

Characterisation and optimisation of gas engine combined heat and power plants in a volatile energy system

Doctoral Thesis

Author(s):

Vögelin, Philipp

Publication date:

2017

Permanent link:

<https://doi.org/10.3929/ethz-a-010836943>

Rights / license:

[In Copyright - Non-Commercial Use Permitted](#)

DISS. ETH NO. 23923

***CHARACTERISATION AND
OPTIMISATION OF GAS ENGINE
COMBINED HEAT AND POWER
PLANTS IN A VOLATILE ENERGY
SYSTEM***

A thesis submitted to attain the degree of
DOCTOR OF SCIENCES of ETH ZURICH
(Dr. sc. ETH Zurich)

presented by
Philipp Vögelin

MSc. ETH Mech. Eng.
born on 16.05.1983
citizen of Basel

accepted on the recommendation of
Prof. Konstantinos Boulouchos, examiner
Dr. Alois Amstutz, co-examiner
Dr. Gil Georges, co-examiner

2017

Abstract

Increasing renewable power generation help to mitigate carbon dioxide emissions in the future energy system. At the same time, fossil and nuclear base-load power plants are planned to be partially phased out by the Swiss government. Hence, the increased fluctuating renewable generation and the lower base load generation challenge the continuous balance of production and demand. This asks for flexible storage and generation systems. One option next to gas turbine combined cycle plants are gas engine based combined heat and power (CHP) plants. They are suitable power-on-demand generators with fast response times, high overall efficiency, minimised exhaust gas pollutant emissions and available over a wide power scale of 3 kW–18 MW electric output. The profitability of a plant depends on investments for plant size and heat storage as well as operating strategy dependent returns for providing energy and running costs. Current small scale CHP gas engines in the power range up to 10 kW show relatively low electrical efficiency and high pollutant emissions. Based on a single-cylinder engine, we present the optimisation of the engine's gas exchange and the deployment of lambda controlled stoichiometric combustion including a 3-way catalyst. We demonstrated outstanding 32 % electrical efficiency, near-zero pollutant emissions and power generation within 10 s after the starting signal. Such plants installed in a decentralised way in small buildings become an attractive alternative to larger centralised units feeding a heating network. Further, the fast response time offers to generate power-on-demand in the distribution grid. The question of designing and operating a plant most economically for time-resolved

electricity price and heat demand is a complex optimisation problem. Designing or real-time operating numerous plants aggregated to a swarm asks for computationally powerful algorithms. We present a fast heuristic algorithm to determine the economic optimal power, heat storage size and operating pattern based on a linear CHP plant model. We verified the new algorithm against the state-of-the-art mixed-integer linear programming (MILP) approach. The heuristic algorithm found the optimal operating strategy and heat storage size 34 times faster than the MILP solver. In addition, we enhanced the algorithm to find optimal CHP power, heat storage size and operating strategy in a single process. The vast power spectrum of plants, residential and industrial heat demand levels rises the question of optimal design over all scales. The exogenous prices for electricity and fuel can significantly change under future conditions. The design analysis describes price structures required to reach break-even. The profitability shows a small sensitivity on future prices predicted until 2035. The resulted catalogue of design rules is a valuable tool for potential CHP plant owners to plan investments. On the national scale, the aggregation of numerous CHP plants can serve as virtual power plant supporting renewable generation. For this purpose, we use a variant of the heuristic algorithm as a swarm simulation tool and estimations on power prices, demand and generation for 2035. The algorithm optimises the operating patterns of individual plants so that their aggregated output follows the residual load defined by demand minus renewable generation. In this case, the swarm consumes the entire sustainable Swiss biomethane potential of 15 TWh/y and reaches a peak power of 4.9 GW. The swarm is able to cover 25 % of the residual load as well as 10 % of power and heat demand of the country. This outcome shows the future importance of CHP plants as highly-efficient and flexible biomethane converters and provides a methodological basis for possible swarm operators.

