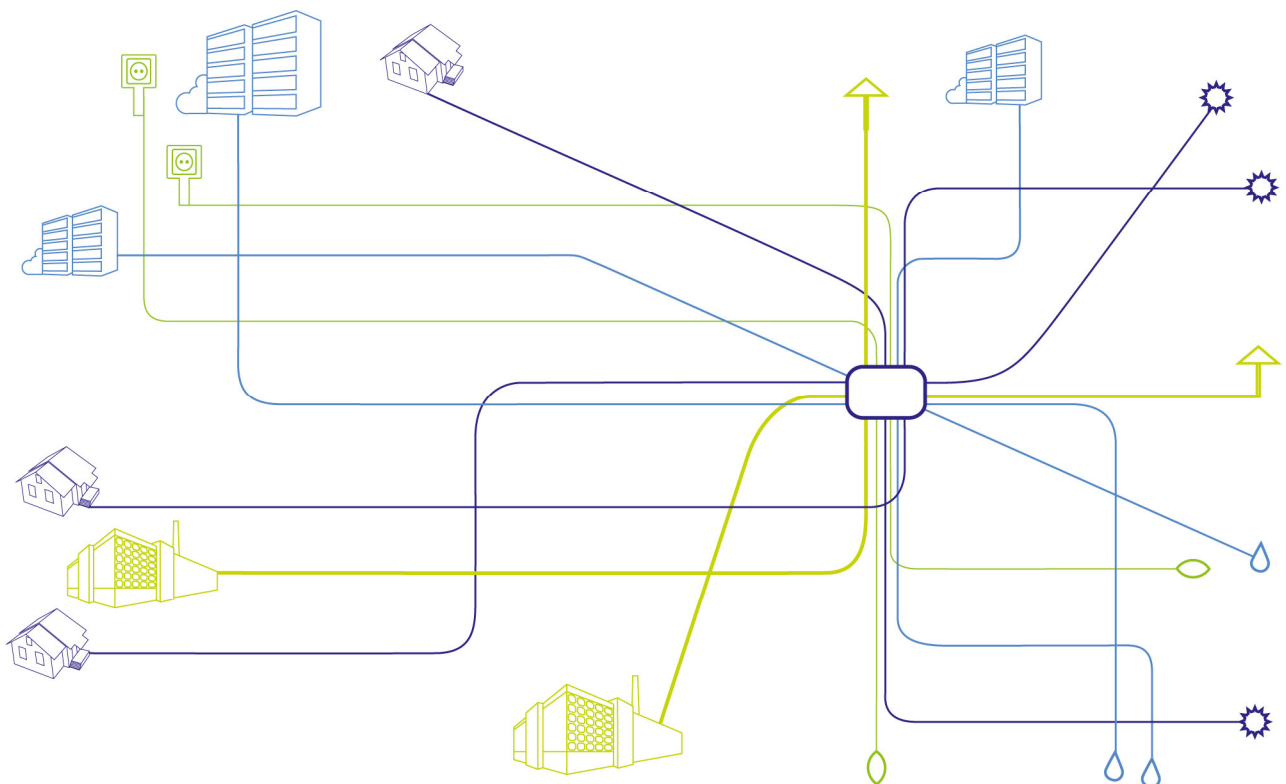




Green Energy Conversion & Storage

Umwandlung von Grünstrom in
speicherbare Energieträger in Smart Grids



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.


Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A stylized, handwritten signature in black ink.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink that reads 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

Green Energy Conversion & Storage – Umwandlung von Grünstrom in speicherbare Energieträger in Smart Grids

AutorInnen:

Gerald KINGER (EVN, Projektleitung)

Roman IGELSPACHER (EVN)

Elvis MAKIC (AGRANA)

Michael HARASEK (TU Wien)

Aleksander MAKARUK (TU Wien)

Martin MILTNER (TU Wien)

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	5
2.1	Aufgabenstellung	5
2.2	Schwerpunkte des Projektes	5
2.3	Einordnung in das Programm „Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung“	5
2.4	Verwendete Methoden	6
2.5	Aufbau der Arbeit	8
3	Inhaltliche Darstellung	8
3.1	Verfahrensauswahl	8
3.2	Prozessintegration	9
3.2.1	Elektrolyse	9
3.2.2	Methanisierung	9
3.2.3	Alkoholsynthese	11
3.3	Wirtschaftliche Machbarkeit	12
4	Schlussfolgerungen	14
5	Ausblick und Empfehlungen	15
6	Literaturverzeichnis	15
7	Kontaktdaten	16

2 Einleitung

2.1 Aufgabenstellung

In Europa hatte zum Zeitpunkt der Antragstellung die Produktion von Strom aus schwer regelbaren Energien (insbesondere Atomkraft, Photovoltaik und Windkraft) ein Ausmaß erreicht, dass am Markt ein Überangebot an Energie herrschte und die Strompreise am Spotmarkt zeitweise sogar negativ wurden. Die Absicht, in manchen Staaten weitere Atomkraftwerke zu bauen und die Windkraft weiter auszubauen, hätte die Problematik noch verschärft.

In Smart Grids würden daher regelbare Wirklasten erforderlich sein, die überschüssigen Strom abnehmen und in speicherbare Energieformen umwandeln.

