



Fornybar energiforsyning til Svalbard – Longyearbyen

Innspillsnotat, 9 november 2018

Prosjektansvarlig:

Statkraft v/ Geir Magnar Brekke

Bidragstere:

Sintef Industri v/ Steffen Møller-Holst, Kyrre Sundseth og Anders Ødegård

Nordic Zoning v/ Dag Ivar Brekke

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	3
1 Innledning	5
2 Forutsetninger	6
3 Tilgang på hydrogen.....	10
4 Kraftproduksjon fra hydrogen	12
5 Introduksjon til alternativene	14
6 Komprimert hydrogen	16
7 Flytende hydrogen	19
8 Hydrogen bundet i metanol.....	22
9 Hydrogen bundet i ammoniakk	25
10 Oppsummering	29
Vedlegg 1 - Lokale forhold Longyearbyen.....	31
Vedlegg 2 – Brenselceller for bruk på Svalbard	36
Vedlegg 3. Virkningsgrader for ulike teknologier for bruk på Svalbard.....	38



Kullkraftverk og havn, i Longyearbyen. Forside: Longyearbyen sett fra Hiorthhamn i februar. Begge foto: Dag Ivar Brekke

Sammendrag

Dette innspillet undersøker om hydrogen fra vindkraft i Finnmark kan benyttes som hovedkilde for ny nullutslipps energiforsyning på Svalbard. Undersøkelsene er av innledende art og utført i perioden 5. september – 8. oktober 2018. Samt mindre oppdateringer frem mot innspillsmøtet hos OED 9 november 2018.

Som motivasjon for innspillet ligger to andre prosesser:

1) Prosjektet N3, Næring og Nett i Nord, som er initiert av Statnett. Prosjektet kartlegger tekniske og samfunnsøkonomiske forutsetninger for videre kraft- og nettutbygging i Finnmark, og om hydrogenproduksjon kan være en driver for videre vindkraftutbygging i regionen. Omdanning av fornybar energi til kjemisk lagret energi har potensiale til å åpne en ny energinæring i nord. Denne kan videreutvikles utover Svalbardprosjektet til en å bli et vesentlig bidrag til dekarbonisering av Europa frem mot 2030.

2) Utredningen av ny energiforsyning til Svalbard, sist beskrevet i rapporten «Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard» levert Olje- og energidepartementet sommeren 2018. Rapporten er utarbeidet av Thema Consulting Group og Multiconsult.

Thema / Multiconsults rapport vil danne utgangspunkt for en diskusjon om Svalbards fremtidige energisystem. Denne diskusjonen vil løpe fra høsten 2018. Formålet med dette innspillet er å presentere et supplerende alternativ i denne diskusjonen.

Det er som underlag for dette innspillet vurdert fire alternative løsninger for en hydrogenbasert energiforsyning på Svalbard: Komprimert hydrogen, flytende hydrogen, hydrogen bundet i metanol (e-metanol) og hydrogen bundet i ammoniakk (e-ammoniakk). Vurderingene rommer grunnleggende systemløsninger som forventes å kunne settes i drift frem mot 2025 og innledende teknisk/økonomiske beregninger for en periode på 25 år fra år med 4 % rente. En forenklet sammenstilling viser følgende nøkkeltall (MNOK):

Alternativ	1. Komprimert hydrogen	2. Flytende hydrogen	3. Hydrogen bundet i metanol	4. Hydrogen bundet i ammoniakk
Investeringskostnader	828	700	273	691
CO ₂ -kostnader	50	1	4	3
Variable kostnader	2 043	5 499	2 890	2 141
Sum kostnader	2 921	6 200	3 168	2 836

Som sammenstillingen viser er det betydelige kostnadsforskjeller mellom løsningene. Av sentrale funn kan nevnes:

- En vesentlig kostnadsfaktor i alle alternativene er formen hydrogenbrenselet leveres i.
- Alternativ 1 har en mer omfattende logistikk enn de øvrige. Løsningens potensial anses likevel interessant å vurdere nærmere, også i kombinasjon med andre typer energibærere.
- Alternativ 2 er lite energioptimal, kostnadskrevende og med en logistikk som ikke forventes kommersielt tilgjengelig innen 2025.
- Alternativ 3 krever en karbonkilde nær vindkraftanleggene i Finnmark, noe som utfordrer forutsetningen om at hydrogenet skal leveres fra denne regionen.

- Alternativ 4 har stort potensiale som fremtidig energibærer og energikilde til kombinert elektrisitet og varmeproduksjon og som energi til havgående skip, senere også som industriell råvare.

Det har på dette stadium ikke vært tid til å gjøre detaljerte analyser av hvert alternativ. Fokus har vært rettet mot de store kostnadsdriverne, løsningsenes tilgjengelighet i tidsperioden og teknisk/praktiske forhold lokalt på Svalbard. Resultatene er presentert slik at de kan sammenliknes med alternativene i Tema/Multiconsults rapport.

Foreløpige funn indikerer at alternativene 1 (komprimert hydrogen) og 4 (hydrogen bundet i ammoniakk). Disse er nullutslippsalternativer og kan potensielt være konkurransedyktige med noen av de alternativer lavutslippsalternativene (CCS) som er presentert i diskusjonen om fremtidig energiforsyning på Svalbard. Vår anbefaling er at det jobbes videre med disse to alternativene.

Flere industrielle selskaper ønsker å bidra inn i en mer omfattende mulighetsstudien basert på disse alternativene.

VARANGER KRAFT, YARA, STATNETT, STATKRAFT og SINTEF har alle uttrykt ønske om å delta i en slik utvidet mulighetsstudie. Hvordan den skal organiseres og ledes er det åpenhet for å diskutere.

1 Innledning

Dette arbeidsnotatet er utformet som et innspill til diskusjonen om ny energiforsyning på Svalbard. Mer spesifikt vurderes her om hydrogen produsert fra vindkraft i Finnmark kan representere et fornybart alternativ for ny energiforsyning i Longyearbyen.

Innspillet søker å etablere en forbindelse med prosjekt N3 («Næring og Nett i Nord»), initiert av Statnett. N3s formål er å undersøke potensialet for bruk av Finnmarks vindkraftressurser, herunder om produksjon av hydrogen eller ammoniakk fra vindkraft kan gi økt industrielt forbruk av kraft i regionen, og om slikt forbruk på sikt kan øke samfunnsøkonomisk lønnsomhet for nye nettanlegg. Finnmark har blant verdens beste vindressurser, og det er gitt konsesjoner til utbygging av vindkraftanlegg som det per i dag ikke er mulig å tilknytte kraftnettet. En videreutvikling av vindressurser via hydrogen og fornybar ammoniakk kan være et vesentlig bidrag til ny verdiskapning i nord samtidig som det kan være produkter som forserer dekarbonisering i Europa¹.

1.1 Bakgrunn

I 2016 ba Utenriks- og forsvarskomiteen Regjeringen om å komme tilbake til Stortinget i forbindelse med Revidert nasjonalbudsjett 2017, med forslag til bevilgning for en utredning om ny miljøvennlig energiløsning for Svalbard².

Olje- og energidepartementet (OED) bestilte en ekstern utredning av fremtidig energiforsyning for Svalbard³. Oppdraget ble utført av Thema Consulting Group og Multiconsult. Rapporten «Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard» forelå i juli 2018⁴.

Dette notatet vurderer totalt 11 alternativer for ny energiforsyning på Svalbard, både fornybare og ikke-fornybare. Konklusjonen er at de mest interessante alternativene å vurdere videre er gasskraft basert på LNG, kraftvarmeverk basert på pellets, samt gasskraft/LNG i kombinasjon med lokal solkraft. Hydrogen som primær energiløsning er ikke blant de vurderte alternativene.

I forarbeidene til utredningen ønsket utenriks- og forsvarskomiteen en bred og åpen tilnærming, og la spesielt vekt på å undersøke mulighetene for bærekraftige og fornybare løsninger. Til grunn for dette lå komiteens ønske om å legge til rette for at Svalbard kan bli et klimanøytralt samfunn. I innstillingen ble det bedt om at alle klimavennlige teknologier blir vurdert⁵.

1.2 Formål med innspillet

Thema / Multiconsults rapport vil danne utgangspunkt for en diskusjon om Svalbards fremtidige energisystem. Denne diskusjonen vil løpe fra høsten 2018. Formålet med dette innspillet er å presentere et supplerende alternativ i denne diskusjonen.

1.3 Datagrunnlag og kilder

Innspillet bygger på beste tilgjengelige kunnskap tilgjengelig i prosjektperioden. Åpne kilder er benyttet der disse er tilgjengelige. Noen data kommer fra kilder som av ulike grunner ikke ønsker å bli navngitt på dette stadiet. Sistnevnte er benyttet som grunnlag for Statkrafts egne estimater.

¹ Frontier. International aspects of a PtX roadmap. World Energy Council Germany. 18th October 2018.

² [Innst. 88S \(2016-2017\)](#), Innstilling til Stortinget fra utenriks- og forsvarskomiteen.

³ [Prop. 129 S \(2016-2017\)](#) Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet 2017, 11 mai 2017 s. 153.

⁴ [Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard](#), Thema/Multiconsult 6 juli 2018. Utgave på Regjeringens nettsider.

⁵ [Innst. 88S \(2016-2017\)](#), Innstilling til Stortinget fra utenriks- og forsvarskomiteen.

2 Forutsetninger

Gitt den begrensede tidsrammen for utarbeidelse av dette notatet har det vært nødvendig å benytte estimater, og basere disse på et sett forutsetninger. Det har også vært en målsetning å presentere analyser og anbefalinger som kan sammenliknes med det rapportgrunnlaget som allerede foreligger. Forutsetningene for arbeidet med innspillet har vært følgende:

2.1 Sikkerhet

Tilgang på energi er helt sentralt for tilstedeværelse på Svalbard. Longyearbyen er hovedsetet for norsk forvaltning og viktigste bindeledd til fastlandet for hele øygruppen. Bosettingene mangler innbyrdes nettforbindelser, og det lokale energianlegget er avgjørende for all norsk aktivitet på øygruppen.

Sikkerhet i drift og forsyning er således en helt sentral forutsetning, og gitt Longyearbyens isolerte beliggenhet må denne sikkerheten ivaretas lokalt.

For forsyningssikkerheten er det lagt til grunn at løsningene må ha en lokal buffer på 30 dager, der drift må sikres med allerede tiltransportert energi⁶.

For driftssikkerheten er det lagt til grunn at denne skal være minst like høy som andre alternative energiløsninger. I dette ligger at Longyearbyen må ha én ekstra energiforsyning dersom primærforsyningen faller ut (n-1). På dette utredningsstadiet forutsettes dagens dieselbaserte reservesystem opprettholdt selv om en gradvis kan introdusere hydrogenbaserte løsninger også i reservesystemet. Grunnlaget for dette vil være basert på driftssikkerhet av brenselcelleanlegg i forhold til dieselaggregater⁷.

Anleggene vi her snakker om her (i Finnmark og i Longyearbyen), vil være dekket av storulykkeforskriften⁸ og vil bli designet for å oppfylle krav i henhold til denne. Simuleringer av mulig spredning av gasskyer ved ulike værforhold er heller ikke foretatt i denne omgang.

2.2 Bærekraft og CO₂-kostnader

Dette innspillet er basert på forutsetningen om at ny energiforsyning skal være fullt og helt fornybar. Det er derfor ikke beregnet karbonutslipp fra hydrogenproduksjon i Finnmark eller forbrenning på Svalbard. Indirekte utslipp fra materialer/innsatsfaktorer til bygging av de ulike løsningene anses relevant, og vil være naturlig å utføre i en senere fase der nødvendig beregningsgrunnlag foreligger.

Dog kan det allerede nå forutsettes at skiping av brenselet til Svalbard vil foregå med konvensjonelle fartøyer, i alle fall de kommende 5-10 årene. Karbonutslipp er derfor beregnet for transportleddet, og prissatt med en karbonpris på 500 NOK/tonn CO₂. Tallet er generisk og ikke et resultat av avansert modellering eller prognoser for karbonprisen. Dets funksjon er i denne fasen primært å vise CO₂-kostnadenes omtrentlige andel av totalkostnadene for hvert alternativ.

