



September 2021

Energieperspektiven 2050+

Exkurs Thermische Stromerzeugung und Wärme-Kraft-Kopplung



Quelle: © Simon Havlik

Datum: 7. September 2021

Ort: Bern

Auftraggeberin:

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

Auftragnehmer/in:

Prognos AG
INFRAS AG
TEP Energy GmbH
Ecoplan AG

Autoren/-innen:

Prognos AG

Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)
Hans Dambeck
Andreas Kemmler
Florian Ess (ehemals Prognos AG)

TEP Energy

Martin Jakob
Ulrich Reiter

BFE-Bereichsleitung: Michael Kost, Bundesamt für Energie BFE, michael.kost@bfe.admin.ch

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

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 · www.bfe.admin.ch

Inhaltsverzeichnis

Ansprechpartner	II
Inhaltsverzeichnis	III
Glossar	V
1 Einleitung	1
2 Technische Grundlagen	2
2.1 Prinzip	2
2.2 Technologien von WKK-Anlagen	4
2.2.1 Brennstoffzellen (BZ)	5
2.2.2 Motor-Blockheizkraftwerke (BHKW)	6
Motoren mit interner Verbrennung	6
Stirlingmotor	6
Einsatz von alternativen Brennstoffen in Motor-BHKW	7
2.2.3 Dampfturbinen	7
2.2.4 Gasturbinen	8
Einsatz von Wasserstoff in Gasturbinen	9
2.2.5 Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke	9
2.2.6 Sonstige	9
Geothermiekraftwerke mit Wärmeauskopplung	9
Direktdampfnutzung und Flash-Kraftwerke	10
Organic-Rankine-Cycle-Anlagen	10
Kalina-Prozess	10
Dampfmotoren	10
3 Aktueller Einsatz von WKK-Anlagen	11
3.1 Entwicklung WKK Schweiz	11
3.2 Anbindung an die Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+)	12

4	Herleitung des Einsatzes von WKK-Anlagen in den Szenarien der Energieperspektiven	14
4.1	Treibhausgasziel	15
4.2	Potenzialrestriktionen und technische Umsetzbarkeit	17
4.2.1	Biomasse-Potenziale	17
4.2.2	Sonstige Restriktionen in der Umsetzung	19
4.3	Kosteneffizienz	20
4.3.1	Dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung	21
4.3.2	Zentrale Strom- und Wärmeerzeugung	27
4.3.3	Kosteneffizienz von WKK im Strommarkt	30
4.4	Versorgungssicherheit	32
4.5	Weitere Kriterien	36
4.6	Zusammenfassung	36
5	Ergebnisse: Stromerzeugung aus WKK-Anlagen in den Szenarien der Energieperspektiven	38
5.1	Szenarienvergleich	38
5.2	Detailbetrachtung der Varianten des Szenarios ZERO	39
5.2.1	Basisvariante: ZERO Basis	39
5.2.2	Variante ZERO A	41
5.2.3	Variante ZERO B	43
5.2.4	Variante ZERO C	46
6	Zusammenfassung und Fazit	48
	Anhang	50
	Literaturverzeichnis	51

Glossar

ARA: Abwasserreinigungsanlagen

abgeregelte Mengen erneuerbarer Energien: vorgenommene Abregelung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien

Bezugsrechte: Im Allgemeinen besitzt der Eigentümer dieses Rechts die Möglichkeit ein bestimmtes Gut zu beziehen. Im hier beschriebenen Fall sichern sich Schweizer Unternehmen über verbriefte Bezugsrechte die Lieferung von Strommengen aus ausländischen Kernkraftwerken.

Bruttoverbrauch Strom: Landesverbrauch Strom zuzüglich des Stromverbrauchs für Speicherpumpen.

Bruttoerzeugung: Gesamtstromerzeugung (inkl. abgeregelte EE)

Co-Generation Anteil: Anteil an gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung im Bezug auf die gesamte Wärmeerzeugung

CCS: Carbon capture and storage (engl.), Abscheidung und Langfristige Einlagerung von CO₂

EBF: Energiebezugsfläche

Elektrizitätsnutzungsgrad (ETA_{el}): Verhältnis des genutzten Stroms zum gesamten Energieeinsatz

ENTSO-E: Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber

Fossile Kraftwerke (KW): beinhalten in den EP2050+ auch den fossilen Anteil der Stromproduktion aus Kehrichtverwertungsanlagen (KVA).

Gesamtnutzungsgrad (ETA_{tot}): Verhältnis der gesamten genutzten Energieabgabe (Strom und Wärme) zum Energieeinsatz

gekoppelt / ungekoppelt: Wenn gleichzeitig Wärme und Strom erzeugt werden, z.B. in Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK), wird von gekoppelter Erzeugung gesprochen. Bei ungekoppelter Erzeugung wird ausschliesslich Strom erzeugt.

H₂: Wasserstoff

Hydrojahr: Zeitraum zwischen dem 1. Oktober und dem 30. September des folgenden Jahres

Kalenderjahr: beginnt mit dem 1. Januar und endet am 31. Dezember

KVA: Kehrichtverwertungsanlagen

Landesverbrauch: Summe aus Stromverbrauch der Endverbrauchssektoren, Stromverbrauch des Umwandlungssektors (inkl. H₂- Elektrolyse, Grosswärmepumpen für Fernwärme, CCS) und den Leitungsverlusten, ohne den Verbrauch für Speicherpumpen.

Lieferverpflichtungen: Verpflichtung eines Lieferanten eine vertraglich zugesicherte Menge von z.B. Strom zu einem definierten Lieferzeitpunkt bereitzustellen.

Nettoerzeugung: Gesamtstromerzeugung abzüglich des Verbrauchs der Speicherpumpen. Die Summe aus Nettoerzeugung und Nettoimporten (Importe abzüglich Exporte) ist gleich dem Landesverbrauch.

ORC-Anlagen: Organic-Rankine-Cycle-Anlagen (siehe Kapitel 2.2.6)

SOFC: Festkörper-Oxid-Brennstoffzellen (engl. Solid Oxide Fuel Cell)

Sommerhalbjahr: Zeitraum zwischen dem 1. April und dem 30. Septembers

PEMFC: Polymerelektrolytbrennstoffzelle (engl. Proton Exchange Membrane Fuel Cell)

PJ: Petajoule

THG: Treibhausgas

TWh: Terrawattstunden

TYNDP: Ten Year Network Development Plan, 10- Jahres Plan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zum europäischen Stromnetz

Wärmegutschriften: Wärmeerlöse der WKK Anlage, wichtig hierbei ist die Wahl der Referenzanlage (siehe Kapitel 4.3.2)

Wasserkraftwerke: Speicher-, Lauf- und Pumpspeicherkraftwerke

Winterhalbjahr: Grundsätzlich der Zeitraum zwischen dem 1. Oktober und dem 31. März des folgenden Jahres. Im Rahmen der EP 2050+ beinhaltet das Winterhalbjahr die Monate Januar bis März plus Oktober bis Dezember eines Kalenderjahres.

WKK: Wärmekraftkopplung

1 Einleitung

In diesem Exkurs zur Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) werden die Informationen, Annahmen und Detailergebnisse zur WKK aufbereitet, die im Rahmen der Modellrechnungen für die Energieperspektiven 2050+ der Schweiz erarbeitet und im zugehörigen Kurzbericht veröffentlicht wurden (Prognos, TEP Energy, Infrass, Ecoplan, 2020). Dabei werden verschiedene Technologien und deren Charakteristika vertieft betrachtet. Die Analyse der Rolle der WKK wird im Kontext des in den Energieperspektiven 2050+ analysierten Netto-Null-Szenarios (Szenario ZERO) durchgeführt. Das bedeutet insbesondere, dass fossile Energieträger für die Bereitstellung von Strom und Wärme im Jahr 2050 praktisch keine Rolle mehr spielen können.

In Kapitel 2 werden zunächst die technischen Grundlagen der WKK und die grundsätzliche Funktionsweise der wesentlichen WKK-Technologien dargestellt. Kapitel 3 gibt einen kurzen Überblick über die bisherige Entwicklung der WKK und der wesentlichen Technologien in der Schweiz. Darauf aufbauend werden die realisierbaren Potenziale der WKK-Wärme- und Stromproduktion im Kontext eines Netto-Null-Szenarios unter Kosten- und Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten, Versorgungssicherheitsaspekten sowie weiteren Kriterien in Kapitel 4 beschrieben.

In Kapitel 5 werden die in den Szenarien Energieperspektiven 2050+ realisierten WKK-Potenziale im Detail beschrieben. Der Fokus liegt dabei auf der Basisvariante des Szenarios ZERO (ZERO Basis). Darüber hinaus werden die Ergebnisse der Varianten A, B und C des Szenarios ZERO im Vergleich dazu dargestellt.

2 Technische Grundlagen

2.1 Prinzip

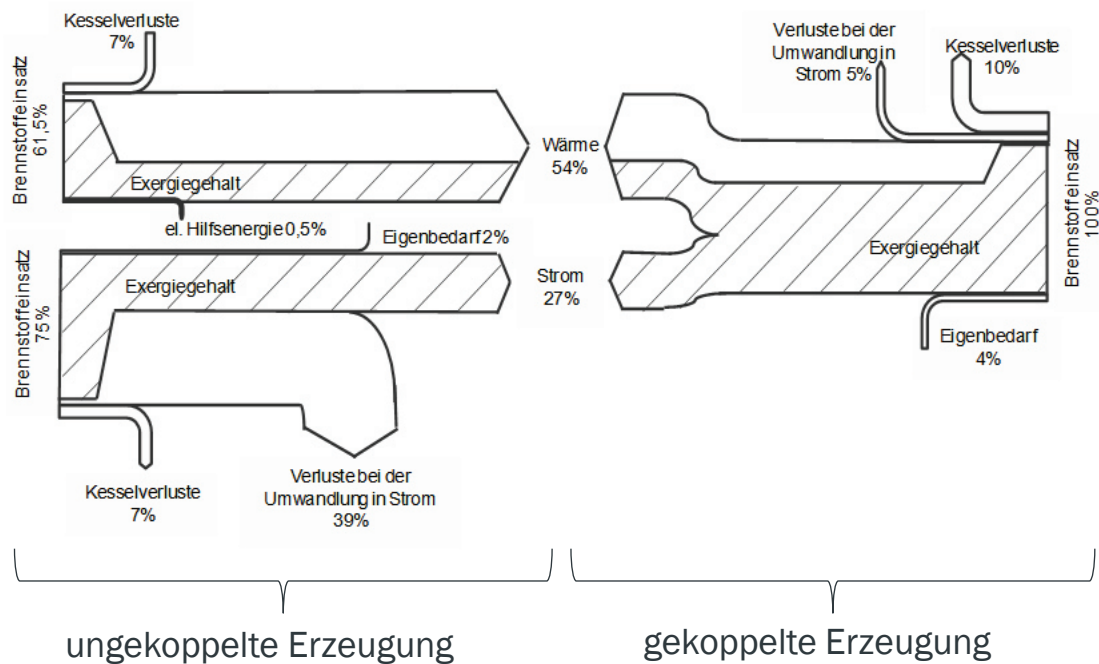
Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen zeichnen sich dadurch aus, dass ein Grossteil der bei der Stromerzeugung anfallenden Abwärme für Heiz-, Warmwasser- oder Prozesswärme genutzt wird. Dadurch kann die Brennstoffausnutzung gegenüber konventionellen Kraftwerken, bei denen die Abwärme weggekühlt werden muss, erheblich gesteigert werden (Prognos, 2012).

Die Brennstoffenergie wird bei WKK-Kraftwerken durch Erzeugung von mechanischer Arbeit zur Stromproduktion verwendet und die dabei entstehende Umwandlungswärme auf einem genügend hohen Nutztemperaturniveau ausgekoppelt. Somit wird die im Brennstoff enthaltene Exergie, also der wertvolle Anteil der Energie, wesentlich effizienter genutzt als bei der konventionellen Deckung des Wärmebedarfs oder zur Stromerzeugung in konventionellen Grosskraftwerken (Schaumann & Schmitz (2010)). Eine Ausnahme stellen Gaskombikraftwerke dar, bei denen ein erheblicher Teil der Abwärme über einen Dampfturboprozess nochmals zur Stromproduktion eingesetzt wird. Auch bei Gaskombikraftwerken ohne weitere Wärmeauskopplung liegt der Gesamtwirkungsgrad aktuell jedoch maximal bei ca. 60 %.

Durch optimale Konzeption und optimalen Betrieb einer WKK-Anlage kann im Vergleich zu einer ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung bis zu einem Drittel der Primärenergie eingespart werden, die für die getrennte Erzeugung von elektrischer und thermischer Nutzenergie aufzuwenden wäre. Wenn beispielsweise bei der gekoppelten Erzeugung 100 % Brennstoff zur Deckung der gleichen thermischen (54 %) und elektrischen (27 %) Nutzenergie aufzuwenden sind, so müssten bei der getrennten Erzeugung 136.5 % (61.5 % + 75 %) an Brennstoff zur Deckung des gleichen Bedarfs an Wärme und Strom eingesetzt werden (vgl. Abbildung 1).

Abbildung 1: Gesamtwirkungsgrad Wärme-Kraft-Kopplung

Vergleich ungekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme (links) mit gekoppelter Erzeugung durch WKK (rechts).



Quelle: Schaumann & Schmitz (2010)

Im Hinblick auf die Ressourcenschonung kommt der gekoppelten Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie aufgrund des hohen Gesamtwirkungsgrades von WKK-Systemen eine besondere Bedeutung zu. Grundsätzlich wird zwischen wärmegeführten und stromgeführten Betriebsweisen bei WKK-Anlagen unterschieden. Da bei einer WKK-Anlage Strom und Wärme als Koppelprodukt in einem bestimmten Verhältnis zueinander geliefert wird, muss für den Betrieb der WKK-Anlage entweder der Strom- oder der Wärmebedarf der Verbraucher als Führungsgröße gewählt werden.

Wird der Wärmebedarf der Verbraucher als Führungsgröße gewählt, handelt es sich um eine wärmegeführte Betriebsweise. Die Wärmenachfrage (Raumwärme und Brauchwassererwärmung bis 90 °C, bzw. Prozesswärme bis 500 °C) bestimmt die Laststufe und den Ein- und Ausschaltzeitpunkt der WKK-Anlage. Um einen hohen Gesamtwirkungsgrad zu erzielen, werden WKK-Anlagen oft wärmegeführt und nicht stromgeführt ausgelegt. Auf Grundlage dieser wärmegeführten Auslegung der WKK-Anlage wird der dabei erzeugte Strom in das Stromnetz eingespeist und/oder zum Eigenverbrauch verwendet. Die wärmegeführte Betriebsweise von WKK-Anlagen wird häufig bei der Heizwärmeversorgung von Gebäuden angewendet.

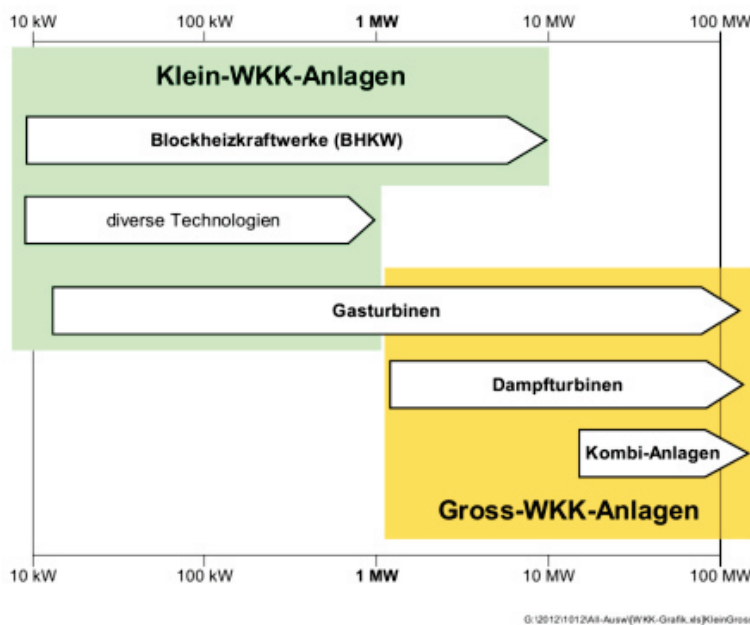
Durch eine stromgeführte Betriebsweise besteht der Nutzen in der Bedienung von Stromlastspitzen mit hohen Strompreisen. In der Regel kann die dabei erzeugte Wärme nicht zum gleichen Zeitpunkt vollständig genutzt werden, der Wärmeüberschuss sollte deshalb in einem Wärmespeicher für eine spätere Verwendung zwischengespeichert werden können. Durch die stromgeführte Betriebsweise wird meistens keine hohe Auslastung der WKK-Anlage erreicht und der wirtschaftliche Vorteil ergibt sich durch eine Optimierung des Stromlastprofils. Unter bestimmten Rahmenbedingungen ist auch eine kombinierte wärme- und stromgeführte Betriebsweise möglich. Beispielsweise können zwei WKK-Module für einen Verbraucher zum Einsatz kommen, wobei das erste zur

Deckung der Wärmegrundlast konzipiert ist und das zweite zur Deckung des Strombedarfs für einige Stunden am Tag zu den Lastspitzen (Prognos 2012).

2.2 Technologien von WKK-Anlagen

Zur Energiewandlung in WKK-Anwendungen kommen verschiedene Maschinen zum Einsatz. Heute am häufigsten eingesetzt werden Gasmotoren, in größeren Leistungsklassen Dampf- und Gasturbinen. Zu den jüngeren bzw. noch weniger verbreiteten Technologien und Anwendungen zählen Brennstoffzellen, Geothermiekraftwerke mit Wärmeauskopplung und ORC-Anlagen. In der WKK-Statistik der Schweiz wird bzgl. Klein- und Gross-WKK folgende grobe Unterscheidung gemäss Abbildung 2 vorgenommen.

Abbildung 2: Übersicht Wärme-Kraft-Kopplungstechnologien und Leistungsbereiche
Aufteilung in Klein- und Gross-WKK-Anlagen

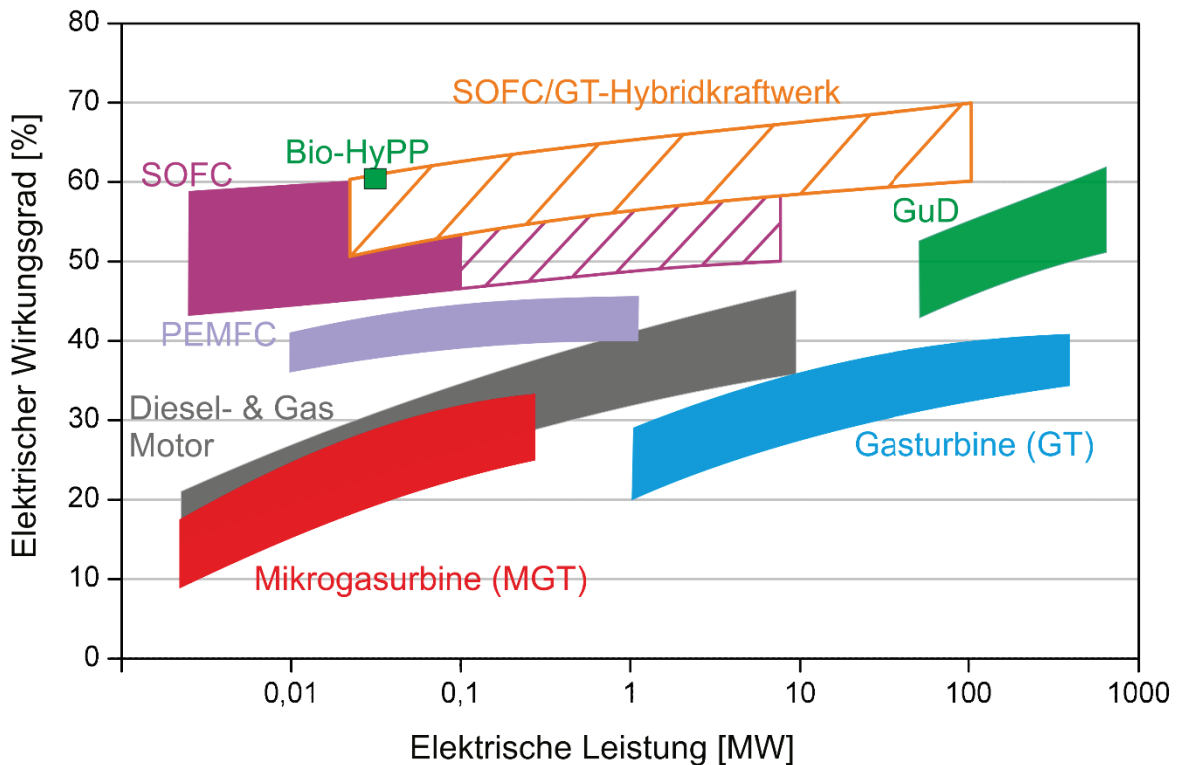


Übernommen aus BFE (2020): „Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz – Ausgabe 2019“

Je nach Technologie, Leistungsbereich und Anwendung (Einsatzbereich und -weise) weisen die WKK unterschiedliche hohe elektrische Wirkungsgrade auf, wie z.B. Abbildung 3 illustriert. Die konventionellen und breit erprobten Technologien, die auf motorischen Antrieben oder Gas- oder Dampfturbinen beruhen, weisen insbesondere im unteren Leistungsbereich, der für Gebäude und kleine Nahwärmeverbunde von Interesse ist, eher tiefe elektrische Wirkungsgrade auf. Die diesbezüglich interessanteren Brennstoffzellen (in Abbildung 3 mit SOFC und PEMFC für Feststoffoxid- bzw. Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle bezeichnet) haben die Marktreife für stationäre Anwendungen mit hohen Volllaststunden per 2020 noch nicht erreicht.

Weitere Ausführungen zu den einzelnen Technologien sind in den nachfolgenden Abschnitten zu finden.

Abbildung 3: Übersicht Wärme-Kraft-Kopplungstechnologien und elektrische Wirkungsgrade



Quelle: DLR (2020)

2.2.1 Brennstoffzellen (BZ)

Brennstoffzellen sind galvanische Zellen, die chemische Reaktionsenergie in elektrische Energie wandeln. Sie sind in Leistungsklassen von 1 kW bis mehrere MW verfügbar (Akinyele, Olabode, Amole, 2020). Sie haben verschiedene Vorteile: ein hoher elektrischer Wirkungsgrad, schadstofffreie Energiewandlung und geräuscharmer Betrieb sprechen für eine zukunftsweisende Technologie. Als elektrochemische Energiewandler kann die chemische Energie direkt in elektrische Energie umgewandelt werden (Brennstoff → Strom und Wärme) und der „Umweg“ über die Erzeugungskette Brennstoff → Wärme → Kraft → Strom und Wärme, wie bei konventionell thermischen Kraftwerken der Fall, wird vermieden. Dadurch unterliegen Brennstoffzellen dem reversiblen Zellenwirkungsgrad und die maximale theoretische Effizienz wird nicht durch die obere Prozesstemperatur begrenzt, wie es bei Verbrennungskraftmaschinen der Fall ist. Hohe elektrische Systemwirkungsgrade von > 50 % und bei Nutzung der Wärmeenergie Gesamtwirkungsgrade von > 80 % sind mit Brennstoffzellen erreichbar (Akinyele, Olabode, Amole, 2020).

Aufgrund der Abwesenheit bewegter Teile ist der Betrieb einer Brennstoffzelle vibrations- und geräuscharm und voraussichtlich auch mit einem geringeren Wartungsaufwand verbunden, da z.B. zu wechselnde mechanische Verschleißteile und Schmieröle nicht vorhanden sind. Ein weiterer Vorteil liegt in der Vermeidung von Stickoxid und Schwefeloxidemissionen, die massgeblichen Schadstoffe für sauren Regen.

Aufgrund dieser vielversprechenden Eigenschaften werden Brennstoffzellen z.B. als WKK-Heizgeräte weiterentwickelt. Verschiedene Heizgeräte-Hersteller bieten Brennstoffzellen-Heizgeräte bereits am Markt an (Initiative Brennstoffzelle, 2021). Neben fehlenden Langzeit-Erfahrungswerten liegt der entscheidende Nachteil dieser Technologie in den deutlich höheren Kosten gegenüber herkömmlichen WKK-Anlagen. Aus diesem Grund kamen sie bisher vorrangig nur in Bereichen zum Einsatz, in denen Kosten eine nachrangige Rolle spielen, z.B. in Unterseebooten oder in der Raumfahrt.