Dafür bieten sich grundsätzlich folgende mögliche Wege an:

- Akkumulatoren (größte ausgeführte Speichergröße: ca. 15 MWh)
- Pumpspeicher (größte ausgeführte Speichergröße in Deutschland: ca. 8000 MWh)
- Produktion von Ethanol (Tankvolumen 20.000 m³ = 120.000 MWh)
- Produktion von Methan (Kapazität Erdgasspeicher OMV 2014: 3 Mrd. m³ = 30 Mio. MWh)

Im Projekt sollte die Produktion von Methan und/oder von Ethanol weiter verfolgt werden, da Akkumulatoren und Pumpspeicher einerseits Stand der Technik und andererseits in ihrer Kapazität sehr beschränkt sind. Überschußstrom aus Europa soll dabei durch Elektrolyse in Wasserstoff gewandelt und dann mit CO₂ zu Methan oder zu Ethanol umgesetzt werden. Für die Produktion von Ethanol oder Methan ist der Standort Pischelsdorf vorgesehen, das benötigte CO₂ wird im Zuge der Bioethanolproduktion gewonnen.

2.2 Schwerpunkte des Projektes

Die Durchführbarkeitsstudie sollte daher klären:

- Welches Produkt (Ethanol oder Methan) soll produziert werden?
- Welches Verfahren soll eingesetzt werden?
- Ist das gewählte Verfahren technisch machbar?
- Ist das gewählte Verfahren wirtschaftlich darstellbar?

2.3 Einordnung in das Programm „Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung“

Windkraftwerke werden in Smart Grids auch dann voll gefahren werden können, wenn die Nachfrage nach Strom gering ist, dadurch kann die Ressourcen- und Energieeffizienz gesteigert werden.

Ebenso reduziert sich dadurch die Importabhängigkeit bei Energieträgern, z.B. erneuerbares Methan fossiles, importiertes Methan (Erdgas) substituiert.

Windkraft und Sonnenenergie können in größerem Umfang produziert und in neuen Märkten eingesetzt werden, so werden neue Ressourcen für erneuerbarer Energieträger erschlossen z.B. durch erneuerbares Methan aus Windkraft und CO₂. Die Methanisierung stellt künftig eine Schlüsseltechnologie zur Umwandlung von elektrischem Strom in eine speicherbare Form dar, da andere, etablierte Speichertechnologien (z.B. Pumpspeicherkraftwerke), bald an ihre Grenzen stoßen werden, und der notwendige Netzausbau nicht schnell genug erfolgen wird, um verlustarm transeuropäisch Strom zu transportieren.

Das Projekt soll den Einsatz einer bis jetzt noch nicht genutzten Technologie in größerem Umfang vorbereiten und damit die Nutzung erneuerbarer Energien erleichtern. Die Technik kann überall dort eingesetzt werden, wo CO₂ in größerem Umfang zur Verfügung steht, also:

- bei Bioethanolanlagen
- bei Gasreinigungsanlagen
- bei Biogasanlagen, die Biomethan ins Netz einspeisen.

Die Speicherung von elektrischem Strom in Produkten wie Methan oder Alkoholen ist eine in diesem Umfang noch nicht angebotene Dienstleistung. Zur Erreichung der Ziele arbeiten Wissenschaft und Wirtschaft eng zusammen.

Mit dem Projekt soll die Entwicklung von neuen Basistechnologien und Komponenten für die verlustarme Umwandlung, Speicherung, Verteilung und Regelung von Energie, sowie die Einbindung von erneuerbaren Energieträgern vorangetrieben werden. Zusätzlich sollen dadurch künftig smarte Netzverbände entstehen: mit einer verknüpften Betriebsstrategie über Energieträger und Netze hinweg, wobei auch Großverbraucher, -erzeuger und -speicher eingebunden werden.

Die Technologien erlauben eine Verbesserung der lokalen Regelungsmöglichkeiten als Teil eines smarten Niederspannungsnetzes als Gesamtsystem und stellen somit eine Ergänzung der Möglichkeiten von Pumpspeichieranlagen zur Verfügung.

2.4 Verwendete Methoden

Neben der Recherche in einschlägiger Fachliteratur und einer Markterhebung in Hinblick auf die angedachten Technologien im Internet wurden ausgewählte Hersteller kontaktiert und technische Unterlagen sowie konkrete Angebote eingeholt. Für Technologien, die noch nicht kommerziell verfügbar sind, bzw. für die keine Angebote erhalten werden konnten, wurden die zu erwartenden Investitionskosten nach [1] abgeschätzt und durch Anwendung von CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index) zur Berücksichtigung der jeweiligen Teuerungsraten auf eine Preisbasis 2012 hochgerechnet. Die technischen Parameter wie Umsatzwirkungsgrade und Stromverbräuche waren durch weitgehende Kombination von Standardkomponenten relativ gut abschätzbar und konnten zur Berechnung von Betriebskosten und Betriebsmittelverbräuchen herangezogen werden. Für alle Teilschritte des betrachteten Gesamtkonzeptes konnten somit sowohl Investitions- als auch Betriebskosten ermittelt werden, für gut dokumentierte Verfahrensschritte durchaus auch aufgeschlüsselt für einzelne Anlagenkomponenten.