2.3 Tidsperspektiv

Dette innspillet forutsetter at anbefalte løsninger kan være tilgjengelige fra 2025. Vi vil også gjøre oppmerksom på at en gradvis utbygging kan starte på et langt tidligere tidspunkt fordi de foreslåtte

⁶ Møte med sektorleder Morten Dyrstad, Longyearbyen Lokalstyre, 18 september 2018

⁷ Ballard FuelCell nødstrøm med 99,99% driftssikkerhet gjennom 10 år for Teleinfrastruktur i Danmark.

⁸ <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2016-06-03-569>

Løsninger er modulbaserte. Det vil således være mulig å redusere risiko med denne løsningen ved en gradvis overgang fra dagens energiforsyning til fremtiden nullutslippsløsning.

Dagens kullkraftverk er fra 1983 og antas å ha en levetid frem til 2038, men lokalt er det ønskelig å få på plass en ny energiforsyning før dette. To årsaker oppgis: Lokal tilgang på kull er usikker etter 2025, noe som kan kreve import av kull deretter. Videre er det betydelige kostnader med å drive dagens anlegg, anslått til 1,8 milliarder NOK frem mot 2030⁹. Disse midlene ønskes investert i en mer langsiktig og bærekraftig løsning så snart denne foreligger.

2.4 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Dette innspillet rommer ikke en fullverdig samfunnsøkonomisk analyse, men estimerer de ulike løsningenes investerings—og driftskostnader over en periode på 25 år fra 2025.

Samfunnsøkonomiske virkninger av innovasjon, arbeidsplasser og kompetanseutvikling er foreløpig ikke tallfestet.

Siden løsningene som her drøftes forutsetter og tilrettelegger for industriell utvikling i Finnmark, er slike analyser også del av et større bilde (se referanse 1). Disse utvidede aspekter er ikke viet plass her, men bør tas med dersom man velger å gå videre med noen av alternativene.

2.5 Behov

Dagens årlige energibehov i Longyearbyen er ca. 40 GWh elektrisitet og ca 70 GWh varme. Dette innspillet forutsetter et anlegg på om lag samme størrelse, 12 MW elektrisitet og 15 MW varme.

Longyearbyen har potensial for en betydelig optimalisering av energibruken og forholdet elektrisitet/varme. Innspillet går ikke detaljert inn i disse problemstillingene, men begrenser seg til løsninger som best mulig møter dagens energibehov. Hydrogenbaserte energikilder og bruk av brenselceller gjør det enkelt å skalere opp eller ned størrelsen på anlegget pga. den store modulariteten i anleggene.

Den norske virksomheten på Svalbard har hatt en betydelig vekst de siste 20 årene. Eksempelvis er folketallet i Longyearbyen doblet siden midten av 1990-tallet. Gruvedriften, som har vært Svalbards viktigste næring, har gått fra usikkerhet på 1990-tallet via storskala drift etter tusenårsskiftet, til å bli anbefalt avvirket¹⁰.

I samme periode har satellittvirksomheten vokst fra null til å bli en ny basisnæring, turisttrafikken har økt, og nye lover og regler har introdusert omfattende restriksjoner for ferdsel og næringsliv på øygruppen.

De neste 20-30 årene vil sannsynligvis også bli dynamiske. Et klima i rask endring stiller nye krav til arealbruk, bebyggelse og teknisk infrastruktur. Nye basisnæringer har andre behov. Store havområder i Arktis blir isfrie og seilbare, nye handelsruter etableres, naturressurser som tidligere var utilgjengelige får nå oppmerksomhet fra flere land.

I lys av dette kunne det være ønske å basere en analyse av fremtidig energibehov på et antall alternative utviklingsløp, eller scenarier. Et slikt ønske er også uttrykt i utenriks- og forsvarskomiteens innstilling¹¹.

Gitt tidsrammen for dette innspillet er det valgt å ikke belyse ulike scenarier i denne omgang.

⁹ Møte med sektorleder Morten Dyrstad, Longyearbyen Lokalstyre, 18 september 2018.

¹⁰ [Pressemelding](#), Nærings- og fiskeridepartementet, 12 oktober 2017

¹¹ [Innst. 88S \(2016-2017\)](#), Innstilling til Stortinget fra utenriks- og forsvarskomiteen, s. 4 2. avsnitt

2.6 Tilgang på hydrogen

Innspillet forutsetter at hydrogen blir tilgjengelig fra Øst-Finnmark, produsert med elektrolyse drevet primært av lokal vindkraft. Hydrogenet forutsettes skipet ut fra egnet havn i Varangerregionen.

Varangerhalvøya har gunstige vindressurser og antas alene å ha et samlet vindkraftpotensial på 2 GW¹². Vindparkene Raggovidda¹³ (45 MW) og Hamnefjell¹⁴ (50MW) ble satt i drift i hhv 2014 og 2017, men kun første byggetrinn er realisert. Andre byggetrinn på Raggovidda er igangsatt og vil være ferdig i 2021 (50 MW). Varanger kraft oppgir en kapasitetsfaktor på 49 prosent på Raggovidda¹⁵, noe som er ca 50 % over gjennomsnittsyttelsen for norske vindkraftverk. Raggovidda har flere år på rad blitt kåret til Norges mest effektive vindkraftverk.

Manglende kapasitet i transmisjons- og regionalnettene hindrer utbygging av allerede gitte konsesjoner i regionen. Totalt foreligger endelige konsesjoner for ytterligere 175 MW vindkraft på Varangerhalvøya. En samfunnsoptimal løsning vil være å kombinere fremtidig nettutbygging med stor grad av lokal videreforedling av elektrisitet til andre energiprodukter som hydrogen og fornybar ammoniakk.

I denne sammenheng har Varanger Kraft fått gjennomført en forstudie av mulighetene for lokal hydrogenproduksjon fra direkte tilkoblede vindkraftverk. Forstudien ble utført av Sintef og presentert i mars i 2017. Konklusjonen er at regionens gunstige vindressurser kan gjøre lokal hydrogenproduksjon til et interessant alternativ gitt de nettbegrensninger som foreligger. Et pilotanlegg for hydrogenproduksjon er nå under etablering i Berlevåg (2,5 MW)¹⁶. Denne kan danne grunnlag for en tidlig uttesting av brenselcellebasert energi produksjon i Longyearbyen

For å produsere hele den nødvendige årlige energimengde (ref. [pkt 2.5](#)) vil Longyearbyen trenge om lag 3800 tonn H₂ årlig, eller i snitt om lag 10 tonn pr dag. I praksis vil deler av energien komme fra lokalprodusert energi fra solceller og kanskje også noe småskala vind (AWE: **A**irborn **W**ind **E**nergy)

Det forutsettes at en dedikert vindkraftkapasitet på om lag 40-50 MW i Finnmark vil gi tilstrekkelig kraft til elektrolyseproduksjon av dette volumet, og tilhørende lagringskapasitet for å jevne ut fluktuasjoner i krafttilgang. Videre at nødvendig hydrogenvolum fra Finnmark kan være tilgjengelig i 2025, ref [pkt 3.1](#) under.

2.7 Lokale forhold Svalbard

I arbeid med dette innspillet er det gjort noen lokale undersøkelser på Svalbard. Konklusjonen er at det ikke foreligger lokale forhold til hinder for de løsningene dette innspillet vurderer. Lokale forhold er presentert mer inngående i [vedlegg 1](#).

I Thema/Multiconsults rapport presenteres hydrogen som et alternativ, da som energi laget fra lokal vind og sol. Dette notatet rommer ikke inngående vurderinger av potensialet for lokal hydrogenproduksjon på Svalbard.

Det kan her være relevant å nevne at vindforholdene i Longyearbyen fremstår mindre gunstige enn i Finnmark. Vindmålinger utført på Platåberget ved Longyearbyen¹⁷ viser relativt lite vind

¹² Sintef – Haeolus [nettside](#), 17 juli 2018

¹³ Raggovidda vindkraftverk, [faktaside Varanger Kraft](#)

¹⁴ Hamnefjell vindkraftverk, [faktaside Finnmark kraft](#)

¹⁵ [Norwea, 12 september 2018](#)

¹⁶ Sintef – Haeolus [nettside](#), 17 juli 2018

¹⁷ [Vindmålinger](#) utført av Kjeller Vindteknikk, 2004.

sammenliknet med de fleste kystnære steder i fastlands-Norge. Basert på tall fra Thema-rapporten¹⁸ kan det beregnes at et lokalt vindkraftverk vil få 2700-2800 fullasttimer/år (kapasitetsfaktor på 31 - 32%). Til sammenlikning har Raggovidda siden oppstart hatt rundt 4300 fullasttimer/år (kapasitetsfaktor på 49 %), som er ca. 50 prosent høyere.

Som tidligere nevnt tilrettelegger løsningene som vurderes i dette notatet for integrering av lokal fornybar energiproduksjon på Svalbard. Særlig vil det i evt. videre arbeid være aktuelt å se på potensialet for optimalisering med lokal solkraft i sommerhalvåret.

2.8 Fremtidig ny bruk av energi

Her vises til avsnittet om skalerbarhet, [pkt 2,5](#). Aktuelle nye kraftbehov kan være landstrøm eller annen fornybar energi (hydrogen, e-metanol, e-ammoniakk) til fartøyer og elektrifisering av landtransport. Landstrøm til samtlige fartøyer ved havn kan være en vesentlig forbruksdriver, men vil i overskuelig fremtid være et spørsmål om tilgjengelig effekt fremfor levert energimengde¹⁹. Brenselcelle basert energiproduksjon er modulær og kan lett skaleres ettersom behovene endres.

Elektrifisering av landtransport kan forventes, men det er grunn til ikke å overdrive dens kraftbehov. Gitt korte kjøreavstander er det ikke behov for hurtiglading i Longyearbyen. Ladeinfrastruktur er i stor grad på plass, da de fleste boliger allerede har installert utvendige bokser for motorvarmere (10A). En full elektrifisering av Longyearbyens personbilpark vil kreve inntil 2 GWh årlig (1000 biler, 1000 mil årlig kjørelengde á 2 kWh). Dette er 4,7 prosent av dagens totale elektrisitetsforbruk. Til sammenlikning er elektrisitetsforbruket ved dagens energiverk 7,5 GWh årlig (egen drift) i gruve 7 5,7 GWh og på flyplassen 1,5 GWh. Temperaturen på Svalbard tilsier også at brenselcelle basert transport vil kunne ha fordeler.

2.9 Øvrig markedspotensial

Dette notatet vurderer ikke øvrige markeder for hydrogen fra Finnmark. Noen av disse markedene er fortsatt unge, og alternativene for storskala frakt og distribusjon er under utvikling. Det er stor oppmerksomhet og økende engasjement internasjonalt i store industriselskaper, og vi vurderer det derfor som sannsynlig at komprimert hydrogen vil kunne transporteres i større skala innen 2025. Det er også grunn til å anta at ett av de vurderte alternativene, hydrogen kombinert med ammoniakkproduksjon, kan ha et større industrielt marked allerede nå.

2.10 Oppsummering forutsetninger

Følgende forutsetninger lagt til grunn for vurderingen av de ulike alternativene:

Behov for installert elektrolysekapasitet for H ₂ -produksjon Finnmark	40-50 MW
Avstand havn Finnmark – Longyearbyen	1 200 km
Årlig behov for hydrogen i Longyearbyen	3 800 tonn
Tilgjengelig volum fra Finnmark år	2025
Årlig energibehov for elektrisitet i Longyearbyen	40 GWh
Årlig energibehov for varme i Longyearbyen	70 GWh
Produksjonskapasitet elektrisitet	12 MW
Produksjonskapasitet varme	15 MW
Nødvendig tidsbuffer ved forsyningsavbrudd	30 dager
Redundans	N-1
Karbonpris	500 NOK/tonn

¹⁸ [Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard](#), Thema/Multiconsult 6 juli 2018. Side 106.

¹⁹ En aktuell referanse er [NVE rapport nr 77-2017](#) som omtaler denne problemstillingen for kraftnettet ved hurtiglading av fergeflåten.

