Beregnet til
Avinor

Dokument type
Rapport

Dato
Oktober, 2021

KONSEPTUTREDNING
AVINOR SVALBARD LUFTHAVN

RAMBOLL Bright ideas. Sustainable change.

KONSEPTUTREDNING
AVINOR SVALBARD LUFTHAVN

Oppdragsnavn	**Konseptutredning Avinor Svalbard Lufthavn**
Prosjekt nr.	**1350044423**
Mottaker	**Avinor v/ Gunnar Engen Vik, Carl Einar Ianssen**
Dokument type	**Rapport**
Versjon	**7**
Dato	**06.10.2021**
Utført av	**Heidi Ødegård Berg, Lene Marie Rognan, Linn Helland**
Kontrollert av	**Dag Øvrebø**
Godkjent av	**Linn Helland**
Beskrivelse	**Utredning av biogass, hydrogen og ammoniakk som energibærer for å forsyne hele eller deler av lufthavnen med fornybar elektrisitet og varme.** **I versjon 7 er det foretatt følgende endringer:** **Kostnadsberegninger er oppdatert, med påfølgende endringer i følgende tabeller:** **tabell 26 i kap. 4.3.9,**

Rambøll
Kobbes gate 2
PB 9420 Torgarden
N-7493 Trondheim

T +47 73 84 10 00
https://ramboll.com/energy

Rambøll Norge AS
NO 915 251 293 MVA

INNHOLDSFORTEGNELSE

1.	**Bakgrunn**	**5**
2.	**Dagens energiforsyning og planlagt utvikling**	**6**
2.1	Longyearbyen	6
2.2	Pilotanlegget	6
2.3	Fullskala anlegg	7
3.	**Relevante tiltak**	**8**
3.1	Biogass	8
3.1.1	Produksjon	8
3.1.2	Distribusjon	10
3.1.3	Forbruk	14
3.2	Hydrogen	17
3.2.1	Produksjon	17
3.2.2	Distribusjon	18
3.2.3	Forbruk	20
3.3	Tiltak som er utelukket eller ikke inkludert	21
3.3.1	Flytende biodrivstoff	21
3.3.2	Ammoniakk	22
3.3.3	E-fuels	22
3.4	Oppsummering av tiltak	23
3.4.1	Alternativ 1: Mikrogassturbin med biogass levert i komprimert form fra fastlandet	23
3.4.2	Alternativ 2: Mikrogassturbin med biogass innblandet 23% hydrogen levert i komprimert form fra fastlandet	24
3.4.3	Alternativ 3: Mikrogassturbin med biogass levert i flytende form fra fastlandet, fast tank	25
3.4.4	Alternativ 4: Mikrogassturbin med biogass levert i flytende form fra fastlandet, løs tank	26
3.4.5	Alternativ 5: Brenselcelle med hydrogen levert i komprimert form fra fastlandet	27
4.	**Evaluering av tiltakene**	**28**
4.1	Kommersiell tilgjengelighet	28
4.1.1	Biogass	29
4.1.2	Hydrogen	29
4.1.3	Ammoniakk	30
4.1.4	Teknologiutvikling i et 10 og 30 års perspektiv	30
4.2	Grad av klima- og miljøvennlighet	31
4.2.1	Nullalternativet	31
4.2.2	Utslippsreduksjoner ved bruk av biogass som energikilde	31
4.2.3	Utslippsreduksjoner ved bruk av hydrogen som energikilde	33
4.3	Kostnader	35

4.3.1	Forutsetninger for kostnadsberegninger	35
4.3.2	CAPEX/OPEX for komprimert biogass (CBG) – Alternativ 1	36
4.3.3	CAPEX/OPEX for komprimert biogass (CBG) + innblanding av inntil 23% hydrogen – Alternativ 2	38
4.3.4	CAPEX/OPEX for flytende biogass (LBG) – Alternativ 3 og 4	39
4.3.5	CAPEX/OPEX for komprimert hydrogen – Alternativ 5	41
4.3.6	Sammenstilling av CAPEX/OPEX for ulike løsninger	43
4.3.7	Kostnadsutvikling på 10 års sikt	44
4.3.8	Kostnadsutvikling på 30 års sikt	45
4.3.9	Nytt alternativ: Fullskala investering i LBG containerløsning uten investering i pilot	46
5.	**Anbefaling**	**48**
5.1	Oppsummering	48
5.2	Hvilke prinsipielle spørsmål reiser tiltakene	50
5.3	Anbefaling	50
6.	**Forutsetninger for en vellykket gjennomføring**	**55**

TABELLISTE

Tabell 1: Energi- og effektbehov for pilotanlegget. Samlet energi, elektrisitet og varme. Basert på tall fra Avinor 7
Tabell 2: Energi- og effektbehov for fullskala anlegg. Samlet energi, elektrisitet og varme. Basert på tall fra Avinor og Thema/Multiconsult. 7
Tabell 3: Behov for biogass sammenlignet med produksjonskapasiteten i Norge og i Sverige 9
Tabell 4: Energibehov og tilsvarende antall 20 og 40 fots containere ved transport og lagring av CBG 11
Tabell 5: Energibehov og tilsvarende antall tankfyllinger for LBG ved lagring i 100 m^3 fast tank 12
Tabell 6: Energibehov og tilsvarende antall tankfyllinger for LBG ved lagring i 40 fots løs tank (container) 12
Tabell 7: Underlag for dimensjonering, mikrogassturbin med 90% virkningsgrad 16
Tabell 8: Elektrisitetsforbruk og vannforbruk ved produksjon av hydrogen (ved elektrolyse) 18
Tabell 9: Energibehov og tilsvarende antall 20 fots containere for transport og lagring av hydrogen ved 200 bar 19
Tabell 10: Oppsummering av tiltak 23
Tabell 11: Nullalternativet. Utslipp forbundet med en videreføring av dagens energiforsyning (kullkraft) 31
Tabell 12: Utslippsfaktorer for produksjon av biogass fra ulike typer råstoff. 32
Tabell 13: Utslippsreduksjoner ved å erstatte dagens energiforsyning med biogass. Alt.1: mikrogassturbin med biogass levert i komprimert form fra fastlandet. Alt.3: mikrogassturbin med biogass levert i flytende form fra fastlandet, fast tank. Alt.4: mikrogassturbin med biogass levert i flytende form fra fastlandet, løs tank. 33
Tabell 14: Utslippsreduksjoner ved å erstatte dagens energiforsyning med hydrogen. 35
Tabell 15: Forutsetninger for kostnadsberegninger 35
Tabell 16: Oversikt over CAPEX/OPEX for CBG (Alternativ 1). Tall i 1000NOK. OPEX er årlig kostnad. 37
Tabell 17: CAPEX/OPEX for CBG med 20% innblandet hydrogen (Alternativ 2). Tall i 1000 NOK. OPEX er årlige kostnader. 39
Tabell 18: CAPEX/OPEX for LBG levert i container eller med LNG-skip (her kalt terminal). Piloten er med containerbasert løsning. OPEX er årlige kostnader. 40
Tabell 19: CAPEX/OPEX for komprimert hydrogen (Alternativ 5). Tall i 1000NOK. OPEX er årlige kostnader. 41
Tabell 20: CAPEX/OPEX for forsyning av elektrisitet/varme i pilotskala 43
Tabell 21: CAPEX/OPEX for forsyning av elektrisitet og varme i fullskala 43
Tabell 22: Dagens priser for elektrisitet og varme på Svalbard 44
Tabell 23: Levelized cost of energy for aktuelle teknologier på 10 års sikt 44
Tabell 24: Levelized cost of energy for aktuelle teknologier på 30 års sikt 45
Tabell 25: CAPEX/OPEX for fullskala LBG anlegg med containerløsning. 46
Tabell 26: Levelized cost of energy for fullskala LBG anlegg (uten pilot) på 10 og 30 års sikt. 47

Tabell 27: oppsummering av tiltak 48
Tabell 28: Anbefaling 51

FIGURLISTE

Figur 1: Område som viser hvor pilotanlegg er tenkt plassert, markert med rød pil og blå sirkel i figuren. Kilde: Avinor. 6
Figur 2: Aktuelle verdikjeder for biogass som energibærer 8
Figur 3: Lagring av trykksatt biogass (CBG) på gassflasker (Foto: Rambøll) 10
Figur 4: Lagring av gassflaskebatterier på flak/ containere (Foto: Rambøll) 10
Figur 5: Lagring av flytende biogass (LBG) på vertikal tank og fylling av LBG til lastebil for distribusjon (Foto: Rambøll) 10
Figur 6: Anlegg for lagring av LBG og tilbakeføring av LBG til gassfase før bruk (Foto: Rambøll) 10
Figur 7: Oppstillingsplass for gasscontainere (Rambøll). 12
Figur 8: Eksempel på en mottaksterminal for LBG. Bildet er fra biogass fyllestasjon på bussdepotet Sorgenfri i Trondheim (foto: Google Earth) 13
Figur 9: Alternative verdikjeder for hydrogen som energibærer 17
Figur 10: Alternativ 1: Mirkogassturbin med biogass levert i komprimert form fra fastlandet. NB hensynssoner og sikkerhetsavstander er ikke vurdert. 24
Figur 11: Alternativ 2: Mikrogassturbin med biogass og 23% hydrogen levert i komprimert form fra fastlandet. NB hensynssoner og sikkerhetsavstander er ikke vurdert. 25
Figur 12: Alternativ 3: Mikrogassturbin med biogass levert i flytende form fra fastlandet, fast tank. NB hensynssoner og sikkerhetsavstander er ikke vurdert. 26
Figur 13: Alternativ 4: Mikrogassturbin med biogass levert i flytende form fra fastlandet, løs tank. NB hensynssoner og sikkerhetsavstander er ikke vurdert. 27
Figur 14: Alternativ 5: Brenselcelle med hydrogen levert i komprimert form fra fastlandet. NB hensynssoner og sikkerhetsavstander er ikke vurdert. 28
Figur 15: Vurdering av teknologienes kommersielle tilgjengelige i dag, i et 10- og 30 års perspektiv 30
Figur 16: Utslippsfaktorer for biogass-verdikjeden. Kilder og avgrensninger. 31
Figur 17: Dimensjonering av hydrogenanlegg basert på kjente priser. Y-aksen viser NOK og X-aksen viser størrelsen på ulike brenselceller. 41
Figur 18: læringsrater for hydrogen på 2020-2030 45

1. BAKGRUNN

Avinor, Svalbard lufthavn, har en målsetting om å redusere egne kontrollerbare klimagassutslipp på Svalbard, og har siden 2012 gjennomført flere vellykkede ENØK-prosjekter for å redusere forbruket av elektrisk kraft og fjernvarme. I perioden 2015-2019 har Svalbard lufthavn i tillegg gjennomført en gradvis utbygging av anlegg for produksjon av solenergi, og har i dag det som sannsynligvis er verdens største solcelleanlegg etablert i Høy Arktis (137 kWp). I 2019 ble det i tillegg installert en 3 kW vindturbin på et off-grid fly-navigasjonsanlegg, samt en 6 kW vindturbin på lufthavnen.

I tillegg til målsettingen om reduserte klimagassutslipp, har Avinor Svalbard lufthavn en målsetting om å bidra i prosessen mot en ny og mer miljøvennlig energibærer for Longyearbyen. Kunnskap og erfaringer fra allerede gjennomførte prosjekter er delt både gjennom sluttrapporter (Svalbard miljøvernfond), ulike studier og gjennom flere nasjonale og internasjonale medieoppslag.

For å bidra med kunnskap til det «grønne skiftet» i Longyearbyen, og som et viktig tiltak for å redusere klimagassutslipp ved driften av Svalbard lufthavn, har Rambøll fått i oppdrag å gjennomføre en konseptutredning for å utrede muligheten for etablering av et pilotanlegg for produksjon av elektrisk- og termisk energi basert på enten biogass, hydrogen eller ammoniakk. Utredningen skal gi anbefalinger om hva som vil være riktig energibærer med utgangspunkt i bærekraft i et lengre perspektiv.

Det er en målsetting at innfasing av anbefalt energibærer skal være mulig å få til på et pilotanlegg for produksjon av elektrisk- og termisk energi på deler av flyplassens bygningsmasse innen utgangen av 2022. Et riktig dimensjonert pilotanlegg i drift, vil bidra med kunnskap som anses å være viktig for både lufthavnens og Longyearbyens energiforsyning i fremtiden.

Avinor, Svalbard lufthavn har jobbet tett med Store Norske Spitsbergen Kulkompani AS (SNSK), som har til hensikt å kommersialisere utvikling og levering av miljøvennlige energiløsninger på blant annet off-grid anlegg. Både Avinor, Svalbard lufthavn og SNSK har en målsetting om å bidra positivt til en miljøriktig energiomstilling for Longyearbyen, og samarbeidet skal underbygge denne målsettingen. Pole Position Logistics er et logistikkselskap med bredt nedslagsfelt innen logistikk på Svalbard, og er 100% eid av SNSK. SNSK og Pole Position Logistics har, i løpet av prosjektperioden, vært deltakende i arbeidsmøter mellom Avinor og Rambøll. Pole Position Logistics har i tillegg utarbeidet et underlag om logistikk og transportløsninger fra fastlandet til Svalbard, inkludert kostnader, som vurderingen av transportløsninger i denne utredningen baserer seg på.

2. DAGENS ENERGIFORSYNING OG PLANLAGT UTVIKLING

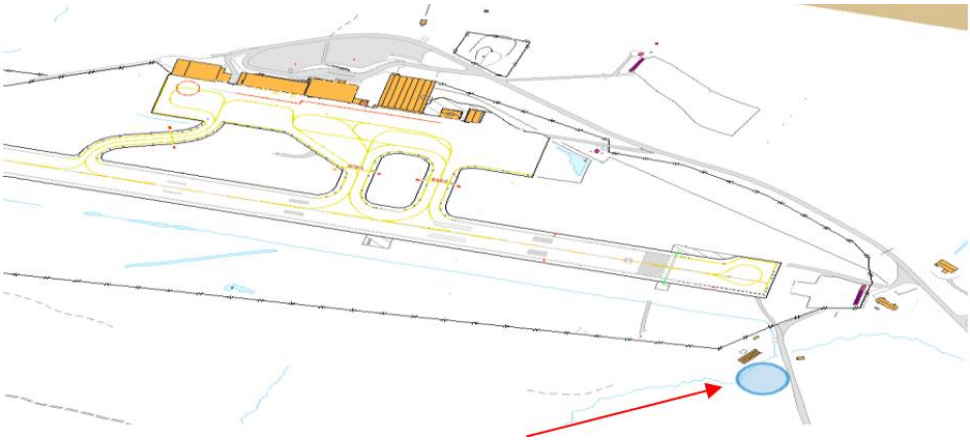
2.1 Longyearbyen

Svalbard Lufthavn er tilknyttet Longyearbyens fjernvarmenett og strømnett, som er kullkraftbasert. Kullkraftverket til Longyear Energiverk forsyner hele Longyearbyen med elektrisitet og varme, og leverte i 2017 omtrent 110 GWh energi fordelt på 40 GWh elektrisitet og 70 GWh varme. Kraftverket består av to kullfyrte dampkjeler og to dampturbiner. Longyear Energiverk drifter også et reservekraftverk bestående av dieselmotorer, samt at seks fyrhus sørger for reserve- og spisslastkapasitet for fjernvarme. Flere nødstrømsaggregat er plassert i tilknytning til ulike forbrukere, men disse er ikke en del av den regulære strømforsyningen. Grunnet permafrost, ligger infrastruktur for fjernvarme over bakken. Strømnettet består av kabler og linjer for både høyspent- og lavspentanlegget[1].

Kullkraftverket i Longyearbyen skal fases ut og erstattes av en mer klimavennlig energiløsning. I dette vil det ligge noen føringer som enda ikke er avklart. Regjeringen har besluttet at det vil komme en energiplan for Longyearbyen i statsbudsjettet for 2022. På sikt ønsker Regjeringen en energiforsyning med størst mulig andel fornybar energi, innenfor rammene av en forsvarlig forsyningssikkerhet. Samtidig er det viktig å unngå nye, større inngrep i Svalbards sårbare natur, og løsninger som gir uforholdsmessige høye energikostnader for Longyearbyen-samfunnet[2].

2.2 Pilotanlegget

Avinor, Svalbard lufthavn ønsker å få utredet mulige fornybare energibærere som skal danne grunnlaget for etableringen av et pilotanlegg for produksjon av elektrisk- og termisk energi. Pilotanlegget har vært tenkt plassert i et område som ligger på lufthavnen, sør/øst for rullebanen (se rød pil og blå sirkel i Figur 1), indikert med en blå sirkel.



Figur 1: Område som viser hvor pilotanlegg er tenkt plassert, markert med rød pil og blå sirkel i figuren. Kilde: Avinor.

På det aktuelle området er det nå i ferd med å bli ferdigstilt et bygg på 600 m^2 med primærfunksjon lagring og tørking av strøsand til flyplassen («*sandlageret*»). Dette bygget utstyres med anlegg for produksjon av elektrisitet fra et lite solkraftanlegg samt to mindre vindturbiner. Det er også forberedt for vannbåren gulvvarme i hele bygget, og her planlegges brukt energi fra pilotanlegget. Avinor har også vurdert muligheten for etablering av et bygg som skal inneholde infrastruktur knyttet til et energiverk, samt ha funksjon som cargolager («*cargolageret*»). Dette bygget skulle ha en størrelse på inntil 800 m^2, og forberedt for å få tilført elektrisk- og termisk energi fra

[1] Thema Consulting Group & Multiconsult, «Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard», juni 2018

[2] Regjeringen, «Ny energiløsning for Longyearbyen», pressemelding 11.1.2021 https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ny-energilosning-for-longyearbyen/id2827886/

pilotanlegget. Rambøll har tatt utgangspunkt i energibehovet for sandlageret og cargolageret for dimensjonering av pilotanlegget. I løpet av prosjektperioden har Avinor besluttet at cargolageret ikke vil bli etablert slik det først var lagt til grunn. Fordi skalerbarhet (fra pilot til fullskala anlegg) har vært en del av Rambølls oppdrag har Rambøll valgt å beholde en løsning med pilotanlegg basert på energibehovet til både sandlager og cargolager i utredningen.

Rambøll har estimert energi- og effektbehovet som pilotanlegget må dekke dersom de to byggene skal forsynes med elektrisitet og varme (Tabell 1). Verdiene i tabellen brukes som underlag for de videre vurderingene av pilotanlegget i utredningen.

Tabell 1: Energi- og effektbehov for pilotanlegget. Samlet energi, elektrisitet og varme. Basert på tall fra Avinor

	Energibehov (kWh/år)	Effektbehov (kW)	Effektbehov lav (sommer)	Effektbehov høy (vinter)
Pilotanlegg	194 644	47	32	64

Byggene har et samlet estimert energibehov på ca. 194 600 kWh per år, fordelt på 150 600 kWh varme og 44 000 kWh el. Energi- og effektbehov er oppgitt av Avinor, mens øvrige verdier er estimert av Rambøll.

Opprinnelig var det planlagt at pilotanlegget skulle være off-grid. Nærheten til lufthavnens øvrige bygningsmasse og infrastruktur, gjør at det kan leveres energi direkte til lufthavnen. Plasseringen kan også være egnet for mulig levering av energi inn på infrastruktur (nett og fjernvarme) tilhørende Longyearbyen Lokalstyre, om dette vurderes som hensiktsmessig.

2.3 Fullskala anlegg

En fremtidig oppskalering av pilotanlegget til å kunne forsyne hele Avinor, Svalbard Lufthavn med energi er i utredningen kalt *fullskala anlegg*. Tabell 2 viser estimat på energi- og effektbehov for lufthavnen i 2020. Verdiene er brukt som underlag for de videre vurderingene av fullskala anlegg i utredningen.

Tabell 2: Energi- og effektbehov for fullskala anlegg. Samlet energi, elektrisitet og varme. Basert på tall fra Avinor og Thema/Multiconsult.

	Energibehov (kWh/år)	Effektbehov (kW)	Effektbehov lav (sommer)	Effektbehov høy (vinter)
Fullskala anlegg	3 175 500	362	238	475

I 2020 utgjorde Avinor, Svalbard Lufthavns kullkraftbaserte energiforbruk 3 175 500 kWh, fordelt på 1 152 400 kWh el og 2 023 100 kWh varme. I tillegg produserer og bruker lufthavnen noe sol- og vindkraft. I 2020 utgjorde denne produksjonen omtrent 100 000 kWh. Disse løsninger er forutsatt videreført og er derfor ikke tatt med i tabellen og vurderingsgrunnlaget.

Målte verdier eller erfaringstall på effektbehov for lufthavnen har ikke vært tilgjengelig i prosjektperioden. Det er gjort et anslag med utgangspunkt i en antakelse om at effektbehovet over året for lufthavnen fordeler seg likt som for Longyearbyen, der behovet for fjernvarme om sommeren er halvparten av varmebehovet om vinteren, mens elektrisitetsbehovet er relativt stabilt over året[3]. Muligheten for å levere energi til Longyearbyen for øvrig er ikke utredet, men kommentert der det har vært hensiktsmessig.

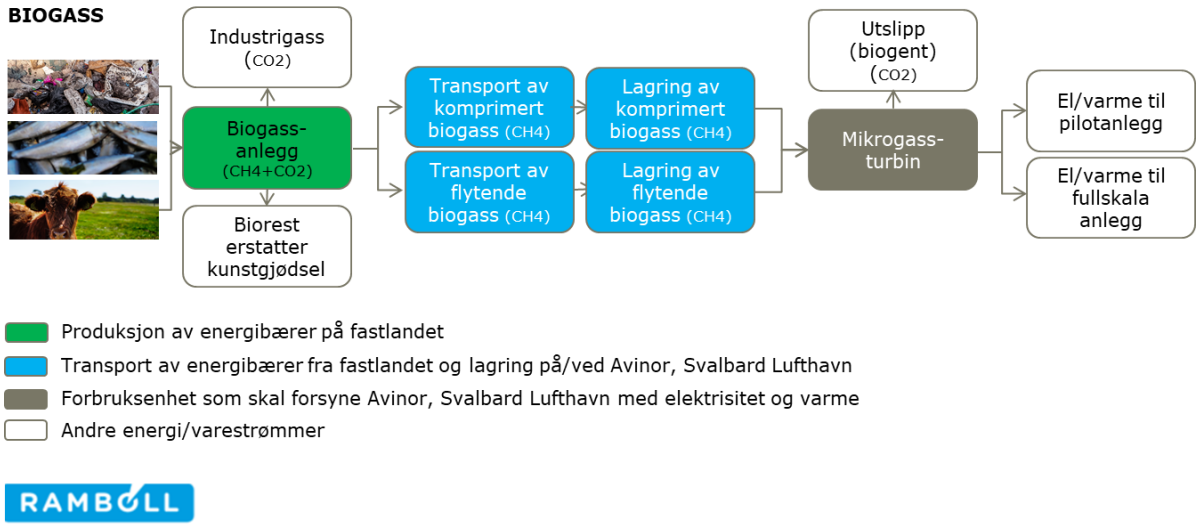
[3] Thema Consulting Group & Multiconsult, «Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard», juni 2018

3. RELEVANTE TILTAK

Rambøll har fått i oppdrag å vurdere tre alternative energibærere i denne konseptutredningen biogass, hydrogen og ammoniakk. Vurderingen har omfattet tilgang til energibærer, transport fra fastlandet og produksjon av elektrisitet og varme. Tidlig i prosjektperioden ble det klart at ammoniakk ikke kom til å være aktuelt innenfor den tidsrammen som Avinor ser på og dette tiltaket er derfor utelukket (se vurdering i avsnitt 4.1.3). Dette kapittelet gir en detaljert beskrivelse av biogass og hydrogen som energibærere, og kun en overordnet beskrivelse av ammoniakk.

3.1 Biogass

Aktuelle verdikjeder for biogass som energibærer er vist i Figur 2, og beskrevet nærmere nedenfor.



Figur 2: Aktuelle verdikjeder for biogass som energibærer

3.1.1 Produksjon

Biogass er en energirik gass som produseres ved at organisk materiale nedbrytes under kontrollerte forhold. I Norge har det tradisjonelt vært vanlig å produsere biogass av slam fra avløpsrenseanlegg og av matavfall, men slakteriavfall, rester og avfall fra akvakultur og husdyrgjødsel er også vanlig. Hovedbestanddelen i biogass er metan (CH_4). I tillegg til biogass produserer biogassanlegg en organisk rest (biorest) som kan brukes som gjødsel- eller jordforbedringsprodukt hvis den tilfredsstiller relevante kvalitetskrav. Muligheten for avsetning av den organiske resten fra biogassproduksjon kan påvirke utslippsregnskapet til biogassen positivt (se Figur 16).

Det kreves ca. 20 kg matavfall og 4 kWh energi for å produsere, oppgradere og flytendegjøre 1 kg biogass. Omtrent halvparten av energiforbruket er knyttet til produksjon av biogass, mens den andre halvparten er knyttet til oppgradering og flytendegjøring. For produksjon av biogass er det oppvarming av store volumer med flytende matavfall (utspedd med vann) som er mest energikrevende. For oppgradering og flytendegjøring er det nedkjøling av biogass til -162 grader C som er mest energikrevende. Biogass videreforedles vanligvis til ren metan i enten komprimert (CBG-Compressed Bio Gas) eller flytende (LBG-Liquid Bio Gas) form på biogassanlegget før den selges. CBG og LBG er naturlige substitutter til komprimert og flytende naturgass (CNG og LNG). Både naturgass og ren biogass består av metan, det er opprinnelsen til metanet som er forskjellig. Det innebærer at kjemisk komposisjon og egenskaper er tilnærmet like, og at gassene kan brukes

om hverandre. I rå form, før rensing, inneholder biogass også karbondioksid[4] slik at den må renses før bruk. CO_2 strippes bort fra biogassen og kan selges som industrigass[5]. For å sikre høy kvalitet på både LBG, LNG, CBG og CNG er det innført kvalitetsstandarder som distributører og sluttbrukere legger til grunn, og som produsenter må oppfylle.

Som beskrevet i kapittel 2, Tabell 1 er det lagt til grunn at pilotanlegget skal levere energi tilsvarende ca. 194 644 kWh/år. Dette tilsvarer 20 000 Nm^3 [6] eller 14 tonn biogass. Fullskala-anlegget skal levere energi tilsvarende ca. 3 175 500 kWh/år (Tabell 2). Dette tilsvarer 327 000 Nm^3 eller 228 tonn biogass.

Til sammenligning har det største biogassanlegget i Norge i dag, Biokraft på Skogn, en kapasitet til å produsere omtrent 20 tonn biogass per dag. I Norge finnes det i dag kapasitet til å produsere 20 200 tonn/år komprimert biogass, og 11 100 tonn/år flytende biogass[7]. Totalt er det kapasitet til å produsere i underkant av 50 000 tonn/år biogass i Norge i dag. Dette inkluderer biogass som ikke oppgraderes til komprimert eller flytende biogassprodukter. I Sverige produseres det til sammenligning 130 400 tonn biogass. I tillegg importeres omtrent 100 000 tonn til Sverige fra utlandet, primært Danmark. Hvor stor andel av gassen som oppgraderes til komprimert og flytende er usikkert.

Tabell 3: Behov for biogass sammenlignet med produksjonskapasiteten i Norge og i Sverige

	Tonn biogass/år
Gassbehov, pilotanlegget	14
Gassbehov, fullskala anlegg	228
Total produksjonskapasitet i Norge	50 000 (hvorav oppgradert gass: 30 000)
Total produksjonskapasitet i Sverige	130 400 (hvorav oppgradert gass: ukjent)

Sammenlignet med markedet for fossile energibærere, som diesel, er markedet for biogass lite. Til sammen utgjør produksjonskapasiteten for komprimert og flytende biogass i Norge en energimengde tilsvarende 48 millioner liter diesel. Til sammenligning var drivstoffomsetningen i landtransport i Norge på 4 200 millioner liter i 2018[8].

På kort (10 år) sikt forventes produksjonen av flytende biogass å øke, med bakgrunn i kunnskap om planlagte utbygginger og på grunn av en forventet økende etterspørsel i tungtransport og sjøfartsektorene[9]. Av planer som Rambøll kjenner til er det planlagt utbygging av 20 000 tonn/år biogassproduksjon i årene som kommer, og mye av produksjonen forventes å være i form av flytende biogass.

Endringer i rammebetingelser kan påvirke markedet i stor grad og medfører usikkerhet i utviklingen på både kort og lengre sikt. I sin handlingsplan for biogass tar Regjeringen sikte på å innføre et omsetningskrav for biodrivstoff i skipsfart, som omfatter biogass, fra 2022[10]. Et mulig omsetningskrav på biogass i sjøfarten kan øke etterspørselen etter flytende biogass betraktelig og skape økt forutsigbarhet for produsentene, men også gjøre biogass til en knapphetsressurs i markedet. En økende andel elektriske kjøretøy i sektorer som tidligere har brukt biogass, som for eksempel bybusser, kan medføre at tilgangen til komprimert biogass øker noe.

[4] Og mindre mengder vanndamp, hydrogensulfid, oksygen, partikler og andre forbindelser.
[5] Avhengig av hvilken teknologi som brukes for CO2-stripping/rensing på biogassanlegget.
[6] Normalkubikk. Angir gassvolum ved normalforhold; 0ºC og 0,1 bar trykk.
[7] Tall fra markedsundersøkelse gjennomført av Rambøll. Sist oppdatert i 2020
[8] SSB, «Stadig mer alternativt drivstoff i transport,» 29 September 2019. [Internett]. Available: https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/stadig-mer-alternativt-drivstoff-i-transport. [Funnet September 2020].
[9] Basert på markedsvurdering gjennomført av Rambøll i 2020
[10] Klimaplan for 2021-2030. Meld. St. 13 (2020-2021). Klima og Miljødepartementet (2020)

3.1.2 Distribusjon

For distribusjon av biogass til Svalbard er det identifisert to alternativer – distribusjon av komprimert (CBG) eller flytende biogass (LBG).

CBG er trykksatt til 250-300 bar og lagres på stål eller komposittflasker i såkalte gassflak eller gasscontainere (Figur 3, Figur 4). Gassflak/containere fraktes på lastebil/skip til sluttbruker (Figur 4). Sluttbruker må ha areal tilgjengelig for oppstilling av flakene/containerne.

Biogass går over i flytende tilstand (LBG) når den kjøles ned til -161 °C. LBG lagres i sylindriske tanker (Figur 5), og overføres til sluttbruker via lastebil/skip. LBG fylles over til lastebiler og/eller videre til skip for frakt. Alternativt distribueres LBG i containere som er spesiallaget for å kunne håndtere flytende gass. Før sluttbruk fordamper man vanligvis den flytende gassen tilbake til gassfase før den leveres til brenneren (for eksempel en mikrogassturbin). Anlegget, som også kalles en mottaksterminal, står vanligvis hos sluttbruker (Figur 6).

Figur 3: Lagring av trykksatt biogass (CBG) på gassflasker (Foto: Rambøll)

Figur 4: Lagring av gassflaskebatterier på flak/ containere (Foto: Rambøll)

Figur 5: Lagring av flytende biogass (LBG) på vertikal tank og fylling av LBG til lastebil for distribusjon (Foto: Rambøll)

Figur 6: Anlegg for lagring av LBG og tilbakeføring av LBG til gassfase før bruk (Foto: Rambøll)

Hvorvidt man velger å tilrettelegge for transport og mottak av biogass i form av CBG eller LBG vil avhenge av kostnadsbildet, markedstilgang og mengde. Begge løsningene er beskrevet i denne utredningen.

Gassflak/containere for distribusjon av CBG leveres vanligvis i en av to størrelser, henholdsvis 20 og 40 fot. Tabell 4 nedenfor viser hvor mye biogass de rommer og hvor mange som kreves for å

dekke det årlige energibehovet for henholdsvis pilotanlegg og fullskala anlegg. For beregningen er det tatt utgangspunkt i en ISO 20 fots container som kan romme 3 150 kg biogass ved 250 bar trykk og en ISO 40 fots container som kan romme 6 500 kg biogass ved 250 bar trykk.

Tabell 4: Energibehov og tilsvarende antall 20 og 40 fots containere ved transport og lagring av CBG

	A Energibehov (kg bio-gass/år)	B Mengde bio-gass, 20fot container (kg)	C Mengde bio-gass, 40fot container (kg)	D = A/B Leveranser per år, 20fot	E =A/C Leveranser per år, 40fot
Pilotanlegg	14 000	3 150	6 500	4	2
Fullskala anlegg	228 000	3 150	6 500	72	35

Pilotanlegget vil forbruke 14 tonn biogass årlig. Dette medfører et behov for henholdsvis 4x20 fots containere eller 2x40 fots containere i løpet av et år. Pilotanlegget vil trenge plass for 2x20 fots containere. To containere antas nødvendig slik at en container kan gå tom før den hentes og erstattes med en full container. Alternativt vil 2x40 fots containere oppta et noe større areal.

Fullskala anlegget vil forbruke 228 tonn biogass årlig. Dette medfører et behov for henholdsvis 72x20 fots eller 35x40 fots containere i løpet av et år. Det vil være behov for plass til minst to containere. Det kan vurderes om det kan lønne seg å investere i flere containere for å redusere antall transporter fra fastlandet. Det må da settes av et større areal til containere ved pilotanlegget sammenlignet med om det settes av plass til to. En forenklet analyse viser at et oppsett med investering i 3 stk. 40 fots containere og et behov for 18 containertransporter per år kan være en grei løsning for forsyning biogass til fullskala anlegget. Det er ikke gjort en grundig analyse, blant annet er det ikke undersøkt hvor lang tid transport fram og tilbake tar, i forhold til tiden det tar å tømme en container. Det anbefales gjort en analyse av logistikken for å fastsette optimalt antall containere. Et alternativ til å eie containere vil være å leie disse av en ekstern aktør.

En oppstillingsplass for gasscontainere kan se ut som vist i Figur 7. Denne oppstillingsplassen har rom for 2x40 fots containere med gass. I tillegg må det settes av areal til teknisk rom (vist på høyre side av gasscontainerene, lengst frem i bildet). Containerne må heises av fraktskip ved kai og transporteres til oppstillingsplassen. Fra oppstillingsplassen og fram til selve pilotanlegget må gassen føres i rør (ikke vist i figuren). Opparbeidet oppstillingsplass for to gasscontainere inkludert værskydd og teknisk rom opptar et areal på omtrent 80 m^2. I tillegg kommer areal for manøvrering av krokbil/kran. Teknisk rom vil antakelig bli noe mindre enn vist i figuren. For 20 fots containere vil oppstillingsplassen kunne bli noe mindre enn 80 m^2. Betongmuren som er tegnet inn på Figur 7 er 3 meter høy. For Svalbard vil det antakelig være nødvendig å etablere et værskydd over gasscontainerne, som vist i Figur 4.

Figur 7: Oppstillingsplass for gasscontainere (Rambøll).

For flytende biogass (LBG) vil det være behov for plass til en mottaksterminal som, litt forenklet, består av lagertank for flytende gass, fordamper og cryogen pumpe. Mottaksterminal med fast lagertank for LBG vil tanke LBG fra skip og bør plasseres i tilknytning til kai. Mottaksterminal med løs lagertank for LBG (container) kan plasseres i tilknytning til pilotanlegget. Containerne må i dette tilfellet fraktes via skip og kaianlegg til pilotanlegget på lastebil.

Sylindriske lagertanker som den vist i Figur 5 finnes i ulike størrelser. En 100 m^3 lagertank rommer 50 tonn LBG og vil trolig være tilstrekkelig for forsyning av fullskala anlegget. For forsyning av pilotanlegget er energimengden for liten til å kunne forsvare investering i en terminal.

Tabell 5: Energibehov og tilsvarende antall tankfyllinger for LBG ved lagring i 100 m^3 fast tank

	A Energibehov (kg biogass/år)	B Lagerkapasitet, fast lagertank for LBG (kg biogass)	C=A/B Antall tankfyllinger per år
Pilotanlegg	-	-	
Fullskala anlegg	228 000	50 000	5

Ved forsyning av fullskala anlegget, som krever en energimengde tilsvarende 228 000 kg LBG årlig, er det behov for fem fyllinger årlig når LBG lagres i 100 m^3 fast tank. Ved lagring i en 40 fots løs tank (LBG container) som rommer 23 tonn gass er det behov for 10 fyllinger i året (Tabell 6).

Tabell 6: Energibehov og tilsvarende antall tankfyllinger for LBG ved lagring i 40 fots løs tank (container)

	A Energibehov (kg biogass/år)	B Lagerkapasitet,løs lagertank for LBG (kg biogass)	C=A/B Antall tankfyllinger per år
Pilotanlegg	-	-	-
Fullskala anlegg	228 000	23 000	10

Figur 8 viser hvordan en mottaksterminal for LBG med fast lagertank kan se ut. Figuren viser LBG fylleanlegget på Sorgenfri bussdepot i Trondheim.

Figur 8: Eksempel på en mottaksterminal for LBG. Bildet er fra biogass fyllestasjon på bussdepotet Sorgenfri i Trondheim (foto: Google Earth)

Den hvite sylindriske tanken er LBG-lageret, og de to søylene i bakgrunnen er gassfordampere. To cryopumper står under blikktak mellom LBG lager og fordampere. Anlegget står på en betongplate med lave vegger som fungerer som et oppsamlingsbasseng. Dette anlegget forsynes med LBG fra tankbil som stiller seg opp foran LBG-tanken ved fylling. På Svalbard, som får LBG forsyninger fra fastlandet via skip, må anlegget stå i tilknytning til kai dersom terminalen skal ha fast LBG lagertank slik at LBG-skip kan legge til kai og fylle tanken. Fra mottaksterminal til forbruksanlegget må gassen transporteres i rør. Mottaksterminal som vist i figuren, med 100 m^3 LBG lagertank, cryopumpe og kondensere vil oppta et areal på omtrent 100 m^2. I tillegg behøves areal for kontrollrom. Den blå containeren på figuren illustrerer kontrollrommet.

En mottaksterminal med løs LBG lagertank (LBG container) vil bestå av omtrent samme type utstyr som mottaksterminalen som beskrevet ovenfor. LBG lagertanken vil være en horisontal container plassert i tilknytning til fordampere og pumper, og løsningen vil av den grunn oppta et noe større areal sammenlignet med mottaksterminal med fast, vertikal LBG lagertank. Med løse tanker trenger ikke mottaksterminalen å stå i tilknytning til kaianlegget, men kan stå ved forbruksanlegget, gitt at det er forsvarlig ut ifra et sikkerhetsperspektiv. LBG containere transporteres da på lastebil fra kai til forbruksanlegg og ikke i rør.

Biogass blir flytende ved -161 ^{0}C. Temperaturen må holdes lav for å unngå at gassen begynner å fordampe inne i tanken. Selv om lagertankene er godt isolert så vil en liten mengde LBG fordampe inne i tanken når det har gått litt tid. For å unngå at trykket inne i tanken øker som en følge av fordampingen er tankene utrustet med en innretning som kan slippe ut eller sirkulere fordampet gass tilbake i tanken. Fordampet gass kalles «boil off gas», og kan utgjøre 0,10-0,15% av tankens

innhold per dag[11]. For en 100 m^3 tank som rommer 50 tonn LBG utgjør dette 18-27 tonn LBG/år. Det samme skjer ved transport og lagring av LNG så problemstillingen er godt kjent for distributører av LNG og LBG. Man kan redusere boil off gas dersom det er en kontinuerlig avsetning på gassen. Ved lengre transport av LNG på skip begrenses utslipp av boil off ved at den brukes direkte til å drifte deler av skipet. Det finnes også innretninger som flytendegjør boil-of og sender den tilbake på lagertanken. Dersom LBG velges som foretrukket løsning anbefales det at leverandør og distributør av LBG får foreslå løsning for størrelse på lagertank og løsning for håndtering av boil off gas.

Uavhengig av type gass og leveringsform (komprimert eller flytende) vil man måtte regne med noe utslipp av gass til atmosfæren som en følge av sikkerhetsinnretninger på anleggene (avblåsningsventiler som tillater små punktutslipp av gass for trykkregulering og lignende). Dette er vurdert til å utgjøre små mengder ved normale driftsforhold.

I tillegg til arealene som er oppgitt overfor må sikkerhetssoner, nødvendig areal for eventuell manøvrering og lignende rundt anleggene hensyntas. Sikkerhetssonene kan gi restriksjoner eller begrensninger i aktivitet rundt anlegget. Sikkerhetssonene bestemmes ved hjelp av en kvantitativ risikoanalyse eller av tabellverdier som framkommer av DSBs temaveiledere til forskrift om håndtering av farlig stoff. Krav til bestemmelse av sikkerhetssonene (og deres antatte omfang) avhenger blant annet av forholdet til Brann og Eksplosjonsvernloven med tilhørende forskrift om håndtering av farlig stoff og storulykkeforskriften, og dette anbefales avklart tidlig i planleggingen.

3.1.3 Forbruk

For å kunne bruke energien som ligger lagret i biogassen må gassen konverteres til elektrisitet og varme. Det finnes flere tilgjengelige teknologier tilgjengelig:

<u>Gassmotor</u>

Det finnes gassmotorvarianter som kan gå på ren gass og en kombinasjon av gass med et annet drivstoff (dual-fuel motor). I denne utredningen har vi tatt utgangspunkt i rene gassmotorer, men tar også med noen betraktninger knyttet til dual-fuel motorer da disse kan være relevante for Svalbard. For rene gassmotorer som skal brukes til å produsere elektrisitet og varme er det vanligste prinsippet ottomotor med varmegjenvinning fra eksosen og fra kjølevannet. Gassmotorer er tilgjengelige i små størrelser, men vanligst fra 250 kW_{el} og oppover. Oppskalering gjøres ved å legge til flere motorer i ønsket størrelse.

Noen fordeler med gassmotorer er

- ✓ Velprøvd teknologi med biogass. Finnes i mange størrelser selv om de større størrelsene er de vanligste
- ✓ Generelt en noe høyere el-virkningsgrad sammenlignet med mikrogassturbiner (32-36 % for gassmotorer)

Noen ulemper med gassmotorer er

- ✓ Gassmotorer har mange bevegelige deler og krever jevnlig service. Eksempelvis skal filter skiftes og ventiler justeres hver 1 000 – 2 000 driftstime. Større ettersyn behøves etter 20 000 driftstimer, og etter 60 000 driftstimer forventes det at større komponenter må skiftes ut. Gassmotorer har også et generelt høyt forbruk av smøreoljer.
- ✓ En del av varmeeffekten kan tas ut via gassmotorens kjølesystem, men for å få ut resterende mengde kreves separat røykgasskjøling. Totalt kan 40-50 % av gassens varmeverdi gjenvinnes.
- ✓ Gassmotoren vil ha et kjølebehov.

[11] Wartsila

Dual-fuel motor

En dual-fuel motor er en gassmotor som kan gå på en blanding av to forskjellige drivstoff, for eksempel diesel og gass. Dieselen kan være fossil eller biodiesel, og gassen kan være biogass eller naturgass. Ettersom denne utredningen fokuserer på biogass og hydrogen som energikilder er ikke denne løsningen beskrevet i detalj.

Mikrogassturbin

Mikrogassturbiner består av en generator, en kompressor, et forbrenningskammer og en turbin, og kan generere både elektrisitet og varme. Mikrogassturbiner er tilgjengelige i mange størrelser, fra 3,2 kW_{el} og opp til over 1 MW_{el}. Oppskalering kan gjøres ved å legge til flere mikrogassturbiner i ønsket størrelse. Blant leverandører som Rambøll har snakket med kan det se ut til at det for de mindre kapasitetene, som for pilotanlegget, er mikrogassturbiner det mest aktuelle alternativet, mens gassmotorer først blir aktuelt ved høyere kapasiteter.

Noen fordeler med mikrogassturbiner er:

- ✓ Lette og små enheter.
- ✓ Lengre levetid sammenlignet med gassmotorer. 60 000 – 80 000 driftstimer før større komponentskifter.
- ✓ Tilsvarende eller høyere tilgjengelighet sammenlignet med gassmotor.
- ✓ Færre bevegelige deler, medfører mindre behov for vedlikehold og smøreoljer. Serviceintervaller på ca. 4 000 timer, større ettersyn etter ca. 30 000 driftstimer.
- ✓ All varme går med avgassene, og hentes ut fra avgassene med en varmeveksler.

Noen ulemper med mikrogassturbiner er:

- ✓ Lavere el-virkningsgrad sammenlignet med gassmotor (25-29 %). Tilgjengelig effekt påvirkes av omgivelsestemperaturene, men dette er primært en utfordring i områder med høye utetemperaturer.
- ✓ Turbinen krever gasstrykk på 5-8 bar og stiller høyere krav til renhet på biogassen sammenlignet med en gassmotor. Dette er primært en utfordring når biogassen skal brukes direkte fra biogassanlegget uten noen form for rensing/oppgradering først. Biogass som leveres til Avinor, Svalbard Lufthavn vil være renset og oppgradert til enten komprimert eller flytende form.

Erfaringsmessig er investeringskostnad for mikrogassturbiner noe høyere enn gassmotorer, mens driftskostnadene blir lavere. For Avinor, Svalbard Lufthavn kan en mikrogassturbin, som har lavere behov for vedlikehold sammenlignet med en gassmotor, være en fordel. Både mikrogassturbiner og gassmotorer leveres i forskjellige størrelser. De kan leveres i separate containerløsninger eller i en container som klargjøres for en mulig fremtidig utvidelse ved at det settes av plass i containeren for dette. I de videre vurderingene har Rambøll lagt til grunn mikrogassturbin. Rambøll anbefaler likevel at Avinor er åpne for at leverandører får tilby andre løsninger og lar leverandørene komme med forslag til løsning ved en eventuell anskaffelse.

Dimensjonering av mikrogassturbin

Estimert effektbehov for pilotanlegg og fullskala anlegg ble beskrevet i avsnitt 2.2 og 2.3, og er gjengitt i Tabell 7 nedenfor hvor kW_{el} angir behovet for levert elektrisk effekt og kW_{varme} angir behovet for levert varmeeffekt.

Tabell 7: Underlag for dimensjonering, mikrogassturbin med 90% virkningsgrad

		Effektbehov	Effektbehov lav (sommer)	Effektbehov høy (vinter)
Pilotanlegg	kW	47	32	64
	kW_{el}	11	7	15
	kW_{varme}	36	25	49
Fullskala anlegg	kW	362	290	450
	kW_{el}	132	79	158
	kW_{varme}	231	159	318

Elektrisk effekt og varmeeffekt (kW_{el} og kW_{varme}) er estimert av Rambøll med bakgrunn i opplysninger mottatt fra Avinor. Svalbard-klima er hensyntatt. Det er lagt til grunn at varmelasten varierer mer over året enn elektrisitet. Effektbehovene er anslått og ikke basert på målte verdier. I dette ligger det en relativt stor usikkerhet og Rambøll vil anbefale at målte verdier legges til grunn for en eventuell anskaffelse for å sikre at anlegget dimensjoneres riktig.

For pilotanlegget, som er relativt lite, kan små mikrogassturbiner egnet for bruk i boliger være mest egnet. Et eksempel på løsning for pilotanlegget (dimensjonert for å dekke energibehovet til sandlageret og cargolageret) er å investere i tre til fire små mikrogassturbiner med en levert effekt på 3,2 kW_{el}/stk og 16 kW_{varme}/stk. Fire enheter kan til sammen levere 12,8 kW_{el} og 56 kW_{varme}. En slik løsning, som har en el-virkningsgrad på bare 20 %, krever en back-up løsning for å kunne levere nok elektrisitet på de kaldeste vinterdagene, for eksempel i form av et dieselaggregat. Løsningen vil generere varmeoverskudd ved at det produseres mer varme enn det er behov for.

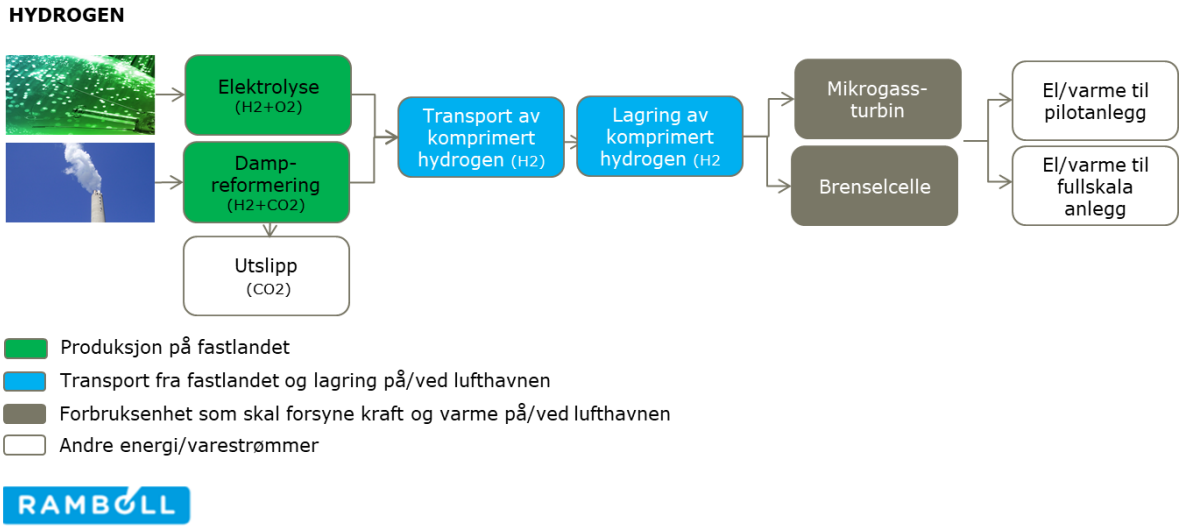
For fullskala anlegget vil en større type mikrogassturbin kunne være aktuell. Et eksempel på løsning for forsyning av elektrisitet og varme til lufthavnen er to mikrogassturbiner på 65 kW_{el} hver og 110 kW_{varme}/stk. En slik løsning vil klare å levere nok elektrisitet til å dekke behovet på de kaldeste vinterdagene når begge mikrogassturbinene er i full drift. I lavlastperioder, for eksempel om sommeren, kan det være tilstrekkelig å drifte den ene. For lufthavnen vil flere ulike løsninger være aktuelle. Å finne en størrelse- og kombinasjon av enheter som gir en mest mulig kontinuerlig drift av turbinene over året vil være gunstig. Løsningen vil generere nok varme til å forsyne lufthavnen uten varmeoverskudd dersom forutsetningene som ligger til grunn for dimensjoneringen er riktig.

Ettersom dimensjonert effektbehov er basert på anslag og ikke målte verdier må vurderingene i avsnittene over kun betraktes som veiledende. Løsningene kan enten leveres som en containerløsning eller plassbygges/integreres med eksisterende bygningsmasse. I tillegg til selve mikrogassturbinen vil anlegget omfatte blant annet varmegjenvinningsanlegg, teknisk rom, eksosrør og eksosventiler. Størrelsen på en containerløsning vil avhenge av størrelse og antall turbiner. Rambøll anslår et plassbehov på ca. 30-40 m^2 for en container som inkluderer alt nødvendig utstyr.

En viktig forutsetning for leverandørene av løsningen er biogassens kvalitet. Biogassen som legges til grunn i konseptutredningen skal transporteres fra fastlandet og må derfor være 97 % ren, (metaninnhold på minimum 97 %). Dette er viktig informasjon å oppgi til leverandørene slik at løsningene tilpasses dette og for å unngå unødvendige tillegg/påslag i prisen knyttet til usikkerhet rundt biogassens kvalitet.

3.2 Hydrogen

Alternative verdikjeder for hydrogen som energibærer som er vurdert er vist i Figur 9, og beskrevet nærmere nedenfor.



Figur 9: Alternative verdikjeder for hydrogen som energibærer

3.2.1 Produksjon

Hydrogen er et grunnstoff som opptrer som gass ved omgivelsestemperatur og trykk. Hydrogen kan framstilles på forskjellige måter, blant annet fra naturgass, kull eller fra elektrolyse.

Produksjon av hydrogen ved dampreformering er en kjent prosess fra olje og gassbransjen. Dampreformeringen skjer når metan og vanndamp reagerer og danner hydrogen og CO_2. Produksjon av 1 kg hydrogen gir omtrent 8 kg CO_2. Prosessen krever karbonfangst og lagring (CCS) for at hydrogenet skal kunne regnes som klimanøytralt. Ved elektrolyse brukes elektrisitet til å spalte vannmolekyler opp i hydrogen og oksygenatomer. I denne prosessen dannes det ikke CO_2..

Pilotanlegget skal kunne levere energi tilsvarende 194 644 kWh/år, og fullskala anlegget skal kunne levere energi tilsvarende 3 175 500 kWh. Dette tilsvarer henholdsvis 60 000 Nm^3 og 986 000 Nm^3 hydrogen, eller 5 og 89 tonn. Til sammenligning kan et storskala dampreformeringsanlegg produsere rundt 120-140 tonn hydrogen per døgn. NEL AS (Norsk Hydro Electrolysers AS), som blant annet produserer elektrolysører, oppgir at en av deres moduler kan produsere 3 880 Nm^3 hydrogen i timen eller inntil 8 tonn hydrogen per døgn[12].

I dag brukes hydrogen primært i industrien som innsatsfaktor i kjemiske prosesser. Hydrogenet produserer industrien selv «on-site» eller kjøper det av leverandører som distribuerer industrigasser. Markedet for hydrogen i Norge er umodent, men det forventes at økende bruk av hydrogen i transportsektoren vil drive frem et større marked for omsetning av hydrogen. Aktører som har vært tidlig på banen med å teste hydrogen på sine kjøretøy, slik som ASKO, har bygget en egen distribusjonskjede med eget produksjonsanlegg for hydrogen drivstoff lokalt for å sikre tilgang til hydrogen, noe som underbygger at markedet er umodent og at distribusjonskjedene ikke er utviklet ennå. Samtidig er det forventet et nasjonalt fokus på å bygge opp hydrogen verdikjeder i Norge og teknologiutviklingen kan gå raskt dersom store kommersielle aktører velger å satse på hydrogen. Hydrogen kan også representere en måte å lagre overskuddskraft på, for eksempel fra

[12] NELhydrogen.com (2020), Athmospheric Alkaline Electrolyser, Hentet den 16.2.2021 fra https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/

vindkraftverk. I Berlevåg har Varanger Kraft m.fl. planer om å produsere hydrogen av overskuddskraft fra Raggovidda vindpark. Produksjonskapasiteten er anslått til 1 tonn /døgn[13]. Det er videre planer om produksjon av ammoniakk i Berlevåg, som er nærmere beskrevet i avsnitt 3.3.2.

Bruk av hydrogen til å dekke elektrisitet og varmebehov i byggsektoren er ikke så relevant for Norge, som har et godt utbygget og fornybart kraftsystem og lokale fjernvarmenett. I andre land i Europa er det derimot aktuelt for land som i dag bruker naturgass til oppvarming. I Nord-England har Northern Gas Networks i samarbeid med Cadent og Equinor utarbeidet en rapport som beskriver hvordan dagens naturgassbaserte energiforsyning for 3,7 millioner hjem og 40 000 bedrifter kan erstattes med hydrogen produsert fra naturgass med CCS. Slike prosjekter kan representere framtidige eksportmarkeder for hydrogen produsert fra norske naturressurser og Norge kan ta en rolle i å eksportere store volumer hydrogen til det europeiske markedet. En slik infrastruktur kan også Avinor, Svalbard Lufthavn ta en del i.

Lokal produksjon av hydrogen ved elektrolyse kan være en mulighet når det finnes fornybar overskuddskraft tilgjengelig lokalt. Dette er ikke regnet for å være aktuelt for Avinor, Svalbard Lufthavn med dagens kullkraftbaserte energisystem. Elektrolyse krever rundt 9 liter vann for å produsere 1 kg hydrogen. Biproduktene er varme og 8 kg oksygen[14]. Energibehovet for å produsere en kilo hydrogen er på 50-55 kWh elektrisitet[15]. Produksjon av nok hydrogen til å dekke energibehovet som pilotanlegget og fullskala anlegget skal levere ville kreve henholdsvis 285 000 kWh og 4 660 000 kWh elektrisitet i tillegg til vann (Tabell 8). Det er da lagt til grunn en virkningsgrad på 58 %, som kan være noe konservativt ettersom også varmen skal utnyttes. Det er i det videre lagt til grunn at hydrogenet produseres på fastlandet og fraktes til Svalbard på sjø.

Tabell 8: Elektrisitetsforbruk og vannforbruk ved produksjon av hydrogen (ved elektrolyse)

	Energibehov (kg hydrogen/år)	Vannforbruk (l/år)	Elektrisitetsforbruk (kWh)
Pilotanlegg	5 000	49 000	285 000
Fullskala anlegg	89 000	800 000	4 660 000

3.2.2 Distribusjon

For lagring og transport kan man, på tilsvarende måte som for biogass, komprimere eller flytendegjøre hydrogengassen. Komprimert hydrogen kan transporteres i gassflak eller containere på tilsvarende måte som komprimert biogass transporteres i dag, men krever at containeren er bygget for å tåle hydrogen. Fordi hydrogengass har andre egenskaper enn biogass, blant annet en lavere tetthet, rommer kommersielt tilgjengelige hydrogengasscontainere en mindre mengde energi enn biogasscontainere. Utvikling av nye containerløsninger av nye materialer og med høyere trykk kan bidra til å redusere forskjellen i framtiden.

Hydrogengass går over i flytende tilstand når den kjøles ned til -253 ºC og kan transporteres i tanker på lastebiler, skip og tog omtrent på samme måte som flytende biogass. Til sammenligning med flytende biogass er distribusjon av flytende hydrogen langt mindre vanlig i dag. Ifølge Regjeringens hydrogenstrategi finnes det kun tre anlegg for flytendegjøring av hydrogen i Europa[16]. Det er derfor i denne utredningen lagt til grunn at distribusjon av hydrogen fra fastlandet vil måtte skje i komprimert form dersom pilotanlegget skal realiseres i løpet av 2022.

[13] https://www.varanger-kraft.no/hydrogen/

[14] Regjeringens hydrogenstrategi

15 Hydrogen i det moderne energisystemet i NVE Faktaark (2019:12), NVE (2019, Oslo), hentet den 16.2.2021 fra http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/ faktaark2019_12.pdf

[16] Regjeringens Hydrogenstrategi – på vei mot lavutslippssamfunnet

20 fots gasscontainere for distribusjon av komprimert hydrogen ved 200 bar er lagt til grunn. Tabell 9 viser hvor nye hydrogen containerne rommer og hvor mange som kreves for å dekke det årlige energibehovet for henholdsvis pilotanlegg og fullskala anlegg.

Tabell 9: Energibehov og tilsvarende antall 20 fots containere for transport og lagring av hydrogen ved 200 bar

	A Energibehov (kg hydrogen/år)	B Mengde hydrogen/ 20 fot container (kg)	C = A/B Antall 20 fot containere/ år
Pilotanlegg	5 000	300	17
Fullskala anlegg	89 000	300	297

Pilotanlegget trenger energi tilsvarende 5 000 kg hydrogen i året. Når 20 fots containere som kan lagre 300 kg hydrogen anvendes trengs 17 stk for å dekke behovet i løpet av et år. Pilotanlegget vil trenge plass for 2 stk. 20 fots containere på et område på omtrent 80 m^2 (omtrent tilsvarende som i Figur 7). To containere antas nødvendig slik at en container kan gå tom før det hentes og erstattes med en full container, på samme måte som ved komprimert biogass.

Fullskala anlegg trenger energi tilsvarende 89 000 kg hydrogen årlig. Dette medfører et behov for 297 stk. 20 fots containere i løpet av et år. Fullskala anlegget vil ha behov for plass til minst to containere. Det lønner seg antakelig å investere i flere containere for å redusere antall turer/ forsyninger. Tilgjengelig areal må i så fall økes. En forenklet analyse viser at et oppsett med investering i 4 stk. 20 fots containere ville gi et behov for 69 containertransporter per år, som kan være en grei løsning for forsyning av fullskala anlegget. Det er ikke gjort en grundig analyse, blant annet er det ikke undersøkt hvor lang tid transport fram og tilbake tar, i forhold til tiden det tar å tømme en container. Det anbefales gjort en analyse av logistikken for å fastsette optimalt antall containere. Et alternativ til å eie containere vil være å leie disse av en ekstern aktør.

I tillegg til arealene som er oppgitt overfor må sikkerhetssoner, nødvendig areal for eventuell manøvrering og lignende rundt anleggene hensyntas. Sikkerhetssonene kan gi restriksjoner eller begrensninger i aktivitet rundt anlegget. Sikkerhetssonene bestemmes ved hjelp av en kvantitativ risikoanalyse eller av tabellverdier som framkommer av DSBs temaveiledere til forskrift om håndtering av farlig stoff. Krav til bestemmelse av sikkerhetssonene (og deres antatte omfang) avhenger blant annet av forholdet til Brann og Eksplosjonsvernloven med tilhørende forskrift om håndtering av farlig stoff og storulykkeforskriften, og dette anbefales avklart tidlig i planleggingen. Sammenlignet med biogasslageret vil sikkerhetssonene rundt hydrogenlageret antakelig bli større når man legger til grunn at lagret energimengde for de to gassene er den samme.

Man vil måtte regne med noe utslipp av hydrogengass til atmosfæren som en følge av sikkerhetsinnretninger på anleggene (avblåsningsventiler som tillater små punktutslipp av gass for trykkregulering og lignende). Selv om hydrogen er en lett gass er dette vurdert til å utgjøre små mengder ved normale driftsforhold, men det mangler, etter det Rambøll kjenner til, erfaringstall på hvor store mengder med hydrogen som faktisk lekker ut fra slike systemer. Hvorvidt hydrogengass som lekker ut i atmosfæren har en negativ effekt på klimaet er også usikkert. Hydrogen er ikke en drivhusgass som i seg selv bidrar til global oppvarming på samme måte som metan og karbondioksid er det, men den kan påvirke sammensetningen i atmosfæren. Enkelte studier tyder på at hydrogenutslipp kan føre til mer metan i atmosfæren og skader på ozonlaget, men dette er usikkert og en gruppe forskere ved CICERO er i ferd med å undersøke hvor stor effekten faktisk er[17].

[17] https://forskning.no/hydrogen-klima-teknologi/norge-skal-satse-pa-hydrogen-men-hva-skjer-nar-gassen-lekker-ut/1810484

3.2.3 Forbruk

Energiinnholdet i hydrogen kan utnyttes ved at hydrogenet omdannes til elektrisitet og varme i en eller flere brenselceller, eller ved forbrenning i en mikrogassturbin eller gassmotor på samme måte som biogass.

Brenselceller

Brenselceller kan omdanne hydrogen til elektrisitet og varme i en elektrokjemisk prosess som bruker oksygen. I motsetning til gassturbiner og gassmotorer, lager brenselcellen elektrisitet uten å forbrenne gassen. Brenselcellen produserer ikke eksosgass, eneste utslipp er vanndamp. Brenselcelleteknologi ble først brukt på 1950-tallet for å lage elektrisitet om bord på romfartøy, men begynner i dag å bli tilgjengelig også for kjøretøy og stasjonær kraft og varmeproduksjon.

Det finnes flere forskjellige typer av brenselceller med varierende teknologisk modenhet og en virkningsgrad på mellom 35-80 %. For kombinert elektrisitet og varmeproduksjon finnes brenselceller i størrelser fra 5 kW til 2 800 kW. Varmen som brenselcellen genererer gjenvinnes og kan brukes til å produsere varmt vann eller lavtrykksdamp.

En fordel med brenselceller er at de har god ytelse på lavere last sammenlignet med mikrogassturbin eller gassmotor. Dette kan medføre at det er behov for færre enheter for å oppnå en riktig dimensjonering av anlegget sammenlignet med bruk av en mikrogassturbin eller en gassmotor. Med utgangspunkt i energi og effektbehovet som beskrevet i Tabell 7 vil en brenselcelle som kan levere 15 kW_{el} kunne være tilstrekkelig for pilotanlegget og en brenselcelle som kan levere 158 kW_{el} være tilstrekkelig for fullskala anlegg.

Brenselceller har få bevegelige deler og mekanisk slitasje er derfor ikke aktuelt. Katalysatorer og cellestackene må skiftes ut etter en tid. Ettersom teknologien er forholdsvis ny er det usikkert hvor lang tid og med hvilke mellomrom større og mindre vedlikeholdsarbeid kan forventes.

De fleste av dagens brenselcelleløsninger bruker naturgass eller biogass som energibærer. Gassen reformeres til hydrogen før den brukes i brenselcellen. For Avinor, Lufthavn Svalbard er det vurdert som mest aktuelt å kjøpe hydrogengass fra fastlandet og ikke gjøre en reformeringsprosess ved lufthavnen.

Mikrogassturbiner

Gassturbiner kan modifiseres slik at de kan bruke en blanding av biogass/naturgass og hydrogen, eller alternativt rent hydrogen. Gassturbiner som kan gå på 100 % hydrogen er ikke kommersielt tilgjengelige ennå, men turbinprodusenter jobber med å utvikle slike. Alle de store produsentene som leverer gassturbiner til det europeiske markedet har sammen erklært at alle nye turbiner som leveres fra 2020 skal kunne drives med naturgass (eller biogass) iblandet opp til 20 % hydrogen, og med 100 % hydrogen fra 2030[18].

Erfaringer fra blant annet PILOT-E[19] utlysningene viser at det som er begrensende for hydrogensatsingen per nå er manglende demonstrasjon av teknologi som kan ta i bruk hydrogen som energibærer. Særlig er det få prosjekter med sluttbrukererfaring med bruk av hydrogen under reelle driftsbetingelser[20]. Blant leverandører som Rambøll har snakket med finnes det gassturbinløsninger som er sertifisert for 20 % innblanding av hydrogen i dag. Leverandørene oppgir at ved lavinnblandinger (under 40-50 % hydrogen) kan mikrogassturbiner som går på

[18] https://powertheeu.eu/

[19] et samarbeid mellom Norges forskningsråd, Innovasjon Norge og Enova som skal bidra til det grønne skiftet ved å akselerere energiteknologiprosjekter gjennom hele utviklingsløpet fra ide til marked

[20] Regjeringens Hydrogenstrategi

naturgass/biogass ved hjelp av noen modifikasjoner gå på lavinnblandinger av hydrogen. For høyere innblandinger av hydrogen vil modifikasjonene antakelig bli så store at det må installeres en ny enhet. Ved lavinnblanding av hydrogen kan det antas løsning og nødvendig areal blir lik som for biogassløsningen. Ved høyere innblandinger av hydrogen er det usikkert hvordan løsningen vil bli utformet.

Gassmotorer

Gassmotorer kan også modifiseres til å buke en blanding av naturgass/biogass og hydrogen men ingen av leverandørene som Rambøll har snakket med i løpet av prosjektperioden tilbyr slike løsninger i dag.

Fordelene med å velge en mikrogassturbin eller gassmotor som kan bruke en blanding av biogass og hydrogen er at løsningen tillater en gradvis økende innblanding av hydrogen etter hvert som teknologien blir moden (opp til 50 % innblanding). Dette gir også en økt fleksibilitet med tanke på tilgang til energibærer, da hydrogen kan erstattes med biogass i perioder med lav tilgang, forutsatt at endringer i gassmiksen ikke påvirker driften av gassturbinen. En slik utfordring kan løses når anlegget består av flere enn en enhet ved at minst en av enhetene er en ren biogass/naturgassbrenner mens den andre er en brenner som kan gå på en biogass/hydrogenmiks. Bruk av naturgass som en back-up og sikkerhet vil også være et alternativ for en slik type løsning.

Ulempen med å velge en slik løsning kan være at det vil være behov for en oppstillingsplass for både biogasscontainere og hydrogengasscontainere på lufthavnen. Det vil antakelig være nødvendig å investere i en ekstra gasscontainer og øke antall transporter fra fastlandet, noe som vil øke nødvendig areal for lagring og øke kostnadene. For forsyning av lufthavnen vil et oppsett med investering i 3 stk. 40 fots biogasscontainere og 1 stk. 20 fots hydrogencontainer med 14 transporter av biogasscontainere fra fastlandet og 68 transporter av hydrogencontainere fra fastlandet per år kunne være en grei løsning for forsyning av lufthavnen. Det er ikke gjort en grundig analyse, blant annet er det ikke undersøkt hvor lang tid transport fram og tilbake tar, i forhold til tiden det tar å tømme en container. Det anbefales gjort en analyse av logistikken for å fastsette optimalt antall containere. Et alternativ til å eie containere vil være å leie disse av en ekstern aktør. Det må også investeres i et system som blander gassene før de går inn til mikrogassturbin eller motor.

Det er tatt utgangspunkt i at en løsning med mikrogassturbin som kan gå på inntil 50 % hydrogen vil bli lik som for biogass, se Tabell 7.

3.3 Tiltak som er utelukket eller ikke inkludert

3.3.1 Flytende biodrivstoff

Flytende biodrivstoff (biodiesel, bioetanol) er ikke undersøkt i denne utredningen fordi det har vært utenfor Rambølls arbeidsomfang. Bruk av flytende biodrivstoff kan være et aktuelt alternativ, og det kan være synergieffekter å hente dersom Longyear Energiverk beslutter å planlegge for bruk av (bio)diesel i en overgangsperiode fra utfasing av kullkraft til innfasing av en fornybar energiløsning. Flytende biodrivstoff kan være billigere å transportere og kreve mindre lagerplass enn biogass og hydrogenløsningene gjør. På en annen side koster biodrivstoff av drop-in[21] kvalitet mye. En kombinert løsning med bruk av biogass og biodiesel i en dual-fuel motor kan være aktuelt å se nærmere på, men er ikke undersøkt i denne utredningen.

[21] Biodrivstoff som har samme egenskaper som fossilt drivstoff og som kan brukes i samme type infrastruktur.

3.3.2 Ammoniakk

Ammoniakk er en gass ved omgivelsestemperaturer- og trykk. Ammoniakk blir flytende ved -33 ºC og atmosfærisk trykk, eller ved 10 bars trykk og 25 ºC. Ammoniakk kan være en hydrogenbærer eller brukes direkte som drivstoff, i brenselceller eller i forbrenningsmotorer.

Pilotanlegget skal kunne levere energi tilsvarende 0,19 GWh/år, og lufthavnen skal tilsvarende kunne levere 3,18 GWh. Dette tilsvarer henholdsvis 34 og 559 tonn ammoniakk. I dag produseres det rundt 180 millioner tonn ammoniakk i verden, som i all hovedsak benyttes som råstoff i gjødselproduksjon[22]. I Berlevåg har Varanger Kraft planer om å produsere 110-120 000 tonn ammoniakk. De har anslått et energibehov på Svalbard tilsvarende 15-20 000 tonn ammoniakk.

Bruken av ammoniakk i forbrenningsmotorer på skip har primært vært fokus til nå. Ifølge Regjeringens hydrogenstrategi er det ingen marine motorer på markedet i dag som kan anvende ammoniakk som drivstoff uten at det gjøres tekniske tilpasninger. Det foregår et utviklingsarbeid som innen noen år kan gi motorer som kan brenne ammoniakk. Motorprodusenter rapporterer at slike kan være på markedet tidligst om tre år[23]. Ingen av leverandørene av elektrisitet/varmeløsninger som Rambøll har snakket med har konkrete planer om å utvikle løsninger som kan gå på ammoniakk i dag. En av leverandørene oppgir at det vil være teknisk mulig, men at de ikke ser for seg at det vil bli et marked for slike løsninger i elektrisitet/varmebransjen og at de derfor ikke satser på slike løsninger. En markedsintroduksjon i løpet av 2022 for slike løsninger vurderes derfor som svært usikker og lite sannsynlig. Brenselceller som kan benytte ammoniakk ligger lengre fram tid og er i dag på forskningsstadiet. Ammoniakk som tiltak er i denne konseptutredningen derfor ikke tatt videre ettersom en av føringene for Rambølls arbeid har vært at pilotanlegget skal kunne realiseres i løpet av 2022. En grundigere gjennomgang av teknologisk modenhet for elektrisitet/varmeproduksjon basert på ammoniakk er gitt i avsnitt 4.1.3.

3.3.3 E-fuels

E-fuels er syntetisk metanol eller diesel som er fremstilt av elektrisitet, vann og CO_2. Teknologien er umoden og kostnadene er foreløpig svært høye, og er derfor ikke vurdert som et aktuelt tiltak i konseptutredningen, men kan være en spennende energibærer å følge med på, på sikt.

[22] https://klimastiftelsen.no/publikasjoner/ammoniakk-kan-kutte-store-utslipp-i-skipsfart/

[23] Miljødirektoratet (2020), Klimakur 2030. Tiltak og virkemidler mot 2030. Hentet den 16.2.2021 fra https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1625/m1625.pdf

3.4 Oppsummering av tiltak

Tabell 10 oppsummerer tiltakene som er vurdert å være aktuelle gitt forutsetningene for konseptutredningen. Hvert alternativ er nærmere beskrevet og illustrert i avsnittene nedenfor.

Tabell 10: Oppsummering av tiltak

	Alternativ 1 CBG	Alternativ 2 CBG +Hydrogen	Alternativ 3 LBG fast tank	Alternativ 4 LBG løs tank	Alternativ 5 Hydrogen
Pilotanlegg	Mikrogass-turbin 3-4 stk. à 3,2 kW_{el} 20' biogass-containere 2 stk. 4 rund-turer/år (1 cont./tur)	Mikrogass-turbin 3-4 stk. à 3,2 kW_{el} 20' biogass-containere 2 stk. 4 rund-turer/år (1 cont./tur) 20' hydrogen-containere 1 stk. 4 rundturer/år (1 cont./tur)	Ikke aktuelt	Ikke aktuelt	Brenselcelle 14 stk. à 0,8 kW_{el} 2stk 20' hydrogen-containere, 17 rundturer per år (1 cont./tur)
Fullskala anlegg	Mikrogass-turbin 2 stk. à 65 kW_{el} 40' biogass-containere 3 stk. 18 rundturer/år (2 cont./tur)	Mikrogass-turbin 2 stk. à 65 kW_{el} 40' biogass-containere 3 stk. 14 rundturer/år (2 cont./tur) 20' hydrogen-containere 1 stk. 68 rundturer/år (1 cont./tur)	Mikrogass-turbin 2 stk. à 65 kW_{el} Terminal inkl. 1 stk. 100 m3 LBG lagertank. Forsyning fra skip m. faste tanker, 5 forsyninger/ år750m gassrør	Mikrogass-turbin 2 stk. à 65 kW_{el} Terminal inkl. 1 stk. 40 fot LBG container, 10 forsyninger/ år, 10m gassrør	Brenselcelle 1 stk. à 132 kW_{el} 4 stk 20' hydrogen-containere, 69 rundturer per år

3.4.1 Alternativ 1: Mikrogassturbin med biogass levert i komprimert form fra fastlandet

<u>Pilotanlegg bestående av</u>:
Mikrogassturbin: 3-4 stk. à 3,2 kW_{el} plassert i 20 fots container inkludert alt utstyr

Investering i (eller leie av) 2 stk. 20 fots biogasscontainere som rommer 3 150 kg biogass/stk. (ved 250 bar). Oppstillingsplass for 2 stk. gasscontainere, ca. 60 m2 areal. 1 container står alltid på oppstillingsplassen og en er i sirkulasjon, antatt 4 rundturer per år (for en container).
Gassledning mellom gasscontainere og container med mikrogassturbin, et par meter.

<u>Fullskala anlegg bestående av:</u>

Mikrogassturbin: 2 stk. à 65 kW_{el} plassert i 40 fots container inkludert alt utstyr. plasseres ved siden av pilotanlegget.

Investering i (eller leie av) 3 stk. 40 fots gasscontainere som rommer 6 500 kg biogass/stk. (ved 250 bar). Oppstillingsplass for 3 stk. gasscontainere, ca. 120 m2 areal. Én container står alltid på oppstillingsplassen og to er i sirkulasjon, antatt 18 rundturer per år (for to containere). Gassledning mellom gasscontainere og container med mikrogassturbin, et par meter.

Figur 10: Alternativ 1: Mirkogassturbin med biogass levert i komprimert form fra fastlandet. NB hensynssoner og sikkerhetsavstander er ikke vurdert.

3.4.2 Alternativ 2: Mikrogassturbin med biogass innblandet 23% hydrogen levert i komprimert form fra fastlandet

<u>Pilotanlegg bestående av</u>:
Mikrogassturbin: 3-4 stk. à 3,2 kW_{el} plassert i 20 fots container inkludert alt utstyr

Investering i (eller leie av) 2 stk. 20 fots gasscontainere som rommer 3 150 kg biogass/stk. (ved 250 bar) samt 1-2 stk. 20 fots gasscontainer som rommer 300 kg hydrogen. Oppstillingsplass for 3 stk. gasscontainere (2 biogass og 1 hydrogen), ca. 90 m^2 areal. To containere står alltid på oppstillingsplassen og en er i sirkulasjon, antatt 4 rundturer per år (for én biogasscontainer) og 4 rundturer for en hydrogencontainer. Gassledning mellom gasscontainere og container med mikrogassturbin, et par meter.

<u>Fullskalaanlegg bestående av:</u>
Mikrogassturbin: 2 stk. à 65 kW_{el} plassert i 40 fots container inkludert alt utstyr. plasseres ved siden av pilotanlegget.

Investering i (eller leie av) 3 stk. 40 fots gasscontainere som rommer 6 500 kg biogass/stk. (ved 250 bar). Oppstillingsplass for 4 stk. gasscontainere (3 biogass og 1 hydrogen), ca. 150 m2 areal. Én container står alltid på oppstillingsplassen og to er i sirkulasjon, antatt 14 rundturer per år (for to containere, biogass) og 68 rundturer per år for hydrogen container.

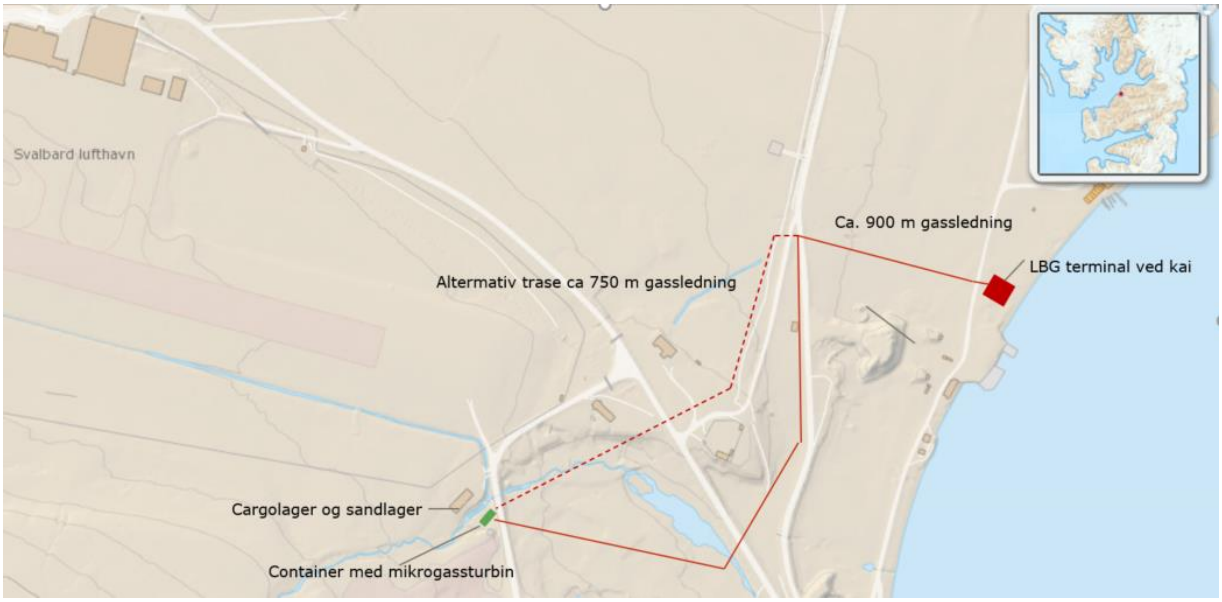
Gassledning mellom gasscontainere og container med mikrogassturbin, et par meter.

Figur 11: Alternativ 2: Mikrogassturbin med biogass og 23% hydrogen levert i komprimert form fra fastlandet. NB hensynssoner og sikkerhetsavstander er ikke vurdert.

3.4.3 Alternativ 3: Mikrogassturbin med biogass levert i flytende form fra fastlandet, fast tank

Pilotanlegg bestående av:
Ikke aktuelt på grunn av høy kostnad per kWh energi levert.

Fullskala anlegg bestående av:
Mikrogassturbin: 2 stk. à 65 kW_{el} plassert i 40 fots container inkludert alt utstyr.
Terminal inkludert 100 m^3 vertikal LBG lagertank, plassert ved kai. Arealbehov ca. 100 m^2. Gassrør fra terminal til container med mikrogassturbin, ca. 750 meter inkludert 2-3 veikryssinger.



Figur 12: Alternativ 3: Mikrogassturbin med biogass levert i flytende form fra fastlandet, fast tank. NB hensynssoner og sikkerhetsavstander er ikke vurdert.

3.4.4 Alternativ 4: Mikrogassturbin med biogass levert i flytende form fra fastlandet, løs tank

Pilotanlegg bestående av:
Ikke aktuelt på grunn av høy kostnad per kWh energi levert.

Fullskala anlegg bestående av:
Mikrogassturbin: 2 stk. à 65 kW_{el} plassert i 40 fots container inkludert alt utstyr.

Terminal inkludert 1 stk. 40 fots horisontal LBG container som rommer 23 tonn LBG, plassert ved mikrogassturbinanlegget. Arealbehov ca. 130 m^2. Behov for 10 forsyninger per år. Gassrør fra terminal til container med mikrogassturbin, ca. 10 meter.

Figur 13: Alternativ 4: Mikrogassturbin med biogass levert i flytende form fra fastlandet, løs tank. NB hensynssoner og sikkerhetsavstander er ikke vurdert.

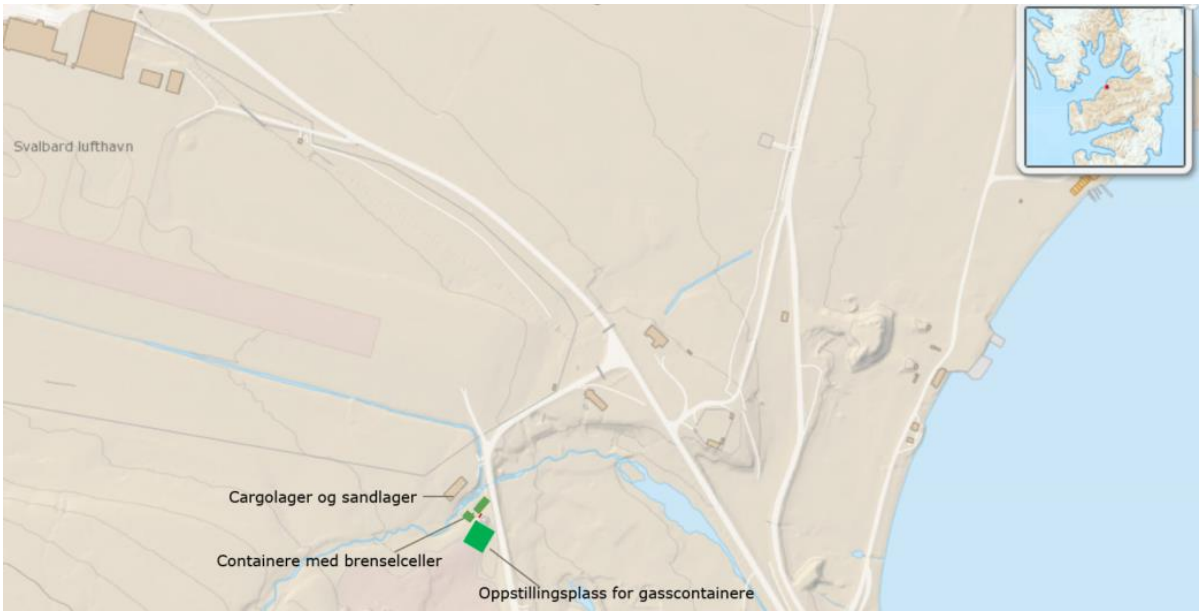
3.4.5 Alternativ 5: Brenselcelle med hydrogen levert i komprimert form fra fastlandet

Pilotanlegg bestående av:
Brenselcelle, 14 stk. på 0,8 kWel hver, samlet i en 40 fots container inkludert alt utstyr.

Investere i (eller leie) 2 stk. 20 fots hydrogencontainere som rommer 300 kg hydrogen ved 200 bar. Oppstillingsplass for 2 stk. gasscontainer ca. 60 m^2 areal. Én container står alltid på oppstillingsplassen og én er i sirkulasjon, antatt 17 rundturer per år (for én container). Gassledning mellom gasscontainere og container med mikrogassturbin, et par meter.

Forsyne hele lufthavnen:
Brenselcelle, 1 stk. på 132 kWel i en 40 fots container inkludert alt utstyr. Plasseres ved siden av pilotanlegget.

Investere i (eller leie) 4 stk. 20 fots containere som rommer 300 kg hydrogen ved 200 bar. Oppstillingsplass for 3 stk. gasscontainere, ca. 120 m^2 areal. Antatt 68 rundturer per år med tre gasscontainere i sirkulasjon. Gassledning mellom gasscontainere og container med mikrogassturbin, et par meter.



Figur 14: Alternativ 5: Brenselcelle med hydrogen levert i komprimert form fra fastlandet. NB hensynssoner og sikkerhetsavstander er ikke vurdert.

4. EVALUERING AV TILTAKENE

Avinor har gitt Rambøll i oppgave å evaluere tiltakene med bakgrunn i tre tema/områder: kommersiell tilgjengelighet, klima- og miljøpåvirkninger og kostnader. Virkninger er vurdert i et 10 og 30 års perspektiv. Skalerbarheten av løsningene er beskrevet i kapittel 3.

4.1 Kommersiell tilgjengelighet

Hvor nær kommersiell tilgjengelighet teknologiene er har blitt vurdert på to måter. Den teknologiske modenheten, målt på en skala fra 1 til 11 der 11 er kommersielt tilgjengelig og 1 er konsept/ide, er hentet fra IEAs offentlig tilgjengelige teknologiguide som rangerer den teknologiske modenheten til et bredt utvalg energi-teknologier. Det er også gjennomført samtaler med leverandører av de relevante teknologiene for å avdekke hvor langt de har kommet. Spørsmålene som er blitt stilt til leverandørene er de følgende:

- Eksisterer det tilstrekkelig beskrivelse av hvilke komponenter teknologien består av, og hvilke leverandører kan produsere og levere disse?
- Er testing eller annen form for verifisering av komponentene gjennomført tidligere?
- Finnes erfaring med produksjon, testing og leveranse av denne typen komponenter/løsning?
- Kan forutsetningene for installasjon/bygging av teknologien tydelig beskrives, og hvilke selskaper kan foreta installasjonen?
- Har disse selskapene erfaring med denne typen installasjoner?
- Kan forutsetningene for drift og vedlikehold, gjerne konkretisert til et eksempel på en drifts- og vedlikeholdsplan beskrives? Kan rutiner for planlagt vedlikehold, og rutiner for uventede hendelser beskrives?
- Kan områder/komponenter for måling og overvåkning identifiseres?
- Har potensielle leverandører et bevisst forhold til relevante offentlige tillatelser?

4.1.1 Biogass

Gassmotorer og mikrogassturbiner som kan brenne ren biogass er ikke listet i IEAs oversikt over teknologimodenhet, men er av Rambøll vurdert å være kommersielt tilgjengelig (TRL 11 i IEAs skala). Både leverandører av gassmotorer og mikrogassturbiner som Rambøll har snakket med har levert slike løsninger i mange år.

Utstyr for transport og lagring av ren biogass (over 97% metan) er tilsvarende som utstyr for transport og lagring av naturgass. Distribusjon av naturgass på skip og lastebil og lagring på terminaler er praktisert i mange år og teknologien er vurdert å være kommersielt tilgjengelig. Et unntak er mobile containere for transport og lagring av flytende biogass (og/eller naturgass), som er lite utbredt i Norden. Det finnes leverandører som tilbyr slik teknologi, og basert på samtaler med leverandør anslår Rambøll at teknologien har en teknologisk modenhet på 7-9, som innebærer at teknologien er demonstrert i det miljøet den er forventet å operere i, og i kommersiell skala. Få driftserfaringer i relevant miljø kan utgjøre en risiko for at uforutsette utfordringer oppstår. Grensesnittet mellom teknologien og de øvrige løsningene som skal inngå slik som styringssystem, tilkoblingspunkt til mikrogassturbin, med mer anbefales det å være ekstra oppmerksom på i slike tilfeller. Kontrollspørsmålene i 4.1 kan bidra til å avdekke hvor utfordringene kan forventes å ligge og kan være et nyttig verktøy i dialog med leverandørene.

4.1.2 Hydrogen

Mikroturbinteknologi som kan brenne hydrogen er av IEA gitt en teknologisk modenhet på 7-8, som innebærer at teknologien er demonstrert i det miljøet den er forventet å operere i, og i kommersiell skala. Teknologien har kommet lenger for lavinnblandinger av hydrogen enn for høyinnblandinger. Ifølge IEA skal de fleste gassturbiner klare en hydrogenandel på 3-5 % i dag, og inntil 30 % hydrogen skal være mulig uten større teknologiske utfordringer for selve gassturbinen. Det stiller imidlertid krav til infrastrukturen rundt selve turbinen, som ventiler og skjøter, som kan ha problemer med hydrogeninnblandingen. Når andelen hydrogen blir høy er den høye forbrenningstemperaturen foreløpig en utfordring for gassturbiner, og industrien forventer at gassturbiner som kan brenne 100 % hydrogen vil være tilgjengelige på markedet innen 2030 (IEA).

For de mindre enhetene oppgir en av leverandørene Rambøll har snakket med at de kan levere mikrogassturbiner som er sertifisert til å brenne inntil 23 % hydrogen i dag. De jobber med å få turbinen sertifisert for inntil 40-50 % innblanding av hydrogen og forventer at en slik løsning er tilgjengelig i løpet av noen år. Opp til dette nivået av innblanding kan eksisterende mikrogassturbiner på naturgass eller ren biogass modifiseres til å gå på hydrogen. For større mengder hydrogen må det så store modifikasjoner til at det i praksis vil være snakk om en ny type brenner. Leverandøren planlegger at neste trinn fra å utvikle brennere som kan bruke 40-50 % hydrogen vil være å gå rett på løsninger som kan bruke 100 % hydrogen.

Med bakgrunn i dette vurderer Rambøll at mikrogassturbiner som kan gå på 20 % hydrogen i dag kan ligge på et noe høyere TRL-nivå enn det IEA skisserer. Rambølls vurdering, basert på samtaler med leverandører, er at denne teknologien er kommersielt tilgjengelig men at det ikke finnes erfaringer med integrering og drift av løsningen i et større system (TRL 10). Dette kan blant annet vise seg ved at støttesystemene rundt selve mikrogassturbinen ikke tåler hydrogeninnblandingen og at man får problemer med idriftsetting som en følge av dette. Det kan også være utfordringer lenger ned i verdikjeden, blant annet knyttet til transport og lagring av hydrogenet.

Brenselceller er en annen mulighet for å konvertere energien i hydrogen til elektrisitet og varme. IEA gir høy-temperatur brenselceller en teknologisk modenhet på 7-9, som innebærer at teknologien er demonstrert i det miljøet den er forventet å operere i, og i kommersiell skala.

Det finnes utstyr for transport og lagring av hydrogen i komprimert form som er kommersielt tilgjengelig. Det finnes leverandører som tilbyr slik teknologi, og basert på samtaler med leverandør anslår Rambøll at denne teknologien har en teknologisk modenhet på 7-9, som innebærer at teknologien er demonstrert i det miljøet den er forventet å operere i, og i kommersiell skala. De kommersielt tilgjengelige løsningene er ikke så effektive ennå, og rommer langt mindre energi enn tilsvarende containerløsninger for biogass. Utvikling av løsninger som kan romme mer hydrogen, blant annet ved høyere trykk, er under utvikling men foreløpig ikke kommersielt tilgjengelig.

Få driftserfaringer i relevant miljø kan utgjøre en risiko for at uforutsette utfordringer oppstår. Grensesnittet mellom teknologien og de øvrige løsningene som skal inngå slik som styring mellom brenselcelle og hydrogenlager, tilkoblingspunkt til mikrogassturbin, blandebatteri for biogass/hydrogen med mer anbefales det å være ekstra oppmerksom på i slike tilfeller. Kontrollspørsmålene i avsnitt 4.1 kan bidra til å avdekke hvor utfordringene kan forventes å ligge og kan være et nyttig verktøy i dialog med leverandørene.

4.1.3 Ammoniakk

Turbinteknologi som kan brenne ammoniakk er av IEA gitt en teknologisk modenhet på 3-4, som innebærer at teknologien er på et konseptstadium og trenger å valideres, og at noen små prototyper er utviklet. Bruk av ammoniakk i mikrogassturbiner er demonstrert for kapasiteter opp til 50 kW. I større enheter enn dette er flammestabilitet, reaksjonshastighet og utslipp av NO_x utfordringer som det blir forsket på[24].

Ifølge leverandører av mikrogassturbiner som Rambøll har snakket med er det teknologisk mulig å brenne ammoniakk i mindre enheter, men slike løsninger er ikke kommersielt tilgjengelig i dag. Dette er i tråd med teknologisk modenhet som beskrevet ovenfor. Noen leverandører oppgir at de er usikre på om det kommer til å bli et satsningsområde i elektrisitet/varmebransjen da de ikke ser en etterspørsel etter slike enheter i markedet.

4.1.4 Teknologiutvikling i et 10 og 30 års perspektiv

Forventet teknologiutvikling er oppsummert i Figur 15 nedenfor.

NÅR ER TEKNOLOGIENE FORVENTET Å VÆRE KOMMERSIELT TILGJENGELIGE FOR KRAFT/VARMEPRODUKSJON?

	I DAG	PÅ KORT SIKT (10 ÅR)	PÅ LANG SIKT (30 ÅR)
GASSTURBIN MED 100% REN BIOGASS	JA	JA	JA
GASSTURBIN MED 20% HYDROGEN	USIK	JA	JA
GASSTURBIN MED 50% -- 100% HYDROGEN	USIK	JA	JA
BRENSELCELLE MED 100% HYDROGEN	USIK	JA	JA
100% AMMONIAKK	NEI	USIK	USIK

Figur 15: Vurdering av teknologienes kommersielle tilgjengelige i dag, i et 10- og 30 års perspektiv

[24] https://www.iea.org/articles/etp-clean-energy-technology-guide

4.2 Grad av klima- og miljøvennlighet

4.2.1 Nullalternativet

Grad av klima- og miljøvennlighet er vurdert ved å estimere utslippsreduksjonene som innføring av tiltak vil medføre for hver av de undersøkte energibærerne.

For å kunne regne utslippsreduksjoner må det tas utgangspunkt i et nullalternativ. Nullalternativet representerer dagens løsning («business as usual») for energiforsyning uten tiltak, og innebærer at nytt cargolager og sandlager forsynes med varme og elektrisitet fra kullkraftverket, og at lufthavnen fortsetter å forsynes av varme og elektrisitet fra kullkraftverket. Følgende utslippsfaktorer er brukt for nullalternativet. Disse er de samme som Avinor bruker i sitt utslippsregnskap:

- Utslippsfaktor fjernvarme fra kullkraftverket: 0,54 kg CO_2-ekv./kWh
- Utslippsfaktor elektrisitet fra kullkraftverket: 0,87 kg CO_2-ekv./kWh

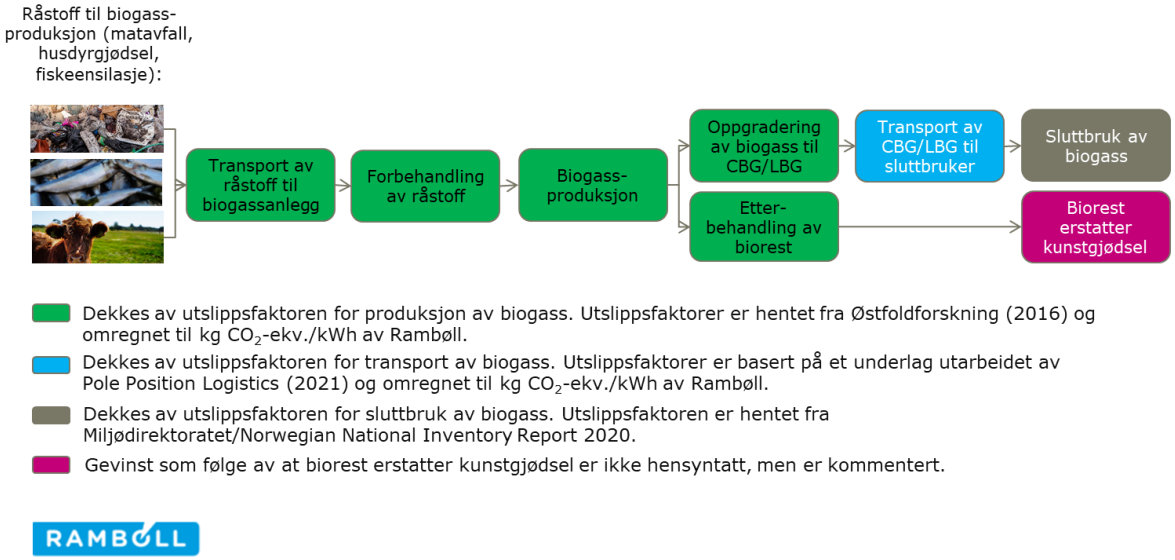
Disse utslippsfaktorene gir utslipp på 119 tonn CO_2-ekv./år for et energiforbruk tilsvarende det pilotanlegget kan levere, og i overkant av 2 000 CO_2-ekv./år for et energiforbruk tilsvarende det fullskala anlegget kan levere. Til sammenligning er utslipp forbundet med energiforsyning for Longyearbyen 72 000 tonn CO_2-ekv./år (se Tabell 11).

Tabell 11: Nullalternativet. Utslipp forbundet med en videreføring av dagens energiforsyning (kullkraft)

	A Fjernvarme (tonn CO_2-ekv./år)	B Elektrisitet (tonn CO_2-ekv./år)	C=A+B Sum (tonn CO_2-ekv./år)
Pilotanlegg med dagens energiforsyning	81	38	119
Fullskala anlegg med dagens energiforsyning	1 085	998	2 083
Longyearbyen med dagens energiforsyning	37 540	34 649	72 189

4.2.2 Utslippsreduksjoner ved bruk av biogass som energikilde

Figur 16 viser hvilke utslippsfaktorer for biogass verdikjeden som er lagt til grunn i vurderingen.



Figur 16: Utslippsfaktorer for biogass-verdikjeden. Kilder og avgrensninger.

Følgende utslippsfaktorer er brukt for å beregne utslippsreduksjoner:

Produksjon

- Utslippsfaktor, produksjon av biogass fra matavfall: 0,09 kg CO_2-ekv./$kWh_{biogass\ produsert}$

Utslippsfaktor for produksjon av biogass er basert på et arbeid utført av Østfoldforskning fra 2016[25], som beskriver en livsløpsanalyse (LCA) av biogassproduksjon fra matavfall og husdyrgjødsel. Arbeidet er transparent og forutsetningene er godt beskrevet, og regnet for å være en god kilde til utslippsfaktorer for biogassanlegg i Norge. Utslipp knyttet til hele livsløpet er beskrevet, fra råstoffet oppstår og fram til sluttbruk av biogass og biorest. For konseptutredningen har Rambøll valgt å inkludere utslippsfaktorene fra dette arbeidet, men ikke inkludert fordelene ved at biorest erstatter fossil kunstgjødsel og at biogass erstatter fossile kilder (se Figur 16).

Utslippsfaktoren som er brukt representerer biogass fra matavfall, og er omregnet fra kg CO_2-ekv./tonn tørrstoff til kg CO_2-ekv./kWh av Rambøll. Et gjennomsnitt av resultatene fra scenario C-F i Østfoldforsknings arbeid er lagt til grunn, og gir 350 kg CO_2-ekv./tonn tørrstoff for matavfall og husdyrgjødsel. Dette tilsvarer 0,09 kg CO_2-ekv./kWh for matavfall og 0,19 kg CO_2-ekv./kWh for husdyrgjødsel. Utslippsfaktoren for husdyrgjødsel blir høyere enn faktoren for matavfall fordi potensialet for biogassproduksjon, målt i Nm^3 biogass produsert, er lavere for husdyrgjødsel (260 Nm^3 biogass/tonn husdyrgjødsel tørrvekt) sammenlignet med matavfall (600 Nm^3 biogass/tonn matavfall tørrvekt). Både matavfall og husdyrgjødsel er vanlige råstoff å bruke i biogassanlegg som produserer CBG og LBG i Norge. Et annet råstoff som brukes i slike anlegg er fiskeensilasje. Fiskeensilasje er karakterisert med et høyt potensial for biogassproduksjon (800-900 Nm^3 biogass/tonn fiskeensilasje tørrvekt). Rambøll har ikke kjennskap til studier som har kartlagt utslipp per tonn fiskeensilasje, men på grunn av det høye biogasspotensialet antas faktoren å bli lavere. Utslippsfaktor for matavfall er med bakgrunn i dette valgt som en gjennomsnittsfaktor for biogassproduksjon i denne utredningen.

Tabell 12: Utslippsfaktorer for produksjon av biogass fra ulike typer råstoff.

	Kg CO_2-ekv./tonn råstoff, tørrvekt	Nm^3 biogass/tonn råstoff, tørrvekt	Kg CO_2-ekv./kWh
Fiskeensilasje	-	800-900 (Rambøll)	-
Matavfall	350 (Østfoldforskning)	600 (Østfoldforskning)	0,09 (Rambøll)
Husdyrgjødsel	350 (Østfoldforksning)	260 (Østfoldforksning)	0,19 (Rambøll)

Transport

- Utslippsfaktor, transport av CBG: 0,020 kg CO_2-ekv./kWh (1 stk. 20 fot container)
- Utslippsfaktor, transport av CBG: 0,010 kg CO_2-ekv./kWh (2 stk. 20 fot container)
- Utslippsfaktor, transport av CBG: 0,010 kg CO_2-ekv./kWh (1 stk. 40 fot container)
- Utslippsfaktor, transport av CBG: 0,005 kg CO_2-ekv./kWh (2 stk. 40 fot container)
- Utslippsfaktor, transport av LBG: 0,001 kg CO_2-ekv./kWh (LNG-skip)
- Utslippsfaktor, transport av LBG: 0,003 kg CO_2-ekv./kWh (LBG-container)

For transport av biogass er tre alternativer beskrevet: 1) Transport av komprimert biogass i 20 fots containere som rommer 3 150 kg biogass, 2) transport av komprimert biogass i 40 fots containere som rommer 6 500 kg biogass, 3) transport av flytende biogass på LNG-skip, og 4) transport av LBG på container. Det er lagt til grunn at transporten skjer fra Øst-Norge til Tromsø og videre over

[25] Østfoldforskning 2016: Biogassproduksjon fra matavfall og møkk fra ku, gris og fjørfe. Hentet den 15.4.2021 fra https://norsus.no/wp-content/uploads/or-3416-bvc-biogassmodell-fase-iv-2016-versjon-3-aapen.pdf

til Svalbard på sjø. Transportrutene og utslippsfaktor per transportkilometer har Rambøll fått oppgitt fra Pole Position Logistics, som har utarbeidet et underlagsnotat til denne utredningen[26]. Det er lagt til grunn en utslippsfaktor for transport på sjø på 0,30 tonn CO_2/tur, 958 km fra Tromsø til Longyearbyen og 1962 km fra Oslo til Tromsø. Det er tatt utgangspunkt i at det fraktes 1 container per tur for tilfellene med komprimert biogass, og en mengde tilsvarende 1 full LBG-lagertank (50 tonn) eller en LBG-container (23 tonn) for flytende biogass. Det fraktes en større mengde gass per tur for flytende biogass sammenlignet med komprimert biogass, og dette er årsaken til at utslippsfaktoren for flytende biogass blir lavere. Dersom det legges til grunn frakt av mer enn én container per tur for komprimert biogass vil utslippsfaktorene reduseres.

Øst-Norge har per i dag størst produksjonsvolum av CBG i Norge For LBG er det per i dag Midt-Norge som har størst produksjon av LBG i Norge, men det er antakelig også aktuelt med transport fra Øst-Norge dersom LBG skal leveres fra Europa. Det er tatt utgangspunkt i at all transport skjer på sjø. Returtransport er ikke tatt med.

Forbruk

- Utslippsfaktor, forbruk av biogass: 0 kg CO_2-ekv./kWh (antatt biogent karbon)

Utslippsfaktor for bruk av biogass (forbrenning i en mikrogassturbin) er satt lik 0 fordi det er regnet for å være biogent. Biogent karbon er en del av det naturlige karbonkretsløpet og bidrar ikke til netto økning av karbon i atmosfæren og kretsløpet over tid. Det gjør derimot tilførsel av nytt karbon av fossil opprinnelse. Utslipp fra forbrenning av biogass settes derfor lik 0 i Miljødirektoratets (og ofte i kommunenes) utslippsregnskap fordi klimagassene i eksosen ikke bidrar til netto økning av karbon i atmosfæren. Det samme er lagt til grunn her. Dersom biogass ikke skulle ha vært regnet som biogent ville en utslippsfaktor omtrent lik som for naturgass være riktig å bruke. For LNG oppgir Miljødirektoratet en utslippsfaktor på 0,080 kg CO_2-ekv./kWh[27] .

De resulterende utslippsreduksjonene ved innføring av biogass som tiltak er vist i Tabell 13.

Tabell 13: Utslippsreduksjoner ved å erstatte dagens energiforsyning med biogass. Alt.1: mikrogassturbin med biogass levert i komprimert form fra fastlandet. Alt.3: mikrogassturbin med biogass levert i flytende form fra fastlandet, fast tank. Alt.4: mikrogassturbin med biogass levert i flytende form fra fastlandet, løs tank.

		Produksjon (tonn CO_2-ekv./år)	Transport (tonn CO_2-ekv./år)	Forbruk (tonn CO_2-ekv./år)	Sum (tonn CO_2-ekv./år)	Utslippsreduksjon når biogass erstatter kull (tonn CO_2-ekv./år)
Pilotanlegg	Alt. 1	17	4	0	21	98
	Alt. 3	17	0,2	0	17	102
	Alt. 4	17	0,5	0	17	102
Fullskala anlegg	Alt. 1	275	64	0	339	1 744
	Alt. 3	275	4	0	279	1 804
	Alt. 4	275	9	0	284	1 799

4.2.3 Utslippsreduksjoner ved bruk av hydrogen som energikilde

Følgende utslippsfaktorer er brukt for å regne utslippsreduksjoner for hydrogen:

[26] Pole Position Logistics (2021): 2021-03-25 AVINORprosjektet - Rambøll - prising gass + logistikk

[27] Miljødirektoratet, veileder for klima og energiplanlegging. Hentet den 22.4.2021 fra: https://www.miljodirektoratet.no/myndigheter/klimaarbeid/kutte-utslipp-av-klimagasser/klima-og-energiplanlegging/tabeller-for-omregning-fra-energivarer-til-kwh/

Produksjon

- Utslippsfaktor, produksjon av hydrogen med elektrolyse: 0,012 kg CO_2-ekv./kWh
- Utslippsfaktor, produksjon av hydrogen med naturgassreformering: 0,215 kg CO_2-ekv./kWh

Utslipp knyttet til produksjon av hydrogen avhenger av måten hydrogenet produseres på. I utredningen har vi valgt å ta med produksjon av hydrogen ved hjelp av elektrolyse og produksjon ved hjelp av naturgassreformering. Utslippsfaktor for elektrolyse er beregnet med utgangspunkt i at prosessen bruker 50-55 kWh elektrisitet per kg hydrogen produsert[28]. For elektrisitet er det i samråd med Avinor lagt til grunn en utslippsfaktor på 0,009 kg CO_2/kWh. Dette er den samme utslippsfaktoren som Avinor bruker i sine utslippsregnskaper.

Et mulig scenario dersom Avinor tar i bruk hydrogen som energikilde er at hydrogenet produseres i norske vindkraftverk. Utslippsfaktor for vindkraft er derfor beskrevet her for sammenligning med nordisk miks. I 2019 gjorde NVE en litteraturstudie der utslippsfaktorer på vindkraft ble samlet sammen fra studier gjennomført i perioden 2005-2015. Studien presenterer utslippsfaktorer for vindkraft på mellom 0,003-0,05 kg CO_2-ekv./kWh. Den store variasjonen er ifølge NVE på grunn av store variasjoner i vindparkenes størrelse og størrelsen på vindturbinene som tas i bruk, der små vindturbiner gir høyere utslippsfaktor enn de større turbintypene. NVE påpeker at utslipp relatert til arealbruksendringer og bearbeiding av jordsmonn ikke er undersøkt, men også kan være en kilde til utslipp. Statens Vegvesens metode for beregning av utslipp knyttet til arealbeslag oppgir verdier på 201,9 kg CO_2-ekv/m^2 for myr og 48,4 kg CO_2-ekv./m^2 for jord.

For naturgassreformering er det lagt til grunn at det produseres mellom 8-9 kg CO_2 per kg hydrogen produsert[29].

Transport

- Utslippsfaktor, transport av hydrogen: 0,282 kg CO_2-ekv./kWh (1 stk. 20 fot container)
- Utslippsfaktor, transport av hydrogen: 0,141 kg CO_2-ekv./kWh (2 stk. 20 fot container)

For transport av hydrogen er det lagt til grunn transport fra Berlevåg til Tromsø på land (810 km) og videre fra Tromsø til Svalbard på sjø (958 km). Det antas transport på 20 fots containere som rommer 300 kg hydrogen. Transportløsning, inkludert avstander og utslippsfaktorer per transportkilometer er basert på input fra Pole Position Logistics[30]. Returtransport er ikke tatt med. Sammenlignet med utslippsfaktorene for transport av CBG og LBG er utslippsfaktoren for transport av hydrogen høy. Dette skyldes at mengden med hydrogengass man får med seg per tur er vesentlig lavere for hydrogen sammenlignet med biogass. Det vil derfor være behov for flere transporter per år å dekke energibehovet med hydrogen sammenlignet med biogass. Det jobbes med å utvikle containerløsninger i andre materialer og med høyere trykk som kan romme mer hydrogengass, men foreløpig er disse teknologiene, så vidt Rambøll bekjent, umodne.

Forbruk

- Utslippsfaktor, forbruk av hydrogen: 0 kg CO_2-ekv./kWh

[28] Regjeringens Hydrogenstrategi og Home, Hallgeir; Hole, Jarand (2019), Hydrogen i det moderne energisystemet

[29] Regjeringens Hydrogenstrategi, Home, Hallgeir; Hole, Jarand (2019), Hydrogen i det moderne energisystemet og IEA The Future if Hydrogen Assumptions Annex

[30] Pole Position Logistics (2021): 2021-03-25 AVINORprosjektet - Rambøll - prising gass + logistikk

Forbruk av hydrogen genererer ikke klimagassutslipp og utslippsfaktoren er derfor satt lik 0.

De resulterende utslippsreduksjonene ved innføring av hydrogen som tiltak er vist i Tabell 14.

Tabell 14: Utslippsreduksjoner ved å erstatte dagens energiforsyning med hydrogen.

		Produksjon (tonn CO_2-ekv./år)	Transport (tonn CO_2-ekv./år)	Forbruk (tonn CO_2-ekv./år)	Sum (tonn CO_2-ekv./år)	Utslippsreduksjon når hydrogen erstatter kull (tonn CO_2-ekv./år)
Pilot-anlegg	Alt.2(e)	14	16	0	29	90
	Alt.5(e)	2	55	0	57	62
	Alt.5(d)	42	55	0	97	22
Fullskala anlegg	Alt.2(e)	221	152	0	373	1 710
	Alt.5(e)	38	447	0	485	1 598
	Alt.5(d)	682	447	0	1 129	954

Alt.2: mikrogassturbin med biogass innblandet 23% hydrogen levert i komprimert form fra fastlandet.
Alt.5: Brenselcelle med hydrogen levert i komprimert form fra fastlandet.
(e): hydrogen produsert med elektrolyse.
(d): hydrogen produsert med dampreformering.

4.3 Kostnader

4.3.1 Forutsetninger for kostnadsberegninger

Rambøll har utført kostnadsberegninger basert på vurderingene beskrevet tidligere i rapporten. I forhold til generelle forutsetninger for analysen har vi lagt følgende til grunn:

Tabell 15: Forutsetninger for kostnadsberegninger

		CBG	LBG	Kompr. hydrogen
Pilot-anlegg	Avkastningskrav	5 %	5 %	15 %
	Levetid	10	10	10
	Startår	2022	2022	2022
Fullskala	Avkastningskrav	5 %	5 %	15 %
	Levetid	15	15	15
	Startår	2024	2024	2024
	Læringskurve 10 års sikt	0 %	5 %	10 %
	Læringskurve 30 års sikt	0 %	10 %	30 %

I denne tabellen er det skissert levetid for utstyret. For lagring er det benyttet en levetid på 20 år (containere o.l), men 30 år for deler av LBG-terminalen for LBG levert med skip (rørledning, bukker o.l). Valutakurs som er benyttet er NOK/EUR 10,16 og NOK/USD 8,56.

Avkastningskravet for hydrogen er høyere enn for biogass-løsningene fordi løsningen innebærer høyere teknologisk risiko. Levetiden for anleggene er basert på økonomisk levetid og er like for alle typene anleggsmidler.

4.3.2 CAPEX/OPEX for komprimert biogass (CBG) – Alternativ 1

Kostnadsberegningen for CBG tar utgangpunkt i bruk av mikrogassturbiner som beskrevet i avsnitt 3.4.1. For piloten har vi valgt å basere oss på 3 mikrogassturbiner med 3,2 kW_{el} produksjon. Samme brenner kan bruke alle energibærerne, dvs den kan benyttes også i tilfellet med innblanding av hydrogen men ikke for tilfellet med kun hydrogen. Vi har innhentet priser fra leverandør MTT og basert oss på en utstyrskostnad på 254 000 NOK/enhet. I pris fra leverandør er utstyret ferdig installert og idriftsatt. Det vil likevel påløpe kostnader for prosjektering (dvs. tilkobling, hjelpesystem og bygg/stål/betong) og prosjektledelse fra Avinor sin side. Disse er satt til 5 % for hver post av sum installert (utstyret er ferdig installert).

Det er beregnet uforutsette kostnader på 20 % av sum opparbeidet (installert utstyr + grunn og stål/betong). For transport har vi valgt å beskrive en løsning hvor Avinor investerer i containere. Det er sammenliknet flere ulike alternativer for å finne den rimeligste løsningen. Containertyper og antall rundturer samt arealbehov er beskrevet i kap 3.4.1. Innkjøp av containere og kostnad for rundturer er basert på input fra Pole Position. Frakt av utstyr til Svalbard er inkludert i prisestimatet vi har mottatt fra leverandør.

Innkjøp av gass er basert på priser fra Pole Position som igjen er innhentet fra aktuelle leverandører. For drift og vedlikehold er det for mikrogassturbiner løsninger med fjernstyring, og leverandør vil komme på anleggsplassen av og til for å utføre vedlikehold. Dette gir en minimal drifts- og vedlikeholds-kost og vil også gjøre at Avinor slipper å planlegge å bruke sitt driftspersonell til annet enn hvis det oppstår feilmeldinger som må løses på stedet umiddelbart

Tabell 16: Oversikt over CAPEX/OPEX for CBG (Alternativ 1). Tall i 1000NOK. OPEX er årlig kostnad.

CAPEX BIOGASS CBG (ALT 1) (TALL I 1000NOK)		PILOTSKALA	FULLSKALA
Utstyrskostnad per enhet		*254*	*1 246*
Material og utstyr	55 %	762	2 493
Montasje (30-40%)	30 %		1 294
Idriftsettelse	5 %		223
Prosjektering	5 %	42	223
Prosjektledelse	5 %	42	223
SUM INSTALLERT		**847**	**4 455**
Grunnarbeider inkl. sprengstein		878	1 770
Bygg/stål/betong inkl. peler		395	738
SUM OPPARBEIDET		**2 119**	**6 963**
Uforutsett/hjelpesystemer (20%)	20 %	424	1 393
Transport containerinvestering		3 420	8 910
Evt. påslag transport/lagring	10 %	342	891
Frakt av utstyr til Svalbard		-	83
SUM CAPEX TOTALT		**6 305**	**18 239**
OPEX BIOGASS CBG		PILOTSKALA	FULLSKALA
Innkjøp av gass		210	3 420
Transport		356	2 327
Driftskost		81	116
Vedlikehold			
SUM OPEX PER ÅR		**647**	**5 862**

For fullskala anlegg er kalkylen basert på 2*65kW microgassturbiner Det er innhentet priser fra en rekke utredninger. Benyttet pris er for merket Capstone C65Carb og er hentet fra en rapport skrevet for United States Environmental Protection Agency[31] som beskriver mange typer turbiner i ulike størrelser. Prisen er inflasjonsjustert fra 2015. Denne rapporten har også med montasjekost som er benyttet i kalkylen og som er i underkant av 30 %, noe som er i tråd med det Rambøll benytter for montasje der det ikke er oppgitt. Montasje er typisk 30-40% av sum installert litt avhengig av typen utstyr. Vi har i tillegg lagt til 5 % på hhv. idriftsettelse, prosjektering og utstyr av sum installert. Dette er også standard satser som Rambøll benytter i de tilfeller det ikke er inkludert i utstyrskostnaden. Her forventer vi at det vil komme noen kostnader for dette som Avinor vil måtte dekke enten internt eller eksternt.

Grunnarbeider er estimert basert på at kostnadene på Svalbard typisk er 50 % høyere enn på fastlandet. Det er lagt til grunn graving av areal for turbin og areal for oppstillingsplass til containere (inkludert værskydd og teknisk rom). Ettersom det er permafrost og grunnen kan bevege seg har vi lagt inn at arealet fylles med sprengstein og at utstyret står på betongplater på peler. Oppstillingsplassen for containere og turbinen har separate plater med 4 stk peler a 6 meter for hver plate. Betong koster typisk 10 000 per m^3 på Svalbard, og tykkelsen på platene er her 0,45 m.

[31] Catalog of CHP Technologies: https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies_section_5._characterization_-_microturbines.pdf

Uforutsett er i likhet med piloten beregnet som 20 % av sum opparbeidet (dvs. ferdig installert utstyr og grunnarbeid). Det er lagt til grunn at Avinor investerer i containere for transporten. Påslag for transport/lagring er vist i tabellen over. Det er lagt inn frakt av en 40 fots container en vei.

OPEX for fullskala er beregnet basert på en 40 fots containerløsning som vil være det rimeligste over 10 år. Kostnaden for innkjøp av gass er lik per kg som for piloten. Når det gjelder drift og vedlikehold er dette basert på estimat for 65 kW microgassturbiner fra leverandør basert på rapporten nevnt over.

4.3.3 CAPEX/OPEX for komprimert biogass (CBG) + innblanding av inntil 23% hydrogen – Alternativ 2

For kostnadsberegningene har vi basert oss på samme utstyr som for CBG som er beskrevet i kapitlet over. CAPEX blir høyere enn for CBG ettersom det også vil være behov for å investere i hydrogencontainere og grunnarbeider blir litt mer kostbart.

Arealbehov, antall containere og antall rundturer er beskrevet i kap.3.4.2. Denne løsningen vil kreve litt mer areal enn løsningen for CBG, og dette medfører høyere kostnader for grunnarbeider (graving og sprengstein) og bygg/stål/betong (peler og betongplate). Når det gjelder frakt av utstyr til Svalbard har vi basert oss på frakt 1 vei for en 20 fots container og en 40 fots container.

Innkjøp av gass er basert på priser fra Pole Position for CBG og utsalgspriser for hydrogen er basert på pris fra Hynion. Transportkostnad for rundturer er basert på input fra Pole Position, mens for hydrogen er containerinvestering basert på Rambølls erfaringer fra Oslo bussterminal-prosjektet. For drift og vedlikehold er dette satt 5% høyere enn for alternativet med kun CBG ettersom mer utstyr vil kreve litt mer drift og vedlikehold.

Tabell 17: CAPEX/OPEX for CBG med 20% innblandet hydrogen (Alternativ 2). Tall i 1000 NOK. OPEX er årlige kostnader.

CAPEX BIOGASS CBG + 20%HY (TALL I 1000NOK)		PILOTSKALA	FULLSKALA
Utstyrskostnad per enhet		*254*	1 246
Material og utstyr	55 %		2 493
Montasje (30-40%)	30 %	762	1 294
Idriftsettelse	5 %		223
Prosjektering	5 %	42	223
Prosjektledelse	5 %	42	223
SUM INSTALLERT		**847**	***4 455***
Grunnarbeider inkl. sprengstein		1 229	2 121
Bygg/stål/betong inkl. peler		530	873
SUM OPPARBEIDET		**2 605**	**7 449**
Uforutsett/hjelpesystemer (20%)	20 %	521	1 490
Transport containerinvestering		5 170	10 660
Evt. påslag transport/lagring	10 %	517	1 066
Frakt av utstyr til Svalbard		-	137
SUM CAPEX TOTALT		**8 813**	**20 801**
OPEX BIOGASS CBG + 20%HY		PILOTSKALA	FULLSKALA
Innkjøp av gass (80%CBG+20%HY)		298	4 338
Transport		445	2 416
Driftskost		85	122
Vedlikehold			
SUM OPEX PER ÅR		**828**	**6 875**

4.3.4 CAPEX/OPEX for flytende biogass (LBG) – Alternativ 3 og 4

Kostnadsberegningene for flytende biogass tar utgangspunkt i samme mikrogassturbiner som for komprimert biogass. En stor forskjell fra CBG er at vi har lagt til grunn måten LNG fraktes på i dag og at det da kommer med tankskip og leveres til en terminal. Dette gir en kostnad for terminal for å lagre og omgjøre gassen. En slik kostnad vil være en engangsinvestering som enten kommer i pilot eller fullskala. For pilot vil det være lite aktuelt å etablere en slik terminal.

Rambøll har vært i kontakt med Energy Solutions som har erfaring med leveranser av LNG til nordområdene basert på en containerløsning. Vi har derfor lagt til grunn en containerløsning i pilot og fullskala, samt et alternativ med containerløsning i pilot og levering fra skip i fullskala.

Estimat for grunnarbeider og bygg/stål/betong vil være knyttet til terminalen. Arealbehov, terminal, containere og antall rundturer er beskrevet i kap 3.4.3 for alternativet med leveranse fra skip til terminal. I dette alternativet er det behov for en gassledning med bukker fra kai til lokal terminal. Når det gjelder frakt av utstyr er dette inkludert i prisene fra leverandør, men for fullskala er dette estimert med utgangspunkt i alternativet for CBG.

Tabell 18: CAPEX/OPEX for LBG levert i container eller med LNG-skip (her kalt terminal). Piloten er med containerbasert løsning. OPEX er årlige kostnader.

CAPEX BIOGASS LBG (TALL I 1000NOK)		PILOTSKALA	FULLSKALA CONTAINER	FULLSKALA TERMINAL
Utstyrskostnad per enhet		*254*	*1 246*	*1 246*
Material og utstyr	55 %	762	2 493	2 493
Montasje (30-40%)	30 %		1 149	1 149
Idriftsettelse	5 %			
Prosjektering	5 %	42	223	223
Prosjektledelse	5 %	42	223	223
SUM INSTALLERT		**847**	**4 087**	**4 087**
Grunnarbeider		1 346	2 903	1 536
Bygg/stål/betong		575	783	648
SUM OPPARBEIDET		**2 767**	**7 773**	**6 271**
Uforutsett/hjelpesystemer (20%)	20 %	553	1 555	1 254
Lagring*		7 350	7 350	14 700
Gassledning med bukker		-	-	2 276
Frakt av utstyr til Svalbard		-	120	200
SUM CAPEX TOTALT		**10 671**	**16 797**	**24 701**
OPEX BIOGASS LBG		PILOTSKALA	FULLSKALA CONTAINER	FULLSKALA TERMINAL
Innkjøp av gass		210	3 420	3 420
Transport		129	1 293	1 048
Container leiekost		260	260	-
Drift og VDL lagring og terminal		151	151	151
Driftskost prod.utstyr		81	116	163
Vedlikehold prod.utstyr				
SUM OPEX PER ÅR		**831**	**5 239**	**4 782**

*Dersom man velger containerløsning er man likevel avhengig av å investere i mange av elementene i en terminal som for LBG levert fra skip. Hovedforskjellen er at den store sylindriske lagertanken byttes ut med LBG-containere. Øvrige deler av terminalen som regasifisering og annet utstyr vil fortsatt være nødvendig. Vi har i dette caset basert oss på erfaring fra LNG-anlegg der lagertanken utgjør 50% av totalkostnaden for en terminal og redusert denne kostnaden tilsvarende for pilot og fullskala containerløsning. Investeringen i lagring er kun nødvendig å gjøre en gang, og dersom man investerer dette i pilotskala kan man trekke fra denne summen i lagring fullskala. Vi forventer at drift og vedlikehold knyttet til lagring og terminal (inkludert regasifisering og lignende) blir på samme nivå for containerbasert løsning som for terminal-løsningen.

Når det gjelder innkjøp av gass har vi basert oss på priser fra Pole Position. De har oppgitt samme priser for CBG og LBG basert på samtaler med aktuelle leverandører. Drift av lagertank er vist i tabellen. Når det gjelder drift og vedlikehold av mikrogassturbinene er det benyttet samme kostnader som for CBG da det er samme utstyr og samme leverandører som er valgt.

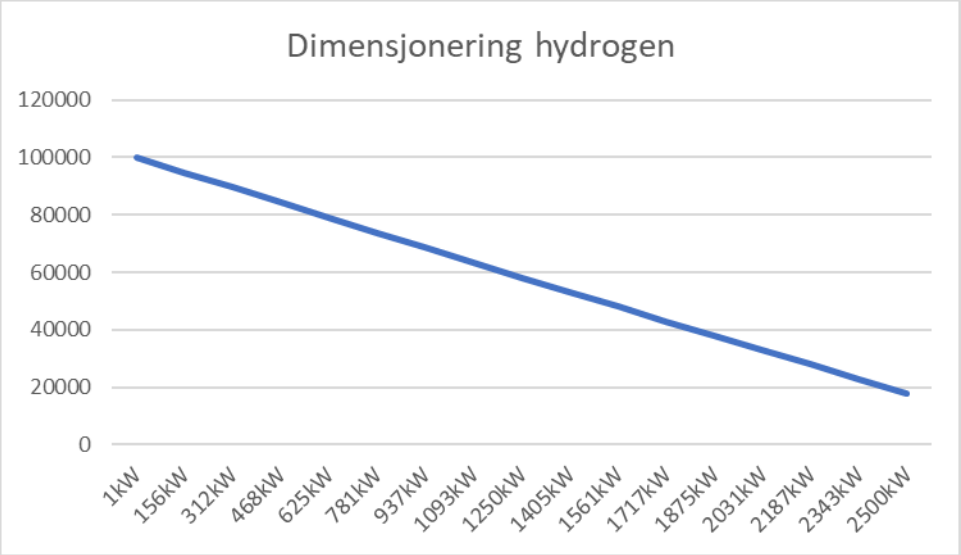
For alternativet med containerbasert levering av flytende gass er dette beskrevet i kap 3.4.4. I dette alternativet har vi basert oss på leie av containere ettersom det er det vi har fått priser på.

Som back-up kan mikrogassturbinen kjøres på LNG hvis det skulle være svikt i leveranser av LBG på noe tidspunkt.

4.3.5 CAPEX/OPEX for komprimert hydrogen – Alternativ 5

Det er svært begrenset med virkelige priser for systemer for bruk av hydrogen. Aktuelle leverandører vil ikke oppgi disse prisene med mindre man kommer med en reell bestilling av utstyret til et prosjekt. Rapportene som finnes på dette har oversikter over utstyr, men dette er ikke kommersielt og vil være misvisende til bruk i våre kostnadsestimater. Rambøll har derfor gjort følgende tilnærming; vi har tatt utgangspunkt i to eksisterende systemer det ene for 2500 kW som benyttes til de nye hydrogenskipene og det andre basert på input fra Trønderenergi sitt forskningsprosjekt i liten skala. Basert på dette har vi gjort en lineær tilnærming mellom disse for å finne riktig kostnadsnivå for vår skala. Tilnærming gjelder brenselcellesystemet dvs. brenselscelle med kontrollsystem og balance of plant som vi da har skalert til 158 kW.

Figur 17: Dimensjonering av hydrogenanlegg basert på kjente priser. Y-aksen viser NOK og X-aksen viser størrelsen på ulike brenselceller.



Når det gjelder pris for DC/AC kraftelektronikk har vi brukt prisen som brukes i dagens hydrogenskip per kW effekt da denne blir tilnærmet riktig for alle. Basert på Rambølls erfaring og eksisterende markedsrapporter vil montasje av utstyr ligge i øvre sjikt av vår skala for montasjekost dvs. 40 % av utstyrssummen.
I tillegg har vi lagt til grunn 5 % for idriftsettelse og prosjektledelse av sum installert og 8 % for prosjektering ettersom dette er utstyr som må kjøpes fra ulike leverandører og settes opp slik at det blir optimalt for formålet. I likhet med de andre alternativene er det lagt inn 20 % påslag på sum opparbeidet (dvs. ferdig installert utstyr og bygg/grunn).

I hydrogenløsningen har vi lagt inn en back-up dieselgenerator, og basert oss på at generator koster det dobbelte av dieselmotor basert på markedspriser per kW for dieselmotor. Hydrogenet fraktes i container, og containerløsning med arealbehov og antall rundturer er beskrevet i kap.3.4.5. Prisene for containere er basert på Rambølls erfaringstall fra Oslo bussterminal. Grunnarbeider er basert på samme løsning som for de andre alternativene dvs at container med brenselcelle og tilhørende er plassert på en betongplate på peler med pukk rundt og containere med hydrogenlager er plassert på en separat betongplate.

Det er også lagt inn en kostnad for frakt av utstyret til Svalbard i fullskala.

Tabell 19: CAPEX/OPEX for komprimert hydrogen (Alternativ 5). Tall i 1000NOK. OPEX er årlige kostnader.

CAPEX HYDROGEN komprimert (TALL I 1000NOK)		PILOTSKALA	FULLSKALA
Brenselcelle+kontrollsystem+ Balance of Plant		1 450	12 465
DC/AC kraftelektronikk		174	1 579
Material og utstyr	42 %	1 624	14 043
Montasje	40 %	1 546	13 375
Idriftsettelse	5 %	193	1 672
Prosjektering	8 %	309	2 675
Prosjektledelse	5 %	193	1 672
SUM INSTALLERT		**3 866**	**33 436**
Back-up dieselgenerator		90	816
Grunnarbeider		1 068	1 770
Bygg/stål/betong		468	738
SUM OPPARBEIDET		**5 492**	**36 760**
Uforutsett/hjelpesystemer (20%)	20 %	1 098	7 352
Transport containerinvestering		3 500	7 000
Frakt av utstyr til Svalbard		-	83
SUM CAPEX TOTALT		**10 090**	**51 195**
OPEX HYDROGEN komprimert		PILOTSKALA	FULLSKALA
Innkjøp av gass		650	8 010
Transport		1513	6 141
Driftskost	5 %	193	1 672
Vedlikehold	5 %	193	1 672
SUM OPEX PER ÅR		**2 550**	**17 495**

Når det gjelder innkjøp av gass er det innhentet priser fra flere leverandører. Vi har basert oss på eksisterende markedspriser dvs. salg av hydrogen fra etablerte aktører som er kommersielt tilgjengelig.

For transport er valgt løsning skissert over og kostnader for containerne er basert på Rambølls erfaringer, mens kostnad per rundtur er basert på input fra Pole Position.
For drift og vedlikehold av anlegget er det valgt 5 % for drift og 5 % for vedlikehold av utstyret av sum installert. Rambøll har lite erfaringstall fra dette, så det er mulig at estimatet burde vært høyere.

4.3.6 Sammenstilling av CAPEX/OPEX for ulike løsninger

Tabellen under viser sammenstilling av CAPEX og OPEX for de ulike løsningene.

Tabell 20: CAPEX/OPEX for forsyning av elektrisitet/varme i pilotskala

TALL I NOK	CBG (Alt 1)	CBG+ 20%HY (Alt 2)	LBG terminal (Alt 3)	LBG container (Alt 4)	Kompr. Hydrogen (Alt 5)
CAPEX eks.lagring	2 543 120	3 126 320	-	1 400 120	6 590 035
Lagring (CAPEX)	3 762 000	5 687 000	-	9 270 600	3 500 000
Gassinnkjøp	210 000	298 000	-	210 000	650 000
Drift/VDL	81 280	85 344	-	81 280	386 596
Transport	356 000	445 000	-	388 838	1 513 000
Lagring (OPEX)	0	0		151 300	0
NOK/kWh år 1	35,7	49,5		59,1	64,9

Ut fra tabellen kan vi lese at den mest økonomisk gunstige løsningen for pilotskala er komprimert biogass (CBG) da den har lavest NOK per kWh. Flytende biogass (LBG terminal) ikke er aktuell for pilotskala pga. for lite volum for leveranser med skip, og hydrogen er et vesentlig dyrere alternativ i forhold til investeringskost, gassinnkjøp og transport. Leveranser med LBG i container er også mindre aktuelt pga. for høyt kostnadsnivå for små volum i forhold til lagring.

Tabell 21: CAPEX/OPEX for forsyning av elektrisitet og varme i fullskala

TALL I NOK	CBG (Alt 1)	CBG+ 20%HY (Alt 2)	LBG terminal (Alt 3)	LBG container (Alt 4)	Kompr. Hydrogen (Alt 5)
CAPEX eks.lagring	8 437 919	9 075 369	7 817 317	5 761 692	44 194 722
Lagring (CAPEX)	9 801 000	11 726 000	16 883 850	11 035 725	7 000 000
Gassinnkjøp	3 420 000	4 338 000	3 420 000	3 420 000	8 010 000
Drift/VDL	115 731	121 518	162 560	115 731	3 343 650
Transport	2 326 500	2 415 500	1 047 912	1 552 088	6 141 000
Lagring (OPEX)	0	0	151 300	151 300	0
NOK/kWh år 1	7,6	8,7	9,3	6,9	21,6

For fullskala er det flytende biogass levert med container som er det beste alternativet kostnadsmessig. Denne har lavest totalkostnader, både på kort og lang sikt. Tabellen over viser fullskala anlegg uten pilot, og LBG containerløsning har lavest NOK/kWh første år. Kostnadsutviklingen på lengre sikt er vist i de neste kapitlene.

4.3.7 Kostnadsutvikling på 10 års sikt

For å kunne sammenlikne alternativene har vi beregnet levelized cost of energy (LCOE) som er en vanlig måte å sammenlikne ulike teknologier for energiproduksjon på og som hensyntar energiproduksjon. LCOE er beregnet som nåverdien av totale kostnader over 10 år / nåverdien av total energiproduksjon (el og varme). Teknologien med lavest LCOE er den optimale både med hensyn på kostnader og energieffektivitet. I mange tilfeller sammenlikner man LCOE med prisen på elektrisitet og varme for å ta investeringsbeslutningen.

Tabell 22: Dagens priser for elektrisitet og varme på Svalbard

TALL I NOK	Grunnavgift årlig	Grunnavgift per kWh	Energipris per kWh inkl. påslag	Kostnad per kWh	Totalkost el og varme per kWh
Elektrisitet	2 434	0,0021	2,46	2,46	2,95
Varme	3 283	0,0016	0,49	0,49	

I våre case er det også hensyn til utslipp som må ivaretas, men en sammenlikning av totalkost el og varme mot LCOE kan gi en pekepinn på om investeringen er et bedre alternativ enn dagens løsning kostnadsmessig. Det må imidlertid understrekes at kostnaden for el og varme på Svalbard kan øke når kullkraftverket fases ut og erstattes av nye løsninger.

I LCOE-analysen har vi tatt med både pilot og fullskala med samme teknologi. Vi har lagt til grunn at piloten investeres i og idriftsettes i 2022, og at fullskala anlegg investeres i og idriftsettes i 2024. For LBG terminal har vi lagt forsyning av LBG i container i pilotskala da LBG ikke kan forsynes med skip i såpass liten skala.

Tabell 23: Levelized cost of energy for aktuelle teknologier på 10 års sikt

TALL I NOK	CBG (Alt 1)	CBG +20%HY (Alt 2)	LBG terminal (Alt 3)	LBG container (Alt 4)	Kompr. Hydrogen (Alt 5)
LCOE NOK/kWh	3,03	3,62	2,74	2,53	8,76

Hydrogen gir relativt mye mindre energi for pengene enn øvrige alternativer. Det er forventet en teknologiutvikling på 10 og 30 års sikt, men ikke at kostnadsnivået reduseres nok til at hydrogen kan konkurrere med de andre alternativene.

I denne LCOE beregningen har vi lagt inn LBG containerløsning for pilotskala LBG. LBG er imidlertid en løsning som ikke egner seg særlig godt for liten skala.

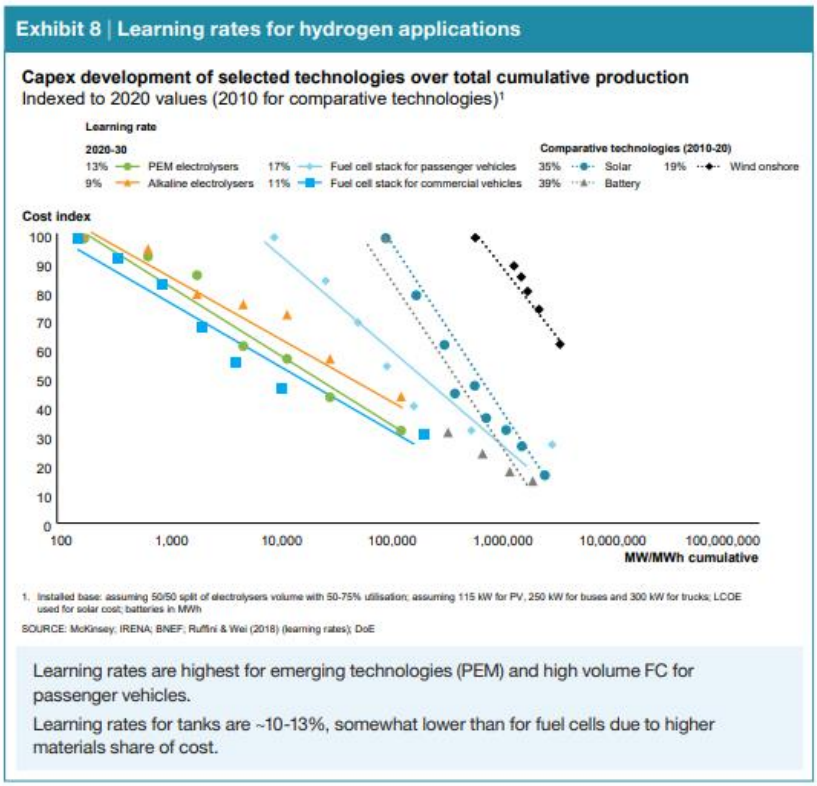
LBG levert i container eller som terminalløsning vil være den løsningen som gir mest energi for pengene på 10 års sikt. Dersom man sammenlikner LCOE på 10 års sikt (Tabell 23) med dagens energipriser (Tabell 20) vil LBG-løsningene ha lavere kostnader enn dagens energiforsyning. Utslippsbesparelser kommer i tillegg til dette.

Vi har også utført en egen LCOE-beregning for fullskala LBG-anlegg (alternativ 4 uten pilot) i kapittel 4.3.9.

4.3.8 Kostnadsutvikling på 30 års sikt

Ettersom hydrogen er relativt umodent er det benyttet læringskurver for å beskrive utviklingen fremover. Vi har basert oss på læringskurven vist under ift. hydrogen. Det antas at kostnadsutviklingen vil følge den teknologiske utviklingen og at dette også vil reflekteres i vårt hydrogen-alternativ. Vi har benyttet 10% reduksjon i LCOE på 10 års sikt og 30% reduksjon i LCOE på 30 års sikt.

Figur 18: læringsrater for hydrogen på 2020-2030



Ettersom LBG har noen umodne elementer (marked og containerløsning) per dags dato er det mulig at kostnadene for LBG vil synke på sikt og at det vil komme flere mulige løsninger knyttet til flytende biogass ettersom produksjonen øker. Vi har benyttet 5% reduksjon i LCOE på 10 års sikt og 10% reduksjon i LCOE på 30 års sikt.

I LCOE-analysen har vi tatt med både pilot og fullskala med samme teknologi. Vi har lagt til grunn at piloten investeres i og idriftsettes i 2022, og at fullskala anlegg investeres i og idriftsettes i 2024.

Tabell 24: Levelized cost of energy for aktuelle teknologier på 30 års sikt

TALL I NOK	CBG (Alt 1)	CBG+ 20%HY (Alt 2)	LBG terminal (Alt 3)	LBG container (Alt 4)	Kompr. Hydrogen (Alt 5)
LCOE NOK/kWh	2,61	3,10	2,12	2,10	6,25

Hydrogen har et såpass mye høyere kostnadsnivå enn de andre alternativene at det anses som mindre aktuelt. Det er imidlertid stor usikkerhet ift prisutviklingen på hydrogen på lengre sikt, men dette har vi forsøkt å hensynta ved bruk av læringsrater.

I denne LCOE beregningen har vi lagt inn LBG containerløsning for pilotskala LBG. LBG er imidlertid en løsning som ikke egner seg særlig godt for liten skala. LBG kommer best ut på 30 års sikt.

Dersom man sammenlikner LCOE på 30 års sikt (Tabell 24) med dagens energipriser (Tabell 22) vil løsningene for LBG og CBG komme bedre ut kostnadsmessig.

Det finnes flere muligheter for optimalisering. I disse casene har vi basert oss på at det bygges pilot og deretter fullskala, og at piloten driftes i hele sin levetid. Det kan være mulig å gå rett på fullskala og optimalisere dimensjonene, men hva som er mulig å få tak i av dimensjoner bør diskuteres med aktuelle leverandører dersom det er aktuelt. Leie av containere i stedet for kjøp er også en mulighet.

4.3.9 Nytt alternativ: Fullskala investering i LBG containerløsning uten investering i pilot

Etter ønske fra Avinor har vi laget et isolert case for LBG (Alternativ 4) hvor man ikke investerer i pilotanlegg, men går rett på fullskala anlegg. Energibehov som er benyttet er tilsvarende fullskala anlegg som tidligere. Kostnadene er like som i Tabell 18 i kolonnen «Fullskala container», men vi har her isolert ut kostnadene for fullskala containeranlegg.

Tabell 25: CAPEX/OPEX for fullskala LBG anlegg med containerløsning.

CAPEX BIOGASS LBG (TALL I 1000NOK)		FULLSKALA CONTAINER
Utstyrskostnad per enhet		*1 246*
Material og utstyr	55 %	2 493
Montasje (30-40%)	30 %	1 149
Idriftsettelse	5 %	
Prosjektering	5 %	223
Prosjektledelse	5 %	223
SUM INSTALLERT		**4 087**
Grunnarbeider		2 903
Bygg/stål/betong		783
SUM OPPARBEIDET		**7 773**
Uforutsett/hjelpesystemer (20%)	20 %	1 555
Lagring*		7 350
Gassledning med bukker		-
Frakt av utstyr til Svalbard		120
SUM CAPEX TOTALT		**16 797**
OPEX BIOGASS LBG		FULLSKALA CONTAINER
Innkjøp av gass		3 420
Transport		1 293
Container leiekost		260
Drift og VDL lagring og terminal		151
Driftskost prod.utstyr		116
Vedlikehold prod.utstyr		
SUM OPEX PER ÅR		**5 239**

*Selv om man her velger containerløsning er man likevel avhengig av å investere i mange av elementene i en terminal som for LBG levert fra skip. Hovedforskjellen er at den store sylindriske lagertanken byttes ut med LBG-containere. Øvrige deler av terminalen som regasifisering og annet vil fortsatt være nødvendig.

Beskrivelser av caset er likt som tidligere (kap 4.3.4), men om man investerer direkte i fullskala anlegg vil dette påvirke beregningen av LCOE. LCOE for dette caset blir vesentlig lavere enn for LBG med pilot (ettersom LBG i pilotskala var en ulønnsom investering), og caset kommer godt ut i sammenlikning med dagens energikostnader (Tabell 26) både på 10 og 30 års sikt.

Tabell 26: Levelized cost of energy for fullskala LBG anlegg (uten pilot) på 10 og 30 års sikt.

TALL I NOK	LBG fullskala container, 10 års sikt	LBG fullskala container, 30 års sikt
LCOE NOK/kWh	2,19	1,91

5. ANBEFALING

5.1 Oppsummering

Tabell 27: oppsummering av tiltak

	Alternativ:	Kommersielt tilgjengelig nå,10år,30år			Utslipps-red.tonn CO_2-e/år	Kost år 1 NOK/kWh	Kostnader LCOE NOK/kWh 10år	30år	Kommentar
Pilot-anlegg	**1:** mikrogassturbin 3-4 stk. à 3,2 kW_{el} 2 stk. 20 fots gasscontainere (CBG)	Ja	Ja	Ja	98	36			Kommer best ut av de 5 aktuelle tiltakene for piloten
	2: mikrogassturbin 3-4 stk. à 3,2 kW_{el} 2 stk. 20 fots gasscontainere (CBG) 1-2 stk. 20 fots containere (hydrogen)	Usik	Ja	Ja	89	50			Usikker kommersiell modenhet, støttesystemer hydrogen
	3: mikrogassturbin 3-4 stk. à 3,2 kW_{el} Terminal med 100 m^3 vertikal LBG lagertank, 750 m gassledning	Ja	Ja	Ja	102	-			Ikke aktuelt, energibehovet er for lavt i forhold til forsyning av gass
	4: mikrogassturbin 3-4 stk. à 3,2 kW_{el} Terminal og 2 stk. 40 fots LBG container	Usik	Ja	Ja	102	59			Mindre aktuelt, energi-behovet er for lavt til å forsvare kostnadene
	5: Brenselcelle, 14 stk. à 0,8 kW_{el} 2 stk. 20 fots containere (hydrogen)	Usik	Ja	Ja	62	65			Usikker kommersiell modenhet, støttesystemer og brenselcelle
Fullskala anlegg	**1:** mikrogassturbin 2 stk. à 65 kW_{el} 3 stk. 40 fots gasscontainere (CBG)	Ja	Ja	Ja	1 744		3,03	2,61	Kommer godt ut for fullskala
	2: mikrogassturbin 2 stk. à 65 kW_{el} 2 stk. 20 fots gasscontainere (CBG) 3 stk. 40 fots containere (hydrogen)	Usik	Ja	Ja	1 710		3,62	3,10	Usikker kommersiell modenhet, støttesystemer
	3: mikrogassturbin 2 stk. à 65 kW_{el} Terminal med 100 m^3 vertikal LBG lagertank, 750 m gassledning	Ja	Ja	Ja	1 804		2,74	2,12	Frakt på LNG-skip kommer godt ut kostnadsmessig, må tenke nytt om teknisk løsning.
	4: mikrogassturbin 2 stk. à 65 kW_{el} Terminal og 2 stk. 40 fots LBG container	Usik	Ja	Ja	1 799		2,53	2,10	Kommer best ut for fullskala. Usikker kommersiell modenhet for LBG container
	5: Brenselcelle, 1 stk. på 132 kW_{el} 4 stk. 20 fots containere (hydrogen)	Usik	Ja	Ja	1 598		8,76	6,25	Usikker kommersiell modenhet for støttesystemer og brenselcelle

I tillegg til alternativene i tabellen over har vi sett på LCOE for fullskala LBG-anlegg med containerbasert løsning (alternativ 4 uten pilot). Dette caset gir en LCOE i NOK/kWh på 2,19 på 10 års sikt og 1,91 på 30 års sikt (Tabell 26).

5.2 Hvilke prinsipielle spørsmål reiser tiltakene

Det er gjort en overordnet vurdering av hvilke prinsipielle hensyn som er viktige for valg av tiltak. Vurderingen har tatt utgangspunkt i føringer fra myndighetene. Som beskrevet i avsnitt 2.1 skal kullkraftverket i Longyearbyen fases ut og erstattes av en mer klimavennlig energiløsning. I dette vil det ligge noen føringer som enda ikke er avklart. Regjeringen har besluttet at det vil komme en energiplan for Longyearbyen i statsbudsjettet for 2022. På sikt ønsker Regjeringen en energiforsyning med størst mulig andel fornybar energi, innenfor rammene av en forsvarlig forsyningssikkerhet. Samtidig er det viktig å unngå nye, større inngrep i Svalbards sårbare natur, og løsninger som gir uforholdsmessige høye energikostnader for Longyearbyen-samfunnet[32].

En forsvarlig forsyningssikkerhet innebærer i denne utredningen en sikker forsyning av varme og elektrisitet. Valgt løsning må være pålitelig og stabil i drift, og tilgangen til den fornybare energibæreren må være sikker. For hydrogen og biogass, som ennå er forholdsvis umodne markeder, er uforutsigbarhet for tilgang til energibærer en aktuell problemstilling. Naturgass kan være en alternativ back-up løsning for tiltakene med biogass som energibærer. Fordi biogassen skal transporteres fra fastlandet må den tilfredsstille strenge krav til renhet og vil derfor være et naturlig substitutt til naturgass. I praksis innebærer dette at naturgass kan lagres, transporteres og brukes som en erstatning for biogass i perioder der det er vanskelig å få tak i biogass, uten at det er behov for justeringer på teknisk anlegg og utstyr. For tiltakene med hydrogen er en dieselgenerator lagt inn som back-up system.

5.3 Anbefaling

Vektet anbefaling er vist i Tabell 28. Oppsummerende punkter er gitt under tabellen.

[32] Regjeringen, «Ny energiløsning for Longyearbyen», pressemelding 11.1.2021 https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ny-energilosning-for-longyearbyen/id2827886/

.

Tabell 28: Anbefaling

	Fordeler	Ulemper	**Vektet anbefaling** Rangert fra 1 (høyest) til 5 (lavest)
Alternativ 1 CBG	+ For pilotanlegget har CBG de laveste kostnadene. CBG er en enklere løsning som krever mindre investeringer sammenlignet med øvrige alternativ. + oppnår høye reduksjoner i utslipp. + Kommersielt tilgjengelig og moden teknologi. + mulighet for direkte bruk av CNG ved eventuell knapphet på CBG gir en god forsyningssikkerhet. +fleksibel på skala.	- krever relativt store investeringer i gasslager ved en eventuelt oppskalering til fullskala. Ulempen reduseres dersom Avinor velger å leie fremfor å eie gasscontainere, eller dersom Avinor går rett på fullskala uten oppskalering.	3 for pilotanlegget kommer løsningen samlet sett best ut. For fullskala anlegg kommer løsningen samlet sett godt ut.
Alternativ 2 CBG+20% hydrogen	+ Mulighet for å teste ut hydrogen i en kommersiell teknologi (mikrogassturbin) +oppnår middels reduksjoner i utslipp.	- høye kostnader. Primært grunnet innkjøp av dyrt hydrogen og høye transport- og lagerkostnader som følger av at hydrogen-containerne rommer mindre energi sammenlignet med biogass. - usikker kommersiell modenhet: Turbiner som kan bruke inntil 23% hydrogen er tilgjengelige i markedet men det finnes få erfaringer fra drift.	4 Alternativet har høye kostnader og samtidig middels utslipps-reduksjoner, noe som gjør at løsningen kommer middels godt ut for både pilot og fullskala.
Alternativ 3 LBG	+ oppnår de høyeste reduksjonene i utslipp. + oppnår de laveste kostnadene på 30 års sikt for fullskala anlegget. + mulighet for direkte bruk av LNG ved eventuell knapphet på LBG gir en god forsyningssikkerhet. + kommersielt moden teknologi.	- krever store investeringer i lagring (terminal) og vil være vanskelig å forsvare økonomisk for pilotanlegget. - alternativet innebærer at LBG forsynes fra LNG-skip og det er usikkert om denne løsningen er mulig i praksis. Mulig løsning kan være samarbeid med cruisenæringa om forsyning av LBG.	2 For fullskala anlegg kommer løsningen samlet sett godt ut. Uaktuell i pilotskala.

	Fordeler	Ulemper	Vektet anbefaling
Alternativ 4 LBG, container-løsning	+ oppnår høy reduksjon i utslipp. + oppnår de laveste kostnadene på 10 års sikt for fullskala anlegget. + mulighet for direkte bruk av LNG ved en eventuell knapphet på LBG som gir en god forsyningssikkerhet. + alternativet innebærer frakt av LBG-containere fra fastlandet til Longyearbyen, som er lettere å gjennomføre i praksis sammenlignet med alternativ 3.	- krever store investeringer i lagring (terminal) og vil være vanskelig å forsvare økonomisk for pilotanlegget. - Det er begrenset erfaring med LBG-containere i relevant skala og i arktisk klima, men teknologien er tilgjengelig på markedet.	1 For fullskala anlegg kommer løsningen samlet sett best ut, noe som gir høyest rangering. Lite aktuell i pilotskala.
Alternativ 5 Hydrogen	+ Mulighet for å teste brenselcelleteknologi i arktisk klima	- svært høye kostnader. Primært grunnet høy kostnad for innkjøp av hydrogen, og at hydrogencontainerne rommer mindre energi sammenlignet med containere for lagring av biogass. -oppnår de laveste reduksjonene i utslipp, primært som en følge av høyt antall transporter fra fastlandet. - usikker kommersiell modenhet. Brenselceller er tilgjengelige i markedet men det finnes få erfaringer fra drift under relevante forhold.	5 Alternativet oppnår de høyeste kostnadene og samtidig de laveste utslippsreduksjonene, noe som gir løsningen lavest rangering.

Dersom man kan se bort fra pilotløsning og investerer direkte i fullskala anlegg vil alternativ 4 få en enda bedre score enn vist over, og vil bli det desidert beste alternativet.

- Det er primært transport og lagring som skiller de ulike alternativene på kostnader.

- LNG skipene som distribuerer LNG i Norge/Europa er store, og for å få til en løsning med levering fra skip til terminal ved Longyearbyen må man tenke nytt, da det kan være vanskelig å få booket små nok skip. En mulig løsning kan være en avtale med cruisenæringen, for eksempel hurtigruten, om å forsyne LBG.

- Dersom et av alternativene med LBG velges som foretrukket løsning anbefales det at leverandør og distributør av LBG får foreslå løsning for håndtering av boil off gas. Rambøll anbefaler at Avinor setter som krav at boil off gas (gass som avdampes fra tanken) skal gjenvinnes eller forbrukes, da dette utgjør en betydelig mengde. Boil off gas kan brukes til å produsere elektrisitet og varme eller den kan flytendegjøres og resirkuleres tilbake på lagertanken.

- For alternativene med CBG investeres det i 2stk. 20 fots gasscontainere for piloten og deretter større gasscontainere (3 stk. 40 fot gasscontainere) ved oppskalering til fullskala. Avinor vil, etter oppskaleringen, har investert i 5 relativt dyre gasscontainere. Et godt og mer fleksibelt alternativ til å eie kan være å leie containerne, og Rambøll anbefaler at Avinor vurderer å leie tjenester knyttet til transport og lagring av biogass fra en distributør. LCOE beregningene er foretatt med samme energibærer (f.eks. LBG) i både pilot og fullskala. Det finnes flere muligheter for optimalisering. I disse casene har vi basert oss på at det bygges pilot og deretter fullskala, og at piloten driftes i hele sin levetid. Det kan være mulig å gå rett på fullskala og optimalisere dimensjonene, men hva som er mulig å få tak i av dimensjoner bør diskuteres med aktuelle leverandører dersom det er aktuelt.

- Alternativene med LBG er aktuelle for fullskala, men ikke for piloten. Dersom Avinor først ønsker å investeres i et pilotanlegg (alternativ 1, med CBG) og oppskalere til fullskala basert på LBG (alternativ 3 eller 4) senere, må lagringsteknologien skiftes ut når anlegget skal oppskaleres. Dette vil bli unødvendig kostbart. Et alternativ som kan undersøkes er om mengden med avdampet gass (boil off gas) fra LBG lagertanken kan brukes for å forsyne et pilotanlegg med energi. Dersom dette viser seg å være teknisk gjennomførbart så kan det være aktuelt å investere i en LBG terminal for pilotanlegget, og bruke boil-off gas til å produsere elektrisitet og varme. En oppskalering til fullskala vil da kun innebære at det investeres i flere og større mikrogassturbiner. Rambøll anbefaler at det åpnes for at leverandører får beskrive en slik løsning i en eventuell anskaffelse.

- Det anbefales å se nærmere på plassering av løsningene, inkludert hensyn til sikkerhet og hensynssoner før en eventuell beslutning tas. Sikkerhetssonene kan gi restriksjoner eller begrensninger i aktivitet rundt anlegget og bestemmes ved hjelp av en kvantitativ risikoanalyse eller av tabellverdier som framkommer av DSBs temaveiledere til forskrift om håndtering av farlig stoff. Hvilken metodikk som skal brukes for å bestemme sikkerhetssonene avhenger blant annet av forholdet til Brann og Eksplosjonsvernloven med tilhørende forskrift om håndtering av farlig stoff og storulykkeforskriften, og dette anbefales avklart tidlig i planleggingen. Med tanke på at anlegget vil ligge i tilknytning til en lufthavn vil det antakelig være behov for å gjennomføre en kvantitativ risikovurdering, men dette må avklares.

- Alle alternativene, foruten alternativ 5 med brenselcelle, er basert på produksjon av elektrisitet og varme ved hjelp av en mikrogassturbin. Rambølls vurdering er at det for de mindre kapasitetene, som for pilotanlegget, er mikrogassturbiner som vil være det mest aktuelle alternativet, mens gassmotorer først blir aktuelt ved høyere kapasiteter. Erfaringsmessig er investeringskostnad for mikrogassturbiner noe høyere enn gassmotorer, mens driftskostnadene blir lavere. For Avinor, Svalbard Lufthavn kan en mikrogassturbin, som har lavere behov for vedlikehold sammenlignet med en gassmotor, være en fordel. Både mikrogassturbiner og gassmotorer leveres i forskjellige størrelser. De kan leveres i separate containerløsninger eller i en container som klargjøres for en mulig fremtidig utvidelse ved at det settes av plass i containeren for dette. Selv om alternativene 1-4 er basert på mikrogassturbin her anbefaler Rambøll likevel at Avinor er åpne for at leverandører kan tilby andre løsninger, og at man ikke stiller krav om mikrogassturbin i anskaffelsesprosessen.

- Eventuelle utfordringer knyttet til lagringstid for CBG og LBG-containere i arktisk klima er ikke undersøkt spesifikt av Rambøll. Rambøll anbefaler at leverandører bes om å spesifisere lagringstid i relevant klima.

- Alternativene med hydrogen blir dyre fordi de krever investering i flere containere og har behov for flere transporter fra fastlandet per år sammenlignet med biogassalternativene. En utvikling i hydrogenkontainerteknologi pågår og det kunne vært nyttig å undersøke nye alternativer for frakt av hydrogen, og når disse kan forventes å være teknologisk modne.

- **Rambøll anbefaler at Avinor vurderer om det er behov for pilot eller om man kan gå rett på fullskala løsning. For fullskala løsning kommer LBG ut som det mest gunstige alternativet både kostnadsmessig og utslippsmessig, samt at teknologien er relativt moden. Det er foretatt en egen beregning av LBG containerløsning uten pilot for å illustrere kostnadene på 10 og 30 års sikt (LCOE-beregning). Ut fra denne beregningen kommer LBG-alternativet bedre ut enn dagens energiforsyning fra et rent kostnadsperspektiv. Legger man til utslippsbesparelsene kommer caset enda bedre ut.**

6. FORUTSETNINGER FOR EN VELLYKKET GJENNOMFØRING

Nedenfor er det listet opp noen forutsetninger for og forslag til videre vurderinger for en vellykket prosess.

- Plassering av anlegget må ta hensyn til sikkerhet og hensynssoner. Risikovurdering anbefales gjennomført før beslutning/valg av løsning tas.

- Ettersom dimensjonert effektbehov er basert på anslag og ikke målte verdier må dimensjonering av anleggene i utredningen kun betraktes som veiledende. Ved utarbeidelse av en kravspesifikasjon til anskaffelsen anbefales det at mengder og kvalitet for energibæreren (input) og elektrisitet/varme (output) spesifiseres nøye av Avinor. Energi- og effektbehov for bygningsmassen anbefales basert på målte verdier for å sikre at leverandørene har de beste forutsetninger for å dimensjonere løsningene riktig.

- En viktig forutsetning for leverandører av mikrogassturbiner og annet utstyr er biogassens kvalitet. Biogassen som legges til grunn i konseptutredningen skal transporteres fra fastlandet og må derfor være 97 % ren, (metaninnhold på minimum 97 %). Dette er viktig informasjon å oppgi til leverandørene slik at løsningene tilpasses dette og for å unngå unødvendige tillegg/påslag i prisen knyttet til usikkerhet rundt biogassens kvalitet. Rambøll anbefaler at det stilles krav til at biogassen skal tilfredsstille standard SS 15 54 38 eller tilsvarende.

- Være bevisst på at enkelte løsninger, spesielt i grensesnittet til andre leveranser, slik som støtte- og styringssystemer, kan være umodne for noen av tiltakene, og at dette kan representere en risiko med hensyn til driftssikkerhet. Kompetanseheving, for eksempel gjennom å fortsette samarbeidet med SNSK, og gjennom dialog med leverandører i en eventuell anskaffelsesprosess, kan bidra til å redusere risikoen. Punktlisten som er listet opp i avsnitt 4.1. anbefales brukt som støtte og for å avdekke eventuelle kunnskapshull eller risiko ved dialog/forhandlinger med leverandører om valg av løsning.

- Undersøke alternative transportløsninger for flytende biogass dersom dette tiltaket vurderes videre. Dagens LNG-skip er store, og for å få til en løsning med levering fra skip til terminal ved Longyearbyen må man tenke nytt, da det kan være vanskelig å få booket små nok skip. En mulig løsning kunne ha vært en avtale med cruisenæringen, for eksempel hurtigruten, om å forsyne LBG. Muligheten, inkludert teknisk gjennomførbarhet og interesse anbefales undersøkt. En slik løsning kan potensielt føre til kostnadsreduksjoner ut over det som er blitt skissert i utredningen for alternativ 3. I tillegg kan utslippsreduksjonene potensielt bli større.

- Alternativene med hydrogen er forbundet med høye kostnader, til dels på grunn av prisen på hydrogen men også på grunn av høye transportkostnader. Å undersøke hvilke løsninger som er under utvikling for transport av hydrogen og når disse kan forventes å bli introdusert i markedet kan bidra til å redusere kostnadene på 10 og 30 års sikt ut over det som er skissert i utredningen.