

# POTENTIALANALYSE EINES SCHWARMS BIOGENER WÄRMEKRAFTKOPPELUNGSANLAGEN ZUR KOMPENSATION FLUKTUIERENDER ERNEUERBARER STROMQUELLEN

Philipp VÖGELIN<sup>1</sup>, Gil GEORGES<sup>1</sup>, Konstantinos BOULOUCHOS<sup>1</sup>

## Das Forschungsprojekt „CHPswarm“

Der zunehmende Anteil erneuerbarer fluktuierender Elektrizitätserzeugung gepaart mit abnehmender Bandlast großer thermischer Kraftwerke fordert zukünftig dynamische einsetzbare Einheiten zur Stromerzeugung oder -Speicherung. Ein substantieller Beitrag könnten dabei dezentrale dynamisch eingesetzte Wärmekraftkoppelungsanlagen liefern, in deren Kern eine thermische Maschine chemisch gebundene Energie eines Brennstoffes in Kraft umwandelt und gleichzeitig die entstehende Wärme für Gebäude oder Industrieprozesse nutzbar macht. Weiter kann der koordinierte Verbund mehrerer Anlagen als virtuelles Kraftwerk dienen und den Einsatz gebündelter Leistung ermöglichen.

Das Projekt „CHPswarm“ untersuchte das Potential solcher Schwärme biogener WKK-Anlagen in verschiedenen Schweizer Regionen und deren Einfluss auf ein Stromnetz mit erhöhten PV-Penetrationen. Es waren vier Forschungsgruppen aus den Fachbereichen Verbrennungssysteme (WKK-Technologie, -Optimierung) Geengineering (räumliche Daten, Biomasseverfügbarkeit), Elektrotechnik (Stromnetzsimulationen) und Energieökonomik (Zukunftsszenarien bis 2050) involviert. Wir stellen in diesem Beitrag das Projekt vor, gehen auf die Modellierung von Wärmesenken und WKK sowie deren Optimierung ein und geben Einblicke zum Potential eines solchen Ansatzes.

Für diese Untersuchung wurde als Brennstoff Biomethan angenommen, das aus Vergärung von Bioabfall oder mittels Vergasung und Katalyse aus Holz gewonnen wird. Die Speicherung und Verteilung erfolgt über das Gasnetz. Auf diese Weise soll aus einem CO<sub>2</sub>-freien Brennstoff hochqualitative Energie in Form von Strom erzeugt werden, die zeitlich flexibel eingesetzt werden kann.

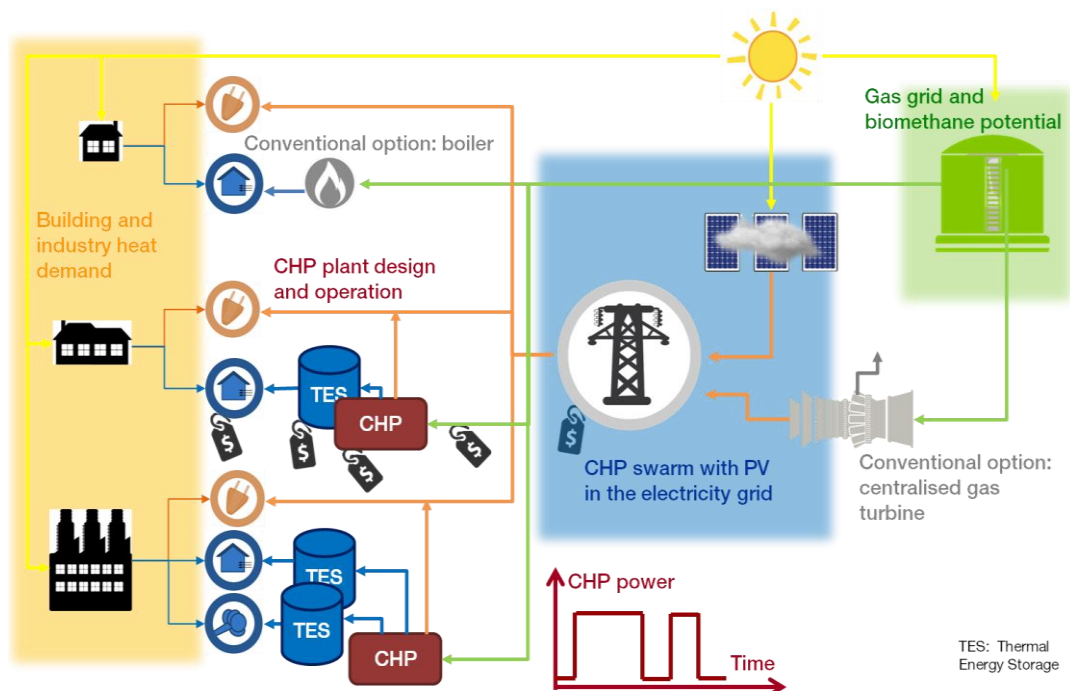


Abbildung 1: Potentialanalyse eines Schwarms biogener Wärmekraftkoppelungsanlagen zur Kompensation fluktuierender erneuerbarer Stromquellen.