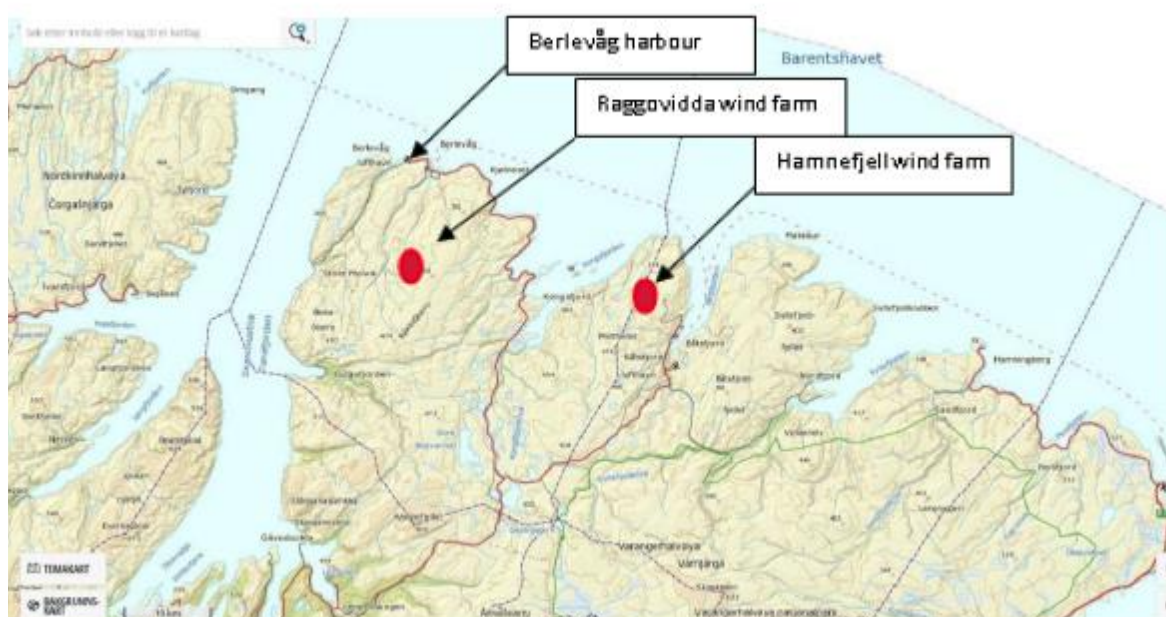
3 Tilgang på hydrogen

3.1 Varangerhalvøya

Sintef/Varanger Krafts forstudie av mars 2017, ref. [pkt. 2.6](#) skisserer to scenarier: Et medium scenario med 50 MW elektrolyse basert på allerede installert effekt og et storskala scenario med full utbygging av Raggovidda og Hamnefjell iht. konsesjonsgrensene, totalt 320 MW.

Hydrogenproduksjonen er tenkt lagt til en av havnene i regionen. Berlevåg er her benyttet som eksempel, men Kongsfjord, Båtsfjord og Vardø er også aktuelle alternativer å utrede.

Sintef og Varanger Kraft samarbeider i skrivende stund om en lokal pilotstudie for hydrogenproduksjon i Berlevåg. Som del av EU-prosjektet Haeolus²⁰ installeres en 2,5 MW elektrolyser forsynt via en ny ca 10 km lang 22 kV-linje Raggovidda– Berlevåg.



Oversiktskart: Raggovidda og Hamnefjell vindkraftverk, Berlevåg havn. Kilde: Forstudie/Sintef mars 2017, slide 7

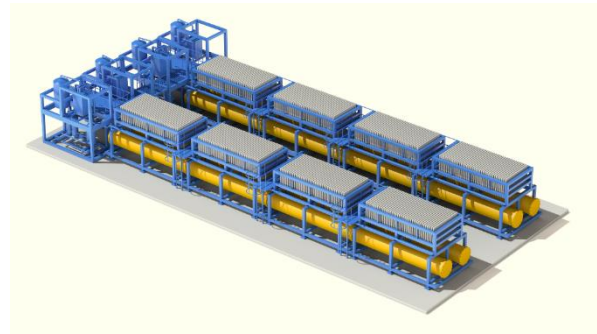
3.2 Nettsituasjon og tidsperspektiv

Det er i dette innspillet forutsatt direkte tilkobling mellom vindkraftverk og elektrolyseanlegg. Avhengig av lokalisering kan det være ønskelig å koble seg til nettet for å sikre nødvendig stabilitet i kraftforsyningen. Eksempelvis har Berlevåg i dag kun 1 MW ledig kapasitet i lokalforsyningen, som kommer fra Kongsfjord. Ny høyspentlinje Berlevåg – Kongsfjord kan bygges som 66 kV linje innenfor gjeldende konsesjon, men 132 kV vil være nødvendig ved effekter over 65 MW. Dette vil kreve søknad om spenningsendring. Varanger kraft anslår byggetid for slik linje til 3-4 år og kostnadene til ca. 30 MNOK²¹. De øvrige lokasjonene her nevnt, Kongsfjord, Båtsfjord og Vardø har kapasitet i nettet til å forsyne en utbygging i ovennevnte størrelsesorden. Areal situasjonen må imidlertid undersøkes nærmere.

²⁰ Haeolus.eu [hjemmeside](#)

²¹ Kilde: Varanger Kraft, september 2018

Anslått tidsperspektiv for utbygging av vindkraft innenfor gitte konsesjoner er 2 år. Elektrolyseproduksjon for nødvendig volum (ca. 50 MW) antas etablert innenfor et tilsvarende perspektiv, 2 år. Nødvendig volum bør derfor kunne leveres i 2025.



Eksempel på elektrolyseanlegg, ThyssenKrupp 40MW. Anlegget trenger et areal på ca. 600 m² (15x40m)

Foreslått industriområde for bygging av elektrolyseanlegg, Berlevåg Havn.

Kilde: Multiconsult / Sintef forstudie mars 2017

For eventuelt videre arbeid vil det bli viktig å etablere en felles arbeidsprosess med aktører i Finnmark. Målet må være å tidfeste når hydrogen i nødvendig volum kan gjøres tilgjengelig, fra hvilke lokasjoner og med hvilke transportmuligheter. I denne prosessen vil både kommuner, grunneiere, kraft- og nettselskaper og logistikkoperatører være viktige bidragsytere. Dette innspillet behandler ikke disse forholdene ytterligere.

4 Kraftproduksjon fra hydrogen

Hydrogen er som kjent ikke en energikilde i seg selv. I naturen er stoffet bundet i ulike kjemiske forbindelser, hvorav den best familiære er vann. For å frigjøre hydrogen tilsettes energi som bryter disse forbindelsene, hvorpå hydrogenet transporteres dit denne energien skal frigjøres og brukes. Hydrogenet fungerer dermed som energibærer og transportmedium.

En fordel med hydrogen er at det kan fremstilles med fornybar energi. På den annen side kan det være krevende å håndtere. Det er flyktig, har lavt fordampningspunkt og er – som mange drivstoffer - eksplosivt i visse blandingsforhold med luft. Derfor er sentrale utfordringer fortsatt knyttet til håndtering, transport og lagring.

Med Svalbards beliggenhet handler dette innspillet mye om disse utfordringene. La oss likevel starte med noen teknologier for energiproduksjon fra hydrogen, og hvordan en hydrogendrevet energiforsyning kan se ut.

4.1 Brenselceller

Brenselceller konverterer gass direkte til elektrisitet og varme i en elektrokjemisk prosess. Hvis man benytter hydrogen som drivstoff, er utslippet kun vann, mens hvis karbonholdige drivstoff benyttes (metan, metanol e.l.), er utslippene vann og CO₂. For ammoniakk er det tilvarende nitrogen og vann. Teknologien har vært kjent i lang tid, men det er først i de senere år at markedet har skutt fart. I 2017 ble det levert 700 MW brenselceller, noe som er en dobling siden 2015. Det finnes ulike brenselcelleteknologier, og mer informasjon om teknologiene er gitt i [vedlegg 2](#).

I dette innspillet er det valgt å benytte to ulike brenselcelleteknologier:

Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC) er en såkalt lavtemperaturcelle. Den opererer på temperaturer i området 70-100°C. Den benyttes bl a i kjøretøyer og er foreløpig dominerende både i antall og installert effekt. I dette innspillet er PEMFC benyttet i to av de vurderte alternativene for energiforsyning på Svalbard, der drivstoffet er rent hydrogen (hvv. komprimert eller flytende hydrogen).

I energianlegg hvor man trenger både elektrisitet og varme, er brenselceller en god løsning med høy energiutnyttelse og modulær oppbygging noe som gjør at men raskt kan skalere energiforsyningen til det aktuelle behovet.



Eksempel på PEM brenselcelleanlegg. PowerCell 1MW modul i en 40 fot container. Anlegget er modulbaser og kan utvikles til å inneholde 2MW på samme areal innen 2020

Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) er en høytemperaturcelle og drives på temperaturer fra 600 til 1000°C. Dette gjør cellen egnet for kombinert elektrisitets- og varmeproduksjon (CHP). SOFC er også mer fleksibel på brensel, og er i dette innspillet vurdert som aktuell for konvertering av ammoniakk.

For alle alternativer som er foreslått er det foretrukket at endelig løsning baserer seg på brenselceller, men at man i en overgangsfase kan måtte benytte forbrenningsteknologier som supplement.

4.2 Gassturbin

Gassturbiner er velprøvd teknologi og kan kjøres på flere ulike brenslar, herunder både hydrogen og ammoniakk. Konvensjonelle gassturbiner har en investeringskostnad på om lag 6 MNOK pr installert MW effekt (2015)²². Slike turbiner vil normalt inngå i større anlegg og levere mer effekt enn behovet på Svalbard tilsier. Videre er eksakt merkostnad for turbiner for konvertering av ammoniakk ikke kjent på dette stadiet.

General Electric, Siemens og Kawasaki Heavy Industry (KHI) har alle de siste årene presentert utviklingsplaner for hydrogendrevne gassturbiner. Sistnevnte satte i april 2018 i drift en 1 MW turbin for kraft/varmeproduksjon som del av et demonstrasjonsprosjekt i Kobe²³.

Anlegget leverer 1,1 MW elektrisitet og 2,8 MW varme. Ved å sprøyte inn vann under forbrenningen er NOx-utslippet redusert til under halvparten av myndighetenes utslippskrav. KHI opplyser at en nylig utviklet hydrogenbrenner er eneste komponent som skiller turbinen fra konvensjonelle løsninger, mens kompressor og turbin er identisk med naturgassdrevne turbiner. KHI opplyser ikke noe rundt kostnader for turbinene, men informasjonen over indikerer at investeringskostnadene for hydrogendrevne turbiner sannsynligvis ligger ganske nær konvensjonelle turbiner.

Forbrenningsteknologier gir opphav til nitrogenoksider (NO_x). I Gassturbiner reduseres disse utslippene med injeksjon av vann eller adBlue- teknologi²⁴ til nivåer godt under utslippskravene.

4.3 Stempelmotor

I dette innspillet er stempelmotorer benyttet i løsningen der hydrogen er bundet i metanol. Vi har ikke eksakte data på investeringskostnader for metanolmotorer, men opplysninger fra leverandør²⁵ indikerer et prisleie mellom gass- og dieselmotorer. Tall fra NVE²⁶ angir 8,2 MNOK/MW_{el} for relevante gassmotorer og 4 MNOK/MW_{el} for diesel. (2015). For beregningene i dette innspillet er benyttet samme pris som for gassmotorer, altså øverste verdi i denne skalaen.

Som gassturbiner gir stempelmotorer også NOx-utslipp. Metanol har i forbrenningsprosessen mange likhetstrekk med bensin mht. selve konverteringen. NOx-utslippene håndteres med konvensjonelle katalysatorer, slik man har benyttet i bensinmotorer i 2-3 tiår.

4.4 Kombinasjon

Flere av de ovenfor nevnte løsningene kan benyttes sammen. Spesielt aktuelt er dette i løsninger der brennstoffet ikke er rent hydrogen, men en hydrogenforbindelse som f.eks. ammoniakk. Ved forbrenning av ammoniakk kan det være aktuelt å blande inn 5-10 vektprosent hydrogen (eller metan) for å forbedre forbrenningsegenskapene.

²² [NVE rapport 2/2015](#) Kostnader i energisektoren, kraft varme og effektivisering Kap 5.8.