Als Anlagenkapazität wurde als Basisfall ein Kohlendioxidmassenstrom von 5t/h definiert. Das gesamte Verfahren wurde auf diese Eingangsgröße hin dimensioniert und optimiert. Zu diesem Zweck wurde eine detailgetreue rechnergestützte Abbildung des Verfahrens und Prozesssimulation angewendet. Mit dieser Methode können sowohl die Massen- als auch die Energiebilanzen geschlossen werden sowie Umsatzkinetiken und Umsätze chemischer Reaktionen abgeschätzt werden. Die angewandten Berechnungsmodelle wurden bereits vielfach eingesetzt und sind entsprechend zuverlässig.

Für die verfahrenskritischen Prozessschritte Methanisierung und Alkoholsynthese wurde der Simulationsaufwand weiter gesteigert, da hier die Koppelung von Prozesstemperatur, chemischem Umsatz und Produktzusammensetzung sehr intensiv und nichtlinear ist (Feedback-Schleifen durch Gasrecycling) und eine optimierte Gesamtauslegung nur durch detaillierte Betrachtung erfolgen kann. Zu diesem Zweck wurde ein numerisches Verfahren der Prozesssimulation mit diskreter eindimensionaler Auflösung der an der Reaktion beteiligten Apparate angewandt, welches für den Bereich der Gaspermeation bereits entwickelt war [2] und um die Aspekte der Methanisierung und Alkoholsynthese erweitert wurde. Die kinetischen Daten wurden der Literatur entnommen und die errechneten Ergebnisse mit Angaben der Katalysatorhersteller und mit experimentellen Arbeiten anderer Autoren validiert.

Basierend auf den Ergebnissen über die technischen Randbedingungen wurden die wesentlichen wirtschaftlichen Parameter ermittelt. In einem iterativen Verfahren wurden zur Verbesserung der Gesamtwirtschaftlichkeit auch verschiedene Anlagenvarianten und Betriebsparameter evaluiert. Alle relevanten Kostengruppen wurden erfasst und sinnvoll abgeschätzt. Spezifische Produktionskosten wurden unter Anwendung unterschiedlicher Kosten für den Bezug elektrischer Überschussenergie (Spotpreis-Kurve) für verschiedenste Konfigurationen, Betriebszustände und Randbedingungen ermittelt. Zu diesem Zweck wurde die statische Annuitätenmethode mit einem Abschreibungszeitraum von 13 Jahren für die Anlagen angewandt. Sowohl Zinsen als auch Inflation, Gewinne oder Kapitalbeschaffungskosten wurden vernachlässigt. In die Betriebskosten gehen branchenmäßig übliche Sätze für die Wartung und Instandhaltung der Anlagen (3% der Investitionskosten pro Jahr) und den Anlagenbetrieb und die Betriebsmittel (2% der Investitionskosten pro Jahr) ein. Für Kohlendioxid wird ein Einkaufspreis von 15€/t angesetzt, während angenommen wird, dass für den produzierten Sauerstoff Erlöse in der Höhe von 50€/t zu erzielen sind.

Es wurde der Beitrag der einzelnen Verfahrensschritte zu den spezifischen Gesamtproduktionskosten ermittelt, wobei sich herausgestellt hat, dass die Investitionskosten der Elektrolyseanlage ausgesprochen hoch und ausschlaggebend für die gesamte Anlagenkette sind. Auch die Betriebskosten für diesen Anlagenteil (Strombedarf) stellen den Löwenanteil im Gesamtkonzept dar.

Da abzusehen ist, dass die endgültige Anlage diskontinuierlich betrieben werden wird (je nach Anfall von günstigem Überschussstrom), ist ein wesentliches Kriterium für die Eignung eines Verfahrens die Fähigkeit des Schnellstarts aus kaltem und warmem Standby-Betrieb. Die wirtschaftlichste Betriebsweise einer Anlage für sich bleibt nach wie vor der kontinuierliche Betrieb, jedoch sind doch Unterschiede im Anfahrverhalten unterschiedlicher Technologien erkennbar. Gemeinsam mit schwankenden Strompreisen ist dann ein optimierter Anlagenbetrieb bei weniger als 100% Verfügbarkeit zu erwarten.

2.5 Aufbau der Arbeit

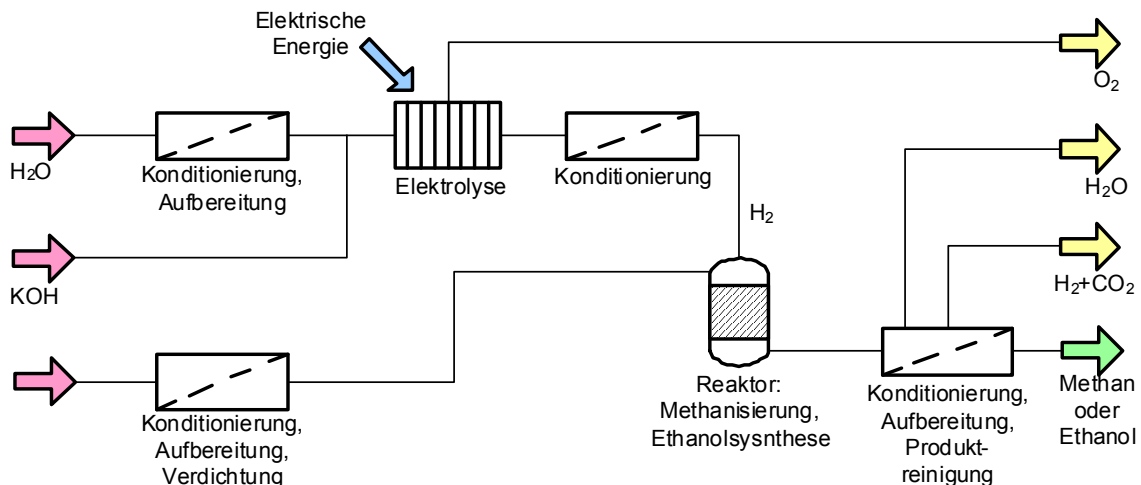
Die Machbarkeitsstudie setzt sich aus drei Arbeitspaketen zusammen:

- 1) Verfahrensauswahl
- 2) Prozessintegration
- 3) Wirtschaftlichkeitsberechnung

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Verfahrensauswahl

Sowohl die Produktion von Methan (Synthetischem Erdgas) als auch von Ethanol aus Überschussstrom ist technisch machbar. Ein grundlegendes Verfahrensfliessbild für die Produktion von Methan oder Ethanol aus elektrischem Strom und einer CO₂-Quelle ist in nachstehender Abbildung [modifiziert nach 3] dargestellt:



Welches Produkt (Ethanol oder Methan) soll produziert werden?

Die Frage kann nicht eindeutig beantwortet werden, da sie von vielen Randbedingungen abhängt (z.B. erzielbarer Preis für das Endprodukt, energiepolitische Voraussetzungen, etc.).

Die Herstellung von reinem Ethanol gestaltet sich schwierig, da bei den betrachteten Prozessen eine Alkoholmischung gewonnen wird. Für die Herstellung von Alkoholen sind wesentliche verfahrenstechnische Schritte noch nicht erprobt.

Die Produktion von Methan (Synthetischem Erdgas) setzt sich im Wesentlichen aus bekannten Verfahren zusammen. Zudem ist das Produktionsverfahren wesentlich einfacher; kurzfristig könnte daher eher die Methanisierung umgesetzt werden.

Welche Verfahren sollen eingesetzt werden?

Als Ergebnis der Studie wird für die Produktion von **Methan** aus Überschussstrom und CO₂ folgende Prozesskette vorgeschlagen:

- alkalische Druckelektrolyse (10bar) bei einer Betriebstemperatur von knapp 67°C
- zweistufige Kompression des CO₂ auf einen Druck von 10bar mit Zwischenkühlung
- thermische Methanisierung bei einem Druck von 10 bar und bei einer konstanten Temperatur von etwa 350°C in einer Reaktorkaskade von 8 adiabaten Reaktoren (über einem Nickel Katalysator)
- Methananreicherung mit Membrantechnik

Für die Herstellung von **Alkoholen** wird folgende Prozesskette vorgeschlagen:

- alkalische Druckelektrolyse und Kompression und Erwärmung des Wasserstoffs auf 100bar
- Kompression und Erwärmung des CO₂ auf einen Druck von 100bar
- Reduktion des CO₂ mit Wasserstoff („Reverse-Shift-Reaktion“), bei 100bar / ca. 530°C
- Alkoholsynthese bei ca. 300°C / 100 bar
- Produktaufreinigung und Trocknung

3.2 Prozessintegration

3.2.1 Elektrolyse

Sowohl die Methanisierung als auch die Ethanol synthese nutzen für die Wasserstoffbereitstellung eine alkalische Druckelektrolyse (10bar) mit einer elektrischen Leistung von 48,5MW und einer Betriebstemperatur von knapp 67°C. Der spezifische Strombedarf beträgt dabei bei der projektierten Anlagengröße im Mittel 4,8kWhel/Nm³H₂. Die Marktrecherche zeigte, dass in Abhängigkeit des Herstellers hier durchaus große Unterschiede zu erwarten sind (von 3,9kWhel/Nm³ für eine Anlage von INDUSTRIE HAUTE TECHNOLOGIE/LURGI bis zu 5,6kWhel/Nm³ für eine Anlage von TELEDYNE). Der konservativ angenommene Wert von 4,8 lässt noch etwas Verbesserungspotenzial hinsichtlich der Elektrolyseeffizienz zu. Problematisch zu sehen sind Korrosion und Oxidation der Elektroden, die limitierte Stromdichte im Elektrolysen-Stack und damit der große Platzbedarf, die hohen Anforderungen an die Reinheit des Feedwassers sowie der hohe Wasserdampfdruck bei den typischen Betriebstemperaturen.

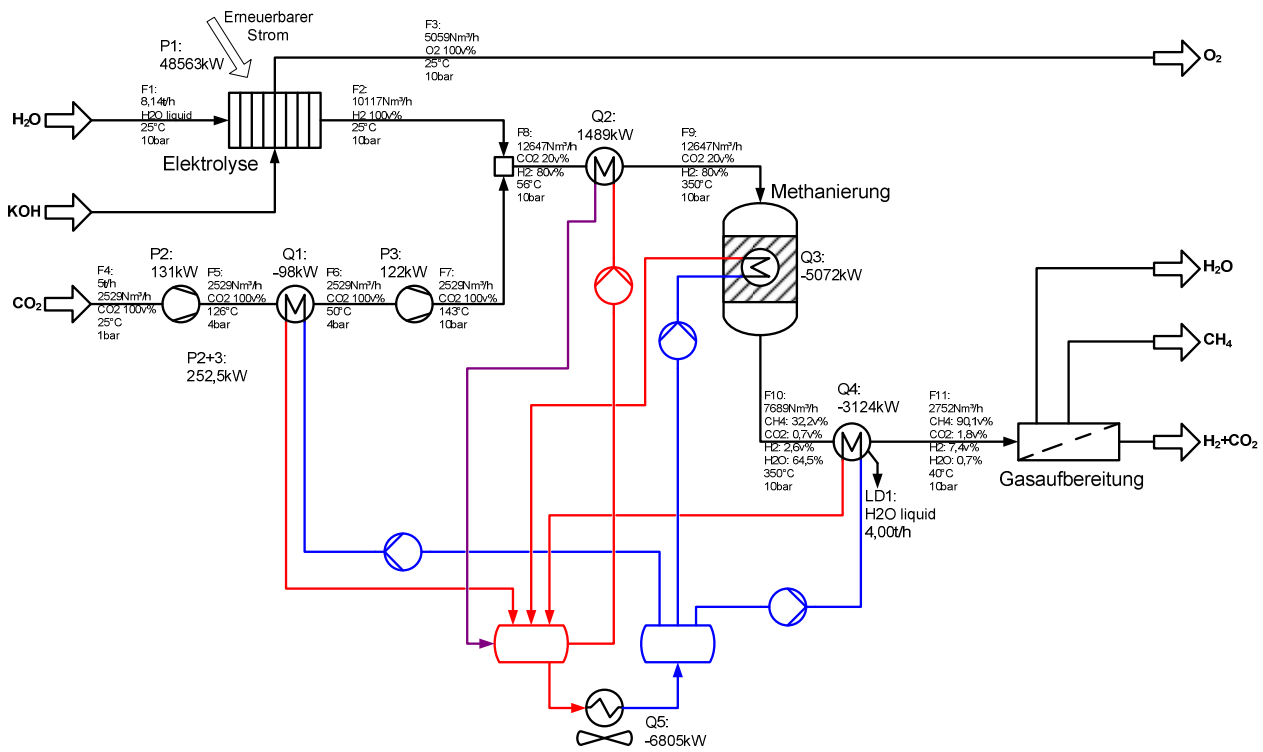
Aufgrund der höheren Robustheit könnten in Zukunft auch PEM-Elektrolyseure interessant werden; die heutigen spezifischen Stromverbräuche von 6,3-7,3kWhel/Nm³ sind allerdings noch nicht konkurrenzfähig.

3.2.2 Methanisierung

Für die Methanisierung wurden verschiedene Reaktorvarianten betrachtet. Letztendlich wurde für die Auslegung der Methanisierung eine Kaskade aus 8 isothermen Einzelreaktoren gewählt, die Anlage wurde für einen CO₂ Eingangsstrom von 5t/h ausgelegt. Das Fließbild für den Gesamtprozess ist in nachstehender Abbildung zusammengefasst:

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



Die Anwendung von Speichern für die gasförmigen Ausgangsstoffe Wasserstoff und Kohlendioxid wäre sowohl vom anlagentechnischen Standpunkt als auch vom wirtschaftlichen Standpunkt (höhere Anlagenverfügbarkeiten wären realisierbar) wünschenswert. Der momentane Entwicklungsstand lässt für Wasserstoff wirtschaftlich lediglich einen Gasspeicher bei erhöhtem Druck als wirtschaftlich realisierbar erscheinen. Kohlendioxid kann bereits bei vergleichsweise niedrigem Druck verflüssigt werden. Einfache bilanztechnische Rechnungen gemeinsam mit einer umfassenden ökonomischen Betrachtung können bei bekannten Methanerlösen zur Dimensionierung der erforderlichen Speichergrößen herangezogen werden.

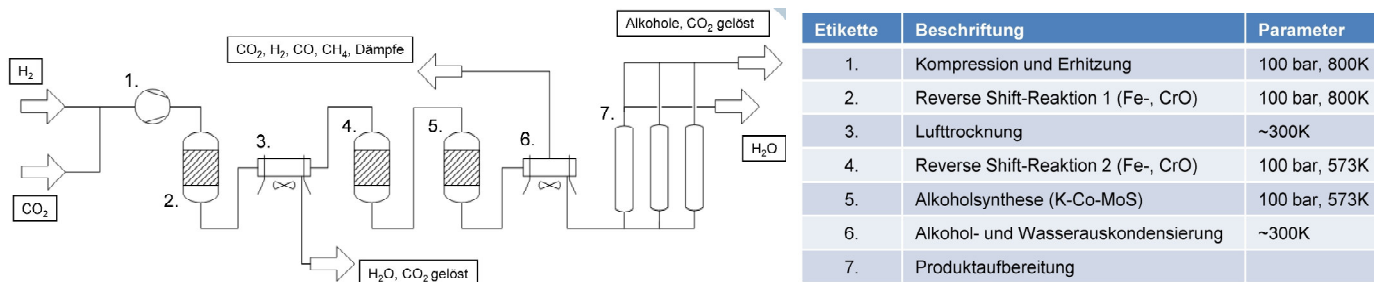
Die thermische Methanisierung wird bei einem Druck von 10bar durchgeführt. Nachdem die Reaktion exotherm ist (Wärme wird frei), muss diese Wärme für ausreichenden Reaktionsumsatz effizient abgeführt werden. Die Reaktionsführung wurde einerseits im isothermen Einzelreaktor und andererseits in einer 8-stufigen Kaskade adiabater Festbettreaktoren analysiert. Die isotherme Fahrweise wird bei konstant etwa 350°C durchgeführt (optimaler Bereich für die verwendeten Katalysatoren), die jeweilige Eintrittstemperatur liegt bei etwa 280°C und erreicht am Reaktoraustritt bis zu 400°C. Die Anwendung einer Kaskade von 8 Einzelreaktoren mag zwar auf den ersten Blick umständlich wirken, zeigt aber höhere Flexibilität und vor allem bessere örtliche Kontrollierbarkeit der Reaktionsbedingungen durch die Aufteilung in 8 Reaktionszonen. Im Kapitel „Wirtschaftlichkeit“ wird gezeigt werden, dass in diesem Bereich die eventuell höheren Kosten nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Die Effizienz Strom zu Methan beträgt bei diesem Verfahren etwa 56%; je nach eingesetztem Wirkungsgrad für die Verstromung des Methans können bis zu 34% Effizienz Strom zu Strom erreicht werden.