Zusammenfassung

Zur Reduktion von CO₂-Emissionen wird im zukünftigen Energiesystem vermehrt Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammen und der Anteil fossiler und nuklearer Grundlastkraftwerke verringert. Die in der Folge fluktuierende Erzeugung fordert vermehrt einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Dafür sind flexibel einsetzbare Speicher und Generatoren gefragt. Neben Gaskombikraftwerken eignen sich Wärmekraftkoppelungsanlagen (WKK) mit folgenden Eigenschaften: Leistungserzeugung auf Abruf, schnelle Lastaufnahme, hoher Gesamtwirkungsgrad, minimale Schadstoffemissionen und elektrisches Leistungsspektrum von 3 kW–18 MW. Aus ökonomischer Sicht hängt die Profitabilität einerseits von den Investitionskosten in Anlage und Wärmespeicher und andererseits von den betriebsstrategieabhängigen Erträgen aus Energiebereitstellung und Unterhaltskosten ab. Kleine Gasmotoren bis 10 kW zeigen bisher relativ tiefe Wirkungsgrade und hohe Schadstoffemissionen. Auf der Basis eines Einzylinder-Motors zeigen wir die Optimierung des Gaswechsels und die Nutzung von stöchiometrischer Verbrennung mit Lambda-Regelung und 3-Wege-Katalysator. Wir erreichten ausserordentliche 32.0 % elektrischen Wirkungsgrad, quasi null Schadstoffemissionen und Vollast innert 10s nach dem Start. Solche Anlagen, dezentral in Gebäuden eingesetzt, sind eine attraktive Alternative zu grösseren zentralen Anlagen in Wärmeverbänden. Die schnelle Reaktionszeit erlaubt zudem eine Stromerzeugung auf Abruf im Verteilnetz. Die Frage der ökonomisch optimalen Auslegung von Anlage und Betrieb für einen gegebenen zeitlich aufgelösten Strompreis und Wärmebedarf stellt ein komplexes Optimierungs-

problem dar. Für die Auslegung oder den zeitechten Betrieb zahlreicher zu einem Schwarm verbundener Anlagen sind leistungsfähige Algorithmen gefragt. Wir stellen eine schnelle Heuristik zur Optimierung eines linearen WKK-Modells vor und verifizieren diese mit der üblichen gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung (GGLP). Die Heuristik fand für eine gegebene Leistung die optimale Wärmespeichergrösse und das Betriebsmuster 34 mal schneller als der GGLP-Algorithmus und wurde für die gleichzeitige Optimierung von Leistung, Speichergrösse und Betriebsmuster in einem Prozess erweitert. Das breite Leistungsspektrum von Anlagen, Gebäude- und Industriewärmesenken stellt die Frage nach der optimalen Anlagenauslegung über die ganze Skalenbreite. Die exogenen Strompreisprofile und der Brennstoffpreis können sich zukünftig deutlich ändern. Die Auswertung optimierter Anlagen ergibt Preisgefüge, die einen rentablen Betrieb ermöglichen. Die Profitabilität zeigt grundsätzlich eine geringe Sensitivität für die prognostizierten Preisänderungen bis zum Jahr 2035. Der daraus resultierende Katalog ist ein wertvolles Werkzeug zur Einschätzung von Investitionen. Auf nationaler Ebene können unzählige Anlagen als virtuelles Kraftwerk genutzt werden. Zur Simulation eines Anlagenschwarms im Jahr 2035 dienen eine Variante der Heuristik und Schätzungen von Strompreisen, -nachfrage und -erzeugung. Das Programm optimierte die Betriebsmuster einzelner Anlagen so, dass deren aggregierte Erzeugung einer Residuallast folgt (Bedarf minus Erneuerbare). Die Schwarmgrösse definiert sich über das Biomethan-Potential von 15 TWh/a, was eine Spitzenleistung von 4.9 GW ergibt und zur Deckung von 25 % Residuallast sowie 10 % des Strom- und Wärmebedarfs des Landes führt. Die Resultate verdeutlichen die Wichtigkeit von WKK-Anlagen als hocheffiziente und flexible Umwandler von Biomethan und bilden eine methodische Grundlage für zukünftige Schwarmbetreiber.