

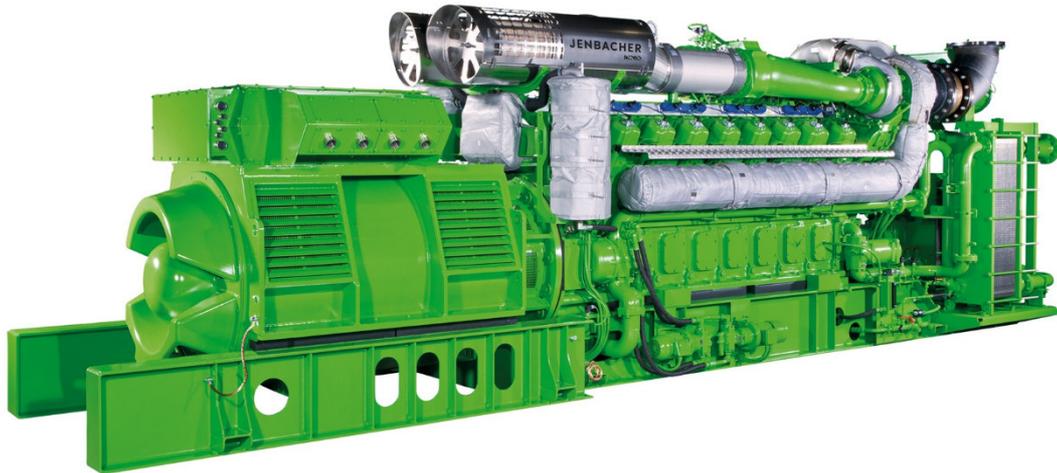


3. November 2022

---

# Winterstromreserve

## Beitrag der Wärmekraft-Kopplung WKK



---

Quelle: Jenbacher, Innio, 6er-Baureihe

## Winterstromreserve

**Datum:** 3. November 2022

**Ort:** Bern

### **Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE

CH-3003 Bern

[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

vertreten durch Lukas Gutzwiller

### **Auftragnehmer/in:**

Rytec AG

Alte Bahnhofstrasse 5

3110 Münsingen

Tel 031 511 13 33

Fax 031 511 13 35

vertreten durch Rafael Osswald

**BFE-Vertragsnummer:** SI/200392-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind die Autoren dieses Berichts verantwortlich.** Die Studie wurde zwischen April und Juni 2022 unter Zeitdruck erstellt. Vorgesehen war damals ein Vergleich von WKK-Anlagen mit dem Konzept der ECom für Reservekraftwerke. Inzwischen konnten verschiedene Massnahmen zur Verhinderung einer Strommangellage aufgegleist und teilweise bereits in Kraft gesetzt werden; gleichzeitig rückte mit der Gas-Krise der Zweistoffbetrieb in den Vordergrund. Neben der Hydroreserve konnten mobile Turbinen in Birr und gepoolte Notstromgruppen unter Vertrag genommen werden. Diese drei Technologien können im Sinne einer Reserve auf Abruf Strom bereitstellen, haben aber gegenüber WKK-Anlagen den Nachteil, dass die Abwärme nicht genutzt werden kann. Aus heutiger Sicht können wärmegeführte WKK-Anlagen in den Wintermonaten in erster Linie einen Beitrag zur Schonung der Winterspeicher (Säule 2) leisten; sie werden somit «im Markt» betrieben und eignen sich nur bedingt für den Betrieb als Reserve; zudem können sie in der Regel nicht mit lokal speicherbaren flüssigen Brennstoffen betrieben werden, wie dies bei den Reservekraftwerken und Notstromgruppen der Fall ist.

### **Bundesamt für Energie BFE**

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

## Zusammenfassung

Thermische Netze haben ein grosses Potenzial – durch Transport von erneuerbarer Wärme sowie ungenutzter, nicht vermeidbarer Abwärme – die Komfortwärme rasch zu dekarbonisieren, zumal heute zwei Drittel aller Gebäude nach wie vor mit fossilen Brennstoffen oder «direkt» elektrisch beheizt werden. In vielen Fernwärmenetzen (deren Grundlast meist aus KVA-Abwärme, Holz oder Umweltwärme besteht) muss jedoch in Zeiten mit hoher Wärmenachfrage aus Auslegungsgründen mit fossilen Spitzenlastkesseln zugeheizt werden. Die fossilen Spitzenlastkessel könnten durch WKK-Anlagen ergänzt oder (partiell) ersetzt werden. Damit könnten sie im Winter zusätzlich Strom bei sehr hohen Gesamtwirkungsgraden produzieren und die Speicherkraftwerke schonen.

Das BFE möchte als Alternative zu den Gaskraftwerken prüfen, ob weitere Technologien wie WKK-Anlagen geeignet sind, um bei Spitzenlasten bzw. in Knappheitssituationen die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Konkret wird in der vorliegenden Studie geprüft, welche Rolle WKK-Anlagen zur mittelfristigen Stromversorgungssicherheit ab 2025 beitragen können. Insbesondere soll Klarheit darüber geschaffen werden, ob der Zubau an 500 MW<sub>el</sub> WKK-Leistung, den Powerloop und Swissspower in ihren Konzepten stufenweise bis 2035 vorschlagen, auch realisierbar ist bzw. damit auch garantiert ist, dass die dabei erzeugte Wärme genutzt werden kann.

Der effiziente Betrieb von WKK-Anlagen erfordert eine Wärmesenke. Zur Potenzialermittlung werden daher sämtliche Fernwärmenetze der Schweiz mit mehr als 1 MW Wärmeleistung in folgende vier Klassen aufgeteilt: 1. Hauptenergieträger KVA mit grosser Spitzenlast; 2. Hauptenergieträger KVA mit kleiner Spitzenlast; 3. Hauptenergieträger Holz; 4. Hauptenergieträger Umweltwärme. Im Zentrum der Analyse steht die Frage, wie viel WKK-Wärmeleistung in Fernwärmenetzen effizient integriert werden kann, sodass eine möglichst hohe Energienutzung in Verbindung mit hinreichend Betriebsstunden garantiert ist. Diese Skalierung anhand der Wärmesenke definiert auch die elektrische Leistung, mit welcher WKK-Anlagen auf effiziente Weise einerseits zur Winterstromversorgung und andererseits zur Deckung von allfälligen Versorgungslücken im Frühjahr (als Reservekraftwerke) beitragen könnten.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass in den bestehenden mittleren und grossen Fernwärmenetzen ausreichend grosse Wärmesenken vorhanden sind, um WKK-Anlagen mit mehreren hundert MW elektrischer bzw. thermischer Leistung effizient zu betreiben. Das Potenzial für WKK-Spitzenlast für 2025 wird auf über 500 MW (thermisch resp. elektrisch) geschätzt. Es ist wichtig anzumerken, dass dies die gesamte Leistung bezeichnet, welche – unter Berücksichtigung der Gesamtenergieeffizienz und gewisser ökonomischer Randbedingungen – in die Fernwärmenetze eingebunden werden könnte.

Bei rund 2'000 Betriebsstunden mit 500 MW<sub>el</sub> WKK-Leistung kann rund 1 TWh zusätzliche Stromproduktion im Winter erwartet werden. Das mit gut 350 MW<sub>el</sub> grösste Potenzial liegt dabei in den sehr grossen, städtischen Fernwärmenetzen, welche KVA-Abwärme als Hauptenergieträger verwenden – wobei hiervon ein Teil bereits genutzt wird. Das zweithöchste Potenzial liegt bei den mit Holz betriebenen Fernwärmenetzen (WKK-Spitzenlastpotenzial: 140 MW<sub>el</sub>) gefolgt von den primär mit Umweltwärme gespeisten Fernwärmenetzen (WKK-Spitzenlast-Potenzial: rund 75 MW<sub>el</sub>). Aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit sind – insbesondere die beiden Potenziale für Holz und Umweltwärme – mit Vorsicht zu geniessen.

Bei einem Einsatz der WKK-Anlagen als Reservekraftwerk in einer Strommangellage im Frühjahr kann theoretisch die volle elektrische Leistung von gut 500 MW über den gesamten kritischen Zeitbereich (von Mitte März bis Mitte Mai) abgerufen werden. In dieser Zeit könnten zusätzlich rund 700 GWh elektrische Energie ins System gebracht werden, allerdings könnte nicht mehr die gesamte Wärme der WKK-Anlagen genutzt werden, was die Wirtschaftlichkeit verschlechtert. Im Gegensatz zur Speicherwasserkraft, würde hier zusätzliche elektrische Energie in das System gebracht.

WKK Anlagen sind unter den heutigen Rahmenbedingungen im Marktumfeld nicht wirtschaftlich und sollten daher im Rahmen der aktuellen Gesetzgebung mit einem Investitionsbeitrag von bis zu 60% gefördert werden. Denn gerade in der kalten Jahreszeit könnte das identifizierte Potenzial an WKK-Anlagen einen grossen zusätzlichen volkswirtschaftlichen Nutzen stiften, weil WKK-Anlagen die Speicherseen schonen können und zusätzlich Energie ins System bringen; zudem stünden die WKK-Anlagen ausserhalb der Wärmespitzenleistung während den kritischen Monaten mit niedrigen Füllständen in den Speicherseen ohne nennenswerte Bereitstellungskosten als potenzielle Reservekraftwerke zur Verfügung.

Die effizienten WKK-Anlagen auf Basis von Otto-Gasmotoren sind im Normalfall nicht Dual-Fuel fähig (Ausnahme LNG und mit geringen Motorenanpassungen auch Wasserstoff) und Umrüstungen sind laut den Herstellern nicht möglich. Zündstrahlmotoren (Dieselmotoren mit Option auf Gas-Misch-Betrieb) werden aktuell für den stationären Bereich nicht mehr eingesetzt und erfordern deutlich höhere Aufwendungen für die Abgasreinigung und Nachbehandlung. Diese Option wurde daher nicht näher betrachtet.

Im Vergleich zum ECom-Konzept, welches den gestaffelten Bau von zwei bis drei Gaskraftwerken mit einer Leistung von insgesamt bis zu 1000 Megawatt (MW) beinhaltet, ist bei dezentralen WKK-Anlagen (oder kleineren bis mittleren Gasturbinen) der grosse Vorteil, dass deren Abwärme genutzt werden kann. Dies erhöht den Gesamtwirkungsgrad und mit der Aufteilung auf mehrere Produktionsanlagen entfällt auch das Klumpenrisiko aus Sicht der Versorgungssicherheit. Die Anlagen wären auch nicht den ganzen Winter in der Reserve abrufbar, sondern erst gegen Frühling. Folgende Unterschiede gilt es im Vergleich zum Konzept der ECom hervorzuheben:

- Im Einsatz haben WKK Anlagen ab 1 MW einen deutlich höheren elektrischen Wirkungsgrad als eine offene Gasturbine gemäss dem Konzept der ECom. Allerdings sind Gasmotoren im Vergleich zu Gasturbinen nicht Dual-Fuel fähig. Im Bereich der KVA-Fernwärmenetze mit grosser Spitzenleistung können mittlere Gasturbinen (inkl. Dual-Fuel Fähigkeit) eingesetzt werden, sofern die Mehrkosten dafür zusätzlich getragen werden (Effizienznachteile gegenüber Gasmotoren und Zusatzinvestition in die Dual-Fuel-Fähigkeit).
- Grosse WKK Anlagen sind bei einer Förderung von 60% der Investitionskosten und verlässlichen Rahmenbedingungen (Einsatz im Markt und inkl. teilweiser Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe) systemdienlich und knapp wirtschaftlich. Mit einem Investitionskostenbeitrag von rund 0.6 Mio. CHF/MW (rund 60% der Investitionskosten) liegen grosse Motoren sehr gut im Vergleich zum Reservekraftwerk-Modell der ECom.
- Kleine und mittlere Gasturbinen haben ihre Vorteile bei der Dual-Fuel Fähigkeit – diese müsste jedoch zusätzlich gefördert werden. Wir schätzen den Mehrbedarf auf rund 15 bis 20% der Investitionskosten. Sie liegen damit immer noch unter dem Vergleichskonzept der ECom. Diese Vorteile der kleinen und mittleren Gasturbinen gehen jedoch sehr stark auf Kosten der elektrischen Effizienz und des CO<sub>2</sub>-Austosses.

Grundsätzlich liesse sich der WKK-Brennstoffbedarf zwischen rund 2 bis 3 TWh mit erneuerbaren Brennstoffen decken. Das nachhaltige Biogaspotenzial ist jedoch beschränkt und unter der Prämisse, dass synthetische, erneuerbare Gase nur dann einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, wenn sie aus zusätzlichen erneuerbaren Energien gewonnen werden, ist auch jenes Potenzial in der kurzen Frist stark eingeschränkt. Der Betrieb mit klimaneutralen Gasen ist jedoch unter aktuellen Rahmenbedingungen in keinem Szenario wirtschaftlich.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b>	<b>3</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>9</b>
1.1 Projektorganisation	9
1.2 Verwendete Grundlagen	9
<b>2. Ausgangslage und Aufgabenstellung</b>	<b>10</b>
2.1 Ausgangslage	10
2.1.1 Thermische Netze als Potenzial zur Dekarbonisierung	12
2.2 Aufgabenstellung	12
<b>3. Technische Randbedingungen</b>	<b>13</b>
3.1 Wärmekraftkopplung und Blockheizkraftwerke	13
3.1.1 Können Gasmotoren auch mit lagerfähigen Brennstoffen betrieben werden?	13
3.1.2 Können Bestandsanlagen mit Gasmotoren umgerüstet werden?	14
3.1.3 Welche erneuerbaren Brennstoffe können in Gas-Otto-Motoren eingesetzt werden?	14
3.1.4 Wie effizient sind Gas-Otto-Motoren für die Stromproduktion?	15
3.1.5 Können Gasturbinen auch mit lagerfähigen Brennstoffen betrieben werden?	15
3.1.6 Was sind die Vor- und Nachteile einer Gasturbine?	15
3.1.7 Notkühlung	16
3.2 Fernwärmenetze	16
3.3 Speicherseen und Strommangellage	17
3.4 Strom- vs. Wärmeproduktion bei KVA	18

---

<b>4. Methodik und Modell</b>	<b>20</b>
<hr/>	
4.1 Einsatzzweck der WKK-Anlagen	20
<hr/>	
4.1.1 Wärmespitzenlastabdeckung im Winter inkl. Strom - Säule 2	20
<hr/>	
4.1.2 Stromerzeugung für ausserordentliche Situationen im Frühjahr - Säule 4	20
<hr/>	
4.2 Ermittlung des WKK-Potenzials 2025	20
<hr/>	
4.3 Klassifikation der Fernwärmenetze	22
<hr/>	
Hauptenergieträger Kehricht, grosse Spitzenlast	23
<hr/>	
Hauptenergieträger Kehricht, geringe Spitzenlast	24
<hr/>	
Hauptenergieträger Holz	25
<hr/>	
Hauptenergieträger Umweltwärme	25
<hr/>	
4.4 Annahmen zur Entwicklung des Potenzials bis 2035	27
<hr/>	
<b>5. Resultate und Diskussion</b>	<b>28</b>
<hr/>	
5.1 Potenzial für WKK-Anlagen in den Fernwärmenetzen	28
<hr/>	
5.1.1 Fernwärmenetze mit KVA als Hauptenergieträger	28
<hr/>	
5.1.2 Fernwärmenetze mit Holz als Hauptenergieträger	31
<hr/>	
5.1.3 Fernwärmenetze mit Umweltwärme als Hauptenergieträger	32
<hr/>	
5.1.4 Potenzial über alle Fernwärmenetze 2025	33
<hr/>	
5.2 Entwicklung des Potenzials bis 2035	35
<hr/>	
5.3 Beispiel Winter-Wochenlastgang einer WKK-Anlage	35
<hr/>	
5.4 Wirtschaftlichkeit	38
<hr/>	
5.4.1 Grundlagen	38
<hr/>	
5.4.2 Modellierung der Strom- und Wärmeerlöse	38

---

5.4.3 Ergebnisse zum Einsatz der WKK-Anlage	39
5.4.4 Bilanzierung der Cash-Flows für die WKK-Anlage	39
5.4.5 Ergebnisse der Bewertung der WKK-Anlage	40
5.4.6 Ergebnisse zum Einsatz der Gasturbine	41
5.4.7 Bilanzierung der Cash-Flows für die Gasturbine	41
5.4.8 Ergebnisse der Bewertung der Gasturbine	41
5.4.9 Zusammenfassung der Ergebnisse und Sensitivitäten	42
5.5 Umsetzung	43
<b>6. Weitere Aspekte und Rahmenbedingungen</b>	<b>44</b>
6.1 Klärung Verfügbarkeit klimaneutraler Brennstoffe	44
6.1.1 Biogas	44
6.1.2 Synthetische Gase	44
6.1.3 Energieperspektiven 2050+: Exkurs Biomasse; Potenziale und Einsatz in den Szenarien	45
6.1.4 Schlussfolgerung zur Verfügbarkeit klimaneutraler Brennstoffe	45
6.2 Regulatorische Rahmenbedingungen	45
6.2.1 Ausgangslage: CO <sub>2</sub> -Abgabe und Emissionshandelssystem	45
6.2.2 Befreiung von der CO <sub>2</sub> -Abgabe für Betreiber von fossilen Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen	46
6.2.3 Umweltrecht	46
<b>7. Schlussfolgerung und Fazit</b>	<b>48</b>
<b>Glossar</b>	<b>50</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>51</b>
<b>Hauptquellenverzeichnis</b>	<b>52</b>



# 1. Einleitung

Dieser Zwischenbericht ist eine Zusammenfassung der Projektarbeit im Projekt *Reservekraftwerk: Potenzial für den Zubau von alternativen Technologien wie WKK-Anlagen und Notstromgruppen mit erneuerbaren Brennstoffen*. Der Fokus des Berichts liegt auf der Darstellung der Analyseergebnisse, die einleitenden und finalisierenden Kapitel sind verkürzt und werden im Schlussbericht vervollständigt.

## 1.1 Projektorganisation

Die **Rytec AG** Fachbereiche *Strom & Energiedienstleistungen*, *Energieanlagen* sowie *Strategie & Analysen* sind direkt in die Projektaktivitäten eingebunden. Für spezifische Informationen zur Landschaft der Schweizer Fernwärmenetze wird auf die Unterstützung unserer Partnerfirma **Ryser Ingenieure AG**, Bern gezählt werden. Andreas Hurni führt im Mandat die Geschäftsstelle des **Verbands Fernwärme Schweiz** und kann daher wichtige Inputs einbringen. Weiterhin ist die **Midiplan GmbH**, vertreten durch den Geschäftsführer Frank Peetz, als Fachfirma für WKK-Anlagen und industrieller Energieversorgung involviert.

## 1.2 Verwendete Grundlagen

Die vom BfE vorgeschlagenen Studien und für die Nutzung im Projekt übergebenen internen Quellen wurden berücksichtigt. Für die Ergebnisse der Studie relevante Inhalte werden im Bericht hervorgehoben.

## 2. Ausgangslage und Aufgabenstellung

### 2.1 Ausgangslage

Der Bundesrat hat im Februar 2022 diverse Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit beschlossen. Er will bereits ab Winter 2022/23 eine Wasserkraftreserve einrichten. 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 Reserve-Kraftwerke sollen für den Fall von ausserordentlichen Knappheitssituationen verfügbar sein und klimaneutral betrieben werden.

Der Bundesrat stützt sich bei seinen Beschlüssen auf das Konzept der ECom. Dieses beinhaltet den gestaffelten Bau von zwei bis drei Gaskraftwerken mit einer Leistung von insgesamt bis zu 1000 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 dezentrale Anlagen schneller realisiert werden können als grosse Kraftwerke und ob bei WKK-Anlagen die dabei produzierte Wärme an den möglichen Standorten auch abgenommen werden kann. Der massgebliche Zeithorizont ist dabei die Periode zwischen 2025 und 2035.

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

Swisspower will mit ihrem Modell grosse urbane Fernwärmenetze fördern, bei denen auch wärmegeführte, klimaneutrale WKK-Anlagen während des gesamten 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 stromgeführt klimaneutrale WKK-Anlagen zum Einsatz kommen werden sollen. Der illustrative Ausbau gemäss BFE-internen Angaben zum Powerloop-Konzept soll wie folgt erfolgen.

*Tabelle 1. Ausbauplan der WKK-Anlagen gemäss Powerloop-Konzept*

	2024	2030	2035	Zubau Total
<b>Jährlicher Zubau der Anlagen</b>	25	34	27	365
<b>Jährlicher Zubau Leistung</b>	21 MW <sub>el</sub>	53 MW <sub>el</sub>	40 MW <sub>el</sub>	500 MW <sub>el</sub>

Beiden Modellen gemeinsam ist, dass zur Gewährleistung der Klimaneutralität beim Einsatz der WKK-Anlagen zusätzlich die Produktion von erneuerbarem Gas mittels Power-to-Gas-Anlagen vorgesehen ist. Dies auch aufgrund der Tatsache, dass das Potenzial von inländischem Biogas beschränkt ist.

#### **Aktualisierung der Ausgangslage im Projekt:**

Aufgrund aktueller Entwicklungen wird auch die Dual-Fuel-Fragestellung untersucht. Die Gasmangellage wird relevant.