Es werden verschiedene Brennstoffzellentypen (BZ) erforscht, sowohl bezüglich der Brennstoffe (Wasserstoff, Alkohole, Erdgas) und Oxidationsmittel (Sauerstoff, Wasserstoffperoxid, Salpetersäure), als auch bezüglich des technischen Aufbaus und ihres Einsatzes (stationär oder mobil). Eine grundsätzliche Kategorisierung erfolgt häufig nach Elektrolyten und Betriebstemperatur¹. Zu den Haupttypen gehören (Strauß 2009): Alkalische BZ, Phosphorsaure BZ, Polymerelektrolyt-BZ, Carbonatschmelzen-BZ und Festoxid-BZ.

Grundsätzlich ist mit einer Brennstoffzelle meist eine Wasserstoff-Sauerstoff-Brennstoffzelle gemeint. Der direkte Brennstoff für diese Brennstoffzellen ist Wasserstoff. Aufgrund einer bisher nicht vorhandenen Wasserstoffinfrastruktur sind heutige stationäre Brennstoffzellensysteme zur Strom- und Wärmebereitstellung in Haushalten und Gewerbe auf die Nutzung der heute beim Endkunden vorhandenen Energieträger, überwiegend Erdgas, ausgelegt. Dazu wird in einem Reformier vor der eigentlichen Brennstoffzelle der konventionelle Brennstoff in ein wasserstoffreiches Gas umgewandelt. Im Erdgas enthaltene Schwefelverbindungen müssen zum Schutz der Brennstoffzelle zusätzlich abgetrennt werden und führen zu erhöhtem Apparate- und Wartungsaufwand, als auch zu CO₂-Emissionen.

Weitere Entwicklungsaktivitäten und Kostenreduktion sind für einen weiteren Markteintritt bzw. Markthochlauf der Brennstoffzellentechnologie notwendig.

2.2.2 Motor-Blockheizkraftwerke (BHKW)

Motoren mit interner Verbrennung

Motor-Blockheizkraftwerke (BHKW) werden meist mit einem klassischen Motor mit innerer Verbrennung nach dem Otto- oder Dieselprozess angetrieben. Wegen höheren elektrischen Wirkungsgraden und zur Reduktion von Vibrationen und Schadgasemissionen sowie aufgrund der erhöhten Lebensdauer wird vorrangig das Viertaktprinzip angewendet. Weltweit werden Motor-BHKW mit Nennleistungen von 1 kW_{el} bis zu zweistellige MW_{el} eingesetzt. Für die Motoren von BHKW kleiner bis mittlerer Leistung werden üblicherweise PKW- oder LKW-Motoren modifiziert, für grosse BHKW mit einer Leistung ab 1 MW_{el} und grösser werden häufig Schiffsdieselmotoren angepasst. Dabei werden die grossen Motoren auf den Brennstoff Erdgas im Dieselbetrieb angepasst (Thomas 2011). Elektrische Wirkungsgrade von Ottomotor-BHKW liegen im Bereich von 25 bis 45 %, von Gasturbinen im Bereich von 25 bis 40 % (BKW 2011).

Stirlingmotor

Stirlingmotoren sind Kraftmaschinen mit externer Wärmezufuhr, basierend auf einem geschlossenen thermodynamischen Kreisprozess eines Arbeitsmediums. Die Wärmezufuhr kann durch nahezu jede Wärmequelle erfolgen, u.a. durch Verbrennung beliebiger Brennstoffe. Da keine interne

¹ Niedertemperatur: 80 bis 200 °C | Hochtemperatur: >600 °C

Verbrennung erfolgt, sind Stirlingmotoren sehr wartungsarm und langlebig (Thomas 2011). Sie sind in Leistungsklassen von 1 bis 200 kW verfügbar und erreichen elektrische Wirkungsgrade zwischen 7 bis 28 %.

Einsatz von alternativen Brennstoffen in Motor-BHKW

Erdgas ist heute der vorrangig eingesetzte Brennstoff in Motor-BHKW. Aus der Verwendung industrieller oder biogener Mischgase (Stadtgas, Rückstandsgase, Synthesegase, Biogas ...) bestehen jedoch auch jahrzehntelange Erfahrungen mit Brennstoffgemischen unterschiedlicher und in gewissen Bandbreiten auch schwankender Zusammensetzungen. Grundsätzlich ist es durch Anpassungen möglich, die Motoren auf unterschiedliche Brenngase einzustellen bzw. umzurüsten oder zu konstruieren.

Bei Gasen wie Biogas oder Holzgas aus Holzvergasung, die einen geringeren Heizwert als Erdgas aufweisen aber darüber hinaus vergleichbare Verbrennungseigenschaften wie Erdgas haben, sind die Anpassungen an Motoren vergleichsweise überschaubar.

Bei Wasserstoff als Brennstoff ist der Anpassungsaufwand deutlich höher, da Wasserstoff völlig andere Verbrennungseigenschaften aufweist als Erdgas. Grundsätzlich ist eine Konstruktion von Motor-BHKW für Misch-Verhältnisse aus Methan und Wasserstoff sowie für 100 % Wasserstoff möglich und auch bereits realisiert. Eine Brennstoffflexibilität in Bezug auf den Wasserstoffanteil im Erdgas ist allerdings nur in gewissen Bandbreiten möglich. Für einen Wasserstoffbetrieb müssen Komponenten wie

- Gasdruckregelstrecke,
- Brennstoffeindüsung,
- Motorsteuerung,
- Verdichtungsverhältnis,
- und Luftverhältnis

angepasst werden, weil Wasserstoff andere Verbrennungseigenschaften aufweist. Dazu zählen:

- Hohe Zündwilligkeit (geringere Klopfestigkeit),
- höhere Flammgeschwindigkeit und
- höhere Verbrennungstemperaturen.

Dadurch verbrennt Wasserstoff wandnäher, woraus auch deutlich erhöhte Material- und Sicherheitsanforderungen resultieren: Z.B. müssen Dichtungen und Schmierstoffe angepasst werden, Sicherheitsventile, Armaturen etc. müssen anders ausgelegt und mit Flamm Sperren versehen werden. Auch müssen zusätzliche Explosionsschutzmassnahmen getroffen werden. Das höhere Luftverhältnis zur Verminderung der NO_x-Emissionen führt ausserdem dazu, dass Zu- und Abluftkanäle deutlich grösser dimensioniert werden müssen und insgesamt der Platzbedarf steigt. Für ein Motor-BHKW mit 100 % Wasserstoffbetrieb sind dadurch sowohl höhere Investitions- als auch Betriebskosten zu erwarten.

2.2.3 Dampfturbinen

Dampfturbinen kommen als Energiewandler von thermischer (Dampf-)Energie in Bewegungsenergie zum Antrieb eines Generators in grossen Kraftwerken zum Einsatz, in denen meist ein Festbrennstoff (z.B. Kohle, feste Biomasse, Kehrlicht) verbrannt wird. Der Wärmeeintrag kann aber

auch teilweise oder vollständig aus einem Kernspaltungsprozess², aus Abwärme, z.B. einer Gasturbine (vgl. GuD-Kraftwerk), oder aus Solarwärme (z.B. bei konzentrierten solarthermischen Kraftwerken, hier nicht behandelt) gedeckt werden.

Die Wärme dieser verschiedenen Energiequellen dient im Kessel zur Dampferzeugung. Der Dampf wird über eine Dampfturbine entspannt und in einem Kondensator kondensiert. Die rotierende Welle treibt einen Generator zur Stromerzeugung an. Über die Kesselspeisepumpe wird das Kondensat wieder dem Dampferzeuger zugeführt und der Kreisprozess geschlossen.

In modernen Kraftwerken sind verschiedene Massnahmen zur Erhöhung des Wirkungsgrades dieses hier vereinfacht skizzierten „einfachen“ Dampfprozesses umgesetzt. Dazu zählt neben der Erhöhung der Dampfparameter (Druck und Temperatur des Dampfes, Grenzen sind durch die Materialien gesetzt) z.B. die Zwischenüberhitzung des Dampfes. In der Zwischenüberhitzung wird Mitteldruckdampf nochmals auf Frischdampf Temperatur erhitzt, bevor er in der Mittel und Niederdruckturbine entspannt wird. Eine weitere Massnahme ist die regenerative Speisewasservorwärmung, durch die das Speisewasser mithilfe des Abdampfes und unter Nutzung der Kondensationsenergie vorgewärmt wird.

Aus dem Dampfprozess lässt sich flexibel Prozesswärme und Nutzwärme für Heizzwecke auskoppeln. Im Falle einer WKK-Nutzung erfolgt die Entspannung des Dampfes dann nur bis zu einem Temperatur-/Druckniveau, auf dem die Wärme zur Wärmebereitstellung erfolgen soll, z.B. 1 bar bei 90 °C, 2 bar für 120 °C Heizwärme oder 20 bar für >200 °C Prozesswärme. Dadurch sinkt die elektrische Energieausbeute, jedoch kann durch die Nutzung der Abwärme die Brennstoffenergie insgesamt höher ausgenutzt werden. Typische Leistungsklassen von Dampfturbinen im WKK-Einsatz sind 75 kW bis zu mehreren hundert MW und erreichbare elektrische Wirkungsgrade liegen zwischen 15 und 25 % (BKWK 2011).

2.2.4 Gasturbinen

Gasturbinen sind Anlagen zur Energiewandlung von chemischer Brennstoffenergie in Bewegungsenergie zum Antrieb eines Generators zur Stromerzeugung. Der Gasturbinenprozess besteht aus den Teilschritten Verdichtung, Wärmezufuhr, Expansion und Wärmeabfuhr: Frischluft wird im Verdichter angesaugt und verdichtet, und nimmt anschliessend unter Zugabe eines Brennstoffes in der Brennkammer an der Verbrennung teil. Die heissen Verbrennungsgase mit Temperaturen von bis zu 1500 °C strömen mit hoher Geschwindigkeit in den Expander der Turbine, in dem sie ihre Strömungsenergie über die Schaufelblätter und den Rotor in Rotationsenergie umwandeln, die wiederum über die gemeinsame Welle dem Verdichterantrieb und über einen Generator der Stromerzeugung dient. Das hohe Temperaturniveau der Gasturbinenabgase (450 bis 600 °C) kann als Prozesswärme in industriellen Prozessen oder zur Nutzung in einem nachgeschalteten Dampfprozess genutzt werden. Gasturbinen sind als Mikro-Gasturbinen in einer Leistungsgrösse ab 30 kW erhältlich (Thomas 2011) und erreichen als Kraftwerksgasturbinen bis zu knapp 600 MW Leistung (Siemens AG 2020). Die elektrischen Wirkungsgrade liegen zwischen 25 % und rund 43 % (BKWK 2011, Siemens AG 2020).

² Beispielsweise nutzt die Refuna AG Abwärme aus den Kernkraftwerken Beznau I und II (<https://www.refuna.ch/fernwaerme/grundprinzip>).

Einsatz von Wasserstoff in Gasturbinen

Der überwiegende Brennstoff für Gasturbinen ist heute Erdgas, wobei auch Diesel ein gut geeigneter Brennstoff ist (ähnlich wie in Flugzeugtriebwerken). Der Einsatz von Wasserstoff in Gasturbinen wird mit zunehmender Perspektive von Wasserstoff als Treibhausgas (THG)-neutraler Energieträger diskutiert. Heute am Markt erhältliche Gasturbinen sind in unterschiedlichen Bandbreiten flexibel in Bezug auf Ihre Brennstoffzusammensetzung und lassen je nach Hersteller und Modell Anteile von Wasserstoff in der Grössenordnung von wenigen Vol.-% bis sogar 60 Vol.-% zu. Gasturbinen für den Betrieb mit 100 % Wasserstoff sind technisch machbar und könnten bei entsprechender Marktnachfrage realisiert werden. Derzeit wird zu möglichen Umrüstungen bestehender Anlagen auf Wasserstoff geforscht. Grundsätzlich sind aufgrund der abweichenden Verbrennungseigenschaften von Wasserstoff Anpassungen nötig, besonders in Bezug auf Brenner-technik, NO_x-Handling, Leitungen, Ventile und Explosionsschutz.

2.2.5 Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke

In GuD-Kraftwerken werden die heissen Abgase von Gasturbinen in einem nachgeschalteten Dampfkraftprozess genutzt und dadurch der elektrische Wirkungsgrad gesteigert. Typische Leistungen liegen zwischen wenigen 10 MW in Industrieanwendungen bis mehrere hundert MW in Grosskraftwerken. Die Enthalpie der heissen Gasturbinenabgase wird zur Dampferzeugung in einem Abhitzeessel genutzt, dessen Dampf wiederum über eine Dampfturbine zur Strom- und Wärmeproduktion dient. Dabei werden inzwischen elektrische Wirkungsgrade bis zu 63 % erreicht (Siemens AG 2020). GuD-Kraftwerke zeichnen sich durch eine hohe Flexibilität in Grund-, Mittel und Spitzenlast aus, da die Gasturbinen auch unabhängig vom Dampfteil betrieben werden können.

2.2.6 Sonstige

Geothermiekraftwerke mit Wärmeauskopplung

Geothermie basiert auf der technischen Nutzung der Wärme des Erdinneren, die in geothermische Ressourcen wie Heisswasser-Aquifere, Störungzonen (in der Tektonik) und heisse trockene kristalline Gesteine unterschieden wird (Quaschnig 2011). Durch Tiefenbohrungen werden diese Ressourcen erschlossen und für Heizzwecke und/oder Stromerzeugung nutzbar gemacht. Das erreichbare Temperaturniveau ist aufgrund der technisch limitierten maximalen Bohrtiefe (rund 10 km) limitiert. Der durchschnittliche geothermische Temperaturgradient beträgt 1 °C/33 m, in einer Tiefe von 3300 m liegt im Mittel also eine Temperaturzunahme um 100 °C vor. Typische Temperaturniveaus der Geothermie liegen im Bereich von < 100 bis 300 °C. Die geothermische Stromerzeugung erfordert aufgrund der niedrigen Temperaturen neue Kraftwerkskonzepte. Dazu zählen Direktampfnutzung, Flash-Kraftwerke, ORC-Kraftwerke und Kalina-Kraftwerke.

Die Wirkungsgrade der geothermischen Stromerzeugung sind aufgrund der niedrigen Prozesstemperaturen gering (< 12%), sodass der Wärmenutzung eine hohe Bedeutung zukommt. Für Zeiten von Überschusswärme, wie im Sommer, kann geothermische Stromerzeugung den Nutzungsgrad der Bohrung und damit die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage steigern.

Direktdampfnutzung und Flash-Kraftwerke

Wenn in der Quelle bereits Dampf vorkommt, kann dieser direkt in einer Turbine entspannt und so zur Stromproduktion genutzt werden. Flash-Kraftwerke erzeugen den Dampf durch die Teilentspannung von Thermalwasser bei Temperaturen von über 150 °C, das unter Druck steht. Je nach Prozess kommen eine oder bis zu drei Entspannungsstufen und Wasserabscheider zum Schutz der Turbinen zum Einsatz (Bundesverband Geothermie, 2021).

Organic-Rankine-Cycle-Anlagen

Der ORC-Process ist ein Rankine-Kreisprozess mit organischem Arbeitsmedium, das aufgrund der niedrigen Temperatur und Druckparameter ausgewählt wird. Das Arbeitsmedium wird im Kreisprozess erwärmt, verdampft, in einer Turbine entspannt und anschliessend abgekühlt sowie kondensiert. Nach anschliessender Kompression durch eine Pumpe beginnt der Kreisprozess erneut. Organische Arbeitsmittel erhöhen den Aufwand und die Kosten ggü. der Verwendung von Wasserdampf im Dampfprozess aufgrund erhöhter Korrosion, speziellen Turbinen und Wärmeübertragern sowie höheren Anforderungen an die Systemabdichtung. Je nach Temperaturniveau liegen die Nettowirkungsgrade der Stromerzeugung in der Grössenordnung von 10 % (Kaltschmitt 2006) bis 20 % (Quoilin 2013).

Kalina-Prozess

Der Kalina-Prozess ist ein weiterer Prozess zur Nutzung von Wärme auf niedrigem Temperaturniveau, bei dem ein Zweistoffgemisch als Arbeitsmittel eingesetzt wird, beispielsweise Wasser und Ammoniak. Gegenüber dem ORC-Prozess können dadurch etwas höhere Wirkungsgrade erzielt werden, jedoch führt das Ammoniakgemisch zu hohem Aufwand bezüglich Wartung und Anlagensicherheit, weshalb sich das Verfahren bisher nicht durchsetzen konnte.

Dampfmaschinen

Dampfmaschinen sind Kolbendampfmaschinen, die als Expansionsmaschinen im Dampfkraftprozess statt einer Dampfturbine zum Einsatz kommen können. Sie finden aber nur noch in Sonderfällen Anwendung und kommen üblicherweise im kleineren Leistungsbereich von 100 kW bis 1 MW zum Einsatz (Cerbe/Wilhelms 2007). Der elektrische Wirkungsgrad von Dampfmaschinen-WKK liegt im Bereich von 5 bis 15 %.

3 Aktueller Einsatz von WKK-Anlagen

3.1 Entwicklung WKK Schweiz

Im Jahr 2019 wurden in der Schweiz rund 3.8 TWh (5.2 % der schweizerischen Stromerzeugung) über thermische Stromerzeuger ins Stromnetz eingespeist (ohne Kernkraftwerke), wobei rund 49 % dieser erzeugten Strommengen aus ungekoppelten thermischen Kraftwerken (insb. Kehrichtverwertungsanlagen (KVA)) und 51 % aus gekoppelten WKK-Anlagen (gemäss der Definition in der WKK-Statistik, siehe Kapitel 3.2) stammen. Die Anteile Stromerzeugung bei WKK werden aufgeteilt in rund 14 %-Punkte aus KVA, 13 %-Punkte aus Fernheizkraftwerken sowie insgesamt 24 %-Punkte aus grossen und kleinen WKK-Anlagen (BFE 2020).

Insgesamt waren in der Schweiz im Jahr 2019 rund 900 WKK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von 538 MW in Betrieb, wovon 48 Anlagen zu den sog. Gross-WKK-Anlagen gehören. Die Anzahl WKK-Anlagen hatte zwischen 2013 und 2018 stark abgenommen, und nahm im Jahr 2019 erstmals wieder zu. 2019 wurden neun WKK-Anlagen (oder 41 MW_{el} elektrische Leistung) mehr gezählt als noch im Vorjahr 2018 (WKK-Statistik 2019). Diese kurzfristige Entwicklung ist im Wesentlichen auf eine Re-Klassifizierung bzw. Ertüchtigung von drei KVA zurückzuführen, welche bisher als KVA ohne WKK in der Statistik vermerkt waren und seit 2019 als KVA mit WKK geführt werden. Zusätzlich wurden drei weitere Gross-WKK installiert.

Im Bereich der Gross-WKK sind im Jahr 2019 sechs Anlagen neu dazugekommen mit einer zusätzlichen Leistung von 41 MW_{el}. Mit der zusätzlich installierten Leistung konnten im Jahr 2019 248 GWh mehr Strom am Markt bereitgestellt werden als im Vorjahr. Mit diesem Zubau bei den grossen WKK konnte der rückläufige Trend bei der installierten WKK-Leistung zumindest vorerst gestoppt werden. Die genannten Gross-WKK-Anlagen kommen insbesondere im industriellen Umfeld zum Einsatz (chemische Industrie) und verfügen im Mittel über eine installierte elektrische Leistung von rund 7 MW_{el}.³

Das Segment der Klein-WKK teilt sich im Wesentlichen auf die Einsatzgebiete in Kläranlagen (29.5 MW_{el}), Biogasanlagen in Landwirtschaft und Industrie/Gewerbe (42.5 MW_{el}) sowie in fossile BHKW in Gebäuden, Industrie und Infrastruktur (65.2 MW_{el}) auf. Der Mittelwert aller installierten Klein-WKK Anlagen liegt bei einer installierten Leistung von 116 kW_{el}. Rund 33 % dieser Anlagen liefert eine Leistung von 100 kW_{el} bis 350 kW_{el}. Ein positives Leistungssaldo gegenüber dem Vorjahr weisen für Klein-WKK der Bereich der Biogas-Anlagen in der Landwirtschaft (+0.5 MW_{el}) sowie die Kläranlagen mit Gasturbinen (+0.41 MW_{el}) aus. Die installierte Leistung bei fossilen Klein-WKK hat gegenüber dem Vorjahr um 1.4 MW abgenommen.

Neben den genannten Neuinstallationen (positives Leistungssaldo) werden zudem laufend Altanlagen ersetzt. Diese führte in den vergangenen Jahren insgesamt jeweils zur Neuinstallation von rund 50-60 Gasmotoren-BHKW pro Jahr, wobei in 2019 unterdurchschnittlich viele Anlagen ersetzt wurden (insg. 38), die eine Leistung von rund 5.6 MW_{el} ausmachten. In den Vorjahren wurden jeweils zwischen 8 und 12 MW_{el} ersetzt (WKK-Statistik 2019). Neuere Technologien, wie z.B.

³ Dabei werden zur Abgrenzung nur BHKW grösser 10 MW und Gasturbinen grösser 1 MW dem Segment der Gross-WKK zugeordnet.

Brennstoffzellen-WKK werden im Rahmen von Demonstrations- und Pilotanlagen ebenfalls installiert, weisen aber sehr tiefe installierte Leistungen aus (kleiner 10 kW_{el} pro Jahr).

Der generell abnehmende Trend bzgl. der Anzahl und installierten Leistungen der WKK-Anlagen war seit 2006 feststellbar (insb. Klein-WKK), seit Ende 2013 verstärkte sich der Trend. 2013 lag die installierte, maximale elektrische Leistung in WKK-Anlagen noch bei rund 600 MW_{el} (2019: 539 MW). Der Rückgang seit 2013 ist auf den Wegfall von drei Gross-WKK mit einer elektrischen Leistung von insg. 87 MW_{el} und den weiteren Wegfall von rund 110 Klein-WKK mit einer installierten Leistung von insgesamt 10 MW_{el} zurückzuführen. Auf Grund der Entwicklung in 2019 ist unklar, ob ein Trendbruch effektiv vollzogen wurde oder ob nur auf Grund von einmaligen Sondereffekten die Zahl und Leistung der WKK im Jahr 2019 wieder zugenommen hat.

Entsprechend der rückläufigen installierten Leistung der WKK-Anlagen konnte auch ein Rückgang bei den erzeugten Strommengen bis 2018 beobachtet werden (nicht wetterbereinigt). Die Abnahme von rund 200 GWh bei den Gross-WKK und von rund 80 GWh bei den Klein-WKK konnte teilweise durch den Zubau der WKK-Fernheizkraftwerke (+70 GWh) sowie in 2019 durch die zusätzlichen sechs Gross-WKK Anlagen kompensiert werden.

In den 1990-Jahren hatte noch ein deutlicher Ausbau der WKK-Anlagen stattgefunden. Wie dargestellt hat die installierte WKK-Leistung und WKK-Stromerzeugung nach 2006 bzw. verstärkt ab 2013 abgenommen. Wir gehen davon aus, dass insbesondere die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für WKK (sinkendes nationales und internationales Strompreiseniveau und damit Absenkung der Rücklieferatarife, Erhöhung Brennstoffpreise u.a. wegen der CO₂-Abgabe und damit verbunden ungünstige Entwicklung des Preisunterschieds zw. Brennstoffinput und Stromoutput, Wegfall Industriestandorte, etc.) zu diesem Rückgang geführt haben. Eine stark positive Veränderung der genannten Parameter ist aus heutiger Sicht nicht deutlich erkennbar, womit weiterhin ungünstige Rahmenbedingungen eine wirtschaftliche Umsetzung von WKK-Projekten kaum ermöglichen. Wie erwähnt bleibt derzeit unklar, inwieweit die Zunahme der WKK in 2019 einer längerfristigen Entwicklung entspricht.

3.2 Anbindung an die Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+)

Für die weitere Betrachtung der WKK in diesem Exkurs ist die Definition von WKK-Anlagen im Sinne der WKK-Statistik (BFE 2020) und im Rahmen der EP 2050+ wichtig, um Unterschiede bei den Potenzialen und dem zukünftigen Technologie-Einsatz aufzeigen zu können.

