

POWER OF POTATOES



Yrkehögskolan Nova – Serie R – Rapport 2026.

WP4: Rapport

Regional produktion av bio- och e-bränslen i Sydösterbotten: förutsättningar, konsekvenser och investeringsvägar



Medfinansieras av
Europeiska unionen



ÖSTERBOTTENS FÖRBUND
POHJANMAAN LIITTO



Mikael Ehrs (Yrkeshögskolan Novia)

Projekt: Power of Potatoes.

WP4: Regional produktion av bio- och e-bränslen i Sydösterbotten: förutsättningar, konsekvenser och investeringsvägar. Mikael Ehrs.

Andra publikationer i samma serie:

WP1: Rapport 1/3: Energi från torv i Österbotten i jämförelse med energi från potatisens sidoströmmar samt andra biomassor. Yvonne Dahlbäck.

WP1: Rapport 2/3: Potatisens sidoströmmar i Österbotten samt deras användning och potential. Yvonne Dahlbäck.

WP1: Rapport 3/3: Från biomassaflöden till anläggningsplatser: en logistisk modell för regional biogasproduktion i Sydösterbotten. Mikael Ehrs.

WP2: Teknisk utvärdering av sidoströmmar från potatisindustrin som energiråvara: tekniska metoder för förnybar energi i Österbotten. Biniam Tefera.

WP3: Biogas- och bioetanolproduktion i Österbotten från potatisindustrins sidoströmmar – Tekniskekonomisk analys. Katariina Rantanen.

Yrkeshögskolan Novia, Wolffskavägen 31, 65200 Vasa, Finland.

Novia Publikation och produktion, serie R: Rapporter 13/2026

ISBN: 978-952-7526-82-8 (Online) ISSN: 1799-4179

CC BY 4.0

Abstrakt

Denna rapport är en del av projektet Power of Potatoes (finansierat av Programmet för EU:s regional- och strukturpolitik, Ett förnybart och kompetent Finland 2021– 2027, via Österbottens förbund) och analyserar förutsättningarna för att etablera regional produktion av bio- och e-bränslen i Sydösterbotten, med fokus på en planerad anläggning i Närpes/Kristinestad baserad på potatis- och jordbruksrelaterade restströmmar. Syftet var att bedöma genomförbarhet, tillståndsbehov, miljökonsekvenser, sociala och ekonomiska effekter samt möjligheterna att stegvis utvidga konceptet från biogas till bioetanol och e-bränslen.

Arbetet genomfördes som en scenario- och referensbaserad analys. Ett grundscenario om cirka 34 000 ton substrat per år jämfördes med två uppskalade scenarier, 68 000 respektive 136 000 ton per år. Bedömningen byggde på finländsk MKB-metodik, gällande lagstiftning, finansieringsinstrument och jämförelser med liknande anläggningar i Finland. Analysen omfattade särskilt luftutsläpp och lukt, vattenanvändning och processavlopp, buller, trafik, rötresthantering, lokalisering, skyddsavstånd, organisationsformer och investeringslogik.

Resultaten visar att grundscenariot är tekniskt och tillståndsmässigt genomförbart, men att lokalisering och avstånd till bostäder är avgörande för att undanröja risken för ansökningsavslag och för att skapa lokal acceptans. Vid uppskalning blir luktbehandling, logistik och skyddsavstånd dimensionerande. Utvidgning till bioetanol och e-bränslen kan öka systemnytta och klimatprestanda, men kräver högre kapitalinsatser, säkerställd förnybar el, robust vatten- och kemikaliehantering samt en integrerad bioraffinaderi- eller Power to X-struktur. Rapporten rekommenderar därför en modulär, stegvis investeringsmodell.

Abstract

This report is a part of the project Power of Potatoes (financed by the Program for EU's regional and structural policy, A renewable and competent Finland 2021-2027, via the Regional Council of Ostrobothnia) and examines the conditions for establishing regional biofuel and e-fuel production in Southern Ostrobothnia, focusing on a planned facility in Närpes/Kristinestad based on potato and agricultural side streams. The aim was to assess feasibility, permitting requirements, environmental impacts, social and economic effects, and the potential for phased expansion from biogas to bioethanol and e-fuels.

The study was carried out as a scenario- and reference-based analysis. A base case of about 34,000 tonnes of feedstock per year was compared with two scaled cases, 68,000 and 136,000 tonnes per year. The assessment drew on Finnish EIA practice, applicable legislation, financing instruments, and comparisons with similar plants in Finland. Key issues included air emissions and odour, water use and process effluents, noise, traffic, digestate management, siting, buffer distances, organisational models, and investment logic.

The results indicate that the base case is technically and regulatorily feasible, but that siting and distance to housing are decisive for avoiding permitting rejection and for building local acceptance. At larger scale, odour control, logistics, and buffer distances become the main sizing constraints. Expansion to bioethanol and e-fuels can increase system value and climate performance, but requires higher capital input, secured renewable electricity, robust water and chemical management, and an integrated biorefinery or Power to X structure. The report therefore recommends a modular, stage-gated investment model.

Innehållsförteckning

Innehållsförteckning.....	4
1. Introduktion.....	1
2. Möjligheter till finansiellt stöd.....	1
3. Lagar, tillståndsbehov och processer.....	2
4. Anläggningarnas miljökonsekvenser.....	4
4.1. Bedömning av miljöpåverkan i grundscenariot ($\approx 34\,000$ ton/år).....	4
4.2. Utökade scenarier ($2\times$ och $4\times$ kapacitet).....	5
4.3. Utvidgad produktion – e-bränslen och bioetanol.....	6
5. Sociala och ekonomiska konsekvenser.....	7
6. Bolags- och organisationsformer.....	8
6.1. Nationellt möjliga bolagsformer.....	8
6.2. Internationella modeller.....	9
6.2.1. Tysk energikooperativmodell (Energiegenossenschaften).....	9
6.2.2. Dansk offentlig–privat joint venture (Nature Energy-modellen).....	10
6.2.3. Svensk hybridmodell (Göteborg Energi Gas AB).....	10
7. Affärsmodeller för biogas- och e-bränsleproduktion.....	11
8. Investeringsplan.....	12
8.1. Investeringsscenario för biogasproduktion.....	12
8.2. Tillägg: bioetanolproduktion baserad på potatis i anslutning till biogasanläggningen.....	13
8.3. Tillägg: e-metanolproduktion baserad på biogen CO_2 i tre biogasscenarier.....	14
9. Sammanfattning och rekommendationer.....	15
10. Källförteckning.....	16

1. Introduktion

Sydösterbotten har goda förutsättningar för biogasproduktion baserad på jordbruks- och livsmedelsrelaterade sidoströmmar. Rapporten bedömer möjligheten att etablera en medelstor biogasanläggning och att senare utvidga den med bioetanol och/eller e-bränslen som metanol, ammoniak och syntetiska gaser. Fokus ligger på finansiering, tillstånd, miljöeffekter, samhällseffekter och investeringslogik.

Projektets genomförbarhet avgörs av tre huvudfrågor: ekonomi och organisation, lag- och tillståndskrav samt lokal acceptans i fråga om bland annat lukt, buller, trafik, risker och markanvändning. Rapporten följer därför etableringskedjan från finansiering och tillstånd till miljöbedömning, samhällseffekter och organisatoriska lösningar.

2. Möjligheter till finansiellt stöd

Biogas- och e-bränsleprojekt i Finland finansieras vanligen genom en kombination av nationella stöd, EU-program och lån eller privat kapital (Business Finland, 2025).

Nationella program och stöd: villkor, nivåer och process

Business Finland är det centrala nationella stödinstrumentet. Stöd riktas till biogas, ny energiteknik och i vissa fall förnybar vätgas för elektrobränslen. Typiska stödnivåer är 15–30 procent, och projekt får inte starta före beslut (Business Finland, 2025).

Därutöver finns stöd för industriell omställning, bland annat ett statligt program på cirka 400 miljoner euro för minskning av koldioxidutsläpp och energieffektivisering (UNCTAD, 2025; Business Finland, 2025). Ilmastorahasto har också medverkat i vätgas- och P2X-projekt (i vilka koldioxid och vätgas förenas till så kallade e-bänslen), ofta tillsammans med investeringsbidrag och privat kapital (TEM, 2022; Reuters, 2025; P2X Solutions, 2025).

EU-program: demonstrations-, infrastruktur- och miljöstöd

Innovation Fund är centralt för större demonstrationsprojekt inom e-bränslen och bedömer projekt utifrån bland annat teknisk mognad, utsläppsreduktion och skalbarhet (European Commission, 2025). LIFE lämpar sig särskilt för miljö-, cirkularitets- och rötrestrelaterade delar (CINEA, 2025; KPMG Finland, 2025; CINEA, 2025). Regionala EAKR- och JTF-medel kan finansiera förstudier, piloter och delinvesteringar i Österbotten (Österbottens förbund, 2025; Pohjois-Pohjanmaa, 2023). Forsknings- och demonstrationsdelar kan även stödjas via CET Partnership (CET Partnership, 2025).

Jämförelse - nationella program mot internationella

Nationella stöd är oftast snabbare och mer direkt investeringsinriktade, medan EU-program kan ge högre stöd för särskilda projektkomponenter men kräver mer dokumentation och längre processer (European Commission, 2025; CINEA, 2025).

Internationellt kombineras investeringsbidrag oftare med produktionspremier eller certifikat, vilket stärker lönsamheten för biometan och e-bränslen (Energinet, 2022; RVO, 2024; EBA, 2025). I Finland visar exempel som Harjavalta och Joensuu att större projekt kan bygga på kombinationer av statligt stöd, klimatfinansiering och

privat kapital (Reuters, 2025; P2X Solutions, 2025). Även regionala biogasprojekt har finansierats med strukturfondsmedel och nationella program (University of Vaasa, 2022; Österbottens förbund, 2025).

Ansökningsförfaranden, tidslinjer och dokumentkrav

Ansökningar till Business Finland kräver projekt- och finansieringsbeskrivning, investeringsspecifikation och bevis på att projektet inte startat före beslut. För biogas krävs dessutom plan för rötrestens användning (Business Finland, 2025). Regionala EAKR/JTF-ansökningar kräver motsvarande underlag enligt regionala kriterier (Österbottens förbund, 2025).

EU-program kräver mer omfattande teknisk och finansiell dokumentation. Gemensamma bedömningskriterier är klimatnytta, innovationsgrad, skalbarhet och hållbarhetsunderlag. Projektet måste också kunna visa att statsstödsregler följs och att dubbelfinansiering undviks (European Commission, 2025; CINEA, 2025; Business Finland, 2025).

Potentiella privata partnerskap och kompletterande finansiering

Bidrag behöver normalt kompletteras med lån och privat kapital. EIB (Europeiska investeringsbanken) och NIB (Nordiska investeringsbanken) är relevanta långivare för gröna projekt, och privata infrastruktur- och bioenergifonder spelar en växande roll. De har till exempel delinvesterat i Finlands då största biogasanläggning i Nivala 2025, med en kapacitet på att processa 600 000 ton biomassa (EIB, 2025; EIF, 2025; NIB, 2025a; Bioenergy News, 2025; World Biomarket Insights, 2025; Gas Compression Magazine, 2025).

3. Lagar, tillståndsbehov och processer

Biogas- och e-bränsleanläggningar i Finland omfattas av flera parallella lagar och myndighetsprocesser. Dessa styr miljöskydd, säkerhet, markanvändning och tillståndsordning och påverkar därmed både teknikval, lokalisering och tidplan.

Miljöskyddslagstiftning och miljötillstånd (Miljöskyddslagen 527/2014)

Miljöskyddslagen (527/2014) är den centrala lagen i detta sammanhang. Biogas- och e-bränsleanläggningar är normalt miljötillståndspliktiga, och större projekt prövas av regionförvaltningsverket medan ELY-centralen fungerar som remiss- och tillsynsmyndighet (Miljöskyddslagen, 34 §; Miljöskyddslagen, 182 §; Statsrådets förordning 713/2014, bilaga 1, punkt 11 a).

Om projektet kan ge betydande miljöpåverkan krävs också MKB, bland annat för biogasanläggningar över 30 000 ton substrat per år (Lag om förfarandet vid miljökonsekvensbedömning 252/2017; förordning 277/2017). Tillståndsvillkoren kan därefter omfatta utsläpp till luft, vatten och buller i linje med industriutsläppsdirektivet (2010/75/EU).

Vattenlagen (587/2011) och vattenhantering

Vattenlagen (587/2011) blir aktuell vid processvattenuttag, utsläpp eller risk för påverkan på yt- eller grundvatten. Tillståndet prövas separat, ofta av samma REGIONFÖRVALTNINGSVERKET, och kan innehålla villkor om kväve, fosfor, kontrollprogram och skyddsåtgärder i känsliga områden (ELY-keskus, 2023).

Markanvändning, planläggning och bygglov (Markanvändnings- och bygglagen 132/1999)

Bygglov krävs enligt Markanvändnings- och bygglagen (132/1999), och projektet måste vara förenligt med gällande plan. Om detaljplan eller annan planmässig grund saknas kan planändring krävas, vilket förlänger processen. Skyddsavstånd och lokal påverkan bedöms av kommunen (Markanvändnings- och bygglagen 132/1999; Miljöministeriets anvisning YM2/601/2015).

Kemikaliehantering och säkerhet (Kemikalielagen 599/2013; Lag 390/2005)

För e-bränslen som metanol och ammoniak blir kemikalielagstiftningen central. Verksamheten ska då anmälas till eller prövas av Tukes, och högre mängder kan utlösa säkerhetsrapport och beredskapsplaner enligt Kemikalielagen (599/2013) och lagen om säkerhet vid hantering av farliga kemikalier och explosiva varor (390/2005). Seveso III sätter den övergripande EU-ramen (Europeiska unionen, 2012).

Avfall och restprodukter (Avfallslagen 646/2011)

Rötrest betraktas som avfall tills den uppfyller kraven för biprodukt eller gödselprodukt. Det kräver avfallshanteringsplan, egenkontroll och i vissa fall rapportering till myndigheter enligt Avfallslagen (646/2011) och avfallsdirektivet (2008/98/EG). Rötrestens status är viktig också för projektets ekonomi.

Luftutsläpp och utsläppshandel (Lag 311/2011)

Större anläggningar kan omfattas av lagen om handel med utsläppsrätter (311/2011), medan mindre anläggningar främst styrs av nationella utsläppsgränser (Statsrådets förordning 445/2010). För syntetiska bränslen påverkas framtida projekt även av EU:s utveckling kring RED III och RFNBO-kriterier (COM/2022/672; Direktiv (EU) 2023/2413; Förordning (EU) 2023/1184).

Arbetsmiljö och säkerhet (Arbetskyddslagen 738/2002)

Arbetskyddslagen (738/2002) kräver riskbedömning före driftstart. För processanläggningar tillkommer krav på explosionssäkerhet enligt ATEX-reglerna (*ATmosphères EXplosibles*) och statsrådets beslut 576/2003. Tillsynen sköts av arbetskyddsmyndigheten.

3.8. Tidslinje för tillståndsprocessen

En typisk tidslinje för tillståndsprocessen vid en medelstor anläggning (10–30 MW, substrat 30 000 ton/år) är som tabellen indikerar - totalt bör minst 24 månader reserveras för planering, utredning och tillståndshantering innan byggstart.

Steg	Myndighet	Tidsåtgång	
Förhandsmöte & MKB-program	ELY-centralen	1–3 mån	Förhandsbedömning enligt 8 § MKB-lagen
MKB-förfarande	ELY-centralen	9–12 mån	Rapport och offentlig kommentar
Miljö- och vattenlagstillstånd	RFV	8–12 mån	Kan samordnas med MKB
Bygglov och planläggning	Kommun	6–12 mån	Parallellt ansökande möjligt
Kemikalietillstånd	Tukes	3–9 mån	Efter miljö tillstånd
Drifttillstånd	Tukes + RFV	1–2 mån	Inspektion och godkännande

4. Anläggningarnas miljökonsekvenser

Miljöbedömningen utgår från finländsk MKB-praxis för jämförbara anläggningar och från referensfall som Hangö, Kalajoki, Jeppo, Hallavaara och Rannikon Biokaasu (Adven Oy, 2020; Bio-VV Oy, 2023; Jeppo Kraft Andelslag, 2008; Hallavaaran Satakierto, 2021; Etelä-Pohjanmaan ELY-keskus, 2024). Grundscenariot motsvarar cirka 34 000 ton substrat per år, alltså ungefär samma storleksklass som Rannikon Biokaasu, och bedömningen fokuserar på luft, vatten, buller, lukt, rötrest och mark-/naturpåverkan.

4.1. Bedömning av miljöpåverkan i grundscenariot ($\approx 34\ 000$ ton/år)

I grundscenariot bedöms påverkan som hanterbar om anläggningen lokaliseras rätt och utformas med slutna system, dagvattenkontroll och tillräckliga skyddsavstånd. För Närpes/Kristinestad antas ett läge med god råvaru- och logistiktilgång och avstånd till bostäder på cirka 400–650 meter, i linje med Rannikon Biokaasu (Etelä-Pohjanmaan ELY-keskus, 2024).

Luftkvalitet och emissioner

Luftutsläpp kommer främst från förbränning av biogas samt gasuppgradering och fackling. I denna storleksklass är utsläppen i huvudsak lokalt begränsade och kan normalt hanteras inom tillståndsvillkor med slutna process och standardiserad reningsteknik, i linje med erfarenheterna från Hangö och Kalajoki (Adven Oy, 2020; Bio-VV Oy, 2023).

Vattenanvändning och vattenpåverkan

Vattenanvändningen uppskattas till cirka 1,5–2 m³ per ton behandlat material. I normal drift sker nästan all hantering i slutna kretslopp, med recirkulation, förångning och membranrening som minskar utsläpp till avloppsnätet. Spillriskerna bedöms som små om tankar invallas och dagvattensystemet dimensioneras så att uppströms dränering inte påverkas (Adven Oy, 2020; Bio-VV Oy, 2023; Etelä-Pohjanmaan ELY-keskus, 2024).

Buller

Buller uppstår främst från kompressorer, fläktar, pumpar och transporter. Referensprojekt visar att nivåerna vid fastighetsgräns normalt kan hållas kring eller under riktvärden om anläggningen placeras i lantlig eller industriell miljö och transporterna styrs tidsmässigt till lämpliga tidpunkter på dygnet (Adven Oy, 2020; Bio-VV Oy, 2023; Etelä-Pohjanmaan ELY-keskus, 2024).

Lukt och luftkvalitet i närmiljön

Lukt är den mest acceptanskänsliga frågan. Erfarenheter från Jeppo, Hangö, Kalajoki och Rannikon Biokaasu visar dock att påverkan kan begränsas tydligt genom slutna mottagningssystem, undertryck och biofilter eller skrubber (aktivfilter). Vid avstånd över cirka 400 meter bedöms luktpåverkan normalt som begränsad, förutsatt att mottagning och förbehandling hålls slutna (Jeppo Kraft Andelslag, 2008; Adven Oy, 2020; Bio-VV Oy, 2023; Etelä-Pohjanmaan ELY-keskus, 2024).

Avfall och rötresthantering

Rötresten är en central del av miljöprofilen. I grundscenariot uppkommer ungefär 30–35 000 ton rötrest per år (p.g.a. tillsatt vatten), som kan separeras i fast och flytande fraktion. Referensfall visar att denna modell ger högt

näringsutnyttjande och minskar transportvolymerna, vilket gör rötresten till en möjlig produkt snarare än ett avfall om kvaliteten säkras (Adven Oy, 2020).

Mark, grundvatten och biologisk mångfald

Markpåverkan i grundscenariot bedöms som begränsad om anläggningen placeras på jordbruksmark, produktionsskog eller annat någorlunda okänsligt naturområde. Naturinventering krävs ändå för att verifiera frånvaro av skyddade arter och för att hantera avrinning, särskilt i kustnära och dikade miljöer i Österbotten. Byggtid bör planeras så att fåglars häckningsperioder undviks där det är relevant (Jeppo Kraft Andelslag, 2008; Etelä-Pohjanmaan ELY-keskus, 2024; Adven Oy, 2020; Bio-VV Oy, 2023).

4.2. Utökade scenarier (2× och 4× kapacitet)

Vid 2× och 4× kapacitet ökar påverkan främst genom större substratflöden, fler transporter, högre energianvändning och större krav på lukt- och vattenhantering. De mest dimensionerande frågorna blir då skyddsavstånd, logistik och processkontroll.

Luftutsläpp och energibalans vid ökad kapacitet

Vid uppskalning antas de specifika emissionsfaktorerna vara ungefär konstanta, vilket gör att totalutsläppen ökar proportionellt med produktionen. Samtidigt visar referensfall att större anläggningar kan hålla utsläppen inom villkor genom skrubbing av utsläppsgaserna, förbränningsoptimering och bättre värmeåtervinning. Vid 4× blir också mängden avskiljbar biogen CO₂ tillräckligt stor för att motivera vidare användning i e-bränslen (Bio-VV Oy, 2023; Adven Oy, 2020).

Luktpåverkan och luftkvalitet

Lukt ökar med kapaciteten om inte reningssystemen byggs ut. Referenserna visar att en fördubbling normalt kräver parallella biofilter eller skrubbrar för att bibehålla samma reduktionsgrad, och att skyddsavståndet kan behöva växa från cirka 400–500 meter i 2×-scenariot till över 600 meter i 4×-scenariot (Adven Oy, 2020; Bio-VV Oy, 2023; Etelä-Pohjanmaan ELY-keskus, 2024).

Buller och trafik

Buller ökar inte linjärt utan logaritmiskt, vilket innebär att själva processbullret ofta fortfarande kan hållas inom riktvärden. Trafiken blir däremot mer märkbar, särskilt i högsäsong, och kan i större scenarier närma sig eller överstiga 50 tunga fordon per dygn. Därför blir tidsstyrning, ruttval och lokalisering ännu viktigare vid större skala (Adven Oy, 2020; Macon Oy, 2024).

Vattenanvändning och processavlopp

Större kapacitet ökar behovet av processvatten och försvårar hanteringen av processavlopp. Därför blir intern recirkulation, förångning och buffertkapacitet viktigare i 2×- och särskilt 4×-scenariot. De lokala vattenförhållandena i Österbotten gör att dagvatten- och avloppsstrategin måste dimensioneras tidigt i projektet (Adven Oy, 2020; Bio-VV Oy, 2023; Etelä-Pohjanmaan ELY-keskus, 2024).

Markpåverkan och lokala miljöförhållanden

Ökad kapacitet kräver större ytor för lagring, logistik och tekniska system, vilket förstärker påverkan på dagvatten, landskapsbild och lokala biotoper. I kust- och jordbrukslandskap blir därför lokaliseringen ännu

viktigare, liksom hänsyn till diken, småvattendrag och häckningsmiljöer (Jeppo Kraft Andelslag, 2008; Etelä-Pohjanmaan ELY-keskus, 2024).

4.3. Utvidgad produktion – e-bränslen och bioetanol

En utvidgning till bioetanol och/eller e-bränslen innebär att anläggningen går från biogasanläggning till mer komplex bioraffinaderi- eller P2X-struktur. Det förändrar utsläppsprofil, energibehov, vattenstrategi och risknivå, och kräver bedömning mot både finländska referensprojekt och EU:s industri- och säkerhetsregler (European Chemicals Agency, u.å.; Europeiska unionen, 2010, 2012; Macon Oy, 2023; Ramboll Finland Oy, 2023; St1, 2022).

Bioetanolproduktionens miljöprofil

Bioetanolproduktion präglas främst av högt behov av processvärme och el, organiskt belastande vattenströmmar samt hantering av drank och fermentations-CO₂. Referenser från Punkaharju visar att miljöprofilen i hög grad avgörs av hur energi- och restströmmar integreras. I POP-sammanhang är etanol därför mest rimlig som tillägg till biogas, inte som första basinvestering (Pöyry Energy Oy, 2006).

E-bränslen och elektrolysbaserad syntes

E-bränslen är starkt elintensiva och beroende av säker tillgång till förnybar el, avmineraliserat vatten och en lämplig CO₂-källa. Biogen CO₂ från biogasuppgradering är särskilt relevant i detta projekt, men kräver rening, kompression och kvalitetssäkring. Klimatnyttan avgörs av om elen uppfyller RFNBO-kriterierna (Renewable fuels of non-biological origin), medan risknivån ökar genom vätgas, metanol och ammoniak, vilket gör Seveso III, ATEX och processsäkerhet centrala (Europeiska kommissionen, u.å.; Europeiska unionen, 2023a; Europeiska unionen, 2023b; Europeiska unionen, 2012).

Samlad miljöbedömning för utvidgad produktion

Utvidgad produktion kan ge bättre resurs- och klimatprestanda genom tre former av systemintegration: användning av biogen CO₂ i syntes, återvinning av spillvärme samt en bredare produktmix med gas, etanol, e-bränslen, värme och gödselprodukter (Macon Oy, 2023; St1, 2022). För att detta ska ge verklig klimatnytta krävs dock både förnybar el enligt RFNBO-logik och en robust vatten- och avloppsstrategi (Europeiska kommissionen, u.å.; Europeiska unionen, 2023a; Pöyry Energy Oy, 2006; Ramboll Finland Oy, 2023; St1, 2022). Samtidigt driver sektorsspecifika EU-regler i sjöfart och luftfart efterfrågan på e-bränslen, men också kraven på spårbar klimatredovisning (Europeiska kommissionen, u.å.; EASA, u.å.; EUR-Lex, u.å.).

5. Sociala och ekonomiska konsekvenser

En regional bio- och e-bränsleanläggning påverkar inte bara miljö och teknik utan också sysselsättning, lokal ekonomi, markanvändning, boendemiljö och acceptans. Konsekvenserna i Sydösterbotten beror i hög grad på lokalisering, logistik och hur väl anläggningen integreras med befintliga industriella flöden.

Sysselsättningsmöjligheter och lokal ekonomi

Biobränsleanläggningar skapar normalt sysselsättning både i byggfasen och i driften. Byggfasen gynnar entreprenad, montage, el, automation och transporter, medan driften skapar mer specialiserade jobb inom process, underhåll, kvalitet och logistik. PtX-delar höjer kompetenskraven ytterligare (IEA, 2025; IEA Bioenergy, 2025; Sweco Finland Oy, 2023).

De regionala nyttorna uppstår främst när råvaror, biprodukter, service och värme kan tillgodogöras lokalt. Samtidigt ökar risken om affärsmodellen bygger på säsongsberoende råvaror eller elintensiva processer med känslighet för elpris och nätkapacitet. Lokal acceptans stärks när nyttorna uppfattas som lokala, inte bara belastningarna (IEA, 2025; IEA Bioenergy, 2025; Macon Oy, 2024; Ramboll Finland Oy, 2023).

Effekter på markanvändning och landskap

Markbehovet omfattar mottagning, processutrustning, lagring, interna trafikytor och eventuella tillägg som uppgradering, CO₂-hantering och elektrolys. Större kapacitet kräver större ytor och kan påverka både dagvatten och landskapsbild tydligare (Markanvändnings- och bygglagen 132/1999; Bio-VV Oy, 2023).

I Sydösterbotten är det därför lämpligt att i första hand välja redan industriellt präglade eller logistknära lägen. För e-bränslen tillkommer dessutom riskstyrd zoner (ökande skyddsregler ju närmare man kommer de explosiva/korrosiva ämnena), eftersom vätgas, metanol och ammoniak kan påverka skyddsavstånd och framtida markanvändning i omgivningen (Tukes, u.å.; Europeiska unionen, 2012).

Påverkan på närliggande bostadsområden

I MKB-metodik förstås social påverkan ofta som förändringar i människors välbefinnande, trygghet och vardagsmiljö. För denna typ av projekt gäller det främst lukt, buller, trafik, riskupplevelse och påverkan på rekreation och vardagsrörelser (Sosiaali- ja terveystieteiden tutkimuskeskus, 1999; Sosiaali- ja terveystieteiden tutkimuskeskus, u.å.; Macon Oy, 2024; Sweco Finland Oy, 2023).

För biogas är lukt den mest känsliga frågan, även om tekniska åtgärder kan minska påverkan kraftigt. Även måttliga bullerökningar kan upplevas negativt om de ändrar områdets karaktär eller om nattlig drift förekommer. Därför är tydlig riskkommunikation, klagomålsrutiner och uppföljning centrala för boendetrivsels (Adven Oy, 2020; Bio-VV Oy, 2023; Sosiaali- ja terveystieteiden tutkimuskeskus, 1999; Ramboll Finland Oy, 2023).

Trafik- och infrastrukturaspekter

Trafik är ofta den mest konkreta lokala belastningen. Den påverkar buller, trafiksäkerhet, luftkvalitet nära vägar och upplevelsen av ökad industrialisering. I större scenarier kan antalet tunga transporter bli högt nog att göra logistikupplägget avgörande för acceptansen (Macon Oy, 2024).

För PtX ändras trafikprofilen delvis från biomassatransporter till fler kemikalie- och produkttransporter, samtidigt som beroendet av elnätskapacitet ökar. En trovärdig bedömning behöver därför omfatta nulägesdata,

scenarioprognoser, känsliga vägsträckor och åtgärder som separata infarter, väntytter och ruttstyrning (Macon Oy, 2024).

Samhällsengagemang och feedbackmöjligheter

MKB-lagen kräver att boende och andra intressenter får reella möjligheter att ta del av underlag och lämna synpunkter (Laki ympäristövaikutusten arviointimenettelystä 252/2017). Praxis i liknande projekt visar att detta ofta kompletteras med enkäter, informationsmöten och lokala kontaktgrupper (Sosiaali- ja terveystieteiden tutkimuskeskus, 1999; Sosiaali- ja terveystieteiden tutkimuskeskus, u.å.; Macon Oy, 2024; Ramboll Finland Oy, 2023).

I Sydösterbotten är ett tidigt och praktiskt orienterat deltagande särskilt viktigt eftersom många aktörer berörs i råvaru- och logistikkedjan. Engagemanget bör dessutom fortsätta efter tillståndsskedet, med kontaktkanaler, uppföljning av lukt och buller samt regelbundna möten under drift (Macon Oy, 2024; Ramboll Finland Oy, 2023).

6. Bolags- och organisationsformer

Valet av organisationsform påverkar finansiering, styrning, riskfördelning och ansvar gentemot myndigheter och ägare. För biogas- och e-bränsleprojekt i Finland är frågan särskilt viktig eftersom flera aktörer ofta behöver samordna råvaror, investeringar och produktförsäljning.

6.1. Nationellt möjliga bolagsformer

De vanligaste formerna är aktiebolag, andelslag samt kommunala eller offentlig–privata samarbetsbolag. Valet styrs främst av aktiebolagslagen, lagen om andelslag, kommunallagen och upphandlingslagen (Aktiebolagslagen 624/2006; Lagen om andelslag 421/2013; Kommunallagen 410/2015; Lag 1397/2016).

Aktiebolag är den vanligaste modellen för större energiinvesteringar eftersom den ger tydlig styrning, begränsat ägaransvar och bättre möjligheter till extern finansiering. Andelslag passar bättre där många råvaruleverantörer också ska vara delägare, men kapitalanskaffningen är ofta svårare och beslutsfattandet långsammare. Kommunal eller offentlig–privat samverkan kan ge stark lokal förankring men kräver mer noggrann hantering av upphandling och konkurrensneutralitet. (Stormossen, 2023; Biokymppi, 2021; Jeppo Biogas, 2022).

Exempel:

Stormossen Ab (Korsholm) är ett kommunalt bolag grundat 1985, som driver avfallsbaserad biogasproduktion. Bolaget ägs gemensamt av kommunerna Vasa, Korsholm, Malax, Vörå, Laihela och Storkyro. Intäkterna delas mellan kommunerna proportionellt till levererat avfall, medan kostnaderna fördelas efter befolkning (Stormossen, 2023). Bolaget fungerar enligt aktiebolagslagen men med kommunallagens insynskrav. Investeringskostnader täcks genom kommunala kapitalinsatser och avfallstaxor. Driftöverskott används för att sänka kommunernas avfallsavgifter och för miljöinvesteringar. Kommunerna bär solidariskt ansvar enligt aktieägarandelning i förhållande till invånarantal (Stormossen, 2023).

Biokymppi Oy (Kitee) representerar en privatägd modell där ett mindre antal jordbrukare och företag deltar som aktieägare. Bolaget driver en biogasanläggning på 60 000 ton/år substrat och säljer gas till industrin och tankstationer. Finansieringen kombinerar banklån, EU-stöd via NTM-centralen och eget kapital (Biokymppi, 2021). Finansieringen omfattar 50 % eget kapital, 30 % lån och 20 % offentligt stöd. Intäkterna delas ut som utdelning i förhållande till kapitalinsats, men substratleverantörer får dessutom volymbaserad ersättning (Biokymppi, 2021).

Jeppo Biogas Ab (Jeppo) är ett hybridexempel där andelslagsprinciper kombinerats med aktiebolagsstruktur. Rötresterna används som gödsel, och intäkter delas ut som årlig återbäring baserad på inmatad substratmängd (Jeppo

Biogas, 2022). Ägarna levererar substrat (gödsel och restprodukter) och erhåller rötrest som gödselmedel. Rötrestvärdet (ca 2–3 €/ton) samt gasförsäljning till transportsektorn (intäkt ca 70–80 €/MWh) ligger till grund för intäktsfördelningen. Vinsten delas i proportion till substratmängd, inte till insatt kapital (Jeppo Biogas, 2022).

BioGTS Oy (Jyväskylä) fungerade under 2010-talet som teknikleverantör och delvis delägare i samarbetsanläggningar. Denna modell – där teknologibolag och substratproducenter delar ägande – har använts för att reducera initiala investeringsrisker (BioGTS, 2018).

6.2. Internationella modeller

Internationellt finns flera modeller som är relevanta som jämförelse men ännu inte fullt etablerade i finländsk kontext. De visar olika sätt att kombinera lokalt ägande, professionell drift och delning av risk och intäkter.

6.2.1. Tysk energikooperativmodell (*Energiegenossenschaften*)

I Tyskland finns omkring 850 energikooperativ med över 200 000 medlemmar (Bundesnetzagentur, 2022). Den rättsliga grunden är Genossenschaftsgesetz (GenG, 1889), som liknar den finländska andelslagsformen. De flesta kooperativen är småskaliga, men flera driver biogas- och solenergianläggningar med omsättning över 5 miljoner euro.

En typisk modell består av:

- o Medlemsinsats: 500–5000 euro per medlem, ibland upp till 50 000 euro för företag.
- o Kapitalstruktur: ca 40 % eget kapital, 40 % banklån, 20 % offentligt stöd.
- o Intäktskällor: elförsäljning enligt fast inmatningstariff (Feed-in Tariff, EEG 2014) om 14–16 c€/kWh under 20 år, samt biogödsel.
- o Fördelningsmodell: 40–50 % av vinsten återinvesteras i anläggningen, 30 % delas som årlig utdelning (vanligen 3–6 % ränta på insatt kapital), 20–30 % som återbäring baserad på levererat substrat.

Den tyska modellen har varit framgångsrik i att kombinera lokal delaktighet med långsiktig finansiell stabilitet. Kostnadsfördelningen är proportionell till medlemsandelar, medan vinsten kopplas både till kapital och aktivitet (Klagge & Meister, 2018).

En intressant aspekt är att många kooperativ har dubbla avtalsnivåer: dels medlemskap i kooperativet, dels separata leveransavtal med fast pris för substrat (t.ex. 25–35 €/ton gödsel). På så sätt säkerställs förutsägbara intäkter för medlemmarna och långsiktigt substratflöde för anläggningen.

6.2.2. Dansk offentlig–privat joint venture (Nature Energy-modellen)

Danmark har etablerat flera regionala biogasbolag där kommuner och privata investerare samverkar. Den största aktören, Nature Energy A/S, driver 12 anläggningar och omsatte 3,5 miljarder DKK 2022 (Energinet.dk, 2022).

Strukturen bygger på offentlig–privat samverkan (OPS). Kommuner tillhandahåller mark och substratsinsamling via avfallsbolag, medan privata investerare står för byggnation och drift. Ägandet fördelas typiskt 20–40 % kommunalt, 60–80 % privat kapital.

Intäkterna genereras från försäljning av uppgraderad biogas (bio-LNG eller biometan) till det danska gasnätet till marknadspris, förstärkt av feed-in-premium på 39 DKK/GJ (cirka 5,2 €/MWh) enligt energiproduktionslagen.

Vinstdelningen sker enligt avtalade Power Purchase Agreements (PPA) och Service Level Agreements (SLA). Efter kostnadsavdrag delas resultatet i regel 60 % till privata ägare, 40 % till kommunala parter. Kommunerna erhåller dessutom fast ersättning per ton substrat (15–25 €/ton) och miljöbonus baserad på utsläppsreduktion (CO₂e).

Den danska modellen har visat sig särskilt effektiv i att sprida risker: bygg- och driftansvar ligger på den privata parten, medan kommunerna garanterar substrattillgång och mark. Avkastningen på kapital ligger normalt mellan 6 och 9 % årligen (Dansk Energi, 2022).

6.2.3. Svensk hybridmodell (Göteborg Energi Gas AB)

I Sverige har kommunala energibolag som Göteborg Energi Gas AB (dotterbolag till Göteborg Energi AB) etablerat partnerskap med lantbrukare och industri. Den rättsliga ramen utgörs av kommunallagen (2017:725) och lagen om energitjänster (2014:266).

Intäkterna från biogasproduktion delas enligt ett trestegsavtalssystem:

1. Substratleverantörer får ersättning per ton levererat material (vanligen 20–30 €/ton för matavfall och 10–15 €/ton för gödsel).
2. Anläggningsintäkter från gasförsäljning (ca 80–90 €/MWh) fördelas 70 % till Göteborg Energi och 30 % till delägande lantbrukare.
3. Bonusmodell baserad på leveranssäkerhet: om substratmängder hålls inom avtalade ramar ges tilläggsbonus på 5 €/ton per år (Göteborg Energi, 2021).

Denna modell kombinerar stabilitet i kommunal styrning med ekonomiska incitament för lantbrukarna. En särskild fond finansierar återinvesteringar och gemensam forskning.

7. Affärsmodeller för biogas- och e-bränsleproduktion

Affärsmodellen för regionala bioenergiprojekt bygger normalt på flera parallella intäktsströmmar som tillsammans bär CAPEX, OPEX och risk. I denna typ av projekt är de viktigaste komponenterna gasförsäljning, biprodukter och råvaruekonomi, ofta förstärkta av certifikat eller andra gröna värden (EBA, 2022; EBA, 2024).

I nordiska och europeiska biogasprojekt består intäkterna typiskt av gas, biprodukter och råvaruekonomi. Gasen säljs antingen som rå biogas eller uppgraderad biometan, biprodukterna omfattar främst rötrest, värme och ibland CO₂, och råvarusidan kan ge gate fees eller kräva ersättning till leverantörer. Kassaflödet påverkas dessutom av stödmekanismer och certifikatvärden (EBA, 2022; EBA, 2024). Danmark och Nederländerna visar hur marknadspris kan kombineras med premier eller stimulerande-energilpolitik stöd, medan den finländska modellen i högre grad styrs av naturgaspris, gröna värden och nät- eller logistikvillkor (Energinet, 2022; Dansk Energi, 2022; RVO, 2024; RVO, 2025; Gasgrid Finland, 2023; Gasgrid Finland, 2024).

Försäljning av rå biogas till lokal kraftvärme eller industri ger relativt stabila men lägre intäkter. Uppgradering till biometan öppnar högre värde, särskilt för transportmarknad, men i Österbotten saknas gasnät, vilket gör att intäkten i stället avgörs av lokal distribution, kundstruktur och transportkostnad. I WP3-kalkylen används cirka 15 000 MWh/år och ett referenspris på 50 €/MWh, vilket motsvarar ungefär 0,90 M€/år i gasintäkt.

Etanol behandlas i rapporten som ett kompletterande värdehöjande spår. Tanken är att en del potatisbaserade flöden först går till fermentering och destillation och att resterna därefter kan rötas till biogas. Ett ton potatis kan enligt referenserna ge cirka 271 liter etanol eller omkring 175 m³ biometan, vilket visar att en multiproduktmodell kan sprida intäktsrisken över flera marknader (Achinas et al., 2019; Lucas, 2014; Krzywika & Szwaja, 2017).

E-metanol och ammoniak bygger affärsmässigt på långsiktiga offtake-avtal snarare än spotförsäljning. Ett centralt exempel är Kassø i Danmark, där cirka 42 000 ton e-metanol per år säljs till bland annat sjöfartssektorn, medan Maersks avtal visar att efterfrågan på grön metanol redan formaliseras i mycket stora volymer (Reuters, 2025; Maersk, 2023). Offentliga analyser anger riktmärken kring 1 000–1 300 €/ton för bio- och e-metanol i tidiga projekt, medan grön ammoniak i pilotfall antyds ligga kring cirka 790 €/ton i indikativ betalningsvilja (Global Maritime Forum, 2024; ET Fuels, 2024).

Samtidigt är marknaderna ännu omogna. Vi betonar därför att e-bränslen är mer realistiska som framtida tillägg än som första bärande affärsspår, och att e-metan baserat på biogen CO₂ från biogas kan vara mer regionalt relevant än ren exportriktad e-metanol i liten skala. Den maritima sektorn framstår som den tydligaste framtida marknaden, men för en österbottnisk anläggning blir det avgörande att anläggningen har mer än ett ben att stå på (Reuters, 2025; Maersk, 2023; Global Maritime Forum, 2024).

Biprodukterna kan vara strategiskt viktiga för lönsamheten. Bio-CO₂ från biogas eller etanol kan säljas till livsmedel, industri eller växthus. I rapporten nämns både regional efterfrågan och öppna prisriktmärken i Europa på cirka 170–220 €/ton, även om värdet i praktiken styrs av renhet, säsong och logistik (IMARC, 2025). För Sydösterbotten finns också lokal växthuspotential, vilket gör CO₂ till en möjlig regional sidointäkt.

Rötrest och förädlade gödselprodukter har dokumenterat ersättningsvärde i förhållande till mineralgödsel, även om vanlig rötrest ofta värderas lågt per ton medan mer koncentrerade produkter kan ge högre nettovärde per kg kväve (Tampio et al., 2016; Luostarinen et al., 2020; Müller et al., 2024). I WP3-kalkylen motsvarar rötrest/gödselprodukter cirka 0,17 M€/år, vilket gör denna post viktig för kassaflödet. Spillvärme kan också ge intäkt, men värdet är lokalt och måste förhandlas med energibolag (Reuters, 2025). Därutöver kan certifikat och

ursprungsgarantier i vissa länder höja biometanvärdet tydligt, även om sådana nivåer inte direkt kan överföras till Finland utan liknande styrmedel (RVO, 2024; RVO, 2025; EBA, 2024; European Biogas—value study, 2024).

Råvarumixen styr affärsmodellen direkt. Kommunalt matavfall ger ofta gate fee och blir därmed en negativ råvarukostnad, medan gödsel och lantbruksrester oftare kräver låg ersättning, nyttodelning eller återföring av förädlad rötrest. Nordiska jämförelser visar behandlingsnivåer kring 60–75 €/ton för vissa avfallsflöden, men stora lokala variationer förekommer (Nordiska ministerrådet, 2024; Avfall Sverige, 2024; EEA, 2023). I finländska producentägda upplägg har ersättning ofta kopplats till mängd och kvalitet, medan danska OPS-modeller ofta använder fasta ersättningar per ton kombinerat med bonus för leveranssäkerhet (Jeppo Biogas, 2022; Energinet, 2022; Dansk Energi, 2022).

För Sydösterbotten innebär detta att affärsmodellen bör vila på långsiktiga råvaruavtal, kvalitetsparametrar och en diversifierad råvarukorg. Vissa avfallsströmmar kan bära mottagningsavgift, medan jordbruksströmmar ofta kräver compensation eller nyttodelning via gödselproduktens värde (Jeppo Biogas, 2022; Energinet, 2022; Dansk Energi, 2022).

8. Investeringsplan

Investeringsplanen behöver hantera två olika kapital- och risklogiker: dels biogasrelaterade investeringar med relativt etablerad teknik, dels P2X-investeringar där el, elektrolys och syntes dominerar kostnadsbilden. Därför bör investeringsbeslut enligt rapporten delas upp scenario för scenario: lokal rågasanvändning, uppgradering till biometan och eventuellt senare syntesspår till e-metanol eller e-metan baserat på biogen CO₂ och förnybar el enligt RFNBO-logik (P2X Solutions, 2025a; Reuters, 2025; Europeiska kommissionen, 2023; Europeiska unionen, 2023a).

Finländska referensprojekt visar att både investeringsnivå och stödnivå varierar kraftigt med skala och produktval. Nivala representerar mycket storskalig biogas/bio-LNG med över 26 miljoner euro i stöd, medan Harjavalta, Joensuu och Villmanstrand visar motsvarande logik på P2X-sidan (NIHAK, 2025; Both2nia, 2025; P2X Solutions, 2025a; P2X Solutions, 2025b; Sweco, 2023).

8.1. Investeringsscenario för biogasproduktion

I projektets arbetspaket kring ekonomi (WP3) framstår biogas fortsatt som rapportens mest realistiska första investeringssteg. WP3-kalkylen utgår från två scenarier: B1, med 12 000 ton potatis och 22 000 ton gödselmix per år, samt B2, med 24 000 ton potatis och 44 000 ton gödselmix per år. Den totala substratmängden uppgår därmed till 34 000 ton/år respektive 68 000 ton/år. I kalkylen motsvarar detta en energiproduktion på cirka 10,6 GWh/år i B1 och 21,2 GWh/år i B2, med uppskattad CAPEX på 6,0 M€ respektive 9,1 M€. Samtidigt anges årlig driftkostnad till 60 €/MWh i B1 och 50 €/MWh i B2, vilket visar att den större anläggningen får tydliga skalfördelar även i driften.

Med ett antaget nettoförsäljningspris på 1,2 €/kg biometan ger kalkylen en årlig gasintäkt på cirka 0,92 M€ i B1 och 1,83 M€ i B2. Ställt mot driftkostnaden ger detta ett enkelt driftöverskott i storleksordningen 0,28 M€/år för B1 och 0,77 M€/år för B2. Om endast gasförsäljningen beaktas blir den enkla återbetalningstiden därmed ungefär 21,5 år i B1 och 11,8 år i B2. Rapporten redovisar emellertid också en förbättrad återbetalningstid med gatefees, där nivån sjunker till cirka 7,6 år i B1 och 5,0 år i B2. Men realistiskt sett kan man bara kräva dessa av industrier som verkligen ser sina sidoströmmar som problem. Vissa organiska restströmmar kan bära mottagningsavgift, medan jordbruksbaserade flöden ofta kräver compensation eller annan nyttodelning för att mobiliseras.

Kalkylen blir mer attraktiv om investeringsstöd inkluderas. Tidigare i rapporten beskrivs Business Finlands energi- och investeringsstöd som det centrala nationella stödinstrumentet för denna typ av projekt, med typiska stödnivåer för förnybar energi på 15–30 %. Det framhålls dock att investeringar i förädling, distribution eller användning av

biogas normalt bara stöds om de är kopplade till ny reaktorkapacitet, och att tankstationer inte finansieras som fristående delar inom detta stöd. De normala projektkostnaderna för ett enskilt energistödsprojekt anges till 30 000–5 000 000 euro, vilket innebär att både B1 och särskilt B2 i strikt mening ligger i eller över den övre delen av det vanliga intervallet och därför sannolikt behöver motiveras som etappvis genomförda eller kompletteras med andra finansieringskällor. (Business Finland, 2025)

Vid 20 % investeringsstöd sjunker nettokapitalbehovet i B1 från 6,0 M€ till 4,8 M€, och vid 30 % stöd till 4,2 M€. Med samma driftöverskott som ovan innebär detta att den enkla återbetalningstiden faller från cirka 21,5 år till omkring 17–15 år om endast gasintäkten räknas. För B2 minskar nettokapitalbehovet från 9,1 M€ till 7,28 M€ vid 20 % stöd och till 6,37 M€ vid 30 % stöd. Återbetalningstiden förbättras då från cirka 11,8 år till omkring 9–8 år utan sidointäkter.

8.2. Tillägg: bioetanolproduktion baserad på potatis i anslutning till biogasanläggningen

Vi gör också en kalkyl på en småskalig bioetanolmodul i anslutning till biogasanläggningen i grundscenariot. Logiken är då att potatisens stärkelse först används för etanoljäsning och destillation, medan restfraktionen efter stärkelseuttag leds vidare till rötning tillsammans med övriga substrat. Ett ton potatis kan i princip ge ungefär 271 liter etanol, samtidigt som potatisbaserade restfraktioner fortsatt är användbara i biogasprocessen (Achinas et al., 2019; Lucas, 2014; Krzywika & Szwaja, 2017). I modelldatan för området inom 80 km från studieområdet summerar potatismängderna till cirka 240 900 ton per år, vilket innebär att en relativt liten etanolmodul endast skulle kräva en begränsad andel av den regionala råvarubasen.

För en tidig investerings- och driftkalkyl är det rimligt att utgå från en modul som behandlar 10 000 ton potatis per år. Med rapportens antagna utbyte om 271 liter etanol per ton potatis ger detta en årsproduktion på cirka 2,71 miljoner liter etanol (det vill säga ungefär 2 710 m³/år). Detta motsvarar endast cirka 4,1 % av potatisvolymen inom 80 km radie från Närpes/Kristinestad. Som tekniskt jämförelsefall kan Punkaharju-projektet användas. Där redovisas för en anläggning på 75 000 m³ etanol per år en genomsnittlig elförbrukning på 3 000 kWh/h och en ångförbrukning på 35 t/h (Pöyry Energy Oy, 2006). Om dessa storleksordningar skalas ned linjärt till en liten modul erhålls ett ungefärligt specifikt energibehov på cirka 0,32 kWh el per liter etanol och cirka 2,8–2,9 kWh värme per liter etanol. I ett integrerat upplägg är det rimligt att anta att etanolmodulen inte byggs som en helt fristående fabrik, utan delar tomt, mottagning, vattenhantering, viss driftpersonal och framför allt värmeförsörjning med biogasanläggningen.

Med sådana enkla antaganden kan den årliga driftskostnaden uppskattas. För det första antas potatisråvaran huvudsakligen bestå av utsorterad potatis eller kontrakterade sidosrömmar, och inte av fullvärdig livsmedelspotatis. Som riktvärde antas därför 30 €/ton, medan Lukes statistik visar att genomsnittligt producentpris för matpotatis i Finland år 2025 låg kring 0,22 €/kg, det vill säga cirka 220 €/ton (Luke, 2025). Råvarukostnaden blir då cirka 300 000 €/år. För det andra antas elbehovet uppgå till cirka 870 MWh/år; med ett avrundat industriprisantagande på 70 €/MWh motsvarar detta ungefär 60 000 €/år. För det tredje antas värmebehovet vara cirka 7 700–7 800 MWh/år; om denna värme tas internt från biogas-/CHP-systemet till ett internt transferpris på 50 €/MWh blir värmekostnaden cirka 385 000 €/år. Därtill antas kostnader för enzymer, jäst, syror/baser och övriga processkemikalier, arbetskraft motsvarande tre årsverken inklusive lönebikostnader, samt underhåll, laboratoriearbete, vatten, rengöring och övrig drift. Den sammanlagda årliga OPEX-nivån hamnar då i storleksordningen 1 220 000 €/år.

Om denna kostnad relateras till årsproduktionen på 2,71 miljoner liter fås en förenklad produktionskostnad på cirka 0,45 €/liter etanol, eller ungefär 450 €/m³. Denna nivå är inte orimlig, men den är samtidigt tydligt beroende av två villkor: att råvaran kan anskaffas som sidosröm till låg kostnad, och att processvärmerna kan integreras med biogasanläggningen. (Luke, 2025).

Som en mycket grov investeringsskiss kan den extra CAPEX som krävs för en sådan etanolmodul uppskattas till ungefär 3–4 M€ utöver biogasanläggningen. Det är lägre än för en fristående liten etanolanläggning, eftersom integrationen gör det möjligt att dela infrastruktur och nyttofunktioner; som jämförelse redovisar AURI:s studie av små etanolanläggningar att ett fristående projekt på omkring cirka 3,8 miljoner liter per år hade ett totalt

projektinvesteringsbehov på cirka 6,5 miljoner euro och ett personalbehov på ungefär fem personer (AURI, 2009). (AURI, 2009; Pöyry Energy Oy, 2006).

8.3. Tillägg: e-metanolproduktion baserad på biogen CO₂ i tre biogasscenarier

Vi gör också en kalkyl över möjligheten att koppla CO₂-potentialen från biogasuppgradering till en möjlig "småskalig P2X-modul" (e-metanol). I projektets 4×-scenario anges att avskiljbar CO₂ från gasuppgradering kan överstiga 25 000 ton/år, baserat på erfarenheter där CO₂-flödet motsvarar cirka 1,6 ton CO₂ per producerad ton metan (Bio-VV Oy, 2023;). Om man gör en proportionell skalning (1× ≈ 6 250 ton/år; 2× ≈ 12 500 ton/år; 4× ≈ 25 000 ton/år) får man en rimlig första uppskattning av CO₂-tillgänglighet för syntes. Detta är en förenkling, men användbar för investeringsdimensionering i tidig fas.

Massbalans (CO₂ → metanol): Reaktionen $\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$ innebär att 1 ton CO₂ teoretiskt kan ge 0,727 ton metanol (32/44), och kräver 0,136 ton vätgas (6/44).

Med dessa relationer ger de tre scenarierna ungefär:

1× scenario (≈ 3 125 t CO₂/år) ≈ 2 272 t e-metanol/år och ≈ 426 t H₂/år

2× scenario (≈ 6 250 t CO₂/år) ≈ 4 545 t e-metanol/år och ≈ 852 t H₂/år

4× scenario (≈ 12 500 t CO₂/år) ≈ 9 091 t e-metanol/år och ≈ 1 705 t H₂/år

Elbehov för vätgas: Som tumregel används ofta ca 50 kWh el per kg H₂ för PEM-elektrolys i övergripande kostnadsdiskussioner (VAMK, 2024; Hydrogen Europe, 2024). Då blir elbehovet (enbart för elektrolys):

1× ≈ 21,3 GWh/år

2× ≈ 42,6 GWh/år

4× ≈ 85,2 GWh/år

Om man antar ca 6 000 fullasttimmar per år (vilket också används som branschtypiskt antagande i europeiska kostnadsresonemang) motsvarar detta ungefärlig elektrolyseffekt:

1× ≈ 3,5 MW

2× ≈ 7,1 MW

4× ≈ 14,2 MW (Hydrogen Europe, 2024)

Här kan Harjavalta-anläggningen (20 MW elektrolys) användas som nationell referenspunkt: POP:s 4×-scenario skulle, enbart utifrån CO₂-kedjan, kunna motivera en elektrolysmodule av liknande storleksklass (P2X Solutions, 2025a). För en första investeringsskiss kan elektrolyssystemets CAPEX bedömas utifrån det exemplet. Hydrogen Europe redovisar ett "base case"-antagande på ca 2 250 €/kW för elektrolyssystem CAPEX i ekonomiska känslighetsfigurer, och diskuterar samtidigt marknadsskillnader i inköpskostnad mellan regioner (Hydrogen Europe, 2024). Med detta som ankare blir en mycket grov storleksordning:

1× (≈ 3,5 MW): elektrolys CAPEX ≈ 8 M€

2× (≈ 7,1 MW): elektrolys CAPEX ≈ 16 M€

4× (≈ 14,2 MW): elektrolys CAPEX ≈ 32 M€

Det är viktigt att betona att detta endast avser elektrolyssystem-CAPEX i en förenklad form; till detta tillkommer elanslutning, vattenbehandling, H₂-kompression, CO₂-kedja och metanolsyntes/upparbetning, vilket i praktiken kan göra totalinvesteringen väsentligt högre.

Finska projekt ger konkreta investeringsreferenser: P2X Solutions fattade 2022 investeringsbeslut om cirka 70 miljoner euro för Finlands första industriella gröna vätgasanläggning i Harjavalta (inklusive metanationsenhet i projektbeskrivningen) (P2X Solutions, 2022). Vid produktionsstart rapporterades dessutom att anläggningen erhållit en investeringsgrant om 26 miljoner euro från finska arbets- och näringsministeriet samt ett kapitallån om 10 miljoner euro från finska Klimatfonden, vilket illustrerar hur kapitalstrukturen ofta kombinerar eget kapital, lån och offentligt stöd (Reuters, 2025).

9. Sammanfattning och rekommendationer

Denna rapport har analyserat förutsättningarna för att etablera framtida produktion av bio- och e-bränslen i Sydösterbotten, med särskilt fokus på en planerad regional anläggning i Närpes/Kristinestad och med utvärderingar av hur förutsättningarna förändras vid utökning till större produktionsvolym.

Grundscenariot är tekniskt och tillståndsmässigt mycket genomförbart, men kräver intelligent lokalisering och skyddsavståndsoptimering. Grundscenariot ligger i rapporten nära den storleksklass som i Finland ofta kan hamna strax under tröskeln för obligatoriskt MKB/YVA-förfarande, men bör ändå utformas enligt etablerade bedömningsprinciper för att minska prövningsrisker och stärka social acceptans. Särskilt styrande är lokalisering i relation till närmaste bostäder, där rapporten bedömer att 400–650 meters avstånd är realistiskt i Närpes/Kristinestad-kontexten, men att utökade scenarier skärper kraven.

Vid uppskalning (2× och 4×) blir luktbehandling, logistik och skyddsavstånd avgörande “dimensionerande” faktorer. Rapportens jämförelser med finländska referensfall visar att “skyddsområden” kan växa med kapacitet. För Närpes/Kristinestad bedöms 2×-scenariot kunna hanteras med cirka 400–500 meter skyddsavstånd, medan 4× sannolikt kräver över 600 meter till närmaste bostadshus, i linje med regionala myndighetskrav som refereras i rapporten. Buller påverkas ofta måttligt vid skalaökning, men trafikens och driftens tidsmönster påverkar upplevd störning.

Utvidgning till e-bränslen och bioetanol ökar systemnyttan men förändrar risk- och kapitalprofilen fundamentalt. Rapporten visar att e-bränslen kan ge strategisk klimatnytta och en mer framtidssäkrad produktportfölj, men att genomförbarheten i praktiken förutsätter säkerställd förnybar el enligt RFNBO-logik samt industriell nivå på vatten-, kemikalie- och säkerhetshantering. Samtidigt framhålls att den största potentialen finns i systemintegration (CO₂-flöden + spillvärme + produktmix), vilket kan förbättra total klimat- och resurseffektivitet men kräver att anläggningen behandlas som en integrerad bioraffinaderi-/P2X-struktur redan i förstudieskedet.

Det nationella finansieringslandskapet i Finland innehåller relevanta stödformer (bl.a. Business Finlands energistöd), där typiska stödnivåer för förnybar energi anges i intervallet 15–30 % och projektstorlek normalt 30 000–5 000 000 euro (Business Finland, 2025). Rapporten rekommenderar därför en modulär investeringslogik (bas-biogas, uppgradering, bioetanol, P2X-modul) och en stage-gate-process för att undvika tidig kapitalbindning innan råvaruavtal, försäljningsavtal och tillståndsrisker är hanterade.

10. Källförteckning

- Achinas, S., Li, Y., Achinas, V., & Euverink, G. J. W. (2019). Biogas potential from the anaerobic digestion of potato peels: Process performance and kinetics evaluation. *Energies*, 12(12), 2311.
- Adven Oy. (2020). Hangon biokaasulaitoksen rakennushanke: Ympäristövaikutusten arviointiohjelma (YVA-ohjelma). Hämtat från https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/HANGON_BIOKAASULAITOKSEN_RAKENNUSHANKE_YVA_ohjelma_03052020_1_003.pdf
- AURI. (2009). Feasibility study for small-scale ethanol production in Minnesota. Agricultural Utilization Research Institute.
- Avfall Sverige. (2024). Swedish waste management 2024. Avfall Sverige. Hämtat från <https://www.avfallsverige.se/media/ca2fijue/swedish-waste-management-2024.pdf>
- Bioenergy News. (2025). Nordic Investment Bank signs €33.5m loan for Tønder Biogas plant. Bioenergy News. Hämtat från <https://www.bioenergy-news.com/news/nordic-investment-bank-signs-e33-5m-loan-for-tonder-biogas-plant/>
- Biokymppi Oy. (2021). Toimintakertomus 2021. Hämtat från https://biokierto.fi/wp-content/uploads/2022/02/Liite-1_Toimintakertomus-2021.pdf
- Bio-VV Oy. (2023). Kalajoen biolaitoksen rakennushanke: Ympäristövaikutusten arviointiohjelma (YVA-ohjelma). Hämtat från <https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/YVABioVVOyarviointiohjelma.pdf>
- BIP Europe. (2024). Biomethane incentives and their effectiveness (Task Force 1). BIP Europe. Hämtat från https://bip-europe.eu/wp-content/uploads/2024/04/BIP-TF1_Biomethane-incentives-and-their-effectiveness-Final.pdf
- Both2nia. (2025). Nivala Biogas Plant Project Breaks Ground. Both2nia. Hämtat från <https://www.both2nia.com/en/news/nivala-biogas-plant-project-breaks-ground>
- Bundesnetzagentur. (2022). Erneuerbare Energien und Bürgerenergie in Deutschland. Hämtat från <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf>
- Business Finland. (2025a). Energy aid: Towards a low-carbon energy system through energy efficiency. Business Finland. Hämtat från <https://www.businessfinland.fi/en/for-finnish-customers/services/funding/energy-aid>
- Business Finland. (2025b). Investment aid granted for five major clean transition industrial projects. Business Finland. Hämtat från <https://www.businessfinland.fi/en/whats-new/news/cision-releases/2025/investment-aid-granted-for-five-major-clean-transition-industrial-projects>
- Business Finland. (2026, January 15). Tax credits for large clean transition investments awarded to 37 companies. Business Finland. Hämtat från <https://www.businessfinland.fi/en/whats-new/news/2025/tax-credits-for-large-clean-transition-investments-awarded-to-37-companies/>
- CET Partnership. (2025). Call Module 2025-05: Hydrogen and renewable fuels. CET Partnership. Hämtat från <https://cetpartnership.eu/calls/joint-call-2025/cm2025-05>
- CINEA. (2025a). Alternative fuels: €422 million of EU funding to boost zero-emission mobility. CINEA. Hämtat från https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/alternative-fuels-eu422-million-eu-funding-boost-zero-emission-mobility-2025-02-06_en
- CINEA. (2025b). LIFE 2025 Call for Proposals attracts record number of submissions. CINEA. Hämtat från https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/life-2025-call-proposals-attracts-record-number-submissions-2025-10-03_en
- Dansk Energi. (2022). Klimaaf tale om grøn strøm og varme 2022. Hämtat från <https://regeringen.dk/media/mzejefyj/klimaaf-tale-om-groen-stroem-og-varme.pdf>
- EASA. (u.å.). Sustainable Aviation Fuels (SAF). EASA. Hämtat från <https://www.easa.europa.eu/en/domains/environment/sustainable-aviation-fuels-saf>
- E-Cube Strategy Consultants. (2024). A new era for EU biomethane? E-Cube Strategy Consultants. Hämtat från <https://e-cube.com/wp-content/uploads/2024/10/Final-Version-E-CUBE-Biomethane.pdf>
- EMEP/EEA. (2019). EMEP/EEA Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2019: Technical guidance to prepare national emission inventories. Hämtat från <https://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2019>
- Energinet. (2022). ÅRET DER GIK 2022 I EL-OG GASSYSTEMERNE. Hämtat från <https://energinet.dk/media/amyd0exe/aaret-der-gik-2022-i-el-og-gas.pdf>
- ET Fuels. (2024). The case for e-methanol as a marine fuel from 2029. ET Fuels. Hämtat från <https://www.et-fuels.com/the-case-for-e-methanol-from-2029etfuels-241101>
- Etelä-Pohjanmaan ELY-keskus. (2024). Päätös ympäristövaikutusten arviointimenettelyn soveltamisesta: Rannikon Biokaasu Oy, biokaasuhanke, Kristiinankaupunki (Dnro EPOELY/921/2024). ELY-keskus.
- Etelä-Pohjanmaan liitto. (u.å.). Elinkeinotoiminta – Tilannekuva ja tilastot. Hämtat från <https://epliitto.fi/tilastot/tilannekuva-ja-tilastot/alue-ja-kuntatalous/elinkeinotoiminta/>
- EU-direktiv 2000/60/EG. (2000). Europaparlamentets och rådets direktiv om ram för vattenpolitik.
- EU-direktiv 2008/98/EG. (2008). Avfallsdirektiv.

EU-direktiv 2010/75/EU. (2010). Industriutsläppsdirektiv.
EU-direktiv 2012/18/EU. (2012). Seveso III-direktivet.
EU-förordning 2023/2413. (2023). Renewable Energy Directive (RED III).
EUR-Lex. (u.å.). ReFuelEU aviation – sustainable air transport (Summary). EUR-Lex. Hämtat från <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/refueeu-aviation-sustainable-air-transport.html>
European Biogas Association. (2022). Statistical report 2022 (short version). European Biogas Association. Hämtat från https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/12/EBA-Statistical-Report-2022_-Short-version.pdf
European Biogas Association. (2023). Activity report 2023. European Biogas Association. Hämtat från <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/01/EBA-ACTIVITY-REPORT-2023.pdf>
European Biogas Association. (2024). Statistical report 2024 (preview). European Biogas Association. Hämtat från https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/12/EBA_stats_report_complete_241204_preview.pdf
European Chemicals Agency. (u.å.). Understanding the Industrial Emissions Directive. European Chemicals Agency. Hämtat från <https://echa.europa.eu/understanding-the-industrial-emissions-directive>
European Commission, Directorate-General for Climate Action. (2024). EU carbon market report 2024. European Commission. Hämtat från https://climate.ec.europa.eu/document/download/92ec0ab3-24cf-4814-ad59-81c15e310bea_en?filename=2024_carbon_market_report_en.pdf
European Commission. (2025). Innovation Fund projects – EU Climate Action. European Commission. Hämtat från https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/innovation-fund-projects_en
European Environment Agency. (2023). Economic instruments and separate collection systems. European Environment Agency. Hämtat från <https://www.eea.europa.eu/publications/economic-instruments-and-separate-collection>
European Investment Bank. (2025). Finland: Financing from EIB Group more than doubles in 2024 to EUR 2.3 billion. European Investment Bank. Hämtat från <https://www.eib.org/en/press/all/2025-038-finland-financing-from-eib-group-more-than-doubles-in-2024-to-eur2-3-billion>
European Investment Fund. (2025). Nordic businesses to get green-financing boost as EIF teams up with Nefco. European Investment Fund. Hämtat från <https://www.eif.org/InvestEU/news/2025/nordic-businesses-to-get-green-financing-boost-as-eif-teams-up-with-regional-lender-nefco.htm>
Europeiska kommissionen. (2023). Delegated act(s) on renewable hydrogen/RFNBO criteria (additionality, temporal and geographical correlation). Europeiska kommissionen.
Europeiska kommissionen. (u.å.). Decarbonising maritime transport – FuelEU Maritime. Europeiska kommissionen. Hämtat från https://transport.ec.europa.eu/transport-modes/maritime/decarbonising-maritime-transport-fueeu-maritime_en
Europeiska kommissionen. (u.å.). Renewable hydrogen. Europeiska kommissionen. Hämtat från https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/renewable-hydrogen_en
Europeiska unionen. (2010). Europaparlamentets och rådets direktiv 2010/75/EU om industriutsläpp (samordnade åtgärder för att förebygga och begränsa föroreningar). EUR-Lex. Hämtat från <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2010/75/oj/eng>
Europeiska unionen. (2012). Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/18/EU om kontroll av riskerna för allvarliga olyckshändelser där farliga ämnen ingår (Seveso III). EUR-Lex. Hämtat från <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2012/18/oj/eng>
Europeiska unionen. (2018). Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2018/2001 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor (omarbetning). EUR-Lex. Hämtat från <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32018L2001>
Europeiska unionen. (2023a). Kommissionens delegerade förordning (EU) 2023/1184 om metod för fastställande av växthusgasutsläpp från förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung och krav på additionalitet samt tids- och geografisk korrelation. EUR-Lex. Hämtat från <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A32023R1184>
Europeiska unionen. (2023b). Direktiv (EU) 2023/2413 om ändring av direktiv (EU) 2018/2001, (EU) 2018/1999 och (EU) 98/70/EG avseende främjande av energi från förnybara energikällor. EUR-Lex. Hämtat från <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32023L2413>
Europeiska unionens råd. (2010). Direktiv 2010/75/EU om industriutsläpp (IED). Europeiska unionens officiella tidning, L 334, 17.12.2010.
Europeiska unionens råd. (2012). Direktiv 2012/18/EU om hantering av farliga ämnen (Seveso III). Europeiska unionens officiella tidning, L 197, 24.7.2012.
Finnish Transport Infrastructure Agency. (u.å.). Impact evaluation (project impact assessment). Hämtat från <https://vayla.fi/en/planning-construction/project-process/impact-evaluation>
Gas Compression Magazine. (2025). Finland biogas plant moves forward. Gas Compression Magazine. Hämtat från <https://gascompressionmagazine.com/2025/09/09/finland-biogas-plant-moves-forward/>
Gasgrid Finland. (2023a). Transmission tariffs and service price list 2023–2024. Gasgrid Finland. Hämtat från <https://gasgrid.fi/en/our-services/transmission-tariffs-and-service-price-list/>
Gasgrid Finland. (2023b). Service price list 2024. Gasgrid Finland. Hämtat från https://gasgrid.fi/wp-content/uploads/The-service-price-list-of-Gasgrid-Finland-in-2024_FINAL.pdf
Gaznat Negoce. (2025). Market price report 2024. Gaznat. Hämtat från https://www.gaznat.ch/wp-content/uploads/2025/05/Gaznat-Negoce_Rapport-sur-les-prix-de-marche_2024-EN.pdf
Global Maritime Forum. (2024). Aggregating demand for zero-emission shipping fuels. Global Maritime Forum. Hämtat från <https://globalmaritimeforum.org/insight/aggregating-demand-for-zero-emission-shipping-fuels-concepts-and-approaches/>

GMK Center. (2024). Carbon price in the EU to be set at €70–80/t in Q4 – analysts. GMK Center. Hämtat från <https://gmk.center/en/news/carbon-price-in-the-eu-to-be-set-at-e70-80-t-in-q4-analysts/>

Göteborg Energi. (2021). Göteborg Energi Gas AB – Årsredovisning 2021. Hämtat från <https://www.goteborgenergi.se/Files/Webb20/Kategoriserad%20information/Informationsmaterial/%C3%85rsredovisningar/2021/G%C3%B6teborg%20Energi%20%C3%85rs-%20och%20h%C3%A5llbarhetsredovisning%202021.pdf?TS=637825042148215312>

Hallavaaran Satakierto Oy. (2021). Hallavaaran biokaasulaitos: Ympäristövaikutusten arviointiohjelma (YVA-ohjelma). Hämtat från https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/Satakierto_Arviointiohjelma.pdf

Hydrogen Europe. (2024). Clean hydrogen production pathways report (2024 ed.). Hydrogen Europe. Hämtat från https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/06/2024_H2E_CleanH2ProductionPathwaysReport.pdf

Hydrogen Europe. (2024). Clean hydrogen production pathways report (2024 ed.). Hämtat från https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/06/2024_H2E_CleanH2ProductionPathwaysReport.pdf

Hyvinkään Energia Oy. (2022). Hyvinkään biokaasulaitos: Ympäristövaikutusten arviointiohjelma (YVA-ohjelma). Hämtat från https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/Hyvinkaa_YVAohjelma.pdf

IEA Bioenergy. (2025). Identification and assessment of sustainability effects of biogas solutions (Task 37). Hämtat från <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2025/08/IEA-Bioenergy-Task-37-Biogas-Sustainability-Effects-2025.pdf>

IEA Bioenergy. (2025). Identification and assessment of sustainability effects of biogas solutions (Task 37). IEA Bioenergy. Hämtat från <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2025/08/IEA-Bioenergy-Task-37-Biogas-Sustainability-Effects-2025.pdf>

IEA. (2025). Outlook for biogas and biomethane. Hämtat från <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b757571-c8d0-464f-baad-bc30ec5ff46e/OutlookforBiogasandBiomethane.pdf>

IMARC Group. (2025). Carbon dioxide pricing report. IMARC Group. Hämtat från <https://www.imarcgroup.com/carbon-dioxide-pricing-report>

IRENA. (2024). Renewable energy and jobs: Annual review 2024. Hämtat från <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2024>

IRENA. (2024). Renewable energy and jobs: Annual review 2024. International Renewable Energy Agency.

Jeppo Biogas Ab. (2022). Årsberättelse 2022. Hämtat från <https://jeppobiogas.fi/>

Jeppo Kraft Andelslag. (2008). Jepuan biokaasulaitos: Ympäristövaikutusten arviointiohjelma (YVA-ohjelma). Hämtat från https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/jepuan_biokaasulaitoksen_rakennushanke_yvaohjelma_2008.pdf

Jeppo Kraft Andelslag. (2008). Jepuan biokaasulaitos: Ympäristövaikutusten arviointiohjelma (YVA-ohjelma). Jeppo Kraft Andelslag.

Klagge, B., & Meister, T. (2018). Energy cooperatives in Germany – An empirical analysis of success factors and challenges. *Energy Policy*, 118, 279–290.

Kommunallagen 410/2015. (2015). Finlands författningssamling. Justitieministeriet.

Kristinestads stad. (2023). Kristinestads byggnadsordning. Kristinestads stad. Hämtat från <https://www.kristinestad.fi/assets/Sidor/4/3485/Kristinestads-byggnadsordning-utkast.pdf>

Krzywika, A., & Szwaja, S. (2017). Putrid potatoes as biomass charge to an agricultural biomass-to-biogas power plant. *Energy Procedia*, 118, 40–45.

Lag om aktiebolag 624/2006. (2006). Finlands författningssamling. Justitieministeriet.

Lag om andelslag 421/2013. (2013). Finlands författningssamling. Justitieministeriet.

Lag om arbetarskydd 738/2002. (2002). Finlands författningssamling. Justitieministeriet.

Lag om avfall 646/2011. (2011). Finlands författningssamling. Justitieministeriet.

Lag om förfarandet vid miljökonsekvensbedömning 252/2017. (2017). Finlands författningssamling. Justitieministeriet.

Lag om handel med utsläppsrätter 311/2011. (2011). Finlands författningssamling. Justitieministeriet.

Lag om kemikaliehantering 599/2013. (2013). Finlands författningssamling. Justitieministeriet.

Lag om offentlig upphandling och koncession 1397/2016. (2016). Finlands författningssamling. Justitieministeriet.

Lag om säkerhet vid hantering av farliga kemikalier och explosiva varor 390/2005. (2005). Finlands författningssamling. Justitieministeriet.

Lucas, C. K. G. (2014). Biogas production from potato peel waste (Master's thesis, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa). Hämtat från <http://hdl.handle.net/10362/12337>

Luke. (2025). Producer prices of agricultural and horticultural products 2025. Natural Resources Institute Finland.

Luke. (u.å.-a). Support for farm biogas plant investments through knowledge. Hämtat från <https://www.luke.fi/en/projects/support-for-farm-biogas-plant-investments-through-knowledge>

Luke. (u.å.-b). Biogas Tool (Biokaasulaskuri). Hämtat från <https://www.luke.fi/en/services/biogas-tool>

Luostarinen, S., et al. (2020). Manure processing as a pathway to enhanced nutrient recycling. HELCOM. Hämtat från <https://helcom.fi/wp-content/uploads/2021/08/Manure-processing-as-a-pathway-to-enhanced-nutrient-recycling.pdf>

Macon Oy. (2023). Nivalan bio- ja e-metaanin laitoshankkeen YVA-ohjelma. Hämtat från https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/Nivala_YVA_ohjelma_20_12_2023.pdf

Macon Oy. (2024). Pöytyän bio- ja e-metaanin laitoshankkeen YVA-ohjelma. Hämtat från <https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/YVA-ohjelma%20P%C3%B6yty%C3%A4n%20bio-%20ja%20e-metaanin%20laitoshanke.pdf>

Maersk. (2023). Maersk signs landmark green methanol offtake agreement. A.P. Møller–Maersk. Hämtat från <https://www.maersk.com/news/articles/2023/11/22/maersk-signs-landmark-green-methanol-offtake-agreement>

Markanvändnings- och bygglag 132/1999. (1999). Finlands författningssamling. Justitieministeriet.

Ministry of Economic Affairs and Employment. (2022). State to capitalise Climate Fund by EUR 200 million. Ministry of Economic Affairs and Employment. Hämtat från https://tem.fi/-/valtiolta-200-miljoonan-euron-paaomitus-ilmastorahasto-oy-lle?languageId=en_US

Müller, B., et al. (2024). Agronomic efficiency of bio-based fertilisers in Finland (Working paper). Natural Resources Institute Finland (Luke). Hämtat från <https://jukuri.luke.fi/bitstreams/612dfe7b-7480-4815-a9d5-a7eff3096187/download>

NIHAK. (2025). Copenhagen Infrastructure Partners invests in Finland’s largest biogas plant in Nivala. Hämtat från <https://www.nihak.fi/en/copenhagen-infrastructure-partners-invests-in-finlands-largest-biogas-plant-in-nivala/>

Nordic Investment Bank. (2025). NIB co-finances biogas production in Eskilstuna, Sweden. Nordic Investment Bank. Hämtat från <https://www.nib.int/news/nib-co-finances-biogas-production-in-eskilstuna-sweden>

Nordic Investment Bank. (2025). NIB finances a gas-to-grid biogas plant in Tønder, Denmark. Nordic Investment Bank. Hämtat från <https://www.nib.int/news/nib-finances-a-gas-to-grid-biogas-plant-in-tonder-denmark>

Nordiska ministerrådet. (2024). Waste incineration in the Nordic countries – synthesis. Nordic Council of Ministers. Hämtat från <https://pub.norden.org/temanord2024-524/3-synthesis-of-results.html>

P2X Solutions. (2025). P2X Solutions launches commercial operation of green hydrogen at its Harjavalta plant as the first one in Finland. Hämtat från <https://p2x.fi/en/p2x-solutions-launches-commercial-operation-of-green-hydrogen-at-its-harjavalta-plant-as-the-first-one-in-finland/>

Pöyry Energy Oy. (2006). Punkaharjun bioetanolitehdas: Ympäristövaikutusten arviointiselostus. Hämtat från https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/Punkaharjun_bioetanolitehtaan_ymparistovaikutusten_arviointiselostus.pdf

Pöytyän bio- ja e-metaanin laitoshanke. (u.ä.). Ympäristövaikutusten arviointiohjelma. Hämtat från <https://www.ymparisto.fi/fi/osallistu-ja-vaikuta/ymparistovaikutusten-arviointi/poytyan-bio-ja-e-metaanin-laitoshanke-poytya>

Ramboll Finland Oy. (2023). Synteettisen metaanin valmistus Kristiinankaupungin Karhusaareissa – Ympäristövaikutusten arviointiohjelma. Hämtat från https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/YVAohjelma_20230109.pdf

Reuters. (2025a). Finland’s first green hydrogen plant starts commercial production. Reuters. Hämtat från <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/finlands-first-green-hydrogen-plant-starts-commercial-production-2025-02-12/>

Reuters. (2025b). World’s first commercial-scale e-methanol plant opens in Denmark. Reuters. Hämtat från <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/worlds-first-commercial-scale-e-methanol-plant-opens-denmark-2025-05-13/>

Rijksdienst voor Ondernemend Nederland. (2022). Green gas and guarantees of origin system in the Netherlands. RVO. Hämtat från <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2023-08/English%20brochure%20SDE%2B%2B%202022%20-%20juli%202022.pdf>

Rijksdienst voor Ondernemend Nederland. (2024). SDE++ brochure (EN). RVO. Hämtat från https://english.rvo.nl/sites/default/files/2024-09/Brochure_SDE_English_20240906.pdf

Ruokatieto Yhdistys ry. (2025). Tietoharukka 2025: Ruoka-alan talous ja työllisyys. Ruokatieto. Hämtat från https://ruokatieto.fi/wp-content/uploads/2025/09/TIETOHAARUKKA_2025_SUOMI_nettiin_linkitetty_sisis.pdf

Sosiaali- ja terveystieteiden tutkimuskeskus. (1999). Ympäristövaikutusten arviointi: Ihmisiin kohdistuvat terveydelliset ja sosiaaliset vaikutukset (Oppaita 1999:1). Hämtat från <https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/handle/10024/71942>

Sosiaali- ja terveystieteiden tutkimuskeskus. (u.ä.). Ympäristövaikutusten arviointi. Hämtat från <https://stm.fi/ymparistovaikutusten-arviointi>

St1 Oy. (2022). Metanolin tuotantolaitos – YVA-ohjelma. Hämtat från https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/St1_metanoli_YVAohjelma.pdf

St1. (2022). Metanolin tuotantolaitos: YVA-ohjelma. Hämtat från https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/St1_metanoli_YVAohjelma.pdf

Stormossen Ab. (2023). Årsredovisning 2023. Hämtat från https://www.stormossen.fi/wp-content/uploads/2024/04/Stormossen_arsredovisning_2023.pdf

Stormossen Ab. (2024). Eco-charge turns into a basic fee. Stormossen Ab. Hämtat från <https://www.stormossen.fi/en/eco-charge-turns-into-a-basic-fee/>

Sustainability Magazine. (u.ä.). Maersk, MSC & Hapag-Lloyd: Will shipping ever reach net-zero? Sustainability Magazine. Hämtat från <https://sustainabilitymag.com/news/maersk-msc-hapag-lloyd-will-shipping-ever-reach-net-zero>

Sweco Finland Oy. (2023). Joensuun vihreän vedyn ja synteettisten polttoaineiden tuotantolaitos – YVA-ohjelma. Hämtat från https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/YVA-ohjelma_Joensuun_vihrean%20vedyn_ja_synteettisten_polttoaineiden_tuotantolaitos_P2X_17.2.2023.pdf

Sweco Finland Oy. (2025). E-metanolin tuotantolaitos, Naantali: Ympäristövaikutusten arviointiohjelma. Hämtat från <https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/Lausuntopyynt%C3%B6%2C%20YVA-ohjelma%2C%20e-metanolin%20tuotantolaitos%2C%20Naantali%2C%2020250429.pdf>

Sweco. (2023). Sweco to conduct the pre-design for St1's Power-to-Methanol Lappeenranta project. Hämtat från <https://www.sweco.fi/en/insight/press-releases/sweco-to-conduct-the-pre-design-for-st1s-power-to-methanol-lappeenranta-project/>

Tampio, E., et al. (2016). Mass, nutrient and energy balance of digestate processing options. Natural Resources Institute Finland (Luke). Hämtat från <https://jukuri.luke.fi/bitstreams/2e726fcb-65b1-4ede-a824-f945e6fb8ed5/download>

Terveyden ja hyvinvoinnin laitos (THL). (2024). Melu. Hämtat från <https://thl.fi/aiheet/ymparistoterveys/melu>

Tukes. (u.å.). Siting of production plants. Hämtat från <https://tukes.fi/en/siting-of-production-plants>

UNCTAD. (2025). Finland establishes a €400 million aid scheme to support industrial decarbonisation. UNCTAD Investment Policy Hub. Hämtat från <https://investmentpolicy.unctad.org/investment-policy-monitor/measures/4927/establishes-a-400-million-aid-scheme-to-support-industrial-decarbonization-and-energy-efficiency-investment-projects>

University of Vaasa. (2022). Biogas utilization opportunities in Ostrobothnia region (Final report). University of Vaasa. Hämtat från <https://osuva.uvasa.fi/bitstreams/e0630b43-3206-4a0c-8712-16b7b8067e8c/download>

VAMK. (2024). The feasibility of green hydrogen energy transition in Finland: Opportunities and challenges. Hämtat från <https://energiaa.vamk.fi/en/articles/future/the-feasibility-of-green-hydrogen-energy-transition-in-finland-opportunities-and-challenges/>

van der Laan, A., & Holtkamp, N. (2021). Profit-sharing mechanisms in green gas consortia: Lessons from the Dutch market. *Renewable Energy*, 175, 901–912.

World Biomarket Insights. (2025). Copenhagen Infrastructure Partners invests in Finland's largest biogas plant. World Biomarket Insights. Hämtat från <https://worldbiomarketinsights.com/copenhagen-infrastructure-partners-invests-in-finlands-largest-biogas-plant/>

Österbottens förbund. (2025). EU:n alue- ja rakennepoliitiikan ohjelman rahoitus 2021–2027 (EAKR, JTF). Österbottens förbund. Hämtat från <https://www.obotnia.fi/fi/aluekehitys-ja-rahoitus/hankerahoitus/eun-alue-ja-rakennepoliitiikan-ohjelman-rahoitus>