Heute wird in vielen Fernwärmenetzen (deren Grundlast meist aus KVA-Abwärme, Holz oder Umweltwärme besteht) zu Zeiten mit hoher Wärmenachfrage mit fossilen Spitzenlastkesseln zugeheizt werden. Die fossilen Spitzenlastkessel könnten durch WKK-Anlagen ergänzt oder (partiell) ersetzt werden. Damit könnten sie im Winter zusätzlich Strom produzieren und die Wasserspeicher (2. Säule in Abbildung 1) schonen. Für eine maximal-effiziente Nutzung des Brennstoffs sollten WKK-Anlagen vorwiegend wärmegeführt (oder zumindest unter Zwischenspeicherung der Abwärme) und nicht stromgeführt betrieben werden. Das ist ein zentraler Unterschied zu den im ECom-Konzept vorgeschlagenen Reserve-Gaskraftwerken. In Strommangellagen können die WKK-Anlagen mit Volllast und stromgeführt betrieben werden. Dies bringt zusätzliche elektrische Energie ins Netz, wobei die Gesamteffizienz aufgrund der nicht vollständig genutzten Wärme sinkt. Doch auch bei nur anteiliger Wärmenutzung übertreffen WKK-Anlagen die Wirkungsgrade kleinerer offener Gasturbinen deutlich. Zu Zeiten mit hoher Wärmenachfrage könnten sie kontinuierlich und planbar Strom liefern und somit den Import von Strom mindern. Dies entspricht gemäss unserem Verständnis dem Produktionsmodell von Swisspower/Powerloop, im Gegensatz zum Versicherungsmodell, in welchem die WKK-Anlagen wie Notstromanlagen ohne vollständige Nutzung der Wärme betrieben werden können. Im Produktionsmodell produzieren die Anlagen Strom «im Markt» während dem die Anlagen im Versicherungsmodell als Reserve ausserhalb des Marktes gehalten werden könnten und die Leistung nur zentral gesteuert in einer Mangellage, bspw. durch Swissgrid, abgerufen wird.

Die vier Säulen der Versorgungssicherheit

Abbildung 1 zeigt das Zusammenspiel der vier Säulen der (produktionsseitigen) Versorgungssicherheit. Die im ECom-Konzept vorgeschlagenen Gaskraftwerke entsprechen den in der 4. Säule aufgeführten Reservekraftwerken. Die WKK-Anlagen gemäss Konzept Swisspower (Produktionsmodell) würden einen Beitrag zur 2. Säule leisten, da sie die Speicherwasserkraft (Energiereserve) im Winter schonen könnten. Die Vorhaltung der WKK-Leistung stellt im Frühjahr, wenn die WKK-Anlagen still und somit bereit stehen, einen Beitrag zur 4. Säule dar. Wärmegeführt können WKK-Anlagen also einen Beitrag zur 2. Säule, und stromgeführt auf Abruf zur 4. Säule leisten.

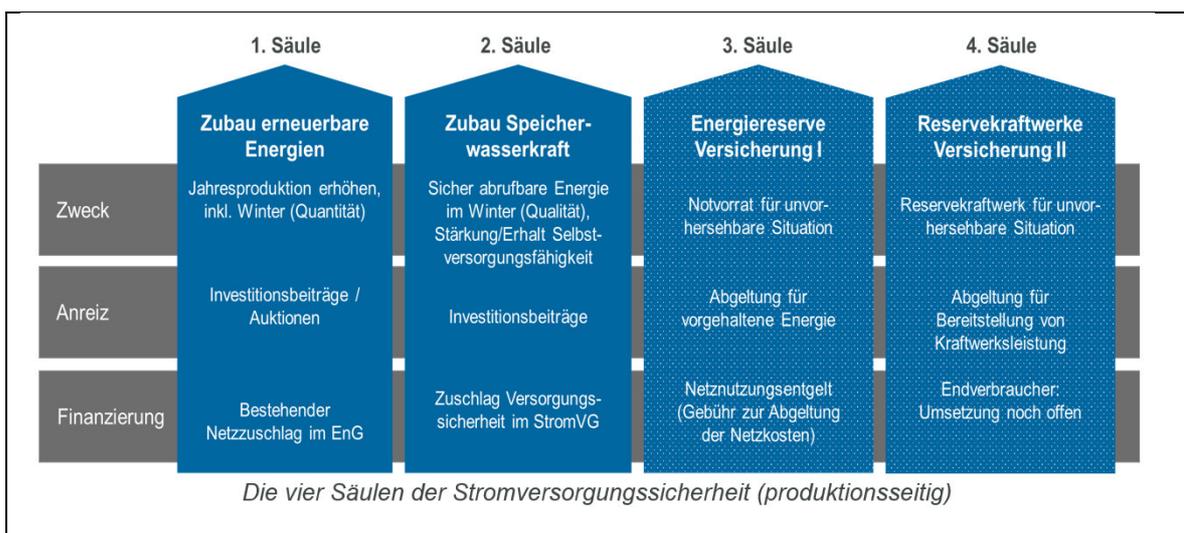


Abbildung 1. Die vier Säulen der Stromversorgungssicherheit (Quelle: BfE)

### 2.1.1 Thermische Netze als Potenzial zur Dekarbonisierung<sup>1</sup>

Rund zwei Drittel aller Gebäude werden immer noch mit fossilen Brennstoffen oder «direkt» elektrisch beheizt. Der Wärmebedarf beträgt in der Schweiz heute rund 100 TWh. Davon gehen 75 TWh zulasten der Komfortwärme. Gemäss Energieperspektiven 2050+ kann der Wärmebedarf bis 2050 auf 70 bis 80 TWh sinken, dafür wird mit dem Klimawandel der Kältebedarf auf rund 2,8 TWh ansteigen. Dies hat einen grossen Einfluss auf das Entwicklungspotenzial der Fernwärme und der Fernkälte.

Die Schweiz verfügt über ein grosses technisch nutzbares Potenzial an erneuerbarer Wärme sowie an ungenutzter nicht vermeidbarer Abwärme. Die Wärme-Ressource und der Bedarf sind oft räumlich getrennt. Thermische Netze nutzen die Wärme in Flüssen, Seen, Grund- und Tiefenwasser und sie transportieren die vorhandene Abwärme zu den Wärmenutzern. Mit dem Zubau thermischer Netze kann die Komfortwärme rasch dekarbonisiert werden.

## 2.2 Aufgabenstellung

In dieser Studie soll insbesondere geprüft werden, welche Rolle WKK-Anlagen und weitere Technologien zur mittelfristigen Stromversorgungssicherheit ab 2025 beitragen können. Insbesondere soll Klarheit darüber geschaffen werden, ob der Zubau an WKK-Leistung, den Powerloop und Swissspower in ihren Konzepten stufenweise bis 2035 vorschlagen, auch realisierbar ist bzw. damit auch garantiert ist, dass die dabei erzeugte Wärme genutzt werden kann.

---

<sup>1</sup> Gemäss eines Berichts des Bundesrates «Potenzial von Fernwärme- und Fernkälteanlagen» Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 19.4051

## 3. Technische Randbedingungen

### 3.1 Wärmekraftkopplung und Blockheizkraftwerke

In diesem Zwischenbericht liegt der Fokus auf der Beantwortung einiger herausgehobener Detailfragen, welche sich im Projektverlauf gestellt haben. Die folgende Kernerkenntnis lässt sich daraus zusammenfassen:

Erdgasbetriebene Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Otto-Verbrennungsmotoren können relativ einfach auf einen *gasförmigen* Zweitbrennstoff angepasst werden, welcher auch flüssig gelagert werden kann und vor Nutzung vergast werden muss. Flüssige Zweitbrennstoffe wie Diesel, Biodiesel, Benzin oder ähnliches sind hingegen in diesen Gasmotoren relativ schwierig einzusetzen.

Gasturbinenanlagen können relativ einfach auf einen Zweitbrennstoff angepasst werden. Nachteilig bei Gasturbinenanlagen sind die deutlich geringeren elektrischen Wirkungsgrade, vor allem für kleine Anlagen, und die höheren Investitionen. Hier verweisen wir weitgehend auf die technischen Berichte der EICom, die grundsätzlich auch für kleinere Gasturbinen gelten<sup>2</sup>.

Ferner gilt es in der Planung den zusätzlichen Platzbedarf, die Anschlüsse und die Dämpfung zur Geräuschvermeidung mitzuberücksichtigen. Vielfach werden an einem Standort – zwecks Redundanz und Teillastfähigkeit – zwei (oder mehr) Motoren installiert. Somit muss auch ein Grossteil der Peripherie redundant ausgeführt werden.

#### 3.1.1 Können Gasmotoren auch mit lagerfähigen Brennstoffen betrieben werden?

Im Leistungsbereich von Aggregaten bis rund 5 MW elektrischer Leistung können Gas-Otto-Motoren aus dem WKK-Bereich für stationären Betrieb alternativ zum Erdgas lediglich mit flüssig gelagerten gasförmigen Brennstoffen betrieben werden. Vor Einsatz im Gasmotor muss der Brennstoff durch Entspannung bzw. Erwärmung in den gasförmigen Zustand überführt werden. Mögliche lagerfähige Brennstoffe hierfür sind:

- verflüssigtes Erdgas (LNG) – ohne Motoranpassungen möglich
- Propan bzw. Propan-Butan-Gemisch wie z.B. Liquefied Petroleum Gas (LPG)<sup>3</sup> – geringe bis mittlere Motoranpassungen erforderlich
- Verflüssigter Wasserstoff – geringe bis mittlere Motoranpassungen erforderlich, Beimischung von 20 bis 40% gilt als unkritisch

Neben der zusätzlichen Ausrüstung mit einer Tankanlage<sup>4</sup> sind an den Gasmotoren verschiedene technische Massnahmen erforderlich (siehe unten zum Thema Umrüstung). Durch die aufwändige zusätzliche Ausrüstung kommen solche Anlagen derzeit nur sehr selten zum Einsatz.

Von den üblichen Motoren-Herstellern für WKK-Anlagen wird derzeit kein Zweistoffbetrieb mit flüssigen Brennstoffen angeboten. Bis vor ca. 10 Jahren gab es im Segment der (geförderten) Biogasanlagen Zündstrahlmotoren (Dual-Fuel) für WKK-Anlagen, welche zusätzlich zum Biogas entweder Diesel oder Biodiesel einsetzen konnten. Aufgrund der Abgas-Emissions-Problematik (hohe Stickoxide und Russ-Emissionen) werden solche Motoren derzeit jedoch nicht mehr gebaut und auch nicht mehr weiterentwickelt.

---

<sup>2</sup> Hauptsächlich in: «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen», EICom, 2021

<sup>3</sup> LPG/Autogas kann prinzipiell in Gasmotoren eingesetzt werden. Der Motor muss aber dafür geeignet sein (Verdichtung darf nicht zu hoch sein). Eine Umrüstung ist nicht immer leicht möglich (ggfs. ist neue Kolbenbestückung erforderlich). In der Regel erfordern die geringen Methanzahlen von LPG sehr niedrig verdichtete Gasmotoren. Dies wiederum hätte zur Folge, dass die Aggregate bei Betrieb mit Erdgas geringere elektrische Wirkungsgrade aufweisen würden.

<sup>4</sup> Dabei gilt es auch den zusätzlichen Platzbedarf der Tankanlage sowie sämtliche damit verbundenen rechtlichen Vorgaben zu berücksichtigen.

Für Marine-Anwendungen sind Zündstrahlmotoren mit Dual-Fuel-Betrieb ab einer Leistung von rund 1 MW verfügbar. Bei diesen Motoren wird neben Erdgas als Zweitbrennstoff Dieselöl bzw. Schweröl eingesetzt. Theoretisch wäre eine Anwendung solcher Dual-Fuel-Motoren auch für stationäre WKK-Anlagen möglich. Aufgrund der erforderlichen Abgas-Grenzwerte müssten hierfür jedoch mindestens Russfilter und SCR-Katalysatoren eingesetzt werden, was die Anlagen im Leistungsbereich < 10 MW im Vergleich zu reinen Erdgas-Otto-Motoren im gewöhnlichen Einsatz unwirtschaftlich macht.

Keiner der angefragten WKK-Motoren-Hersteller konnte einen Betrieb mit Benzin oder benzinähnlichen Brennstoffen anbieten, theoretisch wäre dies möglich. Es werden derzeit jedoch keine Anstrengungen von den angefragten Herstellern in dieser Richtung unternommen.

### **3.1.2 Können Bestandsanlagen mit Gasmotoren umgerüstet werden?**

Eine Umrüstung von Gas-Otto-Motoren auf die oben genannten gasförmigen Brennstoffe ist derzeit nur teilweise und bei ausgewählten Herstellern möglich. Die Umrüstbarkeit hängt unter anderem vom Verdichtungsverhältnis des Motors und damit der Klopfneigung beim Einsatz von Brennstoffen mit niedrigeren Methanzahlen ab. Anpassungen sind an folgenden Komponenten erforderlich: Gasregelstrecke, Modulsteuerung, ggf. Turbolader, ggf. Gemischkühlung, ggf. zusätzliche Sensorik in der Gaszuführung. Für Wasserstoffbetrieb werden Injektoren und Sensorik zur Kontrolle der Verbrennung nachgerüstet sowie andere Werkstoffe in der Gaszuführung verwendet (Schutz vor Versprödung).

Eine Umrüstung eines Gas-Otto-Motors auf Dual-Fuel-Betrieb ist unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht sinnvoll möglich und es bestehen kaum praktische Erfahrungen damit. Wenn Zündstrahlmotoren zum Einsatz kommen sollen, so ist dies gleich mit der Errichtung der Anlage auszuführen.

### **3.1.3 Welche erneuerbaren Brennstoffe können in Gas-Otto-Motoren eingesetzt werden?**

Folgende Brennstoffe aus erneuerbarer Produktion können in Gasmotoranlagen eingesetzt werden.

Synthetisch:

- Wasserstoff (technisch fortschreitend, Brennkammeranpassung erforderlich)
- Methan (technisch ausgereift, keine Anpassungen erforderlich)

Biogen:

- Biogas (technisch ausgereift, auch in Kombination mit Erdgas möglich)
- Klärgas (technisch ausgereift auch in Kombination mit Erdgas möglich)
- Deponiegas (technisch ausgereift auch in Kombination mit Erdgas möglich)
- Holzgas (technisch etwas aufwändiger, aktuelle Projekte gelten als ausgereift)

Die Studie befasst sich nur oberflächlich mit der gesicherten Verfügbarkeit und Lager- bzw. saisonalen Speicherbarkeit dieser Brennstoffe in der Schweiz.

### 3.1.4 Wie effizient sind Gas-Otto-Motoren für die Stromproduktion?

Die folgende Tabelle zeigt einen Vergleich der Wirkungsgrade (typischerweise auf den unteren Heizwert bezogen) und spezifischen Investitionskosten (Gesamtkosten<sup>5</sup>, +/- 20%) von Gasmotoren im Leistungsbereich bis 10 MW elektrischer Leistung:

Tabelle 2. Vergleich der Wirkungsgrade und spezifischen Investitionskosten von neuen Gas-Otto-Motoren. Die Wirkungsgrade von neuen Anlagen sind etwas höher als jene von Anlagen im Bestand.

Elektrische Leistung	250 kW <sub>el</sub>	500 kW <sub>el</sub>	1.000 kW <sub>el</sub>	2.000 kW <sub>el</sub>	5.000 kW <sub>el</sub>	10.000 kW <sub>el</sub>
<b>Gas-Otto-Motor</b>						
El. Wirkungsgrad (netto)	38 – 40 %	39 - 41 %	41 - 43 %	43 - 44 %	44 – 46 %	47 – 49 %
spez. Investition	2.200 CHF/kW	2.000 CHF/kW	1.500 CHF/kW	1.200 CHF/kW	1.100 CHF/kW	1.000 CHF/kW

Kleinere Anlagen bis 1.5 MW<sub>el</sub> könnten in der Containerbauweise deutlich günstiger realisiert werden (bis zu 30% Ersparnis bei den Gesamtkosten).

**In der Studie wird zur Potenzialermittlung ein konservativer Ansatz mit einem elektrischen und thermischen Wirkungsgrad von je 40% angenommen. Diese Werte entsprechen der Mindesteffizienz, um als «wärmegeführt» im Sinne des CO<sub>2</sub>-Gesetzes eingeordnet werden zu können.**

### 3.1.5 Können Gasturbinen auch mit lagerfähigen Brennstoffen betrieben werden?

Kleinere Gasturbinen im Leistungsbereich bis rund 50 MW elektrischer Leistung können alternativ zum Erdgas mit flüssig gelagerten Brennstoffen betrieben werden. Mögliche lagerfähige Brennstoffe hierfür sind:

- Diesel – Brennkammeranpassung erforderlich
- verflüssigtes Erdgas (LNG) und Liquefied Petroleum Gas (LPG) – ohne Brennkammeranpassung möglich
- Wasserstoff – Brennkammeranpassung erforderlich

Gasturbinen können recht einfach durch Installation einer angepassten Brennkammer auf einen Zweitbrennstoff umgerüstet werden. Aufgrund der erforderlichen Abgas-Grenzwerte müssen jedoch grundsätzlich SCR-Katalysatoren eingesetzt werden. Detaillierte Abklärungen finden sich in den technischen Anhängen zum EICoM-Bericht «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen».

### 3.1.6 Was sind die Vor- und Nachteile einer Gasturbine?

Gasturbinen haben gegenüber dem Gas-Otto-Motor klare Vor- und Nachteile. Diese führen allerdings zu keinem klaren Einsatzzweck für Gasturbinen, da sich die Vor- und Nachteile in den Einsatzszenarien nicht bündeln.

Vorteile:

- Gasturbinen können mit flüssig gelagerten Brennstoffen wie Diesel und LNG betrieben werden

<sup>5</sup> Inkl. Gebäude («einfacher Industriestandard»), Netzanschluss etc. – wobei ortsspezifische, individuelle Spezialanforderungen (z.B. an Gebäude) nicht enthalten sind.

- Das verwertbare Temperaturniveau zur Wärmeauskopplung ist höher als beim Gas-Otto-Motor<sup>6</sup>

Nachteile:

- Der elektrische Wirkungsgrad ist ca. 10 Prozentpunkte niedriger als bei Gas-Otto-Motoren. Diese Differenz verringert sich nur bei sehr grossen Gasturbinen, wo dann allerdings die Wärme nicht vollständig genutzt werden kann, da es kaum so grosse Wärmesenken gibt.
- Nur die technisch und kostenseitig deutlich aufwendigeren Gas- und Dampfkraftwerke erreichen einen wesentlich höheren elektrischen Wirkungsgrad.

Die Vor- und Nachteile führen in den unterschiedlichen Einsatzgebieten zu gemischten Ergebnissen:

**Kleine Fernwärmenetze (Ländlich):** Die Flexibilität der Brennstoffe ist für kleine Fernwärmenetze im ländlichen Raum mit schlechter Infrastrukturanbindung sinnvoll, welche nicht über eine direkte Erdgasversorgung verfügen. Hier können allerdings nur kleine Gasturbinen verwendet werden, welche gegenüber dem Gas-Otto-Motor einen deutlich geringen elektr. Wirkungsgrad vorweisen. Darüber hinaus lässt sich die hohe Abwärme-Temperatur in diesen Gebieten mangels Industriegebiete nicht sinnvoll verwerten.

**Grosse Fernwärmenetze (Grossstadt):** In den grossen Fernwärmenetzen können grössere Gasturbinen mit höherem elektrischen Wirkungsgrad eingesetzt werden. In diesen Gebieten lässt sich die hohe Abwärme-Temperatur evtl. effektiv nutzen. Allerdings ist der Bedarf der Flexibilität bei den Brennstoffen nicht so ausschlaggebend, da eine gute Infrastruktur zur Versorgung mit gasförmigen Brennstoffen besteht.

Es ergibt sich kein klares Einsatzgebiet für Gasturbinen, da die Vor- und Nachteile sich in den zwei Szenarien unterschiedlich verteilen. Es muss im Einzelfall in den Bauprojekten geprüft werden, welche Technologie sinnvoller ist. Eine allgemeine Aussage lässt sich hierzu übergeordnet nicht treffen.

### 3.1.7 Notkühlung

Werden WKK-Anlagen als Reservekraftwerk (stromgeführt) eingesetzt, so ist für den Einsatzfall in der Übergangszeit (Frühling und Herbst) kein Notkühler<sup>7</sup> erforderlich, welcher die erzeugte Wärme abführt. Bei Gasturbinen kann dies durch einen Abgas-Bypass erfolgen. Gasmotoren können ebenfalls kostengünstig mit einem Abgas-Bypass (ca. 50% der Abwärme) ausgerüstet werden, so dass lediglich der Wärmeanteil aus dem Motorblock (Kühlwasser, Schmieröl, Gemischkühlung) über einen Tischkühler an die Wärmesenke abgeführt werden muss. Die üblichen Gesamtwirkungsgrade von grösseren WKK-Anlagen in Höhe von über 80 % reduzieren sich damit um die Verluste durch den Abgas-Bypass. Notkühleranlagen wären bei hohen Schallanforderungen gross auszuführen und dementsprechend unwirtschaftlich. Die Schätzung der Gesamtwirkungsgrade für die Ergänzung als Reservekraftwerk im Frühjahr erfolgt in den entsprechenden Kapiteln.

## 3.2 Fernwärmenetze

Die Fernwärmenetze der Schweiz werden mehrheitlich als Versorgungsnetze für Wohnhaus- und Bürowärme genutzt. Dabei schwankt der Bedarf an Fernwärme (FW) über den Tag und über das Jahr hinweg. In Abbildung 2 ist

---

<sup>6</sup> Bei einer Gasturbine fällt die gesamte nutzbare Wärme im Abgas auf einem höheren Temperaturniveau an und kann damit z.B. zur Dampferzeugung genutzt werden. Das verwertbare Temperaturniveau zur Wärmeauskopplung im Abgas liegt bei rund 450 - 500 °C ähnlich hoch wie beim Gas-Otto-Motor. Da beim Gasmotor jedoch noch weitere Wärmetauscher (Kühlwasser, Schmieröl, Gemisch) ausgekoppelt werden, fällt lediglich rund 50 % auf dem hohen Temperaturniveau an.