Nach Definition in der WKK-Statistik werden Anlagen als solche erfasst, bei denen der Gesamtnutzungsgrad (ETA_{tot}) bei über 60% liegt, d.h. dass insgesamt über 60% der verfügbaren Energie als Wärme oder Elektrizität genutzt werden können. Darüber hinaus ist definiert, dass der Elektrizitätsnutzungsgrad (ETA_{el}) über 5% liegen muss, damit eine Anlage als WKK-Anlage definiert wird. Auf Grund dieser Definition werden in der WKK-Statistik einige der bestehenden KVA-Anlagen entweder als Heizkraftwerke (ETA_{el} < 5%) oder als Kraftwerke (ETA_{th} < 50%) definiert. In den Energieperspektiven und im vorliegenden Exkurs wird diese Definition erweitert, d.h. Anlagen mit tieferem ETA_{tot} als 60% werden ebenfalls als WKK-Anlagen betrachtet. Somit werden alle stromerzeugenden Anlagen, bei denen eine Wärmeauskopplung erfolgt, im Rahmen der EP 2050+ und in diesem Bericht als WKK-Anlagen bezeichnet.

Grundsätzlich werden die Eckwerte der WKK-Statistik (BFE 2020) für die Modellierung des heutigen WKK-Einsatzes im Rahmen der EP 2050+ herangezogen. Darüber hinaus werden eigene Ab-

schätzungen zum Potential und zur Kostenentwicklung von WKK-Anlagen durchgeführt (siehe Kapitel 4), welche von den Ergebnissen aus UVEK (2012) abweichen können. In den EP 2050+ ebenfalls berücksichtigt wird das stündliche Erzeugungsprofil von WKK-Anlagen, das sich aufgrund des Einsatzes der Anlagen durch Deckung des Wärmebedarfs bzw. bei stromgeführter Fahrweise aufgrund der Strompreise ergibt. Dies ist zukünftig insbesondere im Hinblick auf die möglichen Erzeugungsleistungen im Winterhalbjahr von Bedeutung.

Auf Grund der derzeitigen Ausnutzung der Energiepotentiale in bestehenden KVA ist davon auszugehen, dass ein weiteres Potenzial zur Strom- und Wärmeerzeugung insb. in KVA zur Verfügung steht. Der mittlere Ausnutzungsgrad bei KVA in der Schweiz liegt derzeit bei rund 45-50% (siehe WKK-Statistik 2018).

4 Herleitung des Einsatzes von WKK-Anlagen in den Szenarien der Energieperspektiven

Im Szenario ZERO der Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+) werden verschiedene Varianten analysiert, in denen die Erreichung des Ziels von Netto-Null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 in der Schweiz gewährleistet ist. Die Wärme-Kraft-Kopplung spielt dabei eine wichtige Rolle in der Bereitstellung von Strom und Wärme. Die dabei eingesetzten Anlagen dürfen jedoch aufgrund des Treibhausgasziels langfristig keine CO₂-Emissionen mehr ausstossen. Davon ausgenommen sind Anlagen, die fossile Brennstoffe einsetzen, welche nicht oder nur schwer ersetzt werden können. Dies spielt vor allem für Kehrrechtverwertungsanlagen eine Rolle, da in diesen Anlagen weiterhin gewisse fossilen Anteile im eingesetzten Müll verbleiben, die auch mit CCS nicht vollständig vermieden werden können.

Wie schon erwähnt werden in den EP 2050+ und auch im Rahmen dieses Exkurses nicht nur WKK-Anlagen in der Definition der WKK-Statistik (vgl. Kapitel 3), sondern die gesamte gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung als WKK-Anlagen betrachtet. D.h. sobald bei einer Anlage eine Wärmeauskopplung aus der thermischen Stromerzeugung erfolgt, wird von einer gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in WKK-Anlagen gesprochen. Wenn im Folgenden von „WKK-Anlagen“ gesprochen wird, ist damit jeweils die erweiterte Definition von WKK-Technologien gemeint. In dieser Definition enthalten ist die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung in Kehrrechtverwertungsanlagen, konventionell-thermischen Kraftwerken, Kraftwerken unter Einsatz von Biogas und fester Biomasse sowie Klärgas und perspektivisch auch Tiefengeothermie-Kraftwerke mit Wärmeauskopplung.

Neben der Reduktion der Treibhausgasemissionen werden in den Energieperspektiven weitere Kriterien herangezogen, um die technologischen Entwicklungspfade zu bestimmen.

- Potenzialrestriktionen setzen Grenzen für den Einsatz bestimmter Energieträger. Für WKK-Anlagen besonders relevant sind Potenzialrestriktionen für feste und gasförmige Biomasse.
- Daneben bestehen auch Restriktionen in der technischen Umsetzbarkeit (z. B. Zubauraten pro Jahr, Wirkungsgrade, Wärmenutzungsgrad), welche die Entwicklung bestimmter Technologien beeinflussen.

Neben diesen rahmensetzenden Einflussfaktoren werden weitere Kriterien in der Abwägung der Ausgestaltung der Technologiepfade berücksichtigt.

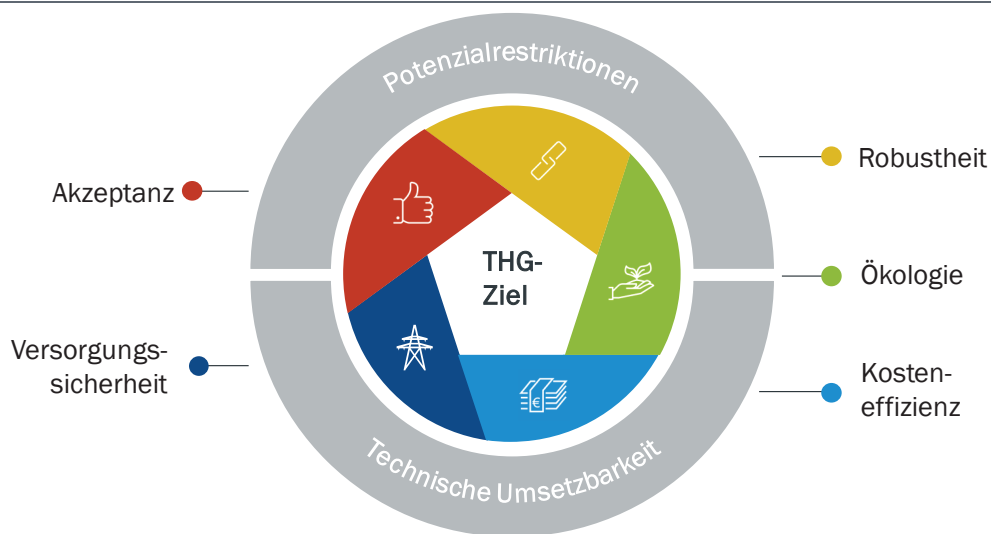
- Kosteneffizienz stellt ein wichtiges Kriterium für die Entwicklung des Energiesystems dar. Das Treibhausgasziel soll zu möglichst geringen (direkten) volkswirtschaftlichen Kosten erreicht werden.
- Versorgungssicherheit, insbesondere im Strom- und Wärmebereich, aber auch die Sicherstellung der Versorgung mit weiteren Energieträgern (z.B. Gas, Biomasse), ist ein zentrales Kriterium für die Beurteilung des zukünftigen Energiesystems.
- Gesellschaftliche Akzeptanz kann die Entwicklung bestimmter Technologien hemmen oder fördern – entsprechend ist eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz ein wichtiges Element in der Ausgestaltung des Technologiemixes für das Netto-Null-Ziel.

- Zudem sollte die Erreichung des Treibhausgasziels robust sein, d.h. auch bei einer leichten Änderung der Rahmenbedingungen, technologischer Parameter und sonstiger Annahmen noch erreichbar sein.
- Ökologische Kriterien, wie Emissionen sonstiger Luftschadstoffe, Auswirkungen auf Luft, Böden und Gewässer sowie die nachhaltige Nutzung von Biomassepotenziale sind ebenfalls zu berücksichtigen.

Abbildung 4 gibt einen Überblick über die in den Energieperspektiven verwendeten Kriterien.

Abbildung 4: Kriterienkatalog

Kriterien für die Ausgestaltung der Varianten zur Erreichung des Netto-Null-Ziels in den EP 2050+



Eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2021

Im Folgenden werden die für den Einsatz von WKK-Anlagen zentralen Kriterien diskutiert und es werden die wesentlichen Hintergründe für die Entwicklungspfade der WKK-Anlagen in den EP 2050+ hergeleitet.

4.1 Treibhausgasziel

Die zentrale Zielgrösse des ZERO-Szenarios der Energieperspektiven 2050+ ist die Senkung der Treibhausgasemission auf Netto-Null im Jahr 2050. Entsprechend muss auch die Strom- und Wärmeerzeugung der WKK-Anlagen treibhausgasfrei sein oder es müssen die entstehenden Treibhausgasemissionen vollständig mit Negativemissionen kompensiert werden.

Im Jahr 2019 betrug der Anteil nicht-erneuerbarer Stromerzeugung an der gesamten Stromerzeugung aus thermischen Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung in der Schweiz noch rund 50 %. Ein Grossteil davon entfiel auf Kehrriichtverwertungsanlagen (mit einem fossilen Anteil des Mülls von gegenwärtig rund 50 %) und erdgasbefeuerte WKK-Anlagen. Im Vergleich dazu betrug der Anteil fossiler Stromerzeugung an der gesamten Stromerzeugung aus WKK-Anlagen (in der engeren Definition der WKK-Statistik, vgl. Kapitel 3.2) in der Schweiz noch rund 16 %. Ein

Grossteil davon entfiel auf erdgasbefeuerte WKK in den Einsatzgebieten Industrie, Fernheizkraftwerke und Gebäude/Dienstleistungen.

Um die Treibhausgasemissionen zu reduzieren ist bei WKK-Anlagen insbesondere der Wechsel der Brennstoffe relevant. Bei gasbefeuerten BHKW und Gasturbinen/GuD-Anlagen ist dabei der Ersatz von Erdgas durch Biogas (bzw. Biomethan) eine Option. Biomethan kann dem Gasnetz beigemischt werden und auch in bestehenden Anlagen verwendet werden. Bei einem vollständigen Ersatz von Erdgas durch Biogas ist die Strom- und Wärmeerzeugung aus WKK-Anlagen CO₂-neutral möglich. In den ZERO-Varianten der EP 2050+ wird bis 2050 ein beinahe vollständiger Ersatz des bestehenden Erdgases durch Biogas unterstellt. Darüber hinaus kann in WKK-Anlagen auch feste Biomasse in Holzheizkraftwerken eingesetzt werden. Beim Einsatz von Biogas und fester Biomasse sind jedoch die entsprechenden Potenzialgrenzen der Rohstoffe und deren Nutzung in anderen Bereichen zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 4.2).

Beim Einsatz von Biogas bzw. Biomethan ist das bei der Produktion und in den Gasmotoren freierwerdende Methan (Methanschlupf) in der Berechnung der Emissionen zu berücksichtigen. Ein hoher Anteil des eingesetzten Biogases wird jedoch aus Hofdünger erzeugt, wodurch auch bei konventionellem Einsatz dieser Rohstoffe Methan entweichen würde.

Eine weitere Möglichkeit der CO₂-neutralen Strom- und Wärmeerzeugung aus WKK-Anlagen besteht grundsätzlich auch durch den Einsatz von strombasierten Brennstoffen (insbesondere Wasserstoff bzw. strombasiertes Methan). Dabei sind jedoch perspektivisch hohe Kosten für diese Energieträger, höhere Anlagen- und Netzinfrastrukturkosten beim Einsatz von Wasserstoff und die weiter bestehende Importabhängigkeit vom Ausland sowie die damit verbundenen Unsicherheiten zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 4.3).

In Kehrriechtverwertungsanlagen werden aktuell zu rund 50 % erneuerbare Energieträger eingesetzt (geschätzter erneuerbarer Anteil des Abfalls). Auf Basis der in den EP 2050+ herangezogenen VBSA Studie (2017) ist jedoch davon auszugehen, dass die erneuerbaren Anteile des Abfalls im Zeitverlauf zurückgehen, weil durch eine verbesserte Mülltrennung diese Mengen getrennt erfasst und vergärt werden. Damit ergibt sich beim Brennstoffeinsatz der Kehrriechtverwertungsanlagen ein rückläufiger erneuerbarer Anteil und somit steigende CO₂-Emissionen – bei in etwa gleichbleibenden Müllmengen gemäss der zugrundeliegenden Studie des VBSA (2017)⁴. Für Kehrriechtverwertungsanlagen verbleibt daher der Einsatz von CCS zur Abscheidung des weiterhin entstehenden CO₂. Durch den erneuerbaren Anteil des Kehrriechts werden damit Negativemissionen erzeugt, die bei der Erreichung des Netto-Null Ziels gegengerechnet werden können (vgl. auch den im Rahmen der EP 2050+ erarbeiteten Exkurs zum Thema Negativemissionstechnologien/CCS (Prognos, TEP Energy, Infrac (2021a)).

Eine weitere Option zur CO₂-freien, gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung liegt in der Verwendung der Abwärme aus Tiefengeothermieanlagen. Bei einem hohen Ausbau erneuerbarer Energien beträgt die Stromerzeugung aus Geothermie im Jahr 2050 im Szenario ZERO (mit Ausnahme der Strategievariante „aktuelle Rahmenbedingungen“) der EP 2050+ rund 2 TWh. Entsprechend liegt ein umfangreiches (theoretisches) Abwärmepotenzial von mehr als 10 TWh vor.

⁴ In den Szenarien der EP 2050+ wurde keine forcierte Emissionsvermeidung im Kehrriechtaufkommen durch eine Umstellung auf Kreislaufwirtschaft oder vergleichbare Massnahmen wie Bioplastik etc. unterstellt. Solche Massnahmen würden eine weitere Option zur Erreichung des Netto-Null-Ziels darstellen. Die Auswirkungen auf die unterstellten Rahmenbedingungen, wie z.B. der Branchenentwicklung im Industriesektor sind jedoch unsicher.

4.2 Potenzialrestriktionen und technische Umsetzbarkeit

4.2.1 Biomasse-Potenziale

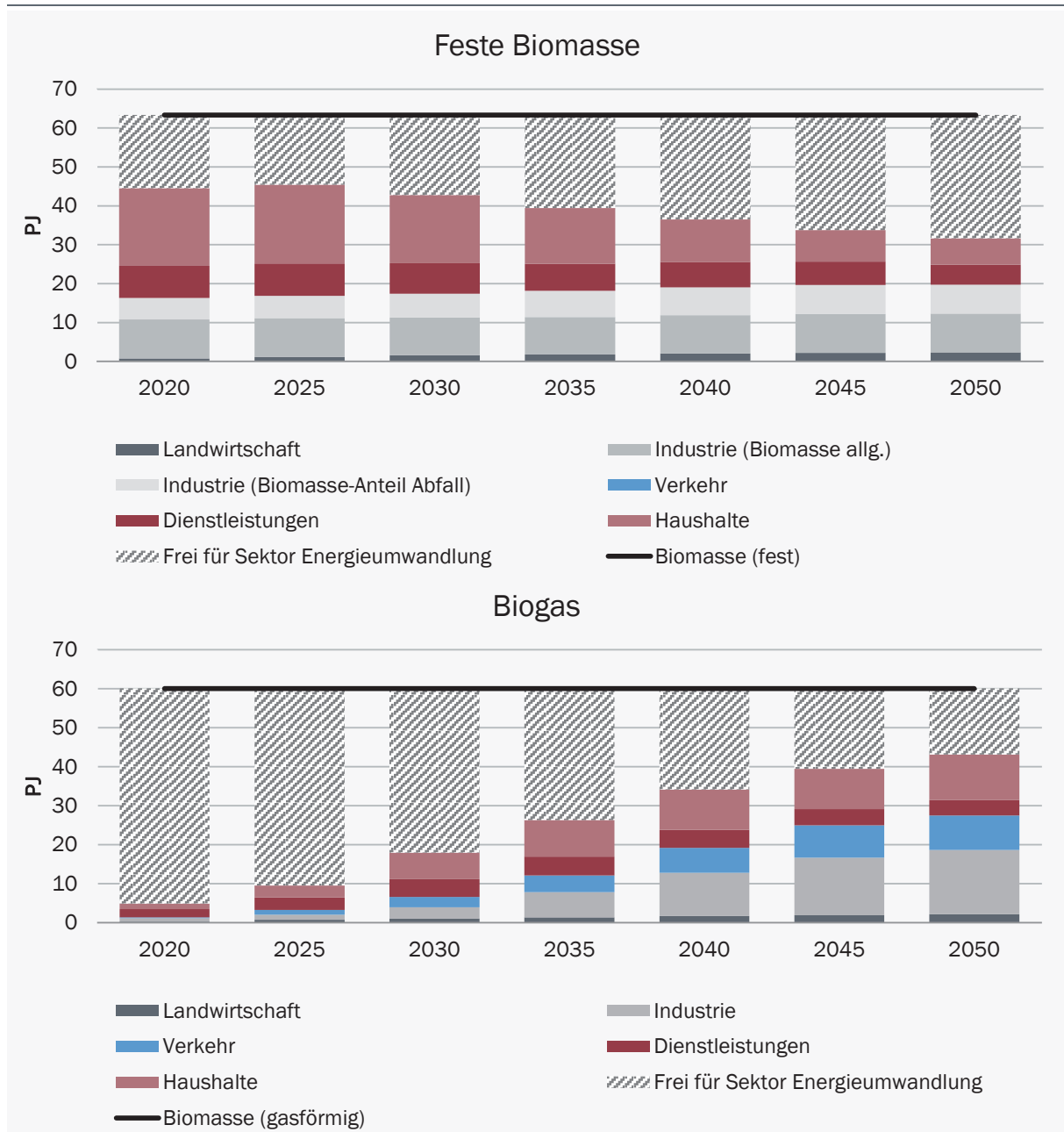
Beim Einsatz von Biomasse (fest bzw. Biogas) in WKK-Anlagen sind Potenzialrestriktionen zu berücksichtigen. Die Potenziale für den Einsatz von Biomasse, die in den Szenarien der EP 2050+ unterstellt wurden, beruhen auf einer Studie des WSL (2017), in welcher das Biomasse-Potenzial für die Schweiz analysiert wurde. Daneben bestehen Importpotenziale, wobei eine nachhaltige Nutzung der globalen Biomassepotenziale unterstellt wird. Diese entstammen einer Studie von IINAS (2017). Die Importanteile der in den EP 2050+ unterstellten Biomassepotenziale liegen damit bei rund 12 % für feste Biomasse und bei rund 72% für Biomethan (Prognos/TEP Energy/Infra 2021b).

Wenn das Ziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen für die Schweiz im Jahr 2050 erreicht werden soll, muss die verfügbare Biomasse möglichst effizient und unter Berücksichtigung der in den verschiedenen Sektoren vorhandenen Alternativen für eine CO₂-freie Energieversorgung alloziert werden. Für die Verwendung in WKK-Anlagen kann daher nur ein gewisser Teil der Potenziale berücksichtigt werden. Insbesondere im Industriesektor sind feste Biomasse und Biogase wertvolle Energieträger, da für die hohen Temperaturniveaus in der Bereitstellung von Prozesswärme wenige Alternativen (zu relativ tiefen Kosten) vorhanden sind. Auch im Verkehrssektor wird im Szenario ZERO insbesondere bei Lkws ein gewisser Anteil von biogasbetriebenen Fahrzeugen angenommen. Der Einsatz von Biomasse für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ist im Szenario ZERO rückläufig, es verbleiben aber gewisse Mengen an (fester) Biomasse insbesondere in Gebäuden mit Dämmrestriktionen und in Regionen ohne Anschlussmöglichkeit an Wärme- und Gasnetze.

Abbildung 5 zeigt die Verfügbarkeit von fester Biomasse und Biogas für den Sektor Energieumwandlung unter Berücksichtigung des Einsatzes von Biogas und fester Biomasse in den Energienachfragesektoren.

Abbildung 5: Biomassepotenziale und Potenzialausschöpfung (inkl. Importe)

Potenzialausschöpfung in den Nachfragesektoren und verbleibende Potenziale (Szenario ZERO Basis)



Eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2021

Wie in Abbildung 5 dargestellt, verbleiben nach Abzug der in den Nachfragesektoren eingesetzten Mengen im Jahr 2050 noch rund 49 PJ Biomasse für den Einsatz im Sektor Energieumwandlung. Dieses Restpotenzial teilt sich auf in 32 PJ feste Biomasse und 17 PJ gasförmiger Biomasse.

Bei der festen Biomasse werden einerseits Potenziale aus den Sektoren Private Haushalte und Dienstleistungen frei. Andererseits kommt es zu einem Anstieg der Nutzung im Industriesektor. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Einsatz von fester Biomasse in Kehrrichtverwertungsanlagen aktuell rund 25 PJ beträgt. Hinzu kommt der Einsatz in bestehenden Biomasse-Kraftwerken.

Mit diesem Einsatz wird das Biomassepotenzial aktuell unter dem Kriterium eines nachhaltigen Biomassenutzung übernutzt. Damit ist in Zukunft kein wesentlicher Ausbau von WKK-Anlagen unter Verwendung von fester Biomasse möglich.

Für die Strom- und Wärmeproduktion in WKK-Anlagen werden aktuell nur rund 3 PJ Biogas eingesetzt. Durch die verfügbaren Mengen an Biogas ist trotz des steigenden Verbrauchs in den Nachfragesektoren in Zukunft ein zusätzlicher Einsatz von Biogas im Sektor Energieumwandlung möglich. Aufgrund der hohen Effizienz ist ein Einsatz in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung anzustreben. Allerdings fällt rund 50 % dieser Biogas-Mengen dezentral an (E-Cube 2018) und kann damit nur bedingt bzw. mit Mehrkosten zu Biomethan aufbereitet werden. Zudem ist der Wärmebedarf bei dezentraler Verwendung (mehrheitlich in Landwirtschaftsbetrieben) beschränkt, wodurch der Fokus dieser Anlagen auf der Stromerzeugung liegt. Die restlichen rund 50 % des inländischen Biogas-Potenzials können zu Biomethan aufbereitet, in das Gasnetz eingespeist und somit in zentralen Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Der Einsatz von Biogas kann auch in bestehenden Gaskraftwerken der Fernwärmeversorgung erfolgen und zur Spitzenlastabdeckung im Wärmenetz dienen (vgl. Kapitel 4.4).

Neben dem Einsatz von Biomasse in WKK-Anlagen ist für die CO₂-freie Strom- und Wärmeerzeugung auch der Einsatz von strombasierten Energieträgern wie Wasserstoff möglich. Für strombasierte Energieträger bestehen Potenzialgrenzen in der Verfügbarkeit ausreichender Potenziale erneuerbarer Energien für die Bereitstellung von CO₂-freiem Strom. Potenziale dafür sind global grundsätzlich in grossem Umfang vorhanden, allerdings sind die Kosten strombasierter Energieträger insbesondere bei weniger guten Standortbedingungen der erneuerbaren Stromerzeugung (d.h. mit tieferen Volllaststunden) hoch. Potenzialgrenzen für strombasierte Energieträger werden in den hier durchgeführten Analysen jedoch nicht betrachtet. Die wesentlichen Herausforderungen im Einsatz von strombasierten Energieträgern liegen vor allem in den auf absehbare Zeit hohen Kosten dieser Energieträger.

4.2.2 Sonstige Restriktionen in der Umsetzung

Abgesehen von Restriktionen durch Biomassepotenziale gibt es weitere Faktoren, die den Ausbau von WKK-Anlagen hemmen können.

WKK-Anlagen in Fernwärmenetzen sind auf einen ausreichenden Absatz von Wärme angewiesen, um eine hohe Gesamtenergieeffizienz aufzuweisen. Entsprechend stellt die ggf. zu langsame Erschliessung neuer Wärmebedarfe und der Ausbau der Netzinfrastruktur ein mögliches Hemmnis dar. Dieser Ausbau ist auf Grund der teilweise komplexen Projektentwicklung nicht beliebig schnell möglich, wodurch neuer Wärmebedarf für die Fernwärmeversorgung nicht entsprechend schnell erschlossen werden kann. Dies senkt die Attraktivität eines Ausbaus von WKK-Anlagen durch eine geringe realisierbare Wärmeauskopplung. In den EP 2050+ werden die Potenziale zur Erschliessung von Fernwärmenetzen im Rahmen einer Analyse des räumlichen Wärmebedarfs und der Wärmeerzeugungspotenziale analysiert. Auf Basis dieser Analyse werden Entwicklungspfade für den Fernwärmebedarf unter Kostenkriterien für den Netzanschluss bestimmt. Diese Analysen dienen auch als Grundlage für die Entwicklung der WKK-Pfade.

