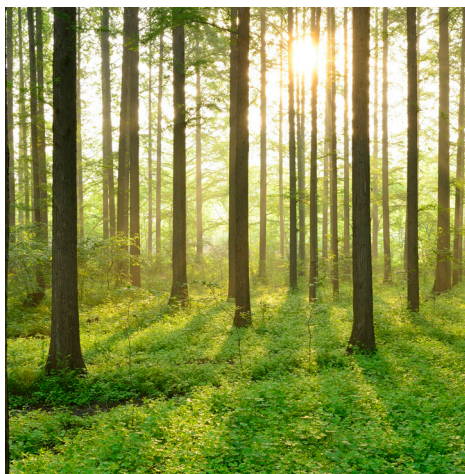


GENOMFÖRBARHETSSTUDIE FÖR POWER TO GAS PÅ GOTLAND

RAPPORT 2017:378



Genomförbarhetsstudie för Power to Gas på Gotland

Rapport till konsortium PtG Gotland

FARZAD MOHSENI, MARTIN GÖRLING, MAGNUS LINDÉN, MÅRTEN LARSSON

ISBN 978-91-7673-378-8 | © ENERGIFORSK maj 2017

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

I denna studie undersöks möjligheten att knyta samman energisystemet på Gotland genom att koppla elsystemet till produktion av förnybar metangas för användning i transportsystemet. Expansionen av kraftöverföringen från den vindel som produceras på Gotland samt omställningen till ett klimatneutralt energisystem, inte minst inom transportområdet, utgör utmaningar för Gotland. Genom att använda el från vindkraft för produktion av metangas i en så kallad Power to Gas-process kan båda dessa utmaningar mötas tillsammans.

Utredningen föregicks av ett antal mer generella studier kring Power to Gas. Dessa fokuserar på tekniken, dess potential samt lokaliseringsfrågor. Förstudierna låg till grund för valet för denna referensstudie om Gotland.

Projektet är genomfört av Farzad Mohseni, Martin Görling, Magnus Lindén och Mårten Larsson på Sweco Energiguide. Utredningen har bland annat omfattat litteraturstudier, studiebesök hos vindkraftsbolag, gasproducenter och teknikleverantörer samt diskussioner med utvalda aktörer som kunnat tillhandahålla information kring tekniska och ekonomiska detaljer.

För att ytterligare förankra arbetet har en publik workshop hållits på Gotland där lokala aktörer och övriga intressenter kunnat medverka för att få inblick i studien och komma med inspel kring arbetet från deras perspektiv.

Studien är ett resultat av samarbete mellan aktörer med samhällsviktiga funktioner inom energi, gasnätsansvariga, elnätsansvariga, energibolag och övrig industri. Projektet finansierades av Swedegas, Svenska Kraftnät, E.ON, CEMENTA, GEAB, Hydrogenics och Region Gotland.

Sammanfattning

Syftet med denna utredning är att bygga vidare på tidigare utredningar (Byman, Karin, 2015) genom att göra en fördjupad genomförbarhetsstudie för Power to Gas (PtG) på Gotland, där resultaten ska ge underlag för att avgöra huruvida PtG är intressant eller inte för kommersiellisering på de studerade platserna. Utredningen omfattar både tekniska- och ekonomiska aspekter för att ge en så komplett bild som möjligt.

En fördjupad analys av kriterierna för var en etablering lämpar sig pekade på två intressanta lokaliseringar, Visby och Klintehamn. Visby anses som en intressant plats för lokalisering på grund av befintlig infrastruktur för biogas samt närheten till kunderna. Vid Klintehamn finns en större vindkraftspark vilket potentiellt möjliggör att PtG-anläggningen ansluts till parkens ”interna” elnät (icke koncessionspliktigt nät, IKN) vilket minskar elnätskosnaden.

Utöver valet av lokalisering har även olika anläggningsstorlekar samt tekniker utvärderats, exempelvis biologisk och kemisk metanisering. Biologisk metanisering har de senaste åren tagit betydande steg mot kommersialisering genom goda testresultat vid demonstration samt order på fullskaleanläggning. Denna teknik kan således inte längre avfärdas på grund av teknisk omognad utan utgör ett mycket intressant alternativ. Det är de lokala förutsättningarna som avgör teknikvalet, generellt kan nämnas att den biologiska metaniseringen är ca 25% dyrare i dagsläget men uppvisar högre flexibilitet under drift (främst vid start/stopp av processen) samt kan leverera en slutprodukt som uppfyller fordonsgasstandarden. Kemisk metanisering är ett billigare alternativ som dessutom möjliggör att högvärdig värme återvinns men saknar bland annat samma flexibilitet.

De ekonomiska beräkningarna visar på att ett investeringsstöd är en förutsättning för en etablering utifrån dagens prisbild. En väl integrerad anläggning med omgivande system, där även biprodukterna kommer till nytta, har förutsättningar att uppnå lönsamhet utifrån nämnda finansieringsstöd samt att skattebefrielsen på biogas kvarstår även efter 2020. Vidare finns det betydande skalfördelar så länge det kan antas att avsättning finns för samtliga produkter. Möjligheten att placera anläggningen inom ett IKN-nät har förutsättningar att öka lönsamheten ytterligare, framförallt om vindparken är betydligt större än den installerade effekten på PtG-anläggningen så att en maxproduktion kan uppnås redan när vindkraften producerar på minimeffekt.

Möjligheten att erbjuda reglertjänster har undersökts utifrån fyra olika strategier. Sammanfattningsvis kan det konstateras att intäkterna från att tillhandahålla reglering i grova drag motsvarar inkomstbortfallet som följer av att produktionen reduceras under reglerperioden. Att anpassa PtG-produktionen för att erbjuda reglerkraft anses därför endast intressant utifrån vissa förutsättningar eller för att diversifiera med ytterligare en intäcksström.

PtG på Gotland möjliggör för ökat självförsörjande av drivmedel och syrgas samtidigt som den el som produceras lokalt kommer till användning lokalt. Detta ökar energisäkerheten, beredskapsförmågan, skapar jobb samtidigt som behovet av överföringskapacitet till fastlandet minskar.

Extended Executive Summary

Methane production by Power to Gas technology has been discussed for decades, but recently this topic reached a wider audience in the energy industry. Power to Gas may be considered as an interesting energy storage technology. Unlike “conventional” energy storage where the main objective is to store energy (mainly electricity) as such, Power to Gas can be used to convert (renewable) energy to fuels useful for further utilization. This option is particularly interesting since there is a great need for more renewable energy in the transport sector in general.

The current report outlines results of a feasibility study aimed to analyse deeper the identified Power to Gas potential on the Swedish island of Gotland. The underlying factors for the study included the discovered potential to further exploit the island’s wind power resources which are currently limited by the transmission capacity to the mainland. Besides, the interest to supply the local transport with renewable fuels, as well as general interest in the Power to Gas technology remains strong. The current feasibility study covered technical, financial and regulatory components. Sweco performed this assignment under funding and support from Swedegas, E.ON, Cementa, Svenska kraftnät, Hydrogenics, Region Gotland and GEAB.

Methodology of the current study implied analysis of technical and economic aspects in order to achieve an as complete assessment as possible. The outcomes and conclusions presented below can be used in discussions on potential of commercialisation of the Power to Gas technology.

While admitting generally beneficial conditions for Power to Gas on Gotland, under the current study specific locations on the island have been analysed. The following criteria has been used for selection of the exact locations:

- Access to appropriate carbon dioxide resources
- Minimization of gas storage (hydrogen, methane and carbon dioxide)
- Minimization of gas transport (hydrogen, methane and carbon dioxide)
- Possible utilization of excess heat
- Possible sale of methane
- Possibility of placement within the “local” grid of a wind power production
- Conditions for oxygen disposing

Once appropriate locations have been selected as per the criteria above, the study continued with conceptual design of specific technical solutions for each of them. In separate cases, the location selection and technical design have been performed simultaneously as they are strongly aligned in aspects such as gas storage and transportation. The formulated locations with exact technical designs have been further economically analysed. To the extent that it was possible and in order to achieve realistic budget estimation, direct inputs from suppliers and industry representatives have been included.



Figure 1. The methodology outline of the current assignment

The specific reasons to develop Power to Gas on Gotland derive from the fact that Gotland has high ambitions but not yet fully utilized its wind power resources. Once fully exploited, the island can become a net-exporter of electricity since the local wind conditions would allow more production of electricity than the annual demand. With understanding of this, there is a vision of strong expansion of wind power on the island.

However, it must be stressed that there is no surplus of electricity on Gotland today. The electricity that is produced on Gotland is relatively comparable to its demand levels, and the rare occasions of electricity surplus are normally due to maintenance of components in the electrical grid rather than excess of the installed wind capacity.

"There is no surplus of electricity on Gotland today."

Realization of Gotland's wind power expansion plans require management of electricity production as well as handling of intermittent electricity. The conventional solution for this implies a strengthened capacity of the grid connection between the island and the mainland, but it is expensive, complicated and time consuming to achieve. Hence, Power to Gas can become an interesting complement since it both opens the possibility for more wind power while it simultaneously generates methane that is in demand of the local transport sector. This fits very well to the local vision of having a 100% climate neutral transport sector by 2020.

Power to Gas tackles the carbon dioxide challenge by offering a second loop of use for already produced carbon dioxide before its final release to the atmosphere. This additional loop of carbon usage therefore reduces a net demand for the 'new' carbon added to the system. In the case of Gotland, there are biogas plants from which CO₂ can be obtained relatively easy with today's technology and conditions. In long term, there is a large potential in the carbon dioxide generated from the cement industry, which currently is conducting research on the CO₂ capture from their flue gases. The above sources are interesting in different horizons and scale, but they both fit very well with the idea of using the captured carbon dioxide in Power to Gas.

The process of Power to Gas as a broad term refers to the electrolysis of water to produce energy gases as a final product. The energy carrying hydrogen can then be used directly for energy recovery (in combustion or in fuel cells) or as a raw material for further production of e.g. other energy gases. The current study focuses on using hydrogen for production of synthetic methane. Methane is the

simplest hydrocarbon and is the main component in natural gas as well as biogas. With the availability of hydrogen and carbon dioxide, methane is relatively straight-forward to produce (by contrast to more complex hydrocarbons such as methanol and ethanol that are also used as motor fuels). The simplicity of methane production makes it the most energy efficient to manufacture. However, if the target is set to produce a liquid propellant, the above options may be more suitable as they are liquids in atmospheric conditions.

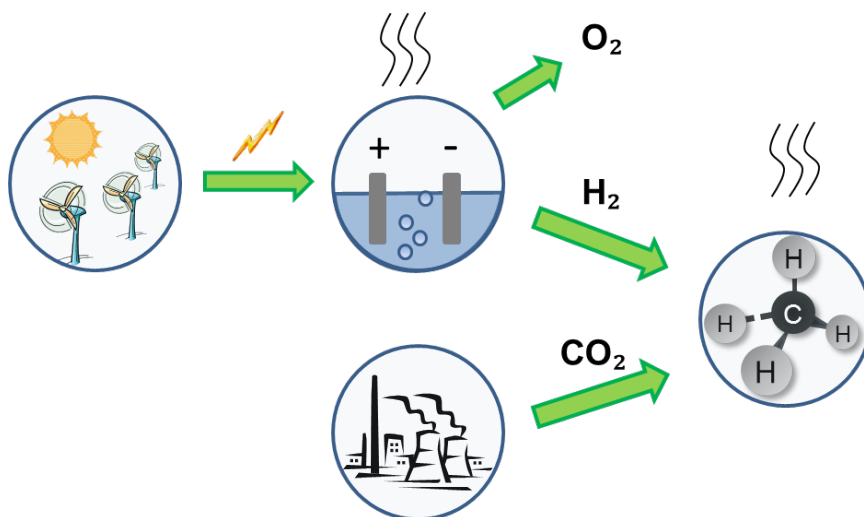


Figure 2. The Power to Gas process scheme. Source: Sweco

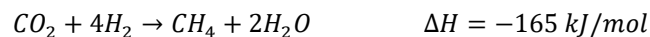
Currently there are two plants on Gotland that produce biogas (raw gas) from organic waste. The largest of them - the Brogas biogas plant – is located in Bro which is a little bit northeast of Visby. The produced crude gas contains about 60% methane and 40% carbon dioxide, and is delivered to the facility at Lundbygatan in Visby via a pipeline. Some portion of the raw gas is then upgraded and sold as motor fuel, while the rest is used for heat generation for nearby businesses, e.g. Arla. The Brogas biogas plant has a relatively even production flow during the year, with an approximate annual production of roughly 20 GWh. There are plans, however, to double the plant's capacity in the next few years (Ahlsten, 2016) which would result in a flow of about 560 Nm³ raw biogas per hour (about 340 Nm³ of methane and carbon dioxide 220 Nm³ per hour).

Another biogas production on Gotland is located in Visby and is linked to Visby's water treatment plant. The sewage sludge is used as the substrate. The produced raw gas is further upgraded at the upgrading plant called Färjeleden. The production size is about 3 GWh annually (Ahlsten, 2016), and the gas is produced mainly during the summer months.

The largest cement facility in Sweden "Slite" is located on Gotland and is owned by Cementa (which belongs to the Heidelberg Cement Group). The plant produces about 2 million tons of cement annually. A combination between use of fossil fuels as well as carbon release from calcination processes results in emissions of 1,6 million tons of carbon dioxide per year. Cementa runs several projects aimed to reduce carbon dioxide emissions through energy efficiency, by replacing fossil

fuels with bio-fuels and by developing new cements with lower climate impact. Also, Cements is working with various stakeholders on developing Carbon Capture and Storage (CCS) technologies. Among other things, Cements invites developers and suppliers of CCS to join its facilities for testing these techniques in real conditions.

The methane production process in Power to Gas requires a hydrogen to methane ratio of 4:1. The conditions of the reaction (pressure, temperature, flow rate, etc.) play a significant role in the reaction. Apart from the methane, the reaction produces water and heat:



Within the scope of this project, two technologies of methane production have been analysed, chemical- and biological methanation. Chemical methanation, through the Sabatier reaction, has been known for over 100 years and has by now become a well-known proven process. The process requires high temperatures and elevated pressure. The largest example of the industrial use of the chemical conversion for motor fuel production is a plant in Werlte (north-western Germany) run under Audi.

The biological conversion is a relatively new technology that implies use of micro-organisms instead of catalysts. The process operates under much lower temperatures and pressure. This process is relatively newly developed and thus has not been tried on a large scale. However, demonstration in pilot plants have shown very interesting results, including that the reaction is flexible towards availability of hydrogen (which in turn depends on the availability of intermittent electricity). With this, the need for costly hydrogen gas storage and hydrogen compressors becomes eliminated. Two companies that are close to commercialization of this technology are Electrochaea and MicrobEnergy.

The key aspects of the conversion technologies are summarized in the table below.

Table 1. Comparison of the two conversion technologies for methane production

Biological methanation	Chemical methanation
Microorganisms used as catalyst Operating temperature: 40-70°C Pressure: 1-10 bar	Noble / nickel-based catalyst Operating temperature: about 250°C Pressure: 1-100 bar
+ High tolerance for H₂S + High purity of the output gas (> 98 % methane) + During the operation, the flow can be ramped up/down instantly + Quick start due to low operating temperature (potentially eliminates hydrogen storage)	+ High reaction speed + High temperature enables recovering of the useful reaction heat + Commercially proven + Easy to control and scale up
- Only tested in pilot projects - Limited possibility to recover the reaction heat	- Lower tolerance for impurities - Requires pressurization - Degradation of the catalyst

In general, the biological methanation unit is about 25% more expensive, but it is flexible for starting/stopping of the process and it can deliver a final product that meets the Swedish vehicle gas requirement. The chemical production is more sensitive to changes in the flow and requires post treatment of gas in order to achieve Swedish vehicle gas quality. On a positive side, the technique is cheaper and allows utilization of by-produced heat.

The cases for in-depth analysis have been selected based on the presented above localization methodology, discussions with local actors as well as preliminary investigations. Two locations have been identified as sufficiently interesting to study more in detail; Visby and Klintehamn. The conditions of these two locations differ, this is why the system designs needed to be adapted accordingly. With this, the final compilation of cases includes:

- Case 1a - chemical reactor in Visby, 1,5 MW;
- Case 1b - biological reactor in Visby, 1,5 MW;
- Case 2a - biological reactor in Klintehamn, 1,5 MW, (within the fence of wind park);
- Case 2b – biological reactor in Klintehamn, 3,0 MW, (within the fence of wind park);
- Case 3a – Large-scale biological reactor without liquefaction, Visby, 8,0 MW;
- Case 3b - Large-scale biological reactor with liquefaction, Visby, 8,0 MW.

Cases 1a, 1b and 2a have the same scale with the installed capacity of 1,5 MW, equivalent to a hydrogen production of 300 Nm³/h. Case 2b shows the conditions for an enlarged plant. Case 3 is a scenario when all the available carbon dioxide, including future expansion, from the Brogas plant is used for methane production.

A detailed design of the plants has not been produced in this project. However, the outlined conceptual design is fully sufficient in order to compare the cases.

Investment costs for the cases have been estimated mainly based on the obtained information from the suppliers of the system components. Since the technical design has been completed on a conceptual level, the overall costs such as system integration, installation, connection and commissioning have been estimated based on experience from similar projects.

A large fraction of the investment costs are attributed to the electrolyser and reactor. The cost of a chemical reactor is lower than the cost of a corresponding size of a biological reactor. Since the chemical reactor is more sensitive to flow changes and process temperature, this technology requires an intermediate storage of hydrogen.

The economic life-time of the plant has been set to be 15 years. During this period, a major renovation of the electrolyser needs to be implemented, the cost of this has been set at 40% of the size of the initial investment for the electrolyser.

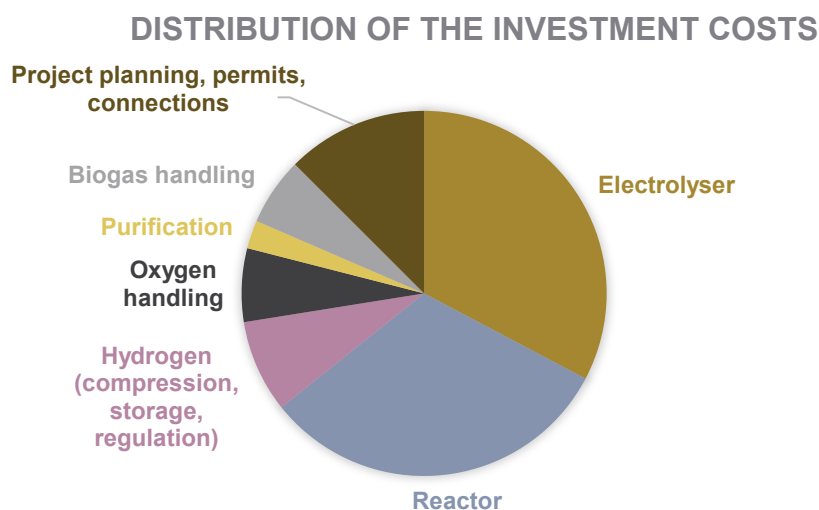


Figure 3. General distribution of the investment costs for the studied plants

The total investment costs are presented in the table below..

Table 2. Investment costs of the studies cases

Scenario	Installed capacity (MW)	Investment (MSEK)	Specific Investment (MSEK/MW)
Case 1a	1,5	34	22,9
Case 1b	1,5	38	25,3
Case 2a	1,5	39	26,2
Case 2b	3,0	62	20,6
Case 3a	8,0	144	18,0
Case 3b	8,0	200	24,9

The operating economy has been analysed based on the following assumptions:

- Prices:
 - × Biogas: 0,96 SEK/kWh (equivalent to 85% of the sales price to the end customer, excluding VAT);
 - × Heating: 0,25 SEK/kWh;
 - × Oxygen: 0,63 SEK/kg (equivalent to 10% of the price for the end user);
 - × Grid fee: about 0,1 SEK/kWh @8500h/year (depends on operation);
- Heat recovery:
 - × 80% of the heat from chemical reactors;
 - × 0% of the heat from biological reactors;
 - × 60% of the heat from the electrolyser;
- Investment support:
 - × 50% of the investment cost is assumed to be co-financed;
- Operation time:
 - × 8500 hours per year.

The operating costs include:

Electricity price – the cost of electricity is the largest expense, and it is difficult to predict the future price situation. All the cases were analysed with a range of electricity prices of 20-40 öre¹/kWh. Further, calculations have also been made based on price of electricity futures (2017-2026). Since there are no traded futures with delivery after 2026 the assumption that the price will annually increase by 3% has been made for the period 2027-2031.

Electric grid – the cost of electricity transmission was calculated based on price lists of the grid owner on Gotland (GEAB). The electric grid fee depends on several factors, for example, maximum power or whether the electricity is transmitted over high or low demand time. The average fee calculated for the cases is about 10 öre/kWh depending on setup and operation. In all cases, it has been proven profitable to invest in own high-voltage transformers in order to achieve the most favourable subscription. In the cases 2a and 2b, the Power to Gas unit is placed within the local wind power grid (“within the fence”), and the produced electricity from the wind turbines is supplied to the PtG unit. With this, no electricity is used from the public grid when the wind turbines are in operation (depending on dimensioning). “Imported” electricity from the grid will only be required at times of very low or none wind power production.

Maintenance and operation – the costs of personnel and ongoing maintenance have been estimated at 1 MSEK per year in total. For the case 2b these have been increased by 30% due to a larger facility. The estimate for the case 3 is 3 MSEK per year, and an additional 1 MSEK per year for operating liquefaction plant in the case 3b.