<sup>7</sup> Die Notkühlung dient im Wärmesystem der BHKW-Anlage dazu, jene Wärme abzuführen, die keinen weiteren Nutzen innerhalb des Systems hat. Bei einem stromgeführten BHKW richtet sich die Leistungsabgabe nach dem Strombedarf. Die in diesem Zeitraum nicht nutzbare Wärme wird über einen Notkühler als Abwärme an die Umgebung abgegeben. Diese Betriebsart findet sich häufig in Inselnetzen. Im Fall einer Strommangellage kann die im Abgas enthaltene Wärme über einen Bypass und die Umgebung abgegeben werden, während ein Teil der BHKW-Wärme im Fernwärmenetz genutzt wird (unter Verdrängung der Grundlast). Daher ist keine Notkühlung erforderlich.

in Grau der schwankende Leistungsbedarf eines typischen Fernwärmenetzes in der Schweiz dargestellt. Zu erkennen ist ein grosser Bedarf in den Wintermonaten von November bis Mitte März und ein deutlich geringerer Wärmebedarf in den restlichen Monaten. Die geordnete Jahresdauerlinie zeigt den Leistungsbedarf des Fernwärmenetzes sortiert über die Betriebsstunden eines Jahres von 0 bis 8760. Daran ist gut zu erkennen, dass der maximale Wärmebedarf nur in wenigen Stunden des Jahres benötigt wird und nur ein geringer Teil von 10 – 15 % über das ganze Jahr abgerufen wird.

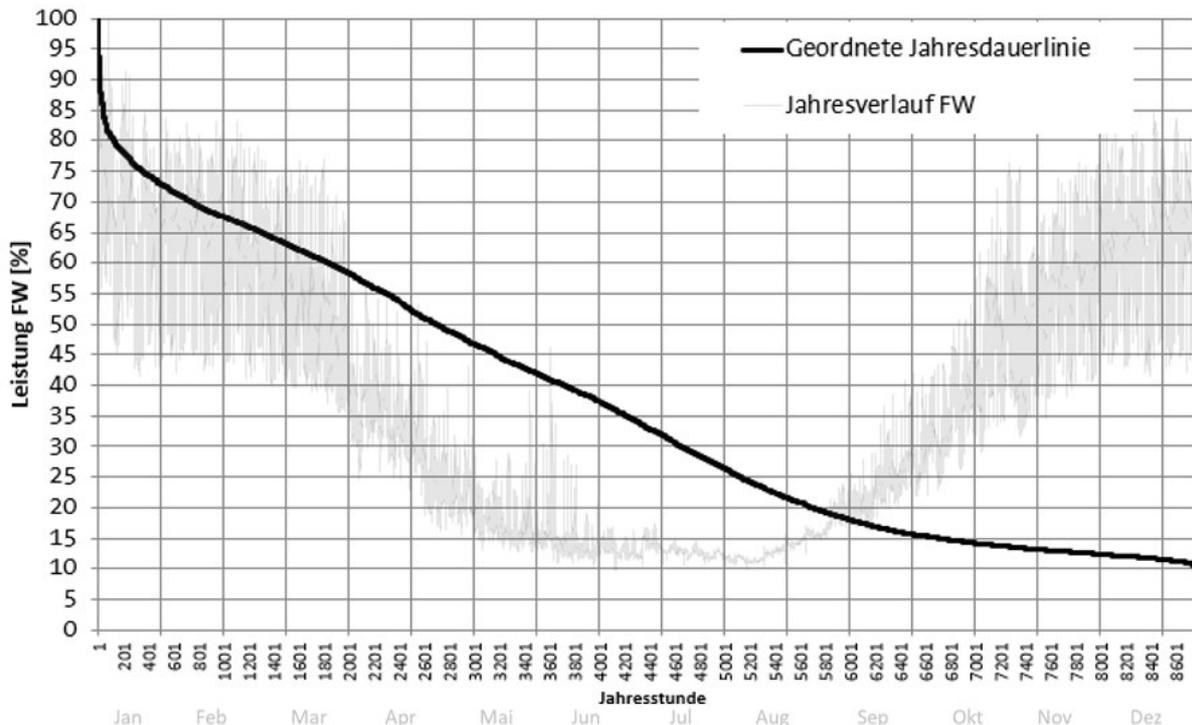


Abbildung 2. Leistung des Fernwärmenetzes über ein Jahr (grau) und mit geordneter Jahresdauerlinie (schwarz).

Um den schwankenden Wärmebedarf des Netzes zu decken, werden in der Regel mehrere Wärmequellen eingesetzt. Mindestens eine Wärmequelle, welche über das gesamte Jahr relativ konstant liefert (**Grundlast**), und eine Wärmequelle, welche während der Spitze des Wärmebedarfs aktiviert wird (**Spitzenlast**). Idealerweise werden noch weitere Quellen zwischen Grund- und Spitzenlast eingesetzt (Spitzenlast 2 bzw. umgangssprachlich Mittel-last), um die Energielieferanten optimal auszunutzen.

Die Grundlast wird in der Schweiz von Kehrlichtverwertungsanlagen, Holzheizwerken, Umweltwärme und Heizkraftwerken mit Gas- bzw. Ölbetrieb gedeckt. Die Spitzenlast wird in den meisten Fällen durch einfache Heizkessel erzeugt, welche schnell und flexibel Wärme liefern. Um Fernwärmenetze energetisch effizient zu betreiben ist es dahingehend zu optimieren, dass der Grossteil der Energiemenge in der Spitzenlast von effizienten WKK-Anlagen gestellt wird und nur ein kleiner Teil der Menge durch die flexiblen, meist fossil betriebenen, Spitzenlastkessel, welche als Rückfallebene aber eine wichtige Rolle in den FW-Netzen einnehmen.

In Kapitel 4 wird die Landschaft der Fernwärmenetze nach Hauptenergielieferant genauer aufgeschlüsselt.

### 3.3 Speicherseen und Strommangelage

Die Wasserkraft ist in der Schweiz ein zentraler Aspekt der Stromversorgung. Ein Teil der Wasserkraft wird durch Speicherkraftwerke gedeckt, welche das Wasser in den künstlichen Speicherseen zwischenspeichern und zeitlich

variabel verstromen können. Die Speicherseen haben einen typischen saisonalen Füllgradverlauf, welcher in Abbildung 3 dargestellt ist: Diese sind jeweils nach der Schneeschmelze bis Anfang Herbst gefüllt, werden über den Winter geleert und erreichen die tiefsten Füllstände im Frühling, bevor die Schneeschmelze wieder einsetzt. Der kritische Zeitbereich, in dem die volle Kraftwerksleistung aufgrund leerer Seen potenziell nicht zur Verfügung steht, läuft also ca. von Mitte März bis Mitte Mai.

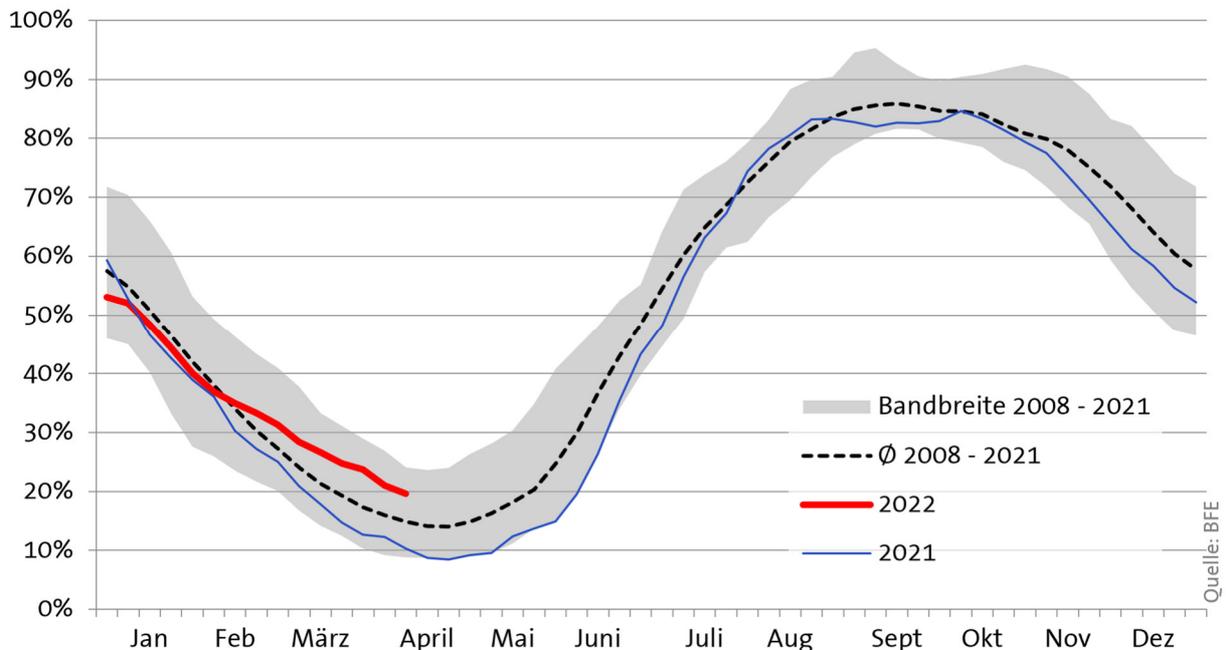


Abbildung 3. Jahresverlauf des Füllstands der Speicherseen in der Schweiz

Um in einer Strommangellage, in der die Erzeugung aus erneuerbaren Energien gering ist und gleichzeitig weitere Ausfälle der Erzeugungs- oder Übertragungsinfrastruktur ausfallen, zu verhindern, wird politisch die Einführung einer Wasserkraftreserve erarbeitet, welche nicht für den Markt verfügbar ist und in einer Mangellage zentral abgerufen werden kann. Um dies umzusetzen, muss im Winter Wasser in den Speicherseen zurückgehalten werden und die entsprechende Minderproduktion anderweitig erzeugt werden. Die Dimensionierung der Reserve soll sicherstellen, dass gegen Ende des Winters auch bei erhöhtem inländischen Verbrauch, einer reduzierten Verfügbarkeit inländischer Kraftwerke und verminderten Importmöglichkeiten die Versorgungsfähigkeit während einer Phase von wenigen Wochen gewährleistet werden kann. Sollte es zu einer europaweiten Strommangellage kommen, kann die Wasserkraftreserve allerdings nur in sehr beschränktem Ausmass zur Versorgungssicherheit beitragen, da sie keine zusätzliche Energie in das System hineinbringt.

### 3.4 Strom- vs. Wärmeproduktion bei KVA

Die Energienutzung in einer Kehrichtverbrennungsanlage basiert auf dem Wasser-Dampf-Kreislauf: Die bei der Verbrennung von Siedlungsabfällen im Feuerraum frei werdende Energie erzeugt im Kessel aus dem Speisewasser sogenannten Frischdampf. Dieser wird anschliessend über eine Turbine zwecks Stromproduktion bis ins Vakuum entspannt und in einem Luftkondensator in den flüssigen Zustand gebracht (bei der Kondensationsturbine). Das Kondensat wird über eine Druckerhöhungspumpe zurück ins Speisewassersystem gepumpt. Der Kreislauf beginnt von vorne.

Aus der Turbine kann auf vordefinierten Druckstufen Dampf für Wärme- und Prozessdampflieferungen entnommen werden. Dieser entnommene Dampf steht nicht mehr für die Verstromung zur Verfügung. Je höher der Wärmebezug, desto kleiner die Stromproduktion. Gegendruckturbinen entspannen den Dampf nur bis auf ein vordefiniertes

Druckniveau, auf dem die Wärme benötigt wird. Diese Turbinenart empfiehlt sich bei Anlagen, die ganzjährig Wärme-/Dampf-Bandlast abgeben können. Die Kondensationsverluste entfallen grösstenteils.

Abbildung 4 zeigt einen typischen Fernwärmeabsatz im Jahresverlauf und der dadurch variierenden Stromproduktion einer KVA mit Kondensationsturbine. Der Bedarf an Fernwärme im Sommer ist bei den meisten KVA viel geringer als im Winter. Über die Entnahme der Turbine kann mehr oder weniger Wärme bedarfsgerecht geliefert werden. Entsprechend ändert sich die Stromproduktion in direkter Abhängigkeit von der Fernwärmeleistung. Wärmebedarfsspitzen werden, falls sie die Entnahme-Kapazität der Turbine überschreiten, mit Spitzenlastkesseln gedeckt. Um diese Flexibilitätsbedürfnisse zwischen Strom- und Wärmeproduktion zu decken, muss die Turbine entsprechend ausgelegt sein.

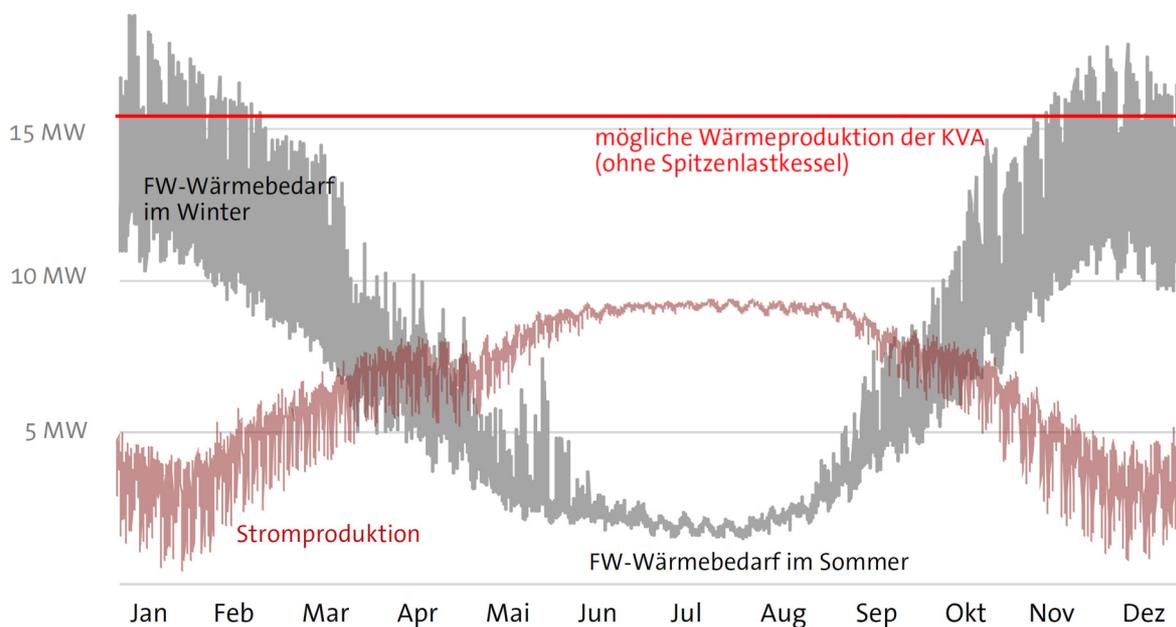


Abbildung 4. Typische Jahresganglinie des Wärmebedarfes eines Fernwärmenetzes (grau) sowie der gegenläufigen Stromproduktion (rot). Übersteigt der Wärmebedarf die maximale Wärme-Auskopplung der Turbine (hier als Beispiel ca. 15 MW, rote Linie), muss dieser durch zusätzliche Wärmeerzeuger gedeckt werden.

## 4. Methodik und Modell

Im Zentrum der Analyse steht die Frage, wie viel WKK-Wärmeleistung in Fernwärmenetzen effizient integriert werden kann, sodass auch eine möglichst hohe Energienutzung garantiert ist. Diese Skalierung anhand der Wärmesenke definiert auch die elektrische Leistung, mit welcher WKK-Anlagen auf effiziente Weise einerseits zur Winterstromversorgung und andererseits zur Deckung von allfälligen Versorgungslücken im Frühjahr (Reservekraftwerke der 4. Säule) beitragen könnten.

### 4.1 Einsatzzweck der WKK-Anlagen

#### 4.1.1 Wärmespitzenlastabdeckung im Winter inkl. Strom - Säule 2

Es wird angenommen, dass die WKK-Anlagen im Einsatz als Wärmespitzenlasterzeuger im Winter rund 1'500 bis 2'500 Volllaststunden betrieben werden können. Dabei soll die erzeugte Wärme vollumfänglich in Fernwärmenetzen genutzt werden, ohne dass erneuerbare Wärme aus der Grundlastzeugung verdrängt wird. Das Potenzial an WKK-Leistung wird anhand dieses Einsatzzwecks abgeschätzt. Weiterhin kann der Strom aus WKK-Anlagen zur Schonung des Speicherwassers in den Stauseen genutzt werden.

#### 4.1.2 Stromerzeugung für ausserordentliche Situationen im Frühjahr - Säule 4

Der Einsatz der WKK-Anlagen für ausserordentliche Stromversorgungssituationen im Frühjahr, z.B. für die vorgesehenen Reservekraftwerke, führt nur zu wenigen zusätzlichen Volllaststunden und dies in den Perioden, in denen allenfalls bereits wieder andere Kraftwerke wie Laufwasserkraft vermehrt zur Verfügung stehen. Die WKK-Anlagen werden nur im tatsächlichen Bedarfsfall aktiviert und stromgeführt betrieben. Für diesen Einsatzzweck wird abgeschätzt, wie viel WKK-Wärme im Bedarfsfall noch effizient genutzt werden könnte. In diesem Fall ist auch die Verdrängung der erneuerbaren Wärme-Grundlast möglich. Die Auswirkungen dieses Effektes werden in Kapitel 5 explizit beschrieben. Das Interessante an diesem Ansatz ist, dass die Infrastruktur zur Deckung der 2. Säule bereits vorhanden wäre und nicht zusätzliche Reservekraftwerke gebaut werden müssten. Der Nachteil ist, dass sie im Winter nicht sicher abrufbar sind, da sie zu mehr als der Hälfte der Zeit bereits zur Schonung der Winterspeicher (2. Säule) laufen und nicht als Reserve auf Abruf betrieben werden können.

### 4.2 Ermittlung des WKK-Potenzials 2025

Um möglichst effizient und wirtschaftlich betrieben werden zu können, sollen die WKK-Anlagen dort eingesetzt werden, wo sie einen Wärmebeitrag in bestehenden Fernwärmenetzen leisten und auch eine gewisse Anzahl Volllaststunden aufweisen. Gleichzeitig sollen sie nicht die Wärme-Grundlast aus erneuerbaren Energieträgern verdrängen. Das Potenzial an effizient eingesetzter WKK-Leistung wird somit anhand der Wärme-Spitzenlastabdeckung in bestehenden Fernwärmenetzen im Winter ermittelt.

Als Basis für die Analyse der Fernwärmenetze, z.B. der Unterscheidung von Grundlast und Spitzenlast, dient die Jahresdauerlinie (siehe z.B. Abbildung 10). 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:

- Unterscheidung der bestehenden Fernwärmenetze nach Hauptenergieträger. Diese Unterteilung ist in Kapitel 4.3 beschrieben. 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.). Siehe dazu auch Kapitel 4.3. Diese fossile Spitzenlast umreisst das maximale Potenzial für den Einsatz von WKK-Anlagen.
- Die WKK-Spitzenlast entspricht nicht der gesamten Spitzenlast (Begründung siehe unten). Ein Teil der verbleibenden Spitzenlast wird u.a. auch aus ökonomischen Gründen weiterhin durch einen Heizkessel (HK) abgedeckt. Somit lässt sich die potenzielle WKK-Leistung wie folgt abschätzen:

$$\text{Wärmeleistung}_{WKK} = \text{Wärmeleistung}_{Gesamt} - \text{Wärmeleistung}_{Grundlast} - \text{Wärmeleistung}_{HK-Spitzenlast}$$

Für diese Abschätzung wurden weitere Randbedingungen ermittelt und Annahmen getroffen:

- Bei grösseren WKK-Anlagen ab rund 0.5 MW<sub>el</sub> 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 Heizwert H<sub>u</sub>).

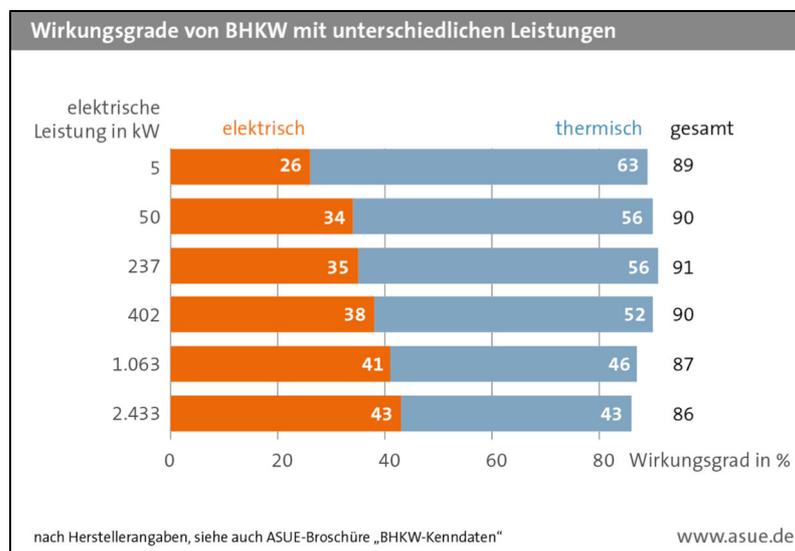


Abbildung 5. Elektrische und thermische Wirkungsgrade von BHKWs im Bestand in Abhängigkeit ihrer elektrischen Leistung (Quelle: www.asue.de)

- Die WKK-Anlagen sollen in den FW-Netzen nicht die gesamte Wärme-Spitzenlast – als Ersatz zu den vorhandenen Heizkesseln – abdecken, da dies ökonomisch ineffizient wäre. Das WKK-Potenzial wird in diesem Modell als die Differenz zwischen Grundlast und der nach Planungshandbuch Fernwärme definierten Auslegungsgrösse von Spitzenlast-Heizkesseln<sup>8</sup> berechnet (40 % der Leistung bzw. rund 5 % der Energie).

