernisse dazu sind hauptsächlich:

- Nicht-Erfüllung der Effizienz des Gebäudeparks im Hinblick der Senkung des spezifischen Raumwärmebedarfs Q_h bis 2050 (Totalsubstitution durch EE-Methangas in Frage gestellt).
- "Diktat" gemäss billigsten Preis versus Akzeptanz Preiserhöhung für die Werteerfüllung von Umweltbelangen (Entscheid gegen Umwelt gemäss Punkt 4 Ipsativer Handlungstheorie, 5.4.2), siehe Beispiel Fallstudie Frenkendorf.
- Unsicherheit Baubewilligungsverfahren (für PV, Windkraft, aber auch P2G-Anlagen, EE-Methangasspeicher)
- Fehlen von EE-Methangasspeichern (Infrastruktur, Baubewilligungsverfahren).
- Technische Unsicherheiten wegen fehlender Bau- und Betriebserfahrung (vor allem für vorwiegend EVU, die wenig allgemeine Bauverfahren besitzen).
- Unsicherheiten bei Zusammenarbeit verschiedener Netzeigentümer.

Des Weiteren basiert die Argumentation bei Hindernissen einerseits vorwiegend auf denen der EVU aber andererseits auch auf denjenigen im Sinne des Allgemeinwohls. Die Umsetzungshindernisse sind somit aus Sicht der betroffenen Akteure zu sehen, nicht aber als Einzelsicht sondern immer im Zusammenhang mit der Erfüllung der 4SS3Z.

Die folgenden Ausführungen haben nur dann Gültigkeit, wenn ein Entscheid zur Implementierung von P2G mit mindestens der Option 2 zur Weiterführung der heutigen Gasnetze an den dafür zuständigen Stellen gefällt wird. Diese Entscheidung steht noch aus. Wie bereits erwähnt kann GEMEN diese Entscheidung nicht abnehmen. Dies unterliegt einer anderen Hoheit. Das Aufzeigen eines möglichen Weges kann aber zum besseren Verständnis zur Machbarkeit oder Nicht-Machbarkeit liefern (Punkt 2, Ipsative Handlungstheorie, 5.4.2).

Der Zweck der Benennung der möglichen Hindernisse ist, anhand eines Fahrplans bis 2050 sich auf diese einzustellen und zu lösen (Abbildung 82 ff., 5.5.1). Damit werden heute erkennbare Probleme präventiv im Sinne eines planerischen Vorsorgeprinzips entschärft, die bei Top Down Strategien wie die 4SS3Z Schwierigkeiten von z.B. durch "Command and Control", in sich grundsätzlich bergen können. Diese Bemerkung ist in keinsten Weise eine Kritik an der 4SS3Z. Die Autoren stehen vollständig hinter der 4SS3Z, weil sie notwendig, klar und systemisch konsistent ist. Das Ziel ist, die Umsetzung der 4SS3Z ganzheitlich zu unterstützen.

Unter diesem Gesichtspunkt ist zu erwähnen, warum die später beschriebenen notwendigen Massnahmen nicht spektakulär daher kommen, sondern den Charakter des Bekannten haben. Der Punkt ist die *Umsetzung* des eigentlichen Bekannten, vor allem in den sozio-

ökonomischen Bereichen. Hier spricht man von der aus Sicht der Umweltpsychologie längst bekannten Diskrepanz zwischen Umweltbewusstsein und umweltgerechten Handeln [51].

Aus den Bedingungen für eine konkrete Umsetzung der Option 3 kann durchwegs in mehreren Bereichen eine Engpassstrategie resultieren, die mit grossen Aufgabenstellungen für bestimmte Lösungsfindungen auf alle Akteure ausgerichtet sind. Die Schwierigkeiten entstehen auch aus der Vernetzung, die wiederum neue Abhängigkeiten entstehen lässt, die nicht im Bestimmungsgebiet eines Einzelnen liegen. Dies ist z.B. bei der neuen Netzkonzvergenz von Gas und Strom der Fall, wo eine solche Kombination im Sinne der S2 4SS3Z vor wenigen Jahren als systemfremd erschienen liess und nun das "Gasnetz" auf erneuerbaren Strom angewiesen sein wird.

5.4.1. Hindernisse technischer Natur

Im Folgenden werden Bereiche beschrieben, die vorwiegend als rein technischer Natur gelten. Sie sind zu unterscheiden von den sozio-ökonomischen Hindernissen, da sie in Analyse als auch Strategien zu Lösungsfindungen unterschiedlich ausfallen.

Grössenordnung zusätzlicher Produktion von erneuerbarem Strom

Die Zahlenfakten zur Anforderung an zusätzlichen erneuerbaren elektrischen Strom sind nachvollziehbar, aber es ist anspruchsvoll, im Gesamtzusammenhang gleich zu erkennen, was das bis 2050 konkret bedeutet. Die Herstellung des EE-Methangases entspricht einem Ablösungsprozess von fossilen Energieträgern und stellt die Frage nach der Ressourcenallokation von Strom in einer neuen Dimension in den Raum.

Durch die Erkenntnis und Machbarkeit von "erneuerbarem Gas" (oder auch flüssigen Energieträgern) ändert sich etwas grundsätzlich. Sollte P2G eingeführt werden, wird es sich in Zukunft nicht mehr nur um den "klassischen Stromverbrauch" handeln. Durch die Möglichkeit der Selbsterzeugung von exfossilen Energieträgern ist eine Haltungsänderung gegenüber dem Ausbau von erneuerbarem Strom notwendig, wenn nicht alles über S4 4SS3Z geregelt werden soll. S1 4SS3Z hat technische (naturgesetzliche) Grenzen und Energieeinsparungen über die Suffizienz (Anspruchshaltung, Punkt 4 Ipsative Handlungstheorie (5.4.2)) bei Raumwärme als auch Raumwasser dürfen nicht gesichert einbezogen werden. Durch die qualitative Substitution von fossilem Methangas durch EE-Methangas findet nicht ein quantitativer Wegfall in Form von TWh statt. Der Energiegehalt muss ebenfalls ersetzt, resp. nun neu beschafft werden. In diesem Fall durch elektrischen erneuerbarem Strom, der als Endenergie in den Start-Prozess des P2G in die Hydrolyse eingespeist wird (Abbildung 76). Das Vorgehen mit einer solchen Dimension scheint ungeübt, jedoch wurden die Kernkraftwerke auch in rund 15 Jahren mit einer heutigen, jährlichen Produktion von ~ 25 TWh erstellt, was den Ausblick auf die kommenden 35 Jahre bis 2050 wieder etwas relativiert.

Bei einer Totalsubstitution bei den heute am Gasnetz angeschlossenen Haushalten durch EE-Methangas bis ins Jahr 2050 liegen die Extremwerte für die zusätzliche Menge an erneuerbarem, elektrischen Strom zwischen rund 3 und 20 TWh/a. Eine realistische Annahme liegt bei 6-8 TWh/a, wenn der spezifische Heizwärmebedarf Q_h mit 15 kWh/(m²a) bei diesen Gebäuden im Durchschnitt erreicht wird. Dabei wird dann aber auch ein Teil an Wärmeenergie an das Fernwärmenetz abgegeben, die hier noch nicht von den 6-8 TWh/a abgezogen sind.

Diese vorerst hoch wirkende Anforderung an die Stromwirtschaft ergibt sich aus der Konsequenz, einen exfossilen Energieträger selber herzustellen, um die S2, Z2, Z3 der 4SS3Z zu erfüllen. Diese Grössen sind nicht streitbar, weil sie den Naturgesetzen folgen. Lediglich die Wirkungsgrade wären weiter optimierbar. In GEMEN werden die rund 11 TWh/a des heutigen Endenergieverbrauchs durch die am Gasnetz angeschlossenen Haushalte betrachtet, die nur 1/3 des gesamten heutigen Verbrauchs an fossilem Methangas ausmacht. Für den anderen Anteil von 2/3 wäre ebenso erneuerbarer Strom erforderlich.

Nicht berücksichtigt sind jedoch die dort noch möglichen Aspekte im Sinne der S1 4SS3Z, so dass der tatsächliche zu substituierende Anteil dort noch variieren kann.

Die Frage stellt sich, ob der Strom nur inländisch oder gemäss S4 4SS3Z ausländisch erworben werden soll. Bei einem zu grossen Anteil aus dem Ausland würde indirekt die Absicht von Z3 verletzt, weil eine neue Form von Abhängigkeit durch impotierte Energie entstünde. Aus dieser Sicht ist auch ein eventueller Aussenhandel mit EE-Methangas selber zu nennen, der so die Anforderung an erneuerbarem Strom zumindest bei sich selber reduziert. Zurzeit wird auch an der Produktion von EE-Methangas mit Segelenergie gearbeitet (Sterner, 2014). Dies wäre eine weitere Möglichkeit des Imports. Fraglich bleibt bei solchen Ausweichmöglichkeiten, ob sie verlässlich sind (Z1 4SS3Z) und ob der Verzicht auf die mögliche national-ökonomische Eigenwertschöpfung sinnvoll wäre.

Die Gewährleistung, dass in Zukunft genügend erneuerbarer Strom zur Verfügung steht, ist für die Investitions- und Planungssicherheit von P2G-Anlagen, den EE-Methangas-Speichern, aber vor allem auch für die Erhaltung des Gasnetzes relevant. Sie unterliegt nicht der alleinigen Machbarkeit durch Netzbetreiber.

Die PV-Anlagen werden in GEMEN zwar im Zusammenhang mit der Eigenversorgung betrachtet, damit ist aber nicht gemeint, dass diese zwangsläufig nur auf den Dächern (oder Fassaden) der am Gasnetz angeschlossenen Haushalte sein müssten. Es geht generell um überhaupt verfügbaren Strom von irgendwelchen PV-Anlagen (oder anderen, erneuerbaren Strom). Das können auch Überschüsse im Inland (je nach S4 4SS3Z) als auch aus dem Ausland sein. Überschüsse von 6-8 TWh/a sind nicht zu erwarten, was einen zusätzlichen Ausbau von erneuerbaren Strom produzierenden Anlagen erfordert. Dieser elektrische Strom sollte, obwohl bereits mit der Qualität erneuerbar versehen, zusätzlich möglichst CO₂-arm sein, damit die Reduktion der CO₂-Emission gemäss Z2 4SS3Z maximal wird (siehe 5.2.4.). Die Hoch- Mittel- und Niederspannungsnetze werden auch an die Produktions-Spitzen durch PV im Sommer ausgelegt werden müssen. Ob das Stromnetz nur punktuell verstärkt werden muss oder allgemein, hängt von den Wegen zwischen den Strom-Erzeugern und den Hydrolysestationen ab. Somit kann durchwegs eine Platzierung von grossen P2G Anlagen an Standorten gewählt werden müssen, wo der Ausbau keine oder geringen Aufwand für die Anpassung des Stromnetzes bedeutet. Es ist aber darauf zu achten, dass aus Sicht der Implementierung der P2G Anlagen zur Bedarfsdeckung von Raumwärme und Warmwasser für eine Wirkungsgraderhöhung von 60% auf 80%, die Abwärme des Methanisierungsprozesses an ein Fernwärmenetz abgegeben werden muss. Somit bestimmen auch diese Nähe und deren Grösse den Standort einer P2G Anlage.

Aus Sicht der CO₂-Belastung für eine P2G-Implementierung im Gebäudepark wäre der Strom von Windenergieanlagen geeigneter als PV (siehe 5.2.4). Würde die Versorgung mit Windkraftstrom gemäss S4 4SS3Z mit einbezogen, wären auch aus Sicht der Stromgestehungskosten für den erforderlichen erneuerbaren Strom die Windenergieanlagen die bessere Wahl als PV. An sehr guten Onshore-Windstandorten produzieren WEA sogar günstigere Stromgestehungskosten (0.045-0.107 Euro/kWh) als an Offshore-Windstandorten (0.119-0.194 Euro/kWh). Dies trotz durchschnittlich höherer Vollaststunden [21].

Aus reiner Sicht der Produktion von erneuerbarem Strom für P2G im Gebäudepark sind die saisonal geringeren Schwankungen von WEA (auch im Winter) gegenüber der PV besser, weil sie die Dimensionierungs-bestimmende Grösse bei der Schnittstelle zwischen Methanisierung und Wärmeabgabe an die Fernwärmenetze freier gestaltbar machen.

P2G-Anlagen

Abgesehen von ersten Kleinanlagen (einzige Ausnahme Fallstudie Solothurn) sind P2G-Anlagen in der Schweiz nicht vorhanden. Geht man davon aus, dass in Zukunft der Bau von P2G-Anlagen nicht wegen einer negativen Standortgebundenheit ausserhalb der Siedlungsgebiete zu liegen kommen muss, und das Baubewilligungsverfahren verhältnismässig ist, werden diese auch lokal in der entsprechenden Dimensionierung realisiert werden können, z.B. auf Quartiergrösse. Der Beginn der Implementierung mit kleineren Anlagen auf Stufe Quartierebene hat den Vorteil, dass dabei der dazu gehörende, richtig dimensionierte Speicher selber gebaut werden kann, und so die Anbindung an die grossen Importnetze oder

Zugang zu nationalen Grossspeichern an Bedeutung verlieren, wenn eine Autarkie angestrebt wird. Das Berechnungsinstrument GBI in 5.1.3 ist so ausgelegt, dass es auch zwischen lokalen Stadtplaner und EVU so initiiert werden kann. Eine Autarkie könnte aber wiederum überregionale Ausgleichsvorteile vermindern. Die Kernaussage soll sein, dass mit P2G gestartet werden kann und das System frei bleibt in der weiteren Entwicklung und nicht unbedingt abhängig von Grossanbindungen sein muss, aber kann. Die Startphase mit sogar nur EE-H₂ wird in 5.5.1 aufgezeigt. Grosse Gas-Importleitungen werden dann überdimensioniert sein, was eine indirekte Folge im Sinne des Z3 4SS3Z ist. Ein internationaler Austausch von EE-Methangas würde die Bedeutung der grossen Gasnetze wieder steigern. Sollten P2G-Anlagen wegen der negativen Standortgebundenheit ausserhalb des Siedlungsgebietes zu liegen kommen müssen, wären Fernwärmeanschlüsse bis dorthin notwendig und ebenso die Stromnetze und EE-Methangas-Speicher.

EE-Methangas-Speicher

Die allgemeine Bedeutung der Speicher wurde in 5.1.2 erwähnt. In der Schweiz gibt es noch keine nennenswerten Methangas-Speicher. Am Grimsel sind welche in der Grössenordnung (mit einem Normaldruck-Äquivalent betrachtet) von 28 Mio. m³ geplant [39]. Die Baubewilligung liegt noch nicht vor. Von der Technik her ist die allgemeine Speichertechnologie bekannt. Bei Speichergrossen wie beim Grimsel sind Skalierungsprobleme zu beachten. Dies tritt in Zukunft noch stärker in Erscheinung, wenn weitere, noch grössere EE-Methangas-Speicher gebaut werden müssten um z.B. neben dem Gebäudepark auch den elektrischen Strom nach der 4SS3Z einzubeziehen. Sei dies beabsichtigt mit Grossregelkraftwerken oder dezentralen WKK. Ohne saisonale EE-Methangas-Speicherung wird P2G nur knapp über der Stufe der zulässigen Einspeisung von H₂ möglich sein.

Strenge Anforderungen an Q_n

Die Berechnungen im Modell zeigen, dass nur unter Annahme von strengen Vorschriften zur Senkung des Raumwärmebedarfs ein System so implementiert wird, dass es die unter 5.2.2 beschriebenen maximalen Anforderungen vollständig erfüllen kann. Die Umsetzung des Gebäudeprogramms ist unerlässlich. Eine zu geringe Erneuerungsrate bei der thermischen Erneuerung vom alten Gebäudepark gefährdet eine Totalsubstitution bis 2050.

Fernwärme

Die Fernwärme wird bis 2050 ein ähnliches Problem wie beim Gasnetz betreffend Anschlussleistung (5.4.2) zu lösen haben. Auch hier muss davon ausgegangen werden, dass der Raumwärmebedarf im Sinne der Erfüllung von S1 4SS3Z, durch z.B. einer Verbesserung der Gebäudehülle, deutlich sinkt. Die Kosten der Infrastruktur müssen auf weniger kWh verteilt werden, was wieder zu einer Preiserhöhung pro kWh für die am Kunden abgegebene Endenergie führt. Damit wird auch das Problem „Wärmeverluste“ im Fernwärmenetz streitbar. Diese müssten insofern berücksichtigt werden, dass nicht das Fernwärmenetz als wichtiges Element der Wirkungsgraderhöhung im System bei Implementierung P2G im Gebäudepark selber wieder diesen unnötig herabsetzt.