Bei der Nutzung der Abwärme von Tiefengeothermie-Anlagen gibt es Unsicherheiten, was die Erschliessbarkeit von ausreichenden Wärmepotenzialen im Untergrund, die Standorte dieser Anlagen und die Möglichkeit der Integration der anfallenden Abwärme in Wärmenetzen betrifft. Der Untergrund der Schweiz ist bisher noch nicht ausreichend gut bekannt, wodurch Unsicherheiten

hinsichtlich der Verfügbarkeit von ausreichender Erdwärme für die Nutzung in Geothermie-Kraftwerken bestehen. Werden die Anlagen in grosser Entfernung zu Wärmenetzen errichtet, ist die Integration der Abwärme eine gewisse Herausforderung. Entfernungen von 20 bis 30 km sind für die Zuleitung der Abwärme durchaus umsetzbar, erfordern aber sichere Rahmenbedingungen hinsichtlich der Realisierbarkeit der Abwärmepotenziale in der Wärmenetzplanung.

4.3 Kosteneffizienz

Kosteneffizienz stellt ein wesentliches Kriterium für die Ausgestaltung des Technologiemixes im Szenario ZERO dar. Die Technologiepfade zur Erreichung des Netto-Null-Ziels sollen möglichst geringe (direkte) volkswirtschaftliche Kosten verursachen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für die Berechnung der volkswirtschaftlichen Kosten im Rahmen der EP 2050+ Investitionskosten annuitätisch berechnet werden. Der dabei angesetzte (volkswirtschaftliche) Zinssatz beträgt langfristig 1.6 % und berücksichtigt keine Risikoaufschläge und sonstige Zweitrundeneffekte.

Für den Vergleich der Kosten mit alternativen Erzeugungstechnologien werden hier Strom- bzw. Wärme-Gestehungskosten herangezogen. WKK-Anlagen können sowohl Strom als auch Wärme bereitstellen. Entsprechend ist für eine Einordnung der Kosten von WKK-Anlagen ein Vergleich der Kosten mit alternativen, ungekoppelten Technologien für die Strom- bzw. Wärmebereitstellung notwendig. Die Kosten der WKK-Anlagen müssen dabei mit einem passenden Ansatz auf die beiden Nutzenergieformen aufgeteilt werden, um einen konsistenten Vergleich zu ermöglichen. Dies erfolgt durch eine Grenzkostenbetrachtung im Vergleich zu einer adäquaten Referenzwärmanlage. Eine Alternative wäre eine Proportionalitätsbetrachtung über eine Aufteilung der Kosten entsprechend der ausgekoppelten Mengen an Strom bzw. Wärme. Dabei sind die Effekte auf die ausgewiesenen Strompreise jedoch stark von dem Verhältnis der ausgekoppelten Wärme zur Stromerzeugung abhängig.

Die Gestehungskosten für Strom und Wärme aus WKK setzen sich im Wesentlichen aus drei Komponenten zusammen. Neben den Energiepreisen z.B. für Erdgas oder Biomasse, sind dies die Investitionskosten bzw. die Kapitalkosten sowie Kosten für Betrieb und Unterhalt der WKK-Anlagen. Bei WKK-Anwendungen, bei denen die Energiekosten die Kostenstruktur dominieren, führen die oben aufgeführten Kostenallokationsmethoden zu ähnlichen Ergebnissen. Bei Anwendungen, bei denen die Kapitalkosten dominieren, führt die Grenzkostenbetrachtung zu wahrnehmbaren höheren Stromgestehungskosten als die proportionale Aufteilung.

In den folgenden Analysen zu den Kosten von WKK-Anlagen werden keine Wirtschaftlichkeitsanalysen aus der Sicht von Endverbrauchern bzw. Investoren durchgeführt. Dies würde weitere Annahmen zur Entwicklung des regulatorischen Rahmens (insb. zu CO₂-Abgaben, Rückvergütungstarifen und möglichen Fördermechanismen) erfordern. Im Szenario ZERO der EP 2050+ werden die analysierten technischen Massnahmen zur Erreichung des Treibhausgasziels jedoch nicht mit Instrumenten hinterlegt. Daher ist der regulatorische Rahmen für die Zielerreichung bisher noch offen. Der Vergleich der Gestehungskosten erfolgt somit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht. Eine Bewertung aus einzelwirtschaftlicher Sicht kann (z.B. unter bestehenden Rahmenbedingungen) davon abweichen.

4.3.1 Dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung

Kennzeichnend für die dezentralen Anlagen ist, dass die effektiv installierte WKK-Leistung für den spezifischen Leistungspreis relevant ist. Insbesondere sehr kleine WKK-Anlagen weisen im Verhältnis hohe „Balance of Plant“-Kosten⁵ auf, wobei projektspezifische Unterschiede bei den Investitionskosten zusätzlich zu einer gewissen Bandbreite der Gestehungskosten beitragen können. Um dies aufzuzeigen, werden tiefe, mittlere und hohe Investitionskosten unterschieden. Die entsprechenden Daten wurden von TEP Energy mittels eines spezifischen Rasters im Rahmen eines Kundenprojekts erhoben, ähnlich wie durch Gantner, Jakob et al. (1999) und wie für andere Technologien im Rahmen des laufenden BFE-Projekt LICS⁶. Hierbei werden für diverse Kostenpunkte wie Planung, Installation, spezifische Massnahmen, „bauseitige“ Kosten etc. verschiedene Schwierigkeitsstufen bzw. verteuernde Faktoren berücksichtigt. Für jeden Kostenpunkt und für jede Kostenstufe werden die Auswirkungen auf die Kosten und die Häufigkeit des Vorkommens abgeschätzt. Die mittels dieses Rasters detailliert erhobenen Daten werden in der Folge zu drei Kostenstufen aggregiert, wobei diese wie folgt charakterisiert werden:

- Tiefe Investitionskosten betreffen besonders günstige Fälle, typischerweise bei Neubauten.
- Mittlere Investitionskosten berücksichtigen die eine oder andere Erschwernis, die in bestehenden Gebäuden zum Tragen kommen können (z.B. Aufwände für Schallschutz, Installationen und Einbindungen, bauseitige Arbeiten etc.) und sind relativ häufig anzutreffen.
- Bei hohen Investitionskosten kumulieren sich verschiedene verteuernde Einflussfaktoren. Solche Konstellationen sind in ihrer Häufigkeit nicht zu unterschätzen, aber auch nicht zu überschätzen.

Mit den drei Kostenstufen werden kumuliert gut 80% der möglichen Fälle abgedeckt, so dass die untenstehenden Berechnungen ein gutes Bild über die Kosten von WKK-Anwendungen im Gebäudesektor abgeben.

Die oben erwähnten Balance of Plant-Kosten tragen auch zu den hohen Skaleneffekten bei, welche dazu führen, dass die spezifischen Investitionskosten für dezentrale BHKW-WKK in Abhängigkeit der installierten Leistung zwischen 5 und 300 kW_{el} um rund den Faktor 5-6 variieren können (siehe Abbildung 6). Nicht berücksichtigt in dieser Abbildung sind andere WKK-Typen, wie z.B. Gasturbinen-WKK oder Brennstoffzellen-WKK. Letztgenannte weisen auf Grund der technischen Entwicklung noch hohe Unsicherheiten auf bei der Ermittlung der spezifischen Investitionskosten (siehe dazu auch folgende Anmerkungen).

Der Übergang von dezentralen Anlagen im Gebäudebereich mit installierten Leistungen kleiner 300 kW_{el} zu grösseren Anlagen in Nahwärmeverbänden oder grossen Gebäudekomplexen ist als flussend zu betrachten. In den weiteren Betrachtungen werden daher auch grössere Anlagen mitberücksichtigt, mehrheitlich auf Grund ihres Einsatzes in Gebäuden.

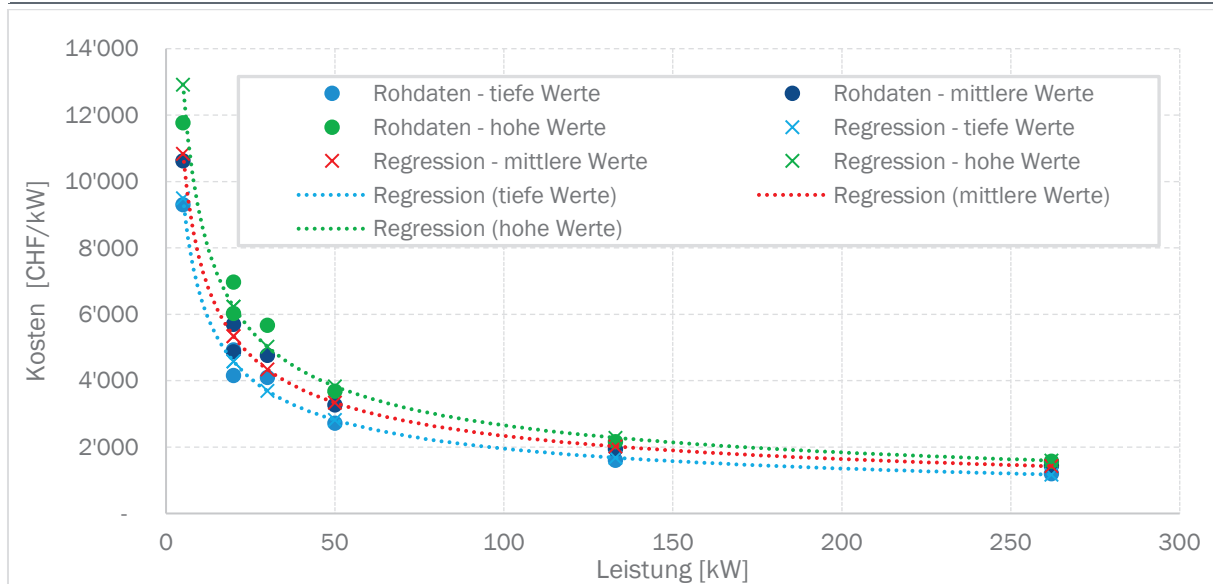
Im Vergleich zu den motorischen WKK liegen die Investitionskosten von Brennstoffzellen-WKK im mittleren und oberen Leistungssegment der hier betrachteten Klein-WKK (bis 300 kW_{el}) rund 50% bis 100% höher. Im unteren Leistungssegment, d.h. bei Einfamilienhäusern und kleinen MFH, sind die Mehrkosten deutlich geringer bzw. beinahe vergleichbar.

⁵ Mit «Balance of Plant»-Kosten ist die Kostendifferenz zwischen den Kosten für das eigentliche WKK-Modul und den gesamten erforderlichen Investitionskosten gemeint, welche Installation, elektrische und hydraulische Einbindung, Planung etc. beinhalten, sofern diese nicht im Modulpreis mit inbegriffen sind.

⁶ LICS: Low-investment-cost retrofit solutions: BFE gefördertes Projekt mit dem Ziel, für Gebäudeeigentümer investitions günstige Ansätze für mehr Energieeffizienz und erneuerbare Energien zu entwickeln.

Abbildung 6: Investitionskosten dezentraler motorischer WKK-Anlagen

Gesamte Investitionskosten (inkl. Spitzenlastanlage) in CHF/kW für dezentrale BHKW WKK-Anlagen in Abhängigkeit der installierten elektrischen Leistung.



Quelle: Erhebungen TEP Energy .

Eigene Darstellung: © Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2021

Je nach Gebäudetyp (Wohnen, Dienstleistung, etc.) variiert der spezifische Wärme- und Warmwasserbedarf und damit der Einsatz von WKK-Anlagen. Neben der installierten Leistung widerspiegeln sich projektspezifische Auslegungen auch im jeweiligen WKK-Anteil, d.h. welcher Anteil der Wärmenachfrage in einem Gebäude oder einem Wärmeverbund durch die WKK-Anlage gedeckt werden soll (z.B. Mittellast im Winter im Wärmeverbund) und welcher Anteil darüber hinaus durch einen Spitzenlastkessel gedeckt wird. Im Mittel gehen wir bei der Dimensionierung von einem WKK-Anteil von 35% des Wärmeleistungsbedarfs aus, dieser Anteil kann je nach Einzelprojekt in der Realität jedoch abweichen.

Neben den entsprechenden Auslegungs-Parametern für WKK-Anlagen werden unter Berücksichtigung der jeweiligen Energiebezugsfläche (EBF) und einer mittleren Gebäude-Energieeffizienz und für unterschiedliche Technologien und Energieträger die Grenzgestehungskosten für Strom berechnet (siehe Abbildung 7 und Abbildung 8). Diese Stromgestehungskosten berechnen sich aus den Zusatzkosten für den WKK-Anteil (gegenüber einer wärmegeführten Referenzanlage) geteilt durch die erzeugte Strommenge. Hierbei setzen sich die Mehrkosten zusammen aus:

- den Kapitalkosten der WKK (inkl. Annuitäten) abzüglich der Kapitalkosten für die Heizanlage (Referenzanlage),
- den direkten jährlichen Betriebs- und Unterhaltskosten,
- sowie dem Energiemehrverbrauch für die Stromerzeugung multipliziert mit dem Brennstoffpreis. Der Energiemehrverbrauch ist dabei abhängig vom jeweiligen Nutzungsgrad der WKK bzw. Heizung, welche verschieden sein können und in der Regel bei der WKK etwas tiefer liegen als bei der Heizanlage.

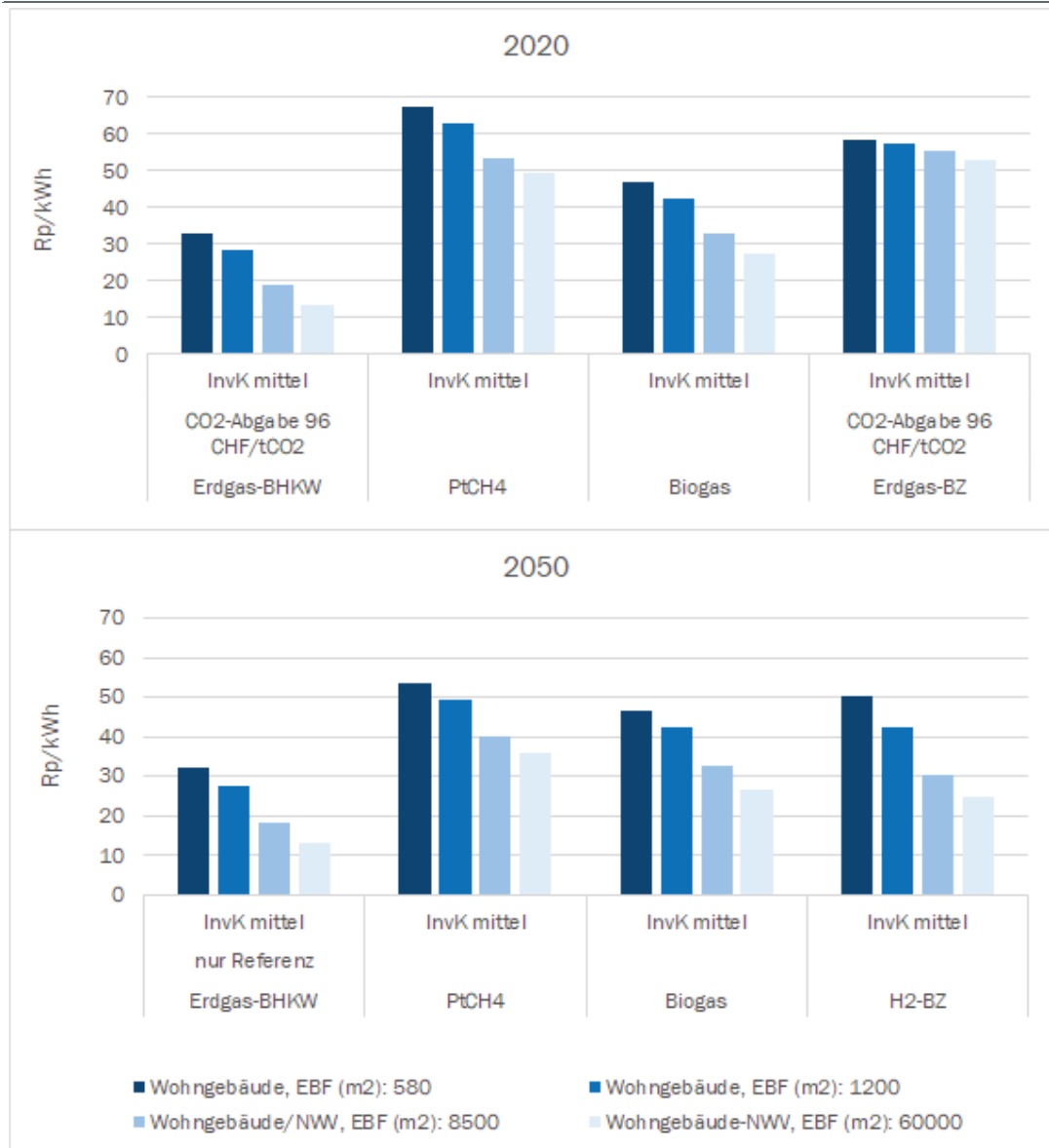
Bzgl. Energieträger liegen den Berechnungen folgende Annahmen zu Grunde (siehe hierzu Tabelle 1 Anhang):

- Erdgas inkl. heutige Abgabe von 96 CHF/t CO₂: 9-10 Rp/kWh (je nach Bezugsmenge)
- Erneuerbares strombasiertes Methan (PtCH₄): 46 Rp/kWh für 2020 und 33 Rp/kWh für 2050
- Biogas: 22 Rp/kWh für 2020 und 21 Rp/kWh für 2050
- Wasserstoff: 24 Rp/kWh in 2050

Die Investitionskosten sind mit einer Annuität von 7.6 % auf jährliche Kapitalkosten umgerechnet worden (1.6% Zins und 15 Jahre Lebensdauer).

Abbildung 7: Stromgestehungskosten für dezentrale WKK – Wohngebäude und NWW

In Abhängigkeit der Investitionskosten für BHKW und Brennstoffzellen (BHKW, BZ), bei aktuellem CO₂-Preis (96 CHF/t) sowie für drei (2020) bzw. vier (2050) Energieträger (Erdgas, PtCH₄, H₂ und Biogas) werden für vier Grössenklassen von Wohngebäuden bzw. bestehende Nahwärmeverbunde (NWW) (580m² EBF, 1200m² EBF, 8500m² EBF und 60'000m² EBF) die Stromgestehungskosten dargestellt (für die Bezugsjahre 2020 und 2050). InvK mittel bedeutet, dass mittlere Investitionskosten für die Berechnung herangezogen wurden.



Quelle: Erhebungen und Berechnung TEP Energy. Eigene Darstellung: © Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2021

Für den Wohnbereich gilt unabhängig vom Betrachtungsjahr, dass bei mittleren Investitionskosten, die Technologiewahl bzw. Brennstoffwahl und die Grössenklassen einen wesentlichen Einfluss auf die Gestehungskosten haben. Die berücksichtigten Anlagengrössen in Abhängigkeit der EBF liegen dabei zwischen rund 6 kW_{el} (580m²) bis zu rund 650 kW_{el} (60'000m²). Durch die Skaleneffekte werden die Stromgestehungskosten in dieser Leistungsbandbreite um bis zu 20 Rp/kW_{el} reduziert. Bei sehr grossen Gebäuden bzw. bestehenden Nahwärmeverbunden lie-

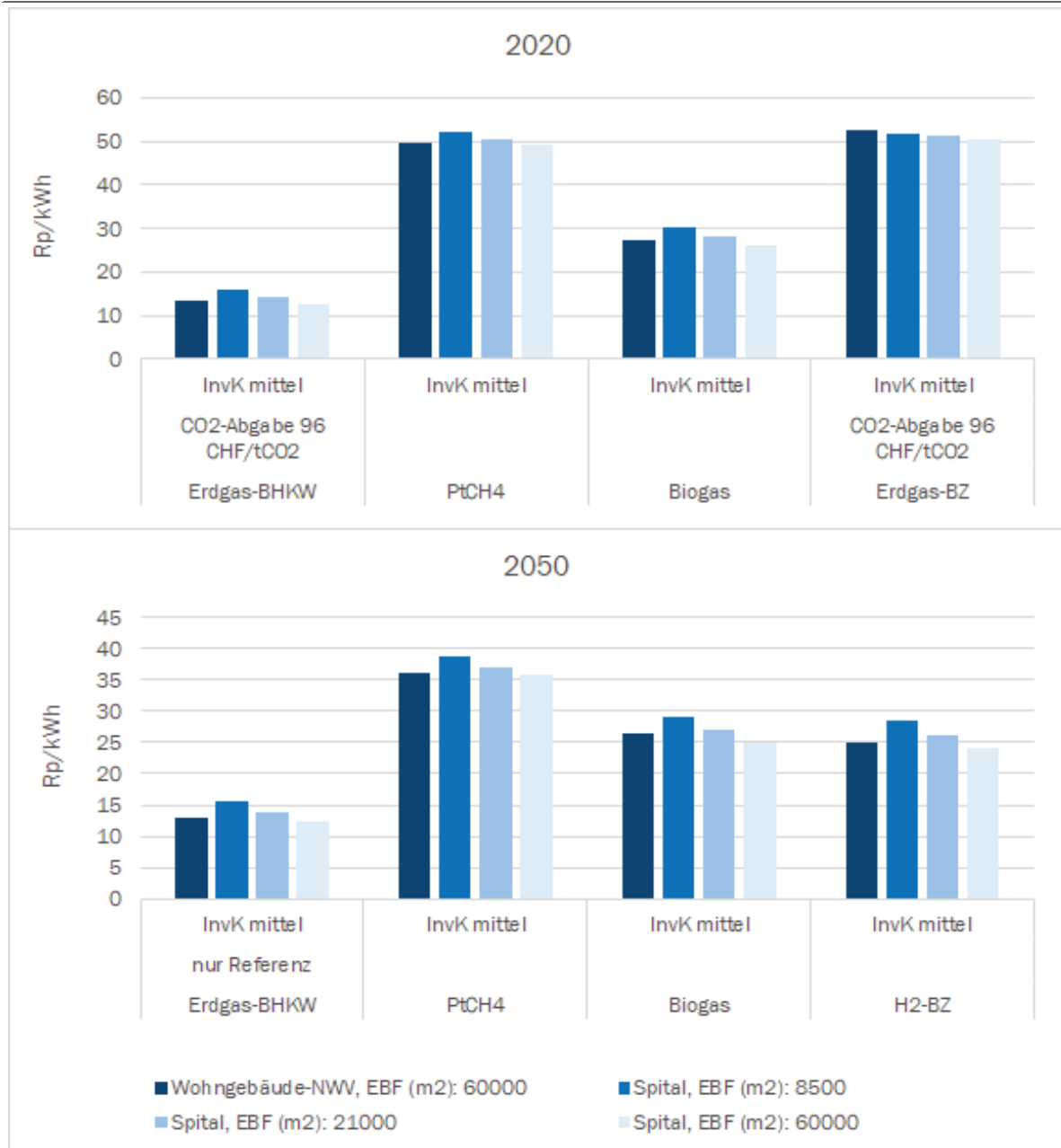
gen die Grenzgestehungskosten bei gut 12 Rp/kWh_{el}, d.h. sie werden v.a. durch den Brennstoffpreis bestimmt. Endogen bestimmt werden die Vollbenutzungsstunden welche sich auf Grund der gesetzten Rahmenbedingungen zwischen 4'000h und 5'500h pro Jahr bewegen können. Wesentliche Einflussgrössen sind hier der Co-Generation Anteil, der Gebäudetyp und –standard, sowie der Wärme- und Warmwasserbedarf. Die so berechneten Vollbenutzungsstunden liegen dadurch über den Werten für die zentralen WKK-Anlagen (siehe auch Kapitel 4.3.2 bzw. Anhang).