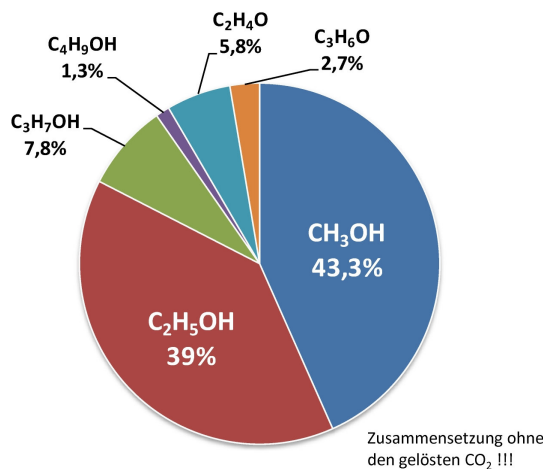
3.2.3 Alkoholsynthese

Im Vergleich zur Methanproduktion wurde die Ethanolproduktion aus elektrischem Strom und Wasserstoff nur in geringerer Detailtiefe untersucht, da sich relativ frühzeitig herausstellte, dass die Verfahren weder die technische Reife noch die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit der Methanisierung aufwarten können. Das Verfahren wurde nach Recherche und Auswahl der erfolgversprechendsten Schritte lediglich technisch ausgelegt, um den energetischen Umwandlungswirkungsgrad abschätzen zu können.

Die technische Auslegung des Prozesses der Ethanol-synthese ist in nachstehender Abbildung Zusammengefasst:



Die erzielbare Produktzusammensetzung am Ausgang einer Alkoholsynthese mit spezieller Selektivität in Richtung Ethanol präsentiert folgende Abbildung:



Es zeigt sich, dass etwa 40% Ethanol und 40% Methanol zu erwarten sind; die restlichen 20% sind höhere Alkohole, Aldehyde und Ketone.

Falls der produzierte Mischalkohol (Ethanol/Methanol) lediglich in seiner flüssigen Form gespeichert werden soll, so ist eine weitreichende Produktaufbereitung nicht erforderlich, lediglich die höherflüchtigen Komponenten sollten aus Sicherheitsgründen abgetrennt und verwertet werden. Ist eine stoffliche Verwendung der Mischalkohole in bestehender Infrastruktur und in bestehenden Nutzungsnetzen vorgesehen (Treibstoff-Ethanol, Methanol zu MTBE), so ist eine vollständige Produktaufreinigung nicht zu vermeiden. Diese Trennung ist energetisch sehr aufwändig (wärmeintegrierte Destillation, Absolutierung) und reduziert sowohl die energetische Effizienz als auch die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens. Der energetische Wirkungsgrad des Verfahrens beträgt ohne Produktaufbereitung und ohne Verluste von H₂ und CO während der Aufbereitung des

Rezirkulationsgases etwa 53% (Strom zu Mischalkohol HHV) bzw. 24,5% (Strom zu Ethanol HHV). Die energetische Effizienz ist also in jedem Fall niedriger als die Effizienz der Methanherzeugung.

Die technisch schwieriger handzuhabenden Prozesse und die harscheren Betriebsbedingungen gepaart mit dem niedrigen Entwicklungsstand der Technologien bilden damit den schlagenden Nachteil der Alkoholsynthese.

3.3 Wirtschaftliche Machbarkeit

Unter den heute gegebenen Rahmenbedingungen ist aber ein wirtschaftlicher Betrieb einer Anlage zur Produktion von Methan oder Ethanol aus Überschussstrom und aus CO₂ wirtschaftlich nicht darstellbar. Hauptproblem sind die hohen Anschaffungskosten für die Elektrolyse, siehe nachstehende Tabelle (für die Methanisierung):

	Kapazität	Anteil
Elektrolyse	48.078 kW _{el}	86,27%
CO ₂ -Kompression &	5.742 kg/h	1,40%
Methanierung Feedgas Vorwärmer	1.076 kW _{th}	0,46%
Methanierung	6.642 kg/h	2,62%
Methanierung Produktgaskühler	4.233 kW _{th}	0,91%
Gasaufbereitung: Einstufige GP	2.591 kg/h	4,32%
Thermoöl-Kühler	8.379 kW _{th}	0,25%
Rohrleitungen		0,70%
Elektrik, Steuerung,		1,59%
Gebäude, Stahlbau, Einhausung		0,99%
Sicherheitseinrichtung		0,50%
Spezifische Investitionskosten	1.036 EUR/kW_{el}	

Die hohen Investitionskosten führen dazu, dass das produzierte Methan etwa zehn Mal so viel kosten würde wie importiertes Erdgas, wenn die Anlage nur zu Zeiten mit günstigen Strompreisen (etwa 10% des Jahres) betrieben wird. In den Investitionskosten dominieren die Kosten für die Elektrolyse mit etwa 85% der gesamten Investitionskosten.

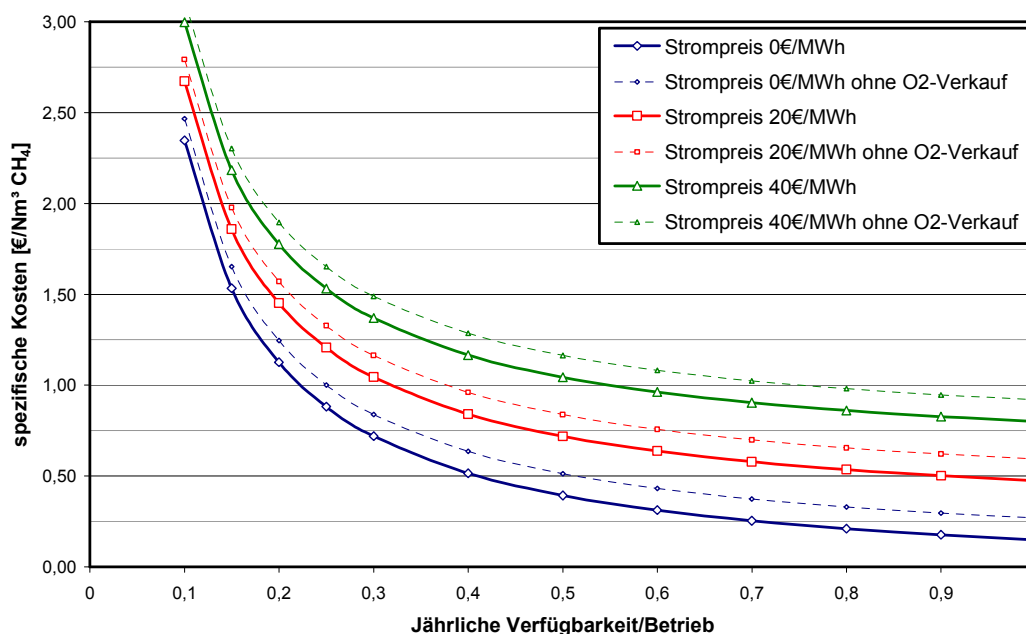
Für die Betriebskosten und die erzielbaren Methankosten der Methanisierungsanlage bei einer Anlagenauslastung von 4380 Betriebsstunden pro Jahr ergibt sich folgendes Bild:

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

		Strompreis 0 €/MWh	Strompreis 20 €/MWh	Strompreis 40 €/MWh
Spezifische Investitionskosten	0,30			
Spezifische Stromkosten		0,00	0,33	0,65
Spezifische Kosten für CO ₂	0,03			
Spezifische Kosten für Methanisierungs-Katalysator	0,001			
Spezifische Kosten für Wartung und Instandhaltung	0,12			
Spezifische Kosten für Consumables und Betrieb	0,08			
Spezifischer Ertrag aus Sauerstoff-Verkauf	0,12			
Gesamtkosten in EUR/Nm³ CH₄		0,51	0,84	1,16
Gesamtkosten inklusive Sauerstoff-Verkauf		0,39	0,72	1,05

Die geringsten Kosten für das produzierte Methan liegen bei einem Betrieb der Anlage über 70 bis 90% des Jahres. Dann muss aber auch teurer Strom zugekauft werden und die Kosten für das produzierte Methan liegen bei Einsatz heute am Markt etablierter Technologie etwa beim Vierfachen der heutigen Importpreise. Beim Einsatz neuer Technologie (z.B. Hochtemperaturelektrolyse) könnten die Kosten in diesem Fall auf etwa das Doppelte der heutigen Importpreise fallen.



In oben stehender Abbildung wird die Netzeinspeisung in Abhängigkeit von den jährlichen Betriebsstunden dargestellt. In diesem Diagramm tritt deutlich zu Tage, wie teuer die Produktion wird, wenn die Anlage mehr als etwa 60% des Jahres nicht in Betrieb ist. Die Kostensteigerung bei noch niedrigerer Verfügbarkeit ist progressiv.

Für die Ethanolproduktion aus elektrischem Strom, CO₂ und Wasserstoff wurde auf eine eingehende wirtschaftliche Betrachtung verzichtet, da sich relativ frühzeitig herausstellte, dass die Verfahren weder die technische Reife noch die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit der Methanisierung aufwarten können. Jedoch zeigen obenstehende Tabellen, dass die Elektrolyse die maßgebende Kostenkomponente darstellt. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Ethanolproduktion zwar investitionsintensiver als die Methanproduktion ist, sich aber aufgrund des übermächtigen Kostenfaktors Elektrolyse die Verhältnisse nicht wesentlich verschieben werden.

Selbiges gilt auch für die Strom- und damit Betriebskosten.

4 Schlussfolgerungen

Sowohl die Produktion von Methan (erneuerbares Methan, Synthetischem Erdgas) als auch von Ethanol aus Überschussstrom ist technisch machbar. Unter den heute gegebenen Rahmenbedingungen ist aber ein wirtschaftlicher Betrieb einer Anlage zur Produktion von Methan oder Ethanol aus Überschussstrom und aus CO₂ wirtschaftlich nicht darstellbar.