Der Fernwärmebezug weist im Verhältnis zu den vergleichsweise hohem Heizwärmebedarf des Gebäudebestandes, einen deutlich reduzierten Wärmebezug im Sommer auf (Abbildung 77).

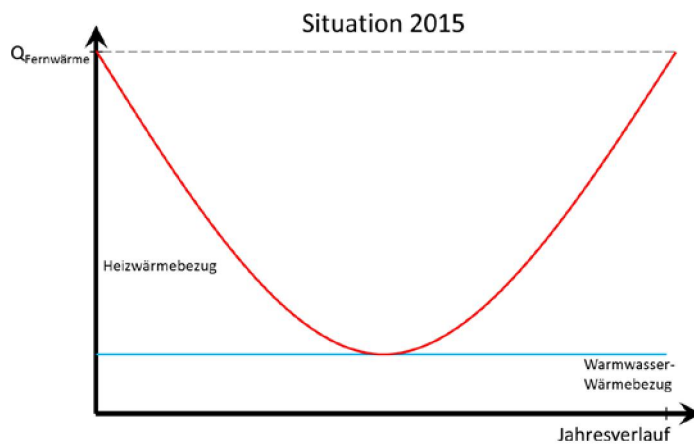


Abbildung 77: Verknüpfung Fernwärme & P2G - Situation 2015.

Mit einer fortschreitenden Absenkung des Heizwärmebedarfs bis 2030 der Haushalte (Annahme, Abbildung 78) sinkt der Wärmebezug im Winter und es entsteht im Fernwärmenetz Potential zum Anschluss weiterer Wärmebezüger. Die Abwärme des Methanisierungsprozesses im P2G-Verfahren fällt bei Strom aus PV vorwiegend im Sommer an. Hiermit ergibt sich die Begrenzung der Abwärme-Nutzung durch den Warmwasser-Wärmebezug.

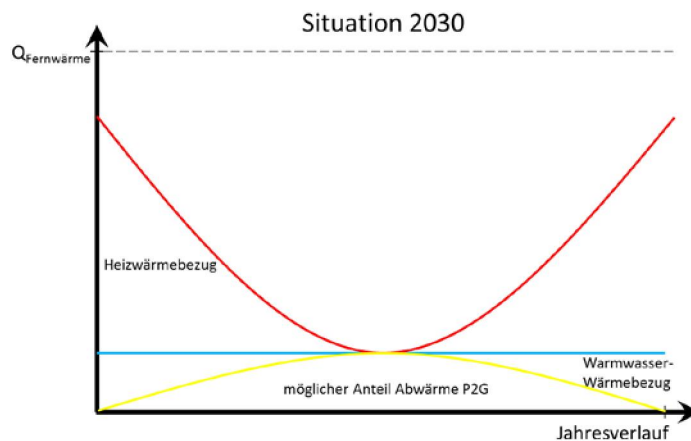


Abbildung 78: Verknüpfung Fernwärme & P2G - Situation 2030.

Mit einem weiteren Ausbau der EBF (Abbildung 79) von am Fernwärmenetz angeschlossenen, effizienten Gebäuden, würde sich auch der durch die Warmwasserbereitung verursachte sommerliche Wärmebedarf erhöhen und das Potenzial zur Nutzung von Abwärme aus dem Methanisierungsprozess steigen.

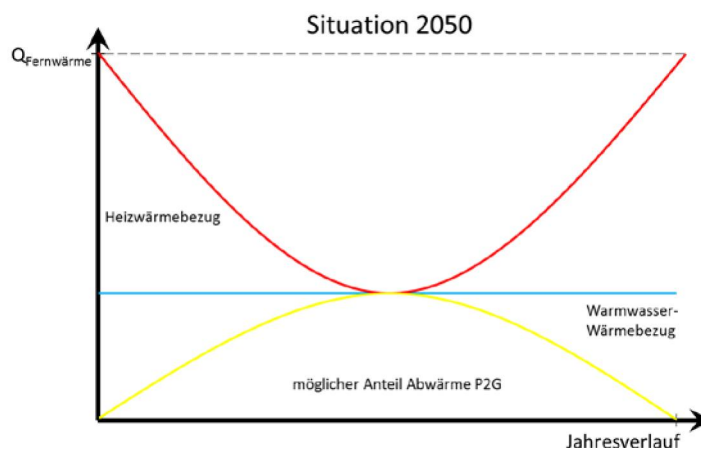


Abbildung 79: Verknüpfung Fernwärme & P2G - Situation 2050.

ergänzende Bemerkungen

Bei der Verdichtung/Entspannung im Gasnetz sind keine technischen Schwierigkeiten zu erwarten, da es sich um bereits angewandte Technologie handelt. Ähnliches gilt für die Dimensionierung der Netze, Transport und Verteilung als auch der Netztopografie. Der "gasnetzfrie" Landesteil in der Süd-Ostschweiz (siehe Abbildung 4) kann auch einen wertvollen Beitrag an P2G leisten. Durch die hohe Globalstrahlung in den Alpen kann z.B. die PV wertvollen erneuerbaren Strom produzieren und über das Stromnetz in entlegene P2G-Anlagen einspeisen. Diese Sachlage ist in einem gewissen Sinne vergleichbar mit der Erzeugung von erneuerbarem Strom im Zusammenhang mit Stauseen, nur dass der Speicher an einem andern Ort steht.

Des Weiteren stellen sich noch folgende zwei Grundfragen betreffend des bestehenden Gasnetzes:

- Inwieweit kann das bestehende Gasnetz übernommen werden? Wo muss wann, was technisch ergänzt werden? Dies wären der Ausbau des Netzes selber und der Zubau bisher netzfremder Anlagenteile.
- Muss das bestehende Gasleitungssystem zu den Haushalten verändert werden, verursacht z.B. wegen Anschlussleistungsänderungen. Dies würde enorme Erneuerungsinstallationskosten bewirken, denn dann müssten die für mehr als 10 TWh im Erdreich verlegten führenden Gasleitungen zu den Haushalten umgerüstet werden.
- Muss der Druck im Gasnetz allgemein erhöht werden? Auch dies würde grosse, zusätzliche Investitionskosten verursachen.

Von der Leistung her ist grundsätzlich die wichtigste Frage, ob das schweizerische Gasnetz für die Anwendung des P2G Verfahrens auf ein weiter ausgebautes Hochdrucknetz wie in Deutschland gebracht werden muss oder ob es diesbezüglich so bleiben kann wie es ist. Aus Sicht der Implementierung des P2G im Gebäudepark besteht kein Bedarf dafür, da der spezifische Heizwärmebedarf bis 2050 noch deutlich sinken wird und daher diese Leitungen sogar überdimensioniert sind, selbst wenn noch WKK angeschlossen würde. Gemäss Angabe FOGA besteht heute sogar eine Leistungs-Reserve von ~10%. Der Austausch durch ein EE-Methangas hat somit keine höhere Dimensionierung des Gasnetzes zur Folge. Die heutigen Dimensionen bedienen die heutigen Bedarfe von ungedämmten Gebäuden schon genügend und somit erst recht die eher geringeren Bedarfe in Zukunft.

5.4.2. Hindernisse „sozio-ökonomischer“ Natur

Das resultierende Hauptergebnis in diesem Kapitel ist die Ausarbeitung einer Vorgehensweise, wie man überhaupt sozio-ökonomische Aspekte erfassen und verarbeiten kann. Sie dient der Erfassung und Strukturierung von Aspekten nicht technischer Natur. Die Plausibilität der Umsetzung von P2G nach sozio-ökonomischen Aspekten ist mindestens so relevant wie die der technischen, auch wenn sie nicht in physikalischen Einheiten exakt beschrieben werden können und daher eventuell nicht so auf Anhieb relevant wirken. Unter sozio-ökonomischen Aspekten werden in GEMEN diejenigen Sachverhalte verstanden, die mit antropogenen Handlungsmustern in Zusammenhang stehen und umweltgerechtes Handeln behindern. Die technische Machbarkeit ist nicht Bestandteil davon (5.4).

Ganz allgemein betrachtet ist bei der Umsetzung in Richtung umweltrelevantes Handeln nicht immer nur die technische Machbarkeit zentral. Vereinfacht in zwei Gruppen aufgeteilt ist über einer rein technischen Prozesskette auch diejenige einer sozio-ökonomischen Prozesskette überlagert. Sie ist für Naturwissenschaftler in der Regel etwas fremder, weil sie vielleicht nicht mit klaren physikalischen Einheiten operiert, sie auch Kenntnisse umweltpsychologischer Natur voraussetzt und das Aushalten einer gewissen Unschärfe in Interpretationen von Resultaten fordert. Dennoch ist sie eine Komponente, die mit der Wirklichkeit wechselwirkt und z.B. an antropogenen Handlungsmustern erkennbar wird.

Etwas erstaunlich ist die bis heute geringe Anwendung dieser Erkenntnisse, obwohl bekannt ist, dass die Umweltprobleme von Menschen durch auch solche Muster induziert sind. Schon seit mindestens zwei Jahrzehnten ist dies erkannt und veröffentlicht (siehe Bsp. [51]).

Die Autoren in GEMEN sind nicht Fachleute aus der wissenschaftlichen Disziplin Sozioökonomie, versuchen aber diese Komponente nach besten Wissen und Gewissen einzubauen. Die Absicht ist, damit einen Lösungsraum zu vergrössern und zu beginnen, die Problematik nicht nur auf der rein technischen Ebene zu betrachten.

Um auf diese Art methodisch Elemente in Richtung Initiierung des P2G-Verfahrens zu identifizieren und zu ordnen, wird der Ansatz der "Ipsativen Handlungstheorie" verfolgt [31]. Dabei wird im Gegensatz zur möglichen Grundfrage "Warum wird etwas gemacht?" hier der Ansatz "Warum wird etwas nicht gemacht?" gewählt. Dieser Ansatz der Ipsativen Handlungstheorie kann auch allgemein auf die Unterlassung umweltgerechten Handelns angewandt werden, wie z.B.: "Warum wird nicht mehr erneuerbare Energie produziert?". Die weiteren Schritte basieren zwar auf der Ipsativen Handlungstheorie, werden aber hier deutlich vereinfacht und können dadurch eventuell teilweise unterschiedliche Interpretationen zur Originaltheorie beinhalten.

Die Begrenztheit der Handlungsspielräume von Akteuren gilt als zentral für das Unterlassen von Prozessen, die zu einem nachhaltigen Handeln führen. Die vier Punkte dazu sind:

1. *Die Handlungsausführung ist objektiv nicht möglich.*
2. *Die relevanten, umweltbezogenen Handlungsoptionen kommen der Person vor der eigentlichen Handlung gar nicht "in den Sinn".*
3. *Ökologische Handlungskonsequenzen fliessen aufgrund der fehlenden, unmittelbaren Erfahrbarkeit nicht die Handlungsregulation ein.*
4. *Die Person entscheidet gegen umweltbewusstes Handeln.*

Auf die Implementierung von P2G im Gebäudepark bezogen sind aus dieser Sicht folgende Aspekte zu erkennen (nicht abschliessend, da je nach Gewichtung nahezu unendliche viele denkbar sind):

Tabelle 22: Begrenzte Handlungsspielräume bei Implementierung P2G im Gebäudepark.

Punkt 1	<ul style="list-style-type: none"> - Handlungsangebot für Kunden: Das Nicht-Vorhanden sein eines Handlungsangebotes in Form von EE-Methangas macht eine Handlung zum umweltgerechten Handeln objektiv nicht möglich. Dies ist trivial. Die Frage ist aber, wie die Entscheidungskette dahinter ist, damit es zu dieser Situation kommt. Dies kann hier nicht mit der Frage der technischen Machbarkeit erklärt werden. - Eine Handlungsausführung zur Schaffung eines Handlungsangebotes in Form von EE-Methangas ist für ein EVU nicht möglich, weil aus dessen Sicht z.B. das Investitionsrisiko zu diesem Zeitpunkt zu hoch ist, obwohl es technisch machbar wäre. - Eine Baubewilligung wird nicht erteilt, obwohl die Machbarkeit und eventuell sogar die Wirtschaftlichkeit gegeben wäre. - usw.
Punkt 2	<ul style="list-style-type: none"> - Die Kenntnis von P2G ist nicht oder ungenügend vorhanden. - Die Kenntnis über die Implementierung von P2G und der Übereinstimmung mit der Vier-Säulen-Strategie und seinen drei Zielen ist nicht oder ungenügend bekannt. - usw.
Punkt 3	<ul style="list-style-type: none"> - Es gibt keinen direkt spürbaren (schmerzlichen) Erfahrungseffekt bei Nicht-Einhalten von notwendigen, ökologischem Verhalten, gemäss Z2 4SS3Z, z.B. das CO₂ Problem. Der Anreiz zur Handlung geht nur über ein abstraktes Verständnis, nicht über die unmittelbare Erfahrbarkeit. Dies hat auch damit zu tun, dass Menschen vor

	allem in mesoskopischen Bereich handeln (determiniertes Handeln). - usw.
Punkt 4	- Konatives Denken: z.B. höhere Gewichtung eigener (ev. notwendiger) Geschäftsentscheidungen werden über die des Allgemeinwohls gestellt. - Die unterschiedlichen Unternehmungen wollen aus Konkurrenzgründen keine Zusammenarbeit anstreben, wenn z.B. eine erwartete Marktbeschränkung der eigenen Region oder des eigenen Bereiches ansteht. - usw.

Ein Beispiel einer Kausalkette, ist in 5.1.4, Fallstudie Frenkendorf genauer aufgezeigt.

Seitens der Akteure, vorwiegend den EVU aus den Fallstudien, wurden die drei wichtigsten Punkte zu Umsetzungshindernissen wie folgt angegeben:

- Das künftige Verhältnis des Preises von EE-Methangas zu fossilem Methangas.
- Das Baubewilligungsverfahren.
- Die Entscheidung über Fortbestand der Infrastruktur Gasnetz.

Investitionssicherheit und Kosten EE-Methangas

Der Investitionsausblick der Gasnetze wurde in einer Fokusstudie im NFP 54 [41] dargestellt, unter der Fragestellung: "Was kostet das Bauwerk Schweiz und wer zahlt dafür?"

Tabelle 23: Darstellung der zukünftigen Investitionen in wichtige, nationale Infrastrukturen (Quelle: NFP 54).

Tabelle 1 Zusammenfassung Wiederbeschaffungswert, jährlicher Erhaltungsbedarf, Erhaltungsbedarf bis 2030 und Erweiterungsbedarf bis 2030					
Sektoren/Bereiche	WBW (Mrd. CHF)	Erhaltungsbedarf pro Jahr (Mrd. CHF)	Erhaltungsbedarf in % des WBW	Erhaltungsbedarf bis 2030 (Mrd. CHF)	Erweiterungsbedarf bis 2030 (Mrd. CHF)
Stromversorgung	140,2–167,8	2,4–3,4	1,7%–2,0%	48–68	29–33
Wärmeversorgung	0,44–0,45	0,009	2,0%	0,18	k.A.v.
Gasversorgung	13–20	0,24–0,44	1,8%–2,2%	4,8–8,8	k.A.v.
Trinkwasserversorgung	110,6	2,286	2,1%	45,72	k.A.v.
Total Versorgung	264,2–298,9	4,9–6,1	1,9%–2,1%	98,7–122,7	29–33

Der Wiederbeschaffungswert der Gasversorgung wurde mit 13-20 Milliarden CHF. angegeben, der Erhaltungsbedarf nach klassischer Nutzung bis 2030 mit 4.8-8.8 Milliarden CHF. Zum damaligen Zeitpunkt wurden für den Erweiterungsbedarf bis 2030 keine Angaben getätigt. Bei einer Implementierung des P2G im Gebäudepark müsste dieser Erweiterungsbedarf nun ergänzt resp. neu berechnet werden. Die Investitionssicherheit hängt stark von einer grundsätzlichen Entscheidung über den Fortbestand des heutigen Gasnetzes, der Garantie von ausreichend verfügbarem erneuerbaren Strom, dem Ablauf eines über alle Bereiche verhältnismässigen und abschätzbaren Baubewilligungsverfahrens und natürlich der Entwicklung der Kosten ab. Das Kostenproblem sind die Gestehungskosten plus weitere Gebühren und Steuern, die dann in stark börsenwirtschaftlicher Konkurrenz mit fossilem Methangas stehen werden und das beim künftigen Anschlussleistungsproblem durch die Bedarfsabsenkung bei Haushalten (siehe weiter unten) und der Ausgangslage erhöhter Infrastrukturkosten (Anlagen zur Produktion erneuerbaren Stroms, P2G-Anlagen, EE-Methangas-Speicher, Anpassungskosten Netze).

Ein Anhaltspunkt für eine Kostenplanung kann der heute am Markt zu bezahlende Preis pro kWh Endenergie EE-Gas sein. Im folgenden Fall handelt es sich vorerst lediglich um die

Einspeisung von EE-H₂ in das Gasnetz. In Deutschland wird durch Greenpeace-Energy "Windgas" am Markt bereits angeboten [15]. Mit diesem Handlungsangebot wird zumindest in einem ersten Schritt der wichtige Punkt 1 des Ipsativen Handlungsspielraums erfüllt (Handlungsangebot für Handlungswillige Kunden ist vorhanden). Dies entspricht auch dem Baustein 1 in 5.5.1.

Vor 2015 wurden 6.95 Cent/kWh für EE-H₂ veranschlagt. Gemäss Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) soll eine Einspeisung von H₂ bis 5% möglich sein. Greenpeace-Energy möchte vorerst diese Bandbreite nutzen, später dann aber auch EE-Methangas einspeisen. Der Elektrolyseur der Firma Enertrag in Prenzlau (Lieferant an Greenpeace-Energy) hat einen Wirkungsgrad von 57-73%. Bei einer anschliessenden Methanisierung wäre nochmals mit einem Verlust von 10% zu rechnen. Dies sind ähnliche Daten, wie sie die Firma ETOGAS in Stuttgart von Ihren Anlagen veröffentlicht.

Die Kostenzusammenstellung des in das bestehende Gasnetz eingespeisten EE-H₂ ist wie folgt:

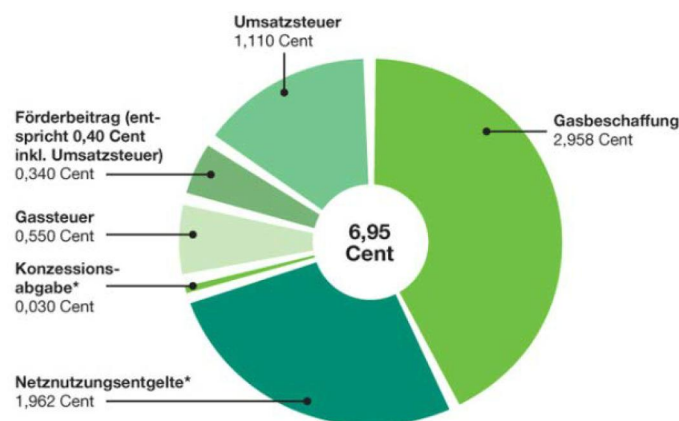


Abbildung 80: Zusammensetzung des Preises pro kWh Deutschland bereits angebotenen Windgases H₂. (Quelle: Greenpeace-Energy Deutschland)

Gemäss Angaben von Greenpeace-Energy Deutschland (Kaslin, 30.1.2015) sind die Preise per 1.1.2015 auf 6.65 Cent pro kWh gesenkt worden. Der geplante Absatz von EE-H₂ für die Jahre 2015 und 2016 beträgt 800 MWh/a. In den Jahren 2017 und 2018 sollen dann 1000 MWh/a abgesetzt werden.

Interessant ist gemäss Abbildung 80, die Preisgrösse der EE-H₂-Beschaffung (Gasbeschaffung), die knapp unter drei Cent liegt. Darin enthalten sind in der Regel der Hydrolyse-prozess, die Stromeinkaufskosten des EE-H₂-Herstellers und somit eigentlich auch indirekt die Kosten und Betrieb der erneuerbaren Strom produzierenden Anlagen. Was hier fehlt sind die Kosten der Speicher und des Methanisierungsprozesses. Der Strom muss äusserst günstig eingekauft worden sein. Gemäss Abbildung 81 sind die Gestehungskosten alleine von erneuerbarem Strom in der Regel schon höher als die der ganzen EE-H₂-Beschaffung wie in Abbildung 80 aufgezeigt. Das heisst nicht, dass dieser Preis in Zukunft nicht auch möglich bliebe. Jedoch müssten dann die Gestehungskosten von erneuerbarem Strom noch weiter sinken oder andere Bereiche im Sinne von Förderung erneuerbarer Energie gesenkt werden. Aus Konkurrenzgründen gegen über fossilem Methangas gilt dies insbesondere für eine CO₂-Steuer, wo sich nun durch die Verwendung von EE-Methangas eine andere Situation einstellt. Wichtig dabei ist im Auge zu behalten, dass die CO₂-Last für den für das P2G-Verfahren benötigten erneuerbaren Strom gering bleibt. Eine zu hohe CO₂-Last bringt keine effektive CO₂ - Reduktion (5.2.4).

Warum das Produkt "Wind"gas heisst, ist neben dem, dass es aus diesem Bereich kommt, auch aufgrund des in Abbildung 81 ersichtlichen Preise verschiedener Herkunft erklärbar. Aus Sicht der Stromgestehungskosten für den erforderlich erneuerbaren Strom sind Windkraftträder in Deutschland die bessere Wahl als PV. An sehr guten Onshore Wind-

standorten produzieren WEA sogar günstigere Stromgestehungskosten (0.045-0.107 Euro/kWh) als an Offshore-Windstandorten (0.119-0.194 Euro/kWh). Dies trotz durchschnittlich höherer Volllaststunden [21]. Was aber aus Sicht der Investitionssicherheit nicht abgesichert ist, ist die Frage der künftig genügend vorhandenen Menge an erneuerbarem Strom.

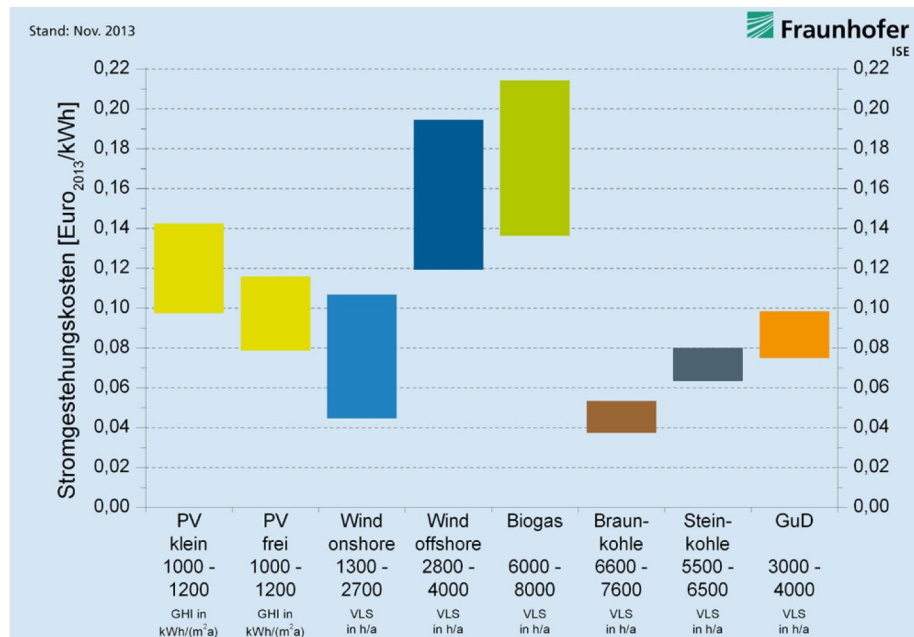


Abbildung 81: Stromgestehungskosten in Deutschland (Quelle: Fraunhofer Institut)

In Deutschland hat das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) grosse Bedeutung. Gemäss Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes EnWG 2011 (auch im Sinne der Bestätigung, dass per Definition erneuerbarer Strom und EE-Gas gefordert sind) gibt es in Deutschland folgende Bestrebungen:

§ 3, 10c:

Methan, das aus Ökostrom und erneuerbarem CO₂ stammt, wird wie Biogas der vorrangige Zugang zu den Gasnetzen garantiert.

§ 118, 7

Anlagen, die synthetisches Methan herstellen, sind wie neue Pumpspeicherkraftwerke von Entgelten für den Netzzugang im Strombereich freigestellt und von den für die Gaseinspeisung zu entrichtenden Einspeiseentgelten im Gasnetz befreit.

Zur Investitionssicherheit gehört auch der Umgang mit der Entwicklung der Preise bis 2050, der sich durch die sinkende Anschlussleistung durch Absenkung des spezifischen Heizwärmebedarfs Q_h bei Haushalten ergeben wird. Dies birgt aus heutiger Sicht ein Problem, das man als Effizienz-Anschlussleistungsdilemma bezeichnen kann.

Wird das Q_h der Haushalte in 2050 z.B. auf 15 kWh/(m²a) abgesenkt (S1 4SS3Z), geht um den gleichen Betrag die dafür zu liefernde Endenergie zurück. Die Infrastrukturkosten steigen voraussichtlich (aufgrund der zusätzlichen P2G-Anlagen, EE-Methangas-Speicher und erneuerbaren Strom erzeugenden Anlagen) und müssen auf weniger gelieferte kWh Endenergie abgewälzt werden. Ähnliches wird für das Fernwärmenetz gelten.

Für die künftige Lieferung von EE-Methangas bietet sich die Möglichkeit an, die Endgeräte in den Haushalten im Lebenszyklen-Austausch durch Geräte zu ersetzen, die zwei Forderungen zu erfüllen versuchen. Das eine ist die Modulierungsfähigkeit auf reduzierte Nachfrage zur Erzeugung von Wärme, das andere das Leisten eines Beitrags an die

Erzeugung von (dezentraler) erneuerbarer Stromproduktion, wegen z.B. des Ersatzes der durch die Abschaltung von Kernkraftwerken fehlendem Strom (ähnlich 3S 4SS3Z). Dies würde einen höheren Absatz von EE-Methangas als nur denjenigen für Q_{hww} bringen. Der Betrieb dieser WKK dürfte nur mit EE-Methangas betrieben werden, da ansonsten die 4SS3Z nicht erfüllt wäre. Unter der Annahme, die Aufteilung wäre bei diesem Gerät 2/3 für Wärme und 1/3 für elektrischen Strom, würden pro m^2 EBF nochmals $\sim 16 \text{ kWh/a}$ anfallen.

Das Angebot der Green-Peace-Energy gibt einen Überblick des Preises für EE- H_2 . Für EE- CH_4 können die von ETOGAS verwendeten Kalkulationsangaben (Tabelle 24) genommen werden. Betrachtet werden hier vorerst nur die effektiven Anlage-Produktionskosten von EE- CH_4 (ohne Einkauf erneuerbaren Stroms, Steuern, anderen Abgaben, EE-Methangas-Speicher). Ein installiertes MW einer P2G-Anlage kostet 1 Mio. €. Als Beispiel wird dies für eine Anlage auf Grösse Quartierebene berechnet.

Tabelle 24: Preis/kWh EE- CH_4 , nach Kalkulation ETOGAS.

Beschrieb	Daten
Anlagengrösse für ein Quartier	10 MW _{el.} (Stromeingang in Hydrolyse-Prozess)
EE-Methangas-Ertrag aus PV-Anlage	$10'000 \text{ kW}_{\text{PV}} \cdot 2000 \text{ h/a} \cdot 60\%$ $= 12'000'000 \text{ kWh}_{\text{EE-Methangas/a}}$
PV-Volllaststunden	2000 h/a
Wirkungsgrad P2G	60%
Kosten der P2G-Anlage	1'000'000 €/ MW _{el.}
Zinssatz	5%
Lebensdauer	30 Jahre
Annuität	6.51%
Jahreskosten	$10'000'000 \text{ €} \cdot 6.51\%$ $= 651'000 \text{ €/a}$
spezifische Gaskosten für die P2G-Anlage	$\frac{651'000 \text{ €/a}}{12'000'000 \text{ kWh/a}} = 5.425 \text{ Cent/kWh}$

Ein zusätzlicher finanzieller Ertrag lässt sich noch über den Verkauf der Abwärme erzielen. Bei z.B. einer preislichen Aufteilung von 60%+20% könnte dann die Abwärme mit 1.356 Cent/kWh und das EE- CH_4 mit 4.069 Cent/kWh beziffert werden. Andere Aufteilungen wie z.B. Preisgleichsetzungen pro kWh usw. sind im Sinne von finanziellen Anreizen (wirtschaftliche Anreize, 5.5.2) im Sinne S2 4SS3Z auch denkbar.

Das Beispiel in Tabelle 24 entspricht nicht einem optimalen Auslastungs-Zustand. Die Betriebsstunden von 2000h/a sollten für eine kostengünstigere EE- CH_4 -Produktion deutlich höher sein (z.B. 4000-5000 h/a). Das bedeutet, dass die Zufuhr von erneuerbarem Strom entsprechend angepasst werden muss.

Baubewilligungsverfahren

Ein Thema, das immer wieder bei nahezu allen Besprechungen auftaucht ist das Baubewilligungsverfahren. Auch hier geht es nicht um die technische Machbarkeit, sondern um Unsicherheiten betreffend Positiv-/Negativ Entscheide. Speziell aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen handelt es sich um Anlagen, die naturgemäss Grossprojekte sind. Besondere Sorge bereitet die Unsicherheit zur Erstellung von genügend erneuerbarem Strom erzeugenden, inländischen Anlagen wie PV und Windkraft (S2 und indirekt S4 und Z3 der 4SS3Z). Dazu sind zwei Vorbemerkungen zu machen:

- **Betreffend PV:**
Nach der Novellierung des Raumplanungsgesetzes im Frühjahr 2014 (insbesondere Art. 18) ist für das Potential für PV auf Dach (auf Fassade ist dort nicht erwähnt), ein künftiger Anstieg denkbar. Die Sorge der effektiven Umsetzung bleibt. Vor allem auch im Hinblick, dass dieser Strom nicht nur für das implementierte P2G im Gebäudepark zur Verfügung stehen wird, sondern auch für andere Bedürfnisse benötigt wird, wie z.B. ausgelöst durch den Ersatz für Kernkraftwerke (rund 25 TWh/a), der eventuellen bevorstehenden Elektrifizierung der Mobilität oder für Wärmepumpen.
- **Betreffend Windkraft:**
Die Windkraft ist in der Schweiz noch gering vertreten. Gemäss EBM (Genossenschaft Elektra Birseck Münchenstein) hat das aus eigener Erfahrung
 - in erster Linie mit dem Baubewilligungsverfahren zu tun.
 - erst an zweiter Stelle wird nicht Verdichtbarkeit aufzustellender Anlagen in der Landschaft und an
 - dritter Stelle die Anzahl möglicher Vollaststunden genannt.

Dies führte zum Erwerb eines Windparks im Süden Spaniens (Cádiz) mit einer Leistung von 42 MW. Aus Sicht S4 der 4SS3Z kann das verschieden beurteilt werden. Einerseits ist die qualitative Verbesserung gegenüber fossilen Energieträgern zu würdigen, aber quantitativ entsteht hier aus indirekter Sicht von Z3 4SS3Z wieder eine neue Energieabhängigkeit.

Das vorhanden sein dieser Problematik ist keine Erkenntnisleistung. Erstaunlich ist jedoch, dass trotz der Jahrzehnte langen Erfahrung die Baubewilligung heute immer noch als Unsicherheitsfaktor empfunden wird. Dem Baubewilligungsverfahren ist für die Umsetzung der inländischen Umsetzung der 4SS3Z grosse Bedeutung zuzumessen. Daher wird diesem besondere Aufmerksamkeit gewidmet, die aber nicht hier sondern unter 5.5.2. (Regulatorische Instrumente) ausführlich im Zusammenhang mit dem aktuellen Stand behandelt wird.

5.5. Schritt 5: Handlungsansätze

Damit Potentiale gemäss Kapitel 4 und Erkenntnisse gemäss 5.2, 5.3 und 5.4 umgesetzt werden können, sind hier auf die Filtration oben beschriebener Prozesse ausgerichtete Handlungsansätze formuliert. Die Handlungsansätze beruhen vorwiegend auf den erkannten Umsetzungshindernissen, anlehnend an den ipsativen Handlungsspielraum, den fünf Instrumenten der Umweltpolitik zur Stärkung des Vollzugs im Umweltbereich und dem Leitfaden der 4SS3Z.

Wie bereits erwähnt, ist GEMEN kein Ausführungsprojekt, sondern ein Plausibilisierungsprojekt. Die Empfehlungen erheben nicht den Anspruch der zukünftig absoluten Richtigkeit in jedem Detail und bleiben teilweise streitbar. Jedoch macht es Sinn, diese aus heutiger Sicht aufzustellen, damit eine Ausgangslage zur weiteren Bewertung und Planung der Implementierung des P2G-Verfahrens als Grundlage vorhanden ist, denn zurzeit liegt keine solche ganzheitliche Darstellung vor.

Bei den folgenden Beschreibungen und Hinweisen ist nicht immer scharf trennbar, ob es sich dabei nur um rein gebäudespezifische Belange handelt, wie sie unter der Systemgrenze von GEMEN festgehalten sind. Teilweise können auch Systemgrenzen überschreitende Belange dabei sein. Diese Hinweise würden dann auch andere Bereiche betreffen, wie z.B. die Rückverstromung oder Mobilität.

Betrachtet wird hier immer mit Blick auf die Option 3 (Energieknotenpunkt mit drei Netzen, gemäss 5.3), weil diese bei der Implementierung des P2G im Gebäudepark diejenige mit dem höchsten Wirkungsgrad ist und damit S1 4SS3Z (2.1) am besten erfüllt.

5.5.1. Ganzheitliche Betrachtung und Basis der Empfehlungen

Die Umsetzung einer Totalsubstitution von fossilem Methangas durch EE-Methangas aus dem P2G Verfahren bis 2050 muss als jetziger Beginn eines Weges der Prozesse Planung, Implementierung und Steuerung der Energieflüsse im Zusammenhang mit anderen Energiesystemen, saisonaler Speicherung und Entwicklung von Halbfabrikaten, als auch Fertigprodukten begonnen werden. Eine Zielausrichtung bis 2150 dauert zu lange, da z.B. durch einen zu langen Eintrag (mit der heutigen Konzentration) des CO₂ von fossilem Energieträgern eine zu stark fortlaufende Anreicherung der Treibhausgase stattfindet, und auch das Gasnetz dann nicht wirklich als ein Träger zur Umsetzung der Energiewende glaubwürdig wäre.

Vor dem eigentlichen Anstoss zur Umsetzung müssen die Bewusstseinsbildung und noch eventuelle, weitere Entdeckungen/Bereinigungen von Schwachstellen gemacht werden (gemäss Punkt 2, ipsativer Handlungsspielraum bei 5.4.2). Dies aus folgenden Gründen:

- *Das Gebiet des P2G ist neu und nicht allen wichtigen Akteuren genügend bekannt.*
- *es gibt ungenügend Erfahrungen in der Grossanwendung.*
- *die Investitionssicherheit ist noch nicht gegeben.*
- *Der Fortbestand der Infrastruktur Gasnetz ist unklar.*
- *die Umsetzungspotentiale für eine deutlich höhere Produktion von inländisch erzeugtem erneuerbaren, elektrischen Strom sind nicht sicher.*
- *Das Baubewilligungsverfahren ist zu wenig berechenbar.*

Die Basis der Empfehlungen baut vorwiegend auf:

- *Festlegung von Grundentscheidungen*
- *Zusammenarbeit*
- *Akzeptanz eines normativen Rahmens*
- *Empfehlungen für den Gebäudepark*
- *Fahrplan*

Festlegen von Grundentscheiden

In der Gasbranche herrscht Unsicherheit über den Fortbestand der Infrastruktur Gasnetz. In den kommenden Jahren wird es erforderlich sein, über das ob und wie eines Fortbestands dieser Infrastruktur zu entscheiden. Für die Entscheidungsträger sind sie bezüglich Wichtigkeit nichts weniger als eine national-Energie-strategische Aufgabe bis 2050 und von enormer Tragweite. Der Entscheid über eine mehrere Milliarden teure Infrastruktur ist somit ein "Schwergewicht" für Entscheidungsträger. Da es sich um die Implementierung eines Systems handelt, dass heute bei den Haushalten deutlich über 100 Mio. m² EBF bedient, sind auch die Kantone eingebunden, die nach Bundesverfassung grösstenteils für die Energie in Gebäuden zuständig sind. Ob Bund und Kantone diese Frage des Systemwechsels unkoordiniert beantworten können scheint nicht zu abgesicherten Entscheidungsgrundlagen zu führen. Unter einem Systemwechsel wird hier die weitgehendste Substitution durch EE-Methangas verstanden und die damit verbundene Veränderung der Energielandschaft in Richtung Konvergenz der Netze und der Umsetzung der Vier-Säulen-Strategie wie unter 5.2.2 beschrieben.

Eine heutige Festlegung, wo ein bestehendes Gasnetz mit zusätzlich neuer, eigener Infrastruktur (P2G-Anlagen, EE-Methangas-Speicher) zunehmend selber erneuerbare

Energie einbringt und auch von einem rein distributivem System zu einem Teil eines konvergenten Gesamtenergiesystems umgewandelt wird, ist von zentraler Bedeutung für die Investitionssicherheit und die Planung bis 2050 (siehe z.B. Abbildung 83). Das wird eine Wertefrage sein (Umsetzung der Vier-Säulen-Strategie und den drei Zielen), eine Preisfrage (Steuerung und Lenkung des Absatzpreises vom EE-CH₄, Infrastrukturkosten) und eine politische (konatives Denken, in politischer Zielverfolgung oder Unsicherheiten mit konativem Denken einzelner Akteure (Punkt 4, Ipsative Handlungstheorie)).

Bei dieser heute noch schwierigen Entscheidungsausgangslage sind Überlegungs-Unterstützungen zur Entscheidungsfindung wie folgt denkbar:

"Wie kann man etwas definieren, das bei einer Entscheidung selber hilft, das im Nachhinein eine Entscheidung unter den damaligen Gegebenheiten nachvollziehbar macht (im Sinne eines Dechargé) und Argumente für ein Gelingen, einer notwendigen Korrektur in der Umsetzungsphase oder ein Scheitern erklären kann?"

Dazu eine grundsätzliche Überlegung, die als eines von vielen Mosaikstücken im Ganzen eine Leitlinie und einen Erklärungsraum für Umsetzungsentwicklungen auf dieser Basis schaffen kann. Sie basiert auf einer Kernfrage:

Was sind die Auswirkungen eines implementierten Systems, wenn es etabliert ist und dann weiter anwächst?

Das würde bei der Implementierung von P2G im Gebäudepark konkret diejenige Situation beschreiben, wenn 2050 der Gebäudepark (am Gas- und dazu gehörendem Fernwärmenetz angeschlossenen Haushalte) weitgehend mit EE-Methangas bedient würde, die Vier-Säulen-Strategie und die drei Ziele erfüllt wären (gemäss 5.2.2) und die EBF der an diesem Gasnetz angeschlossenen Haushalte weiter anwachsen würde, z.B. auf 150'000'000 m². Hier wird somit nicht auf die Umsetzungsproblematik selber bis 2050 fokussiert, sondern auf eine langfristige Phase, nach einer Umsetzung, um nachhaltige Bedeutung und Umsetzungs-beklemmung eines neuen Systems voneinander trennen zu können.

Grundfragen zur Beantwortung bei der Zunahme der EBF sind:

- Wie entwickeln sich die relevanten Umwelteinwirkungen (5.2.1, 5.2.4)?
- bleiben weiterhin die Vier-Säulen-Strategie und die drei Ziele erfüllbar (5.2.2)?
- Unterstützt das System auch andere Bereiche, wenn es weiter wächst?

Solche Fragestellungen konzentrieren sich nicht auf die Probleme einer Umsetzungsphase, sondern auf die Qualität ab z.B. 2050. Dabei ist ebenso zu beachten, dass ab 2050 neue Herausforderungen auftreten können, z.B. die Grenze der Energiedichte im Sinne des Verhältnisses von im Inland produzierender Energie und Anspruchshaltung der Bevölkerung an die Menge der Energie. Das wären Probleme übergeordneter Natur. Der Hinweis dient dazu, dass kein System ab einem gewissen Grad die Problematik einer Übernutzung eines Landes lösen kann. So sollen nicht Lösungsstrukturen verworfen werden, die gar nicht die Problemstruktur auf einer anderen Ebene nicht lösen können. Hier kann z.B. die Energieeffizienz (gemäss S1 4SS3Z) einen Beitrag leisten, hat aber irgendwann auch ihre Grenzen. Die Betrachtung ist hier rein auf der Ebene der Umwelt und Energie, die Kostenfolge ist eine andere Ebene.

Zusammenarbeit

Mit einer lediglich Übergabe eines Auftragsdossiers an die Gaswirtschaft alleine, werden zentrale Probleme nicht automatisch gelöst und so auch keine kontinuierliche Entwicklung im benötigten Zukunftsraum bis 2050 erwartbar sein. Unterschiedliche Kenntnisstände, selektive Problemwahrnehmungen, verschieden mögliche Problemdefinitionen und deren Bearbeitungen bei Akteuren mit begrenzten Handlungsspielräumen (gemäss Ipsativer

Handlungstheorie) erfordern eine Aufgabenbearbeitung aller betroffenen Akteure in der Schweiz. Auf der Stadtebene kann z.B. das GBI die Akteure Stadtplaner und EVU zusammenführen helfen. Bei einer vernetzten Zusammenarbeit auf höherer Ebene (Bund, Kantone) sind andere Dienstwege einzuhalten.

So ist z.B. die Herstellung des erneuerbaren Energieträgers EE-Methangas mit der Anforderung der vorhergehenden Produktion von erneuerbarem, elektrischen Strom unabdingbar verbunden. Der Ausbau dieser Anlagen ist nun neu im grossen Interesse der Gaswirtschaft, kann aber nicht von ihr alleine bewerkstelligt werden, da sie zurzeit systemfremd ist oder auch z.B. der Ausbau von Windkraftanlagen aufgrund vieler allgemeiner rechtlicher Ansprüche komplex ist. An diesem Beispiel ist ersichtlich, dass das Zusammenfügen von Problemstruktur und Lösungsstruktur nur in Zusammenarbeit mit Bund und Kantonen Aussicht auf Erfolg haben wird. Bezogen auf die Produktion von erneuerbarem Strom (gemäss S2 4SS3Z) sind die Rahmenbedingungen durch die öffentliche Hand mit dem novellierten RPG Art. 18 und dem Verlauf der Session im Dezember 2014 (siehe Regulatorische Instrumente, 5.5.2) zumindest auf gutem Kurs. Die Umsetzung selber dazu ist damit aber noch nicht eingetreten. Zu klärende Themen werden z.B. sein:

- Raumplanung:
Definieren von Gewerbe- und Industriezonenflächen für die Aufstellung der P2G-Produktionsanlagen und die darauf hin dimensionierten EE-Methangas-Speicher oder auch die Möglichkeit der Anlagenplatzierung in der Nähe von Wohnquartierzonen. Dazu gehören auch Grössendefinitionen und Festlegungen von negativen und positiven Standortgebundenheiten für den Bau in Siedlungs- oder Nicht-Siedlungsgebieten.
- Erstellen von Grundsätzen zur Unterstützung eines Bewilligungsverfahrens:
Gefahren, Explosionen, Störfallverordnung, Gerüche, Erschütterungen (gemäss USG), usw.

Akzeptanz eines normativen Rahmens

Für das künftige Zusammenarbeiten der unterschiedlichen Akteure (in Richtung Konvergenz der Netze Strom, Gas und Fernwärme) ist ein gemeinsam akzeptierter Überbau unterstützend für die Fokussierung von Umsetzungsressourcen.

Eine Ausrichtung auf die in 5.2.2 dargestellte Form der Vier-Säulen-Strategie und seinen drei Zielen beinhaltet den Vorteil, dass die politische Ableistung vorgegeben ist und nicht erst noch im Grundsatz verhandelt werden müsste.

Bei Baubewilligungsverfahren (P2G-Anlagen, EE-Methangas-Speicher, Stromproduktion (gemäss S2 4SS3Z)) wären normative Abläufe fördernd, auch für die Investitionssicherheit. Ein Musterbaubewilligungsverfahren könnte die grundsätzlichen Abläufe festigen und die durch kognitive Dissonanz erzeugten, unnötigen Zusatzaufwendungen zumindest entschärfen. Genauer dazu ist in "Regulatorische Instrumente" unter 5.5.2 beschrieben. Ein weiteres Forschungsprojekt (GEMEN 2) ist dazu in Vorbereitung.

Empfehlungen für den Gebäudepark

Die Senkung des spezifischen Heizwärmebedarfs im Sinne der S1 4SS3Z und des Gebäudeprogramms, soll ungebremsst fortgesetzt werden. Angestrebte Werte bis 2050 liegen für den spezifischen Heizwärmebedarf bei $Q_h=15 \text{ kWh}/(\text{m}_2/\text{a})$, für Klimastandorte wie Basel und ähnliche (ohne Abzug von WRG). Dieser strenge Wert des spezifischen Heizwärmebedarfs richtet sich vorerst auf die theoretische Optimierung von Energieeigenproduktion und zusätzlicher Möglichkeit der Abgabe von elektrischem Strom an andere Bereiche in 2050 aus und weniger an einer aktuellen Optimierung der UBP aufgrund des Verhältnisses von Wärmedämmung und Heizsystem mit heutigen Daten (wie z.B. in [19] aufgezeigt). Die Senkung des Q_h betrifft den neuen als auch den noch energetisch zu erneuernden Gebäudepark, der in 2050 nicht mehr als energetische Erblast wirken darf. Diese Werte sind streng, aber schon heute realisierbar. Die Einsparung durch die Raumwärmebedarfssenkung (entspricht dem S1 Dreieck in Abbildung 83) kommt der Verwendung von erneuerbarem Strom in anderen Energiebereichen bis 2050 zugute und

senkt indirekt den Druck auf die Landschaft durch z.B. weniger Zubau von PV oder Windkraftanlagen in Nicht-Siedlungsgebieten. Der Gebäudepark ist der einzige Bereich, der Energieüberschüsse für andere Bereiche erzeugen kann (Plus-Energie Gebäude).

Für die denkmalgeschützten Bauten würde der Ansatz des BFE anwendbar bleiben: "So weit wie möglich Dämmen, so weit wie möglich den verbleibenden Energiebedarf mit erneuerbarer Energie bedienen".

Das wirtschaftliche Problem des Anschlussleistungs-Dilemmas, verursacht durch eine sinkende Anschlussleistung bei gut wärmegeprägten Gebäuden in 2050, kann anderweitig entschärft werden (5.4.2).

Fahrplan

Eine Umsetzung der Implementierung des P2G im Gebäudepark geht im Vergleich zu anderen Verwendungen (Rückverstromung, Mobilität) insofern am weitesten, weil am Schluss zur vollständigen Substitution des fossilen Methangases das Vorhandensein eines *saisonalen* EE-Methangasspeichers notwendig ist (5.1.2). Des Weiteren ist ein hoher Wirkungsgarad möglich (Abbildung 11). Die Konvergenz von drei Netzen ist aus Sicht technischer als auch sozio-ökonomisch, struktureller Sicht eine Herausforderung. Es müssen deswegen, wie z.B. in nachstehender Abfolge, technisch notwendige Bausteine im Zeitraum von heute bis 2050 geschaffen werden. Anhand von vier Bausteinen, mit den jeweilig dazu weiter zu beachtenden Anforderungen, können Verhandlungen zwischen den Akteuren für verbindliche Vereinbarungen zum Bau von Anlagen und die Erfüllungen gemäss der 4SS3Z rechtzeitig eingeleitet werden.

Als Beispiel eines zielorientierten Ansatzes wäre die verbindliche Mengenangabe von zu substituierendem, fossilem Methangas durch EE-Methangas bis zu festgelegten Zeitpunkten.

Weitere, darauf basierende Verbindlichkeiten sind der terminliche Ausbau der Anlagen (P2G, EE-Methangas-Speicher) und die dazu einzuführenden Rahmenbedingungen (Quantität von verfügbarem erneuerbarem Strom (S2 4SS3Z)), Preis-Anreize (Kausalkette Fallstudie Frenkendorf, 5.1.4) und Senkung des Q_h des entsprechenden Gebäudeparks (S1 4SS3Z).

Die Bausteine 1-4 sind vorerst auf technische Konstellationen abgestellt und beziehen sich auch auf die Aussagen von 5.4.1. Darum herum gestalten sich dann die sozio-ökonomischen Fälle, die gemäss ipsativer Handlungstheorie strukturiert werden können (5.4.2). Eine Veränderung der EBF der am heutigen Gasnetz angeschlossenen Haushalte (und den dazu gehörenden vom Fernwärmenetz gemäss Option 3, 5.3) bis 2050 ist zu berücksichtigen. Die Wirkungsmechanismen dazu sind aus Sicht der Energie unter 5.2.3 beschrieben.

Die Bausteine sind zeitlich hintereinander aber nicht zeitlich voneinander isoliert und teilweise ineinandergreifend. Sie können je nach Entwicklungsrichtungen parallel starten. Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Berechnungen können sich auch auf diese Grundlagen stützen. Die Grundlagen sind als Verständnis zur Implementierung des P2G im Gebäudepark und deren Zusammenhänge zu sehen, nicht als exaktes Zukunftswissen einer zeitgenauen Entwicklung. Es ist somit hier nicht die Aufgabe, ein fertiges Ausführungsbild zu malen, sondern wie das Ziel der Totalsubstitution bis 2050 prozessorientiert erreicht werden könnte. Damit hat auch die öffentliche Hand die Möglichkeit, einen verbindlichen Fahrplan im Sinne der 4SS3Z zu gestalten, z.B. für Z2 für die Steuerung der Förderung von erneuerbarer Energie oder der Abflachung der CO_2 -Kurven anhand des CO_2 -Gesetz, Art.3, Abs. 1 [32].

Tabelle 25: Technische Bausteine für die Umsetzung des P2G im Gebäudepark.

<i>Baustein 1: Ausbau Hydrolyse- Anlagen</i>	Mit der Primärstufe der Produktion von EE- H_2 als einen ersten Anteil von EE-Gas (EE-Gas=EE- H_2 +EE- CH_4) wird ein erster Umsetzungsschritt der Gesamteinführung von erneuerbarem Gas und der Erfüllung der 4SS3Z realisiert. Die Einspeisung einer für das Schweizer Gasnetz zulässigen Konzentration wird zu Beginn noch keine Schwierigkeiten bezüglich fehlendem Ausbau von Speichern haben. Sie ist der Beginn der Substitution von importiertem, fossilem Methangas (Z3 4SS3Z). Der Beginn dieser Einspeisung
--	---

	<p>von EE-H₂ ist als kurzfristige Vorstufe der Einspeisung des EE-CH₄ zu verstehen und damit ähnlich dem Vorgehen wie Greenpeace-Energy Deutschland (siehe 5.4.2). Diese Startphase wird, bei einer linearen Entwicklung bis 2050, nur wenige Jahre andauern (siehe 2% Angabe Abbildung 82). Zu Beginn kann der Bezug von erneuerbarem Strom sich noch aus Strom-Überschüssen decken, aus Kostengründen idealerweise mit sehr günstigem Strom von der Börse. Dabei wird auch zumindest eine Teillösung der Negativstrompreis-Thematik ermöglicht. Ab dem Zeitpunkt, wo kein "klassischer" Überschussstrom mehr verfügbar ist, muss dieser in Form von zusätzlich erneuerbarem Strom produzierenden Anlagen kommen. Falls er nicht nur über die S4 4SS3Z geregelt vom Ausland her kommen sollte, muss dieser inländisch produziert werden. Die Absenkung des Q_h der am Gasnetz angeschlossenen Haushalte muss in allen 4 Bausteinen vorangetrieben werden. Die Absenkung des Q_h der Haushalte am angeschlossenen Fernwärmenetz ist aus dieser Sicht noch nicht zwingend (wohl aus anderen Gründen), solange mit der Abwärme von P2G nur dessen Warmwasserbedarf gedeckt wird.</p>
<p><i>Baustein 2: Ausbau Methanisierung</i></p>	<p>Damit die Förderung von erneuerbarer Energie gemäss S2 4SS3Z nach der EE-H₂-Einspeisungsphase nicht zum Erliegen kommt, ist nach der Ausreizung der zulässigen Einspeisung von EE-H₂ spätestens mit der Einspeisung von EE-CH₄ zu beginnen. Unter der Annahme einer Konzentrationsbegrenzung und einer Einspeisungsgrenze für EE-H₂ von z.B. 2% wäre das nach Einspeisung von ~0.2 TWh/a der Fall (bezogen auf Q_{hww} heute von ~11 TWh). Die Einspeisung mit EE-H₂ kann in dieser limitierten Konzentration weiter geführt werden. Eine Ausweitung auf die in der Schweiz heutzutage gesamthaft 34 TWh/a Methangas (ausserhalb der Systemgrenze Gebäudepark) oder Erhöhung über 2% möglicher Einspeisung von EE-H₂ verlagert die Erfordernis der Methanisierung geringfügig in die Zukunft. Zu Beginn dürfte auch hier noch nicht die Notwendigkeit von einem grossen Speicherausbau erforderlich sein, aber wohl in dieser Phase beginnen. Auch die Anforderung an einen inländischen Ausbau zur Produktion von erneuerbarem, elektrischen Strom muss noch nicht anstehen. Jedoch nur unter der Bedingung, dass noch genügend Stromüberschüsse vorhanden sind und der Bezug von erneuerbarem Strom über die 4S 4SS3Z beobachtet wird.</p>
<p><i>Baustein 3: Ausbau Speicher</i></p>	<p>Um auch hier die Förderung von erneuerbarer Energie im Sinne der S2 4SS3Z nicht zum Erliegen kommen zu lassen (siehe 5.1.2), müssen vor Eintreten des Ereignisses (Abbildung 82, z.B. kurz nach 2030), wo die Produktion von EE-CH₄ im Winter die Bedarfe des Warmwassers im Gebäudepark Q_{ww} erreicht, erste Speicher bereit gestellt sein. Schon vor diesem Ereignis ist zu erwarten, dass ab einer gewissen Dimensionierung (im Sommer grösste Produktion EE-CH₄ mit PV) EE-CH₄ für die Erzeugung für Q_{ww} im Winter verwendet wird, noch bevor auch die Deckung für die Raumwärme Q_h möglich ist. Ansonsten muss dieser Anteil über Import von fossilem Methangas sichergestellt werden, was zwar Z1 entspricht, aber nicht Z2 und Z3 der 4SS3Z. Bezüglich elektrischen Stroms gilt das unter Baustein 2 Gesagte, jedoch dürfte hier die Anforderung an die Anlagen für die Produktion von erneuerbarem Strom beginnen. Zur gesamten Deckung des Warmwasserbedarfes würden für Q_{ww} 1.7-2.6 TWh/a erforderlich sein. Bei einer Durchschnittsannahme wären dies ~ 3.6 TWh elektrischer Strom. Darin enthalten sind aber auch der Output für die Wärmebedarfsdeckung des Q_{ww} für einen Teil des Fernwärmenetzes.</p>
<p><i>Baustein 4: Ausbau erneuerbarer elektrischer Strom</i></p>	<p>Der zur Herstellung von EE-CH₄ benötigte, erneuerbare (möglichst CO₂-arme) elektrische Strom ist hauptsächlich abhängig von der Grösse der EBF der am Gasnetz angeschlossenen Haushalte, dem Stand des dazu gehörenden spezifischen Heizwärmebedarfs Q_h (Q_{ww} wird als konstant angenommen), dem derzeitigen Wirkungsgrad der P2G-Anlagen und dem genügenden Vorhandensein von EE-Methangas-Speichern. Bei einer Totalsubstitution bis 2050 ist phasenweise die Erhältlichkeit des erneuerbaren Stroms zu gewährleisten. Der Ausbau an erneuerbarem Strom bis 2050 kommt auf etwa 6-8 TWh/a zu liegen.</p>

In Abbildung 82 und folgende sind Vorschläge von Fahrplanoptionen im Zeitraum von heute bis 2050 aufgezeigt. Die Kurven können durchaus beliebig viele Formen annehmen, wie z.B. steilere Steigungen für eine erhöhte Förderung von erneuerbaren Energien, beschleunigt/exponentiell, konvergierend, alternierend, etc. Hier sind zwecks Vereinfachung für das Verständnis der Zusammenhänge lineare Kurven gewählt. Die Darstellungen sollen stimulierend auf weitere mögliche, auch kompliziertere Szenarien wirken.

Die Benennung, welches Szenario und wann es präzise eintritt, wäre eine Zukunftsaussage. Solches "Zukunftswissen" ist per se kein wissenschaftliches Wissen. Die Darstellungen dienen zum Verständnis der Zusammenhänge, mit der Absicht eine Reaktionsstrategie zur Erreichung der 4SS3Z zu schulen. Angenommen werden hier der zeitliche Zielpunkt 2050, und eine Totalsubstitution durch EE-CH₄ im Gebäudepark.

Es sind immer die Nutzenergien dargestellt, damit die eigentlichen Bedürfnisse direkt sichtbar sind. Für die Menge der Endenergie für erneuerbaren Strom zur Produktion von EE-Methangas müssen die Werte durch den künftigen Wirkungsgrad von P2G geteilt werden. In den Abbildungen wird für Strom zu EE-CH₄ ein Wirkungsgrad von 60% angenommen. Die künftige EBF ist mit 100'000'000 m² gewählt, das Q_{hww} mit 32.4 kWh/(m²a). Die heutige Nutzenergie Q_{hww} wird mit 10 TWh angenommen.

In Abbildung 82 sind die mit linear angenommenen Entwicklungen der Nutzenergien pro Jahr von fossilem Methangas, EE-H₂ und EE-CH₄ bis 2050 bei einer Implementierung von P2G bei den am Gasnetz angeschlossenen Haushalten dargestellt. Darin sind die Bausteine 1-4 gemäss Tabelle 25 einbeziehbar. Eine Erhöhung der EBF in 2050 würde den Schnittpunkt bei 2050 auf einem höheren Wert als 3-4 TWh/a abbilden. Der Schnittpunkt der Linien Q_{ww} und EE-CH₄ würde sich in Richtung 2030 verlagern.

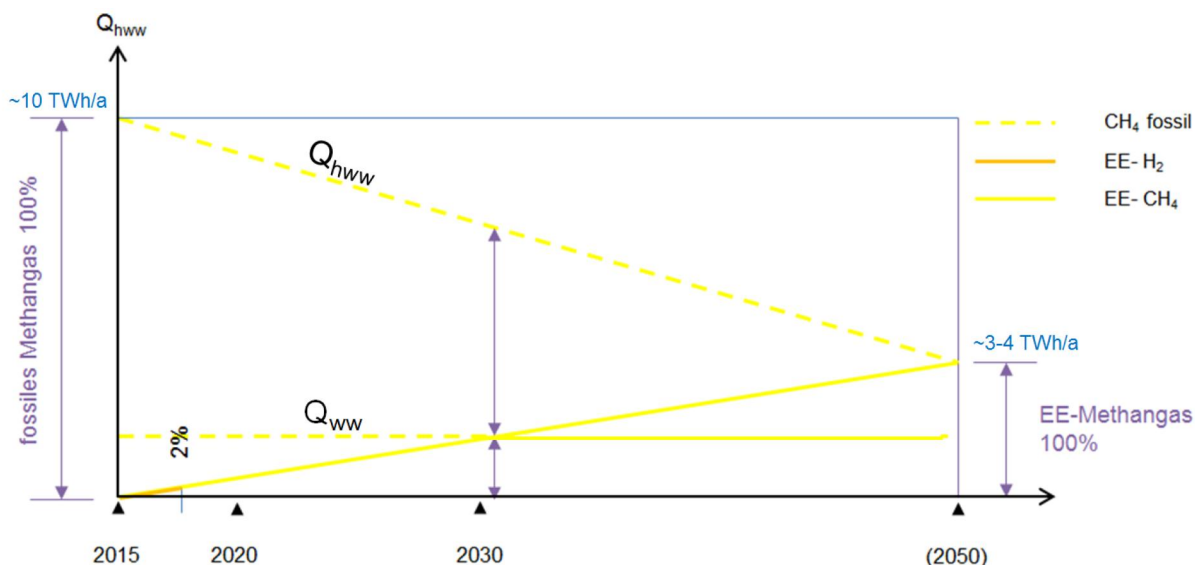


Abbildung 82: Fahrplan der Implementierung der Bausteine Hydrolyse, Methanisierung, Speicher und erneuerbarer Strom.

Die Ausrichtung und Erfüllung der 4SS3Z lässt sich mit den über dem Zeitraum integrierten TWh/a optisch als Dreiecke darstellen (Abbildung 83). So wird deutlicher, was die Anteile und Gewichtungen von Energieeffizienz, der dazukommenden erneuerbaren Energie und der Verkleinerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern sind.

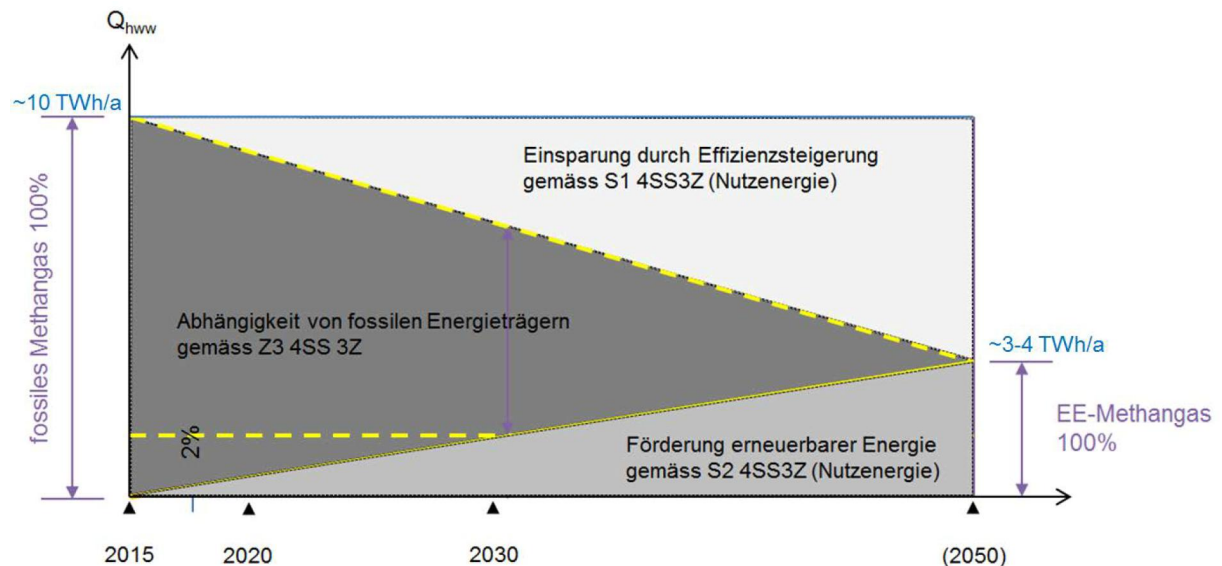


Abbildung 83: Darstellung der Erfüllung der Vier-Säulen-Strategie und den drei Zielen.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Anschlussleistungen an die Haushalte für Q_h bis 2050 sinken werden (siehe 5.4.2) und dadurch Potential für eine weitere Substitution fossilen Methangases in anderen Bereichen möglich wird, z.B. bei der Industrie.

Eine andere Variante wäre die Anschlussleistung an den Haushalten ähnlich beizubehalten (trotz Absenkung von Q_h). Die Differenz $Q_{h2015} - Q_{h2050}$ könnte für die Produktion von zusätzlichem Strom mit WKK genutzt werden. Mit der Versorgung von EE-Methangas wäre ein Betrieb mit erneuerbarer Energie gewährleistet. Insbesondere der winterliche Betrieb der WKK eignet sich für die Wärmeerzeugung für Raumwärme als auch die Produktion von erneuerbarem Strom (im Sinne der S3, 4SS3Z). Dies ist technisch nur mit entsprechenden EE-Methangas-Speichern möglich.

Eine weitere Entwicklungsoption ist eine beschleunigte Implementierung von P2G im Gebäudepark (Abbildung 84). Das Zwischenziel wäre z.B. kurz nach 2030 (Annahme), die vollständige Implementierung mit Zielvorgaben von 2050 bereits vollzogen zu haben. Damit gehen auch beschleunigte CO_2 -Reduktionen entsprechend einher. Ähnliche Vorteile würde natürlich auch eine beschleunigte thermische Gebäuderneuerung produzieren.

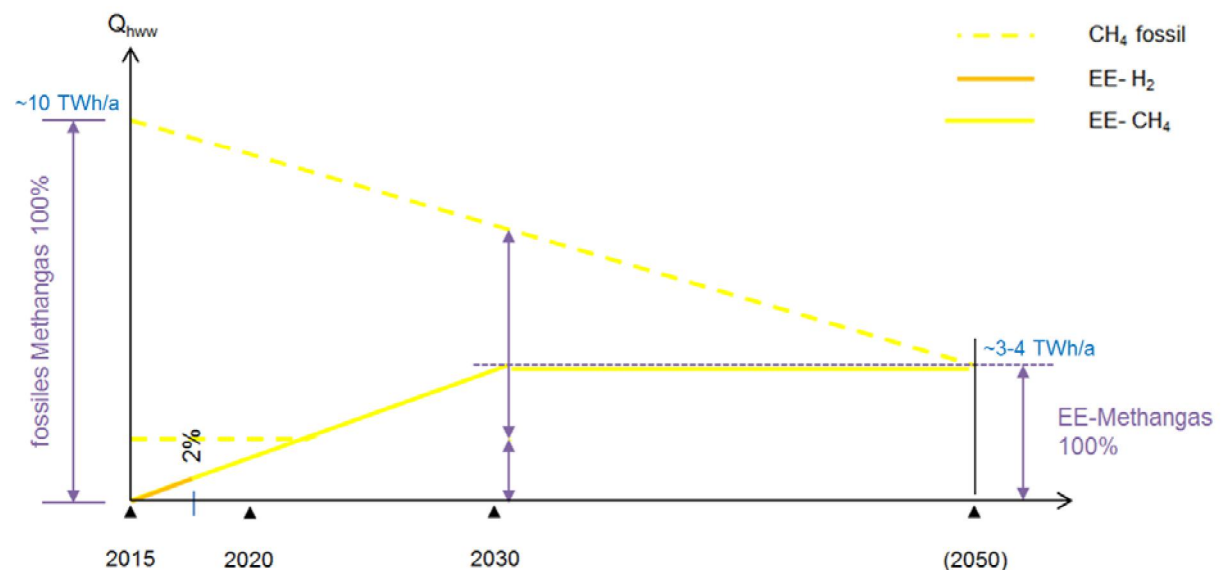


Abbildung 84: Beschleunigte Implementierung des P2G im Gebäudepark.

Bei dieser beschleunigten Variante der Erfüllung von Förderung erneuerbarer Energie gemäss S2 4SS3Z (Abbildung 85) sind auch die Rahmenbedingungen im entsprechenden Verhältnis zu beschleunigen, wie z.B. die Menge an zur Verfügung stehendem erneuerbarem Strom zur Produktion von EE-Methangas. Um auch die Senkung der Treibhausgase gemäss Z2 4SS3Z zu optimieren muss dieser erneuerbare Strom möglichst CO₂ arm sein (qualitative Anforderung). Dies betrifft z.B. den Ausbau der Windkraftanlagen im Inland.

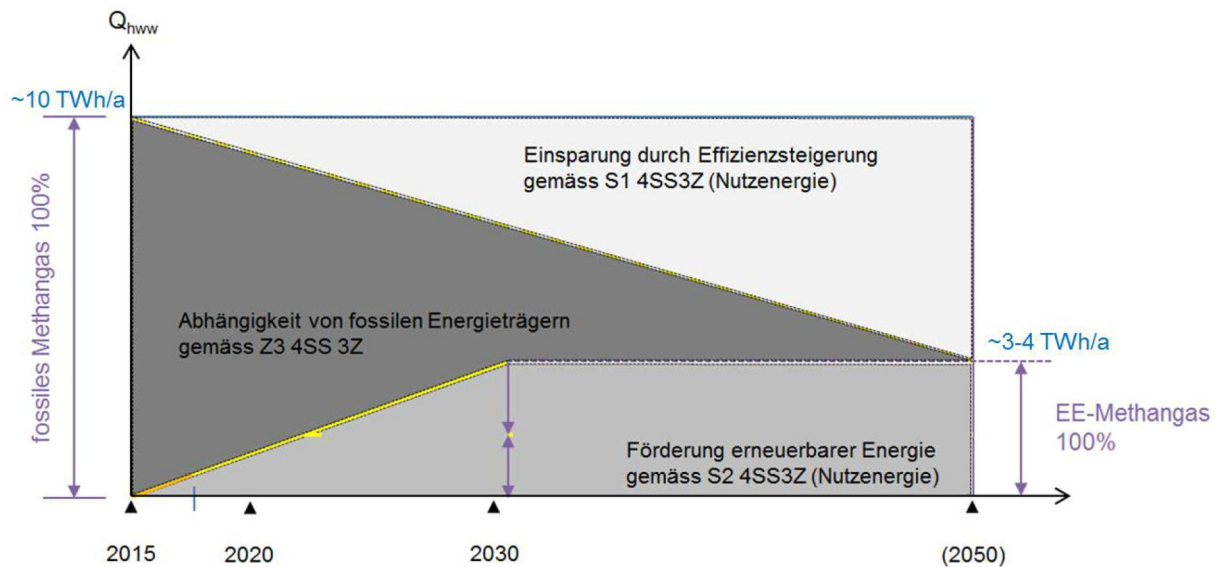


Abbildung 85: Beschleunigte Erfüllung der Förderung erneuerbarer Energie als auch weniger Abhängigkeit von fossilen Energieträgern.

Ein solcher Fahrplan könnte der CORE Empfehlung entsprechen, wenn unter "mittelfristigen" Verzicht auf fossile Energieträger für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser beim Gebäudepark die Phase bis 2030 gemeint ist.

Eine entschärfte Option könnte sein, wenn Rahmenbedingungen nicht wie geplant im gegebenen Zeitraum durchführbar sind. Eine zum vornherein angestrebte partielle Substitution bis 2050 würde sich wie in Abbildung 86 darstellen. Die S1 4SS3Z wird maximal umgesetzt, jedoch mindestens S2, Z2 und Z3 nur teilweise erfüllt.

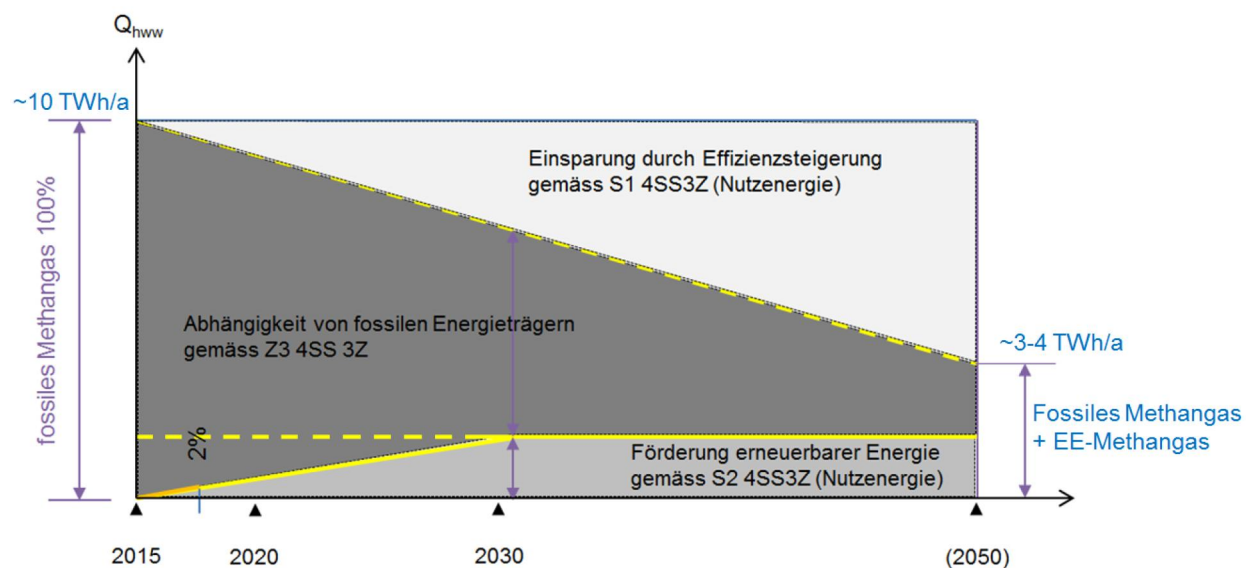


Abbildung 86: Partielle Substitution durch EE-Methangas bis 2050.

Die offenen Fragen sind, wieviel und in welcher Art sind fossile Methangase noch in 2050 verfügbar und was kosten sie? Werden nach der klassischen Förderung von fossilem Methangas andere wie aus Fracking oder Methanhydrat überhaupt gewünscht? Dies vor allem im Hinblick, wenn sich die EBF der am heutigen Gasnetz angeschlossenen Haushalte bis 2050 weiter erhöhen würde.

Diese Option nähert sich wieder einer Erfüllung der 4SS3Z, wenn sich die EBF der am Gasnetz angeschlossenen Haushalte deutlich reduziert, durch z.B. einen Wechsel auf andere Heizsysteme. Aus Sicht der Umwelt würde dann wieder die Bewertung mit UBP wie in Abbildung 66, 5.2.1 herangezogen werden können.

5.5.2. Empfehlungen an relevante Akteure anhand der fünf Instrumente der Umweltpolitik

Die aus den vorhergehenden Kapiteln hergeleiteten Umsetzungshindernisse werden unter Berücksichtigung des in 5.4.2 beschriebenen ipsativen Handlungsspielraums anhand optionaler Handlungsempfehlungen formuliert. Sie setzen voraus, dass der Entscheid zur Implementierung des P2G im Gebäudepark vorgenommen wurde.

Die Empfehlungen stützen sich auf die Struktur der allgemein angewendeten fünf Instrumente der Umweltpolitik. Damit ist ein Überbau in Form eines bekannten Rahmens gegeben. Es werden nur in der Tabelle 26 konkret Haupt-Akteure benannt. Danach ist eine Zuweisung nicht nützlich, weil durch die künftig notwendige Partizipation vieler Akteure sich zuviele Überschneidungen ergeben und sich auch noch Zusätzliche entwickeln werden.

Tabelle 26: Übersicht über Instrumente der Umweltpolitik.

Instrument	Handlung	Akteur
Information und Aufklärung	Bewusstseinsbildung und Wissensvermittlung von P2G.	Forschende, EVU
Freiwillige Vereinbarungen	Ausarbeitung verbindlicher Fahrpläne.	EVU
Wirtschaftliche Anreize	Lenkung in Richtung Förderung erneuerbarer Energie.	Bund, Kantone
Regulatorische Instrumente	Anpassung an neue Situation der Substitution eines exfossilen Energieträgers.	Bund, Kantone
Staatseigene Angebote	Verifizierung/Falsifizierung der Implementierung von P2G im Gebäudepark. Unterstützung technische Entwicklung.	Forschung, Bund, Kantone

Information und Aufklärung

(Aufklärung, Appelle, sozialer Druck)

Damit Planende, Entscheidungsträger und Ausführende eine Basis für folgerichtige Entscheidungen haben, müssen sie trivialerweise vorerst reiches Faktenwissen über die Implementierung des P2G im Gebäudepark und seinen Auswirkungen erhalten. Dies entspricht einer Vergrößerung des Handlungsspielraums gemäss Punkt 2 der Ipsativen Handlungstheorie, wie unter 5.4.2 beschrieben. Er besagt, dass ohne Wissen umweltbezogene Handlungsoptionen der Person vor der eigentlichen Handlung gar nicht "in den Sinn" kommen.

Dabei soll vermieden werden, dass eine willkürliche, kaltaquisitive Informationsverbreitung statt findet. Angestrebt wird eine gezielte und vorerst noch in den Lösungsfindungen streitbare Kommunikation. Die wichtigsten Punkte im Überblick sind:

- Die präzise Erklärung des P2G-Verfahrens selber (ähnlich 2.4), mit der Erklärung des geschlossenen CO₂ Kreislaufes und der CO₂-Last durch elektrischen Strom und der Gewinnung von atmosphärischem CO₂.
- Die Auswirkungen auf den Gebäudepark und notwendigen Massnahmen bis 2050.
- Eine eindeutige und wahrheitsgetreue Verfolgung der 4SS3Z.
- Die Aufklärung über einen Wechsel der Betrachtungsperspektive, dass das ursprüngliche "Erdgasnetz" nicht gezwungenermassen nur mit fossilem Methangas betrieben werden muss, sondern auch erneuerbares Methangas transportieren kann (ähnliche der Situation wie im Umgang mit dem Stromnetz).
- Die Diskussion über das Speicherpotential im Zusammenhang mit dem Ausbau von erneuerbarer Energie.
- Die Umstellung von einem distributiven Gasnetz zu einem konvergenten Energienetz und die dazu technischen als auch sozio-ökonomischen Problemstellungen.
- Der Hinweis, dass dies der Stand der Kenntnisse und es nicht ausgeschlossen ist, dass bis 2050 noch anderen Technologien mit ähnlichen Vorteilen auftreten können.
- Die Bereitschaft zur Aufnahme von Interventionsstudien, um das System zu verifizieren, falsifizieren, oder durch Teilfalsifizierung Verbesserungsoptionen entwickeln zu können.

Freiwillige Vereinbarungen

(Umweltstandards, Ökolabeling)

Freiwillige Vereinbarungen können in sich die Problematik der Unverbindlichkeit tragen. Ob diese für eine Umsetzung von grossen Zukunftsfragen der nationalen Energieinfrastruktur geeignet sind, darf zum jetzigen Zeitpunkt bezweifelt werden. Daher sind einige Empfehlungen eher unter dem Abschnitt *Regulatorische Instrumente* aufgeführt, die natürlich zuerst entschieden werden müssen.

Freiwillige Vereinbarungen können jedoch schon vor der Einführung von regulatorischen Instrumenten gemacht werden. Sie eignen sich auch zur Klärung von künftigen Sachverhalten und dem Aufzeigen von noch zu definierenden Vereinbarungen. Z.B. könnten auf Ebene EVU unterschiedliche Eigentümer von Netzen (siehe Fallstudie Frenkendorf, 5.1.4) durch freiwillige Vereinbarungen die gegenseitigen technischen Synergien von Stromüberschüssen, Rückverstromung, Gasnetznutzung, Speicherung und Einbindung von Fernwärme verhandeln.

Fahrplan Substitution

Der Substitutionsanteil von fossilem Methangas durch EE-Methangas bis 2050 ist eine relevante Verhandlungsgrösse zur Erfüllung der 4SS3Z. Die Abbildung 83 und folgende zeigen Optionen zu vorstellbaren Fahrplänen. Solche Fahrpläne lediglich mit einer "freiwilligen" Vereinbarung zu lösen birgt jedoch mindestens folgende Probleme in sich. Ein zukünftiges nicht Einhalten der Lieferung von geforderten Mengen an EE-Methangas führt zur Verletzung der Erfüllung von Anforderungen seitens der Energiewende. Die Ursachen dafür könnten z.B. Schwierigkeiten ausserhalb des Hoheitsbereiches eines Netzbetreibers liegen. Wenn ungenügend erneuerbarer Strom zur Verfügung steht, ist die Produktion von EE-Methangas nicht möglich (Punkt 1, ipsativer Handlungsspielraum). In der Dimension von mehreren TWh/a, wo der Energiegehalt von fossilen Energieträgern durch Eigenproduktion ersetzt werden muss, ist dies mehr auch einer gesamtationalen Aufgabe zu zuordnen (Art. 14 EEnG). Zur Erfüllung einer gesicherten Umsetzung der 4SS3Z bis 2050 gehört, dass nicht auf diffuse Fernversprechen gebaut wird, sondern auf konkrete Einbindungen aller Ebenen und deren Hoheitsbereiche und die Einhaltung mit einem verbindlichen Eintreffen der Zwischen- und Endziele reguliert werden.

Es ist wesentlich zu unterscheiden, ob nationale oder regionale Umsetzungen angegangen werden. Regionale Implementierungen vom P2G im Gebäudepark, die gegebenenfalls sogar autark operieren könnten, treffen je nach Region auf kürzere Entscheidungswege und haben für regionale Betreiber den Vorteil einer höheren Selbstbestimmung im Vorgehen, wie sie unter Punkt 5, Tabelle 9 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, 5.1.4 beschrieben sind. Auch ein vorerst lokales Vorgehen kann durch Vormachen und Bestätigen/Verwerfen eine Entscheidungssicherheit auf nationaler Ebene unterstützen. Ein konkretes Beispiel dazu ist die Regio-Energie-Solothurn (5.1.4).

Wirtschaftliche Anreize

(Negative Anreize, positive Anreize)

Die heute noch vorhandene Investitionsunsicherheit ist gemäss den Kapiteln 5.4.1 und 5.4.2 ersichtlich. Auch von Bedeutung ist ein künftiger Preisunterschied zwischen fossilem Methangas und EE-Methangas, wie sie anhand der Preisvolatilität in der Fallstudie Frenkendorf (5.1.4) aufgezeigt ist.

Durch z.B. Lenkung von Abgaben (negativer Anreiz bei fossilem Methangas) und Förderbeiträgen (positiver Anreiz bei EE-Methangas) könnten ungünstige Markt-Preis-Unterschiede entschärft werden und der finanzielle Beitrag an EE-Methangas als Teilinternalisierung der Umweltkosten betrachtet werden (Beweisführung anhand einer Ökobilanzierung mit Aussagen zur UBP, ähnlich wie in Abbildung 66, 5.2.1). Weitere Anpassungen in Reglementen (betrifft auch *Regulatorische Instrumente*), die ursprünglich auf fossiles Methangas ausgelegt sind, sollten auf das EE-Methangas angepasst werden, damit ungünstige Kostenungleichheiten vermieden werden (fälschlicher Negativanreiz). In diesem Sinne steht dafür als konkretes Beispiel die BHKW-Nutzung in der Fallstudie Solothurn (Abbildung 32). Unter der Voraussetzung, dass diese BHKW mit EE-Gas betrieben würde, müsste gemäss RES die Wärmekraftkopplung vollumfänglich von der CO₂-Abgabe befreit werden, weil sonst regulatorische Auflagen mit hohem administrativen Aufwand, eine effiziente dezentrale Strom- und Wärmegewinnung verhindern. Diese Anlagen decken den Wärmebedarf des Gebäudes und verringern im Winter eine weiter wachsende Abhängigkeit von Stromimporten.

Ein weiteres Beispiel eines fälschlichen Negativanreizes könnten entstehende Preis-Unverhältnisse sein, wo erneuerbarer Strom produzierbar wäre, aber nicht abgesetzt wird, weil zu hohe Grundkosten eine Produktion nicht auslösen. Das sind denkbare Situationen, wo z.B. bei Flusskraftwerken der Wasserzins in Hinblick auf die Energiefragen bis 2050 neu betrachtet werden sollte. Im Allgemeinen geht es darum, schon existierende, technisch funktionierende Anlagen möglichst vollständig über das Jahr auszulasten und nicht mit Betriebsstillständen zu belegen. Wichtig ist dabei, die Neuerkenntnis und Umsetzung der Gross-Speicherung in die Diskussion einzubeziehen.

Regulatorische Instrumente

(Gebote, Verbote, Gesetzgebung)

Als wichtigster Hinweis sei hier auf die mehrfach ausgesprochene Sorge betreffend der Baubewilligungen eingegangen. Die terminliche Berechenbarkeit von Baubewilligungsverfahren bei Grossprojekten ist in der Planung eine wichtige Grösse und damit indirekt auch für Investitionen in erneuerbare Energien (S2 4SS3Z). Sie betrifft insbesondere finanzielle, zeitliche, ökologische und sozio-ökonomische Aspekte. Das gilt für den Bau von Speichern, den P2G produzierenden Anlagen, aber auch für den Ausbau von erneuerbaren Strom produzierenden Anlagen, wie PV, Windkraft usw. Aufgrund der Anforderungen an die national zusätzliche Produktion von erneuerbarem Strom im TWh-Bereich sind solche Anlagen unabdingbar für die Implementierung des P2G, wenn der erneuerbare Strom nicht alleine über die Energieaussenpolitik (S4) geregelt werden soll.

Im Hinblick auf die Entwicklung eines zügigeren Abwicklungsverfahrens von Baubewilligungen, ohne die Rechte von Aussenstehenden unrechtlich zu beschneiden, ist zum jetzigen Zeitpunkt zu beobachten, dass zumindest auf der Erkenntnisebene dieses

Problems ein Fortschritt absehbar ist. Der folgende Abschnitt wurde mit fachlicher Unterstützung einer Rechtsperson⁴ erarbeitet und betrifft das Verfahren im Zusammenhang mit Bewilligungen von Anlagen für die Gewinnung von erneuerbarer Energie aus Sicht der aktuellen politischen Entwicklung.

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundesrates hat der Nationalrat als Erstrat in der Dezembersession 2014 das erste Massnahmenpaket beraten und in der Revision des Energiegesetzes u.a. die folgenden wesentlichen Punkte betreffend Beschleunigung von Bewilligungsverfahren sowie Investitionssicherheit angenommen:

Raumplanerisch: Die Kantone haben ein gesamtschweizerisches Konzept für den Ausbau erneuerbarer Energien v.a. Wasser- und Windkraft zu erarbeiten (Art. 11 EEnG). Der Bund kann die Federführung übernehmen, wenn es den Kantonen nicht gelingt, ein solches Konzept innerhalb von drei Jahren nach Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes vorzulegen (Art. 12 Abs. 3 EEnG). Die Kantone sorgen dafür, dass insbesondere für die Nutzung von Wasser- und Windkraft geeignete Gebiete ausgeschrieben und im Richtplan festgelegt werden (Art. 13 Abs. EEnG).

Nationales Interesse: Zur Stärkung bei der Interessenabwägung bei Bewilligungsverfahren soll die Nutzung und der Ausbau erneuerbarer Energien im nationalen Interesse liegen (Art. 14 EEnG). Damit sind die Interessen der erneuerbaren Energien anderen Interessen von nationaler Bedeutung gleichgestellt, insbesondere dem Schutzniveau, das die Objekte in den Bundesinventaren von Natur-, Landschafts-, Heimat- und Ortsbildschutz (BLN-Gebiete).

Bewilligungsverfahren: Die Bewilligungsverfahren für den Bau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sollen verkürzt und vereinfacht werden. Bewilligungsverfahren für den Bau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sind mit Ausnahme der Wasserkraftwerke an Grenzgewässern Sache der Kantone. Daher kann der Bund den Kantonen nur beschränkt Vorgaben machen. Den Kantonen wird neu vorgeschrieben, dass sie möglichst rasche Bewilligungsverfahren vorsehen müssen (Art. 16 Abs. 1 EEnG). Der Bund erhält die Kompetenz, eine Verwaltungseinheit zu bezeichnen, die für die Koordination von Stellungnahmen oder Bewilligungsverfahren sorgt. Er gibt Ordnungsfristen vor, innert welchen die Stellungnahmen an die Koordinationsstelle einzureichen und die Bewilligungsverfahren abzuschliessen sind (Art. 16 Abs. 3 EEnG). Die verschiedenen Bewilligungen sollen zudem, soweit möglich, parallel und nicht nacheinander ergehen. Für Gutachten von Kommissionen und Fachstellen des Bundes gilt neu eine Frist von drei Monaten. Wird innerhalb der gesetzten Frist kein Gutachten eingereicht, entscheidet die Bewilligungsbehörden auf Grund der Akten (Art. 16 Abs. 2 EEnG).

Für Solaranlagen wurden in Art. 18a RPG bereits Erleichterungen eingeführt (in Kraft seit 1. Mai 2014). Anlagen, die genügend in die Dächer eingepasst sind, bedürfen sowohl in Bau- wie auch in Landwirtschaftszonen keiner Baubewilligung mehr, sie müssen lediglich gemeldet werden. Für Anlagen auf Kultur- und Naturdenkmälern, für die es nach wie vor eine Bewilligung braucht, gilt im Rahmen der Interessenabwägung die Regel, wonach die Denkmäler nicht wesentlich beeinträchtigt werden dürfen, ansonsten gehen die Interessen an der Nutzung der Solarenergie den ästhetischen Anliegen grundsätzlich vor.

⁴ Adrian Ettwein, lic. jur. HSG, Bern

Staatseigene Angebote

(Energie, Verkehrs- Raumplanung, Forschung, Fonds)

Die Ergänzungs-Bedarfe bezüglich Energie- und Raumplanung sind unter Regulatorische Instrumente formuliert.

Für die künftige Forschung und Entwicklung bestehen noch Aufgaben, denn das P2G-Verfahren selber, als auch die konkrete Implementierung stehen am Anfang. Die Erhöhung des Wirkungsgrades einer gesamten P2G-Anlage ist weiter zu verbessern, um S1 4ZZ3S bestmöglichst zu erfüllen. Zur Absicherung von Z2 4SS3Z ist eine marktreife, kostengünstige Extraktion von atmosphärischem CO₂ weiter zu betreiben, damit nicht auf CO₂-ungeschlossene Kreisläufe ausgewichen wird. Die Skalierung von bekannter Methangas-Speicher-Technologie auf noch grössere Dimensionen wird in wenigen Jahren (nach Ausreizung der EE-H₂ Einspeisung) anstehen. Dabei spielt auch z.B. die Betrachtung im Sinne der Z1 4SS3Z bei der Lösungskombination von Stauseen und EE-Methangas-Speichern bei Extremwetterlagen gemäss 5.1.2 eine Rolle. Entsprechend ist die Stromnetz-anpassung auf die Ausrichtung von saisonalen EE-Methangas-Speichern ein fortlaufender Prozess.

Im Sinne einer ganzheitlichen Umweltüberprüfung und einer belastbaren Grundlage wäre zur Absicherung der Anzahl UBP oder anderen ökologischen Kriterien eine aktuelle Ökobilanzierung betreffend dem EE-Gas (EE-H₂ und EE-CH₄) für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser aufschlussreich (ähnlich wie [34]). Dabei könnte die Frage der Strom- und Wärmeerzeugung mit WKK ebenfalls aus ökologischer Sicht ganzheitlicher beantwortet werden.

Die Netzkonzvergenz stellt hinsichtlich technischer Aspekte wie Energieaustausch-Optimierungen, Netzstabilitäten usw. auch sozio-ökonomische Fragestellungen, z.B. wie Geschäftsmodelle bis 2050 dazu aussehen könnten. Um einen ganzheitlichen und gesicherten Wissenstand über die Hindernisse betreffend Baubewilligung zu erhalten, wäre eine Untersuchung anhand von praxisnahen (theoretischen) Pilotprojekten hilfreich.

In GEMEN wurde auf die Implementierung des P2G im Gebäudepark fokussiert. Eine Gesamteinbettung von P2G in den Bereichen Gebäudepark, Rückverstromung und Mobilität und deren ganzheitlichen Auswirkungen ist eine wichtige Betrachtung bis 2050 und findet auf einer übergeordneten Ebene statt.

Literaturverzeichnis

- [1] ETOGAS (Stuttgart); "Entwicklung, Herstellung, Vertrieb von Power-to-Gas Anlagen"; www.etogas.com (21.01.2015).
- [2] Kaiser Tony, Hotz-Hart Beat, Wokaun Alexander; "Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz"; Bericht im Auftrag des EDI; 2012.
- [3] Audi (Ingolstadt); Pressemitteilung: "Weltpremiere: Audi eröffnet Power-to-Gas-Anlage"; 2013; https://www.audi-mediaservices.com/publish/ms/content/de/public/pressemitteilungen/2013/06/25/weltpremiere_audi.html (10.03.2015).
- [4] Prognos AG, Infrac AG, TEP Energy GmbH; „Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 – 2012 nach Verwendungszwecken“; BFE; 2013.
- [5] BAFU, Abteilung Klima; "Kenngrossen zur Entwicklung der THG Emissionen CH 1990 bis 2012"; BAFU; 2014.
- [6] Prognos AG; "Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte 2000-2012"; BFE; 2013.
- [7] Schüwer Dietmar u.a.; "Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter"; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; 2010.
- [8] Jakob Martin, Volkart Kathrin, Widmer Daniele; "CO₂-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden"; TEP; 2009.
- [9] Fischer Horst, Bozem Heiko, Lelieveld Jos; "Die photochemische Produktion von Ozon in Troposphäre"; Mack-Planck-Institut; 2011.
- [10] Institut Energie am Bau (IEBau), FHNW; <http://www.fhnw.ch/habg/iebau/afue/gruppe-bau/forschungsprojekte-gruppe-bau> (24.03.2015)
- [11] KBOB; "Ökobilanzdaten im Baubereich"; 2009/1:2014.
- [12] Bund; Bundesrätin Leuthard Doris am informellen Energieministertreffen in Mailand; <https://www.news.admin.ch/dokumentation/00002/00015/?lang=de&msg-id=54732>, (07.10.2014).
- [13] Regio-Energie-Solothurn; "Hybridwerk Aarmatt"; http://www.hybridwerk.ch/fileadmin/regioenergie/Hybridwerk/Dokumente/Folder_2013_web.pdf (19.02.2015), www.hybridwerk.ch (18.03.2015).
- [14] ZSW, Fraunhofer-Institut, Solarfuel GmbH; "Erneuerbares Methan aus Ökostrom"; 2012; http://www.zsw-bw.de/infoportal/downloads/broschueren-und-flyer.html?tx_nfcmedialibrary_pi1%5Buid%5D=713&tx_nfcmedialibrary_pi1%5Belement%5D=12 (2.10.2014).
- [15] Greenpeace-Energy; "Windgas"; <http://www.greenpeace-energy.de/windgas/der-gastarif.html> (7.10.2014).
- [16] Sterner Michael; "Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems"; Fraunhofer IWES; 2009.
- [17] EnDK, BAFU, BFE; "Das Gebäudeprogramm im Jahr 2013, Jahresbericht; <http://www.dasgebaeudeprogramm.ch/index.php/de/>, (24.02.2015)
- [18] IPCC; "Carbon Dioxide Capture and Storage"; 2005; <http://www.ipcc.ch/>, (24.02.2015)
- [19] Ragonesi Marco; " Vernunft statt Ideologie"; TEC 21 Nr.44; 2014.
- [20] Schriftenreihe Umwelt Nr. 369; " Auswirkungen des Sommers 2003 auf die Gewässer"; BAFU; 2004.
- [21] Kost Christoph u.a.; "Stromgestehungskosten erneuerbare Energien"; Fraunhofer ISE; 2013.
- [22] Festinger Leon; "Theorie der Kognitiven Dissonanz; Huber Verlag Bern; 2012.
- [23] Interpellation (10.3534); (eingegeben 17.06.2010, K. Fluri); "Sachplan Windenergie"; 2012.
- [24] BFE; "Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2013"; 2014.
- [25] Bund; "Bundesgesetz über den Umweltschutz (Umweltschutzgesetz, USG), vom 7. Oktober 1983"; Stand 1. Juli 2014.
- [26] Genkinger Andreas, Afjiei Thomas; "Bewertung von Warmwasser-Erzeuger-System, Empfehlungen zur Systemwahl"; IEBau FHNW; 2012.
- [27] Stadt St. Gallen; Energiedatenbank Stadt St. Gallen und Energiestatistik; 2013.
- [28] BFE; "Energieperspektiven 2050 - Zusammenfassung"; BFE; 2013.
- [29] BFE; "Faktenblatt Energieperspektiven 2050"; 10.06.2011.
- [30] IEA; "PVPS 2002: Potential for Building Integrated Photovoltaics"; IEA; 2002
- [31] Tanner Carmen; "Die ipsative Handlungstheorie"; Umweltpsychologie, Jg 2, Heft 1, 33-44; 1998.
- [32] Bund; Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂ Emissionen; 2013.
- [33] BFE; "Grafiken der Elektrizitätsstatistik 2012"; 2013.
- [34] Schriftenreihe Umwelt Nr. 315; Ökobilanzen, „Heizenergie aus Heizöl, Erdgas oder Holz?"; BAFU/BUWAL; 2000.
- [35] Sieling Stephan; „Power-to-Gas – Eine wirtschaftliche Option?"; Heft e m v, Ausgabe 2/14; 2014.
- [36] Monitoring der Nachhaltigen Entwicklung (MONET), Indikatorensystem zum Monitoring der Nachhaltigen Entwicklung in der Schweiz, http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/infothek/erhebungen_quellen/blank/blank/monet/00.html ; BFS; (März 2014)
- [37] SIA; "Thermische Energie im Hochbau"; Norm SIA 380/1:2009.
- [38] Bund; "Luftreinhalte-Verordnung (LRV) vom 16.12.1985"; Stand 15.07.2010.
- [39] Berner Zeitung; <http://www.bernerzeitung.ch/wirtschaft/unternehmen-und-konjunktur/Gasfirmen-planen-riesigen-Speicher-im-Grimselgebiet/story/23028596>, (19.03.2015).

- [40] C.Ewald Klaus. E., Klaus Gregor; "Die ausgewechselte Landschaft"; Haupt-Verlag; 2009.
- [41] NFP 54, "Was kostet das Bauwerk Schweiz und wer zahlt dafür?"; 2011.
- [42] Hadorn J.-C.; "Wegleitung zur saisonalen Wärmespeicherung"; SIA Dokumentation D 028d; 1989.
- [43] Kernkraftwerke der Schweiz; www.kernenergie.ch ; (März 2014).
- [44] Christine Spielmann u.a.; "Erdgasmarkt Schweiz - Ermittlung des Bedarfs einer Markttöffnung aus der Sicht der Akteure und Analyse der Markttöffnung in ausgewählten EU-Ländern (Erdgasmarkt Schweiz - Ermittlung des Bedarfs einer Markttöffnung aus der Sicht der Akteure und Analyse der Markttöffnung in ausgewählten EU-Ländern)"; BFE; 2007.
- [45] Bund; „Bundesgesetz über Rohrleitungen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe“, 4. Oktober 1963, Stand 13. Juni 2006.
- [46] Thalman S. u.a.; "Analyse und Optimierung von Fernwärmenetzen"; BFE; 2013.
- [47] BAfU; "Umweltrecht kurz erklärt"; 2013.
- [48] World Business Council for Sustainable Development (WBCSD); <http://www.wbcsd.org/pages/EDocument/EDocumentDetails.aspx?ID=13593&NoSearchContextKey=true> ; (April 2014).
- [49] BAfU; "Emissionen nach CO₂-Gesetz und Kyoto Protokoll"; 2014.
- [50] Wüest&Partner; "Zukünftige Entwicklung der Energiebezugsflächen, Perspektiven bis 2035"; BFE; 2004.
- [51] Schahn Joachim, Giesinger Thomas; "Psychologie für den Umweltschutz"; Beltz Psychologie Verlags Union; 1993.
- [52] Hall Monika, Dorusch Fal., Geissler Achim; "Optimierung des Eigenverbrauchs, der Eigendeckungsrate und der Netzbelastung von einem Mehrfamiliengebäude mit Elektromobilität"; Bauphysik; Bd. 36, Nr. 3, pp. 117-129; 2014.
- [53] Bohrman Gerhard, Suess Erwin; "Gashydrate der Meeresböden"; Geological Society, Special Publication 137;
- [54] BFE; "Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2012"; 2013.
- [55] BFE; "Erdgas", <http://www.bfe.admin.ch/themen/00486/00488/index.html?lang=de>, (18.02.2014).
- [56] Swissolar; "Welchen Anteil an der Schweizer Energieversorgung kann die Sonnenenergie leisten?"; Swissolar; 2007.
- [57] Nordmann Roger, Remund Jan; „Entwicklung des Speicherbedarfs im Laufe des Ausstiegs aus der Kernenergie unter der Annahme, dass Photovoltaik 70% des Atomstroms ersetzt“; Swissolar; 2012.
- [58] Andersson Göran, Boulouchos Konstantinos, Bretschger Lucas ; „Energiezukunft Schweiz“; ETH; 2011.
- [59] Prognos AG; „Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“; Anhang II.3; BFE; 2012.
- [60] Stadt St. Gallen; „Energiekonzept 2050 - Wärme, Strom, Mobilität“; Stadt St. Gallen, Direktion Technische Betriebe; 2012.
- [61] Stadt St. Gallen; „Solarkataster der Stadt St. Gallen“; Stadt St. Gallen, Amt für Umwelt und Energie; 2011.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Struktur der zwei Arbeitsfelder Exploration & Hypothesenprüfung.....	12
Abbildung 2: Systemgrenze in GEMEN.....	12
Abbildung 3: Vereinfachter Überblick der Vier-Säulen-Strategie und drei Zielen.....	13
Abbildung 5: Anteil des Erdgasverbrauchs in der Schweiz im Jahr 2013, Quelle: BFE 2014.	15
Abbildung 6: Anteile des Energieverbrauchs der privaten Haushalte nach Verwendungszweck .[4].....	16
Abbildung 7: Energiebezugsfläche der privaten Haushalte nach Heizsystemen in Mio. m ² EBF (inklusive Leerwohnungen, ohne Zweit- und Ferienwohnungen). Daten gemäss [4].	17
Abbildung 8: Witterungsbereinigter Endenergieverbrauch der Haushalte für Raumwärme nach Heizsystem und Energieträgern 2012 in TWh/a und jeweiliger prozentualer Anteil. Daten gemäss [4].....	17
Abbildung 9: PV-Ertrag in TWh/a und Prognosen für 2050. Daten gemäss [28] [30] [56].....	18
Abbildung 10: Funktionsweise des Power-to-Gas Verfahrens (P2G)	19
Abbildung 11: Wirkungsgrade der Implementierung des P2G für verschiedenen Endnutzungen.....	24
Abbildung 12: Gegenläufige Jahresverläufe von Bedarf für Raumwärme+Warmwasser und PV-Ertrag.	29
Abbildung 13: Warmwasser-Zapfprofil im Tagesverlauf.	35
Abbildung 14: Auswahl Klimadaten im GBI.	37
Abbildung 15: Jahresverlauf der Aussentemperatur für die gewählten Klimadaten.	38
Abbildung 16: Jahresverlauf der Globalstrahlung für die gewählten Klimadaten.....	38
Abbildung 17: Definition eines Gebäudeparks mit Eingabe der EBF und zugehörigem Q _h und Heizgrenze im GBI.	38
Abbildung 18: Auswahl zu Parametern für Warmwasserbedarf im GBI.	39
Abbildung 19: Zwischenergebnis Wärmebedarf Q _{hww} für den ganzen definierten Gebäudepark.	39
Abbildung 20: Jahresverlauf des Wärmebedarfs Q _{hww} für den ganzen definierten Gebäudepark.	40
Abbildung 21: Auswahl der Wärmeerzeuger im GBI.....	40
Abbildung 22: Eingabe der Elektrizitätsquellen für P2G.....	41
Abbildung 23: Jahresverlauf des PV-Ertrages pro Tag.....	41
Abbildung 24: Eingabe der Wirkungsgrade bei der P2G-Anlage.	41
Abbildung 25: Zwischenergebnis Erzeugungsmangel oder Überschuss aus der Jahresbilanz Methanerzeugung und Bedarf.	42
Abbildung 26: Eingabe der Speicherkenngrössen im GBI.....	42
Abbildung 27: Jahresverlauf des Speicher-Ladezustandes.....	43
Abbildung 28: Hauptresultat 1 - Tatsächliches Bilanzergebnis Erdgasbezug und EE-CH ₄ -Überschuss.....	43
Abbildung 29: Hauptresultat 2 - CO ₂ Emissionen und Einsparung durch die EE-CH ₄ Erzeugung für den definierten Gebäudepark.....	43
Abbildung 30: Fachmännische Eingaben der PV-Wirkungsgrade.....	44
Abbildung 31: Fachmännische Stundenprofil-Eingabe und Ausgaben.....	44
Abbildung 32: Umsetzung und zukünftige Absichten und Verknüpfungsoptionen bei der allgemeinen Implementierung des P2G (Quelle: RES).....	48
Abbildung 33: Jahresverlauf Erdgas gesamt 2013, (Tageswerte).....	50
Abbildung 34: Korrelationen zwischen Endenergielieferung pro Zeiteinheit und Aussentemperatur.	50
Abbildung 35: Jahresverlauf Erdgas Heizgas (Tageswerte)	51
Abbildung 36: Abhängigkeit des Heizgasverbrauchs von der Aussenlufttemperatur.	52
Abbildung 37: Lastgang Jahresverlauf Fernwärme (Tageswerte).....	53
Abbildung 38: Lastgang Heizgas nach Wochentag differenziert (Winter).....	54
Abbildung 39: Erneuerbare Energieschiene Ergolzthal (3ET) der EBL. (Quelle: EBL)	56
Abbildung 40: Implementierung P2G mit einem Wärmeverbund, vorläufig ohne Anschluss ans Gasnetz.	56
Abbildung 41: Langfristige Entwicklung der Wärmeversorgung gemäss Entwurf Richtplan Stadt St. Gallen, Stand 2010.	58
Abbildung 42: Beispielausschnitt Solarkataster der Stadt St. Gallen. Die Dachflächen werden nach fünf Eignungsstufen für die Solarenergienutzung beurteilt.	59
Abbildung 43: Prognostizierter Leistungsgang Elektrizität Wochentag und Sonntag bei einem PV-Ertrag von 300 GWh/a im Jahr 2050 (Quelle: Energieszenarienrechner Stadt St. Gallen).....	61

Abbildung 44: Prognostizierter Jahresgang Elektrizität Angebot/Produktion und bilanzbereinigt bei einem PV-Ertag von 300 GWh/a im Jahr 2050 (Quelle: Energieszenarienrechner Stadt St. Gallen).....	61
Abbildung 45: Angenommener Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung von Elektrizität in Nutzwärme für Variante 1 im Jahr 2050.	63
Abbildung 46: Bilanzierung der Umwandlung der PV-Überschüsse in Nutzwärme für Variante 1a in GWh/a.....	63
Abbildung 47: Bilanzierung der Umwandlung der PV-Überschüsse in Nutzwärme für Variante 1c in GWh/a.	64
Abbildung 48: Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung von Elektrizität in Nutzwärme für Variante 2 im Jahr 2050.	64
Abbildung 49: Bilanzierung der Umwandlung der PV-Überschüsse in Nutzwärme für Variante 2a in GWh/a.....	64
Abbildung 50: Bilanzierung der Umwandlung der PV-Überschüsse in Nutzwärme für Variante 2c in GWh/a.	65
Abbildung 51: Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung von Elektrizität in Nutzwärme für Variante 3 im Jahr 2050.	65
Abbildung 52: Bilanzierung der Umwandlung der PV-Überschüsse in Nutzwärme für Variante 3a in GWh/a.....	65
Abbildung 53: Bilanzierung der Umwandlung der PV-Überschüsse in Nutzwärme für Variante 3c in GWh/a.	66
Abbildung 54: Mit Hilfe eines PV-Überschusses von 123 GWh/a produzierbare Nutzwärme für Wärmeerzeugervarianten 1, 2, 3.	66
Abbildung 55: Für einen Nutzwärmebedarf von 99 GWh/a notwendige PV-Überschüsse für verschiedene Wärmeerzeugervarianten.	67
Abbildung 56: Jahresverlauf des Ladezustands des Methangasspeichers für einen PV-Überschuss von 123 GWh/a und eine EE-Methangasproduktion von 74 GWh/a.....	67
Abbildung 57: Jahresverlauf der PV-Überschüsse pro Tag bei einer hypothetischen Ausrichtung sämtlicher PV-Anlagen 90° nach Süden.	68
Abbildung 58: Notwendiger Bezug an fossilem Methangas in Abhängigkeit des Speichervolumens und der PV-Anlagenfläche.	72
Abbildung 59: Produktionsüberschuss EE-Methangas in Abhängigkeit des Speichervolumens und der PV-Anlagenfläche.	73
Abbildung 60: Nulllinienfunktion des fossilen Erdgasbezuges (grüner Graf) respektive des EE-Methangasüberschusses (roter Graf) in Abhängigkeit des Speichervolumens und der PV-Anlagenfläche.	73
Abbildung 61: Zusammenhang zwischen PV-Anlagengrösse.	76
Abbildung 62: Schematische Energieflüsse einer Modellsiedlung mit WKK.	77
Abbildung 63: Schematische Energieflüsse einer Modellsiedlung mit WKK (10'000 m ² , Q _{hww} = 32.8 kWh/(m ² a), PV Wirkungsgrad= 30%).	77
Abbildung 64: Schematische Energieflüsse einer Modellsiedlung mit Gaskessel.	78
Abbildung 65: Zusammenhang spezifischer Heizwärmebedarf und CO ₂ -Einsparung.	79
Abbildung 66: Vergleich von Heizsystemen für Warmwasserverbrauch anhand der UBP (Quelle: [26]) 87	87
Abbildung 67: erforderliche CH ₄ -Speichergrösse bezogen auf den jährlichen Gasbedarf für Fall 1.	90
Abbildung 68: Auf die EBF bezogene erforderliche PV-Fläche und EE-CH ₄ -Speichergrösse für Fall 1.	91
Abbildung 69: Erforderliche CH ₄ -Speichergrösse bezogen auf den jährlichen Gasbedarf für Fall 2.	91
Abbildung 70: Auf die EBF bezogene, erforderliche PV-Fläche und CH ₄ -Speichergrösse für Fall 2.	92
Abbildung 71: Erforderliche CH ₄ -Speichergrösse bezogen auf den jährlichen Methangasbedarf für Fall 3.	92
Abbildung 72: Auf die EBF bezogene, erforderliche PV-Fläche und CH ₄ -Speichergrösse für Fall 3.	93
Abbildung 73: Entwicklung der THG von Haushalten seit 1990 (Quelle: [5], S.10) 95	95
Abbildung 74: Option 1, künftiges weiteres Betreiben des bestehenden Gasnetzes, ohne relevante Änderung.	97
Abbildung 75: Option 2, Implementierung P2G im Gebäudepark ohne Nutzung der Abwärme für die Fernwärme.	98
Abbildung 76: Option 3, Implementierung P2G im Gebäudepark mit Nutzung der Abwärme für die Fernwärme.	99
Abbildung 77: Verknüpfung Fernwärme & P2G - Situation 2015.....	104
Abbildung 78: Verknüpfung Fernwärme & P2G - Situation 2030.....	104
Abbildung 79: Verknüpfung Fernwärme & P2G - Situation 2050.....	104
Abbildung 80: Zusammensetzung des Preises pro kWh Deutschland bereits angebotenen Windgases H ₂ .(Quelle: Greenpeace-Energy Deutschland) 108	108
Abbildung 81: Stromgestehungskosten in Deutschland (Quelle: Fraunhofer Institut) 109	109
Abbildung 82: Fahrplan der Implementierung der Bausteine Hydrolyse, Methanisierung, Speicher und erneuerbarer Strom.	117
Abbildung 83: Darstellung der Erfüllung der Vier-Säulen-Strategie und den drei Zielen.....	118

Abbildung 84: Beschleunigte Implementierung des P2G im Gebäudepark.	118
Abbildung 85: Beschleunigte Erfüllung der Förderung erneuerbarer Energie als auch weniger Abhängigkeit von fossilen Energieträgern.	119
Abbildung 86: Partielle Substitution durch EE-Methangas bis 2050.	119

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: In GEMEN angewandte Vier-Säulen Strategie und den drei Zielen zur Energiewende.	13
Tabelle 2: Zu erfüllende Bedingungen der 4SS3Z bei Implementierung des P2G im Gebäudepark.....	25
Tabelle 3: Aufbau und Zusammenhänge im Kapitel 5.....	26
Tabelle 4: Stoff- und Energieflüsse beim P2G-Verfahren.....	27
Tabelle 5: Saisonale EE-Methangasspeicher für den Gebäudepark im Zusammenhang mit der 4SS3Z.	31
Tabelle 6: Wirkungsgrade verschiedener Wärmeerzeugungsanlagen.....	35
Tabelle 7: Elektrische Wirkungsgrade verschiedener Wärmeerzeugungsanlagen.....	36
Tabelle 8: Gegenüberstellung des PV-Ertrages zwischen GBI und Polysun.....	37
Tabelle 9: Überblick gemeinsame Stellungnahme zu P2G Implementierung im Gebäudepark.....	46
Tabelle 10: Ziele des Hybridwerks-Aarmatt der Regio-Energie Solothurn und Vergleich mit der 4SS3Z.....	47
Tabelle 11: Ausgangswerte für Wärmebedarf Warmwasser.....	52
Tabelle 12: Nutzwärmebedarf für Raumwärme und Brauchwarmwasser derzeit erdgasbeheizter Wohngebäude im Jahr 2013 und Prognose für 2050. Die Energiebezugsfläche beträgt 1.9 Mio. m ²	59
Tabelle 14: Angenommene Wirkungsgrade der Wärmekraftkopplung, Speicherung und Verteilung, sowie Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe für Variante 1 im Jahr 2050.	62
Tabelle 15: Treibhausgasemissionen von P2G im Vergleich zu herkömmlicher Energiebereitstellung für einen PV-Überschuss von 123 GWh/a.....	69
Tabelle 16: Gebäudetypen repräsentiert anhand Epoche und spezifischen Ramwärmebedarf.....	71
Tabelle 17: PV-Fläche und Grösse des Methangasspeichers, erreichte Bezugs- und Abgabewerte.....	74
Tabelle 18: Vorteile und Schwachstellen bei der Implemetierung des P2G im Gebäudepark anhand der Leitlinien der Vier-Säulen Strategie und den drei Zielen zur Energiewende.....	88
Tabelle 19: Implementierung im Zusammenhang mit Abkommen von Kopenhagen.....	94
Tabelle 20: Annahmen für die Gesamtbetrachtung.....	95
Tabelle 21: CO ₂ -Emissionen und -Einsparpotenzial durch die Einführung von P2G mit erneuerbaren Energiequellen.....	96
Tabelle 22: Begrenzte Handlungsspielräume bei Implementierung P2G im Gebäudepark.....	106
Tabelle 23: Darstellung der zukünftigen Investitionen in wichtige, nationale Infrastrukturen (Quelle: NFP 54).	107
Tabelle 24: Preis/kWh EE-CH ₄ , nach Kalkulation ETOGAS.....	110
Tabelle 25: Technische Bausteine für die Umsetzung des P2G im Gebäudepark.....	115
Tabelle 26: Übersicht über Instrumente der Umweltpolitik.....	120