Der hohe Einfluss der Energiepreise auf die Stromgestehungskosten ist auch beim Vergleich zwischen den Inputenergieträgern Erdgas, strombasiertes Methan, Biogas oder Wasserstoff (nur für 2050 dargestellt) ersichtlich. Bei heutigen strombasierten Energieträgerpreisen (H₂, PtCH₄) von 34 Rp/kWh_{el} bzw. 46 Rp/kWh_{el} liegen die Gestehungskosten um rund einen Faktor 2 bis 3 höher als bei Erdgas. Der Einsatz von 100 % Biogas erhöht die Grenzgestehungskosten im Vergleich dazu um rund 14 Rp/kWh_{el} (dies wegen des höheren Energiepreises von Biogas im Vergleich zu Erdgas), unabhängig von der Gebäudegrösse. Für die dargestellten Brennstoffzellen-Systeme (BZ) gilt, dass die Unsicherheiten bei den berücksichtigten Investitionskosten sehr hoch sind und die Ergebnisse entsprechend zurückhaltend interpretiert werden müssen. Wir gehen für 2020 noch von geringen Skaleneffekten aus in Bezug auf die Leistungsklasse. Die Veränderung der Gestehungskosten für die BZ-Systeme bis 2050 ist dann einerseits auf die höheren Brennstoffpreise (H₂ statt Erdgas) zurückzuführen und andererseits werden Skalierungseffekte für BZ-Systeme in Abhängigkeit der BZ-Grösse berücksichtigt (analog zu heutigen Skaleneffekten bis Erdgassystemen). Derzeit ist noch davon auszugehen, dass diese BZ-Systeme im Vergleich zu konventionellen Gas-Motor-BHKW nicht wirtschaftlich sind, sich die Kosten- und Effizienzvorteile aber in Zukunft über die berücksichtigten Änderungen hinaus reduzieren können. Für das Jahr 2050 ist darüber hinaus festzuhalten, dass die konventionellen BHKW nicht mit Erdgas betrieben werden können, da das Netto-Null-Ziel ansonsten verfehlt wird. Entsprechend sind diese Systeme hier nur als Referenz zu berücksichtigen.

Bei der Betrachtung verschiedener Gebäudetypen (siehe Abbildung 8) ist der Einfluss der spezifischen Wärmenachfrage entscheidend für die Veränderung der Gestehungskosten. Hier variieren die ermittelten Gestehungskosten zwischen den einzelnen Gebäudegrössenklassen nur geringfügig um drei bis vier Rp/kWh, bei installierten Leistungen von rund 140 kW_{el} bis 950 kW_{el}. Auch in diesem Vergleich sind die Energiekosten ausschlaggebend für die starke Zunahme der Gestehungskosten bei gleicher Gebäudegrösse bzw. Nutzungsart. Im Fall der BZ sinken die Gestehungskosten für grosse Anlagen in den Bereich von konventionellen Anlagen welche mit Biogas betrieben werden. Dadurch ergeben sich nur geringe Unterschiede zwischen konventionellen Anlagen mit Biogas und BZ-Zellen mit H₂. Auf Grund der höheren Energiepreise für PtCH₄ liegen die Gestehungskosten um rund 10 Rp/kWh höher als bei den genannten Technologien. Ebenfalls wird für das Jahr 2050 das konventionelle BHKW nur als Referenz angegeben, da Erdgas-betriebene BHKW in einem Netto-Null-Szenario nicht mehr zulässig sind.

Abbildung 8: Stromgestehungskosten von dezentralen WKK – Spitäler vs. Wohngebäude

In Abhängigkeit der mittleren Investitionskosten für BHKW und Brennstoffzellen (BHKW und BZ), bei aktuellem CO₂-Preis (96 CHF/t) sowie drei (2020) bzw. vier (2050) Energieträgern (Erdgas, PtCH₄, H₂ und Biogas) werden für Wohngebäude-Nahwärmeverbände (60'000m² EBF) sowie Spitäler für unterschiedliche Grössenklassen (8'500m² EBF, 21'000m² EBF und 60'000m² EBF) die Stromgestehungskosten dargestellt (für die Bezugsjahre 2020 und 2050). InvK mittel bedeutet, dass mittlere Investitionskosten für die Berechnung herangezogen wurden.



Quelle: Erhebungen und Berechnung TEP Energy. Eigene Darstellung: © Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2021

Fazit: Ausgehend von weiteren gebäude- und nutzungsspezifischen Analysen und den berücksichtigten Kostenfaktoren liegen im günstigsten Fall grosser WKK-Anlagen von über 300 kW_e und einem hohen durchgängigen Wärmeanteil die ermittelten Gestehungskosten bei rund 11 bis 15

Rp/kWh bei fossilem Gas bzw. 25 bis 30 Rp/kWh bei Biogas. Die Gestehungskosten unter Einsatz von PtG (hier: strombasiertes Methan) sind im Bezugsjahr 2020 rund 30% höher als die Gestehungskosten bei Einsatz von Biogas. Diese Ergebnisse widerspiegeln sich im Wesentlichen auch in den Resultaten für die zentrale Strom- und Wärmeerzeugung, welche im folgenden Abschnitt 4.3.2 beschrieben sind.

4.3.2 Zentrale Strom- und Wärmeerzeugung

Für die zentrale Strom- und Wärmeerzeugung aus WKK-Anlagen in Fernwärmenetzen kommen im Rahmen des ZERO-Szenarios grundsätzlich die folgenden Technologien in Frage:

- Kehrichtverwertungsanlagen mit Wärmeauskopplung (bestehende Anlagen bzw. Ersatz von Bestandsanlagen)
- Biomasse-Heizkraftwerke (Grössenklasse 2 MW_{el})
- Tiefengeothermie mit Wärmeauskopplung (Grössenklasse 5 MW_{el})
- Einsatz von Biogas bzw. Biomethan in Gasturbinen (Grössenklasse 5 MW_{el})
- Einsatz von strombasierten Energieträgern (H₂/PtG) in Gasturbinen (Grössenklasse 5 MW_{el})

Im Anhang sind die wesentlichen Inputgrössen für die Berechnung der Kosten von WKK-Anlagen der zentralen Strom- und Wärmeversorgung für einzelne Stichjahre dargestellt. Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten wurde grundsätzlich zwischen zwei unterschiedlichen Methodiken im Umgang mit Wärmegutschriften unterschieden, die jeweils bestimmte Vor- und Nachteile aufweisen.

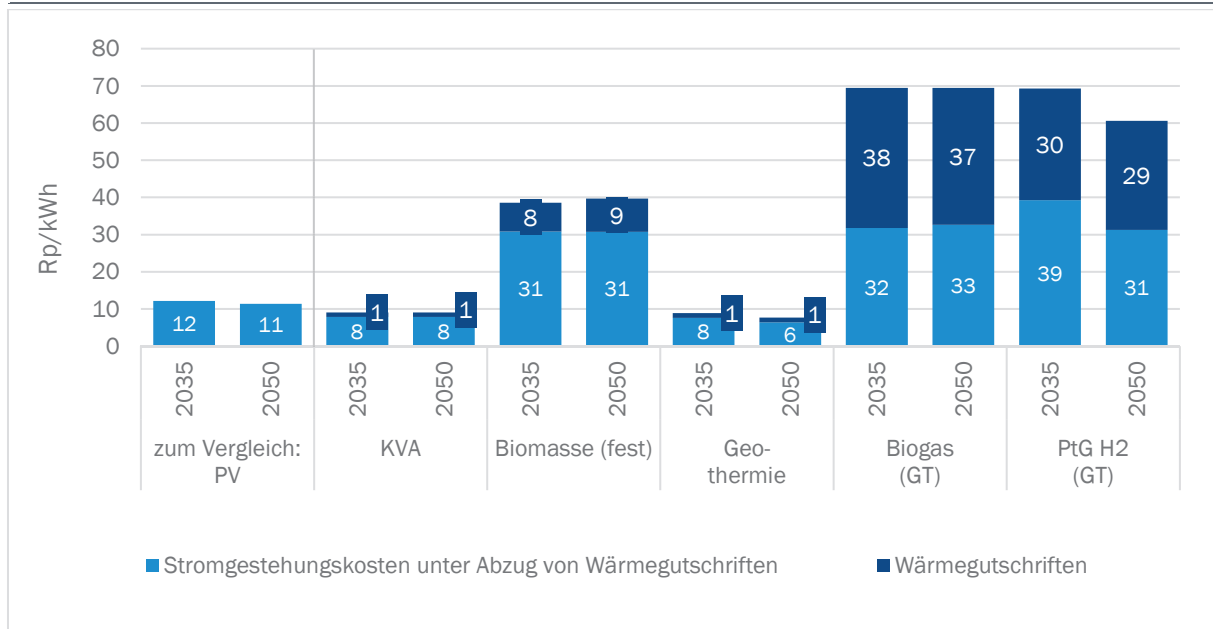
Bei der ersten Methodik erfolgt die Berücksichtigung der Wärmegutschriften analog zu der in Kapitel 4.3.1 verwendeten Methodik. Dabei wird als Referenzanlage für die Wärmeerlöse eine ungekoppeltes System der gleichen Technologie mit den gleichen Energieträgern angenommen. Diesem Vorgehen liegt also implizit die Annahme zu Grunde, dass die Wärmeerzeugung, die bei der WKK anfällt, sonst in einem ungekoppeltem System auf Basis des gleichen Energieträgers erfolgen würde. Bei dieser Berechnung entstehen vergleichsweise hohe Wärmegutschriften für WKK Anlagen mit hohen Brennstoffkosten wie Biogas oder PtG Turbinen. Anlagen mit niedrigen Brennstoffkosten erzielen bei dieser Methodik vergleichsweise geringe Wärmegutschriften.

Bei der zweiten Methodik wird eine einheitliche Technologie als Referenzanlage definiert, die für die Berücksichtigung der Wärmegutschriften herangezogen wird. Als Referenzanlage wird dabei eine Grosswärmepumpe unter den Rahmenbedingungen des Szenarios Netto-Null unterstellt. Diesem Vorgehen liegt daher implizit die Annahme zu Grunde, dass für anfallende Wärmeerzeugung in der WKK alternativ Grosswärmepumpen errichtet werden müssten. Die Wärmegestehungskosten für Grosswärmepumpen liegen für die Jahre 2030 und 2050 im Bereich von 11 Rp/kWh. Die Höhe der jeweiligen Wärmegutschriften richtet sich nach dem jeweiligen Verhältnis von anfallender Wärme zu erzeugtem Strom je Technologie. Entsprechend fallen bei diesem Vorgehen die Wärmegutschriften für die Anlagen besonders hoch aus, die einen niedrigen Stromwirkungsgrad im Vergleich zum Wärmewirkungsgrad aufweisen (insbesondere Geothermie aber auch KVA).

Die folgende Abbildung 9 zeigt einen Vergleich der Strom-Gestehungskosten von WKK-Anlagen nach der ersten Berechnungsmethodik mit einer alternativen, ungekoppelten Stromerzeugungstechnologie. Als Alternativtechnologie wird eine PV-Dachanlage in der Schweiz (mit mittleren Gestehungskosten) berücksichtigt. Der Vergleich erfolgt im Rahmen der Zero-Szenarios (d.h. mit den darin unterstellten Annahmen zu Brennstoffpreisen, etc.).

Abbildung 9: Stromgestehungskosten von grossen WKK-Neuanlagen (>1 MW el.)

Vergleich mit den Gestehungskosten von PV-Anlagen, WKK-Gestehungskosten unter Abzug von Wärmegutschriften, Referenzanlage ungekoppeltes System, Szenario ZERO Basis



Eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2021

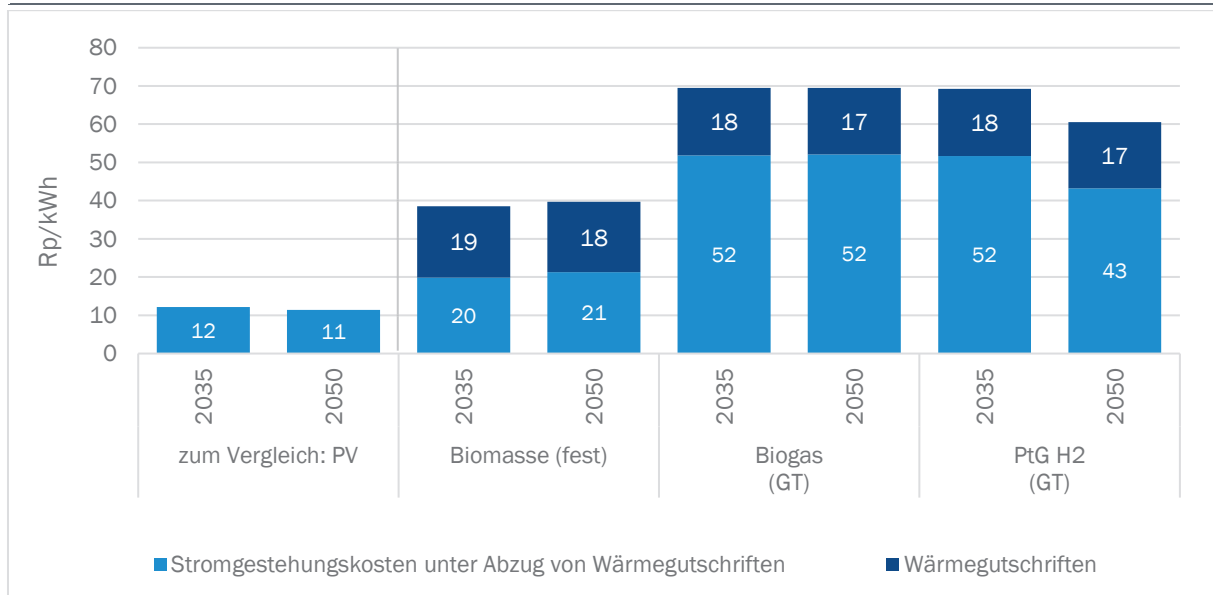
Wie in der Abbildung 9 dargestellt liegen die Stromgestehungskosten von Geothermie und Kehrriichtverwertungsanlagen (KVA) unterhalb der PV-Vergleichstechnologie. Dies liegt an den vergleichsweise geringen Gesamtkosten dieser Anlagen. Im Gegensatz dazu liegen die Stromgestehungskosten für WKK-Anlagen unter Verwendung von fester Biomasse, Biogas und PtG (H₂) auch langfristig deutlich über den Stromgestehungskosten von PV-Dachanlagen. Zu beachten ist, dass dies trotz der vergleichsweise hohen Wärmegutschriften für Biogas und PtG Anlagen gilt, die bei der verwendeten Berechnungsmethodik relativ hoch ausfallen.

Im Vergleich dazu zeigt die folgende Abbildung 10 die Strom-Gestehungskosten von WKK-Anlagen nach der zweiten Berechnungsmethodik, bei der für Wärmegutschriften einheitlich eine Grosswärmepumpe unterstellt wurde. Es ist ersichtlich, dass die Stromgestehungskosten von Biogas und PtG (H₂) nun deutlich höher liegen. Die Stromgestehungskosten von Anlagen mit fester Biomasse liegen hingegen tiefer, jedoch immer noch deutlich über den Stromgestehungskosten von PV Anlagen.

Die Kosten von KVA und Geothermie würden aufgrund der vergleichsweise hohen Wärmegutschriften nach dieser Berechnungsmethodik im negativen Bereich liegen. Der Grund hierfür liegt darin, dass diese Technologien vergleichsweise viel Wärme im Verhältnis zu Strom erzeugen und dadurch hohe Zusatzerlöse auf der Wärmeseite bei einem einheitlichem Referenzwert für die Erlöse generiert werden. Es erscheint jedoch wenig realistisch, dass diese Anlagen so hohe Erlöse auf der Wärmeseite erzielen könnten, die sogar über ihren ungekoppelten Stromgestehungskosten liegen. Aus diesem Grund wurde auf die Darstellung von KVA und Geothermie in der Graphik verzichtet. Hinsichtlich der Gestehungskosten sollte für diese Anlagen auf die erste Berechnungsmethodik fokussiert werden.

Abbildung 10: Stromgestehungskosten von grossen WKK-Neuanlagen (>1 MW el.)

Vergleich mit den Gestehungskosten von PV-Anlagen, WKK-Gestehungskosten unter Abzug von Wärmegutschriften, Referenzanlage einheitlich Grosswärmepumpe, Szenario ZERO Basis



Eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2021

Wie eingangs beschrieben weisen beide Berechnungsansätze methodische Stärken und Schwächen auf. Aus Basis der unterschiedlichen Berechnungsansätze lassen sich aber folgende Schlüsse hinsichtlich der Kosteneffizienz zentraler WKK ziehen:

Die Brennstoffkosten für Wasserstoff und für Biogas liegen langfristig (2050) bei rund 20 Rp/kWh (siehe Tabelle 1 im Anhang). Damit sind die Gestehungskosten dieser beiden Technologien ähnlich hoch, da auch deren Investitionskosten nur geringe Unterschiede aufweisen und die Brennstoffkosten ein Haupttreiber für die Gestehungskosten sind. Im Jahr 2035 sind die Brennstoffkosten für Wasserstoff jedoch noch deutlich höher als die Kosten für Biogas, wodurch auch die Gestehungskosten von WKK-Anlagen unter Einsatz von Wasserstoff über jenen von Biogasanlagen liegen. 2050 liegen die Gestehungskosten von Wasserstoff WKK dann leicht unter denen von Biogas WKK.

Biogas bzw. Wasserstoff wird in dieser exemplarischen Rechnung jeweils in Gasturbinen der Leistungsklasse von 5 MW eingesetzt, wobei in beiden Fällen ein Neubau der Anlagen kalkuliert wurde. Grundsätzlich ist auch ein Einsatz von Biogas in bestehenden Gasturbinen möglich. Die Stromgestehungskosten reduzieren sich in diesem Fall (d.h. ggü. Wasserstoff und ohne Kalkulation der entsprechenden Anlageninvestition) aber nur um rund 1 bis 2 Rp/kWh. Für den Einsatz von Wasserstoff in bestehenden Gasturbinen ist eine Umrüstung der Anlagen bzw. ein zusätzlicher Investitionsaufwand notwendig, wodurch die spezifischen Investitionskosten rund 30 % höher angenommen werden als bei konventionellen Gasturbinen (vgl. auch Kapitel 2).

Biomassekraftwerke profitieren von tieferen Brennstoffkosten als Biogas-Anlagen. Allerdings steigen die Energiepreise für feste Biomasse durch die stärkere Biomasse-Nutzung im Zeitverlauf an. Allerdings bestehen hinsichtlich der Brennstoffkosten gewisse Unsicherheiten je nachdem welche Art von Holz (z.B. Restholz oder Waldholz) eingesetzt wird. Zudem weisen diese Anlagen deutlich höhere Betriebskosten auf als Gasturbinen und es ist mit einem etwas tieferen Wirkungsgrad zu rechnen. Die Stromgestehungskosten von Biomassekraftwerken liegen daher insbesondere bei einer einheitlichen Referenz für die Wärmegutschriften deutlich unter denen von Biogas. Dies liegt an den vergleichsweise tieferen Brennstoffkosten von fester Biomasse im Vergleich zu Biogas.

Bei den Kosten von Geothermie-Anlagen ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der hier angewendeten Methodik zur Kostenberechnung (wie einleitend beschrieben) mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz von 1.6 % kalkuliert wurde und daher kein technologiespezifischer Risikoaufschlag in den Berechnungen enthalten ist. Zudem wurden hohe Volllaststunden der Stromerzeugung von ca. 6'000 h unterstellt. Hier liegen die Gestehungskosten von Tiefengeothermie verhältnismässig tief. Da diese Anlagen kapitalintensiv sind, ergeben sich bei einer kleinen Änderung im unterstellten Kalkulationszinssatz deutliche Änderungen in den Gestehungskosten⁷. Insbesondere aufgrund tiefer Brennstoffkosten liegen die Stromgestehungskosten von KVA ebenfalls unter den Gestehungskosten der sonstigen Technologien.

4.3.3 Kosteneffizienz von WKK im Strommarkt

Wie die vorangegangenen Kapitel gezeigt haben, weist gerade PV gegenüber einzelnen WKK Erzeugungstechnologien deutliche Kostenvorteile in der Stromproduktion auf. Die Stromgestehung aus stromgeführter WKK, insbesondere fester Biomasse-, Biogas- und Wasserstoff- WKK, hat jedoch gegenüber PV den Vorteil der bedarfsgerechten Stromerzeugung. WKK- Anlagen können potenziell auch dann Strom produzieren, wenn nur eine geringe Einspeisung von z.B. Photovoltaik und oder Windkraft erfolgt.

Für eine Einschätzung der wirtschaftlichen Einspeisesituation zeigt Abbildung 11 die durchschnittlichen Stromgrosshandelspreise im Szenario ZERO Basis. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass bereits kostengünstige Technologien wie dezentrale Biomasse WKK, KVA und Geothermie im Szenario zum Einsatz kommen (vgl. Kapitel 5.2). Anhand der Abbildung 11 lässt sich erkennen, dass die wöchentlichen Strompreise in der Regel geringer ausfallen als die Stromgestehungskosten von fester Biomasse-, Biogas und Wasserstoff-WKK.

Generell zeigt die Struktur der Stromgrosshandelspreise vor allen Dingen im Jahr 2050 einen deutlichen Anstieg der Strompreise im Winter. In diesem Zeitraum liegen die Preise teils deutlich über 100 CHF / MWh. Der Grund hierfür liegt in den preissetzenden Gaskraftwerken im Ausland, die im Jahr 2050 mit klimaneutralem Wasserstoff oder Biogas bzw. Biomethan betrieben werden müssen. Hierbei handelt es sich um sehr kostenintensive Energieträger. Hinsichtlich eines Vergleichs der Preise für 2050 muss jedoch die Einschränkung gemacht werden, dass in den Energieperspektiven keine Veränderung des Marktdesigns oder zusätzlich eingeführte Instrumente unterstellt bzw. angenommen wurde. Dies führt dazu, dass Backup-Kraftwerke mit teuren Energieträgern preissetzend den Strommarkt beeinflussen und dann zu einem deutlichen Anstieg der Strompreise führen. Es erscheint jedoch wahrscheinlicher – weil gesamtwirtschaftlich kosten-

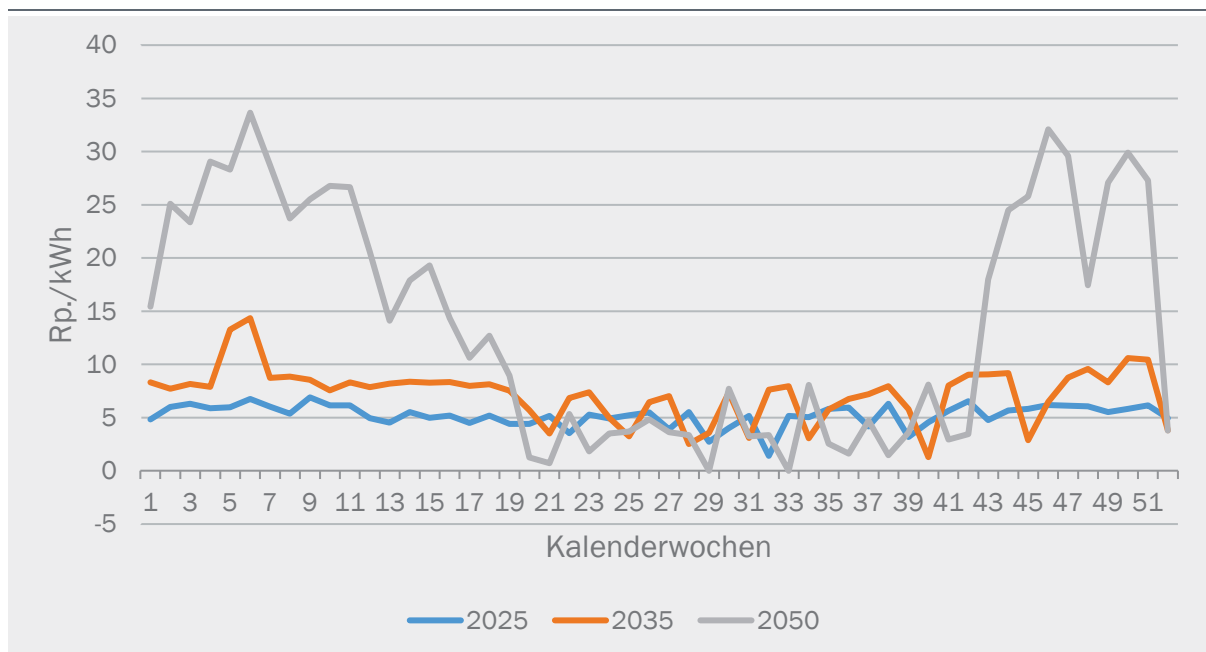
⁷ Beispielsweise liegen die Gestehungskosten für Tiefengeothermie (gesamt, d.h. ohne Abzug von Wärmegutschriften) bei einem Zinssatz von 10 % bei rund 13 Rp/kWh und bei 15 % bei mehr als 17 Rp/kWh.

günstiger – dass zusätzliche Erlösmöglichkeiten ausserhalb des Strommarktes für diese Kraftwerke eingeführt werden. Im Falle der Einführung zusätzlicher Instrumente ausserhalb des reinen Grosshandelsstrommarktes würden die Strompreise in deutlich geringerer Masse ansteigen. Aus diesem Grund ist ein Vergleich der Strompreise ab ca. 2040 mit den WKK Stromgestehungskosten nur eingeschränkt möglich bzw. die hier ausgeblendete Anpassung der Instrumentierung ist bei der Interpretation zu berücksichtigen.

