



DigiBiogasHubs

Digitaaliset alustat joustavan ja skaalautuvan
biokaasutoiminnan mahdollistajina



Euroopan unionin
osarahoittama

LBG:n tuotannon ja käytön sekä biokaasun tuotannon sivuvirtojen hyötykäytön teknis-taloudellinen analyysi

- Pohjanmaan maakunta

11.11.2024

TP2, osaraportti 2

Kirsi Spoof-Tuomi

Vaasan yliopisto/VEBIC



Sisältö

Executive summary

1. Johdanto
2. LBG:n tuotantokustannukset
3. LBG:n käytön kustannukset
4. LBG + CCU (Carbon Capture and Utilization)
5. Mädätysjäännöksen lannoitekäyttö
6. Yhteenveto

Lähteet

Executive summary

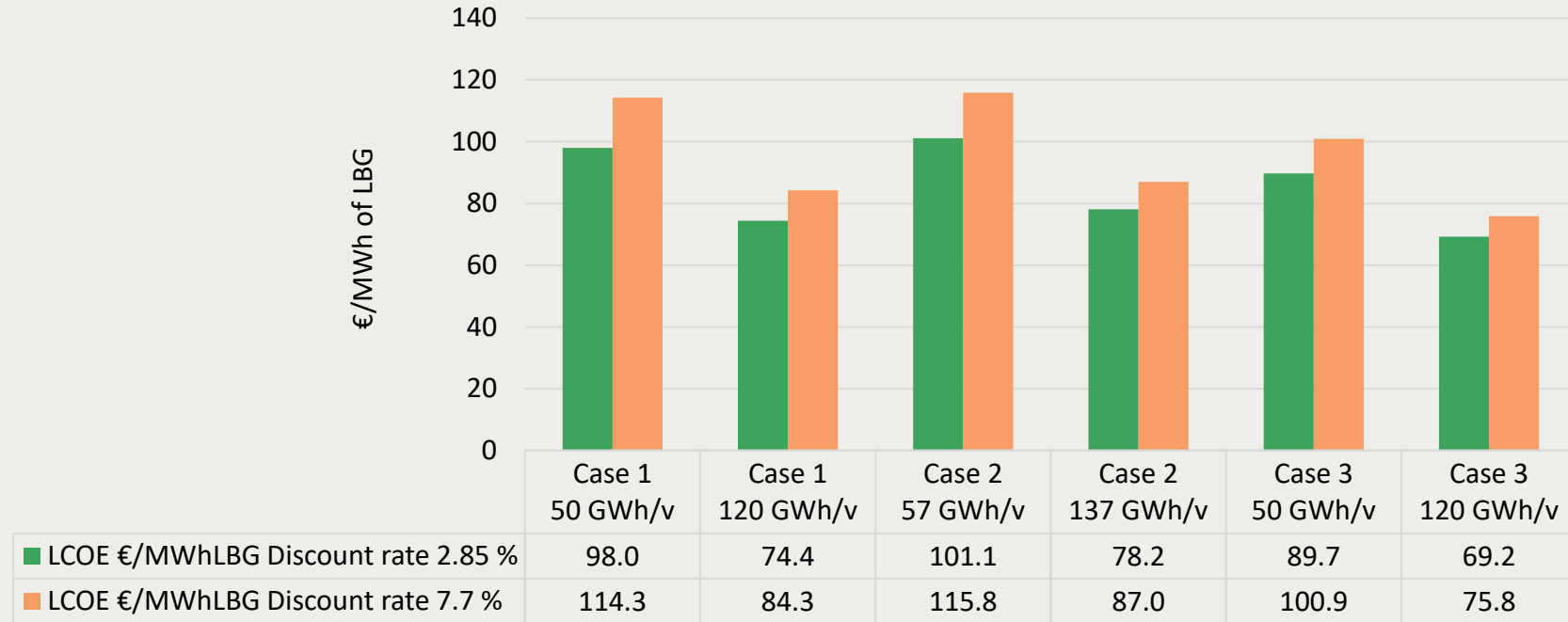
This report complements the WP2 sub-report “Analysis of biogas production and use potential, and emission calculation of biogas production and use – Ostrobothnia region” completed earlier in the DigiBiogasHubs project (executive summary available in English, full text in Finnish). This report focuses on techno-economic evaluations of biogas production and use. In addition, the usability, nutrient amounts, and pricing practices of recycled fertilizer products generated in biogas production were investigated.

From the liquid biomethane (LBG) producers’ point of view, the study investigated the life cycle costs of LBG production. Production costs were calculated using the levelized cost of energy (LCOE) model. The calculations were made with different interest rates. In the sensitivity analysis, the effect of possible investment subsidies was studied. In addition, the LCOE was calculated in a case where the plant maximizes its biogas production by cutting the gas use in the plant's own processes. Finally, the impact of the commercialization of carbon dioxide, separated in biogas processing, on the plant's profitability and LBG price was investigated. Due to a strong economy of scale, the calculations were made for two different-sized LBG plants, 50 GWh/year and 120 GWh/year.

From the LBG users’ point of view, the goal was to find out at which LBG price it would be economically profitable for the operator to switch to using LBG instead of fossil fuel. In maritime transport and industry, the reference fuel was LNG, and in heavy road transport, diesel fuel. In maritime transport, the emissions trading system, introduced in the sector in 2024, was taken into account when comparing the costs. The different taxation practices of the fuels were also taken into account.

LBG-plant investment cost calculations mainly followed the recent study of the Biomethane Industrial Partnership (BIP Europe, 2023) on the costs of biomethane production. The investment cost for a 50 GWh LBG plant was estimated at nearly 27 M€, and for a 120 GWh plant, 40.5 M€. The obtained estimates are well in line with the planned LBG plant investments in Finland, listed in (SSB, 2024).

The table below summarizes the LCOE results.



Case 1: the plant’s thermal energy needs and part of the electricity needs are covered by burning the produced biogas.

Case 2: the plant maximizes biogas production by cutting biogas use in the plant's own processes (energy needs are covered by purchased electricity from the grid)

Case 3: similar to Case 1, but the project is granted a 30 % investment subsidy.

The LCOE calculated with the so-called risk-free rate (2.85 %) represents the LBG production price, which covers the initial investment, operating costs, and financing costs during the expected lifetime of the project; in this case, the facility does not yet generate profit. The LCOE calculated with the higher interest rate (7.7 %) includes, in addition to the above, a reasonable return requirement and was considered to represent the expected LBG selling price (without VAT).

The 120 GWh investment-supported plant achieved the lowest expected LBG selling price (76 €/MWh). Without investment support, the expected LBG sales price is 84 €/MWh. The corresponding figures for the 50 GWh plant are 101 €/MWh and 114 €/MWh. It was also found that at the current electricity prices, maximizing LBG production by replacing biogas with purchased electricity in the plant's own processes does not reduce the production cost.

Next, the cost effects of switching to LBG use in heavy road traffic, maritime traffic, and industry were evaluated.

The analysis confirmed that LBG is already a cost-competitive fuel alternative for diesel use in heavy road traffic. In the future, the cost competitiveness of biomethane can be expected to strengthen further, as road transport will be included in the EU emissions trading system by 2028 at the latest.

Maritime transport, on the other hand, has been included in the EU emissions trading system since the beginning of 2024. In the LCOE calculations, the lowest expected LBG selling price was 76 €/MWh. At this price, LBG would be cost-competitive with LNG in maritime transport when the price of the EU carbon allowance reaches 97–98 €/t. According to BloombergNEF forecast (BNEF, 2024), this level may be reached as early as 2027.

In industries outside of emissions trading system, it is more difficult to achieve cost benefits by replacing LNG with LBG. In this sector, the untaxed LBG price should be no more than 69 €/MWh, in order for LBG to reach the cost level of LNG use.

The commercialization of carbon dioxide separated in the biogas refining process could improve the profitability of the LBG plant and enable lower LBG selling prices. In Ostrobothnia, a significant user of the captured carbon dioxide could be greenhouse farming, where CO₂ is used as a gaseous carbon fertilizer to improve growth and yield. The annual CO₂ consumption of greenhouses in the Närpiö area alone exceeds 9,000 tons.

However, the largest market area for recovered CO₂ in the future will likely be synthetic fuel manufacturing. The CO₂ captured in the biogas upgrading process can be combined, e.g., with hydrogen in a separate methanation process. For example, in a 50 GWh plant, 6,200 t/y of carbon dioxide is formed, of which, with a 95 % recovery rate, the production potential of synthetic methane is 30 GWh. 1,070 tons of pure hydrogen are needed for the process, which corresponds well to the capacity of the hydrogen production plant planned in Vaskiluoto in Vaasa (140 kg/h).

If the selling price of LBG is compensated with the revenues obtained from CO₂ commercialization, the LBG selling price could fall, depending on the investment support, to 90–105 €/MWh (50 GWh plant) or 62–71 €/MWh (120 GWh plant). It can be concluded that the LBG produced in the 120 GWh LBG + CCU (carbon capture and utilization) plant could also be offered at a competitive price to industries outside the emissions trading system. In the calculations, the selling price of liquefied CO₂ was assumed to be 135 €/t.

Biomethane production plants not only produce renewable energy, but also digestate, which is rich in nutrients such as nitrogen, phosphorus and potassium, and organic matter. Fertilizer products produced from digestate offer farmers a competitive and environmentally friendly alternative to traditional mineral fertilizers.

Using organic recycled fertilizer products has many benefits compared to industrially produced mineral fertilizers. By using recycled fertilizer products, agricultural entrepreneurs can reduce their dependence on mineral fertilizers, whose prices can vary drastically depending on the market situation; production costs will be more stable and less dependent on external price fluctuations. Recycled fertilizers are also often cheaper than mineral fertilizers, which enables farmers to save on one of their biggest annual expenses. In addition, nutrients are efficiently and ecologically circulated. Recycled fertilizers also return organic matter to the soil, which increases the soil's carbon stock and improves the soil's growth conditions and biological activity. Moreover, the domestic production of fertilizer products strengthens our fertilizer self-sufficiency and security of supply.

1. Johdanto

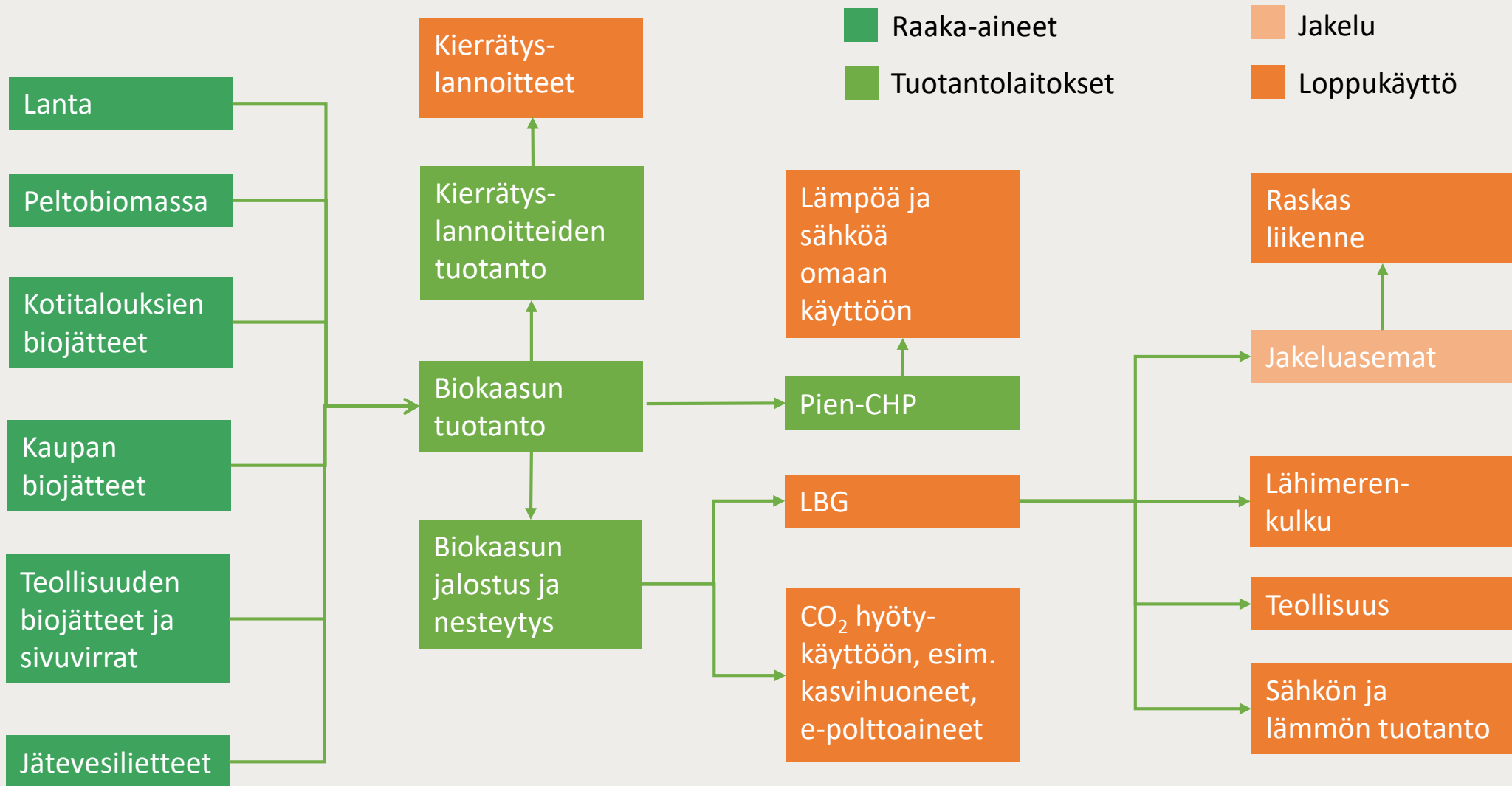
Biokaasussa piilee merkittävä arvo. Sitran selvityksen mukaan biopohjaisten kaasujen vuosittainen liiketoimintapotentiaali Suomessa on useita satoja miljoonia euroja (Mutikainen ja muut, 2016). Etenkin maatalouden biomassoja voitaisiin hyödyntää paljon nykyistä enemmän, sillä lantaan ja peltobiomassoihin on sitoutunut runsaasti ravinteita ja energiaa. Taloudellisten hyötyjen saavuttaminen kuitenkin vaatii kiinteää yhteistyötä alan toimijoiden välillä ja biokaasun tuotannon, jakelun ja käytön ympärille muodostuvia tiiviitä verkostoja, joiden eri osat tukevat toisiaan.

DigBiogasHubs –hankkeen tavoitteena on biokaasutoimijoiden digitaalisen, yhteistyön mahdollistavan verkkoalustan kehittäminen. Hanke toteutetaan kolmen maakunnan, Pohjanmaan, Etelä-Pohjanmaan ja Keski-Pohjanmaan, alueella. Hankkeen ensisijaiset kohderyhmät ovat alueella toimivat raaka-aineen/biomassan omistajat ja tuottajat, biokaasun tuottajat ja jakelijat, nykyiset ja mahdolliset uudet biokaasun käyttäjät, logistiikkaoperaattorit sekä teknisten ratkaisujen toimittajat.

Tämä selvitys täydentää hankkeessa aiemmin valmistunutta TP2 osaraporttia ”Biokaasun tuotanto- ja käyttöpotentiaalin selvitys sekä biokaasun tuotannon ja käytön päästölaskenta”. Tämä raportti keskittyy biokaasun tuotannon ja käytön teknistaloudellisiin arviointeihin. Selvitystyötä tehdään sekä biokaasun/LBG:n tuottajan että kaasun käyttäjän näkökulmasta. Lisäksi tutkitaan miten maatalousyrittäjät voisivat hyötyä biokaasutuotannossa syntyvien kierrätyslannoitevalmisteiden käytöstä.

Biokaasuliiketoiminnan kokonaiskuva ja siihen liittyvät keskeiset materiaali- ja resurssivirrat havainnollistetaan seuraavan sivun kuviossa.

Biokaasuliiketoiminnan kokonaiskuva



Menetelmät

LBG:n tuottajan näkökulmasta tutkimus keskittyy LBG:n tuotannon elinkaaren aikaisiin kustannuksiin. Näitä mitataan ns. tasoitetuilla energiakustannuksilla (LCOE, levelized cost of energy). LCOE-hintaan vaikuttavat mm. alkuinvestointi, pääomakustannukset, huolto- ja ylläpitokustannukset, polttoainekustannukset ja tuotetun energian määrä. Tuloksena saadaan tuotetulle energialle hinta, jolla laitos voi toimia taloudellisesti kannattavasti. Laskentaa tehdään erilaisilla laskentakoroilla ja herkkyytarkastelussa huomioidaan mm. mahdolliset investointituet. Lisäksi laskettiin LCOE tapauksessa, jossa laitos maksimoi kaasun tuotantonsa leikkaamalla kaasun käyttöä laitoksen omissa prosesseissa. Lopuksi tarkastellaan tilannetta, jossa biokaasun jalostuksessa eroteltu hiilidioksidi hyödynnetään kaupallisesti.

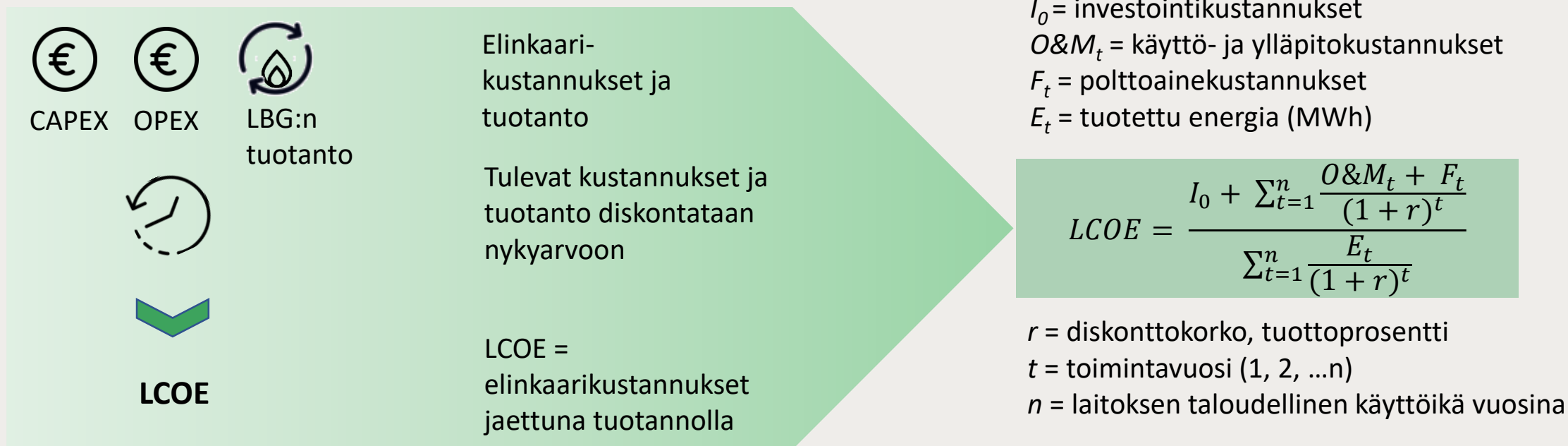
LBG:n käyttäjän näkökulmasta tavoitteena on selvittää, minkälaisella LBG:n hinnalla toimijan on taloudellisesti kannattavaa siirtyä LBG:n käyttöön fossiilisen LNG:n tai dieselpolttoaineen sijaan. Meriliikenteessä kustannusten laskennassa huomioidaan alalla vuonna 2024 käyttöön otettu päästökauppa. Myös polttoaineiden erilainen verotuskohtelu huomioidaan.

Syötetoimittajien näkökulmasta selvitetään biokaasutuotannossa syntyvien kierrätyslannoitevalmistevalmisteiden käytettävyyttä, ravinnemääriä ja hinnoittelukäytänteitä.

2. LBG:n tuotantokustannukset

LBG:n tasoitetut tuotantokustannukset (LCOE) tarkoittavat yksikköhintaa, jolla LBG:tä tuotetaan laitoksen koko elinkaaren aikana. Saatu lopputulos ilmoitetaan valuuttana energiayksikköä kohti yksikössä €/MWh.

LCOE lasketaan jakamalla elinkaarikustannukset laitoksen koko elinkaaren aikana tuottamalla energiamäärällä. LCOE huomioi pääomakulut, käyttö- ja ylläpitokulut sekä mahdolliset polttoainekulut. Kaikki kustannukset, samoin kuin tuotanto, diskontataan nykyarvoon.



Investointikustannukset

Investointikustannukset perustuvat BIP European (Biomethane Industrial Partnership) tuoreeseen raporttiin biometaanin tuotannon kustannuksista (BIP Europe, 2023). Tietoja BIP European hankkeelle luovuttivat joukko eurooppalaisia biokaasulaitosten omistajia, operaattoreita, laitoskehittäjiä, teknologiatoimittajia ja kokonaisratkaisuiden toimittajia. Lopuksi saatuja tuloksia verrataan Suomen Biokierto ja Biokaasu ry:n listaukseen vireillä olevista nesteytetyn biometaanin laitoshankeinvestoinneista Suomessa (SSB, 2024).

BIP European raportissa nähdään laitosinvestoinneissa selkeä mittakaavaetu. Tämän vuoksi investointikustannukset selvitettiin kahdelle eri kokoluokan LBG-laitokselle: 50 GWh/v ja 120 GWh/v. Jälkimmäinen kokoluokka vastaa hyvin hankkeessa aiemmin valmistuneessa T2 osaraportissa laskettua meriliikenteen ja teollisuuden nykyistä LNG-käyttöä Pohjanmaan maakunnassa.

Investointikustannusten laskenta on jaoteltu biokaasun tuotantoon, jalostukseen ja nesteytykseen. Lisäksi investointikustannuksiin sisällytettiin 10 % yleiskustannuslisä kattamaan suunnitteluun, lupaprosesseihin ja viranomaismaksuihin, rakentamisen aikaisiin vakuutuksiin ja toimisto- ja hallintomenoihin sekä mahdollisiin viivästyksiin ja muihin odottamattomiin riskeihin liittyvät kulut.

Biokaasulaitosinvestointiin sisältyy mm.

- esikäsittely (syötteiden vastaanotto, välivarastointi, esikäsittely, syöttö)
- mädätys (reaktorit, kaasun käsittely kuten rikinpoisto, kaasun varastointi, mädätysjäännöksen varastointi)
- jäteveden ja mädätysjäännöksen käsittely
- Balance of Plant (oheislaitteet ja apujärjestelmät, kuten automaatio- ja ohjausjärjestelmät, sähköistys, LVI, prosessitilat jne.)
- rakennuttaminen

Vastaavasti jalostuslaitosinvestointiin sisältyy:

- laitteistokustannukset
- Balance of Plant
- rakennuttaminen

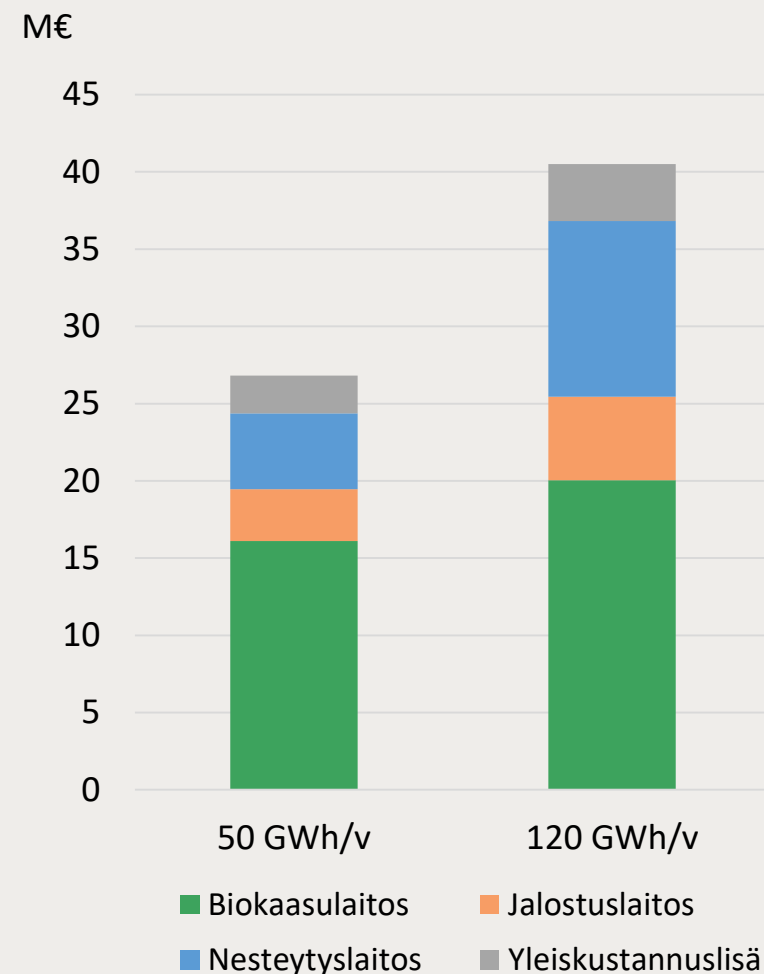
Nesteytyslaitosinvestointi sisältää laitteistokustannusten, Balance of Plant kustannusten ja rakennuttamisen lisäksi LBG:n varastoinnin.

Jalostus- ja nesteytyslaitokset mitoitettiin 50 ja 120 GWh vuosituotannon mukaan. Perustapauksessa LBG-laitoksen oma lämpöenergian tarve ja osa sähköntarpeista katetaan polttamalla tuotettua biokaasua, minkä vuoksi varsinainen biokaasun tuotantolaitos mitoitettiin näitä suuremmaksi; 58 ja 139 GWh/v (12,4 % tuotetusta biokaasusta päätyy omaan käyttöön). Lisäksi huomioitiin metaanivuoto 1 %. Laitoksen käyttöasteeksi asetettiin 95 %.

Laitoksen syöteseos muodostuu lannoista (75 % syötemassasta) ja peltobiomassoista (25 % syötemassasta).

LBG-laitoksen arvioidut investointikustannukset

LBG:n tuotanto, GWh/v	50	120	50	120
Biokaasulaitoksen kapasiteetti, MW	7.0	16.7		
Jalostus- ja nesteytyslaitoksen kapasiteetti, MW	6.0	14.4		
	Yksikkökustannus		Kokonaiskustannus	
	€/kW	€/kW	€	€
Biokaasulaitos	2300	1200	16 100 000	20 040 000
Jalostuslaitos	560	375	3 360 000	5 400 000
Nesteytyslaitos	820	790	4 920 000	11 376 000
Yleiskustannuslisä 10 %			2 438 000	3 681 600
Yhteensä			26 818 000	40 497 600



Investointikustannuksen vertailu tiedossa oleviin LBG-hankkeisiin

SBB:n vireillä olevien LBG-laitoshankeinvestointien listalta löytyy kolme maatalouden sivuvirtoja ja lantaa käsittelevää 150 GWh LBG-laitosta (Nivala, Kaustinen, Pöytyä). Näille ilmoitetut investointikustannukset vaihtelevat 50 miljoonasta 53 miljoonaan euroon. Kiuruveden pääasiassa lantaa käsittelevän 125 GWh LBG-laitoksen investointikustannusarvio on 45 M€. Keskimääräinen yksikkökustannus mainituissa hankkeissa on 0,344 M€/GWh/v. Tässä tutkimuksessa Biomethane Industrial Partnershipin lähtötietojen mukaan laskettu investointikustannus 120 GWh:n laitokselle (40,5 M€ ja 0,338 M€/GWh/v) on hyvin yhtenevä tämän kanssa.

Läheltä 50 GWh kokoluokkaa SSB:n listalta löytyy Paimioon suunniteltu lietelantaa ja peltobiomassoja käsittelevä 40 GWh biometaanin tuotantolaitos. Suunnitelmissa on myös nesteyttää osa biometaanista. Investoinnin arvo nousee yli 20 miljoonaan euroon (>0,500 M€/GWh/v). BIP Europen datan mukaan laskettu investointikustannus 50 GWh laitokselle (26,8 M€ ja 0,536 M€/GWh/v) on myös hyvin linjassa tämän kanssa.

Pelkkää lantaa käyttävissä laitoksissa investointikustannus voi nousta suuremmaksi mm. vaadittavien suurten reaktoritilavuuksien ja kasvavien mädätysjäännöksen käsittelymäärien vuoksi. Esimerkiksi Nurmoon valmistuvan pelkkää lantaa syötteenä käyttävän 117 GWh/v LBG-laitoksen investointikustannukseksi on tarkentumassa 60 miljoonaa euroa (SSB, 2024; Yle, 2024).

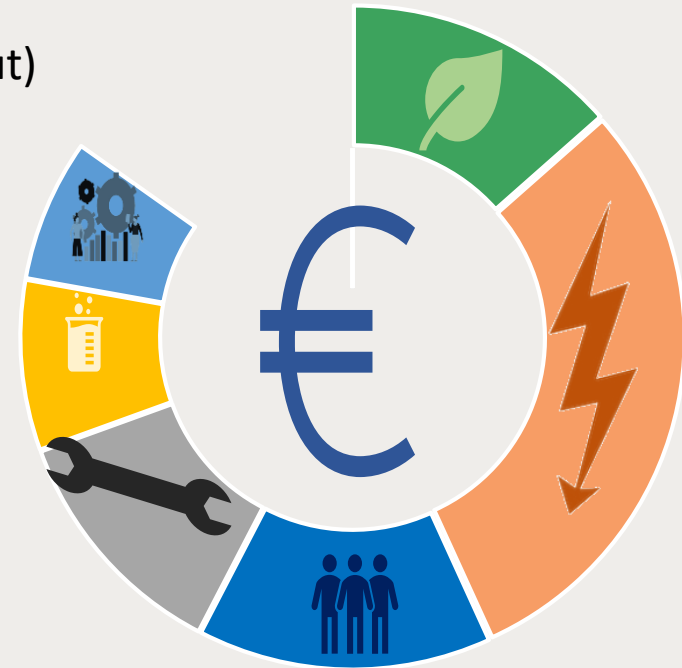
Kuva: iStock

Käyttökustannukset

LBG-tuotantolaitoksen käyttökustannukset voivat vaihdella suuresti käytetyistä raaka-aineista riippuen. Myös käytetyt teknologiat ja laitoksen sijainti vaikuttavat käyttökustannuksiin. Tässä työssä käytetyt teknologiaavalinnat on kuvattu hankkeessa aiemmin valmistuneessa T2 osaraportissa ”Biokaasun tuotanto- ja käyttöpotentiaalin selvitys sekä biokaasun tuotannon ja käytön päästölaskenta”.

Tyypillisesti käyttökustannukset muodostuvat:

- raaka-aineen hankinnasta (syötteiden keräily ja kuljetus, syötemaksut)
- energiakustannuksista
- palkoista
- huolto- ja kunnossapitokustannuksista
- kemikaalien ja kulutustarvikkeiden hankinnasta
- hallinnollisista kuluista



Raaka-aineiden hankintakustannukset

Tässä selvityksessä syötteet muodostuvat maatalouden jätteistä ja sivuvirroista (lannat, peltobiomassa), ts. raaka-aineista joilla on vain vähäistä rahallista arvoa. Oletuksena on, että laitos ei maksa syötteistä syötemaksuja. Toisaalta laitos ei myöskään perinyt niistä porttimaksuja. Näin raaka-aineiden hankintakustannuksissa merkittäväksi kustannuseräksi muodostuu kuljetus. Kuljetuskustannuksena käytettiin 0,15 €/t/km (Aarras ja muut, 2018). Hankkeessa aiemmin valmistuneessa T2 osaraportissa ”Biokaasun tuotanto- ja käyttöpotentiaalin selvitys sekä biokaasun tuotannon ja käytön päästölaskenta” mainituilla kuljetusetäisyyksillä MWh-perusteiseksi kuljetuskustannukseksi muodostuu 8,9 €/MWh_{LBG}.

Energiakustannukset

Perustapauksessa (Case 1) laitoksen omat lämmöntarpeet ja osa sähköntarpeista katetaan polttamalla tuotettua biokaasua. Oman sähköntuotannon ylittävä sähkö ostetaan verkosta. Verkkosähkön hintana käytetään Tilastokeskuksen tilastoista (Tilastokeskus, 2024a) haettuja vuoden 2024 ensimmäisen vuosipuoliskon keskihintoja. Yrityksille, joiden vuosikulutus on 2 000–19 999 MWh, keskihinta oli 84,4 €/MWh. Tämän tutkimuksen 50 GWh/v laitos kuuluu tähän kulutusluokkaan. Yrityksille, joiden vuosikulutus on 20 000 MWh–69 999 MWh/v, keskihinta oli 71,8 €/MWh. Tämän tutkimuksen 120 GWh/v laitos kuuluu puolestaan tähän jälkimmäiseen kulutusluokkaan. Mainituilla sähkön keskihinnoilla Case 1:ssä pienemmän laitoksen MWh-perusteiseksi energiakustannukseksi muodostuu 19,5 €/MWh_{LBG} ja suuremman laitoksen 16,6 €/MWh_{LBG}. Case 2:ssa kaikki laitoksen energiantarpeet tuotetaan ostosähköllä, jolloin pienemmän laitoksen MWh-perusteiseksi energiakustannukseksi muodostuu 26,9 €/MWh_{LBG} ja suuremman laitoksen 22,8 €/MWh_{LBG}.

Palkat

Laitoksen operointi vaatii ammattitaitoista henkilöstöä. Palkkakustannusten määrittelyssä lähteenä käytettiin BIP Europen raporttia (BIP, 2023), jossa biokaasun tuotannon palkkakustannukset alle 8 MW laitoksissa ovat 7,50 €/MWh_{LBG} ja yli 14 MW laitoksissa 4 €/MWh_{LBG}. Jalostuksen palkkakustannuksissa ei ollut nähtävissä mittakaavaetuja, ja palkkakustannuksena molemmissa kokoluokissa käytettiin BIP Europen raportin mukaista 1 €/MWh_{LBG}. Nesteytyksen palkkakustannuksia ei BIP:n raportissa eritelty ja ne oletettiin samoiksi kuin jalostuksen palkkakustannukset. Palkkakustannukseksi 50 GWh laitokselle muodostuu näin 9,50 €/MWh_{LBG} ja 120 GWh laitokselle 6 €/MWh_{LBG}.

Huolto- ja kunnossapitokustannukset

LBG-laitoksen huolto ja kunnossapito ovat kriittinen osa laitoksen toimintaa, sillä ne varmistavat laitoksen turvallisuuden, tehokkuuden ja pitkän käyttöiän. Huollon ja kunnossapidon kustannukset liittyvät erityisesti laitoksen laitteistojen, kuten biokaasun jalostus- ja nesteytyslaitteiden sekä muun teknisen infrastruktuurin ylläpitoon ja korjauksiin. Kustannusten suuruudeksi arvioitiin 2 % investointikustannuksesta ilman asennusta ja yleiskustannuslisää.

Kemikaalien ja kulutustarvikkeiden hankintakustannukset

Biokaasun puhdistus- ja jalostusprosessit vaativat erilaisia kemikaaleja mm. rikkivetyjen ja muiden epäpuhtauksien poistamiseen sekä hiilidioksidin poistamiseen kaasusta. Kemikaalien ja kulutustarvikkeiden hankintakustannukseksi asetettiin 5,50 €/MWh_{LBG} (BIP, 2023).

Hallintokustannukset

Hallintokulut eivät suoraan liity tuotantoprosessiin, mutta ovat välttämättömiä laitoksen toiminnan kannalta ja sisältävät mm. toimistokulut, vakuutukset, markkinoinnin ja myynnin sekä lupamaksut ja ympäristövalvonnan. Hallintokulujen suuruudeksi arvioitiin 10 % laitoksen vuosittaisista kokonaiskäyttökustannuksista.

LCOE

Laskentakorko on keskeinen käsite LCOE-laskennassa; sen avulla arvioidaan, kuinka paljon tulevaisuuden kulut merkitsevät nykyhetken rahassa. Ensimmäisenä laskentakorkona käytettiin ns. riskitöntä korkokantaa. Riskittömänä korkona käytettiin valtion 10 vuoden viitelainojen korkotasoa 2,85 % (Suomen Pankki, 2024). Saatu tulos edustaa LBG:n tuotantohintaa, joka kattaa alkuinvestoinnin, käyttökustannukset ja rahoituskustannukset laitoksen odotetun elinkaaren aikana; tällöin laitos ei vielä tuota voittoa.

Hankkeeseen sijoittajien voidaan kuitenkin olettaa saavan sijoitukselleen kohtuullisen tuoton. Tämän vuoksi LCOE laskettiin myös kohtuullisen tuottovaatimuksen sisältävällä laskentakorolla. Kohtuullisen tuottovaatimuksen määrittelyssä sovellettiin Energiaviraston maakaasun jakelutoiminnalle antamaa ohjeistusta (Energiavirasto, 2023) riskipreemioiden sisällyttämisestä laskentakorkoon:

- markkinariski 4,6 % * beeta 0,6
- likvidittömyyspreemio 0,6 %
- maakaasun (tässä LBG:n) lisäriskipreemio 0,9 %
- vieraan pääoman riskipreemio 0,59 %

Laskentakoroksi muodostuu tällöin $2,85\% + 4,85\% = 7,7\%$. Kohtuullisen tuottovaatimuksen mukaan laskettu LCOE edustaa tässä tutkimuksessa odotettua LBG:n verotonta myyntihintaa.

Laitoksen taloudelliseksi käyttöiäksi asetettiin 25 vuotta ja käyttökustannusten vuosittaiseksi hinnan nousuksi 1,6 %.

Case 1:ssä laitoksen lämpöenergian tarpeet ja osa sähköntarpeista katetaan polttamalla tuotettua biokaasua. Case 2:ssa laitos maksimoi kaasun tuotantonsa leikkaamalla kaasun käyttöä laitoksen omissa prosesseissa; kaikki laitoksen tarvitsema energia (lämpö + sähkö) tuotetaan verkosta ostetulla sähköllä. Case 2:n investointilaskennassa biokaasulaitoksen mitoitus säilyy, mutta tarvittava jalostus- ja nesteytyskapasiteetti nousee, koska käsiteltävä kaasumäärä on suurempi. Pienemmässä laitoksessa kokonais-investointi nousee 28,2 miljoonaan ja isommassa laitoksessa 43,2 miljoonaan euroon. LBG:n vuosituotanto Case 2:ssa on pienemmässä laitoksessa 57 GWh ja suuremmassa laitoksessa 137 GWh.

Case 1	50 GWh/v	120 GWh/v
	LCOE €/MWh _{LBG}	LCOE €/MWh _{LBG}
Laskentakorko 2,85 %	98,00	74,50
Laskentakorko 7,7 %	114,30	84,30

Case 2	57 GWh/v	137 GWh/v
	LCOE €/MWh _{LBG}	LCOE €/MWh _{LBG}
Laskentakorko 2,85 %	101,10	78,20
Laskentakorko 7,7 %	115,80	87,00



Todetaan, että vuoden 2024 (tammi-kesäkuu) sähkön keskihinnalla tuotannon maksimointi korvaamalla biokaasun oma käyttö verkkosähköllä ei alenna tuotantohintaa.

Seuraavaksi tarkastellaan tilannetta, jossa hankkeelle myönnetään investointitukea (Case 3).

Työ- ja elinkeinoministeriö voi myöntää harkinnan perusteella tukea energiahankkeisiin. Energiatukiohjelman tavoitteena on tukea hankkeita, joiden arvioidaan parhaiten edistävän tulevaisuuden energiaratkaisuja vuoden 2030 EU-tavoitteiden ja vuoden 2035 kansallisten tavoitteiden saavuttamiseksi ja jotka ilman energiatukea jäisivät toteuttamatta. Tuen keskeisenä tavoitteena on madaltaa etenkin uuteen teknologiaan liittyviä teknisiä ja taloudellisia riskejä (TEM, 2024).

Biokaasun jalostukseen, nesteytykseen, siirtoon ja jakeluun liittyviä investointeja tuetaan ainoastaan, jos samalla investoidaan uuteen reaktorikapasiteettiin. Biokaasuhankkeissa hakijan on toimitettava myös suunnitelma mädätysjäännöksen jatkojalostuksesta ja -käytöstä

Hankekohtaisen harkinnan perusteella myönnettävän energiatuen osuus hyväksyttävistä kustannuksista voi investointihankkeessa olla enintään 30 prosenttia. Energiatuen myöntämisen yleisistä ehdoista vuosina 2023–2027 säädetään valtioneuvoston asetuksessa 262/2023 (Vna 262/2023).

Kaikki hyväksytyiltä investointikustannuksiltaan yli viiden miljoonan euron tukihakemukset käsitellään suurten uuden energiateknologian demonstraatiohankkeiden tukihaussa.

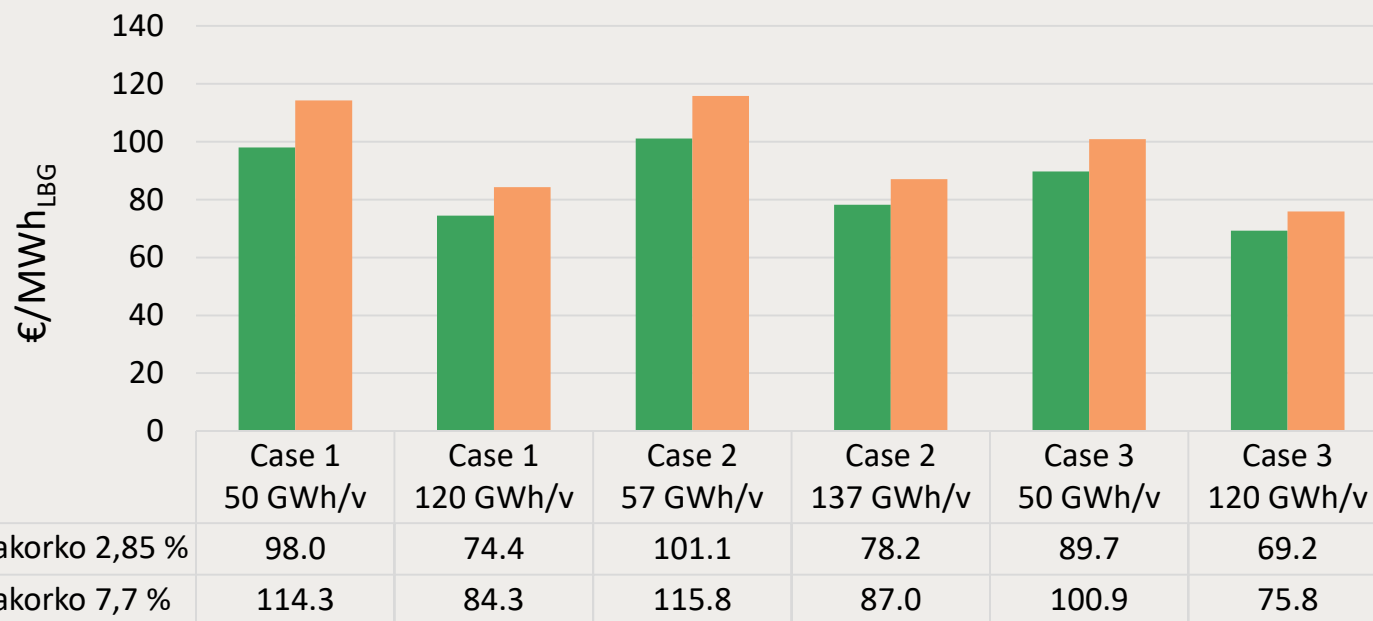
LBG-tuotannon tasoitetut yksikkökustannukset valituilla laskentakoroilla tapauksessa, jossa hankkeelle myönnetään investointitukea 30 %. Tuki on laskettu kokonaisinvestoinnista ilman yleiskustannuslisää.

Case 3	50 GWh/v	120 GWh/v
	LCOE €/MWh _{LBG}	LCOE €/MWh _{LBG}
Laskentakorko 2,85 %	89,70	69,30
Laskentakorko 7,7 %	101,00	75,90

Investointituki alentaa LBG:n riskittömällä laskentakorolla laskettua tuotantokustannusta 50 GWh laitoksessa noin 8 €/MWh ja 120 GWh laitoksessa noin 5 €/MWh.

Seuraavalla sivulla nähdään vielä yhteenveto tehdyistä laskelmista.

Yhteenveto



Case 1: laitoksen lämmöntarpeet ja osa sähköntarpeista katetaan polttamalla tuotettua biokaasua

Case 2: tuotannon maksimointi (prosessien energiantarpeet katetaan verkkosähköllä)

Case 3: kuten Case 1, mutta hankkeelle myönnetään 30 % investointituki

50 GWh/v laitokoossa riskittömällä korkokannalla laskettu LBG:n tuotantohinta asettuu 90 ja 101 €/MWh_{LBG} välille. Mittakaavaedun vuoksi tuotantohinta 120 GWh/v laitoksessa on alempi, 69–78 €/MWh_{LBG}.

Kun tuotantohintaan lisätään kohtuullinen tuottovaatimus laitoksen toiminnalle, saadaan LBG:n odotetuksi verottomaksi myyntihinnaksi pienemmässä laitokoossa 101–116 €/MWh_{LBG} ja suuremmassa laitokoossa 76–87 €/MWh_{LBG}.

Seuraavaksi vertaillaan LBG:n odotettua hintaa fossiilisten polttoaineiden hintoihin.

3. LBG:n käytön kustannukset

Polttoainekustannukset ovat yksi suurimmista kulueristä mm. maantieliikenteen kuljetusyrityksille ja varustamoille.

LBG-käytön kustannusvaikutuksia raskaan tieliikenteen polttoaineena tehdään vertailemalla kustannuksia fossiilisen dieselin käyttöön. Meriliikenteessä ja teollisuuskäytössä vertailupolttoaineena on LNG. Meriliikenteessä fossiilienergian käytön yhteydessä huomioidaan myös päästökaupan vaikutus kustannuksiin. Teollisuuskäyttöä tarkastellaan päästökaupan ulkopuolisessa teollisuudessa.

Raskas tieliikenne

Perustapauksessa (Case 1) LBG:n odotettu arvonlisäveroton myyntihinta (laskentakorko 7,7 %) asettuu tasolle 98–128 €/MWh. Tämä hinta sisältää kestävyyskriteerit täyttävän, jätteistä ja tähteistä tuotetun biokaasun valmisteveron 10,414 €/MWh (Verohallinto, 2024a) sekä jakelukustannuksen 3 €/MWh. Investointituella tuetussa tapauksessa (Case 3) LBG:n valmisteverollinen hinta jakelukustannuksineen asettuu tasolle 89–114 €/MWh (alv 0).

Dieselin arvonlisäverollisen pumppuhinnan keskiarvo ajalla 1–6/2024 on 1,85 €/l. Tästä laskettu MWh-kohtainen arvonlisäveroton hinta dieselille on 152 €/MWh.

Seuraavalla sivulla on esitetty esimerkkilaskelma 42-tonnisen puoliperävaunuyhdistelmän vuosittaisista polttoainekustannuksista diesel- ja LBG-käytössä. Kulutusarviot perustuvat raskaan kuorma-autoliikenteen LNG-käyttöä käsittelevään tutkimusartikkeliin (Smalja ja muut, 2019)

Esimerkkilaskelma: 42-tonninen puoliperävaunuyhdistelmä			Case 3 120 GWh	Case 1 120 GWh	Case 3 50 GWh	Case 1 50 GWh
Dieselin hinta (alv 0), €/MWh	152	LBG:n hinta (alv 0), €/MWh	89	98	114	128
Dieselin hinta (alv 0), €/l	1,47	LBG:n hinta (alv 0), €/kg	1,24	1,36	1,58	1,78
Ajomäärä km/v	150 000	Ajomäärä km/v	150 000	150 000	150 000	150 000
Kulutus l/100 km	30	Kulutus kg/100 km	25	25	25	25
Yhteensä €/v	66 150	Yhteensä €/v	46 500	51 000	59 250	66 750

Todetaan, että LBG on kustannustehokas raskaan liikenteen käyttövoimavaihtoehto. Vaikka nesteytettyä kaasua käyttävien kuorma-autojen hankintahinta on noin 30 000 euroa korkeampi kuin vastaavan dieselkaluston (SKAL, 2023), on kalliimpi hankintahinta helposti perusteltu pienemmillä polttoainekustannuksilla. Investointikustannuksen ero säästyy polttoainekustannuksessa jopa 1,5 vuodessa (Case 3).

Dieselpolttoaineen hintakehitykseen liittyy monia epävarmuustekijöitä muun muassa jakeluvaihtoehtoihin ja raakaöljyn hintakehitykseen liittyen (SKAL, 2023). Tulevaisuudessa hinnankorotuspaineita dieselille aiheuttaa lisäksi tieliikenteen sisällyttäminen osaksi EU:n päästökauppaa vuoden 2027 alusta tai viimeistään vuonna 2028. Nämä voivat parantaa biometaanin kustannuskilpailukykyä entisestään.

Kestävästi tuotetun nesteytetyn biokaasun käyttöä raskaan liikenteen käyttövoimana hidastaa kuitenkin tällä hetkellä erityisesti puutteellinen tankkausinfra (SKAL, 2023).

Meriliikenne

Meriliikenteessä vertailupolttoaineena on LNG. LNG:n hintana käytettiin LNG-toimittaja Titanin syyskuun 2024 lopussa ilmoittamaa keskimääräistä LNG:n hintaa 56 € (bunkkerialus Itämerellä) (Titan, 2024).

Fossiilienergian käytön kustannuksia arvioitaessa huomioitiin myös päästökaupan vaikutus. Päästökauppa koskee 1.1.2024 alkaen meriliikenteen hiilidioksidipäästöjä ja 1.1.2026 alkaen lisäksi metaani- ja dityppioksidipäästöjä. Meriliikenne sisällytetään päästökauppaan asteittain: Laivayhtiön tulee palauttaa päästöoikeudet vuoden 2024 osalta 40 %:lle, vuoden 2025 osalta 70 %:lle ja vuoden 2026 osalta 100 %:lle raportoiduista päästöistä. Laskennan yksinkertaistamiseksi tässä raportissa päästökaupan kustannusvaikutus laskettiin jo vuoden 2026 tilanteen mukaan eli täysimääräisesti.

Euroopan unionin päästökauppajärjestelmän (EU-ETS) mukaisen hiilidioksiditonin hinta viimeisen vuoden aikana on ollut keskimäärin 70 €/t (Trading Economics, 2024).



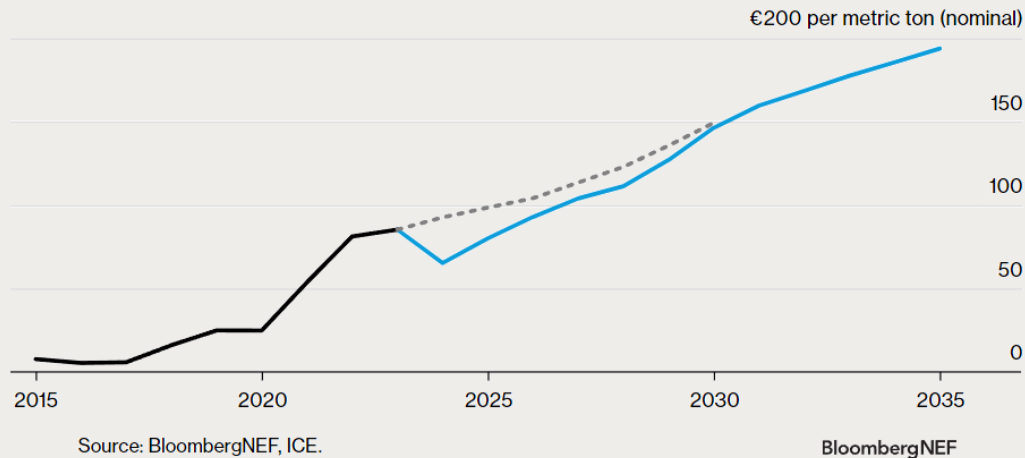
Kuva: Trading Economics (2024)

BloombergNEF ennusteen mukaan hiilidioksiditonin hinta vuonna 2026 olisi noin 90 €/t. Vuosikymmenen loppuun mennessä BloombergNEF ennustaa hinnan kaksinkertaistuvan nykytasosta lähes 150 euroon tonnilta kun halvimmat päästöjen vähentämiskeinot on käytetty ja päästöoikeuksien tarjontaa vähennetään. Seuraavan vuosikymmenen puoliväliin mennessä hinnat voivat nousta kohti 200 €/t virstanpylvästä, jos politiikan parametrit pysyvät ennallaan (BNEF, 2024).

EU Carbon Price to Crank Up After Brief Dip

Looming supply cuts could see allowances more than double to €146/t this decade, before hitting €194/t in 2035

Historical BNEF's 2H 2023 base case BNEF's 1H 2024 base case



Kuva: BNEF, 2024

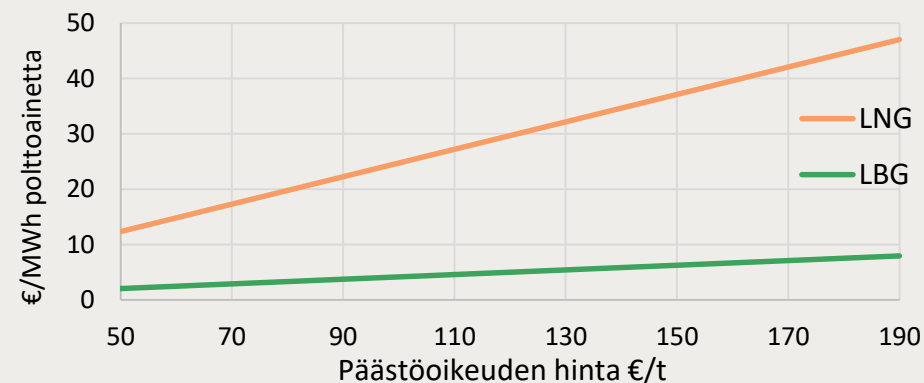
Maantieliikenteestä poiketen kauppamerenkulkuun käytetyillä aluksilla kulutetut polttoaineet ovat valmisteverottomia (Verohallinto, 2024b).

Alla nähdään esimerkkilaskelma RoPax-matkustaja-autolautan vuotuisista polttoainekustannuksista erilaisilla päästöoikeuksien ja LBG:n hinnoilla. Polttoaineen kulutukseksi oletettiin 50 GWh vuodessa. LBG:n tank-to-wake CO₂-ekv.-päästö muodostuu metaani- ja N₂O-päästöistä (Spoof-Tuomi ja Niemi, 2020). GWP100-päästökertoimina näille on käytetty IPCC:n AR6 arvoja; metaanille 27 ja N₂O:lle 273. Biometaanin biogeenisiä CO₂-päästöjä ei laskennassa huomioida.

Esimerkkilaskelma: RoPax matkustaja-autolautta

LNG:n hinta, €/MWh	56	56	LBG:n hinta	80	80	100	100
Polttoaineen kulutus GWh/v	50	50	Polttoaineen kulutus GWh/v	50	50	50	50
Polttoainekustannus €/v	2 800 000	2 800 000	Polttoainekustannus €/v	4 000 000	4 000 000	5 000 000	5 000 000
Tank-to-wake päästö gCO ₂ -ekv./MJ _{fuel}	68,8	68,8	Tank-to-wake päästö gCO ₂ -ekv./MJ _{fuel}	11,6	11,6	11,6	11,6
Hiilidioksiditonin hinta €/t	90	150	Hiilidioksiditonin hinta €/t	90	150	90	150
Päästöoikeuksien hinta yht. €/v	1 114 560	1 857 600	Päästöoikeuksien hinta yht. €/v	187 920	313 200	187 920	313 200
Kustannukset yhteensä €/v	3 914 560	4 657 600	Kustannukset yhteensä €/v	4 187 920	4 313 200	5 187 920	5 313 200

Viereinen kuvio havainnollistaa päästöoikeuksien hinnan vaikutusta kokonaiskustannuksiin. Pystyakselilla kustannusten nousu kulutettua polttoaineen megawattituntia kohti.



Jos päästöoikeuden hinta vuonna 2026 on BloombergNEF:n ennustama 90 €/t, tulisi LBG:n hinnan laskea noin 75 euroon/MWh, jotta sillä saavutettaisiin LNG-käytön kustannustaso. BloombergNEF:n vuodelle 2030 ennustamalla päästöoikeuden hinnalla 150 €/t LBG olisi kustannuskilpailukykyinen LNG:n kanssa jo 87 €/MWh_{LBG} hinnalla.

Esimerkkilaskelma: RoPax matkustaja-autolautta

LNG:n hinta, €/MWh	56	56	LBG:n hinta	75	87
Polttoaineen kulutus GWh/v	50	50	Polttoaineen kulutus GWh/v	50	50
Polttoainekustannus €/v	2 800 000	2 800 000	Polttoainekustannus €/v	3 750 000	4 350 000
Tank-to-wake päästö gCO ₂ -ekv./MJ _{fuel}	68,8	68,8	Tank-to-wake päästö gCO ₂ -ekv./MJ _{fuel}	11,6	11,6
Hiilidioksiditonin hinta €/t	90	150	Hiilidioksiditonin hinta €/t	90	150
Päästöoikeuksien hinta yht. €/v	1 114 560	1 857 600	Päästöoikeuksien hinta yht. €/v	187 920	313 200
Yhteensä €/v	3 914 560	4 657 600	Yhteensä €/v	3 937 920	4 663 200

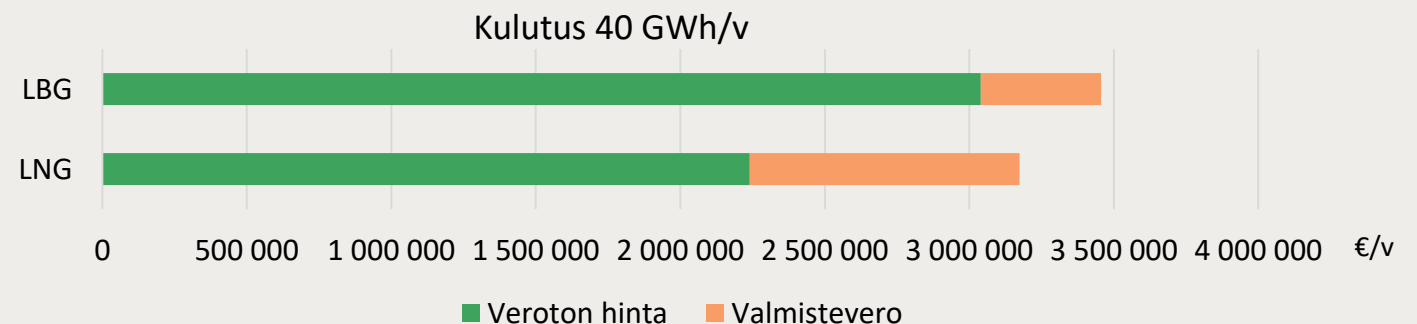
LCOE-laskennassa alhaisimmaksi LBG:n tuotantohinnaksi kohtuullisine tuottovaatimuksineen saatiin 76 €/MWh (investointituettu 120 GWh laitos). Tämä 76 €/MWh on kustannuskilpailukykyinen LNG:n nykyisen hinnan kanssa kun päästöoikeuden hinta saavuttaa 97–98 €/t. BloombergNEF:n ennusteessa (BNEF, 2024) tämä taso saavutetaan jo vuonna 2027.

Teollisuuskäyttö

Teollisuuskäytössä polttoaineen hintaan lisätään, toisin kuin meriliikenteessä, valmistevero. Valmistevero LNG:lle on 23,354 €/MWh. Kestävyysskriteerit täyttävälle, jätteistä ja tähteistä tuotetulle biokaasulle vero on 10,414 /MWh.

LNG:n verottomalla hinnalla 56 €/MWh kokonaishinnaksi muodostuu 79 €/MWh (alv 0). Jotta LBG:llä saavutettaisiin LNG-käyttöä vastaava kustannustaso, saisi LBG:n valmisteveroton myyntihinta olla enintään 69 €/MWh. Tässä tutkimuksessa alimmaksi valmisteverottomaksi tuotantohinnaksi kohtuullisine tuottovaatimuksineen saatiin 76 €/MWh (120 GWh investointituettu laitos).

Esimerkiksi 40 GWh vuosittaisella energiankäytöllä ja LBG:n hinnalla 86 €/MWh (tuotantohinta 76 €/MWh + valmistevero 10 €/MWh) polttoainekustannusten ero olisi runsas 280 000 €/v.



Todellisuudessa lisäkustannus voi olla pienempi, jos paikallisesti tuotettua kaasua käytettäessä kuljetuskustannukset pienenevät. Kuljetusmatkan lyhentyessä esimerkiksi 200 km:sta 25 km:iin, hyöty kuljetuskustannuksissa on jopa 75 000 euroa vuodessa (40 GWh/v = 2878 t/v, 0,15 €/t/km).

Vaikeammin rahassa mitattava hyöty biometaanin käyttöön siirtyvälle teollisuusyritykselle on sen tuoma imagohyöty. Biometaanin käyttö parantaa yrityksen imagoa etenkin ympäristövastuullisuuden näkökulmasta, joka on tänä päivänä talouden isoimpia megatrendejä. Vastuullisuuden bisnesvaikutukset näkyvät yhä konkreettisemmin niin kuluttajavalinnoissa, toimitusketjuissa, rekrytoinneissa kuin rahoituksesta neuvoteltaessa (EK, 2024). Vastuullisuus voidaan näin nähdä tärkeänä kilpailukyky- ja kasvutekijänä.

Yhteenveto

Raskaassa tieliikenteessä LBG on jo kustannuskilpailukykyinen polttoainevaihtoehto dieselikäytölle. Kaasukäyttöisen kaluston kalliimpi hankintahinta on helposti perusteltavissa pienemmillä polttoainekustannuksilla. Tulevaisuudessa biometaanin kustannuskilpailukykyyn raskaan liikenteen polttoaineena voidaan odottaa edelleen vahvistuvan, kun tieliikenne sisällytetään osaksi EU:n päästökauppaa viimeistään vuonna 2028.

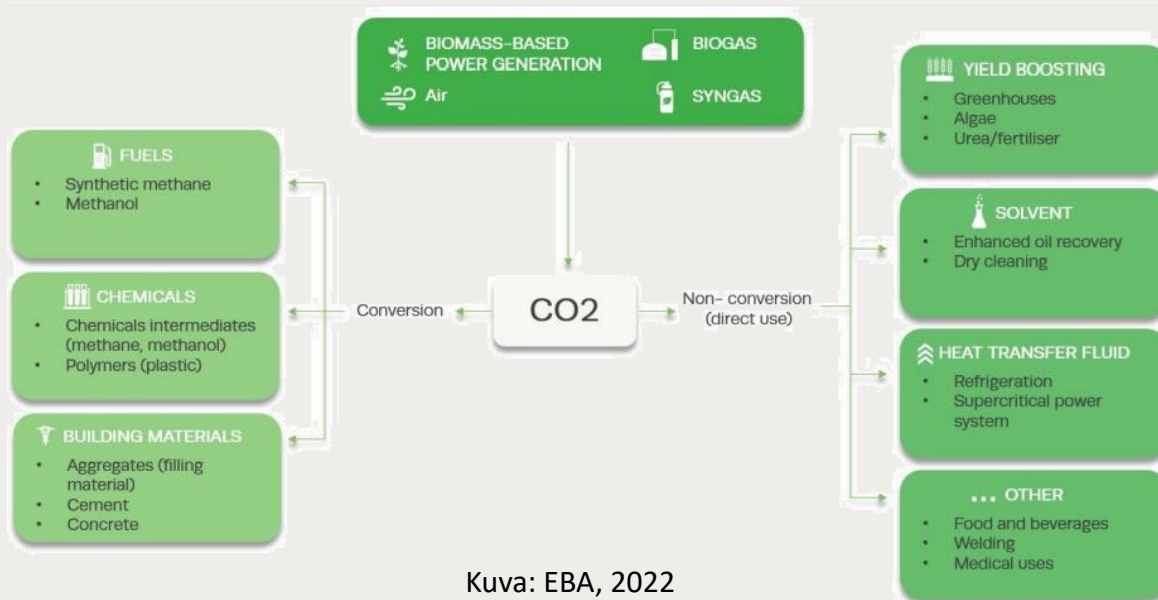
Meriliikenne sen sijaan otettiin osaksi EU:n päästökauppaa jo vuoden 2024 alusta. LCOE-laskennassa alhaisimmaksi LBG:n tuotantohinnaksi kohtuullisine tuottovaatimuksineen saatiin 76 €/MWh (investointituettu 120 GWh laitos). Tämä 76 €/MWh on meriliikenteessä kustannuskilpailukykyinen LNG:n kanssa kun päästöoikeuden hinta saavuttaa 97–98 €/t. Ennusteiden mukaan tämä taso saavutetaan vuonna 2027.

Päästökaupan ulkopuolisessa teollisuudessa kustannushyötyjen saavuttaminen korvaamalla LNG-käyttö LBG:llä on vaikeampaa. Jotta LBG:llä saavutettaisiin LNG-käyttöä vastaava kustannustaso, LBG:n valmisteveroton myyntihinta saisi olla enintään 69 €/MWh, kun tässä tutkimuksessa alhaisimmaksi LBG:n tuotantohinnaksi kohtuullisine tuottovaatimuksineen saatiin 76 €/MWh.

4. LBG + CCU (Carbon Capture and Utilization)

Edellisen perusteella etenkin LBG:n teollisuuskäytön taloudellinen kannattavuus vaatisi LBG:n tuotantohinnan alenemista. Biokaasun jalostusprosessissa eroteltavan hiilidioksidin kaupallinen hyödyntäminen voisi olla keino parantaa LBG-laitoksen kannattavuutta ja mahdollistaa alhaisempi biometaanin myyntihinta.

Talteen otetulle hiilidioksidille on olemassa lukuisia käyttökohteita elintarviketeollisuudesta polttoaineisiin ja rakennusmateriaaleihin. Hiilidioksidin hyödyntämisreitit voidaan jakaa: 1) CO₂:n suoraan käyttöön raaka-aineena ja 2) konversioreitteihin, jotka edellyttävät CO₂:n jatkokäsittelyä ennen käyttöä. (EBA, 2022)



Kuva: EBA, 2022

Biogeenisen CO₂:n hyödyntäminen vähentää fossiilisten raaka-aineiden käyttöä, mikä tukee ilmastotavoitteiden saavuttamista ja edistää kiertotaloutta. Samalla voidaan luoda paikallisia synergioita hiilidioksidia kuluttavien sektoreiden kanssa.

Pohjanmaalla merkittävä käyttökohte talteen otetulle hiilidioksidille voisi olla kasvihuonetuotanto, jossa hiilidioksidia käytetään kaasumaisena hiililannoitteena kasvun ja sadon parantamiseksi. Esimerkiksi pelkästään Närpiön alueella on yli 400 kasvihuoneviljelmää ja yli 77 hehtaaria kasvihuoneita (Yle, 2019). Keskimääräisellä hiilidioksidin käytöllä 12 kg/m²/v (Spoof-Tuomi ja Nuortila, 2022) yksistään Närpiön alueen kasvihuoneiden vuosittainen hiilidioksidin käyttö ylittää 9 000 tonnia.

Tulevaisuudessa suurin markkina talteen otetulle hiilidioksidille lienee kuitenkin synteettisten polttoaineiden valmistus. Uusiutuvaa alkuperää olevat synteettiset polttoaineet (e-polttoaineet), tuotetaan yhdistämällä hiilen lähde ja uusiutuvalla energialla tuotettu vety Power-to-X-prosesseissa. Biokaasutuotannon ja vetytalouden yhdistämisellä voidaan tehostaa molempien energiamuotojen hyödyntämistä ja näin edistää kestävää, hiilineutraalia energiataloutta.

Synteettinen metaani valmistetaan hiilidioksidista ja vetykaasusta annostelusuhteessa yksi osa CO₂:ta ja neljä osaa puhdasta vetyä: $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$. Kaavan mukaisesti yhden metaanitonnin tuottamiseksi tarvitaan 2750 kg hiilidioksidia ja 500 kg vetyä.

Tämän hankkeen T2 osaraportissa ”Biokaasun tuotanto- ja käyttöpotentiaalın selvitys sekä biokaasun tuotannon ja käytön päästölaskenta” kuvatuilla oletuksilla 120 GWh laitoksessa biokaasun tuotantoprosessissa syntyvän hiilidioksidin määrä on 14 800 tonnia vuodessa. 95 % talteenottoasteella synteettisen metaanin tuotantopotentiaali tästä on 5 100 tonnia eli 71 GWh metaania. 50 GWh laitoksessa hiilidioksidia muodostuu 6 200 t/v, josta 95 % talteenottoasteella synteettisen metaanin tuotantopotentiaali on 2 140 tonnia eli 30 GWh metaania. Puhdasta vetyä prosessiin tarvitaan 1 070 tonnia, joka vastaa hyvin Vaasan Vaskiluotoon suunnitellun vedyntuotantolaitoksen kapasiteettia (140 kg/h).

CCU:n investointi- ja käyttökustannukset

Hiilidioksidin erotus biokaasusta tapahtuu jalostusyksikössä, joka jo sisältyy LBG-laitosinvestointiin. Lisäinvestointeja tarvitaan kuitenkin hiilidioksidin käsittelyyn (nesteytys) ja varastointijärjestelmään.

CO₂:n nesteytys vaatii kaksi päävaihetta, puristuksen ja jäähdytyksen. Investoinnin pääkomponentit ovat kompressorit, lämmönvaihtimet ja kylmäainejärjestelmät. Laitteistoinvestointien yksikkökustannuksiksi arvioitiin 50 GWh LBG-laitoksessa 1688 €/kgCO₂/h ja 120 GWh laitoksessa 810 €/kgCO₂/h (Vernersson, 2022). Lisäksi tarvitaan nesteytetyn hiilidioksidin varastosäiliöt, jotka mitoitettiin varastoimaan viiden päivän tuotanto. Lisäksi alkuinvestointiin lisättiin asennuskustannukset 20 % ja yleiskustannuslisä 10 % laitteistokustannuksista.

Kokonaisinvestoinniksi muodostuu näin:

Investointikustannus	50 GWh/v	120 GWh/v
	€	€
Biokaasulaitos	16 100 000	20 040 000
Jalostuslaitos	3 360 000	5 400 000
Biometaanin nesteytys	4 920 000	11 376 000
Hiilidioksidin nesteytys	1 673 616	2 343 123
Yleiskustannuslisä	2 605 362	3 915 912
Yhteensä	28 658 978	43 075 036

CO₂:n nesteytyksen käyttökustannukset koostuvat pääosin energiankäytöstä sekä laitteiden huollon ja kunnossapidon kustannuksista. Lisäksi syntyy kiinteitä kuluja palkoista ja hallinnosta.

Hiilidioksidin nesteytyksen sähkön kulutuksena käytettiin pienemmässä laitoksessa 0,24 kWh/kgCO₂ (Vernersson, 2022) ja sähkön hintana 84,4 €/MWh (Tilastokeskus, 2024a). Suuremmassa laitoksessa sähkön kulutuksena käytettiin 0,20 kWh/kgCO₂ (Vernersson, 2022) ja verkkosähkön hintana 71,8 €/MWh (Tilastokeskus, 2024a). Huollon ja kunnossapidon kustannuksiksi asetettiin 2 % laitteistoinvestoinnista. Kiinteiden kustannusten osuudeksi arvioitiin 50 GWh laitoksessa 35 % ja 120 GWh laitoksessa 30 % CCU:n vuosittaisista kokonaiskäyttökustannuksista.

Hiilidioksidin nesteyttämisen elinkaarikustannukseksi muodostui 2,85 % laskentakorolla 39–62 €/t CO₂ ja 7,7 % laskentakorolla 43–70 €/t CO₂. Arvio on hyvin linjassa mm. BIP:n (2023) arvion 45–68 €/t CO₂ kanssa.

	50 GWh laitos	120 GWh laitos
LCO ₂ t/v	5 890	14 060
Nesteytyksen kustannus €/t CO ₂ , laskentakorko 2,85 %	61,80	38,60
Nesteytyksen kustannus €/t CO ₂ , laskentakorko 7,7 %	70,10	43,40

LCO₂ = liquid CO₂

LBG:n energiasisältöä kohti laskettuna CO₂:n nesteyttämisen kustannus on 5–7,5 €/MWh_{LBG} laitoksen kokoluokasta riippuen.

Seuraavaksi laskettiin, kuinka paljon LBG:n hinta voisi laskea, jos LBG:n myyntihintaa tasoitetaan hiilidioksidin tuotteistamisesta saatavilla tuotoilla.

Vuonna 2023 Suomessa myytiin teollista hiilidioksidia 152 000 tonnia ja myynnin kokonaisarvo oli 18,9 miljoonaa euroa (Tilastokeskus, 2024b). Teollisesti tuotetun hiilidioksidin keskiarvohinnaksi näistä saadaan 124 €/t. Macon Oy:n vuonna 2023 tekemän haastattelututkimuksen mukaan kasvihuoneiden maksama arvonlisäveroton hinta hiilidioksidista on 135–143 €/t (Macon, 2023). Konsulttiryitys Guidehousen ja EBA:n (European Biogas Association) yhteisraportissa hiilidioksidin hinnaksi puolestaan arvioidaan jopa 200 €/t (Guidehouse, 2023). Tässä tutkimuksessa nesteytetyn hiilidioksidin myyntihintana käytetään 135 €/t.

LBG:n LCOE:n laskenta LBG + CCU tapauksessa noudattaa samoja periaatteita kuin alkuperäisissä laskelmissa; laskentakorot 2,85 % ja 7,7 %, inflaatio 1,6 %/v, laitoksen käyttöikä 25 vuotta. Laskenta tehtiin Case 1:lle (perustapaus ilman investointitukea) ja Case 3:lle (perustapaus 30 % investointituella). Tulokset taulukoituna alla:

	Case 1		Case 3	
	50 GWh/v	120 GWh/v	50 GWh/v	120 GWh/v
LCOE €/MWh _{LBG} , laskentakorko 2,85 %	86,60	60,30	77,70	54,70
LCOE €/MWh _{LBG} , laskentakorko 7,7 %	104,60	71,40	90,30	62,40

50 GWh LBG + CCU laitoksen riskittömällä korkokannalla laskettu LBG:n tuotantohinta asettuu tasolle 78–87 €/MWh. Mittakaavaedun vuoksi LBG:n tuotantohinta 120 GWh LBG + CCU laitoksessa on alempi, 55–60 €/MWh.

Kun tuotantohintaan lisätään kohtuullinen tuottovaatimus (laskentakorko 7,7 %), saadaan LBG:n odotetuiksi verottomiksi myyntihinnoiksi laitoskoosta riippuen 90–105 ja 62–71 €/MWh.

Edellisen sivun laskelmista nähdään, että 120 GWh LBG + CCU laitoksessa tuotettua biometaanua voitaisiin tarjota kilpailukykyiseen hintaan myös päästökaupan ulkopuoliselle teollisuudelle.

Biogeenisen hiilidioksidin talteenotolla ja hyödyntämisellä on potentiaalia kasvaa merkittäväksi markkinaksi. Kysyntää lisäävät sekä poliittiset ohjaimet että yritysten tarpeet pienentää hiilijalanjälkeään.

Biokaasuteollisuus on helposti saatavilla oleva biogeenisen CO₂:n lähde. Talteenoton kustannukset ovat myös suhteellisen edulliset, koska biokaasun jalostuksesta talteenotettu CO₂ on hyvin konsentroitunutta (98-99 %), vrt. savukaasut noin ≤10 % tai ilma 0,03–0,04 % (EBA, 2022).

Tässä tutkimuksessa käytetyillä oletuksilla hiilidioksidin talteenotto todettiin taloudellisesti kannattavaksi suurten kokoluokkien LBG-kaasulaitoksilla. Talteenottoinvestointi muuttuu kannattamattomaksi vasta, kun biogeenisen hiilidioksidin hinta laskee 50 GWh laitoksen kohdalla alle 54 euroon tonnilta ja 120 GWh laitoksen kohdalla alle 33 euroon tonnilta.

5. Mädätysjäännöksen lannoitekäyttö

Biokaasutuotannossa syntyvä mädätysjännös sisältää runsaasti kasveille välttämättömiä ravinteita, kuten typpeä, fosforia ja kaliumia. Mädätysjäännöksen hyödyntäminen lannoitteena on tehokas ja ympäristöystävällinen tapa palauttaa ravinteita takaisin maaperään. Mädätysjännös voidaan hyödyntää lannoitteena sellaisenaan tai se voidaan käsitellä edelleen ravinnepitoisuuksien räätälöimiseksi.

Tässä työssä kuvailuissa esimerkkitapauksissa mädätysjäännöstä muodostuu 95 % syöteseoksen massasta. Massa- ja ravinnevirtojen hallitsemiseksi mädätysjännös separoidaan neste- ja kuivajakeeksi. Pääosa mädätysjäännöksen fosforista päättyy kuivajakeeseen. Kuivajae sisältää myös valtaosan mädätysjäännöksen kiinto-aineesta. Suurin osa kasveille käyttökelpoisesta liukoisesta tyyppistä sen sijaan päättyy nestejakeeseen. Nestejae sisältää myös valtaosan mädätysjäännöksen kaliumista. Nestejae prosessoidaan edelleen haihduttamalla, jolloin ravinteet saadaan tiivistettyä pienempään tilavuuteen. Tämä mahdollistaa kustannustehokkaamman kuljetuksen ja pidemmät kuljetusmatkat. Nestejakeen ravinteista 90 % jää konsentraattiin. Ravinnepitoisuudet haettiin Luken Biokaasulaskurista.

	50 GWh	120 GWh
Ravinteet	kg/t	
Liukoista typpeä (N) kuivajakeessa	2,25	
Fosforia (P) kuivajakeessa	4,70	
Kaliumia (K) kuivajakeessa	2,00	
Liukoista typpeä (N) nestejakeessa	2,25	
Fosforia (P) nestejakeessa	0,35	
Kaliumia (K) nestejakeessa	2,50	
Kuivajakeen massa	33 275 t	79 650 t
Nestejakeen konsentraatti	30 318 t	72 570 t
Ravinteiden määrä kuivajakeessa	75 t N	179 t N
	156 t P	382 t P
	67 t K	159 t K
Ravinteiden määrä konsentraatissa	307 t N	735 t N
	48 t P	114 t P
	341 t K	816 t K

Kuivajakeen ja konsentraatin käyttökohteet maataloudessa

Mädätysjäännöksen kuivajae sisältää runsaasti orgaanista ainetta, minkä vuoksi se soveltuu hyvin maanparannus-aineeksi. Orgaanisen aineksen lisäys parantaa monia maaperän ominaisuuksia, kuten multavuutta, huokoisuutta, veden- ja ravinteiden pidätyskykyä sekä maaperämikrobien aktiivisuutta (Seppänen ja muut, 2019). Kuivajakeen orgaaniseen ainekseen on sitoutuneena myös ravinteita, mikä kerryttää maaperän ravinnevarastoa ja antaa monivuotista lannoitusvaikutusta. Lannoitekäytössä kuivajae sopii parhaiten fosforin peruslannoitukseen.

Nestejakeesta väkevöity konsentraatti voidaan käyttää typpi-fosfori-kalium (NPK) -lannoitteena. Yleensä lannoitus-suunnitelma tehdään typpilannoitustarpeen pohjalta. Tarvittaessa lannoitustarvetta voidaan täydentää mineraalilannoitteilla tai toisilla kierrätyslannoitevalmisteilla. (Seppänen ja muut, 2019)

Yhtenä keskeisenä ravinnekonsentraatin haasteena nähdään ravinnesuhteet (Seppänen ja muut, 2018). Esimerkiksi konsentraatin fosforipitoisuus voi rajoittaa sen käyttöä, jos maaperässä on jo tarpeeksi fosforia tai jos lainsäädännön rajat ylittyvät. Ravinteita voidaan kuitenkin saada käyttöön halutussa N/P –suhteessa jalostamalla mädätysjäännöksen käsittelyprosesseja edelleen. Esimerkiksi typpikonsentraattia voidaan erottaa nestejakeesta mm. ammoniakstrippauksella. Menetelmä perustuu lämpötilan ja pH:n nostoon, jolloin typpi saadaan haihtumaan ammoniakkina. Kaasumainen ammoniakki otetaan sitten talteen happopesurissa esimerkiksi rikkihapon avulla ammoniumsulfaattina. Ammoniumtypen erotustehokkuus strippauksella yli 90 prosenttia. Tuotettua ammoniumsulfaattia voidaan käyttää suoraan typpilannoitukseen. Tuotteessa on myös korkea rikkipitoisuus, jonka vuoksi ammoniumsulfaatilla voidaan korvata erillinen rikkilannoitus (Ervasti ja muut, 2017).

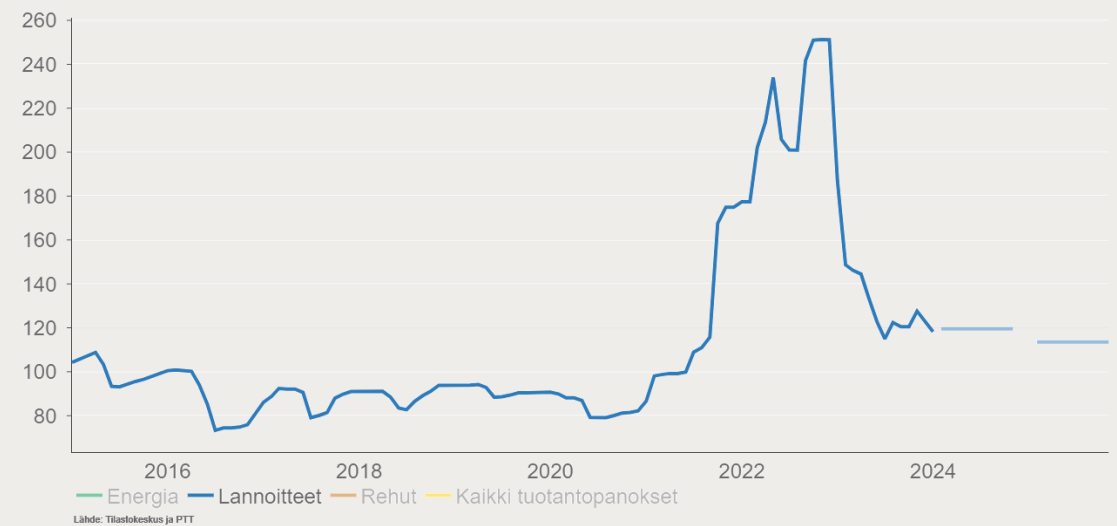
Etuna lannoitekustannusten alentaminen/vakauttaminen

Lannoitekustannukset voivat kattaa jopa puolet maatalousyrityksen tuotantopanostuksista, joten lannoitteiden hintavaihtelut voivat aiheuttaa merkittäviä haasteita maatalousyrittäjille

Mineraalilannoitteiden hinnat ja saatavuus ovat alttiita monille muuttujille. Viime vuosien dramaattisimpana esimerkkinä Venäjän hyökkäyssodan vaikutukset. Typpi-lannoitteiden pääraaka-aineen maakaasun hinta moninkertaistui vuoden 2021 aikana, mistä seurasi lannoitteiden tuotannon supistamista, jopa tuotannon pysäyttämistä. Sodan vuoksi asetettujen pakotteiden seurauksena lannoitteiden ja niiden pääkomponenttien saatavuus Venäjältä tyrehtyi, mikä aiheutti suurta epävarmuutta lannoitemarkkinoille (PTT, 2022). Vuoteen 2024 mennessä markkinat ovat sopeutuneet uuteen tilanteeseen ja lannoitteiden hinnat ovat vuositasolla laskeneet. Raaka-aineiden rajoitetun saatavuuden ja yleisen kustannustason nousun takia lähivuosina tuskin kuitenkaan nähdään vuosikymmenen alun hintatasoja (PTT, 2024).

Maatalouden tuotantopanosten hinnat

indeksi 2015 = 100



Kuva: PTT, 2024

Hyödyntämällä kierrätyslannoitevalmisteita maatalousyrittäjät voivat vähentää riippuvuutta teollisista mineraalilannoitteista, joiden hinnat voivat vaihdella rajusti markkinatilanteen mukaan. Tällöin tuotantokustannukset ovat vakaammat ja riippuvat vähemmän ulkoisista hintavaihteluista.

Kierrätyslannoitteiden hinnat kulkevat käsi kädessä ravinnekonentraation ja prosessointiasteen kanssa (Unnbom ja muut, 2020). Yleisesti ottaen kierrätyslannoitteiden hinnat ovat edullisempia kuin teollisesti valmistettujen lannoitteiden. Osa kierrätyslannoitevalmisteiden valmistajista tarjoaa joitakin tuotteita jopa maksuttomasti. Tyypillisimpiä maksuttomia tuotteita ovat maataloudessa käytettävät pakkaamattomat maanparannusaineet (Tampio ja muut, 2018). Myös Seppänen ja muut (2019) mainitsevat kuivia kierrätyslannoitevalmisteita saatavan pelkän rahdin hinnalla. Tämä mahdollistaa viljelijälle kustannussäästöjä niin lannoitekustannuksissa kuin maanparannustoimenpiteissä.

Myöskään ravinnekonentraatilla, joka on kuitenkin suhteellisen laimea nestemäinen tuote, ei ole tällä hetkellä merkittävää hintaa (Luostarinen ja muut, 2019).

Mädätysjäännöksen jalostusasteen nostaminen esimerkiksi ammoniakkistriippauksella vaatii kierrätyslannoitevalmistajalta lisäpanostuksia mm. laitteistoihin ja kemikaaleihin. Tämän vuoksi kierrätyslannoitevalmistaja voi odottaa saavansa hyvälaatuisista, väkevöidyistä lannoitevalmisteista myös kohtuullisen korvauksen. Joka tapauksessa kierrätyslannoitevalmisteiden hinta ravinnekiloa kohden on samaa tasoa tai alempi kuin mineraalilannoitteissa (Seppänen ja muut, 2019).

Hiilijalanjäljen pienentäminen

Kierrätyslannoitteiden käyttö vähentää mineraalilannoitteiden tuotannossa syntyviä päästöjä, erityisesti kasvihuonekaasupäästöjä. Tämä pienentää tilan hiilijalanjälkeä ja auttaa yrittäjiä vastaamaan ympäristötavoitteisiin ja kestävä kehityksen vaatimuksiin.

Ympäristöystävällinen tuotanto voi myös parantaa tilan imagoa ja lisätä asiakasuskollisuutta.

Kierrätyslannoitemarkkinoiden kehittyminen

Edullisen hinnan ja optimoitujen ravinnesuhteiden lisäksi viljelijät odottavat kierrätyslannoitteilta etenkin kuljetettavuutta, varastoitavuutta ja varmaa saatavuutta (Seppänen ja muut, 2018). Seppäsen ja muiden (2019) raportin mukaan esimerkiksi erilliselle urakoinnille tai varastoinnin ja levityksen palveluille laitoksen toimesta olisi tilausta. Erillisten urakoitsijoiden tai suurten biokaasulaitosten tarjotessa viljelijälle palveluja, jotka sisältävät esimerkiksi lannan kuljetuksen biokaasulaitokseen sekä kierrätyslannoitevalmisteiden kuljettamisen ja levittämisen peltoon viljelysuunnitelman mukaisesti, tila välttyy lannan varastointiin ja levitykseen liittyviltä töiltä osin tai kokonaan. Lannan käsittelyyn aiemmin kuluneen ajan ja kustannukset voi kohdentaa kierrätyslannoitevalmisteisiin ja niiden käytön palveluihin (Luostarinen ja muut, 2019). Tämä edellyttää laitostoimijoidenkin puolesta kasvavaa kiinnostusta maatalouden toimiin ja lopputuotteidensa käytön kehittämiseen pelkän laitoksen teknisen operoinnin sijaan (Seppänen ja muut, 2018). Laitosten tulisi tarjota myös opastusta kierrätyslannoittamiseen. Oletettavaa on, että kierrätyslannoitevalmisteiden saatavuuden kasvaessa ja niiden kuljetuksen ja levityksen palveluiden kehittyessä tilat kiinnostuvat valmisteiden käytöstä enemmän (Luostarinen ja muut, 2019).

Mm. HYKERRYYS2-hankkeen (Unnbom ja muut, 2020) tulokset osoittivat, että kierrätyslannoitteilla voidaan korvata tai täydentää väkilannoitteita peltokasvien viljelyssä ja saavuttaa samansuuruisia satoja kuin väkilannoitteita käytettäessä. Kierrätyslannoitteet tarjoavat näin viljelijöille kilpailukykyisen ja ympäristöystävällisen vaihtoehdon perinteisille kemiallisille lannoitteille. Tässä työssä tunnistetut merkittävimmät kierrätyslannoitteiden edut ovat:

- Kierrätyslannoitevalmisteiden käyttö vähentää alkutuotannon kannattavuuden riippuvuutta väkilannoitteiden hintavaihteluista. Kierrätyslannoitteet ovat yleensä myös mineraalilannoitteita edullisempia.
- Kun biokaasulaitosten ravinnerikkaita sivutuotteita hyödynnetään viljelyssä, ravinteet saadaan kiertoon tehokkaasti ja ekologisesti. Kierrätyslannoitteiden käyttö tukee kestävästä viljelyä ja vähentää ravinnehukkaa.
- Orgaanisen aineksen lisäys maaperään kasvattaa maan hiilivarastoa, parantaa maaperän kasvukuntoa ja biologista aktiivisuutta.
- Kierrätysravinteet edistävät kiertotaloutta ja säästävät luonnonvaroja. Lisäksi kierrätyslannoitteiden käytöllä on mahdollista vähentää lannoitteiden tuotantoketjujen kasvihuonekaasupäästöjä.
- Lannoitevalmisteiden kotimaisen tuotannon lisääminen vahvistaa maamme lannoiteomavaraisuutta ja huoltovarmuutta.

6. Yhteenveto

Tämä raportti täydentää hankkeessa aiemmin valmistunutta T2 osaraporttia ”Biokaasun tuotanto- ja käyttö-potentiaalin selvitys sekä biokaasun tuotannon ja käytön päästölaskenta”. Tämä selvitys keskittyi biokaasun tuotannon ja käytön teknistaloudellisiin arviointeihin. Selvitystyötä tehtiin sekä biometaanin tuottajan että kaasun käyttäjän näkökulmasta. Lisäksi tutkittiin, miten maatalousyrittäjät voisivat hyötyä biokaasutuotannossa syntyvien kierrätyslannoitevalmisteiden käytöstä.

LBG:n tuottajan näkökulmasta tutkimus keskittyi LBG:n elinkaaren aikaisiin tuotantokustannuksiin. Laskentaa tehtiin sekä ns. riskittömällä laskentakorolla että kohtuullisen tuottovaatimuksen sisältävällä laskentakorolla. Selkeän mittakaavaedun vuoksi laskentaa tehtiin kahdelle eri kokoiselle LBG-laitokselle, 50 GWh/v ja 120 MWh/v.

Perustapauksessa riskittömällä korkokannalla lasketuiksi LBG:n tuotantohinnoiksi saatiin 98 €/MWh (50 GWh laitos) ja 74 €/MWh (120 GWh laitos). Kun tuotantohintaan lisättiin kohtuullinen tuottovaatimus laitoksen toiminnalle, LBG:n odotetuksi myyntihinnaksi saatiin laitoskoosta riippuen 114 €/MWh ja 84 €/MWh. 30 % investointituella tuetuissa laitoksissa LBG:n odotetuksi myyntihinnaksi muodostui 101 €/MWh (50 GWh laitos) ja 76 €/MWh (120 GWh laitos).

LBG:n käyttäjän näkökulmasta tavoitteena oli selvittää, minkälaisella LBG:n hinnalla toimijan on taloudellisesti kannattavaa siirtyä LBG:n käyttöön fossiilisen polttoaineen sijaan. Meriliikenteessä ja teollisuudessa vertailupolttoaineena oli LNG ja raskaassa tieliikenteessä diesel. Meriliikenteessä kustannusten laskennassa huomioitiin alalla vuonna 2024 käyttöön otettu päästökauppa. Myös polttoaineiden erilainen verotuskohtelu huomioitiin.

Raskaassa tieliikenteessä LBG on jo nyt kustannuskilpailukykyinen polttoainevaihtoehto dieselikäytölle. Tulevaisuudessa biometaanin kustannuskilpailukykyyn raskaan liikenteen polttoaineena voidaan odottaa edelleen vahvistuvan, kun tieliikenne sisällytetään osaksi EU:n päästökauppaa viimeistään vuonna 2028.

Meriliikenne sen sijaan otettiin osaksi EU:n päästökauppaa jo vuoden 2024 alusta. LCOE-laskennassa alhaisimmaksi LBG:n myyntihinnaksi saatiin 76 €/MWh (investointituettu 120 GWh laitos). Tämä 76 €/MWh on meriliikenteessä kustannuskilpailukykyinen LNG:n kanssa, kun päästöoikeuden hinta saavuttaa 97–98 €/t. Ennusteiden mukaan tämä taso saavutetaan vuonna 2027.

Päästökaupan ulkopuolisessa teollisuudessa kustannushyötyjen saavuttaminen korvaamalla LNG-käyttö LBG:llä on vaikeampaa. Jotta LBG:llä saavutettaisiin LNG-käyttöä vastaava kustannustaso, LBG:n valmisteveroton myyntihinta saisi olla enintään 69 €/MWh.

Biokaasun jalostusprosessissa eroteltavan hiilidioksidin kaupallinen hyödyntäminen voisi olla keino parantaa LBG-laitoksen kannattavuutta ja mahdollistaa alhaisempi biometaanin myyntihinta. Pohjanmaalla merkittävä käyttökohde talteen otetulle hiilidioksidille voisi olla kasvihuonetuotanto, jossa hiilidioksidia käytetään kaasumaisena hiililannoitteena kasvun ja sadon parantamiseksi. Tulevaisuudessa suurimman markkinan talteen otetulle hiilidioksidille uskotaan kuitenkin olevan synteettisten polttoaineiden valmistus. Biokaasulaitoksissa talteen otettu hiilidioksidi voidaan yhdistää esimerkiksi vedyntuotannossa syntyvään vetyyn erillisessä metanointiprosessissa. Esimerkiksi 50 GWh laitoksessa hiilidioksidia muodostuu 6 200 t/v, josta 95 % talteenottoasteella synteettisen metaanin tuotantopotentiali on 30 GWh metaania. 120 GWh laitoksen kohdalla vastaava määrä on 71 GWh.

Jos hiilidioksidin tuotteistamisesta saatavilla tuotoilla tasataan LBG:n myyntihintaa, voisi LBG:n hinta laskea, investointituesta riippuen, tasolle 90–105 €/MWh (50 GWh laitos) ja 62–71 €/MWh (120 GWh laitos). Nähdään, että 120 GWh LBG + CCU laitoksessa tuotettua biometaania voitaisiin tarjota kilpailukykyiseen hintaan myös päästökaupan ulkopuoliselle teollisuudelle.

Biometaanin tuotantolaitokset eivät tuota pelkästään uusiutuvaa energiaa vaan myös runsaasti ravinteita, kuten typpeä, fosforia ja kaliumia, ja orgaanista ainetta sisältävää mädätysjäännettä. Mädätysjäänneksestä tuotetut lannoitevalmisteet tarjoavat viljelijöille kilpailukykyisen ja ympäristöystävällisen vaihtoehdon perinteisille mineraalilannoitteille.

Orgaanisten kierrätyslannoitevalmisteiden käytöllä on monia hyötyjä teollisesti valmistettuihin mineraalilannoitteisiin verrattuna. Hyödyntämällä kierrätyslannoitevalmisteita maatalousyrittäjät voivat vähentää riippuvuutta teollisista väkilannoitteista, joiden hinnat voivat vaihdella rajusti markkinatilanteen mukaan; tuotantokustannukset ovat vakaammat ja riippuvat vähemmän ulkoisista hintavaihteluista. Kierrätyslannoitteet ovat usein myös mineraalilannoitteita edullisempia, mikä mahdollistaa viljelijöille säästöjä yhdessä suurimmista vuosikuluistaan. Lisäksi ravinteet saadaan kiertoon tehokkaasti ja ekologisesti. Kierrätyslannoitteilla maaperään saadaan myös palautettua orgaanista ainesta, mikä kasvattaa maan hiilivarastoa, parantaa maaperän kasvukuntoa ja biologista aktiivisuutta, ja luo näin edellytykset pitkän aikavälin kannattavalle tuotannolle. Lisäksi lannoitevalmisteiden kotimainen tuotanto vahvistaa maamme lannoiteomavaraisuutta ja huoltovarmuutta.

Lähteet

- Aarras, N.; Hautala, J.; Lähde, P.; Manninen, M.; Kierikka, M. (2018). Biokaasutuotantoon soveltuvien biomassojen materiaaliselvitys. Business Tampere. Sweco, työnnumero 20601564. [http://circhubs.fi/wp-content/uploads/2017/11/Business-Tampere Biomassojen materiaaliselvitysraportti FINAL.pdf](http://circhubs.fi/wp-content/uploads/2017/11/Business-Tampere_Biomassojen_materiaaliselvitysraportti_FINAL.pdf)
- BIP Europe (2023). Insights into the current cost of biomethane production from real industry data. Biomethane Industrial Partnership. October 2023. <https://bip-europe.eu/downloads/?filter%5B%5D=18>
- BNEF (2024). EU ETS Market Outlook 1H 2024: Prices Valley Before Rally. May 1, 2024. BloombergNEF. <https://about.bnef.com/blog/eu-ets-market-outlook-1h-2024-prices-valley-before-rally/>
- EBA (2022). Biogenic CO₂ from the biogas industry. A mature business opportunity to enhance sustainable carbon cycles and untap the circularity and climate benefits of biogas production. European Biogas Association. September 2022. https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/10/Biogenic-CO2-from-the-biogas-industry_Sept2022-1.pdf
- EBA (2024). Mapping e-methane plants and technologies. The role of e-methane in the total energy mix. European Biogas Association. <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/09/Mapping-e-methane-plants-and-technologies.pdf>
- EK (2024). Vastuullisuudesta kilpailuetua pk-sektorille. Elinkeinoelämän keskusliitto. <https://ek.fi/tavoitteemme/vastuullisuus/vastuullisuudesta-kilpailuetua-pk-sektorille/>
- Energiavirasto (2023). Valvontamenetelmät viidennellä 1.1.2024 – 31.12.2027 ja kuudennella 1.1.2028 – 31.12.2031 valvontajaksolla. Maakaasun jakeluverkko toiminta. <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Maakaasu+jakelu+-+Menetelm%C3%A4liite.pdf/aafadee6-7c12-5a09-0a31-da5a191703a8/Maakaasu+jakelu+-+Menetelm%C3%A4liite.pdf?t=1703848652196>
- Ervasti, S., Winqvist, E., Rasi, S. 2017. Typen talteenotto lantaperäisestä nesteestä : tekninen toteutettavuus ja prosessin kannattavuusarvio. Luonnonvara- ja biotalouden tutkimus 4/2018. Luonnonvarakeskus, Helsinki. 31 s. https://jukuri.luke.fi/bitstream/handle/10024/541453/luke-luobio_4_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Guidehouse (2023). Beyond energy – monetising biomethane’s whole-system benefits. Guidehouse and European Biogas Association. February 2023. https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/02/20230213_Guidehouse_EBA_Report.pdf

Luostarinen, S., Tampio, E., Niskanen, O., Koikkalainen, K., Kauppila, J., Valve, H., Salo, T. & Ylivainio, K. (2019). Lantabiokaasutuen toteuttamisvaihtoehdot. Luonnonvara- ja biotalouden tutkimus 40/2019. Luonnonvarakeskus. Helsinki. 75 s. https://jukuri.luke.fi/bitstream/handle/10024/544244/luke-luobio_40_2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y%20

Macon (2023). Hiilidioksidin talteenotto ja hyödyntäminen biokaasun tuotannossa. Macon Oy. 12.7.2023. https://kaustisenseutu.fi/site/assets/files/7164/20230712_hiilidioksidin_talteenotto_ja_hyodyntaminen.pdf

PTT (2022). Maa- ja elintarviketalous – kevät 2022. Pellervon taloustutkimus. 29.3.2022. <https://www.ptt.fi/ennusteet/maa-ja-elintarviketalous-kevat-2022/>

PTT (2024). Maa- ja elintarviketalous – kevät 2024. Pellervon taloustutkimus. 26.3.2024. <https://www.ptt.fi/ennusteet/maa-ja-elintarviketalous-kevat-2024/>

SBB (2024). Biokaasutilastot. Excel-listaus vireillä olevista biokaasu- ja biometaanin laitoshankeinvestoinneista (tilanne 3.4.2024). <https://biokierto.fi/tilastot/biokaasutilastot/>

Seppänen, A-M., Laakso, Luostarinen, S. (2018). Sivuvirrasta väkilannoitteen korvaajaksi : Mädätysjäännöksen jalostusteknologioiden nykytila, tarpeet ja tulevaisuuden mahdollisuudet Suomessa. Luonnonvara- ja biotalouden tutkimus 31/2018. Luonnonvarakeskus, Helsinki. 49 s. https://jukuri.luke.fi/bitstream/handle/10024/542095/luke-luobio_31_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y

SKAL (2019). Millä energialla kuljetamme? Raskaan liikenteen käyttövoimasiirtymän tilannekuva. Suomen Kuljetus ja Logistiikka SKAL ry. 19. tammikuuta 2023. https://skal.fi/wp-content/uploads/2023/01/raportti_kayttovoimasiirtymasta_milla_energialla_kuljetamme-1.pdf

Smajla, I., Karasalihović Sedlar, D., Drljača, B., Jukić, L. (2019). Fuel Switch to LNG in Heavy Truck Traffic. *Energies* , 12, 515. <https://doi.org/10.3390/en12030515>

Spoof-Tuomi, K., Niemi, S. (2020). Environmental and Economic Evaluation of Fuel Choices for Short Sea Shipping. Clean Technol., 2, 34-52.
<https://doi.org/10.3390/cleantechnol2010004>

Spoof-Tuomi, K., Nuortila, C. (2022). Biogas utilization opportunities in different contexts: industry, waste-to-energy sector, and greenhouses. Teoksessa Biogas Utilization Opportunities in Ostrobothnia Region - Findings from the project. University of Vaasa Reports 35.
<https://osuva.uwasa.fi/bitstream/handle/10024/14697/978-952-395-051-1.pdf?sequence=2&isAllowed=y>

Suomen Nestelannoite (2024). Nurmilannoitteet. Käyttöohjeet. Noudettu 21.10.2024 osoitteesta:
<https://www.suomennestelannoite.fi/nurmet/kayttoohjeet/>

Suomen Pankki (2024). Suomen valtion viitelainojen korot. 3.9.2024.
https://www.suomenpankki.fi/fi/Tilastot/korot/taulukot2/korot_taulukot/viitelainojen_korot_fi/

Tampio, E., Vainio, M., Virkkunen, E., Rahtola, M., Heinonen, S. (2018). Opas kierrätyslannoitevalmisteiden tuottajille. Luonnonvara- ja biotalouden tutkimus 37/2018. 73 s. Helsinki. https://jukuri.luke.fi/bitstream/handle/10024/542240/luke-luobio_37_2018_2X.pdf?sequence=8&isAllowed=y

TEM (2024). Energia- ja investointituet. Energiatuen linjaukset vuodelle 2024. <https://tem.fi/tuettavat-hankkeet>

Tilastokeskus (2024a). Sähkön hinta kuluttajatyypeittäin.
https://pxdata.stat.fi/PxWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin_ehi/statfin_ehi_pxt_13rb.px/table/tableViewLayout1/

Tilastokeskus (2024b). Teollisuustuotanto tuotenimikkeittäin, 2021-2023.
https://pxdata.stat.fi/PxWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin_tti/statfin_tti_pxt_13jp.px/

Titan (2024). Titan Weekly LNG Prices. Noudettu 1.10.2024 osoitteesta: <https://titan-cleanfuels.com/lng-pricing/>

Trading Economics (2024). EU carbon permits. Noudettu 2.10.2024 osoitteesta: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>

Verohallinto (2024a). Maakaasun ja biokaasun valmistevero. [9.4.2024]. https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/verot-ja-maksut/valmisteverotus/Maakaasu_biokaasu_valmistevero/

Verohallinto (2024b). Vesillä liikkuvien alusten polttoaineiden valmisteverotus. [10.6.2024]. <https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/56198/vesilla-liikkuvien-alusten-polttoaineiden-valmisteverotus2/>

Unnbom, M., Zrim, J., Sipiläinen, T., Helenius, J., Tammeorg, P. (2020). HYKERRYYS2 – hyvän sadon kierrätyslannoitusohjelma 2. Loppuraportti. <https://mmm.fi/documents/1410837/0/HYKERRYYS2-hankkeen+loppuraportti.pdf/f05a7d74-550f-c37a-2b30-7fde3c5c43d0/HYKERRYYS2-hankkeen+loppuraportti.pdf?t=1634891285952>

Vernersson, L.-J. (2022). Bio-LNG and CO₂ liquefaction investment for a biomethane plant with an output of 350 Nm³ /h - A techno-economic-environmental analysis. Master's thesis. University of Gävle, Faculty of Engineering and Sustainable Development. <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1672202/FULLTEXT01.pdf>

Vna 262/2023. Valtioneuvoston asetus energiatuen myöntämisen yleisistä ehdoista vuosina 2023-2027. <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2023/20230262#Pdm46111190754320>

Yle (2019). Suomen säteilevin kaupunki on pikkuinen Närpiö – kasvihuoneiden öinen valo loistaa Helsinkiäkin kirkkaammin. 1.11.2019. <https://yle.fi/a/3-10590713>

Yle (2024). Nurmon jättimäisen biokaasulaitoksen rakentaminen varmistui, rakennustyöt alkavat heti. 10.9.2024. <https://yle.fi/a/74-20110264>