²³ <http://www.jcoal.or.jp/eng/news/2018/08/clean-coal-day-in-japan-2018-international-symposium.html>

²⁴ Kurata et al, Fukushima Renewable Energy Institute, 2018

²⁵ Samtale med motorprodusent, oktober 2018

²⁶ [NVE rapport 2/2015](#) Kostnader i energisektoren, kraft varme og effektivisering Kap 6.4.

4.5 Cracking

To av løsningene i dette innspillet er basert på energibærere der hydrogenet er bundet til andre stoffer. Avhengig av forbrenningsteknologi kan det være nødvendig å splitte ut hydrogenet før forbrenning, eksempelvis dersom forbrenningen skal skje i en brenselcelle med høye krav til renhet i brenselet.

For å skille ut hydrogen fra metanol eller ammoniakk trengs en såkalt cracker. Dette er en prosessenhet som skiller ut hydrogen - eksempelvis fra ammoniakk – under høy temperatur. Slike anlegg finnes og er i drift for ulike industrielle formål. Det er dog ikke benyttet crackere i noen av løsningene i dette innspillet, og de omtales derfor ikke nærmere her, selv om det er reelle alternativer som vil undersøkes nærmere ved en fullstendig studie. I dette tilfelle ville en PEMFC kunne benyttes.

4.6 Forhold elektrisitet og varme

Dagens kullkraftverk produserer mer varmeenergi enn elektrisk energi (om lag 70 mot 40 GWh). Til sammenlikning vil et brenselcelleanlegg (FC) levere om lag 50/50 elektrisitet og varme, men fordelingen vil variere med belastningen, som omtalt i Vedlegg 2. For en gassturbin er forholdet nærmere 30/70 med mindre man benytter Combined Cycle (gass- og dampturbin), der varme/el-forholdet ved maksimal belastning kan være nærmere 40/60.

Løsningene i dette innspillet har ulik fordeling av elektrisitet og varme, men det forutsettes at alle kan tilpasses energibehovet på Svalbard. Slik tilpasning forutsettes gjort i en senere fase og basert på et valgt systemdesign, og forventes å innbefatte både el-lagring i batterier og varme(buffer)-lager.

4.7 Kraftverk i Longyearbyen

Dette innspillet har ikke sett detaljert på selve kraftverkets lokalisering. Lokale undersøkelser tilsier at et nytt kraftverk kan anlegges på Hotellneset vest for Longyearbyen, der mottakshavn for hydrogen/ammoniakk også forutsettes lagt. Området har tilgjengelige arealer for formålet. Se ellers [vedlegg 1](#) for mer informasjon.

5 Introduksjon til alternativene

Hydrogen kan lagres og transporteres i ulike former. Energiforsyningen på Svalbard krever høy forsynings- og driftssikkerhet, og med Svalbards beliggenhet er logistikken helt sentral i vurderingen av alternativene.

Arbeidet med dette innspillet har vist at transport- og lagringskostnadene har stor betydning for energiprisen og løsningenes totale økonomi. Basert på beste tilgjengelige kunnskap ble det vurdert fem ulike metoder for lagring og transport av hydrogen:

1. Som komprimert hydrogen 350 bar (CH_2)
2. Som nedkjølt hydrogen, i flytende form (LH_2)
3. Bundet i metanol (e-MeOH)
4. Bundet i ammoniakk (e- NH_3)
- (5. Bundet i oljeforbindelser (LOHC))

Alternativ 5 ble lagt til side etter innledende vurderinger. Rent teknisk består denne løsningen i å binde hydrogen i en oljeforbindelse, eksempelvis metylsykloheksan/toluen eller natriumborhydrid. Hydrogenet tas ut i et dekomponeringsanlegg i mottakshavn, hvorpå oljen returneres for re-metting. Kostnadene bare for investering i bæreoljen tilsier at alternativet er urealistisk. Det mangler også referanser og erfaringer med relevante volumer.

Videre vurderinger har derfor konsentrert seg om alternativene 1-4.

Som fastsatt i [pkt 2.5](#) ovenfor er et årlig hydrogenbehov på 3800 tonn lagt til grunn. Dette gir følgende mengder for de fire undersøkte alternativene²⁷:

Form	Behov ved 110 GWh
H ₂ gass, komprimert til 350 bar	3800 tonn i containere
H ₂ flytende, nedkjølt -253°C	3800 tonn / 48 000 m ³
Metanol CH ₃ OH, atmosfærisk trykk, 18% wt H ₂	25 000 tonn / 32 000 m ³
Ammoniakk NH ₃ , -33°C alt. 8bar, 17% wt H ₂	26 500 tonn / 39 500 m ³

I det følgende presenteres de fire alternativene hver for seg. Siste kapittel rommer en oppsummering og sammenstilling av alternativene, som grunnlag for anbefalinger om videre arbeid.

5.1 Om kostnadsberegningene

Beregningene for hvert alternativ presenteres i tabell- og diagramform. Tabellene viser nøkkeltall etter to ulike oppsett. Diagrammene viser kostnadenes innbyrdes fordeling.

Som nevnt innledningsvis har beregningene konsentrert seg om de store kostnadsdriverne. Det understrekes at flere av tallene har betydelig usikkerhet. Konservativ beregning er benyttet for løsninger der teknologien ikke er kommet i storskala kommersiell bruk, og tjenester med stort forhandlingsrom der leverandører er tilbakeholdne med tall.

For førstnevnte, eksempelvis utsalgspris på flytende hydrogen, er det grunn til å anta fallende priser ved kommersialisering. For sistnevnte, eksempelvis skipsfrakt, er det grunn til å forvente prisreduksjoner ved konkrete forhandlinger om volum og langt tidsperspektiv (langsiktige kontrakter).

5.2 Om virkningsgrader og behov for brensel

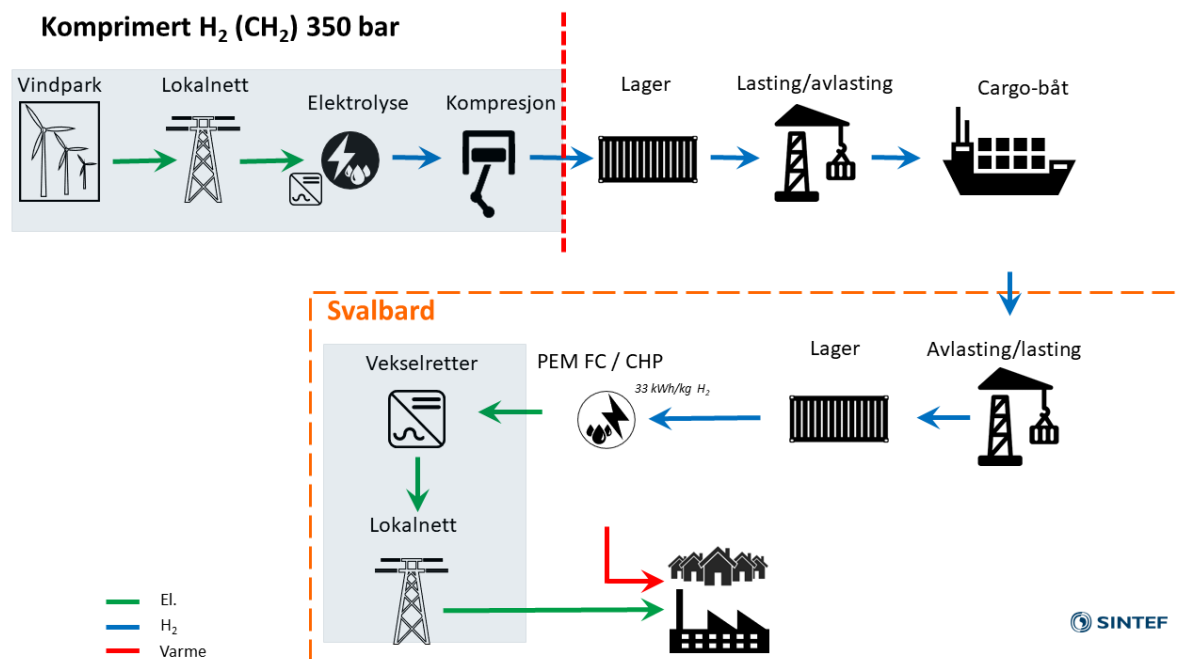
De ulike alternativene for energileveranse i Longyearbyen har ulike virkningsgrader for varme og elektrisitet. Den totale energiutnyttelsen (elektrisitet og varme) av de ulike brennstoffene er i denne innledende fasen estimert til 80 % for alle alternativene, da man ved relativt enkle innretninger kan bufre både elektrisitet og varme, og elektrisitetsoverskudd fra f.eks. brenselceller kan konverteres til varme.

Videre består de vurderte løsningene av teknologier med ulik virkningsgrad, som igjen samvirker og gir en totalvirkningsgrad for løsningene. For å beregne behovet for hydrogen eller hydrogenbærer er det foretatt overslagsberegninger av systemenes el- og varmeleveranse, For mer informasjon om totalvirkningsgrad vises til [vedlegg 3](#).

²⁷ Statkraft estimerer

6 Komprimert hydrogen (CH₂)

Komprimert hydrogen, CH₂ er hydrogengass under høyt trykk. I dette innspillet innebærer løsningen at hydrogen fylles på trykkbeholdere i Finnmark og skipes til Longyearbyen. Her kobles trykkbeholderne til og fungerer som lokalt lager, hvorpå hydrogenet forbrukes i lavtemperatur brenselceller (PEM, ref [pkt 4.1](#)). Tomme beholdere går i retur til Finnmark for ny fylling.



Løsning med komprimert hydrogen. Illustrasjon: Sintef

6.1 Produksjon

Elektrolysefremstilling av ett kilo CH₂ krever ca. 52-55 kWh²⁸. Basert på en kraftpris på 25 EUR/MWh er pris for CH₂ beregnet til 18 500 NOK/tonn²⁹. Den leveres på beholdere under høyt trykk, typisk 350 eller 700 bar. I dette eksempelet er det benyttet 350 bars trykk.

6.2 Transport og lagring

For sjøtransport er trykkbeholderne plassert i batterier montert i containere. Standard mål er 20, 40 eller 45 fot. En 45 fots container (2,4 m høyde) er brukt i dette eksempelet. Den rommer 825 kilo komprimert hydrogen ved 350 bar³⁰. Vekten på containeren er 33 tonn, med andre ord vesentlig høyere enn selve lasten. Det er flere aktuelle leverandører av containere for hydrogentransport, både norske og europeiske.

Årlig volum til Svalbard (3800 tonn) vil kreve 4600 slike containerlaster tur/retur. For skiping forutsettes benyttet containerskip med kapasitet på 300 TEU standard containerenhet 20 fot. Beregnet seilingstid fra eksempelvis Berlevåg til Longyearbyen (1200 km) er 2-3 døgn ved 13 knops fart. Frakt er estimert til 900 000 NOK pr tur/retur³¹. I tillegg må innregnes håndtering av containere i mottakshavn, anslått til 10 minutter og 200 NOK pr container³².

²⁸ Statkraft estimat

²⁹ Statkraft estimat

³⁰ [Umoe Advanced Composites](#), September 2018.

³¹ Basert på opplysninger fra lokal logistikkleverandør, sammenholdt med [Searates](#) shippingkalkulator

³² Kilde: Longyearbyen havn, september 2018

Samlet årlig lastetonnasje vil være 170 000 tonn til Svalbard og 166 000 tonn tilbake til utskipingshavn. Årlig CO₂-utslipp for denne transporten er beregnet til 6500 tonn³³.

6.3 Sikkerhet

Opplysninger fra leverandør av containersystemer tilsier at storskala transport av CH₂ kan være kommersielt tilgjengelig i 2025³⁴. Det vurderte systemet er klarert og sertifisert for kommersiell bruk. Det store antallet containere vil medføre mye håndtering som må sikres med solide rutiner.