Die Preise vor 2040 in den Energieperspektiven sind von dieser Einschränkung nur sehr gering betroffen. Mit Blick auf das Jahr 2035 ist der Anstieg im Winter gegenüber 2025 ebenfalls erkennbar. Diese Erhöhung des Preisniveaus liegt an ansteigenden CO₂ Preisen für die Gaskraftwerke im Ausland. In den Sommerwochen liegt das Strompreisniveau aufgrund der verstärkten kostengünstigeren PV Einspeisung im Jahr 2050 tiefer als 2025.

Abbildung 11: Durchschnittliche wöchentliche Stromgrosshandelspreise

Darstellung für das Szenario ZERO Basis, KKW-Laufzeit 50 Jahre



Eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2021

Im Jahr 2035, dem Jahr nach Ausserbetriebnahme des letzten Kernkraftwerkes bei einer angenommen mittleren Laufzeit der Kernkraftwerke von 50 Jahre, liegt der Strompreis insgesamt nur in 826 Stunden über 10 Rp./kWh und in 82 Stunden über 20 Rp./kWh. Hieran wird deutlich, dass zusätzliche WKK Anlagen (sowohl zentrale als auch dezentrale) in dem Szenario bis 2035 bei wirtschaftlicher Betriebsweise nur sehr geringe Volllaststunden erzielen könnten (vgl. Kapitel 4.3.1 und Kapitel 4.3.2.). Erdgas betriebene WKK-Anlagen könnten aufgrund der geringeren Gestehungskosten höhere Betriebsstunden ausweisen, diese Anlagen würden aber zusätzliche Treibhausgas-Emissionen verursachen.

Für einen Vergleich der in Kapitel 4.3.1 und Kapitel 4.3.2 dargelegten Stromgestehungskosten von WKK mit den Strompreisen aus Abbildung 11 ist es wichtig zu beachten, dass sich die Stromgestehungskosten bei tieferen Volllaststunden erhöhen würden.

4.4 Versorgungssicherheit

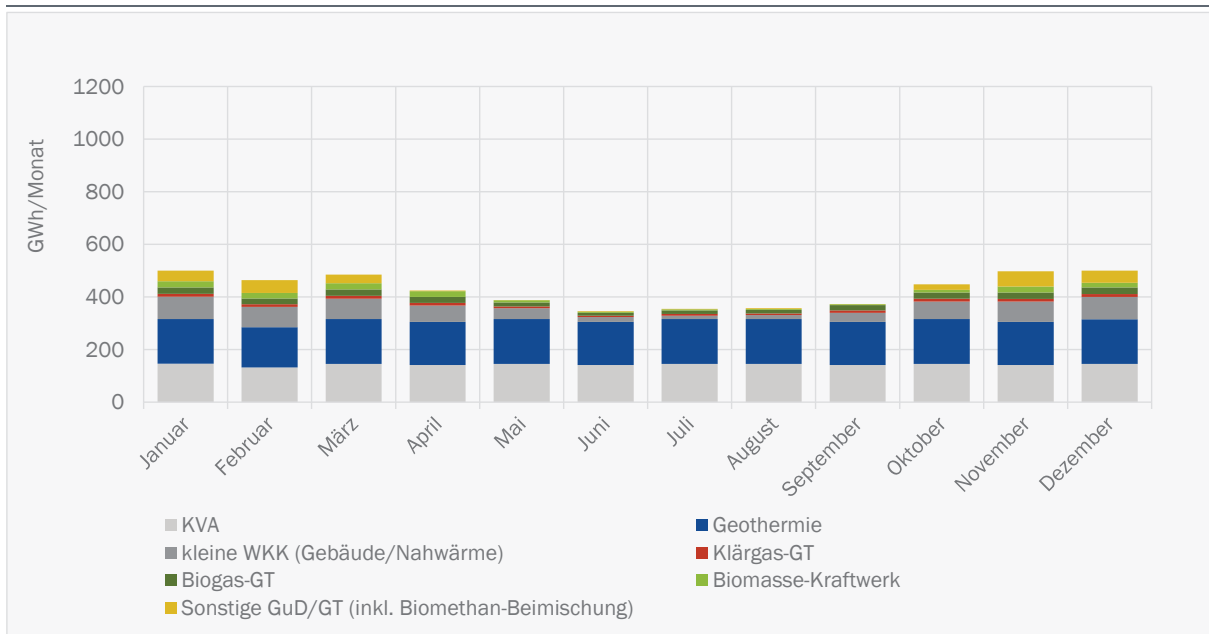
Eine Stromversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien erfordert zukünftig ausreichend Flexibilität in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch. Die Schweiz verfügt insbesondere mit den bereits heute vorhandenen Kapazitäten an Wasserkraftwerken (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, rund 12 GW) über eine hohe Flexibilität auf der Erzeugungsseite. Perspektivisch bestehen zudem Flexibilitätsoptionen auf der Stromverbrauchsseite, insbesondere durch flexible Ladung von Elektrofahrzeugen, stationäre Batterien, den flexiblen Einsatz von Wärmepumpen sowie den flexiblen Einsatz von Elektrolyseuren zur Wasserstoffherstellung. Die Stromversorgung der Schweiz ist durch den hohen PV-Ausbau und die Wasserkraftherzeugung zudem langfristig durch hohe Sommeranteile und entsprechend tiefe Winteranteile gekennzeichnet. Der Winteranteil der gesamten Stromerzeugung der Schweiz beträgt im Jahr 2050 im Szenario ZERO (Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre) rund 42 %. Entsprechend liegt eine wesentliche Herausforderung in der Sicherstellung der Stromversorgung in der Schweiz im Winterhalbjahr.

Bei der Bereitstellung von Stromerzeugung im Winterhalbjahr kommt der inländischen Stromerzeugung aus WKK-Anlagen, neben dem Beitrag der Speicherkraftwerke und dem Zusammenspiel mit dem europäischen Ausland, eine wichtige Bedeutung zu. Bei einem wärmegeführten Betrieb liegt der Schwerpunkt der Stromerzeugung aufgrund des höheren Raumwärmebedarfs im Winterhalbjahr. Wenn die Anlagen stromgeführt betrieben werden, orientiert sich der Einsatz an den Strompreisen am Grosshandelsmarkt – entsprechend wird Flexibilität in jenen Stunden bereitgestellt, in denen das Dargebot erneuerbarer Energien tief sowie der Verbrauch hoch und der Strompreis entsprechend hoch ist.

Abbildung 12 zeigt die monatliche Stromerzeugung aus Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung im Szenario ZERO Basis im Jahr 2050. Für die Stromerzeugung aus KVA und Geothermie-Kraftwerken wird ein Grundlastbetrieb (mit entsprechend hohen Volllaststunden) angenommen. Diese Anlagen stellen daher rund 50 % ihrer Stromerzeugung im Winterhalbjahr bereit. Kleine WKK in Gebäuden und Nahwärmeverbunden werden wärmegeführt betrieben – entsprechend überwiegt die Stromerzeugung im Winterhalbjahr, da der Schwerpunkt des Wärmebedarfs im Winterhalbjahr liegt. Stromgeführte WKK-Anlagen (dezentrale Biogas/Klärgas-Anlagen sowie ein Teil der Biomassekraftwerke und Gasturbinen) stellen Flexibilität in Stunden hoher Strompreise (d.h. geringer erneuerbarer Stromerzeugung und hoher Nachfrage) bereit. Durch den hohen Anteil von PV-Anlagen in der Schweiz liegt der Schwerpunkt des Einsatzes dieser Anlagen ebenfalls im Winterhalbjahr.

Abbildung 12: Monatliche Stromerzeugung von WKK-Anlagen

Monatliche Stromerzeugung, Szenario ZERO Basis, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, Jahr 2050



eigene Darstellung

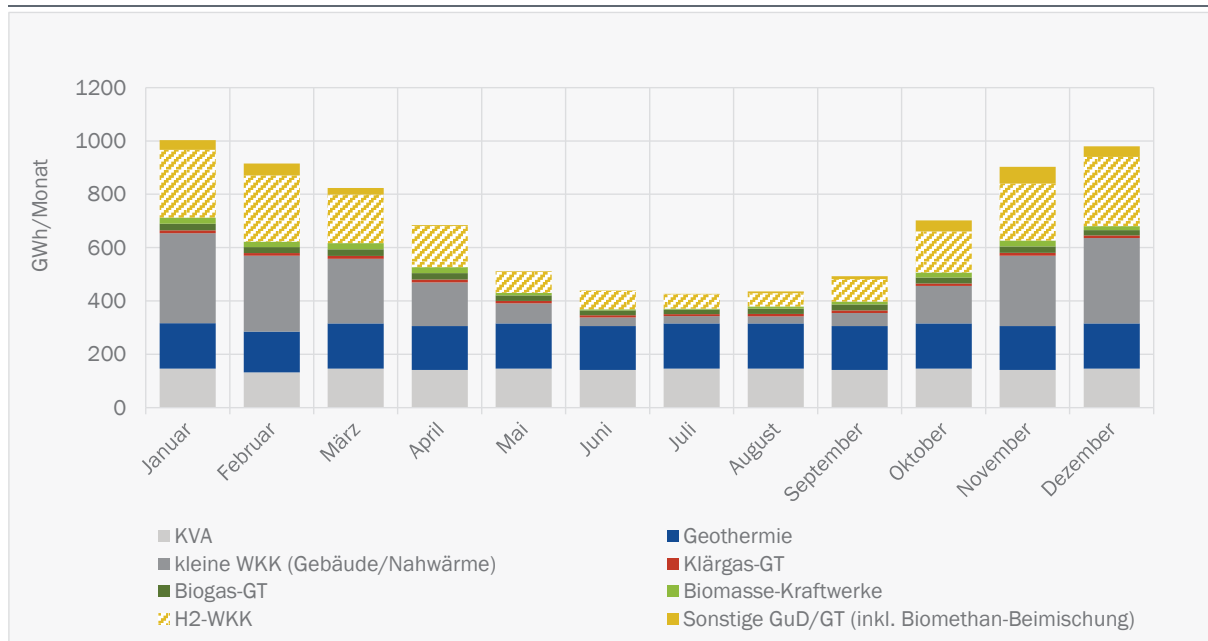
© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2021

Für den Einsatz von Kehrriechtverwertungsanlagen wurde insbesondere aufgrund der Notwendigkeit der Verarbeitung des anfallenden Kehrriechts ein Grundlastbetrieb angenommen. In der Praxis können diese Anlagen jedoch kurzfristig Flexibilität bereitstellen, wenn Pufferspeicher für den Kehrriecht bzw. die anfallende Abwärme vorhanden sind oder nur ein Teil der Abwärme genutzt wird. Die Flexibilitätspotenziale für den saisonalen Ausgleich sind aber in der Regel beschränkt. Für Geothermiekraftwerke wird (in der Stromerzeugung) ein Grundlastbetrieb angenommen. Die Wärmeauskopplung bei Geothermiekraftwerken kann jedoch grundsätzlich flexibel erfolgen, insbesondere wenn nur ein Teil der Abwärme genutzt wird.

Abbildung 13 zeigt die monatliche Stromerzeugung aus Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung im Szenario ZERO B im Jahr 2050. Im Szenario ZERO B erfolgt im Unterschied zum Szenario ZERO Basis ein stärkerer Zubau von WKK-Anlagen unter Einsatz von Wasserstoff und von kleinen WKK-Anlagen in Gebäuden und Nahwärmenetzen. Durch den mehrheitlich wärmegeführten Betrieb dieser Anlagen liegt ein Schwerpunkt der zusätzlichen Erzeugung im Winterhalbjahr. Insgesamt können die WKK-Anlagen in der Schweiz so bis zu 1 TWh pro Monat bzw. mehr als 5 TWh im Winterhalbjahr an Stromerzeugung bereitstellen (im Vergleich zu rund 3 TWh im Szenario ZERO Basis). Mit dem stärkeren Einsatz von Wasserstoff, aber auch von Biogas in kleinen WKK-Anlagen, sind allerdings auch höhere Brennstoffkosten verbunden (vgl. Kapitel 4.3).

Abbildung 13: Monatliche Stromerzeugung von WKK-Anlagen

Monatliche Stromerzeugung im Jahr 2050, Szenario ZERO B, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“



eigene Darstellung

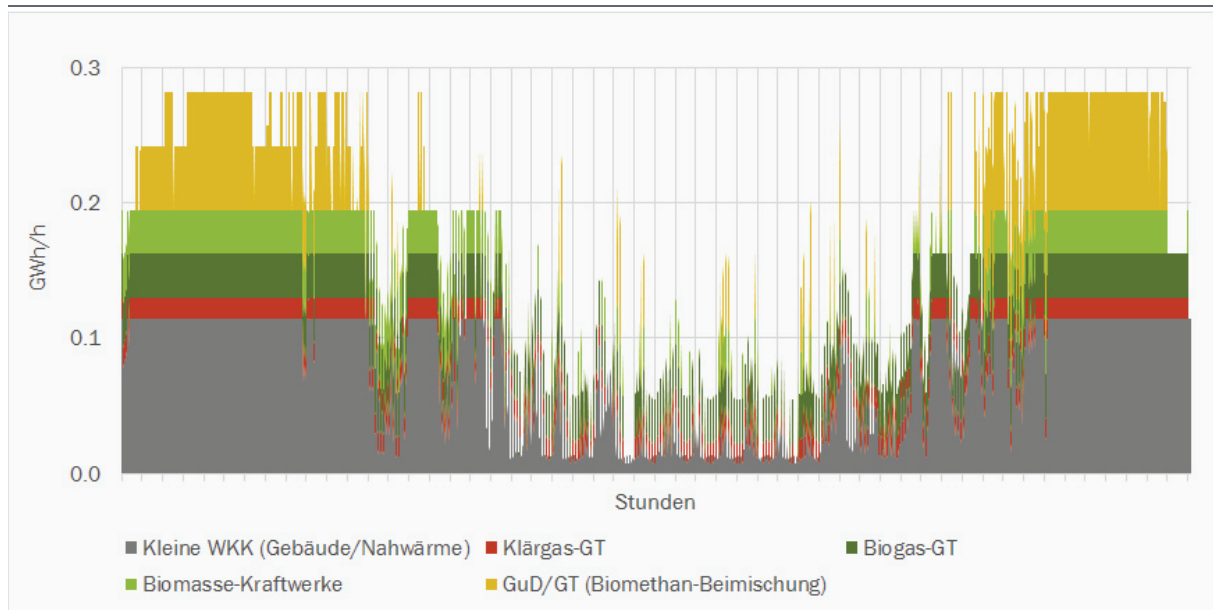
© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2021

Abbildung 14 zeigt das Erzeugungsprofil für strom- bzw. wärmegeführte WKK-Technologien im Szenario ZERO Basis über das gesamte Kalenderjahr 2050. Die Abbildung zeigt Erzeugungsschwerpunkte im Winterhalbjahr und in den besonders kalten Monaten November bis Februar. Bei einem stromgeführten Betrieb, wie dies für einen Teil der Gasturbinen und GuD-Kraftwerke der Fall ist, verschiebt sich die Erzeugung in gewisse Perioden mit hohen Strompreisen (z.B. im Februar).

Der Winteranteil der Stromerzeugung der hier abgebildeten WKK-Anlagen liegt damit im Jahr 2050 im Bereich von 60 bis 70 %. Die Volllaststunden von wärmegeführten Anlagen (z.B. kleine WKK-Anlagen in Gebäuden und Nahwärmeverbunden) liegen im Bereich von mehr als 4'000 h. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nur ein Teil der Anlagen wärmegeführt betrieben wird. Bei stromgeführten Anlagen (z.B. Gasturbinen mit geringer Wärmeauskopplung) ergeben sich langfristig aufgrund hoher Preisspitzen im Winter in der Regel ein höherer Winteranteil und geringere Volllaststunden.

Abbildung 14: Stromerzeugungsprofil strom-/wärmegeführte WKK-Anlagen

Stündliche Stromerzeugung, Szenario ZERO Basis Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, Jahr 2050



eigene Darstellung

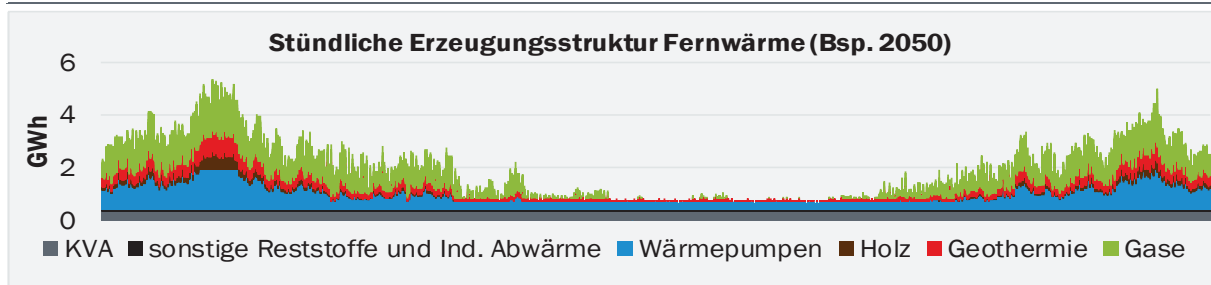
© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2021

Neben der Bedeutung für die Stromversorgung in den Wintermonaten leisten WKK-Anlagen wie schon angesprochen auch einen wesentlichen Beitrag für die Wärmeversorgung. Dies gilt insbesondere bei einem wärmegeführten Betrieb zur Abdeckung der Spitzenlast und zur Bedienung von hohen Temperaturniveaus in Perioden mit hohem Wärmebedarf.

Die Wärmeerzeugung der Fernwärme wird in Abbildung 15 für das Jahr 2050 im Szenario ZERO Basisvariante dargestellt. Biogas, Geothermie und Großwärmepumpen stellen den Großteil der Wärme bereit. Biomethan ersetzt zunehmend den Einsatz von Erdgas zur Abdeckung der Spitzenlast, Großwärmepumpen nutzen ARA-Abwasser und andere Gewässer sowie Erdwärme als Wärmequellen im Umfang von 6 TWh und die Wärme aus mitteltiefer und tiefer Geothermie leistet einen Beitrag von 3 TWh.

Abbildung 15: Fernwärmeerzeugungsprofil

Stündliche Fernwärmeerzeugung, Szenario ZERO Basis, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, Jahr 2050



eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG, 2021

4.5 Weitere Kriterien

Bei den weiteren Kriterien für den Einsatz und den Ausbau von WKK-Anlagen ist insbesondere die gesellschaftliche Akzeptanz und die Robustheit hinsichtlich der Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele zu erwähnen. Beide Kriterien spielen insbesondere für den Ausbau von Tiefengeothermie-Anlagen für die Strom- und Wärmeerzeugung eine Rolle.

Aufgrund der induzierten Erdbeben bei den geplanten Geothermie-Projekten in Basel und St. Gallen ist die Akzeptanz für Geothermie-Projekte in der Nähe von Ballungszentren fraglich. Eine ausreichende Nähe zu Ballungszentren (mit Fernwärme-Netzen) ist aber für die Nutzung der Abwärme und damit aus Sicht der Gesamtenergieeffizienz wichtig.

Davon abgesehen ist der weitere Ausbau der Geothermie mit Risiken verbunden, unter anderem beim Auffinden ausreichender Erdwärmepotenziale in tieferliegenden Schichten. Aufgrund dieser Herausforderungen wurden vorsichtige Annahmen für den Ausbau von Tiefengeothermie-Anlagen getroffen. Die Stromerzeugung aus Tiefengeothermie-Anlagen ist im Szenario ZERO und der Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“ mit 2 TWh zwar nicht vernachlässigbar, im Vergleich zur gesamten erneuerbaren Stromerzeugung mit einem Anteil von langfristig ca. 4 % jedoch gering.

4.6 Zusammenfassung

Auf Basis der in diesem Kapitel durchgeführten Analysen können die folgenden Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Die zukünftige Strom- und Wärmeerzeugung aus WKK-Anlagen im Kontext des ZERO-Szenarios erfordert einen erneuerbaren oder CO₂-neutralen Brennstoff. Optionen dafür bestehen durch feste und gasförmige Biomasse, Geothermie und strombasierte Energieträger. Bei Kehrichtverwertungsanlagen verbleiben im Szenario ZERO aufgrund der fossilen Anteile des Kehrichts gewisse Mengen an CO₂-Emissionen – diese müssen mittels CCS abgeschieden werden.
- Beim Einsatz von Biomasse, aber auch bei der Realisierung von Geothermiekraftwerken bestehen Potenzialgrenzen und Unsicherheiten hinsichtlich der Realisierbarkeit von Wärmepotenzialen. Bei der Nutzung der Biomasse-Potenziale in WKK-Anlagen muss der Einsatz von

fester und gasförmiger Biomasse in den anderen Sektoren mitberücksichtigt werden. Damit ist dem Ausbau von WKK-Anlagen unter Einsatz von Biomasse Grenzen gesetzt. Daneben bestehen gewisse Restriktionen für Gross-WKK aufgrund des Ausbaus von Fernwärmenetzen und der Erschliessung von Wärmepotenzialen.

- WKK-Anlagen leisten einen wesentlichen Beitrag zur Sicherung der Stromversorgung und zur Deckung des Wärmebedarfs. Bei einem stromgeführten Betrieb kann wichtige Flexibilität in Stunden geringer PV- und Wind-Erzeugung sowie hoher Stromnachfrage bereitgestellt werden. Bei einem wärmegeführten Betrieb ergibt sich ein Erzeugungsprofil mit hohen Winteranteilen. Aufgrund der ansonsten eher tiefen Anteile der Winterstromproduktion ist das Erzeugungsprofil von WKK-Anlagen komplementär zum sonstigen Stromerzeugungsprofil der Schweiz.
- Aus Sicht der Kosteneffizienz besitzen WKK-Anlagen aufgrund des hohen Gesamtwirkungsgrades durch die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung gewisse Vorteile gegenüber der ungekoppelten Erzeugung. Demgegenüber stehen allerdings hohe Brennstoffkosten von Biogas, fester Biomasse und insbesondere auch strombasierten Energieträgern. Dadurch resultieren mittel- bis langfristig hohe Gestehungskosten auf der Strom- und Wärmeseite im Vergleich zu ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien. Dies gilt insbesondere für kleine WKK-Anlagen.
- Ein Ausbau von WKK-Anlagen unter Einsatz von strombasierten Energieträgern ist aus Kostensicht vor allem vor 2050 nicht anzustreben. Durch die beschränkten inländischen Erzeugungspotenziale (zu konkurrenzfähigen Kosten) besteht bei einer verstärkten Nutzung von strombasierten Energieträgern zudem eine steigende Auslandsabhängigkeit durch Importe dieser Energieträger.

Aufgrund der hier beschriebenen Analysen im Rahmen der EP 2050+ ergeben sich die folgenden Entwicklungspfade und der folgende Ausbau von WKK-Anlagen in den Varianten des Szenarios ZERO:

- In der Basisvariante werden aufgrund der verfügbaren Potenziale vor allem WKK-Anlagen unter Verwendung von Biogas zugebaut bzw. es wird in bestehenden Gasturbinen der zentralen Wärmeversorgung ab 2030 kontinuierlich Biomethan beigemischt. Die Stromerzeugung aus KVA-Anlagen verbleibt aufgrund der Abhängigkeit vom Kehrrichtaufkommen in etwa auf dem heutigen Niveau. Zudem werden aufgrund der verfügbaren Potenziale in der Schweiz in moderatem Ausmass Geothermie-Kraftwerke zugebaut. Die Strom- und Wärmeerzeugung auf Basis von fester Biomasse verbleibt aufgrund von Potenzialgrenzen in etwa auf dem heutigen Niveau. Primär aus Kostengründen erfolgt kein Zubau von WKK-Anlagen unter Einsatz von strombasierten Energieträgern.
- In Variante B erfolgt ein zusätzlicher Zubau an WKK-Anlagen auf Basis von strombasierten Energieträgern.
- In den Varianten A und C des Szenarios ZERO erfolgt grundsätzlich keine wesentlich von der Basisvariante abweichende Entwicklung der WKK-Anlagen. Der Einsatz der Anlagen kann primär aufgrund der abweichenden Preisstruktur am Strommarkt in diesen Varianten jedoch leicht abweichen.

Die Ergebnisse in den Varianten des Szenarios ZERO werden im folgenden Kapitel dargestellt.

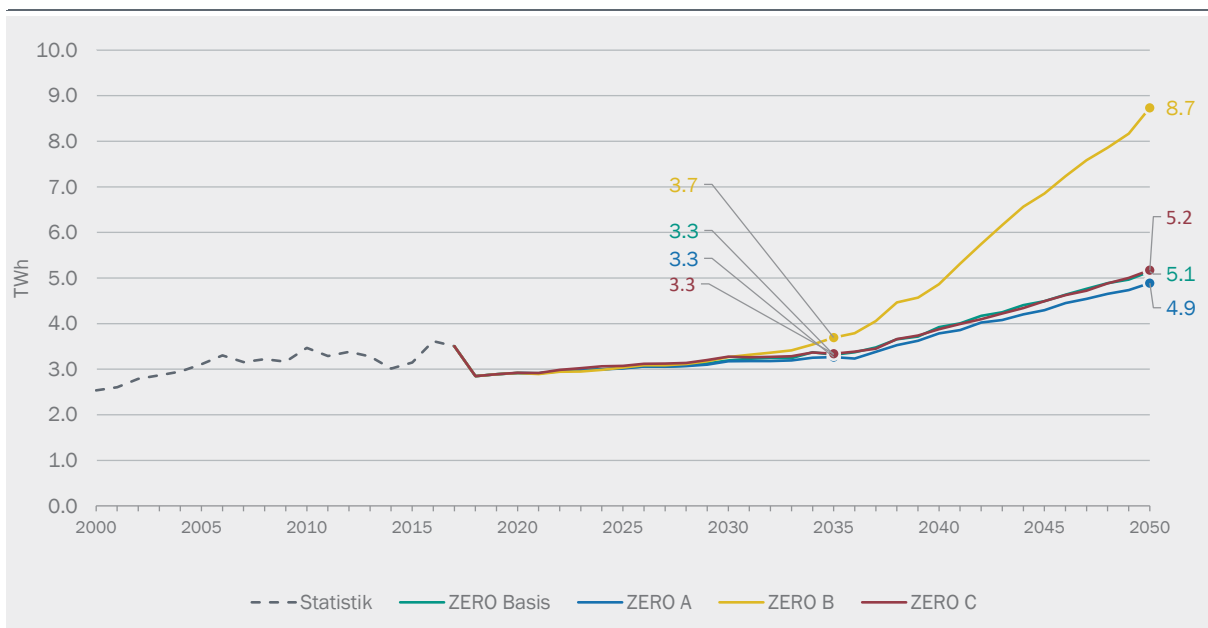
5 Ergebnisse: Stromerzeugung aus WKK-Anlagen in den Szenarien der Energieperspektiven

5.1 Szenarienvergleich

Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung von Anlagen der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in den Varianten des Szenarios ZERO (Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre). Besonders deutlich ist der Unterschied von ZERO B zu den sonstigen Varianten, da in dieser Variante ein zusätzlicher Ausbau von WKK-Anlagen unter Einsatz von Wasserstoff und von kleinen WKK-Anlagen in Gebäuden und Nahwärmenetzen (langfristig unter Einsatz von Biomethan) erfolgt. Darüber hinaus ist die Auslastung stromgeführter WKK-Anlagen in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich hoch.

Abbildung 16: Stromerzeugung von WKK-Anlagen: Szenarienvergleich

Stromerzeugung von WKK-Anlagen im Vergleich der Szenarien ZERO Basis, ZERO A, ZERO B und ZERO C, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre.



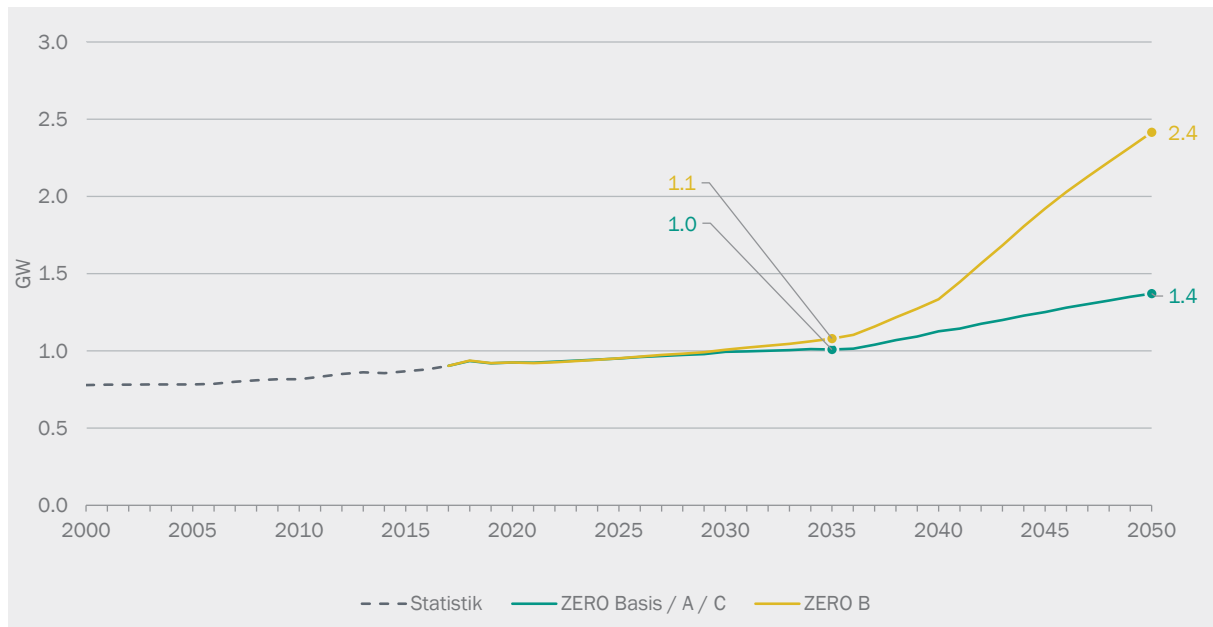
eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG (2021)

Der wesentliche Grund für die höhere Stromerzeugung aus WKK-Anlagen in ZERO B liegt in dem höheren Ausbau von Anlagen der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in dieser Variante. Abbildung 17 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung von Anlagen der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in den Varianten des Szenarios ZERO. In der Variante B ergibt sich dadurch im Jahr 2050 eine Stromproduktion von 8.7 TWh, wovon 1.8 TWh durch Wasserstoff WKK erzeugt werden. Dies bei einer insgesamt installierten Leistung von 2.4 GW die beinahe 4'000 Stunden pro Jahr laufen. Es müssen aber rund 5 TWh Wasserstoff aus dem Ausland importiert werden, was zu Beschaffungskosten von rund 450 Millionen Franken führt.

Abbildung 17: Installierte Leistung von WKK-Anlagen: Szenarienvergleich

Installierte Leistung von WKK-Anlagen im Vergleich der Szenarien ZERO Basis, ZERO A, ZERO B und ZERO C, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre.



eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG (2021)

5.2 Detailbetrachtung der Varianten des Szenarios ZERO

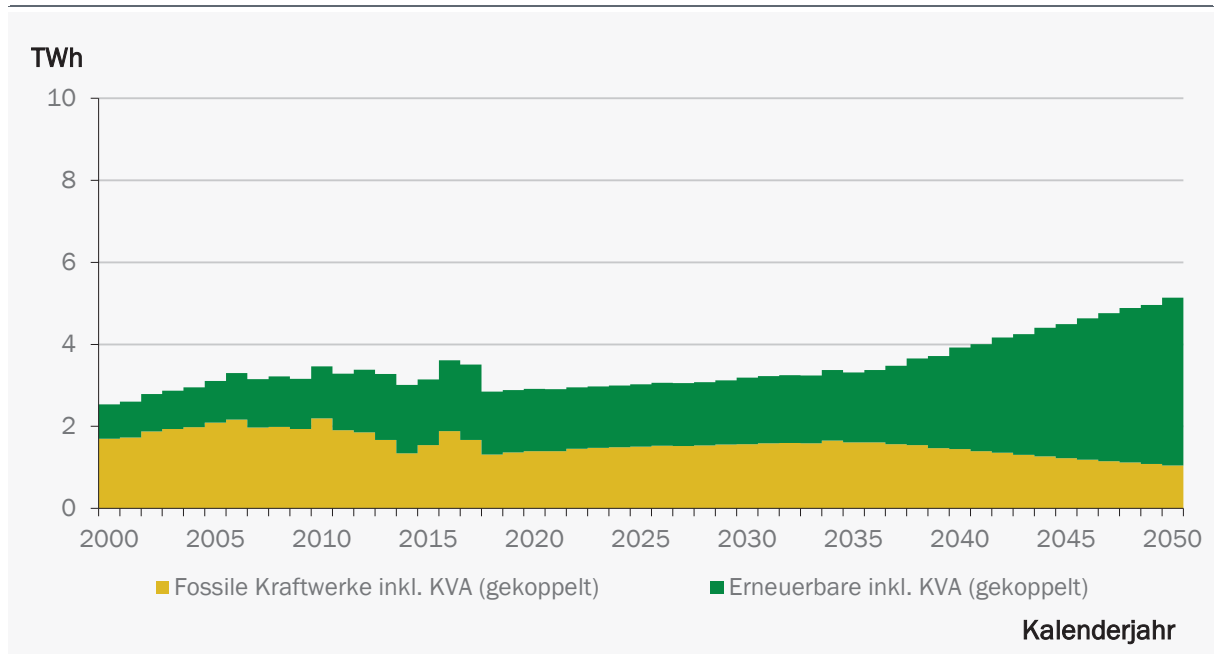
5.2.1 Basisvariante: ZERO Basis

Abbildung 18 zeigt die gekoppelte Stromerzeugung aus WKK-Anlagen im Szenario ZERO Basis (KKW-Laufzeit 50 Jahre, EE-Variante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“) aufgeteilt nach fossiler und erneuerbarer Stromerzeugung.

Im Szenario ZERO Basis kommt es zu einem Anstieg der gekoppelten Stromerzeugung auf mehr als 5 TWh im Jahr 2050 (das entspricht einem Anstieg von rund 80 % bis 2050 im Vergleich zum Jahr 2019). Durch den Ausbau von Biogas-Anlagen in der dezentralen Strom- und Wärmeversorgung, die Beimischung von Biomethan in zentralen Gasturbinen und den Ausbau von Tiefengeothermie-Anlagen steigt der Anteil erneuerbarer Energien in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung von aktuell rund 50 % auf langfristig rund 80 %. Die verbleibenden fossilen Anteile ergeben sich aufgrund der fossilen Anteile des Kehrriechts. Die erneuerbaren Anteile des Kehrriechts sind leicht rückläufig, weil durch eine verbesserte Mülltrennung die biogenen Anteile zunehmend getrennt erfasst und vergärt werden (Kapitel 4.1).

Abbildung 18: Stromerzeugung von WKK-Anlagen: ZERO Basis

Fossile und erneuerbare WKK-Anlagen, Szenario ZERO Basis, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre



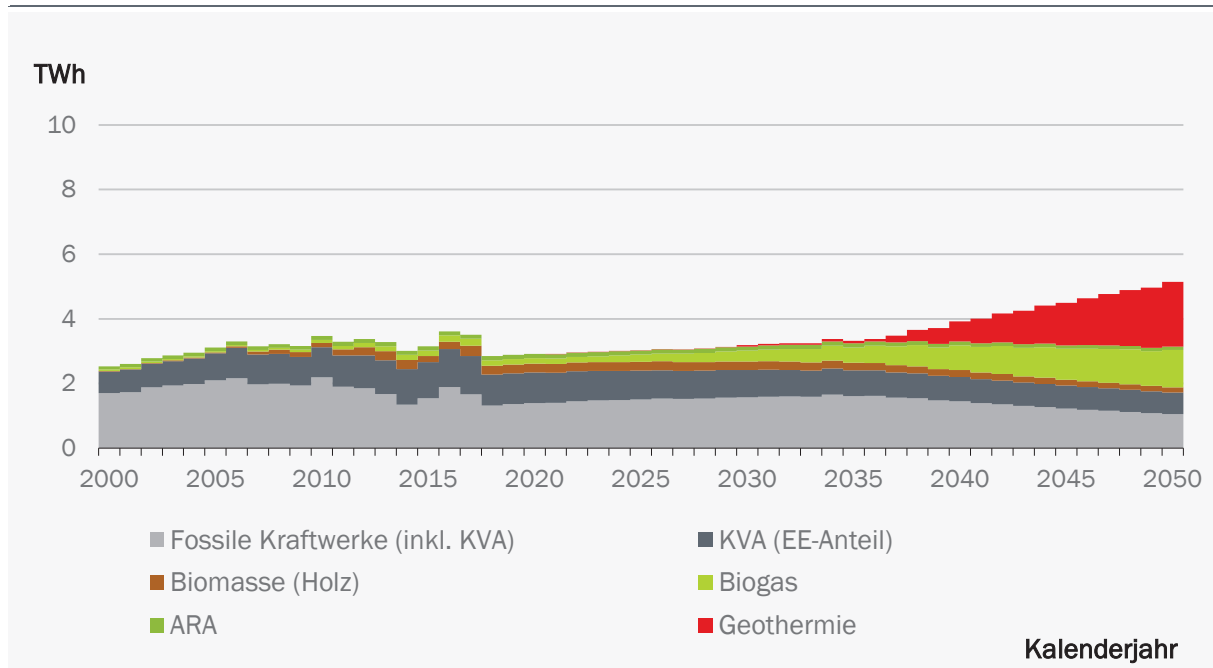
eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG (2021)

Abbildung 19 zeigt die Stromerzeugung aus WKK-Anlagen nach Energieträgern im Szenario ZERO Basis (Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre). Bis zum Jahr 2030 kommt es zu einer leicht höheren Stromerzeugung aus WKK-Anlagen durch die etwas höhere Auslastung bestehender stromgeführter Anlagen aufgrund steigender Strompreise und den Beitrag erster Geothermie-Anlagen. Ab dem Jahr 2030 wird einerseits Biomethan verstärkt in der Strom- und Wärmeerzeugung von zentralen Gasturbinen mit Wärmeauskopplung eingesetzt. Andererseits kommt es zu einem Ausbau von dezentralen Biogas-Anlagen sowie von Geothermie-Kraftwerken bis zu einer Stromerzeugung von 2 TWh im Jahr 2050. Die Auslastung von stromgeführten Anlagen (unter Einsatz von Biogas und Biomasse) sinkt langfristig, d.h. der Einsatz der Anlagen erfolgt in Perioden mit hohen Strompreisen und ist in Perioden mit tiefen Strompreisen (und hoher erneuerbarer Stromerzeugung) rückläufig.

Abbildung 19: Stromerzeugung von WKK-Anlagen nach Energieträgern: ZERO Basis

WKK-Stromerzeugung nach Energieträgern, Szenario ZERO Basis, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre



Biogas inkl. Biomethan

eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG (2021)

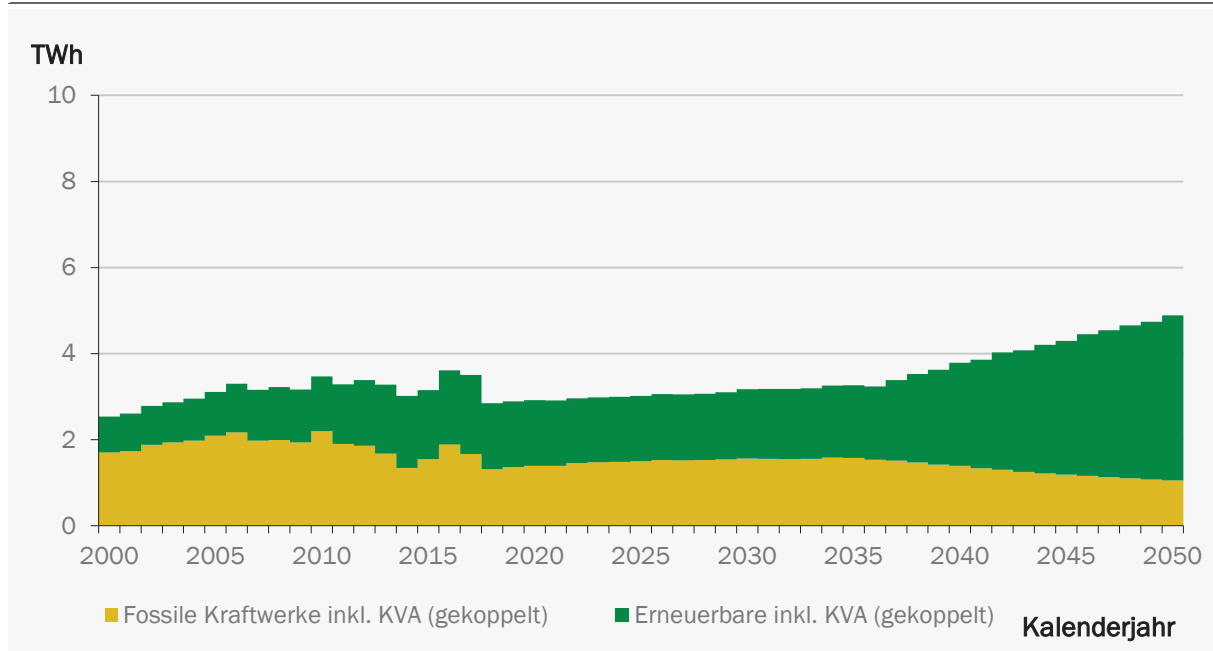
5.2.2 Variante ZERO A

Abbildung 20 zeigt die gekoppelte Stromerzeugung aus WKK-Anlagen im Szenario ZERO A (Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre) aufgeteilt nach fossiler und erneuerbarer Stromerzeugung.

Die Entwicklung im Szenario ZERO A ist weitgehend identisch zum Szenario ZERO Basis. Es kommt zu einem Anstieg der gekoppelten Stromerzeugung auf knapp 5 TWh im Jahr 2050. Durch den Ausbau von Biogas-Anlagen in der dezentralen Strom- und Wärmeversorgung, die Beimischung von Biomethan in zentralen Gasturbinen und den Ausbau von Tiefengeothermie-Anlagen steigt der Anteil erneuerbarer Energien in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung von aktuell rund 50 % auf langfristig rund 80 %. Die verbleibenden fossilen Anteile ergeben sich aufgrund der fossilen Anteile des Kehrichts.

Abbildung 20: Stromerzeugung von WKK-Anlagen: ZERO A

Fossile und erneuerbare WKK-Anlagen, Szenario ZERO A, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

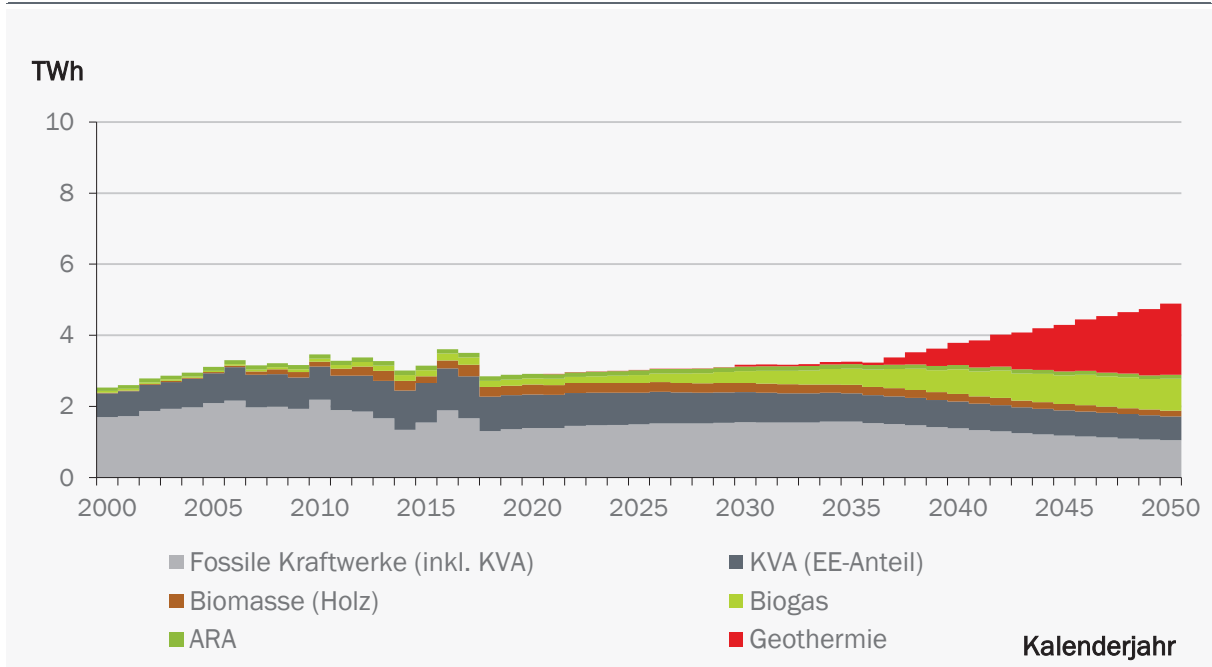
© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG (2021)

Abbildung 21 zeigt die Stromerzeugung aus WKK-Anlagen nach Energieträgern im Szenario ZERO A (Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre).

Die Auslastung von stromgeführten Anlagen (unter Einsatz von Biogas und fester Biomasse) ist langfristig, etwas tiefer als in der Basisvariante, da aufgrund des höheren Ausbaus von Photovoltaik-Anlagen in der Schweiz häufiger Stunden mit tiefen Strompreisen resultieren. Die Unterschiede im Vergleich zur Basisvariante sind jedoch eher gering (der Anstieg der Stromerzeugung in ZERO A beträgt rund 70 % ggü. 2019 im Vergleich zu rund 80 % in ZERO Basis).

Abbildung 21: Stromerzeugung von WKK-Anlagen nach Energieträgern: ZERO A

WKK-Stromerzeugung nach Energieträgern, Szenario ZERO A, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre



Biogas inkl. Biomethan

eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG (2021)

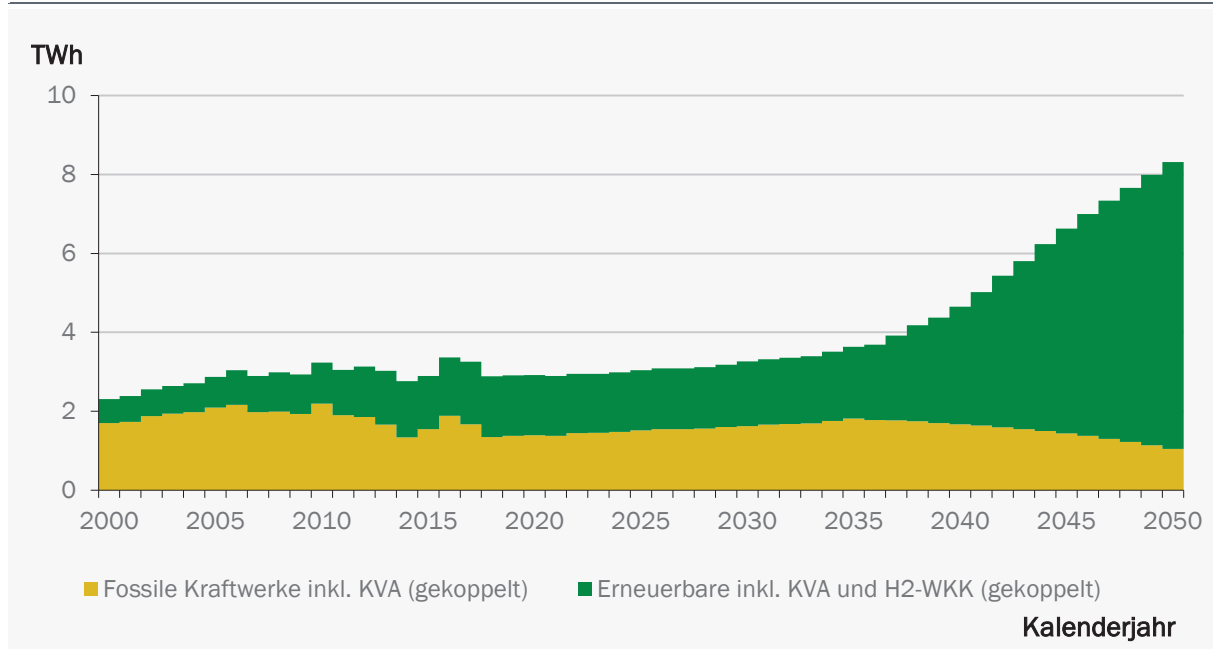
5.2.3 Variante ZERO B

Abbildung 22 zeigt die gekoppelte Stromerzeugung aus WKK-Anlagen im Szenario ZERO B (Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre) aufgeteilt nach fossiler und erneuerbarer Stromerzeugung.

Im Szenario ZERO B werden neben biogasbetriebenen WKK-Anlagen zusätzlich WKK-Anlagen und Gasturbinen unter Einsatz von Wasserstoff zugebaut. Zudem wird ein stärkerer Ausbau von kleinen WKK-Anlagen in Gebäuden und Nahwärmenetzen unterstellt. Damit kommt es zu einem Anstieg der gekoppelten Stromerzeugung auf mehr als 8 TWh im Jahr 2050. Die verbleibenden fossilen Anteile ergeben sich aufgrund der fossilen Anteile des Kehrichts.

Abbildung 22: Stromerzeugung von WKK-Anlagen: ZERO B

Fossile und erneuerbare WKK-Anlagen, Szenario ZERO B, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

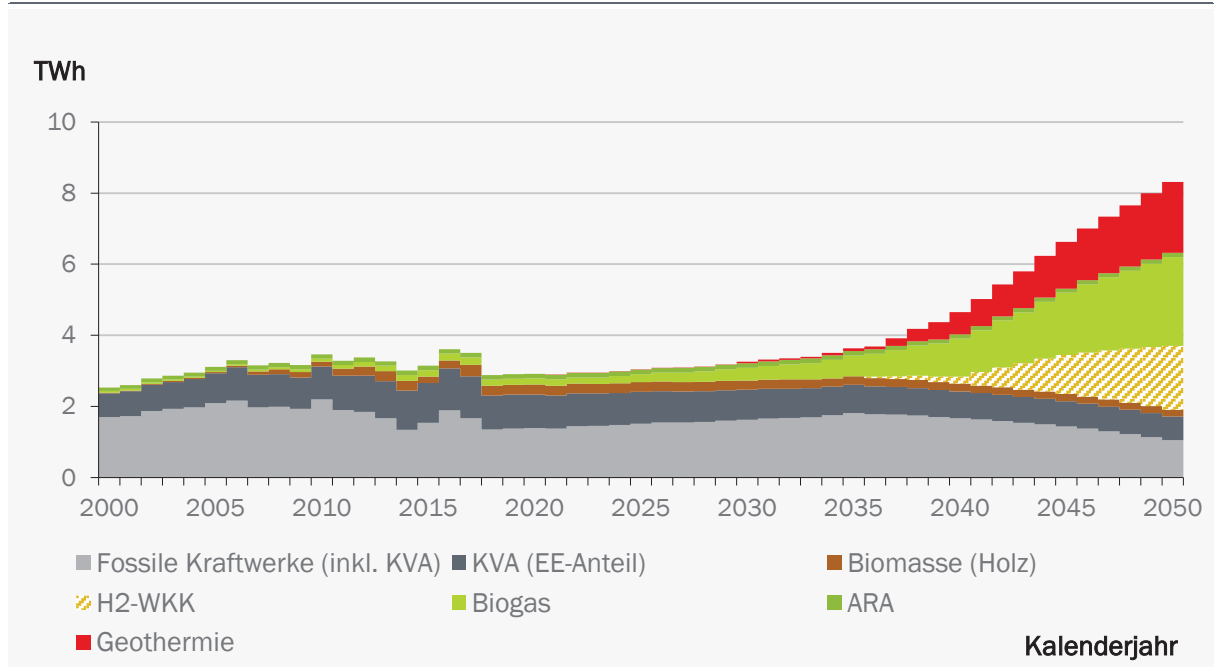
© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG (2021)

Bis zum Jahr 2030 kommt es zu einer leicht höheren Stromerzeugung aus WKK-Anlagen durch die etwas höhere Auslastung bestehender stromgeführter Anlagen aufgrund steigender Strompreise und den Beitrag erster Geothermie-Anlagen. Ab dem Jahr 2030 wird einerseits Biomethan verstärkt in der Strom- und Wärmeerzeugung von zentralen Gasturbinen mit Wärmeauskopplung eingesetzt. Andererseits kommt es zu einem Ausbau von dezentralen Biogas-Anlagen sowie von Geothermie-Kraftwerken bis zu einer Stromerzeugung von 2 TWh im Jahr 2050. Zudem kommt es zu einem Ausbau von (wärmegeführten) WKK-Anlagen unter Einsatz von Wasserstoff (Abbildung 23). Die Auslastung von stromgeführten Anlagen (unter Einsatz von Biogas und Biomasse) sinkt zuerst, steigt aber langfristig aufgrund des geringeren Anteils erneuerbarer Energien im Vergleich zu den anderen Varianten wieder an.

Neben dem hier beschriebenen Ausbau von WKK-Anlagen unter Einsatz von Wasserstoff kommt es im Szenario ZERO B darüber hinaus zu einem Ausbau von zentralen Gasturbinen, in welchen ebenfalls Wasserstoff eingesetzt wird. Diese Kraftwerke nehmen jedoch einzig eine Funktion als Spitzenlastkraftwerke für die Stromversorgung wahr und koppeln keine Wärme aus. Daher werden diese Kraftwerke hier nicht mit aufgeführt.

Abbildung 23: Stromerzeugung von WKK-Anlagen nach Energieträgern: ZERO B

WKK-Stromerzeugung nach Energieträgern, Szenario ZERO B, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre



Biogas inkl. Biomethan

eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG (2021)

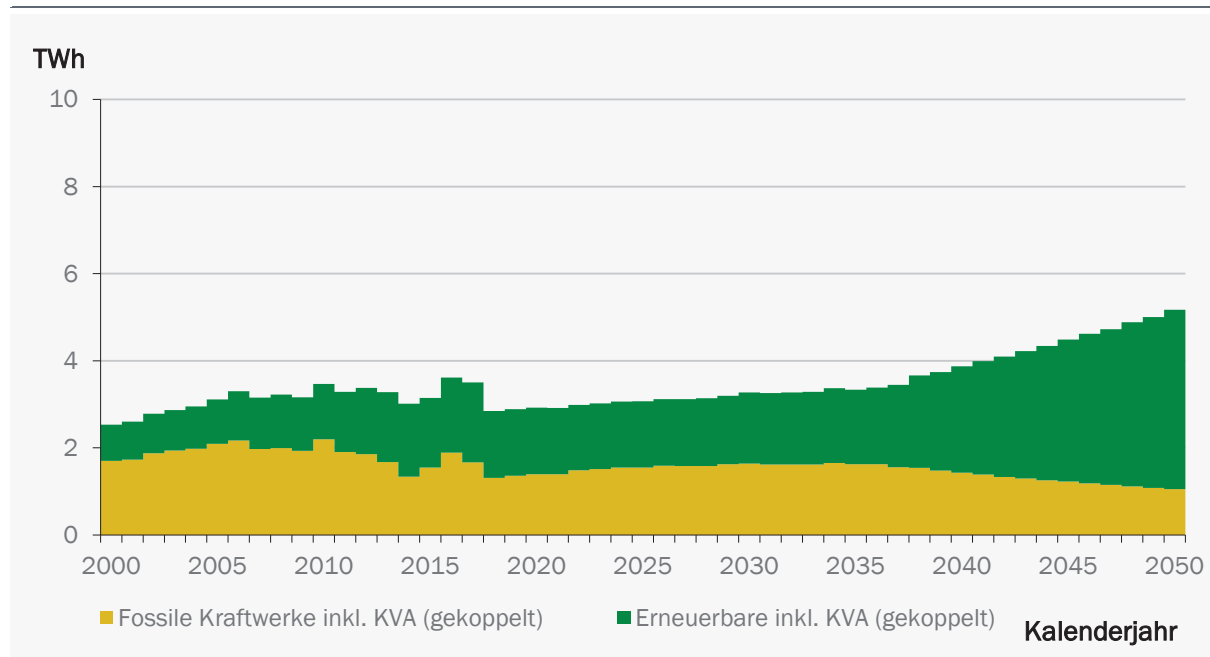
5.2.4 Variante ZERO C

Abbildung 24 zeigt die gekoppelte Stromerzeugung aus WKK-Anlagen im Szenario ZERO C (Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre) aufgeteilt nach fossiler und erneuerbarer Stromerzeugung. In Abbildung 25 ist diese Stromerzeugung zudem nach Energieträgern dargestellt.

Im Szenario Zero C kommt es zu einem Anstieg der gekoppelten Stromerzeugung auf rund 5 TWh im Jahr 2050. Durch den Ausbau von Biogas-Anlagen in der dezentralen Strom- und Wärmeversorgung, die Beimischung von Biomethan in zentralen Gasturbinen und den Ausbau von Tiefengeothermie-Anlagen steigt der Anteil erneuerbarer Energien in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung von aktuell rund 50 % auf langfristig rund 80 %. Die Entwicklung ist aufgrund der ähnlichen Entwicklung der Erzeugungsstruktur und des Strombedarfs vergleichbar mit dem Szenario ZERO Basis. Die Auslastung stromgeführter Anlagen ist aufgrund etwas höherer Strompreise geringfügig höher als im Szenario ZERO Basis.

Abbildung 24: Stromerzeugung von WKK-Anlagen: ZERO C

Fossile und erneuerbare WKK-Anlagen, Szenario ZERO C, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre

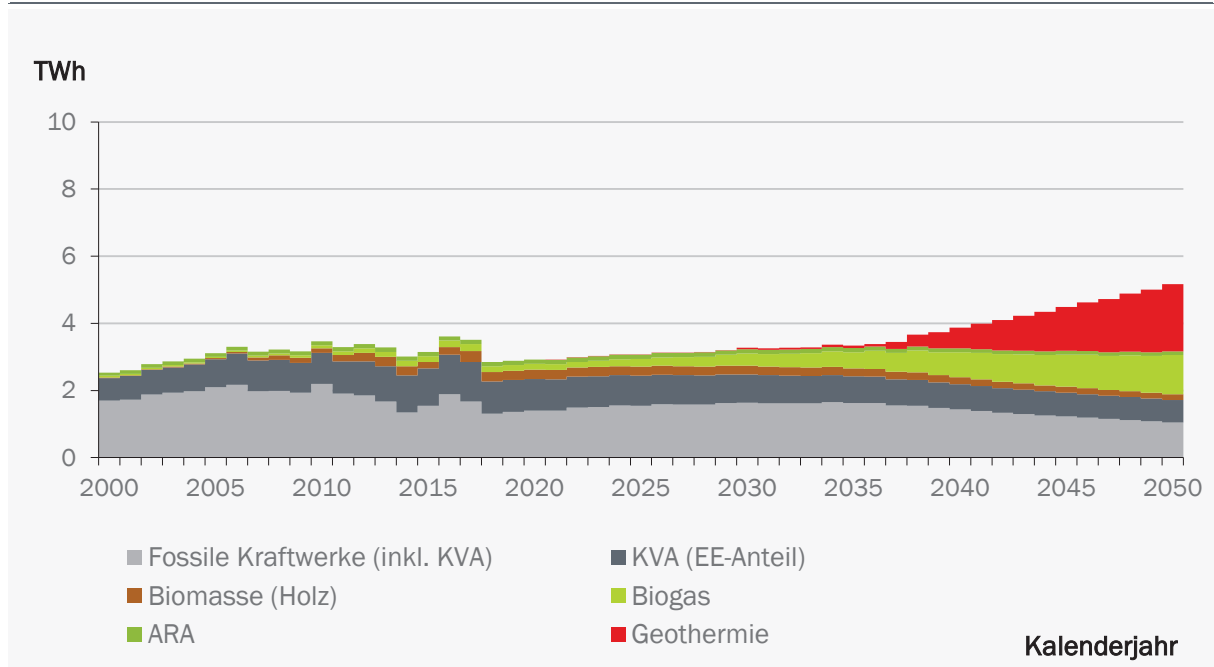


eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG (2021)

Abbildung 25: Stromerzeugung von WKK-Anlagen nach Energieträgern: ZERO C

WKK-Stromerzeugung nach Energieträgern, Szenario ZERO Basis, Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“, KKW-Laufzeit 50 Jahre



Biogas inkl. Biomethan

eigene Darstellung

© Prognos AG, TEP Energy GmbH, INFRAS AG (2021)

6 Zusammenfassung und Fazit

Anlagen der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung können im Stromsystem der Zukunft eine mehr oder weniger wichtige Rolle spielen. Dabei sind im Kontext des Netto-Null Ziels Potenzialrestriktionen (insbesondere für die Einhaltung der nachhaltig verfügbaren Biomassepotenziale), Kostenaspekte sowie Risiken für den Einsatz bestimmter Technologien und der Beitrag der WKK für die Deckung des Strom- und Wärmebedarfs in kritischen Perioden (z.B. im Winterhalbjahr) zu berücksichtigen.

Die zukünftige Strom- und Wärmeerzeugung aus WKK-Anlagen im Kontext des ZERO-Szenarios erfordert einen erneuerbaren oder CO₂-neutralen Brennstoff. Optionen dafür bestehen durch feste und gasförmige Biomasse, Geothermie und strombasierte Energieträger. Insbesondere beim Einsatz von Biomasse bestehen Potenzialgrenzen. Bei der Nutzung der Biomasse-Potenziale in WKK-Anlagen muss der Einsatz von Biomasse in den anderen Sektoren und die damit einhergehenden Nutzungskonkurrenz mitberücksichtigt werden. Dadurch sind dem Ausbau von WKK-Anlagen mit Einsatz von Biomasse Grenzen gesetzt. Strombasierte Brennstoffe werden vorwiegend importiert und können nur begrenzt lokal gespeichert werden.

WKK-Anlagen können einen Beitrag zur Stromversorgung und zur Deckung des Wärmebedarfs im Winterhalbjahr leisten und grundsätzlich für beide Zwecke Flexibilität bereitstellen. Mit ihrem hohen Anteil der Stromproduktion im Winterhalbjahr sind WKK-Anlagen komplementär zum sonstigen Schweizer Erzeugungsmix, der eher tiefe Anteile im Winterhalbjahr aufweist. Dadurch bilden WKK-Anlagen grundsätzlich eine gute Ergänzung zum sonstigen Stromerzeugungsprofil der Schweiz.

Aus Sicht der Kosteneffizienz besitzen WKK-Anlagen aufgrund des hohen Gesamtwirkungsgrades durch die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung gewisse Vorteile gegenüber der ungekoppelten Erzeugung. Demgegenüber stehen allerdings hohe Brennstoffkosten von Biogas, fester Biomasse und insbesondere auch strombasierter Energieträger. Dadurch resultieren mittel- bis langfristig hohe Gestehungskosten auf der Strom- und Wärmeseite im Vergleich zu ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien, insbesondere PV und Wärmepumpen. Die Stromgestehungskosten zusätzlicher WKK Anlagen liegt dann auch in fast allen Jahresstunden mittel und langfristig über den Stromgrosshandelspreisen der Basisvariante.

Im Szenario ZERO Basis werden aufgrund weiterhin verfügbarer Potenziale WKK-Anlagen unter Verwendung von Biogas zugebaut bzw. es wird in bestehenden Gasturbinen der zentralen Wärmeversorgung ab 2030 kontinuierlich Biomethan beigemischt. Die Stromerzeugung aus KVA-Anlagen verbleibt aufgrund der Abhängigkeit vom Kehrlichaufkommen in etwa auf dem heutigen Niveau. Zudem werden in moderatem Ausmass Geothermie-Kraftwerke zugebaut. Hier bestehen einerseits umfangreiche Potenziale, andererseits gibt es gewisse Risiken was die Realisierung dieser Potenziale angeht. Aus Kostengründen und aufgrund von Unsicherheiten in der zukünftigen Bereitstellung dieser Energieträger erfolgt kein Zubau von WKK-Anlagen unter Einsatz von strombasierten Energieträgern. Zudem gibt es aufgrund der durchgeführten Analysen keinen zusätzlichen Bedarf für inländische Stromerzeugung bzw. für zusätzliche Wärmeerzeugung. Dies gilt unter dem Vorbehalt, wie in den Energieperspektiven angenommen, der weiteren Integration der Schweiz in den europäischen Stromhandel. Der Bedarf bestünde also insbesondere dann, wenn

die Stromversorgung der Schweiz verstärkt mit inländischen Kraftwerken gesichert werden müsste.

Damit kommt es in der Variante ZERO Basis insgesamt zu einem Anstieg der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung bis zum Jahr 2050 um rund 80 % gegenüber dem Jahr 2019. Durch den Einsatz von Biomasse und Geothermie wird die Erzeugung zudem langfristig nahezu CO₂-frei.

In den Varianten ZERO A und ZERO C entspricht der Ausbau dem Szenario ZERO Basis. Im Vergleich dazu erfolgt in Variante B ein zusätzlicher Einsatz von WKK-Anlagen auf Basis von Wasserstoff. Zudem werden in dieser Variante verstärkt kleine WKK-Anlagen (unter Einsatz von Biogas) zugebaut. Damit ergibt sich ein zusätzlicher Beitrag zur Stromerzeugung der Schweiz von rund 3.5 TWh, der aufgrund der mehrheitlich wärmegeführten Fahrweise dieser Anlagen vor allem im Winterhalbjahr anfällt und mit vorwiegend aus dem Ausland importierten strombasierten Energieträgern erfolgt. Dadurch sinken die Stromimporte der Schweiz im Winterhalbjahr. Der zusätzliche Einsatz von Wasserstoff verursacht jedoch höhere Brennstoffkosten von rund 1.2 Mrd. CHF und (aufgrund der beschränkten inländischen Produktionspotenziale) auch höhere Brennstoffimporte und setzt eine entsprechende Wasserstoffinfrastruktur voraus.

Anhang

Tabelle 1: Annahmen für die Kostenberechnung von WKK-Anlagen zur zentralen Strom- und Fernwärmeversorgung

Technologie	Leistungs- klasse (el.)	Kostenart	Einheit	2020	2035	2050
Gasturbine	5 MW	Investitionskosten	CHF/kW _{el}	838	768	755
		Betriebskosten fix	CHF/kW _{el}	43	43	43
		Betriebskosten var.	CHF/MWh _{el}	1.7	1.7	1.7
		Volllaststunden	h	1'500	1'500	1'500
Biomasse- Heizkraftwerk	2 MW	Investitionskosten	CHF/kW _{el}	7'079	6'848	6'760
		Betriebskosten fix	CHF/kW _{el}	346	321	298
		Betriebskosten var.	CHF/MWh _{el}	2.1	2.1	2.1
		Volllaststunden	h	2'500	2'500	2'500
Tiefengeothermie mit Wärmeaus- kopplung	5 MW	Investitionskosten	CHF/kW _{el}	11'021	8'987	7'785
		Betriebskosten fix	CHF/kW _{el}	239	224	222
		Betriebskosten var.	CHF/MWh _{el}	6.3	5.9	5.2
		Volllaststunden	h	6'000	6'000	6'000
Kehrichtverwer- tungsanlage		Investitionskosten	CHF/kW _{el}	4'580	4'356	4'312
		Betriebskosten fix	CHF/kW _{el}	97	92	92
		Betriebskosten var.	CHF/MWh _{el}	1.1	1.1	1.1
		Volllaststunden	h	3'000	3'000	3'000
Gasturbine mit Ein- satz von H ₂	5 MW	Investitionskosten	CHF/kW _{el}	1'258	1'037	905
		Betriebskosten fix	CHF/kW _{el}	43	43	43
		Betriebskosten var.	CHF/MWh _{el}	1.7	1.7	1.7
		Volllaststunden	h	1'500	1'500	1'500
Erdgas		Brennstoffkosten (je nach Bezugsmenge)	Rp/kWh	8-10	8-11	7-10 ⁸
Biogas/Biomethan		Brennstoffkosten	Rp/kWh	22.3	21.8	21.2
Biomasse fest		Brennstoffkosten	Rp/kWh	3.4	4.0	4.7
PtG (H ₂)		Brennstoffkosten	Rp/kWh	33.6	29.4	24.4
PtG (CH ₄)		Brennstoffkosten	Rp/kWh	46.5	40.4	33.0
Kehricht		Brennstoffkosten	Rp/kWh	0.2	0.2	0.2

⁸ nur als Referenzwert zu Kostenberechnungen, kommt in den ZERO Szenarien nicht zum Einsatz

Literaturverzeichnis

Akinyele, Olabode, Amole. (2020). Review of Fuel Cell Technologies and Applications for Sustainable Microgrid Systems. Basel: MDPI.

BFE (2020). *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz*. Ausgabe 2019, Eicher u. Pauli im Auftrag des BFE. BKWK (2011). *Neue Chancen mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie effizient produzieren - nachhaltig wirtschaften*. Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V., Berlin.

Bundesverband Geothermie. (16. 08 2021). Webseite des Bundesverbandes Geothermie Deutschland. <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/f/flashverfahren.html>

Cerbe, Wilhelms (2007). *Technische Thermodynamik: Theoretische Grundlagen und praktische Anwendungen*. 14. Auflage, Hanser Verlag, München.

DLR (2020). Elektrische Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkskonzepte in Abhängigkeit der installierten Leistung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR). Internetaufruf am 04.08.2020: https://www.dlr.de/vt/desktopdefault.aspx/tabid-9006/18909_read-15119/gallery-1/216_read-1/

E-Cube (2018). *Erneuerbares Gas - Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030*, E-Cube Strategy Consultants, im Auftrag der EnFK

IINAS (2017). Fritsche, Uwe R. et al.: *Sustainable energy options and implications for land use*. Working Paper for the UNCCD Global Land Outlook, IINAS – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien. http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/land/IINAS_2017_UNCCD-IRENA_Energy-Land_paper.pdf

Initiative Brennstoffzelle. (16. 08 2021). *Brennstoffzelle: Strom und Wärme maximal effizient*. Von Webseite der Initiative Brennstoffzelle c/o Zukunft Gas GmbH: <https://www.erdgas.info/fileadmin/Public/PDF/Heizung/Heizungstechnik/brennstoffzellen-broschuere.pdf>

Kaltschmitt (2006). *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 4. Auflage, Springer Verlag Berlin.

Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan. (2020). *Energieperspektiven 2050+ Kurzbericht*. i.A. des Bundesamts für Energie, Bern.

Prognos, TEP Energy, Infrac (2021a). *Energieperspektiven 2050+ Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS*. i.A. des Bundesamts für Energie, Bern.

Prognos, TEP Energy, Infrac (2021b). *Energieperspektiven 2050+ Exkurs Biomasse*. i.A. des Bundesamts für Energie, Bern.

Prognos (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050* (Exkurs Wärme-Kraft-Kopplung). Prognos AG, im Auftrag des BFE.

Schaumann & Schmitz (2010). *Kraft-Wärme-Kopplung (4. vollständig bearbeitete und erweiterte Auflage)*, Gunter Schaumann & Karl W. Schmitz, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2010

Siemens AG (2020). *Produktseite der SGT5-9000 HL*. Internetaufruf am 28.07.2020:
<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/power-generation/gas-turbines/sgt5-9000hl.html>

Strauß (2009). *Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen*, Karl Strauß, VDI Springer Verlag Heidelberg, 2009

Thomas (2011). *Mini-Blockheizkraftwerke*, Bernd Thomas, Vogel Verlag Würzburg, 2011

Quaschnig (2011). *Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Simulation*, Volker Quaschnig, Hanser Verlag München, 2011.

Quoilin (2013). *Technological and Economical Survey of Organic Rankine Cycle Systems*. Wissenschaftliches Paper des Thermodynamischen Labors der Universität Liège, Belgien.
https://www.researchgate.net/publication/228540064_Technological_and_economical_survey_of_organic_Rankine_cycle_systems (16.08.2021)

UVEK (2012). *Fossile BHKW - Potenzial und Standortevaluation im Rahmen der Entwicklung der BFE WKK-Strategie – Schlussbericht*. Eicher und Pauli i.A. Bundesamt für Energie, Bern.

VBSA (2017). *Siedlungsabfallaufkommen Schweiz 2050 - Auswirkungen auf das Kehrrichtaufkommen für die thermische Verwertung in den KVA und die Gesamtauslastung der KVA*, Prognos AG, im Auftrag des Verbands der Betreiber Schweizerischer Abfallverwertungsanlagen (VBSA)

WSL (2017). 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.