The prospected revenues include:

Synthetic methane – methane is the main product of the process and will be the main revenue stream. Considering the current tax reliefs for renewable methane

¹ 100 öre = 1 SEK

(biogas) in the transport sector which is the primary market for the produced gas, the revenues from gas sales are estimated at 85% of the current gas prices in Visby (18 SEK/kg inclusive VAT), equivalent to 0,96 SEK/kWh exclusive VAT.

Sales of heat – heat generated by electrolysis of water is assumed to be possible to sell to some extent. Mainly as a district heating alternative to nearby processing needs eg. to heat the digester. If the temperature level is not sufficient, it would be possible to use heat pumps to increase the temperature (not included in the study). The price of heat was estimates at 25 öre/kWh, which corresponds to the cost of heat in the Swedish district heating sector and is well below GEABs fuel cost of 34 öre/kWh.

Oxygen – revenues from the oxygen sales are expected to amount about 0,63 SEK/kg

(0,9 SEK/Nm³) which is lower than the retail price with a high margin. The production for usable oxygen is set to 150 Nm³/h for all scenarios, which corresponds to the production capacity of a 1,5 MW plant.

Hydrogen - introduction of hydrogen-fueled vehicles such as FCEV's (Fuel cell electric vehicle) brings a future opportunity to sell hydrogen for transport.

System/Grid services – an additional income stream can be mobilized if the facility provides services to the grid. There are different products on the Swedish electricity market that aim to maintain frequency of 50Hz in the electric grid. From a technical perspective, the FCR-N (frequency containment reserve – normal) control product is best suited for the electrolyser. The most attractive period for offering FCR-N is during summer at low load hours. Below are the market values for a control capacity of 1 MW of the FCR-N under four different strategies:

1. Delivery of FCR-N all year, all hours;
2. Delivery of FCR-N all year, low load hours
3. Delivery of FCR-N during April-October during all hours;
4. Delivery of FCR-N during April-October during low load hours.

Table 3. Analysis of different FCR-N options

Strategy	Delivery	Average price of FCR-N	Total expected revenue
	hours	SEK/MW	SEK/year
1	8 760	173	1 515 000
2	3 750	236	885 000
3	5 120	214	1 097 000
4	2 186	297	649 000

As can be seen from the table above, there is an expected market value of the delivered FCR-N. Analysis of these strategies have been made for case 1a. It has been assumed that 0,6 MW out of 1,5 MW of the plant's capacity has been reserved for delivery of the system services (normal operation 0,9 MW, +/- 0,6MW). The analysis showed, that the strategy 4 has the best economic effect because a high amount of full-load hours for Power to Gas production could be obtained.

However, this option of additional revenue stream brings reduction of the plant's capacity, hence lowering the revenue stream from the main product.

It was found, however, that several obstacles must be overcome before Power to Gas plant starts supplying FCR-N to the Swedish grid, e.g. balance responsibility and technical requirements. Further studies need to be done in order to determine these obstacles, as well as outline future perspectives on the price development of this service. To conclude, this option of additional revenue did not reveal significant income potential, however it may become interesting given the following circumstances:

- Low demand/price for biogas
- Increased prices for ancillary services
- The production plant reaching its technical life-time – its efficiency reduces and with it interest in continuous gas production reduces as well.

Results of the economic analysis are presented in the table below. The project period has been assumed to be 15 years.

Table 4, Results of the economic analysis²

Case	IRR (Internal rate of return)
Case 1a	8,4 %
Case 1b	4,0 %
Case 2a, within the fence	7,7 %
Case 2b, within the fence	10,0 %
Case 3a	5,0 %
Case 3b	-7,3 %

More details on each case are in chapters 7.3.1 - 7.3.6 (Swedish).

Generally, a well-managed facility, where the by-products bring in revenue, shall be profitable given the expected financial support of 50% and that the current tax exemption for biogas continues also after year 2020.

The economy for the biggest plants was assessed to be slightly less profitable. This is due to an estimation that a certain percentage of oxygen must be valorised and generate revenue.

Liquid biogas (LBG) could be an interesting opportunity for Gotland to reach self-sufficiency in energy and fuels, while allowing visiting ships to stock a green ship fuel. One problem is that shipping is not as heavily taxed on use of fossil fuels, which means that the willingness to pay for green options are limited.

Potential owners of the Power to Gas facility are estimated in the first place to be fuel producers, electricity generating companies or gas companies since these actors have a good insight of the energy market and potential customers as well as

² IRR is based on market prices for electricity futures.

distribution channels. The *key success factor* for the owners of Power to Gas is to establish good management of the by-products since both these have shown interesting potential in adding to the PtG plant's total revenue.

An increasing number of countries are setting goals regarding a fossil free transportation sector within a foreseeable future. This will gradually increase the need of renewable fuels. The introduction of hydrogen-fueled FCEV's could perhaps be a breakthrough for PtG since it would be possible to set a higher price on hydrogen compared to methane (in kWh) to reach similar costs per driven km for the car owner.

The continued expansion of wind power is relatively uncertain since low electricity price would probably lead to a number of projects put on hold. Besides, the wind expansion requires a continued strengthening of connection capacity between Gotland and the mainland which is currently only at early stages of preparation. Despite these issues, the long-term trend remains to increase intermittent power generation which brings in a stronger interest in energy storage which could lead to opportunities for Power to Gas technology.

Following current political developments abroad, the discussions about security of supply has become more frequent in Sweden. The opportunities to make localities less dependent on imported fuels and securing their supply by locally produced fuels is gaining more interest in the general debate. As Sweden has good conditions for increased power production from wind, it may also imply an increased interest for production of fuels not only from a simple energy supply prospective.

Innehåll

1	Introduktion	18
2	Genomförandebeskrivning	19
3	Bakgrund	20
3.1	Energi på gotland	20
3.2	Regionens hållbarhetsarbete	20
3.2.1	Förnybar kraftproduktion på Gotland	21
3.2.2	Biogas	21
3.3	Varför Power to Gas på Gotland?	22
4	Processbeskrivning Power to Gas	24
4.1	ELEKTROLYSÖR FÖR VÄTGASPRODUKTION	24
4.1.1	Alkalisk	25
4.1.2	PEM	25
4.2	Koldioxid	25
4.2.1	Koldioxid från befintliga biogasanläggningar	25
4.2.2	Industri	25
4.2.3	Bryggerier	26
4.3	Metaniseringsprocessen	26
4.3.1	Kemisk omvandling	26
4.3.2	Biologisk omvandling	28
4.3.3	Sammanställning av omvandlingsmetoderna	29
4.4	Gaslagring och transport	29
4.4.1	Förvätskning av gasen	29
5	Kriterier för val av lokalisering på Gotland	31
5.1	Anslutning till rågasproduktion	31
5.2	Anslutning till uppgraderingsanläggningar	31
5.3	Placering av elektrolysören	31
5.3.1	Anslutning till IKN-nät	32
5.4	Avsättning för värme	32
5.5	Sammanfattning lokalisering	33
6	Placering och systemdesign	34
6.1	Case 1 – PtG i Visby	35
6.1.1	Case 1a – Kemisk reduktion av koldioxid genom Sabatier, 1,5 MW	38
6.1.2	Case 1b - Biologisk metanisering av koldioxid, 1,5 MW	39
6.2	Case 2 – Klintehamn	40
6.2.1	Case 2a – Biologisk metanisering av koldioxid, 1,5 MW, IKN	41
6.2.2	Case 2b – Biologisk metanisering av koldioxid, 3,0 MW, IKN	41
6.3	Case 3 – PtG i större skala, 8 MW	41
7	Ekonomi	42

7.1	Investeringskostnader	42
7.2	Förutsättningar för beräkningar av driftsekonomi	43
7.2.1	Kostnader	44
7.2.2	Intäkter	44
7.3	Resultat	45
7.3.1	Case 1a – Kemisk metanisering i Visby, 1,5 MW	46
7.3.2	Case 1b – Biologisk metanisering i Visby, 1,5 MW	47
7.3.3	Case 2a – Biologisk metanisering i Klintehamn 1,5 MW, IKN	48
7.3.4	Case 2b – Biologisk metanisering i Klintehamn, 3MW, IKN	49
7.3.5	Case 3a – Storskalig biologisk metanisering utan förvätskningsanläggning, 8 MW	50
7.3.6	Case 3b – Storskalig biologisk metanisering med förvätskningsanläggning, 8 MW	51
8	Reglertjänster genom Power to Gas	52
8.1	Reglertjänster som en del av Power to gas-affären	55
9	Vision Cementa	57
9.1	Tillgång och pris för koldioxid från Cementa AB i Slite	59
9.1.1	Teknik och kostnad för koldioxidavskiljning	59
10	Regulatoriska frågor kring Power to Gas	61
10.1.1	Regulatoriska frågor kring avskiljning och återanvändning av koldioxid	62
10.1.2	EU ETS	63
11	Diskussion och slutsatser	64
11.1	Aktörer	64
11.2	Teknik	65
11.3	Ekonomi	65
11.4	Elnät och reglering	66
11.5	Framtid	66
12	Referenser	67

1 Introduktion

Allteftersom utvecklingen rör sig mot att mer förnybara kraftslag används (som generellt innebär en högre andel intermittent energi), blir energilager mer aktuellt som ett sätt att hantera över- och underskottsproduktion av el. Traditionellt utgörs energilager huvudsakligen av pump-vattenkraftlösningar, som står för den absoluta huvuddelen av installerad effekt- och energikapacitet i världen. Pump-vattenkraft är en beprövad teknik men har uppenbara begränsningar, främst lokaliseringsmässigt då det endast kan tillämpas där de geologiska och topografiska förutsättningarna är de rätta. Sol- och vindkraft är däremot mer flexibla kring var de kan förläggas.

På senare tid har det i Sverige uppstått "elproduktionsområden" i regioner som tidigare varit "elkonsumtionsområden", då många vindkraftverk installerats. Vindkraften står idag för över 10 % av den producerade elen och kommer att utökas markant framöver. I kombination med utfasningsplaner av kärnkraften (som agerar baskraft) innebär det att elproduktionskartan i rådande stund är under revidering, från tidigare central och "planerbar" kraftproduktion till mer distribuerad och nyckfull kraftproduktion. Därmed väntas stora utmaningar för att upprätthålla balans och stabilitet i det svenska elsystemet och energilager kommer sannolikt att spela en stor roll i omställningen.

Gotland som region är mycket intressant i och med denna utveckling. Det finns högt uppsatta mål för vindkraft i regionen men expansionsplanerna begränsas bland annat av den bristande överföringskapaciteten till fastlandet. Idag är kapaciteten mer eller mindre fulltecknad vilket innebär att Gotland inte kan bygga ut mer vind (eller större solanläggningar) trots höga ambitioner från regionens håll. Idag planerar Svenska kraftnät en ny växelströmskabel mellan fastlandet och Gotland på 300 MW (Svenska kraftnät, 2015). Denna process är mycket kostsam och tidskrävande och om allt går enligt plan kommer denna att vara på plats tidigast 2021. Givet detta är energilager, kombinerat med lösningar inom smarta elnät (vilket förenklat kan beskrivas som optimerad elanvändning), ett mycket intressant komplement till fastlandsanslutningen.

Metanproduktion genom konceptet Power to Gas (PtG) har diskuterats i decennier (under olika benämningar) men det är på senare tid som det nått en bredare massa inom energibranschen. Power to Gas kan bland annat betraktas som ett intressant alternativ inom energilagring. Till skillnad från mer konventionella energilager, där huvudsyftet är att lagra el från ett tillfälle till ett annat, kan Power to Gas nyttjas för att lagra energi och för framställning av drivmedel. I Sverige är detta alternativ mycket intressant då det finns stort behov av förnybara drivmedel i transporter samtidigt som utvecklingen mot förnybar kraftproduktion går starkt framåt.

2 Genomförandebeskrivning

Utredningen omfattar både tekniska såväl som ekonomiska aspekter för att ge en så komplett bild som möjligt. Resultat och slutsatser från utredningen ska kunna användas som underlag vid diskussioner om huruvida Power to Gas är intressant eller inte för kommersiell tillämpning.

Sedan tidigare valdes Gotland som en intressant region för Power to Gas på grund av de lokala förutsättningarna (Byman, Karin, 2015). I denna studie har förutsättningarna på Gotland undersökts närmare för en mer exakt bedömning kring lokaliseringen ska kunna göras. Kriterierna som har varit avgörande för val av lokalisering i denna rapport har varit:

- Tillgång till lämplig koldioxid
- Minimering av gaslager (gäller vätgas, metan och koldioxid)
- Minimering av gastransporter (vätgas, metan och koldioxid)
- Avsättningsmöjligheter för eventuell överskottsvärme
- Avsättningsmöjligheter för slutprodukt (syntetisk metan)
- Möjlig placering inom IKN-nät
- Förutsättningar för att få avsättning för syrgas

När lämpliga alternativ för lokalisering fastställts, har arbetet fortsatt med att utforma en konceptuell teknisk systemdesign som är förenlig med valda alternativ. Dessa två moment genomförs till viss del parallellt eftersom de sammanfaller på vissa punkter som bland andra gaslager och transportpunkterna.

Med indata från lokalisering och den tekniska uppställningen är det sedan möjligt att genomföra den ekonomiska analysen, illustrerat i Figur 1. I den mån det har varit möjligt har input från leverantörer och branschrepresentanter inhämtats för att erhålla så verklighetsnära budgetestimering som möjligt.



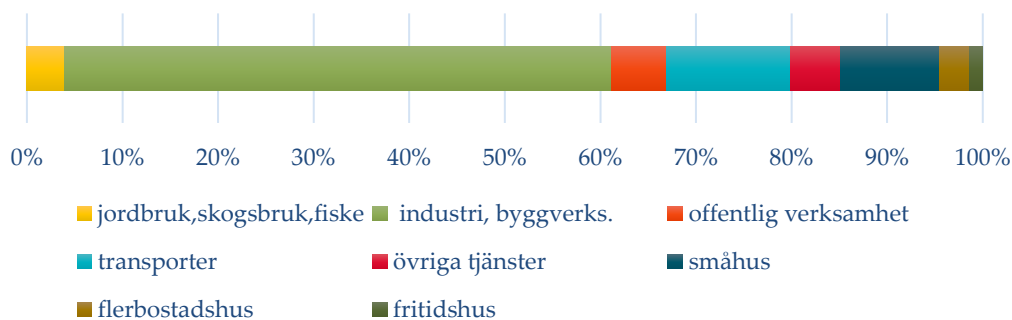
Figur 1 Genomförandeprocessen

3 Bakgrund

3.1 ENERGI PÅ GOTLAND

Gotland har som region mycket goda förutsättningar för förnybara kraftslag med utmärkta vindlägen, stor potential för biomassa och möjlighet för sol. År 2013 uppgick den totala energianvändningen på Gotland till drygt 4,2 TWh fördelat på olika sektorer (SCB, 2016). Den största sektorn utgörs av industrin, som står för nästan 60 % av all använd energi, se Figur 2.

Fördelning av energianvändning Gotland 2010



Figur 2 Fördelningen av energianvändning på Gotland 2010³ [SCB]

2013 stod vindkraften för ca 0,4 TWh av eltillförseln medan det totala elbehovet låg på nästan 0,9 TWh (SCB, 2016) vilket innebär att Gotland är en nettoimportör av el även om det tidvis exporteras el från ön till fastlandet.

3.2 REGIONENS HÅLLBARHETSARBETE

Gotland har högt uppsatta mål när det kommer till hållbarhet och har tagit fram en energiplan som stakar ut vägen för hur olika delmål och mål ska nås fram tills 2020. Till dess är målet bland annat att nå 100 % förnybar energiförsörjning för hushåll och näringsliv (exklusive cementindustrin) och att den förnybara elproduktionen ska motsvara 40 % av Gotlands totala energibehov inklusive cementindustrin. Export från vind och sol till fastlandet ska kompensera för den fossila energi som fortfarande används i regionen, huvudsakligen från transporter.

"100% förnybar energiförsörjning till 2020"

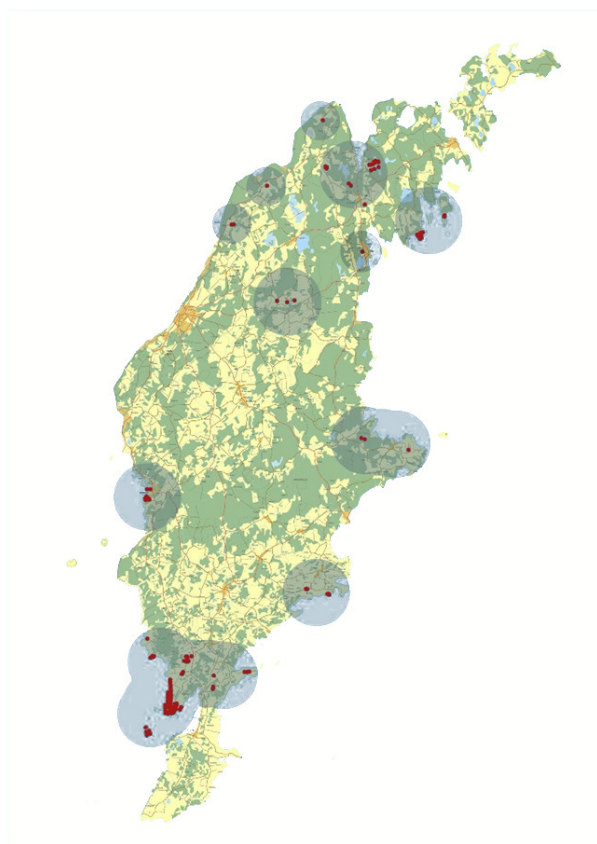
³ År 2010 används som referens då det är det senaste året som SCB redovisar energianvändningen för varje enskild sektor. Senare årens data är belagda med sekretess vilket medför begränsad möjlighet att ta fram totalt energibehov per sektor.

År 2020 ska utsläppen av växthusgaser på Gotland ha reducerats med 45 % jämfört med 1990 års nivåer, förutom cementindustrin som omfattas av EU ETS (Emission Trading System), där industrin istället kompenserar sina utsläpp genom handel av utsläppsätter.

3.2.1 Förnybar kraftproduktion på Gotland

Det finns en ambition att använda sig av flera olika förnybara källor på Gotland men i dagsläget utgörs den lokala produktionen huvudsakligen av vindkraft. I slutet av 2015 uppgick den installerade vindkraften till 174 MW där vindkraftverken främst finns placerade längs kustområden och illustreras i Figur 3.

Figur 3 Vindkraftkarta över Gotland (Bertil Klintbom, 2016)



För 2020 presenterar Region Gotlands Energiplan att det ska finnas 650-700 MW vindkraft och till det även en pågående projektering för en total effekt om 1000 MW. Gotland har ett produktionsmål på 1,8 TWh vindel till 2020 vilket skulle motsvara en femdubbling mot dagens nivå (Energiplan Gotland 2020). För en sådan utbyggnad av vindkraft kommer det krävas stora investeringar i elnätet lokalt, men en även transmissionsledningen till fastlandet.

3.2.2 Biogas

Biogasproduktionen uppgick 2014 till 32,3 GWh, varav 2 GWh uppgraderas till fordonsgas (Energimyndigheten 2015). Huvuddelen av rågasen används direkt som bränsle för värmeproduktion i bland annat Arlas processer. Gotlands mål till 2020 är att

öka biogasproduktionen till 100 GWh varav ca 30 GWh uppgraderas till fordonsgas (Energiplan Gotland 2020). Dock är ambitionen att Gotland ska kunna producera upp till 300 GWh biogas på sikt.

I dagsläget finns en rötningsanläggning i Bro, nordost om Visby där rågas framställs. Rågasen leds sedan med rörledning till uppgraderingsanläggningen i Visby där fordonsgasen produceras. Brogas producerar ca 20 GWh biogas per år och har en planerad kapacitetsökning till 40 GWh per år (Ahlsten, 2016). Anläggningen kan hantera maximalt 95 000 ton biologiskt avfall per år. Gasen framställs främst med substrat från lantbruk och från livsmedelsindustrin på Gotland. Uppgraderingen till fordonsgas sker vid Biogas Gotlands anläggning i Visby där gasen uppnår > 97 % metanhalt. Fordonsgasen på Gotland består helt av biometan från biogas. Vid uppgraderingsanläggningen i Visby finns det en fordons gastankstation av totalt tre på Gotland.

En rötningsanläggning finns även vid reningsverket i Visby där 3 – 4 GWh rågas per år utvinns från avloppsslam (Ahlsten, 2016). Biogasen (rågasen) används huvudsakligen till uppvärmning av lokaler. Sedan driftsättningen av BroGas har produktionen av biogas minskat vid reningsverket i Visby då vissa substrat istället transporterats till BroGas. Biogasproduktion har sedan öppnandet av Brogas minskat från 11 GWh till 4 GWh (Region Gotland, 2014).

3.3 VARFÖR POWER TO GAS PÅ GOTLAND?

Gotlands goda vindresurser och långa kuststräckor öppnar för möjligheten att framställa mer el än behovet på årsbasis vilket skulle kunna göra Gotland till en "nettoexportör" av el vilket motiverar visionen om kraftig vindkraftutbyggnad på sikt. Det skulle dock ställas stora krav på hanteringen av den intermittenta el som tidvis produceras.

