

Machbarkeitsstudie: Methanisierung von Rest-Kohlenstoffdioxid aus Biogasanlage

Techno-ökonomischer Vergleich verschiedener Power-to-Gas Varianten

Student



Jan Hüppi

Ausgangslage: In Biogasanlagen wird aus biogenen Abfällen Rohbiogas gewonnen, das üblicherweise aus einem Volumenanteil von rund 60 % Methan, 40 % Kohlendioxid und Feuchtigkeit besteht. Das entstehende Kohlendioxid wird in der Regel aus wirtschaftlichen Gründen nicht weiter genutzt und in die Atmosphäre abgegeben. Eine Biogasanlage stellt somit eine Punktquelle von Kohlendioxidemissionen dar, die relativ einfach vermieden werden könnte. Im Auftrag der Trägerschaft der Green2Energy-Biogasanlage, bestehend aus der Axpo Biomasse AG und der Energie Zürichsee Linth AG, soll am konkreten Beispiel der Biogasanlage in Rapperswil-Jona untersucht werden, unter welchen Bedingungen die Abscheidung und Weiterverwendung des Kohlendioxids wirtschaftlich attraktiv und technisch machbar wäre.

Vorgehen: Die Bearbeitung der Machbarkeitsstudie beginnt mit der Erfassung der lokalen Rahmenbedingungen, der Spezifikationen der Biogasanlage und der Bildung von Varianten, mit denen ein Power-to-Gas-Konzept umgesetzt werden könnte. In einem nächsten Schritt werden die Komponenten der Varianten dimensioniert und deren Energiebedarf berechnet. Mit einer Wirtschaftlichkeitsrechnung nach den Vorgaben der Norm SIA 480:2016 werden anschliessend relevante Wirtschaftlichkeitsindikatoren berechnet und verschiedene Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Die Machbarkeitsstudie schliesst mit einem Variantenvergleich und einem Fazit, welches die wichtigsten Erkenntnisse zusammenfasst und eine Empfehlung für das weitere Vorgehen abgibt.

Ergebnis: Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen haben ergeben, dass unter den Bedingungen der Basisrechnung keine der untersuchten Varianten wirtschaftlich betrieben werden kann. Bei der wirtschaftlichsten Variante (V1) bestehend aus alkalischer Elektrolyse, biologischer Methanisierung und Hilfsaggregaten muss der Stromtarif auf 0.076 CHF/kWh sinken, damit ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Die Gesteungskosten von Synthetic Natural Gas (SNG) liegen bei dieser Variante bei rund 34 Rp./kWh unter Berücksichtigung eines Strombezugstarifs von 16 Rp/kWh. Der Kapitalwert aller Varianten ist rund 20 % höher, wenn die Abwärme des Elektrolyseurs vor Ort zur Beheizung des Fermenters genutzt werden kann und dadurch zusätzliche Einnahmen generiert werden. Der Einsatz eines saisonalen Wasserstoffspeichers führt zu sehr hohen Investitionskosten. Selbst bei einem Stromtarifunterschied von 20 Rp./kWh zwischen Sommer und Winter ist ein wirtschaftlicher Betrieb unter den gegebenen Bedingungen nicht möglich. Des Weiteren ergaben Simulationen, dass die kurzzeitige Speicherung von Wasserstoff bei variablem Stromtarif unter den Annahmen der Basisrechnung nicht wirtschaftlich ist. In Anbetracht

der schlechten Wirtschaftlichkeit der Varianten ist aus rein ökonomischer Sicht keine der untersuchten Varianten umzusetzen. Wenn das Projekt dennoch realisiert werden soll, empfiehlt es sich, möglichst früh Verhandlungen hinsichtlich des Stromtarifs mit dem Energieversorger zu führen, um diesbezüglich Planungssicherheit zu schaffen. Des Weiteren sollten konkrete Offerten für die wichtigsten Komponenten eingeholt werden, um die in dieser Arbeit präsentierten Wirtschaftlichkeitsrechnungen anhand von realen Kosten verifizieren zu können.

Abb. 1: Vereinfachtes Grundflussbild der Variante 1 (innerhalb Systemgrenze) & Anlageninfrastruktur der Biogasanlage
Eigene Darstellung

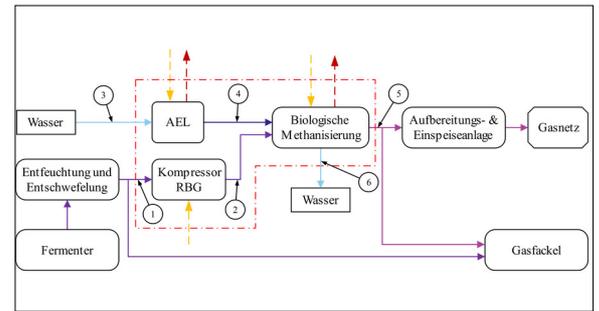


Abb. 2: Vergleich der Gesteungskosten - V1: "Low cost", V2: "High dynamics + H2-storage" und V3: "High efficiency"
Eigene Darstellung

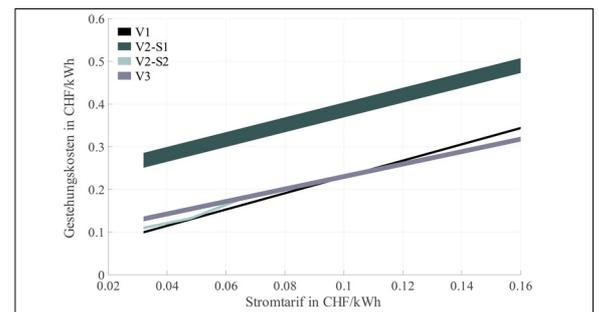
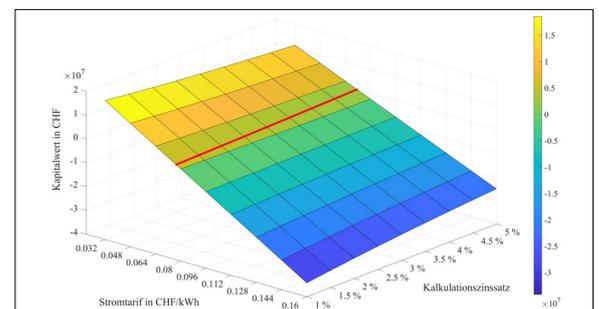


Abb. 3: Sensitivitätsanalyse der Variante 1: Kapitalwert in Funktion des Stromtarifs und des Kalkulationszinssatzes
Eigene Darstellung



Referent
Boris Meier

Themengebiet
Energy and
Environment

Projektpartner
Energie Zürichsee
Linth AG & Axpo
Biomasse AG,
Rapperswil-Jona,
St.Gallen