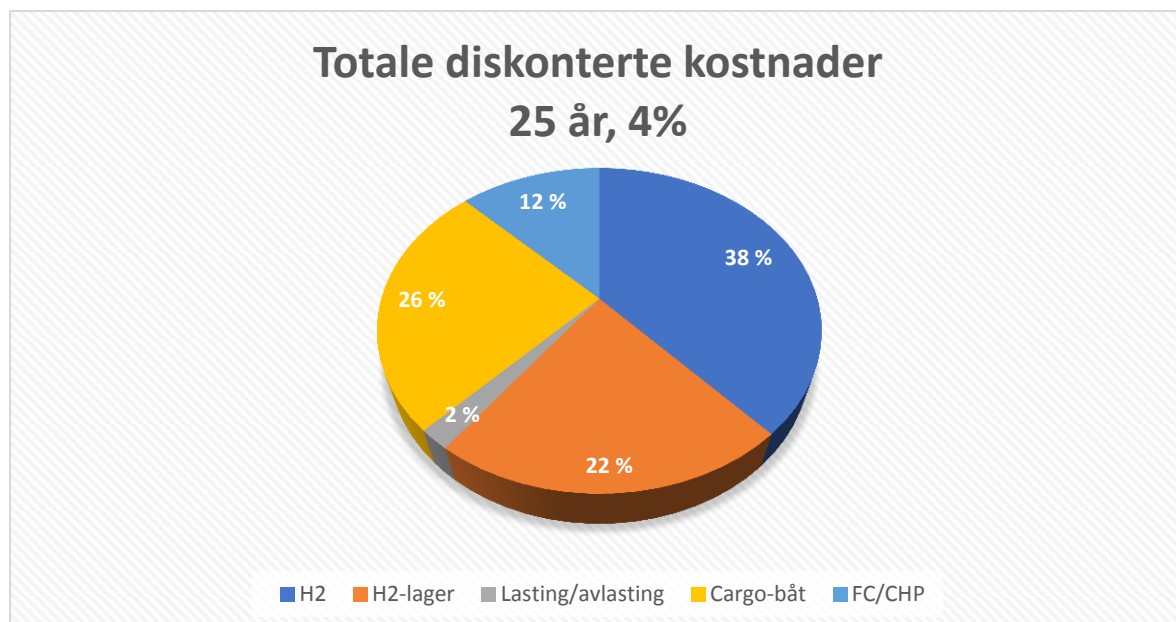
Kravet til forsyningssikkerhet har betydelige konsekvenser for kostnaden med denne løsningen, ref neste punkt.

6.4 Kostnader

Tabellen under viser beregnede drifts- og investeringskostnader pr komponent, og en diskontert beregning av totale kostnader over 25 år, ref [pkt 2.4](#).

Komponent	Kostnader		Diskontert 25 år, 4%
	CAPEX	OPEX/år	Total
H2 (kostnader hydrogen)		70	1 098
H2-lager	628		628
Lasting/avlasting		4	58
Cargo-båt		47	731
FC/CHP	200	10	356
SUM	828	144	2 871

Beregningene viser en diskontert kostnad for alternativet på 2,9 mrd NOK. Beregningene inkluderer imidlertid ikke lokalt bufferlager på 30 dager, ref. [pkt 2.1](#). Kostnaden til containere for dette formålet gjør det aktuelt å se på andre lagerløsninger lokalt, og alternativet forutsettes bearbeidet videre på dette punktet.



Figur: Fordeling av diskonterte kostnader, 25 år / 4%

³³ Forutsatt 100+ TEU skipsklasse og 17,5 g CO₂/tonn/km. Kilde: [Cefic/ECTA guidelines](#), tabell 7 side 10,

³⁴ Statkraft, kontakt med leverandør

6.5 Forenklet oppsett

Tabell og diagram nedenfor viser et forenklet oppsett av investeringskostnader, CO2-kostnader og variable kostnader. Sistnevnte utgjør 66% av totalkostnaden.

Investeringskostnader	828
CO2-kostnader	50
Variable kostnader	2 043
Sum prissatte kostnader	2 921

6.6 Lokale tilpasninger

Lokalt vil løsningen primært reise utfordringer knyttet til havn, håndtering og lagring. Mottakshavn må oppgraderes for å håndtere en betydelig godstrafikk, og nødvendig lagerareal må opparbeides i havnas umiddelbare nærhet. Kostnader til utvikling av havn er ikke inkludert i våre beregninger. Lokale undersøkelser tilsier både at arealer er tilgjengelige og at havna kan oppgraderes innenfor det gitte tidsperspektivet, ref. vedlegg 1.

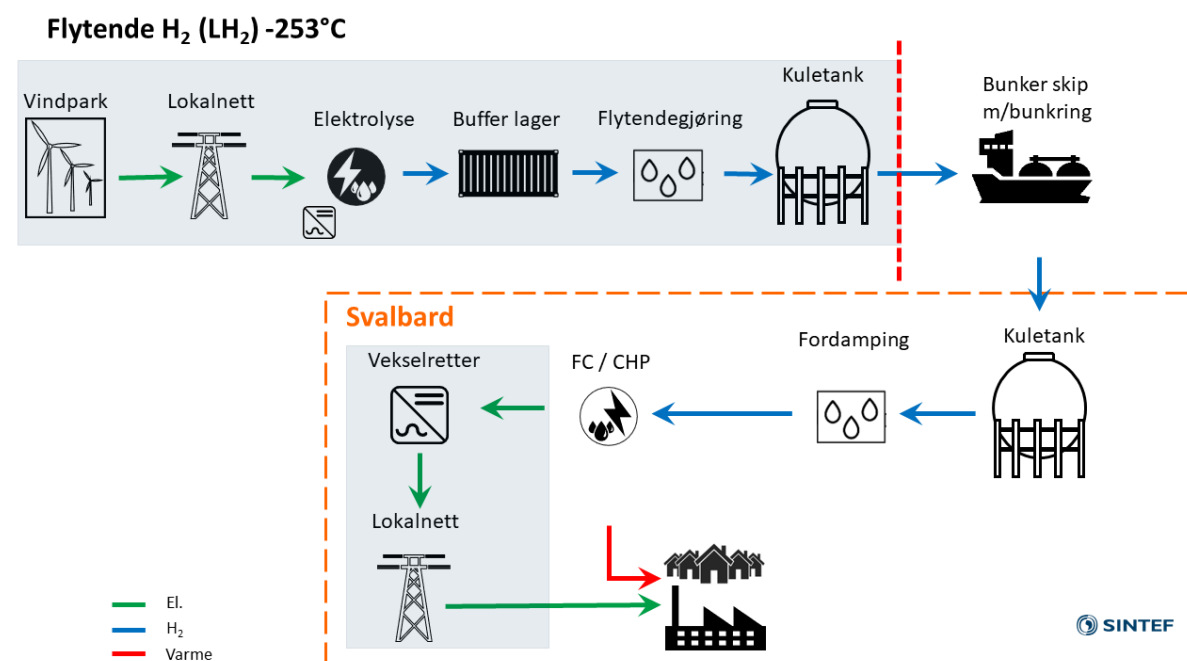
6.7 Foreløpig oppsummering

Komprimert hydrogen i nødvendig volum kan være kommersielt tilgjengelig i 2025. Løsningen fremstår teknisk gjennomførbar, den er modulær og skalerbar. Den vil kunne testes ut i mindre skala på et tidlig tidspunkt i parallell med nedtrapping av dagens kraftverk. Håndteringen av et stort antall containere vil kreve en velordnet logistikk. Lokalt bufferlager for 30 dagers drift er en betydelig merkostnad som må undersøkes nærmere.

Løsningen vil kreve skytteltrafikk til og fra Svalbard, og med konvensjonell skipstransport de første årene og derfor vil karbonfotavtrykket være relevant.

7 Flytende hydrogen (LH₂)

Flytende hydrogen, LH₂ er hydrogengass nedkjølt til -253 °C. I dette innspillet innebærer løsningen at flytende hydrogen fraktes til Longyearbyen med spesialskip, lagres nedkjølt i spesialtanker og forbrennes i lavtemperatur brenselceller (PEM).



Forsyningskjede flytende hydrogen. Illustrasjon: Sintef

7.1 Produksjon

Elektrolysefremstilling av ett kilo LH₂ krever ca. 70-75 kWh³⁵ og et visst volum for å være regningsvarende. En kilde anser et produksjonsvolum på 30 tonn pr dag som minimum for å oppnå den estimerte prisen. Estimert pris på LH₂ er 70 000 NOK/tonn i tank på lastehavn, basert på en kraftpris på 25 EUR/MWh³⁶.

7.2 Transport og lagring

LH₂ skipes med spesialskip. Frakt til Svalbard er anslått til 20 000 NOK/tonn,³⁷ men kostnaden er usikker da markedet foreløpig ikke tilbyr skip som kan transportere LH₂. Slike skip antas å være tilgjengelig på markedet først om 5-10 år³⁸ Ett skip er under bygging i Japan³⁹. Dette skipet vil kunne frakte 170 tonn LH₂ og skal etter planen sjøsettes i 2020. Seilingstiden er som i forrige alternativ (2-3 døgn), men betyr noe mindre her siden det blir færre skipninger. Et skip av Kawasaki-typen til Svalbard vil kreve 23 turer pr år. Det foreligger også planer for et større skip fra samme leverandør, med en lastekapasitet på 11 000 tonn LH₂. Tidshorison for dette skipet er ukjent.

LH₂ lagres i isolerte kuletanker. Avhengig av fraktløsning og forsyningsbuffer trengs på Svalbard en kuletank på 300 – 1000 tonn. Kostnaden for en tank på 500 tonn er anslått til 500 MNOK⁴⁰.

³⁵ Kilde: Statkraft

³⁶ Statkraft estimat

³⁷ Statkraft estimat.

³⁸ Statkraft estimat

³⁹ [Kawasaki](#) Liquefied hydrogen transportation pioneering test vessel

⁴⁰ Lagerkostnad for LH₂ er basert på \$40 /kg LH₂ (Yang & Ogden, 2007)

7.3 Sikkerhet

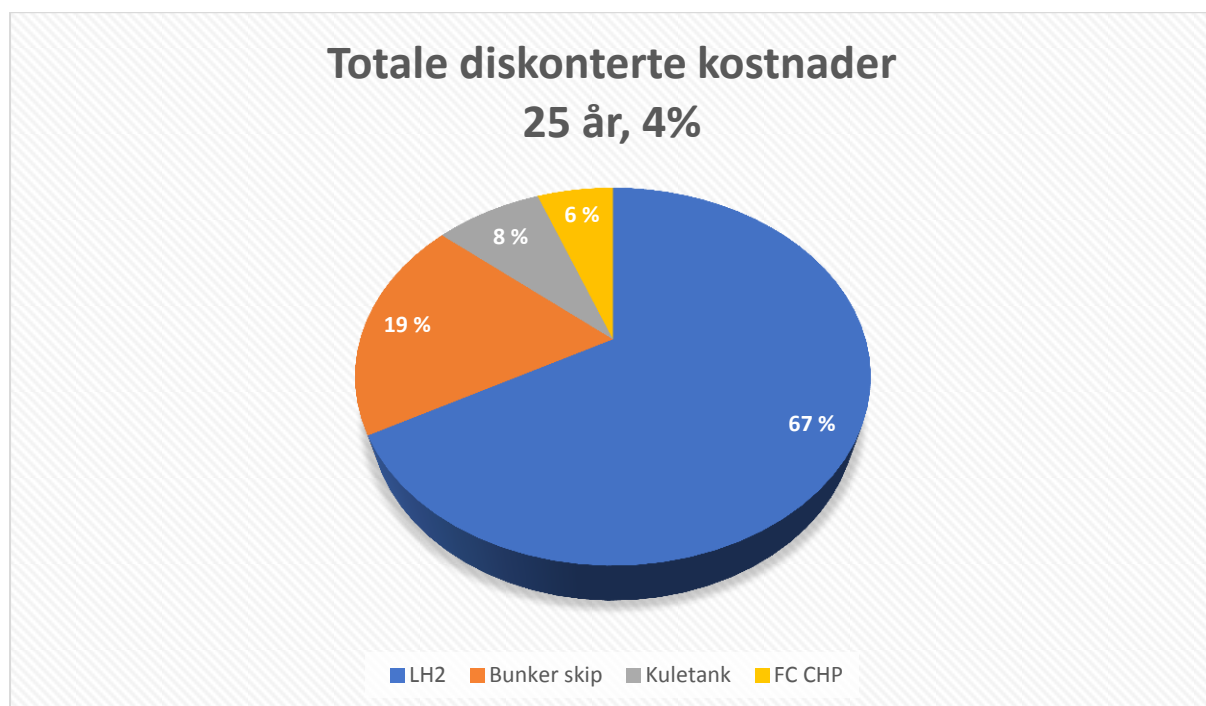
Det finnes foreløpig ikke et marked for storskala frakt av LH₂. Det må antas at nødvendige sikkerhetsstandarder kommer på plass i løpet av neste 10-år.