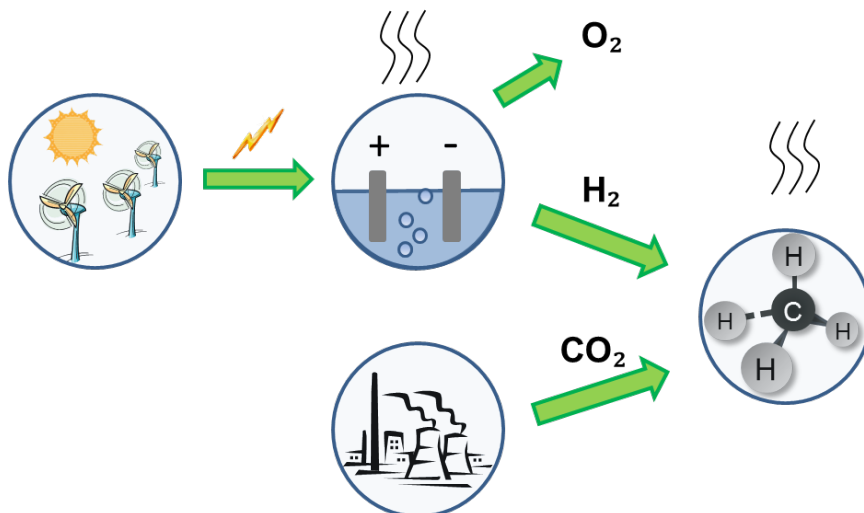
"Det finns inget elöverskott på Gotland idag."

Det ska understrykas att det i dagsläget inte finns något elöverskott på Gotland till den grad att vindenergi måste "spillas" (t.ex genom att vrida vindkraftverk ur vind). All el som framställs på ön kan tas om hand. Faktiska elöverskottssituationer är relativt ovanliga på Gotland och sker snarare i samband med revision av elnätskomponenter än att det finns för mycket vind installerat där och då handlar det om relativt korta perioder (Karlsson, 2016).

Då målet är inställt på att vindkraften ska byggas ut måste även hanteringen av kraftproduktionen och volatiliteten planeras. Fastlandsanslutningen är den huvudsakliga lösningen då den kan bidra till att ta om hand stora mängder el, men är mycket kostsam, komplicerad och tidskrävande att få till stånd. Power to Gas medför ett mycket intressant alternativ då det kan bidra till hanteringen av ökade vindinstallationer. PtG-anläggningen lagrar då energin i annan form än el, dvs som syntetiskt metan som kan nyttjas inom bland annat transporter. Detta bidrar till att förse det lokala behovet av energi till transporter vilket kopplar väl till regionens ambitioner kring en ökad användning av klimatneutrala transporter med visionen om 100 % förnybara i transporter till 2020.

Med Power to Gas angrips koldioxidproblematiken genom att koldioxiden i det framställda metanet recirkuleras ett varv innan det släpps ut. I det "nya" varvet reduceras behovet av nytillförsel av kol. I Gotlands fall finns det potentiellt en mycket stor tillgång till koldioxid, då cementindustrin på Gotland utgör en av Sveriges största punktutsläpp av koldioxid. Idag bedrivs forskning av Cements kring koldioxidavskiljning från rökgaser och på sikt skulle dessa rökgaser kunna betraktas som koldioxidkällor vid framställningen av syntetiskt metan (eller andra syntetiska kolväten). På kort sikt är det dock mer aktuellt att nyttja koldioxiden från biogasanläggningar då denna är billigare att arbeta med.

4 Processbeskrivning Power to Gas



Figur 4 Processchema Power to Gas. Källa: Sweco

Power to Gas är ett brett begrepp som normalt avser elektrolys av vatten för framställning av energigaser som slutprodukt (även om det är tekniskt möjligt att ta till andra metoder för gasframställning med el). Vid elektrolys av vatten bildas vätgas som är den energibärande produkten och kan användas direkt för energiutvinning (genom förbränning eller i bränsleceller), eller som råvara för vidare framställning exempelvis andra energigaser.

"Power to Gas är ett brett begrepp som normalt avser elektrolys av vatten för framställning av energigaser som slutprodukt."

Denna utredning fokuserar på metan, som är det enklaste kolvätet. Med utgång från koldioxid och vätgas är metan relativt okomplicerat att framställa jämfört med mer komplicerade kolväten såsom metanol eller etanol, som också kan användas som drivmedel. Enkelheten med gasformigt metan gör det också mest energieffektivt att framställa. Är dock målet att framställa ett flytande drivmedel kan ovan alternativ vara mer lämpliga då de är flytande i sitt normaltillstånd.

4.1 ELEKTROLYSÖR FÖR VÄTGASPRODUKTION

Elektrolysören nyttjar el för att spjälka vattnet till dess beståndsdelar, vätgas och syrgas, som sedan leds vidare i separata strömmar. Det finns flera olika sorters elektrolysörer som bland andra alkaliska, PEM (Polymer electrolyte membrane), SOEC (Solid oxide electrolysis cell) och MCEC (Molten carbonate electrolysis cell). De tekniker som är aktuella i denna utredning är alkaliska elektrolysörer och PEM då dessa finns att tillgå kommersiellt medan de två senare modellerna fortfarande befinner sig i forsknings- och utvecklingsstadiet.

4.1.1 Alkalisk

Alkaliska elektrolysörer har funnits på marknaden länge och är den mest använda tekniken. Reaktionen sker i en elektrolytlösning bestående av vatten och ca 30 % KOH (kaliumhydroxid). Verkningsgraden ligger på mellan 55 – 65 % (LHV) och har en arbetstemperatur på omkring 70 – 80 grader Celsius. Baserat på modell kan vissa leverera vätgasen trycksatt medan andra levererar atmosfärisk vätgas. Vattenåtgången är ca 1 liter vatten per Nm³ vätgas. Det verkliga vattenbehovet är egentligen kring 0,8 liter per Nm³, men resterande vatten används för att spola systemet på eventuella salter och mineraler (Hydrogenics, 2016).

4.1.2 PEM

PEM (Polymer electrolyte membrane) elektrolysörer är en annan typ av "lågtemperaturelektrolysör" som använder fast material som elektrolyt istället för KOH (vattenlösning) i det tidigare fallet. Den arbetar i liknande temperaturer som alkaliska elektrolysörer på ca 80 grader Celsius. Stora fördelar gentemot den alkaliska är att PEM bland annat är mycket kompaktare och kräver mindre volym.

4.2 KOLDIOXID

4.2.1 Koldioxid från befintliga biogasanläggningar

Koldioxid kan med fördel erhållas från befintliga biogasprocesser. I dagsläget finns det två anläggningar på Gotland där Brogas biogasanläggning är den största och ligger i Bro, en bit nordost om Visby. Rågasen som framställs där har en fördelning mellan metan och koldioxid på ca 60 % respektive 40 % och leds med gasledning till anläggningen på Lundbygatan i Visby. En viss andel av rågasen uppgraderas och säljs som fordonsgas medan återstoden säljs till Arla för värmeproduktion. Scrubberteknik används vid uppgraderingen där gasen "tvättas" från bland annat koldioxid och svavel. Tvätten sker under tryck och binder orenheter till vätskan som på så sätt separeras från metanet. Brogas biogasanläggning har ett förhållandevis jämnt flöde i produktionen över året. Planer finns på att bygga ut anläggningen de närmaste åren (Ahlsten, 2016) vilket skulle resultera i ett flöde på ca 560 Nm³ rågas/h uppdelat i ca 340 Nm³ metan samt 220 Nm³ koldioxid per timme.

Den andra produktionsanläggningen av koldioxid är placerad i anslutning till stadens vattenreningsverk, där avloppsslam nyttjas som substrat. Rågasen som bildas liknar den som framställs i Brogas men produceras huvudsakligen under sommarhalvåret. Uppgraderingen sker sen i anläggningen "Färjeleden". Till skillnad från Bro används så kallad PSA-teknik (Pressure Swing Adsorption) för uppgradering av rågasen vid Färjeleden. Den säsongsvisa produktionen gör det svårt att ansluta till en elektrolysör då det är önskvärt att köra en PtG-anläggning så kontinuerligt som möjligt.

4.2.2 Industri

På Gotland finns Sveriges största anläggning inom cementproduktion som ägs av Cementa (tillhörande Heidelberg Cement Group). Cementa tillverkar cement på tre platser i Sverige, Slite på Gotland, Skövde och Degerhamn. I produktionsanläggningen i

Slite framställs ca 2 miljoner ton cement årligen. Överskottsvärmen från anläggningen används för el- och värmeproduktion som används internt såväl som på övriga Gotland.

Cementtillverkningen ger upphov till höga nettoutsläpp av koldioxid på grund av förbränningen av fossila bränslen för uppvärmningsändamål och den s.k. kalcineringsprocessen där kemiskt bundet kol och syre i processmaterialet avges i form av koldioxid. Anläggningen i Slite avger totalt ca 1,6 miljoner ton koldioxid per år.

Cementa driver flera projekt för att minska koldioxidutsläppen genom energieffektiviseringsåtgärder som att ersätta fossila bränslen med biologiskt avfall samt utveckla nya cementsorter med lägre klimatbelastning. Dessutom arbetar Cementa med olika aktörer för att utveckla CCS-tekniker. Man har bland annat låtit utvecklare och leverantörer av CCS-tekniken ansluta sig till Cementas anläggningar för att prova dessa tekniker i verkliga förhållanden (Cementa, 2016).

4.2.3 Bryggerier

Bryggerier är potentiella källor för koldioxid då det framställs i fermenteringsprocessen i samband med att etanol bildas. Jämfört med exempelvis rågas från röttningsprocessen är andelen koldioxid högre. I gasen från bryggeriprocessen finns utöver koldioxid även vattenånga och normalt också kolväten. Koldioxiden behöver separeras från resterande gaser för att kunna tjäna som råvara vid metanisering men detta bedöms kräva en förhållandevis liten insats jämfört med separering av koldioxid från exempelvis rökgaser. Rökgaser innehåller dessutom en mycket stor andel kväve som ökar volymshanteringen av gas markant.

4.3 METANISERINGSPROCESSEN

För att gynna metanbildning måste vätgasen finnas i rätt proportion till koldioxiden, det innebär att vätgas-/koldioxidförhållandet måste ligga på 4:1. Även omgivningen (tryck, temperatur, flödes hastighet m.m.) spelar stor roll för reaktionens gång. I reaktionen bildas förutom metan även vatten och värme. Sabatierreaktionen presenteras i följande formel:



I denna utredning diskuteras två omvandlingsprinciper att välja på, kemisk- och biologisk metanisering. De två alternativen är sammanfattade i en tabell nedan med utförligare teknikbeskrivning i efterföljande avsnitt (Götz, Mörs, Bär, McDaniel Koch, & Graf, 2015).

4.3.1 Kemisk omvandling

Kemisk syntes av metan från koldioxid och vätgas är en välkänd reaktion som upptäcktes av den franska nobelpristagaren Paul Sabatier i början av 1900-talet (Sabatier, 1912). Idag används reaktionen huvudsakligen för att ta bort koldioxid vid ammoniakproduktion, där koldioxiden betraktas som en orenhet som måste elimineras för att inte störa tillverkningen nedströms i processen.

"Kemisk syntes av metan från koldioxid och vätgas är känt sedan över 100 år och väl beprövat."

För att initiera metanbildningen måste reaktionen ske i höga temperaturer (aktiveringsenergi) som kan variera mellan ca 200 – 400 grader Celsius. När den väl kommer igång är reaktionen exoterm (enligt formel ovan) vilket innebär att reaktionen förser sig självt med nödvändigt värme samt möjliggör uttag av värme vid en given temperatur. Genom att höja trycket i reaktorn gynnas metanbildningen och en större andel av reaktanterna omvandlas än om det endast sker vid atmosfäriskt tryck. Trycket behöver dock inte överstiga 30 bar för att uppnå god omvandling (Mohseni, 2012). I Figur 5 presenteras en bild över en kemisk PtG-reaktor under konstruktion.



Figur 5 Power to Gas-reaktor som levereras av MAN Diesel & Turbo. Bild: MAN Diesel & Turbo

Den största anläggningen i drift med kemisk omvandling finns i Werlte, i nordvästra Tyskland, och drivs i biltillverkaren Audis regi. Leverantören av den reaktorn var MAN Diesel & Turbo. Båda bolagen står under VW-koncernen.

4.3.2 Biologisk omvandling

Biologisk omvandling innebär att mikroorganismer nyttjas som "katalysator" för bildning av metan. Så kallade metanogener producerar metan som biprodukt under nedbrytningsprocesser och det finns ett flertal som utvinnet energi under omvandlingen av koldioxid och vätgas till just metan (Gasföreningen, 2016). Mikroorganismerna uppehålls i en reaktor fylld med en vätskelösning i temperaturer kring 60 – 70 grader Celsius. När vätgas och koldioxid pumpas in i lösningen påbörjas metanbildningen nästan momentant vid ovan nämnd temperatur (Electrochaea, 2016). Denna egenskap medför stor flexibilitet PtG-processen ur ett helhetsperspektiv. Exempelvis är det möjligt att anpassa koldioxidinmatningen (som normalt antas finnas i överskott) tills när vätgas finns att tillgå (som fluktuerar beroende på eltillgång och design på anläggning). På så sätt elimineras behovet av vätgaslager och vätgaskompressor innan reaktorn vilket medför energivinster såväl som ekonomiska besparingar för processen.

"Biologisk omvandling eliminerar behov av vätgaslager."

Det finns två aktörer inom biologisk metanisering som utmärker sig genom att ha processer som närmar sig kommersialisering; Electrochaea som används i BioCat-projektet samt MicrobEnergy som är ett dotterbolag till Viessman. Inom BioCat-projektet kommer biologisk metanisering att testas tillsammans med en 1 MW elektrolysör. Tester kommer att genomföras på både rågas och en ren koldioxidström från befintlig uppgraderingsanläggning. Den första driftsättningen av anläggningen skedde i april 2016. Under de följande månaderna kommer driftsättningen att fortsätta, och först när det är klart kommer processen att börja marknadsföras (BioCat Project, 2016). Även MicrobEnergy testar biologisk metanisering i pilotskala och har nyligen driftsatt sin andra anläggning i samarbete med Audi (Green Car Congress, 2016).

4.3.3 Sammanställning av omvandlingsmetoderna

I följande tabeller sammanfattas huvudsakliga processdetaljer för de två metaniseringsprinciperna samt för- och nackdelar med processerna.

Biologisk metanisering	Kemisk metanisering
Microorganismer används som katalysator Drifttemperatur: 40 – 70°C Tryck: 1-10 bar	Ädelmetall/Nickel-baserad katalysator Drifttemperatur: ca 250°C Tryck: 1-100 bar
+ Hög tålighet för orenhet (H₂S) + Hög renhet i utgående gas (>98% metan) + Flöde kan "rampas" upp/ner på sekundnivå vid körning + Snabbstartad process p.g.a relativt låg arbetstemperatur	+ Hög reaktionshastighet + Hög temperatur ger möjlighet att återvinna användbar reaktionsvärme + Kommersiellt beprövat + Enkel att styra och skala upp
- Endast testat i "pilotskala" - Begränsade möjligheter att återvinna reaktionsvärmen	- Lägre tolerans för orenheter - Kräver trycksättning - Degradering av katalysatorn

4.4 GASLAGRING OCH TRANSPORT

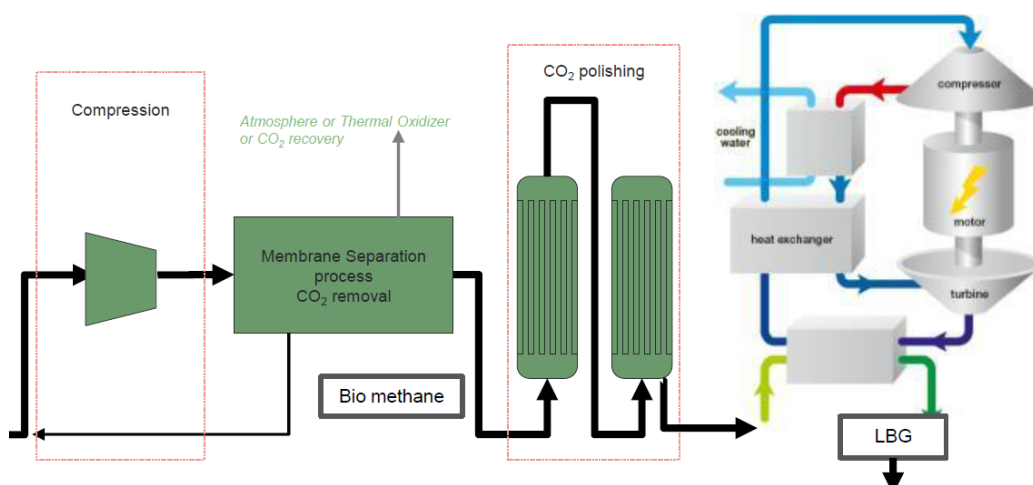
Hanteringen av de gaser som är involverade har stor inverkan på anläggningens ekonomi. En systemdesign där reaktantgaserna, dvs koldioxid och vätgas, varken behöver lagras eller trycksättas avsevärt (dvs max 10 bar) i något skede är gynnsam på grund av de stora energibesparingarna. Vätgas är den mest kostsamma gasen att hantera i detta fall då det krävs mycket höga tryck och stora lagringsvolymen för dess hantering.

Även på produktsidan, huvudsakligen metan, hade det varit önskvärt med minimering av lager. Vid placeringar med tillgång till gasnät hade inmatning varit förstahandsvalet (givet att gasen uppfyller erforderlig kvalitet), men i dess frånvaro måste gasflaskor eller andra lagerlösningar användas.

En ytterligare aspekt är transportbehovet av gas om gasnät inte finns tillgängligt. Merkostnader för på- och avlastning, bränslekostnader och betalning till åkare påförs totalekonomin som till största del kan räknas bort om lokaliseringen är optimal. För att möjliggöra längre transporter och kunna använda bränslet inom sjöfarten kan gasen omvandlas till flytande form, se vidare under kapitel 4.4.1.

4.4.1 Förvätskning av gasen

För att transportera naturgas längre sträckor, med exempelvis fartyg, omvandlas gasen med fördel till flytande form (LNG, liquefied natural gas eller LBG, liquified biogas). Förvätskningen sker genom att gasen kyls ner till -162 °C, där gasen övergår till vätskefas och upptar då bara ca 0,2% av ursprungsvolymen. Elanvändningen för förvätskningsprocessen uppgår till ca 1 kWh/Nm³, vilket motsvarar 10% av energiinnehållet i biogasen (Charbagi, 2016). Figur 6 nedan visar en schematisk bild över förvätskningsprocessen inklusive förbehandling där den sista koldioxiden separeras.



Figur 6 Beskrivning av förvätskningsprocessen (Charbagi, 2016)

I Sverige finns det två hubbar för LNG, Lysekil och Nynäshamn samt en mindre produktionsanläggning för LBG (60 GWh/år) i Lidköping. Bränslet används i begränsad skala för tunga transporter och det finns ca 5 tankstationer i södra Sverige men fler, diskuteras. Sjöfarten är en ytterligare växande marknad för flytande metan, delvis på grund av kraven på låga svavelutsläpp för fartyg som trafikerar Östersjön. Den första passagerarfärja som drivs av LNG var Viking Grace som började trafikera Stockholm från 2013. Vidare kommer Destination Gotland att ta en ny LNG-driven färja, M/S Visborg, i drift under 2017. För att få en indikation för storleksordningar kan det nämnas att Viking Grace förbrukar ca 300 GWh per år vilket motsvarar 5 gånger mer än vad som produceras vid LBG-anläggningen i Lidköping (Energigas Sverige, 2014).

5 Kriterier för val av lokalisering på Gotland

Det finns ett flertal olika faktorer som kan komma att påverka valet av placering av en Power to Gas-anläggning. Några av faktorerna bedöms väga tyngre än andra och är:

- Tillgång till lämplig koldioxid
- Minimering av gaslager (gäller vätgas, metan och koldioxid)
- Minimering av gastransporter (vätgas, metan och koldioxid)
- Avsättningsmöjligheter för eventuellt överskottsvärme
- Avsättningsmöjligheter för slutprodukt (syntetiskt metan)
- Möjlig placering av elektrolysör inom IKN-nät
- Förutsättningar för att få avsättning för syrgas

Ovan nämnda faktorer bedöms vara de som huvudsakligen måste utredas närmare för att senare kunna fastställa placeringen. Placeringen kommer att vara avgörande för den tekniska uppställningen såväl som de ekonomiska förutsättningarna för anläggningen.

5.1 ANSLUTNING TILL RÅGASPRODUKTION

Möjlighet finns att integrera PtG-processen med en rågasproduktion. Av de två biogasanläggningarna som finns på Gotland skulle rötningen i Bro vara den mest intressanta att studera vidare. Främst för att är Gotlands största biogasproducent som vid full produktionstakt kan framställa drygt 20 GWh/år biogas (Ahlsten, 2016). Vidare finns planer på att dubbla BroGas produktion. Från Bro är det draget en 8 km lång rörledning till uppgraderingsanläggningen på Lundbygatan i Visby (Region Gotland, 2014). Potentiellt skulle en PtG-anläggning kunna placeras vid en valfri punkt längs denna ledning för att er hålla rågas som koldioxidkälla.

Att samförlägga en PtG-anläggning med biogasproduktion har många fördelar; tillgång på koldioxid i rågasen, avsättning för lågvärdig värme för att värma biogasreaktorn, infrastruktur för avsättning av producerad gas samt driftpersonal.

5.2 ANSLUTNING TILL UPPGRADERINGSANLÄGGNINGAR

Det är även intressant att se på möjligheten att eventuellt integrera PtG med befintliga uppgraderingsanläggningar. Av de två uppgraderingsanläggningar på Gotland, skulle den på Lundbygatan mest intressant då den hanterar rågasen från Bro (kontinuerligt flöde och stora volymer). Där finns även en tankstation för bussar och personbilar.

Synergierna vid samförläggning av PtG och uppgradering är framförallt tillgången på koldioxid samt avsättning för den tillverkade gasen i och med befintligt lager samt en tankstation.

5.3 PLACERING AV ELEKTROLYSÖREN

Som nämnts tidigare beror lokalisering av elektrolysören på vilket sätt det är billigast att transportera energi från kraftkällan till metaniseringen. Då vätgas är förhållandevis kostsam att hantera och transportera är det en stor fördel om metanisering och elektrolysör samförläggs för att minimera transport av gas.

5.3.1 Anslutning till IKN-nät

Ett alternativ är att placera PtG produktion inom IKN-nätet⁴ för en elproducent, exempelvis vid en vindkraftspark. När en förbrukare, i detta fall elektrolysören, placeras inom IKN-nätet behöver inte nätavgift erläggas för den elektricitet som aldrig levereras ut på det externa nätet. Vidare kan elektrolysör användas som reglerkraft genom möjligheten att både reglera upp och ner effekten. På så sätt kan PtG-anläggningen även bidra till nätnytta.

Synergierna med att samförlägga med IKN-nät är framförallt för att undvika nätavgiften som idag utgör stor del av elkostnaden. För kraftproducentens del finns fördelar med undviken inmatningsavgift (2,1 öre/kWh) men förlorad ersättning för nätnyttan motsvarande 1,2 öre/kWh. Nätavgiften för större vindkraftsproducenter (>1500 kW) utgörs även av en effektagift som beräknas utifrån ett medelvärde av de två timmar under en månad med högst effekt, för närvarande uppgår kostnaden till 11,1 kr/kW (GEAB, 2016). Som ett exempel kan nämnas att den elproducent som kan minska toppinmatningen till nätet med 1 MW minskar effektkostnaderna med ca 130 000 kr/år.

För ett vindkraftverk är denna fasta avgift väsentlig då elproduktionen är väderberoende. I Sverige redovisar de befintliga verken i genomsnitt 2444 fullasttimmar per år, motsvarande siffra för den nyare halvan av vindkraftverken är cirka 2800 timmar. Skälet till att nyare verk har högre utnyttjandegrad beror framförallt på ökad tornhöjd där det generellt blåser mer och med ett jämnare flöde. Utbyggnaden av vindkraft på Gotland startade tidigt vilket medför att den installerade medeleffekten per verk är betydligt lägre än vad som generellt byggs idag. Exempelvis finns det ett större vindkraftverk (2 MW) i närheten av BroGas som levererade 3112 fullasttimmar 2012. Den effektagift som anläggningsägaren betalar motsvarar i detta fall 4,3 öre/kWh. Problemet är dock att elproduktion och IKN-nät ofta ligger långt ifrån annan verksamhet vilket försvårar användningen av biprodukterna (värme och syre), tillgång på koldioxid, samt avsättning för biogas. Sammantaget kommer någon eller några av gaserna (vätgas, syre eller koldioxid) behöva transporteras om inte biogasanläggning och PtG samförläggs inom ett IKN-nät.

5.4 AVSÄTTNING FÖR VÄRME

Ju större andel av överskottsvärmen från processen som kan tillgodogöras eller säljas som fjärrvärme desto bättre förutsättningar skapas för anläggningsekonomi. Därmed är det lämpligt att hitta placeringar i närhet till aktörer som är i behov av värme (då värme väntas vara i överskott) som exempelvis fjärrvärmenät eller industriella torkningsprocesser.

Värmet från elektrolysören håller relativt låg temperatur (arbetstemperatur på mellan 60 – 80 °C) vilket begränsar användningsmöjligheterna. Skulle elektrolysören förläggas i närheten av exempelvis en biogasanläggning (som kräver en konstant temperatur på ca 40°C) kan denna lågvärdiga värme vara intressant där.

⁴ Icke Koncessionspliktiga Nät

Beroende på utformningen av fjärrvärmenätet och värmeanläggningen kan det i vissa fall vara möjligt att förvärma fjärrvärmereturen. Av tekniska skäl är detta dock inte en möjlighet i Visby.

En lokal med en årlig förbrukning på 1000 MWh får i Visby betala 881 000 kr/år inklusive moms, vilket motsvarar 73 öre/kWh exklusive moms (Energimarknadsinspektionen, 2015).

5.5 SAMMANFATTNING LOKALISERING

Målet vid utvärderingen av lokaliseringen har varit att beakta alla de viktigaste aspekterna och inte låsa sig till de uppenbara alternativen. Möjligheten att minimera nätavgiften genom att samförlägga elektrolys och vindkraft gav en ny dimension i lokaliseringsfrågan.

Utifrån beräkningar som gjorts kan det dock konstateras att förtjänsten med att dela upp en PtG-anläggning (exempelvis med elektrolysör inom IKN-nät medan resterande anläggning finns på annan plats) snabbt äts upp av höjda transportkostnader. Sådana transporter måste även beaktas ur miljö-, risk- och energieffektivitetssynpunkt. Beräkningarna på transportkostnad indikerar att en vätgastransport via "flakning" 3 mil i stort motsvarar nätavgiften för den elektricitet som krävs för att framställa vätgasen. Kostnaden minskar med transportsträckan men inte linjärt då en signifikant del av kostnaden är kopplat till lager och växelflak. Med denna bakgrund har de alternativ som innebär gastransport nedprioriterats i sökandet efter lämplig lokalisering för en första anläggning.

6 Placering och systemdesign

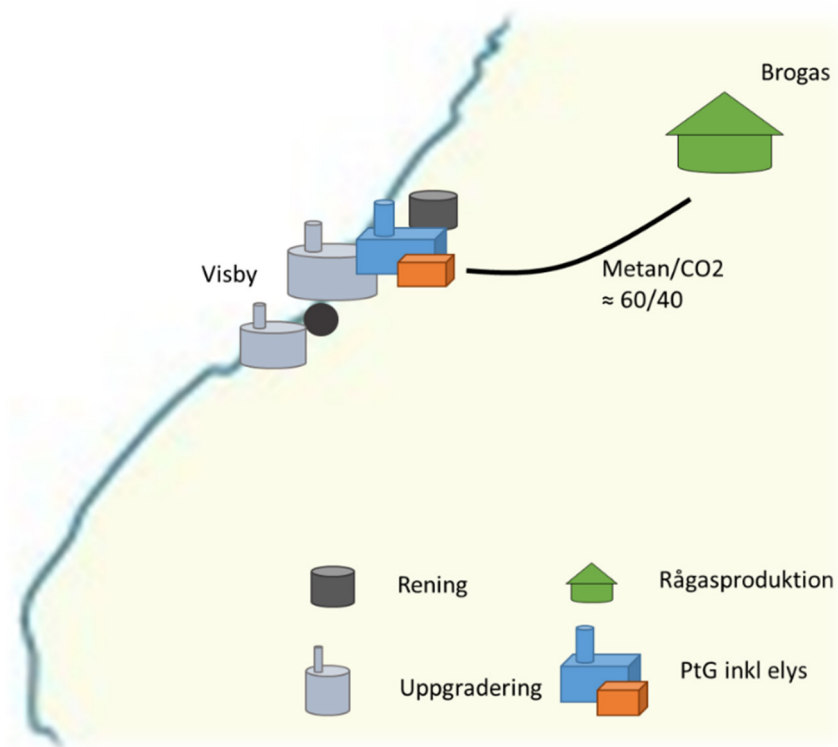
Utifrån de förutsättningar som presenterats i föregående kapitel, diskussioner med lokala aktörer samt preliminära beräkningar är det två lokaliseringar som har varit tillräckligt intressanta att studera närmare: Visby och Klintehamn. Förutsättningarna skiljer sig mellan de olika platserna och därmed har systemdesignen följaktligen anpassats.

Under utredningen har det framkommit att två olika systemlösningar bör presenteras parallellt med varandra. Den ena är tillämpning av Sabatierreaktionen som via kemisk reaktion vid förhöjt tryck och temperatur, reducerar koldioxid till metan när vätgas tillsätts i rätt mängd. Alternativet är den biologiska omvandlingen som nyttjar mikroorganismer för omvandlingen. Denna process är relativt nyutvecklad och har därmed inte prövats i större skala. Men försök i pilotanläggningar har visat på mycket intressanta resultat, bland annat med en flexibilitet i reaktionen som kan visa sig vara mycket värdefull vid designen av en anläggning.

I följande delkapitel presenteras olika case med kemisk och biologisk reaktor samt uppskalning av den biologiska reaktorn för att illustrera de systemmässiga skillnaderna som dessutom gör avtryck i de ekonomiska beräkningarna. Casen är följande:

1. PtG i Visby
 - a. Kemisk metanisering genom Sabatier, 1,5 MW
 - b. Biologisk metanisering, 1,5 MW
2. PtG i Klintehamn
 - a. Biologisk metanisering, 1,5 MW, IKN
 - b. Biologisk metanisering, 3,0 MW, IKN
3. PtG i större skala 8 MW
 - a. Storskalig biologisk metanisering utan förvätskningsanläggning, 8 MW
 - b. Storskalig biologisk metanisering med förvätskningsanläggning, 8 MW

6.1 CASE 1 – PTG I VISBY



Figur 7 PtG-anläggning placerad vid uppgraderingen i Visby (Lundbygatan)

Utgångspunkten för Case 1, som betraktas som den mest "konventionella" lösningen, innebär att hela PtG-anläggningen (elektrolysör, reaktor och gasrening) förläggs i närheten av den befintliga uppgraderingsanläggningen på Lundbygatan i Visby. Rågasen leds via rörledning från biogasanläggningen i Bro till Lundbygatan, där en del av gasen uppgraderas via vattenskrubber till fordonsgaskvalitet. En större andel av gasen används för värmeproduktion i Arlas processer som finns beläget i området (se Figur 7). Arla är intresserad av att köpa mer biogas och även Gotland Slakteri är intresserade av biogas. Biogasanläggningen i Bro har fått delfinansiering från Klimatklivet för att öka produktionen. Anslag har även erhållits för att öka kapaciteten i uppgraderingsanläggningen. Därmed står verksamheten i startgroparna för att bygga ut sin gasproduktion inkl. uppgradering av skrubbern vilket garanterar avsättning för gasen som bränsle för värmeproduktion som alternativ till fordonsgasproduktion (Ahlsten, 2016).



Figur 8 Biogas Gotlands större anläggning i Visby på Lundbygatan som omfattar gasuppgradering, lager samt biogastankstation. På bilden syns även Arla, nuvarande kund av biogas samt Gotlands Slakteri som kommer köpa biogas när biogasproduktionen ökats. Foto: Google maps

I Figur 8 syns det biogaslager som finns på plats på Lundbygatan samt den befintliga skrubberkolonnen. Ytterligare gaslager finns för fordonsgasen i anslutning till macken som också är belägen där.



Figur 9 T.V. Befintligt lågtryckslager av gas vid Lundbygatans anläggning. T.H. skrubberkolonnen i Visby

Då allt är förlagt i Visby innebär det att elektrolysören ansluts till det publika nätet, men med vinsten att slippa komprimera, transportera och lagra gaser från olika ställen till en gemensam punkt för produktion av syntetisk metan.

Nedan summeras de huvudsakliga fördelar och nackdelar som finns med denna lokalisering.

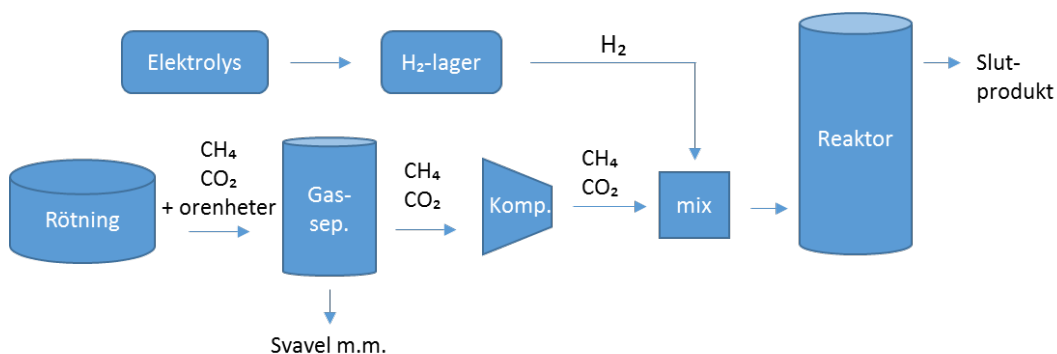
Fördelar

- Bra avsättningsmöjlighet för värme från elektrolysören och reaktorn, eventuellt med hjälp av värmepump.
- Inget transportbehov av vätgas, metan eller CO₂
- Befintligt gaslager för slutprodukt och avsättningsmöjlighet genom tankstationen.

Nackdelar

- Nätavgift tillkommer då publikt nät används.

6.1.1 Case 1a – Kemisk reduktion av koldioxid genom Sabatier, 1,5 MW



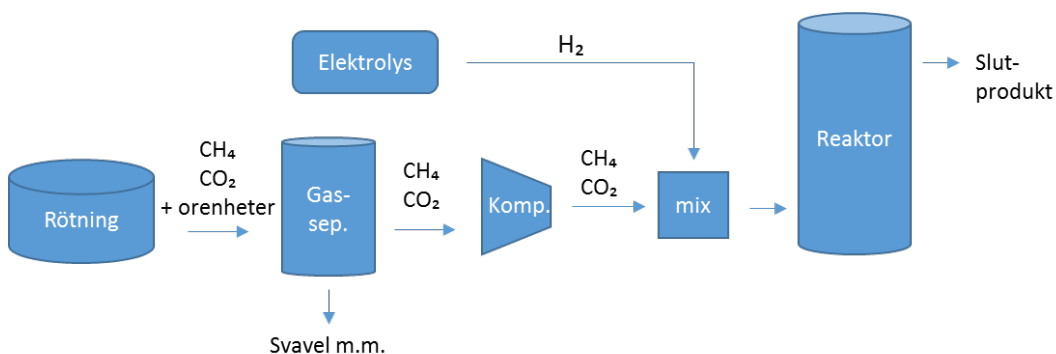
Figur 10 Schematisk bild över föreslagen Power to Gas-anläggning i Visby med Sabatier. Slutprodukten väntas vara huvudsakligen metan.

Vid kemisk reduktion av koldioxid krävs ett relativt stabilt flöde av reaktanter (koldioxid och vätgas) då drifttemperaturen ska ligga på minst 250 °C. Då processen är tidskrävande (>1h) att starta upp och i behov av konstant arbetstemperatur krävs en kontinuerlig drift. För hantering av eventuella fluktuationer i driften kommer det att krävas ett vätgaslager mellan elektrolysör och reaktor för att säkerställa kontinuerligt flöde av vätgas till reaktorn. I Figur 9 presenteras en schematisk uppställning för hur en anläggning skulle se ut på vid Lundbygatans uppgradering.

Den ursprungliga rågasströmmen (från Brogas) är långt större än vad som är tänkt till Power to Gas-reaktorn i detta case vilket innebär att en avtappning från huvudströmmen görs för att förse PtG-anläggningen med koldioxid. Rågasproduktionen, som baseras på lantbruksrester, är relativt jämnt fördelat över året vilket gör det rimligt att anta att även koldioxiden kommer finnas tillgänglig i önskat flöde över året.

I uppställningen antas att kvaliteten på slutprodukten (syntetiska metanet) är tillräckligt god för fordonsgasanvändning. Detta då det blandas med den konventionella produktionen av fordonsgas. Vid inblandning av syntetiskt metan med resterande fordonsgasproduktion kommer den lilla mängd oreagerad vätgas och koldioxid, som finns efter reaktionen, spädas till den grad att fordonsgasens egenskaper bedömningsvis inte kommer påverkas nämnvärt.

6.1.2 Case 1b - Biologisk metanisering av koldioxid, 1,5 MW



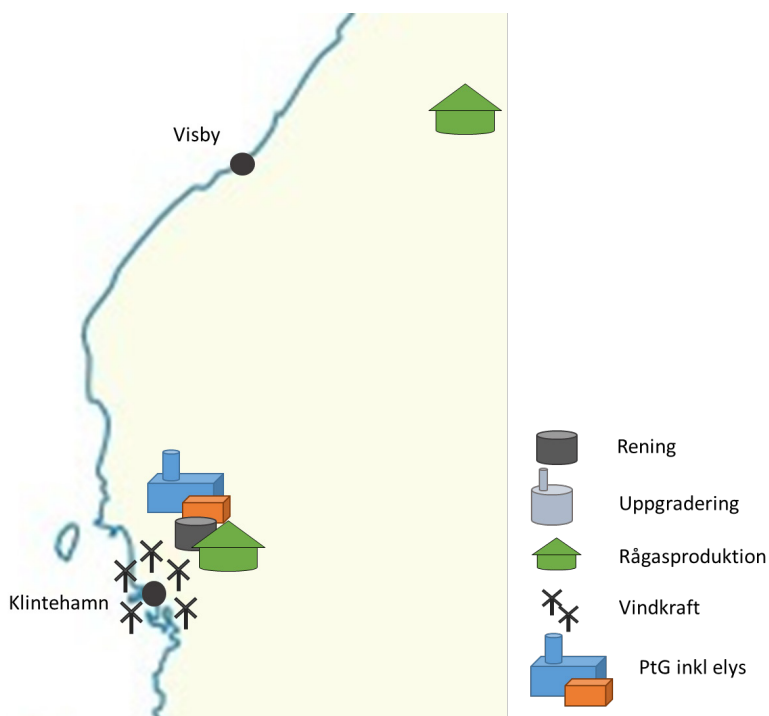
Figur 11 Schematisk bild över föreslagen Power to Gas-anläggning i Visby med biologisk metanisering. Slutprodukten väntas vara huvudsakligen metan.

Kringutrustningen till den biologiska processen är mycket lik den till den kemiska. Dessutom krävs samma flöde av reaktanter och reaktionen sker under tryck. En stor skillnad är dock att arbetstemperaturen håller sig kring 40 – 70 °C, vilket är samma som "underhållstemperaturen".

Reaktionen sker momentant vid dessa låga temperaturer vilket medför att reaktorn kan "rampas" från 0 till 100 % på några sekunder utan t.ex. tidskrävande uppvärmningsprocesser. Denna egenskap ger flexibilitet i reaktorn och vilket medför möjligheten att stoppa körningen helt under perioder då tillgång till vätgas och/eller koldioxid inte finns av olika anledningar. Å andra sidan leder den låga temperaturen till att det inte går att tillgodogöra sig värme i samma omfattning som i Sabatiercasen.

Denna flexibilitet kring mottagandet av vätgas gör att det eliminerar behovet för vätgaslager efter elektrolysören, som är en signifikant kostnadspost i både investering och rörlig kostnad på grund av bland annat behov av trycksättning vilket kostar energi.

6.2 CASE 2 – KLINTEHAMN



Figur 12 Möjlig placering av PtG-anläggning vid Klintehamn där det idag finns vindkraftverk men ej biogasproduktion

Casen 2a och 2b är mer visionära där elektrolysör och metanisering placeras i Klintehamn för att nyttja det goda vindförhållandet. Klintehamn uppfyller väldigt många av kriterierna för en optimal lokalisering men idag fattas en koldioxidkälla samt avsättning för den producerade biogasen. Utifrån den beslutade biogasplanen för Gotland är det hög sannolikhet att en anläggning kommer att byggas inom en nära framtid i området vilket skulle uppfylla dessa två idag saknade nyckelparametrar. Klintehamns reningsverk ligger strategiskt fördelaktigt ur PtG-synpunkt med närhet till vindkraft och potentiella värmekunder.

Vid planering av en biogasproduktion skulle det vara intressant att även inkludera Power to Gas som en del av processen. Då biologisk metanisering av koldioxid har visat mycket goda omvandlingsegenskaper bör rimligen PtG-processen rent tekniskt kunna ersätta den konventionella uppgraderingen.

Fördelar

- Anslutet till IKN – ingen nätavgift
- Bra avsättningsmöjlighet för värme från elektrolys, exempelvis fjärrvärme och sågverk
- Inget transportbehov för vätgas
- Mycket intressant läge ifall biogasproduktion i Klintehamn blir verklighet

6.2.1 Case 2a – Biologisk metanisering av koldioxid, 1,5 MW, IKN

Likheterna mellan detta case och det i Visby (1b) är stora men med skillnaden att anläggningen förläggs på ett IKN-nät. Fasta elnätskostnader kan därmed delvis elimineras då en större andel av använd el inte överförs via det publika nätet. Då vindkraftverken tidvis står stilla kommer det dock tidvis att krävas att el köps in från nätet för att driva elektrolysören.

6.2.2 Case 2b – Biologisk metanisering av koldioxid, 3,0 MW, IKN

Genom att skala upp anläggningen kan skalfördelar nyttjas för att pressa den specifika kostnaden (kr per kW) för olika komponenter. Exempelvis bedöms reaktorns specifika kostnader bli markant mycket billigare. Till viss del skulle kostnadsbesparingar kunna göras för elektrolysören även om "priskurvan" (per kW) är brantast fallande fram till storleksklassen 1-2 MW, så finns fortfarande utrymme för prisreducering. Dessutom finns besparingar att göra i mark- och installationsarbeten.