<sup>8</sup> Das Planungshandbuch Fernwärme (Version 1.2 vom 26. September 2018) hält in Kap. 2.5 Auslegung Wärmeerzeuger folgendes fest: «Der wirtschaftliche Leistungsanteil der Grundlast beträgt je nach Wärmeerzeuger meist zwischen 10 % und 60 % der Maximalleistung, womit in der Regel zwischen 50 % und 90 % des gesamten Jahreswärmebedarfs abgedeckt werden.»

- Die Betrachtung wird an den aufsummierten Leistungen der Fernwärmenetze vorgenommen und kann nicht direkt auf die Einzelnetze übertragen werden. Die ermittelten Leistungspotenziale sind entsprechend mit gewissen Toleranzen zu betrachten.
- Es sollen – im Winterbetrieb – keine erneuerbaren Energieträger durch die WKK-Anlagen verdrängt werden. Primär sollen zu gross ausgelegte, mit fossilen Energieträgern betriebene Spitzenlast-Heizkessel verdrängt werden.
- Für die Abschätzung werden die neuesten Zahlen zu den Fernwärmenetzen von 2020 verwendet und – in der Annahme, dass sich bis 2025 über alle FW-Netze kaum Veränderungen ergeben – auf das Jahr 2025 angewendet.

### 4.3 Klassifikation der Fernwärmenetze

Die Fernwärmenetze in der Schweiz unterscheiden sich u.a. bezüglich Hauptenergieträger, Grösse und Spitzenlastbedarfs. Zur WKK-Potenzialermittlung wurden die Fernwärmenetze in vier verschiedene Klassen unterteilt (siehe unten), wobei generell nur Netze ab einer thermischen Leistung von 1 MW betrachtet werden, da in kleineren Netzen die thermische Spitzenlast der WKK mit mindestens 250 kW<sub>th</sub> aus Effizienzgründen überdimensioniert wäre.

Insgesamt betrug 2020 die Wärmeabgabe via Fernwärmenetze in der Schweiz rund 8.5 TWh. Die Fernwärmenetze, die mit **Kehricht, Holz und Umweltwärme** als Hauptenergieträger betrieben werden, decken davon über 70% ab und werden daher in der Analyse näher betrachtet. 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 und werden hier nicht weiter untersucht, zumal die Datengrundlage (BFE-Liste thermische Netze) ungenau ist und über die Hälfte der fossilen Netze bereits ein BHKW ausweist. Ferner ist auch die zunehmende Beimischung von Biogas zum Erdgas unbekannt.

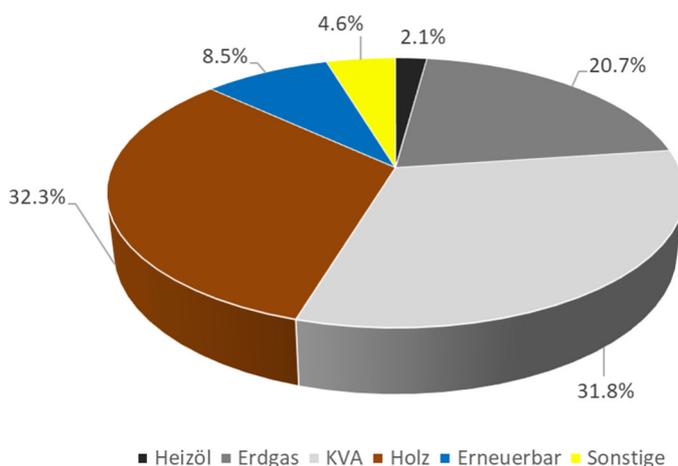


Abbildung 6. Fernwärme-Produktionsmix 2020 in der Schweiz nach Energieträger (Quelle: VFS-Statistik, ergänzt mit Daten von Holzenergie Schweiz).

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. In diesen Netzen besteht noch Potenzial für Ausbau für zusätzliche Abnehmer von Wärme aus Abfall. 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 (7 Standorte). 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 7 Standorte betrachtet – geschätzte 30% der max. Wärmeleistung und rund 70 % des Wärmebedarfs zur Verfügung. Um den hohen Bedarf an thermischer Spitzenlast abzudecken, werden in der Regel fossile Spitzenlastkessel 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 tiefere Aufteilung der Fernwärmenetze verzichtet. Im Fokus stehen auch hier Fernwärmenetze mit einer Anschlussleistung > 1 MW.

Somit werden in den vier eruierten Kategorien von Fernwärmenetzen explizit folgende Netze betrachtet:

### **Hauptenergieträger Kehricht, grosse Spitzenlast**

**Daten:** 7 Standorte

**Datengrundlage:** VFS-Statistik, Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA, Geschäftsberichte

**Hinweis:** In der Grundlast sind neben den KVA noch teilweise bedeutende Anteile von Holz und Umweltwärme enthalten

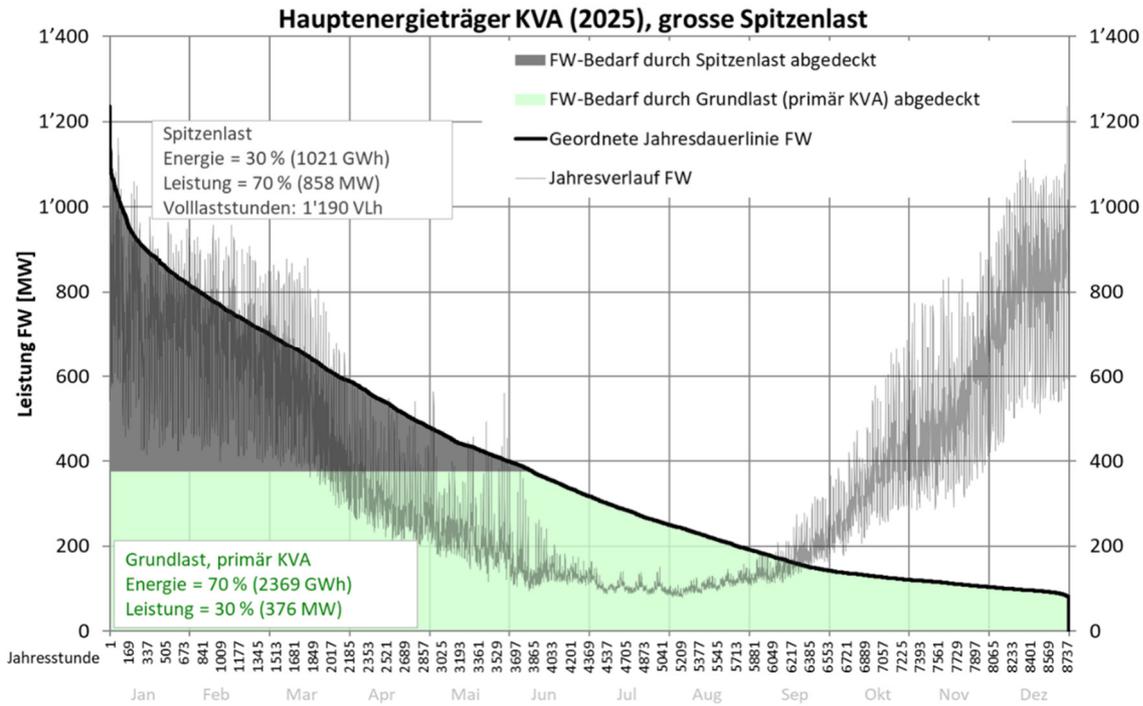


Abbildung 7. Summe der Fernwärmenetze «Hauptenergieträger Kehricht, grosse Spitzenlast»; Unterteilung in Grund- und Spitzenlast.

### Hauptenergieträger Kehricht, geringe Spitzenlast

**Daten:** 22 Standorte

**Datengrundlage:** VFS-Statistik, Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA, Geschäftsberichte

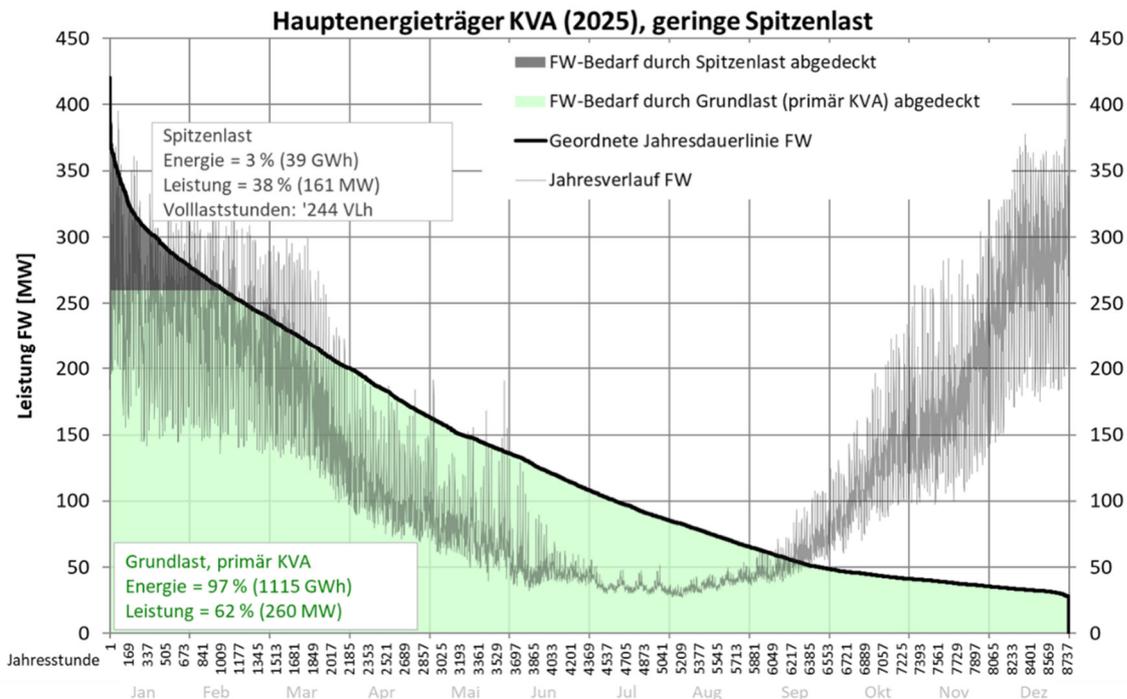


Abbildung 8. Summe der Fernwärmenetze «Hauptenergieträger Kehrlicht, geringe Spitzenlast»; Unterteilung in Grund- und Spitzenlast.

## Hauptenergieträger Holz

**Daten:** FW-Netze > 1 MW Anschlussleistung, ca. 300 Standorte

**Datengrundlage:** VFS-Statistik (Grund- vs. Spitzenlast), BFE-Liste thermische Netze

**Hinweis:** Ein Teil der Leistung ist bereits in den Netzen «Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast» eingeflossen, daher werden hier (von insgesamt 2'250 GWh) 375 GWh abgezogen.

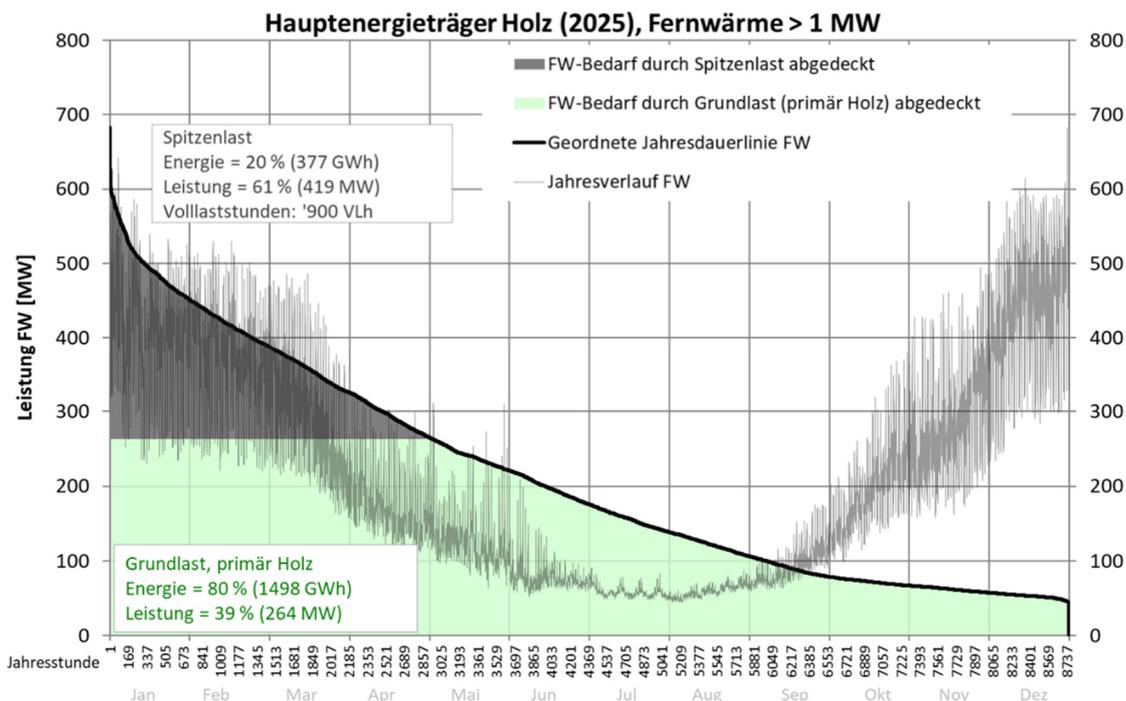


Abbildung 9. Summe der mittleren und grossen Fernwärmenetze mit Holz als Hauptenergieträger; Unterteilung in Grund- und Spitzenlast.

## Hauptenergieträger Umweltwärme

**Daten:** FW-Netze > 1 MW Anschlussleistung, ca. 80 Standorte

**Datengrundlage:** Erfahrungen und Referenzen aus bisherigen Projekten (Split Grund- vs. Spitzenlast), BFE-Liste thermische Netze

**Hinweis:** Ein Teil der Leistung ist bereits in den Netzen «Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast» eingeflossen, daher werden hier (von insgesamt 955 GWh) 125 GWh abgezogen.

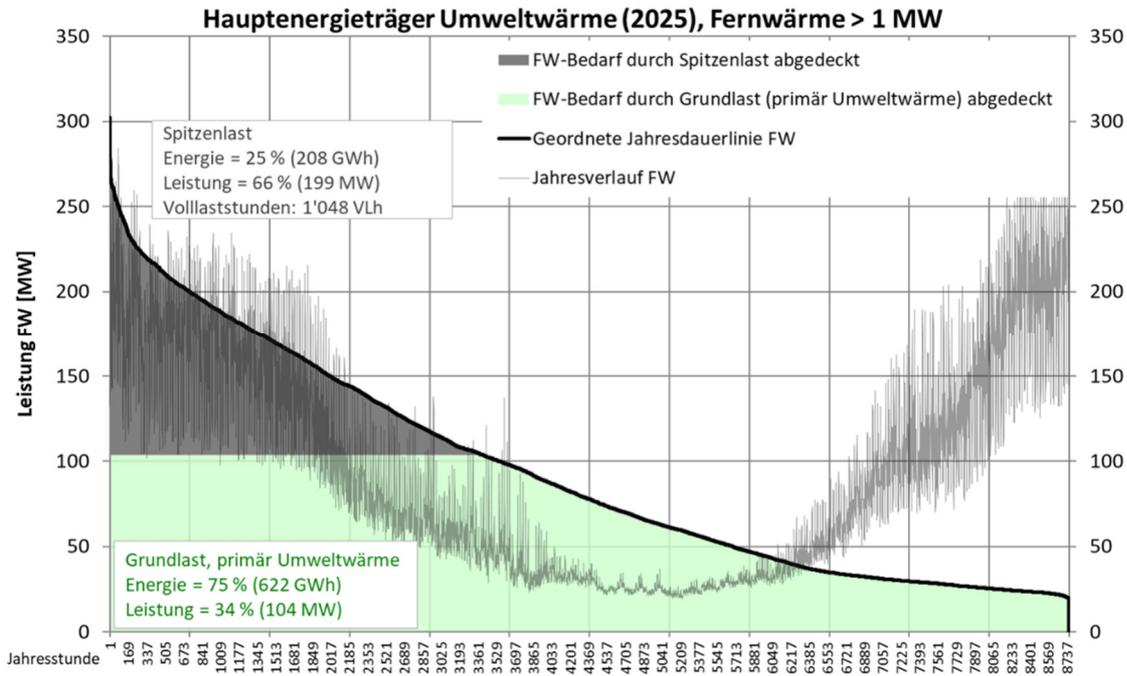


Abbildung 10. Summe der mittleren und grossen Fernwärmenetze mit Umweltwärme als Hauptenergieträger; Unterteilung in Grund- und Spitzenlast

Zwecks Plausibilisierung wurde das Mengengerüst des Modells mit dem Produktionsmix 2020 Fernwärme des VFS abgeglichen (siehe Abbildung 11). Eine Abschätzung auf Basis der Liste thermischer Netze des BfE ergibt, dass die FW-Netze mit < 1 MW Anschlussleistung rund 0.5 TWh des Wärmebedarfes abdecken. Das Modell mit den Netzen > 1 MW Anschlussleistung deckt somit nicht die gesamten 8.5 TWh, sondern lediglich rund 8 TWh der insgesamt via Fernwärmenetze abgegebenen Wärme ab. Im Mengengerüst des Modells ist zu berücksichtigen, dass ein Teil der Hauptenergieträger Holz und Umweltwärme unter den Fernwärmenetzen «Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast» integriert ist. Daher erscheint der Anteil KVA zu gross bzw. die Kategorien Holz und Umweltwärme entsprechend zu klein.

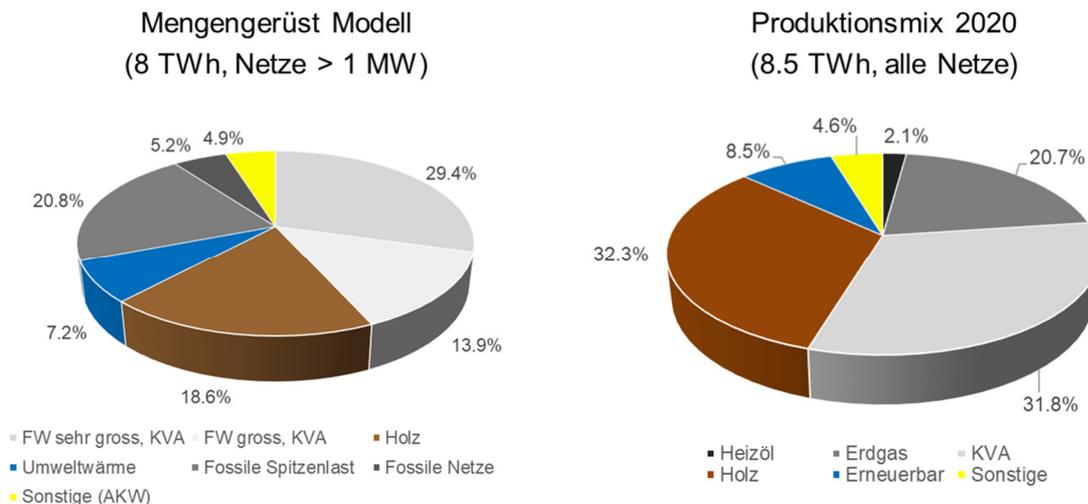


Abbildung 11. Aufteilung der Energieträgermengen des Modells (nur FW-Netze > 1 MW Anschlussleistung) im Vergleich zum realen Produktionsmix 2020 des VFS.

## 4.4 Annahmen zur Entwicklung des Potenzials bis 2035

Der künftige Ausbau der mittleren und grösseren Fernwärmenetze sowie der entsprechende Anteil der thermischen Spitzenlast sind schwierig abzuschätzen. Für die Entwicklung des Zubaus an Fernwärmeabsatz stützt sich die vorliegende Analyse auf die Energieperspektiven 2050+ ab. Gemäss des darin beschriebenen Szenarios ZERO C wird der Fernwärmeabsatz zwischen 2020 und 2050 um ungefähr 10 TWh steigen. Für den Zeitraum zwischen 2025 und 2035 wird hier eine Zunahme des Fernwärmeabsatzes von rund 3 TWh abgeleitet. Dies ergibt für das Jahr 2035 total rund 11.5 TWh Fernwärmeabsatz.