7.4 Kostnader

Tabellen under viser beregnede drifts- og investeringskostnader pr komponent, og en diskontert beregning av totale kostnader over 25 år, ref [pkt 2.4](#).

Komponent	Kostnader		Diskontert 25 år, 4%
	CAPEX	OPEX/år	Total
LH2		266	4 155
Bunker skip		76	1 187
Kuletank	500		500
FC CHP	200	10	356
SUM	700	352	6 199

Beregningene viser en diskontert kostnad for alternativet på 6,2 mrd NOK, som er det høyeste av de fire vurderte alternativene. Som det fremgår av diagrammet under utgjør kostnadene til hydrogenbrenselet 67% av denne total kostnaden.



Figur: Fordeling av diskonterte kostnader, 25 år / 4%

7.5 Forenklet kostnadsoppsett

Tabell under viser et forenklet oppsett av investeringskostnader, CO₂-kostnader og variable kostnader. Sistnevnte utgjør 85% av total kostnaden.

Investeringskostnader	700
CO ₂ -kostnader	1
Variable kostnader	5 499
Sum prissatte kostnader	6 200

7.6 Lokale tilpasninger

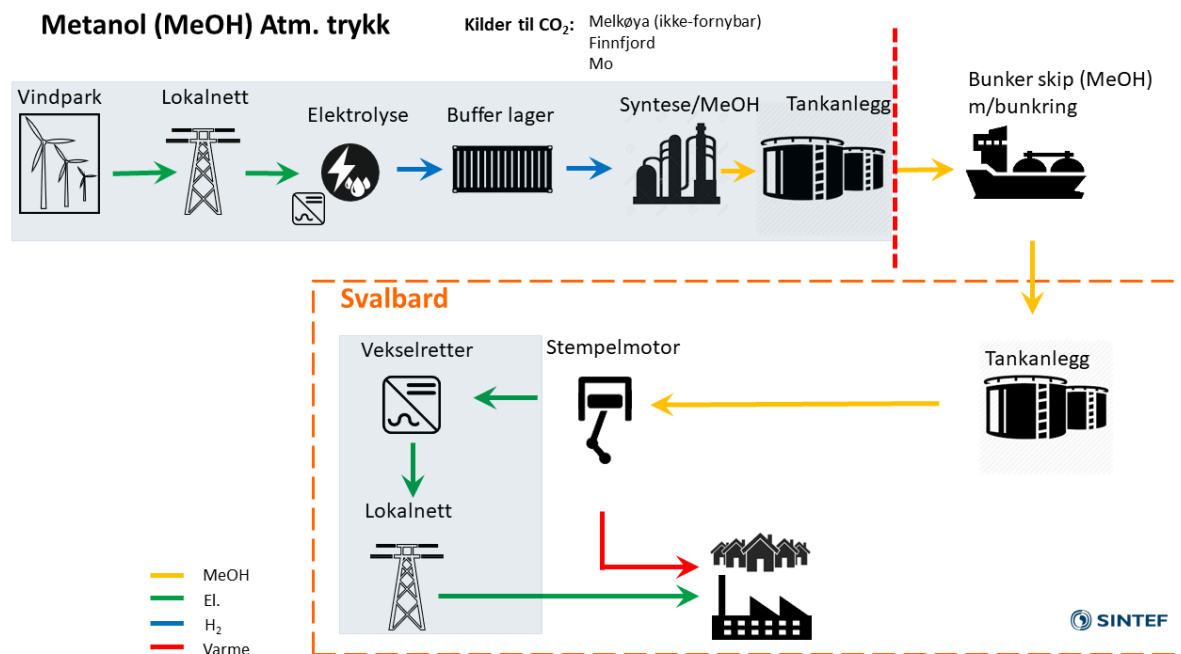
Løsningen betinger terminal i havn for mottak av flytende hydrogen. Aktuelt område i Longyearbyen har nok areal for både mottak og lagring. Et tankanlegg for flytende hydrogen er relativt høyt (opptil 45 meter), og ved plassering må flyplassens sikkerhetssoner hensyntas.

7.7 Foreløpig konklusjon

Alternativet med flytende hydrogen er det dyreste av de fire som er vurdert i dette innspillet, men kostnadsberegningene rommer betydelig usikkerhet. Med dagens kunnskap er energiprisen høy. Det er uklart hvorvidt det vil foreligge et marked for kommersiell transport av flytende hydrogen i 2025, og hvordan de estimerte faktorene vil endre seg i årene fremover. Flytende hydrogen er svært energikrevende og gir betydelig økt sikkerhetsrisiko. I tillegg oppnås det ikke så stor volumeffekt. Det er vanskelig å se at flytende hydrogen kan finne vesentlige bruksområder.

8 Hydrogen bundet i metanol

Metanol, CH₃OH er et industrikjemikalium som benyttes til en rekke formål, herunder drivstoff og kjemisk industri. Det meste av metanolen i verden produseres fra fossile kilder. I dette innspillet innebærer løsningen at metanol produseres med hydrogen fra elektrolyse og skipes til Svalbard. Der brennes metanolen direkte i et kraftverk med stempelmotorer.



Forsyningskjede metanol. Illustrasjon: Sintef

8.1 Produksjon

Metanol inneholder 18 vektprosent hydrogen. Produksjon av metanol med fornybar hydrogen krever en karbonkilde, eksempelvis CO₂. For at alternativet skal kunne defineres som klimavennlig må benyttet karbon kunne regnes inn i et fornybart kretsløp. Aktuelle karbonkilder kunne vært Melkøya, Mo eller Finnfjord. Det finnes i skrivende stund ikke slike karbonkilder i Varangerregionen.

På verdensmarkedet prises et tonn fornybar metanol til ca. 800 €, som gir ca 40 000 NOK pr tonn hydrogen⁴¹. Løsningen vil kreve et årlig volum på 25 000 tonn / 32 000 m³.

8.2 Sikkerhet

Metanol er giftig og miljøskadelig, men det foreligger omfattende erfaring med frakt og håndtering. Metanol brytes raskt ned i naturen. Gjeldende sikkerhetskrav i Norge og verden for øvrig antas å tilfredsstille lokale krav på Svalbard.

8.3 Transport og lagring

Metanol transporteres med kjemikalietankere. Fraktrater på spotmarkedet ligger i området 15-40 USD/tonn avhengig av skipsstørrelse og avstand. I dette eksempelet er anslått en fraktkostnad på 25 USD pr tonn.

Metanol lagres under atmosfærisk trykk i tankanlegg av samme type som benyttes for bensin og andre lettantennelige hydrokarboner. Kostnaden for et tankanlegg med 15 000 tonns kapasitet er

⁴¹ Statkraft estimat

satt til 190 MNOK, høy sikkerhets nivå. Metanol har ikke kjølebehov, men lagring av større mengder kan kreve inert gassoverdekning (eksempelvis nitrogen).

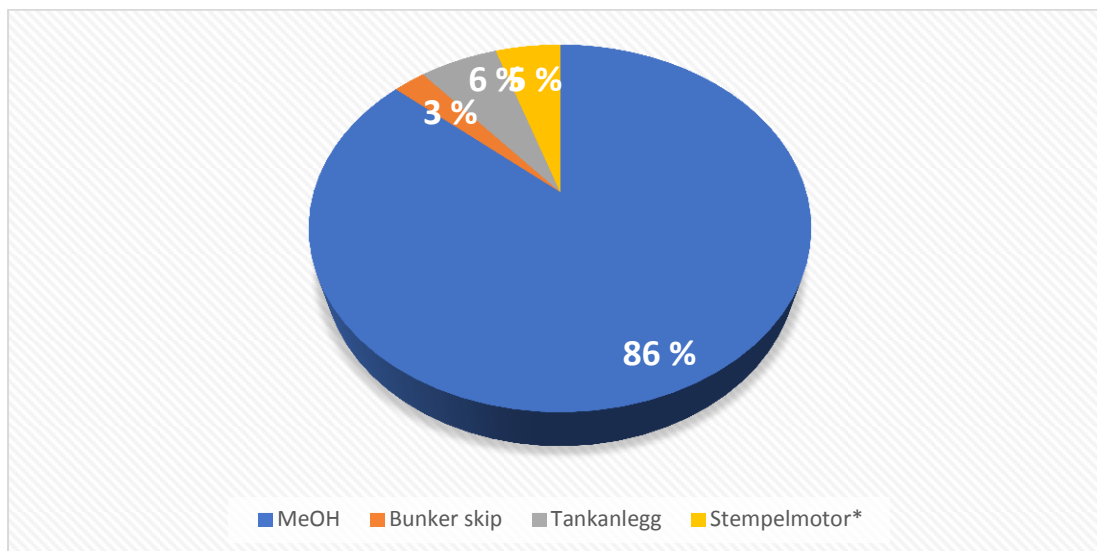
8.4 Kostnader

Tabellen under viser beregnede drifts- og investeringskostnader pr komponent, og en diskontert beregning av totale kostnader over 25 år, ref [pkt 2.4](#).

Komponent	Kostnader		Diskontert 25 år, 4%
	CAPEX	OPEX/år	Total
MeOH		175	2 734
Bunker skip		5	79
Tankanlegg	191		191
Stempelmotor	82	5	159
SUM	273	185	3 164

8.5 Totale kostnader

Beregningene viser en diskontert kostnad for alternativet på 3,2 mrd NOK. Som det fremgår av diagrammet under utgjør kostnadene til metanolbrenselet 86% av totalkostnaden.



Figur: Fordeling av diskonterte kostnader, 25 år / 4%

8.6 Forenklet kostnadsoppsett

Tabell under viser et forenklet oppsett av investeringskostnader, CO2-kostnader og variable kostnader. Sistnevnte utgjør 91% av totalkostnaden.

Investeringskostnader	273
CO2-kostnader	4
Variable kostnader	2 890
Sum prissatte kostnader	3 168

8.7 Lokale tilpasninger

Avhengig av skipsstørrelse må det gjøres tilpasninger i havna, og det må bygges lokalt tankanlegg for lagring av metanol. Slike anlegg bygger på kjent teknologi og det finnes etablerte standarder for

bygging og drift. Svalbard har allerede tankanlegg av sammenliknbar størrelse, men disse har vært brukt til lagring av diesel. Kraftverk med stempelmotorer antas ukomplisert å drifte på Svalbard, da det er mangeårig erfaring med slike anlegg drevet på diesel.

8.8 Foreløpig konklusjon

Alternativet med hydrogen bundet i fornybar metanol er realiserbart uten store utfordringer. Teknologien for produksjon, transport og lagring er kommersielt tilgjengelig og vil være det også i 2025.

Samtidig hefter det usikkerhet ved løsningens relevans. Den krever en karbonkilde, og dersom løsningen skal være fornybar må dette karbonet også kunne klassifiseres inn i et fornybart kretsløp. Slike karbonkilder av nødvendig størrelse forefinnes ikke Øst-Finnmark. Dermed utfordrer løsningen forutsetningene dette innspillet bygger på.

9 Hydrogen bundet i ammoniakk

Ammoniakk, NH_3 er en viktig industriråvare. I denne sammenheng snakker vi om fornybar ammoniakk, produsert med Nitrogen fra luft og hydrogen fra vannelektrolyse. Dette var utgangspunktet for ammoniakkproduksjonen før fossil hydrogen kom inn og overtok markedet på 1970-1990-tallet. Norge var tidligere en stor produsent av fornybar ammoniakk. Fabrikkene i Glomfjord og på Rjukan var blant verdens største, men ble etter hvert utkonkurrert av det som i dag er dominerende fremstillingsmåte, reformering av naturgass (SMR).