<sup>1</sup> ETH Zürich, Sonneggstrasse 3, Tel.: +41 44 632 07 96, voegelin@lav.mavt.ethz.ch, www.lav.ethz.ch

WKK-Anlagen mit Gasmotoren haben folgende charakteristische Eigenschaften, die mehr für ihre Nutzung als flexible Stromerzeugungstechnologie und weniger als Heizung sprechen:

- Ansprechzeit auf Volllast von einigen Sekunden bei Kleinanlagen bis 25kW elektrischer Leistung und einige Minuten bei Großanlagen bis 20MW. Große Gas- und Dampfkraftwerke benötigen mindestens 20min.
- Dezentrale Anordnung der Anlagen auf den tiefsten beiden Netzebenen, wobei lokale fluktuierende Stromnachfrage gedeckt werden kann ohne Belastung der höheren Netzebenen.
- Hoher Gesamtwirkungsgrad von mindestens 90% bei vollständiger Nutzung von Strom und Wärme, im Gegensatz zu großen Gas- und Dampfkraftwerken mit etwa 60% und zusätzlicher nicht mehr verteilter Tieftemperaturabwärme.

Dem gegenüber stehen aber hohe spezifische Kosten im Vergleich zu Großkraftwerken, was für einen rentablen Betrieb hohe stündliche Strompreise bei Zeiten der Knappheit fordert. Die Betriebsflexibilität erreicht die Anlage durch einen Wärmespeicher, der für eine zeitliche Entkoppelung von Stromerzeugung und meist kontinuierlichen Wärmebereitstellung sorgt. Andere thermische Maschinen wie Brennstoffzellen oder Dampfturbinen scheiden vor allem wegen deren Brennstoffe oder Betriebsmuster (Anzahl Zyklen, Ansprechzeit) aus.

### **Modellierung von Wärmesenken und WKK**

Als Wärmesenken werden grundsätzlich der Gebäudewärmebedarf (Räume, Warmwasser) und Industriewärmebedarf unterschieden. Gebäudedaten wie Grundfläche, Anzahl Geschosse und Baujahr haben wir in ein Gebäudewärmemodell basierend auf der EN ISO Norm 13790 übersetzt. Das Modell simuliert das Gebäude in stündlicher Auflösung über ein ganzes Jahr als eine thermische Masse mit Wärmeverlusten und -Erträgen. Dafür wurden Wetterdaten wie Außentemperatur und Sonneneinstrahlung mit dem Programm „*meteonorm*“ erzeugt. Der Industriewärmebedarf wurde für die untersuchten Regionen individuell mittels jährlichem Bedarf, Anteil Wärme über 90°C und dem Prozessbetrieb erfasst.

Die WKK-Anlage ist vereinfacht als Energiekonverter mit Wirkungsgraden für Elektrizität und Wärme modelliert, der nur auf Volllast bei höchstem elektrischem Wirkungsgrad betrieben wird. Die zeitliche Basis sind wiederum 8760 Stunden. Der Wärmespeicher ist als eine Kapazität mit konstantem stündlichem Verlustfaktor modelliert. Das breite elektrische Leistungsspektrum von 3-20.000kW wurde in neun Klassen mit konstanten Eigenschaften unterteilt, wo nebst den Wirkungsgraden auch Kostenparameter für die Anlage und den Speicher erfasst wurden. Als konstanter Wärmepreis sind die Kosten einer äquivalenten Gasheizung angenommen, wobei der Strompreis zeitvariabel von EEX-Marktdaten übernommen wurde.

Für das resultierende lineare Modell mit vorgegebener Anlagenleistung, den unbekanntenen Entscheidungsvariablen für den Anlagenbetrieb in jedem Zeitschritt und der gesuchten Speicherkapazität wird typischerweise mit einem kommerziellen Algorithmus gelöst. In der zu maximierenden Zielfunktion sind alle Anlagenkosten und Erträge aus Strom- und Wärmeverkauf zusammengefasst. Damit wurden für sämtliche Wärmesenken in den untersuchten Regionen Anlagen bezüglich Betriebsprofil und Speichergröße optimiert.

### **Einblick in die Projektergebnisse**

Nimmt man als Biomethankosten 0.16EUR/kWh, 2000 Betriebsstunden pro Jahr und die Wärmevergütung an ergeben sich Stromgestehungskosten von 0.20 bis 0.28EUR/kWh je nach Größenklasse (bei Erdgas 0.11-0.18EUR/kWh).

Korreliert man für ein Spektrum von 27.000 Anlagen die elektrische Leistung mit der optimalen Speicherkapazität zeigt sich ein linearer Zusammenhang. Die Speicherkapazität entspricht der 20-fachen Leistung.

Die Jahresanalyse der Region des Kantons Luzern zeigt, dass die Nutzung der verfügbaren Biomasse als Biomethan (692GWh) in einem WKK-Schwarm (256GWh<sub>el</sub>) vom Stromnetz (2713 GWh<sub>el</sub>) toleriert wird, auch wenn die Anlagen ohne Kommunikation nach dem Marktpreis gewinnorientiert operieren. Auf diese Weise können bereits 20-30% der Residuallast aus Nachfrage und PV-Erzeugung abgedeckt werden. Erst bei der doppelten Größe entstehen erste Netzengpässe, die aber mittels Verlagerung von Betriebsstunden behoben werden können.