Die hohen Investitionskosten führen dazu, dass das produzierte Methan etwa vier bis zehn Mal so viel kosten würde wie importiertes Erdgas, je nachdem wie viele Betriebsstunden die Anlage jährlich in Betrieb ist. Bei den Investitionskosten dominieren die Kosten für die Elektrolyse, die etwa 85% der gesamten Investkosten ausmachen.

Für das Projektteam wurde das Ziel erreicht, die technische bzw. wirtschaftliche Machbarkeit zu prüfen. Durch einen möglichen Bau einer Pilotanlage können verfahrenstechnische Fragestellungen geklärt werden, die im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet werden konnten, wie z.B. das tatsächliche An-, Abfahr- und Teillastverhalten der verschiedenen Anlagenkomponenten, mögliche wärmetechnische Integrationen in bestehende Anlagen, und andere Fragen. Folgerichtig wird der Bau einer Pilotanlage vom Projektteam als nächster Schritt vorgeschlagen.

Auch die Möglichkeit von Pufferspeichern (für Wasserstoff und CO₂) und projektspezifischen Wärmeintegrationsmöglichkeiten (z.B. Dampfkopplung) muss noch eingehend betrachtet werden.

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung sind abhängig von zahlreichen Rahmenbedingungen, viele politisch-rechtliche Fragen sind heute noch nicht beantwortet, z.B. Befreiung von Netzentgelten, wird erneuerbares Methan als Biogas anerkannt, mögliche Förderungen und andere Fragen. So könnte bei geänderten Rahmenbedingungen künftig sehr wohl eine alternative Speichertechnologie geschaffen werden, die eine wesentliche Rolle im neu gestalteten Umfeld der Energiewirtschaft spielen kann.

Die erarbeiteten Ergebnisse sind für alle Firmen aus dem Bereich Energiewirtschaft, aber auch für die energieintensiven Wirtschaftszweige relevant.

5 Ausblick und Empfehlungen

Sowohl die Produktion von Methan (Synthetischem Erdgas) als auch von Ethanol (bzw. kurzkettigen Alkoholen) aus Überschussstrom ist technisch machbar.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb (unter den derzeitigen Rahmenbedingungen) müssten aber

- die Gasimportpreise zumindest auf etwa den doppelten Wert von heute steigen oder
- die Investitionskosten für die Elektrolyse drastisch fallen oder
- zusätzliche Einnahmen (etwa für die Netzstabilisierung) lukriert werden.

Die Erforschung alternativer Elektrolyseverfahren (z.B. PEM, Hochtemperaturzellen) stellt einen wichtigen Schritt dar, immerhin verursacht die Elektrolyse -mit derzeitiger Technik- ca. 85% der Gesamtinvestkosten. Derzeit wird in einigen EU-Forschungsprojekten am Thema „wirtschaftliche Wasserelektrolyse“ geforscht.

Allerdings wird selbst bei erheblichen Verbesserungen der Elektrolyse mittelfristig das gewonnene Methan deutlich teurer sein, als das importierte Erdgas.

Energiewirtschaftliche Prognosen sagen –bei weiterem Wachsen der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen- die Notwendigkeit für Stromspeicher etwa ab dem Jahr 2020 voraus. Die Methanisierung hat das Potential in diesen künftigen Szenarien eine wichtige Rolle zu spielen. Folgerichtig wird diese Technologie (unter verschiedenen Bezeichnungen wie Methanisierung, „Power-to-Gas“, „Hybridkraftwerk“, etc.) in den meisten Ländern der EU weiter erforscht.

Besonders falls die Übertragungsnetze nicht parallel zu den Kapazitäten der erneuerbaren Stromproduktion ausgebaut werden, werden regelbare Lasten und dezentrale Speicher zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Das Projektkonsortium spricht sich für die Errichtung einer Pilotanlage aus.

6 Literaturverzeichnis

[1] „Equipment Costs, Plant Design and Economics for Chemical Engineers“, 5th Edition; M.S. Peters, K.D. Timmerhaus, R.E. West; McGrawHill

[2] „Numerical algorithm for modelling multicomponent multipermeator systems“; Journal of Membrane Science 344 (2009) 258-265, A. Makaruk, M. Harasek

[3] „CO₂ recycling by reaction with renewably-generated hydrogen“; International Journal of Greenhouse Gas Control 4 (2010) 44–50

7 Kontaktdaten

EVN AG

Dr. Gerald Kinger

EVN Platz

A-2344 Maria Enzersdorf

Österreich

Tel.: +43 2236 200-128 14

Fax: +43 2236 200-828 14

Mobil: +43 676 810 32 814

Mail: gerald.kinger@evn.at

Web: www.evn.at

IMPRESSUM

Verfasser

EVN AG
EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf
Gerald Kinger
Tel.: +43 2236 200-128 14
Fax: +43 2236 200-828 14
Mobil: +43 676 810 32 814
E-Mail: gerald.kinger@evn.at
Web: www.evn.at

AutorInnen

Gerald KINGER (EVN, Projektleitung)
Roman IGELSPACHER (EVN)
Elvis MAKIC (AGRANA)
Michael HARASEK (TU Wien)
Aleksander MAKARUK (TU Wien)
Martin MILTNER (TU Wien)

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH