

-Cross-border collaboration to improve the biogas circular economy

FÖRSTUDIE FÖR PRODUKTION AV LBG

Johan Saarela, Ab Stormossen Oy

Ida Norberg, BioFuel Region

Johan Lagrelius, BioFuel Region

2025-10-24

Interreg Aurora

Co-funded by the European Union

1 INNEHÅLL

1 INNEHÅLL 2
2 SUMMERING 3
3 SUMMARY 4
4 INLEDNING 5
4.1 LBG 5
4.2 CO_2 6
4.3 Rötrest 6
4.4 Marknadsläge 7
5 EU och Biogas 12
6 TEKNIKER 15
6.1 Kväveexpansionsprocesser (Omvänd Braytoncykel) 17
6.2 Rankinecykel med blandade kylmedelier 20
6.3 Kryogena processer (Cryogenic) 22
6.4 Jämförelse 24
6.5 Tekniskleverantörer 26
7 ANLÄGGNINGSCASE 31
7.1 Val av case-studier 31
7.2 Case 1: HEMAB, Härnösand 32
7.3 Case 2: Biogas i Jämtland Härjedalen, Östersund 34
7.4 Case 3: Domsjö, Örnsköldsvik 35
7.5 Case 4: Götene, GASUM 35
7.6 Case 5: Linköping, Svensk Biogas 35
7.7 Planerade LBG-anläggningar 36
8 MARKNADSUTSIKTER LBG-MARKNADEN 38
8.1 Tung trafik 38
8.2 Industrin 39
8.3 Sjöfart 40
8.4 Prissättning 41
9 TEKNISK-EKONOMISK ANALYS 48
10 MARKNADSMÖJLIGHETER 53
11 SLUTSATSER 55
12 BILAGA 1 – Biogasanläggningar inom Auroraområdet 56
13 BILAGA 2 – Data för ekonomisk analys Finland 57
14 BILAGA 3 – Data för ekonomisk analys Sverige 58

2 SUMMERING

Rapporten syftar till att kartlägga och analysera de centrala förutsättningarna för att möjliggöra etablering av produktion av flytande biogas (LBG). LBG är en energibärare med stor potential i den pågående energiomställningen, särskilt inom sektorer där elektrifiering är svår eller otillräcklig – såsom tunga vägtransporter och den marina sektorn.

Rapporten visar att det finns god tillgång till substrat i form av organiskt avfall, gödsel och restprodukter från industri och jordbruk, vilket skapar en solid bas för ökad biogasproduktion. Samtidigt innebär övergången till LBG betydande tekniska och ekonomiska utmaningar. Förvätskning av biogas kräver avancerad teknik och stora mängder energi, samt en stabil och effektiv infrastruktur för lagring, kylning och distribution.

Ekonomiskt sett är investeringströskeln för LBG-produktion hög, vilket gör att långsiktig lönsamhet till stor del är beroende av gynnsamma styrmedel såsom skattebefrielse, investeringsbidrag och fortsatt reduktionsplikt. Dessutom krävs långsiktiga leveransavtal och en utvecklad marknad för att säkra avsättning och minska riskerna för producenterna.

Utöver tekniska och ekonomiska aspekter belyser rapporten vikten av lokal förankring och samhällsacceptans för att möjliggöra nya produktionsanläggningar. Faktorer som arbetstillfällen, miljönytta och cirkulär resursanvändning kan bidra till ökad acceptans och legitimitet.

Sammanfattningsvis konstateras att det finns goda förutsättningar för att etablera LBG-produktion, men att realisering kräver samordnade insatser från industriella aktörer, politiska beslutsfattare och det lokala samhället. Om dessa förutsättningar uppfylls kan LBG bli en viktig del av det framtida fossilfria energisystemet.

3 SUMMARY

This report aims to map and analyse the key conditions necessary for enabling the establishment of liquefied biogas (LBG) production. LBG is an energy carrier with significant potential in the ongoing energy transition, particularly in sectors where electrification is difficult or insufficient—such as heavy road transport and the maritime sector.

The report shows that there is good availability of feedstock in the form of organic waste, manure, and by-products from industry and agriculture, which provides a solid foundation for increased biogas production. At the same time, the transition to LBG requires significant technical and economic challenges. The liquefaction of biogas requires advanced technology and large amounts of energy, as well as a stable and efficient infrastructure for storage, cooling, and distribution.

From an economic perspective, the investment threshold for LBG production is high, making long-term profitability largely dependent on favourable policy instruments such as tax exemptions, investment grants, and continued blending mandates. Furthermore, long-term supply contracts and a developed market are needed to secure off-take and reduce risk for producers.

In addition to technical and economic aspects, the report emphasizes the importance of local engagement and societal acceptance to enable the development of new production facilities. Factors such as job creation, environmental benefits, and circular resource use can contribute to increased acceptance and legitimacy.

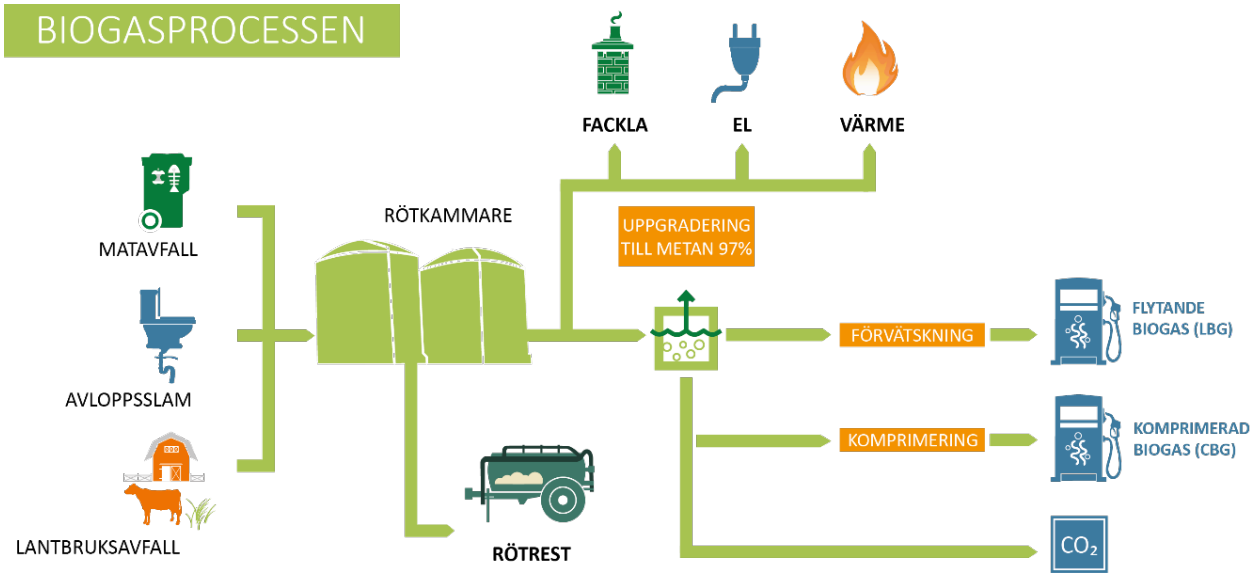
In conclusion, the report finds that there are strong conditions for establishing LBG production, but its realization requires coordinated efforts from industrial stakeholders, political decision-makers, and local communities. If these conditions are met, LBG can become an important component of the future fossil-free energy system.

4 INLEDNING

Sedan några år tillbaka har marknaden för uppgraderad biogas, så kallad CBG (Compressed BioGas) börjat svänga. Den har länge främst använts som fordonsbränsle till personbilar och stadsbussar men faktorer som utveckling inom elfordon samt EU-direktiv om att förbjuda förbränningsmotor och krav på noll-utsläpp vid avgasröret i stället för utsläpp över hela produktionskedjan har lett till en minskad efterfrågan. Biogasen har en framtid som fordonsbränsle då efterfrågan ökar inom tung trafik men då i förvätskad form, så kallad LBG (Liquefied BioGas). Biogasen har också en ökad efterfrågan för att ersätta fossilbaserad naturgas eftersom det är samma molekyl men helt förnybar. Detta område är enormt, bara betalningsviljan finns från de aktörer som använder naturgas idag.

I norra Sverige och Finland finns inget gasnät. Då är förvätskning av biogasen en möjlighet att bli en del av den globala marknaden då den kan transporteras långa sträckor.

LBG tillverkas då rå biogas som innehåller ca 60% metan (CH_4) uppgraderas till fordonsgas (>97% CH_4) som sedan förvätskas, se Figur 1. I biogasprocessen blir de tre produkterna då LBG, koldioxid (CO_2) och rötrest. I uppgraderingssteget avskiljs koldioxid från metan. Det som går in i processen, s.k. substrat kan vara allt ifrån bioavfall, avloppsslam och lantbruksavfall så som gödsel. En biogasanläggning som idag producerar värme och el av rågas kan alltså investera i en uppgraderings-och förvätskningsanläggning och i stället producera LBG. En utmaning i denna omställning blir då hur värme och el ska ersättas där det används idag.

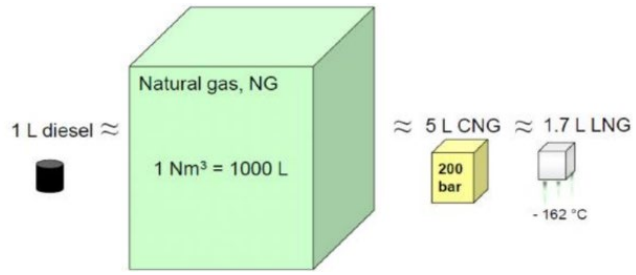


Figur 1. Biogasprocessen beskriven utifrån möjliga substrat och möjliga slutprodukter av biogas.

4.1 LBG

LBG är alltså metan i flytande form. Fördelarna med flytande biogas jämfört med komprimerad biogas (CBG) är att det går att lagra mer energi på samma volymenhet. LBG har tre gånger så hög energitäthet vid 200 bar, se Figur 2.[1] Det gör att LBG är mer ekonomiskt att transportera längre sträckor och därmed får en större marknad än CBG som främst används lokalt. LBG är samma sak som LNG (Liquefied Natural Gas) fast det är förnybart, och det kan ersätta LNG där det används idag.

[1] SGC (2012) Basdata om biogas. http://sgc.camero.se/ckfinder/userfiles/files/BasicDataonBiogas2012.pdf



Figur 2. Energitäthet för diesel, naturgas, komprimerad naturgas (CNG) och flytande naturgas (LNG).

Marknaden för CBG-fordon har avtagit under senare år men LBG-fordon inom tung trafik är på frammarsch. Idag är det främsta användningsområdet för LBG inom tung trafik, där en lastbil kan transporteras ca 1000 km på en tankning vilket är konkurrenskraftigt med konventionella dieselfordon. Även inom sjöfart och industrin har intresset för LBG ökat på senare år. Inom industrin är det t.ex. som ersättning av naturgas vid tillverkning av kemikalier.[2]

4.2 CO_2

Koldioxiden som erhålls efter avskiljning i uppgraderingssteget varierar lite i sammansättning beroende på uppgraderingsteknik. Oavsett så är den till 100 % av biologiskt ursprung och av god kvalitet jämfört med många andra CO2-källor, vilket gör den till en potentiell attraktiv produkt. Beroende på uppgraderingsteknik kan den innehålla främst svavelväte och flyktiga organiska ämnen (VOC) till olika grad och därmed kräva extra polering. De existerande marknaderna för koldioxid idag är till exempel i växthus för att öka skörden, som lösningsmedel, som värmeöverföringsvätska vid tex kylning, vid svetsning, mediciner och i dryckesbranschen.[3] Koldioxid kan också användas indirekt i olika processer så som vid tillverkning av e-bränslen, syntetiskt metan och metanol, vid tillverkning av olika kemikalier där metan och/eller metanol är mellansteg eller vid tillverkning av polymerer. Koldioxid kan också användas inom konstruktion, och då som fyllnadsmaterial eller i betong och cement.

4.3 Rötrest

Kvaliteten på rötresten eller biogödseln varierar beroende på vilket substrat som används i biogasprocessen. Om det är i huvudsak gödsel som rötats är rötresten lämplig att sprida på åkermark som gödselmedel. Det finns olika certifieringar som också gör den godkänd att användas inom ekologiskt jordbruk. Om substratet är bioavfall kan rötresten användas för spridning på åkermark, alternativt komposteras. Rötrest från slam har genom åren främst använts som täckning av deponier men det är numera förbjudet. Om kvalitén uppnås är det tillåtet att sprida på åkermark men det kommer troligtvis att ställas hårdare krav på tungmetaller, läkemedelsrester och plast, samt mikroplast i framtiden. Ett alternativ som många har börjat titta på är att göra slambiokol av rötresten vilket skulle eliminera de flesta föroreningar medan kol och fosfor finns kvar. Andra möjliga produkter från rötrest är ammoniumsulfat och struvit.[4]

[2] Industrins Biogaskommission. Mer biogas till industrin! Åtgärdspaket för industrins materialomställning och konkurrenskraft, 2025
[3] EBA (2022) Biogenic CO2 from the biogas industry. https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/10/Biogenic-CO2-from-the-biogas-industry_Sept2022-1.pdf
[4] Marknadsintroduktion förädlade biogasprodukter, Olovsson, H. och Saarela, J. (2022). Hämtat från https://biofuelregion.se/wp-content/uploads/2020/11/2022-Marknadsintroduktion-foradlade-rotrestprodukter.pdf

4.3.1 Biogasproducenter inom Aurora-området

Området som kallas Aurora-området ingår i Interreg Auroras programområde för EU-finansiering och från vilket detta projekt har fått finansiering. Området kan ses i Figur 3. I Sverige omfattar området Jämtland/Härjedalen endast Sápmi och detsamma gäller för Trøndelag i Norge.

År 2025 finns det inom Interreg Auroras område 59 biogasanläggningar som tillsammans producerar 323 GWh biogas, se Tabell 1.[5] [6]



Figur 3. Interreg Auroras programområde.

Tabell 1. Antal biogasanläggningar samt produktion landskapsvis i Finland och länsvis i Sverige. I Norge finns en anläggning.

Land	Län	Anläggningar, st	Biogas, GWh
Finland	Österbotten	3	62
Finland	Södra Österbotten	9	29
Finland	Mellersta Österbotten	5	8
Finland	Norra Österbotten	8	42
Finland	Kajanaland	3	4
Finland	Norra Karelen	3	13
Finland	Lappland	2	2
Sverige	Västernorrland	13	80
Sverige	Västerbotten	6	53
Sverige	Norrbotten	7	30
Norge	Nordland	1	<2
TOTALT		**59**	**323**

4.4 Marknadsläge

I Norden är det Danmark som producerar mest biogas och där ökar också produktionen av biogas mest. Produktion och konsumtion av biogas i Finland, Sverige och Norge visas i Tabell 2. Sverige är det land som producerar näst mest och där importeras också nästan hälften av konsumtionen från främst Danmark. År 2023 producerades 2,3 TWh biogas i Sverige och 4,1 TWh biogas användes. I Finland var produktionen ca 1 TWh och 846 GWh förbrukades.[7]

[5] Biogasstatistikrapport 2023, Energigas Sverige (2023). Hämtat från: https://www.energigas.se/Media/v32n3skg/biogasstatistikrapport_2023_slutversion-240930-sammanfogad.pdf sid. 30.
[6] SBB (2024) Biokaasulaitokset kartalla. https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1ZHpWSB6Av2QQlZSGySCriDCW7piuXnBM&ll=67.0559670227794%2C23.781127853303623&z=6
[7] Tilastokeskus (2025) Vuonna 2024 biokaasua. https://stat.fi/julkaisu/cm1kpvyg5cwuk07vwljv0s760

I Norge producerades ca 700 GWh biogas år 2021. Det vanligaste substratet är deponigas som står för 62%, följt av 25% slam, 6% jordbruk och 9% övrigt.[8] I norra Norge finns en biogasanläggning.[9]

Tabell 2. Produktion och användning av biogas i Sverige, Finland och Norge år 2021. Data med "-" innebär att andelen är inkluderat i övriga data t.ex. värme, CBG eller LBG.

GWh	Sverige	Finland	Norge[10]
Biogasproduktion, GWh	2 265	906	740
Värme	417	535	173
Elektricitet	68	125	37
Industri	68	-	-
Fackling	204	91	74
Uppgradering (CBG)	1 471	156	296
Förvätskning (LBG)	156	60	160
CBG- /LBG - tankstationer	257/30	69/15	39/11[11]
CBG- /LBG - fordon	51 000/1 000	16 000/150	-
Biogaskonsumtion, GWh	4 100	846	-
Naturgaskonsumtion, GWh	8 500	11 900	-

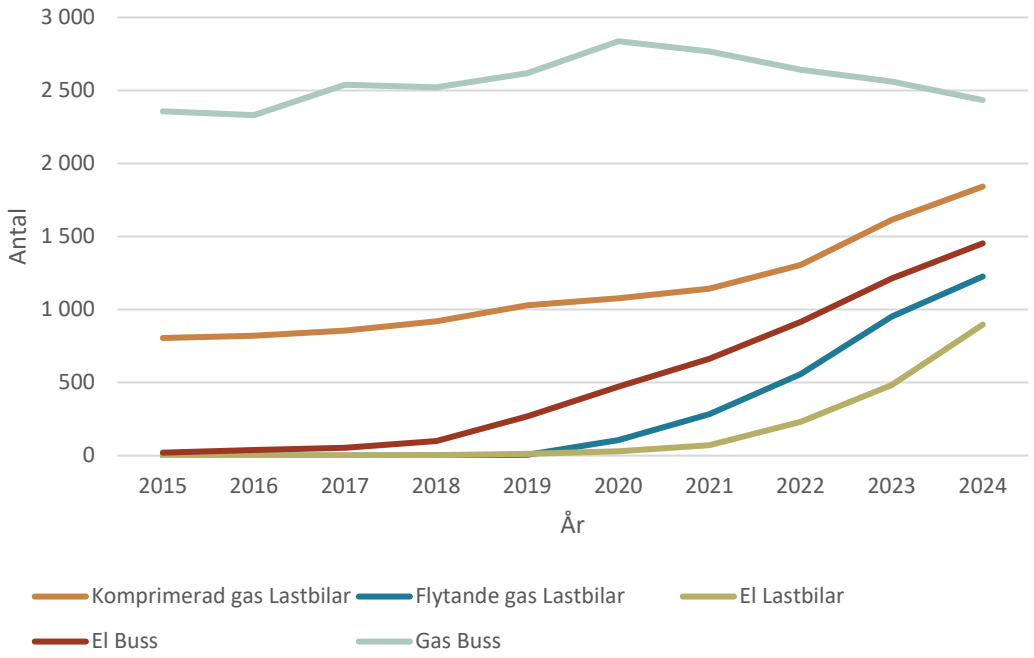
Enligt en rapport som presenterades i mars 2025, så är efterfrågan på biogas starkt ökande i EU. I Sverige beräknas efterfrågan år 2030 vara 20 TWh och därför är målet att Sverige ska femfaldiga sin biogasproduktion till dess och då producera 10 TWh.[12]

I både Sverige och Finland är det ett stort intresse från åkerier att börja använda LBG, men det som håller tillbaka utvecklingen är avsaknad av infrastruktur, främst tankstationer.

EU-kommissionen har pekat ut att LBG primärt ska användas till tung trafik, sjöfart samt ersätta naturgas och reformation till e-bränslen. Dessa marknader efterfrågar större volymer vilket bättre passar LBG jämfört med CBG. Utmaningen är att flytta över marknaden från personbilar till dessa nya marknader.

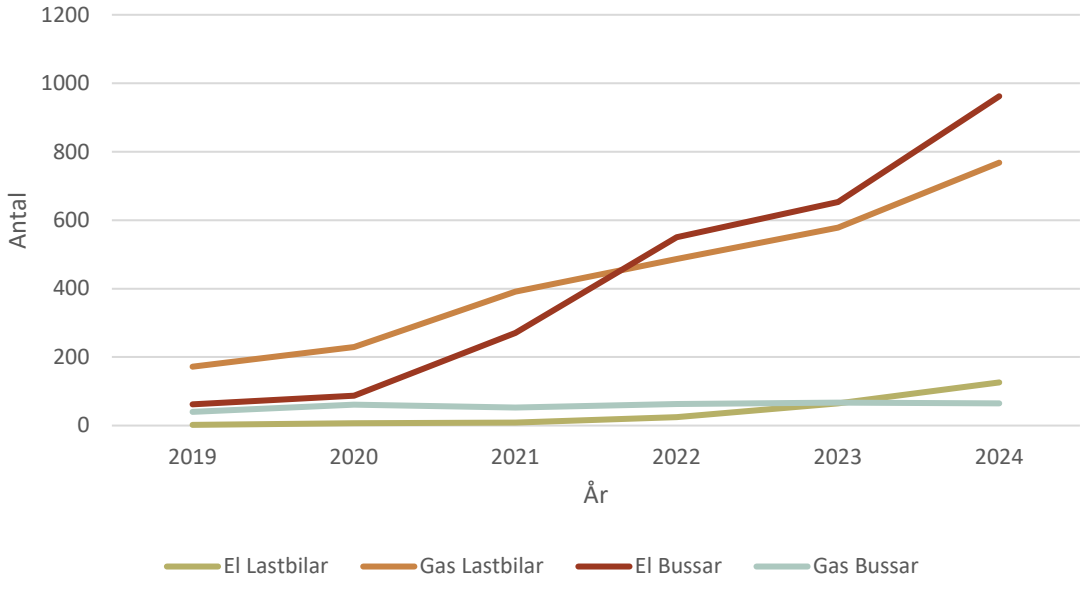
I slutet av 2023 fanns det 49 633 gasfordon i Sverige. Av dessa var 2 562 bussar, 2 568 tunga lastbilar och resterande personbilar och skåpbilar.[13] Trenden på personbilar är minskande sedan toppen år 2017. Trenden för både gas- och eldrivna tunga lastbilar är uppåtgående medan trenden för gasdrivna bussar är något nedåtgående sedan år 2020, se Figur 4.[14]

[8] EBA (2021) Statistical Report 2020. https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2021/01/EBA_StatisticalReport2020_abridged.pdf
[9] Biogass Norge. https://biogassnorge.no/biogassstatistikken-for-2023-pa-stedet-hvil
[10] Biogass Norge (2024) Biogasstatistikken for 2023. https://biogassnorge.no/biogassstatistikken-for-2023-pa-stedet-hvil?utm
[11] Biogass Oslofjord og Biogass Norge (2025) Kart over fyllestasjoner for biogass. https://www.google.com/maps/d/u/1/viewer?mid=18gajNtqpMvScXwt4hBLz4Fume4omaks&ll=59.8399259410374%2C11.214801195312498&z=8
[12] Industrins Biogaskommission. Mer biogas till industrin! Åtgärdspaket för industrins materialomställning och konkurrenskraft, 2025
[13] Energigas Sverige 2024 https://www.energigas.se/fakta-om-gas/fordonsgas-och-gasbilar/statistik-om-fordonsgas/
[14] Trafikanalys 2024 https://www.trafa.se/vagtrafik/fordon/



Figur 4. Tunga lastbilar och bussar som drivs av el och gas i Sverige.

I Finland fanns vid slutet av 2024 totalt 18 690 gasfordon, varav 16 636 är personbilar, 1221 paketbilar 65 bussar och 768 tyngre fordon av vilka 269 drivs med LNG eller LNG/diesel. Enligt statistiken har alla kategorier stagnerat förutom tyngre fordon där främst LNG-drivna ökar, men även CNG registrerade lastbilar.[15] I Figur 5 syns utvecklingen för bussar och tyngre fordon (lastbilar) i Finland.



Figur 5. Utveckling för bussar och lastbilar som drivs med gas och el i Finland.

[15] STAT (2024) Drivmedel lastbilar och bussar.
https://pxdata.stat.fi/PxWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__mkan/statfin_mkan_pxt_11ie.px/table/tableViewLayout1/

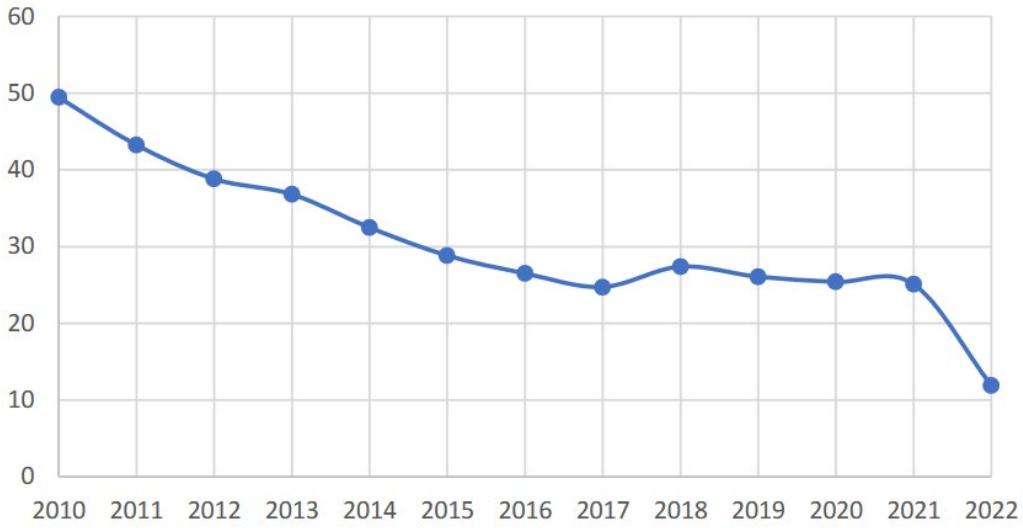
I genomsnitt förbrukar en tung lastbil som körs 700 km per dag ca 600 MWh LBG per år.[16] Förbrukningen av LBG/LNG från transportsektorn år 2024 var 735 GWh i Sverige och 160 GWh i Finland. I Sverige finns ca 86 000 tunga lastbilar och målet är att 8 000 ska drivas med LBG år 2030 vilket motsvarar ett behov av 6 TWh LBG. Detta är mer än den totala biogasanvändningen idag i hela Sverige (4,1 TWh). I Finland är målet är att producera minst 4 TWh biogas per år 2030, främst för användning inom transport, industri och värmeproduktion. Fokus ligger på att utnyttja inhemska råvaror som gödsel, avfall och biomassa för att minska utsläpp och stärka energisäkerheten.

Inom sjöfarten är förbrukningen per fartyg generellt mycket större än för tung trafik samt koncentrerad till en hamn. Wasalines färja Aurora Botnia som kan drivas av både LNG/LBG samt diesel och dessutom el i hamnarna har en årsförbrukning på 25 – 30 GWh.[17] I augusti 2025 kom nyheten att Wasaline helt ska börja köra på LBG och därmed blir Östersjöns första koldioxidneutrala rederi.[18] Exempel på andra färjor i Östersjön som drivs av LNG är Viking Lines två färjor Viking glory och Viking grace. De förbrukade 27 197 ton LNG år 2023 vilket motsvarar ca 367 GWh utöver 41 180 ton marindiesel.[19] I Norge arbetar Hurtigruten inom hållbarhet och har som mål att bygga en helt utsläppsfri färja till år 2030 med eldrift inom projektet Sea Zero.[20]

Inom industrin har intresset kring att ersätta LNG med LBG ökat de senaste åren. Detta är ett relativt enkelt sätt att bli mer hållbara då LBG direkt helt eller delvis kan ersätta LNG. År 2023 levererades ca 8,5 TWh naturgas/LNG till den svenska marknaden.[21] Industrin är den sektor som använder mest naturgas, 73%, följt av övriga näringar 15%, kraft- och värme 9% samt bostäder 3%. Inom industrin är det stål- och metallindustrin som använder mest, 38% följt av livsmedel 20%, kemisk industri 19%, jord- och sten 12%, massa och papper 5% samt övrig industri 6%.

I Finland används naturgas främst inom industrin och speciellt kemiska industrin, men även för el- och värmeproduktion samt inom sjöfart och tunga transporter. År 2022 användes 11,9 TWh, en halvering sedan 2021, se Figur 6.

[16] Samtal Johan Laurell, Energigas Sverige 2024.
[17] Häggman, V. 2022. https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/787902/Haggman_Viktor.pdf;jsessionid=12692D6B0E0E933C5397B91E126C10AA?sequence=2
[18] Wasaline, 2025. https://www.wasaline.com/portfolio-item/emissionsneutralt-rederi/
[19] https://www.vikingline.com/globalassets/documents/market_specific/corporate/investors/annual-reports/viking-line-annual-report-2023-en.pdf
[20] https://www.hurtigruten.com/sv-se/om-oss/haallbarhet/sea-zero
[21] Energigas Sverige. Besökt 2025-04-22. https://www.energigas.se/fakta-om-gas/naturgas/statistik-om-naturgas/



Figur 6. Naturgasförbrukning i Finland som TWh.[22]

4.4.1 Ägarstrukturer

Ägarstrukturen för biogasproduktion i Sverige och Finland har förändrats sedan 1980-talet. Tidigare dominerades marknaden av offentligt ägda energi- och avfallsbolag med små, lokala anläggningar (<50 GWh/år). Marknaden var främst lokal med ett fåtal tankstationer.

Idag har marknaden blivit mer nationell med färre, men större producenter som satsar på större anläggningar (>50 GWh/år) för att få skalfördelar. Många av de tidiga anläggningarna har köpts upp, och även internationella aktörer planerar nu nya stora satsningar.

LBG (flytande biogas) började produceras i Sverige 2011, men marknaden tog fart först när lastbilstillverkarna Volvo och Scania lanserade fordon som drivs med LBG. Nu finns drygt 30 LBG-stationer i landet, som försörjs både med svensk och dansk LBG och LNG från Norge. Stationerna ägs av ett fåtal aktörer som ofta också producerar och levererar LBG till andra marknader och länder.[23]

[22] Energiavirasto (2023) Kaasun toimitusvarmuus vuonna 2023. https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/Kaasun+toimitusvarmuus+vuonna+2023.pdf/4ccb43b4-fda9-8721-de1a-a36b97a910e1/Kaasun+toimitusvarmuus+vuonna+2023.pdf?t=1701326930857

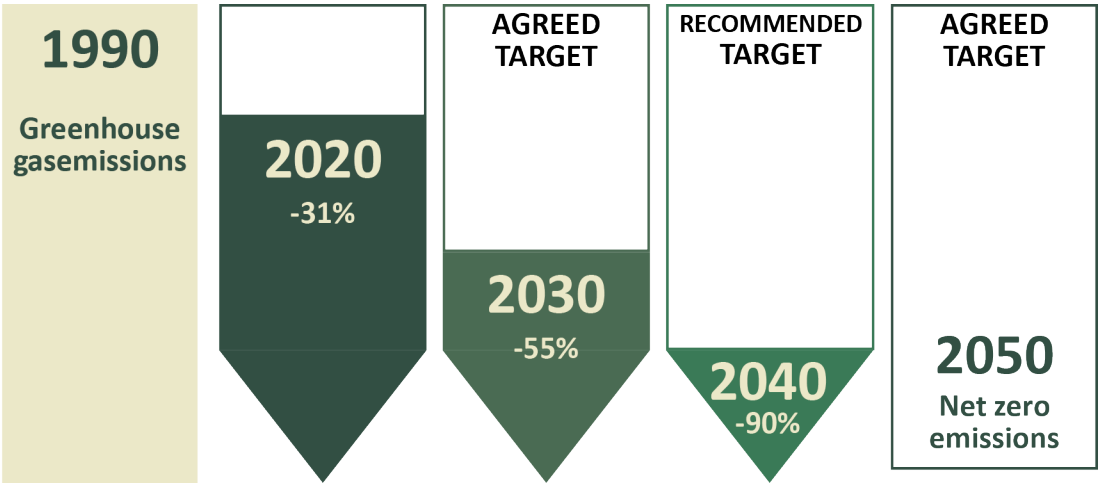
[23] Lighthouse (2024) Förnybar flytande biogas (LBG) till sjöfart i praktiken. http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:1843417/FULLTEXT01.pdf

5 EU och Biogas

Biogas och biometan är nyckelkomponenter i EU:s strategi för att minska utsläppen. Produktionen ska tiofaldigas till 35 miljarder m³ per år till 2030 (350 TWh), med en uppskattad investeringskostnad på 37 miljarder euro.

Centrala initiativ för att uppnå målet:

- Biomethane Industrial Partnership (BIP) – samarbete mellan EU, industrin och akademin för att främja biometanproduktion.
- Förnybarhetsdirektivet (RED) – höjer målet för förnybar energi till 42,5% år 2030, inklusive transportsektorn.[24]
- Snabbare tillståndsprocesser för förnybara energiprojekt.
- Stöd för biogasuppgradering och infrastrukturutveckling för biometan.[25]
- Europas klimatfärdplan för 2040 baseras på användningen av CCUS-teknologier för att uppnå en minskning av växthusgasutsläppen med 90 procent till år 2040, se Figur 7.



Figur 7. EU:s målsättningar för växthusgasutläpp till och med år 2050.[26]

Det saknas gemensam EU-lagstiftning för biometan i gasnätet, och regler varierar mellan länder. Biometan kan transporteras genom gasnätet med gröna certifikat, exempelvis kan dansk biometan distribueras via gasnätet och användas i Finland. Som en del av Fit for 55-paketet har EU infört regler för marknadstillträde och konkurrensneutralitet för gas, LNG, biogas och vätgas.[27]

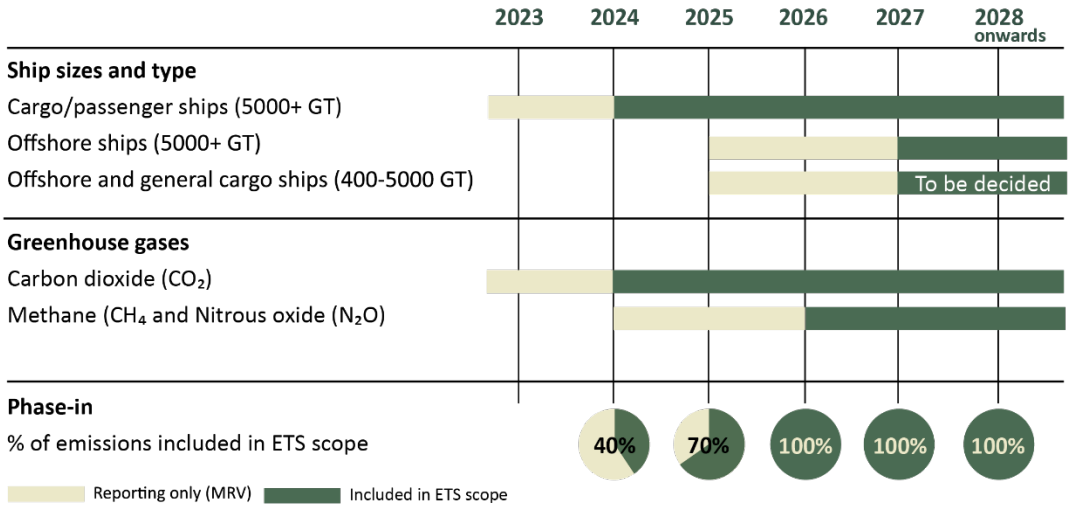
EU har flera initiativ för att minska vägtransportsektorns utsläpp:

- Clean Vehicle Directive – krav på en viss andel rena och utsläppsfria fordon i offentlig upphandling, inklusive el, vätgas och biometanfordon.[28]

[24] European Commission (2024) Renewable energy targets. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en
[25] European Commissions (2022) Biomethane. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane_en
[26] European Commissions (2024) 2040 climate target. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2040-climate-target_en
[27] EUR-Lex (2009) Internal market in gas. https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/internal-market-in-gas.html
[28] European Commission (2019) Clean Vehicles Directive. https://transport.ec.europa.eu/transport-themes/clean-transport/clean-and-energy-efficient-vehicles/clean-vehicles-directive_en

- CO_2-standarder för tunga fordon – krav på 15 % minskning av utsläpp till 2025 och 30 % till 2030.[29]
- Euro 7-standarder – strängare utsläppskrav för NO_x, partiklar och mikroplast.
- Alternativa bränsleinfrastrukturen (AFIR) – krav på LBG/LNG-stationer längs EU:s huvudvägar.[30]

FuelEU Maritime ska från 2025 öka andelen förnybara bränslen i sjöfarten genom "well-to-wake" CO_2-reduktion, vilket avser hela processen för bränsleproduktion, leverans, användning ombord på fartyg och alla utsläpp som produceras där.[31] Sjöfarten inkluderas även i EU ETS från 2024 med gradvis skärpning av utsläppskrav, se Figur 8.



Figur 8. EU ETS tidslinje för introduktion inom sjöfarten där MRV står för Mätning, Rapportering och Verifikation.[32]

Andra åtgärder inom sjöfartssektorn är:

- El för fartyg i hamn (AFIR).
- Harmoniserad energibeskattning (ETD).
- Direktivet om förnybar energi (RED) – mål på minst 40 % förnybar energi till 2030, med fokus på sektorer där framstegen har gått långsammare, såsom transport.[33]

Biogasanläggningar har ett relativt koncentrerat flöde av grön koldioxid i biogasen eller från uppgraderings-/förvätskningsanläggningen. Den gröna koldioxiden kan tillsammans med grönt väte framställt genom elektrolys användas för att producera e-bränslen så som e-metan eller e-metanol. Dessa e-bränslen omfattas av transportmålen för förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung (RFNBO) som styrs via:

[29] European Commission (2023) Reducing CO_2 emissions from heavy-duty vehicles. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/reducing-co2-emissions-heavy-duty-vehicles_en
[30] European Council (2023) Fit for 55: towards more sustainable transport. https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/fit-for-55-afir-alternative-fuels-infrastructure-regulation/
[31] DNV (2024) FuelEU Maritime. https://www.dnv.com/maritime/insights/topics/fuel-eu-maritime/
[32] DNV (2024) EU ETS – Emissions Trading System. https://www.dnv.com/maritime/insights/topics/eu-emissions-trading-system/
[33] European Commission (2024) Reducing emissions from the shipping sector. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport/reducing-emissions-shipping-sector_en

- RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) – täcks av RED och ses som viktigt för flyg och sjöfart.[34]
- FuelEU Maritime – belönar RFNBO-bränslen med dubbla energivärdet.[35]
- EU:s strategi för industriell koldioxidhantering från 2024 skapar en gemensam ram för CCU/CCS.[36]

[34] EUR-Lex (2023) Directive, the promotion of energy from renewable sources. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413

[35] DNV (2023) The EU agrees on well-to-wake GHG limits to energy used on board ships from 2025. https://www.dnv.com/news/the-eu-agrees-on-well-to-wake-ghg-limits-to-energy-used-on-board-ships-from-2025-243501/

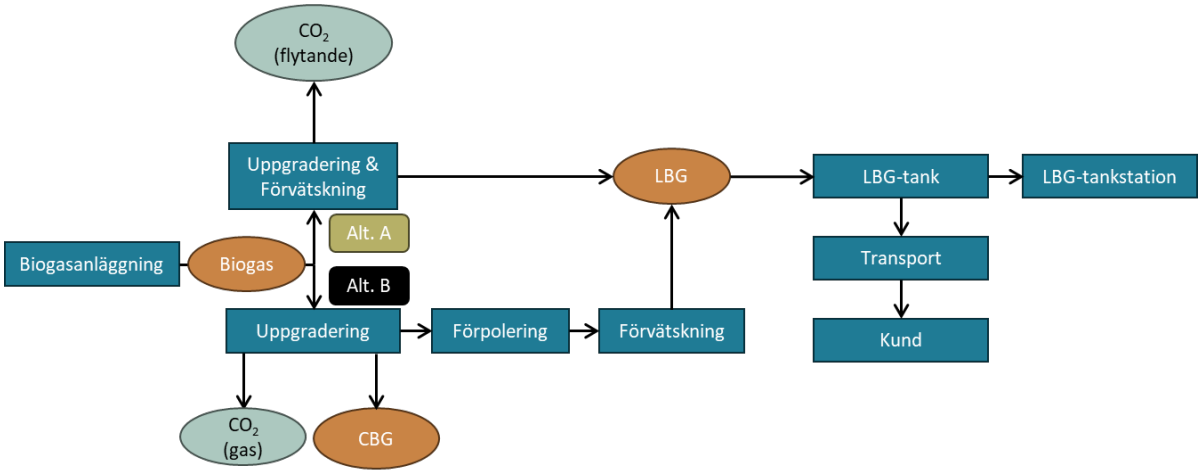
[36] European Union (2024) Industrial carbon management, Capturing, storing and using CO2 to reach our climate goals. https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/ae697359-d210-11ee-b9d9-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search&WT.URL=https%3A%2F%2Fenergy.ec.europa.eu%2F

6 TEKNIKER

För att producera LBG finns två huvudinriktningar att välja:

A. Biogasen uppgraderas och förvätskas samtidigt, kallat kryogen uppgradering med förvätskning
B. Biogasen uppgraderas till biometan och förvätskas därefter

Generellt kan sägas att kryogen uppgradering med förvätskning passar bättre för nya anläggningar. Medan en separat förvätskningsanläggning med eventuell förpolering av biometanen är intressant för biogasanläggningar som redan uppgraderar biogas. Se Figur 9 för principskiss av de två vägvalen och vilka processteg som krävs.



Figur 9. Principskiss över de två alternativen som finns vid förvätskning av biogas. Alternativ A innebär en uppgradering och förvätskning i ett steg och alternativ B innebär först en uppgradering med en efterföljande förpolering och förvätskning.

Steget med att gå från rågas till uppgradering och förvätskning som ett steg har många aspekter, varav en är att koldioxiden (CO_2) fås direkt i flytande form jämfört med konventionell uppgradering innan själva förvätskningen. Kvalitetskrav för att kunna förvätska biometan efter uppgradering kan ses i Tabell 3.

Tabell 3. Renhetskrav på biometan som ska förvätskas.[37]

Förorening	Gränsvärde	Problem
CO_2	50 ppm	Stelnar/fryser på ytor
H_2S	1–4 ppm	Korrosion
H_2O	0,1–1 ppm	Isbildning

Förvätskning av biometan fungerar i princip enligt samma tekniker som vid förvätskning av naturgas. Största skillnaden vid förvätskning av biometan är att kapaciteten är i tusentals ton jämfört med förvätskning av naturgas som handlar om tiotals miljoner ton t.ex. Qatargas med enheter på 8 miljoner ton per år.[38] De största LNG-exporterande länderna är USA och Qatar med närmare 90

[37] Capra et al. (2019) Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431119302212
[38] NES (2023) The World's Top LNG Companies https://www.nesfircroft.com/resources/blog/the-world-s-top-lng-companies/

miljoner ton vardera av den totala handeln på 400 miljoner ton per år.[39] [40] Tabell 4 visar produktionsstorlek för LBG jämfört med CBG och rå biogas.

Tabell 4. Produktionsstorlek i GWh jämfört mot vad det innebär i vikt och volym för biometan och rå biogas med 60% metaninnehåll.

Energimängd GWh/år	LBG ton/år	LBG ton/dygn	Biometan (CBG) Nm^3/h	Rå biogas Nm^3/h
10	740	2	110	190
50	3 700	10	570	950
100	7 400	20	1 100	1 900

Den största skillnaden mellan förvätskning av naturgas och biometan är att naturgas också består av en blandning av kolvätegaser. Huvudsakligen består naturgas av metan (CH_4), men innehåller också varierande mängder av andra högre kolväten såsom etan (C_2H_6), propan (C_3H_8), butan (C_4H_{10}) och pentaner. Det leder i sin tur till att förvätskningen sker vid olika temperaturer medan, biometan som till största delen består av metan kondenserar vid nästan konstant temperatur.[41]

Vid förvätskning av metangas finns i princip fyra huvudspår av tekniker med olika processutformning:

(1) Kaskadförvätskning bygger på att använda olika kylmedel med successivt lägre kokpunkter i en serie steg. Varje steg i processen kyler ner gasen tillräckligt mycket för att det kylmedel som används i nästa steg ska kunna ta över och fortsätta kylningen.[42]

(2) Expanderförvätskningsprocesser, bygger på principen att använda en expander för att kyla ner gaser genom en termodynamisk cykel. Följande undertekniker hör till expanderförvätskning:

- **a) Kväveexpansionsprocesser**, omvänd Braytoncykel (reverse Brayton cycle) kväve (N_2) som arbetsmedium. Omvända Braytoncykeln innefattar kompression, kylning, expansion och värmeväxling för att uppnå låga temperaturer.
- **b) Linde-cykeln** bygger på att en gas komprimeras, kyls ner genom värmeväxling och sedan expanderas för att uppnå mycket låga temperaturer. Expansionen kan vara genom en ventil (Joule-Thomson-expansion) eller en expander.

- **Stirlingkylning**, bygger på den omvända Stirlingcykeln, där ett arbetsmedium (ofta helium) genomgår en cyklisk process av kompression där gasen värms och expansion då gasen kyls. I Stirlingkylning drivs processen av en mekanisk kolv som alternerande komprimerar och expanderar arbetsmediet.

(3) Rankinecykeln med blandade kylmedel använder en kombination av olika kylmedier med olika kokpunkter för att optimera kylningen och energieffektiviteten. Kylmedlet kondenseras och förångas i en sluten cykel. De blandade kylmedlen gör det möjligt att uppnå en bred temperaturprofil, vilket är användbart för att uppnå låga temperaturer mer effektivt än med enskilda kylmedel.

[39] Forber (2024) U.S. Overtakes Qatar To Become The World's Top LNG Exporter https://www.forbes.com/sites/gauravsharma/2024/01/05/us-overtakes-qatar-to-become-the-worlds-top-lng-exporter/
[40] Global LNG Hub (2023) Global LNG Market in 2023 and Outlook for 2024 https://globallnghub.com/global-lng-market-in-2023-and-outlook-for-2024.html
[41] Capra et al. (2019) Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431119302212
[42] Capra et al. (2019) Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431119302212

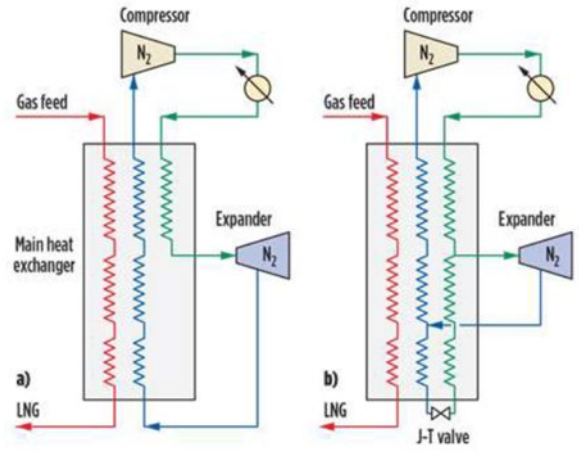
(4) Kryogen förvätskning bygger på gradvis kylning och expansion, ofta genom flerflödesvärmeväxlare och Joule-Thomson-expansion. Vid kryogen förvätskning används antingen rena kylmedier, såsom kväve eller helium, eller blandade kylmedier som möjliggör en bredare temperaturprofil och högre energieffektivitet.

6.1 Kväveexpansionsprocesser (Omvänd Braytoncykel)

Kväveexpansionsprocesser bygger på olika konfigurationer av omvända Braytoncykler. Dessa inkluderar varianter med enkel- eller dubbel-expansionsprocess samt varianter med eller utan CO_2-förkylning. Det vanligaste kylmediumet är kväve som komprimeras, kyls ner och expanderas för att nå temperaturer som är tillräckligt låga för att kyla biometanen. Enkel kväveexpansion är den mest grundläggande medan varianter med dubbel expander samt integration med CO_2-förkylning ger bättre prestanda och minskad energiförbrukning. [43] Kvävgas (N_2) som kylmedium kan produceras på plats direkt från luften, vilket eliminerar import och lagring av kolväteköldmedier. En av världens första LBG-produktionsanläggningar är Lidköpings biogasanläggning i Sverige som använder teknologi baserad på den dubbla kväveexpansionsprocessen.

6.1.1 Enkel kväveexpander

Arbetsprincipen innebär att det rena kvävet komprimeras, kyls ned i efterkylaren och huvudvärmeväxlaren, och därefter expanderas till lågt tryck och låg temperatur som då kyler ner biometanet. Kvävet förblir gasformigt genom hela processen. För att förbättra effektiviteten kan en del av det högtryckskvävet kylas ytterligare, kondenseras och expandera genom en Joule-Thomson-ventil, vilket skapar extra kylning i underkylningssteget, se Figur 10. En nackdel är att hela kyl-mediet expanderas till den lägsta temperaturen, vilket leder till hög energiåtgång för komprimeringen.[44]



Figur 10. Schematisk bild av Enkel kväveexpander process med två olika utformningar. Där alternativ b) utrustats med Joule-Thomson-ventil för att skapa extra kylning i underkylningssteget.[45]

Processen fungerar i stort enligt följande:

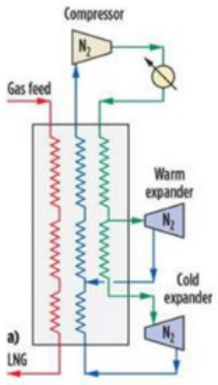
1. Kvävet komprimeras till högtryck.

[43] Capra et al. (2019) Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431119302212
[44] Roberts et al. (2015) Brayton refrigeration cycles for small-scale LNG https://www.airproducts.com/-/media/files/en/lng/brayton-refrigeration-cycles-for-small-scale-lng-article.pdf
[45] Roberts et al. (2015) Brayton refrigeration cycles for small-scale LNG https://www.airproducts.com/-/media/files/en/lng/brayton-refrigeration-cycles-for-small-scale-lng-article.pdf

2. Efterkylare kyler ner kvävet innan vidare behandling.
3. Kvävet kyls ytterligare i huvudvärmeväxlaren innan expansionen.
4. Expansion av kvävet till lågt tryck och temperatur för att generera kylning.
5. Alternativ utformning där en del av del av högtryckskvävet tas innan expandern för ytterligare kylning och expandering via en Joule-Thomson-ventil.[46]

6.1.2 Dubbel kväveexpander

För att minska energiåtgången vid kompression används dubbla kväveexpander. Då behöver endast den nödvändiga mängden kylmedium expanderas till det lägsta trycket. I denna konfiguration används en varm expander för kylning under förkylning och förvätskning samt en kall expander för kylning i underkylningssteget, se Figur 11.[47]



Figur 11. Dubbel kväveexpander.[48]

Denna process är särskilt lämplig för småskalig förvätskning tack vare sin snabba start, enkelhet och underhållsvänlighet.[49] Kväve har låg effektivitet vid högre temperaturer i förvätskningsprocessen, vilket leder till att många kvävecykler inkluderar en förkylningsenhet.[50] Exempelvis kan en förkylningscykel med propan, koldioxid eller ammoniak minska energiförbrukningen.[51]

6.1.3 N_2-CO_2 enkel expander

I en kväve-koldioxid (N_2-CO_2) enkel expander används två separata köldmediekretsar: koldioxid för förkylning och kväve för förvätskning och underkylning. Genom att använda CO_2-förkylning kan kompressionsenergibehovet reduceras. Denna lösning innebär en ökad kostnad och komplexitet.[52]

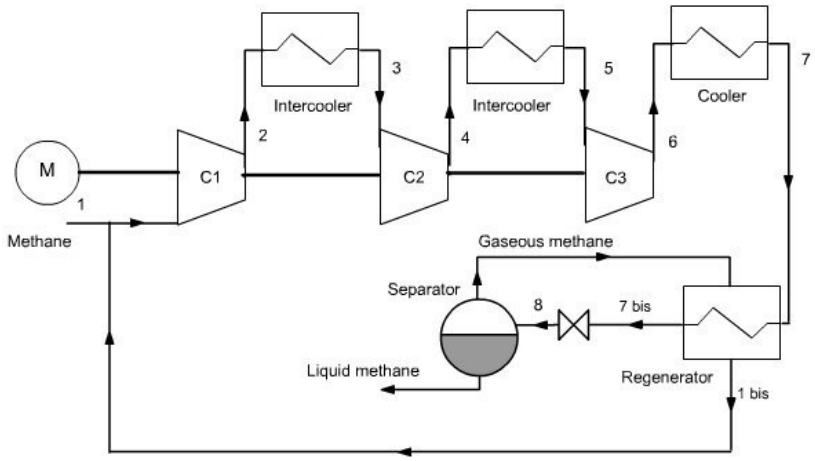
[46] Roberts et al. (2015) Brayton refrigeration cycles for small-scale LNG https://www.airproducts.com/-/media/files/en/lng/brayton-refrigeration-cycles-for-small-scale-lng-article.pdf
[47] Roberts et al. (2015) Brayton refrigeration cycles for small-scale LNG https://www.airproducts.com/-/media/files/en/lng/brayton-refrigeration-cycles-for-small-scale-lng-article.pdf
[48] Roberts et al. (2015) Brayton refrigeration cycles for small-scale LNG https://www.airproducts.com/-/media/files/en/lng/brayton-refrigeration-cycles-for-small-scale-lng-article.pdf
[49] Palizdar et al (2019) Energy and Exergy Optimization of a mini-scale Nitrogen Dual Expander Process for Liquefaction of Natural Gas https://www.jgt.irangi.org/article_251652_85d71e3f7d8ca849396ccb64d9d5d3c3.pdf?utm_source=chatgpt.com
[50] Roberts et al. (2015) Brayton refrigeration cycles for small-scale LNG https://www.airproducts.com/-/media/files/en/lng/brayton-refrigeration-cycles-for-small-scale-lng-article.pdf
[51] Krishnamurty et al. (2017) Precooling strategies for efficient natural gas liquefaction https://www.gasin.com/-/media/files/en/lng/precooling-strategies-for-efficient-natural-gas-liquifaction.pdf?hash=D2FECFC74553B66C45EA6F58FDCB65BB&la=pt-pt&utm_source=chatgpt.com
[52] Chan et al. (2022) Case Studies of Single Nitrogen Expander Liquefaction for FLNG. https://www.energy-proceedings.org/case-studies-of-single-nitrogen-expander-liquefaction-for-flng/?utm_source=chatgpt.com

6.1.4 N_2-CO_2 dubbel expander

N_2-CO_2 dubbel expander används tvåstegs-expansion av kväve vid olika trycknivåer, samtidigt som CO_2-förkylningen minskar kompressionsenergibehovet jämfört med enbart kväveexpansion.[53] Denna konfiguration kombinerar fördelarna med både flertals expansioner och förkylda cykler, vilket gör den mer energieffektiv.

6.1.5 Linde-cykeln

I en öppen Linde-cykel används biometangas som ska kondenseras som kylmedium. För att kondensera gasen används en strypningsprocess, se Figur 12.



Figur 12. Schematisk bild för en öppen Linde cycle vid LNG-produktion.[54]

Processen fungerar i stort enligt följande:

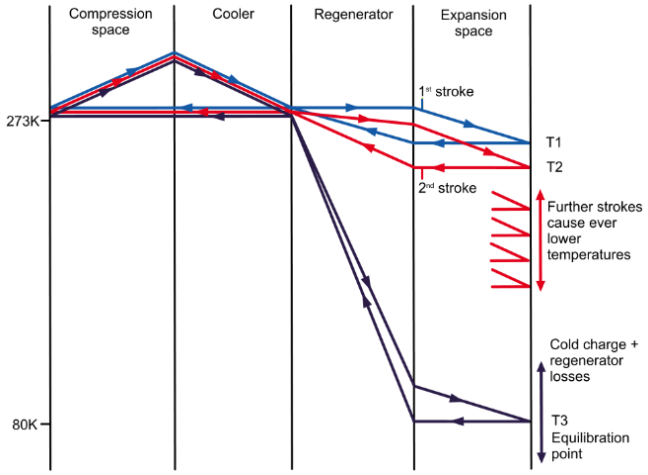
1. Kompression: Metan komprimeras från normalt tryck till 200–300 bar.
2. Förkylning: Den höga tryckgasen kyls ner i en kryogen värmeväxlare med hjälp av återcirkulerad kall gas.
3. Expansion: Gasen expanderas genom en Joule-Thomson-ventil, vilket sänker temperaturen kraftigt.
4. Förvätskning: Efter expansion hamnar gasen i ett tvåfasigt tillstånd, både vätska och gas.
5. Separering: Vätskan samlas i en behållare, medan gasen återförs och blandas med ny inkommande gas.
6. Återcirkulation: Den återförda gasen går tillbaka till kompressorerna för att starta en ny cykel.[55]

Teknikleverantören Galileos patenterade Cryobox bygger på denna teknik. Cryobox-bio har en kapacitet på 200 kg/h (4,8 ton per dag) och deras större Cryobox för LNG har en kapacitet på upp till 750 kg/h (18 ton per dag). Förutom att producera LBG kan Cryobox även leverera komprimerad gas (CBG) vid behov och därmed förse CBG-fordon och tunga fordon med LBG.[56]

[53] Jackson et al. (2023) Comparative study of CO2-N2 and N2-N2 dual expansion in natural gas liquefaction process. https://gjeta.com/sites/default/files/GJETA-2023-0197.pdf
[54] Research University Paris (2025) Cryogenic Cycles https://direns.minesparis.psl.eu/Sites/Thopt/en/co/cryogenie.html
[55] Wikipedia (2025) Hampson–Linde cycle https://en.wikipedia.org/wiki/Hampson%E2%80%93Linde_cycle
[56] Galileo Technologies (2025) Cryobox™ LNG Production Station https://www.galileotechnologies.com/products/lng-solutions/cryobox-lng-production-station

6.1.6 Stirlingprocessen

I Stirlingprocessen skapas kyleffekten genom komprimering och expandering av kylmediet, vanligen helium (He) i en sluten krets med hjälp av mekaniska kolvar, se Figur 13.[57]



Figur 13. Schematisk illustration av Stirlingprocessen och dess fyra process skeden i en cykel satta i förhållande till temperatur med utgångsläge vid 0 °C och slutläge vid cirka -193°C.[58]

Processen kan delas in fyra steg:

- Startläge, heliumet har omgivningstemperatur.
- Kompression, en kolv trycker ihop heliumet, vilket höjer dess temperatur till cirka 80°C.
- Kylning, heliumet förs genom en kylare där värmen med kylvatten, vilket sänker temperaturen till 15°C. Därefter passerar heliumet genom en värmeväxlare som kyler ner den ytterligare genom att återanvända kyla från den föregående cykeln.
- Expansion och kylning, heliumet expanderar, vilket skapar kyla i den kalla värmeväxlaren som i sin tur kyler ner biometanen.

Efter detta startar en ny cykel och heliumet förs tillbaka till första fasen, samtidigt som kyla tas tillvara i värmeväxlaren inför nästa cykel. Uppstart tar cirka 10 minuter för att kyla systemet. Integrering av Stirlingprocessen är relativt enkelt eftersom processen är helt separat och kräver endast el- och kylvattenanslutning samt in- och utlopp för gasen som ska förvätskas. Biometanen kommer inte i kontakt med andra medier i processen.[59] Stirling-enheter används främst för småskalig förvätskning, t.ex. Stirling Cryogenics har enehter för 1-30 ton per dygn. Däremot så kan fler enheter kopplas på för att utvidga kapaciteten.[60] Stirlingprocessen används bland annat vid Hemab i Härnösand och Vafab i Västerås.

6.2 Rankinecykel med blandade kylmedier

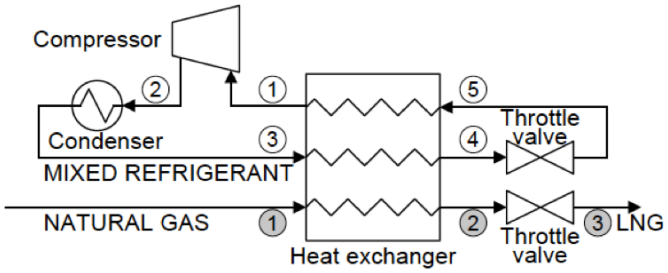
I processer med blandade kylmedier används en kylblandning som består av flera olika ämnen, främst kolväten med låga kokpunkter samt kväve. Förvätskningen sker över ett temperaturintervall,

[57] Stirling Cryogenics (2025) The Stirling Cycle. https://stirlingcryogenics.com/stirling-cycle/
[58] Stirling Cryogenics (2023) The Stirling Cycle - The ultimate way to generate cooling power. https://stirlingcryogenics.com/wp-content/uploads/2023/05/Stirling-Cycle-2023.pdf
[59] Stirling Cryogenics (2023) The Stirling Cycle - The ultimate way to generate cooling power. https://stirlingcryogenics.com/wp-content/uploads/2023/05/Stirling-Cycle-2023.pdf
[60] Stirling Cryogenics (2025) LNG Production. https://stirlingcryogenics.com/markets/lng-production/

även kallat temperaturglid. Det innebär att kylmediets sammansättning justeras så att förångningskurvan matchar kylkurvan för inkommande metangas. Eftersom kylning alltid tillförs vid den högsta möjliga temperaturen så förbättras den termiska effektiviteten.[61]

6.2.1 Enkel blandade kylmedieprocess (Single mixed refrigerant process)

I Single Mixed Refrigerant (SMR)-processen förkyls, förvätskas och förvätskas metangasen i en enda kryogen tre-flödesvärmeväxlare, se Figur 14.



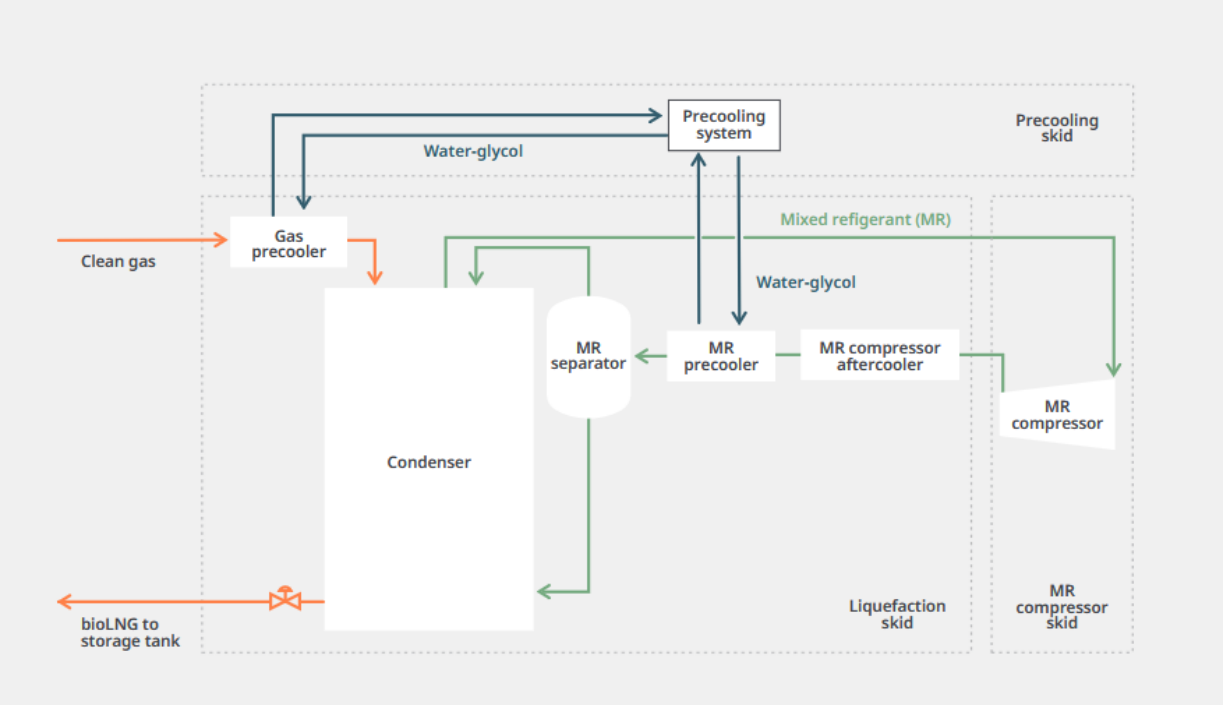
Figur 14. Förenklat process schema över SMR-processen.[62]

Processen används för småskalig LBG-produktion tack vare sin kompakta design, samt att kylmedieprocessen med fasomvandlingar minskar utrustnings- och rörstorleken jämfört med en kvävecykel.[63]

6.2.2 Dubbla eller förkylda blandade kylmedier

Rankine processen finns även med dubbla kylmedier eller tvåstegskylning. Där används t.ex. propan som förkylningsmedium för att kyla ner inkommande metangas och det blandade kylmediet. Varpå den blandade kylmediekretsen sköter om själva förvätskningen, se Figur 15.[64]

[61] University of Vaasa (2020) Techno-economic analysis of biomethane liquefaction processes. https://www.uwasa.fi/sites/default/files/2020-12/Techno_economic_analysis_of_biomethane_liquefaction_processes.pdf
[62] EPCM (2025) Natural Gas Liquefaction Processes: Design and Optimisation for Micro-Scale. https://epcmholdings.com/design-and-optimisation-of-micro-scale-natural-gas-liquefaction-processes/
[63] Wärtsilä (2025) PuregasMR. https://www.wartsila.com/marine/products/gas-solutions/biogas-solutions/puregasmr-biogas-liquefaction-plant
[64] Capra et al. (2019) Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431119302212



Figur 15. Principskiss av Wärtsila MR-process med blandade kylmedier.[65]

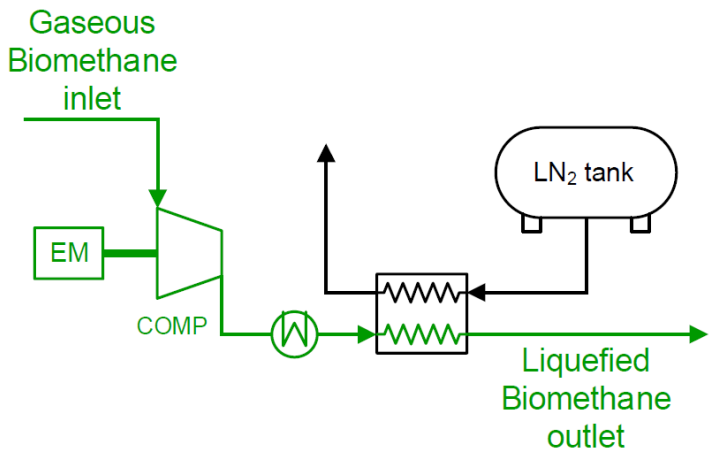
EGE Biogas i Nes, Norge bygger på denna teknik från Wärtsilä som erbjuder kapaciteter på 10-50 ton per dag.[66] Andra anläggningar med teknik finns t.ex. vid Skogn, Norge och Linköping i Sverige.

6.3 Kryogena processer (Cryogenic)

6.3.1 Kryogen förångning av vätskor

Kryogen förångning med flytande kväve (LN_2) som kylmedium är den enklaste och minst kapitalkrävande lösningen. Den kräver i princip endast en värmeväxlare och en tank för flytande kväve, se Figur 16.[67]

[65] Wärtsilä (2024) Efficient biogas liquefaction for high value bioLNG. https://www.wartsila.com/docs/default-source/product-files/ogi/biogas-solutions/efficient-biogas-liquefaction.pdf?sfvrsn=5e1ced43_1
[66] Wärtsilä (2024) Efficient biogas liquefaction for high value bioLNG. https://www.wartsila.com/docs/default-source/product-files/ogi/biogas-solutions/efficient-biogas-liquefaction.pdf?sfvrsn=5e1ced43_1
[67] Capra et al. (2019) Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431119302212



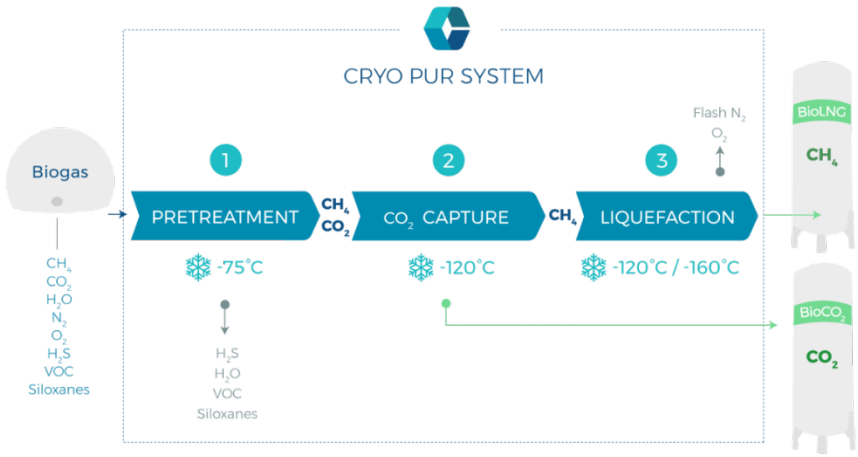
Figur 16. Principskiss av förvätskning med flytande kväve (LN2).[68]

Det behövs cirka 2,5 kg flytande kväve per kg biometan.[69] Utöver att processen i sig är relativt simpel så är den också enkel att kontrollera samt säker eftersom kväve är en inert gas.

6.3.2 Kryogen uppgradering och förvätskning av biogas

Vid kryogen uppgradering separeras koldioxid (CO_2) och andra oönskade komponenter från biogasen genom kondensering. Processen sker i flera steg där temperaturen sänks gradvis varpå CO_2 och andra föroreningar avlägsnas enligt deras kokpunkter. CO_2 övergår till fast form, även kallad torris, vid dess sublimeringspunkt på -78,5 °C medan CH_4 har kokpunkten vid -161,5 °C varpå den övergår i flytande form.[70] En stor fördel med denna metod är att den renade gasen redan är vid låg temperatur, vilket minskar behovet av ytterligare kylning vid produktionen av LBG. Även den separerade CO_2 kan återvinnas i flytande form och användas för andra ändamål. Se Figur 17 för en schematisk bild av Cryopur:s kryogena uppgraderingsprocess.

[68] Capra et al. (2019) Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431119302212
[69] Capra et al. (2019) Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431119302212
[70] Hidalgo et al. (2025) Cryogenic Technologies for Biogas Upgrading: A Critical Review of Processes, Performance, and Prospects. https://www.mdpi.com/2227-7080/13/8/364/pdf?version=1755323904



Figur 17. Schematisk bild av Cryopurs kryogena uppgraderingsprocess.[71]

Cryopurs process bygger i stort på följande steg:

1. Förbehandling av biogasen, där svavelväte avlägsnas med aktivt kol varpå vattenånga samt kvarvarande VOC och siloxaner avlägsnas vid en första kylning till -40°C och senare vid -75°C i en andra runda.
2. Biogasen kyls ned till cirka -120 °C och CO_2 fångas upp genom omväxlande frostning och avfrostning till en vätska.
3. Den rena metangasen kyls ytterligare ner till -161,5 °C för att bli flytande biogas (LBG).
4. Den kondenserade CO_2 kan antingen lagras som en vätska för användning eller ventileras bort.[72]

Elkonsumtion uppges till 0,7 kWh per Nm^3 råbiogas för både uppgradering och kondensering. Anläggningskapaciteter uppges till mellan 0,7 och 18,7 ton per dygn.[73] Den första kommersiella Cryo Pur-anläggningen byggdes 2017 vid Greenville Energy i Nordirland, med en kapacitet på 3 ton metan per dag och 5 ton CO_2. År 2022 driftsattes den andra anläggningen i Stord, Norge med en kapacitet om 8 ton metan och 10 ton CO_2 per dag.[74]

6.4 Jämförelse

I Tabell 5 finns en förenklad jämförelse av teknikerna med fokus på förvätskning av biometan.

[71] Cryo Pur (2025) The Technology. http://www.cryopur.com/en/technology/
[72] Cryo Pur (2025) The Technology. http://www.cryopur.com/en/technology/
[73] Cryo Pur (2025) The Technology. http://www.cryopur.com/en/technology/
[74] Cryo Pur (2025) Our Solutions. http://www.cryopur.com/en/our-solutions/

Tabell 5. Jämförelse av teknikerna med fokus på förvätskning av biometan. [75] [76]

Teknologi	Arbetsprincip	Fördelar	Nackdelar	Energi-förbrukning (kWh/kg LBG)	Tillämpning
Kväve-expansions-process (Omvänd Braytoncykel)	Kompression, kylning och expansion av kväve för att generera kyla. Kan vara enkel- eller dubbel-expander.	Robust och beprövad teknik, enkel att underhålla. Passar små till medelstora anläggningar.	Lägre energieffektivitet än blandade kylmedier, hög energiförbrukning vid enkel-expansion.	0.52 - 1.20	Små till medelstora förvätsknings-anläggningar för biogas.
N_2-CO_2 Expansions-process (Omvänd Braytoncykel)	Förkylning med CO_2 innan expansion och kylning med kväve, vilket förbättrar energi-effektiviteten.	Effektivare än ren kvävecykel, ger lägre energi-förbrukning.	Ökad processkomplexitet och högre initiala kostnader.	0.32 - 0.85	Medelstora anläggningar som kräver förbättrad energieffektivitet.
Linde-cykeln	Metan komprimeras, kyls och expanderas via en Joule-Thomson-ventil för att förvätskas.	Enkel konstruktion med beprövad teknik, används ofta i industriell gasförvätskning.	Kräver högt tryck och flera kylsteg, vilket ökar utrustningskostnader.	0.66 - 1.16	Större anläggningar med befintlig högtrycks-gasinfrastruktur.
Stirling-processen	Helium används som arbetsmedium och komprimeras och expanderas cykliskt för att skapa kyla.	Hög energi-effektivitet för småskaliga anläggningar, kompakt och lätt att integrera.	Begränsad skalbarhet, högre underhållskostnader vid långvarig drift.	0.43 - 1.45	Småskaliga, modulära LBG-produktioner.
Rankinecykeln med blandade kylmedel	Blandade kylmedel används i en sluten cykel för att optimera kylning och minska energiförbrukning.	Optimerad energieffektivitet, lämplig för storskalig produktion.	Kräver exakt styrning av kylmedelsblandning, kan vara dyrt att implementera.	0.32 - 0.85	Storskalig industriell biometan-förvätskning.
Kryogen förångning med flytande kväve (LN_2)	Extern kylning via flytande kväve, där LN_2 förångas för att kyla och förvätska biometan.	Enkel och säker metod, kräver inga komplicerade kylsystem.	Kräver kontinuerlig tillgång på flytande kväve, vilket kan vara logistiskt utmanande.	Låg, men beroende av LN_2-förbrukning cirka 2,5 kg/ 1 kg LBG	Mikro- och småskalig förvätskning där LN_2 finns tillgängligt.
Kryogen uppgradering och förvätskning av biogas	Kylning och separering av CO_2 och andra föroreningar vid gradvis sänkta temperaturer innan förvätskning av metan.	Effektiv vid biogasuppgradering, möjliggör samtidig CO_2-återvinning.	Komplex process, hög initial investeringskostnad.	Effektiv, minskar behovet av extra kylning vid LBG-produktion.	Integrerade biogasanläggningar där uppgradering och förvätskning kombineras.

[75] Capra et al. (2019) Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431119302212

[76] University of Vaasa (2020) Techno-economic analysis of biomethane liquefaction processes. https://www.uwasa.fi/sites/default/files/2020-12/Techno_economic_analysis_of_biomethane_liquefaction_processes.pdf

6.5 Teknikleverantörer

6.5.1 Air Liquide

Air Liquide är ett globalt företag inom industrigaser och har en stark närvaro inom förnybara energilösningar, särskilt när det gäller produktion av biometan och flytande biogas (LBG). Företaget är aktivt längs hela värdekedjan – från biogasuppgradering till förvätskning och distribution av LBG så som tankningsutrustning. Bolaget har även lösningar för CO_2-avskiljning och återanvändning (CCU). Deras teknik består av membranuppgradering för råbiogas som sedan åtföljs av deras egenutvecklade Turbo-Brayton-teknologi för förvätskning till LBG. Den möjliggör produktion av flytande biometan i både små och medelstora anläggningar.[77] [78]

Exempel på genomförda projekt:

- GREVE LBG, Tønsberg, Norge. Produktion om 24 ton per dygn (TPD) eller 120 GWh per år för att förse både regional transport och industriella tillämpningar. Omfattning: Nyckelfärdig anläggning för biometanpolering och förvätskning med driftsättning: 2021. Teknologi: Turbo Brayton TBL-525.
- Nymölla, Sverige, produktion: 20 ton per dygn eller ungefär 100 GWh per år. Omfattning: uppgradering, förvätskning, kryogen lagring och lastning för vägtransport. Driftsattes 2021. teknologi Turbo Brayton TBL-525.
- Lidköping, Sverige med en produktion på 14 ton per dygn, knappt 70 GWh. Driftsattes redan år 2011 baserat på en Braytoncykel med kväve. Detta var en av Europas första LBG-anläggningar i kommersiell drift.
- Gladö Kvarn, Sverige. Leverans av en komplett förvätskningslösning för LBG-produktion baserat på Turbo-Brayton-kylsystem (TBL-1800) med en kapacitet 50 TPD, produktion förväntas bli ungefär 220 GWh LBG per år. Blir en av nordeuropas största bio-LNG-anläggningar.[79]
- Åbo, Finland. Produktion 10 ton per dygn motsvarande 50 GWh per år. Omfattar uppgradering, förvätskning, kryogen lagring och tankning för lastbilstransport. Driftsattes 2020 med tekniken Turbo Brayton TBL-350. För tillfället enda LBG-produktionsanläggningen i Finland.
- Korea Institute of Machinery & Mechanics (KIMM) i Seoul, Sydkorea. En Demonstrationsanläggning med kapacitet på 10 TPD (ca. 50 GWh per år). Driftsattes år 2021 baserat på en Turbo Brayton TBL-350.

6.5.2 Biofrigas

Biofrigas Sweden AB, grundat 2012 och baserat i Göteborg, är specialiserat på småskaliga lösningar för produktion av LBG. Företaget har utvecklat en lösning för containerbaserade anläggningar kallat CryoSep. Systemet integrerar uppgradering och förvätskning av biogas. Tekniken möjliggör produktion av både LBG och flytande koldioxid (LCO_2). Dan Waldemarssons Gård i Sverige är första

[77] Air Liquide (2025) Biogas. https://advancedseparations.airliquide.com/biogas-campaign
[78] Air Liquide (2025) Turbo-Brayton for small-scale methane liquefaction. https://advancedtech.airliquide.com/markets-solutions/industry/turbo-brayton-small-scale-methane-liquefaction
[79] Air Liquide (2022) Air Liquide will supply its Turbo-Brayton solution for Northern Europe's largest biogas liquefaction plant. https://advancedtech.airliquide.com/air-liquide-will-supply-its-turbo-brayton-solution-northern-europes-largest-biogas-liquefaction

gårdsbaserade anläggningen som uppgraderar rågas till fordonsgas och förvätskar den i en och samma process.[80]

6.5.3 Cryonorm Group

Cryonorm Group är ett nederländskt företag grundat 1968, specialiserat på utveckling, design och tillverkning av kryogen utrustning för en rad olika industrier. De erbjuder avancerade förvätskningssystem för naturgas, biogas och industrigaser.[81]

De har utvecklat en förvätskningsenhet för produktion av 2 till 5 ton LBG per dag. Deras system använder flytande kväve som kylmedium, vilket erbjuder en låg investeringskostnad för produktion av flytande biometan. Däremot så finns inga referenser för kommersiella installationer.[82]

6.5.4 CryoPur

Cryo Pur är ett franskt företag specialiserat på kryogen uppgradering och förvätskning av biogas för produktion av LBG och flytande koldioxid. Cryo Purs teknologi integrerar biogasuppgraderingen genom kryogen-teknik med efterföljande förvätskning av både biometan och koldioxid. Företagets teknik är skyddad av flera internationella patent och representerar över 15 års forskning och utveckling inom kryogen koldioxidavskiljning.[83]

Exempel på genomförda projekt:

- Greenville Energy, Nordirland där Cryo Pur driftsatte sin första kommersiella anläggning år 2018. Anläggning har en kapacitet på cirka 3 ton LBG per dag motsvarande ungefär 300 Nm^3/h rå biogas. Detta är världens första LBG-produktionsanläggning på en lantbruksfastighet.
- Renevo, Norge, år 2022 driftsattes en anläggning för produktion av 8 ton LBG och 10 ton flytande CO2 per dag.[84]

Cryo Purs teknologi har anpassats för från 200 Nm^3/h till 2 000 Nm^3/h rå biogas. Elförbrukningen för hela processkedjan (förbehandling−uppgradering−förvätskning) uppges till 1,4−1,77 kWh/kg LBG.[85]

6.5.5 Cryotec

Cryotec Anlagenbau GmbH från Tyskland är specialiserat på kryogen anläggningsteknik och erbjuder lösningar för produktion av LBG enligt samma lösningar de använder för LNG-produktion. Företaget har utvecklat modulära och containerbaserade anläggningar med kapaciteter på 12-24 ton per dag. De erbjuder även integrerade system för förvätskning av koldioxid.[86] Från och med februari 2023 ingår Cryotec i Japanska Nikkiso Group.[87]

[80] Biofrigas (2022) Han gör flytande biogas på gården. https://www.biofrigas.se/~/media/Files/B/Biofrigas/documents/Biofrigas-ATL-artikel.pdf
[81] Cryonorm (2025) Liquefaction Systems https://www.cryonorm.com/liquefaction
[82] Cryonorm (2025) Biogas production without connection to the natural gas grid? https://www.cryonorm.com/blog/our-stories-1/biogas-production-without-connection-to-the-natural-gas-grid-15
[83] Cryo Pur (2025) Cryogenic Solutions for Gas Separation and Liquefaction. https://www.cryopur.com/en/
[84] Cryo Pur (2025) Our Solutions. http://www.cryopur.com/en/our-solutions/
[85] Capra et al. (2019) Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431119302212
[86] Cryotec (2022) Solutions for biogas plants. https://cryotec.de/en/solutions-for-biogas-plants/
[87] Kauppalheti (2023) Nikkiso Clean Energy & Industrial Gases Group Completes the Acquisition of Cryotec Anlagenbau GmbH, Wurzen, Germany. https://www.kauppalehti.fi/lehdistotiedotteet/a/5ffae4bd-9908-3399-b8f5-f4ca9b654845

Cryotec har levererat en CO_2-återvinningsanläggning till E.ON Bioerdgas GmbH:s biogasanläggning i Aiterhofen Tyskland. Anläggningen har en kapacitet på cirka 40 ton CO2 per dygn av livsmedelskvalitet. Annars har inga referenser för LBG-anläggningar hittats.[88]

6.5.6 Galileo Technologies

Galileo Technologies erbjuder lösningar för produktion av LBG genom sina modulära system, särskilt Cryobox-serien. Dessa system är designade för att uppgradera och förvätska biogas på plats. Cryobox-systemen kan hantera biogasflöden från cirka 500 Nm^3/h och uppåt. De använder en kombination av membranfiltrering och PSA-uppgradering för att uppgradera biogasen till biometan, följt av ett förvätskningssteg.[89] Det finns dock inga referenser på installerade anläggningar för LBG-produktion.

Exempel på genomförda projekt:

- Liberty Dairy Farm, Wisconsin, USA där Galileo Technologies installerade och driftsatte en Biobox 500-station för att uppgradera och komprimera biogas från gödsel.[90]

6.5.7 Linde

Linde plc är ett globalt företag inom industriella gaser och ingenjörstjänster. Företaget erbjuder lösningar för produktion, lagring och distribution av olika gaser, inklusive flytande naturgas (LNG) och flytande biogas (LBG). Linde har utvecklat en teknik för småskalig LNG-produktion, vilket kan tillämpas för LBG-produktion från biogas. OPTI-LNG M en modulär anläggning designad för småskalig LNG-produktion, med kapaciteter på 8–33 ton per dag (40-170 GWH). Anläggningen använder flytande kväve som kylmedium och är monterad på en mobil plattform. Några projekt där Linde har implementerat sin teknik för LBG-produktion har inte hittats.[91]

6.5.8 Nordsol

Nordsol, ett nederländskt bolag, har utvecklat en innovativ teknik för att omvandla biogas till LBG. Processen baserar sig på membranuppgradering utrustad med en patenterad ”Flash-2-Sweep-teknik” som använder flashgas från förvätskningsenheten för att svepa lågryckssidan av membranet. Detta möjliggör effektiv avskiljning av CO_2, vatten och väte i ett enda steg. Kylprocessen baseras på den omvända Turbo Brayton-cykeln, där biometan används som köldmedium. Den fångade CO_2:n kan också förvätskas, vilket minskar koldioxidintensiteten i produktionsprocessen. Eventuellt kvarvarande metan i CO_2-strömmen återförs till membranprocessen, vilket resulterar i ett slutet system utan metanutsläpp.[92]

Exempel på genomförda projekt:

- Amsterdam. Denna anläggning bidrar till att förse den lokala marknaden med hållbart bränsle för tung transport.

---

[88] Stadt Wurzen (2024) Energiewerkstatt Wurzener Land. https://www.wurzen.de/downloads/datei/NDdiNTRhM2QwMWEwMzVhOFpIaFhxcXl1ZENYbEROdGE0dHRWeFVwZzJSdWcxY3pPb2YzWkJIbGQxNjM1R04zQUtiVFpxc2Q2dTd3dG5lMEhsTThWZzdjTU03RldvRFgxemZpMTJnZkhlTVBVdWxsWnY5VzlIT3U4c1MxSEFMcythYzRtWkgwdmxkdnNaamxhLy9ETmE1Q2xESlFTaGw2WG9VNGp0dz09&ved=2ahUKEwj4s4uewqqPAxVDKRAIHUmwFk8QFnoECDUQAQ&usg=AOvVaw3h4jPeYftEZ2w6nJN4Oiln

[89] GERG The European Reserach Group (2021) Bio-LNG liquefaction technology. https://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2022/02/2_05_Laurent_Benoit_BioLNG-Engie_GERG60th.pdf

[90] Galileo Technologies (2022) New farm to produce renewable natural gas with Galileo’s technology. https://www.galileotechnologies.com/news/una-nueva-granja-produce-gas-natural-renovable-con-tecnologia-de-galileo

[91] Linde (2025) Skidded, Micro LNG Production Plant. https://www.linde-gas.com/industries/power-and-low-carbon-fuels/low-carbon-fuels/small-scale-lng-production

[92] Nordsol (2025) Wake up. Bio-LNG is now. www.nordsol.com

- Wilp, Nederländerna där hushållsavfall används för att producera 2 400 ton (30 GWh) LBG per år som används inom tunga transportsektorn.
- Utöver dessa projekt har Nordsol ett flertal planerade anläggningar eller under konstruktion.

6.5.9 SIAD Macchine Impianti

SIAD Macchine Impianti är en del av SIAD Group, som är en italiensk ingenjörsverksamhet specialiserad på design, tillverkning och installation av luftseparationsenheter, kompressorer och småskaliga LNG-anläggningar. Företaget har utvecklat en rad tekniska lösningar för förvätskning av naturgas och biometan. Dessa system inkluderar:

- SMART LIN-LNG som använder flytande kväve som kylmedium, lämplig för mindre kapaciteter.
- SMART DCE-LNG med direkt kompression, kylning, expansion och förvätskning av metan.
- SMART TB-LNG som har kväveåtervinningssystem med expansionsturbin och booster, med kapacitet på upp till 600 TPD.[93]

Exempel på genomförda projekt

- Röthenbach an der Pegnitz, Tyskland, produktion av bio-LNG med kapacitet på 140 TPD eller 700 GWh per år. Teknologi: SMART TB-LNG 140, inklusive amin-baserad skrubber.[94] [95]

6.5.10 Stirling Cryogenics

Stirling Cryogenics från Nederländerna har specialiserat sig på fristående kryogena kylsystem baserade på den omvända Stirlingcykeln. Företaget grundades ursprungligen 1954 som en del av Philips och har sedan dess varit en ledande aktör inom kryoteknik. Den omvända Stirlingcykeln är särskilt lämplig för småskalig produktion av LBG, med kapaciteter från 1 till 30 ton per dag.[96]

Exempel på genomförda projekt:

- Vafab Miljö, Västerås, Sverige med kapacitet att producera 2 ton LBG per dag. Anläggningen togs i drift i juni 2022.
- De har också projekt för LBG-produktion i Östersund och Härnösand, som planeras att bli operativa under 2025.

6.5.11 Wärtsilä

Wärtsilä, en global teknologikoncern, har genomfört flera LBG-produktionsprojekt i Sverige. Wärtsilä Gas Solutions är marknadsledande inom innovativa system och livscykellösningar för gasvärdekedjan. LBG-processen baseras på en amin-skrubber för att avlägsna koldioxid, följt av en process med blandade kylmedel för att kyla ner metan till -160 °C. Systemet kräver mindre än 0,75 kWh el per kilogram producerad bio-LNG.[97]

---

[93] SIAD Macchine Impianti (2023) Natural gas treatment and liquefaction plant. https://www.siadmi.com/documents/56460/1685760/426.3en20230519.pdf/8a4cadd2-4e4b-17b1-3877-6afd408e905a?

[94] GNV Magazine (2023) SIAD Macchine Impianti to supply Bio-LNG for service stations in Germany. https://www.gnvmagazine.com/en/siad-macchine-impianti-to-supply-bio-lng-for-service-stations-in-germany/

[95] LNG Industry (2023) SIAD awarded small scale LNG turnkey construction. https://www.lngindustry.com/small-scale-lng/28042023/siad-awarded-small-scale-lng-turnkey-construction/

[96] Stirling Cryogenics (2025) Homepage. www.stirlingcryogenics.com

[97] Wärtsilä (2022) Biogas Solutions https://www.wartsila.com/docs/default-source/product-files/ogi/biogas-solutions/biogas-solutions-leaflet.pdf

Exempel på genomförda projekt:

- I Mönsterås samarbetar Wärtsilä med Scandinavian Biogas Mönsterås, ett så kallat joint venture mellan Scandinavian Biogas Fuels och lokala lantbrukare. Anläggningen kommer att producera cirka 30 ton bioLNG per dag från gödsel och jordbruksavfall.[98]
- Utbyggnad i Linköping tillsammans med Tekniska Verken för att öka produktionen av LBG från 20 till 45 ton per dag.[99]
- Till St1 i Borås levererar Wärtsilä en processlösning för uppgradering och förvätskning. Denna anläggning kan producera både LBG och biometan för inmatning i det lokala gasnätet.
- Gasums anläggning i Götene som kommer att producera 25 ton LBG per dag från jordbruksrester.[100]
- Norge, Nes – EGE:s biogasanläggning för produktion av 11 ton LBG per dag är belägen i Nes, Romerike, nära Oslo. Anläggningen levererades 2013 och består av en två-stegs förbehandling av gasen, först vattenskrubber och sen polering.[101] Därefter följer NewMR-teknologi (mixed refrigerant). Ett glykolbaserat förkylningssystem används för att kyla ner både den rena gasen och det blandade kylmediet till -10 °C för att förbättra energieffektiviteten.
- Norge, Skogn anläggningen baseras på samma lösning som den i Nes, men för 25 ton LBG per dygn.

6.5.12 Övriga

Utöver nämnda tekniklevarantörer finns många andra företag som planerar och bygger biogas- och uppgraderingsanläggningar. Dessa integrerar ibland tredjepartsteknik för förvätskningsdelen, medan de själva designar och planerar processteknik kring det. Några exempel på sådana leverantörer är bland annat Andion och Bright Renewables.

[98] Wärtsilä (2023) Wärtsiläs projekt för flytande biogas kommer att avsevärt minska utsläppen av växthusgaser i Sverige. https://news.cision.com/se/wartsila-corporation/r/wartsilas-projekt-for-flytande-biogas-kommer-att-avsevart-minska-utslappen-av-vaxthusgaser-i-sverige%2Cc3703884

[99] Tekniska Verken (2023) Nytt avtal kring förvätskning av biogas ska minska utsläppen och dubblera flytande biogasproduktion. https://via.tt.se/pressmeddelande/3399026/nytt-avtal-kring-forvatskning-av-biogas-ska-minska-utslappen-och-dubblera-flytande-biogasproduktion?lang=s

[100] Wärtsilä (2023) Wärtsilä levererar lösning för uppgradering och förvätskning av biogas till Gasums bioLNG-anläggning. https://www.wartsila.com/fin/sv/koncernmeddelande/13-06-2023-wartsila-levererar-losning-for-uppgradering-och-forvatskning-av-biogas-till-gasums-biolng-anlaggning-3453844

[101] Bioenergy internation (2014) Novel biogas liquefaction enables cost effective biofuel distribution. https://bioenergyinternational.com/novel-biogas-liquefaction-enables-cost-effective-biofuel-distribution/

7 ANLÄGGNINGSCASE

År 2025 är förvätskning av biogas under stark utveckling i framför allt Sverige och det finns många ansökningar för utbyggnad och nybyggnation av biogasanläggningar hos Klimatklivet där förvätskning ingår. Även i Finland är flera större anläggningar kring 100 GWh under planering eller konstruktion. I Tabell 6 visas de förvätskningsanläggningar som finns idag och det blir tydligt att det är i de södra delarna av länderna som den huvudsakliga utbyggnaden sker. I Aurora-området i de norra delarna av länderna finns endast en anläggning i Härnösand samt en i Trondheim.

Tabell 6. Befintliga biogasanläggningar som har förvätskning i Finland, Sverige och Norge.

Land	Anläggning	GWh/år	Teknik
Finland	Åbo, Gasum	50	Air Liquide, Turbo Brayton TBL-350
Norge	Nes, Ege Biogass	50	Wärtsilä, MR
Norge	Tönsberg, Greve Biogass/Den Magiske Fabrikken AS	80	Air Liquide, Turbo Brayton TBL-525
Norge	Stord, Sunnhordland Naturgass	90	
Norge	Bjekås Asker, VEAS	95	Wärtsilä
Norge	Skogn, Trondheim, Biokraft St1	155	Wärtsilä
Sverige	Västerås, VAFAB	9	Sterling
Sverige	Härnösand, HEMAB	18	Sterling
Sverige	Hult, Jönköping, HZI Jönköping Biogas	35	
Sverige	Borås, St1	35	Wärtsilä
Sverige	Lidköping, Air Liquide	65	Air Liquide, Brayton – Nitrogen cycle
Sverige	Nymölla, Gasum	75	Air Liquide, Turbo Brayton TBL-525
Sverige	Linköping, Svensk Biogas	120	Wärtsilä
Sverige	Mönsterås, Kalmar St1/Biokraft	125	Wärtsilä
Sverige	Götene, Gasum	133	Wärtsilä
Sverige	Södertörn, Biokraft/St1	250	

7.1 Val av case-studier

För att genomlysa de tekniska och ekonomiska förutsättningarna av investering i förvätskning har case med olika kapaciteter valts av nyligen byggda anläggningar eller anläggningar som är på gång att byggas.

De storlekar på anläggningar som exemplifieras är 20 GWh och under, cirka 50 GWh, samt 100 GWh och över. De flesta av anläggningarna i urvalet är anläggningar i norra Sverige som byggts under senare år. De två mindre anläggningarna har valt samma förvätskningsteknik, där anläggningen i Östersund byggs direkt för förvätskning medan den i Härnösand har kompletterat den befintliga biogasanläggningen med förvätskning i efterhand. De utvalda casen är:

- Härnösand Energi och Miljö AB (HEMAB), Härnösand, Sverige 18 GWh. Tillkommande förvätskning av biogas i en liten biogasanläggning.
- Biogasbolaget i Jämtland Härjedalen AB, Östersund, Sverige 36 GWh. Nybyggnation av medelstor biogasanläggning med uppgradering och förvätskning.

- Domsjöområdet, Örnsköldsvik, Sverige 100 GWh. Tillkommande uppgradering och förvätskning i stor biogasanläggning.
- GASUM, Götene, Sverige 133 GWh. Nybyggnation av stor biogasanläggning med förvätskning.
- Svensk Biogas, Linköping, Sverige 150-300 GWh. Tillkommande produktion med förvätskning av både biogas och koldioxid.

Tabell 7 visar biogasanläggningar med förvätskning till LBG per storlek och land som nyligen har byggts eller är på gång att byggas inom parentes.

Tabell 7. Antal LBG-anläggningar inom tre olika storleksspann som nyligen byggts eller är på gång att byggas inom parentes.

Storlek, GWh/år	Sverige	Finland	Norge
0–20	2 (1)	0	0
20–50	2 (2)	0	0
50–100	2 (5)	1	4
100+	4 (9)	(2)	1 (2)

7.2 Case 1: HEMAB, Härnösand

Biogasanläggningen i Äland utanför Härnösand öppnade 2017 och var då en 370 m^3 liggande torrötningsreaktor som är dimensionerad för produktion av 100 Nm^3/h biogas. Biogasen uppgraderades till komprimerad fordonsgas med membranteknik. Fordonsgasen har sålts vid egna drivmedelsstationer för komprimerad fordonsgas (CBG) i Härnösand och distribuerats med gasflak till tankstation i Sundsvall.

Efter utredning och ett styrelsebeslut om att ta ansvar för mer av det regionalt producerade matavfallet beslutades att bygga ut anläggningen. Biogasanläggningen byggdes ut med en ny större våtrötningsreaktor på 3000 m^3 som driftsattes 2023. HEMAB fick 23 miljoner i investeringsstöd för utbyggnaden, vilket motsvarar hälften av investeringen. Den nya rötkammaren är dimensionerad för mer än 300 Nm^3/h biogas och den totala maxproduktionen från båda rötkammarna mer än tredubblades.[102]

Substratet för rötningsprocessen är källsorterat matavfall från Härnösand och fem närliggande kommuner, i huvudsak från Sundsvall och Örnsköldsvik. Totalt rötades 6 100 ton matavfall under 2023, med en TS-halt på 30%. Rötresten är certifierad som biogödsel enligt SPCR 120 sedan flera år.

Anläggningen har tillstånd för att behandla 20 000 ton substrat/år. Målbilden är att komma upp till 13–15 000 ton per år. Målbilden för i 2025 är ca 10 000 ton. 2024 behandlades ca 7 500 ton.

7.2.1 Förvätskningsanläggningen

Under byggtiden förändrades förutsättningarna pga. coronapandemin, invasionen av Ukraina och följande energikris som påverkade både kostnad för utbyggnaden och efterfrågan av CBG. Ett investeringsbeslut togs då för investering i en förvätskningsanläggning. Investeringen sker på affärsmässiga skäl och för att kunna säkra avsättning av biogasen. Investeringen i

[102] Jacobsson, J. och Persson, R., Hemab. Personlig kontakt, 2025-02-28.

förvätskningsanläggningen var budgeterad till 45 miljoner, inklusive markarbeten mm totalt 50 miljoner. En investering som HEMAB har tagit beslut om utan investeringsstöd.

Under 2024 byggdes förvätskningsanläggning som planerades att driftsättas i november 2024. Uppstarten försenades något pga. leveranstid på vissa komponenter. Driftsättning startar i mars 2025. Anläggningen har miljötillstånd för förvätskning av upp till 18 GWh biogas per år. Detta motsvarar årligen ungefär 2 800 000 Nm^3 biogas (60%) (320 Nm^3/h, 24/7) och motsvarande 13 000 ton förvätskad biometan, LBG. Förvätskningsanläggningen har 15 GWh max teknisk kapacitet. Anläggningen är tänkt att producera 12 GWh under 2025, varav 9 GWh LBG och 3 GWh CBG.

I dagsläget har HEMAB lokal och regional avsättning för den komprimerade gasen, för att undvika långa transporter. Planen är att sälja LBG framför allt som drivmedel för tung trafik. När anläggningen är i full drift är det tänkt att den producerar 3 GWh komprimerad biogas som används som fordonsgas i lokala bussar och egna fordon. Resterande 15 GWh förvätskas och säljs som LBG framför allt till transportsektorn. HEMAB för diskussioner med flera olika köpare men har ännu inte avtal klara för försäljning av LBG. Distribution av LBG innebär hämtning av gas cirka en gång i veckan hämtning. En hämtning motsvarar en lastbil m släp som rymmer 24 ton LBG.

Förvätskningsanläggningen har en bufferttank på 60 m^3. Logistiken kring distributionen är en utmaning. Logistiken måste funka, så att bufferttanken inte blir full. Tanken kan lagerhålla gas motsvarande ungefär 1 lastbil ett tag.

Vid problem med distribution kan man koka av gas från bufferttanken och ta det till CBG eller att skicka det till fjärrvärme och i värsta fall fackling.

Fjärrvärmeanläggningen efterfrågar sällan biogas vid spetslast. Biogasanläggningen är bunden av avtal om volymer som måste levereras först, innan man kan bruka gasen för andra användningsområden. Gaspannan i fjärrvärmeanläggningen är för liten för att ta hela spetsbehovet, så det är inte en framkomlig väg att ta bort all fossil last från spetsbehovet.

7.2.2 Val av teknik

Som förvätskningsteknik har HEMAB valt Stirlingcykeln med Stirling/Hyzytec som teknikleverantör.

Uppgradering sker med membranteknik och kolfilter som förbehandling och sen torka gasen. En uppgraderingsteknik som har visat sig vara robust och har fungerat bra på CBG-anläggningen. Det var därför ett enkelt val att välja det som uppgradering även till LBG-anläggningen. Uppgraderingen är energieffektiv och membranen har lång livslängd om man har bra förbehandling. Avsvavling sker med kolfilter som är relativt dyra. Behöver bytas ut med viss frekvens så att de fungerar bra. Bra underhåll och koll på kolfilter är A och O. Anläggningen har dubbla filter och gasen analyseras löpande för att se när filtren är mättade och behöver bytas ut.

Energiförbrukningen för membrantekniken är låg ca 0,2–0,25 kWh/Nm^3 uppgraderad gas. Kolfilter ska bytas med frekvens. Kostar ca 400 000 kr/år för de 1,5 miljoner Nm^3 rågas som uppgraderas. År 2024 producerades 313 ton fordonsgas. Uppgraderingsanläggningen har krävt väldigt lite underhåll, det har inte krävts en enda timme underhåll på membrantekniken.

Det fanns inte så många bra alternativ till Stirling tekniken för denna storlek på förvätskning. Anläggningen är lite för liten för andra tekniker. Den lämpligaste lösningen var Stirling och Hyzytec som kyler med helium indirekt.

Alternativtekniken för förvätskning med kylning med flytande kväve skulle vara dyrare, där man behöver köpa kväve som kylmedel. Tekniken var betydligt billigare investering, i storleksordningen

hälften så stor investering. Men på driften var det mycket dyrare. Det gick inte att räkna hem investeringen, det blev dyrare redan efter några års drift.

7.2.3 Vad görs med koldioxiden?

Idag släpps koldioxiden ut, men det är förberett för att den ska tas omhand. Vid projektering av förvätskningsanläggningen såg man till att det finns plats för CO_2-tank och markarbetet klart. HEMAB valde att göra en stegvis investering för att se till att få LBG-anläggningen på plats först. De valde därför att inte aktivera optionen om koldioxidomhändertagande och förvätskning direkt. Koldioxidanläggningen är en investering på cirka 15 miljoner.

Koldioxidhalten är redan nu kring 99,98% CO_2, vilket möjliggör applikation inom t.ex. vattenrening för pH-justering. Det har gjorts en marknadsundersökning om lokal och regional avsättning för koldioxid. Det finns några tänkbara intressenter i närområdet t.ex växthus.

7.2.4 Lönsamhet

Om man ser på anläggningen som helhet så är det tufft att få lönsamhet. Avskrivningstiden är lång och marknaden och logistiken för avsättning av gasen är en utmaning. Anläggningen har haft negativa siffror sedan start 2017, med full utbyggnad av produktion hoppas de nå nollresultat i år och vända mot positiva resultat de kommande åren.

Biogödselhanteringen är det som är kostnadsdrivande i anläggningen. Det produceras cirka 30 000 ton biogödsel med TS 4%. Det är långt att transportera gödsel med mycket vatten till lantbrukare som ska ta hand om det. I slutändan blir det så att anläggningen får betala för transporten till lantbruken som ska ta emot biogödslet.

7.3 Case 2: Biogas i Jämtland Härjedalen, Östersund

Biogas i Jämtland Härjedalen AB fick i november 2022 investeringsstöd beviljat med 143 miljoner kronor från Klimatklivet för att bygga en biogasanläggning med förvätskning vid Gräfsåsen i Östersund. Detta motsvarar 45% av totalbudgeten för anläggningen, vilket motsvarar en total investeringskostnad för anläggningen på 317 miljoner kronor. Vid investeringsbeslut i juni 2023 uppräknades totalbudget till 400 miljoner kronor.

Anläggningen kan ta emot 60 000 ton substrat per år. Förutom matavfall från hushåll kommer mejeriavfall, nötgödsel med mera att behandlas. Förutom tillverkning av flytande biogas så kommer även biogödsel att tillverkas.[103]

Bygget inleddes under hösten 2023 och anläggningen planeras vara i drift våren 2025. Anläggningen började driftsättas under våren 2025 och invigdes i oktober 2025.[104]

Enligt plan kommer Biogas i Jämtland Härjedalen att producera cirka 36 GWh biogas per år och är främst avsedd för tunga transportfordon. Hela volymen kommer att säljas på marknaden. Redan under planeringsfasen tecknades en avsiktsförklaring med en större lastbilscentral som har önskemål om att köpa hela produktionen för att säkra biogas till sina tunga fordon. Ett samarbete med andra aktörer om uppbyggnad av flera tankstationer för flytande gas i regionen har också inletts.

---

[103] https://www.biogasjh.se/biogas/ Besökt 2025-10-13.
[104] https://www.mynewsdesk.com/bk-tech-group-ab/pressreleases/bktech-delivers-heating-system-to-new-biogas-plant-in-jaemtland-3408969 Besökt 2025-10-13.

7.4 Case 3: Domsjö, Örnsköldsvik

Biogasanläggningen vid Domsjö industriers massabruk har varit i drift många år och ägs sedan några år tillbaka av koncern Aditya Birla Group. Biogasanläggningen är en del av brukets vattenrening och producerar ca 80 GWh rågas per år som används för torkning av lignin som är ett av brukets produktströmmar.[105]

Aditya Birla har nu planer på att förvätska all sin biogas och på det sättet få ett fjärde produktben som till skillnad från cellulosamassa, lignin och etanol kommer att kunna säljas till stor del för användning lokalt och regionalt inom vägtransporter, industri och sjöfart.

En ansökan har skickats in om investeringsstöd från Klimatklivet tillsammans med en extern part som kommer att vara den som tar investeringen och bygger förvätskningsanläggningen. Under 2025 väntas besked från Klimatklivet och investeringsbeslut tas av Aditya Birla och samarbetsparten.

Investeringen i förvätskningsanläggningen blir en del av en större investering där torkningen av lignin framöver kommer att ske med hjälp av en ny biopanna som eldas med bark som är en reström från massabruket.

Uppgraderings- och förvätskningsanläggningen ska levereras av Wärtsilä och ha kapacitet att leverera 100 GWh per år. Anläggningen är tänkt att tas i drift 2027. Den flytande biogasen är tänkt att säljas till norrländsk industri och transporter.

För förvätskningsanläggningen kan det också bli aktuellt att förvätska biogasen som produceras i biogasanläggningen som renar processvattnet från Nouryon som ligger på samma område och producerar närmare 40 GWh rågas årligen.

7.5 Case 4: Götene, GASUM

GASUM har under senare år satsat stort på nya biogasanläggningar i både Finland och Sverige, samt utbyggnad av tankningsstationer för flytande biogas. Produktionsanläggningarna har fått investeringsstöd från Klimatklivet i Sverige, och i dagsläget är det sex större anläggningar som beviljats stöd: Nymölla, Götene, Öland, Borlänge, Hörby och Sjöbo. De flesta av dessa kommer att ha en årsproduktion på 133 GWh flytande biogas.

Till anläggningarna i Götene och Borlänge är det Wärtsilä som levererar förvätskningsanläggningen.

Anläggningen i Götene blev klar under hösten 2024 och driftstartas under början av 2025. Substratet för anläggningen är i huvudsak gödsel. Anläggningen kommer ta emot cirka 350 000 ton gödsel årligen från ett hundratal lantbrukare i närområdet. Totalt kommer anläggningen att bearbeta cirka 400 000 ton råmaterial årligen, varav övrigt organiskt material kan bestå av rester från spannmåls- och livsmedelsindustrin. Anläggningen förväntas producera cirka 350 000 ton biogödsel per år.[106]

7.6 Case 5: Linköping, Svensk Biogas

Svensk Biogas har haft i gång en biogasanläggning vid Tekniska Verken i Linköping sedan 1990-talet. År 2019 kompletterades anläggningen med det som då var den största förvätskningsanläggningen i Sverige som nu levererar ca 150 GWh. Förvätskningsanläggningen byggdes av Wärtsilä. Största delen av detta är flytande biogas, men de levererar också komprimerad biogas till stadsbussar och andra

[105] Sustainability Report Fiscal Year 2024, Domsjö Fabriker. https://www.domsjo.adityabirla.com/wp-content/uploads/2024/11/Domsjo-Fabriker-Sustainability-Report-FY24.pdf?utm_source=chatgpt.com
[106] Andersson, Fräs A. Personlig kontakt 2024-12-30.

fordon vid 12 tankställen för CBG. Svensk Biogas driver också tre tankställen för LBG. Nu pågår en satsning på att öka den tekniska kapaciteten för förvätskning och i oktober 2025 invigdes den nya biogasanläggningen där produktionen av flytande biogas är 200 GWh per år.[107]

Till den utökade produktionen av flytande biogas så har de också tagit beslut att fånga in och förvätska de 17 000 ton koldioxid som tidigare släppts ut från uppgraderingsprocessen. Investeringsbeslut var klart under 2024 och Bright Renewables är den teknikleverantör bygger anläggningen. Den förvätskade koldioxiden är planerad att certifieras för livsmedelsanvändning enligt ISBT och ISO 22000 för kvalitet på färdig produkt. Den certifierade förvätskade "gröna koldioxiden" kan komma att säljas främst till livsmedels- och annan industri. Det finns också utrymme för in-situ metanisering och eventuellt en mindre mängd till CCS. Investeringen kostar 54 miljoner kronor varav 22 miljoner kronor kommer från Klimatklivet.[108]

Svensk Biogas har valt att låta klimatnyttan från koldioxidinfångning fortsatt räknas som klimatnytta för biogasen, för att ytterligare förbättra dess klimatnytta i stället för att låta det följa med koldioxiden som produkt. På så sätt ökas växthusgasreduktionen från höga 95%, till långt över 100% med hjälp av koldioxidinfångning och att den koldioxiden återanvänds.

Förutom biogas i komprimerad och förvätskad form samt förvätskad koldioxid producerar anläggningen också biogödsel som är certifierat enligt SPCR 120 och Krav.

7.7 Planerade LBG-anläggningar

Det är relativt många LBG-anläggningar som är i planerings- och byggnadsstadiet. Tabell 8 visar de planerade förvätskningsanläggningarna i Sverige, Finland och Norge.[109],[110], [111] I de mellersta och norra delarna av länderna är det 2 anläggningar i Sverige, 2 i Norge och 2 i Finland som planeras.

Tabell 8. Planerade förvätskningsanläggningarna år 2025 i Sverige, Finland och Norge.

På gång	Produktion GWh/år	Land
Kiuruvesi, Suomen lantakaasu	125	Finland
Nurmo, Suomen lantakaasu	100	Finland
Skogn II, Trondheim, Biokraft St1	125	Norge
Trondheim, Gasum		Norge
Östersund, Jämtland biogas	36	Sverige
Domsjö	100	Sverige
Göteborg hamn, Nordion/St1	250	Sverige
Borlänge, Gasum	133	Sverige
Sjöbo, Gasum	133	Sverige
Hörby, Gasum	133	Sverige

[107] Pressmeddelande 2025-10-14. https://via.tt.se/pressmeddelande/4099333/sveriges-storsta-biogasanlaggning-och-forsta-ccu-anlaggning-fran-biogasproduktion-ar-invigd?publisherId=2746664&lang=sv
[108] https://www.dagensinnovation.se/tekniska-verken-forst-i-sverige-med-livsmedelsklassad-koldioxid-fran-biogas/
[109] Klackenberg, L., Personlig kontakt 2025-03-28.
[110] Beviljade ansökningar till Klimatklivet 2025-06-30. https://www.naturvardsverket.se/49fb0e/globalassets/amnen/klimatomstallning/klimatklivet/dokument/beviljade-ansokningar-klimatklivet-20250630.xlsx
[111] Suomen Lantakaasu (2025) Hankkeemme. https://www.suomenlantakaasu.fi/hankkeemme/

Eskilstuna, Eskilstuna biogas	70	Sverige
Kalmar, Ogestad Biogas	70	Sverige
Vara, Biogas Västra Skaraborg	90	Sverige
Alböke, FALK biogas	100	Sverige
Örkelljunga, St1 Biokraft Skånes Fagerhult	130	Sverige
Perstorp; Biokraft ST1	130	Sverige
Henriksdal, Biokraft ST1		Sverige
Kalmar, Gasum	250	Sverige
Kristianstad, Redo Biosolutions	130	Sverige
Långhult, Långhult biogas	>5	Sverige
Säffle, Säffle Åmål biogas	40	Sverige
Mellerud, Redo Biosolutions AB		Sverige
Västerlösa, St1 Biokraft	230	Sverige

8 MARKNADSUTSIKTER LBG-MARKNADEN

Biogas anses spela en viktig roll inom EU i den gröna omställningen och EU:s mål är att öka biogasproduktionen till 350 TWh år 2030, jämfört med produktionen år 2020 som var 180 TWh.[112] Den huvudsakliga marknaden för den tillkommande produktionen av uppgraderad biogas är att ersätta naturgas genom att öka andelen biogas i gasnätet. I Sverige beräknas den totala efterfrågan på biogas uppgå till omkring 20 TWh redan 2030. Omkring 10 TWh bedöms användas i industrin, varav 6 TWh som råvara och insatsvara i kemi och stålindustri. Dagens biogasproduktion på drygt 2 TWh, med ungefär lika stor biogasimport, motsvarar bara en liten del av behovet 2030.[113]

Inom detta projekt gjorde studenter från Umeå Universitet utredningen ”Finansiell risk vid övergång från lokal marknad av biogas till global marknad av flytande biogas” hösten 2024. Rapportens syfte var att analysera finansiella risker och möjligheter i omställningen från komprimerad biogas (CBG) till flytande biogas (LBG). Fokus låg på skillnaderna mellan en lokal prissatt marknad (CBG) och en global marknad (LBG), samt hur detta påverkar prissättning, konkurrens och marknadsaccess. Ett stabilare pris uppnås genom kontroll över hela värdekedjan. Explosionerna av Nord Stream år 2022, ledde till stigande LNG-priser, vilket även påverkade priset för LBG. I Sverige ledde borttagandet av skattebefrielse till kraftiga prisökningar för biogas år 2023. Efter det har skattebefrielsen återinförts år 2024. Reduktionsplikten för diesel sänktes i Sverige år 2024 från 30,5 % till 6 %, vilket minskade biogasens konkurrenskraft. I Finland sänktes reduktionsplikten år 2022 från 19,5 % till 12 % för att sänka dieselpriset som stigit till följd av Rysslands invasion av Ukraina. Andra iakttagelser som gjordes i rapporten var att CBG är mer skyddat från globala prisrörelser, men har begränsad marknad. LBG ger större marknad, men är mer exponerat mot faktorer som LNG-pris och TTF-index. Det finns även en risk om globala priser sjunker under svensk produktionskostnad så riskerar inhemska aktörer att slås ut. Den marina sektorn är en framtida potentiell storkund för LBG, där LNG hittills har dominerat p.g.a. lägre pris och större tillgång. Skattebefrielse och hög reduktionsplikt krävs för att LBG ska bli ett attraktivt alternativ till diesel inom tunga transporter. Att stanna kvar med CBG innebär stabilitet, men med risker att bli utkonkurrerad av el eller vätgas. Även timingen för övergång till LBG nämns, en tidig övergång leder till högre risk medan en för sen övergång leder till marknadsförlust.[114]

8.1 Tung trafik

Idag, 2025 finns det 34 tankstationer för LBG i Sverige. En aktuell karta över tankstationer finns på Energigas Sveriges hemsida.[115] I norra Sverige finns tankstationer i Sundsvall, Östersund, Umeå och Luleå. I Finland finns tankstationerna på Gasums hemsida, där även tankstationer i Sverige och Norge finns.[116] Det finns tankstationer i Rovaniemi, Kemi, Uleåborg, Jakobstad och Seinäjoki inom Interreg Auroras område. Den nordligaste tankstationen för LBG i Norge ligger i Trondheim.

För att öka andelen tung trafik som drivs av LBG krävs att utbyggnaden av tankinfrastrukturen fortsätter över hela länderna. För att öka andelen biogas bland åkerierna är skattebefrielsen viktig i Sverige. Det är också viktigt att fordonstillverkarna pratar om biogas som ett alternativ bland el och vätgas eftersom alla alternativ behövs i omställningen från en fossil till biobaserad fordonsflotta.

---

[112] Energigas Sverige (2022) Förnybar gas får nyckelroll i EU:s energiplan. https://www.energigas.se/publikationer/tidningen-energigas/fornybar-gas-far-nyckelroll-i-eus-energiplan/
[113] Industrins Biogaskommission. Mer biogas till industrin! Åtgärdspaket för industrins materialomställning och konkurrenskraft (2025).
[114] Finansiell risk vid övergång från lokal marknad av biogas till global marknad av flytande biogas. 2024. Projektkurs för ingenjörer. Umeå universitet. https://assets.v3.snowfirehub.com/files/121860/66_studentarbete-host-2024-finansiell-risk-flytande-biogas.pdf
[115] Energigas Sverige (2025) Tanka LNG/LBG. https://www.energigas.se/fakta-om-gas/fordonsgas-och-gasbilar/tanka-lnglbg/
[116] Gasum (2025) Tanksatationer. https://www.gasum.com/sv/gas-for-transport/vagtransport/tankstationer/?stationTypes=LNG

LBG skulle kunna vara ett mycket konkurrenskraftigt drivmedel för långväga transporter om det finns bidrag till transportföretag vid köp, eftersom de är 10-15 % dyrare än vanliga dieselfordon. Gaslastbilar borde ha samma stödsystem som elbilar. För att maximera långdistansmarknaden, där LBG är det bästa alternativet, siktar Sverige på 8 000 tunga lastbilar av de 80 000 lastbilar som finns idag. I genomsnitt använder varje tung lastbil cirka 610 MWh LBG per år.

För marknadssegmentet tung trafik har styrkor, svagheter, möjligheter och hot sammanställts i en s.k. SWOT-analys.

STYRKOR (+)	**SVAGHETER (–)**
Etablerad teknologi, infrastruktur och fordon, vilket möjliggör en smidig övergång. Möjlighet att lagra större volymer och transportera längre distanser jämfört med CBG. Räckvidden för LBG-fordon är jämförbar med dieselfordon (1000 km). Möjlighet för biogas producenten att förutspå marknadsvolymer minst 6-7 år framåt då lastbilarna används.	LBG är dyrare att producera och kräver större gasvolymer jämfört med CBG. Behövs redundans av tankningsstationer i regioner för att skapa tillförlitlighet. Tankningsstationer behöver byggas för två olika typer av fordon med två olika lösningar av munstycken. Brist på utbildning och kunskap hos åkerier kring biogasdrift (ex. service, körmönster, bränslekvalitet). Oklara nationella riktlinjer gällande tillstånd för att bygga LBG-tankstationer. Utvärdering skiljer sig mellan kommuner.
MÖJLIGHETER (+)	**HOT (–)**
LBG kan konkurrera prismässigt och är ett pålitligt förnybart bränsle för tung trafik. Konkurrerar inte med andra förnybara bränslen för omställning inom transportsektorn. Ökar nationella resiliensen för transportsystemet i krissituationer, samt kan integreras i EU TEN-T network. Skapar en möjlighet att koppla bort från fossila bränslens marknadspriser.	LBG-fordon är dyrare jämfört med konventionella fordon och stöd för LBG-fordon varierar nationellt. Risk för "teknikskifte" där el- eller vätgas prioriteras i politiken, vilket tränger undan investeringar i LBG. Nationell politisk osäkerhet kan leda till förändringar i subventioner och marknadsmöjligheter. Tillgång till och tillstånd för tillgängliga platser som är bra knutpunkter för tankningsstationer kan bli begränsade. Framtida tillgång på LBG-fordon efter 2035 är osäker på grund av regelverk och ramar för CO2-emissioner.

8.2 Industrin

Industrins intresse för biogas har ökat de senaste åren. I Sverige har industrins biogaskommission uppskattat att efterfrågan på biogas kommer att vara 20 TWh år 2030, varav industrins behov står för 10 TWh. Historiskt sett har produktionen inte ökat med mer än ca 0,5 TWh de senaste 10 åren. Med dagens förväntade produktionsökning kommer produktionen att fördubblas från dagens 2,3 TWh till ca 4 TWh år 2028 vilket i sig är en stor ökning, men dock alldeles för långsam jämfört med behovet.[117] Dock, så är incitamenten för industrin ofta svaga för att ställa om till förnybart. Sämst ekonomiska förutsättningar har kemiindustrier som behöver ersätta tex naturgas som idag används som bas vid tillverkningar av olika kemiprodukter. Det riskerar att försämra stora företags

[117] Industrins Biogaskommission. Mer biogas till industrin! Åtgärdspaket för industrins materialomställning och konkurrenskraft, 2025

konkurrenskraft ur ett globalt perspektiv. För att lösa detta föreslår industrins biogaskommission ett riktat omställningsstöd som ska fungera som en överbryggningslösning för att bidra till att svensk industri får tillgång till den fossilfria råvaran (biogasen) till ett konkurrenskraftigt pris.[118]

STYRKOR (+)	**SVAGHETER (–)**
Grön CO_2 tillgänglig för metanisering för att öka metan-output från befintliga biogasanläggningar. Den gröna CO_2:n kan användas på olika sätt; tex. flytande grön CO_2, metanol eller myrsyra. Industrins efterfrågan på biogas ökar. Kan fungera som ett ett "drop-in" bränsle i befintlig industriell processinfrastruktur.	Krävs ofta stora mängder LBG för en industri, vilket kan försvåra upprättande av avtal mellan producent och industri. Om industrin inte är kopplad till gasnätet krävs LBG som höjer prisbilden. Svaga incitament för en del industrier att ställa om till förnybara alternativ, samt brist på långsiktiga prisgarantier och osäker certifikatmarknad.
MÖJLIGHETER (+)	**HOT (–)**
Existerande infrastruktur för metan kan användas för att nå ut till industrin. Marknadsfärdig teknologi med produktionsanläggningar i drift. Enkelt för en industri att ställa om till förnybart istället för att använda naturgas samtidigt som behovet av CO2-certifikat minskar. Koppling till ökad försörjningstrygghet – mindre beroende av importerad fossil energi.	Begränsade kvantiteter gör det till en liten spelare på marknaden. Svårt för LBG att konkurrera med marknadspriset för LNG eller med el baserade lösningar. Oklart regelverk och svårt att förutspå utvecklingen kring systemet för handel med gröna certifikat. Internationell konkurrens från länder med starkare subventioner kan leda till att investeringar uteblir, vilket delvis syns genom att Sverige föredras framom Finland.

8.3 Sjöfart

En skillnad mellan tung trafik och sjöfart är att det ofta krävs mycket större volymer inom sjöfarten. En produkttanker förbrukar ca 30 GWh per år och ett rorofartyg över 100 GWh per år. Sedan tillkommer bunkring, där en typisk bunkring av ett produkttankfartyg kan ligga på motsvarande 2–2,6 GWh LNG/LBG och ett rorofartyg kan som exempel i stället bunkra ca 6,5 GWh LNG/LBG varannan vecka. Det är stora volymer som ska handlas upp som och som ofta inte täcks av en enskild biogasanläggning. Därför skulle en gemensam marknadsplats underlätta för både köpare och säljare. Traditionellt är det också så som bunkerolja handlas upp så det är ett etablerat sätt för aktörer. [119] Resultatet bör bli en bättre långsiktig prognos och bättre förutsättningar för ökad produktion. Det borde också möjliggöra att skapa lokala/regionala avtal för drop-in av LBG till bränslefartyg.

LBG är mycket konkurrenskraftigt prismässigt jämfört med andra gröna bränslen, vilket indikerar att efterfrågan bara kommer att öka under de kommande åren.

[118] Industrins Biogaskommission. Mer biogas till industrin! Åtgärdspaket för industrins materialomställning och konkurrenskraft, 2025.
[119] Lighthouse (2024) Förnybar flytande biogas (LBG) till sjöfart i praktiken. http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:1843417/FULLTEXT01.pdf

I och med att sjöfarten inkluderas i handel med utsläppsrätter är det viktigt att visa rederier hur LBG i LNG-fartyg gradvis kommer att bidra till hållbara lösningar för EU-ETS och EUFM. Det är också viktigt att rederierna blir mer konkreta kring deras behov av LBG.

STYRKOR (+)	**SVAGHETER (–)**
Etablerad teknologi både för infrastruktur och motorer inom sjöfart. Kan användas som inblandning i LNG-fartyg, samt kan även kombineras med andra alternativa bränslen (multi-fuel). Möjlighet att förutse marknadsvolymer årtionden i förväg och göra långa avtal mellan producenter, distributörer och användare på regional, nationell och internationell nivå.	Begränsade bunkringsmöjligheter för LBG. Låga produktionsvolymer av LBG och därför ej så intressant för sjöfartsrederier. Användningen av LBG inom Östersjön är beroende av passagerarfartyg, vilket begränsar marknaden. Finns ingen gemensam marknadsplats för LBG som produceras av många mindre aktörer. Bristande harmonisering i regler mellan länder kring användning av LBG i sjöfart
MÖJLIGHETER (+)	**HOT (–)**
LBG är prismässigt konkurrenskraftigt och pålitligt grönt bränsle för fartyg som inte tävlar med andra förnybara bränslen i den gröna omställningen av den maritima sektorn. Ökar den nationella resiliensen för sjötransporter i krissituationer. Maritima sektorn är en del av ETS. Efterfrågan på utsläppsrätter på grund av ETS kommer att öka marknadsvärdet för LBG. Starka positioner i nordiska länder kan bli modell för andra EU-hamnar.	Tidsramen för EU-direktiv att ställa om till förnybara bränslen inom sjöfarten kan leda till svårigheter för rederier att förnya fartygsflottan. Det bästa prissatta marknadsalternativet kan leda till att endast ett bränsle blir intressant vilket kan utesluta LBG som fartygsbränsle, så kallat ”first mover”-nackdelar. Slutanvändare (passagerare och transportföretag) är inte beredda på att betala dyrare biljetter till följd av LBG-bränsle.

8.4 Prissättning

8.4.1 Prissättning av LBG

Priset för LBG utgörs oftast av TTF-priset + premie eller leveranspremie. TTF står för Title Transfer Facility, och är ett virtuellt pris för naturgas i Nederländerna, vilket oftast används i Europa för affärer med naturgas, LNG och LBG, se Figur 18 för hur TTF varierat över de senaste åren.



Figur 18. Variationer för TTF (Title Transfer Facility) från 2021 till 2025 som €/MWh.[120]

Premien som är fastslagen i kontrakt vid uppköp av LBG utgörs av kostnader och marginaler som speglar hela värdekedjan från produktion till leverans hos kunden. Komponenter i premien består av följande:

- Produktionskostnad och eventuell förvätskning
- Transportkostnader inklusive sjöfartstransport från produktionsställe via eventuell terminal och vidare till kunden.
- Kostnad för förångning eller förvätskning beroende på om gasen transporterats i gasledning eller med tankerfartyg till slutkund eller eventuellt mellan terminal för lagring.
- Terminalavgifter för användning av mottagnings- och lagringsanläggningar.
- Kapital & infrastrukturkostnader för anläggningar, terminaler, kylsystem och så vidare.
- Riskmarginaler för täckning för volatilitetsrisker, valutaväxling med mera.
- Vinstmarginal för återförsäljaren.

Utöver dessa tillkommer för LBG kostnader för införskaffning av gröna certifikat, GoO (Guarantees of Origin). Då det gäller de gröna certifikaten fungerar de även andra vägen för kunden och kan ge extra inkomst via handel med förnybar energi enligt RED, distributionsskyldighet eller dylikt system.

8.4.2 EU ETS påverkar också priset

EU:s handel med utsläppsrätter (EU ETS) är ett system för att minska utsläppen av växthusgaser. EU bestämmer en gräns för hur mycket växthusgaser som får släppas ut totalt; ett utsläppstak. Företag får eller köper utsläppsrätter, varje rättighet ger tillstånd att släppa ut ett ton koldioxid. Om företaget släpper ut mindre än sina tilldelade rätter, så kan det sälja överblivna utsläppsrätter till andra företag som behöver. Mängden utsläppsrätter minskar varje år, vilket leder till att företagen måste minska sina utsläpp genom att investera i renare teknik.[121] I och med att fler sektorer så som sjöfarten från 2025 har införts i EU ETS så förväntas efterfrågan på alternativa drivmedel att öka.

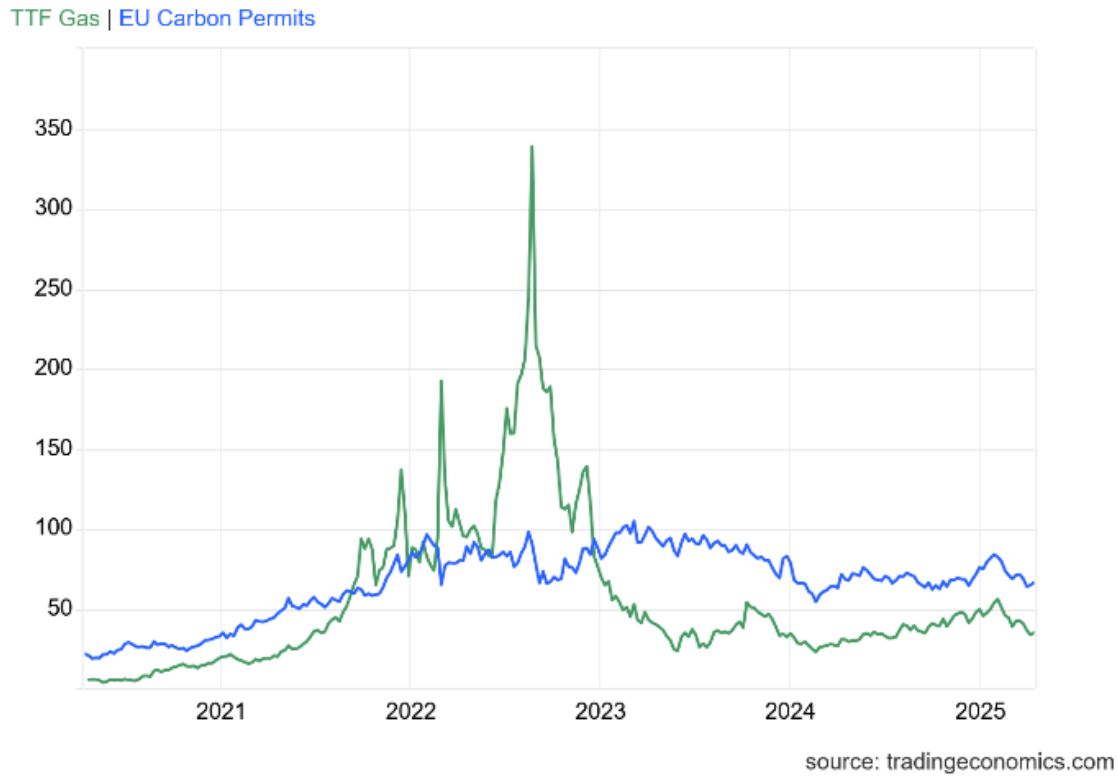
[120] Trading Economics (2025) EU Natural Gas TTF. https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas
[121] Naturvårdsverket (2025) Vad är utsläppshandel? https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/utslappshandel/utslappshandel-for-allmanheten/vad-ar-utslappshandel/

Förutom prissättning enligt premien ovan så påverkas priset också av ETS (EU:s handelssystem för utsläppsrätter). Förändringar i priserna för naturgas och utsläppsrätter påverkar ofta det andra. Exempelvis, höga naturgaspriser kan leda till ökad kolanvändning, vilket i sin tur höjer efterfrågan och priset på utsläppsrätter. Omvänt kan höga priser på utsläppsrätter göra naturgas mer konkurrenskraftig jämfört med kol, vilket kan öka efterfrågan på gas och därmed påverka dess pris, se Figur 19.[122]



Figur 19. Illustration över prispåverkan mellan naturgas, kol och utsläppsrätter, vilket i sin tur påverkar TTF-priset och därmed priset på LBG. Cykeln kan även ses på det viset att ett lågt gaspris leder till minskad kolanvändning, minskad efterfrågan på utsläppsrätter och lägre pris, vilket minskar gasens konkurrenskraft jämfört med kol som i sin tur leder till mindre efterfrågan på gas som i sin tur påverkar priset.

[122] Energimyndigheten (2021) Årskrönika. https://www.energimyndigheten.se/globalassets/om-oss/lagesrapporter/arskronika-energimarknader-2021.pdf



Figur 20. Jämförelse av TTF Gas och EU-utsläppsrätt. Den gröna är TTF för gas i €/MWh och den blåa ör EU Carbon Permits i enheten €/ton CO2.[123] [124]

Prisutvecklingen för biogas och andra förnybara bränslen i Europa påverkas av flera faktorer, inklusive produktionskostnader, efterfrågan, politiska incitament och konkurrens från fossila bränslen.[125] Priserna på biogas och naturgas är även sammanlänkade genom att då naturgaspriserna stiger kan efterfrågan på biogas öka, vilket driver upp biogaspriserna. Omvänt kan sjunkande naturgaspriser göra det svårare för biogas att konkurrera och efterfrågan minskar vilket driver priserna nedåt.[126] Naturgaspriset har enligt TTF varit volatilt de senaste åren. Under 2022 var det genomsnittliga priset cirka 134 €/MWh, medan i november 2023 sjönk till cirka 42 €/MWh.[127] Det nederländska TTF-hubb priset har varierat mellan 3,37 och 345,00 EUR/MWh under åren 2010 till 2025, med toppar under energikriser och lägre priser under perioder med stabilare tillgång. Under de senaste åren har naturgaspriset varierat kraftigt främst till följd av Ukraina kriget, se Figur 20.

[123] Trading Economics (2025) EU Natural Gas TTF. https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas
[124] Trading Economics (2025) Carbon Permit. https://tradingeconomics.com/commodity/carbon
[125] Nordion Energi (2025) Gasbarometern. https://nordionenergi.se/var-verksamhet/gasnat/gasbarometern
[126] Dagens PS (2025) Smärtsamt för Europa – flerfaldig prisökning för naturgas. https://www.dagensps.se/bors-finans/ravaror/smartsamt-for-europa-naturgas-har-okat-160-procent/
[127] Energimyndigheten (2024) Övervakningsrapport avseende skattebefrielse för biogas som används som motorbränsle under 2023. https://www.energimyndigheten.se/495bea/globalassets/fornybart/hallbara-branslen/statsstodsrapportering/overvakningsrapport-avseende-skattebefrielse-for-biogas-som-anvands-som-motorbransle-under-2023.pdf

8.4.3 Övriga marknader som påverkar

Prisutvecklingen för naturgas och gödselmedel är sammanlänkade eftersom naturgas är en central råvara vid tillverkning av kvävegödsel. Andra sektorer och marknader som är kopplade till naturgaspriset är följande:

- ***Elmarknaden och elpriser*** eftersom naturgas ofta används för elproduktion. När gaspriserna stiger, så tenderar elpriserna att följa efter.
- ***Industriell kemi och petrokemisk industri*** eftersom naturgas är en viktig råvara vid produktion av ammoniak, metanol och andra kemiska produkter. När naturgaspriserna stiger, så stiger råvarukostnaden för dessa industrier.
- ***Transportsektorn*** vart eftersom LNG används i allt större utsträckning inom sjöfart och tunga transporter.
- ***Vätgasmarknaden*** där vätgasen oftast produceras med naturgas via ångreformering. Därmed blir vätgasen också dyrare om naturgaspriset stiger och konkurrenskraften mot grön vätgas påverkas.
- ***Livsmedelsindustrin*** som påverkas av jordbruksproduktiviteten som i sin tur påverkas av gödselpriset.
- ***Värmesektorn*** i Europa där naturgas är en vanlig energikälla för uppvärmning.
- ***Stål- och metallindustrin*** där naturgas används för värmeproduktion i stål- och smältverk.
- ***Plast- och polymerindustrin*** där naturgas används som råvara.

8.4.4 Incitament kan göra biogas konkurrenskraftigt

Prissättningen för biogas är därmed komplex och varierar beroende på produktionsmetoder, subventioner, efterfrågan och lokala marknadsförhållanden samt energipolitik. Det finns inte heller någon gemensam marknadsplats motsvarande TTF för naturgas. Generellt är biogasproduktion dyrare än naturgas, men med olika incentiv kan biogas göras konkurrenskraftigt. I Tabell 9 finns en förenklad uppdelning av faktorer som påverkar fossilt LNG jämte LBG.

Tabell 9. Faktorer som påverkar naturgas (LNG) och flytande biometan (LBG).

Faktor	LNG	LBG
EU ETS handel	Ja	Nej
TTF-prisindexering	Ja	Ja ofta
Incentiv	Nej	Ja (GoO, RED osv.)

Utöver de faktorer som påverkar priset för LNG och LBG tillkommer skatter samt subventioner enligt Tabell 10 nedan där TTF-indexet appliceras på det högre värmevärdet (HHV cirka 15 MWh) och skatterna på det lägre (LHV cirka 13,5 MWh). För de svenska siffrorna har en omräkningsfaktor från SEK till Euro på 11,3125 använts, enligt Skatteverket 2025. För biogas går det att få avdrag med hela energiskatten och koldioxidskatten om biogasen är förbrukad eller såld som motorbränsle. En förutsättning för avdrag är att bränslet omfattas av ett anläggnings- och hållbarhetsbesked.[128]

Tabell 10. De skatter och subventioner som påverkar priset för naturgas (LNG) och biometan (CBG).

	FINLAND[129]	SVERIGE

[128] Skatteverket (2025) Energiskatter. https://skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/punktskatter/energiskatter.4.18e1b10334ebe8bc8000843.html
[129] Skatt (2025) Skattetabeller för elström, naturgas, biogas, bränntorv och tallolja. https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/verot-ja-maksut/valmisteverotus/sahkovero/verotaulukot/

Typ av skatt	Naturgas	Biometan(T)	Naturgas[130]	Biogas/Biometan[131]
Energiinnehållsskatt, €/MWh	10,330	10,330	0 (fordonsbränsle) 8,1 (andra ändamål)	0
Koldioxidskatt, €/MWh	12,940	00,000	20,9	0
Försörjningsberedskapsavgift, €/MWh	0,084	0,0840	-	-
Moms, %	25,500	25,500	25	25
TOTALT, €/MWh	23,354	10,414	20,9/29,0	0

I Finland är stödmekanismerna för biogas i första hand riktade mot producenten och i andra hand distributören enligt Tabell 11.

Tabell 11. Olika stödmekanismer för biogas i Finland.

Typ av stöd Finland	Beskrivning
Investeringsstöd för förnybar energi, max 30%.[132]	Investeringar i förädling, kondensering, överföring, distribution eller användning av biogas kommer endast att stödjas om man samtidigt investerar i ny reaktorkapacitet
Näringsåterföringsstöd (ravinnekiertotuki)[133]	Stöd för återvinning av näringsämnen vid biogasanläggningar åren 2024–2026
Lag om främjande av användningen av förnybara drivmedel för transport. [134]	Distributionsskyldighet av förnybara bränslen som möjliggör handel med ”biotickets”
Infrastöd för byggnation av infrastruktur för alternativa bränslen. [135]	Medel för biogastankningsstationer är dock slut, men eventuellt förnyas denna stödåtgärd.
Forsknings-, utvecklings- och innovationsstöd.	Kan ansökas för lite olika inriktningar via Business Finland och olika EU-program.

I Sverige ser stödmekanismerna ut enligt Tabell 12, vilka riktas mot både producent och konsument.

Tabell 12. Olika stödmekanismer för biogas i Sverige.

Stödtyp Sverige	Beskrivning
Klimatklivet, investeringsstöd[136]	Investeringsstöd för nya och utbyggnad av produktionsanläggningar och tankningsstationer. Upp till 50% av kostnaden kan fås. Söks via Naturvårdsverket.
Premier[137] (Gödselgas 40 öre/kWh, uppgradering 30 öre/kWh, förvätskning 15 öre/kWh)	Stöd för biogas producerad från stallgödsel, för biogas som uppgraderas till biometan samt för förvätskning av biogas.

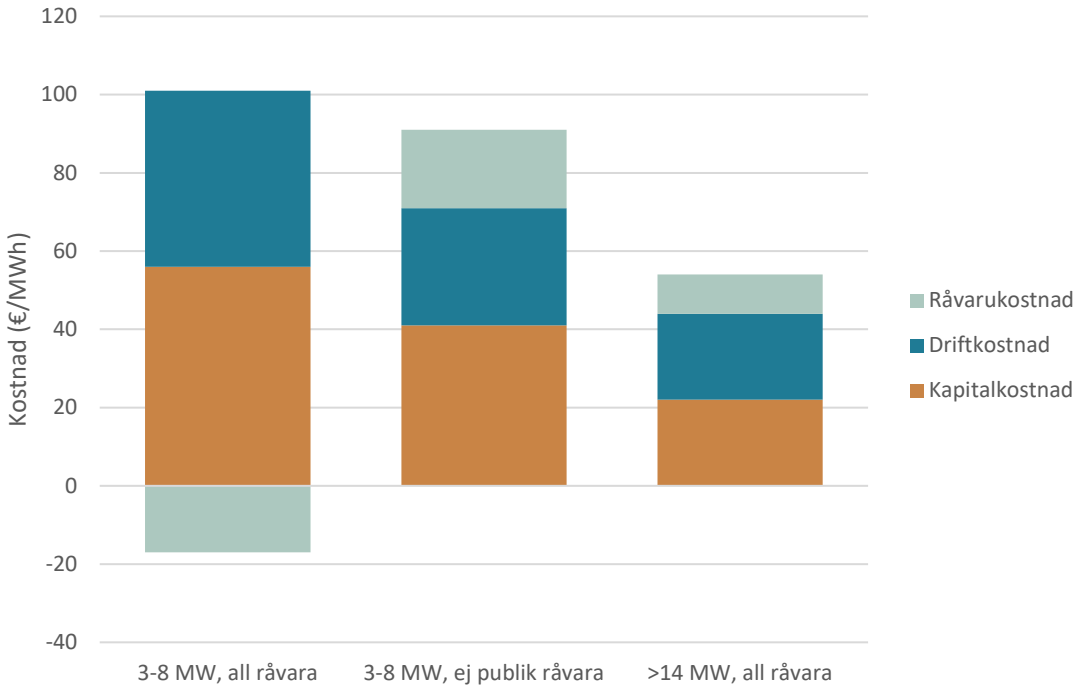
[130] Skatteverket (2025) Skatt på bränsle. https://www.skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/punktskatter/energiskatter/skattpabransle.4.15532c7b1442f256bae5e56.html
[131] Skatteverket (2025) Energiskatter. https://skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/punktskatter/energiskatter.4.18e1b10334ebe8bc8000843.html
[132] Business Finland (2025) Energistöd https://www.businessfinland.fi/suomalaisille-asiakkaille/palvelut/rahoitus/energiatuki
[133] Finlex (2024) Statsrådets förordning om stöd som beviljas biogasanläggningar för främjande av produktionen av återvunnen gödsel åren 2024–2026. https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/2024/81?language=swe
[134] Finlex (2007) Lag om främjande av användningen av förnybara drivmedel för transport. https://www.finlex.fi/sv/lagstiftning/2007/446
[135] Energimyndigheten (2024) Stöd för laddnings- och tankningsinfrastruktur kan sökas våren 2025. https://energiavirasto.fi/sv/-/stod-for-laddnings-och-tankningsinfrastruktur-kan-sokas-varen-2025
[136] Naturvårdsverket (2025) Klimatklivet. https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/klimatomstallningen/klimatklivet/
[137] Energimyndigheten (2025) Frågor och svar om biogasstödet. https://www.energimyndigheten.se/om-oss/stod-och-bidrag-att-soka-pa-energiomradet/stod-till-produktion-av-biogas/fragor-och-svar-om-biogasstodet/

Skattebefrielse[138]	Biogas som förbrukats vid uppvärmning samt biogas som förbrukats eller sålts som fordonsbränsle kan få skattebefrielse från både energiskatt och koldioxidskatt.
Reduktionsplikt[139]	Fossila drivmedel (bensin och diesel) måste minska sina utsläpp enligt reduktionspliktens procentsatser. Det kan göras genom att blanda in förnybara drivmedel eller köpa elkrediter från laddstationer.
Forsknings-, utvecklings- och innovationsstöd.	Kan ansökas för lite olika inriktningar via tex Vinnova och olika EU-program.

[138] Skatteverket (2025) Energiskatter. https://skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/punktskatter/energiskatter.4.18e1b10334ebe8bc8000843.html
[139] Energimyndigheten (2025) Reduktionsplikt. https://www.energimyndigheten.se/klimat/transporter/reduktionsplikt/

9 TEKNISK-EKONOMISK ANALYS

Enligt Biomethane Industrial Partnership's (BIP) utredning där 13 biogasanläggningar i Europa bidrog med sina produktionskostnader har kostnaden uppgetts till 54 – 91 €/MWh. Studien visar även att det finns tydliga skalfördelar för anläggningarna, se Figur 21.



Figur 21. En jämförelse av total produktionskostnad för biometanproduktion vid 13 europeiska biogasanläggningar utfört av BIP. [140] Stapeln i mitten med "ej publik råvara" innehåller inga avfallsfraktioner, vilket den första stapeln gör och därmed ger en negativ råvarukostnad.

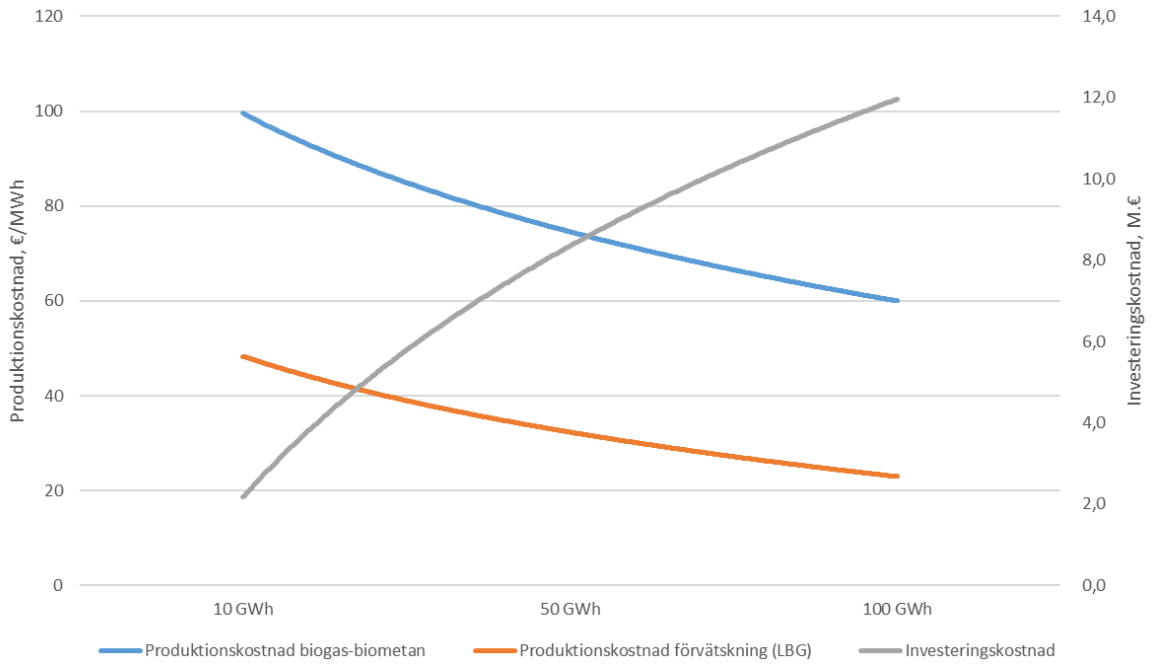
Produktionskostnaden uppges till 84 €/MWh i medeltal för anläggningar med en produktion på ungefär 540 Nm^3/h (9,5 TPD) och 54 €/MWh för anläggningar som producerar över 1200 Nm^3/h (21 TPD) biometan.[141] För Sveriges del har mediankostnaden uppskattats till cirka 80 €/MWh.[142] Även European Biogas Association, EBA, har uppskattat produktionskostnaden till 80 €/MWh.[143] Kostnaden tros sjunka mot 70 €/MWh till år 2050.[144] Enligt en studie genomfört av BioDriv Öst har kostnaden uppskattats till strax över 40 €/MWh från uppgradering, polering till förvätskning och lagring för en anläggningskapacitet om 6 TPD, 30 GWh per år. För en anläggning på 10 TPD, 50 GWh per år, har kostnaden uppskattats till strax över 30 €/MWh.[145] Produktionskostnaderna från övriga studier är i linje med kostnaderna som använts i denna analys. Tabell 13 visar investerings- och driftskostnad för de tre undersökta LBG-förvätskningsstorlekarna.

[140] BIP (2023) Task Force 4.2 reveals current biomethane production costs from real industry data. https://bip-europe.eu/2023/11/02/executive-summary-and-slidedeck-available-for-download-task-force-4-2-reveals-current-biomethane-production-costs-from-real-industry-data/
[141] BIP (2023) Insights into current cost of biomethane production from real industry data. https://bip-europe.eu/wp-content/uploads/2023/10/BIP_Task-Force-4.2_Biomethane-Costs_Full-Study_Oct2023.pdf
[142] Per Wennerberg (2015) Nulägesbeskrivning över den svenska handeln med biometan. https://www.innovatum.se/wp-content/uploads/2015/07/nulagesbeskrivning-av-svensk-handel-med-biometan-implement-2015-04-14.pdf
[143] EBA (2022) Statistical report 2022. https://www.europeanbiogas.eu/SR-2022/EBA/
[144] Engie (2021) Biomethane: potential and cost in 2050. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-07/ENGIE_20210618_Biogas_potential_and_costs_in_2050_report_1.pdf
[145] BioDriv Öst (2023) https://biodrivost.se/wp-content/uploads/2023/11/180502_Folder-LBG-English.pdf

Tabell 13. Ungefärliga kostnader för tre olika anläggningsstorlekar av förvätskningsteknik med cirka ± 25% felmarginal.

Anläggningsstorlek	**10**	**50**	**100**	**GWh/år**
LBG mängd	10 000	50 000	100 000	MWh/år
Kapacitet	2	10	20	ton/dygn
Investering teknik	2 000 000	6 000 000	10 000 000	€
Mark- och installationsarbeten, 10%	200 000	600 000	1 000 000	€
Planeringskostnader, 15%	300 000	900 000	1 500 000	€
Totalinvestering	2 500 000	7 500 000	12 500 000	€
Ränta, 3%	3	3	3	%
Avskrivningstid, 10 år	10	10	10	År
CAPEX	**293 076**	**879 229**	**1 465 381**	**€/år**
Service och reservdelar, 4%	80 000	240 000	400 000	€/år
Drift och personalkostnad, 6%	120 000	360 000	600 000	€/år
OPEX	**200 000**	**600 000**	**1 000 000**	**€/år**

Eftersom detta är en förstudie har kostnaderna en felmarginal på cirka +/- 30–50%, då många tekniska lösningar och förutsättningar fortfarande är oklara. Vid en ingenjörsplanering sjunker de mot +/-15–30% felmarginal för att vid konstruktion ligga kring 5–10%. Data för analysen är jämförd mot undersökta case så felmarginalen antas ligga kring 30%. Det som mer eller mindre är en regel är uppskalningsfördelen med sjunkande kostnader vid större anläggning, se Figur 22.



Figur 22. Uppskalningsfördel för produktionskostnad för biogas-biometan och förvätskning jämfört med investeringskostnaden av förvätskningsteknik.

Sverige använder sig av investeringsstöd på 30–50% och skattefrihet för LBG som fordonsbränsle. Finland använder sig av CO_2-certfikat kallat Biotickets som är sammankopplade till lagen om distributionsskyldighet.[146] Det finns dock möjlighet också i Finland att få investeringsstöd om ny

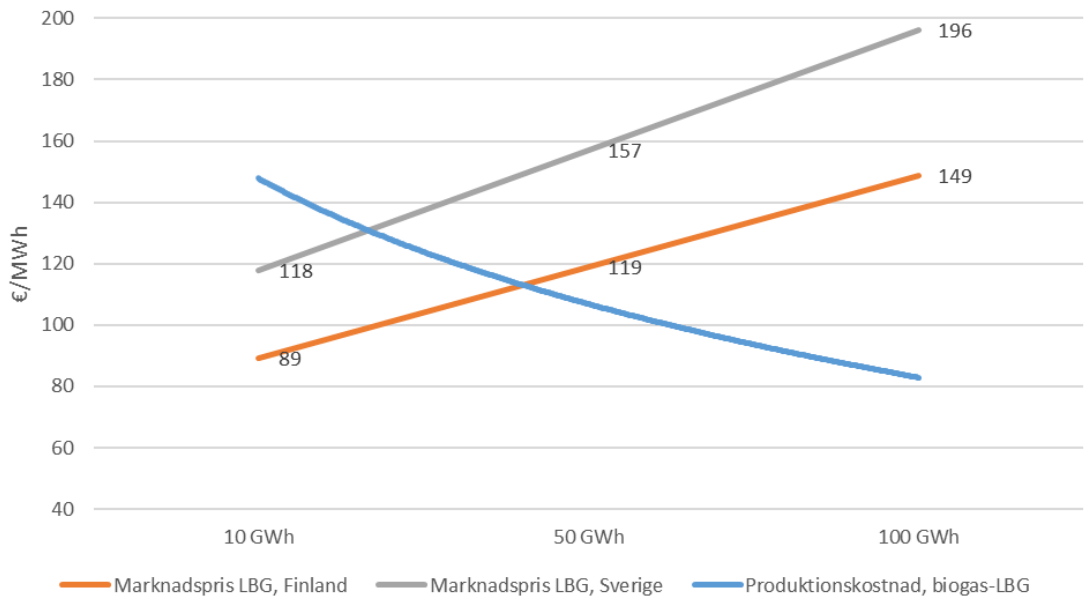
[146] Finlex (2007) Lag om främjande av användningen av förnybara drivmedel för transport. https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/2007/446?language=swe#chp_1__sec_1v20210603__heading

reaktorkapacitet byggs. Det initiala priset för en bioticket uppskattades till mellan 65 och 120 €/MWh.[147] Det verkliga handelsvärdet ligger för tillfället långt under den lägsta uppskattningen till följd av bland annat Covid-epidemin, Ukraina kriget, men också till följd av internationell import av biobränsle. Därmed har ett bioticketpris om 45 €/MWh antagits för analysen. Även marknadspriset på tankningsstationer för LBG skiljer sig mellan länderna, se Tabell 14 för priset hos en leverantör verksam i båda länderna.

Tabell 14. LBG-priset på tankningsstation hos en större återförsäljare sommaren 2025.

Pris vid tankstation	Finland	Sverige	Enhet
Pris, Fin med moms 25,5 & skatt 0,145	2,20		€/kg
Pris, Sve med moms 25%		30,19	SEK/kg
Pris, moms & skatt 0%	1,61	2,12	€/kg
LBG-pris, moms & skatt 0%	119,11	156,93	€/MWh

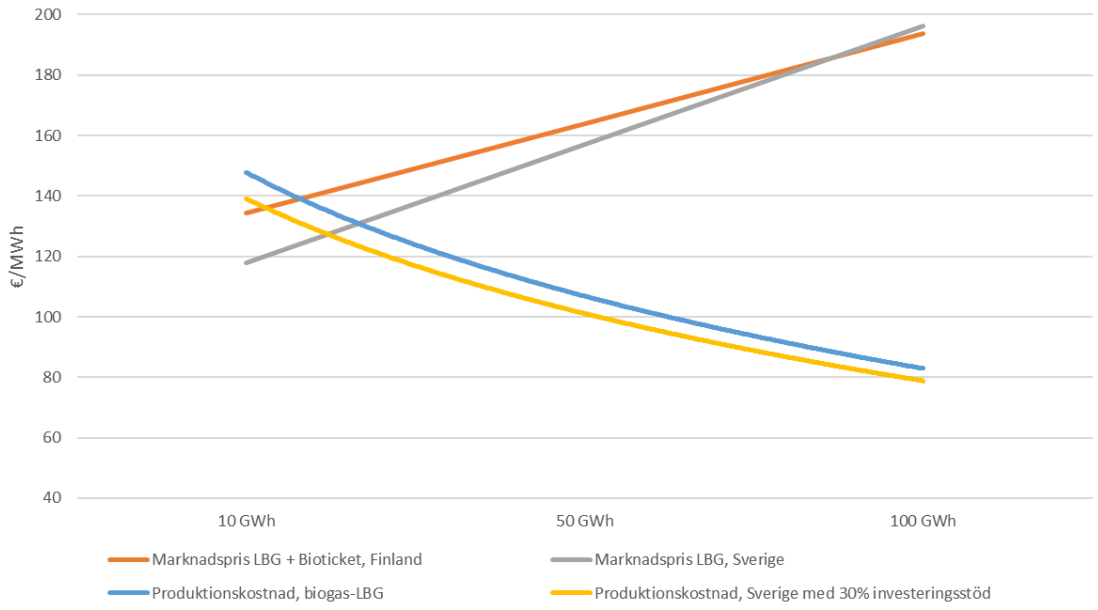
Priset för Finland och Sverige är jämförbart då bioticketpriset om 45 €/MWh läggs till för Finland. Detta anger dock inte priset för bulk-försäljning till någon större förbrukare t.ex. industri eller sjöfart eftersom dessa baseras på avtal mellan parter. Vid jämförelse av produktionspris för hela biogaskedjan från substrat till LBG mot dagens marknadspris och med +/-25% syns en tydlig storskalsfördel, se Figur 23.



Figur 23. Produktionspris för LBG genom hela biogasens värdekedja jämfört med marknadspriset i Finland och Sverige. Priset är satt som normal pris 157 €/MWh i Sverige och 119 €/MWh i Finland, samt +/- 25%. Det vill säga 118 och 196 €/MWh för Sverige och 89 samt 149 €/MWh för Finland.

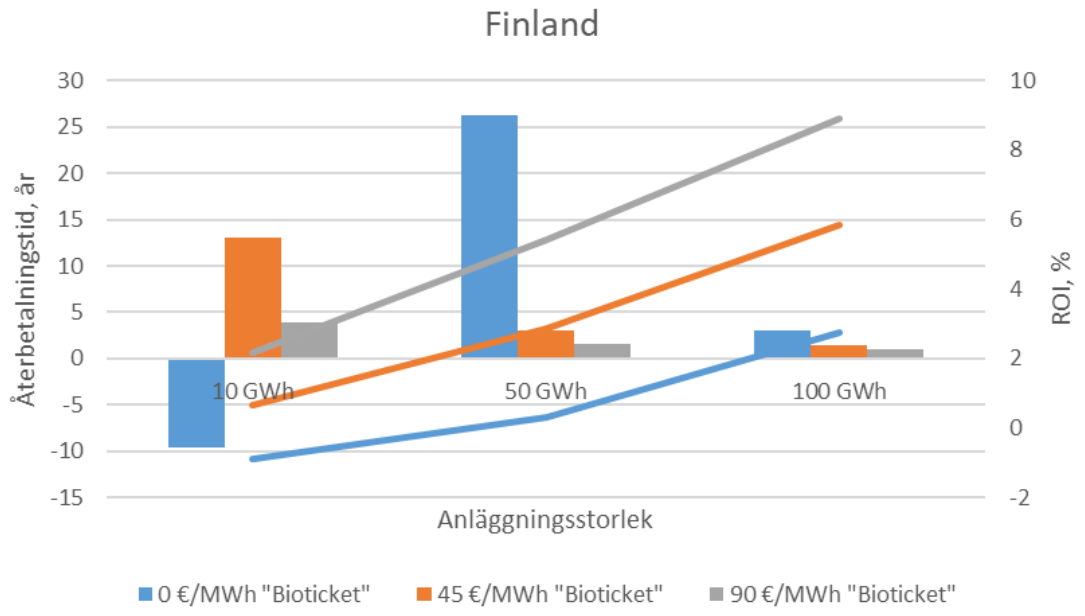
Denna jämförelse är utan subventioner och biotickets, om bioticketpriset 45 €/MWh läggs till för Finland så är marknadspriset för de båda länderna jämförbara, ca. 155 €/MWh. Då ett Bioticket pris om 45 €/MWh för Finland och ett investeringsstöd om 30% för Sverige beaktas så närmar sig kurvorna för både produktionskostnader och försäljningspris, se Figur 24.

[147] TEM (2020) Jakeluvelvoitteen laajentaminen. https://tem.fi/documents/1410877/2132212/Jakeluvelvoitteen_laajentaminen_loppuraportti_julkaisu.pdf/732b8c4d-c07d-b6ca-d4a7-8af1f2a00b37/Jakeluvelvoitteen_laajentaminen_loppuraportti_julkaisu.pdf?t=1693391184420

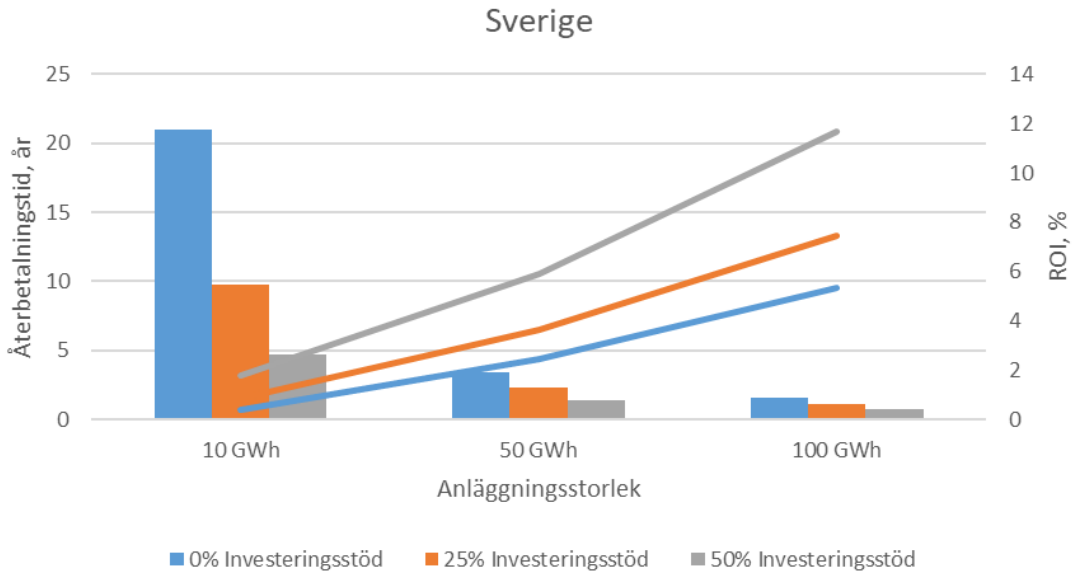


Figur 24. Både produktionspris och marknadspris närmare sig för de båda länderna när 45€/MWh läggs till på marknadspriset för Finland och ett investeringsstöd om 30% används för produktionspriset i Sverige.

Eftersom bioticketpriset är marknadsrelaterat och varierar över tiden så ger det mer utslag på återbetalningstid och return on investment (ROI), alltså avkastning på investeringen. Detta visas för Finland i Figur 25 och för Sverige i Figur 26.



Figur 25. Återbetalningstid återspeglas i diagrammets staplar och ROI (Return on Investment) som linje för Finland.



Figur 26. Återbetalningstid återspeglas i diagrammets staplar och ROI (Return on Investment) som linje för Sverige.

Ett investeringsstöd så som i Sverige gör att även mindre anläggningar blir genomförbara, medan bioticketpriset är helt avgörande i Finland för att höja intäkterna. Dessutom bidrar det ytterligare till att skalfördelarna blir ännu större, högre produktion ger fler bioticket, vilket ger mer inkomst. Med ett högt investeringsstöd uppemot 50% blir en 10 GWh-anläggning knappt försvarbar i Sverige. Medan det för Finlands del kräver en anläggning om 50 GWh. Samma mönster framgick även av Figur 22 tidigare. Investeringskostnad för LBG-tankningsstation finns inte med i kalkylerna, likaså om det finns en existerande tankningsstation med LBG-tank för back-up så kan investeringskostnaden sänkas en aning. I *Bilaga 2* för Finland och *Bilaga 3* för Sverige återfinns rådata som använts för beräkningar och framtagande av figurer.

10 MARKNADSMÖJLIGHETER

Övergången till LBG öppnar för marknadsmöjligheter inom export, tung trafik, sjöfart och offentlig upphandling, samtidigt som riskerna kan hanteras med en robust värdekedja och tydlig strategi. Producenter som agerar tidigt har chans att ta marknadsandelar och positionera sig som en ledande aktör i en växande bransch.

Identifierade marknadsmöjligheter:

1. Tillgång till en global marknad vid övergång från CBG till LBG, eftersom LBG kan transporteras betydligt lägre sträckor än CBG. Detta öppnar även upp för export av LBG, som i sin tur leder till en diversifiering av kundbasen och minskar beroendet av lokala kunder.
2. Nya kundsegment inom sjöfart och tung trafik. LBG används redan i ökande grad i lastbilar. Inom marina sektorn är LBG ett hållbart ”drop in” bränsle till LNG.
3. Positionering som hållbar aktör; efterfrågan på fossilfria alternativ ökar i takt med företags och kommuners klimatmål. LBG är ett hållbart alternativ för segment där eldrift ännu inte är genomförbar. En stark hållbarhetsprofil kan användas i marknadsföring och offentlig upphandling.

- Konkurrensfördelar genom vertikal integration med kontroll över hela biogasens värdekedja. Det ger resiliens mot globala prisfluktuationer och skapar utöver prisstabilitet även försörjningstrygghet under kriser.

4. Industriell användning som klimatsmart processteg. Industrier som cement, livsmedel, stål och fjärrvärme försöker ersätta fossila bränslen i sina processer. LBG, med sin höga energidensitet och rena förbränning, erbjuder ett fossilfritt alternativ där elektrifiering är tekniskt eller ekonomiskt olämpligt.
5. Intermodala transportnav och logistiklösningar. LBG-terminaler vid hamnar och järnvägsknutpunkter kan bli energinoder i multimodala transportkedjor. Genom samarbete med logistikföretag skapas möjligheter att leverera hållbara bränslen till aktörer som efterfrågar certifierade gröna transportlösningar.
6. Säljbar klimatnytta via certifikat och GHG-krediter. Produktion av LBG från avfallsbaserade substrat genererar betydande klimatnytta som kan nyttjas genom handel med ursprungsgarantier (ex. RED II), deltagande i frivilliga klimatmarknader eller reduktionspliktssystem i andra länder. Detta skapar möjligheter till parallella intäktsflöden utöver energiförsäljningen.
7. Export av kunskap och teknik. Erfarenheter från tidig etablering av LBG-produktion kan paketeras till konsulttjänster, systemlösningar och driftoptimering som exporteras. Samverkan med universitet, teknikutvecklare och forskningsmiljöer stärker denna möjlighet.
8. Integrering i regionala energisystem. LBG-produktion kan ingå i lokala energisystem där spillvärme från förvätskning nyttjas, och biogas kombineras med biokol, gödselproduktion och elproduktion. Detta stödjer självförsörjning, klimatsmarta regioner och cirkulära industriparker.

Strategiska fokusområden:

1. Utveckla exportstrategier, identifiera länder med höga klimatmål och subventioner för biogas t.ex. Tyskland och Nederländerna. Skapa partnerskap med internationella logistikaktörer eller återförsäljare.
2. Positionera LBG mot sjöfarten och sök samarbeten med rederier i Östersjöområdet där LNG redan används. Lyft LBG:s klimatfördelar i förhållande till LNG i marknadsföring, samt möjliggör stegvis inblandning av LBG i befintliga LNG-flöden.

- Stärk försäljning mot offentlig sektor och satsa på kommuner med tydliga klimatmål eller krav på fossilfri drift inom t.ex. kollektivtrafik och avfallstransporter. Erbjud helhetslösningar: drivmedel + klimatredovisning + support.
- Förbered marknaden genom informationsinsatser. Informera åkerier om ekonomiska fördelar vid övergång till LBG, samt dess egenskaper som bränsle och positiva klimatpåverkan. Påverka politiken tillsammans med andra aktörer och branschorganisationer för att säkerställa goda marknadsförutsättningar. Visa på långsiktiga totalkostnadsfördelar och livscykelaspekter jämfört med fossila bränslen.

De främsta riskerna som behöver hanteras:

1. Prispress från global LNG-marknad.
2. Volatilitet i EU:s regler för beskattning och subventioner.
3. Risk att produktionskapaciteten inte räcker till nya kundsegment, särskilt marina sektorn.

Då det gäller produktionskapacitet är en möjlighet att bygga en centraliserad LBG-anläggning för att få upp volymerna, men om inget gasnät finns tillgängligt leder det till mer transporter. Generellt kan man säga att förvätskning på plats är den enda helt fossilfria och lokala metoden. Centraliserad förvätskning via naturgasnätet eller vid en LNG-terminal är beroende av naturgas och dess osäkerhet på världsmarknaden, samt att det finns en risk för dubbelräkning av certifikat och miljönyttan.

11 SLUTSATSER

Utvecklingen av flytande biogas (LBG) är en central del av den gröna omställningen i både Sverige och Finland, särskilt i regioner utan gasnät. Förvätskning av biogas möjliggör export, ökad energiförsörjningstrygghet och effektivare resursanvändning vid befintliga biogasanläggningar. Samtidigt är investeringskostnaderna höga och det finns tekniska, ekonomiska och logistiska utmaningar som måste hanteras för att uppnå kommersiell lönsamhet.

Teknik och drift

Val av teknik har stor betydelse för både ekonomi och energieffektivitet. Små anläggningar lämpar sig bäst för Stirlingprocessen eller förvätskning med flytande kväve, medan större över cirka 50 GWh per år bör använda Rankine-cykler med blandade kylmedier eller kväveexpansion. Integrerad koldioxidinfångning bör planeras tidigt då den kan ge extra intäkter och klimatnytta. Erfarenheter visar att robust teknikval, god serviceplanering och kvalitetskontroll är avgörande för driftsäkerhet.

Ekonomi och politik

LBG-produktion är starkt beroende av långsiktiga stödmekanismer som investeringsbidrag, skattebefrielser och handel med biocertifikat. Storskaliga anläggningar har tydliga kostnadsfördelar, där produktionskostnaden kan sjunka från omkring 80 €/MWh till under 50 €/MWh. För mindre anläggningar krävs stabila styrmedel och stöd på upp till 50 %. En nordisk harmonisering av regler och stödmodeller skulle främja investeringar och möjliggöra handel med gröna certifikat.

Marknad och cirkulär nytta

Efterfrågan på LBG ökar snabbt inom tung trafik, industri och sjöfart, medan användningen av CBG minskar i takt med att person- och kollektivtrafiken elektrifieras. För att biogasen fortsatt ska bidra till omställningen krävs därför satsningar på LBG, som ger tillgång till nya marknader och kunder även utanför gasnätet.

För nya, särskilt större anläggningar är LBG ofta en förutsättning för långsiktiga kundavtal och lönsam drift. I områden utan gasnät – exempelvis i norra Finland, Sverige och Norge – är förvätskning avgörande för att säkerställa kontinuerlig drift och avsättning. Ett alternativ är lokal el- och värmeproduktion, men den konkurrerar med låga elpriser och varierande värmebehov.

LBG-produktion ger dessutom värdefulla biprodukter som biogödsel och flytande CO_2, vilka stärker den cirkulära ekonomin och den totala klimatnyttan. En helhetssyn på hela värdekedjan – från substrat till nyttiggörande av rötrest och CO_2 – bör ligga till grund för framtida investeringar.

Samverkan och strategi

För att realisera LBG:s fulla potential krävs samverkan mellan industri, politiska beslutsfattare och regionala aktörer. Stabila styrmedel, tillgång till substrat, fungerande infrastruktur och lokal acceptans är avgörande framgångsfaktorer. Tidiga aktörer som etablerar sig på marknaden får inte bara tekniska och ekonomiska fördelar utan bidrar även till ökad energisäkerhet, klimatnytta och sysselsättning i regionerna.

Sammanfattningsvis finns mycket goda förutsättningar för att etablera och expandera produktionen av LBG i Norden. Genom teknisk innovation, långsiktiga politiska beslut och samordnad planering kan LBG bli en bärande del i det framtida fossilfria energisystemet och en viktig komponent i den cirkulära bioekonomin.

12 BILAGA 1 – Biogasanläggningar inom Auroraområdet

Tabell 15 visar befintliga biogasanläggningar år 2025 i norra Finland[148] och Sverige[149].

Tabell 15. Antal biogasanläggningar i norra Sverige och Finland inom Interreg Auroras programområde.

Anläggning	Produktion, GWh/år	Anläggningstyp	Biogasprodukt
Lakeuden Etappi, Ilmajoki	17	Avloppsslam och bioavfall	El & Värme
Laihian Nuuka Lämpö Oy, Laihia	2	Avloppsslam och bioavfall	El & Värme
Jordbruksanläggningar 23 st. <5GWh	28	Jordbruksanläggning	El & Värme
Farmikaasu, Jalasjärvi	5	Jordbruksanläggning	Biometan
Puolangan biokaasulaitos, Puolanka	2	Avloppsslam och bioavfall	
Puljonki Oy, Juuka	1	Industri	
BioKymppi Oy, Kitee	10	Avloppsslam och bioavfall	Biometan
Jeppo Biogas, Jepua	40	Gödsel och Industri	Biometan, Värme
Stormossen, Korsholm	16	Avloppsslam och bioavfall	Biometan, El & Värme
Österbottens biogas, Karleby	4	Avloppsslam	El & Värme
Oulu Rusko	35	Avloppsslam och bioavfall	Biometan, El & Värme
Tuvan, Skellefteå	14	Avloppsslam och bioavfall	Biometan
Norrmejerier, Umeå	28	Industri	Värme
Vakin, Umeå	14	Avloppsslam och bioavfall	El & Värme
Jordbruksanläggningar 5 st. <5GWh	10	Gödsel	El & Värme
Miva, Örnsköldsvik	1	Avloppsslam	
Domsjö, Örnsköldsvik	78	Industri	Värme
Nouryon, Örnsköldsvik	10	Industri	
Hemab, Härnösand	14	Bioavfall	Biometan, El & Värme
MittSverige Vatten, Sundsvall. 3 st	7	Avloppsslam	El & Värme
Boden Biogas	10	Avloppsslam och bioavfall	Biometan, Värme
Lumire, Luleå	10	Avloppsslam	Biometan, El & Värme
Alviksgårdens Lantbruk AB, Luleå	5	Gödsel och Slaktavfall	Värme
Sollefteå, Hågesta	2	Avloppsslam	
Piteå kommun	5	Avloppsslam	El & Värme
Bottenvikens reningsverk AB, Haparanda	2	Avloppsslam	

[148] SBB (2024) Biokaasulaitokset kartalla. https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1ZHpWSB6Av2QQlZSGySCriDCW7piuXnBM&ll=63.16263206652587%2C25.338061811511075&z=6

[149] Energigas Sverige (2023) Karta biogasanläggningar. https://www.energigas.se/fakta-om-gas/biogas/karta-biogasanlaggningar/

boost nordic biogas

13 BILAGA 2 – Data för ekonomisk analys Finland

Anläggningsstorlek	**10**	**50**	**100**	**GWh/år**
LBG mängd	10 000	50 000	100 000	MWh/år
Kapacitet	2	10	20	ton/dygn
Investering teknik	2 000 000	6 000 000	10 000 000	€
Mark- och installationsarbeten, 10%	200 000	600 000	1 000 000	€
Planeringskostnader, 15%	300 000	900 000	1 500 000	€
Investeringstöd, 0%	0	0	0	€
Totalinvestering minus stöd	2 500 000	7 500 000	12 500 000	€
Ränta, 3%	3	3	3	%
Avskrivningstid, 10 år	10	10	10	År
CAPEX	**293 076**	**879 229**	**1 465 381**	**€/år**
Service och reservdelar, 4%	80 000	240 000	400 000	€/år
Drift och personalkostnad, 6%	120 000	360 000	600 000	€/år
OPEX	**200 000**	**600 000**	**1 000 000**	**€/år**
Produktionskostnad biogas-biometan	96	84	54	€/MWh
Produktionskostnad förvätskning	49	30	25	€/MWh
Produktionskostnad /MWh biogas-LBG	145	114	79	€/MWh
Produktionskostnad /kg biogas-LBG	1,96	1,53	1,06	€/kg
TOTAL COST BIOGAS TO LBG	**1 453 076**	**5 679 229**	**7 865 381**	**€/år**
LBG-pris Finland, moms 25,5 & skatt 0,145	2,20	2,20	2,20	€/kg
LBG-pris Finland, moms & skatt 0%	1,61	1,61	1,61	€/kg
LBG-pris Finland, moms & skatt 0%	119	119	119	€/MWh
Distributionsskyldighet och CO2-certifikat	45	45	45	€/MWh
Inkomst	1 641 102	8 205 511	16 411 023	€/år
Resultat (Intäkt - Produktionspris)	188 026	2 526 282	8 545 641	€/år
ÅTERBETALNINGSTID	**13**	**3**	**1**	**år**
ROI (Resultat/CAPEX)	**1**	**3**	**6**	**%**

14 BILAGA 3 – Data för ekonomisk analys Sverige

Anläggningsstorlek	**10**	**50**	**100**	**GWh/år**
LBG mängd	10 000	50 000	100 000	MWh/år
Kapacitet	2	10	20	ton/dygn
Investering teknik	2 000 000	6 000 000	10 000 000	€
Mark- och installationsarbeten, 10%	200 000	600 000	1 000 000	€
Planeringskostnader, 15%	300 000	900 000	1 500 000	€
Investeringstöd, 30%	750 000	2 250 000	3 750 000	€
Totalinvestering minus stöd	1 750 000	5 250 000	8 750 000	€
Ränta, 3%	3	3	3	%
Avskrivningstid, 10 år	10	10	10	År
CAPEX	**205 153**	**615 460**	**1 025 767**	**€/år**
Service och reservdelar, 4%	80 000	240 000	400 000	€/år
Drift och personalkostnad, 6%	120 000	360 000	600 000	€/år
OPEX	**200 000**	**600 000**	**1 000 000**	**€/år**
Produktionskostnad biogas-biometan	96	84	54	€/MWh
Produktionskostnad förvätskning	41	24	20	€/MWh
Produktionskostnad /MWh biogas-LBG	137	108	74	€/MWh
Produktionskostnad /kg biogas-LBG	1,84	1,46	1,00	€/kg
TOTAL COST BIOGAS TO LBG	**1 365 153**	**5 415 460**	**7 425 767**	**€/år**
LBG-pris Sverige, moms 25%	30,19	30,19	30,19	SEK/kg
LBG-pris Sverige, moms 0%	2,12	2,12	2,12	€/kg
LBG-pris Sverige, moms & skatt 0%	157	157	157	€/MWh
Distributionsskyldighet och CO2-certifikat	0	0	0	€/MWh
Inkomst	1 569 331	7 846 654	15 693 307	€/år
Resultat (Intäkt - Produktionspris)	204 177	2 431 194	8 267 540	€/år
ÅTERBETALNINGSTID	**8**	**2**	**1**	**år**
ROI (Resultat/CAPEX)	**1**	**4**	**8**	**%**

boost nordic biogas



Interreg Co-funded by the European Union

Aurora