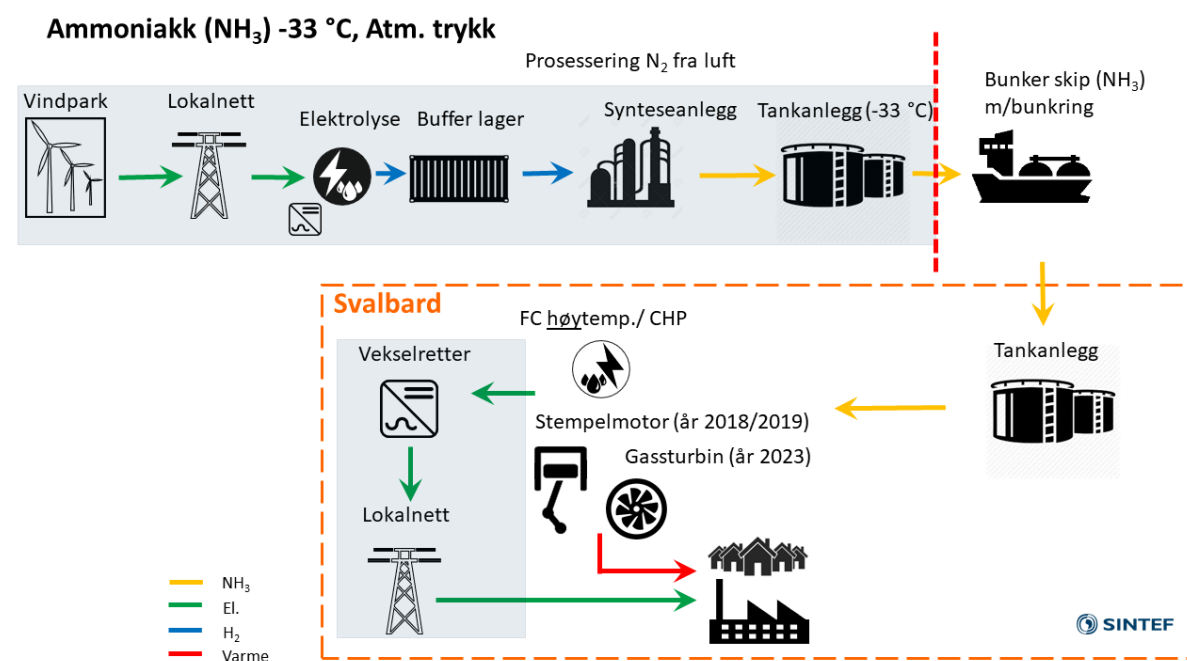
I senere tid har fornybar ammoniakk fått ny aktualitet som energibærer og energimedium, i første omgang for havgående skip⁴² og stasjonær energi.

I dette innspillet innebærer løsningen at ammoniakk fremstilles av nitrogen fra luft og hydrogen fra elektrolyse, skipes til Svalbard og brennes direkte i en høytemperatur SOFC brenselcelle (10 MW) kombinert med en gassturbin (10MW). På sikt foretrekkes brenselceller og det vil være den foretrukne løsning dersom teknologien er moden i stor nok skala ved ønsket installasjonstidspunkt.

Med dagens prisutvikling på fornybar energi og produksjonsteknologi (elektrolyse og Haber-Bosch syntese) kan fornybar ammoniakk igjen bli konkurransedyktig med ammoniakk produsert fra naturgass⁴³. Slik ammoniakk har flere anvendelsesområder, både som energibærer, energimedium, men også som kjemisk råvare. For Finnmark og Norge er derfor alternativet interessant i en større sammenheng.

9.1 Produksjon

Ammoniakk inneholder 18 vektprosent hydrogen. El-forbruk av produksjon er 10-12 kWh/kg, som tilsvarer 55-65 kWh/kg H_2 . Prisen for fornybar ammoniakk er fra de første mikro anleggene estimert til 5000 NOK/tonn⁴⁴. Kompensert for hydrogeninnhold gir dette en hydrogenpris på 28 000 NOK /tonn H_2 . Løsningen vil kreve et årlig volum på 26 500 tonn / 39 500 m^3 .



⁴² <http://www.ammoniaenergy.org/tag/nh3-bunker-fuel/>

⁴³ International Energy Agency, [artikkel](#) oktober 2017

⁴⁴ Kilde: Statkraft

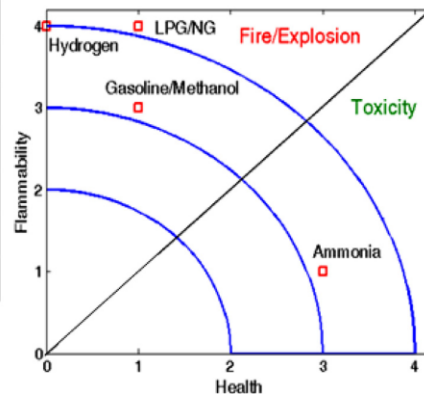
Forsyningskjede ammoniakk. Illustrasjon: Sintef

9.2 Sikkerhet

I likhet med metanol er ammoniakk giftig og miljøskadelig, men også et stoff det foreligger mye erfaring med. Totalrisiko⁴⁵ (eksplosjon og toksisitet) er på nivå med eller lavere enn Diesel og LPG. Anleggene på Herøya/Porsgrunn og i Glomfjord er aktuelle eksempler. Det er innarbeidede standarder og krav for frakt, håndtering og lagring. Gjeldende sikkerhetskrav i Norge og verden for øvrig antas å tilfredsstille lokale krav på Svalbard.

Substance	Health	Flammability	Reactivity
Ammonia	3	1	0
Hydrogen	0	4	0
Gasoline	1	3	0
LPG	1	4	0
Natural Gas	1	4	0
Methanol	1	3	0

0=No hazard, 4=Severe hazards



9.3 Transport og lagring

Ammoniakk fraktes med kjemikalieskip, og markedet har tonnasje for dette formålet. Vurderinger etter konsultasjon med ulike aktører i markedet⁴⁶ er det satt en fraktpris på 25 US dollar/tonn. Skipene vil kunne levere til Svalbard 1-2 ganger i året avhengig av størrelsen på lokalt tankanlegg. I dette innspillet er det forutsatt et lokalt tankanlegg på 15 000 tonn som tilfredsstiller høyeste sikkerhetskrav for lagring og håndtering av ammoniakk. Tankanlegget er foreløpig anslått til 190 MNOK.

9.4 Kostnader

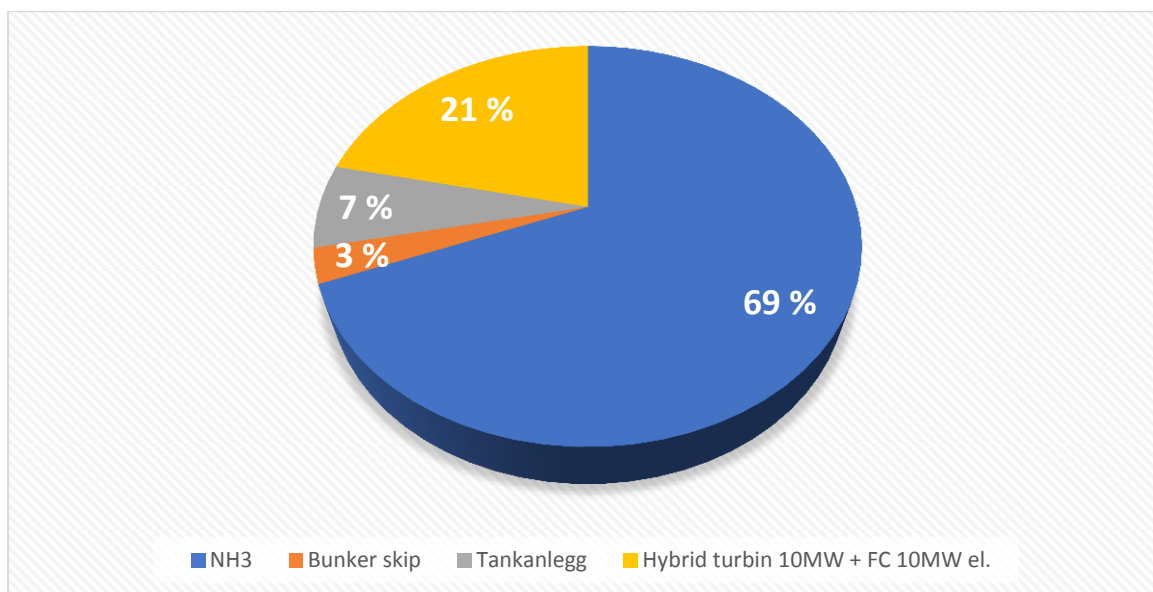
Tabellen under viser beregnede drifts- og investeringskostnader pr komponent, og en diskontert beregning av totale kostnader over 25 år, ref [pkt 2.4](#).

Komponent	Kostnader		Diskontert 25 år, 4%
	CAPEX	OPEX/år	Total
NH3		125	1 953
Bunker skip		5	79
Tankanlegg	191		191
Hybrid turbin 10MW + FC 10MW el.	500	7	609
SUM	691	137	2 833

Beregningene viser en diskontert kostnad for alternativet på 2,8 mrd NOK. Som det fremgår av diagrammet under utgjør kostnadene til selve brenselet 69% av totalkostnaden.

⁴⁵ <http://orca.cf.ac.uk/115540/1/180910%20JPECS%20Ammonia.pdf>

⁴⁶ Kilde: Statkraft



Figur: Fordeling av diskonterte kostnader, 25 år / 4%

9.5 Forenklet kostnadsoppsett

Tabell under viser et forenklet oppsett av investeringskostnader, CO2-kostnader og variable kostnader. Sistnevnte utgjør 75% av totalkostnaden.

Investeringskostnader	691
CO2-kostnader	3
Variable kostnader	2 141
Sum prissatte kostnader	2 836

9.6 Lokale tilpasninger

Ammoniakkskip er typisk feeder/liten handysize med en lengde på 160 meter og dyptgående på 10 meter. Med noe lokale tilpasninger vil havna i Longyearbyen kunne ta imot slike skip, se vedlegg 1 for mer informasjon.

9.7 Foreløpig konklusjon

Hydrogen bundet i ammoniakk kan vise seg å være et konkurransedyktig alternativ. Det har den laveste brenselkostnaden av de fire, og transporten er rimeligere enn i de rene hydrogenløsningene. Både lagring og transport håndteres med velkjent teknologi. Det er også av interesse at ammoniakk som råvare har flere etablerte markeder, og at målet med ammoniakkproduksjon i Finnmark dermed å utvikle produktet for flere markeder enn energiforsyningen på Svalbard. Energiforsyningen til Svalbard vil være starten for en mulig større utnyttelse av vindressurser til et nytt fornybart energiprodukt.

Produksjonen i Finnmark er en såkalt mikro ammoniakkfabrikk 20-30 000 tonn pr år. Flere aktører kan levere denne typen anlegg: Siemens, Thyssen Krupp, Haldor Topsøe, Proton Ventures m. fler

Vårt anslag er at et slikt anlegg vil kreve 12-15 ansatte. Det er store potensialer for kostnadsreduksjoner på både elektrolysesiden og disse småskala Haber-Bosch anleggene ved volumproduksjon av disse. Tanken er å starte med et mikroanlegg for senere å kunne utvide dette til et minianlegg 100-200 000 tonn/år. Dette vil kreve 1-2 TWh elektrisitet pr år.

10 Oppsummering

Det har vært begrenset tid til å innhente og verifisere tall for alle komponenter i hvert alternativ. I en formell mulighetsstudie vil det være naturlig å gå dypere inn i de to foretrukne alternativene, (komprimert hydrogen og E-ammoniakk).

Fokus har vært på de store kostnadsdriverne og forskjeller alternativene imellom, for dermed å kunne si noe om hvilke alternativer det kan være interessant å arbeide videre med. En sammenlikning basert på forenklet oppsett gir følgende nøkkeltall (MNOK):

Alternativ	1. Komprimert hydrogen	2. Flytende hydrogen	3. Hydrogen bundet i metanol	4. Hydrogen bundet i ammoniakk
Investeringskostnader	828	700	273	691
CO2-kostnader	50	1	4	3
Variable kostnader	2 043	5 499	2 890	2 141
Sum kostnader	2 921	6 200	3 168	2 836

Sammenstillingen viser et betydelig spenn i beregnet kostnad for alternativene. Alternativ 4 (ammoniakk) har den laveste beregnede kostnaden, mens beregnet kostnad for alternativ 2 (flytende hydrogen) er vesentlig høyere enn alle de andre tre.