Der zusätzliche Fernwärmeausbau wird grossteils in den mittleren und grossen Fernwärmenetzen realisiert (> 1 MW Anschlussleistung). Die Entwicklung des Fernwärmeabsatzes sowie des Spitzenlast-Anteils bis ins Jahr 2035 wurde anhand folgender Annahmen für die zuvor eingeführten vier Fernwärmenetz-Klassen abgeschätzt:

- **Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast:**
  - Gesamtfernwärmeabsatz: Moderates Wachstum, auch bedingt durch den Zubau von weiteren Grundlast-Erzeugern (siehe Spitzenlast)
  - Spitzenlastanteil: Aufgrund der zunehmenden Nutzung v.a. von Umweltwärme nimmt der Anteil der fossilen Spitzenlast von 30 % auf 20 % ab.
- **Hauptenergieträger KVA, geringe Spitzenlast:**
  - Gesamtfernwärmeabsatz: Verdoppelung des Absatzes mit deutlich höherem Absatz an KVA-Abwärme.
  - Spitzenlastanteil: Aufgrund des Ausbaus nimmt der Anteil von heute knapp 3 % auf rund 15 % Spitzenlast zu.
- **Hauptenergieträger Holz:**
  - Gesamtfernwärmeabsatz: Geringes Wachstum, da das verfügbare Holzpotenzial weitgehend erschöpft ist. Trotzdem wird ein geringes Wachstum angenommen, da durch Preissteigerungen auch heute nicht bewirtschaftete Wälder für die energetische Nutzung erschlossen werden könnten.
  - Spitzenlastanteil: identisch wie 2025 (20 %)
- **Hauptenergieträger Umweltwärme:**
  - Gesamtfernwärmeabsatz: Gesamthaft rund eine Verdoppelung des Absatzes, wobei nur ein Teil in diesen Netzen (mit «Hauptenergieträger Umweltwärme») abgebildet wird. Ein Teil der Absatzsteigerung wird in den Netzen «Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast» berücksichtigt.
  - Spitzenlastanteil: identisch wie 2025 (20 %)

Abgesehen von diesen Entwicklungen in den Fernwärmenetzen wurden dieselben Modell-Annahmen wie für 2025 verwendet (siehe Kapitel 4.2).

## 5. Resultate und Diskussion

In Kapitel 5.1 wird das Potenzial für WKK-Anlagen in den verschiedenen Fernwärmenetzen sowie über alle Netze vorgestellt. In Kapitel 5.2 wird ein Ausblick auf die Situation im Jahr 2035 mit ausgebauten Fernwärmenetzen dargestellt, bevor in Kapitel 5.4 die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit des Ausbaus diskutiert wird.

### 5.1 Potenzial für WKK-Anlagen in den Fernwärmenetzen

Eine Nutzung der WKK-Anlagen ist nur sinnvoll, wenn auf absehbare Zeit eine ausreichende Spitzenlast-Wärmenenke in den Fernwärmenetzen besteht, die aktuell in erster Linie fossil und durch einfache Heizkessel gedeckt wird. Die WKK-Anlagen sollen dabei die «untere Spitzenlast» zwischen der Grundlast (Hauptenergieträger) und der «oberen Spitzenlast» (40 % der Gesamtleistung, üblicherweise mit Heizkesseln erzeugt) decken. Anhand der in Kapitel 4.3 getroffenen Aufteilung der Fernwärmenetze wird dies nun im Einzelnen analysiert. Das dabei ermittelte Gesamtpotenzial ist inklusive des heute bereits genutzten Potenzials. Eine detaillierte Beschreibung der Herleitung ist in Kapitel 5.1.1.1 dargelegt.

#### 5.1.1 Fernwärmenetze mit KVA als Hauptenergieträger

##### 5.1.1.1 Grosser Spitzenlastbedarf im Fernwärmenetz

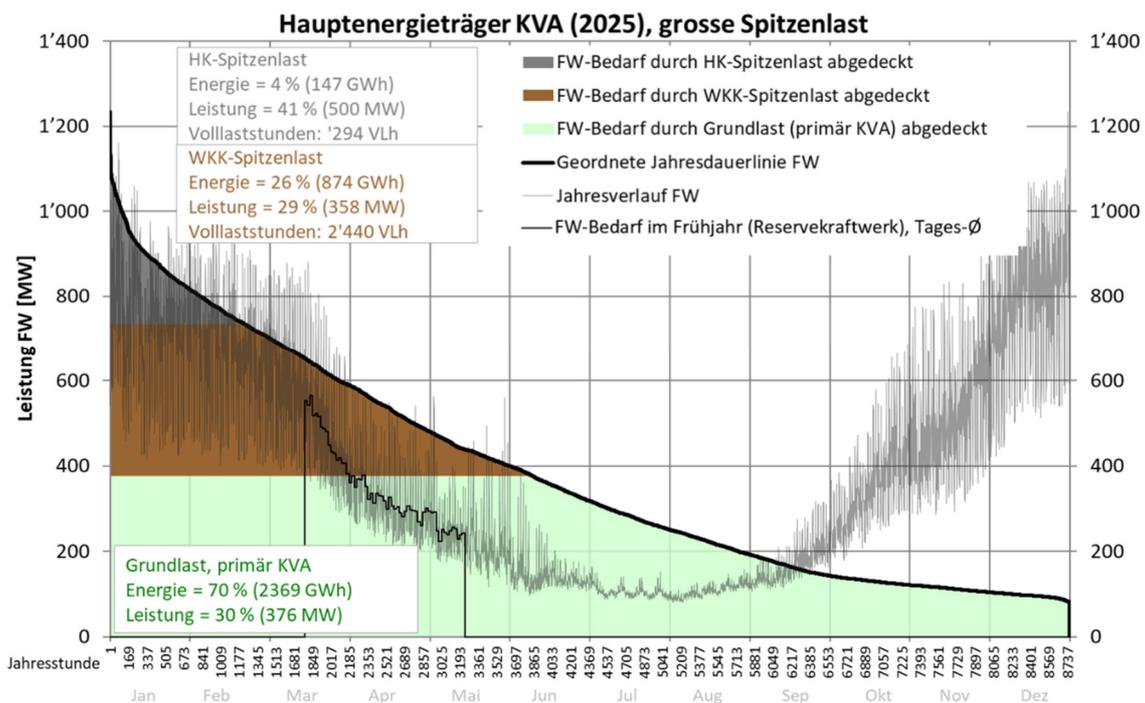


Abbildung 12. WKK-Potenzial in den Fernwärmenetzen mit «Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast».

In Abbildung 12 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») und die graue Fläche die Heizkessel-Spitzenlast (HK-Spitzenlast, «obere Spitzenlast»). Zudem ist auch das Fernwärmeprofil im Jahresverlauf (graue Linie) sowie von Mitte März bis Mitte Mai dessen Tagesdurchschnittswert («Tagesdurchschnittsbedarf während Speicherreserve») dargestellt.

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 MW<sub>th</sub> WKK-Spitzenlast ab, was 29 % der Leistung entspricht (vgl. Abbildung 13). Dies entspricht für die WKK-Anlagen einer Wärmesenke von 874 GWh. In Abbildung 13 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 MW<sub>el</sub>), 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 auch als Reservekraftwerk im Frühjahr effizient geschehen kann. Dazu ist die ermittelte WKK-Leistung von 358 MW mit dem tagesgemittelten Fernwärmebedarf im Frühjahr zu vergleichen (s. Abbildung 13, Schritt 2). Es ist zu erkennen, dass ein Grossteil der WKK-Abwärme auch während des kritischen Zeitbereichs (Mitte März bis Mitte Mai) genutzt werden kann, solange der Hauptenergieträger verdrängt wird. Je später das Reservekraftwerk aktiviert wird, desto geringer fällt der Wärmenutzungsgrad aus. Aber auch im Mai können noch gut 2/3 der Wärme der WKK genutzt werden.

Eine Verdrängung der KVA-Abwärme im Fernwärmenetz durch WKK-Anlagen hätte während einer Strommangel-lage einen positiven Effekt auf die KVA-Stromproduktion: 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<sup>9</sup>. Bei einer Aktivierung der WKK-Anlagen aufgrund einer Strommangel-lage würden die KVA die Stromproduktion erhöhen.

Somit kann innerhalb der 7 sehr grossen Fernwärmenetzen mit KVA als Hauptenergieträger eine ausreichende Wärmesenke für eine WKK-Leistung von 358 MW<sub>el</sub> aufgezeigt werden.

---

<sup>9</sup> In der KVA wird angestrebt, durch die permanente 100%-ige Auslastung des Verbrennungsprozesses eine konstante Frischdampfmenge zu erzeugen. Sofern kein Dampf (z.B. für die Fernwärme) entnommen wird, produziert eine KVA somit Bandstrom. Sobald Dampf entnommen wird, reduziert sich die Stromproduktion entsprechend. Pro 1 MW entnommenen Dampfes vermindert sich die Stromproduktion um rund 0.2 MW (siehe auch Kapitel 3.4).

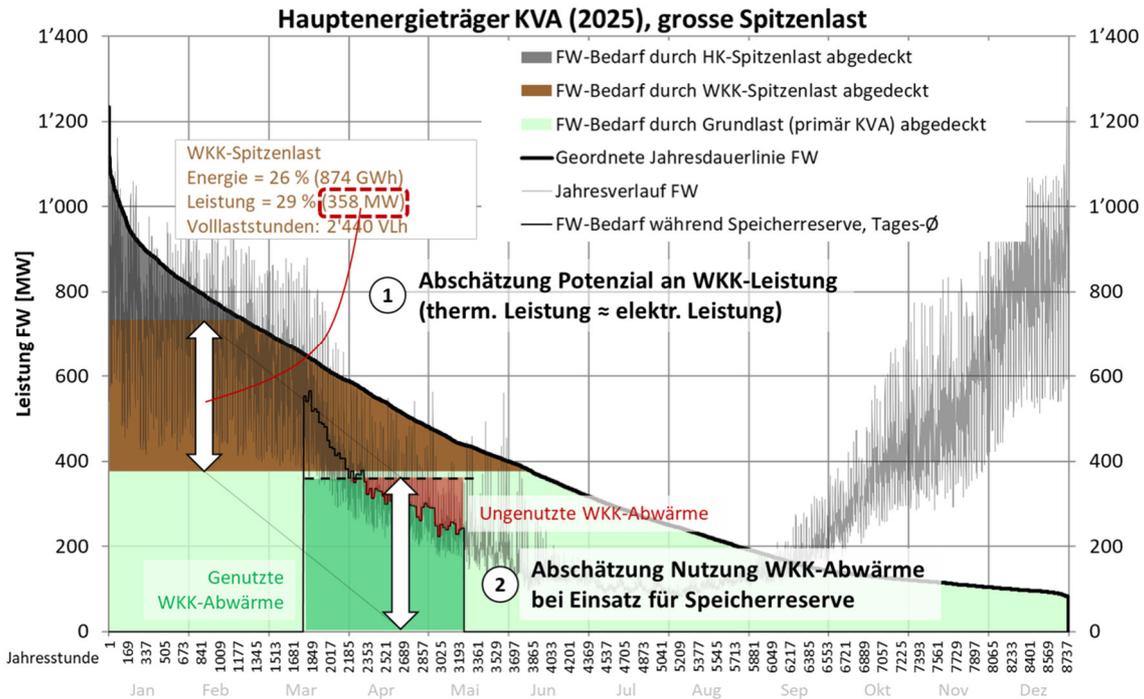


Abbildung 13. WKK-Potenzial in den Fernwärmenetzen mit «Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast». Schritt 1: Abschätzung der WKK-Leistung zwecks Abdeckung von Wärme-Spitzenlasten im Winter. Schritt 2: Abschätzung des WKK-Wärmenutzungsgrades der in Schritt 1 identifizierten WKK-Leistung bei einem Einsatz als Reservekraftwerk im Frühjahr.

### 5.1.1.2 Geringer Spitzenlastbedarf im Fernwärmenetz

In Abbildung 14 ist die Jahresdauerlinie mit der Grund- und Spitzenlast der Fernwärmenetze mit «Hauptenergieträger KVA, geringe Spitzenlast» dargestellt. Anhand der Modellauslegung für Heizkessel als Spitzenlast, die etwa 40 % der Leistung abdecken sollen, ist zu erkennen, dass in diesen Netzen kein kurzfristiges Potenzial für die Verwendung von WKK-Anlagen vorliegt. Es muss geprüft werden, ob bei einzelnen der 22 FW-Netze eine Nutzung von WKK-Anlagen angebracht ist, z.B. falls der Ersatz von Heizkesseln ansteht oder der Betreiber eine Wachstumsstrategie im Bereich der Fernwärme beabsichtigt. Für die Gesamtbetrachtung sind die Potentiale dieser Netze schwer zu quantifizieren.

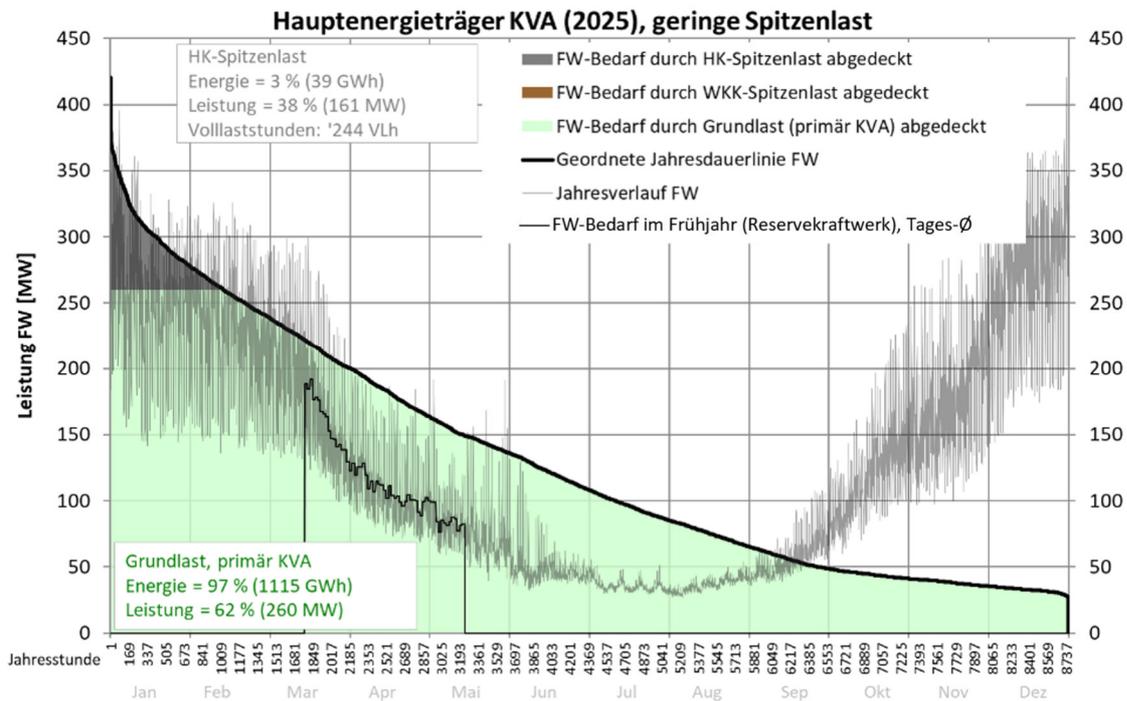


Abbildung 14. WKK-Potenzial in den Fernwärmenetzen mit «Hauptenergieträger KVA, geringe Spitzenlast».

### 5.1.2 Fernwärmenetze mit Holz als Hauptenergieträger

In Abbildung 15 ist die Summe der grossen Fernwärmenetze mit Hauptenergieträger Holz für das Jahr 2025 dargestellt. Die Grundlast deckt – gleichbleibend zum aktuellen Zustand – rund 39 % der Leistung und 80 % der Energie ab. Daraus leitet sich ein Potenzial von knapp 150 MW<sub>th</sub> WKK-Spitzenlast ab (21 % der Leistung). Dies entspricht für die WKK-Anlagen einer Wärmesenke von knapp 300 GWh.

Die Übertragung dieser knapp 150 MW WKK-Leistung auf das Frühjahr (als Reservekraftwerk) in Abbildung 15 zeigt, dass die thermische Leistung der WKK-Anlagen fast vollständig genutzt werden könnte.

Eine allfällige Verdrängung des Holzes als Wärmelieferant der Fernwärmenetze in einer Strommangellage wäre gut möglich. Das nicht verwendete Holz kann gelagert und für die spätere Verbrennung zurückgehalten werden. In wenigen Fällen verfügen die Holzheizwerke auch über eine Dampfturbine zwecks Stromproduktion<sup>10</sup>. In diesem Fall ergeben sich in Strommangellagen ähnliche positive Effekte auf die Stromproduktion wie in Kapitel 5.1.1 für die KVA beschrieben.

<sup>10</sup> Der Anteil Stromproduktion an der gesamten Nutzenergieproduktion war gemäss der schweizerischen Holzenergiestatistik im Jahr 2020 mit rund 5% nach wie vor gering.

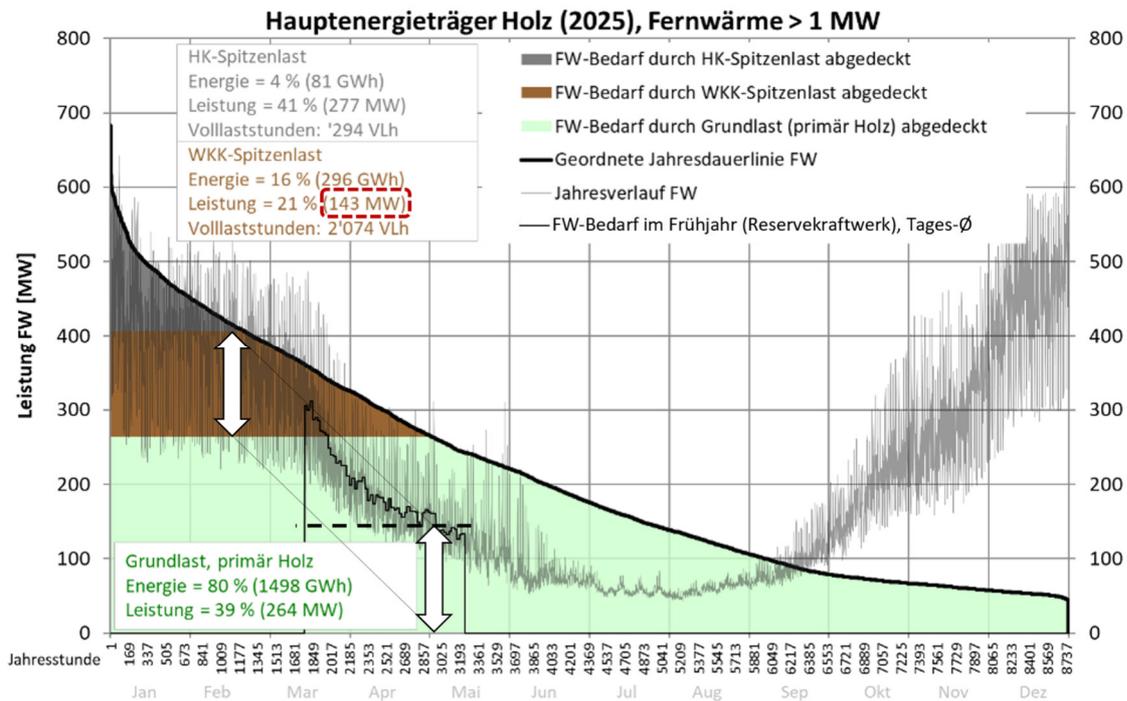


Abbildung 15. WKK-Potenzial in mittleren und grossen Fernwärmenetzen mit Holz als Hauptenergieträger.

Somit kann in den ca. 300 mittleren und grossen Fernwärmenetzen mit Holz als Hauptenergieträger eine Wärmesenke für eine WKK-Leistung von 143 MW aufgezeigt werden.

### 5.1.3 Fernwärmenetze mit Umweltwärme als Hauptenergieträger

In Abbildung 16 ist die Summe der grossen Fernwärmenetze mit Hauptenergieträger Umweltwärme für das Jahr 2025 dargestellt. Die Grundlast deckt – gleichbleibend zum aktuellen Zustand – rund 34 % der Leistung und 75 % der Energie ab. Daraus leitet sich ein Potenzial von 76 MW<sub>th</sub> WKK-Spitzenlast ab (21 % der Leistung). Dies entspricht für die WKK-Anlagen einer Wärmesenke von gut 170 GWh.

Die Übertragung dieser 76 MW WKK-Leistung auf das Frühjahr (als Reservekraftwerk) in Abbildung 16 zeigt, dass ein Grossteil der WKK-Abwärme auch in der Strommangellage genutzt werden kann, solange der Hauptenergieträger verdrängt würde. Je später die Reservekraftwerke aktiviert werden, desto geringer fällt der Wärmenutzungsgrad aus. Aber auch im Mai können noch gut 2/3 der Wärme genutzt werden.

Eine allfällige Verdrängung der Umweltwärme als Wärmelieferant der Fernwärmenetze in einer Strommangellage ist möglich und hätte in dieser Situation einen positiven Effekt<sup>11</sup>: Durch die Verdrängung würde der Stromverbrauch der Wärmepumpen zur Nutzung der Umweltwärme reduziert und anstelle dessen zusätzlicher WKK-Strom ins Netz eingespeist. Grundsätzlich ist Umweltwärme erneuerbar und sollte nicht langfristig verdrängt werden, allerdings stammt der Strom zum Betrieb der Umweltwärme in Strommangellagen meist aus fossilen Energiequellen, sodass die Verdrängung durch WKK-Anlagen keine negativen Effekte auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz hat. Die Stromproduktion aus WKK-Spitzenlast reduziert in erster Linie den Importbedarf an elektrischer Energie. Es verdrängt demnach die CO<sub>2</sub>-Emissionen jenes Kraftwerks, welches nach dem Merit-Order-Prinzip<sup>12</sup> die Zusatznachfrage der Schweiz decken wird. Dies ist in der Regel ein fossil betriebenes Kraftwerk.

<sup>11</sup> Eine Ausnahme wäre eine Verdrängung von Tiefengeothermie (deren Verdrängung keine Stromeinsparungen zur Folge hätte).

<sup>12</sup> Merit-Order-Prinzip: Einsatzreihenfolge der stromproduzierenden Kraftwerke auf einem Stromhandelsplatz, um die wirtschaftlich optimale Stromversorgung zu gewährleisten

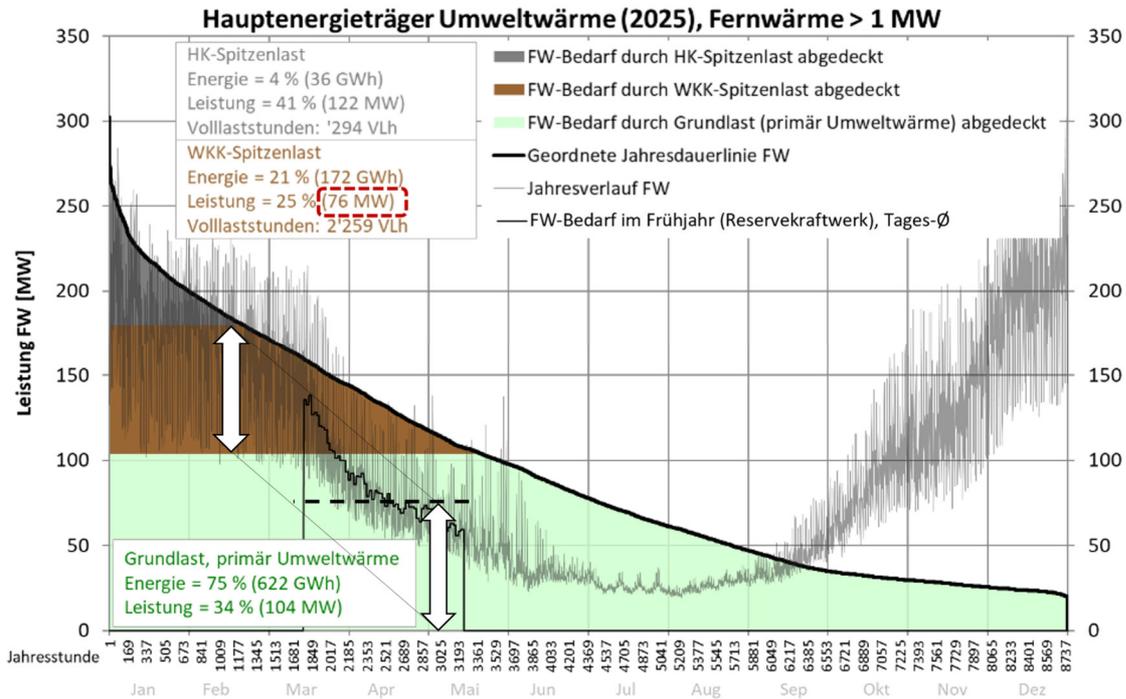


Abbildung 16. WKK-Potenzial in mittleren und grossen Fernwärmenetzen mit Umweltwärme als Hauptenergieträger.

Somit kann in den ca. 80 mittleren und grossen Fernwärmenetzen mit Umweltwärme als Hauptenergieträger eine ausreichende Wärmesenke für eine WKK-Leistung von 76 MW aufgezeigt werden.

### 5.1.4 Potenzial über alle Fernwärmenetze 2025

Tabelle 3. Potenzial an installierbarer elektrischer WKK-Leistung für diverse Fernwärmenetze im Jahr 2025, bemessen an der jeweils notwendigen thermischen Spitzenlast.

	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
<b>Total</b>	<b>577 MW</b>	<b>1'338 GWh</b>

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass in den bestehenden mittleren und grossen Fernwärmenetzen ausreichend grosse Wärmesenken vorhanden sind, um WKK-Anlagen mit mehreren hundert MW elektrischer bzw. thermischer Leistung effizient zu betreiben. Das Potenzial für WKK-Spitzenlast für 2025 ist beträchtlich und wird auf **über 500 MW<sub>el</sub>** geschätzt (siehe Tabelle 3). Es ist wichtig anzumerken, dass dies die gesamte Leistung bezeichnet, welche – unter Berücksichtigung der Gesamtenergieeffizienz und gewisser ökonomischer Randbedingungen – in die Fernwärmenetze eingebunden werden könnte und teilweise bereits eingebunden ist. Allerdings beschreibt dies nicht das bis ins Jahr 2025 umsetzbare, politisch akzeptierte, (ökonomisch-, ökologisch- und gesellschaftlich-) nachhaltige Potenzial.

Das mit gut 350 MW<sub>el</sub> 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 und auch bei temporär nur anteiliger Wärmenutzung ist der Wirkungsgrad höher als bei offenen Gasturbinen). Bei den rund 300 primär mit Holz betriebenen Fernwärmenetzen mit einer Anschlussleistung über 1 MW liegt das WKK-Spitzenlast-Potenzial bei rund 140 MW<sub>el</sub>. Bei den knapp 90 primär mit Umweltwärme gespeisenen Fernwärmenetzen mit einer Anschlussleistung über 1 MW liegt das WKK-Spitzenlast-Potenzial bei rund 75 MW<sub>el</sub>. Aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit sind – insbesondere die beiden Potenziale für Holz und Umweltwärme – mit Vorsicht zu geniessen. Ein zusätzliches, hier nicht näher untersuchtes Potenzial für WKK-Anlagen besteht in den Fernwärmenetzen, welche heute ausschliesslich mit fossilen Heizkesseln versorgt werden. Über alle betrachteten Fernwärmenetze würden die WKK-Anlagen mit rund 2'000 bis 2'500 Volllaststunden pro Jahr betrieben werden (ohne Berücksichtigung des Einsatzes als Reservekraftwerke). Dies brächte eine zusätzliche Menge von über einer Terawattstunde an elektrischer Energie ins System (Winterstromproduktion) – was mehr als 1/3 der Jahresproduktion des stillgelegten Kernkraftwerks Mühleberg entspricht.

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 Speicherseen genutzt werden, um allfällige Strommangellagen im Frühjahr zu reduzieren.

Tabelle 4. Analyse des Nutzungsgrades der WKK-Abwärme bei einem Einsatz als Reservekraftwerke (Mitte März bis Mitte Mai).

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

Bei einem Einsatz der WKK-Anlagen in einer Strommangellage im Frühjahr kann die volle elektrische Leistung von gut 500 MW über den gesamten kritischen Zeitbereich (von Mitte März bis Mitte Mai), abgerufen werden. In dieser Zeit könnten rund 700 GWh zusätzliche elektrische Energie ins System gebracht werden. Ein Grossteil der WKK-Abwärme in den Fernwärmenetzen könnte auch im Frühjahr genutzt werden (s. Tabelle 4). Eine allfällige Verdrängung der Grundlast hat i.d.R. positive Effekte für die Strommangellage: KVA produzieren zusätzlichen Strom, Holz wird für die spätere Verwendung zwischengelagert, der Stromverbrauch in Wärmepumpen zur Nutzung der Umweltwärme wird reduziert.

Im Gegensatz zur Speicherwasserkraft, würde hier – mal abgesehen von Ende März, wo WKK-Anlagen teilweise auch zur Deckung der Spitzenlast laufen könnten – zusätzliche elektrische Energie in das System gebracht.<sup>13</sup>

<sup>13</sup> Sofern die WKK-Anlagen von Mitte März bis Mitte Mai zu 100% als Reservekraftwerk zur Verfügung stehen sollen, müsste die Spitzenlast im Fernwärmenetz ab Mitte März mit den Heizkesseln gedeckt werden. Die WKK-Anlagen würden dann, analog zur Wasserkraftreserve, dem System entzogen.

## 5.2 Entwicklung des Potenzials bis 2035

Eine Abschätzung des Ausbaus der mittleren und grösseren Fernwärmenetze ist mit grossen Unsicherheiten behaftet. Basierend auf der Hauptannahme, dass der Fernwärmeabsatz in der Schweiz bis 2035 um rund 3 TWh zunimmt, wurde versucht, diesen zusätzlichen Wärmeabsatz realistisch auf die verschiedenen Fernwärmenetze zu verteilen sowie eine Abschätzung der jeweiligen Spitzenlast-Anteile vorzunehmen. Es wurde dasselbe Modell verwendet. Die Annahmen sind in Kapitel 4.4 näher erläutert.

Die grobe Abschätzung zeigt, dass das für 2025 hergeleitete Potenzial für einen effizienten Einsatz von WKK-Anlagen in Fernwärmenetzen bis 2035 um knapp 100 MW<sub>el</sub> zunehmen könnte (total ca. 650 – 700 MW<sub>el</sub>). 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 FW-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.

Trifft das skizzierte Szenario zu, kann für den WKK-Einsatz im Frühjahr in allen betrachteten Fernwärmenetz-Kategorien von einer vollständigen Wärmenutzung ausgegangen werden (durch Verdrängung der Grundlast).

## 5.3 Beispiel Winter-Wochenlastgang einer WKK-Anlage

In den vorherigen Kapiteln sind die Fernwärmenetze sowie auch der Einsatz der WKK-Anlagen aggregiert und über ein ganzes Jahr dargestellt. Zur Veranschaulichung der konkreten Betriebsweise einer einzelnen WKK-Anlage mit 5 MW thermischer Leistung wurde deren Einsatz in einer Winterwoche (Montag – Sonntag) in einem typischen KVA-Fernwärmenetz abgebildet. Abbildung 17 zeigt den Einsatz in einem FW-Netz mit höherem Spitzenlastanteil, Abbildung 18 in einem FW-Netz mit geringerem Spitzenlastanteil. Der Fernwärmebedarf ist identisch, es wurde lediglich die Wärmeauskopplungsgrenze der KVA verändert (18 MW vs. 21 MW).

Im Fall mit höherem Spitzenlastanteil (Abbildung 17) wird die WKK-Anlage täglich einmal gestartet und zumeist in Volllast betrieben. Am frühen Nachmittag wird die WKK-Anlage aufgrund des geringeren FW-Bedarfes im Teillastbetrieb gefahren. Die WKK-Anlage weist für diese typische Woche 105 äquivalente Volllaststunden<sup>14</sup> auf (von 168 Wochenstunden).

---

<sup>14</sup> „äquivalente Volllaststunden“ bezeichnet die Anzahl der Stunden, in denen die WKK-Anlage bei Volllast betrieben werden müsste, um die Wärmemenge zu erzeugen, die – in diesem Fall – im Verlauf dieser Woche bei unterschiedlicher Last tatsächlich erzeugt wurden.

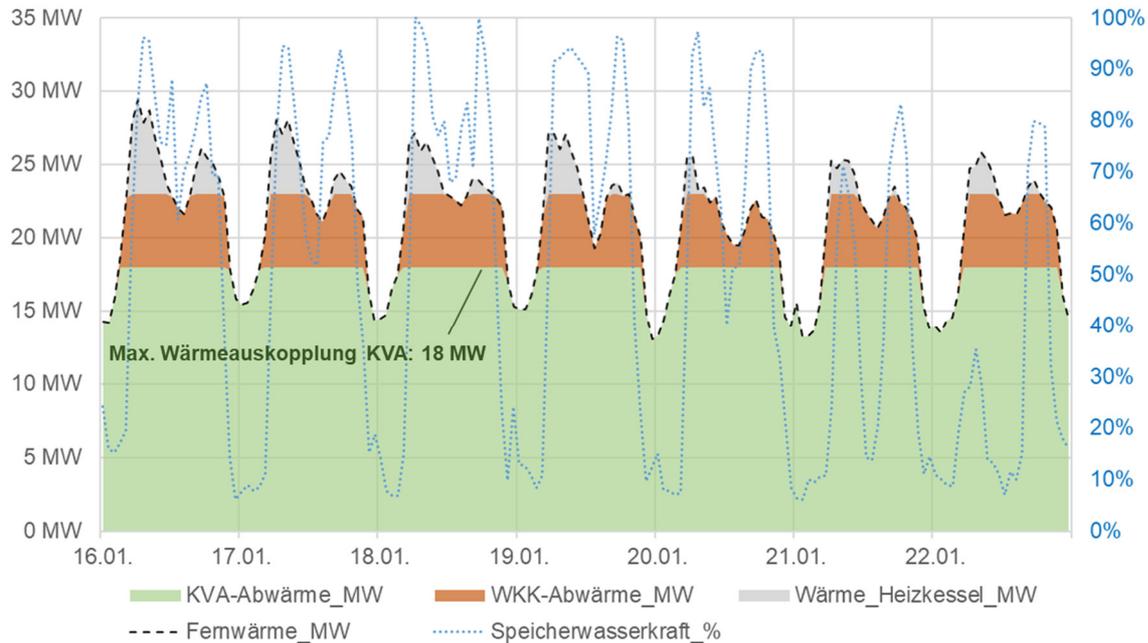


Abbildung 17. Winter-Beispielwoche einer 5-MW-WKK-Anlage in einem KVA-Fernwärmenetz; höherer Spitzenlastanteil (530 MWh WKK-Abwärme, 135 MWh Heizkessel-Wärme). In blau ist die relative Produktion der Speicherwasserkraft im Wochenverlauf gegenübergestellt.

Im Fall mit geringerem Spitzenlastanteil (Abbildung 18) wird die WKK-Anlage zwei Mal pro Tag gestartet, einmal am frühen Morgen und einmal am Nachmittag. Die Teillasten, welche z.B. am Montag, Dienstag, Mittwoch und Sonntag über den Mittag dargestellt sind, lassen sich in Realität mit der WKK-Anlage nicht betreiben, sodass die Anlage über Mittag abgeschaltet wird. Die 5-MW-WKK-Anlage weist für diese Woche 57 äquivalente Volllaststunden auf (von 168 Wochenstunden).

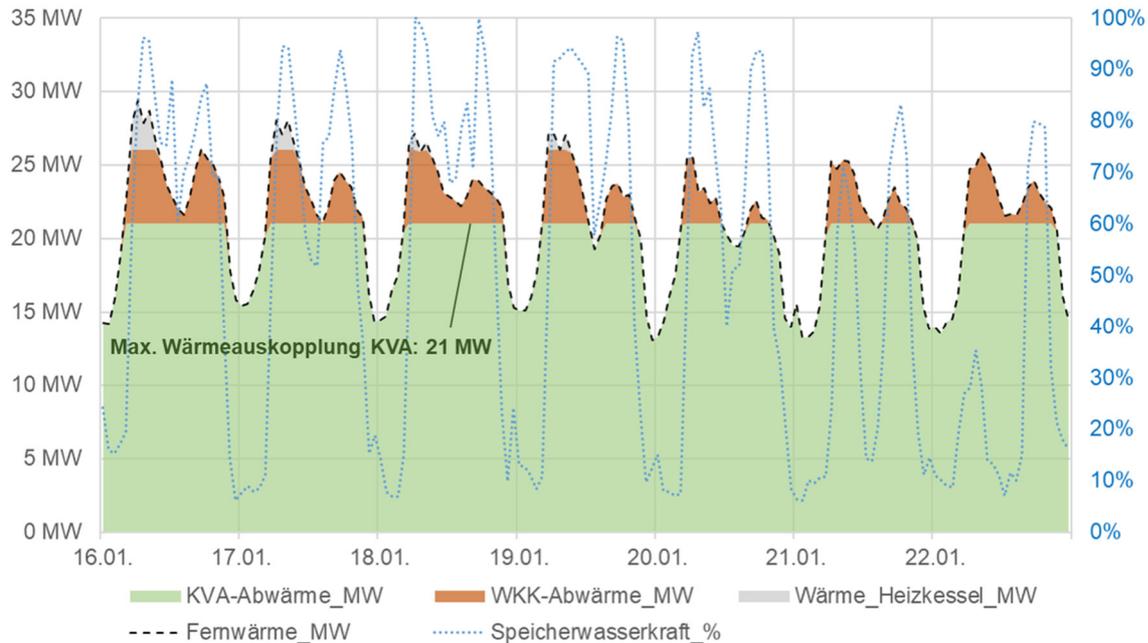


Abbildung 18. Winter-Beispielwoche einer 5-MW-WKK-Anlage in einem KVA-Fernwärmenetz; geringerer Spitzenlastanteil (285 MWh WKK-Abwärme, 22 MWh Heizkessel-Wärme). In blau ist die Produktion der Speicherwasserkraft im Wochenverlauf gegenübergestellt.

Zur Orientierung bezüglich eines Beitrages zur Winterstromversorgung ist in beiden Abbildungen das Produktionsprofil der Speicherwasserkraft einer Winterwoche dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass sich der Spitzenbedarf von Wärme und Strom grossteils decken. Durch den wärmegeführten Spitzenlast-Betrieb der WKK-Anlagen in Fernwärmenetzen ergibt sich somit eine direkte Schonung der Speicherwasserkraft. Diese Deckung lässt sich durch den Einsatz von Wärmespeichern noch optimieren.

Die Anzahl der notwendigen WKK-Starts hängt vom Fernwärmeprofil des jeweiligen Netzes, von der maximalen Wärmeauskopplungsleistung der Grundlast sowie von der Leistung der WKK-Anlage selbst ab. Die konkreten Anwendungen lassen sich somit nicht verallgemeinern. Die Leistungen, die Betriebsweise und die Anzahl Starts einer WKK-Anlage ist für jeden Standort separat zu eruieren.

Im Rahmen der Studie wurden keine Wärmespeicher abgebildet. Insbesondere in Betriebszuständen, in welchen der Fernwärmebedarf geringer als die Minimallast der WKK-Anlagen (aber höher als die max. KVA-Wärmeauskopplung) ist, wäre der Einsatz eines Wärmespeichers sinnvoll und hilfreich. Ein Teillastbetrieb der WKK-Anlage unter 50% ist i.d.R. nicht möglich oder geht mit deutlichen Wirkungsgradverlusten einher. Durch den Wärmespeicher kann der Einsatz von fossilen Wärmeerzeugern reduziert bzw. auch der Einsatz des Heizkessels durch die WKK-Anlage teilweise substituiert werden.

## 5.4 Wirtschaftlichkeit

### 5.4.1 Grundlagen

Die Wirtschaftlichkeit wird mit einem NPV<sup>15</sup>-Fundamental-Marktmodell berechnet. Neben den Investitionskosten, Effizienz (grössenabhängig) und variablen Betriebskosten werden die erwarteten Einnahmen und Ausgaben über eine Laufzeit von 10 Jahren sowie 15 Jahren betrachtet. Betrachtet werden Gasmotoren im Betrieb mit Erdgas.

Folgende Tabellen zeigen die im Modell verwendeten Kosten und Wirkungsgrade (auf den oberen Heizwert bezogen) pro Leistungsklasse bei Gasmotoren und offenen Gasturbinen.

Tabelle 5. Übersicht über Investitionskosten, Wirkungsgrade (bezogen auf  $H_o$ ) und Wartungskosten der WKK-Anlagen in Abhängigkeit ihrer elektrischen Leistung.

Elektr. Leistung	Investition	el. Wirkungsgrad	th. Wirkungsgrad	Gesamt-Wirkungsgrad	Wartungskosten
MW <sub>el</sub>	CHF				CHF/Bh
0.25	550'000	35%	45%	80%	15
0.5	1'000'000	36%	43%	79%	20
1	1'500'000	38%	41%	79%	30
2	2'400'000	40%	40%	80%	40
5	5'500'000	41%	39%	80%	65
10	10'000'000	44%	37%	81%	100

Tabelle 6. Übersicht über Investitionskosten, Wirkungsgrade (bezogen auf  $H_o$ ) und Wartungskosten von Gasturbinen in Abhängigkeit ihrer elektrischen Leistung.

Elektr. Leistung	Investition	el. Wirkungsgrad	th. Wirkungsgrad	Gesamt-Wirkungsgrad	Wartungskosten
MW <sub>el</sub>	CHF				CHF/Bh
10	10'000'000	35%	48%	83%	80
50	42'500'000	37%	46%	83%	160

### 5.4.2 Modellierung der Strom- und Wärmeerlöse

Für die Berechnung der Strompreise für die elektrische Spitzenlast wird die Kostenrechnung für das europäische Gas- und Dampf-Kraftwerk als Grenzkraftwerk (Wirkungsgrad 55% auf den  $H_o$  bezogen resp. 60.5% auf den  $H_u$  bezogen) inkl. der Emissionskosten und anteiliger Betriebskosten (Zuschlag von 5%) abgebildet. Diese Annahme ist marktrational und entspricht dem Vorgehen in Modellen der Energiewirtschaft.

Die Gaspreise fallen mit der Zeit und finden zukünftig ein Niveau, das dem LNG-Marktniveau in Höhe von rund 50 CHF/MWh entspricht. Die Kosten für die Nominierung der Gas-Leistung im EU-Hochdruck-Netz steigt über die ersten 10 Jahre von 8 auf 10 kCHF/MW und verdoppelt sich im darauffolgenden Jahrzehnt auf 20 kCHF/MW. Die Kosten für die Nominierung der Gas-Leistung im CH-Mitteldruck-Netz startet bei 25 kCHF/MW und steigt über 10 Jahre jeweils um 5 kCHF/MW. Die Kosten für europäische Emissionsrechte steigen linear von 85 auf 120 CHF/t im Jahr 2033 und dann bis 2043 auf 200 CHF/t. Die CO<sub>2</sub> Abgabe bleibt mit 120 CHF/t bis 2033 konstant und steigt dann – analog zu den europäischen Emissionsrechten – bis 2043 auf 200 CHF/t.

<sup>15</sup> NPV: Net present value (Nettobarwert-Methode)

Der Wärmeerlös für die Abwärme entspricht im Modell den Kosten der alternativen Beschaffung von Gas am Markt und der entsprechenden Abgabe für das CO<sub>2</sub>. Im 2023 beträgt dieser 116 CHF/MWh und geht auf 82 CHF/MWh im 2033 zurück. Aufgrund der steigenden Kosten für die Nominierung der Gas-Leistung steigt der Wärmeerlös für die Abwärme ab 2033 wieder an und beträgt 100 CHF/MWh im Jahr 2043.

Die Strompreise für das preisbestimmende Modellkraftwerk liegen anfangs bei 190 CHF/MWh, fallen auf 147 CHF/MWh im Jahr 2033 und steigen wieder auf 184 CHF/MWh im Jahr 2043.

Folgende Abbildung 19 zeigt den angenommenen Verlauf der Grössen über die Zeit von 15 Jahren.

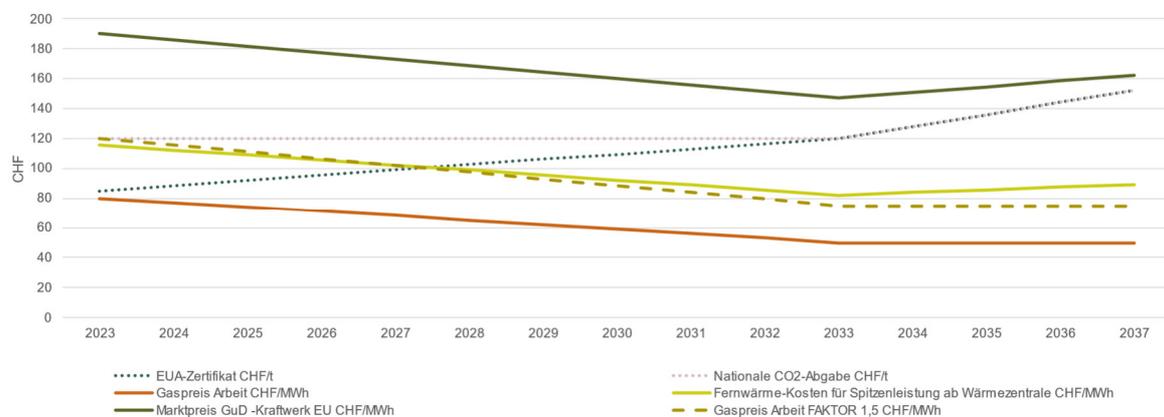


Abbildung 19. Angenommene Entwicklung der Energie- und CO<sub>2</sub>-Preise.

### 5.4.3 Ergebnisse zum Einsatz der WKK-Anlage

Die 10 MW WKK-Anlage produziert jährlich 20 GWh Strom und 16.8 GWh Abwärme. Dabei werden 45.5 GWh Gas verbraucht, bei einer Bezugsleistung von 22.7 MW. Daraus resultiert ein CO<sub>2</sub>-Ausstoss in Höhe von rund 9'090 Tonnen.

Für die 1 MW Anlagen gilt entsprechend den veränderten Wirkungsgraden 2 GWh Strom und 2.2 GWh Abwärme bei einem Aufwand von 5.3 GWh an Gas. Die Gasbezugsleistung beträgt 2.6 MW. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoss liegt bei rund 1'050 Tonnen.

### 5.4.4 Bilanzierung der Cash-Flows für die WKK-Anlage

Auf der Haben-Seite werden die Markterlöse aus der Stromproduktion und der kostenbasierten Bewertung der Abwärme abgebildet. In Tabelle 7 ist diese Abschätzung anhand des Beispiels einer 10-MW-Anlage illustriert.

Tabelle 7. Einnahmen (Summe der Cash Flows über 10 Jahre) für das Beispiel einer 10-MW-WKK-Anlage.

Cash Flow - Einnahmen - 10 Jahre		
Bezeichnung	Einheit	
<b>Spitzenleistung</b>		
Einnahmen Strom	CHF	34'163'333
Einnahmen Wärme	CHF	16'911'616
Gutschrift CO <sub>2</sub> -Abgabe Stromteil	CHF	0
<b>Summe</b>	CHF	<b>51'074'949</b>

Die Soll-Seite zeigt die Kosten für die Vermarktung (1% der jährlichen Einnahmen), die Wartung (100 CHF pro Betriebsstunde bei den Grossanlagen mit 10 MW elektrischer Leistung). Hinzu kommen die Kosten für die Nominierung der Gas-Leistung, die Kosten für das Gas und die CO<sub>2</sub>-Abgabe dazu. Die entsprechenden Ausgaben für die 10-MW-Anlage im selben Zeitraum sind in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8. Ausgaben (Summe der Cash Flows über 10 Jahre) für das Beispiel einer 10-MW-WKK-Anlage.

Cash Flow - Ausgaben 10 Jahre		
Bezeichnung	Einheit	
<b>Vermarktung</b>	<b>CHF</b>	<b>-510'749</b>
<b>Wartung BHKW</b>	<b>CHF</b>	<b>-2'000'000</b>
<b>Spitzenleistung</b>		
<b>Gasleistung</b>	<b>CHF</b>	<b>-6'193'182</b>
<b>Gasarbeit</b>	<b>CHF</b>	<b>-30'227'273</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Abgabe</b>	<b>CHF</b>	<b>-10'909'091</b>
<b>Summe</b>	<b>CHF</b>	<b>-49'840'295</b>

Als risikoadjustierten Kalkulationszinssatz werden 5% angesetzt. Alle Zahlen sind real, ohne Annahmen zur Inflation. Es werden 2000 Betriebsstunden pro Jahr angenommen.

### 5.4.5 Ergebnisse der Bewertung der WKK-Anlage

Unter den Basisannahmen (im «Markteinsatz») führt die Bewertung einer 10-MW-WKK-Anlage über 10 Jahre betrachtet zu einem negativen Kapitalwert in Höhe von ca. - 9 Mio. CHF bzw. -1.9 Mio. CHF für eine 1 MW Anlage. Damit sind beide Anlagen im Markt unwirtschaftlich (siehe auch Tabelle 11). Über 15 Jahre betrachtet führt die Bewertung einer 10-MW-WKK-Anlage zu einem negativen Kapitalwert in Höhe von ca. -8.7 Mio. CHF bzw. -2.1 Mio. CHF für eine 1-MW-Anlage (siehe auch Tabelle 12).

Die 10-MW-Anlage erwirtschaftet mit -0.6 Mio. CHF einen knapp negativen Kapitalwert, sofern 60% der Investition gefördert werden und sofern 60% der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf den für die Stromproduktion verwendet fossilen Brennstoffen rückerstattet werden (siehe dazu auch Kapitel 6.2.2). Erst mit einer Betrachtung über 15 Jahre steigt der NPV für eine 10 MW WKK-Anlage in den positiven Bereich von 0.5 Mio. CHF. Bei einer 1 MW Anlage bleibt der NPV mit -0.9 Mio. CHF auch über 15 Jahre gesehen negativ (siehe Tabelle 12). Einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat ein erhöhter Gaspreis, zumal hier – im Gegensatz zum GuD-Grenzkraftwerk – auch die Wärme genutzt werden kann. So führt die Erhöhung des Gaspreises um 50% (siehe Tabelle 11 und Tabelle 12 das Szenario «Gaspreis Arbeit FAKTOR 1,5») über 15 Jahre betrachtet zu einem NPV von 1 Mio. CHF.

Die NPV Bewertung eines klimaneutralen Betriebs wird mit einem Preis von 150 CHF/MWh für erneuerbares Gas modelliert. Der Stromerlös wird per Annahme mit einer Marktprämie für klimaneutralen Strom um 50 CHF/MWh erhöht. Unter diesen marktgestützten Annahmen sind selbst mit 60% Investitionszuschuss alle betrachteten Anlagen unwirtschaftlich (NPV über 10 Jahre ist bei -1.6 Mio. CHF für die kleine Anlage bzw. -7.7 Mio. CHF bei der 10 MW- Anlage). Über 15 Jahre betrachtet sind die Werte noch negativer.

### 5.4.6 Ergebnisse zum Einsatz der Gasturbine

Die 10 MW Gasturbine produziert jährlich 20 GWh Strom und 27.4 GWh Abwärme. Dabei werden 57.1 GWh Gas verbraucht, bei einer Bezugsleistung von 28.6 MW. Daraus resultiert ein CO<sub>2</sub>-Ausstoss in Höhe von rund 11'430 Tonnen.

Für die 50 MW Anlage gilt entsprechend den veränderten Wirkungsgraden 100 GWh Strom und 124 GWh Abwärme bei einem Aufwand von 270 GWh an Gas. Die Bezugsleistung beträgt 135 MW. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoss liegt bei 54'050 Tonnen.

### 5.4.7 Bilanzierung der Cash-Flows für die Gasturbine

Zwecks direkter Vergleichbarkeit mit der WKK-Anlage liegt der Fokus im vorliegenden Kapitel auf einer Gasturbine mit 10 MW elektrischer Leistung. Auf der Haben-Seite werden neben den Markterlösen aus der Stromproduktion auch die kostenbasierte Bewertung der Abwärme abgebildet. Die Strom-Einnahmen entsprechen den Einnahmen der WKK-Anlage, da beide 10 MW elektrische Leistung aufweisen.

In Tabelle 9 ist diese Abschätzung anhand des Beispiels einer 10-MW-Anlage illustriert.

Tabelle 9. Einnahmen (Summe der Cash Flows) für das Beispiel einer 10-MW-Gasturbine.

Cash Flow - Einnahmen - 10 Jahre		
Bezeichnung	Einheit	
<b>Spitzenleistung</b>		
<b>Einnahmen Strom</b>	CHF	34'163'333
<b>Einnahmen Wärme</b>	CHF	27'580'952
<b>Summe</b>	CHF	61'744'286

Auf der Wärmeseite können deutlich höhere Einnahmen verbucht werden – da eine offene Gasturbine immer mehr nutzbare Abwärme als ein Motor derselben elektrischen Leistungsklasse produziert.

Die Soll-Seite zeigt die Kosten für die Vermarktung (1% der jährlichen Einnahmen), die Wartung (80 CHF pro Betriebsstunde). Hinzu kommen die Kosten für die Nominierung der Gas-Leistung, die Kosten für das Gas und die CO<sub>2</sub>-Abgabe dazu. Diese liegen deutlich über den Kosten der WKK-Anlage, da eine höhere Gasleistung nominiert werden muss und die Stromproduktion spezifisch mit einem höheren Gasaufwand verbunden ist. Die entsprechenden Ausgaben für die 10-MW-Anlage im selben Zeitraum sind in Tabelle 10 dargestellt

Tabelle 10. Ausgaben (Summe der Cash Flows) für das Beispiel einer 10-MW-Gasturbine.

Cash Flow - Ausgaben 10 Jahre		
Bezeichnung	Einheit	
<b>Vermarktung</b>	CHF	-617'443
<b>Wartung Gasturbine</b>	CHF	-1'600'000
<b>Spitzenleistung</b>		
<b>Gasleistung</b>	CHF	-7'785'714
<b>Gasarbeit</b>	CHF	-38'000'000
<b>CO<sub>2</sub>-Abgabe</b>	CHF	-13'714'286
<b>Summe</b>	CHF	-61'717'443

### 5.4.8 Ergebnisse der Bewertung der Gasturbine

Bewertet werden offene Gasturbinen mit einer elektrischen Leistung von 10 und von 50 MW. Die entsprechende Abwärme deckt sich mit dem Wärmebedarf der grossen Netze.

Unter den Basisannahmen führt die Bewertung einer 10 MW Gasturbine über 10 Jahre betrachtet zu einem negativen Kapitalwert in Höhe von -9.9 Mio. CHF (bzw. -35.5 Mio. CHF für eine 50 MW Anlage). Damit sind beide Anlagen im Markt unwirtschaftlich (siehe Tabelle 11 und Tabelle 12).

Die 10-MW-Anlage erwirtschaftet mit -3.9 Mio. CHF einen hohen negativen Kapitalwert, auch wenn 60% der Investition gefördert werden (-10 Mio. CHF für die 50 MW Anlage). Erst mit einem (gegenüber dem Basisszenario um 50%) erhöhten Gaspreis steigt der NPV der 50-MW-Gasturbine über 10 Jahre auf 5.2 Mio. CHF resp. über 15 Jahre auf 10.4 Mio. CHF. Die kleinere Gasturbine bleibt auch mit erhöhten Gaspreis und einem Investitionsbeitrag von 60% knapp nicht wirtschaftlich. Ein höherer Gaspreis führt zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu den preissetzenden GuD, da bei den hier betrachteten Anlagen die Abwärme genutzt werden kann.

### 5.4.9 Zusammenfassung der Ergebnisse und Sensitivitäten

Die Bewertung zeigt auf, dass WKK-Anlagen und Gasturbinen im Markt unter den getroffenen Annahmen meist nicht wirtschaftlich sind. Tabelle 11 fasst die Ergebnisse der NPV-Betrachtung über 10 Jahre zusammen und zeigt die Sensitivitäten auf:

Tabelle 11. NPV über 10 Jahre der untersuchten WKK-Anlagen für die diversen Szenarien.

10 Jahre					
NPV in Mio. CHF	WKK 1 MW	WKK 5 MW	WKK 10 MW	Gasturbine 10 MW	Gasturbine 50 MW
Markteinsatz	-1.9	-5.7	-9	-9.9	-35.5
Investitionsbeitrag 60% (IB 60%)	-1	-2.4	-3	-3.9	-10
IB 60% & 60% Gutschrift der CO <sub>2</sub> -Abgabe	-0.8	-1.3	-0.6	Feuerungswärmeleistung > 20 MW	
IB 60% & Gaspreis Arbeit FAKTOR 1,5	-0.8	-1.1	0	-1	5.2
IB 60% & Erneuerbare Brennstoffe	-1.6	-5	-7.7	-8.6	-33

Analog zur Tabelle 11 fasst die Tabelle 12 die NPV-Betrachtung über 15 Jahre zusammen und zeigt die Sensitivitäten auf. Bei der 1-MW-WKK-Anlage sowie bei der Verwendung von erneuerbaren Brennstoffen gehen die NPV mit den verlängerten Betrachtungshorizont noch mehr ins Minus. Insbesondere bei den effizienteren Anlagen (10-MW-WKK sowie 50-MW-Gasturbine) erhöht sich der NPV mit zunehmender Betrachtungsdauer.

Tabelle 12. NPV über 15 Jahre der untersuchten WKK-Anlagen für die diversen Szenarien

15 Jahre					
NPV in Mio. CHF	WKK 1 MW	WKK 5 MW	WKK 10 MW	Gasturbine 10 MW	Gasturbine 50 MW
Markteinsatz	-2.1	-5.9	-8.7	-10.1	-34.2
Investitionsbeitrag 60% (IB 60%)	-1.2	-2.6	-2.7	-4.1	-8.7
IB 60% & 60% Gutschrift der CO <sub>2</sub> -Abgabe	-0.9	-1	0.5	Feuerungswärmeleistung > 20 MW	
IB 60% & Gaspreis Arbeit FAKTOR 1,5	-0.9	-0.9	1	-0.4	10.4
IB 60% & Erneuerbare Brennstoffe	-2.1	-6.6	-10.2	-11.6	-45

Die Strom-, Wärme-, Gas- und CO<sub>2</sub>-Bilanzen sind in Tabelle 13 zusammengefasst.

Tabelle 13. Jährliche Strom-, Wärme-, Gas- und CO<sub>2</sub>-Bilanzen für die untersuchten WKK-Anlagen.

	WKK 1 MW	WKK 10 MW	Gasturbine 10 MW	Gasturbine 50 MW	Einheit
<b>Stromproduktion</b>	2	20	20	100	GWh
<b>Wärmeproduktion</b>	2.2	16.8	27.4	124.3	GWh
<b>Gasaufwand</b>	5.3	45.5	57.1	270.3	GWh
<b>Gasleistung</b>	2.6	22.7	28.6	135.1	MW
<b>CO<sub>2</sub></b>	1'050	9'090	11'430	54'050	Tonnen

## 5.5 Umsetzung

WKK Anlagen sind gemäss dem vorangestellten Bewertungsansatz im Markteinsatz nicht wirtschaftlich. Eine Förderung mit 60% der Investitionskosten ermöglicht in Kombination einer Rückerstattung von 60% der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf den für die Stromproduktion verwendet fossilen Brennstoffen bei den grossen WKK-Anlagen eine grenzwertige Wirtschaftlichkeit. Risikoaverse Investoren werden dadurch nicht überzeugt werden können. Bei kleineren Anlagen, wie teilweise von Powerloop vorgeschlagen, reicht die Förderung auch mit Investitionsbeiträgen von bis zu 60% und einer partiellen Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe nicht aus. Der Betrieb mit klimaneutralen Gasen ist in keinem Szenario wirtschaftlich. Die Ergebnisse für die kleine Gasturbine sind durchgehend negativ. In dem vorgeschlagenen Bewertungs-Setup sind nur mittlere Gasturbinen mit ca. 50 MW elektrischer Leistung bei einem Investitionsbeitrag in Höhe von 60% und deutlich höheren Gaspreisen als im Basismodell angenommen, wirtschaftlich.

Für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen braucht es einen hohen Spread zwischen dem Gaspreis und den Strompreisen. Die 10 MW WKK-Anlage benötigen ohne Förderung einen Strompreis, der ca. Faktor 3.0 (bzw. 3.85 bei 1-MW-WKK-Anlagen) über dem Gaspreis liegt. Mit einem Investitionsbeitrag in Höhe von 60% fällt dieses Verhältnis auf ca. 2.5 (bzw. 3.15 bei den kleinen Anlagen). Das Verhältnis, welches eine Wirtschaftlichkeit ermöglicht, erhöht sich zudem mit steigendem CO<sub>2</sub>-Preis.

Sowohl der Gas- als auch der Strompreis bilden sich an den europäischen Börsen. Die dortigen Ansätze der Preissetzung wurden bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung mit dem Ansatz des Grenzkraftwerkes abgebildet. Daher ist von einer wahrscheinlichen Umsetzung der Projekte auszugehen, sofern:

- Bis 2033 kein erneuerbarer Brennstoff erforderlich ist bzw. die Mehrkosten gefördert werden
- Investitionsbeiträge in Höhe von 60% der Gesamtkosten der Anlagen zugesichert werden
- Die Anlagen bei einer Einbindung in ein Wärmenetz grundsätzlich als wärmegeführt gelten und mit einer CO<sub>2</sub>-Gutschrift von mindestens 60% auf dem Stromanteil rechnen können (auch für Fernwärmenetze im Aufbau bzw. im Ausbau, die einen Gesamtwirkungsgrad erst im Verlauf der nächsten 10 Jahre erreichen)
- Grössere Anlagen, die aus rechtlichen Gründen am EHS teilnehmen müssen, müssen entsprechend gleichgestellt werden
- Eine diskriminierungsfreie Teilnahme als Reservekraftwerk ermöglicht wird
- Die Anlagen im Markt alle weiteren Opportunitäten wahrnehmen können

Wir empfehlen dieses Regulierungsumfeld für den Bewertungszeitraum von mindestens 10 Jahren zu garantieren.

## 6. Weitere Aspekte und Rahmenbedingungen

### 6.1 Klärung Verfügbarkeit klimaneutraler Brennstoffe

Aufgrund des übergeordneten Netto-Null-Ziels muss sichergestellt werden, dass das Kriterium der Klimaneutralität zunehmend erfüllt wird. Dies kann langfristig entweder durch Carbon Capture and Storage, CO<sub>2</sub>-Kompensation oder negative Emissionstechnologien (NET) in der Schweiz oder im Ausland erfolgen oder durch den Einsatz von erneuerbaren Gasen (Biogas, erneuerbarer Wasserstoff und erneuerbares Methan). Die Vorgaben des CO<sub>2</sub>-Gesetzes vom 23. Dezember 2011 betreffend Kompensation und Emissionshandel müssen eingehalten werden. Somit gilt, dass die möglichen fossil-thermischen Kapazitäten dem Emissionshandel unterstellt sind (siehe dazu 6.2 Regulatorische Rahmenbedingungen).

Unabhängig der Wirtschaftlichkeit soll im vorliegenden Unterkapitel die Verfügbarkeit klimaneutraler Brennstoffe betrachtet werden – wobei der Fokus auf erneuerbaren Gasen liegt. Der Brennstoffbedarf für WKK-Anlagen lässt sich wie folgt abschätzen: Bei einer installierten WKK-Leistung von 500 MW<sub>el</sub>, mit 40% Wirkungsgrad und mit jährlichen Volllaststunden zwischen 1500 und 2500 ergibt sich ein Brennstoffbedarf zwischen 1.875 und 3.125 TWh.

#### 6.1.1 Biogas

Das Biogas- respektive das Biomassenpotenzial ist beschränkt: Eine Studie der Eidgenössischen Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft (**WSL**) aus dem Jahr **2017** («Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung») hat für die Schweiz ein nachhaltiges Biomassenpotenzial von 97 PJ (rund 27 TWh) berechnet, wobei dieses bereits mehrheitlich genutzt wird: Vom nachhaltigen Potenzial von 97 PJ werden bereits 53 PJ genutzt. Das zusätzlich nutzbare Potenzial wird mit 44 PJ beziffert, wobei davon 24 PJ auf den Hofdünger aus der landwirtschaftlichen Tierhaltung entfällt.

Eine von der Energiefachstellenkonferenz (EnFK) in Auftrag gegebene Studie durch E-CUBE Strategy Consultants schätzt das maximale (theoretische) Produktionspotenzial von erneuerbarem Gas bis 2030 in der Schweiz auf 6.6 TWh pro Jahr, wovon etwa 3.7 TWh jährlich ins Gasnetz eingespeist werden können. Dies entspricht etwas mehr als 10 % des Landesverbrauchs. Heute werden von diesem Potenzial rund 0.4 TWh bereits ins Gasnetz eingespeist (resp. 0.5 TWh als Biogas genutzt).

#### 6.1.2 Synthetische Gase

Aufgrund der hohen Umwandlungsverluste (aktuell liegen die Wirkungsgrade für Strom zu Methan im Bereich von 40 - 45% und für Strom-zu-700 bar H<sub>2</sub> bei 55 - 60%) machen Power-to-Gas (PtG)-Anlagen nur dann Sinn, wenn für deren Betrieb im Strommarkt nicht nutzbare erneuerbare Elektrizität eingesetzt wird (EMPA & PSI, 2019). D.h. auch, dass synthetische, erneuerbare Gase nur dann einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, wenn sie aus zusätzlichen erneuerbaren Energien gewonnen werden. Insofern ist aus heutiger Perspektive der erneuerbare Strom der limitierende Faktor für den Ausbau von erneuerbaren synthetischen Gasen. Mit einem PV-Ausbau von beispielsweise 50% der geeigneten Dachflächen muss – unter den im Empa/PSI-Bericht getroffenen Annahmen – selbst bei vollständigem Tag/Nacht-Ausgleich mit Überschusselektrizität im Umfang von 10.8 TWh<sub>el</sub>, von insgesamt ca. 25 TWh<sub>el</sub> PV-Produktion, gerechnet werden. Daraus liesse sich ein Synthetic Natural Gas (SNG)-Potenzial von 5 TWh ableiten. Die EMPA-PSI-Studie geht allerdings davon aus, dass unter den gegenwärtigen Randbedingungen ein wirtschaftlicher Einsatz von PtG nur schwer möglich ist. Die Energieperspektiven gehen im Szenario ZERO Basis von einer inländischen H<sub>2</sub>-Erzeugung im Jahr 2035 von gut 1 TWh aus.

### 6.1.3 Energieperspektiven 2050+: Exkurs Biomasse; Potenziale und Einsatz in den Szenarien

Bezüglich Potenzial von Biomasse zur nachhaltigen energetischen Nutzung wird im Biomasse-Exkurs der Energieperspektiven 2050+ folgendes Fazit gezogen: «Das nachhaltige inländische Potenzial an Primärbiomasse beträgt ca. 100 PJ. Wird unterstellt, dass der Grossteil der nicht holzigen Biomassen zur Herstellung von Biogas eingesetzt werden, können rund 75 PJ nutzbare Sekundärbiomasse erzeugt werden. Mit 84 PJ liegt der heutige Biomassenverbrauch in der Schweiz über dem inländischen Potenzial. Eine Steigerung des Biomasseeinsatzes ist durch verstärkte Importe möglich. Das Importpotenzial wird auf rund 60 PJ geschätzt, ein Grossteil davon in Form von Biomethan.» Das Importpotenzial wird somit auf 16.7 TWh geschätzt.

Kapitel 6 des in der Überschrift aufgeführten EP2050+ Exkurses beleuchtet auch den «Einsatz von Biomasse in den Szenarien». Dabei wird ein sog. «Energieumwandlungssektor» ausgewiesen, wo Biomassen insbesondere zur Erzeugung von Elektrizität und Fernwärme eingesetzt werden. Aktuell ist der Umwandlungssektor der bedeutendste Verbrauchssektor für Biomasse. Auf diesen gehen 39 % des Gesamtverbrauchs im Jahr 2019 zurück.

Im Szenario ZERO Basis sind im Jahr 2050 für diesen Sektor knapp 5 TWh gasförmige Biomasse vorgesehen. Im Jahr 2035 wären es (linear interpoliert) knapp 2.4 TWh. Im Szenario ZERO-C (bei dem u.a. Wärmenetze eine stärkere Rolle als in der Basisvariante spielen) sind im Jahr 2050 über 7 TWh gasförmige Biomasse für den Umwandlungssektor vorgesehen. Im Jahr 2035 wären es (linear interpoliert) rund 2.8 TWh.

### 6.1.4 Schlussfolgerung zur Verfügbarkeit klimaneutraler Brennstoffe

Grundsätzlich liesse sich der WKK-Brennstoffbedarf zwischen rund 2 bis 3 TWh mit erneuerbaren Brennstoffen (aus Biogas und synthetischen Gasen) decken. Das nachhaltige Biogaspotenzial ist jedoch beschränkt und unter der Prämisse, dass synthetische, erneuerbare Gase nur dann einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, wenn sie aus zusätzlichen erneuerbaren Energien gewonnen werden, ist auch jenes Potenzial stark eingeschränkt. Letztendlich läuft es auf eine Verteilfrage der begrenzt verfügbaren erneuerbaren Brennstoffe<sup>16</sup> hinaus. Die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Brennstoffe wird in Kapitel 5.4 behandelt. Das übergeordnete Netto-Null-Ziel lässt sich bilanztechnisch auch mit der Verwendung von fossilen Brennstoffen erreichen – dies in Kombination mit Carbon Capture and Storage, einer CO<sub>2</sub>-Kompensation oder negativen Emissionstechnologien (NET).

## 6.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Grundsätzlich sind für den Zubau von WKK-Anlagen alle gültigen Schweizer Gesetze und Standards zu berücksichtigen. Insbesondere gilt es auch die kantonalen Unterschiede zu berücksichtigen (so gibt es z.B. Kantone in welchen Energieerzeugungsanlagen eine Betriebsbewilligung erfordern).

### 6.2.1 Ausgangslage: CO<sub>2</sub>-Abgabe und Emissionshandelssystem

Seit 2008 wird auf fossilen Brennstoffen wie Heizöl oder Erdgas eine Lenkungsabgabe erhoben. Sie setzt Anreize zum sparsamen Verbrauch und zum vermehrten Einsatz klimafreundlicher Energieträger. Der Ertrag wird grösstenteils an die Bevölkerung und die Wirtschaft zurückverteilt. Ab 2022 beträgt sie 120 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub>. Betreiber treibhausgasintensiver Anlagen können sich von der Abgabe befreien lassen, wenn sie sich im Gegenzug zu

---

<sup>16</sup> Gemäss «Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2020 nach Verwendungszwecken» (BFE, 2021) wurden beispielsweise im Jahr 2020 rund 2/3 des Erdgasverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser verwendet. Um dies mit einheimischen, erneuerbaren Brennstoffen ersetzen zu wollen, reicht dessen Potenzial nicht aus. Doch gerade Fernwärmenetze sind eine Möglichkeit, die fossil beheizten Gebäude mit erneuerbarer Wärme zu versorgen.

einer Emissionsverminderung verpflichten. Betreiber grosser treibhausgasintensiver Anlagen sind ins Emissionshandelssystem eingebunden und sind ebenfalls von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit. Für WKK Anlagen gelten besondere Bestimmungen.

Das Emissionshandelssystem (EHS) ist ein Instrument des CO<sub>2</sub>-Gesetzes zur Begrenzung der Treibhausgasemissionen in der energieintensiven Industrie. Das EHS ist als Cap-and-Trade System ausgestaltet und weist eine hohe Kompatibilität zum europäischen Emissionshandelssystem (EU-EHS) auf. Betreiber von Anlagen mit hohen Treibhausgasemissionen sind zur Teilnahme am EHS verpflichtet. Betreiber von Anlagen mit mittleren Emissionen können auf Gesuch am EHS teilnehmen, falls sie bestimmten Wirtschaftszweigen angehören. Am EHS teilnehmende Betreiber von Anlagen sind – wie erwähnt – von der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen befreit.

Gemäss der CO<sub>2</sub>-Verordnung (CO<sub>2</sub>V) in der Fassung vom 10.02.2021, Anhang 6, Ziffer 1, ist für einen Betreiber von Verbrennungsanlagen von fossilen oder teilweise fossilen Energieträgern mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von über 20 MW die Teilnahme im EHS zwingend. Lediglich für den Fall, dass die jährlichen Treibhausgasemissionen weniger als 25'000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub>eq) betragen, kann nach Art. 41 der CO<sub>2</sub>V eine Ausnahme von der Pflicht zur Teilnahme am EHS beantragt werden. Art. 19 der CO<sub>2</sub>V besagt, dass für die Erzeugung von Elektrizität Betreibern von Anlagen keine Emissionsrechte kostenlos zugeteilt werden, wobei der Bundesrat Ausnahmen vorsehen kann.

Es ist davon auszugehen, dass die grösseren Anlagen in Fernwärmenetzen im EHS sind oder eine Verminderungsverpflichtung haben.

### **6.2.2 Befreiung von der CO<sub>2</sub>-Abgabe für Betreiber von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen**

Betreiber von fossilen WKK-Anlagen können sich von der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossilen Brennstoffen befreien lassen, die sie für die Stromproduktion einsetzen. Diese Regelung gilt für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung zwischen 0.5 und 20 MW, wobei die Obergrenze durch die Teilnahmepflicht am Emissionshandelssystem (EHS) gegeben ist. Eine Anlage entspricht einem Standort. In der Regel handelt es sich dabei um eine Heizzentrale, in welcher sich ein oder mehrere WKK-Aggregate befinden. Die Feuerungswärmeleistung von minimal 0.5 MW gilt also für eine Anlage, die aus mehreren Aggregaten bestehen kann.

Betreiber von WKK-Anlagen erhalten die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf den fossilen Brennstoffen rückerstattet, die für die Stromproduktion verwendet wurden. Für den Anteil der fossilen Brennstoffe, welcher der Produktion von Wärme zugeordnet wird, ist die CO<sub>2</sub>-Abgabe zu bezahlen.

Für 60 Prozent der Rückerstattung muss keine Gegenleistung erbracht werden. Weitere 40 Prozent des Betrags kann der Anlagebetreiber nur erstattet bekommen, wenn es diesen in wirksame Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz investiert.

### **6.2.3 Umweltrecht**

Fossilthermische Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als 50 MW Feuerungswärmeleistung sind gemäss Artikel 10a des Umweltschutzgesetzes vom 7. Oktober 1983 (USG; SR 814.01) in Verbindung mit Artikel 1 und Anhang Ziffer 21.2 der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung vom 19. Oktober 1988 (UVPV; SR 814.011) der Umweltverträglichkeitsprüfung unterstellt. 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)

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

Die Vorgaben betreffend Schadstoff- und Lärmemissionen sind in der Luftreinhalteverordnung geregelt und können voraussichtlich problemlos mithilfe gängiger technischer Massnahmen eingehalten werden.

## 7. Schlussfolgerung und Fazit

Der effiziente Betrieb von WKK-Anlagen erfordert eine Wärmesenke. Diese konnte in den Schweizer Fernwärmenetzen im Bereich der Wärme-Spitzenlast weitgehend bestätigt werden und entspricht unter der Berücksichtigung der Unsicherheit einer Zielgrösse von 500 MW<sub>el</sub> WKK-Leistung. Bei rund 2'000 Betriebsstunden für diese WKK-Anlagen kann rund 1 TWh effiziente Stromproduktion im Winter erwartet werden.

Das grösste Potenzial bzw. die grösste Wärmesenke (60%) besteht in 7 KVA-Fernwärmenetzen mit grossem fossilen Spitzenlastanteil, die zumeist um die grossen Städte liegen. Dieses Potenzial wird heute teilweise bereits genutzt. Die weiteren Potentiale konzentrieren sich auf die mittleren und grösseren Fernwärmenetze mit den Hauptenergieträgern Holz (25%) und Umweltenergie (15%). Daneben existieren zahlreiche KVA-Fernwärmenetze, deren Fernwärmebedarf fast vollständig von der KVA gedeckt wird und somit aktuell kein Potenzial für WKK-Leistung aufweisen. Allerdings bestehen gerade in diesen Netzen diverse Ausbauprojekte, die zur Zunahme der fossilen Spitzenlast und somit auch des zukünftigen Potenzials für WKK-Leistung führen.

Im Schnitt sind in den grossen Netzen jeweils rund 50 MW an effizienter Spitzenleistung vorzusehen. Dies entspricht entweder 5 grossen WKK Anlagen oder jeweils einer mittleren Gasturbine. Bezüglich dem Thema Gasturbinen verweisen wir auf die Studie der EICom mit den technischen Anhängen<sup>17</sup>. Die darin enthaltenen Erkenntnisse sind grundsätzlich auf die etwas kleineren Gasturbinen übertragbar. In unserem Bewertungsansatz sind kleine und mittlere Gasturbinen ohne Förderung und Öffnung der Vergütung als Reservekraftwerk unwirtschaftlich. Sie hätten jedoch in der Systemsicht gewisse Vorteile durch ihre Dual-Fuel Fähigkeit.

WKK Anlagen sind unter den heutigen Rahmenbedingungen im Marktumfeld nicht wirtschaftlich und sollten daher im Rahmen der aktuellen Gesetzgebung mit einem 60% Investitionsbeitrag gefördert werden. Um auch risiko-averse Investoren zu überzeugen, sollte die zukünftige Teilnahme als Reservekraftwerk diesen (und anderen Anlagen) offenstehen. Denn gerade in der kalten Jahreszeit stiften die betrachteten WKK-Anlagen ein grosses zusätzliches volkswirtschaftliches Potential, weil sie die Speicherseen schonen können und zusätzlich Energie ins System bringen (2. Säule); zudem stehen die WKK-Anlagen ausserhalb der Wärmespitzenleistung während den kritischen Monaten mit niedrigen Füllständen in den Speicherseen ohne nennenswerte Bereitstellungskosten als Reservekraftwerke zur Verfügung (4. Säule). Wird die Speicherreserve (nur) mit Wasserkraft umgesetzt, verschärft dies entsprechend die Stromversorgungssituation im Winter. Im Gegensatz zur Wasserkraftreserve, würde hier zudem zusätzliche elektrische Energie in das System gebracht.

WKK Anlagen sind im Normalfall nicht Dual-Fuel fähig (LNG und mit geringen Motorenanpassungen auch Wasserstoff) und Umrüstungen sind laut den Herstellern nicht möglich. Zündstrahlmotoren (Dieselmotoren mit Option auf Gas-Misch-Betrieb) werden für den stationären Bereich aktuell nicht mehr eingesetzt und erfordern deutlich höhere Aufwendungen für die Abgasreinigung und Nachbehandlung. Diese Option wurden daher nicht näher betrachtet.

Der Einsatz von WKK Anlagen für die Spitzenlast der Fernwärme ist effizient und sinnvoll. Im Einsatz sind WKK Anlagen ab 1 MW immer effizienter als eine offene Gasturbine gemäss dem Konzept der EICom. Allerdings sind Gasmotoren im Vergleich zu Gasturbinen nicht Dual-Fuel fähig. Im Bereich der KVA-Fernwärmenetze mit grosser Spitzenleistung können mittlere Gasturbinen (inkl. Dual-Fuel Fähigkeit) eingesetzt werden, sofern die Mehrkosten dafür zusätzlich getragen werden (Effizienz Nachteile gegenüber Gasmotoren und Zusatzinvestition in die Dual-Fuel-Fähigkeit).

Grosse WKK Anlagen sind bei einer Förderung von 60% der Investitionskosten und verlässlichen Rahmenbedingungen (Einsatz im Markt in der 2. Säule und teilweise Rückerstattung der CO<sub>2</sub>-Abgabe) systemdienlich und knapp

---

<sup>17</sup> Hauptsächlich in: «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen», EICom, 2021

wirtschaftlich. Mit einem Investitionskostenbeitrag von rund 0.6 Mio. CHF/MW liegen grosse Motoren sehr gut im Vergleich zum Reservekraftwerk-Modell der ECom.

Kleine und mittlere Gasturbinen haben ihre Vorteile bei der Dual-Fuel Fähigkeit – diese müsste jedoch zusätzlich gefördert werden. Wir schätzen den Mehrbedarf auf rund 15 bis 20% der Investitionskosten (ohne Tanklager). Sie liegen damit immer noch unter dem Vergleichskonzept der ECom. Hinzu entfällt bei einer Aufteilung auf 7 bis 10 grosse Netze auch das Klumpenrisiko aus Sicht der Versorgungssicherheit. Diese Vorteile der kleineren und mittleren Gasturbinen gehen jedoch sehr stark auf Kosten der elektrischen Effizienz und des höheren CO<sub>2</sub>-Ausstosses.

## Glossar

<b>Bh</b>	Betriebsstunde
<b>BHKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>EHS</b>	Emissionshandelssystem (für CO <sub>2</sub> )
<b>FW</b>	Fernwärme
<b>H<sub>u</sub></b>	Unterer Heizwert
<b>H<sub>o</sub></b>	Oberer Heizwert (Brennwert)
<b>HK</b>	Heizkessel (auch Spitzenlastkessel)
<b>KVA</b>	Kehrichtverbrennungsanlage
<b>NET</b>	Negative Emissionstechnologie
<b>NPV</b>	Net present value (Netto-Barwert-Methode)
<b>PtG</b>	Power-to-Gas
<b>SNG</b>	Synthetic Natural
<b>WKK</b>	Wärmeerkraftkopplung

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. Die vier Säulen der Stromversorgungssicherheit (Quelle: BfE) .....	11
Abbildung 2. Leistung des Fernwärmenetzes über ein Jahr (grau) und mit geordneter Jahresdauerlinie (schwarz). .....	17
Abbildung 3. Jahresverlauf des Füllstands der Speicherseen in der Schweiz .....	18
Abbildung 4. Typische Jahresganglinie des Wärmebedarfes eines Fernwärmenetzes (grau) sowie der gegenläufigen Stromproduktion (rot). Übersteigt der Wärmebedarf die maximale Wärme-Auskopplung der Turbine (hier als Beispiel ca. 15 MW, rote Linie), muss dieser durch zusätzliche Wärmeerzeuger gedeckt werden.....	19
Abbildung 5. Elektrische und thermische Wirkungsgrade von BHKWs im Bestand in Abhängigkeit ihrer elektrischen Leistung (Quelle: www.asue.de).....	21
Abbildung 6. Fernwärme-Produktionsmix 2020 in der Schweiz nach Energieträger (Quelle: VFS-Statistik, ergänzt mit Daten von Holzenergie Schweiz).....	22
Abbildung 7. Summe der Fernwärmenetze «Hauptenergieträger Kehricht, grosse Spitzenlast»; Unterteilung in Grund- und Spitzenlast .....	24
Abbildung 8. Summe der Fernwärmenetze «Hauptenergieträger Kehricht, geringe Spitzenlast»; Unterteilung in Grund- und Spitzenlast .....	25
Abbildung 9. Summe der mittleren und grossen Fernwärmenetze mit Holz als Hauptenergieträger; Unterteilung in Grund- und Spitzenlast .....	25
Abbildung 10. Summe der mittleren und grossen Fernwärmenetze mit Umweltwärme als Hauptenergieträger; Unterteilung in Grund- und Spitzenlast .....	26
Abbildung 11. Aufteilung der Energieträgermengen des Modells (nur FW-Netze > 1 MW Anschlussleistung) im Vergleich zum realen Produktionsmix 2020 des VFS. ....	26
Abbildung 12. WKK-Potenzial in den Fernwärmenetzen mit «Hauptenergieträger KVA, grosse Spitzenlast». ....	28
Abbildung 13. 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 als Reservekraftwerk im Frühjahr.....	30
Abbildung 14. WKK-Potenzial in den Fernwärmenetzen mit «Hauptenergieträger KVA, geringe Spitzenlast». ....	31
Abbildung 15. WKK-Potenzial in mittleren und grossen Fernwärmenetzen mit Holz als Hauptenergieträger.....	32
Abbildung 16. WKK-Potenzial in mittleren und grossen Fernwärmenetzen mit Umweltwärme als Hauptenergieträger.....	33
Abbildung 17. Winter-Beispielwoche einer 5-MW-WKK-Anlage in einem KVA-Fernwärmenetz; höherer Spitzenlastanteil (530 MWh WKK-Abwärme, 135 MWh Heizkessel-Wärme). In blau ist die relative Produktion der Speicherwasserkraft im Wochenverlauf gegenübergestellt. ....	36
Abbildung 18. Winter-Beispielwoche einer 5-MW-WKK-Anlage in einem KVA-Fernwärmenetz; geringerer Spitzenlastanteil (285 MWh WKK-Abwärme, 22 MWh Heizkessel-Wärme). In blau ist die Produktion der Speicherwasserkraft im Wochenverlauf gegenübergestellt. ....	37
Abbildung 19. Angenommene Entwicklung der Energie- und CO <sub>2</sub> -Preise.....	39

## Hauptquellenverzeichnis

EICom, 2021. «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen». Bericht zuhanden Bundesrat. EICom-D-7D643401/33.

Der Bundesrat, 2021. «Potenzial von Fernwärme- und Fernkälteanlagen». Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 19.4051, FDP-Liberale Fraktion, 18. September 2019. BFE-042.16-127/5.

EnergieSchweiz, 2022. «Liste «Thermische Netze» – Auswertungsbericht 2021»

BFE, 2021. «Energieperspektiven 2050+. Technischer Bericht, Gesamtdokumentation der Arbeiten»

BFE, 2021. «Energieperspektiven 2050+. Exkurs Biomasse Potenziale, Einsatz in den Szenarien»

BFE, 2021. «Energieperspektiven 2050+. Exkurs Thermische Stromerzeugung und Wärme-Kraft-Kopplung»

EMPA & PSI, 2019. «Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz»

Teske, Sinan Levent, Rüdüsüli, Martin, Bach, Christian, & Schildhauer, Tilman. (2019). Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz (1.0.0). Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.2649817>

WSL, 2017. «Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET»

Thees, O.; Burg, V.; Erni, M.; Bowman, G.; Lemm, R., 2017: [Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET](#). WSL Berichte, 57. Birmensdorf, Eidg. Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft WSL. 299 p.