I detta case är antagandet gjort att anläggningen producerar 3 MW vilket skulle innebära en produktionspotential på ca 10 GWh drivmedel (ca 1000 bilar). 10 GWh bedöms vara en rimlig gräns för Klintehamn då det är osäkert hur stora mängder substrat (och därmed koldioxid) som skulle finnas att tillgå vid en enskild biogasanläggning på Gotland.

6.3 CASE 3 – PTG I STÖRRE SKALA, 8 MW

Under arbetets gång uppkom idén om att skala upp anläggningen ytterligare på grund av de tydliga skalfördelarna. För denna större anläggning sattes storleken till 8 MW (motsvarande en produktion på ca 30 GWh syntetisk metan) vilket motsvarar den mängd koldioxid som finns tillgänglig om Brogas förverkligar ambitionen om en fördubblad produktion (40 GWh/år).

En utmaning för denna skala är att få avsättning för alla produkter. Den inhemska biogasmarknaden är i dagsläget för liten för dessa mängder gas och väntas förbli så under en överskådlig tid trots ambitiösa mål i regionen. En möjlighet för att underlätta längre transporter och för användning inom sjöfarten är, som nämnts, att förvätska gasen till flytande biogas. Detta innebär dock en väsentlig kostnad som måste vägas mot fördelarna. För att klarlägga detta redovisas siffror för både med och utan förvätskningsanläggning. Case 3 baseras på biologisk metanisering och elektricitet från elnät, dvs en uppskalning av Case 1b.

Case 3a – Storskalig produktion utan förvätskningsanläggning, 8 MW

Case 3b – Storskalig produktion med förvätskningsanläggning, 8 MW

7 Ekonomi

Det ekonomiska utfallet har studerats för följande sex scenarier:

- Case 1a – Kemisk metanisering i Visby, 1,5 MW
- Case 1b – Biologisk metanisering i Visby, 1,5 MW
- Case 2a – Biologisk metanisering i Klintehamn, 1,5 MW, IKN
- Case 2b – Fördubblad metanisering i Klintehamn, 3 MW, IKN
- Case 3a – Storskalig biologisk metanisering utan förvätskningsanläggning, 8 MW
- Case 3b – Storskalig biologisk metanisering med förvätskningsanläggning, 8 MW

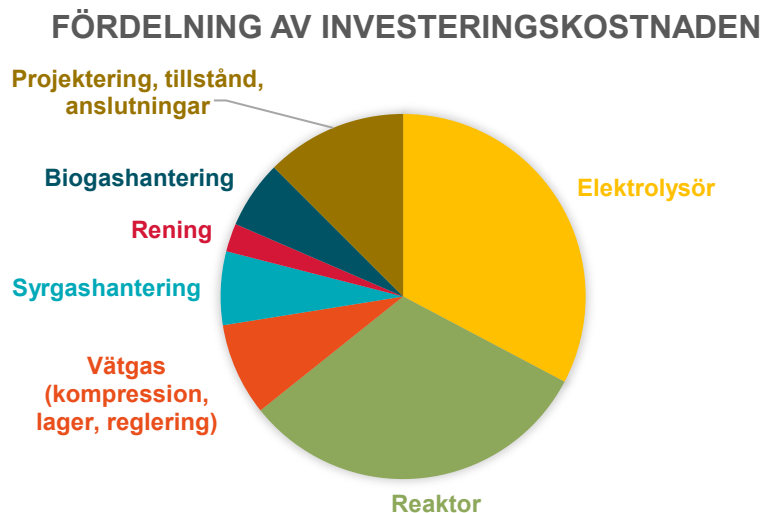
Case 1a, 1b samt 2a är dimensionerade i samma skala med den nominella effekten på 1,5 MW elektricitet, motsvarande en vätgasproduktion på 300 Nm³/h. Storleken på en demonstrationsanläggning antas inte kunna reduceras nämnvärt utan att den specifika kostnaden (pris per producerad enhet) ökar avsevärt. Då betydande skalfördelar föreligger togs även case 2b med den dubbla installerade nominella effekten fram för att visa på förutsättningarna för större anläggningar. Case 3 utgör ett scenario där all tillgänglig koldioxid, inklusive den tilltänkte tillbyggnaden, från Brogas används för metanframställning.

7.1 INVESTERINGSKOSTNADER

Investeringsbehovet för PtG anläggningarna har erhållits genom i huvudsak uppgifter från leverantörer exempelvis reaktorer, elektrolysör, rening, lager, processtyrning osv. En detaljprojektering av anläggningarna har inte rymts inom detta projekt vilket inneburit att visa övergripande kostnader så som systemintegration, installation, anslutningar och driftsättningar har uppskattats utifrån erfarenheter av likande projekt.

Majoriteten av anläggningskostnaden hänförs till elektrolysören och reaktorn som utgör ungefär en tredjedel av kostnaden vardera. Kostnaden för en kemisk reaktor är lägre än motsvarande storlek på biologisk reaktor. Då den kemiska reaktorn är mer känslig för förändringar i flödet och processtemperatur har det antagits att detta processval även inbegriper ett mellanlager av vätgas. Medtaget behovet av mellanlager är den kemiska reaktorn ca 25% billigare än den biologiska.

Den ekonomiska livslängden för anläggningen har antagits till 15 år. Under perioden kommer en större renovering av elektrolysören att behöva genomföras. Kostnaden för detta har antagits till 40% av storleken på grundinvesteringen för elektrolysören. Den reducerade kostnaden beror på att inte alla komponenter i elektrolysören behöver bytas samt att trenden men sjunkande priser ytterligare bör sänka kostnaden till tidpunkten för bytet som ligger ca 8 år fram i tiden.



Figur 13 Generell fördelningen av investeringskostnaderna för de studerade anläggningarna

Den totala investeringskostnaden framgår enligt tabellen nedan. Vid beräkningarna av anläggningarnas driftsekonomi har det antagits att 50% av investeringen kan erhållas i externt stöd.

Tabell 1 Investeringskostnader för de studerade anläggningarna.

Scenario	Installerad kapacitet (MW)	Investering (Mkr)	Specifik investeringskostnad (Mkr/MW)
Case 1a	1,5	34	22,9
Case 1b	1,5	38	25,3
Case 2a	1,5	39	26,2
Case 2b	3,0	62	20,6
Case 3a	8,0	144	18,0
Case 3b	8,0	200	24,9

7.2 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR BERÄKNINGAR AV DRIFTSEKONOMIN

I det följande presenteras de parametrar och antaganden som gjorts i beräkningarna.

Priser:

- Biogas: 0,96 kr/kWh (motsvarar 85% av säljpriset mot slutkund, exkl moms)
- Värme: 0,25 kr/kWh
- Syrgas: 0,63 kr/kg (vilket motsvarar 10% av priset för slutkund)
- Nätavgift: ca 0,1 kr/kWh@8500h/år (beroende av driften)

Värmeåtervinning

- 80% av värmen från kemiska reaktorer
- 0 % av värme från biologiska reaktorer
- 60% av värmen från elektrolysören

Investeringsstöd

- 50% av investeringskostnaden

Drifttid

- 8500 h per år

7.2.1 Kostnader

Elpris – Kostnaden för elektricitet är den enskilt största utgiften samtidigt som det är svårt att förutspå det framtida prisläget. Samtliga scenarierberäkningar presenteras med ett spann på elpriset (20-40 öre/kWh). För att avspegla marknadsstron på utvecklingen av elpriset har även beräkningar gjorts utifrån terminspriserna de kommande 10 åren (2017-2026). För åren 2027-2031 har elpriset räknats upp med 3% årligen utifrån terminskostnaden 2026.

Elnät – Transmissionskostnaden för elektriciteten har beräknats utifrån GEABs prislistor, som är nätägare på Gotland. Elnätsavgiften beror av ett flertal faktorer exempelvis högsta effekten under en månad samt om elen överförs under hög- eller låglasttid. Beräkningen av avgiften har gjorts för samtliga driftfall, körs anläggningen relativt kontinuerligt uppgår kostnaden till ca 10 öre/kWh. I samtliga scenarier har det visat sig lönsamt att investera i egen transformator då högspänningsabonnemang är mest förmånligt.

I en vindkraftpark finns normalt ett IKN-nät för "uppsamling" av elen innan utmatning till det publika nätet. I case 2a och 2b utnyttjas elektricitet från de närliggande vindkraftverken inom IKN-nätet och då utgår ingen kostnad till ägaren av det offentliga nätet för den andel av elektriciteten som kan tillgodoses lokalt. Dock krävs det el från nätet under perioder låg vindkraftsproduktion.

Underhåll och drift – Kostnaden för driftpersonal och löpande underhåll har uppskattats till 1 mkr per år (case 2b har räknats upp med 30%). För case 3 har motsvarande kostnad uppskattats till 3 mkr per år, samt ytterligare 1 mkr per år för drift av förvätskningsanläggningen i Case 3b.

7.2.2 Intäkter

Syntetisk metan – Metan är huvudprodukten i processen och kommer därmed att utgöra den huvudsakliga intäktströmmen. Dagens skattelättnader på förnybar metan (biogas) inom transportsektorn, vilket kommer att vara den primära marknaden för den producerade gasen, bedöms gälla även för syntetisk metan. Intäkterna från gasförsäljningen har uppskattats till 85% av dagens gaspris i Visby (18kr/kg ink. moms) vilket motsvarar 0,96 kr/kWh ex. moms.

Försäljning av värme – Värmen som bildas vid elektrolys av vatten samt i Sabatierreaktionen (vid kemisk reduktion av koldioxid) kan rimligen säljas som fjärrvärme alternativt till närliggande processbehov, exempelvis för att värma en rötchammar. I de fall som temperaturnivån inte är tillräcklig finns möjlighet att använda värmepumpning. Priset på såld värme uppgår till 25 öre/kWh vilket motsvarar kostnaden för bränsle inom fjärrvärmebranschen (Svensk Fjärrvärme, 2009), samt understiger GEABs bränslekostnad på 34 öre/kWh (Energimarknadsinspektionen, 2011). Beroende på processteg kan värmen återvinnas enligt följande: 80% av värmen från

Sabatier-reaktionen (kemisk omvandling); 0% av värme från biologiska reaktorer; 60% av värmen från elektrolysören.

Syrgas – Intäkterna för syrgasförsäljning antas uppgå till 0,63 kr/kg (0,9 kr/Nm³) i enlighet med lokaliseringsstudien (Byman, Haraldsson, & Jernelius, 2013). Agas pris för syrgas på flaska uppgår till 7-8 kr/kg. Ett av Sveriges större sjukhus uppger att det betalar ca 1 kr/kg för syrgas vid bulkinköp i flytande form. Avsättningen för syrgas antas vara begränsad till 150 Nm³/h för samtliga scenarier, vilket motsvarar produktionskapaciteten i en 1,5 MW-anläggning.

Systemtjänst reglering – En ytterligare inkomstström kan uppbringas om anläggningen även kan tillhandahålla systemtjänster till elnätet. Om PtG-anläggningen även ska användas för nätreglering påverkas driften av anläggningen. Alternativ om hur tillhandahållandet av systemtjänster kan samordnas med gasproduktionen diskuteras vidare i kapitel 8.

7.3 RESULTAT

I följande kapitel diskuteras resultatet för investeringsanalysen i form av beräknat ackumulerat betalningsflöde utan diskontering under projektperioden (15 år) samt internräntan per år. Det ackumulerade betalningsflödet samt internräntan är beräknat utifrån olika elprisnivåer.

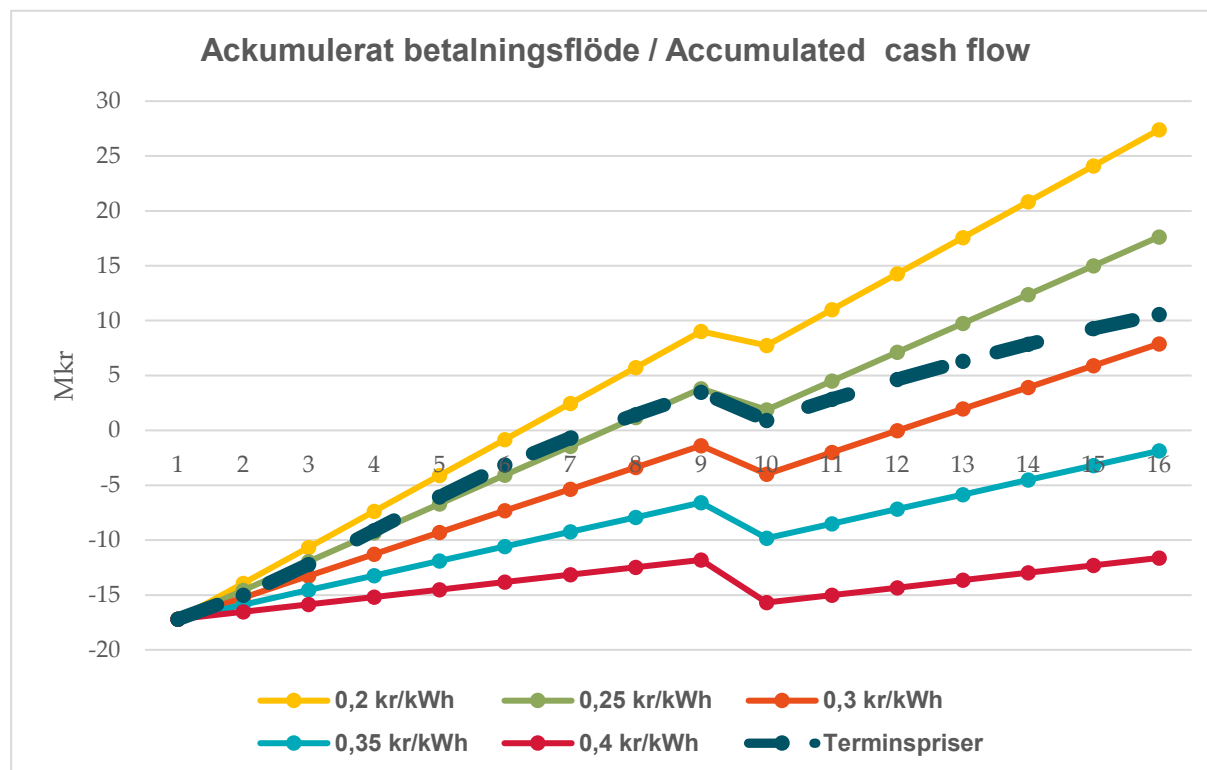
I Tabell 2 presenteras resultaten för de olika casen angivet i internränta med terminspriser på använd el. Terminspriser bedöms som det alternativ som bäst återspeglar framtida elpriser utifrån dagens marknadsförutsättningar och antaganden. Då terminspriser anges på upp till 10 år har elpriset räknats upp med 3% årligen utifrån terminkostnaden från år 10 till år 15.

I Figur 14 till Figur 19 med tillhörande tabeller redovisas resultaten för de olika casen där elpriserna varierar. Resultaten presenteras med ackumulerat betalningsflöde under 15 år.

Tabell 2 Internränta för de olika casen på 15 års sikt

Case	IRR – Terminspriser
Case 1a	8,4 %
Case 1b	4,0 %
Case 2a, IKN	7,7 %
Case 2b, IKN	10,0 %
Case 3a	5,0 %
Case 3b	-7,3 %

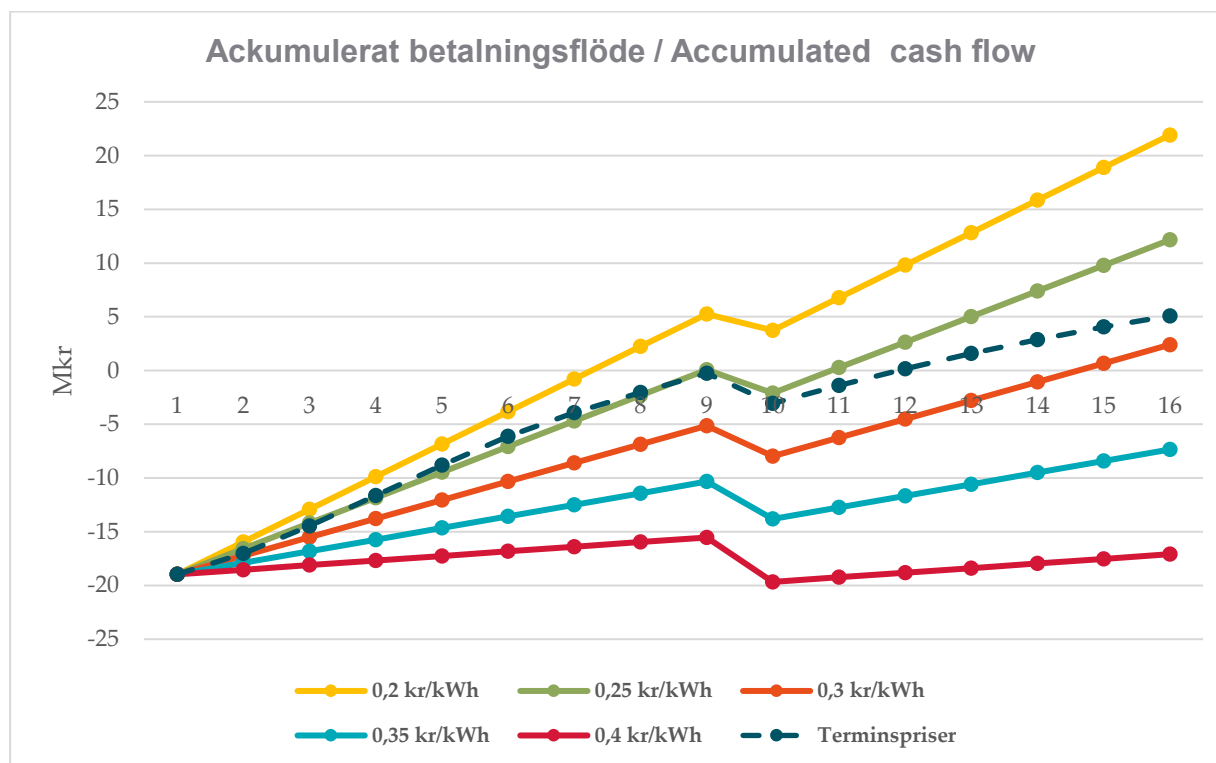
7.3.1 Case 1a – Kemisk metanisering i Visby, 1,5 MW



Figur 14 Akkumulerat betalningsflöde för Case 1a - Kemisk metanisering i Visby, 1,5 MW

Elpris / electricity price	Internränta / IRR
0,2 kr/kWh	15,8%
0,25 kr/kWh	10,9%
0,3 kr/kWh	5,3%
0,35 kr/kWh	-1,5%
0,4 kr/kWh	-11,5%
Terminspriser /Futures	8,4%

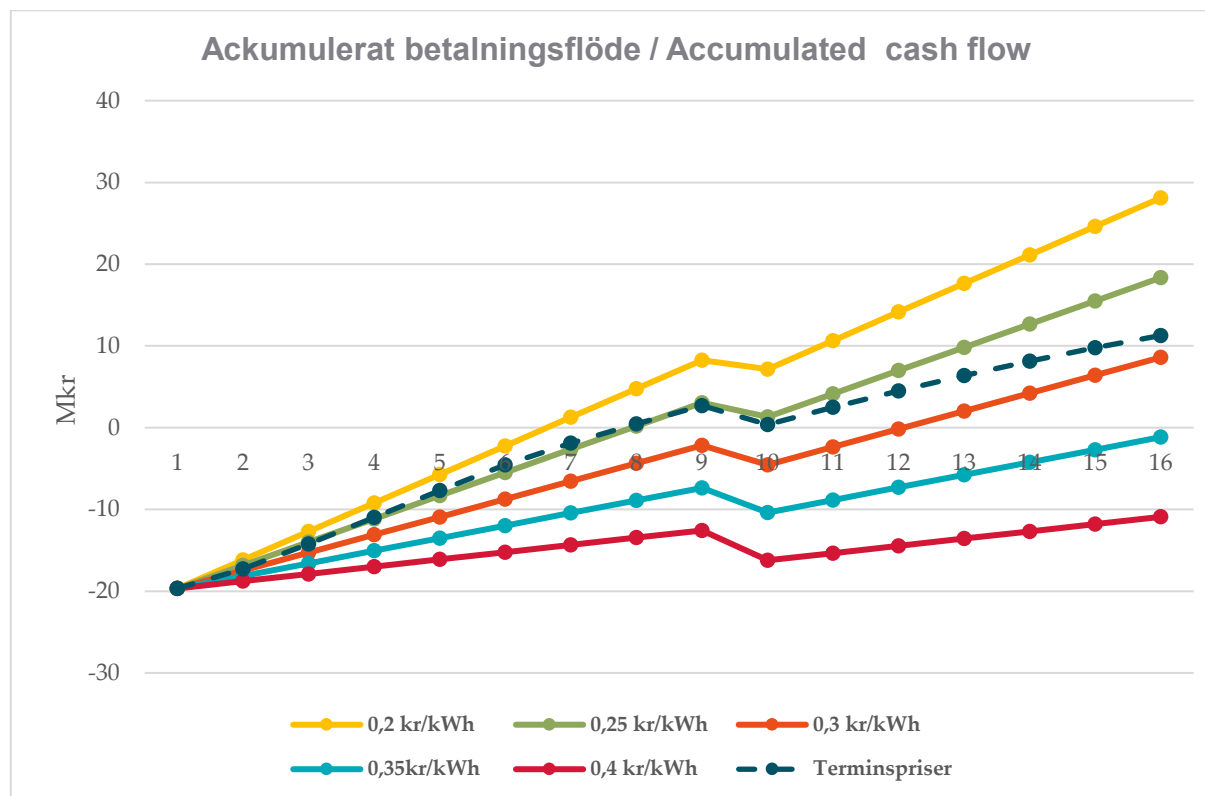
7.3.2 Case 1b – Biologisk metanisering i Visby, 1,5 MW



Figur 15 Akkumulerat betalningsflöde för Case 1b - Biologisk metanisering i Visby, 1,5 MW

Elpris / electricity price	Internränta / IRR
0,2 kr/kWh	12,0%
0,25 kr/kWh	7,2%
0,3 kr/kWh	1,6%
0,35 kr/kWh	-5,7%
0,4 kr/kWh	-18,6%
Terminspriser / Futures	4,0%

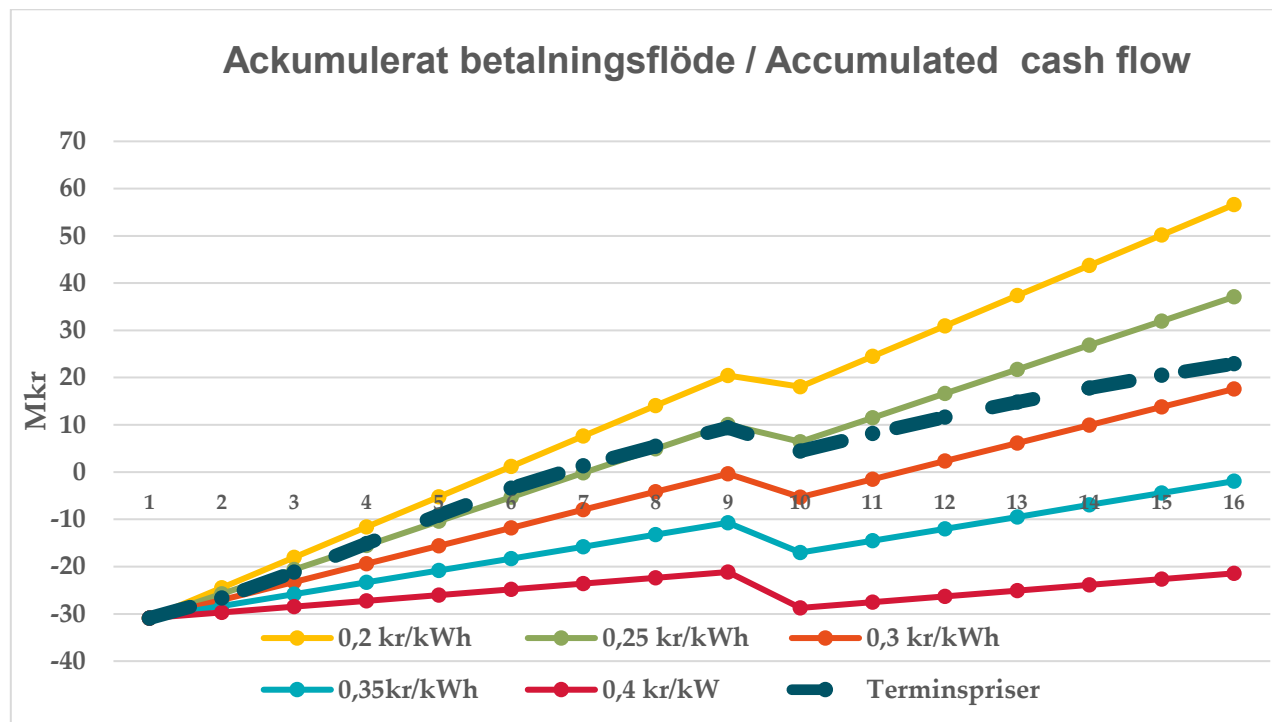
7.3.3 Case 2a – Biologisk metaniseringi Klintehamn 1,5 MW, IKN



Figur 16 Ackumulerat betalningsflöde för Case 2a - Biologisk metaniseringi Klintehamn 1,5 MW, IKN

Elpris / electricity price	Internränta / IRR
0,2 kr/kWh	14,4%
0,25 kr/kWh	10,0%
0,3 kr/kWh	5,1%
0,35 kr/kWh	-0,8%
0,4 kr/kWh	-8,8%
Terminspriser/ Futures	7,7%

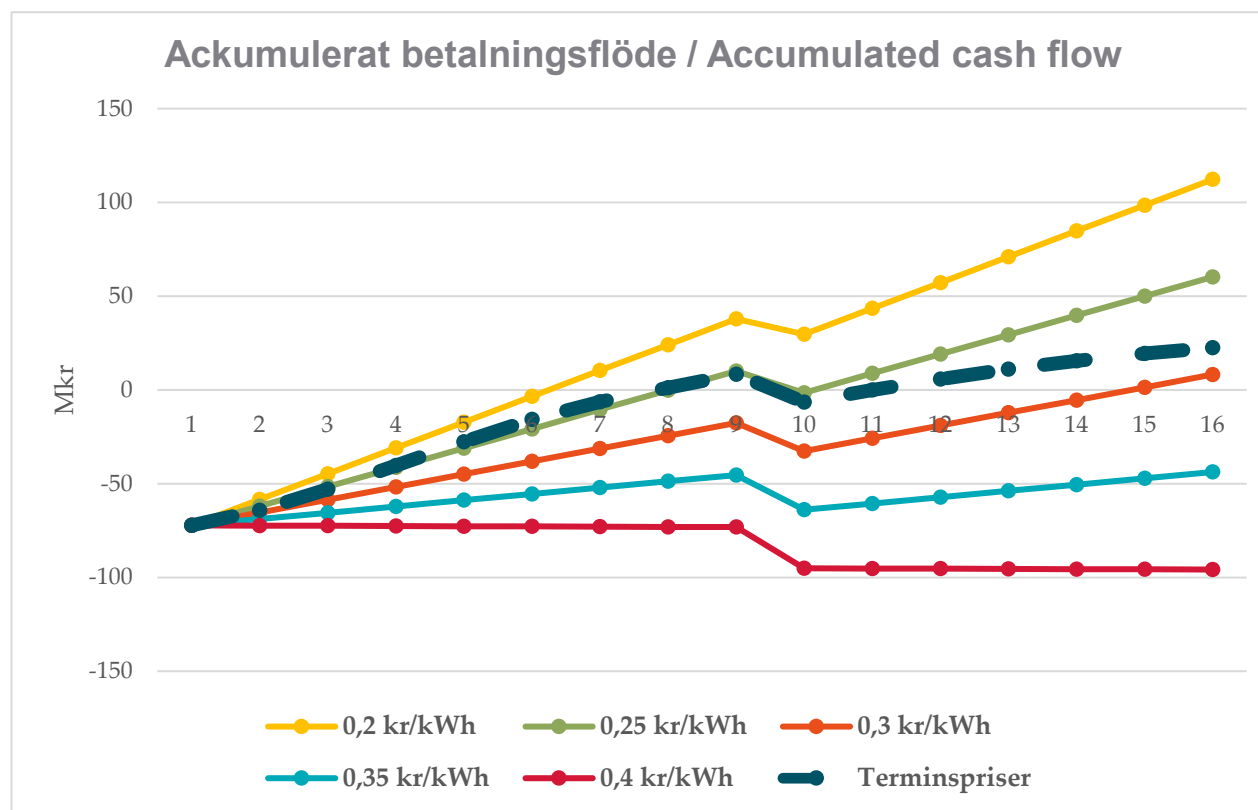
7.3.4 Case 2b – Biologisk metanisering i Klintehamn, 3MW, IKN



Elpris / electricity price	Internränta / IRR
0,2 kr/kWh	17,9%
0,25 kr/kWh	12,5%
0,3 kr/kWh	6,5%
0,35 kr/kWh	-0,8%
0,4 kr/kWh	-11,9%
Terminspriser/ Futures	10,0%

Figur 17 Akkumulerat betalningsflöde för Case 2b – Biologisk metanisering i Klintehamn, 3MW, IKN

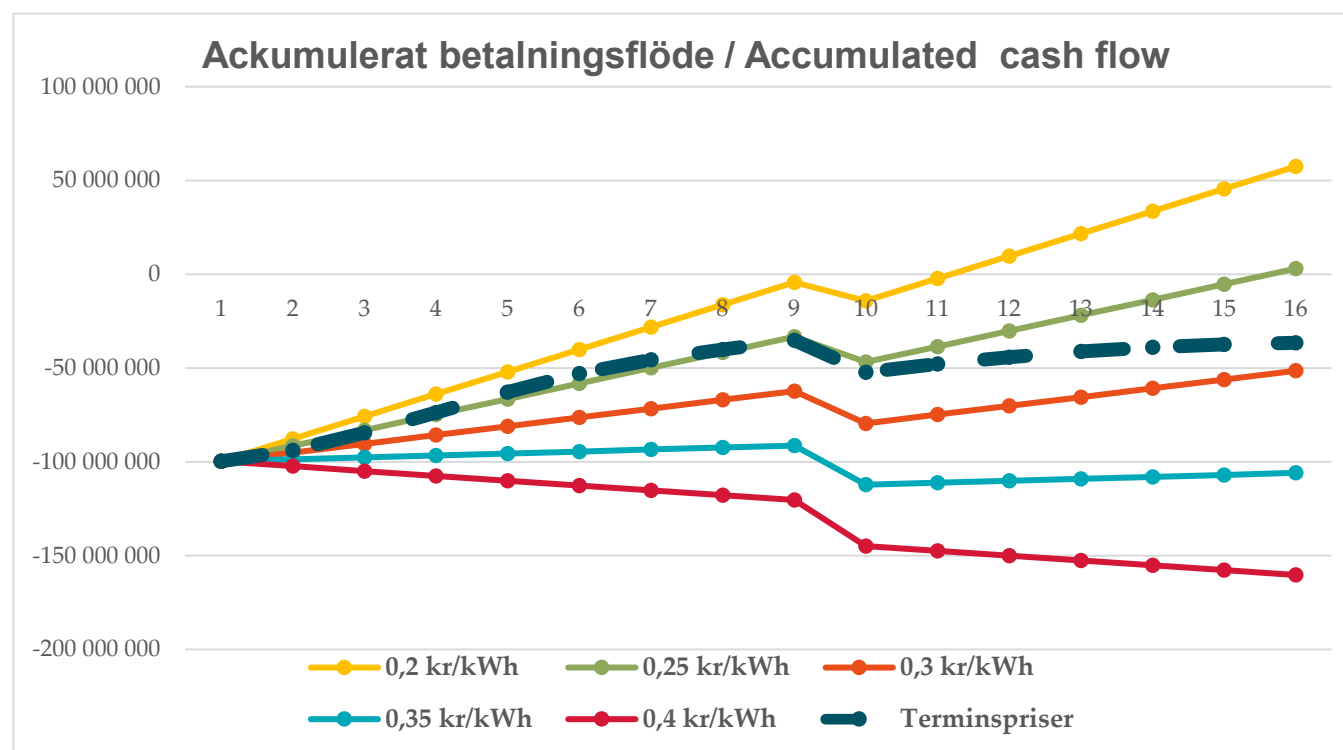
7.3.5 Case 3a – Storskalig biologisk metanisering utan förvätskningsanläggning, 8 MW



Elpris / electricity price	Internränta / IRR
0,2 kr/kWh	15,6%
0,25 kr/kWh	9,2%
0,3 kr/kWh	1,4%
0,35 kr/kWh	-9,9%
Terminspriser/ Futures	5,0%

Figur 18 Ackumulerat betalningsflöde för Case 3a – Storskalig biologisk metanisering utan förvätskningsanläggning, 8 MW

7.3.6 Case 3b – Storskalig biologisk metanisering med förvätskningsanläggning, 8 MW



Elpris / electricity price	Internränta / IRR
0,2 kr/kWh	6,5%
0,25 kr/kWh	0,4%
0,3 kr/kWh	-8,0%
Terminalspriser/ Futures	-8,1%

Figur 19 Akkumulerat betalningsflöde för Case 3b – Storskalig biologisk metanisering med förvätskningsanläggning, 8 MW

8 Reglertjänster genom Power to Gas

I det svenska synkrona stamnätet handlas det löpande upp reserver för att garantera balansen mellan produktion och last momentant. När last och produktion är perfekt balanserade är frekvensen i nätet 50,00 Hz. Vid en obalans med för mycket produktion så ökar frekvensen, och det omvända gäller vid det motsatta. I grund och botten handlar det idag om tre olika reglerprodukter; FCR-N/D, FRR-A samt FRR-M. FCR, eller Frequency Containment Reserve, finns i två olika varianter: normaldrift (FCR-N) och störningsreserv (FCR-D). Normaldriften aktiveras mer eller mindre konstant, och arbetar för att jämna ut den naturliga variationen i såväl produktion som last. FCR-N arbetar i stort sett kontinuerligt när frekvensen befinner sig mellan 49,9 och 50,1 Hz, och har som primära funktion att bromsa frekvensförändringen. Om det sker ett större fel (t ex en utlandskabel faller ifrån, ett kärnkraftblock stannar alternativt en större industri får lastbortfall), kommer en större obalans att infinna sig momentant vilket får frekvensen att dyka/öka snabbt. Då hinner inte FCR-N med att parera obalansen, vilket då leder till att störningsreserven aktiveras (om frekvensen blir lägre än 49,9 alternativt högre än 50,1 Hz). FRR-A, eller Frequency Restoration Reserve – Automatic, aktiveras via en centralt styrd aktiveringssignal och används för att återställa FCR-N och/eller FCR-D vid en långvarig obalans i nätet. FRR-M, eller Frequency Restoration Reserve – Manual, används för att avlasta FRR-A. Generellt kan det sägas att aktiveringstiderna och framför allt varaktigheten i reserverna skiljer sig åt, där FCR-N/D är kortast, följt av FRR-A och sedan FRR-M. Desto längre varaktighet, desto mer blir reglerprodukten en energiprodukt.

Idag levereras primärt reglertjänster från vattenkraftverk i Sverige. Vattenkraften är en mycket kostnadseffektiv teknik för att leverera reglertjänster, vilket gör att priset för reglerkraft i Sverige är förhållandevis lågt jämfört med t.ex. kontinentala Europa som är mer dominerat av termiska kraftverk som reglerleverantörer. I teorin kan en elektrolysör leverera reglertjänster, då den både bedöms vara snabb och uthållig⁵ nog. Marknadsdesignmässigt är det dock en större fråga, då såväl balansansvar samt minsta budstorlek kan utgöra hinder. Utöver detta är reglertjänster via annat än rena storskaliga produktionsanläggningar ett relativt obeprövat område hos SvK (Svenska kraftnät). Det skall även nämnas att SvK har en vilja samt förväntan på sig att vara öppna för nya icke-konventionella lösningar.

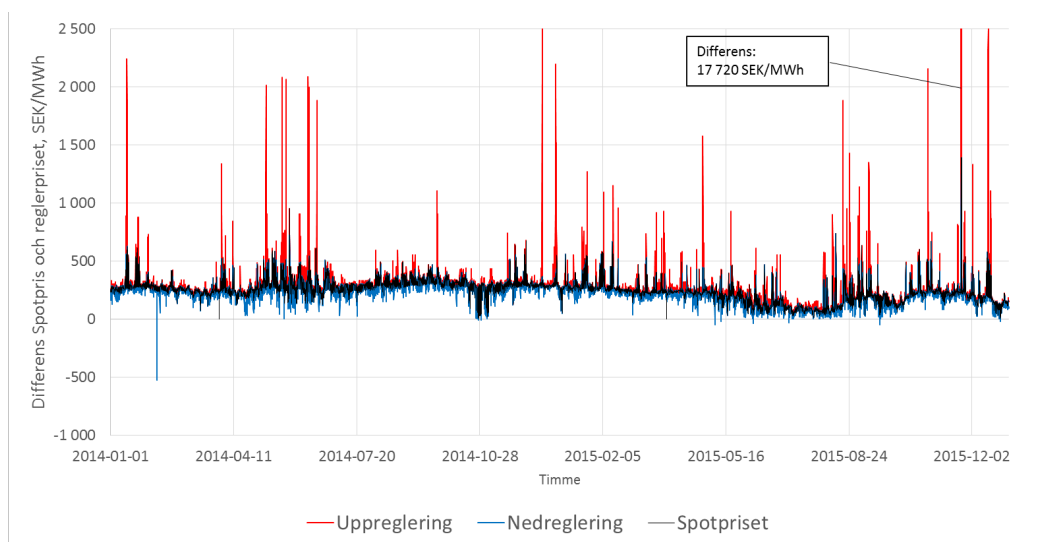
För att leverera reglerkapacitet krävs det att elektrolysören opererar på dellast utav den maximala effekten (för att ha möjlighet att leverera såväl upp- som nedreglering). Som exempel antas en elektrolysör med 1,5 MW. För att leverera 0,5 MW upp- och nedregleringskapacitet krävs det att elektrolysören körs på omkring 1,0 MW. Detta säkerställer spännet +/- 0,5MW samt lämnar utrymme för att elektrolysören kan köras på minst 20 % (dvs behöver inte stängas av helt).

För att leverera reglerkraft till SvK krävs det att aktören är balansansvarig. Vidare skall balansansvarig ha minst 50 MW i portföljen, vilket i praktiken betyder att reglerkraft via vätgasanläggningen behöver (åtminstone initialt) inleda ett partnerskap med en befintlig balansansvarig. I fallet då elektrolysören befinner sig inom ett IKN-nät, är det i

⁵ Beroende av vilken reglerprodukt som avses, samt de tekniska kraven som ställs på den från Svenska kraftnät.

inmatnings- eller uttagspunkten gentemot det "publika" nätet som balansansvarig kommer att ta balansansvar för.

Priset på de olika reglertjänsterna skiljer sig åt, och skiljer även mellan säsonger och timmar (generellt off-peak och peak). Priset för FRR-M påminner mycket om priset som kan ses på spotmarknaden, dock mer volatilt och mindre förutsägbart. Se figur nedan för illustration kring priset på FRR-M över tid.

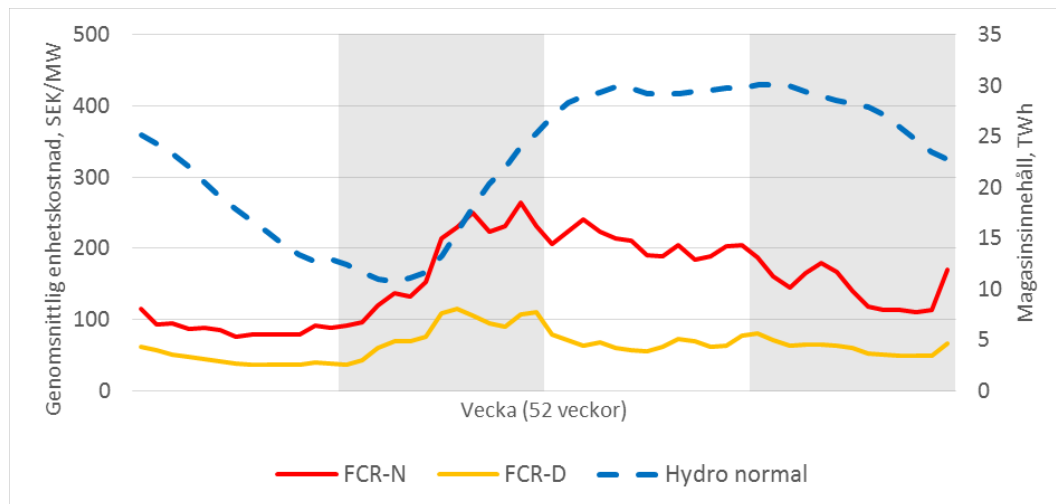


Figur 20. Upp- och nedregleringspriset samt spotpriset per timme för perioden 2014-2015 (www.nordpoolspot.com, 2016).

FRR-A-leverantörer är delvis ersatta genom kapacitetsersättning, delvis ersatta med energiersättning. FRR-A är idag fortfarande en relativt ny produkt i det svenska systemet, och prismekanismer och ersättningsnivåer är fortfarande under utredning.

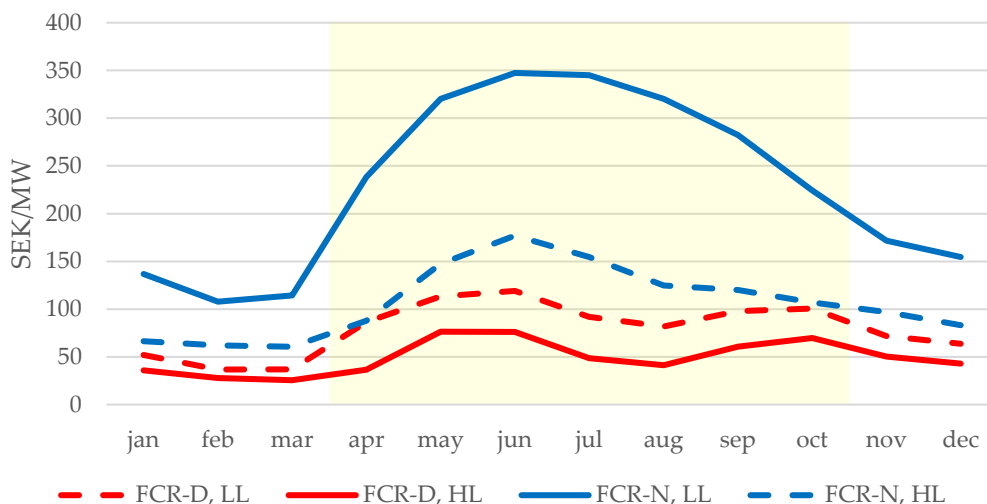
FCR-N är den reglerprodukten som troligen lämpar sig bäst ur ett tekniskt perspektiv att leverera från elektrolysören. Det krävs ingen speciell kommunikationsutrustning, då "aktivering" sker via förändring i frekvensen som mäts lokalt. Utöver detta är FCR-N en produkt som handlas upp på kapacitetsbasis året runt, samtliga timmar, samt energineutral över tid. Med energineutral menas här att det kommer att vara lika mycket uppreglering (minska effekten på elektrolysören) som nedreglering (öka effekten på elektrolysören) över tid, vilket innebär att en given produktionsnivå av syntetisk metan kan hållas över längre tid. Ersättningen för FCR-N är enligt *pay-as-bid*, vilket betyder att leverantören får betalt enligt bud (om budet blir avropat dvs). Marginalprissättning gäller således ej. Leverantören kan välja om kapaciteten (som handlas två dagar alternativt dagen-före leverans) skall allokeras eller om anläggningen skall vara helt avstängd/fullt producerande under givna timmar. Priset för FCR-N varierar som nämnt över säsonger, och under dygnet, och bestäms framför allt av vattenkraftens reglerförmåga (hur mycket vatten som kan sparas till ett senare produktionstillfälle) samt efterfrågan på spot-marknaden. Detta betyder att höga priser typiskt observeras under vårfloden, under låglast sommartid, samt vid fulla magasin under hösten. Då spotpriserna är höga, eller reglerförmågan är god, är priserna på FCR-N generellt låga.

För en illustration över genomsnittliga priser per vecka samt hydrologisk status för vattenkraften kan ses i figuren nedan.



Figur 21. Genomsnittlig kostnad per MW och produkt per kalendervecka baserat på marknadsutfallet för perioden 2012-2015. 'Hydro normal' avser magasininnehåll i genomsnitt per kalendervecka under perioden 2012-2015. (Källa: Svenska kraftnät, analys av Sweco)

Priset på FCR-N är generellt högt under tillfällena då efterfrågan är låg (därmed även låga spot-priser). Detta är tydligast under sommarnätter då tillgången på vatten ofta är god, kombinerat med låga spotpriser och risk för spill av vatten (fulla magasin). Se figuren nedan för historiskt marknadsvärde fördelat över hög-/låg-lasttimmar.



Figur 22. Genomsnittlig kostnad per MW och produkt per månad baserat på tidsperioden 2011-2015. Observera att priserna är medelvärde utav timvismedelpris, vilket inte nödvändigtvis är representativt för det marginella priset. Det sanna priset för en enskild aktör kan således skilja markant. Prisnivån skall ses som ett lägre estimat utav potentialen (om en given aktör ligger närmare det marginella accepterade budet). Observera att gulmarkerat område markerar "halvåret" med högst priser i genomsnitt (apr-okt). (Källa: Svenska kraftnät, analys av Sweco)

Den mest attraktiva perioden för att erbjuda FCR-N är således under låglasttimmar under sommarhalvåret. Nedan redovisas "marknadsvärdet" för en total reglerkapacitet på 1 MW för FCR-N under fyra olika strategier:

1. Leverera FCR-N året runt samtliga timmar
2. Leverera FCR-N året runt samtliga låglasttimmar
3. Leverera FCR-N under apr-okt samtliga timmar
4. Leverera FCR-N under apr-okt låglasttimmar

Anledning till att dessa fyra olika strategier kvantifierats är att det kan förväntas en utebliven intäkt till följd av att elektrolysören arbetar på delkapacitet under tiden då FCR-N levereras, vilket leder till reducerad produktion sett över tid. Se sammanställning av förväntad intäkt per strategi i tabellen nedan.

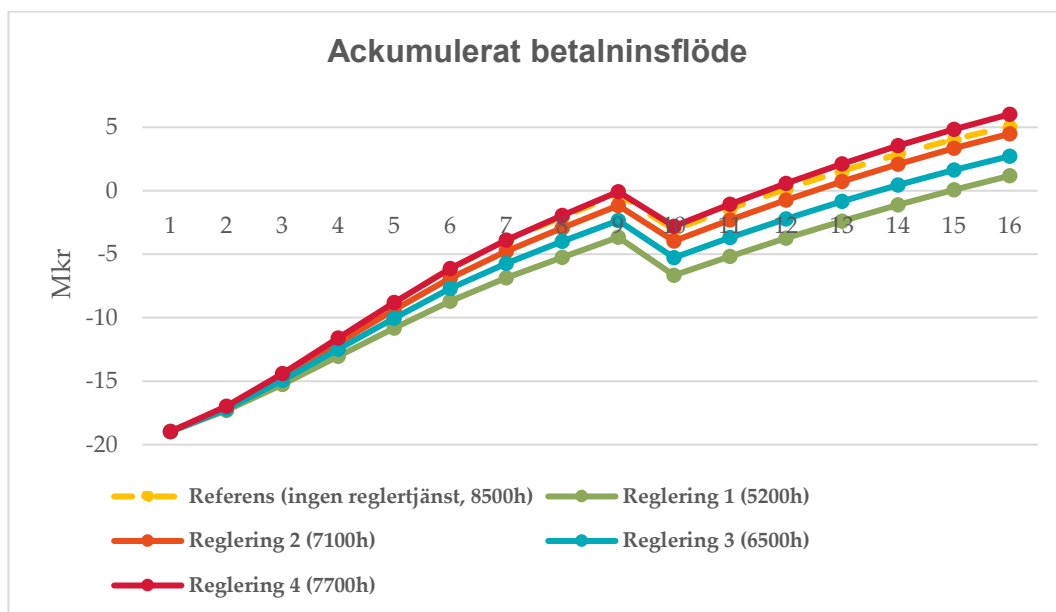
Tabell 3: Sammanställning av antal timmar med leverans av FCR-N, förväntat medeltimpris per MW samt förväntat marknadsvärde för 1 MW reglerkapacitet.

STRATEGI	LEVERANS UNDER ANTAL TIMMAR	GENOMSNIITTLIG ENHETSPRIS, FCR-N	TOTAL FÖRVÄNTAD INTÄKT
	timmar	SEK/MW	SEK/år
1	8 760	173	1 515 000
2	3 750	236	885 000
3	5 120	214	1 097 000
4	2 186	297	649 000

Som kan ses i tabellen ovan finns det ett förväntat marknadsvärde utifrån när FCR-N levereras. Det återfinns dock flertalet hinder som skall överbryggas (balansansvar, avräkning samt tekniska krav) innan PtG-anläggningen börjar leverera FCR-N till det svenska stamnätet. Vidare studier kan genomföras för att genomlys vilka hinder som behöver överbryggas samt en noggrannare analys av marknadspriset kommande år rekommenderas om investeringsbeslutet vilar på reglerkraftaffären.

8.1 REGLERTJÄNSTER SOM EN DEL AV POWER TO GAS-AFFÄREN

För att illustrera effekterna på PtG-affären när de olika reglerstrategierna tillämpas har beräkningar gjorts för case 1a. Då elektrolysören har en installerad effekt på 1,5 MW kan 0,6 MW bjudas ut på reglermarknaden (normaldrift 0,9 MW, +/- 0,6MW). Samtliga scenarier baseras på terminspriserna på el samt att den inköpta elen från nätet är normalfördelad över låg- och höglasttid. Samtliga fall är baserade på 8500 produktionstimmar per år, men då elektrolysören måste köras på dellast (0,9 MW) under reglerperioden sjunker antalet fullasttimmar beroende på regleringsstrategi.



Figur 23: Ackumulerade betalningsflödet för Case 1a där 4 olika strategier för att tillhandahålla nätreglertjänster tillämpats, kontinuerlig drift som referens.

Strategierna 4 ger det bästa ekonomiska resultatet, antagligen för att mängden fullasttimmar förblir hög (7700h). Resultatet indikerar att denna reglerstrategi (samt eventuellt strategi 2) skulle kunna utnyttjas för att addera en ytterligare intäktskälla som är oberoende av drivmedelspriser.

9 Vision Cementa

Visionen om en snabb utbyggnad av vindkraft på Gotland kommer troligen att bromsas upp av bristen på överföringskapacitet, se Figur 16. I figuren antas att den nuvarande möjligheten för vindkraft i Gotlands energisystem (ca 195 MW) utökas med den maximala överföringskapaciteten i beslutade eller planerade fastlandsanslutningar. Detta är ett förenklat antagande för att ge en indikation på hur mycket vindkraft som kan installeras och vilka behov av energilagring som kan finnas.

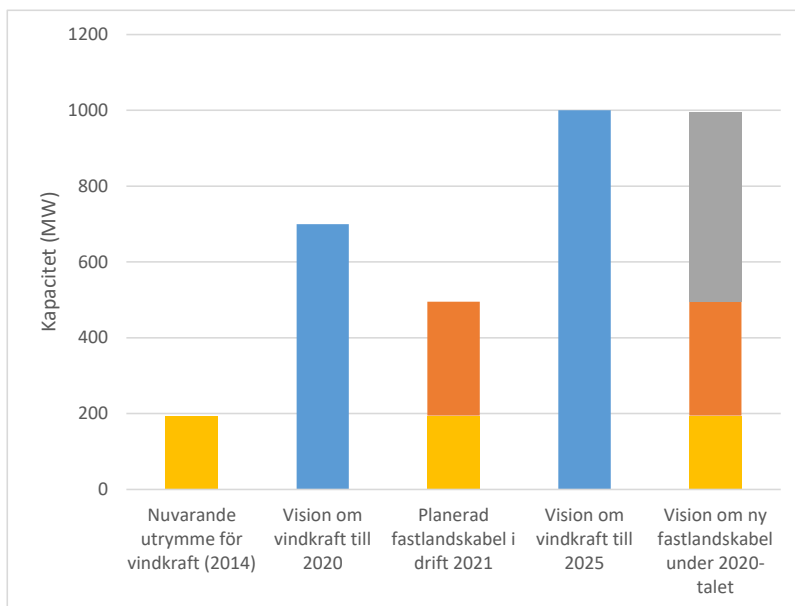
Visionen om 700 MW vindkraft till 2020 blir svår att nå om kapaciteten för vindkraft i elsystemet är begränsad till 195 MW fram till dess. Tidigast 2021 kan den planerade fastlandskabeln vara i drift, men då saknas fortfarande 200 MW överföringskapacitet jämfört med 2020-målet. På liknande sätt finns endast 500 MW utrymme för vindkraft i energisystemet när målet om 1000 MW vindkraft ska nås till 2025. Det finns diskussioner kring att bygga en 500 MW fastlandskabel under 2020-talet, men det är oklart när.

Utifrån ovanstående resonemang om visioner och utbyggnadsplaner för vindkraft och överföringskapacitet till fastlandet kan det konstateras att det fram till 2025 eller 2030 kan saknas upp till 500 MW överföringskapacitet. Även när den tilltänkta 500 MW-kabeln är byggd en bit in på 2020-talet skulle det eventuellt saknas överföringskapacitet om de äldre kablarna har tagits ur drift. Därmed borde det finnas ett stort behov av lokala energilager för att möjliggöra planerna på utbyggd vindkraft på Gotland och PtG kan vara en sådan lösning. Koldioxiden från Cementa skulle kunna räcka för att lagra upp till 19 TWh elektricitet per år, så tillgången på CO₂ utgör inte en begränsning i möjligheterna för energilagring, se Figur 17. Tillgång, pris och kostnad för koldioxid diskuteras i följande avsnitt.

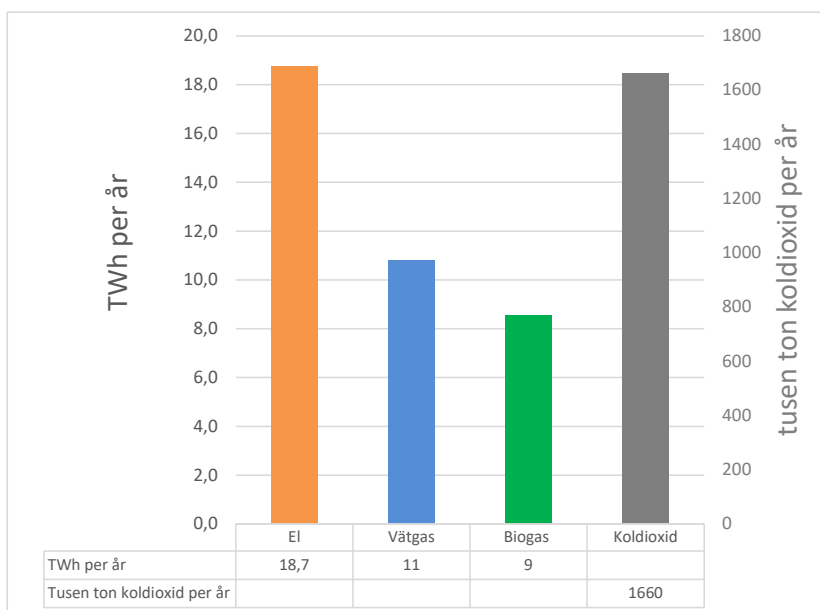
En installerad produktionskapacitet på 500 MW vindkraft som inte kan regleras via elnät och fastlandsanslutning skulle kunna innebära ett energilagringsbehov på upp till 1,25 TWh per år⁶, se Figur 18. Enligt beräkningarna skulle detta kunna omvandlas till uppåt 600 GWh metan vilket matchar den slutliga energianvändningen i Gotlands transportsektor (inrikes transporter för alla transportslag) (SCB, 2016).

Slutsatsen från scenarierna för PtG baserad på koldioxid från Cementa AB i Slite är att tillgången på koldioxid inte utgör någon begränsning för möjligheterna att lagra överskottsproduktion från vindkraften. Dessutom kan den eventuella elproduktionen från vindkraften, som inte kan regleras via elnätet och fastlandsanslutningen, omvandlas till metan och täcka hela transportsektorns energibehov.

⁶ Detta är extrapolerat från bedömningen i Energiplan Gotland (Region Gotland, 2014) som säger att 700 MW installerad effekt motsvarar 1850 GWh per år.



Figur 24 Scenario för maximal biogaspotential för PtG på Gotland baserat på tillgång på koldioxid från Cementa AB Slite. Resultaten baseras på Figur 16 och källorna (Region Gotland, 2014), (Svenska Kraftnät, 2016), (Grönkvist, Stefan, 2010), (SCB, 2016) och beräkningar gjorda av Sweco.



Figur 25 Scenario för biogaspotential från PtG baserat på ett behov av energilager för 500 MW vindkraft. Baserat på Resultaten baseras på Figur 16 och källorna (Region Gotland, 2014), (Svenska Kraftnät, 2016), (Grönkvist, Stefan, 2010), (SCB, 2016) och beräkningar gjorda av Sweco.

9.1 TILLGÅNG OCH PRIS FÖR KOLDIOXID FRÅN CEMENTA AB I SLITE

Tillgången på koldioxid avgörs av hur mycket koldioxid som kan avskiljas utifrån energimässig och ekonomisk synpunkt. Tillämpningen av PtG förutsätter idag relativt låga kostnader på koldioxid, och det kan därför vara svårt att motivera den relativt höga kostnaden för att avskilja koldioxid. Kostnaden skulle dock kunna motiveras om kostnaden för att släppa ut koldioxid inom EUs system för utsläppshandel (ETS) skulle öka och avskiljning och återanvändning av koldioxid skulle gå att räkna bort från det.

9.1.1 Teknik och kostnad för koldioxidavskiljning

Cementa AB Slite står för ett av de största punktutsläppen av koldioxid i Sverige: 1 660 017 ton per år (Grönkvist, Stefan, 2009). Huvuddelen av koldioxidutsläppen, ca 60 %, är koldioxid som frigörs i kalcineringsprocessen när kalksten bränns till kalk (Grönkvist, Stefan, 2010).

Koldioxidhalten i rökgaserna varierar beroende på mätpunkten och har uppmätts till mellan 14,4 och 34 %, och de innehåller normalt mindre än 18 ppm SO₂ och mindre än 97 ppm NO_x (Grönkvist, Stefan, 2010). Förmodligen behövs avskiljning av dessa föroreningar innan användning av vissa aminbaserade avskiljningsprocesser. Stofthalten bedöms inte utgöra något problem för aminbaserade processer.

Vid skattningar för potentialen för PtG i Cementas anläggning i Slite kan kostnadsuppskattningar för koldioxidavskiljning användas som utgångspunkt.

Två huvudsakliga tekniker för koldioxidavskiljning i cementindustrin har föreslagits: aminbaserad koldioxidavskiljning och förbränning i syrgas. Den senare lösningen har bedömts som lovande men också som utmanande att införa då den medför stora ingrepp i verksamhetens processer (Grönkvist, Stefan, 2010).

Koldioxidavskiljning i Sverige kan eventuellt vara kostnadseffektivt i förhållande till andra länder då många av utsläppskällorna har relativt höga koncentrationer av koldioxid och tillgång på industriell spillvärme, exempelvis inom cementindustrin. Det som talar emot är att de svenska utsläppskällorna är relativt små i jämförelse med de som finns i andra europeiska länder. (Grönkvist, Stefan, 2009)

Aminbaserad koldioxidavskiljning anses av vissa vara den mest lämpliga tekniken för koldioxidavskiljning i större industrier och den klassificeras som "post-combustion capture" då den tillämpas efter den industriella processen i fråga (Ecofys, TNO-NITG, 2004). Tekniken är kommersiellt tillgänglig och kan använda överskottsvärme från de industriella processerna.

Kostnaderna för avskiljningen minskar med ökande koncentration av koldioxid och storlek på koldioxidströmmen. Cementindustrier har generellt höga koncentrationer av koldioxid (15-25%) vilket gör att kostnaden för koldioxidavskiljning i dem (med syfte att lagra koldioxiden) skattas lägre än för andra industrier (Ecofys, TNO-NITG, 2004). Studien uppskattar också att den totala kostnaden för avskiljningen kan minska med upp till 40 procent om större delen av värmebehovet kan täckas av tillgänglig överskottsvärme.

I en IEA-rapport (IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2008) uppskattades en avskiljningskostnad på 59,6-107,4 EUR per ton för aminbaserad avskiljning och 34,3-40,2

EUR per ton för förbränning i syrgas. Den specifika elförbrukningen för aminbaserad avskiljning anges till ca 20 kWh/ton koldioxid.

10 Regulatoriska frågor kring Power to Gas

En PtG-anläggning samverkar med många delar av samhället och påverkas därmed också av en rad olika regleringar och styrmedel. Huvudfunktionerna i anläggningen är att lagra energi, producera drivmedel och återvinna koldioxid. Därmed blir regleringarna för elmarknaden, transportsektorn och sektorn för utsläppsrätter avgörande för att definiera förutsättningarna.

Reglerna för energilager på elmarknaden bestämmer kostnaden för elen som används för att producera metan, och även vilka möjligheter som finns att få intäkter från reglertjänster eller andra nätnyttor. Regleringen av sektorn för utsläppsrätter avgör kostnaden för koldioxiden som används i produktionen. Om koldioxiden som används återanvänds via PtG kan denna borträknas från ETS-systemet. Detta innebär att en kostnad för industriföretaget undviks, men samtidigt tillkommer en kostnad för att avskilja koldioxiden. Slutligen avgör beskattningen av drivmedel i transportsektorn vilka intäkter som kan fås från försäljningen av metan. Förnybara drivmedel har under det senaste årtiondet varit helt eller delvis befriade från energi- och koldioxidskatt, men det är osäkert hur detta stöd kommer att se ut efter 2020. Eventuellt blir det huvudsakliga stödet till förnybara drivmedel ett kvotpliktssystem, vilket inte ger samma direkta ekonomiska stöd som en skattebefrielse.

De viktigaste regleringarna och skatterna sammanfattas i Tabell 4.

Tabell 4 Avgörande regleringar/skatter för investeringskalkylen för PtG-anläggningen.

Reglering/skatt/marknadsdesign	Nuläge
Energiskatt	Befriat från energi och koldioxidskatt till 2020
Koldioxidskatt	Befriat från koldioxidskatt
Hantering av koldioxid till PtG inom EU ETS	Kan ej borträknas från ETS
Beskattning av el för PtG-anläggning	Ingen beskattning
Ägande och drift av energilager	Idag får inte nätbolag driva energilager ⁷
Nätтарiff	Kommersiella aktörer inom energilager betalar idag både in- utmatningstariff. ⁸

Power to Gas som energilager

⁷ Energimarknadsinspektionen, 2016, Marknadsförutsättningar för elektriska batterilager – principiella utgångspunkter och möjligheter, <http://www.energi.kommisionen.se/app/uploads/2016/02/F%C3%B6ruts%C3%A4ttningar-f%C3%B6r-batterilager-slutversion.pdf>

⁸ Energimarknadsinspektionen, 2016, Marknadsförutsättningar för elektriska batterilager – principiella utgångspunkter och möjligheter, <http://www.energi.kommisionen.se/app/uploads/2016/02/F%C3%B6ruts%C3%A4ttningar-f%C3%B6r-batterilager-slutversion.pdf>

Energilager kommer troligen att bli en viktig del av framtidens energisystem. Därför måste lagar och regler anpassas för att göra det möjligt. PtG kommer att kunna fungera som ett energilager och erbjuda olika former av nätnytta, kanske främst som ett säsongslager, men även som variabel last eller reservkapacitet. Men PtG skiljer sig från andra typer av energilager eftersom den lagrade gasen även kan användas som ett drivmedel i transportsektorn.

Utvecklingen inom regulatoriska frågor blir en viktig faktor för de ekonomiska möjligheterna för PtG. Flera regulatoriska frågor har lyfts som relevant för energilager; till att börja med regleringar för vem som får äga och driva energilager, och hur det påverkar avgifter och skatter. Idag får nätbolag inte äga och driva produktionsanläggningar och därmed inte heller energilager. Men de får äga energilager och hyra ut dem till andra aktörer. Utöver detta blir jämlik tillgång till marknaden för reglertjänster även en viktig faktor.

10.1.1 Regulatoriska frågor kring avskiljning och återanvändning av koldioxid

Koldioxid som används som råvara för att producera drivmedel från förnybar elektricitet kommer relativt snabbt att släppas ut på nytt i atmosfären, till skillnad från om den lagras i bergsformationer. Drivmedlet är dock baserat på förnybar energi och ersätter fossila drivmedel och har därför i ett systemperspektiv gett minskade utsläpp av koldioxid.

I likhet med återanvändning av andra avfalls- och biprodukter för produktion av drivmedel borde även återanvändning av koldioxid stöttas. Detta borde gälla oavsett om koldioxiden kommer från fossila energikällor från början.

I EUs direktiv 2015/1513 (EU, 2015), som ändrar Bränslekvalitetsdirektivet och Förnybarhetsdirektivet, anges drivmedel baserade på CCU och förnybar energi som en möjlig åtgärd för att uppnå målet om 6 % lägre växthusgasutsläpp per enhet drivmedel till 2020. I direktivet tillhör drivmedel baserade på CCU gruppen energibärare som räknas dubbelt i uppfyllanden av målet om 10 procent förnybar energi i transportsektorn. Alla schablonvärden för växthusgasutsläpp från drivmedel baserade på CCU och förnybara drivmedel av icke-biologiskt ursprung är ännu inte fastställda i EUs regelverk men ska enligt direktivet fastställas senast 2017.

De ekonomiska möjligheterna för att återvinna koldioxid beror till stor del på om den alternativa kostnaden för att släppa ut kostnaden helt kan undvikas och om det producerade drivmedlet kommer att stöttas som ett förnybart drivmedel.

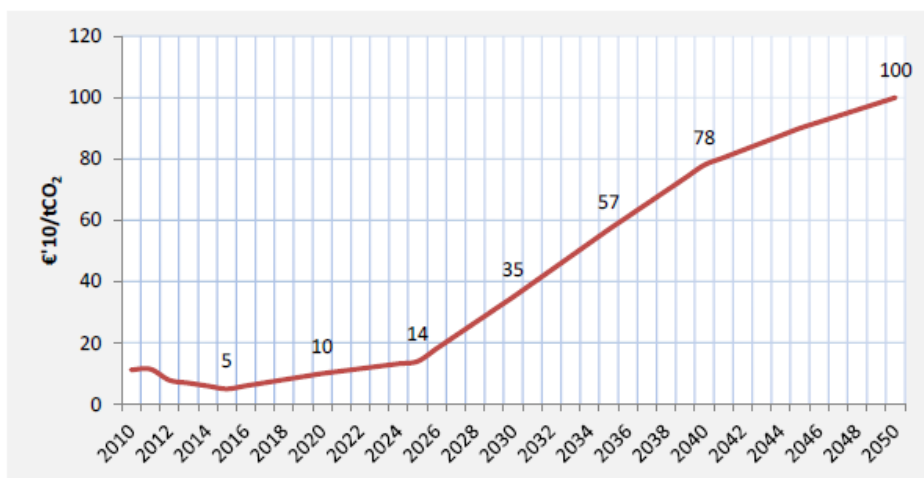
I ett större systemperspektiv kommer det inte att spela någon roll om det är koldioxid från förbränning av fossila drivmedel eller förnybara energikällor som används. Effekten på de totala utsläppen kommer att vara densamma. CCU är inte möjligt att räkna in i EU ETS, det är ovisst om koldioxid som används i PtG helt eller delvis skulle kunna räknas bort från EU ETS.

Om ett utökat livscykelperspektiv användes skulle åtminstone de minskade utsläppen som uppstår vid ersättning av fossila drivmedel i transportsektorn kunna räknas bort från ETS systemet. Men för kostnaden för CO₂-avskiljning skulle kunna motiveras i jämförelse med alternativkostnaden måste priserna för utsläppsrätter öka signifikant.

10.1.2 EU ETS

EUs system för utsläppshandel (emissions trading system - ETS) täcker energiintensiv industri, vilket inkluderar cementproduktionen. Under de senaste två åren (fram till maj 2016) har det genomsnittliga priset på utsläppsrätter varit 7,15 EUR per ton koldioxid (investing.com, 2016). Enligt scenarier för utvecklingen väntas priset på utsläppsrätter stiga kraftigt jämfört med dagens nivåer för att nå över 30 EUR per ton år 2030 och uppåt 100 EUR per ton år 2050, se Figur 19.

Det innebär att priset på koldioxid tidigast 2030 skulle matcha kostnaderna för avskiljning av koldioxid.



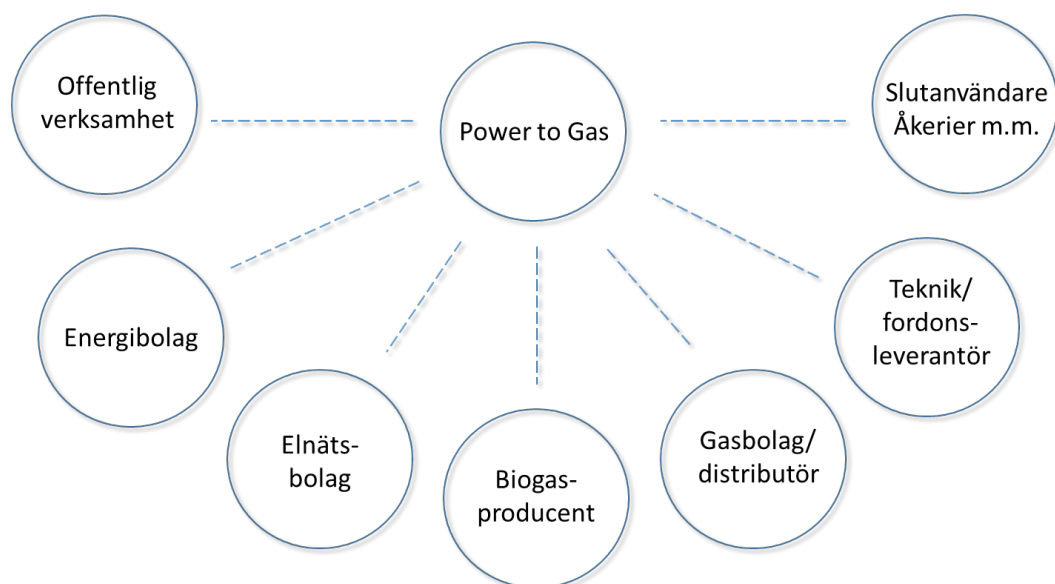
Figur 26 Prognos/scenario för priset i ETS korrigerat till 2010 års valuta. (European Commission, 2013)

11 Diskussion och slutsatser

Nedan följer diskussion och slutsatser från arbetet med denna rapport. Kapitlet avslutas med diskussion kring framtiden och vad som krävs för att etablera en första PtG-anläggning i Sverige.

11.1 AKTÖRER

Power to Gas är en process som knyter elmarknaden till drivmedelsmarknaden, en konstellation som inte är självklart. I Figur 28 illustreras affärsvärdekedjan för Power to Gas där branschkatégorier finns presenterade.



Figur 27 Affärsvärdekedjan för Power to Gas

Potentiella ägare av PtG-anläggningar är framförallt drivmedelsproducenter (biogas), elproducenter eller gasbolag, eftersom dessa har god kännedom om energimarknaden samt befintliga kunder och/eller distributionskanaler.

En framgångsfaktor för den aktör som kan komma att driva en PtG-anläggning är att få avsättning för biprodukterna, där syrgasen har störst intäktspotential. Vidare gör introduktionen av vätgasfordon en framtida möjlighet att sälja vätgas till transportsektorn, något som idag inbringar dubbelt så mycket per energienhet jämfört med metan. Detta sammantaget skulle gasbolag utgöra potentiella ägare av PtG-anläggningar. Exempelvis finns en betydande potential i ytterligare syrgasförsäljning då marknaden antogs vara begränsad i beräkningarna. Skulle det däremot vara möjligt att sälja all syrgas skulle det innebära en extraintäkt i Case 3 motsvarande 5 mkr/år.

11.2 TEKNIK

Val av metaniseringsteknik, biologisk eller kemisk, har varit det teknikval av störst betydelse inom projektet. Biologisk metanisering har de senaste åren gjort betydande steg mot kommersialisering genom goda testresultat vid demonstration samt order på fullskaleanläggning. Denna teknik kan således inte längre avfärdas på grund av teknisk omognad utan utgör ett mycket intressant alternativ. Valet av teknik beror på de lokala förutsättningarna. Generellt kan nämnas att biologiska metaniseringen är ca 25% dyrare men är flexibel när det gäller start och stopp samt levererar en gas som uppfyller fordonsgasstandarden. Kemisk metanisering är ett billigare alternativ som dessutom möjliggör att högvärdig värme återvinns, dock är det svårt att nå hög gaskvalité utan efterbehandling. Sammanfattningsvis anses det fördelaktigt att använda kemisk metanisering i de fall etableringen sker på en plats med befintlig uppgraderingsanläggning för biogas medan biologisk metanisering rimligen kan ersätta uppgraderingsanläggningen i termer av koldioxidseparation.

11.3 EKONOMI

Samtliga ekonomiska beräkningar har inkluderat ett finansieringsstöd på 50%, vilket i dagsläget är en nödvändighet. En genomtänkt anläggning, där biprodukterna kommer till nytta, har förutsättningar att uppnå lönsamhet utifrån nämnda finansieringsstöd samt att skattebefrielsen på biogas kvarstår efter 2020.

Att ansluta PtG-anläggningen inom ett IKN-nät i en vindkraftspark skulle bidra till ytterligare lönsamhet. Problemet är dock som diskuterats i lokaliseringskapitlet att de övriga kraven på en lokalisering, avsättning för produkter och tillgång till CO₂, sällan sammanfaller med var vindkraftspark är förlagda. Om det skulle finnas biogasproduktion i Klintehamn skulle platsen uppfylla många av kraven på en lokalisering. Något som inte inkluderades i den ekonomiska beräkningen är att vindkraftsägaren har möjlighet att abonnera på en lägre näteffekt då den månatliga toppeffekten kan minskas motsvarande PtG-anläggningens installerade effekt. Detta tillsammans med undviken inmatningstariff utgör incitament för vindkraftsägaren.

Ekonomi för de allra största anläggningarna beräknades vara något sämre vilket beror på att en stor andel av syrgasen kan behöva släppas ut pga. begränsade avsättningsmöjligheter. Biprodukternas betydelse är tydlig vilket medför att lokaliseringen och dimensioneringen måste utgå ifrån de lokala marknadsförutsättningarna.

LBG utgör en intressant möjlighet för Gotland att nå ett alltmer självförsörjande på energi och drivmedel, och samtidigt möjliggöra besökande fartyg att bunkra ett grönt fartygsbränsle. Ett problem är dock att sjöfarten inte är lika hårt beskattad vad det gäller fossila drivmedel vilket innebär att betalningsviljan för gröna alternativ är begränsad. Storskalig produktion med förvätskning går idag inte att motivera ur ett rent företagsekonomiskt perspektiv. För att göra det intressant⁹ att producera LBG förutsätts ett försäljningspris på ca 1,1 kr/kWh, vilket kan jämföras med kostnaden för bunkerolja som uppgår till 0,35 kr/kWh.

⁹ Antaget ett avkastningskrav på 5% samt elpriser enligt nämnda terminskontrakt.

11.4 ELNÄT OCH REGLERING

Att nyttja PtG-anläggningen för reglertjänster visade inte på någon större inkomstpötenential. De två bästa reglerstrategierna presterade paritet med kontinuerlig drift. Det man vinner i reglerintäkt tappar man i förlorad produktion. Dock går det inte att avfärda att det fortsatt är intressant att tillhanda hålla reglertjänster under vissa förutsättningar men då med kunskapen att det måste vägas mot produktionen. Reglertjänster kan vara intressanta om förutsättningarna ändras sig enligt exempelvis följande:

- Låg efterfrågan och/eller pris på biogas;
- Ökat pris på reglertjänster;
- Anläggning som närmar sig tekniska livslängden då den sjunkande verkningsgraden minskar incitamentet för kontinuerlig gasproduktion.

11.5 FRAMTID

Allt fler länder ställer högt satta mål för en fossilfri fordonsflotta inom en överskådlig tid. Detta kommer successivt att öka behovet av drivmedel och förhoppningsvis även att få hjälp av ökande skattedifferens mellan gröna och fossila alternativ. Introduktionen av bränslecellsdrivna vätgasfordon skulle kunna innebära ett genombrott för PtG eftersom ett betydligt högre pris per kWh (ca dubbla) kan tas ut för vätgas baserat på hur vätgasen är prissatt i dagsläget.

Den fortsatta utbyggnaden av vindkraft är relativt oviss på grund av det låga elpriset som antagligen har inneburit att ett flertal projekt lagts på is. Vidare förutsätter en fortsatt utbyggnad på Gotland att den planerade fastlandskabeln kommer på plats. Oavsett dessa problem innebär den långsiktiga trenden en fortsatt stigande intermittent kraftproduktion. Detta kommer att innebära ett framtida behov på energilagring som kan medföra möjligheter för PtG-tekniken. Utifrån dagens förutsättningar är det svårt att ta tillvara på tidpunkter med låga elpriser eftersom avbetalningen på anläggningen förutsätter kontinuerlig drift. Om strategin exempelvis skulle vara att enbart köra anläggningen när elpriset understiger 10 öre skulle det behövas knappt 4000h för att nå break-even, då även medtaget att elektrolysören inte behöver renoveras period pga. få användningstimmar.

På senare tid har diskussioner kring energisäkerhet och -beredskap förekommit allt mer frekvent på grund av den rådande politiska utvecklingen i omvärlden. Möjligheterna med att göra sig mindre beroende av importerat bränsle och trygga försörjningen med lokalt producerat bränsle väcker alltmer intresse i den allmänna debatten. Då Sverige har goda förutsättningar för ökad kraftproduktion genom exempelvis ökade vindinstallationer kan det framgent finnas utrymme för framställning av drivmedel i stor skala ur energiperspektiv.

12 Referenser

- Ahlsten Teldiskussion samt studiebesök på Brogas biogasanläggning. Diskussion med Magnus Ahlsten, Ahlsten, M. (2016).
- BioCat Project. (2016, April 19). *The first methane has been produced in the biocat project*. Retrieved from Biocat Project - Power-to-gas via biological catalysis: <http://biocat-project.com/news/the-first-methane-has-been-produced-in-the-biocat-project/>
- Byman, K., Haraldsson, K., & Jernelius, S. (2013). *Power to Gas - Internationell utblick och potentialen i Sverige*.
- Byman, Karin. (2015). *Lokaliseringsstudie för Power to Gas - Systemlösning för framtidens energisystem*. Stockholm.
- Cementa. (2016). Stefan Sandelin.
- Charbagi, I. (2016). Air Liquide.
- Ecofys, TNO-NITG. (2004). *GLOBAL CARBON DIOXIDE STORAGE*.
- Electrochaea. (2016). Köpenhamn, Danmark : Doris Hafenbradl.
- Energigas Sverige. (2014, januari 20). *Flytande Biogas*. Retrieved from Energigas Sverige: <http://www.energigas.se/Energigaser/FAQ/FAQBiogas/FAQFlytandeBiogas>
- Energimarknadsinspektionen. (2011). *Analys av fjärrvärmeföretagens intäcks- och kostnadsutveckling*. EI R2011:08.
- Energimarknadsinspektionen. (2015). *Fjärrvärmeföretagens produktion per prisområde*. Retrieved from <http://www.energimarknadsinspektionen.se/sv/Fjarrvarme/inrapporterad-data/>
- Energimyndigheten 2015. (n.d.). *Produktion och användning av biogas och rötrest 2014*.
- Energiplan Gotland 2020. (n.d.). *Energi 2020*. Gotland.
- EU. (2015). *EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV (EU) 2015/1513 av den 9 september 2015 om ändring av direktiv 98/70/EG om kvaliteten på bensin och dieselbränslen och om ändring av direktiv 2009/28/EG om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor*.
- European Commission. (2013). *EU energy, transport and GHG-emissions - Trends to 2050 - Reference scenario 2013*.
- Gasföreningen. (2016). Retrieved from <http://www.gasforeningen.se/metanogener/>
- GEAB. (2016, Maj 18). *Avgiftsvillkor 2016-01-01 - Vindproduktion > 1500 kW*. Retrieved from Elnätspriser Företag: http://www.gotlandsenergi.se/pdf/2016-01-01_Prisblad_N3_Vindprod.pdf
- Gotlands Kommun. (2010). *Bygg Gotland: Översiktsplan för Gotlands kommun 2010-2025*.
- Green Car Congress. (2016, Februari 29). *Audi expanding e-gas capacity through partnership with Viessmann; power-to-gas with biological methanation of CO2 and H2*. Retrieved from Green Car Congress: <http://www.greencarcongress.com/2016/02/20160229-audi.html>
- Grönkvist, Stefan. (2009). *Möjligheter för avskiljning och lagring av koldioxid i Sverige*. IVA.
- Grönkvist, Stefan. (2010). *Specifika förutsättningar för koldioxidavskiljning i Sverige*.
- Grönkvist, Stefan. (2010). *Specifika förutsättningar för koldioxidavskiljning i Sverige*.
- Götz, M., Mörs, F., Bär, K., McDaniel Koch, A., & Graf, F. (2015). *Comparison of Biological and Catalytic Methanation for Power-to-Gas Applications*. DVGW Forschungsstelle at the Engler-Bunte-Institut.
- Hydrogenics. (2016). Diskussion med ingenjör på Hydrogenics vid Biocat-anläggningen i Köpenhamn.
- IEA Greenhouse Gas R&D Programme. (2008). *CO2 Capture in the Cement Industry, Technical Study, Report Number: 2008/3*.
- investing.com. (2016). Retrieved from Energy: <http://www.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>

- Karlsson, J. (2016). (GEAB, Performer)
- Mohseni, F. (2012). *Power to Gas - Bridging renewable electricity to the transport sector*. Stockholm: KTH.
- Region Gotland. (2014). *Biogasstrategi och handlingsplan biogas för Region Gotland 2014–2019*.
- Region Gotland. (2014). *Energi 2020 energiplan för Region Gotland*.
- Sabatier, P. (1912). *The Method of Direct Hydrogenation by Catalysis Nobel Lecture*. Retrieved from Nobelprize.org:
http://www.nobelprize.org/nobel_prizes/chemistry/laureates/1912/sabatier-lecture.html
- SCB. (2016). *Slutanvändning (MWh) efter region, förbrukarkategori, bränsletyp och år*. Retrieved from
http://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__EN__EN0203/SlutAnvSektor/table/tableViewLayout1/?rxid=f60e9afa-c461-4de5-bc2d-a12cdec2e084
- Svensk Fjärrvärme. (2009). *Fjärrvärme i Sverige 2007*. Svensk fjärrvärme.
- Svenska kraftnät. (2015). Retrieved from
<http://www.svk.se/natutveckling/utbyggnadsprojekt/gotlandsforbindelsen/om-projektet/>
- Svenska kraftnät. (2015). Retrieved from
<http://www.svk.se/natutveckling/utbyggnadsprojekt/gotlandsforbindelsen/om-projektet/>
- Svenska Kraftnät. (2016). *Gotlandsförbindelsen*. Retrieved from
<http://www.svk.se/natutveckling/utbyggnadsprojekt/gotlandsforbindelsen/dokument/>
- www.nordpoolspot.com*. (2016).

GENOMFÖRBARHETSSTUDIE FÖR POWER TO GAS PÅ GOTLAND

Här redovisas en fördjupad analys av kriterierna för var det är lämpligt med Power to Gas som pekar på intressanta lokaliseringar i Visby och Klintehamn. Visby är intressant genom att redan ha en befintlig infrastruktur för biogas och en närhet till kunderna. Vid Klintehamn finns en större vindkraftspark som möjliggör att en anläggning med Power to Gas ansluts till parkens interna elnät, som inte är koncessionspliktig, vilket minskar elnätskostnaden.

Rapportens ekonomiska beräkningar visar att ett investeringsstöd är en förutsättning för en etablering av Power to Gas med dagens prisbild. En väl integrerad anläggning med omgivande system, där olika biprodukter kommer till nytta, har förutsättningar att uppnå lönsamhet om biogas är skattebefriat också efter 2020. Om det finns möjlighet att placera anläggningen inom ett nät som inte är koncessionspliktigt ökar förutsättningar för lönsamhet ytterligare. Det gäller framför allt om vindparken är betydligt större än den installerade effekten av anläggningen så att man kan uppnå en maxproduktion redan när vindkraften har en minimeffekt.

Power to Gas på Gotland skulle göra det möjligt för ön att bli självförsörjande på drivmedel och syrgas samtidigt som den el som produceras kommer till användning lokalt. Resultatet är en ökad energisäkerhet, en bättre beredskapsförmåga, nya jobb möjligheter samtidigt som behovet av överföringskapacitet mellan Gotland och fastlandet minskar.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk