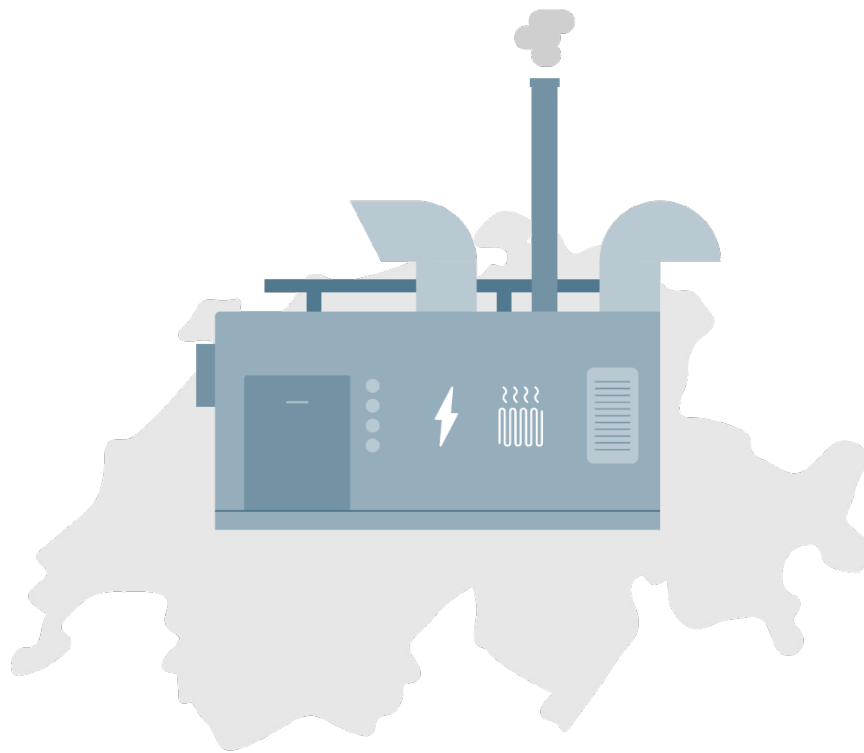


Multi-Energy-Hub und WKK

Integration von WKK-Anlagen in thermischen Netzen als Beitrag zur Versorgungssicherheit



Mitwirkende Firmen:

Swisspower AG

Schweizerhof-Passage 7, 3011 Bern
swisspower.ch

EVU Partners AG

Mühlemattstrasse 54, CH-5000 Aarau
evupartners.ch

Limeco

Reservatsstrasse 5, CH-8953 Dietikon
limeco.ch

Midiplan GmbH & Co. KG

Höpfigheimer Str. 5, DE-74321 Bietigheim-
Bissingen
midiplan.de

Rytec AG

Alte Bahnhofstrasse 5, CH-3110 Münsingen
rytec.ch

St.Galler Stadtwerke

St.Leonhard-Strasse 15, CH-9001 St.Gallen
sgsw.ch

Mit Unterstützung des Bundesamts für Energie BFE

CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Für den redaktionellen Inhalt sind die Swisspower AG und die aufgeführten Autoren verantwortlich.

Autoren:

Markus Flatt, EVU Partners AG, markus.flatt@evupartners.ch (Regul. Rahmenbedingungen)

Thomas Marti, EVU Partners AG, thomas.marti@evupartners.ch (Regul. Rahmenbedingungen)

Markus Bircher, Limeco, markus.bircher@limeco.ch (KVA und CCS-Anlagen)

Frank Peetz, Midiplan GmbH & Co. KG, f.peetz@midiplan.de (KWK-Gesetz Deutschland)

Fabian Blaser, Rytec AG, fabian.blaser@rytec.ch (Grundlagen & Analysen zentrale WKK-Anlagen)

Rafael Osswald, Rytec AG, rafael.osswald@rytec.ch (Grundlagen & Analysen zentrale WKK-Anlagen)

Thomas Kunz, St.Galler Stadtwerke, thomas.kunz@sgsw.ch (dezentrale WKK-Anlagen)

Philipp Mäder, Swisspower AG, philipp.maeder@swisspower.ch

Thomas Peyer, Swisspower AG, thomas.peyer@swisspower.ch

Mauro Montella, Swisspower AG, mauro.montella@swisspower.ch

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Zusammenfassung	7
2 Aufgabenstellung und Zielsetzungen.....	11
2.1 Kernfragen	12
3 Bericht	17
3.1 Multi-Energy-Hub-Konzept (MEH-Konzept).....	18
3.2 WKK als ressourcenschonende Effizienztechnologie	19
3.3 Einsatzbereiche von WKK	20
3.4 Potenziale WKK-Anlagen.....	23
3.5 Typische Eckwerte und Basis für Wirtschaftlichkeit.....	23
3.6 Brennstoffe für WKK-Anlagen.....	24
3.7 Versorgungssicherheit, Klima- und Umweltrelevanz	26
3.8 Wirtschaftlichkeit WKK-Anlagen	28
3.9 Gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen	32
3.9.1 Mantelerlass.....	32
3.9.2 CO ₂ -Gesetz.....	32
3.9.3 Mineralölsteuergesetz.....	33
3.9.4 Gasversorgungsgesetz (GasVG).....	33
3.9.5 Luftreinhalteverordnung (LRV).....	33
3.9.6 Anforderung zur Teilnahme am Regelenergiemarkt bzw. Speicherreserve.....	34
4 Energiepolitische Situation.....	35
4.1 Versorgungssicherheit Schweiz.....	35
4.2 Versorgungssicherheit Strom (Reservegaskraftwerke gem. Art. 9 StromVG)	36
4.3 Versorgungssicherheit Erdgas.....	36
4.3.1 Die vier Säulen der Versorgungssicherheit	36
4.3.2 Stromversorgungssituation Schweiz.....	38
4.3.3 Relevante Entwicklungen in der Schweiz	40
4.3.4 Relevante internationale Entwicklungen.....	41
5 WKK-Anwendungen und Definitionen	42
5.1 Betriebsarten.....	43
5.2 Zentrale WKK in thermischen Netzen.....	44
5.2.1 WKK in Energiezentralen mit Wasser-/Dampfkreislauf	44
5.2.2 WKK als Element der Versorgungssicherheit.....	46

5.3	Spezialfälle an KVA-Standorten.....	47
5.3.1	WKK-Cluster und Transformation von Gasnetzen.....	47
5.3.2	WKK-Anlagen im Hinblick auf den Einsatz von CCS.....	48
5.4	Dezentrale WKK-Anlagen	48
6	Gesetzliche Rahmenbedingungen.....	49
6.1	Rechtliche Definition von WKK-Anlagen.....	50
6.2	Bau von WKK-Anlagen	50
6.3	CO ₂ -Gesetzgebung / Teilnahme am EHS	51
6.4	Investitions- und Betriebskostenbeiträge für Biomasseanlagen.....	52
6.5	Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung.....	53
6.6	Produktion von erneuerbaren Gasen (Biogas, H ₂ , PtG).....	53
6.7	Energiespeicherung	54
7	Potenzial und Vorgehen zentrale WKK	55
7.1	Vorgehen und Annahmen für Potenzialermittlung	55
7.1.1	Annahmen.....	56
7.2	Bestand und Potenzial thermischer Netze.....	57
7.3	Potenzial in thermischen Netzen	58
7.3.1	Erläuterung Potenzialermittlung anhand Jahresdauerlinie	58
7.3.2	Im Bestand	60
7.3.3	Bei Ausbau thermischer Netze (urbane Gebiete).....	61
8	Gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen für WKK	62
	Tabellenverzeichnis.....	65

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
Abs.	Absatz
ARA	Abwasserreinigungsanlage
Art.	Artikel
BFE	Bundesamt für Energie
bh	Betriebsstunden
BHKW	Blockheizkraftwerk
BWL	Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung
bzw	beziehungsweise
CO2G	CO2-Gesetz
CSS	Carbon Capture and Storage
d.h.	das heisst
DF	Dual-Fuel
EEAV	Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung
EHS	Emissionshandelsystem
el	elektrisch (bspw. kWhel)
EiCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EleG	Elektrizitätsgesetz
EnFV	Energieförderungsverordnung
EnG	Energiegesetz
FW	Fernwärme
GasVG	Gasversorgungsgesetz
ggf	gegebenenfalls
GoO	Guarantee of Origin
GuD	Gas-Kombi-Kraftwerk
GWh	Gigawattstunden
HHKW	Holzheizkraftwerken
Ho	oberer Heizwert
Hu	Unterer Heizwert
i.d.R.	in der Regel
i.S.	im Sinne
IRR	Internal Rate of Return
KKW	Kernkraftwerk
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung (Deutschland)
lit	Litera
LNG	Liquid Natural Gas
LRV	Luftreinhalteverordnung
MEH	Multi-Energy-Hub
Mio	Millionen

Multi-Energy-Hub und WKK

Mrd	Milliarden
MW	Megawatt
η	Wirkungsgrad
PoS	Proof of Sustainability
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
rev	Revidiert
RLG	Rohrleitungsgesetz
RLV	Rohrleitungsverordnung
RPG	Raumplanungsgesetz
SDL	Systemdienstleistungen
SNG	Synthetic Natural Gas
StromVG	Stromversorgungsgesetz
SÜL	Sachplan Übertragungsleitungen
t	Tonne
th	thermisch
TJ	Terajoule
tot	Total
TWh	Terawattstunden
USG	Umweltschutzgesetz
UVEK	Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
UVPV	Umweltverträglichkeitsprüfung
V	von
VFS	Verband Fernwärme Schweiz
VPeA	Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WBF	Eidgenössisches Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WP	Wärmepumpe
WResV	Winterreserververordnung
z.B.	zum Beispiel

1 Zusammenfassung

Der Einsatzbereich von WKK-Anlagen ist nach Anlagengrößen zu unterscheiden. Anlagen mit einer grösseren Leistung als 500 kW ergeben **vor allem an Standorten von thermischen Netzen Sinn**. Im Verbund mit entsprechenden Grundlastzeugern und/oder Spitzenlast- und Reservekesseln steht, nebst der Zusatzproduktion von Winterstrom (Säule 2), der **Ersatz von fossilen Brennstoffen durch die WKK-Abwärme** im Vordergrund. In Wärmeverbunden integrierte WKK-Anlagen können zudem im Zeitraum März bis Mai als Reservekraftwerke (Säule 3 und 4) eingesetzt werden.

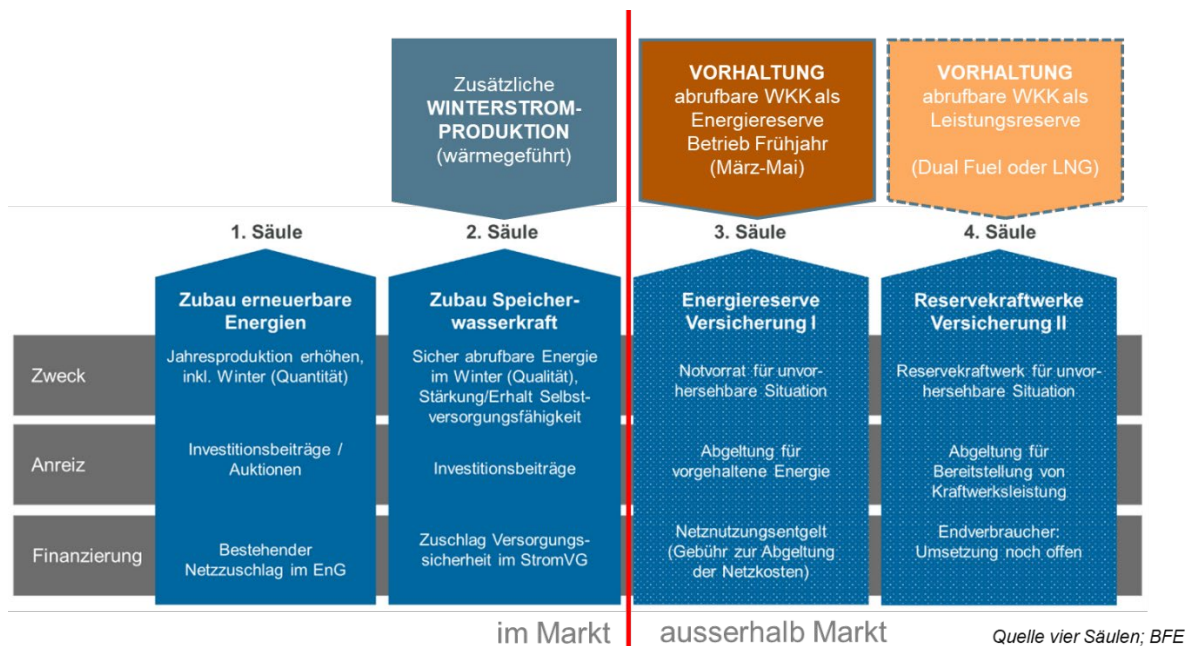


Abbildung 1 Sicherstellung Versorgungssicherheit vier Säulen (BFE, 2022)

Werden WKK-Anlagen im wärmeseitigen Spitzen- und Mittellastbereich von thermischen Netzen eingesetzt, so hat dies eine direkte Substitution von fossilen Energieträgern zur Folge. Der CO₂-Ausstoss von fossil betriebenen WKK-Anlagen wird somit **durch Substitution bei der Wärmenutzung teilweise reduziert**. Im Vergleich zu Stromimporten können mit inländischen WKK-Anlagen zusätzliche CO₂-Emissionen reduziert werden, weil **gesamthaft weniger Primärenergie benötigt wird**. Bei Ausschöpfung eines WKK-Potenzials von ca. 2.2 TWhel werden nebst den klimaschonenden Effekten dadurch rund jährlich ca. 3.7 TWh Primärenergie (mehrheitlich Gas, Kohle) in Europa einspart. Nebst der Steigerung **der Versorgungssicherheit in der Schweiz durch die hocheffiziente WKK-Technologie** wird Primärenergie in ganz Europa eingespart. WKK-Anlagen vermeiden zudem Netzkosten, indem sie **die Hoch- und Höchstspannungsebenen entlasten**. Im Weiteren tragen WKK-Anlagen aufgrund ihres Trägheitsmomentes der rotierenden Masse **zur Netzstabilisierung** bei.

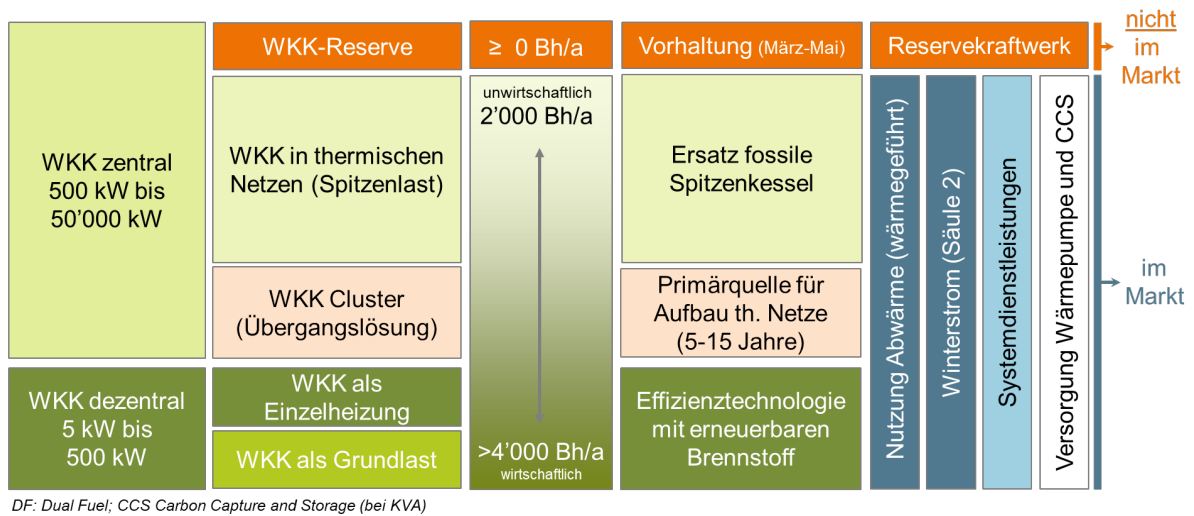


Abbildung 2: Übersicht Anwendungsbereiche WKK-Anlagen (Quelle: Swisspower)

In Gebäuden, Arealen oder an Standorten von Biogas- und Klärgasanlagen ergeben kleinere WKK-Anlagen mit erneuerbaren Brennstoffe Sinn. Weil Biogas- und Kläranlagen im Sommer die Wärme nur teilweise nutzen können, wäre eine Einspeisung ins Gasnetz und nachträgliche dezentrale Verstromung effizienter¹. Zusätzliches Potenzial wird bei **der Kombination von WKK-Anlagen mit Photovoltaik-Anlagen und elektrischen Wärmepumpen**² identifiziert. Diese Kombi-Anlagen steigern die Nutzung des PV-Stroms zum Heizen, können aber gleichzeitig mit dem WKK-Modul die Wärme an kalten Tagen erzeugen. Gegenüber einer klassischen Wärmepumpe entstehen dadurch keine Bezugsspitzen im Stromnetz.

Zentrale WKK-Anlagen ab einem Leistungsbereich von 500 kW können wirtschaftlich betrieben werden. Es braucht dazu jedoch regulatorische Rahmenbedingungen, um die Investitionsrisiken einzugrenzen. Zudem wirken sich folgende Betriebsbedingungen positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus:

Potenzial zentrale WKK-Anlage:

- a) Integration in ein Wärmenetz und Nutzung der WKK-Abwärme im Spitzen- und Mittellastbereich mit Betriebsstunden von weniger als 2'000 Bh/a.
- b) Mehrjährige Teilnahme an der Bereitstellung von abrufbarer Energiereserve gemäss WResV mittels Stand-by-Betriebs (ca. 12 Wochen bzw. 3 Monate). Grundlastversorgung ist durch alternative Wärmeerzeugung während dieser Zeit abgedeckt (KVA, Holzkraftwerke oder Wärmepumpe/Umweltwärme)
- c) Teilnahme an Sekundärregelenergiemarkt (SDL)

Das Potenzial für zentrale WKK-Anlagen in thermischen Netzen beträgt rund 1.5 bis 2.0 TWh/a elektrisch bei einem aktuellen Wärmebedarf von rund 1.6 TWh/a³ (Spitzen- und Mittellast).

¹ Studie Potential zur Effizienzsteigerung in Kläranlagen mittels Einspeisung oder Verstromung des Klärgases (Swisspower 12. 8.2015)

² [Hybridbox, Avesco](#)

³ Datenlage von thermischen Netzen ist unsicher und muss erhärtet werden. Siehe auch Auswertungsbericht «Liste thermischer Netze» vom Jahr 2021 (BFE)

Die Realisierung von WKK-Anlagen an Standorten mit bestehenden Infrastrukturen und Betriebsorganisationen stehen dabei im Vordergrund. In der Schweiz sind rund 50 Standorte vorhanden, die über ein grösseres Wärmenetz verfügen und bereits eine KVA, ein Holzheizkraftwerk oder ein grösserer Wärmeverbund mit Wärmepumpen existiert. Diese Standorte bieten zudem **Synergie-Potenziale im Hinblick auf die Skalierung des Multi-Energy-Hub-Konzeptes**.

WKK-Anlagen und Wasserkraftreserve

Durch die flexible Betriebsart können WKK-Anlagen die Vorhaltung von Speicherwasser in den kritischen Monaten März bis Mai teilweise übernehmen. Die Wasserkraft kann so zusätzlichen Winterstrom bereitstellen und ihre Opportunitätskosten durch Verkauf am Markt reduzieren.

Spezialfall WKK-Cluster:

Falls noch kein thermisches Netz vorhanden ist bzw. die Spitzenlast durch den Grundlastherzeuger ausreichend abgedeckt werden kann, können WKK-Anlagen während der ersten Betriebsjahre **hauptsächlich als Reservekraftwerke** betrieben werden, weil sie über eine Kapazitätsreserve verfügen. Dies setzt jedoch eine andere Finanzierung voraus, weshalb das Verfügbarkeitsentgelt hierfür höher sein wird. Die primären Zielsetzungen der WKK-Cluster sind, die Wärmebereitstellung von künftigen Grundlastherzeugern in thermischen Netzen zu überbrücken bzw. als Reservekraftwerke in Mangelsituationen die Versorgungssicherheit in den nächsten 5-10 Jahren zu gewährleisten. Nach erfolgtem Auf- bzw. Ausbau des thermischen Netzes übernehmen diese WKK-Anlagen die Spitzen- und Mittellastabdeckung analog zum Modell zentraler WKK-Anlagen.

Spezialfall WKK an KVA-Standorten mit CCS-Verfahren:

KVA-Anlagen sollen künftig mit CCS-Verfahren ausgerüstet werden. Diese Zusatzleistung benötigt zusätzliche Energie, die nicht mehr oder nur teilweise an die umgebenden Netze abgegeben werden kann. Sollte nach einer optimierten wärmetechnischen Einbindung der Anlage (Wärmerückgewinnung, Adsorptionswärmepumpen, tiefe Rücklauftemperaturen der Fernwärme) ein Wärmedefizit bestehen, das nicht aus Umweltwärme (ARA, Fluss- oder Seewasser) bereitgestellt werden kann, bieten hier WKK-Anlagen ideale Voraussetzungen, damit KVA-Standorte weiterhin die Versorgungsaufgabe als Strom- und Wärmelieferant wahrnehmen können.

Potenzial dezentrale WKK-Anlagen:

Bei dezentralen WKK-Anlagen mit Anlagengrössen < 500 kW, die nicht in ein thermisches Netz integriert werden, ist ein wirtschaftlicher Betrieb erst möglich, wenn diese Anlagen folgende Voraussetzungen erfüllen:

- a) Betrieb als Einzelheizungen oder Grundlastherzeuger mit Betriebsvolllaststunden von mehr als 4'000 Bh/a
- b) Entschädigung von WKK-Strom und Abwärme zu Endverbraucher-Konditionen (nicht Grosshandelsmarktpreise)
- c) Teilnahme an Sekundärregelenergiemarkt (SDL) bzw. Übernahme von netzdienlichen Funktionen

Die dezentralen WKK-Anlagen müssen wärmegeführt und zunehmend mit erneuerbaren Brennstoffen betrieben werden. Zur Steigerung des erneuerbaren Anteils an Brennstoffen von WKK-Anlagen ist ein entsprechendes Anreizsystem zu entwickeln.

Das Potenzial für dezentrale WKK-Anlagen in gasversorgten Gebieten beträgt rund 0.5 bis 1.0 TWh/a elektrisch bei rund 0.7 bis 1.5 TWh Wärmebedarf (Grundlast bzw. Einzelheizungen). Sobald wasserstoffbasierte Brennstoffe (z.B. Methanol oder Ammoniak) marktfähig werden, sind dezentrale WKK-Anlagen auch ausserhalb von gasversorgten Gebieten generell eine sinnvolle Ergänzung im künftigen Energiesystem.

2 Aufgabenstellung und Zielsetzungen

Die ursprüngliche Aufgabenstellung gemäss Projektskizze vom Mai 2022 (Anhang 07 «Projektskizze Multi Energy Hub») hat sich im Verlauf der Projektarbeit geändert. Die Potenzialermittlung von WKK-Anlagen konnte aufgrund unvollständiger Datenbasis von thermischen Netzen nur generisch erfolgen. Daten von Fernwärmeversorgungen (Energienmengen, Leistung, Brennstoffmix) werden statistisch nicht oder nur teilweise erhoben. Vorhandene Daten sind gemäss BFE-Bericht «Liste thermische Netze» vom März 2022 (Anhang 03) unvollständig oder nicht belastbar. Der Aufwand individuelle Standortdaten zu beschaffen, konnte aufgrund fehlender Ressourcen nicht im Rahmen dieser Studie erfolgen.

Folglich beauftragte das BFE die Swisspower AG im Rahmen eines Zusatzprojektes, eine Standortanalyse vor allem an Standorten mit Multi-Energy-Hub Potenzial durchzuführen. Diese Abklärungen sind noch im Gange, mit dem Ziel bis anfangs Q2/2023 eine Liste von rasch umsetzbaren WKK-Standorten zu identifizieren bzw. deren Potenziale in Bezug auf die zusätzliche Strom- und Wärmeerzeugung aufzuzeigen.

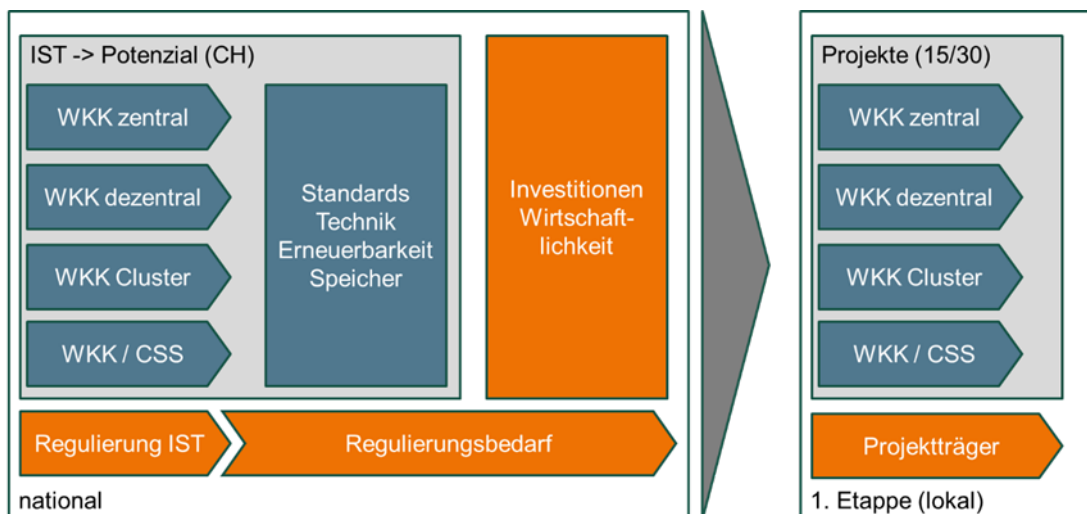


Abbildung 3: Vorgehen Multi-Energy-Hub Studie (Quelle: Swisspower)

In Bezug auf den regulatorischen Anpassungsbedarf im Rahmen des Mantelerlasses (EnG, StromVG) sind laufend Zwischenergebnisse in die Gespräche der Kommissionen und in die parlamentarischen Diskussionen eingeflossen. Der Stellenwert von WKK-Anlagen wurde auch mit dem Bericht des Bundesrates zu WKK-Anlagen⁴ vom 2.12.2022 verdeutlicht.

WKK-Projektentwicklungen sollen im Hinblick auf eine intelligente und dauerhafte Lösung betreffend der Strommangellage und als Ablösung von den bisherigen Notlösungen (Reservekraftwerke in Birr und Cornaux) ab 2026 erfolgen. Der Realisierungszeitraum für grössere WKK-Anlagen beträgt rund 2-3 Jahre, sofern die bewilligungstechnischen Auflagen oder mögliche Beschwerden im Rahmen der

⁴ Der Bundesrat (2022a): Energie: Bundesrat legt Bericht zur Wärme-Kraft-Kopplung vor, admin.ch, [online] <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-92014.html>.

Baubewilligung nicht zu Verzögerungen führen. Folglich sind entsprechende Investitionsentscheide für Projekte bis Ende 2023 zu treffen.

2.1 Kernfragen

Im Rahmen dieser Studie sollen die nachstehenden Fragestellungen im Zentrum stehen. Die entsprechenden Antworten sind jeweils in Kurzform nachfolgend angefügt.

1. Welchen Beitrag können in thermische Netze integrierte WKK-Systeme (zentrale WKK) bezüglich der Stromproduktion im Winter leisten?

Steigt an kalten Tagen der Spitzenbedarf an Wärme, ist in der Regel der Stromverbrauch sehr hoch. In thermischen Netzen wird an kalten Tagen die Spitzenlast-Wärme grösstenteils mit fossilen Brennstoffen abgedeckt. Wird die Wärme anstelle von Spitzenlastkesseln mit WKK-Abwärme produziert, wird deshalb auch Winterstrom zum richtigen Zeitpunkt erzeugt. Das Wärmepotenzial in bestehenden Wärmenetzen beträgt rund 1.6 TWh/a. Mit Einsatz von wärmegeführten WKK-Anlagen wäre die zusätzliche Winterstromproduktion rund 1.5 bis 2.0 TWh/a. Mit dem geplanten Ausbau thermischer Netze (Verdoppelung) würde auch der Spitzenlastanteil zunehmen bzw. das Potenzial an WKK-Strom.

2. Welchen Beitrag können dezentrale WKK-Systeme bezüglich der Stromproduktion im Winter leisten?

Dezentrale kleinere WKK-Anlagen, die als monovalente Einzelheizungen oder in kleineren Wärmeverbunden betrieben werden, leisten ebenso einen effektiven Beitrag an die Winterstromproduktion wie zentrale WKK-Anlagen. Im Vergleich zu grösseren Anlagen haben kleine WKK-Anlagen niedrigere elektrische Wirkungsgrade, weshalb der Strombeitrag kleiner ist. Hingegen bei der WKK-Abwärme ist der Substitutionseffekt bei Heizöl- und Erdgasheizungen gleich bzw. sogar leicht höher, weil die Wärmeverluste im Vergleich zu thermischen Netzen niedriger sind. In Kombination mit Photovoltaik und elektrischer Wärmepumpe sind WKK-Anlagen im Stande netzdienliche Funktionen zu übernehmen.

3. Unter welchen Bedingungen sind WKK-Systeme in Strommangellagen für Stromreserven abrufbar?

WKK-Anlagen liefern generell mehr Winterstrom, womit der Bedarf an Stromreserve generell sinkt. Mit steigendem Anteil Strom aus WKK-Anlagen nimmt entweder der Stromimport ab oder die Wasserkraftwerke können bei Stromspitzen das Speicherwasser gezielter einsetzen bzw. dieses zu besseren Marktkonditionen verstromen. Insgesamt wird so die Versorgungssicherheit in Mangellagen verbessert. Zentrale WKK in thermischen Netzen (Multi-Energy-Hub) können zudem als flexible und verlustarme Reservekraftwerke eingesetzt werden. Bei tiefen Füllständen der Speicherseen, also während den Monaten März bis Mai, können WKK-Anlagen im Stand-by-Betrieb abrufbare Energiereserven vorhalten. Bei intakter Versorgungslage im europäischen Gasnetz kann die Energiereserve auf die Leistungskapazität im Gasnetz ausgelegt werden. Bei gleichzeitiger Strom- und Gasmangellage müssen Dual-Fuel fähige WKK-Anlagen mit alternativen Brennstoffen (Diesel, Methanol, etc.) oder verflüssigten Gasen (LNG) versorgt werden. Entsprechende Brennstofflager und -logistikketten müssen in diesem Falle zwangsläufig sichergestellt werden.

4. Welchen Beitrag leisten WKK-Anlagen zur Versorgungssicherheit?

WKK-Anlagen liefern Winterstrom und erhöhen damit die Autonomie in der Stromversorgung. Durch WKK-Reserve im März bis Mai kann die Wasserkraftreserve reduziert werden. Das Speicherwasser steht somit als zusätzlicher Winterstrom zur Verfügung. Im Gegenzug steigt der Import an Brennstoffen, solange die Produktion von erneuerbaren Gasen in der Schweiz nicht massiv gesteigert wird. Zur Steigerung der Versorgungssicherheit braucht es zudem eine Speicherinfrastruktur für den in Zukunft notwendigen saisonalen Ausgleich. Aufgrund der hocheffizienten WKK-Technologie und lokaler Nutzung von Strom und Wärme kann im Vergleich zur heutigen Importsituation Primärenergie eingespart werden. Würde das kurzfristig erschliessbare WKK-Potenzial gesamthaft erschlossen, würden somit europaweit über 3.5 TWh/a weniger Primärenergie (Gas, Öl, Kohle) verbraucht. Indirekt würde die Schweiz mit dieser ressourcenschonenden Technologie einen wesentlichen Beitrag an die Energieeffizienz und Versorgungssicherheit leisten. Entsprechend ausgerüstete WKK-Anlagen können auch einen Inselbetrieb oder bei Netzausfall einen «Schwarzstart» sicherstellen und so einen zusätzlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

5. An welchen Standorten können konkrete Projekte entwickelt und realisiert werden?

Innerhalb der Studie Multi-Energy-Hub wurden bereits mehrere Energieversorgungsunternehmen involviert, um mögliche Standorte oder Projekte zu identifizieren. Zudem beauftragte das BFE die Swisspower mit einem Zusatzauftrag, die möglichen Standorte von WKK-Anlagen mit konkreten Fakten und Daten zu erfassen. Bereits heute konnten an ca. 10 Standorten mit vorhandenen Wärmenetzen (KVA, HHKW) identifiziert werden. An über 470 Standorten mit thermischen Netzen liegt die Wärmeleistung über 1 MW.

Bei wärmegeführter Fahrweise kommen nur Standorte mit grossen thermischen Netzen mit Spitzenwärmebedarf in Frage oder als Übergangslösung im Aufbau von Fernwärmenetzen (WKK-Cluster). Bei noch nicht voll ausgebauten thermischen Netzen mit geringem Spitzenlastbedarf können WKK-Anlagen vorübergehend als Reservekraftwerke eingesetzt werden, sofern die höheren Vorhaltekosten entsprechend finanziert werden. Der Vorteil dieser Übergangslösungen ist, dass die WKK-Abwärme vollständig genutzt würde, und ein Ausbau der thermischen Netze dadurch beschleunigt werden könnte.

6. Wie gross ist der Primärenergiebedarf und welche Energiemengen müssten künftig saisonal gespeichert werden können?

Für die Erschliessung des zentralen und dezentralen WKK-Potenzials resultiert ein Brennstoffbedarf von ca. 5.7 TWh/a. Daraus werden rund 2.3 TWh/a Wärme bzw. 2.25 TWh/a Winterstrom erzeugt. Langfristig müssen diese Brennstoffe im Inland produziert oder saisonal gespeichert werden. Eine entsprechende Gasspeicherkapazität muss deshalb in den nächsten Jahren aufgebaut werden. Um die Versorgungssicherheit noch weiter zu steigern, sind Infrastrukturen für flüssige Brennstoffe mit entsprechender Speicherkapazität bzw. Logistikketten aufzubauen. Um im Winter eine vollständige Versorgung der WKK-Anlagen über das Gasnetz sicherzustellen, ist eine Gasspeicherkapazität von min. 5 TWh anzustreben.

7. Wie gross ist der Investitionsbedarf und unter welchen Bedingungen sind WKK-Anlagen wirtschaftlich?

Bei einem Ausbau von 500 MW ist mit einem Investitionsvolumen von rund 600 bis 800 Mio. Franken zu rechnen. Soll das Ausbauziel innert der nächsten 5 Jahre erreicht werden, so sind je nach Instrument Fördermittel von rund 100 Mio. Franken jährlich erforderlich. Die Finanzierung kann sowohl über das Netzkostenentgelt als auch über einen Zuschlag für Versorgungssicherheit erfolgen.

Die Bedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb von WKK-Anlagen sind vielschichtig. Zentrale Einflussgrössen sind: das Verhältnis der Brennstoff- und Strommarktpreise (Spread), Anzahl Betriebsstunden, CO₂-Abgabe bzw. deren Rückerstattung und der Wärmeertrag, welcher aus der Abwärmenutzung erwirtschaftet werden kann.

Bei den bisherigen Marktbedingungen war eine WKK-Anlage mit weniger als 4'000 Betriebsvolllaststunden unwirtschaftlich. Bei den aktuellen Energiepreisen ist ein wirtschaftlicher Betrieb möglich, wenn die Anlagen mit 2'000 Betriebsstunden wärmegeführt betrieben werden können und ein Verfügbarkeitsentgelt aus der Reservevorhaltung von mindestens 100 CHF/MWh vergütet wird. Die Vorhaltdauer (gemäss WResV) ist demnach auf die Monate Februar bis Mai beschränkt. In der restlichen Zeit können die WKK-Anlagen zudem Systemdienstleistungen bereitstellen.

Werden erneuerbare Brennstoffe (erneuerbare Gase, Bio-Methanol, Bio-LNG oder wasserstoffbasierte Energieträger wie Ammoniak oder Methanol) verwendet, verdoppeln sich die Energiekosten. Mit einem entsprechenden Fördermodell müssen hierfür Anreize geschaffen werden.

8. Welche Förderinstrumente sind für WKK sinnvoll bzw. erforderlich?

Förderungen können auf Basis von installierter Leistung als einmaliger Kostenbeitrag (CHF/MW) bzw. Betriebskostenbeiträge (CHF/MWh) erfolgen. Wichtig ist dabei, dass sich die Fördermittel eine langjährige Investitionssicherheit bringen. Ebenso wichtig ist die Herkunft des Brennstoffs. WKK-Anlagen mit erneuerbaren Brennstoffen müssen bei der Förderung anderen Kriterien folgen als fossil oder teilweise fossil betriebene WKK-Anlagen, welche auch einen Beitrag an die Versorgungssicherheit leisten können. Bei WKK-Anlagen mit erneuerbaren Brennstoffen braucht es eine zusätzliche Förderung in Form von festen Zuschlägen (CHF/MWh). Auf dem Import erneuerbarer Brennstoffe dürfen keine CO₂-Abgaben erhoben werden, weil damit eine Marktverzerrung im Vergleich zum Stromimport erhalten bleibt.

Entsprechende CO₂-Rückerstattungsmechanismen sind deshalb im CO₂-Gesetz zwingend erforderlich.

9. Welche konkreten Anpassungen braucht es im Rahmen des Mantelerlasses bzw. Winterreserververordnung und CO₂-Gesetz?

Im StromVG sind WKK-Anlagen als wichtiger Bestandteil zur Stärkung der Versorgungssicherheit aufzunehmen. Insbesondere dem Ersatz von fossilen Spitzenlastkesseln in thermischen Netzen durch Nutzung der WKK-Abwärme und der damit verbundenen Energieeffizienz ist Rechnung zu tragen. Mit WKK-Anlagen ist eine zusätzliche Winterstromkapazität von mindestens 500 MW möglich. Der Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen ist über entsprechende Anreize zu fördern. Als Übergangslösung ist auch ein klimaneutraler Betrieb mit CO₂-Kompensationsmassnahmen im Inland und Ausland einzurichten. Ein Betrieb von WKK-Anlagen ist aufgrund der ressourcenschonenden Technologie dem Stromimport vorzuziehen und wird auch mit fossilen Brennstoffen zugelassen.

In geeigneten Fällen können WKK-Anlagen sowohl als Reservekraftwerk (März bis Mai) als auch zur Bereitstellung von Energiereserven zugelassen werden. Weil das CO₂-Gesetz den Stromimport nicht tangiert, sollte auch der mit WKK viel effizienter erzeugte Strom ebenfalls nicht zusätzlich belastet werden. Ausgenommen sind Anlagen, die im Emissionshandelssystem (EHS) teilnehmen. Hierfür und insbesondere für die CO₂-Abgabe Befreiung beim Import von erneuerbaren Gasen und wasserstoffbasierten Brenn- und Treibstoffen müssen Anreize geschaffen werden.

3 Bericht

Die Energieperspektive 2050 des Bundes geht von einer schrittweisen Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2034 aus. Die wegfallende Stromproduktion soll im Inland durch Zubau von erneuerbaren Energien und Stromimport kompensiert und gleichzeitig sollen die thermischen Netze massiv ausgebaut werden. Von **heute 6.5 TWh sollen im Jahre 2050 rund 15 TWh Wärme** über Fernwärme versorgt werden. Die heutige Strom- und Wärmeversorgung steht somit **an einem Wendepunkt im Umbau des Energiesystems**.

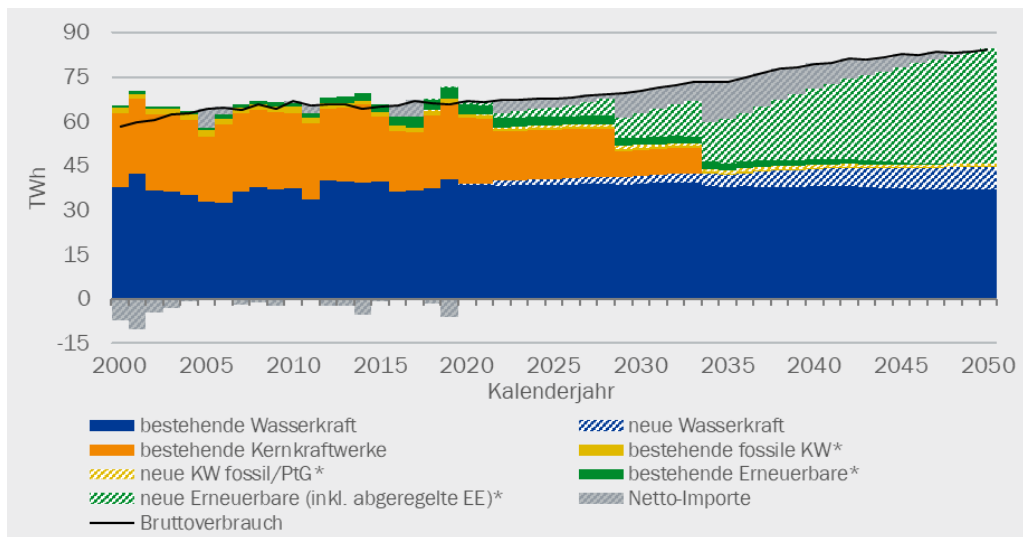


Abbildung 4: Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung nach Technologien im Szenario ZERO Basis, Strategievariante "ausgeglichene Jahresbilanz 2050"; in TWh (Quelle: Prognos)

Mit dem geplanten Zubau von Photovoltaik (PV) wird die Stromproduktion im Sommer zwangsläufig höher sein als der Verbrauch. Das heisst, es braucht eine Lösung wie dannzumal die prognostizierten Überschussmengen verwertet werden können. In den Energieperspektiven wird deshalb **der Aufbau von Power-to-Gas (PtG)-Technologien** vorgeschlagen. Je nach Szenario soll spätestens ab 2035 die PtG-Kapazität mehr oder weniger stark ausgebaut werden.

Bei den Themen Energiespeicherung, Netzstabilisierung und auch beim Einsatz von Spitzenlast-Gaskraftwerken in ausserordentlichen Notsituationen⁵ liegt die Versorgungssicherheit im Fokus.

Speziell an Standorten von Kehrlichtverwertungsanlagen (KVA) sind Bestrebungen im Bereich der CO₂-Abscheidung aus Verbrennungsgasen in Planung. Diese **Negativemissionstechnologie (NET)** steht mit den vorangehenden Themen in engem Zusammenhang, da diese Anlagen ebenfalls **viel Eigenbedarf an Strom und Wärme haben**.

Aus all diesen Elementen erklärt sich das Konzept des Multi-Energy-Hubs (MEH). An dessen Standort können **die Energieerzeugung, die intelligente und effiziente Umwandlung in Strom, Gas und Wärme, die Speicherung sowie die Bereitstellung von abrufbaren Energiereserven** betrieblich umgesetzt werden. Langfristig sollen an diesen Standorten auch durch CO₂-Abscheidungen und -

⁵ Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom (2021): Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen, admin.ch, [online] <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2022/konzeptspitzenlastgaskraftwerk.pdf.download.pdf/Konzept%20Spitzenlast-Gaskraftwerk.pdf>.

Entsorgung Negativemissionen erzeugt werden. Zentral für einen solchen Standort ist, dass er die leitungsgebundenen Energien wie Strom, Gas und Wärme auch in der Region verteilen und nutzen kann. Nachfolgend wird das Multi-Energy-Hub-Konzept verfahrenstechnisch umschrieben.

3.1 Multi-Energy-Hub-Konzept (MEH-Konzept)

Das MEH-Konzept zeichnet sich dadurch aus, dass ein einzelner Betriebsstandort über mehrere Technologien verfügt und aufgrund dessen **hohe betriebliche und energetische Synergien** vorhanden sind. Insbesondere lassen sich durch die Kopplung verschiedener Energieformen eine hohe Energieeffizienz sowohl in der Produktion als auch in der Nutzung sicherstellen.

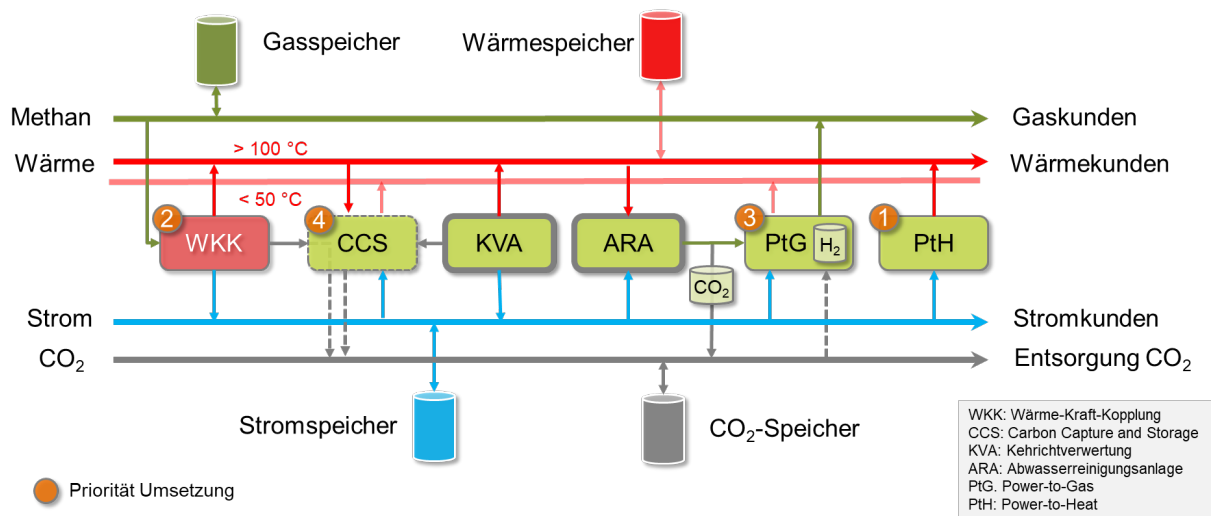


Abbildung 5: Konzept eines Multi-Energy-Hubs (Quelle: Swissspower)

Die anfallenden Abwärmequellen des MEH können in das Wärmesystem eingebunden werden. Stromüberproduktionen können in Gas umgewandelt, gespeichert und dann bei entsprechender Nachfrage wieder verstromt werden. **MEH sind dezentral und somit direkt in eine regionale Ökonomiestruktur eingebettet, in welcher die Wertschöpfung nahtlos erfolgen kann.** Hauptziel ist dabei, die Energieeffizienz zu steigern, CO₂-Emissionen zu mindern und eine für die Region flexible und sichere Energieversorgung zu gewährleisten.

Im Weiteren wird in dieser Abhandlung auf die Technologie der Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) eingegangen. Diese Effizienztechnologie wurde bisher in der Schweiz primär bei der ganzjährigen Verstromung von Biogas und Klärgas eingesetzt. Die meisten KVA-Betriebe sind ebenso als WKK ausgelegt, indem sie den Dampf verstromen und die Abwärme aus Abdampf und Abgas in Form von Heiz- und Heisswasser im Wärmenetz nutzen.

Beispiel Multi-Energy-Hub im Limmattal (Limeco)

Limeco betreibt in einer der sich am stärksten entwickelnden Regionen der Schweiz – dem Limmattal – eine Kehrichtverwertung, Abwasserreinigungsanlage (ARA) und ein Fernwärmenetz. Neu wird an diesem Standort auch eine Power-to-Gas-Anlage betrieben.

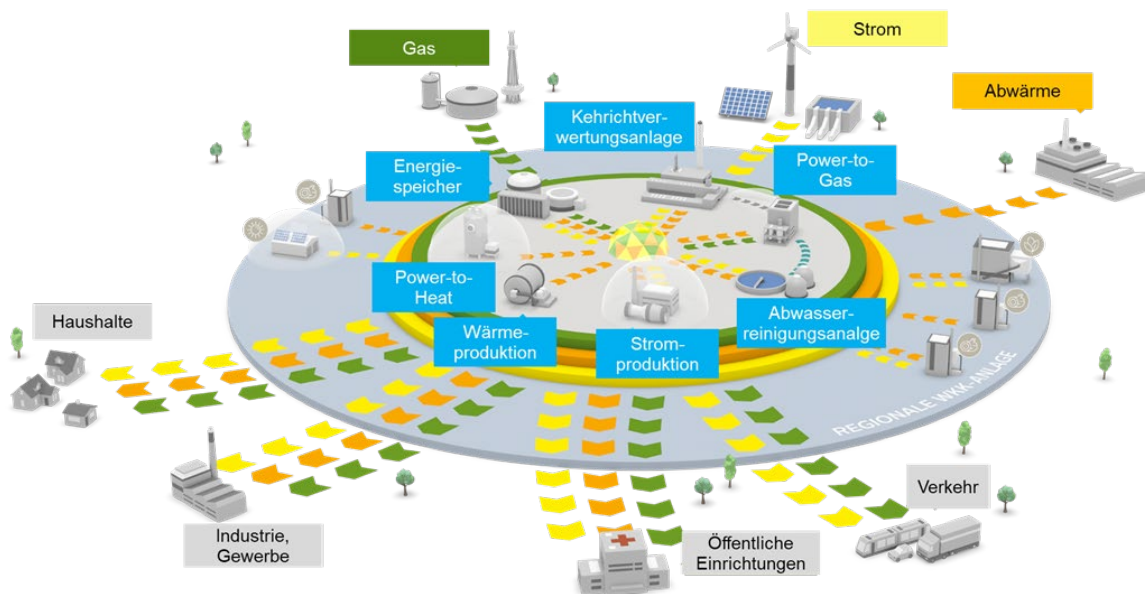


Abbildung 6: Multi-Energy-Hub (Quelle: Limeco)

Ausgehend von den bestehenden Anlagen und netzkonvergenten Infrastrukturen soll künftig eine möglichst autonome und flexible Bereitstellung von Strom, Wärme und Gas erfolgen. Zudem können in diesem Multi-Energy-Hub **weitere Systemleistungen wie etwa Energiespeicherung oder Regelleistung** bereitgestellt werden. Die Integration von WKK-Anlagen an einem solchen Standort würde eine **zusätzliche Versorgungsautonomie** bieten.

3.2 WKK als ressourcenschonende Effizienztechnologie

Der Primärenergienutzungsgrad bei der zentralen Stromherstellung in Grosskraftwerken liegt je nach Technologie zwischen 2.5 bis 3.0 kWh (oil eq)⁶ je kWhel Endenergie Strom – d.h. durchschnittliche Wirkungsgrade zwischen 30-40%. Die Abwärme bleibt in der Regel ungenutzt. Beim Import fallen zudem Transport- und Verteilverluste im Stromnetz an. WKK-Anlagen hingegen stehen immer in der Nähe ihrer Verbraucher und verfügen je nach Betriebsweise über Wirkungsgrade von rund 80-95%.

Im Vergleich zum Ausland liegt die Eigenstromerzeugung mittels **WKK in der Schweiz nur gerade bei rund 4 TWh (6%)**, wobei die Hälfte aus KVA-Strom stammt. Andere Länder, wie etwa Dänemark, haben einen WKK-Anteil von 25% bis über 50%. Diese Länder setzten bereits vor Jahrzehnten auf diese ressourcenschonende Effizienztechnologie.

Aufgrund der zunehmenden Importabhängigkeit beim Strom im Winterhalbjahr und dem hohen Anteil von meist fossilen Grosskraftwerken oder Kernkraftwerken in Europa wird **unter anderem auch wegen der Schweiz insgesamt mehr Primärenergie** benötigt.

⁶ Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren KBOB (2022): Ökobilanzdaten im Baubereich, www.kbob.admin.ch, [online] https://www.kbob.admin.ch/kbob/de/home/themen-leistungen/nachhaltiges-bauen/oekobilanzdaten_baubereich.html.

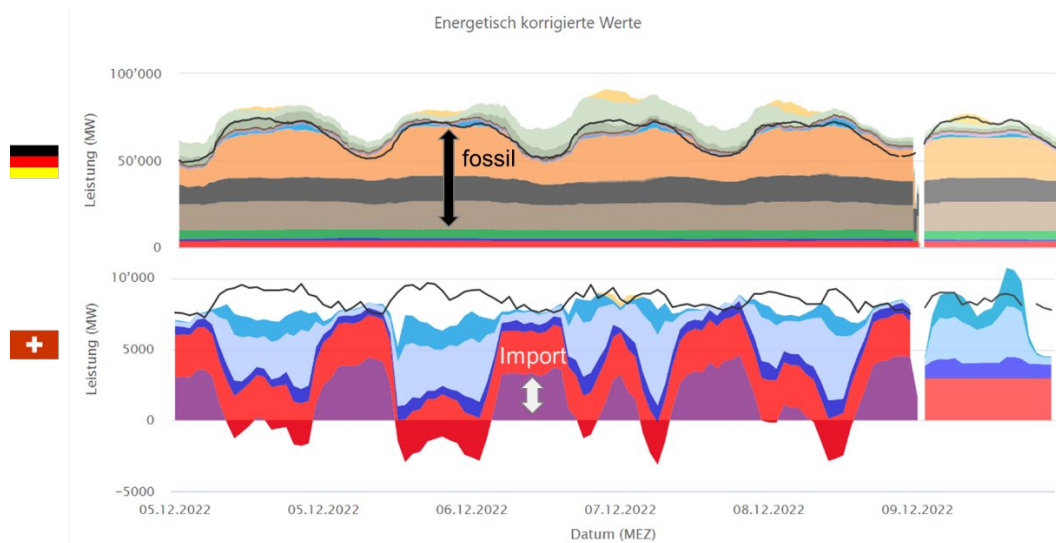


Abbildung 7: Aktueller Stromimport Schweiz und Produktionsmix Deutschland (Quelle: energy-charts.info)

Speziell im Winterhalbjahr sollte deshalb die WKK-Technologie auch in der Schweiz vermehrt zum Einsatz kommen. Damit können **bis 40% Brennstoffe** (mehrheitlich Kohle, Gas) eingespart werden. Damit kann die Schweiz einen **wesentlichen Beitrag zur europäischen Versorgungssicherheit** leisten. Zwangsläufig würden dadurch, trotz fossiler Brennstoffe für WKK-Anlagen, wesentlich **weniger CO₂-Emissionen erzeugt**.

Aus Sicht des Klimaschutzes und der drohenden Mangellage müssen ressourcenschonende Effizienztechnologien in der Schweiz in den Fokus rücken; Durch den Einsatz von inländischen WKK-Anlagen könnte die Schweiz den Primärenergieverbrauch wesentlich reduzieren.

Aufgrund des heutigen Territorialprinzips bei den Klimaabkommen ist der Stromimport jedoch für die CO₂-Bilanz der Schweiz irrelevant. Beim Importstrom bleibt die Klimawirkung im Ursprungsland, weshalb die wesentlich **höheren Verluste von Grosskraftwerken im Ausland für die Schweiz keine Rolle spielen**. Beim Gasimport für WKK-Anlagen hingegen entstehen trotz hocheffizienter Umwandlung mit WKK zusätzliche CO₂-Emissionen im Inland. Aus diesem Grund sollte der Import von fossilen Brennstoffen für WKK-Anlagen nicht ausschliesslich anhand der lokalen Emissionen bewertet werden. Vielmehr muss auch die **ressourcenschonende Nutzung von Primärenergie in WKK-Anlagen** im Vergleich zum Stromimport berücksichtigt werden.

3.3 Einsatzbereiche von WKK

Der Einsatzbereich von WKK-Anlagen ist vielseitig und hängt primär auch mit der Betriebsweise und den geltenden Rahmenbedingungen zusammen. Je nachdem ergibt sich deshalb eine unterschiedliche Wirtschaftlichkeit.

Die Anwendung der WKK-Technologie und deren Wirtschaftlichkeit stehen immer auch mit der entsprechenden alternativen Bereitstellung von Strom und Wärme im Zusammenhang:

	Einsatz WKK	Alternative Strom	Alternative Wärme
Alle WKK	Produktion zusätzlicher Winterstrom mit Abwärmenutzung	Stromimport (aktuell Spitzen von 3'000 bis 4'000 MW, siehe Abbildung 4) oder zusätzliche Spitzenlast-Gaskraftwerke	Fossile und erneuerbare Brennstoffe oder Stromimport (elektrische Wärmepumpe)
WKK mit ca. 2'000 Bh/a	WKK-Abwärme als Spitzenlast in thermischen Netzen	-	Meist fossile (Gas, Heizöl) Spitzenlastkessel
	WKK-Anlagen als flexible Strom Einspeiser bzw. Bereitstellung Systemdienstleistungen (SDL)	Positive Leistungsvorhaltung und Regelernergie durch Wasserkraft	Power-to-Heat System und Wärmespeicher
	WKK-Reserve Vorhaltung bei Strommangel in thermischen Netzen	Energiereserve in Speichersee-Kraftwerken (Hydroreserve) als Energievorhaltung (Säule 3)	bei Verdrängung der Wärme-Grundlast durch WKK-Abwärme wird mehr KVA-Strom produziert bzw. weniger Strom für Wärmepumpen benötigt
	Kleinere WKK-Anlagen als Einzelheizung mit Photovoltaik und Wärmepumpe	elektrischer Wärmepumpen; diese benötigen zusätzliche Kapazität im Stromnetz (Winterhalbjahr)	Bivalente Systeme (Redundanz) und Wärmespitzen mit fossilen Brennstoffen in Heizkesseln
>4'000 Bh/a	wärmegeführte WKK-Anlagen als Einzelheizungssysteme oder Arealversorgung	Stromimport oder zusätzliche Spitzenlast-Gaskraftwerke	Fossile und erneuerbare Brennstoffe oder Stromimport (elektrische Wärmepumpe)

Tabelle 1: Alternative Erzeugungssysteme bezüglich Wirtschaftlichkeit von WKK-Anlagen.

In Wärmenetze integrierte WKK-Anlagen können wahlweise wärmegeführt oder stromgeführt betrieben werden. **In thermischen Netzen ergeben sich zusätzliche Betriebsweisen**, weil die priorisierte Wärmebereitstellung über den Grundlast-Erzeuger (KVA, Holzkraftwerk, Wärmepumpe) oder über die Spitzenlast- bzw. Reservekessel abgedeckt werden können.

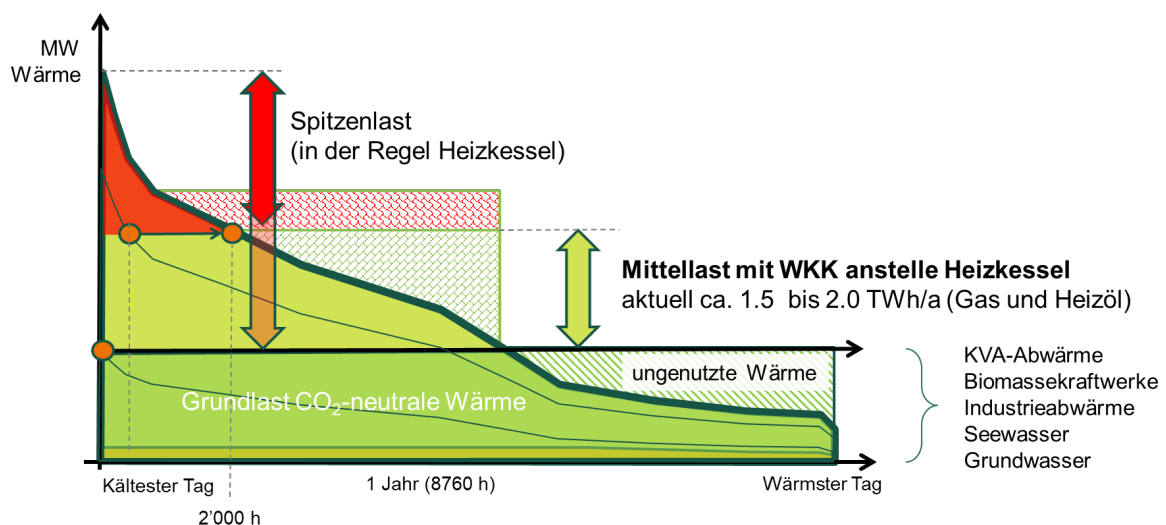


Abbildung 8: Integration von WKK-Anlagen anstelle fossiler Spitzenlastkessel (Quelle: Swissspower)

Die Flexibilität von WKK-Anlagen ermöglicht es, die schweizerische Wasserkraftwerke zu entlasten. Heute werden Systemdienstleistungen und Energiereserven hauptsächlich über die Speicherkraftwerke abgedeckt. Insbesondere **in den kritischen Monaten Februar bis Mai** (aufgrund des tiefen Füllungsgrads der Speicherseen) könnten **WKK-Anlagen in einem Stand-by-Betrieb eine ergänzende Reserve** bilden. Folglich würde die Wasserkraftreserve kleiner ausfallen bzw. das zurückgehaltene Speicherwasser **kann zu besseren Marktbedingungen** abgesetzt werden.

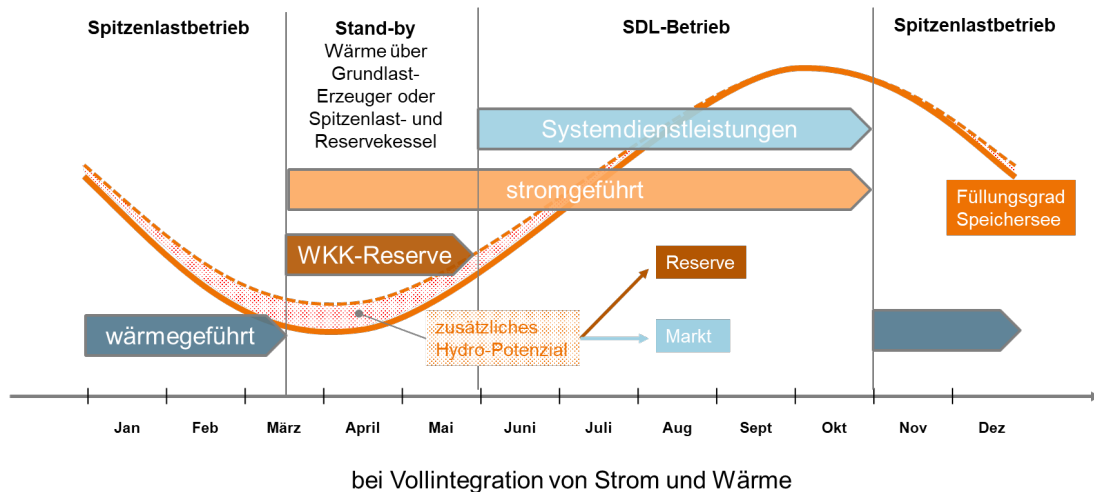


Abbildung 9: Betriebsweise von WKK-Anlagen (Quelle: Swissspower)

Jede WKK-Anlagen liefert im Winterhalbjahr Strom, nutzbare Abwärme und kann Systemdienstleistungen im Stromnetz (Energie und Kapazität) bereitstellen. Grundsätzlich besteht so die Möglichkeit, die WKK-Anlagen, die in thermischen Netzen integriert sind, entweder **wärmegeführt im Spitzen- bzw. Mittellastbereich** oder **im Stand-by-Betrieb als abrufbare Leistungs- und Energievorhaltung** zu betreiben. Letztere Betriebsweise kann im Rahmen der Winterreserververordnung (WResV) als «Ergänzende Reserve» gemäss Art. 6 Abs. 2 lit. a Ziff 2 erfolgen. Daraus resultiert ein Verfügbarkeitsentgelt. Dieses wurde in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit max. 12 Wochen Stand-by-Betrieb einkalkuliert. Die so verfügbare WKK-Reserve hat das Potenzial Speicherwasser zu schonen bzw. die Opportunitätskosten der Wasserkraft zu entlasten.

Im Hinblick auf den Bau von Carbon Capture and Storage (CCS)-Anlagen sind WKK-Anlagen ein wichtiges Systemelement, um eine möglichst hohe Autonomie am Standort eines Multi-Energy-Hubs sicherzustellen. Weil ein hoher Anteil der Grundlast-Energie für den Eigenbedarf von CCS eingesetzt wird, kann **mit WKK-Technologie der Bedarf an Strom und Wärme lokal bereitgestellt bzw. aufrechterhalten werden.**

WKK-Anlagen in Kombination mit elektrischen Wärmepumpen wirken netzentlastend, weil durch ein kombiniertes WKK-Wärmepumpensystem der Strombezug in den kalten Wintermonaten reduziert wird. Im Gegensatz dazu braucht eine monovalente Wärmepumpe an kalten Wintertagen die höchste elektrische Leistung und wirkt sich damit negativ auf eine mögliche Strommangellage aus.

3.4 Potenziale WKK-Anlagen

Die Ermittlung von Potenzialen für WKK-Anlagen im Bereich von thermischen Netzen (Fernwärme) kann aufgrund fehlender Daten nicht abschliessend ermittelt werden. Es sind derzeit in der Schweiz rund 1'000 Wärmenetze unterschiedlicher Grösse in Betrieb. Rund 470 davon verfügen über eine Wärmeleistung von grösser als 1'000 kW. Es ist jedoch nicht ersichtlich, wie der Ausbaustand und jeweilige Auslegung und die Betriebsweise erfolgen.

In der Gesamtenergiestatistik des Bundes (2021) werden rund 8'420 TJ/a Gas und 420 TJ/a Heizöl als fossile Spitzenlast ausgewiesen. Diese umgerechnet **2.5 TWh/a zeigen das unmittelbare Potenzial für WKK-Abwärme zum Ersatz von fossilen Heizkesseln in grösseren Fernwärmesystemen**. Einzelne bereits bestehende WKK-Anlagen müssen dabei abgezogen werden.

WKK in Fernwärmenetzen	bei 2'000 Bh/a	WKK dezentral	bei 4'000 Bh/a	Summe
Fossile Spitzenlast GWh/a	2'500	Referenz St. Gallen in MWel	2.5	
best. WKK GWh/a	-500	CH Städte > 10'000 EW		
Potenzial Spitzenlast GWh/a	2'000	(extrapoliert auf 4.1 Mio. EW)		
davon 80 % über WKK	1'600	WKK Wärme GWh/a	697	2'297
durchschn. Leistung MWth	800	durchschn. Leistung MWth	174	974
durchschn. η_{th}	38.5%	durchschn. η_{th}	45.0%	
Brennstoffbedarf GWh/a	4'156	Brennstoffbedarf GWh/a	1'548	5'704
durchschn. η_{el}	41.0%	durchschn. η_{el}	35.1%	
Stromproduktion GWh/a	1'704	Stromproduktion GWh/a	544	2'248
durchschn. Leistung MWel	852	durchschn. Leistung MWel	136	988

Abbildung 10: Potenzial WKK-Strom und Abwärme anstelle fossile Spitzenlastkessel (weiteres Potenzial in kleineren Wärmenetzen nicht eingeschlossen; Quelle: Swissspower)

Die weiteren Potenziale für WKK-Anlagen in thermischen Netzen sind aufgrund fehlender Informationen nicht berücksichtigt. Dezentralen WKK-Anlagen als Einzelheiz- bzw. Arealsysteme wurden auf Basis der St. Galler Energiekonzeptes auf 150 Städte mit einer Einwohnerzahl von grösser als 10'000 Einwohnern extrapoliert.

Somit ist ein gesamtes WKK-Potenzial von rund **2.3 TWh/a Strom und 2.25 TWh/a Wärme** vorhanden, welches innerhalb bestehender Infrastrukturen eingesetzt werden kann. Der entsprechende Brennstoffbedarf hierfür liegt bei 5.7 TWh/a. Im Vergleich zur Alternative, getrennter Import von Strom und fossilen Brennstoffen, bedeutet dies **rund 3.7 TWh/a weniger Primärenergieverbrauch (Kohle, Gas, Heizöl)**.

3.5 Typische Eckwerte und Basis für Wirtschaftlichkeit

WKK-Anlagen sind hocheffizient. In der Regel sind es Gasmotoren, welche einen Leistungsbereich 10'000 kW elektrisch abdecken können. Höhere Leistungsbereiche können durch mehrere parallele Module abgedeckt werden. Für Gasturbinen gelten leicht andere technische Eckwerte. Auf eine ausführliche Gegenüberstellung von Gasmotoren und Gasturbinen wurde in dieser Studie verzichtet. Gasturbinen sind entweder ab einem Leistungsbereich von > 50'000 kW oder sehr engen Platzverhältnissen eine Alternative.

Die Wirkungsgrade der Hersteller werden in der Regel auf den unteren Heizwert bezogen und sind deshalb höher. In der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden die oben aufgeführten Wirkungsgrade zu Grunde gelegt, weil Preisangaben auf den oberen Heizwert erfolgen. Die den

Wirtschaftlichkeitsrechnung zu Grunde liegenden Wirkungsgrade (η) bezogen auf den oberen Heizwert (H_o) sind nachfolgend dargestellt.

kW _{el}	CHF	η el (H_o)	η th (H_o)	η tot (H_o)
250	550'000	35.1%	45.0%	80.1%
500	1'000'000	36.0%	43.0%	79.0%
1'000	1'500'000	37.8%	41.0%	78.8%
2'000	2'400'000	39.2%	40.0%	79.2%
5'000	5'500'000	40.5%	38.5%	79.0%
10'000	10'000'000	43.2%	37.0%	80.2%

Abbildung 11: Leistungsbereich WKK und Datenbasis Wirtschaftlichkeitsrechnung (Quelle: BFE-Bericht v. 3.11.2022, Winterstromreserve Beitrag der WKK⁷)

Im Folgenden gehen wir nur noch auf Gasmotoren bzw. BHKW-Anlagen in einem Leistungsbereich von 250 kW bis 10'000 kW ein. Eine **Modularisierung von Gasmotoren durch die Erweiterung der Zylinderzahl** ist einfach möglich. Auch die Verschachtelung von mehreren Anlagen an einem Standort lässt eine Standardisierung offen. Bezüglich Gasmotoren sind jedoch **folgende Vorschriften kritisch zu hinterfragen**, weil diese den Einsatz von WKK-Systemen in der Schweiz einschränken könnten:

- **Dual Fuel (DF)-fähige Gasmotoren** sind im Markt erhältlich, es ist jedoch bezüglich Emissionen je nach Brennstoff zu klären, **welche Emissions-Grenzwerte im Sinne der Versorgungssicherheit und alternativen Energiebereitstellung** erzielt werden müssen. Entsprechend müssen die Grenzwerte der Luftreinhalteverordnung bezüglich WKK-Betriebs auf die künftigen erneuerbaren Brennstoffe (Methanol, Ammoniak) überprüft werden.
- **Die Präqualifikationsvorschriften der Swissgrid** sind gegenüber den europäischen Vorschriften^{8,9} für sekundäre Regelenergiebereitstellung viel strenger. Insbesondere **der Leistungsänderungsgradient von 0.5% Leistung nominal pro Sekunde** und sehr rasche elektrische Leistungsaufnahme nach Startsignal sind für Gasmotoren schwierig erreichbar und in der Praxis mit allen Nebenanlagen (SCR, Filter, Abwärmenutzung) verfahrenstechnisch kaum in den Griff zu bekommen. Folglich braucht es hier eine Annäherung an die europäischen Richtlinien, die auch Gasmotoren für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zulassen.

3.6 Brennstoffe für WKK-Anlagen

Alle Hersteller werden ihre **Motoren langfristig auf erneuerbare Brennstoffe wie etwa Wasserstoff (H₂), synthetische Gase oder Bio-LNG (verflüssigtes Biogas)** umrüsten wollen. Gewisse Anteile erneuerbaren Brennstoffs können bereits heute den Motoren beigemischt werden. Bei **Wasserstoff dürfte dies jedoch auf max. 25% beschränkt** sein. Auch für Diesel wird es eine stetige Umstellung auf flüssige erneuerbare Brennstoffe geben. Aufgrund bestehender Logistikinfrastrukturen kommen

⁷ [Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien \(admin.ch\)](#)

⁸ Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“) (2022): www.regelleistung.net, [online] https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR_2022.

⁹ Electricity Balancing (o. D.): [online] https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/

hierfür aus **grünem Wasserstoff hergestellter Ammoniak oder Methanol als Substitute** in Frage. Die Verfügbarkeit dieser Brennstoffe ist aktuell nicht gegeben bzw. liquide Märkte sind noch nicht vorhanden. Folglich braucht es auch hierzu Rahmenbedingungen, die Anreize sowohl auf der Produktion von Brennstoffen als auch bei der Nachfrage schaffen, damit langfristig erneuerbare Brenn- und Treibstoffe Erdgas und Diesel ersetzen.

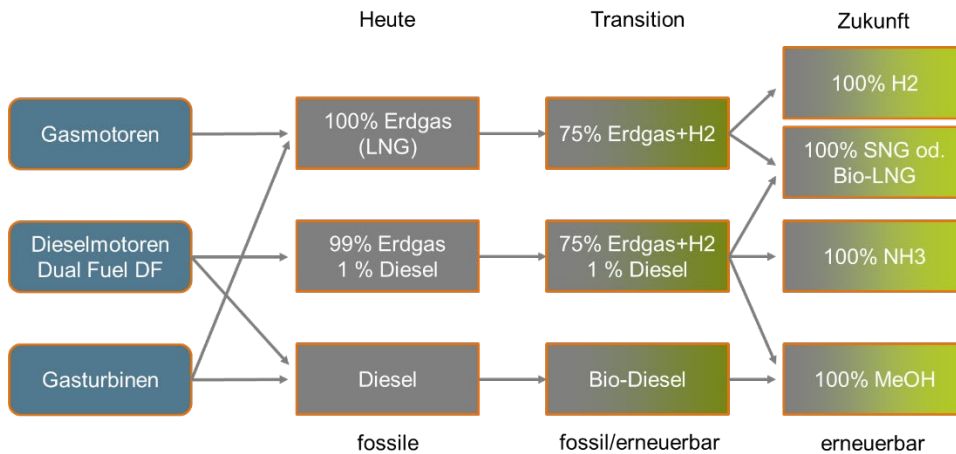


Abbildung 12: Transition der flüssigen und gasförmigen Brennstoffe für WKK-Anlagen (Quelle: Swissspower, versch. Hersteller)

Der Brennstoff für Gasmotoren kann bei erhöhter Anforderung an die Versorgungssicherheit wie folgt gewählt werden:

- Erdgas und erneuerbare Gase ab Netz oder Liquefied Natural Gas (LNG) **im Einstoff-Betrieb**
- Erdgas und erneuerbare Gase ab Netz oder Diesel (**Zweistoff- bzw. DF-Betrieb**)

Mit zunehmender Einspeisung von erneuerbaren Gasen ins Erdgasnetz oder auch Bereitstellung von wasserstoffbasierten Gemischen wird ein zusehends klimaschonenderer Betrieb möglich. Nachstehend ist **ein Zielpfad von erneuerbaren Brennstoffen für WKK-Anlagen** und weitere Anwendungen für Gase (Hochtemperaturprozesse) dargestellt.

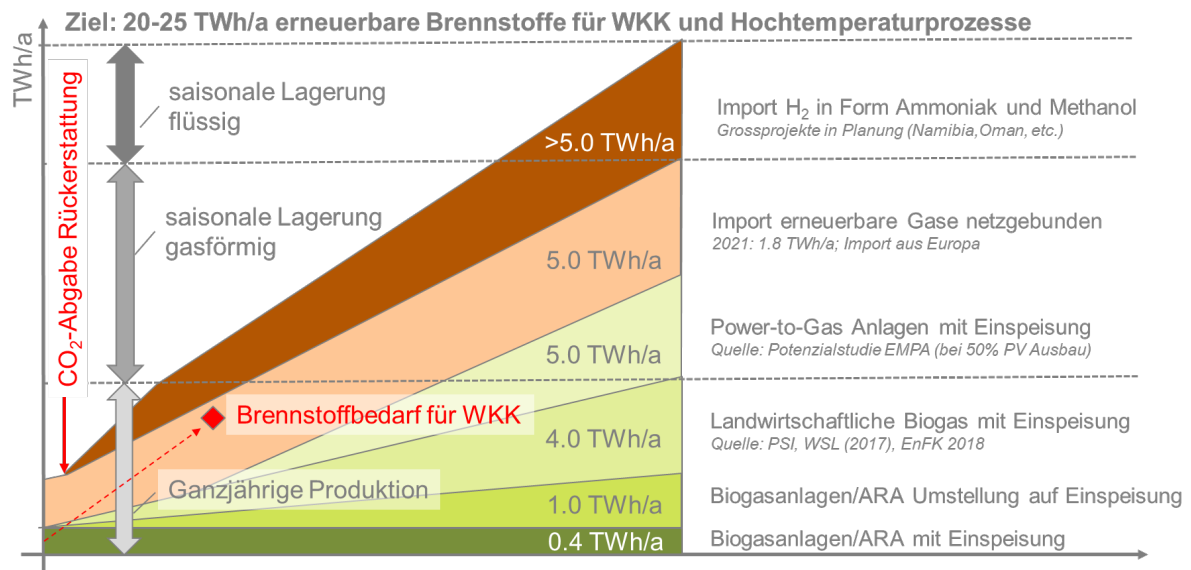


Abbildung 13: Entwicklung Einsatz erneuerbare Brennstoffe im Gasnetz und flüssigen wasserstoffbasierten Brennstoffen (Quelle: Swissspower)

Ebenso wichtig ist dabei die **saisonale Gasspeicherkapazität**¹⁰, die gasförmig bei rund 10 TWh/a und bei flüssigen Brennstoffen bei mindestens 5 TWh/a liegen müsste, um bei der Vorhaltung von Energie und Leistung mit WKK-Anlagen in Mangellagen (ausserhalb des Marktes) eine hohe Einsatzbereitschaft sicherzustellen.

3.7 Versorgungssicherheit, Klima- und Umweltrelevanz

Wie bereits mehrfach erwähnt, steht die **WKK-Technologie als ressourcenschonende Effizienztechnologie mit stetig ausbaubarem Potenzial hin zu erneuerbaren Brennstoffen** in der Schweiz unge-rechtfertigterweise in der Kritik.

Mit der Abwärmenutzung ist die WKK-Technologie ein starker Hebel zur Dekarbonisierung des heutigen Strom- und Wärmesystems. Primäre Voraussetzung ist **der wärmegeführte Betrieb, womit in der Regel fossile Energie substituiert werden**. Mit zunehmendem Einsatz erneuerbarer Brennstoffe wird die CO₂-Bilanz gegenüber dem Stromimport noch besser.

Idealerweise wird der WKK-Strom für den Antrieb von Wärmepumpen eingesetzt, um so **einen zusätzlichen Hebel für die Nutzung von CO₂-armer Wärme** zu generieren.

¹⁰ Der Bundesrat (2022): Energie: Bundesrat prüft Einrichtung von Speichern für Erdgas, Biogas und Wasserstoff in der Schweiz, admin.ch, [online] <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-91285.html>.

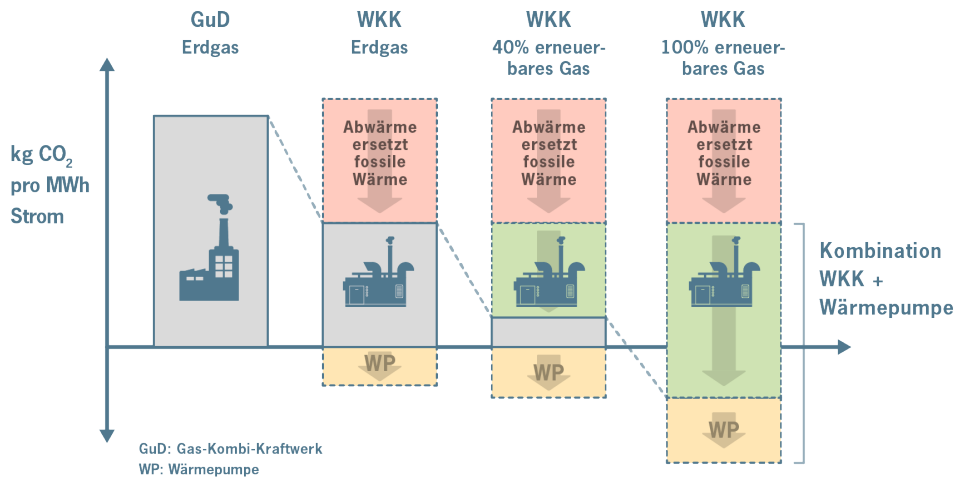


Abbildung 14: Spezifische CO₂-Emissionen von WKK-Systemen (Quelle: Swisspower bzw. Globales Emissions-Modell integrierter Systeme GEMIS)

Die WKK-Anlagen können je nach Einsatzbereich einen Beitrag an eine CO₂-arme Versorgungssicherheit leisten. Folgende Konsequenzen hätten ein flächendeckender Einsatz von WKK-Systemen:

Europa	Wirkungsbereich	Mengen	Herausforderung
Primärenergieverbrauch	Reduktion Primärenergie und CO ₂ (Gas und Kohle)	ca. 3.7 TWh/a	Beziehung EU-CH, Energieabkommen
Schweiz	Wirkungsbereich	Mengen	Herausforderung
Primärenergieverbrauch WKK	Zunahme aufgrund höherem (fossilen) Brennstoffbedarf für Stromerzeugung	ca. 3.0 TWh/a (netto) (ca. +750'000 tCO ₂ /a)	Politische Akzeptanz CO ₂ -Wirkung im Inland wegen fossilen Brennstoffen
	Erneuerbare ersetzen fossile Brennstoffe	ca. 3.0 TWh/a (netto) (ca. +300'000 tCO ₂ /a)	Produktion und Import erneuerbarer Brennstoffe für WKK
WKK-Strom	Reduktion Stromimport und Abhängigkeit vom Ausland	ca. 2.25 TWhel/a (ca. -900'000 tCO ₂ /a)	Gegenseitige Anrechnung CO ₂ -Emissionen (Territorialprinzip)
WKK-Wärme	Reduktion Wärmeenergie (Gas, Öl)	ca. 2.7 TWhth/a (ca. -675'000 tCO ₂ /a)	Wärmesenken (thermischen Netze) müssen massiv ausgebaut werden.
Potenzial CO ₂ -Reduktion (unter Einbezug Stromimport)	bei 100% fossilen Brennstoffen	ca. -825'000 tCO ₂ /a	Anrechnung CO ₂ -Emission im Ausland
	bei 100% erneuerbare Brennstoffe	ca. -1'275'000 tCO ₂ /a	Zielpfad erneuerbare Brennstoffe

Tabelle 2: Der Nutzen flächendeckender WKK-Systeme innerhalb Systemgrenze der Schweiz bzw. in Europa (Quelle: Swisspower)

Dieses Mengengerüst basiert auf dem WKK-Potenzial gemäss Abbildung 7 im Kapitel 1.4.

3.8 Wirtschaftlichkeit WKK-Anlagen

Die wichtigsten Faktoren für einen wirtschaftlichen Betrieb von **WKK-Anlagen in thermischen Netzen** sind:

- Betriebsvollaststunden pro Jahr
- Differenz (Spread) zwischen Strom- und Brennstoffpreis inklusive CO₂-Abgabe
- Anlagengrösse

Nachfolgend sind drei Varianten zur Wirtschaftlichkeit von WKK zusammenfassend dargestellt. Die Varianten unterscheiden sich grundsätzlich in den **Annahmen betreffend Erneuerbarkeit des Brennstoffs, Förderung und Betriebsweise**. Die Sensitivitäten wurden jeweils auf die Anlagengrösse und den wesentlichsten Einflussfaktoren gerechnet.

Exkurs CO₂-Abgabe: (Stromimport vs. WKK-Strom)

Die Einpreisung der CO₂-Abgabe (CH) beim Import von fossilen Energieträgern **führt zu einer geringeren Differenz zwischen Strommarktpreis und Brennstoffpreis (Spread)**. Grund dafür sind die gegenüber der CO₂-Abgabe tieferen Preise für am Emissionshandelssystem handelbare CO₂-Zertifikate (aktuell CO₂-Allowances 2023, 60-95 Euro/tCO₂, Quelle: energate). Die Wirtschaftlichkeit von WKK-Anlagen wird **durch die CO₂-Abgabe zusätzlich verschlechtert**. Gegenüber dem direkten Stromimport bedeutet dies eine **Ungleichbehandlung und Verzerrung des Marktes**.

Die **Grundvariante (Status Quo)** beschreibt die Wirtschaftlichkeit der WKK-Anlagen unter den heute gültigen Rahmenbedingungen. Die wichtigsten Annahmen und Parameter sind wie folgt:

- Die Marktpreise für den Stromertrag werden durch ein europäisches Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) bestimmt.
- Im Brennstoff ist die CO₂-Abgabe einkalkuliert, und in der Grundvariante ist keine Rückerstattung vorgesehen.
- Die WKK-Abwärme kann zu 90% genutzt werden und ersetzt Wärme aus einem Heizkessel. Der Wärmepreis für die WKK-Abwärme basiert deshalb auf Erdgas- bzw. Heizöl-Marktpreisen.
- Die Anlagen werden durchschnittlich mit 2'000 Vollastbetriebsstunden im Jahr wärmegeführt betrieben.
- Bewertung nach IRR (Internal Rate of Return) über einen Betrachtungszeitraum von 15 Jahren
- Betriebskosten und Investitionskosten je nach Anlagengrösse:

kWeI	CHF	Wartung CHF/Bh
250	55'000	15
500	1'000'000	20
1'000	1'500'000	30
2'000	2'400'000	40
5'000	5'500'000	65
10'000	10'000'000	100

Tabelle 3: Betriebskosten und Investitionskosten nach Anlagengrösse (Quelle: BFE-Bericht v. 3.11.2022, Winterstromreserve Beitrag der WKK)

Resultate IRR (Status Quo) in Abhängigkeit der Anlagengrösse und des Gaspreises:

		Gaspreis [CHF/MWh]											Legende IRR
		20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
Elektrische Leistung WKK-Anlage [kW]	250	-25%											-25%
	500	-25%											-15%
	1'000	-25%											0%
	2'000	-25%											5%
	5'000	-25%											15%
	10'000	-25%											25%

Abbildung 15: Resultate IRR (Status Quo) in Abhängigkeit der Anlagengrösse und des Gaspreises (Quelle: Ryttec, Swisspower)

Interpretation der Ergebnisse:

- WKK-Anlagen sind unter den aktuellen Rahmenbedingungen **nicht wirtschaftlich**.
- Steigende Gaspreise verbessern die Wirtschaftlichkeit, da die WKK-Abwärme einen höheren Wert bekommt.

Resultate IRR (mit Vorhaltung Energiereserve) in Abhängigkeit der Anzahl Wochen Stand-by-Betrieb im Zeitraum Feb. bis Mai:

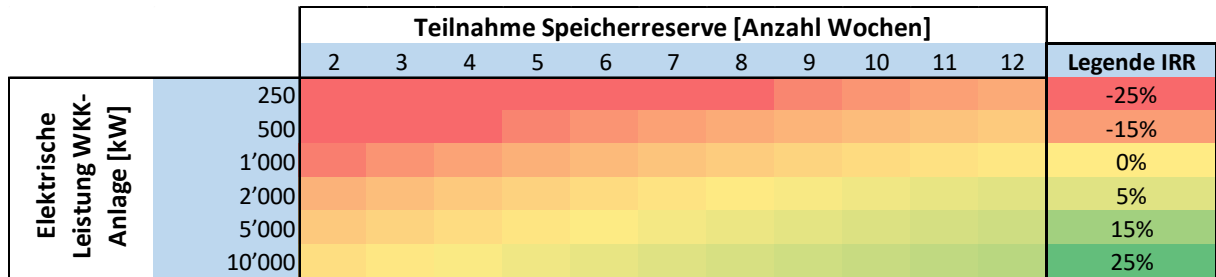


Abbildung 16: Resultate IRR (mit Vorhaltung Energiereserve) in Abhängigkeit der Anzahl Wochen Stand-by-Betrieb (Teilnahme Ausschreibung) im Zeitraum Feb. bis Mai (Quelle: Rytec, Swisspower)

Die Grundvariante inklusive Teilnahme an der Vorhaltung von Energiereserven bei Mangellagen (WResV Ergänzende Reserven) beschreibt die Wirtschaftlichkeit der WKK-Anlagen unter den heute gültigen Rahmenbedingungen in Abhängigkeit von ihrer Leistungsklasse. Diese WKK-Anlagen können zeitweise am Regelenenergiemarkt teilnehmen. Die wichtigsten zusätzlichen Annahmen und Parameter zur vorangestellten Grundvariante sind wie folgt:

- Teilnahme an der Ausschreibung Winterreserveverordnung (WResV) und Verfügbarkeitsentgelten von rund 100 CHF/MWh.
- Vorhaltung von positiver Sekundärregelleistung während 20 Wochen zu Marktpreisen

Interpretation der Ergebnisse:

- Kleine WKK-Anlagen bleiben trotz der Besserung der Rahmenbedingungen unter den Annahmen der Grundvariante unwirtschaftlich.
- WKK-Anlagen über 2'000 kW können im besten Fall wirtschaftlich sein. Dazu braucht es jedoch eine **diskriminierungsfreie Teilnahme am Markt für Sekundärregelleistung und Teilnahme an der Ausschreibung für ergänzende Reserve (WResV)**.

Resultate IRR (Erneuerbare Energieträger und Förderung) in Abhängigkeit eines Betriebskostenbeitrages über einen Zeitraum von 15 Jahren:

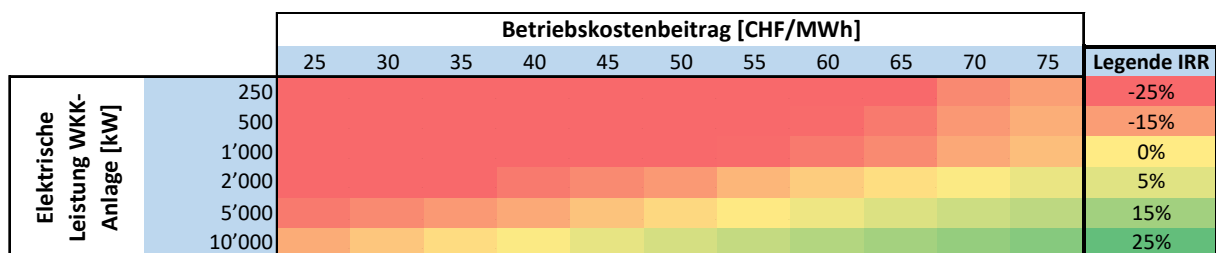


Abbildung 17: Resultate IRR (Erneuerbare Energieträger und Förderung) in Abhängigkeit eines Betriebskostenbeitrages über einen Zeitraum von 15 Jahren (Quelle: Rytec, Swisspower)

Die Variante «Erneuerbare Energieträger» beschreibt die Wirtschaftlichkeit der WKK-Anlagen bei Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen und baut auf der optimierten Grundvariante auf.

Die Wirtschaftlichkeit wird dargestellt in Abhängigkeit von ihrer Leistungsklasse und **dem angenommenen Betriebskostenbeitrag für erneuerbaren Strom**. Die wichtigsten Annahmen und Parameter sind wie folgt:

- Wirkungsgrade, Betriebskosten und Investitionskosten sind unverändert zur Grundvariante.
- Die Mehrkosten für erneuerbare Brennstoffe betragen 50 CHF/MWh (also Verdoppelung)
- Gleichbleibende Entschädigung für WKK-Strom und -Abwärme (Basis Status Quo)

Erforderliche Förderung:

- Die **CO₂-Abgabe wird vollständig zurückerstattet** (ausländische Gase)
- Der **Investitionskostenbeitrag beträgt 60%**
- **Betriebskostenbeitrag (CHF/MWh) auf den produzierten Strommengen**

Interpretation der Ergebnisse:

- Grosse WKK-Anlagen können wirtschaftlich sein. Dazu braucht es neben dem Investitionskostenbeitrag auch **Betriebskostenbeiträge ab 40 CHF/MWhel bzw. ab 75 CHF/MWhel** für Anlagen mittlerer Grösse.
- WKK-Anlagen unter 1'000 kW können mit Betriebsvolllaststunden von weniger als 2'000 Bh/a auch trotz Förderung nicht wirtschaftlich betrieben werden.

Exkurs WKK-Fördermodell Deutschland (KWK-Gesetz)

In Deutschland werden WKK-Anlagen (deutsche Bezeichnung: KWK) grundsätzlich und unabhängig vom Brennstoff gefördert. WKK-Anlagen erhalten je nachdem Investitionsbeiträge und/oder Zuschläge auf dem eingespeisten Strom bzw. Steuererleichterung (Rückerstattung Energiesteuern, Stromsteuerbefreiung).

Die Höhe der festen KWK-Zuschlagssätze ist abhängig von der Leistung der KWK-Anlage und dem Verwendungszweck des KWK-Stroms. Nachstehende Tabelle zeigt die Zuschläge in Abhängigkeit des Typs und Anlagengrösse. (Für eine ausführliche Beschreibung des deutschen WKK-Fördermodells siehe Anhang 01 «KWK Förderung Deutschland»)

Anlagenleistung / Anlagentyp		≤ 500 kW	> 500 kW ≤ 50 MW			> 50 MW
			> 500 kW ≤ 1 MW	> 1 MW ≤ 10 MW	> 10 MW ≤ 50 MW	
Neue KWK-Anlage		feste Zuschläge	Ausschreibung			feste Zuschläge
Modernisierte KWK-Anlagen	> 10%	keine	keine	keine		
	> 25%	feste Zuschläge		Ausschreibung		
	> 50%		Ausschreibung			
Nachgerüstete KWK-Anlagen		feste Zuschläge				
iKWK-Systeme		keine	Ausschreibung		keine	

Neue Anlagen mit Leistungen >500 kW werden über Ausschreibungen gefördert. Kleinere Anlagen erhalten feste Förderzuschläge.

3.9 Gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen

In der Schweiz finden WKK-Anlagen in vieler Hinsicht leider wenig Akzeptanz. Länder wie Deutschland, Dänemark, Niederlande etc. setzen schon seit Jahrzehnten auf diese ressourcenschonende und hoch-effiziente Technologie und decken damit einen Teil ihres Strombedarfs ab. Entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen (WKK-Förderung, Abwärme-Nutzungspflicht, WKK-taugliches Regelenergiesystem etc.) sorgten in diesen Ländern für einen breitflächigen Einsatz von WKK-Anlagen. In der Schweiz beträgt der **Eigenstromanteil mittels klassischer WKK-Anlagen (ohne KVA-Strom) nur gerade 3%**.

Hauptgrund für den geringen WKK-Anteil sind die hohen Marktrisiken. Wenn Strom- und Wärmepreise tief sind, können WKK-Anlagen nur mittels hohen Betriebsvolllaststunden, garantierten Strompreisen, Zusatzerträgen im Regelenergiemarkt oder als «Versicherungslösung» in Mangellagen (Versorgungssicherheit) wirtschaftlich abgebildet werden. Insbesondere der Betrieb von **fossil betriebenen WKK-Anlagen fand in der Schweiz gegenüber dem beinahe CO₂-freien Strom aus Wasserkraft und Kernenergie bisher keine Akzeptanz**. Seit der drohenden Strommangellage und den fehlenden Alternativen zum Importstrom im Winter aus mehrheitlich fossilen Kraftwerken und Kernkraftwerken, gehört die WKK-Technologie auf die energiepolitische Agenda.

Der vielseitige Einsatz von WKK-Anlagen verspricht ein nicht zu vernachlässigbares Potenzial im Umbau zu einem **effizienten, erneuerbaren, sicheren und flexiblen Energiesystems**. Deshalb sind zwingend entsprechende Rahmenbedingungen bzw. Fördermassnahmen für WKK-Anlagen zu schaffen. Hierzu sind nachfolgende Gesetzesgrundlagen entsprechend anzupassen.

3.9.1 Mantelerlass

Aufgrund dieser gesamthaft ressourcenschonenden und somit CO₂-armen Energieerzeugung müssen WKK-Anlagen im Rahmen der Revision des Energiegesetzes (EnG) und Stromversorgungsgesetzes (StromVG) **unabhängig von Brennstoffqualität über einen Investitionsbeitrag gefördert** werden. Zusätzliche Anreize für eine **zunehmend CO₂-neutrale Betriebsweise sind in Form von Betriebskostenbeiträgen** zu realisieren.

Im Hinblick auf die künftigen Stromüberproduktion im Sommer müssen die Rahmenbedingungen für die Sektorkopplung bereits jetzt installiert werden. Diesbezüglich sind der Betrieb von **PtG-Systemen in Form einer Befreiung von Netzentgelten** für die Versorgung von Wasserstoff-Elektrolyseuren vorzusehen.

WKK-Anlagen gehören in Mangellagen zu einem wichtigen Bestandteil der Versorgungssicherheit. Deshalb braucht es hierzu entsprechende Finanzierungslösungen für eine «WKK-Versicherungslösung». **Sofern eine entsprechende Wärmenutzung trotz Notsituation gewährleistet ist**, müssen diese Standorte priorisiert und mit zusätzlichen Anreizen bevorzugt behandelt werden.

3.9.2 CO₂-Gesetz

Das in der parlamentarischen Behandlung stehende CO₂-Gesetz sieht zwar die Förderung von Erzeugungsanlagen für erneuerbare Brennstoffe vor. Für den Aufbau von Erzeugungskapazitäten von **jährlich rund 12 TWh erneuerbare Gasen im Inland gemäss** Abbildung 13 **sind rund CHF 10-15 Mrd. Investitionskapital** erforderlich. Um die Ziele im Jahre 2050 zu erreichen, müssten demzufolge rund CHF 500 Mio. jährlich investiert werden. Eine staatliche Förderung für den Aufbau dieser Infrastruktur erfordert also jährlich mehrere 100 Mio. Schweizer Franken.

Das geplante CO₂-Gesetz sieht nur eine teilweise Rückerstattung der CO₂-Abgabe auf Brennstoffe für WKK-Anlagen vor. Zudem muss beim netzgebundenen Import von erneuerbaren Gasen die volle CO₂-Abgabe bezahlt werden. **Beides sind wirtschaftliche Hemmnisse und Marktverzerrungen im Betrieb von WKK-Anlagen gegenüber dem Stromimport.** Für WKK-Anlagen sollte generell eine CO₂-Abgabebefreiung erfolgen. Je nach Anlagengrössen ist eine Teilnahme am EHS-EU zu diskutieren.

Swisspower hat deshalb ein entsprechendes **Konzept für den Import erneuerbarer Gase vorgeschlagen**, mit welchem gleichzeitig die Förderung von inländischem Biogas und synthetischen Gasen (PtG) ermöglicht wird (siehe Anhang 02 «Import erneuerbarer Gase»).

3.9.3 Mineralölsteuergesetz

Für inländisch produzierte erneuerbare Treibstoffe kann eine Steuererleichterung geltend gemacht werden. Für über das Gasnetz importierte Treibstoffe ist **aufgrund fehlender Register** kein eindeutiger Nachweis bezüglich Herkunft und CO₂-Verminderung möglich. Es fehlt zudem eine **Vernetzung von Biogasregistern unter den europäischen Staaten**, damit ein vollständiger Transfer von Energie und CO₂-Attributen möglich ist.

Für den **Import von erneuerbaren Brennstoffen (flüssig oder netzgebunden) sind grundsätzlich keine bzw. erleichterte Brenn- und Treibstoffsteuern zu erheben.** Der Nachweis über Herkunft (Guarantee of Origin, GoO) bzw. Umweltverträglichkeit (Proof of Sustainability, PoS) zusammen mit **einer massenbilanziellen Lieferung** sollen dabei als Grundlage für die Steuererleichterung oder -befreiung zu Grunde gelegt werden. Siehe hierzu ebenfalls das vorgenannte Swisspower Konzept «Import erneuerbare Gase».

3.9.4 Gasversorgungsgesetz (GasVG)

Im Hinblick auf eine sichere Energieversorgung der Schweiz bildet die Gasversorgung einen wichtigen Baustein. Die **Gasspeicherkapazität und die damit verbundene saisonale Speicherung von Energie** gehört in das Versorgungskonzept der Schweiz. Die saisonale Energiespeicherung gehört wiederum und zwangsläufig zu einer nachhaltigen WKK-Strategie.

Sowohl die Förderung der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Gasen ins Gasnetz als auch der Import von wasserstoffbasierten Brenn- und Treibstoffen zur saisonalen Speicherung muss bei der Ausgestaltung des GasVG berücksichtigt werden. Insgesamt müsste ein **Gasspeicherpotenzial von min. 5 TWh/a in Abhängigkeit des PV-Zubaus ausreichen, um die Importmengen und die im Sommer produzierten Gasmengen saisonal zu speichern.**

Entsprechende Finanzierungslösungen zur wirtschaftlichen Absicherung von ersten inländischen Gasspeichern sind im Rahmen des GasVG vorzusehen.

3.9.5 Luftreinhalteverordnung (LRV)

Der Betrieb von Gasmotoren und -turbinen unterliegt den Grenzwerten der LRV. Um den Betrieb von WKK-Anlagen einerseits wirtschaftlich und gleichzeitig umweltfreundlich zu gestalten, braucht es ausgewogene Vorschriften bezüglich der Luftreinhaltung, welche **diese Technologien (sofern sie dem aktuellen Stand der Technik entsprechen) nicht diskriminieren.**

3.9.6 Anforderung zur Teilnahme am Regenergiemarkt bzw. Speicherreserve

WKK-Anlagen sind flexibel betreibbar. Auch grössere Anlagen können innerhalb von 3 bis 5 Minuten ihre Nominalleistung ans Stromnetz liefern bzw. Last abwerfen. Heutige Vorschriften der Swissgrid erschweren jedoch den spezifischen Einsatz von BHKW für Sekundärregelenergie, weil diese auf Wasserkraftwerke zugeschnitten sind. Es sollte folglich eine technologieoffene Präqualifikationsbestimmung geben. Hier ist eine Anlehnung an die europäischen Vorschriften (Electricity Balancing)¹¹ sinnvoll bzw. ausreichend, damit auch WKK-Anlagen uneingeschränkt am SDL-Markt teilnehmen können.

Wie bereits erwähnt, können entsprechend ausgelegte WKK-Anlagen auch als Reservekraftwerk (Säule 4) bzw. als Energiereserve (Säule 3) funktionieren. Weil dies in jedem Falle nur im Kontext mit einem thermischen Netz möglich ist, **beschränkt sich diese Anwendung auf in Wärmnetze integrierte WKK-Anlagen**. Es besteht ein mittelfristig erschliessbares Potenzial von mehr als 500 MW (ab 2025/2026), sofern eine entsprechende **Verfügbarkeitsentschädigung auch dauerhaft über einen Betrachtungszeitraum von mindestens 10 Jahre** bereitgestellt wird. Eine entsprechende Regelung für abrufbare Energiereserve aus WKK-Anlagen ist deshalb in der Winterreserveverordnung vorgesehen (WResV Art. 6 Abs. 2 lit. a Ziff 2 WResV).

Es braucht zudem eine Interessenabwägung zwischen Umweltschutz und Versorgungssicherheit in Bezug auf WKK-Anlagen, die eine zusätzliche Notfunktion bzw. Systemdienstleistungen (SDL) erfüllen müssen. Idealerweise sind hierzu die schweizerischen Gesetze bzw. Swissgrid-Richtlinien an die Mindestanforderungen der EU-Richtlinien anzugleichen.

¹¹ Electricity Balancing (o. D.): [online] https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/.

4 Energiepolitische Situation

4.1 Versorgungssicherheit Schweiz

In den letzten zwölf Monaten haben sich die Lage auf dem Energiemarkt und die Versorgungssicherheit der Schweiz massiv verschlechtert. Im Mai 2021 entschied der Bundesrat, die Verhandlungen zum Abschluss des institutionellen Abkommens Schweiz-EU nicht weiterzuführen – womit ein Stromabkommen mit der EU in weite Ferne gerückt ist. Im Oktober 2021 zeigte die so genannte Frontier-Studie, dass aufgrund des fehlenden Stromabkommens die Stromversorgungssicherheit der Schweiz bereits ab dem Jahr 2025 kritisch werden kann. Mit dem Angriff Russlands auf die Ukraine im Februar 2022 ist auch die Erdgasversorgung der Schweiz nicht mehr vollständig gesichert.

Der Bundesrat entschied im Februar 2022 auf Empfehlung der EICOM, die für den Bau und Betrieb von Gaskraftwerken notwendigen Bestimmungen zu erarbeiten, um für den Fall von ausserordentlichen Knappheitssituationen in der Stromversorgung vorbereitet zu sein. Im März 2022 schliesslich beschloss der Bundesrat Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Gasbereich.

Vor dem Hintergrund dieser unsicheren Versorgungssituation in den Bereichen Strom und Gas will Swisstopower mit dem in diesem Papier beschriebenen Konzept zur Etablierung von Multi-Energy-Hubs an dafür geeigneten Standorten in der Schweiz einen Beitrag für die effiziente, sichere und klimaneutrale Versorgung des Landes mit Strom und Wärme in den Wintermonaten beitragen. Dies soll in erster Linie über die Integration von WKK-Anlagen in thermischen Netzen zur Sicherstellung von Reserven in Mangellagen von Strom und Wärme geschehen. In der Schweiz verfügen thermische Netze vor allem in städtischen Gebieten noch über grosses Wachstumspotenzial. Beim Umbau des Energiesystems zur klimaneutralen Wärmeversorgung spielt die Nutzung von Abwärme aus stromproduzierenden Anlagen eine wichtige Rolle. In diesem Zusammenhang eröffnen sich neue Synergien in Bezug auf die Stärkung einer dezentralen Wärmeversorgungsautonomie am Standort von bestehenden Infrastrukturen wie etwa von Kehrlichtverwertungsanlagen (KVA), Holzheizkraftwerken (HHKW) oder Seethermie.

Die regionalen Energieversorgungsunternehmen sehen deshalb im Aufbau von thermischen Netzen und darin integrierten WKK-Anlagen einen rasch umsetzbaren Lösungsvorschlag zur Steigerung der Energieeffizienz und Versorgungssicherheit. Gleichzeitig eignen sich diese Standorte auch für den Bau von Power-to-Gas-Anlagen, die langfristig der Bereitstellung von erneuerbarem Gas und der Nutzung von Überschussstrom im Sommer dienen.

Die Überlegungen in diesem Konzept umfassen dabei eine ganzheitliche Betrachtung der Energieversorgung der Schweiz über die Sektoren Strom, Wärme und Gas sowie der dafür notwendigen Speicherlösungen. Es geht dabei darum, dass es nur über eine Gesamtbetrachtung möglich ist, die Versorgungssicherheit und gleichzeitig auch die Effizienz der eingesetzten Primärenergie und die Dekarbonisierung voranzutreiben.

Der Krieg in der Ukraine zeigt, wie vulnerabel die Energieversorgung Europas und somit auch der Schweiz ist. Die Abhängigkeit vom Ausland ist hoch. Sowohl die Strom- als auch die Wärmeversorgung sind von dieser Situation betroffen. Deshalb wird es in Zukunft umso wichtiger sein, die Energiebereitstellung möglichst effizient und autonom zu gestalten. Swisstopower und weitere Organisationen setzen sich deshalb unter anderem für einen raschen Ausbau von hocheffizienten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) ein. Nebst einem massiven Zubau erneuerbarer Stromquellen sind auch der Ausbau der PtG-Technologien und saisonalen Gasspeicherkapazitäten durch entsprechende Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Das künftigen Energiesystems der Schweiz basiert auf Wasserkraft, PV-Anlagen und PtG-Anlagen sowie inländischen Gasspeichern. Unter diesen Voraussetzungen können WKK-Systeme einen wichtigen Beitrag an die Versorgungssicherheit und an das Netto-Null Ziel leisten.

4.2 Versorgungssicherheit Strom (Reservegaskraftwerke gem. Art. 9 StromVG)

Gemäss Bericht der EICOM vom 30.11.2021 und dem Entscheid des Bundesrates vom 16.2.2022 soll die Schweiz die Versorgungssicherheit mit Strom im Winterhalbjahr mit grossen Spitzenlast-Gaskraftwerken verbessern. Hierfür soll eine entsprechende Kostendeckung bzw. Kostenumlage von ca. 100 Mio. Franken pro Jahr die Finanzierung solcher Grosskraftwerke im Umfang von ca. 1'000 MW sicherstellen. Die Nutzung der Abwärme aus diesen Gaskraftwerken ist nicht vorgesehen. Der EICOM-Bericht geht im Worst-Case-Szenario davon aus, dass die Elektrizität weiterhin durch Import (ca. 1'000 MW) und Kernkraftanlagen (ca. 2'000 MW) bereitgestellt wird. Die Gaskraftwerke wären somit etwa während drei Monaten oder rund 2'000 Stunden in Betrieb. Langfristig muss davon ausgegangen werden, dass sowohl die Kernkraft- als auch die Importkapazität nicht mehr oder nur begrenzt vorhanden sein werden. Folglich wird die effektive Laufzeit dieser Gaskraftwerke spätestens bei Abschaltung der Kernkraftwerke wesentlich höher sein.

4.3 Versorgungssicherheit Erdgas

Die Schweiz wird hauptsächlich über die Transitgasleitung mit Erdgas versorgt. Diese Transitleitung wird primär für die Gaslieferung zwischen Holland und Italien genutzt. Ihre Kapazität beträgt ca. das Zehnfache des Schweizer Gasverbrauchs. Die Versorgungssicherheit der Schweiz ist deshalb stark von der europäischen Erdgasversorgung abhängig. Eine von Russland unabhängige Versorgung wird folglich nur durch massiven Zubau von LNG-Kapazitäten und der Produktion von Wasserstoff und erneuerbaren Gasen möglich sein. Der heutige Anteil Erdgas am Schweizer Gesamtenergieverbrauch beträgt rund 34 TWh bzw. 15 Prozent.

Die Schweiz verfügt über ungenutzte Wärmepotenziale in der Versorgung von thermischen Netzen. Insbesondere in urbanen Gebieten sind Heizöl und Erdgas immer noch die wichtigsten Heizmedien. Die Gasnetze werden mehrheitlich durch die Städte bzw. Stadtwerke betrieben. Thermische Netze sind hauptsächlich bei vorhandenen Abwärmequellen wie etwa an Standorten von Kehrlichtverwertungsanlagen bereits vorhanden. Das nutzbare Abwärmepotenzial ist jedoch bei Weitem noch nicht ausgeschöpft. Folglich drängt sich eine Transformation der heutigen Netzinfrastruktur auf. In Bezug auf eine energieeffiziente, flexible und autonome Energieversorgung wird die Netzkonvergenz, also die Koppung von bestehenden Strom-, Wärme- und Gasnetzen, eine zentrale Rolle spielen. Im Umbau und bei der Dekarbonisierung des Energiesystems wird folglich die dezentrale Produktion eine wichtige Rolle spielen. Die geplanten WKK- und Power-to-X-Anlagen übernehmen dabei eine Schlüsselrolle.

4.3.1 Die vier Säulen der Versorgungssicherheit

Die folgende Figur zeigt das Zusammenspiel der vier Säulen der (produktionsseitigen) Versorgungssicherheit. Die Gaskraftwerke gemäss EICOM-Konzept entsprechen den Reservekraftwerken gemäss der vierten Säule. Die WKK-Anlagen gemäss Konzept Swisspower würden hauptsächlich einen Beitrag zur zweiten Säule leisten. Damit wird die Speicherwasserkraft (Energiereserve) im Winter geschont. Die Vorhaltung der WKK-Leistung stellt im Frühjahr, wenn die WKK-Anlagen still- und somit bereitstehen, einen Beitrag zur dritten bzw. vierten Säule dar.



Abbildung 18: Die vier Säulen der Stromversorgungssicherheit (produktionsseitig) (Quelle: BFE)

Der Bundesrat hat im Februar 2022 diverse Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit beschlossen. Er hat bereits ab dem Winter 2022/23 eine Wasserkraftreserve eingerichtet. Zudem hat er das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) beauftragt, die für den Bau und Betrieb von Spitzenlast-Kraftwerken notwendigen Bestimmungen zu erarbeiten. Die Reservekraftwerke sollen für den Fall von ausserordentlichen Knappheitssituationen verfügbar sein und klimaneutral betrieben werden.

Der Bundesrat stützt sich bei seinen Beschlüssen auf das Konzept der EICoM. Dieses beinhaltet den gestaffelten Bau von zwei bis drei Gaskraftwerken mit einer Leistung von insgesamt bis zu 1'000 Megawatt (MW). Die Gaskraftwerke sollen die Wasserkraftreserve ergänzen. Beide Reserven dürfen nur in Ausnahmesituationen zum Einsatz gelangen, wenn der Strommarkt die Nachfrage zeitweise nicht mehr decken kann, und sie sollen die Strompreise der am Strommarkt gehandelten Elektrizität nicht verzerren.

Das BFE möchte als Alternative zu den Gaskraftwerken prüfen, ob weitere Technologien wie WKK-Anlagen und Notstromgruppen geeignet sind, um bei Spitzenlasten bzw. in Knappheitssituationen die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Insbesondere geht es dabei um die Frage, ob WKK-Anlagen schneller realisiert werden können als grosse Kraftwerke und ob die dabei produzierte Wärme an den möglichen Standorten auch abgenommen werden kann. Der massgebliche Zeithorizont ist dabei die Periode zwischen 2025 und 2035. Aufgrund aktueller Entwicklungen bei der Gasversorgung von Europa soll auch die Dual-Fuel-Fragestellung untersucht werden.

WKK-Anlagen in Fernwärmenetzen, die bereits heute fossile Spitzenlastkessel substituieren können, stehen dabei im Vordergrund. Im wärmegeführten Betrieb wird dadurch die Winterstromproduktion gesteigert (2. Säule) bzw. der notwendige Stromimport reduziert. Zudem stünden im Frühjahr die WKK-Anlagen als Reserve (stromgeführt) für ausserordentliche Situationen bereit (3. und 4. Säule), weil dann die Wärme in der Regel von der Grundlasterzeugern ausreicht.

Im Jahr 2021 haben die beiden Verbände Powerloop und Swissspower Modelle vorgeschlagen, wie die Winterstromversorgung mit WKK-Anlagen alternativ zu Gaskraftwerken sichergestellt werden kann.

Swissspower will mit ihrem Modell grosse urbane Fernwärmenetze fördern, bei denen auch wärmegeführte, klimaneutrale WKK-Anlagen während des Winterhalbjahres zum Einsatz kommen sollen.

Powerloop hingegen sieht den Einsatz von WKK-Anlagen überall dort, wo in kalten Tagen und bei Stromknappheit auch zusätzlich Strom ins Netz eingespeist werden kann. Das heisst, dass in erster Linie wärmegeführte, aber auch stromgeführte, klimaneutrale WKK-Anlagen zum Einsatz kommen sollen.

Beiden Modellen gemeinsam ist, dass zur Gewährleistung der Klimaneutralität beim Betrieb von WKK-Anlagen der Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen anzustreben ist. Deshalb sind die inländische Produktion und der Import von erneuerbarem Gas bzw. Brennstoffen zu berücksichtigen.

4.3.2 Stromversorgungssituation Schweiz

Das Schweizer Übertragungsnetz ist eine historische Stromdrehscheibe in Europa und ist sehr gut an die Nachbarländer angebunden. Dadurch sind sehr hohe Import- und Exportkapazitäten vorhanden und Importe bzw. Exporte von Strom finden täglich statt. Im Winterhalbjahr wird in der Schweiz mehr Strom importiert als exportiert, was grundsätzlich möglich ist und zunehmend zur Versorgungsnormalität gehört (siehe Abbildung).

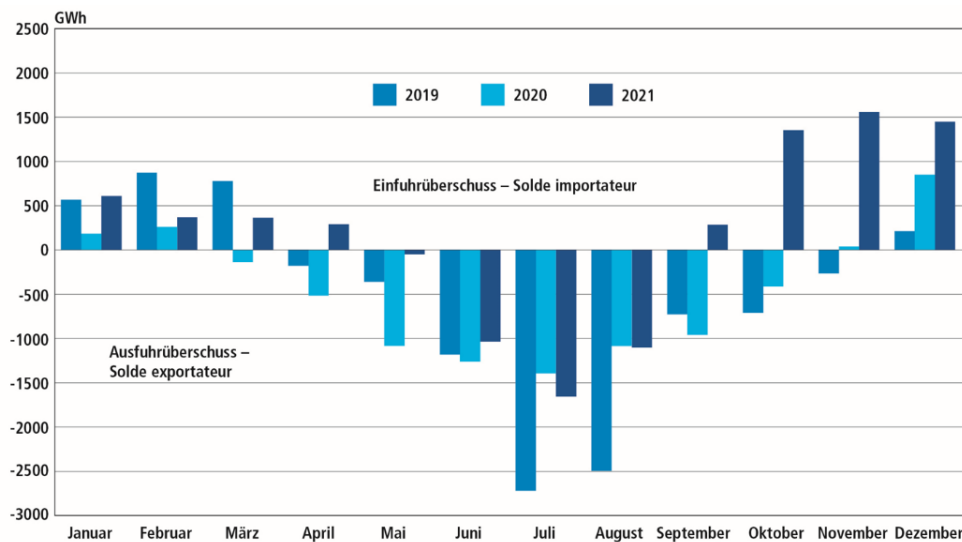


Abbildung 19: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz 2021 (Quelle: BFE, Schw. Elektrizitätsstatistik)

Seltene und parallel eintretende Ereignisse können zu einer preislichen Reaktion der Märkte und ggf. weiteren besonderen Massnahmen für die Versorgungssicherheit führen. Dies war z.B. im Winter 2015/2016 der Fall, als die Schweiz mit einer unerwartet angespannten Energie- und Netzsituation konfrontiert wurde. Aus dieser Situation wurden zahlreiche Erkenntnisse gezogen und die Fragestellung der Importfähigkeit ist auf der energiepolitischen Agenda angesiedelt.

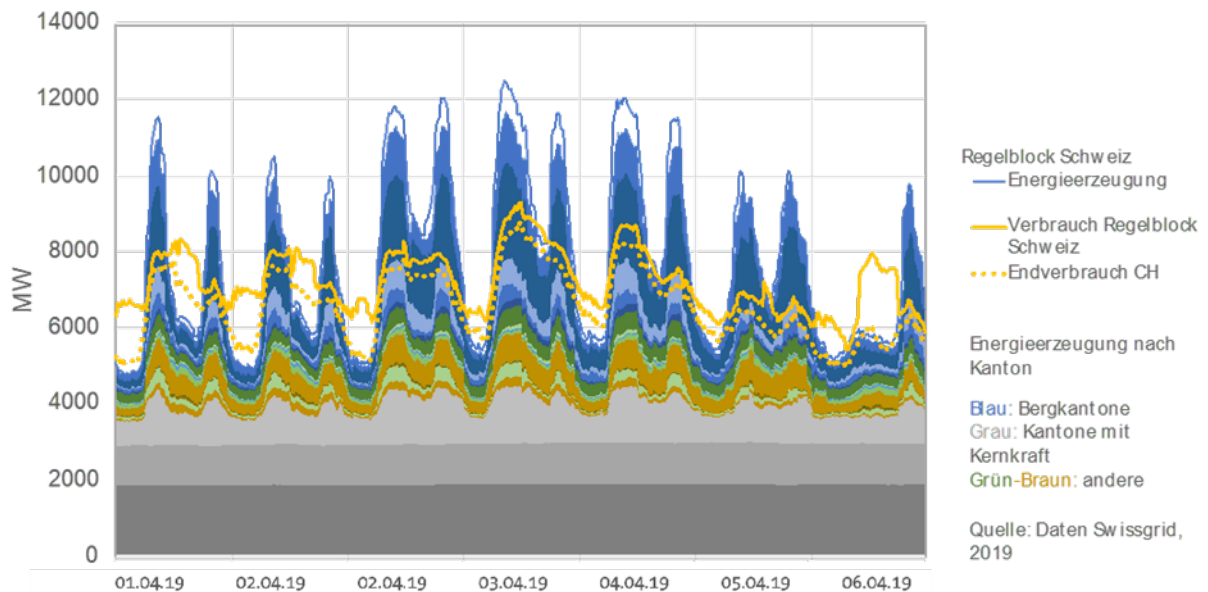


Abbildung 20: Typische Tageskurven der Produktion und des Verbrauchs in der Woche vom 1. April 2019. Die Produktion wird pro Kanton angegeben. Grau ist in etwa der produzierte Atomstrom (d.h. vereinfacht dargestellt die drei Kantone mit Kernkraftwerken), in blau die Pumpspeicher- bzw. Speicherkraftwerke (d.h. die Bergkantone). Der Verlauf in Gelb zeigt den Verbrauch bzw. den Endverbrauch (Abzug von Pumpspeicherleistung und Netzverlusten). Die Differenz zwischen Produktion und Verbrauch wird durch Import bzw. Export abgeglichen.

Die Grosswasserkraft und insbesondere die Speicherkraftwerke sind für die Versorgungssicherheit wegen ihrer Flexibilität von höchster Bedeutung. Sie decken die hohe Nachfrage zu Spitzenzeiten (zwischen Anfang November und Ende Februar) bei entsprechend hohen Preisen. Zu dieser Zeit sind die Speicherseen regelmässig gut gefüllt und die Veränderung der Füllstände spiegelt die Bewirtschaftung wider. Abbildung 22 zeigt die inländische Stromproduktion und den Verbrauch am Beispiel einer April-Woche bei relativ wenig verfügbarem Speicherwasser (der Monat April ist auch europäisch gesehen eine Übergangszeit und kann somit als eine gewöhnliche Versorgungslage bei einer saisonal typisch tiefen Verfügbarkeit von Schweizer Wasserkraft betrachtet werden). Deutlich sind die täglichen zwei Spitzen der Speicherwasserkraft sowie die Bandproduktion der KKW zu sehen. Hier werden die Restmengen optimal eingesetzt. Die Differenz zwischen Produktion und Verbrauch wird durch Import bzw. Export abgeglichen. In dieser Beispielwoche wird etwa bis zu einem Drittel des Landesverbrauchs (inkl. Pumpspeicherkraftwerke) importiert.

Speicherseen werden ertragsoptimierend eingesetzt und nicht nur nach Versorgungsgesichtspunkten. Die Bewirtschaftung der Speicherseen wird im Normalfall so geführt, dass gegen Ende der Wintersaison die Speicherseen fast leer sind, um das Wasser aus der Schneeschmelze aufnehmen und verwerten zu können.

Der Schweizer Landesstromverbrauch (63 TWh/a, davon 4 TWh Übertragungsverluste) wird zurzeit hauptsächlich durch Wasserkraft (ca. 60% inkl. Pumpspeicherkraftwerken), Kernkraft (ca. 30%) und Importen und anderen (total ca. 10%) gedeckt. Von letzteren sind knapp 3 Prozentpunkte den Schweizer KVA zuzuordnen. Die Import- und Exportfähigkeit für den saisonalen Lastausgleich und zur Optimierung der Erträge der Wasserkraft ist durch die gute Einbindung in das europäische Hochspannungsnetz sichergestellt.

Im Winterhalbjahr ist der Anteil der Inlandproduktion kleiner und der Importanteil deutlich grösser. Im Winter 2016/2017, also bei Ausfall grosser Inlandproduktion, betrug der Nettoimport allein fast 30%. Der

Importstrom aus Deutschland ist ausser bei günstigen Wind- und Sonnenverhältnissen mehrheitlich fossiler und atomarer Herkunft. Der Importstrom aus Frankreich stammt mehrheitlich aus den alternden Kernkraftwerken. Die Herkunft und somit die Umweltbelastung der Stromimporte werden auf der politischen Ebene bzw. im CO₂-Gesetz nicht berücksichtigt.

Um künftig drohende Importengpässe abzufangen, wurde in der Revision des StromVG eine Wasserkraftreserve vorgeschlagen. Die Wasserkraftreserve bzw. Sepicherreserve dient dazu, Energiemengen bereits im Herbst für den Energiemarkt-Notfall im anschliessenden Frühjahr zu reservieren. In erster Linie sind dabei die Betreiber der Speicherseen als Lieferanten dieser Dienstleistung angedacht. Jedoch kann das dafür reservierte Speicherwasser im Winter nicht mehr für die Versorgung eingeplant werden und erst nach der Wintersaison bei tiefen Preisen turbinieren werden.

Die Kapazität der Schweizer Speicherkraftwerke deckt in einer mittleren Wintersaison lediglich 5-6 Wochen lang den gesamten inländischen Strombedarf. Dies entspricht ca. 9 TWh. Die Laufwasserkraft könnte im Winter zusätzliche 2-3 Wochen abdecken.

Alle Lösungen, die die Freiheitsgrade und die Effizienz der Grosswasserkraft erhöhen, sind von höchster volkswirtschaftlicher und energiepolitischer Bedeutung.

4.3.3 Relevante Entwicklungen in der Schweiz

Der Beitrag der Kernkraft zur inländischen Verbrauchsabdeckung sank seit der Abschaltung des KKW Mühleberg um 3 TWh pro Jahr und wird mit dem beschlossenen KKW-Ausstieg in absehbarer Zukunft wahrscheinlich gänzlich wegfallen. Wie in Abbildung 22 ersichtlich bildet die Kernkraft heute die inländische Bandproduktion, welche hiermit wegfällt. Die Lücke soll mit (massivem) Zubau von erneuerbarer Energie (hauptsächlich PV, wenig Wind, zusätzliche Kleinwasserkraft) und Importen gedeckt werden. KKW stehen unter Neubauverbot und der Bau von Gaskraftwerken steht lediglich als Reservekraftwerk auf der energiepolitischen Agenda. Ein wesentlicher Zubau von Grosswasserspeicherkraft ist unwahrscheinlich. Auch die grossen Laufwasserpoteziale sind weitgehend ausgeschöpft. Kleinwasserkraftwerke scheinen mit verhältnismässig grösseren Eingriffen in die Natur einherzugehen und liefern kaum systemdienlichen bzw. planbaren Strom. Über den zeitlichen Verlauf der an sich genügenden Entwicklung der erneuerbaren Energien besteht noch eine gewisse Unsicherheit. Bis das notwendige Niveau erreicht ist, wird die Differenz mit weiteren Importen gedeckt werden. Anstelle von Import bietet der Einsatz der WKK-Technologie in der Schweiz eine ressourcenschonende Alternative.

Die erneuerbare Stromerzeugung bedeutet eine fluktuierende Erzeugung, denn Windkraft und Photovoltaik sind nicht konstant verfügbar. Ein künftig hoher Anteil an erneuerbaren Energien stellt das Stromnetz- und Erzeugungssystem vor erhebliche Herausforderungen und verlangt sicher verfügbare Flexibilität und Speicherung. In diesem Kontext nimmt die Bedeutung der Speicherkraft nochmals zu, da sie als einzige verbleibende Grosstechnologie bedarfsgerecht grosse Leistung und beachtliche Energiemengen bereitstellen kann. Die Grosswasserkraft muss zukünftig hocheffizient bewirtschaftet werden und für den dynamischen und versorgungsorientierten Lastausgleich eingesetzt werden. Neue, teilweise vielversprechende dezentrale Lastverschiebungsansätze im Haushalts- und Industriebereich sind noch in der Entwicklung und können zukünftig einen Teilausgleich sicherstellen.

Mit der Revision der StromVG ist vorgesehen, dass ab 2023 die Nutzung zusätzlicher inländischer Flexibilitäten begünstigt wird und die Rolle des Verteilnetzes verstärkt wird.

4.3.4 Relevante internationale Entwicklungen

Die energiepolitischen Entscheidungen führen in fast allen EU-Ländern zu einem Zubau von erneuerbaren Energien. Jedoch ist die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien heute in der Gesamtbetrachtung noch stark ausbaufähig und die damit verbundenen Herausforderungen werden noch zunehmen. Mit der Entwicklung der neuen erneuerbaren Produktionsmöglichkeiten gehen insbesondere auch die Fragen nach Backupanlagen, Bereitstellung Flexibilität und der zukünftigen Ausgestaltung der Sektorkopplung einher.

In Deutschland wird der vollständige Kernenergieausstieg bis 2022 sowie ein Kohleausstieg bis 2038 mit ersten Abschaltungen von 7 GW bis 2023, vorbehaltlich der momentanen Energiemangellage, umgesetzt. Damit fällt insbesondere im industrieintensiven Süddeutschland ein beträchtlicher Teil der sicheren Produktion aus. Die Transportkapazitäten für den erneuerbaren Strom von Nord- nach Süddeutschland müssen grösstenteils erst noch gebaut werden oder sind in hoher zeitlicher Verzögerung wegen Rekursen und «Verfahrensstau» bei den zuständigen Gerichten. Die Anforderungen der Nachbarstaaten Deutschlands an das innerdeutsche Netz werden dabei nur am Rande geprüft. Die Situation könnte zu einer Knappheit in Süddeutschland sowie auch zu Einschränkungen für den Import in die angrenzende Schweiz führen (die Importe aus dem Norden in die Schweiz fliessen von Süddeutschland, Österreich und von/über Frankreich).

Der KKW-Anlagenpark in Frankreich kommt langsam an die ursprünglich geplanten Nutzungszeiten heran, was sich in den zahlreichen sicherheitsbedingten Ausfällen widerspiegelt. Ein Trend zur Senkung des Atomstromanteils auf 50 Prozent bei einem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung ist spürbar, jedoch ist eine neue und verlässliche französische Energiepolitik nicht in Sicht.

Im Kontext der allgemeinen sich weiter akzentuierenden europäischen «Winterstromlücke» und der Befürchtung von temporär begrenzten Importkapazitäten werden auch politisch-strategische Überlegungen geführt. So verfügen viele Länder über Pläne für sogenannte Reservekapazitäten, jedoch ist deren Nutzung im Regelfall nicht für Exporte bzw. Marktgeschäfte vorgesehen, sondern für die inländische Versorgung bei Störungen.

Für die Schweiz bedeutet dies, dass die Importkapazitäten aus den Nachbarländern bei kritischen Versorgungssituationen langfristig unsicherer sind als heute und eigene Reservekapazitäten vorgehalten werden müssten.

So oder so ist eine hohe Importabhängigkeit aufgrund von Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der Produktionskapazitäten in den Nachbarländern sowie der verfügbaren Grenzkapazitäten riskant. Gemäss einer neuen EU-Regel müssen ab 2025 alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber mindestens 70% der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten für den Stromhandel innerhalb der EU freigehalten. Das könnte die Importfähigkeit der Schweiz zusätzlich einschränken und sich negativ auf ihre Netzstabilität auswirken. Die im Herbst 2021 veröffentlichte «Frontier-Studie» im Auftrag des Bundesamts für Energie und der ECom befasst sich ausführlich mit den Auswirkungen der fehlenden Kooperation mit der EU.¹²

¹² [Stromabkommen | VSE](#)

5 WKK-Anwendungen und Definitionen

Bei WKK-Anlagen wird zwischen folgenden **Hauptanwendungen** unterschieden:

- zentrale WKK, integriert in thermische Netze
- dezentrale WKK, vorwiegend als Einzelheizung oder Versorgung kleinerer Areale
- WKK im Industriebereich (Grundlasterzeuger)

Bei der **zentralen WKK** wird der Strom grundsätzlich ins öffentliche Netz eingespeist. Die WKK-Abwärme wird hauptsächlich zur Versorgung eines Fernwärmeverbands genutzt. Die Fernwärme wird hauptsächlich zur Abdeckung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs verwendet. Zentrale WKK ist ein wesentlicher Baustein in einem Multi-Energy-Hub Konzept.

Für technische Merkmale und Erläuterungen zu verschiedenen WKK-Technologien (Gasmotoren, Gasturbinen) verweisen wir auf den Anhang 04 «WKK-Systeme»

Dezentrale WKK-Anlagen sind angeschlossen an einzelne oder mehrere Gebäude, wie z.B. Ein- und Mehrfamilienhäuser, Krankenhäuser, Schwimmbäder und Hotels. Die erzeugte Wärme wird in der Regel vor Ort selbst genutzt. Der erzeugte Strom wird in der Regel zum Teil genutzt (z.B. zur Mieterstromversorgung) und zum Teil in ein Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist.

Die Stadt St. Gallen setzte im Rahmen ihres Energiekonzeptes auf diese ressourcenschonende Technologie. Die erläuternden Grundlagen und Begründungen für den energiepolitischen Entscheid, dezentrale WKK-Anlagen als Teil der Energiewende einzusetzen, sind im Anhang 05 «dezentrale WKK St. Gallen» zu finden.

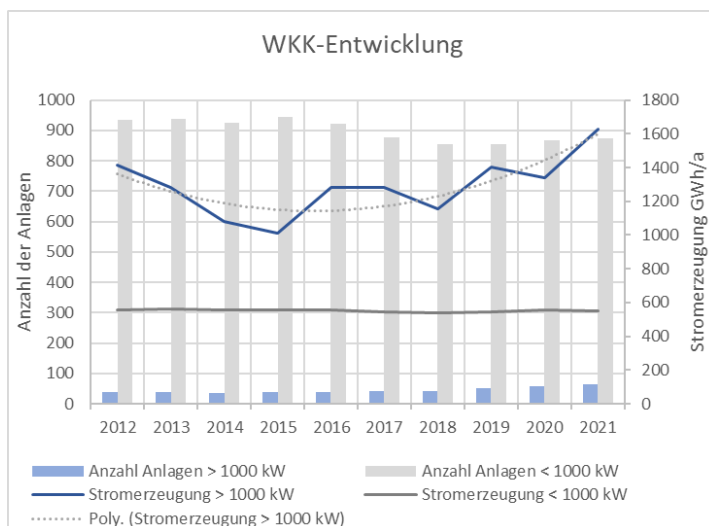


Abbildung 21: WKK-Statistik (Quelle: Swispower, BFS)

Kommentar: aus dem Diagramm ist erkennbar, dass in den letzten 5-6 Jahren insbesondere bei den Anlagen mit el. Leistung > 1 MW die Anzahl und die Stromproduktion gestiegen sind.

WKK-Anlagen können zentral oder dezentral in einem Wärmeversorgungssystem integriert werden in Abhängigkeit von räumlichen und wärmeleistungstechnischen Merkmalen. Die vorliegende Studie definiert eine Wärmeerzeugungsanlage als zentral, sofern die Wärmeversorgung von städtischen oder

wärmedichten Gebieten über thermische Netze erfolgt und der Wärmebedarf des Versorgungsgebiets nahezu vollständig abgedeckt wird.

Da die Wärmelieferungen über Fernwärmenetze hohe Investitions- und Betriebskosten bedingen, werden im Gegenzug kleine Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Gasmotoren oder Gasturbinen in unmittelbarer Nähe von Wohnsiedlungen dezentral verortet. Dezentrale Wärmeerzeuger entsprechen somit den Dimensionen von Klein-WKK-Anlagen, versorgen einzelne Objekte, aber auch kleine Nahwärmenetze und Quartiersversorgungen. Dezentrale Wärmeerzeuger ermöglichen somit eine lokale und verbrauchsnahe Wärmeversorgung, die eine bestehende zentrale Versorgung ergänzt bzw. ersetzt.

Der Wirkungsgrad von grosstechnischen Wärmeerzeugungsanlagen ist regelmässig höher als bei dezentralen Heizanlagen. Auch Abgasreinigungsanlagen können besser und kostengünstiger realisiert werden als bei dezentralen Heizanlagen. Zentrale Wärmeerzeugungssysteme erfordern, dass die Wärme zu den Wärmekunden über thermische Netze geleitet werden kann.

Dezentrale Anlagen können durch die Stromeinspeisung netzentlastend wirken und Netzengpässe reduzieren, da ein Teil des vor Ort produzierten Stroms auch vor Ort verbraucht wird (z.B. bei Mieterstromversorgung). Die Realisierbarkeit dezentraler WKK-Projekte erfolgt schneller aufgrund der nicht erforderlichen aufwändigen Fernwärmeinfrastruktur.

Der Einsatz von **WKK-Anlagen im Industriebereich** dient vornehmlich der Eigenwärmeversorgung mit Prozessdampf, der daher auch die Führungsgrösse der Leistungsregelung ist. Die Stromerzeugung ist ein Nebenprodukt. Bei einfacher technischer Realisierung werden Gegendruckturbinen angewendet. Wenn kein Prozessdampf erforderlich ist, können auch Gasmotoren zum Einsatz kommen.

5.1 Betriebsarten

Grundsätzlich wird hinsichtlich der Betriebsart der WKK-Anlagen zwischen folgenden Fahrweisen unterschieden:

- wärmegeführter Betrieb
- stromgeführter Betrieb

Die **wärmegeführte Betriebsweise** ist der anzustrebende Anwendungsfall für WKK-Anlagen. Bei dieser Fahrweise folgt die Anlage ausschliesslich dem Wärmebedarf der Verbraucher, der als Führungsgrösse gewählt wird. Das Wärmelastprofil bestimmt die Laststufe sowie den Ein- und Ausschaltzeitpunkt der WKK-Anlage. Der erzeugte Strom wird entweder ins öffentliche Versorgungsnetz eingespeist oder zur Deckung des Eigenstrombedarfs genutzt. Der wärmeorientierte Betrieb wird prinzipiell in urbanen Fernwärmesystemen sowie bei Prozesswärmeversorgung in der Industrie angewendet.

Bei der **stromgeführten Fahrweise** erfolgt der Betrieb der WKK-Anlage anhand der elektrischen Bedarfswerte oder bei Biogas-/Kläranlagen anhand der produzierten Gasmenge. Dadurch wird es möglich, einerseits den eigenen Strombezug in Zeiten mit hohen Strommarktpreisen zu verringern, andererseits eine netzdienliche Dienstleistung zu erbringen wie die Teilnahme am Regelenergiemarkt. Ein energieeffizienter Betrieb setzt voraus, dass die gleichzeitig erzeugte Wärme von den Wärme-Verbrauchern abgenommen wird. Entsprechende Abgas By-Pässe oder Kühlersysteme sind nur für Notsituation vorzusehen. Mit Wärmespeichern kann zusätzliches Lastmanagement betrieben und der Nutzungsgrad erhöht werden.

Die vorliegende Studie betrachtet den Einsatz von WKK-Anlagen zur Verdrängung der über fossile Energieträger betriebenen Kesselanlagen, die zur Deckung der Spitzenlasten in thermischen Netzen in den Wintermonaten angewendet werden.

5.2 Zentrale WKK in thermischen Netzen

Fokus dieser Studie ist die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung über die Verdrängung fossiler Energieträger. Wärmenetze gehören dabei zur Schüsselinfrastruktur. Sie ermöglichen die Einbindung erneuerbarer Wärme (Biomasse, Geothermie, Seethermie) oder die Nutzung von Abwärmequellen an zentralen Standorten.

In der Schweiz werden derzeit rund 1'000 Wärmenetze unterschiedlicher Grösse mit verschiedenen Brennstoffen betrieben. Rund 470 davon verfügen über eine Wärmeleistung von mehr als 1'000 kW.

Gemäss Gesamtenergiestatistik¹³ werden rund 7.1 TWh/a mit Fernwärme versorgt; davon unter anderem rund 2.3 TWh/a mit Gas bzw. 0.116 TWh/a mit Heizöl. Dieser Wärmeanteil erfolgt in der Regel mit fossilen Spitzenlastkesseln, die an sehr kalten Tagen die nötige Leistung bereitstellen oder bei einem Ausfall der Grundlasterzeuger (als Reserve) zum Einsatz kommen. Zur Abdeckung der Spitzelast waren bisher Heizkessel die günstigste Lösung.

Durch die Kopplung von vorhandenen Spitzenlastkesseln bzw. Grundlasterzeugern (Biomassekraftwerk, Wärmepumpe) mit einer WKK-Anlage sind zu gewissen Zeiten sowohl wärme- als auch stromgeführter Betrieb möglich. Und auch im stromgeführten Betrieb kann die Abwärme mehrheitlich genutzt werden, vorausgesetzt die Grundlasterzeuger werden von der WKK-Abwärme verdrängt. Dies wiederum hat den positiven Nebeneffekt, dass bei Kraftwerken mit einem Wasser-/Dampfkreislauf die Stromerzeugung steigt bzw. bei Wärmepumpen die Last stromseitig wegfällt.

Im Rahmen dieser Studie werden folgende technische Konzepte als sinnvoller Einsatzbereich von WKK-Anlagen untersucht.

5.2.1 WKK in Energiezentralen mit Wasser-/Dampfkreislauf

In der Schweiz sind es vor allem Kehrlichtverwertungsanlagen (KVA) und Holzheizkraftwerke (HHKW), welche Dampf erzeugen und diesen in einer Dampfturbinengruppe verstromen. Diese thermischen Kraftwerke nutzen nebst der Abwärme auch Dampf auf niederen Druckstufen. Dieser Dampf wird der Dampfturbine entnommen. Entsprechend der Menge der Dampfontnahme reduziert sich die Leistung am Generator der Dampfturbinengruppe.

Deshalb beeinflussen sich die Strom- und Wärmeproduktion gegenseitig. Je mehr Wärme ausgekoppelt wird, desto geringer ist die Stromproduktion, siehe auch nachstehende Abbildung 21.

¹³ Bundesamt für Energie BFE (2022): Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2021, admin.ch, [online] <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.ex-turl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA5ODE=.html>.

Multi-Energy-Hub und WKK

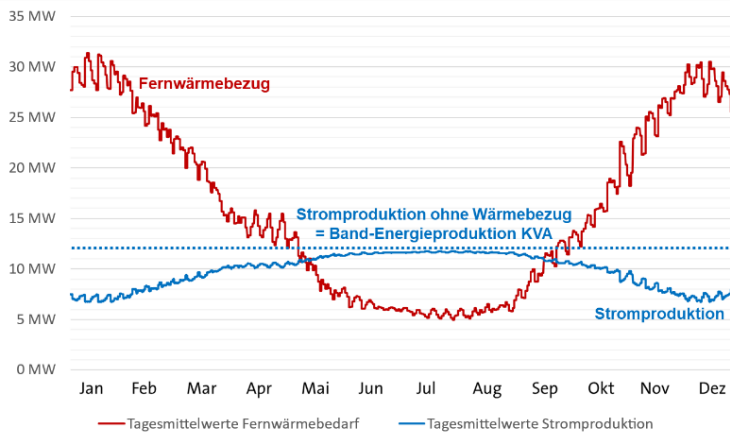


Abbildung 22: Abhängigkeit Strom-/Wärmeproduktion bei Wärmeauskopplung mittels Entnahmedampf (Quelle: Rytec)

Weil Dampfentnahmen zur Bereitstellung der Wärmeleistung in thermischen Netzen begrenzt sind, sind diese Energiezentralen bereits heute mit Spitzenlastkesseln ausgerüstet. Da der Wärmebedarf in thermischen Netzen in der Regel zunimmt, wächst der Spitzenbedarf über die Grundlast (Leistung Dampfentnahme) hinaus. Spitzenlastkessel verfügen über eine hohe Wärmeleistung und decken je nach Ausbaustand des Wärmenetzes 5-50% der Gesamtmenge der Wärmeenergie ab.

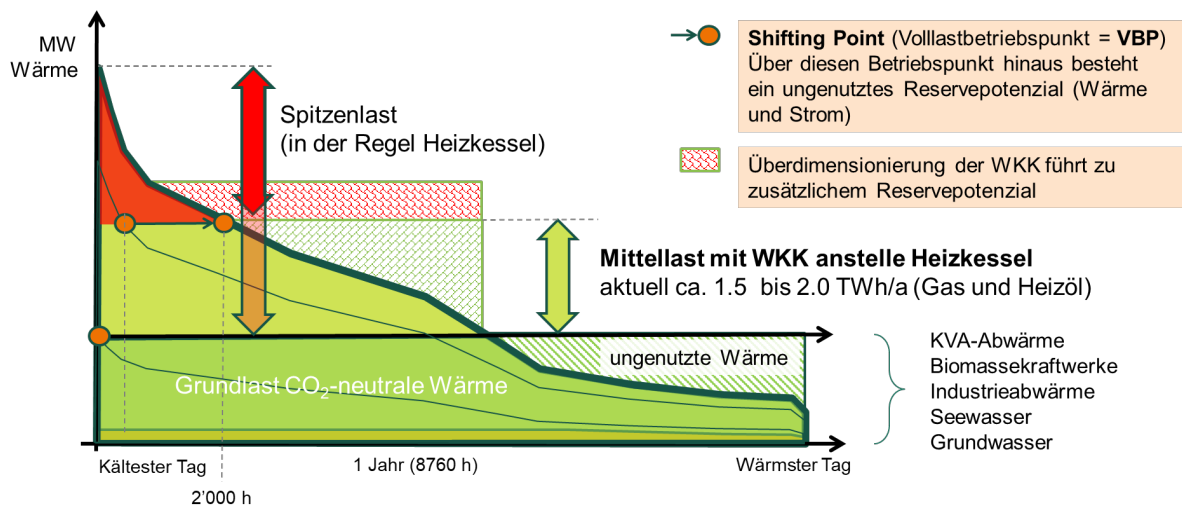


Abbildung 23: geordnete Jahresdauerlinie (Wärmeleistung), WKK-Mittellastabdeckung (Quelle: Swissspower)

Je höher die Wärmeleistung bzw. die Energieabgabe an ein thermisches Netz ist, desto grösser wird die Ausnutzung der Grundlast. Mit einer hohen Spitzen- bzw. Mittellastabdeckung kann die Nutzung von CO₂-neutraler Wärme gesteigert werden. Zur Spitzen- und Mittellastabdeckung wird in der Regel Erdgas oder Heizöl verwendet. Insgesamt sind es etwa 1.5 bis 2.0 TWh/a fossile Energieträger (bestehende WKK-Anlage abgezogen), welche direkt in den Heizkesseln verbrannt werden.

Viel effizienter wäre es, wenn mit WKK-Anlagen die erforderliche Wärmeleistung für die Mittellast bereitgestellt würde und dadurch mit einer ähnlichen hohen Leistung zusätzlich Strom produziert würde.

Somit steigt zwar der Brennstoffverbrauch, im Gesamtsystem kann der fossile Primärenergieeinsatz bis zu 40% reduziert werden (importierter Strom ist im Winter grösstenteils fossile erzeugt, jedoch ohne Wärmenutzung) Mit Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen für die WKK-Anlage kann die CO₂-Bilanz zusätzlich verbessert werden.

Es wird ein Volllastbetriebspunkt (shifting point) bei max. 2'000 Betriebsstunden angestrebt. Je nach Ausbaustand des thermischen Netzes wird dieser früher oder später erreicht. Über diesen Punkt hinaus kann die WKK-Anlage auch stromnetzdienliche Leistungsvorhaltung bzw. Reservehaltung übernehmen.

Erfolgt ein stromgeführter Betrieb bei > 2'000 Volllaststunden, z.B. zur Bereitstellung von Reserveenergie (3. oder 4. Säule), wird ein Teil der WKK-Abwärme Wärme aus der Grundlast-erzeugung verdrängen. Im Falle von Strommangelsituation ist dies ein positiver Effekt, weil gemäss vorangehender Erläuterung und den Abbildungen zusätzlicher Strom aus der KVA bzw. dem HHKW eingespeist wird.

Im Falle von Grundlasterzeugern mit Wärmepumpe (Seethermie, Grundwasser etc.) wird ein doppelter Effekt erzielt, indem die Wärmepumpe weniger Leistung aus dem Stromnetz bezieht und die WKK-Anlage zusätzlich Strom einspeist.

5.2.2 WKK als Element der Versorgungssicherheit

Der Einsatz von WKK-Anlagen macht vor allem aus versorgungstechnischer Sicht Sinn:

- Durch die hocheffiziente WKK-Technologie können europaweit 3.7 TWh/a Primärenergie eingespart werden (keine Wärmeverluste im Vergleich zum importierten Strom)
- Als Reservekraftwerke entlasten WKK-Anlagen die Speicherwasserkraftwerke bzw. können teilweise die Wasserkraftreserve im kritischen Zeitraum abdecken
- durch den Shift von Wasserkraftreserve zu WKK-Reserve steht mehr Winterstrom zur Verfügung, womit das Risiko einer Mangellage zusätzlich reduziert wird
- Der im Inland produzierte WKK-Strom führt zu geringeren Stromimporte
- WKK-Anlagen sind bei entsprechender Ausrüstung «Schwarzstart fähig» und wirken netzstabilisierend

Die EICom hat in ihrem Bericht betreffend Zubau von Reservekraftwerken davon abgeraten, WKK dafür einzusetzen. Deren Betrieb sei aufgrund der Vorhaltung auf wenige Stunden beschränkt und deshalb können diese Anlagen keinen oder nur einen geringen Beitrag zur Versorgung von Wärmenetzen leisten.

Wärmegeführte WKK-Anlagen, die in thermischen Netzen nicht als Grundlasterzeuger eingesetzt werden, sondern die Spitzenlast- und Mittellastabdeckung sicherstellen, können über einen gewissen Zeitraum als abrufbare Reservekraftwerke eingesetzt werden. Analog zur Wasserkraft sind diese Anlagen teilweise «im Markt» und in einem planbaren Zeitraum (ca. 4-12 Wochen pro Jahr) dienen diese WKK-Anlagen als Vorhaltung für Energiereserve in Mangellagen. In einem solchen Stand-by-Betrieb wird die Wärmenachfrage entweder über den Grundlasterzeuger oder die Spitzenlastkessel bzw. Wärmespeicher abgedeckt.

Die Finanzierung der Reservevorhaltung (WKK-Reserve) orientiert sich an den Fixkosten bzw. der Energievorhaltung (Brennstofflagerung lokal oder im Netz) und soll über Ausschreibungen erfolgen. Aus wirtschaftlicher Sicht müssen diese Verfügbarkeitsentgelte jedoch über einen längeren Zeitraum zugesichert werden, weil ansonsten das Investitionsrisiko beim Anlagenbetreiber bleibt. Es wäre auch vorstellbar, diese Reserve über eine einmalige Abgeltung zu finanzieren.

Sofern eine Gasmangellage ausgeschlossen werden kann, kann die Energiereserve über das Netz bereitgestellt werden. Alternativen über LNG-Lieferketten oder der Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz sind langfristig im Rahmen der Versorgungssicherheit ebenfalls mit einzuplanen. Zudem sind bei grösseren WKK-Anlagen, sowohl bei Gasturbinen wie auch bei Gasmotoren, Dual-Fuel-Technologien möglich. Die Kosten DF-fähiger Anlagen liegen ungefähr 30-40% höher, weil die Brennstofflagerung bzw. Lieferketten sowie die abgasseitige Rauchgasbehandlung aufwendiger ist.

5.3 Spezialfälle an KVA-Standorten

Im Hinblick auf den Ausbau von thermischen Netzen an KVA-Standorten sind folgende Spezialfälle beim Einsatz von WKK-Systemen zu berücksichtigen.

- WKK-Anlagen als Übergangslösung (5-10 Jahre) im Aufbau von neuen thermischen Netzen, bei welchen die Grundlastzeugung erst noch realisiert werden muss. Diesen Spezialfall bezeichnen wir nachfolgend als «WKK-Cluster».
- WKK-Anlagen als Energieerzeuger an Standorten von KVA, welche eine CO₂-Abscheidung (CCS) aus dem Abgas und eine Wärmenetz betreiben werden.

5.3.1 WKK-Cluster und Transformation von Gasnetzen

Der Aufbau von thermischen Netzen erfordert in der Regel lange Planungs- und Realisationszeiten. Übergangslösungen bieten die Möglichkeit, einen etappierten Wärmenetzaufbau durchzuführen.

Die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung kann vorangetrieben und beschleunigt werden, indem zuerst Gebiete mit einer hohen Wärmebedarfsdichte priorisiert werden und an kleine Wärmeverbunde angeschlossen und mit Wärme versorgt werden. Das ermöglicht einerseits die gesellschaftliche Akzeptanz vor Ort zur Transformation des Wärmeinfrastruktur aufrechtzuhalten und andererseits die energieeffiziente Energieerzeugung über WKK-Anlagen zeitlich zu betreiben.

Idealerweise ist die Synergien mit in der Zone vorhandenen Ankerkunden auszuschöpfen, die Standorte für die Verortung der WKK-Anlagen bieten. Im Fall von Industrie besteht die Möglichkeit, die anfallende Prozesswärme in kleinere Wärmenetz einzuspeisen.

Jährlich werden in der Schweiz 100 Terawattstunden (TWh) Wärme mit verschiedenen Energieträgern erzeugt und in Form von Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme und Kälte auf unterschiedlichen Temperaturniveaus genutzt. Thermische Netze sind ein wichtiger Bestandteil in der Umsetzung der Energiestrategie 2050 und zur Erreichung des Netto-Null-Ziels, insbesondere bei der Nutzung von ortsgebundenen Quellen von nicht vermeidbarer Abwärme (z.B. KVA) und erneuerbaren Energien in Gebieten mit hoher Wärme- oder Kältebedichte.

In urbanen Gebieten wurde bereits in thermische Netze investiert. Es besteht weiterhin ein grosses Potenzial, dessen Erschliessung vorangetrieben werden sollte. Die Energieperspektiven 2050+ rechnen annähernd mit einer Verdoppelung des Fern- und Nahwärmeverbrauchs gegenüber heute. Der Bund,

die Kantone und der Schweizerische Städte- und Gemeindeverband engagieren sich deshalb für eine Beschleunigung des Ausbaus von thermischen Netzen.¹⁴

Dies verlangt ein Umdenken in der Wärmebereitstellung, von heute Einzelheizungen hin zu Wärmeverbunden mit zentraler Wärmeerzeugung. Die heutigen Gasversorger nehmen bei der Transition der einen wichtigen Wärmeversorgung Stellenwert ein. Der mehrheitliche Umbau des Gasnetzes hin zu einem Wärmeverbund kann mit dem Einsatz von WKK-Anlagen beschleunigt werden, da mit der WKK-Abwärme rasch Areale, Industrie- und Gewerbegebiete oder Nahwärmeverbunde versorgt werden können. Es gibt in der Schweiz mehrere Standorte¹⁵, wo eine Versorgung aus einer zentralen Erzeugungsanlage geplant wird, diese aber Realisierungszeiträume von 5 bis 10 Jahre haben. Genau diese Standorte eignen sich deshalb für WKK-Cluster-Projekte, um ein peripheres Verbundsystem zellenartig aufzubauen bzw. dienen als Übergangslösung bis die Grundlasterzeugung mit dem geplanten thermischen Kraftwerk versorgt werden kann.

Sobald der Vollausbau der Erzeugung erfolgt ist, dienen diese WKK-Cluster danach als Spitzen- und Mittellastabdeckung und können so dauerhaft im Sinne eines Multi-Energy-Hubs integriert werden. Folglich können dezentrale WKK-Cluster entweder als Grundlasterzeuger (Wärme) betrieben oder in zentralen Anlagen als überbrückende Wärmeerzeugung eingesetzt werden. In beiden Fällen bilden die WKK-Anlagen eine Übergangslösung mit nachfolgender Einbettung der WKK-Anlagen in ein nachhaltiges Gesamtsystem.

5.3.2 WKK-Anlagen im Hinblick auf den Einsatz von CCS

Dieser Spezialfall steht im Zusammenhang mit der Verpflichtung der KVA-Betreiber, künftig das CO₂ im Abgas abzuscheiden, um es dann dauerhaft zu binden bzw. zu entsorgen oder wieder als Kohlenstoffquelle zu nutzen. WKK-Anlagen können diesbezüglich dazu beitragen, den erhöhten Eigenbedarf zu kompensieren bzw. die externe Abgabe von Strom und Wärme auch mit CO₂-Abscheidung zu gewährleisten. Erste Abklärungen hierzu sind am Beispiel Limeco analysiert worden. (Siehe Anhang 06 «WKK im Hinblick auf CCS»)

5.4 Dezentrale WKK-Anlagen

Dezentrale WKK-Anlagen in einem Leistungsbereich von 5 bis 500 kW eignen sich zur Abdeckung des vollständigen Wärmebedarfs von Gebäuden oder kleineren Arealen. Aus dem wärmegeführten Betrieb ergeben sich Volllastbetriebsstunden von mehr als 4'000 Bh/a.

Die Stadt St. Gallen setzt WKK-Anlagen im Rahmen ihres Energiekonzeptes¹⁶ breitflächig ein. Ziel ist, je 10 MW elektrisch in grossen WKK-Anlagen (an thermisches Netz angeschlossen) und kleineren WKK-Anlagen zu installieren. Letztere werden in Kombination mit Spitzengaskesseln als

¹⁴ Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK/Konferenz Kantonaler Energiedirektoren EnDK/Schweizerischer Gemeindeverband/Schweizerischer Städteverband (2022): Charta zur Beschleunigung des Ausbaus Thermischer Netze, [newsd.admin.ch](https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/72696.pdf), [online] <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/72696.pdf>.

¹⁵ Bsp.: KVA Oftringen, KVA Thurgau, Ersatz KKW Beznau etc.

¹⁶ Umwelt und Energie (o. D.): Energiekonzept 2050, [stadt.sg.ch](https://www.stadt.sg.ch/home/raum-umwelt/energie/energiekonzept-2050.html), [online] <https://www.stadt.sg.ch/home/raum-umwelt/energie/energiekonzept-2050.html>.

stromerzeugende Heizung betrieben. Die St. Galler Stadtwerke beabsichtigen zudem die WKK-Anlagen als flexible Einspeiser ins Lastmanagement der Stromversorgung zu integrieren.

Dezentrale WKK-Anlagen in Gebäuden etc. machen sowohl aus energiewirtschaftlicher als auch aus netztechnischer Sicht. Insbesondere mit lokalen PV-Anlagen können WKK-Anlagen netzdienliche Lösungen sein. Im Winter, wenn die Photovoltaik-Leistung tief ist, kann die WKK-Anlage den Eigenverbrauch abdecken und reduziert damit den Netzbezug. Im Vergleich zu monovalenten Wärmepumpenbetrieb können so hohe Leistungsspitzen im Stromnetz vermieden werden. Generell entlasten dezentrale Anlagen die vorgelagerten Höchst- und Hochspannungsnetze. In Deutschland beispielsweise werden deshalb WKK-Anlagen gefördert, weil diese Netzkosten vermeiden.

Die Grundlagen und Betriebserfahrungen, welche die St. Galler Stadtwerke im Aufbau von dezentralen WKK-Anlagen gemacht haben, sind ausführlich im Anhang 05 «dezentrale WKK St.Gallen» zu dieser Studie beschrieben.

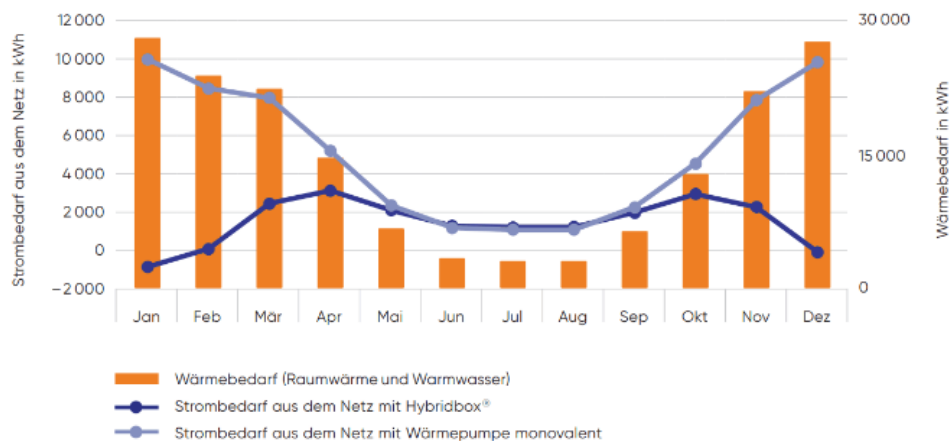


Abbildung 24: Energieversorgung eines MFH mit kombinierter WKK-Anlage (Quelle: Hybridbox, PtG-Kongress, 2022)

6 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Für den Bau und Betrieb von WKK-Anlagen stehen die Bewilligungsvorschriften auf Ebene Bund und Kanton sowie die CO₂-Gesetzgebung im Vordergrund. Im Kontext der Wirtschaftlichkeit von WKK-Anlagen und deren zentraler Beitrag zur Versorgungssicherheit gilt es zusätzlich, die Bestimmungen zur Förderung von erneuerbaren Energien im Energiegesetz (EnG) bzw. in der Energieförderungsverordnung (EnFV) sowie die Möglichkeiten für Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung gemäss Art. 9 Stromversorgungsgesetz (StromVG) zu beachten. Während die Weiterentwicklung des CO₂-Gesetzes (CO₂G) aktuell im Kontext des ablehnenden Volksentscheids vom 13. Juni 2021 offen ist, ist mit dem sog. Mantelerlass, welcher das EnG und das StromVG umfasst, eine umfassende Gesetzesrevision im Parlament. In diesem Abschnitt sind die per 1. Januar 2023 in Kraft getretenen Bestimmungen des revidierten EnG sowie der EnFV (Vernehmlassungsentwurf) enthalten. Dabei wird jeweils auf die laufenden Gesetzesrevisionen verwiesen.

Nachstehend werden die zentralen, aktuell geltenden, gesetzlichen Rahmenbedingungen kurz dargestellt. Der konkrete Handlungs- bzw. Revisionsbedarf aus Sicht WKK wird im Kap. 9.2 aufgezeigt.

6.1 Rechtliche Definition von WKK-Anlagen

Art. 2 lit. f der EnFV enthält eine Legaldefinition für Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) als gleichzeitige Bereitstellung von Kraft und Wärme aus dem Umwandlungsprozess von Brennstoff in Gasturbinen, Dampfturbinen, Verbrennungsmotoren, anderen thermischen Anlagen und Brennstoffzellen. Im Sinne der Förderklassen gehören die WKK-Anlagen dabei zu den «Biomasseanlagen» im Sinne von Art. 27 EnG.

Gemäss gängiger Definition¹⁷ muss der Gesamtnutzungsgrad einer WKK-Anlage mindestens 60% betragen ($\eta_{\text{Tot}} \geq 60\%$). Diese anspruchsvolle Bedingung wurde so festgelegt, dass WKK-Anlagen auch in absehbarer Zukunft höhere Gesamtnutzungsgrade als thermische Kraftwerke ohne Abwärmenutzung aufweisen. Basierend auf dieser Definition hält der Anhang 1.5 Ziff. 2.2 der geltenden EnFV die energetischen Mindestanforderungen fest, welche bis spätestens ab Beginn des dritten vollen Kalenderjahrs nach der Inbetriebnahme einzuhalten sind.

Art. 2 Abs. 5 CO2G definiert Anlagen als ortsfeste technische Einheiten an einem Standort. Aus Sicht des CO2G werden somit mehrere WKK-Einheiten am gleichen Standort als eine Anlage verstanden. Dies ist für die Bestimmung der relevanten Leistungs- und Energiewerte massgeblich.

6.2 Bau von WKK-Anlagen

Fossilthermische Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als 50 MW Feuerungswärmeleistung sind gemäss Artikel 10a des Umweltschutzgesetzes (USG) in Verbindung mit Art. 1 und Anhang Ziff. 21.2 der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV) der Umweltverträglichkeitsprüfung unterstellt (Rytec, 2022)¹⁸. Namentlich sind Anlagen zur thermischen Energieerzeugung mit einer Feuerungswärmeleistung oder einer pyrolytischen Leistung von

- a) mehr als 50 MWth bei fossilen Energieträgern
- b) mehr als 20 MWth bei erneuerbaren Energieträgern
- c) mehr als 20 MWth bei kombinierten Energieträgern (fossil und erneuerbar)

einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterstellt. Das massgebliche Verfahren ist durch das kantonale Recht zu bestimmen.

Die einschlägigen Vorgaben betreffend Schadstoff- und Lärmemissionen sind im Bericht von Afry in Ziff. 2.4.3 ff.¹⁹ dargestellt und können aus Sicht der Autoren bei WKK-Anlagen problemlos mithilfe gängiger technischer Massnahmen eingehalten werden.

Im Unterschied zum Konzept der Spitzenlastkraftwerke der EICom werden WKK-Anlagen dezentral oder zentral in bestehenden Wärmeproduktionsstandorten mit Anschluss an Fernwärmenetze eingesetzt. Oftmals sind dabei keine Neuerschliessungen notwendig. Im Unterschied dazu ist bei

¹⁷ eicher+pauli (2021): Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz, Liestal: BFE.

¹⁸ Rytec (2022): Zwischenbericht Modul 1 - Reservekraftwerke Wärmekraftkopplung, Münsingen: BFE.

¹⁹ Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (2021): Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen, Bern: s.n.

Spitzenlastkraftwerken die elektrische und die gasseitige Erschliessung sicherzustellen. Die EICom²⁰ hält dazu folgendes fest:

Für die elektrische Erschliessung stellt sich vorab die Frage, ob das Vorhaben in einem Sachplan gemäss Artikel 13 des Raumplanungsgesetzes (RPG) festgesetzt werden muss. Dies ist grundsätzlich dann der Fall, wenn sich das Vorhaben erheblich auf Raum und Umwelt auswirkt (Art. 15e Abs. 1 des Elektrizitätsgesetzes (EleG)). Unter bestimmten Voraussetzungen kann beim BFE eine Ausnahme von der Sachplanpflicht beantragt und in der Folge auf das Sachplanverfahren (SÜL-Verfahren) verzichtet werden. Nach Abschluss des SÜL-Verfahrens oder nach gewährtem SÜL-Verzicht ist für die elektrische Anschlussleitung ein Plangenehmigungsverfahren gemäss Art. 16 ff. EleG sowie Art. 2 ff. VPeA. Für den Gasanschluss ist ein Plangenehmigungsgesuch gemäss Art. 2 ff. des Rohrleitungsgesetzes (RLG) und Art. 7 ff. der Rohrleitungsverordnung (RLV) erforderlich. Auch hier ist je nach Ausgestaltung des Projekts zu prüfen, ob ein vereinfachtes Plangenehmigungsverfahren i.S. v. Artikel 17 RLG in Betracht kommt. Nach Rechtskraft des Plangenehmigungsentscheids und der Genehmigung entsprechender Bauausführung ist sodann von der Betreiberin der Gasleitung eine Betriebsbewilligung gemäss Artikel 30 RLG und Artikel 23 ff. RLV einzuholen. Diese Vorgaben sind nach unserem Verständnis im Fall von kleinen und mittleren WKK in bestehenden Anlagen und bestehenden Erschliessungen mit Strom und Gas nicht notwendig. Bei grossen WKK-Anlagen ist der Einzelfall zu prüfen.

Gleiches gilt für Baubewilligungen. Je nach WKK-Projekt ist eine Baubewilligung notwendig oder nicht. Das Baubewilligungsverfahren richtet sich nach der am ausgewählten Standort geltenden kantonalen und kommunalen Rechtsordnung.

Die Energiegesetze der meisten Kantone lassen den Bau von fossilthermischen Kraftwerken ohne Wärmenutzung gar nicht oder nur sehr restriktiv zu.²¹ So bewilligen mehrere Kantone fossilthermische Kraftwerke nur unter der Bedingung, dass die Wärme «fachgerecht und vollständig genutzt wird». Dies trifft nach unserem Verständnis für WKK-Anlagen vollständig zu.

6.3 CO₂-Gesetzgebung / Teilnahme am EHS

Gemäss Anhang 6 Ziff. 1 der CO₂V ist die Verbrennung von fossilen oder teilweise fossilen Energieträgern mit einer Gesamtfeuerleistungswärmeleistung von über 20 MW zur Teilnahme am europäischen Emissionshandelssystem (EHS) verpflichtet. Ausgenommen davon ist die Verbrennung von fossilen oder teilweise fossilen Energieträgern in KVA, deren Hauptzweck die Entsorgung von Siedlungsabfällen nach Artikel 3 Buchstabe a VVEA ist.

Gemäss Anhang 7 Ziff. 20 der CO₂V kann die Produktion von fossil erzeugter Wärme oder Kälte, allenfalls gekoppelt mit der Produktion von Strom, die in regionale Fernwärme- und Fernkältenetze eingespeist wird, freiwillig am EHS teilnehmen.

Art. 19 CO₂V hält fest, dass für die Erzeugung von Elektrizität Betreibern von Anlagen keine Emissionsrechte kostenlos zugeteilt werden, wobei der Bundesrat Ausnahmen vorsehen kann. Von dieser Ausnahme hat der Bundesrat im Rahmen der geltenden CO₂V bisher keinen Gebrauch gemacht.

²⁰ Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (2021): Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen, Bern: s.n.

²¹ Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (2021): Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen, Bern: s.n.

Bei der Teilnahme am EHS wird nach Art. 17 CO₂V die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen auf Gesuch hin zurückerstattet. Abs. 2 hält aber für fossil-thermischen Kraftwerken fest, dass die Rückerstattung nur soweit erfolgt, wie der CO₂-Preis einen Mindestpreis übersteigt. Dieser richtet sich nach dem Mittelwert der externen Kosten abzüglich der Auktionskosten für die abgegebenen Emissionsrechte. Die Preise für CO₂ am europäischen Markt bewegen sich aktuell um 75 EUR/t.²²

Für alle anderen fossil oder teilweise fossil betriebenen WKK-Anlagen gilt die ordentliche Pflicht zur CO₂-Abgabe von aktuell 120 CHF/t (Art. 94 Abs. 1 lit. d CO₂V).

Betreiber von WKK-Anlagen, die weder am EHS teilnehmen noch eine Verminderungsverpflichtung eingegangen sind, erhalten nach Art. 32a i.V.m 32b CO₂V, die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen, die nachweislich zur Stromproduktion eingesetzt wurden, zu 60% zurückerstattet, sofern die primär auf die Produktion von Wärme ausgelegt ist und die energetischen, ökologischen oder anderen Mindestanforderungen erfüllt. Diese Regelung gilt gemäss Art. 98a CO₂V für Anlagen mit einer Wärmeleistung zwischen 0.5 und 20 MW, wobei die Obergrenze durch die Teilnahmepflicht am Emissionshandelssystem (EHS) gegeben ist.²³

Art. 32b definiert, dass die restlichen 40% nur zurückerstattet werden, sofern der Betreiber gegenüber dem Bund nachweist, dass er im Umfang dieser Mittel Massnahmen ergriffen hat für die Steigerung seiner eigenen Energieeffizienz oder der Energieeffizienz von Anlagen, die aus der WKK-Anlage Strom oder Wärme beziehen. Davon ist bei einer WKK-Anlage im Kraftwerksbetriebs i.d.R. nicht auszugehen.

Die gleichen Regeln gelten gemäss Art. 31a CO₂G im Grundsatz auch für WKK-Anlagen von Betreibern, welche eine Verminderungsverpflichtung eingegangen sind. Dieser Artikel soll im Rahmen der laufenden Gesetzesrevision per 1.1.2025 aufgehoben werden.

6.4 Investitions- und Betriebskostenbeiträge für Biomasseanlagen

Der ab 1. Januar 2023 gültige Art. 27 Abs. 3 EnG schliesst Anlagen, die teilweise noch fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen, von der Förderung mittels Investitionsbeiträgen aus. Gleiches gilt für Betriebskostenbeiträge (Art. 33a Abs. 5 lit. c EnG). Eine Förderung von fossil betriebenen WKK-Anlagen in einer Übergangsphase ist damit aktuell ausgeschlossen.

Gemäss dem erläuternden Bericht zur Revision der EnFV per 1. Januar 2023²⁴ werden mit dem rev. Art. 67 EnFV diejenigen Biomasseanlagenkategorien definiert, welche Anspruch auf einen Investitionsbeitrag haben. Es werden nur Anlagen gefördert, deren Hauptnutzen die Elektrizitätserzeugung ist und die vor Ort hergestelltes Biogas nutzen. Daraus folgt, dass reine WKK-Anlagen (Gaskraftwerke), die Erdgas oder Biogas aus dem Erdgasnetz zur Elektrizitätserzeugung nutzen, keinen Anspruch auf einen Investitionsbeitrag haben. Der Ausschluss von Biogas aus dem Erdgas-Netz ist gemäss Bundesrat notwendig, weil eine allfällige Kontrolle von Biomethan-Zertifikaten bei solchen Anlagen über die gesamte Lebensdauer der Anlage im Rahmen der Investitionsbeiträge nicht möglich sei.

²² EU-CO₂ EUA Dezember-Kontrakte; Cal 22 bei 70.84 EUR/t, Cal 23 bei 73.50 EU/t, Cal 24 bei 74.0 EUR/t; abgefragt am 9. September 2022.

²³ Ryttec (2022): Zwischenbericht Modul 1 - Reservekraftwerke Wärmekraftkopplung, Münsingen: BFE.

²⁴ Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK (2022): Erläuternder Bericht zur Revision der Energieförderungsverordnung, Bern: s.n.

6.5 Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung

Art. 9 Abs. 1 StromVG definiert die Beschaffung von Elektrizität, insbesondere über langfristige Bezugsverträge und über den Ausbau der Erzeugungskapazitäten, als Massnahme bei Gefährdung der Stromversorgung. Der Bundesrat kann gemäss Abs. 2 zu diesem Zweck u.a. wettbewerbliche Ausschreibungen für die Beschaffung von Elektrizität durchführen. Er legt in der Ausschreibung die Kriterien in Bezug auf die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit fest. Gemäss Abs. 3 haben bei der Elektrizitätsbeschaffung und beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten erneuerbare Energien Vorrang. Die Modalitäten entsprechender Ausschreibungen regelt der Bundesrat in einer spezifischen Verordnung. Unter welchen Voraussetzungen dabei WKK-Anlagen qualifizieren könnten, ist aktuell unklar.

Entstehen aus den Ausschreibungen nach Absatz 2 Mehrkosten, so werden diese gemäss Abs. 4 von Swissgrid mit einem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze finanziert. Für die Wasserkraftreserve sowie die ergänzende Reserve hat der Bundesrat in der am 25. Januar 2023 in Kraft gesetzte Winterreservenverordnung (WResV) festgelegt, dass die Finanzierung analog den Systemdienstleistungen läuft. Konkret gibt Art. 22 WResV vor, dass die Vorhalteentgelte und allfällige Abrufentschädigungen analog zu den Systemdienstleistungen nach Art. 15 Abs.2 lit. a StromVG als Teil des Netznutzungsentgelts des Übertragungsnetzes finanziert und als eigenständige Position von Swissgrid den Verteilnetzbetreibern in Rechnung gestellt (und von jeden weiterverrechnet) wird. Diese Zusatzposition für die Winterreserve wird sich auf rund 1.2 Rp./kWh belaufen und erstmals mit den SDL-Tarifen für das Kalenderjahr 2024 verrechnet werden können.

Für die Spitzenlast-Gaskraftwerke erwartet die EICom einen notwendigen Finanzierungsanteil je nach Typ und Zweistofffähigkeit zwischen 0.11 – 0.17 Rp./kWh (bemessen am gesamten Schweizer Strom-Absatz).²⁵ Für die ersten vertraglich gesicherten acht modularen, mobile Gasturbinen des Typs TM2500 mit je mindestens 30 Megawatt Leistung am Standort Birr betragen die jährlichen Kosten rund MCHF 30.

Mit der laufenden Revision des StromVG (Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien / "Mantelerlass") sieht der Bundesrat in seinem Entwurf zudem einen neuen Art. 9^{bis} vor. Dieser will eine Stärkung der Stromversorgung im Winter. Dazu soll per 2040 ein Kraftwerkszubau von 2 TWh realisiert werden. Die Produktion der Kraftwerke muss "im Winter sicher abrufbar und klimaneutral" sein. In erster Linie will der Bundesrat den Zubau über Speicherwasserkraftwerke erreichen. Zur Finanzierung will der Bundesrat einen "Winterzuschlag" von höchstens 0.2 Rp./kWh erheben. Der Ständerat hat den Winterzuschlag in der 1. Lesung gestrichen.

6.6 Produktion von erneuerbaren Gasen (Biogas, H₂, PtG)

In Bezug auf die Produktion von erneuerbaren Gasen bestehen heute in der Schweiz keine spezifischen gesetzlichen Rahmenbedingungen. Für den Bau gelten die generellen Vorgaben des RPG sowie des USG (vgl. Ziff. 2.7.2 vorstehend). Die Förderung beschränkt sich in der Schweiz bisher auf die Produktion von erneuerbarem Strom aus Biomasse (inkl. Biogas) gemäss Art. 19 («KEV»), Art. 27 (Investitionsbeiträge) und Art. 33a EnG. Die Produktion von Biogas, Wasserstoff (H₂) oder Power-to-Gas (PtG) besteht bisher nicht. Art. 15 Abs. 1 lit. b EnG postuliert einzig eine Abnahme- und Vergütungspflicht für

²⁵ Eidgenössische Elektrizitätskommission (EICom 2021): Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen, Bern: s.n.

Biogas für Netzbetreiber in ihrem Netzgebiet. Letztere hat aber nach unserem Kenntnisstand in der Praxis keine Relevanz, da die Biogasanlagen ihr Biogas entweder verstromen oder alternativ ihr Biogas mit langfristigen Verträgen mit Gasversorgern ins Gasnetz einspeisen.

Die Motion 22.3191 "Biogasanlagen sollen ihr Gas als Biomethan verkaufen können" von Nationalrätin Priska Wismer-Felder verlangt, dass auch Biogasanlagen, die das produzierte Gas ins Netz einspeisen, mit Investitionsbeiträgen gefördert werden – wie es dies auch das am 13. Juni 2021 an der Urne abgelehnte CO₂-Gesetz vorsah. Die Chancen auf eine Umsetzung der Motion stehen gut. So beantragt der Bundesrat Annahme. Der Nationalrat hat am 17.6.2022 bereits zugestimmt.

6.7 Energiespeicherung

Im Bereich der Energiespeicherung bestehen in der Schweiz vier wichtige Rahmenbedingungen:

Erstens die Befreiung der Pumpspeicher von den Netzentgelten und damit verbundenen Abgaben (Netzzuschlag) gemäss Art. 4 Abs. 1 lit. b StromVG. Dabei werden der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken nicht als Endverbraucher definiert. Gleichzeitig ist das Netznutzungsentgelt gemäss Art. 14 Abs. 2 nur von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt zu entrichten.

Zweitens wurden bisher im Rahmen der Rechtsauslegung weitere Formen der Stromspeicherung (Batterien) anders behandelt. Konkret muss in diesen Fällen die Netznutzung bezahlt werden bzw. werden solche Anlagen als «Endverbraucher» im Sinne des StromVG qualifiziert. Die EICom unterscheidet dabei in Anlehnung an die Empfehlung Netznutzungsmodell des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) neu zwischen «Speichern ohne Endverbrauch» und «Speichern mit Endverbrauch» hinter einem Anschlusspunkt²⁶. Massgeblich für die Unterscheidung ist, ob der Energiefluss vom Speicher vom Energiefluss für den Endverbrauch energiewirtschaftlich und messtechnisch entflochten werden kann. Der Bezug eines «Speichers ohne Endverbrauch» ist von der Netznutzungsentgeltspflicht befreit. Dies ist der Fall, wenn gar kein Endverbrauch möglich ist oder wenn messtechnisch die energiewirtschaftliche Trennung vom Endverbrauch sichergestellt werden kann.

In der Vorlage zum Mantelerlass sieht der Bundesrat allerdings vor, entgegen der geltenden Praxis der zur Speicherung in Batterien eingespeisene Strom per Gesetz der Netznutzungsentgeltspflicht zu unterstellen. So definiert im Entwurf des Bundesrats Art. 4 Abs. 1 lit. b StromVG die Speicherung neu generell als Endverbraucher.

Drittens bestehen Vorgaben zur Pflichtlagerhaltung für Erdgas. Die Grundsätze der Pflichtlagerhaltung bei Erdgas sind in der Verordnung über die Pflichtlagerhaltung von Erdgas (Erdgaspflichtlagerverordnung) festgelegt. Lagerpflichtig ist, wer im Sinne von Art. 4 Abs. 1 des Mineralölsteuergesetzes Erdgas zum ersten Mal im Inland in den steuerrechtlich freien Verkehr bringt²⁷. Das Ausmass der Gesamtpflichtlager wird nach Anhören der beteiligten Wirtschaftskreise durch das WBF (Eidgenössisches Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung) festgelegt. Die Finanzierung der Pflichtlagerhaltung erfolgt durch die Erhebung von Garantiefondsbeiträgen bei Erstinverkehrbringern durch Provisiogas. Gemäss Art. 2 Abs. 4 kann die Lagerpflicht durch eine finanzielle Beteiligung an der Lagerung von

²⁶ Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (2022): Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050, Bern: s.n.

²⁷ Provisiogas (o.D.): [online] <https://www.provisiogas.ch/pflichtlager/>.

Heizölextra-leicht in einem Ersatzpflichtlager erfüllt werden. Dies ist heute der Fall, da in der Schweiz keine Erdgasspeicher bestehen.

Im Kontext einer möglichen Gasmangellage im Winter 2022/23 hat der Bundesrat im Mai 2022 die Verordnung über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren Mangellage in der Erdgasversorgung erlassen. Dabei hat der die fünf regionalen Gasnetzbetreiber verpflichtet, Kapazitäten in grenznahen, ausländischen Gasspeichern zu erwerben und diese zu befüllen. Diese Vorgabe war aktuell bis Ende September 2023 befristet. Die entsprechenden Kosten werden über die regionalen Netzentgelte an die Endkunden weiterverrechnet.

An seiner Sitzung vom 29.6.2022 hat der Bundesrat zudem beschlossen, dass das UVEK (BFE) in Zusammenarbeit mit dem WBF (BWL) prüft, wie der Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz gefördert werden kann. Der Bundesrat veröffentlichte seinen Bericht zum Bau von Gasspeichern in der Schweiz am 9. November 2022.²⁸

7 Potenzial und Vorgehen zentrale WKK

Da ein rascher Ausbau von WKK-Kapazitäten vor allem an Standorten mit bestehenden Infrastrukturen anzustreben ist, sollen nachfolgend die Potenziale und Betriebsweise von WKK-Anlagen in grösseren thermischen Netzen aufgezeigt werden. Als Hauptenergiequellen konzentrieren wir uns auf Kehrrichtverwertungsanlagen, Holzheizkraftwerke und elektrische Grosswärmepumpen (Seethermie etc.). In der Schweiz werden jedoch über 1'000 thermische Netze betrieben, wovon rund 470 Anlagen eine Wärmeleistung von grösser als 1 MW haben.

Die nachfolgenden Erläuterungen wurden im Rahmen des BFE-Berichtes v. 3.11.2022, Winterstromreserve Beitrag der WKK (Rytec) bereits festgehalten.

7.1 Vorgehen und Annahmen für Potenzialermittlung

Zentrale WKK-Anlagen müssen einen Wärmebeitrag an ein Fernwärmenetz leisten. Für einen wirtschaftlichen Betrieb sind eine gewisse Anzahl Volllaststunden nötig. Im Weiteren gehen wir von durchschnittlich 2'000 Volllastbetriebsstunden im Winterhalbjahr aus. Gleichzeitig sollen die meist erneuerbaren Energieträgern in der Grundlast nicht verdrängt werden. Das Potenzial an effizient eingesetzter WKK-Abwärmeleistung wird somit anhand der Spitzenlastabdeckung in Fernwärmenetze ermittelt.

Als Basis für die Analyse der Fernwärmenetze, z.B. der Unterscheidung von Grundlast und Spitzenlast, dient die Jahresdauerlinie (siehe z.B. Abbildung 24). Das hier verwendete Fernwärmeprofil bzw. dessen Jahresdauerlinie entspricht einem typischen Fernwärmenetz im Schweizer Mittelland, welches mehrheitlich Komfortwärme liefert (Raumwärme und Warmwasser). Diese Jahresdauerlinie ist das Kernstück des Modells, welches zur Abschätzung verwendet wurde.

Die Ermittlung des WKK-Potenzials für die Wärme-Spitzenlastabdeckung wurde in folgenden Schritten vorgenommen:

²⁸ Der Bundesrat (2022): Energie: Bundesrat prüft Einrichtung von Speichern für Erdgas, Biogas und Wasserstoff in der Schweiz, admin.ch, [online] <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-91285.html>.


- Unterscheidung der bestehenden Fernwärmenetze nach Hauptenergieträger. Für jeden Hauptenergieträger wird das WKK-Potenzial – über alle Fernwärmenetze aggregiert – anhand des Modells separat abgeschätzt.
- Die Unterteilung in Grundlast und fossile Spitzenlast in den Fernwärmenetzen wird aufgrund der vorhandenen Grundlagen sowie Erfahrungswerten vorgenommen (VFS-Statistik, Liste thermische Netze, Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA, Geschäftsberichte etc.). Diese fossile Spitzenlast umreisst das maximale Potenzial für den Einsatz von WKK-Anlagen.

7.1.1 Annahmen

Die WKK-Spitzenlast entspricht nicht der gesamten Spitzenlast (Begründung siehe unten). Ein Teil der verbleibenden Spitzenlast wird weiterhin durch Heizkessel (HK) abgedeckt. Somit lässt sich die potenzielle WKK-Leistung wie folgt abschätzen:

$$\begin{aligned} \text{Wärmeleistung}_{WKK} &= \text{Wärmeleistung}_{Gesamt} - \text{Wärmeleistung}_{Grundlast} \\ &\quad - \text{Wärmeleistung}_{HK-Spitzenlast} \end{aligned}$$

Bei grösseren WKK-Anlagen ab rund 500 kWel ist das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung in etwa 1:1. Vereinfachend kann somit anhand der thermischen Dimensionierung auch die elektrische Leistung abgeleitet werden. Es wird sowohl thermisch als auch elektrisch ein Wirkungsgrad von 40 % verwendet, bezogen auf den unteren Heizwert (Hu).

Aus ökonomischen Überlegungen macht es Sinn, die Wärme-Spitzenlast nicht vollständig mit WKK abzudecken. Das WKK-Potenzial wird in diesem Modell als die Differenz zwischen Grundlast und der nach Planungshandbuch Fernwärme²⁹ definierten Auslegungsgrösse von Spitzenlast-Heizkesseln berechnet (40 % der Leistung bzw.  und 5-10 % der Energie).

Hinweis: Die Betrachtung wird an den aufsummierten Leistungen einzelner Fernwärmenetze vorgenommen und kann nicht umgekehrt auf die Einzelnetze übertragen werden. Die ermittelten Leistungspotenziale sind entsprechend mit gewissen Toleranzen zu betrachten.

Es sollen keine erneuerbaren Energieträger durch die WKK-Anlagen verdrängt werden. Mit WKK-Abwärme werden primär die zur Spitzenlast-Abdeckung eingesetzten fossilen Energieträger ersetzt.

Für die Abschätzung werden die neusten Zahlen zu den Fernwärmenetzen von 2020 verwendet. Die Datengrundlagen von thermischen Netzen sind für eine vollständige Potenzialermittlung nicht vorhanden. Die folgenden Berechnungen basieren auf einzelnen gut dokumentierten Betriebsdaten.

²⁹ Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme (2018): Planungshandbuch Fernwärme, s.I.: Bundesamt für Energie.

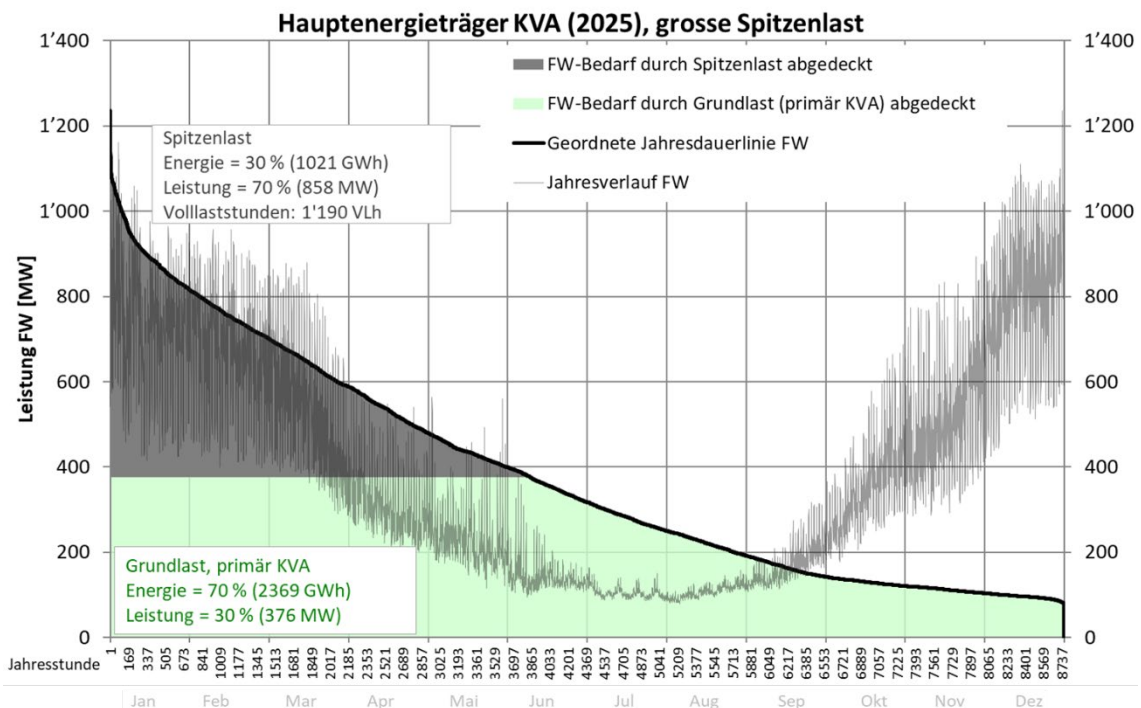


Abbildung 25. Summe der Fernwärmenetze «Hauptenergieträger Kehricht, grosse Spitzenlast»; Unterteilung in Grund- und Spitzenlast (Quelle: BFE-Bericht v. 3.11.2022, Winterstromreserve Beitrag der WKK)

Die Wärmenetze mit grossen Spitzenlasten bei sieben KVA-Betrieben benötigen gesamthaft rund 850 MW Wärme-Leistung aus Heizkesseln bzw. würden ein Substitutionspotenzial von mehr als 500 bis 1'000 GWh Erdgas und Heizöl bedeuten.

7.2 Bestand und Potenzial thermischer Netze

Die Fernwärmenetze in der Schweiz unterscheiden sich einerseits bezüglich Hauptenergieträger und andererseits bezüglich ihrer Grösse. Es werden generell nur Netze ab einer thermischen Leistung von 1 MW betrachtet, da in kleineren Netzen in der Regel keine Spitzenlastkessel vorhanden sind, oder diese nur als Back-up (Reservekessel) eingesetzt werden.

Insgesamt betrug 2020 die Wärmeabgabe via Fernwärmenetze in der Schweiz rund 8.5 TWh. Die Fernwärmenetze, die mit Kehricht und Holz als Hauptenergieträger betrieben werden, decken davon über 60% ab. Fernwärmenetze mit Umweltwärme als Hauptenergieträger decken knapp 10% ab. Erdgas und Heizöl werden hauptsächlich für die Spitzenlast in den Fernwärmenetzen, die mit Kehricht, Holz oder Umweltwärme betrieben werden, eingesetzt. Rein fossil betriebene Fernwärmenetze decken rund 5% bzw. 0.4 TWh des Wärmebedarfs ab. Die zunehmende Beimischung von Biogas zum Erdgas ist unbekannt.

In der Kategorie der Kehrichtverwertungsanlagen (KVA) wurde eine weitere Aufteilung vorgenommen, um den signifikanten Unterschieden zwischen den – generell grossen bis sehr grossen – Fernwärmenetzen gerecht zu werden.

Ein Grossteil der Fernwärmenetze der KVA (22 Standorte) sind nur so weit ausgebaut, dass die Wärmeauskopplung der KVA den Bedarf vollständig oder beinahe vollständig decken kann. Somit wird nur

ein kleiner Teil der Energie durch einen fossilen Spitzenlastkessel gedeckt. Diese werden wie folgt bezeichnet: «**Hauptenergieträger KVA, geringe Spitzenlast**».

Dem gegenüber stehen sehr stark ausgebaute Fernwärmenetze, meist in den Grossstädten, in denen die KVA im Winterhalbjahr den Wärmebedarf bei Weitem nicht mehr decken können. Sie werden als «**Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast**» bezeichnet. Ihre Wärmeauskopplung läuft im Winter praktisch dauerhaft am Anschlag, so dass der Bedarf an thermischer Spitzenlast bedeutend ist. Diese Netze verfügen oft auch über weitere Wärmeerzeuger aus Holz oder Umweltwärme, die in den untenstehenden Abbildungen in der Grundlast enthalten ist (grün). Die Grundlast stellt – über die sieben Standorte betrachtet – geschätzte 30% der max. Wärmeleistung und rund 70 % des Wärmebedarfs zur Verfügung. Um den hohen Bedarf an thermischer Spitzenlast abzudecken, werden fossile Heizkessel eingesetzt, vereinzelt auch bereits WKK-Anlagen.

Für die Fernwärmenetze mit Holz und Umweltwärme als Hauptenergieträger ist die Datengrundlage weniger vollständig und es wird auf eine tiefergehende Aufteilung der Fernwärmenetze verzichtet. Im Fokus stehen auch hier Fernwärmenetze mit einer Anschlussleistung > 1 MW.

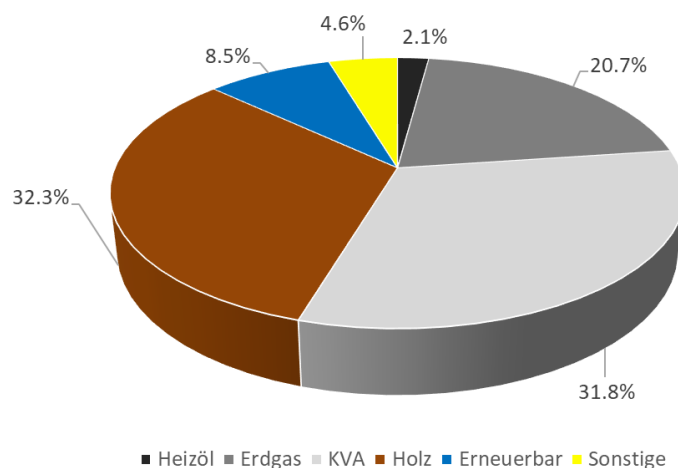


Abbildung 26. Fernwärme-Produktionsmix 2020 in der Schweiz nach Energieträger (Quelle: VFS-Statistik, ergänzt mit Daten von Holzenergie Schweiz).

7.3 Potenzial in thermischen Netzen

7.3.1 Erläuterung Potenzialermittlung anhand Jahresdauerlinie

In Abbildung 26 ist die Jahresdauerlinie der aggregierten Fernwärmenetze «Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast» für das Jahr 2025 dargestellt. Die grüne Fläche stellt die Grundlast dar (primär KVA, mit Anteilen von Holz und Umweltwärme), die braune Fläche die WKK-Spitzenlast («untere Spitzenlast» oder auch Mittellast) und die graue Fläche die Heizkessel-Spitzenlast (HK-Spitzenlast, «obere Spitzenlast»). Zudem ist auch das Fernwärmeprofil im Jahresverlauf sowie von Mitte März bis Mitte Mai dessen Tagesdurchschnittswert dargestellt. Anhand dieses Profils können die Betriebspunkte bei einem WKK-Reservebetrieb bzw. Vorhaltung von Energiereserve (anstelle der Wasserkraftreserve) ermittelt werden.

Die Grundlast in diesen Netzen deckt rund 30% der Leistung und 70% des Wärmebedarfes ab. Unter Berücksichtigung der «oberen Spitzenlast» (HK-Spitzenlast) leitet sich ein Potenzial von gut 350 MWth

WKK-Spitzenlast ab (29% der Leistung). Dies entspricht für die WKK-Anlagen einer Wärmesenke von 874 GWh. In Abbildung 28 ist dargelegt, wie sich dieses Potenzial an thermischer Leistung aus dem Modell ableiten lässt (Schritt 1). Aufgrund des angenommenen identischen elektrischen und thermischen Wirkungsgrades entspricht dies auch dem Potenzial an elektrischer Leistung (gut 350 MWel), welche in diesen Netzen für einen effizienten Betrieb installiert werden könnte.

In einem zweiten Schritt kann anhand des Modells abgeschätzt werden, ob der Einsatz dieser potenziellen WKK-Anlagen für die Speicherreserve im Frühjahr effizient geschehen kann. Dazu ist die ermittelte WKK-Leistung von 358 MW mit dem tagesgemittelten Fernwärmebedarf im Frühjahr zu vergleichen (s. Abbildung 28, Schritt 2). Es ist zu erkennen, dass ein Grossteil der WKK-Abwärme auch in der Strommangellage genutzt werden kann, vorausgesetzt der Hauptenergieträger wird verdrängt. Je später die Speicherreserve aktiviert wird, desto geringer fällt der Wärmenutzungsgrad aus. Aber auch im Mai können noch gut 2/3 der Wärme genutzt werden.

Eine Verdrängung des Hauptenergieträgers (KVA-Abwärme) durch WKK-Anlagen wirkt sich positiv auf die Strommangellage aus. Die Verdrängung von KVA-Wärme reduziert die Dampfentnahme bei der KVA-Turbine und erhöht somit mit einem Strom-zu-Wärme-Verhältnis von etwa 1:5 die Stromproduktion der KVA. Bei einer Aktivierung der WKK-Anlagen aufgrund einer Strommangellage würden die KVA die Stromproduktion erhöhen. Eine Reduktion der Verbrennungsmengen des Kehrriechts ist aufgrund der flexiblen Energienutzung nicht notwendig.

Somit kann innerhalb von bestehenden Fernwärmenetzen mit KVA als Hauptenergieträger eine ausreichende Wärmesenke für eine WKK-Leistung von rund 350 MWel aufgezeigt werden.

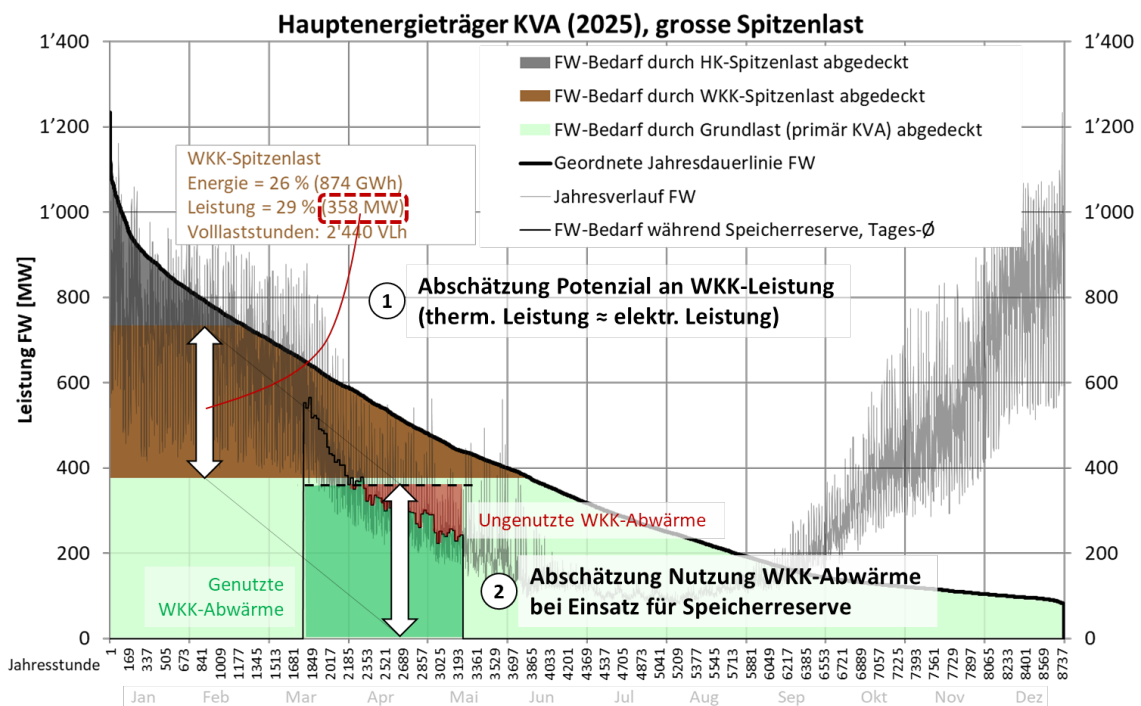


Abbildung 27: WKK-Potenzial in den Fernwärmenetzen mit «Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast». Schritt 1: Abschätzung der WKK-Leistung zwecks Abdeckung von Wärme-Spitzenlasten im Winter. Schritt 2: Abschätzung des WKK-Wärmenutzungsgrades der in Schritt 1 identifizierten WKK-Leistung bei einem Einsatz im Frühjahr im Rahmen der Speicherreserve.

7.3.2 Im Bestand

	Potenzial für WKK-Spitzenlast 2025	
	elektrische Leistung	elektrische Energie
Hauptenergieträger KVA (2025), grosse Spitzenlast	358 MW	873 GWh
Hauptenergieträger KVA (2025), geringe Spitzenlast	0 MW	0 GWh
Hauptenergieträger Holz (2025), Fernwärme > 1 MW	143 MW	294 GWh
Hauptenergieträger Umweltwärme (2025), Fernwärme > 1 MW	76 MW	171 GWh
Total	577 MW	1'338 GWh

Tabelle 4: Potenzial an installierbarer elektrischer WKK-Leistung für diverse Fernwärmenetze im Jahr 2025, bemessen an der jeweils not-wendigen thermischen Spitzenlast.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass in den bestehenden mittleren und grossen Fernwärmenetzen ausreichend grosse Wärmesenken vorhanden sind, um WKK-Anlagen mit mehreren hundert Megawatt elektrischer bzw. thermischer Leistung effizient zu betreiben. Das Potenzial für WKK-Spitzenlast für 2025 ist beträchtlich und wird auf über 500 MWel geschätzt (siehe Tabelle 4). Es ist wichtig anzumerken, dass dies die theoretisch zubaubare Leistung bezeichnet, die effizient in die Fernwärmenetze eingebunden werden könnte. Allerdings beschreibt dies nicht das bis ins Jahr 2025 umsetzbare, politisch akzeptierte, (ökonomisch-, ökologisch- und gesellschaftlich-) nachhaltige Potenzial.

Das mit gut 350 MWel grösste Potenzial liegt dabei in den sehr grossen, städtischen Fernwärmenetzen, welche KVA-Abwärme als Hauptenergieträger verwenden. Kaum gesichertes Potenzial für WKK-Spitzenlast gibt es hingegen in jenen Fernwärmenetzen, in welchen eine KVA den Fernwärmebedarf vollständig abdecken kann (allfälliges WKK-Potenzial im Einzelfall zu prüfen, häufig bestehen ambitionierte Pläne die Fernwärme auszubauen. Mehrere Stadtwerke³⁰ planen der einen Ausbau bzw. Neubau von Wärmeverbunden. Dieses Potenzial ist unter anderem auch bezüglich den Spezialfällen WKK-Cluster in den weiteren Abklärungen mit einzubeziehen.

Bei den rund 300 primär mit Holz betriebenen Fernwärmenetzen mit einer Anschlussleistung über 1 MW liegt das WKK-Spitzenlast-Potenzial bei rund 140 MWel. Bei den knapp 90 primär mit Umweltwärme gespeisten Fernwärmenetzen mit einer Anschlussleistung über 1 MW liegt das WKK-Spitzenlast-Potenzial bei rund 75 MWel. Aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit sind insbesondere die beiden Potenziale für Holz und Umweltwärme mit Vorsicht zu geniessen.

Über alle betrachteten Fernwärmenetze würden die WKK-Anlagen mit rund 2'000 bis 2'500 Volllaststunden pro Jahr betrieben werden (ohne Berücksichtigung des Einsatzes für die Speicherreserve).

Die beschriebene Nutzung der WKK-Anlagen im Winter zur Deckung eines Teils der Wärme-Spitzenlast liefert energieeffiziente Wärme und Strom. Dabei reduziert die zusätzliche Lieferung von Winterstrom den – oft fossilen – Importbedarf in der kalten Jahreszeit und kann zudem als Entlastung der Speichersseen genutzt werden, um allfällige Strommangellagen im Frühjahr zu reduzieren.

³⁰ Geplante Wärmenetze (k.A.a. Vollständigkeit): Zürich Oberland (KEZO), Kreuzlingen/Konstanz (KVA Thurgau, Bodensee), Fernwärme Chur, Fernwärme Frauenfeld (Holzkraftwerk), Fernwärme unteres Wiggerthal (KVA erzo),

Einsatz WKK für Speicherreserve	Installierte WKK-Leistung	Nutzungsgrad WKK-Abwärme bei Einsatz für Speicherreserve			
		März-Mai	März	April	Mai
Hauptenergieträger KVA (2025), grosse Spitzenlast	358 MW	82.2%	99.0%	81.7%	60.2%
Hauptenergieträger KVA (2025), geringe Spitzenlast	0 MW	-	-	-	-
Hauptenergieträger Holz (2025), Fernwärme > 1 MW	143 MW	96.8%	100.0%	98.3%	90.3%
Hauptenergieträger Umweltwärme (2025), Fernwärme > 1 MW	76 MW	90.1%	99.9%	91.2%	75.5%

Tabelle 5: Analyse des Nutzungsgrades der WKK-Abwärme bei einem Einsatz für die Speicherreserve (Mitte März bis Mitte Mai).

Bei einem Einsatz der WKK-Anlagen in einer Strommangellage im Frühjahr, beispielsweise im Rahmen der Speicherreserve, kann ein Grossteil der WKK-Abwärme in den Fernwärmenetzen genutzt werden (s. Tabelle 5).

7.3.3 Bei Ausbau thermischer Netze (urbane Gebiete)

Eine Abschätzung des Ausbaus der mittleren und grösseren Fernwärmenetze ist mit grossen Unsicherheiten behaftet. Basierend auf der konservativen Hauptannahme, dass der Fernwärmeabsatz in der Schweiz bis 2035 um rund 3 TWh zunimmt³¹, wurde der zusätzliche Wärmeabsatz auf die jeweiligen Spitzenlast-Anteile verteilt. Es wurde dasselbe Modell verwendet.

In der vom Bund, Kantonen und dem Gemeinde- und Städteverband kürzlich unterzeichneten Charta zum beschleunigten Ausbau thermischer Netze, wird sogar eine Verdoppelung des Fernwärmeabsatzes gesprochen. In diesem Falle resultiert eine Zunahme von rund 8 TWh.

Die grobe Abschätzung zeigt, dass das für 2025 hergeleitete Potenzial für einen effizienten Einsatz von WKK-Anlagen in Fernwärmenetzen bis 2035 um knapp 100 MWel zunehmen könnte (total ca. 650 – 700 MWel). Dieses zusätzliche WKK-Potenzial ist fast vollständig auf den erwarteten Ausbau der KVA-Fernwärmenetze zurückzuführen, welche heute noch nicht ihr gesamtes Wärmepotenzial nutzen («Hauptenergieträger KVA, geringe Spitzenlast»). Es wird davon ausgegangen, dass die aktuell noch geringe Spitzenlast in diesen Netzen künftig zunehmen wird. In den Netzen «Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast» wird trotz zusätzlichem Fernwärme-Ausbau mit einem Rückgang des WKK-Potenzials gerechnet, da hier zusätzliche erneuerbare Energieträger in der Grundlast eingesetzt werden dürften. In den Fernwärmenetzen mit Hauptenergieträger Holz und Umweltwärme wird von einem geringfügigen zusätzlichen WKK-Potenzial ausgegangen.

³¹ Abgestützt auf die Energieperspektiven 2050+ (Prognos), Szenario ZERO C

8 Gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen für WKK

Zur Erzielung des energiewirtschaftlichen Beitrags zur Versorgungssicherheit der Schweiz ist unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit von WKK eine Förderung des Zubaus einerseits und des Betriebs mit zunehmend erneuerbarem Gas andererseits notwendig. Für die Produktion und Speicherung von erneuerbarem Gas ist eine Förderung von inländischen Power-to-Gas sowie von Speichern wichtig. Ohne Power-to-Gas und ohne Speicherung im Inland ist eine Förderung von WKK-Anlagen ebenfalls sinnvoll, jedoch besteht dann hinsichtlich deren Speisung mit zunehmend erneuerbarem Gas eine hohe Auslandabhängigkeit.

Eine effiziente und effektive Förderung differenziert dabei den Zubau von WKK- und Power-to-Gas-Anlagen sowie deren Betrieb und ermöglicht die Prüfung von strategischen Gasspeichern im Inland. Die Förderung bettet sich idealerweise in die bestehenden Fördermodelle mittels Investitions- und Betriebskostenbeiträge gemäss geltendem EnG sowie in Art. 9 StromVG zur Versorgungssicherheit ein. Eine Kombination dieser Rahmenbedingungen dürfte für WKK- und Power-to-Gas-Anlagen die grösste Wirksamkeit und damit für Investoren und Betreiber die notwendige Investitionssicherheit ermöglichen. Hinsichtlich der Gasspeicherung im Inland sind Investitionsbeiträge analog zur Geothermie zu empfehlen.

Mit dem Ansatz, dass WKK-Anlagen die Hydro-Reserve sowie den Einsatz der Gasspitzenlastkraftwerke gemäss Art. 9 StromVG möglichst schonen bzw. vermeiden soll, muss die primäre Förderung auf Stufe Zubau und wärmegeführten Betrieb erfolgen. Dies kann sowohl in Art. 9 StromVG ergänzt wie auch mit wenigen Anpassungen im EnG sichergestellt werden. Mit dem hoch effizienten, wärmegeführten Betrieb werden heute rein fossil betriebene Spitzenlastkessel substituiert und damit die CO₂ Bilanz bereits in der Startphase mit überwiegend Erdgas als Brennstoff deutlich verbessert. Die Verbesserung im Vergleich zu Spitzenlastkesseln erfolgt infolge der Substitution von Öl durch Gas einerseits und der Stromproduktion (Wirkungsgrad) andererseits.

Entsprechend muss der aktuelle Ausschluss von der Förderung für wärmegeführte WKK-Anlagen unter Auflage des vollständigen erneuerbaren Betriebs bis 2035 die Förderung mittels einmaliger Investitionsbeiträgen in Art. 27 Abs. 3 EnG korrigiert werden. Zudem muss in Art. 67 EnFV auch der Betrieb von WKK mit Biogas aus dem Erdgas-Netz ermöglicht werden. Der aktuelle Ausschluss infolge anspruchsvoller Kontrollen über die Lebensdauer der Anlagen ist aufzuheben bzw. die Verpflichtung zur Erneuerbarkeit bis 2040 sicherzustellen. Dabei soll es nicht massgebend sein, ob Biogas über die Netzinfrastruktur transportiert oder vor Ort mittels Power-to-Gas oder anderen Verfahren selbst hergestellt wird. Der Nachweis der Erneuerbarkeit ist durch die Betreiber künftig mittels Herkunftsnachweisen sicherzustellen.

Die Förderung mittels Investitionsbeiträgen verbessert die wirtschaftliche Ausgangslage, ermöglicht aufgrund geringer Betriebsstunden (wärmegeführt) und der hohen Input-Kosten (zunehmend erneuerbares Gas) noch keinen wirtschaftlichen Betrieb. In diesem Fall helfen auch die Betriebskostenbeiträge gemäss dem neuen Art. 33a EnG, selbst wenn diese für WKK-Anlagen zugelassen würden, nicht. Diese sind so konzipiert, dass jeweils der Referenzmarktpreis in Abzug gebracht wird. Bei hohen Gas- und Strompreisen führt dies im Fall der WKK dazu, dass die Kosten stark über die Vergütung steigen und anstelle eines Beitrags mittels Stromreferenzpreis sogar eine Rückzahlung erfolgen müsste. Daher ist das heutige Modell der Betriebskostenbeiträge für Biomasseanlagen nicht auf WKK-Anlagen anwendbar. Für die Wirtschaftlichkeit der WKK-Anlagen relevant ist die Höhe der Gasbeschaffungskosten sowie der Spread zum Strompreis. Da Gas- und Strompreise stark korrelieren, geht es nicht um deren absolute Höhe, sondern primär um die Differenz.

Vor diesem Hintergrund wird eine Befreiung der Power-to-Gas-Anlagen analog den Pumpspeichern von den Netznutzungsentgelten und ein Betriebskostenbeitrag für erneuerbare Gase empfohlen. Gleichzeitig soll die Förderung des Zubaus von WKK-Anlagen mittels Investitionsbeiträgen oder Ausschreibungen ins Gesetz aufgenommen werden. Ergänzend sollen WKK in thermischen Netzen im Rahmen der Winterreserve analog zur Speicherwasserkraft an technologieoffenen Ausschreibungen für eine Energiereserve teilnehmen können.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung nach Technologien im Szenario ZERO Basis, Strategievariante "ausgeglichene Jahresbilanz 2050"; in TWh (Quelle: Prognos).....	17
Abbildung 2: Konzept eines Multi-Energy-Hubs (Quelle: Swisspower)	18
Abbildung 3: Multi-Energy-Hub (Quelle: Limeco).....	19
Abbildung 4: Aktueller Stromimport Schweiz und Produktionsmix Deutschland (Quelle: energy-charts.info).....	20
Abbildung 5: Integration von WKK-Anlagen anstelle fossiler Spitzenlastkessel (Quelle: Swisspower)	21
Abbildung 6: Betriebsweise von WKK-Anlagen (Quelle: Swisspower)	22
Abbildung 7: Potenzial WKK-Strom und Abwärme anstelle fossile Spitzenlastkessel (weiteres Potenzial in kleineren Wärmenetzen nicht eingeschlossen; Quelle: Swisspower).....	23
Abbildung 8: Leistungsbereich WKK und Datenbasis Wirtschaftlichkeitsrechnung (Quelle: Rytec)	24
Abbildung 9: Transition der flüssigen und gasförmigen Brennstoffe für WKK-Anlagen (Quelle: Swisspower, versch. Hersteller).....	25
Abbildung 10: Entwicklung Einsatz erneuerbare Brennstoffe im Gasnetz und flüssigen wasserstoffbasierten Brennstoffen (Quelle: Swisspower).....	26
Abbildung 11: Spezifische CO ₂ -Emissionen von WKK-Systemen (Quelle: Swisspower).....	27
Abbildung 12: Resultate IRR (Status Quo) in Abhängigkeit der Anlagengrösse und des Gaspreises (Quelle: Rytec, Swisspower)	29
Abbildung 13: Resultate IRR (mit Vorhaltung Energiereserve) in Abhängigkeit der Anzahl Wochen Stand-by-Betrieb (Teilnahme Ausschreibung) im Zeitraum Feb. bis Mai (Quelle: Rytec, Swisspower).....	30
Abbildung 14: Resultate IRR (Erneuerbare Energieträger und Förderung) in Abhängigkeit eines Betriebskostenbeitrages über einen Zeitraum von 15 Jahren (Quelle: Rytec, Swisspower).....	30
Abbildung 15: Übersicht Einsatzbereich WKK (Quelle: Swisspower).....	8
Abbildung 16: Vorgehen Multi-Energy-Hub Studie (Quelle: Swisspower)	11
Abbildung 17: Die vier Säulen der Stromversorgungssicherheit (produktionsseitig) (Quelle: BFE).....	37
Abbildung 18: Monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz 2021 (Quelle: BFE, Schw. Elektrizitätsstatistik)	38
Abbildung 19: Typische Tageskurven der Produktion und des Verbrauchs in der Woche vom 1. April 2019. Die Produktion wird pro Kanton angegeben. Grau ist in etwa der produzierte Atomstrom (d.h. vereinfacht dargestellt die drei Kantone mit Kernkraftwerken), in blau die Pumpspeicher- bzw. Speicherkraftwerke (d.h. die Bergkantone). Der Verlauf in Gelb zeigt den Verbrauch bzw. den Endverbrauch (Abzug von Pumpspeicherleistung und Netzverlusten). Die Differenz zwischen Produktion und Verbrauch wird durch Import bzw. Export abgeglichen.	39
Abbildung 20: WKK-Statistik (Quelle: Swisspower, BFS)	42
Abbildung 21: Abhängigkeit Strom-/Wärmeproduktion bei Wärmeauskopplung mittels Entnahmedampf (Quelle: Rytec).....	45
Abbildung 22: geordnete Jahresdauerlinie (Wärmeleistung), WKK-Mittellastabdeckung (Quelle: Swisspower).....	45
Abbildung 23: Energieversorgung eines MFH mit kombinierter WKK-Anlage (Quelle: Hybridbox, PtG-Kongress, 2022).....	49
Abbildung 24. Summe der Fernwärmenetze «Hauptenergieträger Kehricht, grosse Spitzenlast»; Unterteilung in Grund- und Spitzenlast (Quelle: Rytec).....	57
Abbildung 25. Fernwärme-Produktionsmix 2020 in der Schweiz nach Energieträger (Quelle: VFS-Statistik, ergänzt mit Daten von Holzenergie Schweiz).	58
Abbildung 26: WKK-Potenzial in den Fernwärmenetzen mit «Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast». Schritt 1: Abschätzung der WKK-Leistung zwecks Abdeckung von Wärme-Spitzenlasten	

im Winter. Schritt 2: Abschätzung des WKK-Wärmenutzungsgrades der in Schritt 1 identifizierten WKK-Leistung bei einem Einsatz im Frühjahr im Rahmen der Speicherreserve. 59

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Alternative Erzeugungssysteme bezüglich Wirtschaftlichkeit von WKK-Anlagen.....	21
Tabelle 2: Der Nutzen flächendeckender WKK-Systeme innerhalb Systemgrenze der Schweiz bzw. in Europa (Quelle: Swissspower).....	27
Tabelle 3: Betriebskosten und Investitionskosten nach Anlagengrösse (Quelle: Rytec).....	28
Tabelle 4: Potenzial an installierbarer elektrischer WKK-Leistung für diverse Fernwärmenetze im Jahr 2025, bemessen an der jeweils notwendigen thermischen Spitzenlast.	60
Tabelle 5: Analyse des Nutzungsgrades der WKK-Abwärme bei einem Einsatz für die Speicherreserve (Mitte März bis Mitte Mai).	61

Förderung von WKK-Anlagen in Deutschland

Die Förderung von Anlagen der Wärme-Kraft-Kopplung erfolgt in Deutschland im Wesentlichen durch vier Elemente

- Energiesteuergesetz (EnergieStG)
- Stromsteuergesetz (StromStG)
- KWK-Gesetz (KWKG)
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

WKK-Anlagen werden in Deutschland als KWK-Anlagen, also Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), bezeichnet.

Energiesteuer-Rückerstattung

In Deutschland unterliegen Brenn- und Kraftstoffe einer Energiesteuer. Für den Brennstoffanteil, der in einer KWK-Anlage zur gleichzeitigen Bereitstellung von Wärme und Strom verwendet wird, kann unter gewissen Voraussetzungen die vollständige Energiesteuer zurückerstattet werden.

Hierfür ist ein Rückerstattungsantrag beim Hauptzollamt zu stellen. Dieser muss spätestens bis zum 31.12. des Folgejahres gestellt werden. Die KWK-Anlage muss einen Mindestnutzungsgrad in Höhe von 70% während des Erstattungs-Zeitraums aufweisen, hocheffizient im Sinne der EU-Richtlinie 2012/27/EU sein und sich gemäß Einkommenssteuergesetz im Abschreibungszeitraum befinden.

Sollte lediglich ein Gesamtnutzungsgrad (Summe aus elektrischem und thermischem Wirkungsgrad) in Höhe von mindestens 70% nachgewiesen werden, erhält der Anlagenbetreiber auf Antrag eine teilweise Energiesteuer-Rückerstattung. Diese kann bei erdgasbetriebenen KWK-Anlagen bis zu 80% der Energiesteuer betragen.

Der Regelsatz für die Energiesteuer für die Verwendung von Erdgas zu Heizzwecken beträgt 5,5 Euro je MWh bezogen auf den Brennwert. Demnach ergeben sich umgerechnet auf die bereitgestellte elektrische Kilowattstunde bei einer vollständigen Energiesteuerrückerstattung spezifische Erlöse zwischen 1,3 Cent/kWh und 1,8 Cent/kWh.

Tabelle 1: Beispielhaft berechnete Auswirkungen der Energiesteuerrückerstattung

Energierückerstattung des BHKW bezogen auf elektrischer Kilowattstunde								
elektrische Leistung BHKW in kW _{el}	50	100	250	500	1.000	2.000	5.000	10.000
Energiesteuerrückerstattung in Cent/kWh _{el}	1,78	1,76	1,57	1,53	1,45	1,40	1,36	1,30

Die beihilferechtliche Genehmigung der EU für die Energiesteuer-Sonderregelungen Deutschlands laufen Ende 2022 aus. Demnach wird eine Anpassung der Regelungen für eine Energie- und Stromsteuer-Befreiung im Frühjahr 2023 erwartet.

Stromsteuer-Befreiung

KWK-Strom, der aus KWK-Anlagen bis 2 MW elektrischer Leistung in räumlicher Nähe stammt und selbst genutzt oder an Dritte direkt geliefert wird, ist von der Stromsteuer befreit. Die Stromsteuer, deren Regelsatz 2,05 Cent/kWh beträgt, fällt in solchen Fällen nicht an. Die räumliche Nähe beträgt 4,5 km. Der Strom kann dabei auch über das Netz der allgemeinen Versorgung – also dem öffentlichen Netz – verteilt werden. Dabei darf aber die Hoch- und Höchstspannungsebene nicht tangiert werden.

Während KWK-Anlagenbetreiber bis 50 kW elektrischer Bruttoleistung automatisch von der Stromsteuer befreit werden, müssen Anlagenbetreiber mit einer Modulleistung oberhalb 50 kW einen einmaligen Stromsteuerbefreiungsantrag beim zuständigen Hauptzollamt stellen.



KWK-Gesetz

Das KWK-Gesetz stellt das zentrale Förderelement für KWK-Anlagen in Deutschland dar. Das derzeitige KWK-Gesetz ermöglicht eine KWK-Förderung, sofern die KWK-Anlage den Dauerbetrieb bis zum 31.12.2026 aufnimmt bzw. fristgerecht bis zu diesem Zeitpunkt einen Ausschreibungszuschlag erhalten hat.

Gefördert wird u. a. KWK-Strom aus KWK-Anlagen, der auf Basis von Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen erzeugt wird. Biomethan wird als Brennstoff für KWK-Anlagen ab dem Jahr 2024 von einer Förderung nach dem KWK-Gesetz ausgeschlossen. Die Förderung von Biomethan erfolgt zukünftig nur noch für Spitzenlast(heiz)kraftwerke im Förderregime des EEG.

Gefördert werden im Rahmen des KWK-Gesetzes

- Errichtung neuer, modernisierter und nachgerüsteter KWK-Anlagen
- Ersatz von kohlebefeueten Anlagen (Kohleersatzbonus)
- Errichtung von Power-to-heat-Anlagen ab 2025 (beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt)
- Errichtung von Anlagen zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme in Verbindung mit einer KWK-Anlage in der Ausschreibung
- Errichtung innovative KWK-Systeme
- Errichtung von Wärme-/Kältenetze bei Nutzung von KWK-Wärme
- Errichtung von Wärme-/Kältespeicher bei Nutzung von KWK-Wärme

Die eigentliche KWK-Anlage wird mittels KWK-Zuschlagszahlungen gefördert, die zusätzlich zu den marktgetriebenen Stromerlösen gewährt werden. Grundsätzlich wird nur der KWK-Strom gefördert, der in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird.

Betreiber von KWK-Anlagen bis 100 kW elektrischer Leistung erhalten auch für den KWK-Strom, der außerhalb des Netzes der allgemeinen Versorgung selbst genutzt wird, eine Zuschlagszahlung. Außerdem erhalten KWK-Anlagenbetreiber eine KWK-Zuschlagszahlung für Strom, der außerhalb des öffentlichen Netzes an Dritte verkauft wird, wie dies z. B. bei einem Contracting- oder einem Mieterstrom-Konzept der Fall ist.

Betreiber von KWK-Anlagen bis 500 kW elektrischer Leistung sowie über 50 MW erhalten feste Fördersätze. Betreiber von KWK-Anlagen im Leistungssegment über 500 kW bis 50 MW müssen sich für eine KWK-Zuschlagszahlung im Rahmen einer Ausschreibung präqualifizieren.

Tabelle 2: Förderregime in Abhängigkeit vom Typ und der Leistung der KWK-Anlage

Anlagenleistung / Anlagentyp		≤ 500 kW	> 500 kW ≤ 50 MW			> 50 MW
			> 500 kW ≤ 1 MW	> 1 MW ≤ 10 MW	> 10 MW ≤ 50 MW	
Neue KWK-Anlage		feste Zuschläge	Ausschreibung			feste Zuschläge
Modernisierte KWK-Anlagen	> 10%	keine	keine	keine		
	> 25%	feste Zuschläge				
	> 50%		Ausschreibung			
Nachgerüstete KWK-Anlagen		feste Zuschläge				
iKWK-Systeme		keine	Ausschreibung		keine	

Modernisierte KWK-Anlagen sind Bestandsanlagen, deren effizienzbestimmende Teile gegen fabrikneue Bestandteile ausgetauscht wurden. Dabei müssen Investitionskosten anfallen, die mindestens 25% bzw. 50% der Kosten betragen, die eine Neuanlage gekostet hätte. Eine erfolgreiche Modernisierung kann erst nach 5 Jahren (25% Modernisierung) bzw. 10 Jahre (50% Modernisierung) erfolgen. Außerdem muss gegenüber der Bestandsanlage eine Effizienzverbesserung im Zuge der Modernisierung erreicht werden.

Die Höhe der festen KWK-Zuschlagssätze ist abhängig von der Leistung der KWK-Anlage und dem Verwendungszweck des KWK-Stroms.

Betreiber von KWK-Anlagen bis 50 kW erhalten höhere KWK-Zuschlagszahlungen. Der KWK-Zuschlag beträgt für KWK-Anlagen bis 50 kW für die Strommengen, die über das Netz der allgemeinen Versorgung verteilt werden, 16 Cent/kWh. Der Zuschlagssatz für die KWK-Strommengen, die außerhalb des öffentlichen Netzes genutzt werden (z. B. Eigenversorgung, Contracting in Kundenanlage, Mieterstrom), beträgt 8 Cent/kWh.

Bei KWK-Leistungen oberhalb 50 kW ist der Zuschlagssatz im Leistungsanteil bis 50 kW nur halb so hoch. Die nachfolgende Tabelle gibt die jeweiligen Förderhöhen für die Leistungsklasse und die Stromverwendung an.

Tabelle 3: Übersicht über KWK-Zuschläge der unterschiedlichen Leistungsanteile

KWK-Zuschläge in Cent/kWh für KWK-Anlagen größer 50 kW							
	≤ 50 kW	> 50 ≤ 100 kW	> 100 ≤ 250 kW	> 250 ≤ 500 kW	> 500 kW ≤ 2 MW	> 2 MW ≤ 50 MW	> 50 MW
in das öffentliche Netz eingespeister Strom							
§ 7 Abs. 11 KWKG	8,0	6,0	5,0	4,4	4,4	3,1 / 3,4 / 3,92	3,1 / 3,4 / 3,92
nicht in das öffentliche Netz eingespeister Strom							
§ 7 Abs. 2 Nr. 1 KWKG Eigenversorgung ohne Lieferung an Dritte	4,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
§ 7 Abs. 2 Nr. 2 KWKG Objektversorgung mit Lieferung an Dritte	4,0	3,0	2,0	1,5	1,5	1,0	1,0
§ 7 Abs. 2 Nr. 3 KWKG Stromkostenintensive Industrie	5,41	4,0	4,0	2,4	2,4	1,8	1,8

Bei der Berechnung der spezifischen Fördersätze werden die höheren KWK-Zuschläge der unteren Leistungsklassen anteilig angerechnet. Daraus ergeben sich die beispielhaft berechneten Zuschlagssätze.

Tabelle 4: Beispielhafte spezifische Fördersätze

Spezifische KWK-Zuschläge	50 kW	100 kW	150 kW	250 kW	500 kW
ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeiste KWK- Strommenge	16,00 Cent/kWh	7,00 Cent/kWh	6,33 Cent/kWh	5,80 Cent/kWh	5,10 Cent/kWh
außerhalb des Netzes der allgemeinen Versorgung für die Eigenversorgung genutzte KWK- Strommenge	8,00 Cent/kWh	3,50 Cent/kWh	0,00 Cent/kWh	0,00 Cent/kWh	0,00 Cent/kWh
Außerhalb des Netzes der allgemeinen Versorgung für den Stromverkauf an Dritte (z.B. Mieterstrom, Contracting) genutzte KWK-Strommenge	8,00 Cent/kWh	3,50 Cent/kWh	3,00 Cent/kWh	2,60 Cent/kWh	2,05 Cent/kWh
außerhalb des Netzes der allgemeinen Versorgung von Unternehmen der besonderen Ausgleichsregelung (stromkostenintensive Industrie) genutzte KWK-Strommenge	8,00 Cent/kWh	4,71 Cent/kWh	4,47 Cent/kWh	4,28 Cent/kWh	3,34 Cent/kWh

Die übliche Förderdauer beträgt bei neu installierten KWK-Anlagen 30.000 Vollbenutzungsstunden. Bei modernisierten KWK-Anlagen variiert die Förderdauer in Abhängigkeit vom Modernisierungsgrad zwischen 15.000 Vollbenutzungsstunden und 30.000 Vollbenutzungsstunden. Innovative KWK-Anlagen erhalten eine Förderung über 45.000 Vollbenutzungsstunden – längstens jedoch 30 Jahre.

Tabelle 5: Übersicht über Förderdauer in Vollbenutzungsstunden

Anlage-kategorie	Leistungssegment & weitere Voraussetzungen		Vollbenutzungsstunden (Vbh)	Vbh pro Kalenderjahr
Neue KWK-Anlage	bis zu 500 kW_{el} (inkl. Anlage bis 50 kW _{el}) / über 50 MW _{el}		30.000	ab 2023: 4.000 ab 2025: 3.500 ab 2030: 2.500
	über 500 kW_{el} bis zu 50 MW _{el} (Ausschreibung)		30.000	3.500 Vbh/a max. 30 Jahre
Modernisierte KWK-Anlage	bis zu 500 kW_{el} / über 50 MW _{el}	mind. 25% der Neuerrichtungskosten & Karenzzeit: 5 Jahre	15.000	ab 2023: 4.000 ab 2025: 3.500 ab 2030: 2.500
		mind. 50% der Neuerrichtungskosten & Karenzzeit: 10 Jahre	30.000	
	über 500 kW_{el} bis 50 MW _{el} (Ausschreibung)	mind. 50% der Neuerrichtungskosten & Karenzzeit: 10 Jahre	30.000	3.500 Vbh/a max. 30 Jahre
Nachgerüstete KWK-Anlage	mind. 10% der Neuerrichtungskosten		10.000	ab 2023: 4.000 ab 2025: 3.500 ab 2030: 2.500
	mind. 25% der Neuerrichtungskosten		15.000	
	mind. 50% der Neuerrichtungskosten		30.000	
iKWK-System	über 1 MW _{el} bis zu 10 MW _{el} (Ausschreibung)		45.000	3.500 Vbh/a max. 30 Jahre

Bei allen KWK-Anlagen mit festen Fördersätzen wird die jährliche Förderdauer pro Jahr auf eine maximale Vollbenutzungsstunden-Anzahl begrenzt. Diese jährliche Begrenzung wird forciert und beträgt im Jahre 2025 z. B. 3.500 Stunden und reduziert sich in fünf Stufen bis zum Jahre 2030 auf maximal 2.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Bei KWK-Ausschreibungen existiert eine einheitliche Beschränkung auf maximal 3.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr. Dies bedeutet nicht, dass die KWK-Anlagen nur diese Vollbenutzungsstundenanzahl pro Jahr laufen dürfen. Jedoch ist die jährliche Förderdauer auf diese Vollbenutzungsstundenanzahl begrenzt.

Während negativer Stundenkontrakte an der Strombörse erhält ein Betreiber für den KWK-Strom keine Zuschläge. Die Laufzeit während negativer Stundenkontrakten wird aber von der Förderdauer der jeweiligen Anlage abgezogen (Pönale).

Um eine Förderung nach dem KWK-Gesetz zu erhalten, müssen Betreiber nachweisen, dass die KWK-Anlage hocheffizient ist und keine bestehende Fernwärmeversorgung auf Basis von KWK-Wärme verdrängt. KWK-Anlagen ab 25 kW müssen über intelligente Messsysteme fernsteuerbar sein. Es ist ein fristgerechter Zulassungsantrag bei der zuständigen Behörde (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle – BAFA) sowie ein Eintrag der KWK-Anlage in das öffentliche Marktstammdatenregister unmittelbar nach der Inbetriebnahme erforderlich. Zukünftig müssen KWK-Anlagen nachweisen, dass sie ohne größere Umbauten mit 100% Wasserstoff betrieben werden können. Diese Regelung betrifft derzeit aber nur KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mindestens 10 MW.

Praxisbeispiel KWK-Förderung nach dem KWK-Gesetz

Eine Betreiberin einer KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 150 kW liefert im Jahre 2025 in 4.000 Betriebsstunden insgesamt 600.000 kWh KWK-Strom.

Von diesen 600.000 kWh KWK-Strom werden 150.000 kWh selbst genutzt, 250.000 kWh an Dritte innerhalb der Kundenanlage geliefert (Mieterstrom) und 200.000 kWh in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist.

Da die KWK-Anlage eine elektrische Leistung von mehr als 100 kW aufweist, erhält die Betreiberin für die selbstgenutzte KWK-Strommenge (150.000 kWh) keinen KWK-Zuschlag. Für die Strommenge, die innerhalb der Kundenanlage an Dritte geliefert wird, erhält die Betreiberin 3,0 Cent/kWh KWK-Zuschlag und für den in das Netz eingespeiste KWK-Strommenge 6,33 Cent/kWh (siehe Tabelle 4).

Im Jahre 2025 werden insgesamt 450.000 kWh KWK-Strom mit einem KWK-Zuschlag gefördert. Dies entspricht bei einer KWK-Leistung von 150 kW einer Zuschlagsberechtigung in Höhe von 3.000 Vollbenutzungsstunden.

Da diese Anzahl der zuschlagsberechtigten Vollbenutzungsstunden unter der maximal förderfähigen jährlichen Vollbenutzungsstundenanzahl für das Jahr 2025 in Höhe von 3.500 Stunden liegt, erfolgt keine Reduzierung des Förderanspruchs.

Die Betreiberin muss im Rahmen einer Jahresmeldung dem Netzbetreiber melden, ob zuschlagsberechtigte KWK-Strommengen während negativer Stundenkontrakte an der Strombörse geliefert wurden. Für diese Strommengen erhält die Betreiberin keine Zuschlagszahlungen. Die entsprechenden Vollbenutzungsstunden werden aber vom Förderzeitraum (z. B. 30.000 Vollbenutzungsstunden) abgezogen.

Ausschreibungen

Betreiber von KWK-Anlagen im Leistungsbereich über 500 kW bis 50 MW müssen sich für eine KWK-Förderung im Rahmen einer Ausschreibung präqualifizieren. Der von KWK-Anlagen im Ausschreibungssegment bereitgestellte Strom muss vollständig in das öffentliche Netz eingespeist werden. Eine Eigennutzung oder ein Verkauf an Dritte außerhalb des Netzes der allgemeinen Versorgung ist nicht zulässig.

Diese Ausschreibungen werden zwei Mal pro Jahr (Juni und Dezember) von der Bundesnetzagentur bundesweit ausgeschrieben.

Die Ergebnisse der bisher stattgefundenen Ausschreibungen konventioneller KWK-Anlagen kann der nachfolgenden Grafik entnommen werden. Angegeben wird jeweils das niedrigste und höchste bezuschlagte Gebot, der mengengewichtete Durchschnittswert (rote Linie) sowie die bezuschlagte KWK-Leistung in Kilowatt.

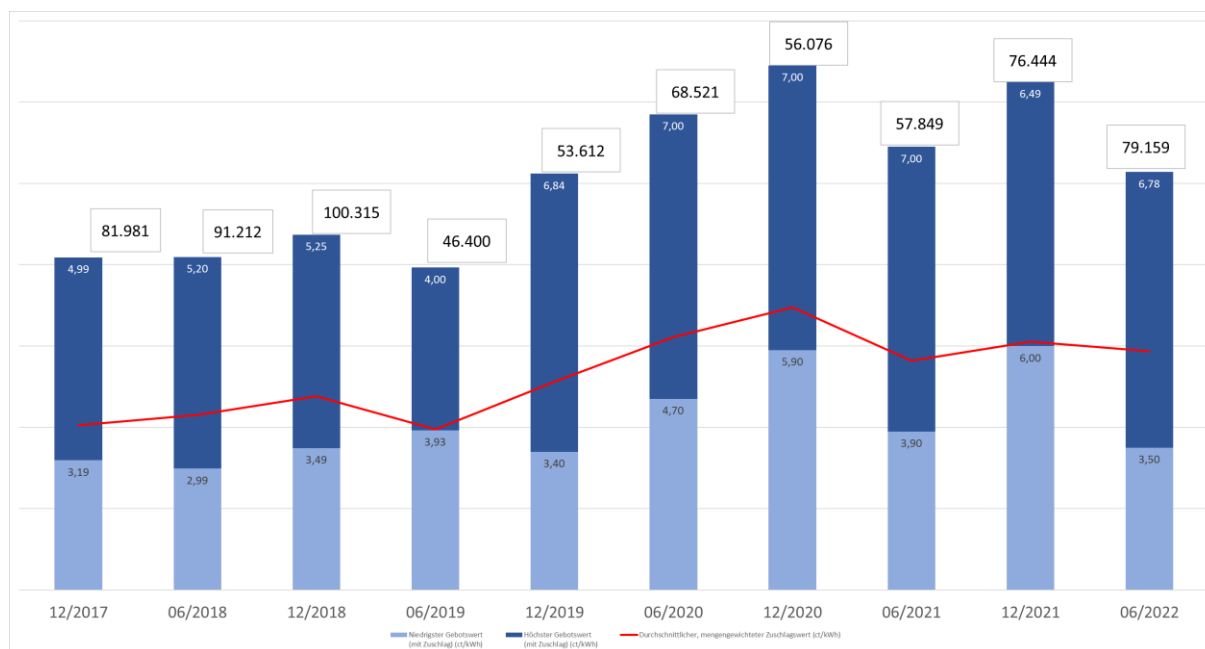


Abbildung 1: Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für KWK-Anlagen (Quelle: Bundesnetzagentur)

Innovative KWK-Systeme sind besonders energieeffiziente und treibhausarme Systeme, in denen KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme aus erneuerbaren Energien KWK-Strom und Wärme bedarfsgerecht erzeugen oder umwandeln. Innovative KWK-Systeme setzen sich mindestens aus einer KWK-Anlage, einer Komponente zur Bereitstellung innovativer erneuerbarer Wärme (z. B. Solarthermie oder Wärmepumpe) sowie einem elektrischen Wärmeerzeuger (z. B. direktelektrischer Heizkessel) zusammen. Die einzelnen Komponenten des innovativen KWK-Systems müssen gemeinsam geregelt und gesteuert werden. Die Leistung der KWK-Anlage bei innovativen KWK-Systemen kann zwischen 500 kW und 10 MW betragen.

Die maximale Gebotshöhe ist bei konventionellen KWK-Ausschreibungen auf 7 Cent/kWh und bei Ausschreibungen innovativer KWK auf 11 Cent/kWh gedeckelt.

Die Ergebnisse der bisher stattgefundenen Ausschreibungen innovativer KWK-Anlagen kann der nachfolgenden Grafik entnommen werden. Angegeben wird jeweils das niedrigste und höchste bezuschlagte Gebot, der mengengewichtete Durchschnittswert (rote Linie) sowie die bezuschlagte KWK-Leistung in Kilowatt.

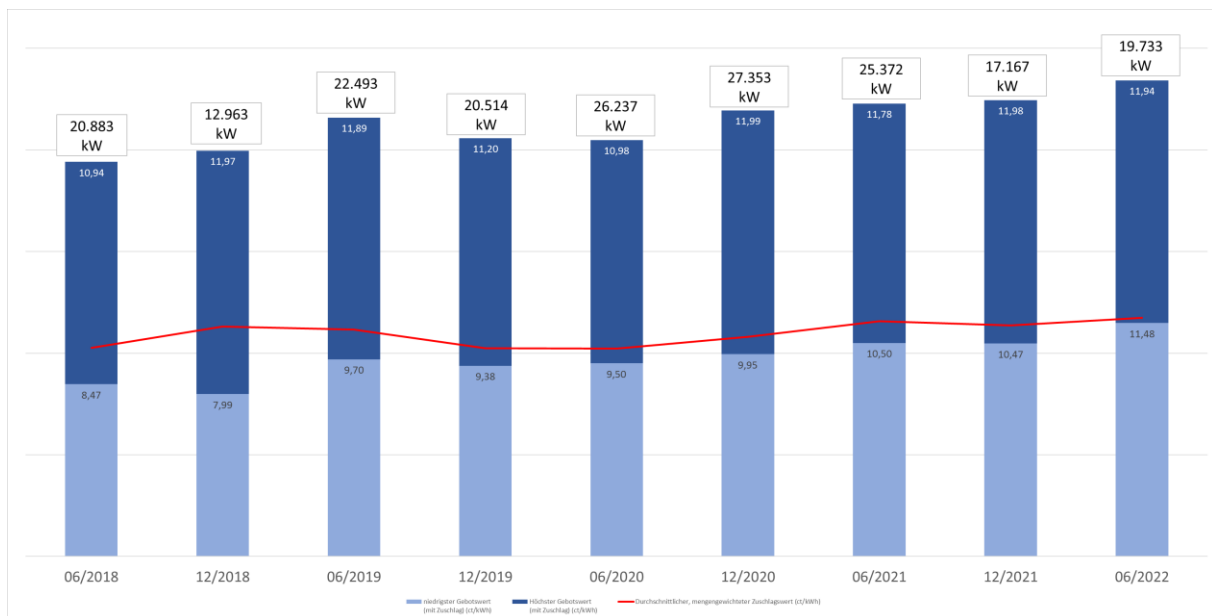


Abbildung 2: Ergebnisse der Ausschreibungsrunden innovativer KWK-Anlagen (Quelle: Bundesnetzagentur)

Die genauen Regelungen im Rahmen der KWK-Ausschreibung werden in den [Dokumenten der ausführenden Behörde](#), dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erläutert. Dort sind u. a. Übersichten über die bei der Zulassung notwendigen Formulare sowie zahlreiche Merkblätter mit Begriffsdefinitionen und Erläuterungen verfügbar, die regelmäßig aktualisiert werden.

Förderung von Wärme- und Kältenetze

Der Neu- und Ausbau von Wärmenetzen wird im KWK-Gesetz gefördert, sofern die Wärme im Netz zu mindestens 75 Prozent aus KWK-Anlagen stammt. Alternativ genügt ein Wärmemix aus KWK-Wärme, Wärme aus erneuerbaren Energien und/oder industrieller Abwärme in Höhe von 75 Prozent, sofern mindestens 10 Prozent KWK-Wärme vorhanden sind. Die Quote ist innerhalb von 36 Monaten ab Inbetriebnahme des Wärmenetzes zu erreichen

Fernwärmeprojekte sind förderfähig, wenn sie die im Gesetz genannten Bedingungen erfüllen. Hierzu gehört z. B. die Pflicht, mindestens einen Abnehmer zu versorgen, der nicht Betreiber der KWK-Anlage ist.

Der Zuschlag beträgt bis zu 40 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten des Neu- oder Ausbaus.

Förderung vom Wärme- und Kältespeicher

Auch fabrikneue Speicher, deren eingespeicherte Wärme bzw. Kälte zu mindestens 50 Prozent aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung bzw. der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung stammen, können nach dem KWK-Gesetz gefördert werden.

Die Wärme- bzw. Kältespeicher sind förderfähig, wenn sie die im Gesetz genannten Bedingungen wie z. B. die Vorgaben an den Wärmedämmstandard erfüllen.

Der Zuschlag beträgt 250 Euro pro Kubikmeter Wasseräquivalent des Speichervolumens für Wärmespeicher bis zu 50 Kubikmetern Wasseräquivalent. Bei Speichern mit einem Volumen von mehr als 50 Kubikmetern Wasseräquivalent beträgt der Zuschlag jedoch höchstens 30 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten.

Die Investitionsförderung des KWK-Gesetzes für Netze und Speicher wird in Deutschland durch den jeweils zuständigen Übertragungsnetzbetreiber ausbezahlt. Teilweise sind Wirtschaftsprüfer-Testate für eine Antragsstellung erforderlich. Die Antragsstellung erfolgt erst nach der Inbetriebnahme der Netze bzw. Speicher.



Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz

Betreiber von Biomasse-Anlagen bis 150 kW erhalten gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eine Festvergütung. Ab 2023 gilt bei Biomasse-Anlagen bis 150 kW ein Förderausschluss, wenn Biomethan eingesetzt wird.

Betreiber biomassebetriebener KWK-Anlagen ab 150 kW müssen sich in einer Biomasse-Ausschreibung für eine Förderung präqualifizieren.

Stromerzeugungsanlagen, die mit Biomethan betrieben werden, können nicht an Biomasseausschreibungen teilnehmen. Für diese Anlagen existieren spezielle Biomethanausschreibungen.

Die folgende Tabelle vermittelt eine Übersicht über die Vergütungen im Biomasse-Bereich gemäß dem EEG.

Tabelle 6: Übersicht über Förderung gemäß EEG 2023

	Biomasse i. S. d. BiomasseV ohne Biomethan	Biomethan	Gülle	Bioabfälle
bis 75 kW	12,67 Cent/kWh	-	22,00 Cent/kWh*	14,16 Cent/kWh*
bis 150 kW			19,00 Cent/kWh*	
bis 500 kW	Ausschreibungs- pflicht	Ausschreibungs- pflicht	-	12,54 Cent/kWh*
bis 5 MW				
bis 20 MW				

* bezieht sich auf die Bemessungsleistung

Ausschlaggebend für die Vergütung insbesondere im Bereich der Nutzung von Gülle und Bioabfällen ist die Bemessungsleistung. Diese errechnet sich aus der jährlich in der jeweiligen Anlage erzeugten Strommenge geteilt durch die kalenderjährlichen Jahresstunden (8.760 Stunden). Im Gegensatz zum Leistungsbegriff im KWK-Gesetz, der sich auf das technische Datenblatt der KWK-Anlage bezieht, kann sich die Bemessungsleistung in Abhängigkeit von der produzierten Strommenge jedes Jahr ändern.

Bei den Biomethanausschreibungen können ausschließlich neue Biomethan-KWK-Anlagen gefördert werden. Lediglich 10% der Höchstbemessungsleistung – also 876 Vollbenutzungsstunden pro Jahr - werden bei biomethanbetriebenen KWK-Anlagen gefördert.

Umlagen für KWK- und EEG-Förderung

Die Umlage der Kosten für die KWK-Zuschläge ist geregelt im Energie-Finanzierungsgesetz (EnFG). Dabei existieren Privilegierungen u. a. für Stromspeicher, Elektroladesäulen und Wärmepumpen sowie stromkostenintensive Unternehmen. Die KWKG-Umlage für das Jahr 2023 beträgt 0,357 Cent/kWh (2022: 0,378 Cent/kWh) und wird als zusätzliche Netz-Umlage über die Stromrechnung abgerechnet.

Das EEG-Umlageabsenkungsgesetz senkt für den Zeitraum vom 01.07. bis 31.12.2022 die EEG-Umlage auf „0“. Diese Regelung wird gegenfinanziert aus Mitteln des Bundeshaushaltes insbesondere aus Einnahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetz.

Mit Wirkung zum 01.01.2023 wird die EEG-Umlage als Teil des Strombezugspreises abgeschafft. Die Finanzierung der Förderung erneuerbarer Energien erfolgt zukünftig durch den Bundeshaushalt.

Kumulierungsverbote

Hinsichtlich der Kumulierung unterschiedlicher Förderungen existieren in Deutschland teilweise Kumulierungsverbote.

Strommengen, die nach dem Förderregime des EEG vergütet werden, können nicht gleichzeitig nach dem KWK-Gesetz gefördert werden. Bei KWK-Ausschreibungen müssen Stromsteuer-Befreiungen angerechnet werden.

Direkte Finanzierungsförderungen (Investitionskosten-Förderungen) der öffentlichen Hand müssen bei der Energiesteuer-Rückerstattung (Energiesteuergesetz) und dem KWK-Gesetz (KWKG) berücksichtigt werden.

Beim KWK-Gesetz führen Investitionsförderungen der öffentlichen Hand im Regelfall zum Ausschluss aus dem Förderregime des KWK-Gesetzes.

Entwurf Konzeptpapier

Erneuerbare Gase: Erleichterter Import und Förderung Produktion im Inland

Erläuterungen zum massenbilanziellen Import von erneuerbaren Gasen mittels eines Schweizer Biogas-Bilanzmodells als Basis für die Rückerstattung der CO₂-Abgabe – und deren befristete Zweckbindung für den beschleunigten Zubau von Biogasanlagen im Inland

18.01.2023

Projektträger

Swisspower Green Gas AG
Swissgas AG
Open Energy Platform AG (OpenEP)
Gasverbund Mittelland (GVM)

ENTWURF

Erleichterer Import und
Förderung Produktion erneuerbarer Gase im Inland



Impressum

Swisspower AG
Schweizerhof-Passage 7
3011 Bern

Autoren

Thomas Peyer, Geschäftsführer Swisspower Green Gas AG
Michael Grossen, Swissgas AG
Christoph Strathmann, ACA Administration Consulting AG

ENTWURF

Erleichterter Import und
Förderung Produktion erneuerbarer Gase im Inland



Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	4
2.	Zielsetzungen	5
3.	Regulatorische Herausforderungen	6
3.1.	CO2-Abgabe Rückerstattung	8
4.	Massenbilanzieller Import von erneuerbaren Gasen	9

1. Einleitung

Die Dekarbonisierung des Erdgassystems ist eine grundsätzliche Voraussetzung, um die Rolle der Gasversorgung bezüglich der Energiestrategie 2050 und der Klimaschutzziele aufzuzeigen. Der europäische Gasverbrauch beträgt rund 4'000 TWh pro Jahr. Die Schweiz importiert jährlich rund 35 TWh Erdgas. Die aktuelle inländische Produktion von erneuerbaren Gasen beträgt 0.4 TWh. Rund 1.8 TWh erneuerbare Gase werden in Form von Herkunftsnachweisen (bzw. Zertifikaten) importiert, Tendenz steigend.

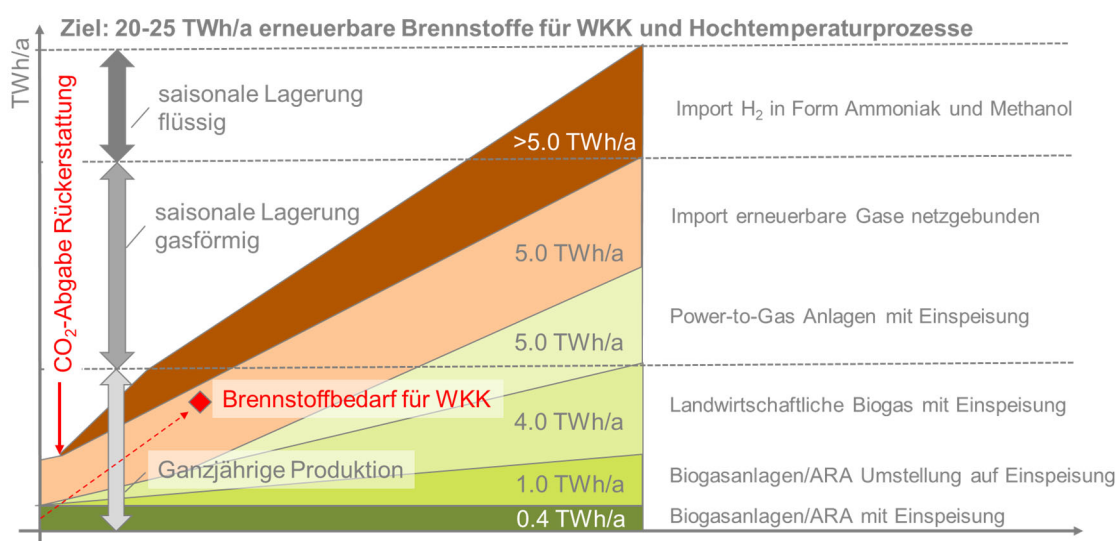


Bild: Dekarbonisierung des schweizerischen Erdgassystems (eigene Darstellung).

Das langfristige Potenzial zur Produktion erneuerbarer Gase im Inland beträgt rund 10-15 TWh pro Jahr. Die effektive Menge des im Inland produzierten erneuerbaren Gases ist abhängig vom Zubau der Photovoltaik und der Power-to-Gas-Anlagen in der Schweiz. Dazu kommt das noch ungenutzte Potenzial, vor allem in der Landwirtschaft, von rund 4-5 TWh pro Jahr der Biogasproduktion im Inland. Zusammen mit den Importmengen besteht ein Potenzial erneuerbarer Gase von jährlich 20-25 TWh.

In jedem Falle ist eine saisonale Erzeugung von Wasserstoff bzw. synthetischen Gasen im Sommer und deren Speicherung für den Winter notwendig. Langfristig braucht es deshalb eine saisonale Gasspeicherkapazität von ca. 10 TWh. Aus wirtschaftlichen Überlegungen sind Importe von erneuerbaren Brenn- und Treibstoffen aus Wasserstoff bzw. dessen flüssige Umwandlungsprodukte (Ammoniak, Methanol) unbedingt mit zu berücksichtigen. Flüssige Treibstoffe sind einfacher zu transportieren und lagern.

Erneuerbare Gase sollen in Zukunft möglichst für hocheffiziente Technologien oder bei Hochtemperaturprozessen zum Einsatz kommen. Folglich ist der Einsatz von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) anzustreben. Die mit erneuerbaren Gasen betriebenen WKK-Anlagen können einerseits einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit

der Schweiz mit Strom beitragen. Zudem sind sie von grosser Bedeutung für die Dekarbonisierung und den Ausbau der Fernwärmenetze der Schweiz, bei denen die WKK-Anlagen die heutigen, ineffizienten und mit fossilen Brennstoffen betriebenen Spitzenlastkessel ersetzen. Gerade in den Städten wird der weitere Ausbau der Fernwärmenetze notwendig sein, um die heutigen Gasnetze mit ihren privaten Gasbrennern zu ersetzen.

2. Zielsetzungen

Der Import von erneuerbaren Gasen über das Gasnetz wird im Rahmen der CO₂-Gesetzgebung bzw. im Rahmen des Mineralölsteuergesetzes ungleich zum Stromimport mit der CO₂-Abgabe belastet. Zudem fehlt eine Anrechnung der CO₂-Verminderung, sofern erneuerbare Gase über das europäische Netz in die Schweiz importiert werden. Nachfolgende Ausführungen zeigen einen Lösungsansatz, wie auf Basis eines massenbilanzierten Imports eine finanzielle Entlastung erfolgen und die inländische Produktion erneuerbarer Gase gesteigert werden kann.

Die Massenbilanzierung dient der zuverlässigen und lückenlosen Rückverfolgbarkeit von erneuerbaren Gasen von seiner Herstellung bis zu seiner Entnahme aus dem europäischen Gasnetz zwecks Verwendung als Brenn- und Treibstoff.

Aufgrund der regional geprägten Strukturen der Schweizer Gaswirtschaft mit insgesamt sechs Bilanzzonen, wird für den Import von erneuerbaren Gasen ein Biogas-Bilanzmodell bis auf Stufe Bilanzzone vorgeschlagen. Dies ermöglicht **den von Erdgas getrennten Warenimport (physisches Gas) an den Grenzübergangspunkten** und die genaue Zuordnung zu der jeweiligen Bilanzzone, in welcher die Gasversorger die importierten Mengen absetzen.

Als Bezugspunkt für die Massenbilanzierung von erneuerbaren Gasen aus dem Gasnetz dient dabei **nicht** die Masse (kg) des Gases im physikalischen Sinne, sondern der Energiegehalt einer bestimmten Menge Gas (**Wärmeäquivalent in kWh H_s**). Die zollrechtliche Umrechnung auf «kg» ist gängige Praxis und problemlos möglich.

Zusammen mit dem Herkunftsnachweis (HKN), welcher den ersten Dokumentations-schritt bei der Einspeisestelle festhält, kann mit der Massenbilanzierung innerhalb von verschiedenen Marktgebieten im europäischen Gasnetz die Energielieferung und die Qualität eindeutig dokumentiert werden. Eine Doppelvermarktung kann damit definitiv ausgeschlossen werden. In der Schweiz wird ein Herkunftsnachweissystem ab 1.1.2025 in Betrieb genommen. Pronovo¹ übernimmt damit die Aufgaben der Clearingstelle des VSG².

¹ [Pronovo AG: Vollzugstelle für Förderprogramme Erneuerbare Energien](#)

² VSG: Verband der Schweizerischen Gasindustrie

ENTWURF

Erleichterter Import und
Förderung Produktion erneuerbarer Gase im Inland



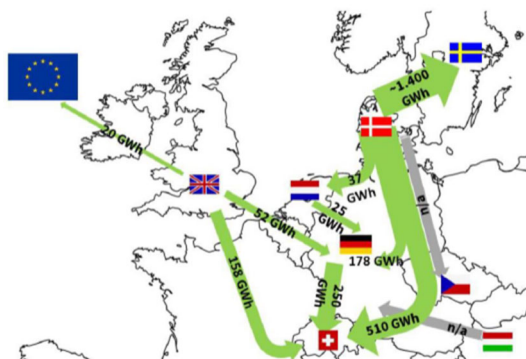
Mit dem nachfolgend beschriebenen Biogas-Bilanzmodell wird ergänzend zum HKN der physische Warentransport abgebildet. Damit ist eine **überprüfbare und zuverlässige Unterscheidung zwischen fossilen und erneuerbaren Brenn- und Treibstoffen an den Grenzübergangspunkten** und bis zur Übergabe in die Bilanzzone der Vorlieferanten des Gaslieferanten eines Endkunden feststellbar.

Darauf basierend sollen die gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden, um den netzgebundenen Import von erneuerbaren Gasen von Steuern bzw. Abgaben zu entlasten. Bis zu einer endgültigen Lösung bei der Anrechnung der CO₂-Verminderungen aus dem Ursprungsland soll die Rückerstattung der CO₂-Abgabe ex-post als zweckgebundene Förderung von inländischen Produktionsanlagen fließen. Mit diesen verfügbaren Mitteln kann der Bau von Biogasanlagen im Inland beschleunigt werden. Anspruch auf Förderung haben vor allem Anlagen, die ihr Gas ins Netz einspeisen und damit für eine saisonale Speicherung verfügbar machen. Bis heute gibt es in der Schweiz keine solche Förderung von einspeisenden Biogasanlagen. Dies im Gegensatz zu Biogasanlagen, welche ihr Gas direkt verstromen und dafür eine Förderung über das Energiegesetz erhalten.

3. Regulatorische Herausforderungen

Die Dekarbonisierung unseres Energiesystems ist ein stetiger Prozess. Der Zubau erneuerbarer Energien erfolgt schrittweise. Trotz all den Bestrebungen in den letzten Jahren beträgt der Anteil neue erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft) in der Schweiz unter 10%. Dem gegenüber liegt der fossile Anteil für Brenn- und Treibstoffe immer noch über 50%.

Ein grosses Hemmnis bei der Dekarbonisierung des Erdgassystems ist u.a. die CO₂-Lenkungsabgabe, welche beim Import von erneuerbaren Gasen zu entrichten ist.



International biomethane transfers in 2020

DENA 2021. "Branchenbarometer Biomethan 2021" Berlin, Germany, July 2021.

Bild: Stand der Biogasliefungen in Europa

ENTWURF

Erleichterer Import und
Förderung Produktion erneuerbarer Gase im Inland



Die Schweiz wird sowohl beim Strom wie auch bei den Brenn- und Treibstoffen abhängig von Importen bleiben. Im europäischen Gasnetz wird die Registrierung und Anrechnung von erneuerbaren Brenn- und Treibstoffen durch vermehrte Einspeisung von Wasserstoff, synthetischen Gasen bis hin zu Bio-LNG Lieferketten stetig weiterentwickelt. Das Gasnetz ist ein Transportsystem, in welchem zunehmend erneuerbare Gase mit fossilen Gasen vermischt werden. Ein Bilanzierungssystem zur Rückverfolgbarkeit des Stoffflusses drängt sich somit auf.

Zum Beispiel wurde in Deutschland deshalb im Rahmen des erneuerbaren Energiegesetzes die Massenbilanzierung (EEG § 27c) bereits im Jahre 2012 gesetzlich geregelt. Mittels Massenbilanzierung werden unterschiedliche Gasqualitäten innerhalb eines Bilanzierungssystems und -zeitraums zuordenbar. D.h. die hinzugefügte Menge erneuerbaren Gases kann mit der entnommenen Menge systemtechnisch verglichen werden.

In der Schweiz gibt es kein solches Bilanzierungssystem für erneuerbare Gase. Es wird immer noch von einem virtuellen Import bzw. einem Zertifikate-Handel gesprochen.

In der Motion 21.4318 (Befreiung von erneuerbaren Gasen von der CO₂-Abgabe, Niklaus-Samuel Gugger) hat der Bundesrat in seiner Antwort vom 17. November 2021 in Aussicht gestellt, dass **unter anderem eine Nachverfolgbarkeit des importierten Biogases** nötig ist, um Biogas von der CO₂-Abgabe zu befreien.

Zolltechnisch fehlte bisher die **Übereinstimmung der physischen Warenlieferung mit den grünen Eigenschaften**. Mit der Massenbilanzierung unter Anwendung des Biogas-Bilanzmodells wird der grenzüberschreitende Warentransport nachweisbar. Zusammen mit dem Nachweissystem der Herkunft bzw. einem nationalen Biogasregister können so der Warentransport und die grünen Eigenschaften zuverlässig dokumentiert werden.

Schwieriger wird es bei der Anrechnung der CO₂-Verminderungen der ins Erdgasnetz eingespeisten erneuerbaren Gasen, weil dies die Schweiz nicht unilateral entscheiden kann. Das Hauptproblem ist, dass die jeweilige CO₂-Statistik der Länder meist auf den Produktionsdaten erfolgt, obwohl eigentlich erst mit der Anwendung die effektive CO₂-Wirkung messbar wird.

Auf Basis der Weiterentwicklung des Clearingsystems (pronovo) und der gaswirtschaftlichen Liefer- und Transportprozesse (Swissgas) soll die schrittweise CO₂-Abgabebefreiung von importiertem Biogas, synthetischen Gasen und grünem Wasserstoff trotzdem umgesetzt werden. Bis zu einer vollständigen Befreiung soll eine Rückerstattung der CO₂-Abgabe zur Förderung von inländischen Produktionsanlagen für erneuerbare Gase rasch umgesetzt werden.

ENTWURF

Erleichterter Import und
Förderung Produktion erneuerbarer Gase im Inland

Schrittweise CO₂-Abgabebefreiung beim Import von erneuerbaren Gasen

1. Einführung Massenbilanzierung (Biogas-Bilanzmodell auf Stufe Swissgas) – vom Erdgas abgetrennter Warentransport von erneuerbaren Gasen und parallel dazu der Nachweis mit Zertifikaten über ein Biogasregister bzw. die VSG-Clearingstelle
2. CO₂-Abgabe auf importiertes Biogas wird als zweckgebundene Förderung für die inländische Erzeugung erneuerbarer Gase verwendet.
3. Inbetriebnahme Biogasregister (pronovo) und Vernetzung mit europäischen Biogasregistern, voraussichtlich ab 1.1.2025.
4. Umsetzung Anrechnung CO₂-Verminderung zwischen Produktions- und Empfängerland (wenn nötig mittels bilateraler Verträge).

Spätestens mit dem Schritt Pt. 4, wenn die Anrechnung der CO₂-Verminderung in der Schweiz anerkannt wird, ist eine direkte Rückerstattung an die Importeure von erneuerbaren Gasen oder die direkte CO₂-Abgabebefreiung umzusetzen.

3.1. CO₂-Abgabe Rückerstattung

Wie geschildert soll bis zu einer definitiven CO₂-Abgabebefreiung eine rasche Umsetzung einer CO₂-Abgabe Rückerstattung auf importierten erneuerbaren Gasen erfolgen. Die notwendige gesetzliche Anpassung muss im Rahmen des CO₂-Gesetzes erfolgen, das sich zurzeit ohnehin in Revision befindet.

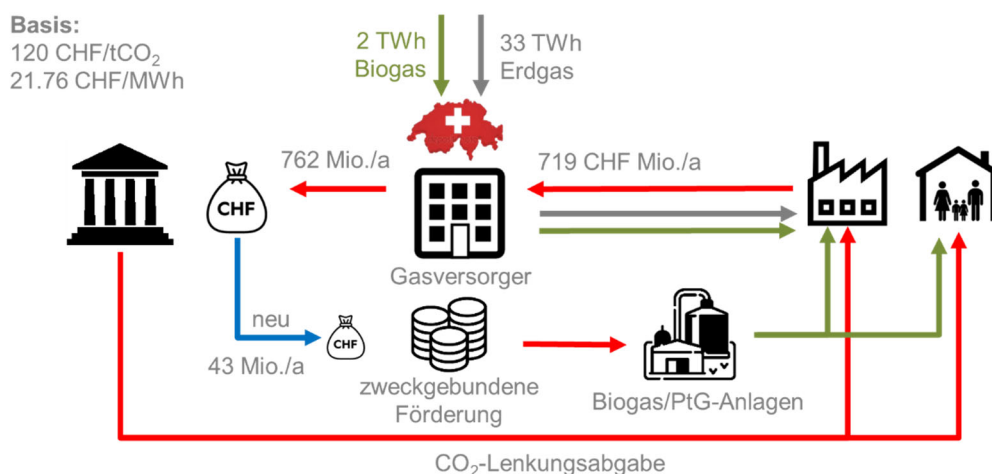


Bild: Verwendung CO₂-Abgabe von Biogasimporten zur Förderung inländischer Anlagen

Die Höhe der CO₂-Abgabe Rückerstattung kann auf Basis des massenbilanziellen Imports (Warentransport) und einem Herkunftsnachweis (Zertifikat) bemessen werden. Eine Doppelvermarktung der grünen Eigenschaften ist damit vollständig ausgeschlossen. Eine eindeutige Anrechnung von CO₂-Verminderungen im Empfängerland ist

ENTWURF

Erleichterter Import und
Förderung Produktion erneuerbarer Gase im Inland

ebenfalls mittels der Massenbilanzierung möglich. Die entsprechenden Regeln hierzu sind ebenfalls am Entstehen (SHARE-Tool³ der EU).

Insgesamt würden damit bei einer Importmenge von aktuell rund 2 TWh ca. 43 Mio. Franken zweckgebunden für den Zubau von inländischen Produktionsanlagen bereitgestellt werden. Die Förderung kann über einen Investitionsbeitrag und/oder auch über einen Betriebskostenbeitrag erfolgen. Gefördert sollen hauptsächlich landwirtschaftliche Biogasanlagen, Power-to-Gas-Anlagen sowie neue Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen bei bestehenden Biogas- oder Klärgasanlagen.

Hiermit würde ein finanzieller Anreiz entstehen, welches schätzungsweise einem Zubau von ca. 100 GWh erneuerbare Gase bzw. 5 bis 8 Anlagen jährlich entspricht.

4. Massenbilanzieller Import von erneuerbaren Gasen

Das nachstehende Bilanzgruppen-Modell zur Massenbilanzierung von netzgebundenen Importgasen kann in den Schweizer Bilanzzonen Mittelland, Ostschweiz, Zentralschweiz und Westschweiz umgesetzt werden. Eine Prüfung der isolierten Zonen Kreuzlingen und Tessin steht aktuell noch aus.

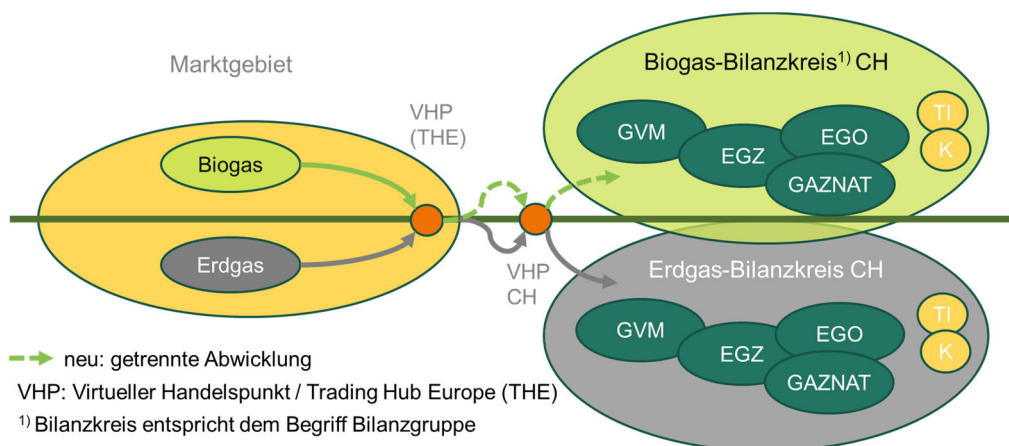


Bild: Bilanzgruppen-Modell netzgebundener Import erneuerbarer Gase

Im **Anhang Biogas-Bilanzgruppenmodell Schweiz** sind die prozesstechnischen Erläuterungen dargestellt, welche auf Basis der heutigen Strukturen in die Liefer- und Transportabwicklungen integriert werden müssten. Eine Umstellung für eine getrennte Bewirtschaftung von Erdgas und erneuerbaren Gasen wird von der Branche unterstützt, sofern damit der erleichterte Import und CO₂-Abgabe Rückerstattung möglich wird.

³ <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956088/SHARES+tool+manual-2021.pdf/11701ebe-1dae-3b00-4da4-229d86d68744?t=1664793455773>

ENTWURF

Erleichterter Import und Förderung Produktion erneuerbarer Gase im Inland



Anhang Biogas-Bilanzgruppen-Modell Schweiz

Das hier vorgestellte Modell der Massenbilanzierung von Biogas kann in den Schweizer Bilanzzonen Mittelland, Ostschweiz, Zentralschweiz und Westschweiz umgesetzt werden. Eine Prüfung der isolierten Zonen Kreuzlingen und Tessin steht aktuell noch aus.

Die Grundidee basiert auf der Adaptierung des deutschen Modells der in Bezug auf Biogas typisierten Bilanzkreise in der Schweiz. An den Grenzübergangspunkten zum Marktgebiet THE⁴ (Deutschland) werden Biogasmengen aus Deutschen Bilanzkreisen in speziell typisierte Schweizer Biogas-Bilanzgruppen übernommen. Ausgangspunkt ist hierbei der jeweilige Biogas-Bilanzkreis im deutschen Marktgebiet THE⁵.

Der Ablauf des grün markierten Biogas-Flusses ist im Folgenden beschrieben.

Gasflüsse und Nominationen

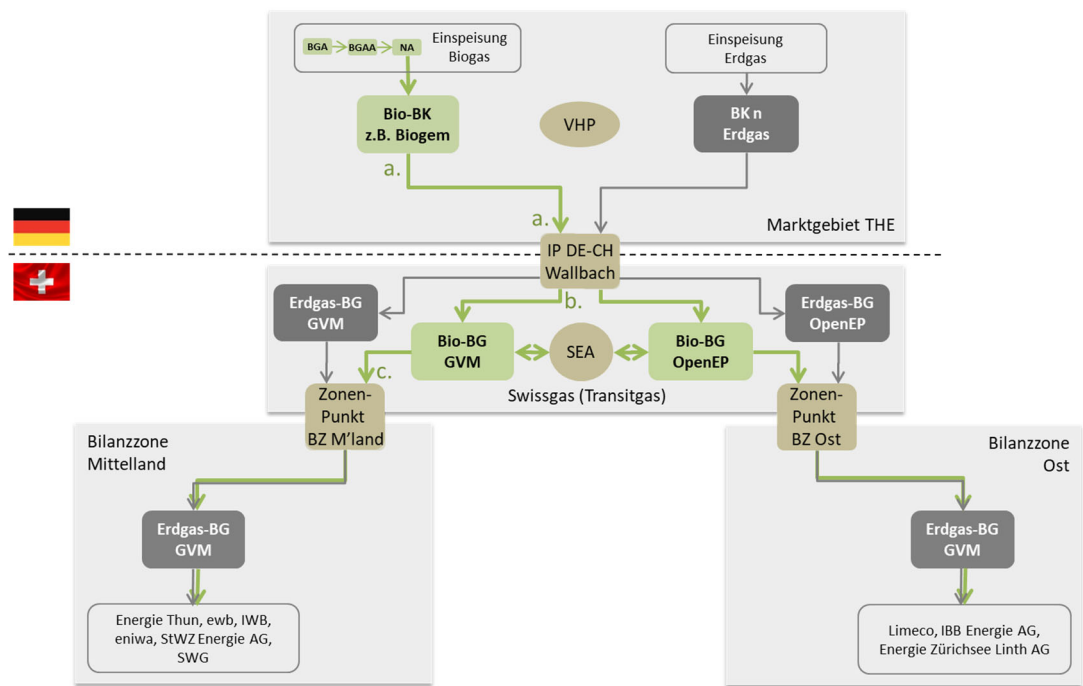


Bild: Biogas-Bilanzgruppenmodell Schweiz

a. Vom Biogas-BK⁶ THE zum Grenzübergangspunkt: Der BKV⁷ des deutschen Biogas-BK (z.B. Biogem) bzw. einem eigenständigen BK nominiert den Anteil für die

⁴ THE: Trading Hub Europe,

⁵ VHP: Virtueller Handelspunkt für den Austausch von Gasmengen (Erdgas bzw. Biogas) zwischen entsprechend typisierten Bilanzkreisen

⁶ BK: Bilanzkreis

⁷ BKV: Bilanzkreisverantwortlicher

Schweizer Biobilanzgruppe als Exit am Grenzübergangspunkt VIP Germany-CH, aus dem THE-Biogas-BK an die Schweizer Biogas-BG⁸.

- b. Vom Grenzübergangspunkt in die Biogas-BG (Transitgas):** Der BGV⁹ der Schweizer Biogas-BG nominiert seinen Anteil als Entry am Grenzübergangspunkt IP Wallbach, aus dem THE-Biogas-BK in die Schweizer Biogas-BG.
- c. Von der Biogas-BG (Transitgas) in die generische Biogas-BG am Übergabepunkt zur Bilanzzone (z.B. BZ Mittelland):** Der BGV der Schweizer Biogas-BG nominiert seinen Anteil als Exit am Übergangspunkt zur Bilanzzone z.B. Mittelland, aus seiner Schweizer Biogas-BG an die generische Bilanzgruppe «Aggregated Exit Biogas».
Der Bilanzzellenverantwortliche erhält die Lieferungen in die eigene Bilanzzone je Biogas-BG zwecks Bilanzierung mitgeteilt und verteilt die Mengen mittels Nomination auf die Zollmessstationen zur physischen Netzsteuerung.

Massenbilanzierung des Biogases

Für die Massenbilanzierung ist es erforderlich, dass eine bestimmte Menge Gas bis zur Einspeisestelle und der Herstellungsanlage über verschiedene Teilstrecken und Marktgebiete dokumentiert und auditiert werden kann.

Das hier vorgestellte Modell der Massenbilanzierung verfügt an verschiedenen Stellen über entsprechende Möglichkeiten zur Dokumentation, die von Akteuren im Markt oder öffentlichen Stellen zur Verfügung gestellt und/oder gemessen werden können.

Im Folgenden sind diese Stellen beschrieben und im nachfolgenden Bild mittels roter Kreise und kurzen Erläuterungen markiert.

- 1. Herstellung und Einspeisung:** Der Beginn der Massenbilanzierung erfolgt bei der physischen Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz. Damit verbunden ist die Zuordnung des Einspeisepunktes der Produktionsanlage zu einem eigenständigen Bilanzkreis, s.a. Kap. 4.1 a.
- 2. Exit- und Entry-Nominierungen am Grenzübergangspunkt DE-CH:** Die Nomination der von Deutschland in die Schweiz exportierten Biogas-Mengen erfolgt von deutscher Seite an FluxysTENP¹⁰, von Schweizer Seite an Swisssgas¹¹, s.a. Kap. 4.1 a und b. Schweizer Biobilanzgruppen dürfen an den Grenzübergangspunkten zu Deutschland ausschliesslich mit THE Biogas-Bilanzkreisen gepaart werden.

⁸ BG: Bilanzgruppe

⁹ BGV: Bilanzgruppenverantwortlicher

¹⁰ FluxysTENP: TSO der TENP-Pipeline

¹¹ Swisssgas: Schweizer TSO

ENTWURF

Erleichterter Import und
Förderung Produktion erneuerbarer Gase im Inland



3. Exit-Nomination Biogas-BG am Übergangspunkt Transitgas/Bilanzzone: Die Nominierung der in eine Schweizer Bilanzzone übertragenen Biogas-Mengen erfolgt an Swissgas.

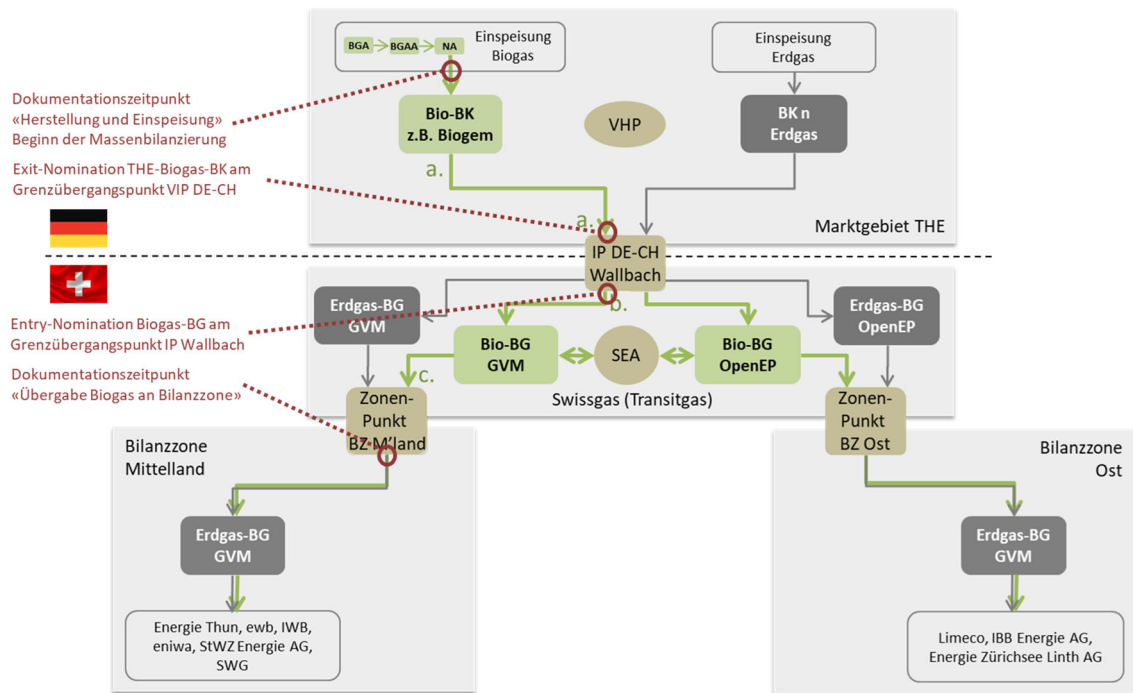


Bild: Biogas-Bilanzgruppenmodell Schweiz (Dokumentationszeitpunkt und Nomination)

Eine Überwachung seitens Behörden kann mittels Audits bei den entsprechenden TSOs erfolgen.

Der Zeitraum der Massenbilanzierung entspricht dem Kalenderjahr.

Umsetzung

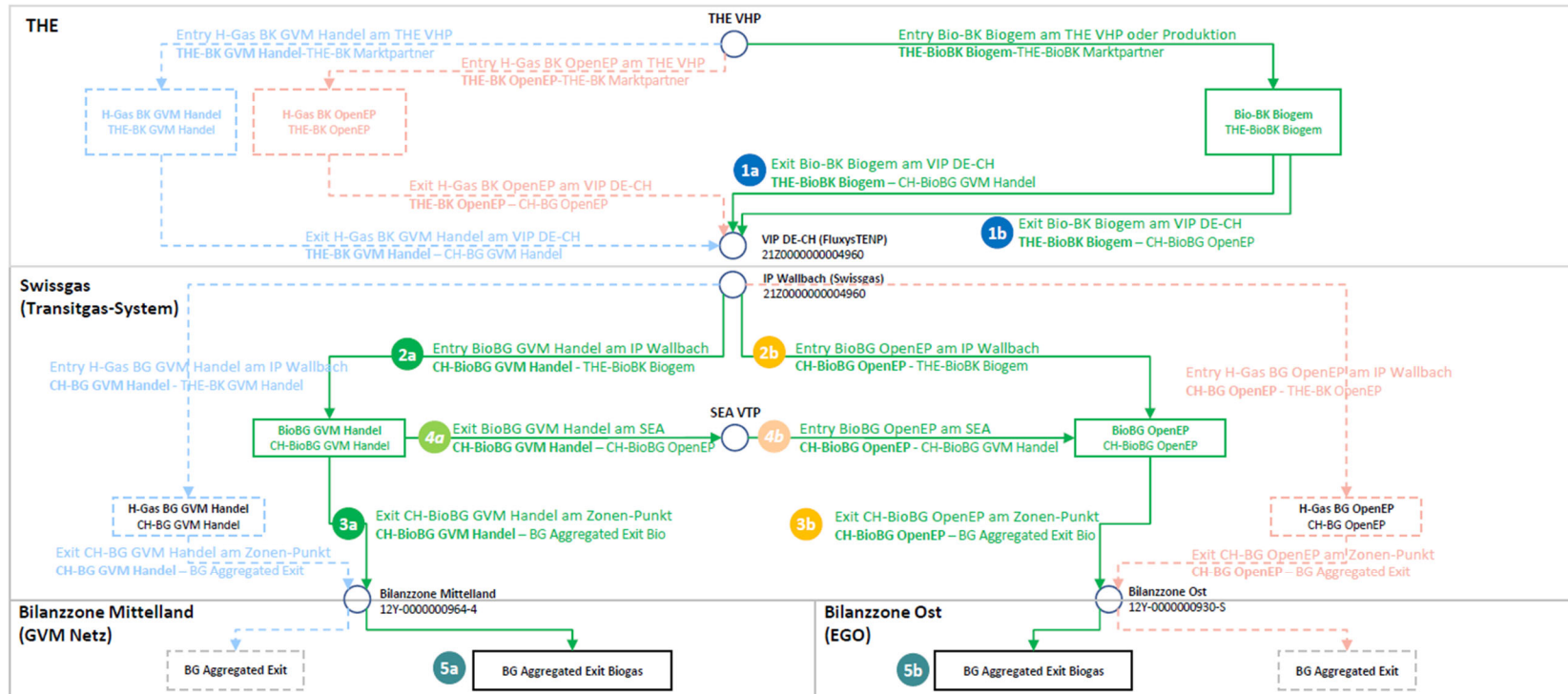
Die Umsetzung des vorgestellten Modells der Massenbilanzierung von Biogas kann seitens Swissgas kurzfristig mittels eines PoC-Piloten erfolgen. Für die Einrichtung der Biogas-Bilanzgruppen inkl. der erforderlichen Nominierungen an Swissgas ist ein Zeitraum von maximal 3 Monaten ausreichend.

Biogas-Bilanzmodell Schweiz (Vorschlag Swissgas)

SCHWEIZERISCHES ANTIKORRUPTIONSBÜRO FÜR BIOMETHAN
 SWISS COMPANY FOR NATURAL GAS LIMITED

Abwicklung physischer Biogas-Importe aus THE in CH über TRG-System in Wallbach

Die Einführung von Bio-Bilanzgruppen ermöglicht eine unkomplizierte Abwicklung und Unterscheidung von importierten Biogas-Mengen bis auf Ebene der Bilanzzonen



27.09.22/mg



Schlussbericht, 31. März 2022

Liste «**Thermische Netze**»

Auswertungsbericht 2021

Mit Unterstützung von



Autoren

Diego Hangartner, Stv. Geschäftsführer VFS

Andreas Hurni, Geschäftsführer VFS

**Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.
Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.**

Adresse

EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Postadresse: 3003 Bern
Infoline 0848 444 444. www.energieschweiz.ch/beratung
energieschweiz@bfe.admin.ch, www.energieschweiz.ch

Inhalt

1	Liste “Thermische Netze”	4
2	Auswertungen	5
2.1	Installierte Leistung pro Energieträger	5
2.2	Anzahl Netze nach Leistungskategorie.....	6
2.3	Anzahl Netze und installierte Leistung pro Kanton	8
2.4	Anzahl Netze nach Energieträger	9
2.5	Anzahl Netze nach Kanton UND nach Energieträger	10
2.6	Installierte Leistung nach Kanton UND nach Energieträger	11
2.7	Thermische Netze mit solarer Unterstützung.....	12
2.8	Thermische Netze mit Seewassernutzung	13
3	Vergleiche	14
3.1	Vergleich mit 2010 (erste Liste VFS)	14
3.2	Vergleich mit Vorjahr.....	15
3.3	Vergleich mit Prognose 2050	16
3.4	Vergleich Liste «Thermische Netze», VFS-und BFE-Statistik	17
4	Fazit	19

1 Liste “Thermische Netze”

Im Jahr 2018 hat die Leitung des BFE-Programmes «Thermische Netze» versucht eine umfangreiche Liste von thermischen Netzen der Schweiz zu erstellen. Die Liste beinhaltet bereits realisierte Netze sowie Netze, die sich momentan in der Bauphase befinden. Als Basis konnte eine Liste des Verbandes Fernwärme Schweiz (VFS) aus dem Jahr 2010 mit rund 500 Netzen verwendet werden. Die Liste konnte mittels einer Internetrecherche auf 1'000 Netze ergänzt werden. Ende 2019 wurde die Liste erstmals als georeferenzierte Karte auf map.geo.admin.ch aufgeschaltet (siehe Abbildung 1). Die Netze respektive die Heizzentrale der Netze werden auf der Karte farblich anhand des verwendeten Hauptenergieträgers dargestellt. Kontaktdaten und technische Informationen zu den einzelnen Netzen sind per Mausklick abrufbar. Weitere Informationen zur Methodik der Erstellung der Liste finden sich im BFE-Bericht *Methodenbeschrieb Liste «Thermische Netze»*. Damit die Entwicklung der Netze in der Schweiz verfolgt werden kann, wird jährlich einen Auswertungsbericht zur Liste erstellt. Der vorliegende Bericht gibt den Stand per Ende 2021 wieder. Gegenüber dem Vorjahr sind 31 Netze dazugekommen und die Liste beinhaltet nun 1068 Netze. Eine wesentliche Änderung im 2021 betraf die Anpassung der Kategorien, der Symbole und der Legende auf der Karte. Zudem fand eine Zusammenarbeit mit verschiedenen Kantonen statt, damit die Qualität der Daten verbessert wird. Für den Kanton Tessin z.B. konnten die Daten flächendeckend aktualisiert werden. Eine Zusammenarbeit mit weiteren Kantonen wie z.B. Luzern, Jura und Waadt steht an.

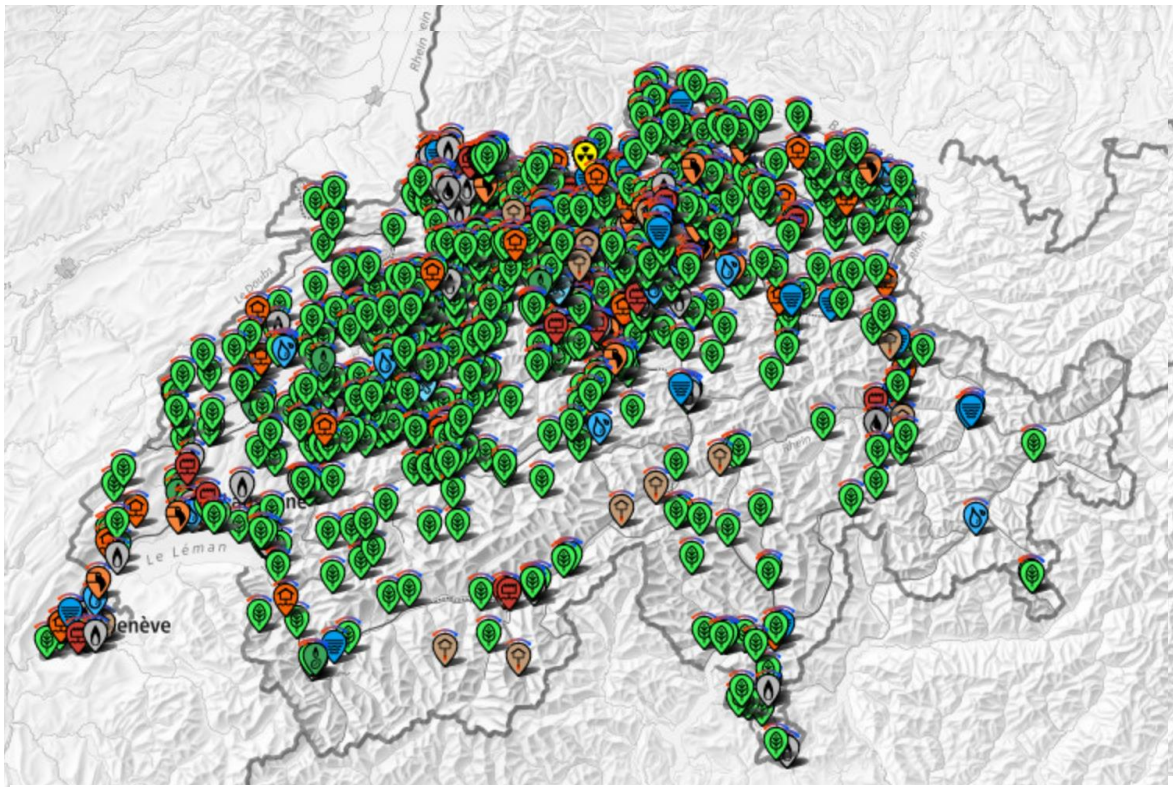


Abbildung 1: Storymap des Programms «Thermische Netze» auf der Webseite von EnergieSchweiz

(Quelle: <https://www.energieschweiz.ch/page/de-ch/storymap-thermische-netze>)

2 Auswertungen

2.1 Installierte Leistung pro Energieträger

Die Legende zur Karte wurde im Jahr 2021 angepasst. Es gibt nun nur noch 18 anstelle 21 Energieträger. Die Energieträger «Elektrizität», «Abwärme Gebäude» und «Andere» wurden entfernt. Auf der Karte gibt es neue Symbole unterteilt in 13 Kategorien, die in der untenstehenden Tabelle rechts aufgeführt sind. Jedem Netz wurden ein Hauptenergieträger und weitere Energieträger zugeteilt. Im Moment wird jedem Netz die volle Leistung dem Hauptenergieträger angerechnet. In Tabelle 1 ist die Summe der installierten Leistung pro Hauptenergieträger ersichtlich. Aufgrund fehlender Daten ergibt sich die Wärmemenge aus der installierten Leistung multipliziert mit 2'000 Volllaststunden.

Tabelle 1: Installierte Leistung der thermischen Netze pro Energieträger.

Energieträger	Leistung [MW]	Energie [GWh/a]	Anteil	Kategorie
Heizöl	14.0	28	0%	Heizöl
Erdgas	99.7	199	2%	Erdgas
Erdgas BHKW	190.2	380	4%	Erdgas
Stückholz	14.9	30	0%	Biomasse
Holzchnitzel	1'271.3	2'543	30%	Biomasse
Pellets	29.6	59	1%	Biomasse
Biogas	1.1	2	0%	Biogas
Biogas BHKW	4.3	9	0%	Biogas
Seewasser (+WP)	169.3	339	4%	Oberflächengewässer
Grundwasser (+WP)	73.6	147	2%	Grundwasser
Erdwärme (+WP)	74.7	149	2%	Geothermie
Luft (+WP)	0.0	0	0%	Luft
Industrielle Abwärme	140.7	281	3%	Abwärme Industrie und Gewerbe
Abwärme ARA (+WP)	189.8	380	4%	Abwasser
Abwärme KVA	1'916.7	3'833	45%	Abwärme KVA
Abwärme Kernkraftwerk	56.2	112	1%	Kernenergie
Abwärme Tunnel	2.8	6	0%	Geothermie
Solar	0.0	0	0%	Solarthermie
Total	4'249	8'498	100%	

Knapp die Hälfte des gesamten Wärmeabsatzes von thermischen Netzen stammt aus der Abwärmenutzung von KVA. Die meisten Grossstädte der Schweiz wie Zürich, Basel, Genf, Bern und Lausanne nutzen für die Beheizung der Gebäude grösstenteils KVA-Abwärme. Holzchnitzel, und allgemein Biomasse, machen etwa ein Viertel der installierten Leistung aus. Holzchnitzel bzw. Hackschnitzel werden bei Fernwärmenetzen am häufigsten eingesetzt. Diese Netze werden oft auf dem Land in kleineren Gemeinden realisiert. Stückholz und Pellet werden eher im Einfamilienhausbereich eingesetzt, in Wärmeverbänden nur vereinzelt.

Die Nutzung von Umweltwärme mittels Wärmepumpen von insbesondere Abwasserwärme, Seewasser, Grundwasser oder Erdwärme gewinnt immer mehr an Bedeutung. Mittlerweile wird die Nutzung von Abwärme (ohne KVA) oder Umweltwärme bereits in 17% der Fälle beansprucht (siehe Abbildung 2).

Fossile Energieträger werden für thermische Netze eher wenig eingesetzt wobei die Datengrundlage zu diesen Netzen nicht vollständig ist. Fossile Energieträger werden aber sehr häufig als sekundärer Energieträger für die Deckung von Spitzenlasten und als Backup verwendet.

Solarenergie erscheint in dieser Tabelle nicht, da sie nie als Hauptenergieträger genutzt wurde.

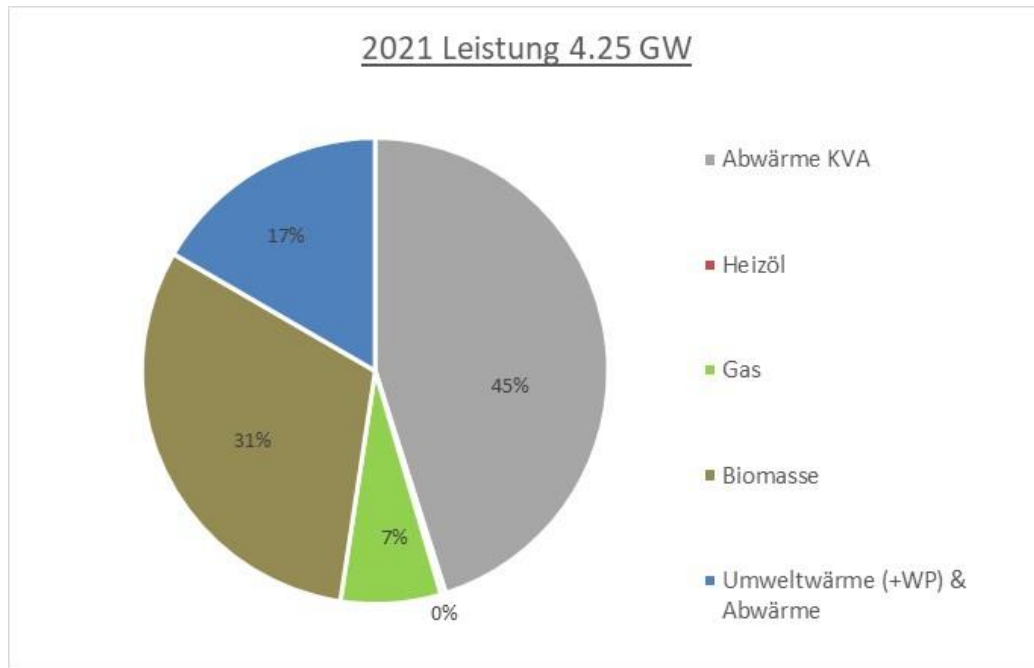


Abbildung 2: Installierte Leistung gruppiert nach Kategorien der Energieträger

2.2 Anzahl Netze nach Leistungskategorie

Abbildung 3 zeigt eine Verteilung der Netze nach installierter Leistung. Netze, bei denen es keine Angabe zur installierten Leistung gibt, sind in dieser Graphik nicht enthalten. Deshalb sind nur 887 Netze der 1068 Netze dargestellt.

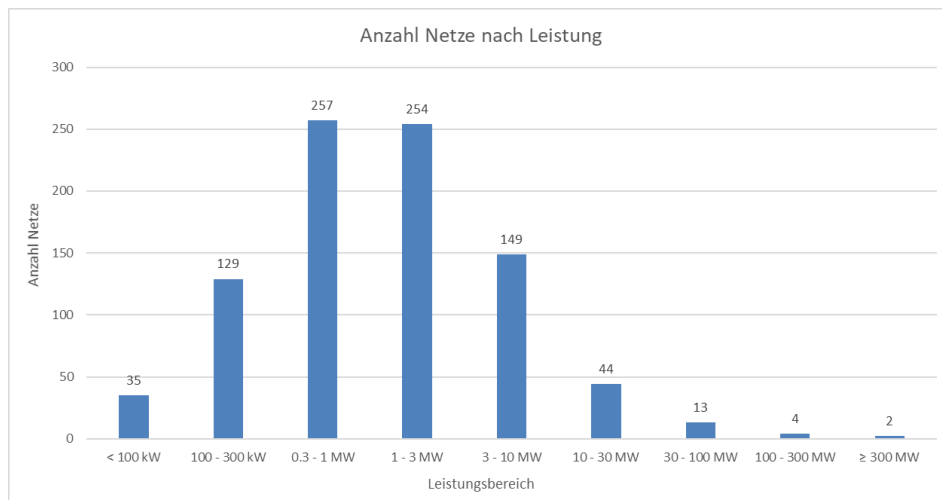


Abbildung 3: Verteilung der Anzahl Netze nach installierter Leistung

Die meisten Netze befinden sich in einem Leistungsbereich zwischen 300 kW und 3 MW, typisch für Dörfer, Stadtteile, Quartiere und grössere Überbauungen. Netze über 100 MW gibt es nur wenige (6), diese Netze liefern aber rund ein Drittel des Wärmebedarfs der Fernwärme der Schweiz. Folgende Tabelle enthält Beispiele von Netzen im entsprechenden Leistungsbereich.

Tabelle 2: Auswahl von thermischen Netzen aus der Liste nach Leistungskategorie

Leistungskategorie	Thermische Netze (Auswahl)	Beschreibung
≥ 300 MW	Zürich und Basel	Sehr grosse Städte
100 MW – 300 MW	Bern, Genf, Lausanne, Flughafen Zürich	Grosse Städte, Stadtteile
30 MW – 100 MW	Buchs SG, Winterthur, KVA Linth, CAD La Chaux-de-Fonds, Fernwärme Ausserschwyz	Mittelgrosse Städte, grosse Gebiete
10 MW – 30 MW	TERIS Bellinzona, Fernwärme St. Gallen, Fernwärme Emmen Luzern, FRICAD Fribourg, Thermoréseau Porrentruy, Circulago Zug, CAD Yverdon-les-Bains, Riehen, Aarau, EPFL, Fernwärme Visp	Mittelgrosse bis Kleinstädte, Agglomerationen, grosse Gebiete oder Areale
3 MW – 10 MW	ARA Chur, Seeenergie Horw-Kriens, CAD La Tour-de-Peilz, ETH Höggerberg, GLN Genève-Lac-Nations, Anergienetz Visp, Suurstoffi-Areal, Rheinfelden-Mitte, Teleriscaldamento Caslano	Kleinstädte, Stadtteile, Agglomerationen, Quartiere, Areale
1 MW – 3 MW	Versoix Centre-Ville, Teleriscaldamento Biasca, Wärmeverbund Gattikon, CAD Blonay, Wärmeverbund Adligenswil, Jardins-de-la-Pâla, Richtiareal Wallisellen, Anergienetz Naters	Kleinstädte, Dörfer, kleine Stadtteile, Quartiere, Areale
0.3 MW – 1 MW	Wärmeverbund Bubikon, Fernwärmenetz Ernen, Heizverbund Kloster Kappel GmbH, Kistenfabrik AG, STEP Morges, CAD Crans-Montana, REKA Feriendorf Disentis, Comune di Monte Carasso	Dörfer, kleine Stadtteile, Quartiere, Areale, Überbauungen
0.1 MW – 0.3 MW	Fernwärme Greppen, Stirnrüti Horw, Wärmeverbund Ligerz, Frauchwil, Röllin AG, Chauffage de quartier la Tour-de-Peilz, Alters- und Pflegeheim Baumgarten, Oberfeld Ostermundigen, Wärmeverbund Limpach, Madiswil	Kleine Dörfer, Quartiere, Areale, Überbauungen
< 0.1 MW	Microverbund Schliern bei Köniz, Wärmeverbund Käserei Thörishaus, St. Silvester, Menziken Myrtenstrasse, Überbauung Baumgärtli Schattdorf, Microverbund Hölstein – Boog, Oberwil-Lieli Rebenstrasse, Kleinwärmeverbund Baaregg	Kleine Überbauungen, einzelne Liegenschaften

2.3 Anzahl Netze und installierte Leistung pro Kanton

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Kantone, einerseits zur Anzahl realisierter Netze und andererseits zur installierten Leistung.

Tabelle 3: Anzahl Netze und installierte Leistung pro Kanton

Kantone	Anzahl	Installierte Leistung [MW]
Aargau	135	306
Appenzell Ausserrhoden	9	15
Appenzell Innerrhoden	3	2
Basel-Landschaft	83	126
Basel-Stadt	10	433
Bern	221	460
Freiburg	47	195
Genf	19	325
Glarus	5	24
Graubünden	26	53
Jura	6	25
Luzern	93	159
Neuenburg	20	109
Nidwalden	10	18
Obwalden	11	44
Schaffhausen	16	29
Schwyz	14	120
Solothurn	40	98
St. Gallen	44	154
Tessin	29	95
Thurgau	22	69
Uri	8	14
Waadt	49	302
Wallis	25	78
Zug	18	46
Zürich	105	949
Total	1068	4249

Tabelle 3 zeigt, dass der Kanton Bern mit Abstand am meisten Wärmeverbünde in der Schweiz hat (221), gefolgt von den Kantonen Aargau (135) und Zürich (105). 43% aller Wärmeverbünde der Schweiz befinden sich in diesen drei Kantonen. Was die installierte Leistung angeht, verfügt der Kanton Zürich über fast ein Viertel der totalen installierten Leistung der Schweiz (22%), gefolgt von Bern (11%) und Basel-Stadt (10%). Die Kantone mit Grossstädten haben tendenziell viel installierte Kapazität verteilt auf wenige Netze.

2.4 Anzahl Netze nach Hauptenergieträger

In der nachfolgenden Abbildung werden die Anzahl Netze nach Hauptenergieträger dargestellt.

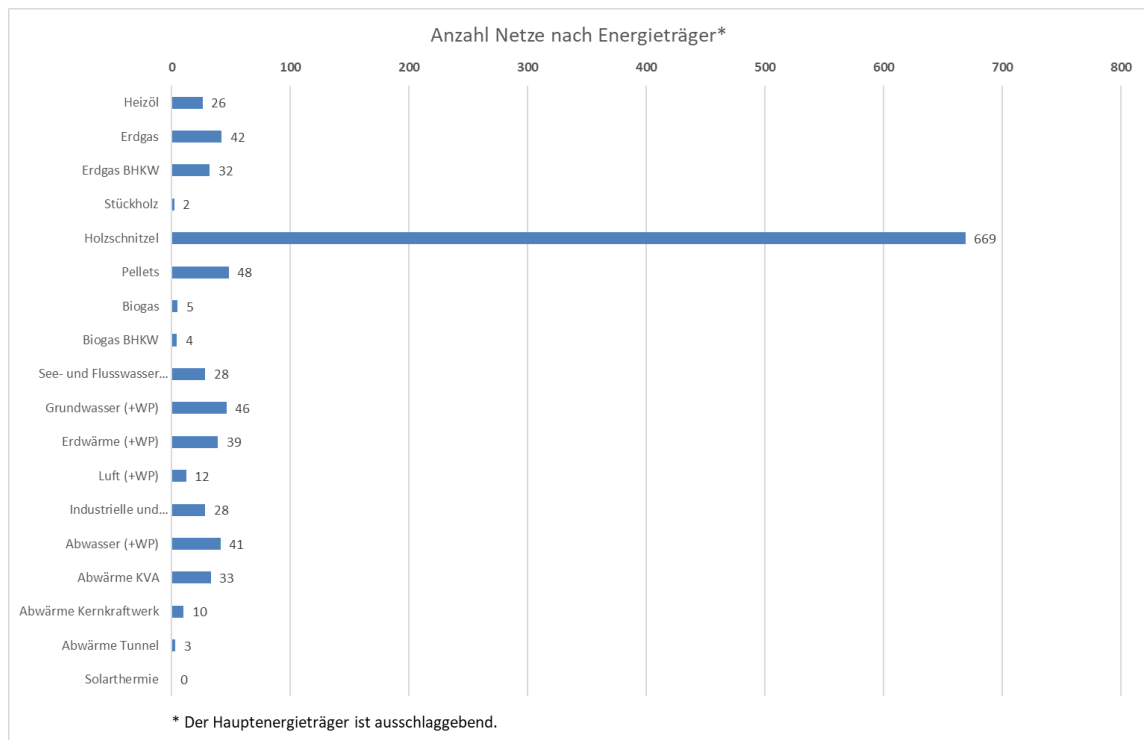


Abbildung 4: Anzahl Netze nach Hauptenergieträger

Die Graphik zeigt deutlich, dass Holzschnitzel als Hauptenergieträger in Wärmeverbänden am häufigsten eingesetzt wird. Mehr als die Hälfte der Verbände verwenden Holzschnitzel als Hauptenergieträger. Grund dafür ist sicher die lokale Verfügbarkeit von Holz. Die meisten Fernwärmenetze mit einer Holzschnitzelheizung befinden sich in einem Leistungsbereich zwischen 100 kW und 3 MW. Es werden jedoch immer mehr Projekte mit Seewasser-, Grundwasser-, Erdwärme- oder Abwärmenutzung mit dem Einsatz von Wärmepumpen realisiert. In der Schweiz wurden bereits 28 Projekte mit Seewassernutzung, 41 Projekte mit Abwasserwärmenutzung und 46 mit Grundwassernutzung im Zusammenhang mit thermischen Netzen realisiert. Die meisten Netze mit Umweltwärme- oder Abwärmenutzung wurden nach dem Jahr 2000 in Betrieb genommen. Die Nutzung von Umweltwärme oder Abwärme ist im Vergleich zu Holz lokal gebunden bzw. abhängig von der Verfügbarkeit der Quelle am Standort und deshalb nicht immer möglich. Wenn die Quellen aber genutzt werden können und Projekte daraus entstehen, können in der Regel grosse Leistungen installiert werden.

2.5 Anzahl Netze nach Kanton UND nach Hauptenergieträger

In nachfolgender Abbildung werden die Anzahl Netze Kanton und nach Hauptenergieträger dargestellt.

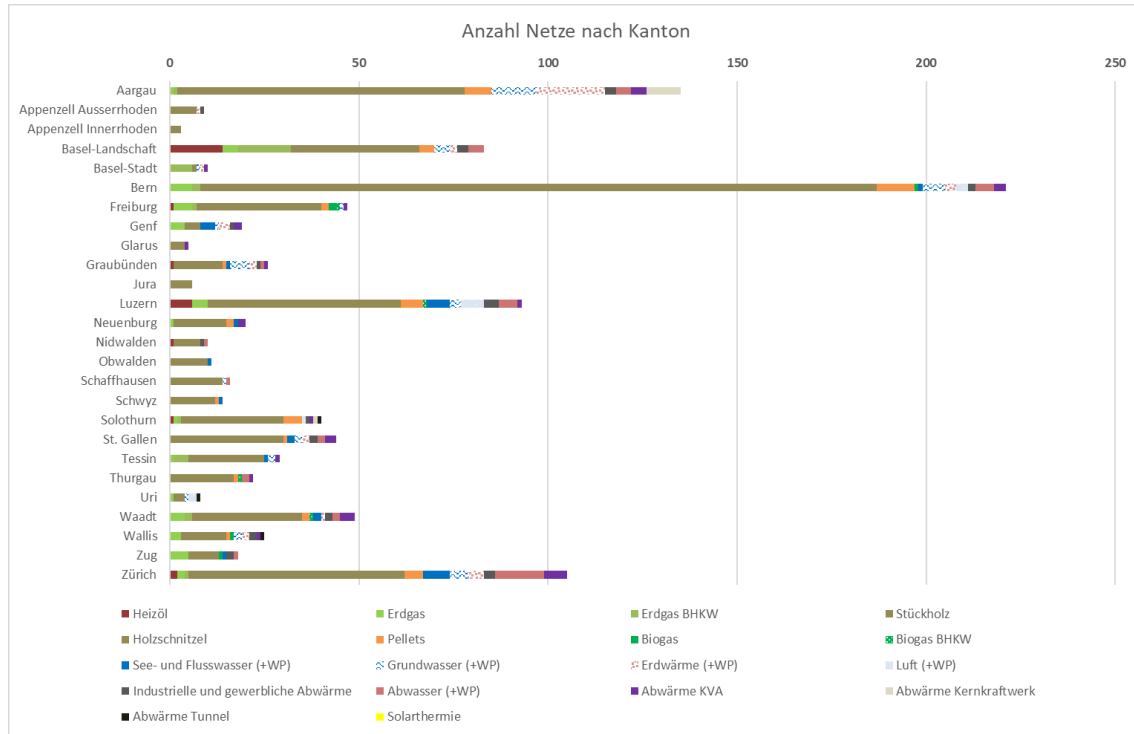


Abbildung 5: Anzahl Netze nach Kanton und Hauptenergieträger

Abbildung 5 ist die graphische und detailliertere Zusammenstellung nach Hauptenergieträger der zweiten Spalte von Tabelle 3 pro Kanton. Gut ersichtlich ist die grosse Anzahl der Holzschnitzel-Wärmeverbände (braun) in den Kantonen Bern, Aargau, Luzern und Zürich.

Die Seewassernutzungsprojekte sind blau dargestellt. Die meisten Projekte mit Nutzung von Seewasser für die Wärmeversorgung befinden sich in den Kantonen Zürich, Zug, Waadt, Luzern und Genf und für die Kältenutzung in den Kantonen Tessin und Neuenburg.

Im Kanton Aargau liefert die Abwärme aus dem Kernkraftwerk Beznau einen grossen Teil der Wärme (Refuna). So werden viele Liegenschaften beidseits der Aare ab Brugg bis zur Einmündung in den Rhein mit Fernwärme versorgt.

Der Kanton Zürich hat eine grosse Anzahl Wärmeverbände mit Nutzung der Abwasserwärme. Dies ist sicher auch dem Engagement des Kantons Zürich (AWEL) zu verdanken, der einen Leitfaden und ein einheitliches Verfahren¹ für die Baueingaben und die Planung der Nutzung von Abwasserwärme erstellt hat.

¹ <https://www.zh.ch/de/planen-bauen/bauvorschriften/energienutzung-untergrund-wasser/abwasser.html>

2.6 Installierte Leistung nach Kanton UND nach Hauptenergieträger

In nachfolgender Abbildung wird die installierte Leistung nach Kanton und nach Hauptenergieträger dargestellt.

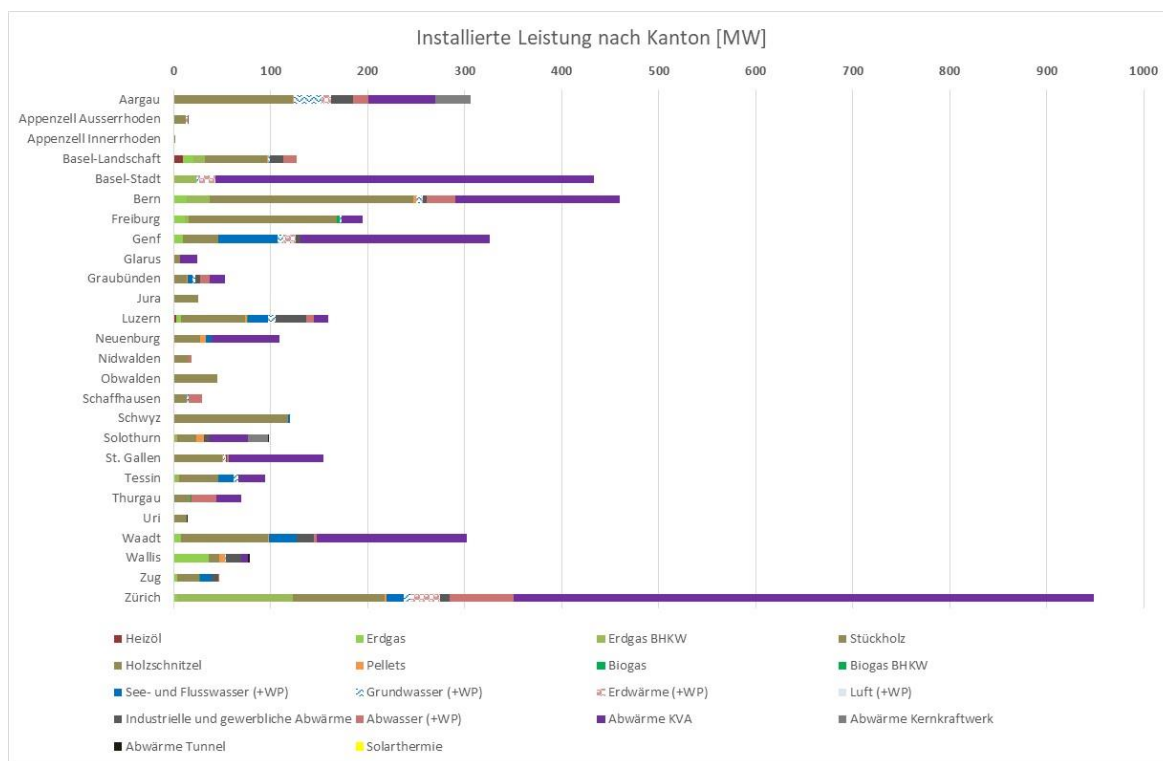


Abbildung 6: Installierte Leistung nach Kanton und Hauptenergieträger

Abbildung 6 ist die graphische und detailliertere Zusammenstellung nach Hauptenergieträger pro Kanton aus der dritten Spalte von Tabelle 3. Ersichtlich ist die Dominanz der KVA, vor allem in den Kantonen Zürich, Basel, Bern, Genf und Waadt. Werden die Kantone im Detail betrachtet, fällt z.B. auf, dass in den Kantonen Schaffhausen und Thurgau rund die Hälfte respektive ein Drittel der installierten Leistung der Anlagen auf die Abwasserwärmenutzung entfallen. Ebenfalls beeindruckend ist der Anteil an installierter Leistung für die Seewassernutzung im Kanton Genf, der momentan bei rund 20% liegt. In den Kantonen Luzern und Waadt wird am meisten industrielle Abwärme genutzt. Dies ist auf die Nutzung der Abwärme der Firma Swiss Steel in Emmen und der Holcim in Eclépens zurückzuführen. Eine grosse industrielle Abwärmenutzung gibt es ebenfalls im Kanton Aargau von der Schinznach Zulauf AG und im Kanton Wallis von der Lonza in Visp.

2.7 Thermische Netze mit solarer Unterstützung

Da die Netze mit einer solaren Einbindung auf der Karte nicht ersichtlich sind (weil die Solarenergie nie als Hauptenergieträger vorkommt), wurden diese Netze in der nachfolgenden Tabelle zusammengestellt. Unter Einbindung von solarer Energie in thermische Netze wird in der Regel die Einbindung von Solarthermie verstanden, obwohl auch Projekte mit Photovoltaik in Kombination mit Wärmepumpen als Solarprojekte gelten.

Tabelle 4: Netze mit solarer Unterstützung

Thermisches Netz	Gemeinde	Kt.	Hauptenergieträger
Wärmeverbund Bachmatten	Reinach	BL	Holzsplitzel
Wärmeverbund Gehrenstrasse / Bifangstrasse	Reinach	BL	Erdwärme (+WP)
Wärmeverbund Mischeli	Reinach	BL	Erdwärme (+WP)
Stöckacker Süd	Bern	BE	Erdwärme (+WP)
Wärmeversorgung Sagiweg Melchnau	Melchnau	BE	Holzsplitzel
Oberfeld, Ostermundigen	Ostermundigen	BE	Erdwärme (+WP)
Wärmeverbund Lyssbach Schüpfen AG	Schüpfen	BE	Holzsplitzel
Wärmeverbund Schwarzenburg West	Schwarzenburg	BE	Holzsplitzel
Miléant	Genève	GE	Erdgas
Wärmeverbund Siblingen	Siblingen	SH	Holzsplitzel
Solares Fernwärmenetz Saas-Fee	Saas-Fee	VS	Erdwärme (+WP)
Suurstoffi-Areal	Rotkreuz	ZG	Abwärme Gebäude
Wärmeverbund Flaach	Flaach	ZH	Holzsplitzel
Kleinwärmeverbund Baaregg, Knonau	Knonau	ZH	Holzsplitzel
Nahwärmeverbund Ebni Neftenbach	Neftenbach	ZH	Holzsplitzel

Nachfolgend werden als Beispiele einige Projekte detaillierter beschrieben:

- Oberfeld Ostermundigen ist eine autofreie Siedlung im Holzbau. Auf dem Dach wurden Hybridkollektoren montiert, die Strom und Wärme für den Betrieb einer S/W-Wärmepumpe produzieren. Die überschüssige Wärme aus den Kollektoren wird ins Erdsondenfeld eingespeist. Die Gebäude wurden nach Minergie-P zertifiziert.
- Der Wärmeverbund Sagiweg in Melchnau ist ein typischer Holzsplitzel-Wärmeverbund, in dem die Solarenergie die Schwachlast im Sommer deckt. Somit können jährlich rund 3'500 Liter Heizöl eingespart werden. www.waermeverbund-melchnau.ch
- Das Suurstoffi-Areal in Rotkreuz nutzt Erdwärme und die Abwärme aus der Kühlung der Gebäude über ein Niedertemperaturnetz. Zur elektrischen und thermischen Unterstützung des Gesamtsystems wurden PV-Paneele und Hybridkollektoren auf dem Dach montiert.

2.8 Thermische Netze mit Seewassernutzung

In Tabelle 5 sind die thermischen Netze mit Seewassernutzung aufgelistet.

Tabelle 5: Netze mit Seewassernutzung (+WP)

Thermisches Netz	Gemeinde	Kt.	Inst. Heizleistung [MW]
Wärmeverbund Kappelenring	Wohlen bei Bern	BE	k.A.
CADéco Jonction	Genève	GE	35
GeniLac	Genève	GE	20
GLN Genève-Lac-Nations	Genève	GE	3.5
Versoix Centre-Ville	Versoix	GE	3
St. Moritz Seewasserverbund	St. Moritz	GR	5
See-Energie-Netz Horw Kriens	Horw	LU	9
Inseliquai Energiezentrale	Luzern	LU	2.6
Village Luzern Rösslimatt	Luzern	LU	k.A.
Schweizer Paraplegiker-Zentrum	Nottwil	LU	4
Bürgenstock	Obbürgen	LU	3.1
Wärmeverbund See Weggis	Weggis	LU	2.5
Freecooling la Maladière	Neuchâtel	NE	6
Fruttresort Melchsee Frutt	Melchsee-Frutt	OW	k.A.
Energiering Küssnacht	Immensee	SZ	2
Seewasserverbund Knies Kinderzoo	Rapperswil-Jona	SG	0.28
Würth Rorschach	Rorschach	SG	0.35
Raffreddamento CSCS Lugano	Lugano	TI	16
CAD La Tour-de-Peilz	La Tour-de-Peilz	VD	8.9
Réseau thermique EPFL	Lausanne	VD	19
Wärmeverbund Circulago	Zug	ZG	12
Wärmeverbund Horgen Promenade	Horgen	ZH	0.75
Seewasserverbund Midor Meilen	Meilen	ZH	7.5
Wärmeverbund Tumbelen/Stogelen	Pfäffikon ZH	ZH	k.A.
Seewasserverbund Fraumünster	Zürich	ZH	2.7
Seewasserverbund Escherwiese	Zürich	ZH	4
Seewasserverbund Falkenstrasse	Zürich	ZH	2.2
Seewasserverbund Klausstrasse Zürich	Zürich	ZH	k.A.
Total			169.3

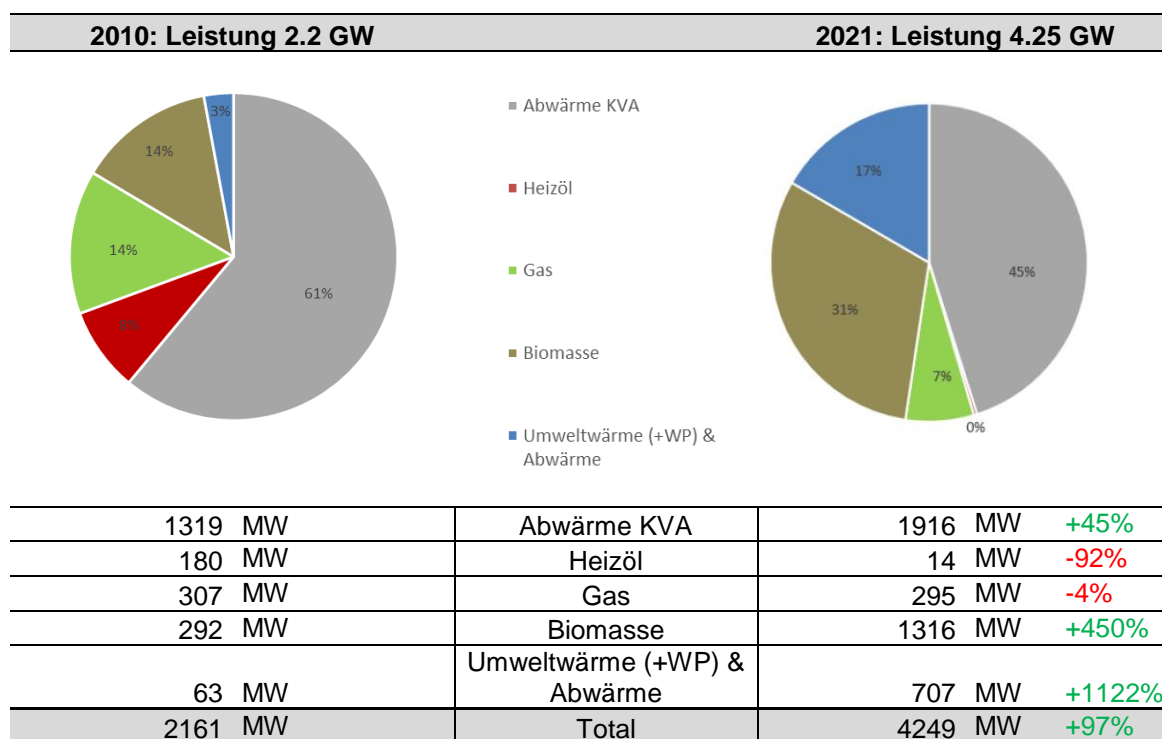
Die Nutzung von Seewasser für thermische Netze ist in der Schweiz im Moment noch bescheiden. Es sind bloss 169 MW installiert, d.h. rund 4% der totalen Leistung. Zudem sind gewisse Netze noch nicht komplett ausgebaut oder befinden sich erst in der Bauphase. Erwähnenswert ist auch, dass zwei Netze ausschliesslich für Kühlzwecke verwendet werden (Lugano und Neuchâtel). Der Trend zu einer vermehrten Nutzung von Seewasser für Heizzwecke ist aber vorhanden und es tauchen immer mehr entsprechende Projekte auf. Gemäss der Prognose des Weissbuchs Fernwärme (siehe Abbildung 7) hätte Seewasser mit 30% Anteil am meisten Potenzial.

3 Vergleiche

3.1 Vergleich mit 2010 (erste Liste VFS)

Um die Entwicklung der Fernwärme über ein Jahrzehnt zu sehen, wird ein Vergleich zwischen der aktuellen und der ersten Liste des Verbands Fernwärme Schweiz aus dem Jahr 2010 gemacht.

Tabelle 6: Vergleich der installierten Leistung im Jahr 2010 und 2020 mit Anteil nach Hauptenergieträger



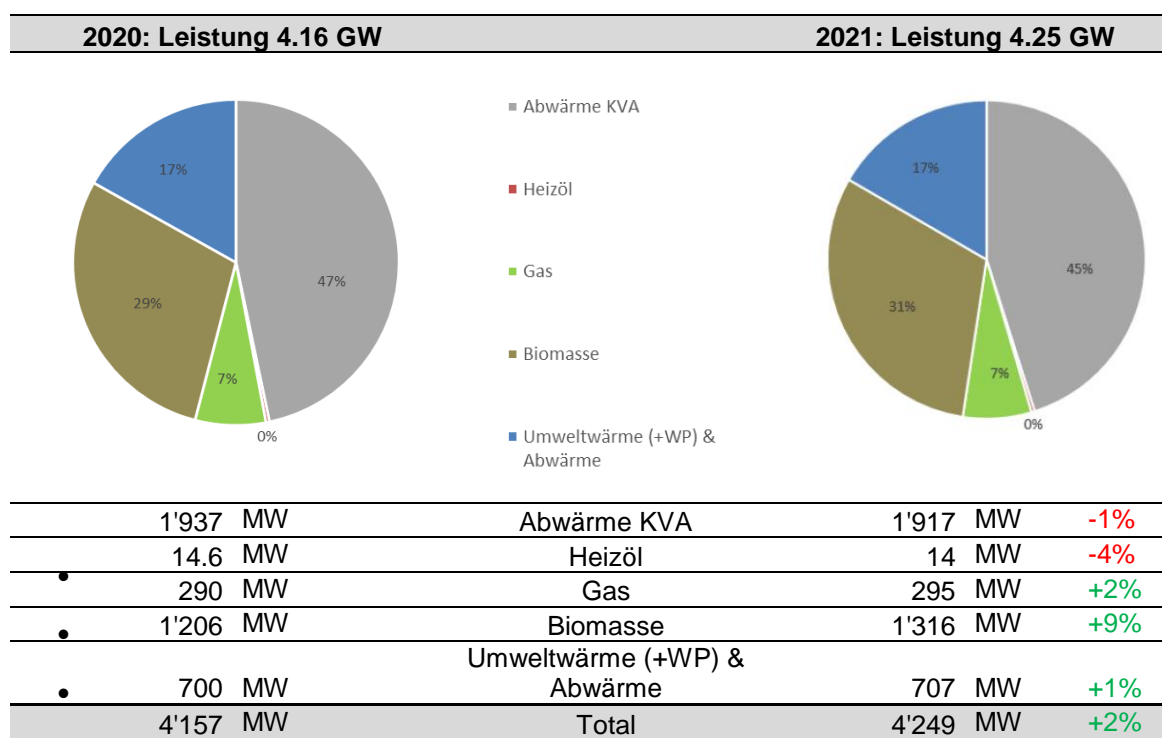
Es können folgende Erkenntnisse festgehalten werden:

- Die Liste von 2010 weist vermutlich grössere Lücken bzw. ist unvollständig. Deshalb wird dieser Vergleich 2021 zum letzten Mal dokumentiert.
- Innerhalb von elf Jahren kommt es zu rund einer Verdoppelung der installierten Leistung.
- Der Anteil der Netze mit Nutzung von Biomasse hat sich vervierfacht.
- Der Anteil der Netze mit Nutzung von Umweltwärme und Abwärme hat sich verelffacht.
- Die Nutzung der Abwärme aus KVA hat in absoluten Zahlen zugenommen (+45 %), aber anteilmässig gegenüber Biomasse und Umweltwärme/Abwärme abgenommen. Vor zehn Jahren dominierte die Nutzung von Abwärme aus KVA mit 60 % Anteil, heute beträgt dem Anteil noch knapp 45 %.

- Eine Reduktion des Einsatzes von heizöl- und gasbefeuelten Wärmeverbänden ist sichtbar. Die Zahlen sind hier aber mit besonderer Vorsicht zu geniessen, da die Datengrundlage für die fossilen Wärmeverbände sehr prekär ist.

3.2 Vergleich mit Vorjahr

In der nachfolgenden Tabelle wird ein Vergleich zwischen den Jahren 2020 und 2021 gemacht.



Es können folgende Erkenntnisse festgehalten werden:

- Die installierte Leistung der Biomasse-Netze hat um 110 MW (+9 %) zugenommen.
- Die installierte Leistung der Umweltwärme-/Abwärmenetze hat mit 7 MW nur leicht zugenommen (+1 %).
- Insgesamt sind nochmals rund 4% (~92 MW) installierte Leistung hinzugekommen.

3.3 Vergleich mit Prognose 2050

Interessant ist der Vergleich zwischen dem aktuellen Stand mit den Prognosen gemäss Weissbuch Fernwärme Schweiz fürs Jahr 2050. Dort wurden die Potenziale für verschiedene Energieträger anhand ihrer Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit definiert.

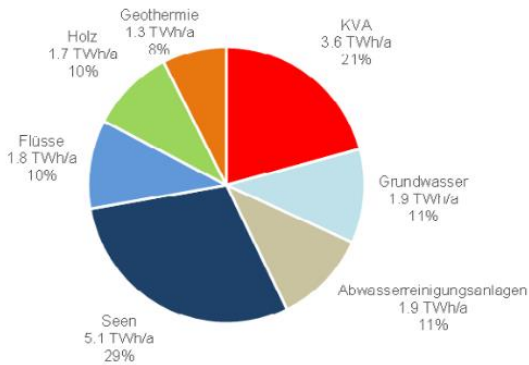
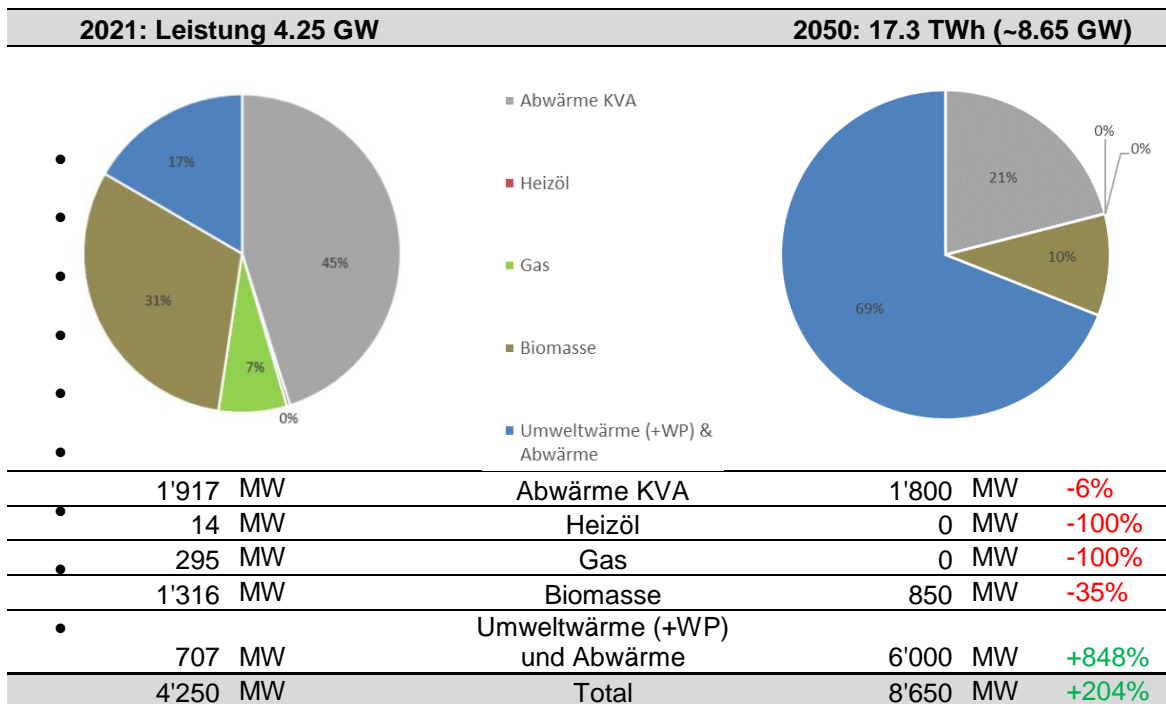


Abbildung 7: Aufteilung der Potenziale für den Einsatz in thermischen Netzen nach Energieträger/Energiequellen im Jahr 2050 gemäss Weissbuch Fernwärme Schweiz

Aus Abbildung 7 ist das enorme Potenzial von Seen mit rund 30 % Anteil ersichtlich sowie generell das Potenzial von Umweltwärme. In Abbildung 8 wird ein Vergleich zwischen dem Stand im Jahr 2021 und der Prognose für das Jahr 2050 angestellt. Die Energiequellen Geothermie, Grundwasser, Abwasserwärme, Seen und Flüsse wurden zusammengefasst und der Kategorie «Umweltwärme (+WP) und Abwärme» zugeordnet. Um die installierte Leistung im Jahr 2050 zu definieren, wurden die prognostizierten Energiemengen durch 2'000 Volllaststunden geteilt.



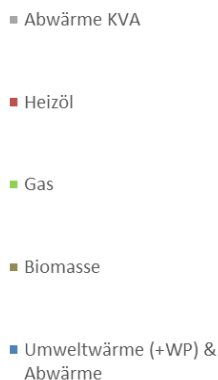
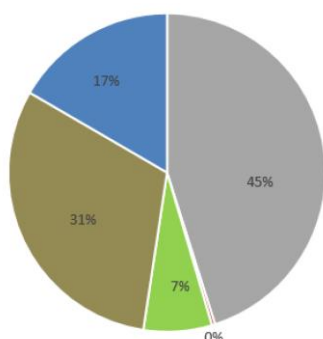
Es ergeben sich folgende Erkenntnisse:

- Die Nutzung von Abwärme aus KVA liegt bereits 6.5% über dem für 2050 angestrebten Ziel gemäss Weissbuch.
- Die Nutzung von Biomasse liegt sogar 55% über dem Zielwert von 2050.
- Das grösste Potenzial liegt in der Nutzung der Umweltwärme (+WP) und Abwärme. Hier geht das Weissbuch Fernwärme von einer über achtfach höheren Nutzung im Jahr 2050 aus.
- Insgesamt war Ende 2021 rund die Hälfte der gesamten prognostizierten Leistung installiert.

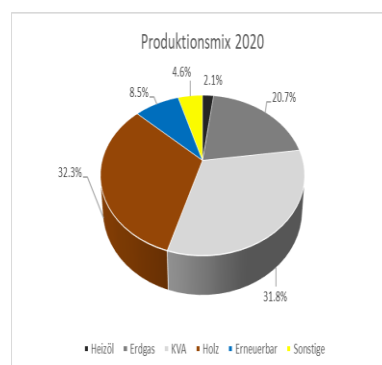
3.4 Vergleich Liste «Thermische Netze» mit der VFS- und der BFE-Statistik

Parallel zur Liste «Thermische Netze» führt der Verband Fernwärme Schweiz (VFS) jährlich eine eigene Fernwärme-Statistik, die im Wesentlichen auf einer Selbstdeklaration seiner Mitglieder sowie grosser ehemaliger Mitglieder basiert, durch. Erhoben werden u.a. die effektiv produzierte und verkaufte Wärmemenge sowie der Produktionsmix nach Energieträger. Deshalb ist die Datenqualität im Vergleich zur Liste der thermischen Netze besser und die Aussagen zur Wärmemenge und zum Produktionsmix aussagekräftiger. Der Nachteil ist, dass nur die genauen Angaben der VFS-Mitglieder vorliegen, die insgesamt rund 620 Wärmeverbände betreiben. Die Daten vieler Fernwärmenetze fehlen, insbesondere von kleineren Holzwärmeverbänden. Mit einem Quervergleich mit den Statistikdaten des Vereins Holzenergie Schweiz werden die Daten ergänzt und so gut es geht vervollständigt.

Liste TN 2021: Energie 8.5 TWh


















VFS 2020: Energie 8.5 TWh



Der Vergleich zwischen den beiden Erhebungen zeigt sehr ähnliche Resultate für die Energiemenge. Es werden in beiden Fällen etwa 8.5 TWh Wärme über Fernwärmenetze

übertragen. Von dem her kann davon ausgegangen werden, dass diese Zahl gut als Referenzwert für die Gesamtwärmeproduktion der Fernwärme dienen kann. Grosse Unterschiede gibt es beim Energie- bzw. Produktionsmix, da der VFS zwischen Hauptenergieträger und sekundärem Energieträger differenziert. In der Erhebung des VFS ist der Anteil an fossiler Energie entsprechend höher (22.8 % im Vergleich zu 7 %), da Erdgas oder Heizöl meist für die Spitzenlastdeckung eingesetzt wird. Der Anteil an erneuerbarer Energie und KVA-Abwärme liegt entsprechend tiefer. Der Anteil Holz liegt mit rund 32 % in einem ähnlichen Bereich. Die Liste «Thermische Netze» hat betreffend Darstellung auf dem Geoportal des Bundes Vorteile während die Fernwärmestatistik des VFS den Wärmebedarf und den Energiemix korrekter wiedergibt.

Daneben führt auch das BFE eine offizielle Fernwärme-Statistik, welche nur knapp 60 grosse Wärmeverbände berücksichtigt, die über 20 GWh Wärme absetzen. Alle kleineren Fernwärmenetze Gemäss Gesamtenergiestatistik 2020 liegt die übertragene Wärme der Fernwärmenetze bei 6.47 TWh/a, also etwa 24% tiefer als gemäss Liste thermische Netze und VFS-Fernwärme-Statistik. Die BFE-Statistik bildet also nur etwa drei Viertel der Fernwärmeversorgung der Schweiz ab. Aus ihr können keine verlässlichen Schlüsse betreffend Wärmeproduktion, Wärmeabsatz und Energieträgermix abgeleitet werden. Nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die Vor- und Nachteile der drei Fernwärme-Erhebungen.

	Liste «Thermische Netze»	VFS-Statistik	BFE- Statistik
Anerkennung (Statistiken)			
Vollständigkeit (Energienmenge)			
Genauigkeit (Energiemix)			
Methode (Konsistenz)			
Darstellung (Sichtbarkeit)			

4 Fazit

Im Jahr 2021 konnte die Liste «Thermische Netze» um 31 neue Netze ergänzt werden. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich Leistung der thermischen Netze um rund 92 MW erhöht, hauptsächlich durch Holzschnitzelverbünde. Es gibt keine markanten Veränderungen zwischen den Jahren 2020 und 2021.

Im Vergleich zu den Prognosen des Weissbuchs Fernwärme Schweiz des ist bereits die Hälfte der Gesamtleistung installiert. Dies bedeutet aber, dass das Ausbauziel noch lange nicht erreicht ist. Die meisten hochwertigen Quellen («Low-Hanging-Fruits») werden schon ausgeschöpft, die niederwertigen Quellen werden zukünftig mit immer zunehmendem Aufwand angezapft werden müssen.

Die Entwicklung verläuft nicht ganz gemäss den Prognosen des Weissbuchs Fernwärme. Es werden im Moment überdurchschnittlich viele hochwertige Quellen wie Biomasse genutzt. Dabei haben niederwertige Umweltwärme (Seen, Flüsse, ARA, Grundwasser), Abwärme und Geothermie das grösste wirtschaftlich nutzbare Potenzial.

In den letzten Jahren ist ein klarer Trend zur vermehrten Nutzung erneuerbarer Energiequellen spürbar. Diese Entwicklung wird sich dank der zahlreichen Projekte, die sich schweizweit in Planung oder bereits in der Realisierung befinden, sicher fortsetzen.

1 WKK-Systemdefinitionen

1.1 Definition WKK-Anlage

Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) ist die gleichzeitige Gewinnung von mechanischer und thermischer Nutzenergie aus anderen Energieformen mittels eines thermodynamischen Prozesses in einer technischen Anlage¹.

WKK-Anlagen zeichnen sich durch eine besonders rationelle Energieumwandlung aus, indem die im Brennstoff enthaltene Exergie, der wertvolle Anteil der Energie, systematisch genutzt wird. Die Brennstoffenergie wird in einer WKK-Anlage nicht direkt in niederwertige Wärme umgewandelt. Vielmehr erfolgt der Exergieabbau durch die Erzeugung von Strom und Wärme, die als Abwärme in der Regel auf einem genügend hohen Nutztemperaturniveau bei der Stromerzeugung ausgekoppelt wird.

Aus Sicht der Kosteneffizienz besitzen WKK-Anlagen aufgrund des hohen Gesamtwirkungsgrads – von 80 bis 95 % - durch die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung deutliche Vorteile im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme.

Die WKK-Anlagen sind die effizienteste Lösung, einen Brennstoff einzusetzen.

1.2 Technologie

Für die Realisierung des WKK-Prozesses stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Diese unterscheiden sich insbesondere durch den thermodynamischen Prozess, die eingesetzten Brennstoffe und die Anzahl der Freiheitsgrade.

Freiheitsgrad bezeichnet das Verhältnis der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Bei Anlagen mit einem Freiheitsgrad ist die Stromkennzahl konstant und die Strom- und Wärmeerzeugung stehen zueinander in einem festen Verhältnis. Anlagen mit zwei Freiheitsgraden können mit unterschiedlichen Strom- und Wärmeverhältnissen betrieben werden.

Es kommen hauptsächlich sechs Technologien zum Einsatz:

- Verbrennungsmotor
- Gasturbine (GT)
- Dampfturbine
- Gas- und Dampfturbinen-Kombinationen (GuD)
- Brennstoffzelle
- Stirlingmotor

Die letzten zwei Technologien aufgrund des Reifegrads sowie der Anlagendimensionen eine untergeordnete Rolle spielen.

In der vorliegenden Studie liegt der Schwerpunkt bei WKK-Technologien, die sich aufgrund der spezifischen Merkmale wie Nennleistung, Temperaturniveau der Wärmeauskopplung sowie Reifegrad am besten in Schweizer Wärmenetze integrieren lassen. Folgende Anlagentypen kommen in Frage:

- Verbrennungsmotoren-Anlage in Form von Blockheizkraftwerken (BHKW)
- Gasturbinenanlagen mit nachgeschalteten Abhitzekeßeln bzw. Mikrogasturbinenanlagen

Auf Heizkraftwerke mit Dampfkessel und Dampfturbine wird kurz eingegangen, da sie die Grundkomponenten bei der energetischen Verwertung fester Brennstoffe, hier Abfälle in KVA und Holz, bilden. Sie finden insbesondere in Fernwärmenetzen Anwendung.

Im Hinblick auf die **Wärmeauskopplung** unterscheiden sich Gasturbinen (GT) und Verbrennungsmotoren zu Dampfturbinenkraftwerken. Bei GT und Verbrennungsmotoren erfolgt die Wärmeerzeugung

¹Schaumann, G. & Schmitz, K. W. (2010): Kraft-Wärme-Kopplung. Berlin, Heidelberg: Springer.

Anhang WKK-Systemdefinitionen und technische Eckwerte

Multi-Energy-Hub mit WKK in thermischen Netzen

ohne Einschränkung der Stromerzeugung. Bei Dampfkraftwerken wird den Turbinen ein Teil des Dampfstromes, der einen bestimmten Dampfzustand aufweist, abgezogen, ausgekoppelt und als Nutzwärme an den Wärmeverbraucher übertragen. Das führt zu einer Reduktion der Stromerzeugung, da der für die Wärmeauskopplung abgezogene Dampfstrom keine Arbeit mehr an die Turbinenwelle abgeben kann. Andererseits werden die Motoren und GT über wertvollen Brennstoffen versorgt, wie z.B. Erdgas. Im Vergleich zur Dampfturbine ist bei Verbrennungsmotoren und Gasturbinen der elektrische Wirkungsgrad weitgehend unabhängig vom Temperaturniveau der Wärmeauskopplung.

Verbrennungsmotoren, Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren und Brennstoffzellen werden häufig auch unter dem Begriff „Blockheizkraftwerk“ (BHKW) zusammengefasst, da sie auch in Containerbauweise vermarktet werden.

WKK-Anlagen mit einer Leistung zwischen 50 kW und 2 MW werden in der Literatur teilweise als "Klein-WKK-Anlagen", und Anlagen mit einer Leistung kleiner als 50 kW als "Mikro-KWK-Anlagen" bezeichnet. Der elektrische Wirkungsgrad steigt tendenziell proportional zu der Leistungsgrösse der Anlage.

1.2.1 Gasturbine (GT)

Der Gasturbinen-Prozess (Joule-Prozess) ist ein offener Prozess. Die Hauptkomponenten sind der Verdichter, die Brennkammer, die Turbine und der Generator. Das Arbeitsmedium ist Luft und Rauchgas. Der Brennstoff wird dem angesaugten Arbeitsmedium Luft zugeführt, so dass eine innere Verbrennung stattfindet. Durch den nachgeschalteten Abhitzeessel wird die thermische Energie der Gasturbinenabgase mit einer Temperatur zwischen 450°C und 650°C geleitet und Nutzwärme - in Form von Heisswasser oder Dampf - erzeugt.

Die Bedeutung der Gasturbinenkraftwerke ist in den letzten Jahren zugenommen. Gründe dafür sind die günstigen Investitionskosten und die technologischen Fortschritte, die eine Erhöhung der Leistungen und Wirkungsgrade geführt haben.

Die erreichbaren elektrischen Wirkungsgrade liegen, proportional zur Leistung, bei etwa 25 % bis 44 %. Gasturbinen sind durch ein schnelles Anfahren gekennzeichnet **sowie einen schlechten Wirkungsgrad in Teillast. Unter 60 % der Last werden die Gasturbinen nicht betrieben, da der Wirkungsgrad wesentlich sinkt und die Emissionsgrenzwerte nicht eingehalten werden können.**

Es bestehen grundsätzlich drei Gasturbinenbauarten:

1.2.1.1 Industrieturbinen (aeroderivate Gasturbinen)

Dabei handelt es sich um eine Weiterentwicklung aus Flugtriebwerken für stationären Betrieb. Sie sind im Leistungsbereich bis ca. 100 MWel kommerziell erhältlich. Sie zeichnen sich durch eine leichte Bauart aus und bieten eine betriebliche Flexibilität, wie schnelle Reaktions- und Anfahrzeiten.

1.2.1.2 Schwere Kraftwerksturbinen (Heavy duty)

Schwere Kraftwerksturbinen sind die am weitesten verbreitete Bauart.² Sie werden im Leistungsbereich bis zu ca. 400 MWel angeboten und häufig in kombinierten Gas- und Dampfturbinenkraftwerken angewendet. Aufgrund des höheren Gewichtes werden die Schwere Kraftwerksturbinen vor Ort gewartet, im Gegensatz zu Industrieturbinen, die in der Regel zur Werkstatt transportiert und somit mit wesentlich niedrigeren Kosten gewartet werden.

Wirtschaftlich liegen die spezifischen Anlagenkosten der schweren Kraftwerksturbinen bei ca. 450 CHF/kW und somit tiefer als die der Industrieturbine (ca. 650 CHF/kW).

Gasturbinen sind auch mit bivalenter Feuerung als «dual fuel» erhältlich und können sowohl mit Erdgas als auch mit leichtem Öl betrieben werden. Industrieturbinen und ein Teil der Schwere Kraftwerksturbinen können ausserdem mit Biodiesel, Ethanol und Methanol sowie mit unterschiedlichen Prozentanteilen von Wasserstoff betrieben werden.

² Konstantin, P. (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft. Berlin, Heidelberg: Springer.

Anhang WKK-Systemdefinitionen und technische Eckwerte

Multi-Energy-Hub mit WKK in thermischen Netzen

Hinsichtlich der Emissionen sind die in der Luftreinhalte-Verordnung (LRV) enthaltenen Grenzwerte für NO_x nur mit einer Nachbehandlung (SCR) sicherzustellen. Die Grenzen für CO können dagegen auch ohne Nachbehandlungssystem eingehalten werden.

Die Gasturbinen-Heizkraftwerke verfügen über einen By-Pass-Kanal, um die Turbinenabgase direkt zum Kamin abzuleiten und die Strom- und Wärmeerzeugung zu entkoppeln.

1.2.1.3 Mikro-Gasturbinen

Als Mikrogasturbinen werden Gasturbinen im Leistungsbereich bis 400 kW_{el} definiert.³ Sie sind als Ein-Wellen-Aggregate ohne Getriebe konstruiert, weisen eine geringe sich drehende Masse auf und finden vor allem Anwendung bei dezentralen Wärmeversorgungssystemen. Bei diesen Anlagen sind Wirkungsgrade von etwa 25 % bis 30 % möglich.

Mikrogasturbinen sind besonders geeignet für die Wärmeversorgung von Gebäuden und Liegenschaften, die einen Wärmebedarf auf hohem Temperaturniveau und in schwankender Menge aufweisen, wie zum Beispiel bestehende größere Gebäude mit veralteter Bausubstanz bzw. Denkmalschutzgebäude oder Industrie und Gewerbe.

Hinsichtlich der Abgasemissionen halten Mikrogasturbinen mit NO_x-Gehalten von unter 30 mg/m³ im Abgas auch ohne zusätzliche Katalysatortechnik die Regeln der LRV (< 40 mg/m³) ein. Der aktuelle Grenzwert für Kohlenmonoxid (< 100 mg/m³) wird ebenso ohne zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen eingehalten.

Mikrogasturbinen kennzeichnen sich weiterhin durch geringe Lärmemissionen: Die hohen Drehzahlen von bis zu 100.000 U/min produzieren keinen tieffrequenten, hörbaren Körperschall.

1.2.2 Verbrennungsmotoren-Anlagen

Bei diesen Anlagen treibt der Verbrennungsmotor einen Generator zur Stromerzeugung an. Der grösste Teil der Abgaswärme sowie die im Motorkühlwasser und Ölkühler anfallende Wärme wird als Nutzwärme über Wärmeüberträger ausgekoppelt. Die Abgaswärme steht bei einem Temperaturniveau von ca. 500°C zur Verfügung. Bei Austritt des Abgas-Wärmeüberträgers haben die Abgase in der Regel eine Temperatur von ca. 120°C. Die über das Motorkühlwasser und den Ölkühler anfallende Wärme liegt in einem Temperaturbereich von ca. 85-90°C und wird als Niedertemperaturwärme (=NT-Wärme) bezeichnet.

Angeboten werden Einheiten im Leistungsbereich 50 kW bis ca. 15 MW, die Energienutzungsgrade von 85 % bis 90 % aufweisen.

Wärme- und Stromproduktion sind starr gekoppelt.

Die Motoren unterscheiden sich nach:

- Prozessart – Gleichraumprozess (Ottomotoren) und Gleichdruckprozess (Dieselmotoren)
- Arbeitsverfahren - Viertakt-Verfahren oder Zweitakt-Verfahren und
- Verfahren zur Minderung der Abgasemissionen.

Der Hauptunterschied zwischen Otto- und Dieselmotoren liegt in der Zündungsmethode des Luft-Brennstoffgemisches. Ottomotoren verwenden eine Zündkerze, um das in die Zylinder angesaugte, vorge-mischte Luft-Kraftstoff-Gemisch zu zünden. Dieselmotoren hingegen sind Selbstzünder. Der Brennstoff wird in die Zylinder eingespritzt und das Luft-Kraftstoff-Gemisch wird durch die Bewegung des Kolbens auf höheren Druck komprimiert. Dabei steigt die Temperatur des Gemischs auf die Selbstzündungstemperatur an. Für WKK-Anlagen sind überwiegend Ottomotoren von bis zu 15 MW elektrische Leistung verfügbar.⁴ BHKW-Motoren sind vor allem Gas-Motoren oder für den Gasbetrieb weiterentwickelte Dieselmotoren.

³ Asue (2021): Mikrogasturbinen.

⁴ Konstantin, P. (2018): Praxisbuch der Fernwärmeversorgung.

Anhang WKK-Systemdefinitionen und technische Eckwerte

Multi-Energy-Hub mit WKK in thermischen Netzen

Vielfach wird auch das Gas-Diesel-Verfahren angewendet, in dem das Abschalten des Motors im reinen Dieselbetrieb erfolgt und nach Erreichung der Nennleistung dem Motor ein Brenngas-Luftgemisch zur Verdichtung zugeleitet wird. Von diesem Betrieb kann unterbrechungsfrei auf reinen Dieselbetrieb umgeschaltet werden. Im Vergleich zu Gas-Otto-Motoren ist der Teillastbetrieb ungünstiger, sie sind allerdings von einem höheren elektrischen Wirkungsgrad gekennzeichnet.⁵

Aktuell werden vor allem Motoren mit Viertaktprinzip angewendet, das sie höhere el. Wirkungsgrade und Lebensdauer haben. Zweitaktmotoren werden nahezu nicht mehr angeboten.⁶

Ein Merkmal der Verbrennungsmotoren liegt ausserdem in den Nenndrehzahlen. Hohe Nenndrehzahlen entsprechen tieferen spezifischen Investitionskosten und Gewichten pro Nennleistungen sowie geringerer durchschnittlichen Lebensdauer. Motoren mit Nenndrehzahlen von 1.000 bis 1.500 Umdrehungen pro Minuten werden als Mittelschnellläufer bezeichnet, mit 750 U/Min gehören sie zu Langsamläufern.

Vorteile der Verbrennungsmotor-KWK-Anlagen sind die vielseitige Anwendbarkeit, die große Bandbreite an nutzbaren Brennstoffen, der geringe Platzbedarf, die gute und schnelle Regelbarkeit sowie die hohen elektrischen Wirkungsgrade. Nachteilig sind der relativ hohe Wartungsaufwand, die hohen Abgasemissionen, die in jedem Fall eine Abgasnachbehandlung erfordern, sowie insbesondere bei größeren Motoren der hohe Schallpegel und die Vibrationen.

1.2.3 Brennstoff

Als Kraftstoff für BHKW besitzt heute Erdgas die grössere Bedeutung gegenüber Dieselmotoren. Fast alle gasförmigen Brennstoffe können eingesetzt werden. Dabei spielt die Methanzahl eine wesentliche Rolle bei Klopfneigung.

Hersteller passen die Motoren in Abhängigkeit des Typs von Gas, das als Brennstoff angewendet wird, an. Sie können mit Erdgas, Klärgas, Deponiegas und verschiedenen Biogasen sowie Wasserstoff betrieben werden. Dieselmotoren für BHKW werden mit leichtem Heizöl betrieben.

1.2.4 Abgas

Die durch den Betrieb von Motoren entstehende Abgase enthalten Luftschadstoffe, insbesondere NO_x und CO sowie Russmissionen und Schwefeldioxidmissionen bei Dieselmotoren. Um die Abgasgrenze der LRV einzuhalten, sind Abgasbehandlungsanlagen erforderlich. In der Regel sind die Gas-Otto-Motoren mit 3-Wege-Katalysatoren ausgerüstet, wenn sie im Lambda-1-Betrieb (stöchiometrisches Verhältnis) arbeiten, sowie mit Oxidationskatalysator bei Magermotorkonzept zur Reduktion des CO-Gehaltes. SCR-Katalysatoren werden bei grossen Gas-Diesel-Motoren angewendet, wobei Ammoniak in die Abgase eingespritzt wird. Verbrennungsmotor-Herstellern weisen allerdings darauf hin, dass im Falle einer Heizöl-Betrieb die in der LRV festgelegten Grenzwerte der staubförmigen Emissionen von 20 mg/m³ nicht eingehalten werden können. Betrachtet der Heizöl-Betrieb als Not-Betrieb, würden die Anforderungen für Notstromaggregate gelten (50 mg/m³), die eingehalten werden können.

1.2.5 Unterschied Gasturbinen - Gasmotoren

Die zwei Technologien weisen mehrere Analogien auf und werden in der Praxis als alternative Anlagen betrachtet. Wesentliche Unterschiede bestehen vor allem hinsichtlich des Luftdurchsatzes, der Investitions- und Betriebskosten sowie des elektrischen Wirkungsgrades.

Im Unterschied zu BHKW-Motoren, die eine grosse Anzahl an bewegten Teilen haben, bestehen Gasturbinen aus einer bzw. zwei sich drehenden zentralen Wellen mit auf ihr montierten Schaufeln. Sie verfügen kaum über Verschleisssteile. Das führt zu einem im Vergleich zum Motor-BHKW stark reduzierten Wartungsaufwand.

⁵ Schaumann, G. & Schmitz, K. W. (2010): Kraft-Wärme-Kopplung. Berlin, Heidelberg: Springer.

⁶ Konstantin, P. (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft. Berlin, Heidelberg: Springer.

Anhang WKK-Systemdefinitionen und technische Eckwerte

Multi-Energy-Hub mit WKK in thermischen Netzen

Sowohl Gasturbinen als auch Gasverbrennungsmotoren können flexibel mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen betrieben werden. Im Unterschied zu Otto-Motoren, in welchen Säure und korrosive Kondensate gebildet werden, und Brennstoffzellen sind GT relativ unempfindlich gegen Schwefelwasserstoff – bis zu 7 Vol.-% Schwefelwasserstoff sind möglich.

Den besseren Wirkungsgraden der Motoren stehen die niedrigen Investitionskosten der Turbinen gegenüber.

Im Vergleich zu Motoren ist der Luftdurchsatz bei Gasturbinen deutlich höher (das Luftverhältnis liegt bei ca. 3 bis 4). Daraus resultiert ein hoher Abgasvolumenstrom. Aufgrund des hohen Luftdurchsatzes ist ein höheres Einsparpotential im Vergleich zu Verbrennungsmotoren erzielbar, da durch die Absenkung des Temperaturniveaus der Wärmeauskopplung eine Reduktion der Abgastemperatur bzw. Abgaswärmeverluste resultieren.

Die Veränderung des Ansaugdrucks (Luftdichte in der Aussenlufttemperatur) führt zur Veränderung der Leistung der Turbine. Da Gasturbinen mit hohen Luftüberschüssen betrieben werden, weisen die Abgase einen hohen Restsauerstoffgehalt auf. Dies ermöglicht die Installation einer nachgeschalteten Zusatzfeuerung in dem der im Abgas enthaltene Restsauerstoff mit zusätzlichem Brennstoff umgesetzt wird, um die verfügbare Abgaswärmeleistung zu steigern.

Der el. Wirkungsgrad der Gasturbine ist geringer als der der Verbrennungsmotoren, aufgrund der höheren Betriebstemperaturen und des Betriebs des Verdichters, der ca. 2/3 der von der Turbine erzeugten mechanischen Arbeit aufnimmt.⁷ Werden die Anlagen wärmegeführt bzw. steht die Wärmeerzeugung im Vordergrund ist aus Stromkennzahl die Anwendung von Gasturbine vorteilhaft. Im Gegenzug ist der Einsatz von Verbrennungsmotoren sinnvoll bei stromgeführter Fahrweise der WKK.

Die folgende Tabelle zeigt eine Zusammenfassung der Unterschiede zwischen den zwei Technologien.

Die Abbildung 1 stellt die technischen und wirtschaftlichen Merkmale von Gasturbinen und Gasmotoren gegenüber. Die Technologien weisen unterschiedlichen Kostenstrukturen auf. Die entsprechenden fixen und variablen Kosten werden je Anlagentyp prozentual verteilt.

Kategorien	Stärken	Verbrennung	Gasturbinen	Schwächen	Verbrennung	Gasturbinen		
		s-motoren	(aeroderivate)		-motoren	(aeroderivate)		
intern	Umwelt	Anwendung Erneuerbare Gase	x	x	Schadstoffemissionen (CO ₂ , NO _x) / Abgasreinigungsanlage	x	x	
	Technologie	Hohe Wärmeauskopplungstemperatur (Dampf)			x	Einhaltung Emissionsgrenzwerte bei Heizölbetrieb	x	
		Stromkennzahl	x			Einsatz in allen Anlagentypen (auch Industrie mit Dampfproduktion)	x	
		Schwarzstartfähigkeit	x	x		Invasive Anlagen (z.B. Geräuschpegel, Vibrationen)	x	
		Hohe el. Wirkungsgrad im Teillast	x					
	Wirtschaftlichkeit	Bivalente Feuerung	x	x				
		Investitionskosten		x		Investitionskosten	x	
	Sonstiges	Betriebskosten (Betriebsstoffe, Wartung)		x		Betriebskosten (Betriebsstoffe, Wartung)	x	
		Gesellschaftliche Akzeptanz	x	x		Bau- und Genehmigungszeit	x	
		Platzbedarf	x					
extern	Kategorien	Chancen		Risiken				
		Umwelt	Erneuerbare Gase über Power-to-Gas	x	x	Verfügbarkeit <u>ern.</u> Energieträger (Menge, Qualität und Preis)	x	x
	Technologie	CO ₂ -Abscheidung sinnvoll		x				
		Rückverstromung Wasserstoff	x	x		Kurzfristige Beschaffung LNG (Menge und Preis)	x	x
		Mikro-WKK-Anwendung	x	x		Geringes Entwicklungspotential	x	
		Einsparpotentiale Abgaswärmeverluste		x				
	Wirtschaftlichkeit	Bei erneuerbaren Gasen Versorgungssicherheit durch Nutzung bestehender Gasinfrastruktur				Verteuerung der CO ₂ -Zertifikate	x	x
		Im Vergleich zu Gros-Gaskraftwerke (Elcom)	x	x		Abhängigkeit von energiepolitischen Rahmenbedingungen	x	x
	Sonstiges	Projektentwicklungszeiten						

Tabelle 1: Zusammenfassung der Unterschiede von Verbrennungsmotoren und Gasturbinen (Quelle: Swispower)

⁷ Konstantin, P. (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft. Berlin, Heidelberg: Springer

Anhang WKK-Systemdefinitionen und technische Eckwerte

Multi-Energy-Hub mit WKK in thermischen Netzen

	Gasturbine	Gasmotorenkraftwerke
Eingesetzte Primärenergie	Gasförmige Brennstoffe	Gasförmige Brennstoffe
Leistungsbereich MW	50-100	0.25-15
El. Wirkungsgrad %	40	45
Gesamtwirkungsgrad %	90	95
Geschätzte Investitionskosten CHF/kW	400 - 600	800 - 1'200
Fixe Kosten %	30	25
Kapitalkosten %	84	81
Wartung/Instandhaltung %	5	9
Personal %	6	5
Versicherung %	5	5
Variable Kosten %	70	75
Brennstoff %	89	85
Instandhaltung %	4	6
Betriebsstoffe %	0	2
CO2-Zertifikatskosten %	7	7

Abbildung 1: Energiepreise⁸

1.2.6 Dampfturbinen

Dampfturbinen-Anlage bestehen im Wesentlichen aus vier Komponenten: einem Dampfkessel, einer Turbine mit Generator, einem Kondensator und einer Kesselspeisepumpe. In einem konventionellen Kraftwerk ist das Medium Dampf bzw. flüssiges Wasser. Einfachsten Dampfkraftwerken liegt der Clausius-Rankine-Kreisprozess zugrunde.

Im ersten Schritt wird aus dem Primärenergieträger in einem Dampfkessel Dampf erzeugt. Der erzeugte Dampf expandiert in einer Turbine und somit wird die darin enthaltene thermische Energie in mechanische Energie und anschliessend über einen Generator in Strom umgewandelt. Der Abdampf wird in Heizkondensatoren zur Heisswasserproduktion genutzt oder in Dampfschienen direkt eingespeist. Das Kondensat wird in den Dampfkessel über eine Kesselspeisepumpe zugeleitet.

Je nachdem wie die Wärmeauskoppelung erfolgt, ergeben sich zwei grundsätzliche Anlagentypen:

- Bei einer **Gegendruckturbinenanlage** wird der Dampf in der Turbine nicht vollständig entspannt, sondern nur teilweise auf ein bestimmtes Druck- und Temperaturniveau reduziert, so dass er beim Verlassen der Turbine noch einen hohen Anteil thermischer Energie enthält, die anschliessend in anderen Prozessen nutzbar ist. Diese Anlagentypen werden wärmegeführt gefahren, der Strom ist ein Abfallprodukt. Die Strom- und Wärmeerzeugung sind starr gekoppelt.
- bei **Entnahmekondensationsturbinenanlage** wird ein Teil der noch nicht entspannten Dampfstroms über mehrere steuerbaren Ventile auf unterschiedlichen Druck- und Temperaturniveaus entnommen und zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Bei solcher Anlage kann gleichzeitig gekoppelter und ungekoppelter Strom erzeugt werden. In Dampfturbine-Heizkraftwerken ist der Stromkennzahl stark abhängig vom Druckniveau der Wärmeauskopplung. Und sie sinkt bei höherem Auskopplungsdruck.

⁸ Zenke, I., Wollschläger, S. & Eder, J. (2021): Energiepreise: Von der Kalkulation bis zur Abrechnung von Preisen für Strom, Gas, Fernwärme, Wasser und CO2. Berlin: Walter de Guyer GmbH & Co KG.

Anhang WKK-Systemdefinitionen und technische Eckwerte

Multi-Energy-Hub mit WKK in thermischen Netzen

Der Wirkungsgrad ist in Dampfturbinenkraftwerken stark abhängig vom Druckniveau der Wärmeauskopplung. Als Anhaltswerte können verallgemeinernd ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 83 % und ein elektrischer Wirkungsgrad von ca. 28 % dem WKK-Prozess zugrunde gelegt werden.

Ein wesentlicher Vorteil der Dampfturbinenkraftwerke liegt in der Vielseitigkeit im Primärenergieeinsatz, da feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe einsetzbar sind. Entnahmekondensationsturbinenanlagen ermöglichen Flexibilität in der Strom- und Wärmeerzeugung. Im Gegenzug sind Dampfturbinenkraftwerke über einen hohen Platzbedarf und Kapitalkosten gekennzeichnet und somit als Grundlastherzeuger in der Wärmewirtschaft angewendet.

1 Grundlagen dezentrale WKK-Anlagen

Dezentrale WKK-Anlagen bieten sich dort an, wo punktuell ein Strombedarf wie auch ein entsprechender Wärmebedarf benötigt werden. Im Vordergrund stehen dafür

- Gewerbe und Industrie mit Bedarf an Prozesswärme
- Hotelkomplexe
- Spitäler
- Mehrfamilienhäuser
- etc.

Alle erwähnten Einsatzgebiete für WKK-Systeme eignen sich deshalb gut, da deren Wärmebedarf mehrheitlich ein höheres Temperaturniveau verlangt. Bei den Mehrfamilienhäusern eignen sich insbesondere jene für den Einsatz von WKK, welche sich im urbanen, städtischen Umfeld befinden. In solchen Perimetern lassen sich Heizsysteme mit Wärmepumpen mangels fehlenden Platzes für die Erdsondenfelder oder Schallproblemen (Luft/Wasser-WP) oft nicht realisieren.

Das Leistungsspektrum bei dezentralen WKK-Anlagen reicht von 5 kW bis ca. 500 kW, wobei Leistungen grösser 200 kW wegen fehlenden Wärmenetzen eher selten sind. Dabei kommen meist standardisierte und teils in Serie gefertigte Kompaktmodule zur Anwendung. WKK-Anlagen im beschriebenen Leistungsspektrum lassen sich mit verschiedenen Brenngasen betreiben. Aktuell steht dabei Bio- und Erdgas im Vordergrund. In Zukunft wird wie auch bei den zentralen WKK-Anlagen der Einsatz von Wasserstoff H₂ möglich sein. Besonders interessant wird in diesem Zusammenhang die Brennstoffzellen-Technologie, welche gegenüber den Verbrennungsmotoren einen noch höheren elektrischen/exergetischen Wirkungsgrad aufweist.

1.1 Betriebsweise



Abbildung 1: Leistungsspektrum dezentraler WKK-Anlagen (Quelle: SenerTec GmbH, St.Galler Stadtwerke)

WKK-Anlagen können grundsätzlich nach zwei Betriebsregimen betrieben werden. Im rein stromgeführten Betrieb wird die WKK-Anlage einzig nach Strombedarf ein- respektive ausgeschaltet, während im rein wärmegeführten Betrieb einzig der Wärmebedarf zugrunde liegt. Im Segment der Mikro-WKK bis ca. 20 kW kommt praktisch nur ein rein wärmegeführter Betrieb zur Anwendung, da diese Anlagen oft für einen monovalenten Betrieb (nur eine Energieerzeugungsanlage) konzipiert werden und damit stromtechnische Bedürfnisse nicht oder nur in einem sehr geringen Ausmass berücksichtigt werden können. Da WKK-Anlagen mit Leistungen von 20 kW bis ca. 500 kW in den meisten Fällen in Kombination mit anderen Energiesystemen (Spitzen und Redundanz-Kessel) zur Anwendung kommen, erhöhen sich mit steigender Leistung und höheren Redundanzen die Freiheitsgrade für eine stromgeführte Betriebsart und dies bei gleichzeitiger und vollständiger Bedürfnisabdeckung hinsichtlich Wärmebedarf (Spitzengaskessel, Abwärmenutzung Kehrrichtverbrennungsanlage etc.).

Bei der Wahl eines Betriebsregimes gilt es ökonomische und ökologische Aspekte bestmöglich zu vereinen. Ein Besitzer einer WKK-Anlage ist bestrebt diese gewinnorientiert zu betreiben, was nicht zuletzt auch über eine Betriebszeit-Maximierung geht (Abwälzung der Fixkosten). Aus ökologischer

Sicht ist der Betrieb von WKK-Anlagen jedoch nicht sinnvoll, wenn ausreichen erneuerbarer Strom vorhanden ist. Wenn nachfolgend von einem stromgeführten Betrieb gesprochen wird, handelt es sich nicht nur um die Berücksichtigung des haus-, Eigenverbrauchsgemeinschaft (EVG)- oder arealinternen Stromverbrauchs, sondern mit zunehmender WKK-Leistung vermehrt den gesamten Strommarkt. Das bedeutet, dass Gross-WKK-Anlagen zusehends den Mechanismen des Strommarktes ausgesetzt sind. Das Gute an dieser Situation ist, dass der Strommarkt auch durch die erneuerbaren Energien (Wind, Solar etc.) beeinflusst wird und damit die strommarkttechnischen Aspekte und die ökologischen Aspekte insbesondere in Zeiten von Überschussproduktionen einhergehen. Die Kehrseite dieser Medaille ist der Umstand, dass aufgrund des Merit-Order-Effekts die Vermarktung des WKK-Stroms mit hohen Gesteungskosten (Grenzkosten) zurzeit durch Stromproduktionen aus anderen Kraftwerken, welche hinsichtlich Ökologie schlechter zu bewerten sind, mit tieferen Grenzkosten (niedrigere variable Kosten) verdrängt wird. Es bleibt die Vermarktung von Ausgleichsenergie (Flexibilitäten), mit welcher wohl höhere Strompreise erzielt werden kann, jedoch in der Menge und damit in der Betriebszeit stark eingeschränkt ist. Nur für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie kann keine ausreichende Betriebszeit von WKK-Anlagen erreicht werden.

Daher gilt: Die Bereitstellung von Freiheitsgraden für einen stromgeführten Betrieb führt zu einer Reduktion der jährlichen Betriebszeit von WKK-Anlagen.

Mittel- und langfristig werden Bandlasterzeuger wie Kernkraftwerke oder Kohlekraftwerke vom Netz genommen. Die WKK-Technik bietet sich an, im Winterhalbjahr einen Teil dieser Bandenergie zu substituieren. In Bezug auf das Betriebsregime muss eine ausgewogene Mischung aus einer wärme- und stromgeführten Betriebsart gewählt werden. Damit können zum einen die Stärken der WKK-Technologie (effizient, flexibel und umweltschonend) genutzt werden und zum anderen die Chancen für einen eigenwirtschaftlichen Betrieb gewahrt bleiben.

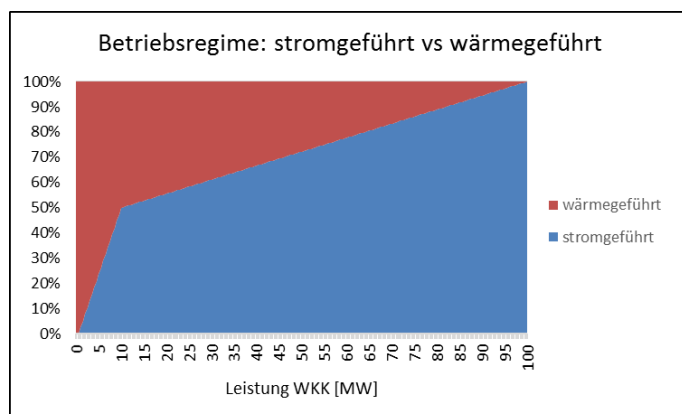


Abbildung 2: Betriebsregime stromgeführt vs. wärmegeführt
(Quelle: St.Galler Stadtwerke)

In Abbildung 2 wird versucht, das erwähnte Zusammenspiel von einem wärme- und stromgeführten Betriebsregime darzustellen. Ein Betriebsregime wird neben dem Strom- und Wärmebedarf auch von ökologischen Faktoren beeinflusst. Damit nimmt mit steigender WKK-Leistung in der Praxis das wärmegeführte Regime überproportional ab. Dies weil Gross-WKK-Anlagen entweder in grösseren Wärmenetzen (Fernwärmeversorgungen) zur Anwendung kommen, wo die Wärmeproduktion aus dem WKK-Betrieb eine untergeordnete Rolle hat oder bei grossen WKK-Leistungen (GUD) die

Abwärme aufgrund eines oftmals zu kleinen Wärmenetzes nicht vollständig abgenommen werden kann.

1.1.1 Legitimation dezentraler Anlagen aus klimapolitischer Sicht

Auf dem Weg zum Netto-Null-Stromverbrauchermix ist die WKK ein wichtiges Element. Damit lassen sich Stromimporte aus fossilen thermischen Kraftwerken nach und nach substituieren. Der grosse Vorteil der WKK ist ihre Energieeffizienz durch die gekoppelte Produktion von Strom und Wärme. Im Vergleich zur getrennten Produktion der gleichen Strommenge mit thermischen Kraftwerken (Kohle oder Gas) und der gleichen Wärmemenge mittels konventionellen Heizkesseln werden rund 40 % weniger fossile Energie benötigt und damit auch entsprechend weniger CO₂ emittiert.

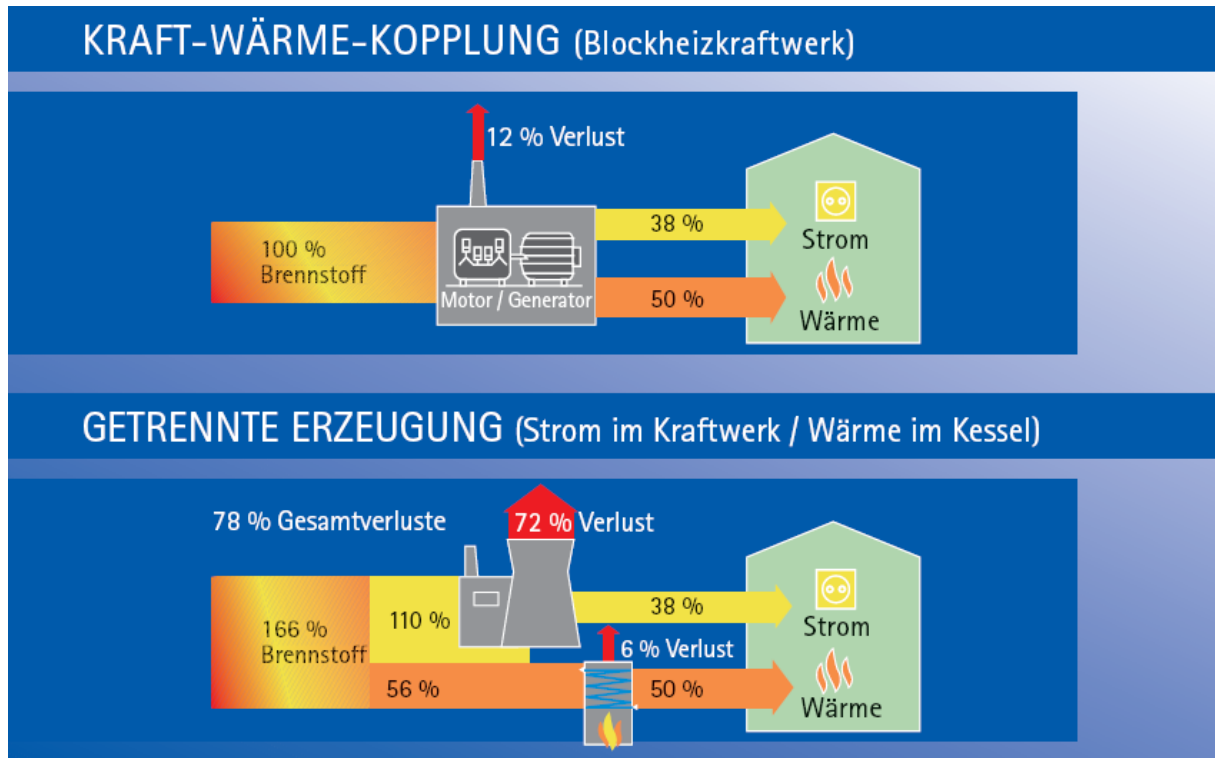


Abbildung 3: Getrennte Strom- und Wärmeerzeugung vs. Kopplung (Quelle: www.baunetzwissen.de)

Zudem wird die WKK-Technologie mit der zunehmenden Umstellung der Gasversorgung auf erneuerbare Gase ebenfalls klimaneutral. Für diesen Umbau ist die Sektorkopplung, sprich die Verbindung und das Zusammenspiel von unterschiedliche Energienetzen, -Formen, -Speicherungen und -Nutzungen, unabdingbar. Dies gilt insbesondere für die saisonale Speicherung von Überschussproduktionen aus PV- und Windanlagen. In diesem Zusammenhang spielt die WKK in der bevorstehenden Energiewende eine essenzielle Rolle. So wandelt die WKK im Rahmen der Sektorkopplung das erneuerbare Gas zu Strom (Gas-to-Power) und zu Wärme (Gas-to-Heat) und ist damit ein wichtiges Bindeglied für die Verbindung des Gas-, Strom- und Wärmenetzes.

Unabhängig von der Sektorkopplung ergänzt sich die WKK- und PV-Technologie nahezu ideal. Sie verbinden in der zeitlichen Achse die zur Verfügung stehende Sonnenenergie mit dem Bedarf an Wärmeenergie für Heizung und Brauchwarmwasser. Die nachfolgende Grafik zeigt einen effektiv gemessenen Lastgang eines WKK- und PV-Portfolios der Stadt St.Gallen. Unter anderem wird ersichtlich, dass die produzierten Energiemengen von WKK und PV (Fläche unter den Mittelwertkurven) etwa gleich sind, obwohl die installierte WKK-Leistung rund 4-mal kleiner ist.

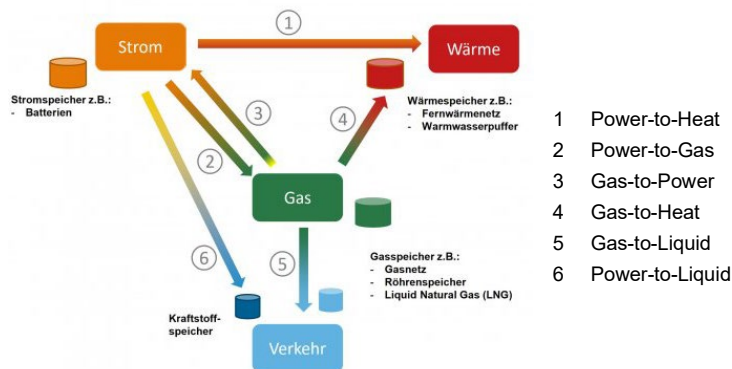


Abbildung 4: Prinzip der Sektorkopplung (Quelle: www.strom.ch)

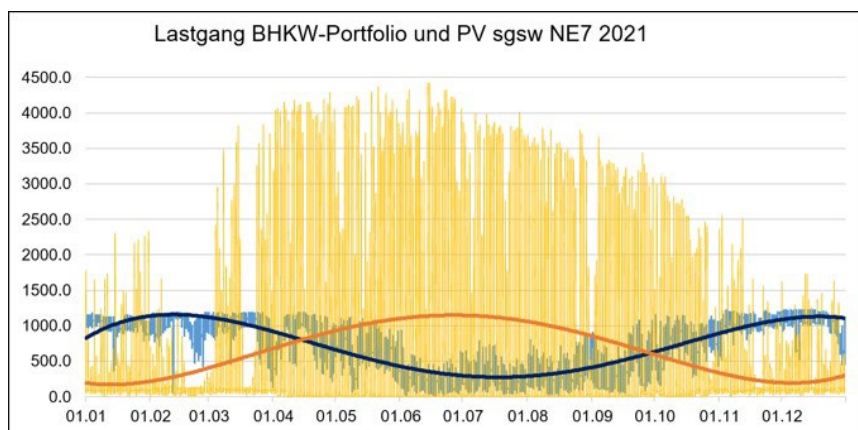


Abbildung 5: Lastgang BHKW-Portfolio und PV sgsw NE7 2021
 (Quelle: St.Galler Stadtwerke)

Generell gilt es Konkurrenzsituationen insbesondere mit Photovoltaik zu vermeiden (siehe Postulat 20.3000 «Zukunftsstrategie für die Wärme-Kraft-Kopplung»). Technologiebedingt ist das Konfliktpotential im Winterhalbjahr auch mit einem wärmegeführten Betrieb eher gering. Im Sommerhalbjahr muss das Regime zunehmend von einem wärmegeführten zu einem stromgeführten

Betrieb wechseln. Eine allfällige Warmwasseraufbereitung hat während dieser Zeit grundsätzlich während den Nachtstunden zu erfolgen.

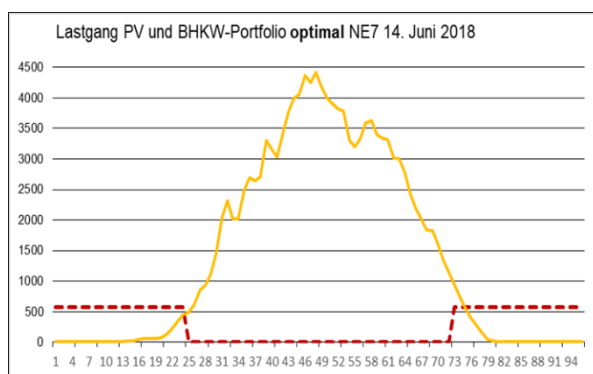
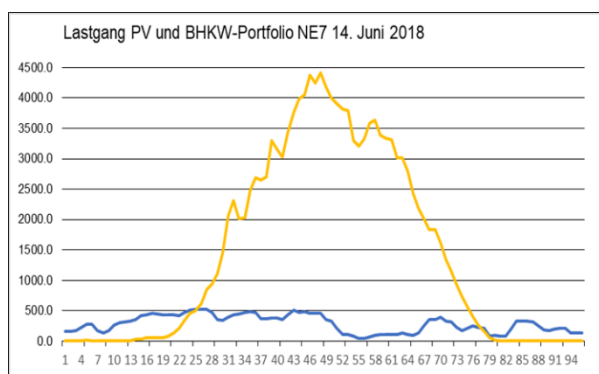


Abbildung 6: Lastgangoptimierung PV- und BHKW-Portfolio (Quelle: St.Galler Stadtwerke)

Für die klimapolitische Beurteilung einer Energietechnologie ist es wichtig nicht nur die Technologie isoliert zu betrachten. Vielmehr gilt es deren Rolle im Gesamtsystem zu bewerten. Dies umso mehr, da letzteres in einem dynamischen Wandel befindet. In Anbetracht dessen darf/muss der WKK auf dem Weg zu einer Netto-Null-Energieversorgung eine wichtige Rolle zugeteilt werden.

1.2 Dezentrale WKK zur Stromnetzentlastung

Ein Grossteil der dezentralen WKK-Anlagen sind auf der Netzebene 7 (NE 7) angeschlossen und speisen auch in diese ein. In Anbetracht der zunehmenden Elektrifizierung im Wärmebereich (Wärmepumpen) und im Mobilitätsbereich (E-Mobilität), welche mehrheitlich ebenfalls auf der NE 7 stattfindet, darf die dezentrale WKK nicht nur energetisch, sondern auch von ihrer Leistungskapazität her, betrachtet werden. Ebenso gilt es die Anspruchsentwicklung der Stromnetze im Auge zu behalten. Gemäss Simulationen von Stromnetzbetreibern wird sich die Leistungsspitze im Stromnetz bis ins Jahr 2020 mit einer uneingeschränkten Elektrifizierung in etwa verdoppeln. Bereits in naher Zukunft werden punktuell Netzverstärkungen notwendig werden. Mittel- und langfristig führen die notwendigen Netzverstärkungen zu einer erheblichen Kostensteigerung bei den Netzkosten, welche auch aus volkswirtschaftlicher und sozialer Sicht problematisch sein kann.

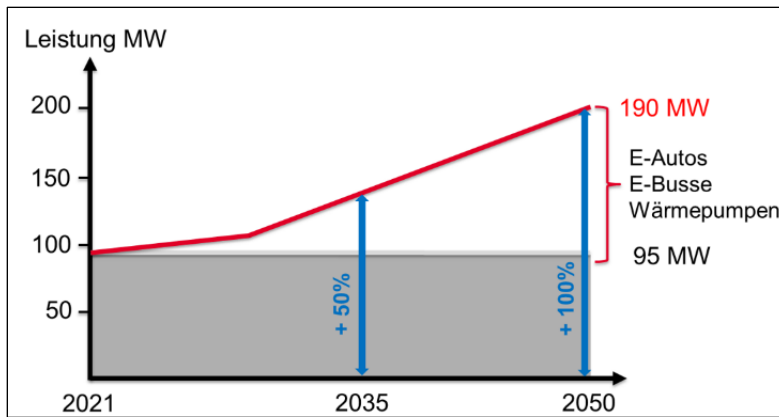


Abbildung 7: Entwicklung Leistungsspitzen Stromverteilnetz Stadt St.Gallen
 (Quelle: St.Galler Stadtwerke)

1.3 Wirtschaftlichkeit dezentraler WKK-Anlagen

1.3.1 Ausgangslage

Anhand des «Cockpit Stromgestehungskosten WKK» wurde im Sinne von Fallbeispielen (Szenarien) für die Städte Basel, Bern Luzern, St. Gallen und Zürich und für die Leistungsgrößen 20 kW, 50 kW und 100 kW die Wirtschaftlichkeit von WKK-Anwendungen berechnet. Die Berechnungen basieren unter Anwendung der **publizierten Tarife** von **Strom** und **Gas**. Diese kommen mehrheitlich bei kleineren BHKWs zur Anwendung. Grössere BHKW-Module über 200 kW elektrischer Leistung kommen meistens in der Industrie und dem Gewerbe zum Einsatz, wo die Anwendung der offiziellen Energietarife wenig Sinn macht.

Für die untersuchten Leistungsgrößen wurden jeweils hinsichtlich Investitions- und Wartungskosten Erfahrungswerte der St.Galler Stadtwerke hinterlegt.

1.3.2 Fördermassnahmen

Mit Ausnahme der Stadt St.Gallen, welche die WKK in ihrem Energiekonzept EnK³ 2050 verankert hat und dafür auch entsprechende Fördermittel zur Verfügung stellt, bleibt die WKK-Förderung auf nationaler Ebene weitgehend aus. Die Fördermittel der Stadt St. Gallen wurden in den entsprechenden Fallbeispielen berücksichtigt.

Eine Teil-Rückerstattung der CO₂-Abgabe für WKK-Anlagen ist in der CO₂-Verordnung des Bundes erst für WKK-Anlagen grösser 500 kW Feuerungsleistung vorgesehen. In zwei Szenarien wird, im Sinne der aktuellen Versorgungssituation, angenommen, dass eine Teil-Rückerstattung der CO₂-Abgabe auch für kleinere WKK-Anlagen beantragt werden kann.

1.3.3 Wirtschaftliche Betrachtungen

Im nachstehenden „Cockpit Stromgestehungskosten WKK“ lassen sich sowohl die Stromgestehungskosten, wie auch die Wirtschaftlichkeit (Betriebsergebnis), wie folgt berechnen:

Stromgestehungskosten	=	Nettoaufwand / Stromproduktion
------------------------------	---	---------------------------------------

wobei gilt:

Aufwand:	Gaskosten GP	= Inputleistung x GP Gas
	Gaskosten AP	= Inputleistung x Betriebszeit/a x AP Gas
	Wartungskosten	= Betriebszeit x Wartungspauschale/h (Vollwartung)
	Kapitalkosten	= Investitionskosten x Annuität

./ Ertrag:	Wärmeproduktion	= Leistung th. x Betriebszeit/a x Wärmepreis
------------	-----------------	--

Nettoaufwand für Stromproduktion

Wirtschaftlichkeit	= Ertrag - Aufwand
---------------------------	---------------------------

wobei gilt:

Ertrag:	Stromproduktion	= Leistung el. x Betriebszeit/a x mittlerer Strompreis
Ertrag:	Wärmeproduktion	= Leistung th. x Betriebszeit/a x Wärmepreis
./:Aufwand:	Gaskosten GP	= Inputleistung x GP Gas
	Gaskosten AP	= Inputleistung x Betriebszeit/a x AP Gas
	Wartungskosten	= Betriebszeit x Wartungspauschale/h
	Kapitalkosten	= Investitionskosten x Annuität

Betriebsergebnis

Legende: GP: Grundpreis bzw. Leistungspreis
 AP: Arbeitspreis

1.3.4 Hinweise zur Berechnungsmethodik

- Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung basiert **auf einem Vergleich** zwischen **einer konventionellen Gasheizung** und einer **BHKW-Anlage mit Spitzengaskessel**. Letzterer wird auf den benötigten Wärmeleistungsbedarf ausgelegt. Monovalente BHKW-Anlagen sind eher selten und nur im kleinen Leistungssegment (<10 kW_{el}) zu finden.
- Die **Investitionskosten** beinhalten die komplette BHKW-Anlage inkl. Wärmespeicher, Steuersystem etc., nicht aber die Kosten für den Spitzengaskessel, Druckhaltung und Wärmeverteilung (=Sowieso-Investition).
- Bei den **Wartungskosten** wurden jeweils die Wartungspreise pro Betriebsstunden auf Basis eines Vollwartungsvertrages eingerechnet.
- Für sämtliche Szenarien wurde eine jährliche **Betriebszeit** der BHKW-Module von 4500 Stunden eingesetzt.
- Als **Wärmepreis** wird im Sinn des Opportunitätsprinzips der Energiepreis eingesetzt, welcher für eine konventionelle Wärmeleistung notwendig ist (Energiepreis dividiert durch Jahreswirkungsgrad Heizkessel).

1.3.5 Zusammensetzung der Betriebskosten im Allgemeinen

Sämtliche Fallbeispiele zeigen bei den Betriebskosten ein ähnliches Bild. So bilden die Energiekosten, bestehend aus Grund-/Leistungs- und Arbeitspreis für Erdgas den grössten Anteil. Während bei kleinen Leistungen die Energiekosten bei einem Anteil von rund 60 % liegen, erreichen diese bei Gross-BHKWs bis 75 %. Obwohl die spezifischen Energiekosten bei Grossanlagen aufgrund der Marktsituation markant sinken, liegen die Gründe für diesen Umstand in der teilweise überproportionalen Abnahme der spezifischen Investitions- und Wartungskosten.

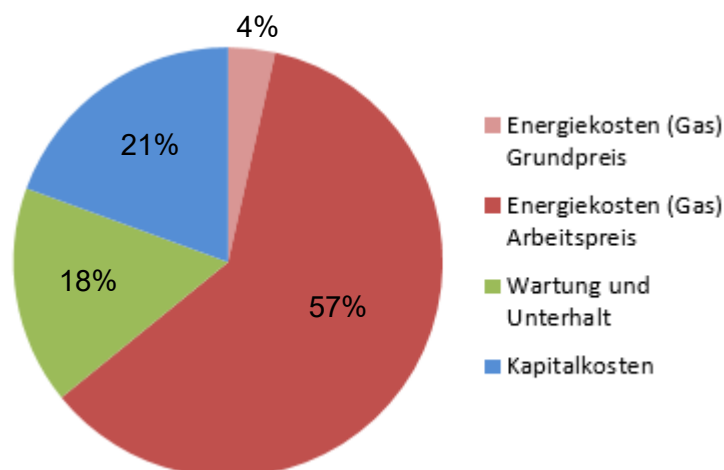


Abbildung 8: Zusammensetzung Betriebskosten
(Quelle: St.Galler Stadtwerke)

1.4 Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit

1.4.1 Einfluss der Stromgestehungskosten auf die Wirtschaftlichkeit

Tiefe Stromgestehungskosten bedeuten nicht zwangsweise auch die beste Wirtschaftlichkeit. Während die Stromgestehungskosten die eigentlichen Produktionskosten wiedergeben, hängt die Wirtschaftlichkeit zusätzlich vom Preis ab, zu welchem der Strom «verkauft» werden kann. Dieser **mittlere Stromvergütungspreis** setzt sich aus dem Mittelwert für den eingesparten Strombezug (anteilmässiger Mix von Hoch – und Niedertarif für Eigenbedarf) sowie dem HT-NT-Mix des Strom-Rückliefer tariffs zusammen.

Hohe Stromtarife wie zum Beispiel in der Stadt Basel und eine hohe Eigenverbrauchsquote führen zu höheren mittleren Strompreisen, welche für die Stromproduktion eingesetzt werden können. Dies beeinflusst die Wirtschaftlichkeit von WKK-Anlagen markant im positiven Sinn.

1.4.2 Einfluss der Energiekosten (Erdgas)

In der nachfolgenden Tabelle sind die Gaspreise für Tarifikunden in verschiedenen Schweizer Städten zusammengestellt. Die Gaspreise verstehen sich inkl. MWST und 1.875 Rp/kWh CO₂-Abgabe und gelten für reines Erdgas (ohne Biogas) ab einer Bezugsmenge von 50'000 kWh/a respektive 500'000 kWh/a. Für einen aussagekräftigen Vergleich sind sowohl die Arbeits- wie auch die Grund-/Leistungspreise einzurechnen. Dazu wird zum Arbeitspreis der Grund-/Leistungspreis anteilmässig zur gesamthaft bezogenen Gasmenge dazu gezählt (Grund-/Leistungspreis [CHF/a]/Gasmenge [kWh/a]). Der Grund- und Leistungspreis wird üblicherweise anhand der installierten Feuerungsleistung der Gasgeräte verrechnet. Bei einer BHKW-Anlage mit einem Spitzengaskessel führt dies zu erhöhten Kosten beim Grund- und Leistungspreis. In St.Gallen wurde deshalb vereinbart, dass nur die maximale und effektive Bezugsleistung verrechnet wird (in der nachfolgenden Tabelle «Grundpreis light» bezeichnet). Die maximale Bezugsleistung ergibt sich aus dem maximalen Wärmeleistungsbedarfs des Gebäudes zuzüglich der elektrischen Leistung der BHKW-Anlage. Die Tabelle zeigt, dass in Luzern der Gaspreis rund 13% über dem Städtedurchschnitt liegt, während in den restlichen Städten sich die Gaspreise im einem Bereich von +3.5 % (St. Gallen) bis –6.5 % (Zürich) um den Städtedurchschnitt einordnen.

Stadt	Gas Energie		Gaspreis inkl. Grundpreis			Gaspreis inkl. Grundpreis light			Einsparung Grundpreis light	Tarifart	
	[Rp./kWh]	CO ₂ -befreit [Rp./kWh]	20 kW-Anl. [Rp./kWh]	50 kW-Anl. [Rp./kWh]	115 kW-Anl. [Rp./kWh]	20 kW-Anl. [Rp./kWh]	50 kW-Anl. [Rp./kWh]	115 kW-Anl. [Rp./kWh]		Biogas- Anteil	Bezug [kWh/a]
Basel	6.57	4.70	7.58	7.55	7.46	7.32	7.29	7.22	3.39%	0%	>500'000
Bern	5.98	4.11	7.64	7.59	7.45	7.22	7.17	7.05	5.54%	0%	>50'000 <600'00
Luzern	8.66	6.79	8.73	8.69	8.67	8.73	8.69	8.67	0.00%	0%	>500'000 <750'00
St. Gallen	6.80	4.93	8.34	8.29	8.16	7.95	7.91	7.79	4.71%	0% ¹⁾	>500'000
Thun	7.71	5.84	7.77	7.74	7.72	7.77	7.74	7.72	0.00%	0%	generell
Zürich	7.11	5.23	7.28	7.18	7.14	7.28	7.18	7.14	0.00%	0%	>50'000 Privat
	Städtedurchschnitt		7.89	7.84	7.77	7.71	7.66	7.60	2.27%		

¹⁾ auf Tarifblatt nicht ausgewiesen

Abbildung 9: Gaspreise 2020 inkl. MwSt. und 1.875 Rp/kWh CO₂-Abgabe (Quelle: St.Galler Stadtwerke)

Die Energiekosten (Erdgas) haben einen direkten und starken Einfluss auf die Stromgestehungskosten, da sie wie in Kapitel 4.11.5 erwähnt je nach BHKW-Leistung rund 60-75% der Betriebskosten ausmachen. Da durch höhere Erdgaspreise auch der Wärmepreis proportional steigt, wird der Einfluss der Erdgaskosten auf die Stromgestehungskosten wieder gedämpft.

1.4.3 Einfluss der Eigenverbrauchsquote (EVQ)

Die Eigenverbrauchsquote hat keinen Einfluss auf die Stromgestehungskosten einer WKK-Anlage. Sie hat jedoch direkten und grossen Einfluss auf die resultierende Stromvergütung. Ist Letztere höher als

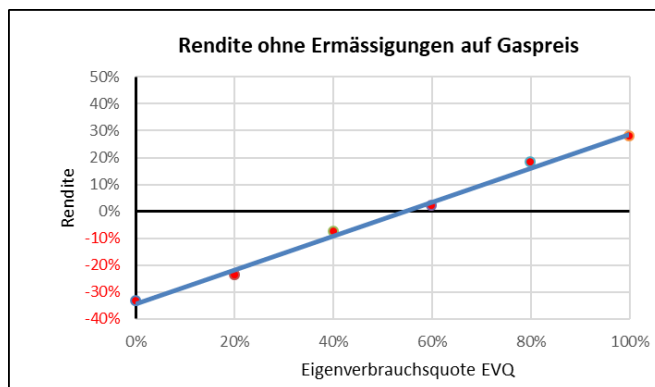


Abbildung 10: Einfluss EVQ auf Rendite am Bsp. 50 kW BHKW (Quelle: St.Galler Stadtwerke)

die Stromgestehungskosten, ergibt sich ein wirtschaftlicher Betrieb der WKK-Anlage. Die resultierende Stromvergütung setzt sich aus Einsparungen beim Strombezug (zum Bezugstarif) sowie den Überschussrückspeisungen ins Netz des örtlichen EVUs (zum Rücklieferarif) zusammen. Da die bisherigen Bezugstarife, insbesondere durch die Netznutzungstarife, um rund Faktor 5 höher sind als die generell tiefen Rücklieferarif, gilt es die Eigenverbrauchsquote möglichst hoch zu halten (Energiemanagement Gebäude, Gebäudeverbund oder Arealnetz). Diesbezüglich zeigt die Abbildung 19 auf,

dass mit einem 50 kW-BHKW und einer EVQ von ca. 50% auch ohne Gaspreisreduktionen der Breakeven erreicht werden kann.

Auf Basis von Messwertaufzeichnungen einer Wohnüberbauung in St. Gallen mit 72 Wohneinheiten lässt sich eine Eigenverbrauchsquote EVQ von mindestens 60% herleiten. Die effektive EVQ lässt sich nicht genau berechnen, da in der Überschuss Stromproduktion auch Anteile aus der PV Stromproduktion enthalten sind (siehe nachfolgende Grafik). Die tatsächliche EVQ muss demnach höher sein. Es kann davon ausgegangen werden, dass das Benutzerverhalten von Mietern gleich ist, wodurch für Wohnbauten generell eine EVQ von 60 bis 70 % angenommen werden kann. Mit einem geeigneten Energiemanagement kann die EVQ weiter erhöht werden.

1.4.4 Einfluss der WKK-Leistungsstärke

Der Einfluss der WKK-Leistungsstärke wird nachfolgend anhand den Stromgestehungskosten beschrieben. Letztere sind gemäss Kapitel 4.11.5 von folgenden Faktoren abhängig:

- Investitionskosten
- Unterhaltskosten
- Energiekosten (Erdgas)
- Wärmeertrag

Auf Basis von Marktwerten lässt sich aufzeigen, dass sowohl die spezifischen Investitionskosten wie auch die spezifischen Unterhaltskosten mit steigender WKK-Leistung exponentiell abnehmen.

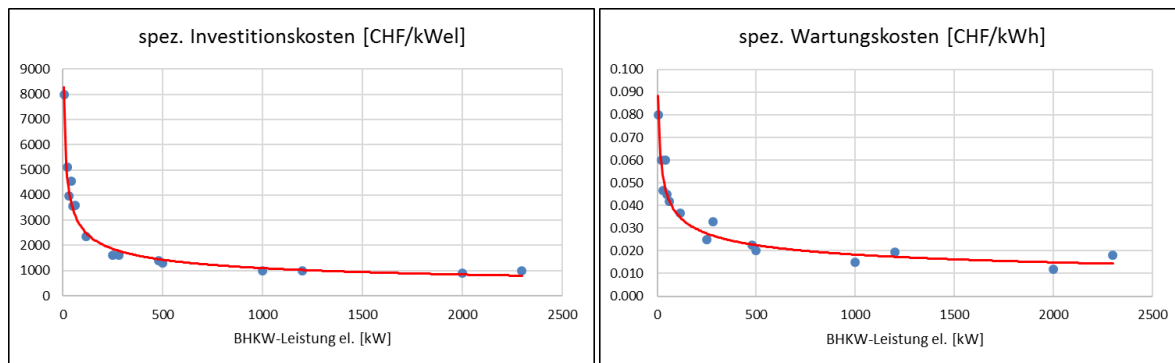


Abbildung 11: spez. Investitions- und Wartungskosten WKK (Quelle: St.Galler Stadtwerke)

Etwas weniger Einfluss hat die WKK-Leistungsstärke auf die Energiekosten und damit auch auf den Wärmeertrag. So sinken bei den Tarifkunden (für kleinere und mittlere WKK-Anlagen bis ca. 200 kW) die Arbeitspreise auf Erdgas schrittweise mit zunehmender Absatzmenge. Die meisten Gasversorger setzen dafür eine Absatzmenge von >500'000 kWh/a fest. Diese wird bereits durch den Einsatz eines BHKWs mit 30 kW el. Leistung erreicht.

Für WKK-Anlagen mit elektrischen Leistungen >200 kW wird die Erdgaslieferung aufgrund des höheren Absatzes oft in Energielieferverträgen individuell geregelt.

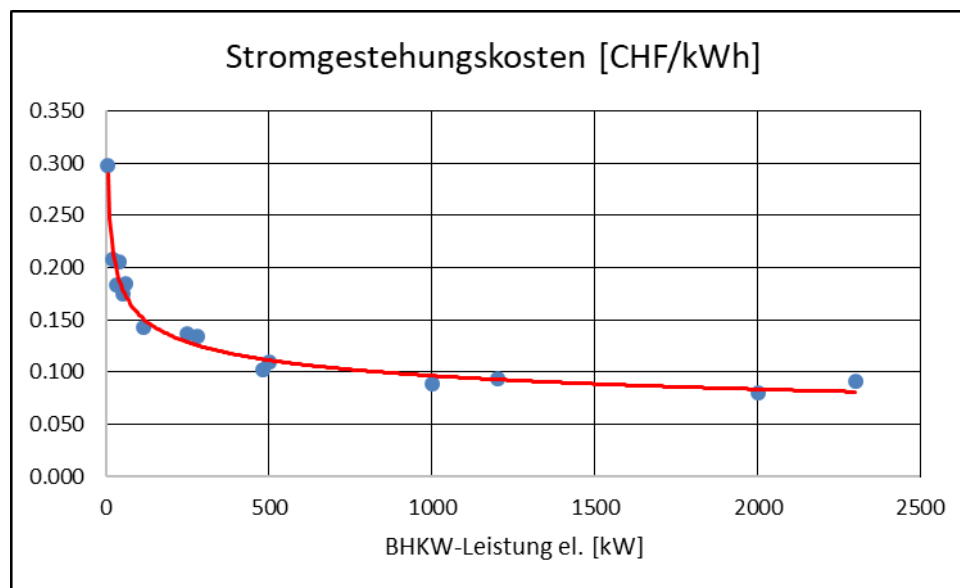


Abbildung 12: Stromgestehungskosten BHKW (Quelle: St.Galler Stadtwerke)

In den Berechnungen für obige Stromgestehungskosten wird für WKK-Anlagen ab 500 kW el. Leistung davon ausgegangen, dass das Erdgas auf zu Grosshandelspreisen beschafft werden kann. Es wird zudem ein Durchschnittspreis von den untersuchten Städten gebildet und der Grund- bzw. Leistungspreis, sowie das Netznutzungsentgelt (NNE) prozentual zur Bezugsmenge in einem Arbeitspreis eingerechnet. Die Wärmepreise sind an die Gaspreise gekoppelt (siehe Kapitel 4.11.4 Wärmepreis).

Im Weiteren basieren obige Berechnungen auf der Annahme, dass kleine und mittlere WKK-Anlagen eine jährliche Betriebszeit von rund 4500 h aufweisen, während bei grossen WKK-Anlagen ab 500 kW elektrische Leistung diese bei ca. 2'000 bis 2'500 h.

Analog spezifischen Investitions- und Unterhaltskosten nehmen auch die Stromgestehungskosten (inkl. MWST) mit steigender WKK-Leistung exponentiell ab.

1.4.5 Einfluss der jährlichen Betriebsstunden

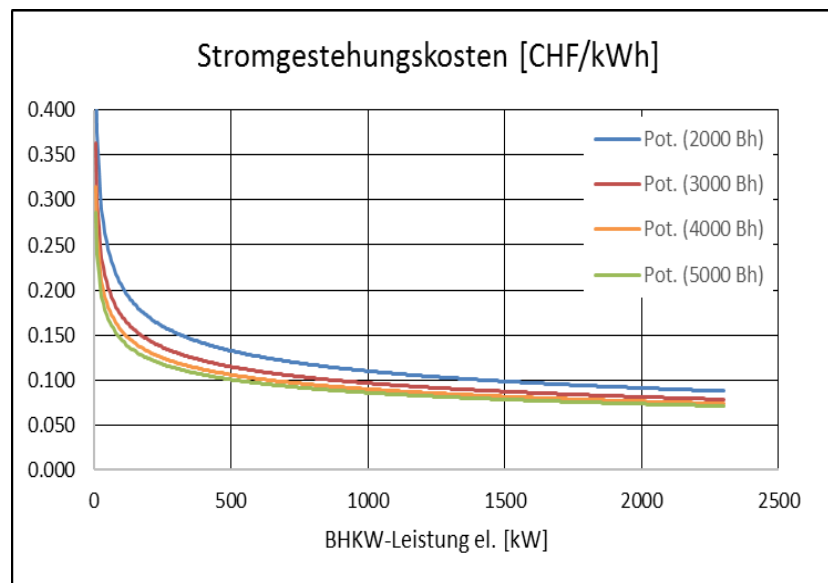


Abbildung 13: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Betriebsstunden/a (Quelle: St.Galler Stadtwerke)

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten sind die Investitionskosten, respektive die resultierenden Kapitalkosten, die einzigen Fixkosten, welche auf die Stromproduktion abgewälzt werden müssen. Die Energie- und Unterhaltskosten verhalten sich nahezu proportional zur produzierten Energie. Da mit zunehmender BHKW-Leistung die spezifischen Investitionskosten abnehmen, reduziert sich der Einfluss der jährlichen Betriebsstunden auf die Stromgestehungskosten. Jedoch zeigt sich, dass die Reduktion von 3'000 auf 2'000 Betriebsstunden (Bh) unabhängig von der Leistung die Stromgestehungskosten überproportional zunehmen.

Mit welchen Betriebszeiten für die verschiedenen WKK-Leistungsklassen gerechnet werden können, wird im nachfolgenden Exkurs beschrieben.

1.4.5.1 Betriebsstunden für Mikro-WKK

Mikro-WKK-Anlagen werden sowohl in monovalenten (ein Erzeuger) wie auch bivalenten (zwei Erzeuger) Systemen eingesetzt. Im monovalenten Betrieb beträgt die jährliche Betriebszeit von WKK-Anlagen wie Brennstoffzellenheizgeräte, Stirling-BHKWs oder Klein-BHKWs (DACHS) maximal 2'500 Stunden. Im bivalenten Betrieb erhöht sich die Betriebszeit auf 4'000 bis 5'000 Stunden, wobei ein stromgeführter Betrieb nur in sehr geringem Mass zum Tragen kommt.

1.4.5.2 Betriebsstunden für kleine bis mittlere WKK

Mit entsprechenden regel- und steuerungstechnischen Massnahmen lassen sich, unter Einhaltung der energetischen (Wärmebedarf) und ökologischen Vorgaben, Jahresbetriebszeit von 4'500 Bh erreichen. WKK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 200-500 kW verfügen bereits über ein gewisses Potential für die Vermarktung von Flexibilitäten. Damit verbunden gewinnt der stromgeführte Betrieb an Bedeutung.

1.4.5.3 Betriebsstunden für Gross-WKK

Aus Abbildung 23 wird ersichtlich, dass die Reduktion von 3'000 auf 2'000 Betriebsstunden (Bh) eine überproportionale Zunahme der Stromgestehungskosten zur Folge hat. Für Gross-WKK-Anlagen empfiehlt es sich daher, die Planung/Dimensionierung wenn möglich auf eine minimale Volllast-Jahresbetriebszeit von 2'500 Bh auszulegen. Damit ergibt sich zum einen kaum ein Konfliktpotential zur PV-Produktion und zum anderen grössere Freiheitsgrade zur Vermarktung von Flexibilitäten. Die Erträge daraus kompensieren zumindest teilweise die Mindereinnahmen aufgrund der «reduzierten» Betriebszeit. Das Betriebsregime ist mehrheitlich über eine stromgeführte Betriebsweise geprägt.

1.5 Wirtschaftlichkeit von WKK-Anlagen

Wie bereits erwähnt, bedeuten tiefe Stromgestehungskosten nicht zwangsweise auch eine bessere Wirtschaftlichkeit. Diese ist erst gegeben, wenn die Stromgestehungskosten unter die mittleren Stromvergütungskosten zu liegen kommen. Letztere sind wiederum abhängig davon, wieviel vom produzierten Strom selbst verbraucht werden kann (EVQ). Für diesen können insbesondere die Netzentgeltkosten eingespart werden. Die Rückliefertarife liegen im Mittel nur wenig über den Strommarktpreisen für Energie (3-4 Rp/kWh). Der Eigenverbrauchsquote kommt daher eine zentrale Rolle zu.

Hinweis: diese Berechnung basieren auf der der bisherigen Vergütungsmechanik bzw. Tarifmodellen. In Bezug auf die Strom- und Gasmarktöffnung, Zusammenschluss Eigenverbrauch (ZEV) und Lokale Energie-Gemeinschaft (GEV) sind diese Berechnungen weiterzuentwickeln.

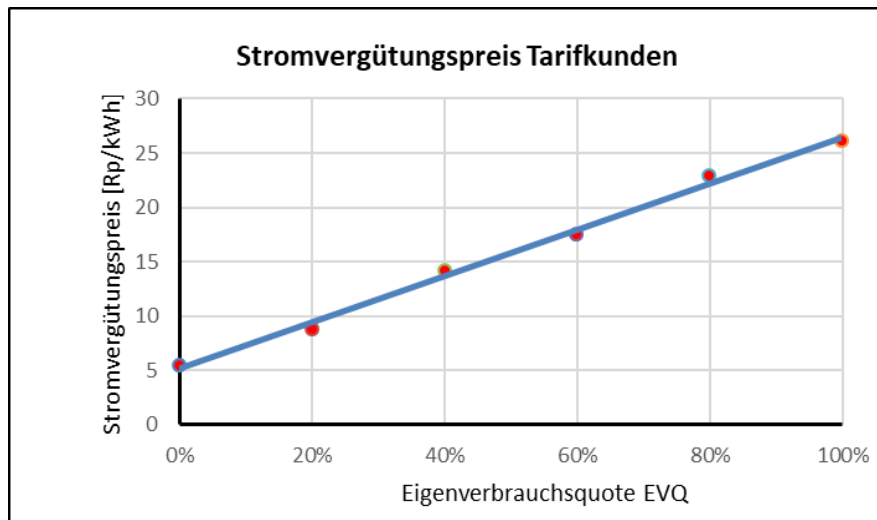


Abbildung 14: mittlere Stromvergütungspreise vs. EVQ (Quelle: St.Galler Stadtwerke)

Die Abbildung 24 zeigt die mittleren Stromvergütungspreis von Tarif-kunden (inkl. MWST). Sie verstehen sich als Durchschnittspreise der untersuchten Städte.

Überträgt man die durchschnittlichen Stromvergütungspreise in das Diagramm der Stromgestehungskosten, lassen sich die Leistungssegmente für einen wirtschaftlichen Betrieb herleiten.

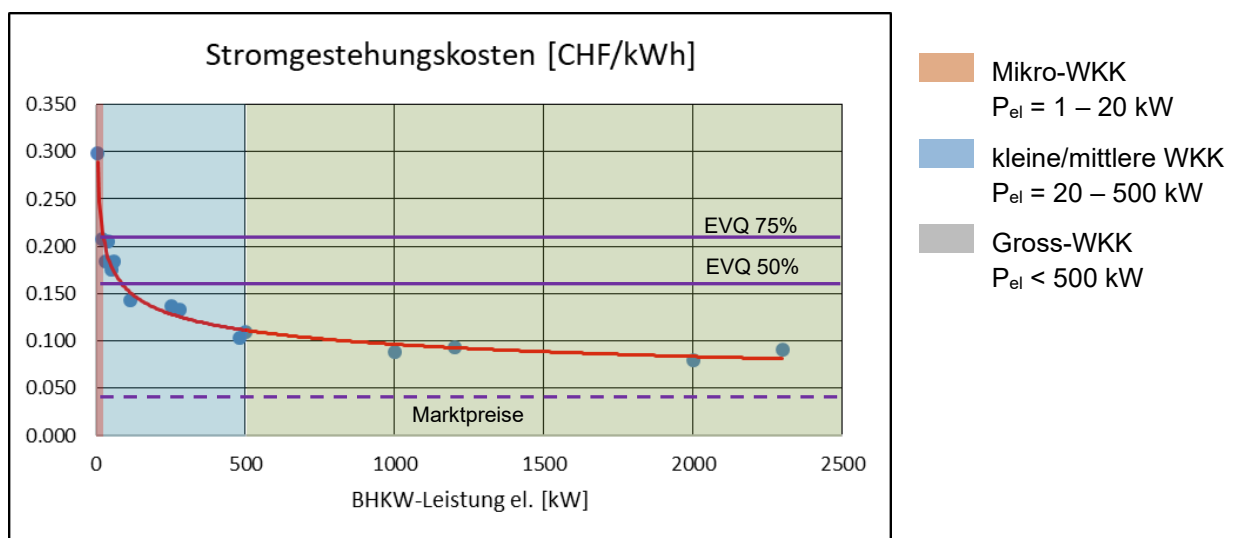


Abbildung 15: Segmentierung des BHKV Leistungs-Portfolios (Quelle: St.Galler Stadtwerke)

1.5.1 Wirtschaftlichkeit von Mikro-WKK

Ein eigenwirtschaftlicher Betrieb von Mikro-WKK-Anlagen ist grundsätzlich schwierig, jedoch mit den nachfolgenden Rahmenbedingungen möglich:

- Monovalenter Betrieb mit günstigen in Serie gefertigten WKK-Modulen (z.B. Stirling-BHKW) und Kosteneinsparungen durch den Verzicht des Spitzengaskessels.
- Erhöhung der EVQ gegen 100%.

1.5.2 Wirtschaftlichkeit von kleinen bis mittleren WKK-Anlagen

Kleine bis mittlere WKK-Anlagen können mit einer entsprechenden EVQ wirtschaftlich betrieben werden, solange sie im Umfeld von Strom-Tarifkunden eingesetzt werden können. Folgende Massnahmen führen zu einer zusätzlichen Erhöhung der Rendite:

- Ermässigungen auf Gaspreis (WKK-Tarif).
- CO₂-Rückerstattung auf den Stromteil.
- Weitere Erhöhung der EVQ.

1.5.3 Wirtschaftlichkeit von Gross-WKK

Inwieweit Gross-WKK-Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können, hängt davon ab, mit welchen Rahmenbedingungen, respektive mit welchem Umfeld sich die WKK-Anlagen konfrontiert ist. Grundsätzlich liegen die Stromproduktionen von Gross-WKK-Anlagen in einem Bereich, in welchem Strommarktpreise vergütet werden. Die Stromgestehungskosten für Gross-WKK-Anlagen liegen auch unter optimalen Bedingungen über dem Strommarktniveau. Da Verbesserungspotential durch Einsparungen bei den Energiekosten ist gering, da zum einen die CO₂-Teilerstattung bereits möglich ist und zum anderen auch die Gasbeschaffung am Grosshandelsmarkt offensteht. Einen eigenwirtschaftlichen Betrieb von Gross-WKK-Anlagen müsste durch nachfolgende Massnahmen gewährleistet werden:

- Erhöhung der EVQ (Bildung oder Nutzung von Arealnetzen, z.B. Roche), wobei auch EVQ > 50% zu positiven Renditen führen können. Es gilt zu beachten, dass bei Industriekunden das Strompreisniveau sehr tief ist und damit
- Vermarktung von Flexibilitäten.
- Direkte Förderungen durch Investitionsbeiträge.

Anhang dezentrale WKK (St. Gallen)

Erläuterungen von Thomas Kunz, St.Galler Stadtwerke

Abbildung 1: Leistungsspektrum dezentraler WKK-Anlagen (Quelle: SenerTec GmbH, St.Galler Stadtwerke).....	1
Abbildung 2: Betriebsregime stromgeführt vs. wärmegeführt (Quelle: St.Galler Stadtwerke)	2
Abbildung 3: Getrennte Strom- und Wärmeerzeugung vs. Kopplung (Quelle: www.baunetzwissen.de)3	
Abbildung 4: Prinzip der Sektorkoppelung (Quelle: www.strom.ch).....	3
Abbildung 5: Lastgang BHKW-Portfolio und PV sgsw NE7 2021 (Quelle: St.Galler Stadtwerke)	4
Abbildung 6: Lastgangoptimierung PV- und BHKW-Portfolio (Quelle: St.Galler Stadtwerke)	4
Abbildung 7: Entwicklung Leistungsspitzen Stromverteilnetz Stadt St.Gallen (Quelle: St.Galler Stadtwerke).....	5
Abbildung 8: Zusammensetzung Betriebskosten (Quelle: St.Galler Stadtwerke).....	7
Abbildung 9: Gaspreise 2020 inkl. MwSt. und 1.875 Rp/kWh CO ₂ -Abgabe (Quelle: St.Galler Stadtwerke)	8
Abbildung 10: Einfluss EVQ auf Rendite am Bsp. 50 kW BHKW (Quelle: St.Galler Stadtwerke)	8
Abbildung 11: spez. Investitions- und Wartungskosten WKK (Quelle: St.Galler Stadtwerke)	9
Abbildung 12: Stromgestehungskosten BHKW (Quelle: St.Galler Stadtwerke).....	9
Abbildung 13: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Betriebsstunden/a (Quelle: St.Galler Stadtwerke).....	10
Abbildung 14: mittlere Stromvergütungspreise vs. EVQ (Quelle: St.Galler Stadtwerke).....	11
Abbildung 15: Segmentierung des BHKV Leistungs-Portfolios (Quelle: St.Galler Stadtwerke)	11

1 WKK im Hinblick auf Carbon Capture and Storage (CCS)-Verfahren bei KVA-Standorten

1.1. CO₂-Branchenvereinbarung mit CCS

Der Bund (UVEK) hat mit den thermischen Verwertungsanlagen (VBSA) eine Branchenvereinbarung¹ getroffen. Diese hat zum Ziel, die Emissionen aus der Abfallverbrennung zu reduzieren, Anreize für die effiziente Energienutzung in Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) zu setzen und die Anwendung von Anlagen zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) bei KVA voranzutreiben.

Sie wurde im März 2022 unterzeichnet und enthält neben jährlichen Zwischenzielen und der Berichterstattung zur Entwicklung der Netto-CO₂-Emissionen für KVA die Verpflichtung, bis 2030 eine erste CO₂-Abscheidungsanlage mit einer nominellen Jahreskapazität von mindestens 100'000 Tonnen CO₂ in Betrieb zu nehmen. Die industrielle Anwendung von Negativemissionstechnologien (NET) und CCS-Anlagen sind für die vom Bundesrat definierte langfristige Klimastrategie zwingend notwendig, um schwer vermeidbare Emissionen auszugleichen und die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf netto null zu senken.

Mit Abschluss dieser Vereinbarung sind die KVA weiterhin von einer Teilnahme am Emissionshandelssystem (EHS) befreit. Die neue Vereinbarung legt jedoch fest, dass die KVA am EHS teilnehmen müssen, wenn die Mindestmenge von 100'000 Tonnen CO₂ bis zum 31. Dezember 2030 nicht erreicht wird.

Der Plan sieht bis 2023 die Prüfung des Potenzials für die Umsetzung von Abscheideanlagen und die damit verbundenen Investitionen vor. Insbesondere steht dabei die aktuelle Energienutzung der jeweiligen Anlagen im Fokus. Anschliessend wird eine Roadmap für die konkrete Umsetzung an mindestens einem Standort festgelegt und mit der Umsetzung gestartet. Für die Finanzierung der Förderung hat der VBSA einen Klimafonds eingerichtet, welcher durch die Mitglieder gespeist wird. Ausserdem beteiligt sich der VBSA am neu geschaffenen ZAR-CO₂-Kompetenzzentrum bei der KVA Linth, welche naturwissenschaftliches und technisches Know-how zur CO₂-Abscheidung gewinnen und dieses Wissen der ganzen Abfallverwertungsbranche sowie ähnlich gelagerten Branchen landesweit zur Verfügung stellt.

1.2. Herausforderungen am Beispiel Limeco

Limeco plant in Dietikon die Betriebsaufnahme für einen Ersatz der bestehenden KVA im Jahr 2034 mit einer Kapazität von 160'000 Jahrestonnen gemäss Abfallplanung des Kanton Zürich. Limeco ist eine interkommunale Anstalt und betreibt neben der KVA eine ARA, die schweizweit erste industrielle PtG-Anlage und baut seit 2015 ihr Fernwärmenetz kontinuierlich aus. Der Wärmeabsatz verzehnfacht sich bis 2050 auf knapp 300 GWh (2035 rund 260 GWh). Weitere Potenziale im Limmattal können genutzt werden.

Limeco befindet sich in einem Masterplanungsprozess, in welchem die künftige langfristige Nutzung und der Betrieb aller Anlagen von Limeco umfassend geprüft werden. Der Prozess umfasst alle Grundstücke und Gewerke von Limeco und ist Bestandteil der strategischen Planung mit dem Ziel eines Multi-Energy-Hubs am Standort in Dietikon. Der Start konkreter Vorprojekte ist für 2023 geplant. Dazu gehören neben der KVA, inklusive CO₂-Abscheidung, die ARA und weitere Schnittstellen für zukünftige, effizienzsteigernde Energiegewinnung und -auskopplungen.

¹

<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/verminderungsmassnahmen/branchenvereinbarung/n/vereinbarung-kehrichverwertungsanlagen.html>

Anhang WKK und CCS-Verfahren

Erläuterung vom Markus Bircher, Limeco

Eine Tonne Abfall emittiert bei der Verbrennung etwas mehr als eine Tonne CO₂. Diese sollen möglichst vollständig abgeschieden werden. Die notwendigen Flächen und betrieblichen Schnittstellen für sämtliche Infrastruktur-Komponenten sind grob definiert und deren mögliche Anordnung auf dem Gelände wurde mit einem Studienauftrag ausgelotet. Abscheidung, Komprimierung, Speicherung und Verlad von CO₂ haben einen wesentlichen Einfluss auf die Gesamtplanung und stellen sowohl Betreiber wie Planer vor folgende Herausforderungen:

- Technische Integration in KVA
- Energiebedarf
- Umgang mit Betriebsmitteln und CO₂
- Logistik und Platzbedarf
- Nutzungspfade
- Politische und regulatorische Herausforderungen

1.1.1 Technische Integration in KVA

Während sich Komprimierung, Speicherung und Logistik des abgeschiedenen CO₂ kaum von anderen industriellen Anwendungen unterscheiden, müssen für die Integration der Abscheidung in einer KVA weitere fundierte Kenntnisse und Erfahrungen erworben werden. Für industrielle Prozesse hat sich zur Abscheidung von CO₂ die Aminwäsche etabliert. Für die Integration in eine KVA sind insbesondere die gegebene Rauchgaszusammensetzung und die erforderlichen Druck- und Temperaturniveaus für die Weiterverarbeitung notwendigen Ausgangsparameter entscheidend. Das Gas wird anschliessend mittels Kompression verflüssigt und ist bei ca. 16 bar und -26° C für die heute verfügbare Logistik transportfähig.

Aktuell fehlen detaillierte unabhängige Daten und Betriebserfahrungen von mehreren Anlagen und Lieferanten weitgehend. Bis heute gibt es eine erste industrielle Anlage in Duiven (NL), welche seit 2019 aus Siedlungsabfall jährlich rund 60'000 t CO₂ mit einer Rate von rund 80% abscheidet. Diese wird per Camion zur Verwendung in Gewächshäusern abtransportiert². Betreiber ist die Firma AVR.

Neben der Aminwäsche gibt es weitere Verfahren wie Membrantechnologie oder die HPC (heisses Kaliumkarbonat) Methode zur Absorption von CO₂.

1.1.2 Energiebedarf

Der Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung mittels Aminwäsche, aber auch für die Verflüssigung und die Kühlung sind beträchtlich:

- Rund 30% der gesamten Stromproduktion (KVA und Spitzenlast) und
- mehr als 40% der gesamten Wärmeproduktion

werden für die CO₂-Abscheidung verwendet.

Auch wenn davon ausgegangen werden darf, dass ein grosser Teil der für die Abscheidung aufgewendeten Energie zurückgewonnen werden kann, ist teilweise noch unklar, auf welchem Temperaturniveau und wie diese im Prozess wiederverwendet werden kann. In diesem Bereich laufen Untersuchungen, welche zurzeit noch nicht im Detail vorliegen. Das Temperaturniveau des Wärmenetzes spielt dabei eine wichtige Rolle oder ob gar eine Anergienetz vorhanden ist.

Limeco will langfristig ausschliesslich CO₂-neutrale Energie produzieren. Das betrifft auch die für die Abscheidung eingesetzte Energie. Es ist geplant, auch allfällige Rauchgase aus der Spitzenlastabdeckung³ mit der CC-Technologie zu behandeln. Der zusätzliche Energieinput dafür beträgt rund

²<https://www.avr.nl/nl/co2-installatie/afvalenergiebedrijf-pakt-co2-uitstoot-aan-met-start-bouw-grootschalige-co2-afvanginstallatie-2/>

³ Spitzen- oder Mittellastabdeckung dienen dazu, den Teil abzudecken, für welche die Kapazität der KVA im Winter nicht ausreicht, um auch im Sommerhalbjahr einen guten Anteil der Gesamtenergie aus dem Verbrennungsprozess nutzen zu können. Dabei stehen GuD, BHKW, Holzheizwerk, Spitzenlastkessel etc. zur Diskussion.

Anhang WKK und CCS-Verfahren

Erläuterung vom Markus Bircher, Limeco

195 GWh Wärme und gut 40 GWh Strom bei einer totalen Menge von gut 200'000 t abgeschiedenem CO₂ für die Verwertung des Abfalls inkl. Bereitstellung von Spitzenlast.

Die Energie für den Transport und die Speicherung des CO₂ sind in diesen Zahlen nicht enthalten. Einen effektiven Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels kann die Speicherung von CO₂ nur leisten, wenn das eingelagerte CO₂ dauerhaft und vollständig in den Speichern verbleibt.

1.1.3 Umgang mit Betriebsmitteln und CO₂

In Bezug auf den Umgang mit Betriebsmitteln sind vor allem die bei der Wäsche eingesetzten Amin-Flüssigkeiten gemeint. Diese werden auf das Gelände angeliefert und müssen umgeschlagen werden. Schlupf und Abbau des Amins innerhalb des Wäscheprozesses (Kreislauf) resp. dessen Rückgewinnung müssen detaillierter abgeklärt werden.

Das CO₂ ist nicht ein Betriebsmittel, aber auch der korrekte Umgang damit muss gewährleistet sein. Insbesondere stellt die Gefahr eines Austritts von CO₂ eine Herausforderung dar. Dabei müssen sowohl kleinere Leckagen wie auch spontane Austritte betrachtet werden.

1.1.4 Logistik und Platzbedarf

Abscheidung, Komprimierung, Speicherung und Verlad von rund 200'000 Tonnen CO₂ beanspruchen einen Platzbedarf von gut 6'000 bis 8'000 m². Zum Vergleich beträgt die Mindestfläche für ein wettkampftaugliches Fussballfeld in der Schweiz knapp 8'000 m².

Bei einem Kesselvolumen von rund 50t pro Bahnwagen, werden beim Bahnverlad **täglich knapp 16 Wagons befüllt** (5 Tage die Woche). Die Befüllung dauert rund 3h. Dazu braucht es entsprechende Anlagen. Sofern die Wagons nicht alle gleichzeitig befüllt werden können, braucht es zusätzlichen Platz für Abstellgleise und entsprechende Rangiermöglichkeiten auf dem Gelände.

So fallen pro Woche ca. 12 Züge für den Abtransport des CO₂ an. Das bedeutet ungefähr 2–3 Züge mit jeweils 10 Kesselwagen pro Tag. Das flüssige CO₂ wird von den Zwischentanks in die Kesselwagen abgefüllt.

Der Abtransport kann alternativ über die Strasse erfolgen. Sollte bis ca. 2035 eine Pipeline verfügbar sein, wäre auch ein leitungsgebundener Abtransport möglich. Ein solcher ist auch dann denkbar, wenn auf dem Gelände nicht genügend Platz für den Verlad vorhanden ist, aber in nützlicher Distanz ein entsprechend grosses und erschlossenes Gelände zur Verfügung steht.

Zurzeit macht sich Limeco detaillierte Überlegungen zur Komprimierung, lokalen Speicherung und Befüllung der Transportfahrzeuge.

1.1.5 Nutzungspfade

Limeco rechnet damit, dass sie möglichst viel CO₂ abscheiden wird. Das betrifft nicht nur die Emission aus der Abfallverwertung, sondern auch die Spitzenlastabdeckung aus fossilem, biogenen oder synthetischen Brennstoffen⁴ wie den zusätzlichen Energiebedarf für die Abscheidung.

Für das abgeschiedene CO₂ kommen grundsätzlich die Speicherung oder eine weitere Nutzung in Frage:

a) **CCS (Carbon Capture and Storage)**

Wird CO₂ zur Lagerung abgeschieden heisst das Carbon Capture and Storage. Als Speicherorte kommen geeignete Gesteinsschichten oder ausgebeutete Gas- und Ölfelder unter dem Meeresspiegel in Frage. Entsprechende Anlagen sind in Europa vorwiegend in Norwegen und den Niederlanden (off-shore) geplant oder bereits in Betrieb.

⁴ Bspw. Methan oder Methanol

Anhang WKK und CCS-Verfahren

Erläuterung vom Markus Bircher, Limeco

b) CCU (Carbon Capture and Utilisation)

Wird CO₂ zur weiteren Verwendung abgeschieden heisst das Carbon Capture and Utilisation. Verwendung findet das CO₂ in der technischen und der Gemüseindustrie. Die Herstellung weiterer Produkte, wie synthetische Treibstoffe, können mittels Power-to-Gas/Liquid (PtX) Anlagen realisiert werden.

Die Frage, inwieweit es sinnvoll ist, das abgeschiedene CO₂ durch Zufuhr von zusätzlicher Energie zu einem synthetischen Treibstoff zu verarbeiten, oder ob stattdessen weiterhin fossile Treibstoffe konsumiert und an geeigneten Quellen, wie KVA oder Zementwerken, absorbiert werden, braucht eine gesamtheitliche Betrachtung und ist mitunter eine Frage der Energiebilanzen.

1.1.6 Politische und regulatorische Herausforderungen

Rund um den Abtransport gibt es zahlreiche organisatorische Fragen, welche für die Betreiber wichtig sind, aber übergeordnet geklärt werden müssen. Das sind nationale Aufgaben, welche als Folge der Energiestrategie des Bundes gelöst werden müssen. Diese Unsicherheit führt zu Planungsunsicherheiten und mangelnder Bereitschaft bei den Trägern, rechtzeitig in die Planung zu investieren.

Unklar ist zudem, wer für die Kosten der Abscheidung aufkommt. Ist es:

- der Abfallverursacher,
- die Lieferanten der Konsumgüter, welche am Ende ihres Lebenszyklus entsorgt werden oder
- der Abfallverwerter, der die Aufgabe hat, den Abfall zu verwerten.

In diesem Zusammenhang sind von der Politik und dem Bund die richtigen Anreize zu setzen. Ebenso sollten dabei fossile und biogene Treibhausgase unterschieden werden können, was nur bei der Herstellung (Quelle) der am Ende verwerteten Produkte/Abfälle möglich ist. Das gilt insbesondere für Verbrauchsmaterialien wie Verpackungen etc.

1.3. CCS-Einfluss auf Energiehaushalt einer KVA

Die Anlage von Limeco wurde bis 2018 stromgeführt betrieben. Mit dem höheren Wärmeabsatz des Fernwärmenetzes erfolgte ein Wechsel und die Anlage wird seither wärmegeführt betrieben.

Limeco hat in den vergangenen Jahren grosse Anstrengungen zum Bau des Fernwärmenetzes unternommen. Limeco findet im dicht besiedelten Limmattal ideale Voraussetzungen für den Ausbau des Fernwärmenetzes. So konnte der Absatz innert vier Jahren von rund 26 GWh auf 92 GWh ausgebaut werden. Bis 2035 rechnet Limeco mit der Verzehnfachung (also rund 300 GWh) des Absatzes. Dieser steigt im Anschluss noch weiter an.

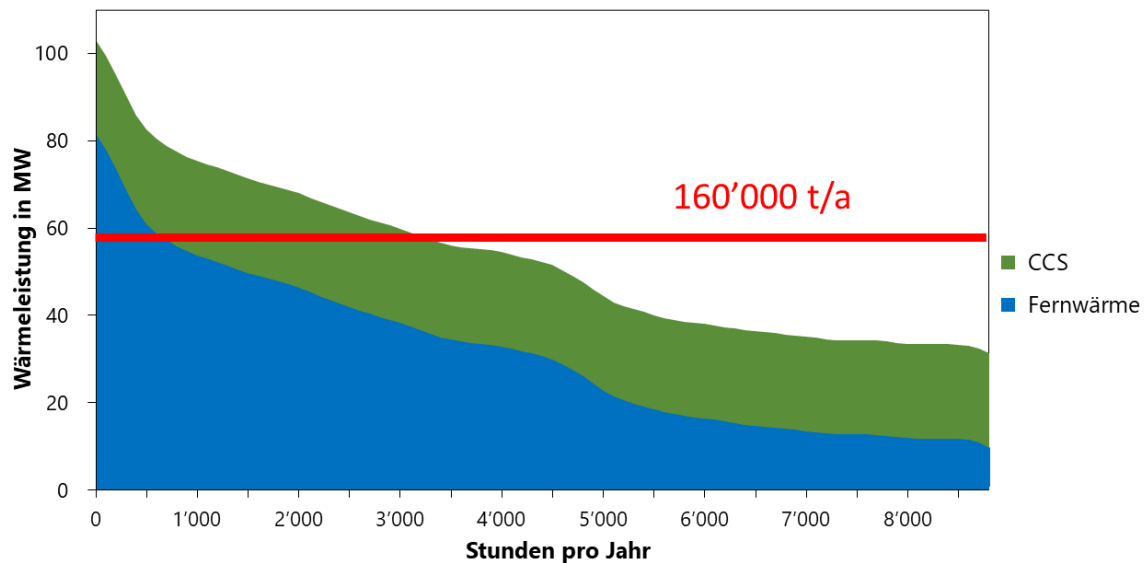
Die Spitzenlast beträgt in dem von Limeco betriebenen Wärmenetz rund 81.5 MW. Davon werden knapp 60 MW durch die thermische Leistung der KVA (knapp 74%) abgedeckt.

Die folgende Abbildung zeigt den jährlichen Fernwärmebedarf im Endausbau inkl. Wärmebedarf CCS. Die KVA wird so dimensioniert, dass sie möglichst den gesamten Wärmebedarf decken kann.

Die Spitzenlast wird mit einer oder mehreren zusätzlichen Produktionsanlagen gedeckt. Diese zusätzlichen Anlagen laufen nur eine begrenzte Anzahl Stunden.

Anhang WKK und CCS-Verfahren

Erläuterung vom Markus Bircher, Limeco



■ Wärmeabgabe KVA mit 160'000 t/a

Abbildung 1: Jahresdauerlinie Wärmebedarf maximal inklusive CCS (Quelle: Limeco)

Für die Abdeckung der Spitzenlast vergleicht Limeco verschiedene Varianten von Wärmequellen. Neben Holz stehen auch Varianten mit Gas, mit und ohne zusätzliche Stromproduktion (BHKW oder GuD) zur Diskussion. Die folgenden Angaben gelten für die zusätzlichen Energiequellen bei einer KVA und einer Kapazität von 160'000 Tonnen Abfall jährlich:

	Holz ohne CCS	Gas & CCS	Gas & CCS (WKK)
Energiebedarf zusätzliche Anlage	110 GWh	125 GWh	145 GWh
Leistungsbedarf zusätzliche Anlage	35 MW	45 MW	50 MW
Typ zusätzliche Anlage	Holzheizwerk	Gaskessel	BHKW / GuD

Tabelle 1: Abschätzung der zusätzlichen Energiequelle.

1.4. Kombination CCS und WKK-Nutzen

Limeco hat sich entschieden, ein möglichst flexibles Konzept zu planen. Die Abscheidung von CO₂ sieht Limeco als Teil eines künftigen Auftrags, welcher im Rahmen der vom Bund gewählten Energiestrategie zwingend ist. Die Abscheidung von CO₂ entspricht einem zusätzlichen Abnehmer, mit einem kontinuierlichen Bedarf an Wärme und Strom. Im Sommer durchaus willkommen, verschärft sich die Situation im Winter in Zeiten allfälliger Stromknappheit.

Die Wahl der zusätzlichen Energiequellen zur Abdeckung der Wärme-Spitzenlast ist zum aktuellen Zeitpunkt noch offen. Die aktuellen Betrachtungen fokussieren auf die Wärme. Der Zusatznutzen für Strom ist erkannt, wenn auch noch nicht vollständig quantifizierbar. In ersten Berechnungen wird von Vollastbetriebsstunden zwischen 1'500 bis 3'000 Bh/a für eine WKK ausgegangen.

Die WKK bietet sich an Standorten einer KVA geradezu an. Die Abwärme kann genutzt werden. Zudem bestehen Synergien wie die notwendigen Schnittstellen ins Strom- und Gasnetz und auch das Betriebspersonal etc. sind vorhanden. Diese Vorteile bestehen insbesondere gegenüber neuen unabhängigen Standorten.

Für Limeco steht als Betreiber der Infrastrukturanlagen im Limmattal beim Aufbau eines flexiblen Multi-Energy-Hubs folgender Nutzen im Vordergrund:

Anhang WKK und CCS-Verfahren

Erläuterung vom Markus Bircher, Limeco

- a) Der Multi-Energy-Hub steht im Dienst der Klima- und Energiewende und entspricht den Forderungen der Energiestrategie des Bundes. Der Betreiberin gibt er die Möglichkeit flexibel am Markt zu agieren und die richtige Energie in der richtigen Form zur richtigen Zeit in der richtigen Menge und am richtigen Ort (im Limmattal) zur Verfügung zu stellen. Diese zusätzliche Flexibilität entspricht einer Vorhaltung und hat mit der Bereitstellung von Erzeugungsanlagen und -kapazitäten ihren Preis.
- b) In Strommangellagen kann die WKK jedoch selbst dann Strom produzieren, wenn sie zur Spitzenlast-Wärmeabdeckung nicht zwingend benötigt wird (Frühjahr/Herbst). Dass die Abwärme der WKK-Aggregate ebenfalls genutzt wird, hat einen doppelten Effekt: Die zusätzliche Wärmeproduktion der BHKWs entlastet die Wärmeproduktion der KVA, womit diese selbst mehr Strom produzieren kann.
- c) Mit Zweistoffbrennern können BHKWs einen weiteren Beitrag leisten, flexibel auf Gasmangellagen einzugehen. Dabei dürfte Wasserstoff, der beispielsweise in Stromüberschusslagen produziert wird, ein Thema sein.
- d) Die Schwarzstartfähigkeit der Anlagen soll gewährleistet sein. Damit können die Anlage bei einem Blackout helfen, das Netz in einer Zelle aufzubauen.

Projektbeschreibung

Konzept Multi-Energy-Hubs für die Schweiz

Integration von Power-to-Gas- und WKK-Anlagen an Standorten mit thermischen Netzen zur Sicherstellung von Reserven in Mangellagen von Strom und Wärme

Mai 2022

Projektpartner

POWERLOOP
Schweizerischer Fachverband

Impressum

Projektträger:

Swisspower AG
Schweizerhof-Passage 7
3011 Bern

POWERLOOP
Schweizerischer Fachverband
Beckenhofstrasse 6
8006 Zürich

Autoren

Thomas Peyer, Senior Consultant, Swisspower
Philipp Mäder, Leiter Public Affairs und Kommunikation, Swisspower

Inhaltsverzeichnis

1.	Energiepolitische Einordnung	4
2.	Ausgangssituation	5
3.	Swisspower WKK-Modell	10
4.	Projektumfang Multi-Energy-Hubs für die Schweiz	14

1. Energiepolitische Einordnung

In den letzten zwölf Monaten haben sich die Lage auf dem Energiemarkt und die Versorgungssicherheit der Schweiz massiv verschlechtert. Im Mai 2021 entschied der Bundesrat, die Verhandlungen zum Abschluss des institutionellen Abkommens Schweiz-EU nicht weiterzuführen – womit ein Stromabkommen mit der EU in weite Ferne gerückt ist. Im Oktober 2021 zeigte die so genannte Frontier-Studie, dass aufgrund des fehlenden Stromabkommens die Stromversorgungssicherheit der Schweiz bereits ab dem Jahr 2025 kritisch werden kann. Mit dem Angriff Russlands auf die Ukraine im Februar 2022 ist auch die Erdgasversorgung der Schweiz nicht mehr vollständig gesichert.

Der Bundesrat entschied daher im Februar 2022 auf Empfehlung der Elcom, die für den Bau und Betrieb von Gaskraftwerken notwendigen Bestimmungen zu erarbeiten, um für den Fall von ausserordentlichen Knappheitssituationen in der Stromversorgung vorbereitet zu sein. Im März 2022 schliesslich beschloss der Bundesrat Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Gasbereich.

Vor dem Hintergrund dieser unsicheren Versorgungssituation in den Bereichen Strom und Gas will Swisspower mit dem in diesem Papier beschriebenen Konzept für die Etablierung von Multi-Energy-Hubs an dafür geeigneten Standorten in der Schweiz einen Beitrag für die effiziente und klimaneutrale Versorgung des Landes mit Strom und Wärme in den Wintermonaten beitragen. Dies soll über die Integration von WKK-Anlagen in thermischen Netzen zur Sicherstellung von Reserven in Mangellagen von Strom und Wärme geschehen. In der Schweiz verfügen thermische Netze vor allem in städtischen Gebieten noch über grosses Wachstumspotenzial. Beim Umbau des Energiesystems zur klimaneutralen Wärmeversorgung spielt die Nutzung von Abwärme aus stromproduzierenden Anlagen eine wichtige Rolle. In diesem Zusammenhang eröffnen sich neue Synergien in Bezug auf die Stärkung einer dezentralen Wärmeversorgungsautonomie am Standort von bestehenden Infrastrukturen wie etwa der Kehrrichtverwertungsanlagen (KVA).

Die regionalen Energieversorgungsunternehmen sehen deshalb im Aufbau von thermischen Netzen und darin integrierten WKK-Anlagen einen rasch umsetzbaren Lösungsvorschlag zur Steigerung der Energieeffizienz und Versorgungssicherheit. Gleichzeitig eignen sich diese Standorte auch für den Bau von Power-to-Gas-Anlagen, die der Bereitstellung von erneuerbarem Gas und der Nutzung von Überschussstrom im Sommer dienen.

Die Überlegungen in diesem Konzept umfassen dabei eine ganzheitliche Betrachtung der Energieversorgung der Schweiz über die Sektoren Strom, Wärme und Gas sowie der dafür notwendigen Speicherlösungen. Es geht dabei darum, dass es nur über eine Gesamtbetrachtung möglich ist, die Versorgungssicherheit und gleichzeitig auch die Effizienz der eingesetzten Primärenergie und die Dekarbonisierung voranzutreiben.

2. Ausgangssituation

Der Krieg in der Ukraine zeigt, wie vulnerabel die Energieversorgung Europas und somit auch der Schweiz ist. Die Abhängigkeit vom Ausland ist hoch. Sowohl die Strom- als auch die Wärmeversorgung sind von dieser Situation betroffen. Deshalb wird es in Zukunft umso wichtiger sein, die Energiebereitstellung möglichst effizient und autonom zu gestalten. Swisspower und weitere Organisationen setzen sich deshalb für einen raschen Ausbau von hocheffizienten Wärme-Kraftkopplungsanlagen (WKK) ein.

Versorgungssicherheit Strom (Reservegaskraftwerke gem. Art. 9 StromVG)

Gemäss Bericht der Elcom vom 30.11.2021 und dem Entscheid des Bundesrates vom 16.2.2022 soll die Schweiz die Versorgungssicherheit mit Strom im Winterhalbjahr mit grossen Spitzenlast-Gaskraftwerken verbessern. Hierfür soll eine entsprechende Kostendeckung bzw. Kostenumlage von ca. 100 Mio. Franken pro Jahr die Finanzierung solcher Grosskraftwerke im Umfang von ca. 1'000 MW sicherstellen. Die Nutzung der Abwärme aus diesen Gaskraftwerken ist nicht vorgesehen. Der Elcom-Bericht geht im Worst-Case-Szenario davon aus, dass die Elektrizität weiterhin durch Import (ca. 1'000 MW) und Kernkraftanlagen (ca. 2'000 MW) bereitgestellt wird. Die Gaskraftwerke wären somit etwa während drei Monaten oder rund 2'000 Stunden in Betrieb. Langfristig muss davon ausgegangen werden, dass sowohl die Kernkraft- als auch die Importkapazität nicht mehr oder nur begrenzt vorhanden sein werden. Folglich wird die effektive Laufzeit der Gaskraftwerke wesentlich höher sein.

Versorgungssicherheit Erdgas

Die Schweiz wird hauptsächlich über die Transitgasleitung mit Erdgas versorgt. Diese Transitleitung wird primär für die Gaslieferung zwischen Holland und Italien genutzt. Ihre Kapazität beträgt ca. das zehnfache des Schweizer Gasverbrauchs. Die Versorgungssicherheit der Schweiz ist deshalb stark von der europäischen Erdgasversorgung abhängig. Eine von Russland unabhängige Versorgung wird folglich nur durch massiven Zubau von LNG-Kapazitäten und der Produktion von Wasserstoff und erneuerbaren Gasen möglich sein. Der heutige Anteil Erdgas am Schweizer Gesamtenergieverbrauch beträgt rund 34 TWh bzw. 15 Prozent. Für die geplanten Gaskraftwerke wären bei 2'000 Betriebsstunden (Annahme Betriebsweise bei reduzierter Kernkraft- und Importkapazität) rund 5.3 TWh Erdgas erforderlich.

Transformation der Energienetze

Die Schweiz verfügt über ungenutzte Wärmepotenziale in der Versorgung von thermischen Netzen. Insbesondere in urbanen Gebieten sind Heizöl und Erdgas immer noch die wichtigsten Heizmedien. Die Gasnetze werden mehrheitlich durch die Städte bzw. Stadtwerke betrieben. Thermische Netze sind hauptsächlich bei vorhandenen Abwärmequellen wie etwa an Standorten von Kehrlichtverbrennungsanlagen bereits vorhanden. Das nutzbare Abwärmepotenzial ist jedoch bei weitem noch nicht ausgeschöpft.

Folglich drängt sich eine Transformation der heutigen Netzinfrastruktur auf. In Bezug auf eine energieeffiziente, flexible und autonome Energieversorgung wird die Netzkonzergenz, also die Kopplung von bestehenden Strom-, Wärme- und Gasnetzen, eine zentrale Rolle spielen. Im Umbau des Energiesystems wird folglich die dezentrale Produktion und Dekarbonisierung eine wichtige Rolle spielen. Die geplanten WKK- und Power-to-X-Anlagen übernehmen dabei eine Schlüsselrolle.

Beispiel Multi-Energy-Hub im Limmattal (Limeco)

Limeco betreibt in einem der grössten Entwicklungsgebiete der Schweiz – dem Limmattal – eine Kehrlichtverwertung, Abwasserreinigungsanlage (ARA) und ein Fernwärmenetz. Neu wird an diesem Standort auch eine Power-to-Gas-Anlage betrieben.

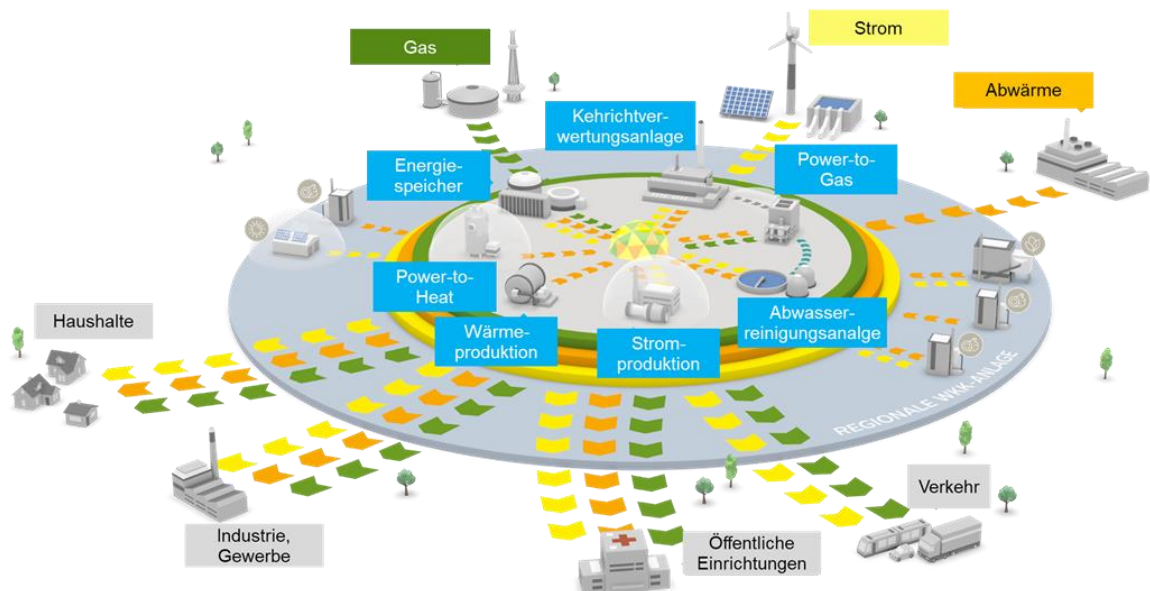


Bild: Multi-Energy-Hub (Quelle: Limeco)

Ausgehend von den bestehenden Anlagen und netzkonvergenten Infrastrukturen soll künftig eine möglichst autonome und flexible Bereitstellung von Strom, Wärme und Gas erfolgen. Zudem können in diesem Multi-Energy-Hub weitere Systemleistungen wie etwa Energiespeicherung oder Regelleistung bereitgestellt werden. Die Integration von WKK-Anlagen an einem solchen Standort würde zusätzliche Versorgungsautonomie bieten.

Produktion, Speicherung und Import erneuerbarer Gase

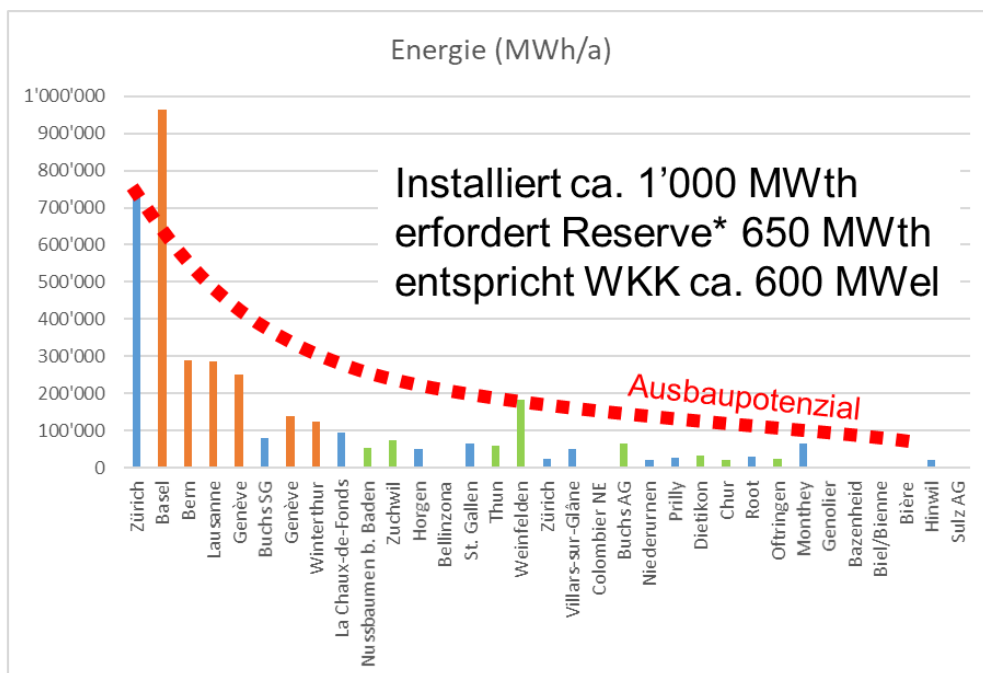
Bis ins Jahr 2030 will die Schweizer Gaswirtschaft rund 5 TWh/a (entspricht ca. 30 Prozent des Erdgasverbrauches zum Heizen) mit erneuerbaren Gasen abdecken. Die Versorgung der Schweiz mit erneuerbarem Gas aus dem In- und Ausland ist insbesondere

mit Power-to-Gas möglich. Bei entsprechendem PV-Zubau ist durch Nutzung von Überschussstrom im Sommer ein Potenzial von bis zu 10 TWh/a Synthesegas realistisch. Solche Power-to-Gas-Anlagen können ebenfalls am Standort eines Multi-Energy-Hubs stehen. Die saisonale Speicherung von Wasserstoff und Synthesegasen muss durch entsprechende Speicherlösungen sowohl im Transportnetz als auch im Verteilnetz sichergestellt werden. Diese Speicherlösungen sind parallel zum Ausbau der erneuerbaren Gase zu installieren.

Aufgrund aktueller Entwicklungen im Ausland wird zunehmend verflüssigtes Erdgas (LNG) ins europäische Gasnetz eingespeist. In Zukunft wird deshalb der physische Import von erneuerbaren Flüssiggasen (Bio-LNG) möglich sein. Solche lokalen LNG-Terminals können ebenfalls als Alternative zum Gasnetz als Reservehaltung und Energiespeicherung genutzt werden.

Standorte mit bestehenden thermischen Netzen

In der Schweiz gibt es rund 30 grössere thermische Kraftwerke. Die meisten KVA-Standorte produzieren Strom und nutzen die Abwärme zur Versorgung eines Fernwärmenetzes mit einer thermischen Leistung von rund 1'000 MW. In den meisten Fällen wird die thermische Spitzen- bzw. Reservelast mittels eines gas- oder ölbefeuerten Heizkessels sichergestellt. Insgesamt sind heute schätzungsweise 500-650 MW thermische Reservekapazität zusätzlich zur primären Abwärmequelle vorhanden.



* Heute wird Reserve Wärme mit Heizöl-/Gaskessel abgedeckt

Bild: Standorte mit bestehenden Wärmenetzen und Abwärmenutzung (Quelle: VFS)

Würden diese Reserve-Heizkessel durch WKK-Anlagen ersetzt, ergäbe sich ein Potenzial von rund 600 MW elektrischer Reserven bzw. je Standort durchschnittlich rund 20 MWeI. Bei gleicher Betriebsweise wie die Gaskraftwerke, also mutmasslichen 2'000 Betriebsstunden, würden diese WKK-Anlagen einen Brennstoffbedarf von rund 5.0 TWh Gas ausweisen.

Um die Abwärme aus den WKK-Anlagen auch im stromgeführten Betrieb zu nutzen, gibt es verschiedene Möglichkeiten. Sowohl im Wärmenetz als auch in externen Wärmespeichern können gewisse Wärmeüberschüsse zwischengespeichert werden. In grösseren thermischen Netzen kann die Grundlast (Stufe 0) um den Anteil WKK-Abwärme reduziert oder sogar vollständig abgestellt werden. Dieses Zusammenspiel gewährleistet die Abwärmenutzung im Reservefall. Gleichzeitig resultiert eine zusätzliche Stromproduktion bei der KVA aufgrund der Abhängigkeit zwischen Fernwärmebezug und Stromproduktion (siehe nachstehende Abbildung).

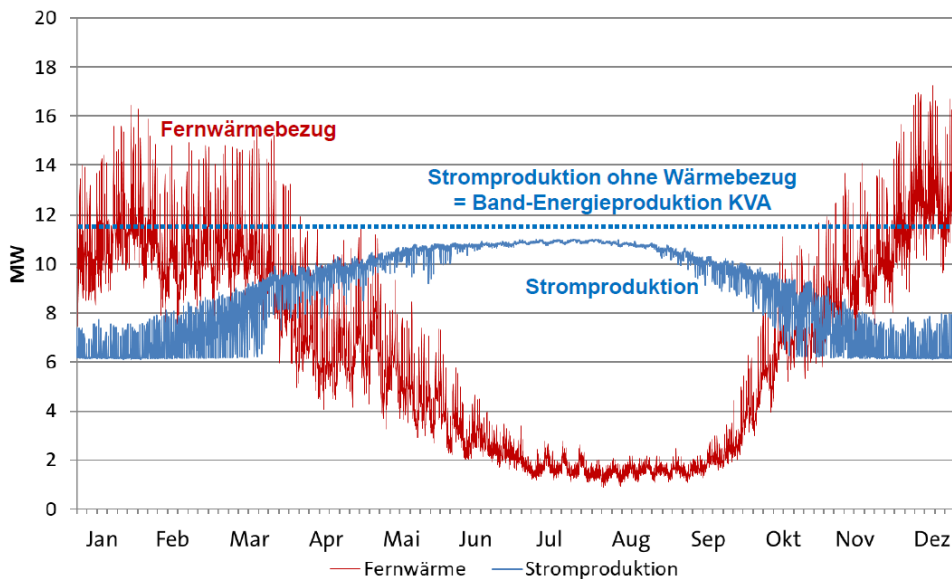


Bild: Abhängigkeit Fernwärmebezug und Stromproduktion KVA (Grundlast), Quelle: Rytec.

Energieeffizienz und Substitution von Primärenergie

Vergleicht man nun die Energieeffizienz der beiden Systeme Gaskraftwerk und WKK, so ergeben sich folgende Werte (siehe Tabelle). Dabei wurden die WKK-Werte auf ca. 50 Anlagen extrapoliert, um die gleiche Reserveleistung wie mit den geplanten Gaskraftwerken bereitzustellen. Ideale Standorte in der Schweiz gibt es aber wie weiter oben erwähnt wohl nur rund 30:

<i>Zahlen nur geschätzt</i>	Gaskraftwerk	30 WKK	50 WKK
Leistung elektr.	1'000 MWel	600 MWel	1'000 MWel
Betriebsstunden	2'000 Bh/a	2'000 Bh/a	2'000 Bh/a
Brennstoffbedarf	5.3 TWh/a	3.0 TWh/a	5.0 TWh/a
Stromproduktion	2.0 TWh/a	1.2 TWh/a	2.0 TWh/a
Abwärmenutzung	0 TWh	1.2 TWh/a	2.1 TWh/a
Primärenergie zur Wärmeabdeckung	2.1 TWh/a	0 TWh/a	0 TWh/a
Energieeffizienz*	38%	80%	76%

Primärenergie gesamt	7.4 TWh/a		5.0 TWh/a
-----------------------------	------------------	--	------------------

* Strom- und Wärmenutzungsgrad bezogen auf Primärenergieeinsatz

Mit dem Einsatz von WKK-Anlagen wird der Primärenergieverbrauch massiv reduziert. Im obigen Rechenbeispiel bei 2'000 Betriebsstunden ist eine Reduktion von 30 Prozent möglich. Durch eine zusätzliche Abdeckung der Mittellast (2'000-4'000 Betriebsstunden) mit WKK-Anlagen wäre die Effizienzsteigerung nochmals grösser.

Versicherung gegen Winterstrommangel und Blackout (POWERLOOP-Modell)

Die WKK-Anlagen eignen sich hervorragend für eine jederzeit verfügbare und sehr effiziente Strom- und Wärmerzeugung mit Biogas, Klärgas, Holzgas, Erdgas, Wasserstoff und synthetischem Methan. Die WKK-Technologie wurde in der Schweiz im Vergleich zum Ausland bisher wenig beachtet.

Das Swisspower WKK-Modell ist eine Weiterentwicklung des Powerloop-Modells, in dem zwischen einem wärme- und stromgeführten Betrieb (im Markt) unterschieden wird und durch die Kombination mit thermischen Netzen eine zusätzlich abrufbare Reservekapazität (ausserhalb Markt) geschaffen wird. Die Reservekapazität orientiert sich an der Grösse des thermischen Netzes sowie deren Grundlast (in der Regel KVA) und den daraus resultierenden thermischen Reservekesseln.

3. Swisspower WKK-Modell

WKK und thermische Netze

Swisspower will sich mit den nachfolgenden Massnahmen dafür einsetzen, dass der Bau von thermischen Netzen und der Einsatz von WKK-Anlagen als Systemlösung konkret umgesetzt werden. WKK-Anlagen können erstens einen wesentlichen Beitrag zur klimaneutralen und erneuerbaren Wärmeversorgung leisten. Zweitens können dezentrale WKK-Anlagen, neben anderen Anlagen zur Stromproduktion, die Winterstromlücke reduzieren und gleichzeitig flexible Regelleistung (mit PtG-Anlagen sowohl positiv als auch negativ) vorhalten. WKK kann darüber hinaus zusätzliche Reserven abdecken, sofern die Kapazität auch für die thermische Reservehaltung eingesetzt wird. Diese abrufbare Kapazität steht im Falle, dass der Markt die Nachfrage nicht mehr deckt, zur Verfügung.

Ideal für diesen mehrfachen Nutzen von WKK-Anlagen ist, dass in der Schweiz der Bedarf nach Wärme und nach zusätzlichem Strom korreliert und in der besonders kalten Zeit gleichzeitig ansteigt. Voraussetzung für diese Verwendung von WKK-Anlagen zur Produktion von abrufbarer Zusatzkapazität ist jedoch, dass nicht Anlagen an Standorten gebaut werden, wo die Abwärme gar nicht genutzt werden kann. Sondern vielmehr nur Anlagen an Standorten gebaut werden, die eine Nutzung per Anschluss an thermische Netze erlauben. In vielen Schweizer Städten sind bereits solche Wärmenetze vorhanden, das Potenzial thermischer Netze ist jedoch noch nicht ausgeschöpft. Dies hat auch der Bundesrat Ende 2021 kommuniziert. Wärmeverbundlösungen und WKK-Anlagen sind im Transformationsprozess von Erdgasverteilnetzen ein wichtiger Faktor. Der jetzige Zeitpunkt für eine WKK-Strategie ist zudem ideal, weil viele Städte im Moment einen Aus- oder Neubau ihrer thermischen Netze planen.

Strombasierte Wärmeversorgung

Ein Wärmeversorgungskonzept basierend auf einem All-Electric-Szenario würde den Stromverbrauch und vor allem den Leistungsbedarf im Winter um das 2- bis 3-fache ansteigen lassen. Folglich haben WKK-gestützte Wärmekonzepte in zweifacher Hinsicht einen positiven Effekt auf die Stromversorgungssicherheit. Erstens werden durch vorhandene Abwärmepotenziale und Fernwärmenutzung hohe Stromverbräuche vermieden. Zweitens liefern WKK-Anlagen im Mittellast- und Spitzenlastbereich zusätzliche Wärmepotenziale und entlasten damit die Stromproduktion zusätzlich.

Wärme- und stromgeführtes 3-stufiges WKK-Konzept (Swisspower WKK-Modell)

Die Grundidee dieses Versorgungskonzeptes ist die dezentrale Erzeugung von Strom und Wärme.

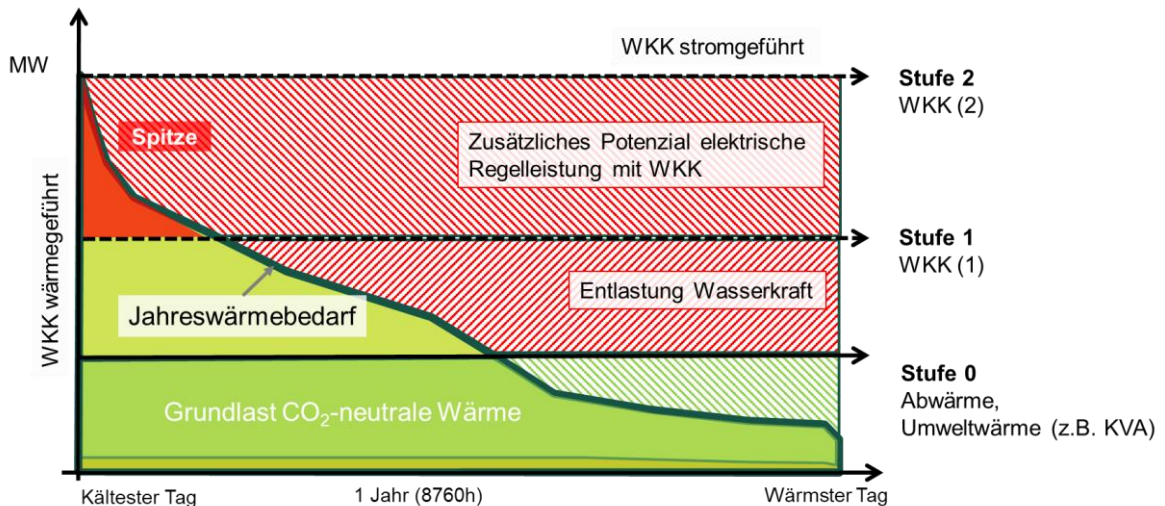


Bild: Strom- und wärmegeführte WKK-Anlagen in thermischen Netzen (Swisspower WKK-Modell)

Je nach Versorgungssituation hat im Falle einer Strommangellage die Stromproduktion Priorität. Die Entkopplung der Stromerzeugung vom Wärmebedarf über Wärmespeicher ermöglicht die vollständige Nutzung der Abwärme aus WKK. Im WKK-Normalbetrieb werden vor allem im Winterhalbjahr grössere Wärmenetze versorgt. Dadurch erhöht sich der Eigenversorgungsgrad bei der Stromversorgung automatisch.

Das 3-Stufenmodell bezieht sich auf die WKK-Betriebsarten. In vielen Gebieten ist eine meist bestehende Wärmequelle vorhanden. Diese Grundversorgung (Stufe 0) soll durch eine erneuerbare Wärmequelle sichergestellt werden, die das ganze Jahr kostengünstig verfügbar ist (z.B. KVA-Abwärme, Seewärme, Geothermie).

Die WKK Stufe 1 (WKK 1 oder Produktionsbetrieb) deckt den mittleren Bereich der Wärmenachfrage ab bzw. die Auslegung der Anlagen erfolgt nach wärmegeführter Betriebsart. Diese Anlagen sind mehrheitlich über die ganze Heizsaison, also ca. 4000 Stunden, in Betrieb. Gleichzeitig entlastet diese Stufe die Wasserkraft und generiert so Hydroreserve, die im Winter für Spitzenlast bzw. fehlende Energie (nicht durch Markt gedeckte Energie) eingesetzt werden kann.

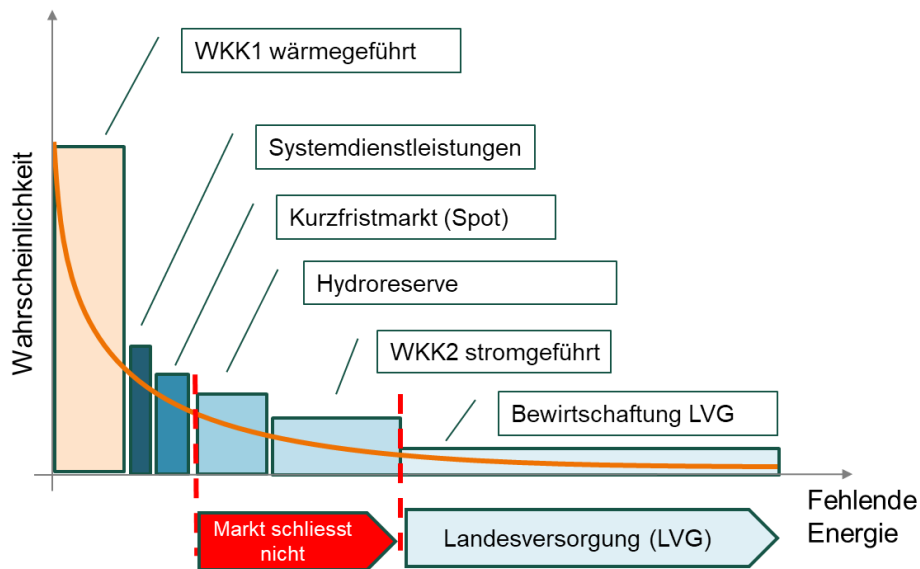


Bild: Angepasstes Reserve-Konzept mit WKK und Entlastung Hydroreserve (Swisspower)

Anstelle von fossil betriebenen Reserveheizkesseln werden in Zukunft zur wärmeseitigen Spitzenlastabdeckung eine zweite WKK Stufe (WKK 2 oder Spitzenlastbetrieb), eingesetzt. Diese Spitzenlast wird bei sehr kalten Temperaturen betrieben. Jedes Wärmenetz benötigt ein Backup für den ungeplanten Ausstieg einer Wärmequelle der Stufe 0 oder Stufe 1. Diese Reserve kann durch die entsprechende Auslegung der WKK-Anlagen, in der Regel ca. 65 Prozent der Spitzenlast, anstelle eines Reserve-Heizöl- oder Gaskessels, gezielt abgerufen werden. Diese Überdimensionierung der WKK-Systeme erlaubt den Betrieb ausserhalb des Marktes. Die Versorgungssicherheit ist zudem aufgrund der Diversifizierung auf mehrere Standorte viel höher als bei zentralen Gaskraftwerken.

Sowohl WKK 1- als auch WKK 2-Anlagen sind aufgrund der Wärmebedarfscharakteristik nicht immer im Einsatz. Folglich können diese Anlage bei entsprechender Stromnachfrage flexible Leistung gegenüber dem Netzbetrieb vorhalten oder auch bei Bedarf Strom produzieren.

Von Beginn weg klimaneutral

Für Swisspower ist von grosser Bedeutung, dass die zusätzliche Energieproduktion über WKK-Anlagen von Beginn weg klimaneutral realisiert wird. So haben sich die Stadtwerke von Swisspower im Masterplan 2050 dazu verpflichtet, ihre gelieferte Energie bis zu diesem Datum vollständig erneuerbar zu produzieren. Auch die Städte als Eigner der Stadtwerke verfolgen das Ziel der Erneuerbarkeit mit viel Einsatz. Deshalb wäre es nicht mit dieser Strategie vereinbar und auch politisch nicht erklärbar, wenn diese WKK-Anlagen zusätzliches CO₂ produzieren würden. Aufgrund der hohen Ener-

gieweffizienz von WKK-Anlagen in Kombination mit thermischen Netzen ist in einer gewissen Übergangszeit die Versorgung mit Erdgas möglich. Dann müssen jedoch die CO₂-Emissionen mit Kompensationsmassnahmen oder dem Import von erneuerbaren Gasen ausgeglichen werden.

Die Produktionskapazität von erneuerbaren Gasen muss gleichzeitig mit dem Aufbau der WKK-Anlagen im In- und Ausland aufgebaut werden.

Das Ziel der Klimaneutralität kann auf verschiedene Wege erreicht werden:

- Produktion von erneuerbarem Gas mit Power-to-Gas-Anlagen in der Schweiz
- Produktion von Biogas in der Schweiz
- Netzgebundener Import von Biogas und erneuerbaren Gasen oder Bio-LNG aus dem Ausland
- CO₂-Kompensation bzw. Carbon Capture, Use and Storage (CCUS) im In- oder Ausland

4. Projektumfang Multi-Energy-Hubs für die Schweiz

Die Umsetzung der vorangehenden Projektskizze und der Ausbau des Swisspower WKK-Modells erfordert eine Konkretisierung der Massnahmen und einen konzeptionellen Aufbau im Zusammenschluss der dezentralen Reservekapazitäten.

Es sind folgende Arbeitspakete vorgesehen (Schätzung):

Pos.	Beschreibung	Projektstage	Umfang CHF
1	<ul style="list-style-type: none"> Datenerhebung an mindestens 30 Standorten und Festlegung der Standards zur Integration von WKK-Anlagen 	8	12'000
	<ul style="list-style-type: none"> Aufzeigen einer Roadmap mit Investitionsvolumen und Leistungsvermögen bezüglich Reservekapazität (Versorgungssicherheit) 	8	12'000
	<ul style="list-style-type: none"> Darstellung der Synergien zwischen thermischen Netzen und WKK sowie Nachweis der Energieeffizienz (Reduktion von Primärenergie) 	4	6'000
	<ul style="list-style-type: none"> Ermittlung der PtG-Kapazitäten, Produktionsmengen und Energiespeicherung für erneuerbare Gase im In- und Ausland 	10	15'000
	<ul style="list-style-type: none"> Beitrag an CO₂-Bilanz durch Substitution von Primärenergieträger und Steigerung der Energieeffizienz im Wärmebereich 	10	15'000
	<ul style="list-style-type: none"> Administration und Grundlage für Kommunikation 	10	15'000
	Summe		75'000
2	<ul style="list-style-type: none"> Konzeptioneller Aufbau der Produktionsanlagen im Einzelnen und im Gesamten 	20	30'000
	<ul style="list-style-type: none"> Investitionsbedarf und Ermittlung der Energieflüsse 	6	9'000
	<ul style="list-style-type: none"> Potenzial für Leistungsvorhaltung (SDL) und Reserve 	6	9'000
	<ul style="list-style-type: none"> Ermittlung CAPEX/OPEX 	8	12'000
	<ul style="list-style-type: none"> Konzept zur zentralen Bewirtschaftung der Produktion und Reservehaltung 	4	6'000
	Summe		66'000
3	<ul style="list-style-type: none"> Entwicklung von Finanzierungsmodellen über Strom- bzw. Gaswirtschaft 	12	17'500
	<ul style="list-style-type: none"> Vorschlag regulatorische Massnahmen und Formulierung der gesetzlichen Grundlagen innerhalb des geplanten GasVG bzw. Revision EnG/StromVG 	12	17'500
	Summe		35'000
	Total exkl. MWST		176'000

Grobe Schätzung auf Basis eines Tagessatzes von 1'500 CHF/Tag.

Projektoutputs

Im Rahmen dieser Projektstudie sollen folgende Ergebnisse ermittelt werden.

Thema	Ergebnisse/Ziele
Standorte	Standorte (30) identifizieren und mögliche Betreiber lokalisieren
Investitionen WKK/PtG	für eine erste Ausbautetappe (15 WKK/PtG-Anlagen mit je 300 MWel) Investitionen und Realisierungszeitpunkt ermitteln
Roadmap	Aufzeigen eines Ausbauszenarios und möglichen Ausbaupotenzials anhand konkreter Eckdaten je Standort bezüglich wärme- und stromgeführter Betriebsweise sowie Beziffern der abrufbaren Reservekapazität (ausserhalb Markt)
Kosten	Ermittlung der Kosten aus Sicht des Endverbrauchers, Investors bzw. Staats (Förderinstrumente)
Energiewirtschaftlichen Potenziale	Nachweis der ökologischen und energiewirtschaftlichen Potenziale bis Vollausbau (30)
Energiespeicherung	Konzept für eine nachhaltige Energiespeicherlösung auf nationaler und regionaler Ebene
Finanzierungsmodell	Lösungsvorschläge zur Finanzierung der Investitionen und Betriebskosten (1. Etappe; 15 Standorte)
Regulierung	Ausarbeitung von Vorschlägen zu den gesetzlichen Bestimmungen für eine Förderung von WKK-Anlagen und Produktions- und Speicheranlagen für erneuerbare Gase
Abgrenzung	Systemische Analyse zur Feststellung welche Massnahmen marktwirtschaftlich bzw. staatlich geregelt werden müssen
Klimaneutrale Wärmeversorgung	Nachweis konkreter Instrumente bzw. Konzepte wie die Versorgung klimaneutral und sicher erfolgen kann
Versorgungssicherheit Strom	Ermittlung der abrufbaren Leistungsreserven die zur Versorgungssicherheit von Strom (ausserhalb Markt) genutzt werden