10.1 Kommentarer til hvert alternativ

Av de rene hydrogenløsningene fremstår komprimert hydrogen som den mest konkurransedyktige. Løsningen er modulær og skalerbar, og bygger på teknologi som er i ferd med å få et kommersielt marked. Containerløsningen åpner scenarier for bruk og deling av containerparken, eksempelvis til drift av skip i regionen. Her kan man tenke seg muligheter for sambruk i sommerhalvåret når skipstrafikken i Arktis er høyest og brenselforbruket på Svalbard er lavere. Løsningen vil kreve mer transport og håndtering enn de øvrige alternativene, og bufferlageret er ikke løst. Logistikken og kostnadene med denne vil derfor være et aktuelt tema for videre arbeid.

Flytende hydrogen blir ofte sett på som alternativ ved hydrogentransport over lang avstand. Utfordringen ved løsningen er prisbildet, det kompliserende sikkerhetsbildet, samt tilgangen på transport og lagring slik vi ser det i dag. Dette bildet kan endre seg i årene som kommer, men i skrivende stund er det for usikkert å si hvordan.

Hydrogen bundet i metanol (e-metanol) kunne være aktuelt å undersøke nærmere. E-metanol er en fornybar energibærer. Denne kan også være et nullutslipps alternativ for landtransport⁴⁷ og for skip^{48,49}.

Produksjon, transport og lagring har etablerte markeder. Utfordringen med alternativet ligger i konteksten dette innspillet bygger på. Produksjon av metanol i Øst-Finnmark vil kreve en karbonkilde, og det finnes ikke aktuell karbonkilde av nødvendig størrelse i regionen i dag. (Aktuelle kilder er CO₂ fra biologiske prosesser eller metallprosesser som trenger karbon som reduksjonsmiddel). Dersom alternativet skal være aktuelt å undersøke nærmere må det ses i sammenheng med fornybar kraftutbygging der slike kilder er tilgjengelige. (CCU som alternativ til CCS).

Av kjemikaliealternativene anser vi hydrogen bundet i ammoniakk (e-ammoniakk) som det mest aktuelle å arbeide videre med. Alternativet har den laveste totalkostnaden av de fire som er vurdert. Ammoniakk er en industriråvare med flere markeder, og etterspørselen etter ammoniakk fra fornybar produsert hydrogen er stigende. Med gunstige kraftpriser er det grunn til å tro at slik ammoniakk kan bli konkurransedyktig både som energibærer⁵⁰ og innsatsfaktor i kjemiske prosesser når volum på produksjon oppnås og lærekurven har fått utviklet seg i 10-15 år.

10.2 Forslag til videre arbeid

Basert på foreløpige funn anbefaler vi å arbeide videre med alternativene 1 (komprimert hydrogen) og 4 (hydrogen bundet i ammoniakk). Et eventuelt videre arbeid bør handle om å verifisere og presisere de tall og beregninger som hittil er gjort. Videre bør arbeidet også utvides til å omfatte følgende:

- 1) En felles arbeidsprosess med aktører i Øst-Finnmark. Målet bør være å utrede markedsforhold i en større kontekst, lokaliteter for produksjon, krav til infrastruktur og tidsforløp for realisering.
- 2) Et sett scenarier for fremtidig energibehov i Longyearbyen. Basert på disse kan løsningene skaleres og tilpasses med nødvendig robusthet.
- 3) Mer detaljerte beregninger av elektrisitets- og varmebehov, samt grensesnitt mot eksisterende distribusjonssystem. Disse beregningene bør baseres på ovennevnte scenarier. En gradvis innfasing av nytt system er mulig pga. den modulariserte oppbyggingen.
- 4) Mulighetene for lokal energiproduksjon og integrering av denne, eksempelvis lokal solkraft i sommerhalvåret.

⁴⁷ <https://worldmaritimenews.com/archives/249601/interview-methanol-is-ready-for-use-as-marine-fuel/>

⁴⁸ <https://www.methanex.com/about-methanol/methanol-marine-fuel>

⁴⁹ <https://www.methanol.org/marine-fuel/>

⁵⁰ <http://www.ammoniaenergy.org/tag/nh3-bunker-fuel/>

Vedlegg 1 - Lokale forhold Longyearbyen

I det følgende beskrives kort noen forhold som har betydning for et nytt energianlegg i Longyearbyen. Etter lokale befaringer er hovedinntrykket at det ikke foreligger lokale forhold til hinder for noen av de løsningene denne rapporten vurderer.

10.3 Dagens anlegg

Longyear Energiverk er et kullkraftverk med to dampturbiner og tre kjeler¹. Elektrisk effekt er 11 MW, termisk effekt er 22 MW. Årlig kullforbruk er ca. 25 000 tonn og årlige CO₂-utslipp er ca. 65 000 tonn. Kullkraftverket er supplert med et reservesystem bestående av dieselfyrte aggregater og fyrhus plassert rundt i bosettingen.

Hele bosettingen varmes med varmtvann fra kullkraftverket, og det er ikke tillatt å benytte elektrisitet til oppvarming av bebyggelse tilknyttet fjernvarme. Fjernvarmenettet består av et primærnett med turtemperatur 110°C og et sekundærnett med turtemperatur 90°C. Dette er relativt høye temperaturer som en tilpasning av nytt energianlegg må hensynta.

Deler av dagens anlegg ligger innenfor skredfarlig område², som også omfatter arealene vest for kraftverket. Av denne årsak er disse arealene lite aktuelle for oppføring av ny samfunnskritisk infrastruktur.



Kullkraftverket i Longyearbyen, september 2018. Foto: Dag Brekke

¹ [Longyear energiverk, forvaltningsrevisjon kraft- og varmeproduksjon](#), KomRev Nord 2009, kapittel 4.

² [NGI Rapport 09/2016](#), desember 2016. Vedlegg A faresonekart Longyearbyen Nord.



Fyrhus(venstre) og reserveaggregat (høyre), september 2018. Foto: Dag Brekke

10.4 Havneforhold

Longyearbyen havn er eget havnedistrikt. Av totalt 1656 anløp i 2017 var 56 oversjøiske cruisebåter, 79 lastebåter og 36 marine/kystvaktfartøyer. Persontrafikken er dominert av turister, med totalt 86 700 over kai i 2017. Total bruttotonnasje i 2017 var 3,2 millioner tonn³.



Havnebassenget i Longyearbyen, september 2018. Foto: Dag Brekke

Av havnas tre kaier er Kullkaia på Hotellneset den dypeste. Dyptgående ved kaifront er 8 meter på lavvann, men kaia er utstyrt med fendere som lar båter med inntil 9,7 m dyptgående legge til. Tidevannsforskjellen er ca. 1,5 meter⁴. Maksimal skipslengde er 190 meter, men for større skip er det krav om baugpropell eller tilsvarende manøvreringshjelp⁵. Det er ikke slepebåter i havna.

³ Port of Longyear [Statistics](#) 2006-2017

⁴ [Strategisk havneplan Longyearbyen](#), 14 oktober 2014 side 18.

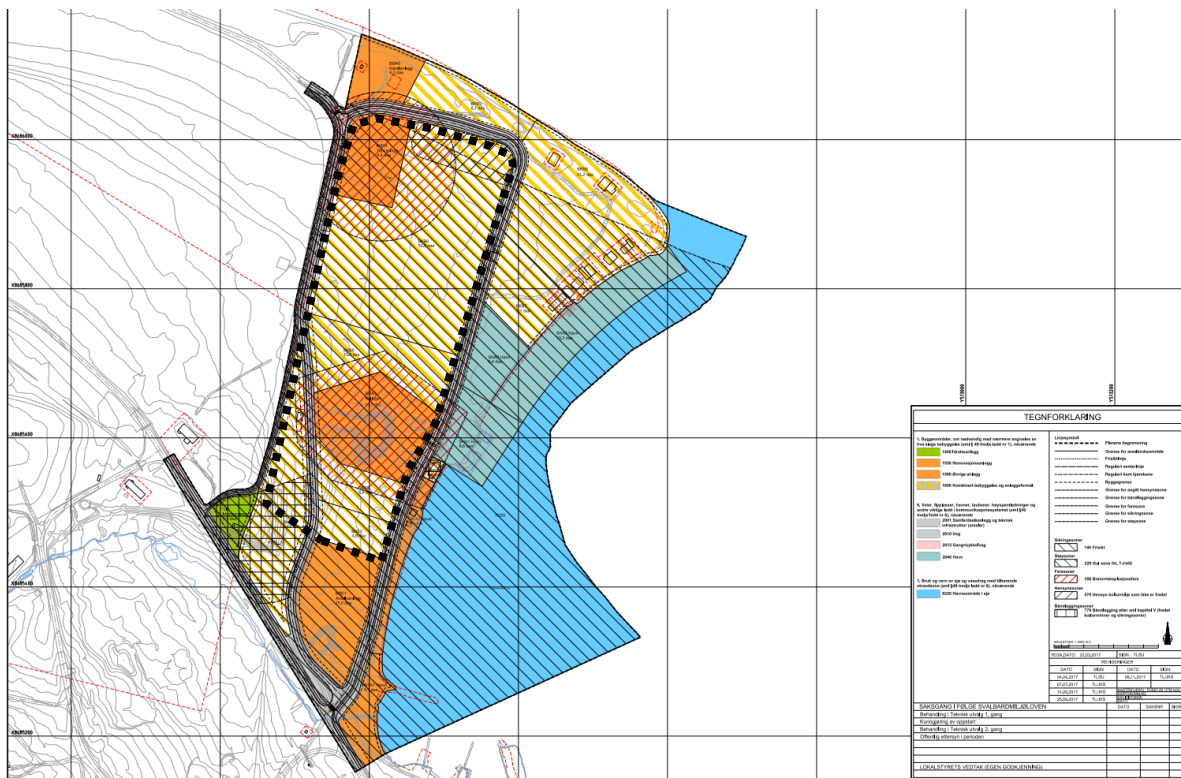
⁵ Lokale begrensninger – Longyearbyen, Svalbard losstasjon – Kystverket lostjenesten, februar 2018.



Hotellneset med kullkaia. Longyearbyen i bakgrunnen. Foto: Sveinung L. Thesen, SNSK

10.5 Arealbruk og tilgjengelighet

Det mest aktuelle området for ny energiforsyning er Hotellneset vest for Longyearbyen. Dette området er for tiden til under regulering, og delplan D37 Hotellneset forventes sluttbehandlet høst 2018. Planforslaget er fremmet av Store Norske Spitsbergen Kulkompani AS (SNSK), som disponerer grunnen i området.



Delplan D37 Hotellneset, høringsutkast 2017. Stiplet areal utgjør ca. 100 mål ledig for kombinert bebyggelse og anleggsformål. Plankart: Longyearbyen lokalstyre / Multiconsult

Planens byggeområder legger til rette for blandet bebyggelse, tankanlegg, kullager og renovasjonsanlegg. Avsatt område for tankanlegg er i planområdet nordvestre hjørne (orange). Longyearbyen Lokalstyre har bedt forslagsstiller justere planens bestemmelser slik at en større del av byggeområdene kan benyttes til energianlegg⁶. Om planen vedtas med denne justeringen vil Hotellneset ha inntil 100 mål tilgjengelig byggeareal for ny energiforsyning.

10.6 Lokalt grensesnitt infrastruktur

Hotellneset har begrenset teknisk infrastruktur, og ved anlegg av ny energiforsyning vil kreve nye ledninger for både vann, avløp, elektrisk kraft og kommunikasjon. Det må også legges ny primær tur- og returledning for fjernvarme, som gitt lengden til eksisterende kraftverk (ca. 3 km) er en betydelig investering. Krav til slik infrastruktur settes i rekkefølgebestemmelser for delplanen.

Longyearbyens vannforsyning har en kapasitet på 70 m³/time fra renseanlegget. Det antas fullt mulig å legge ledning med nødvendig kapasitet til Hotellneset.



Oversiktsbilde som viser lokalisering av dagens kraftverk og tenkt område for nytt kraftverk. Hotellneset er også aktuelt havneområde for mottak og lagring av brensel.

10.7 Tankanlegg

Det er flere tankanlegg i Longyearbyen, men ingen av den størrelse som vil kreves for en ny energiforsyning basert på hydrogen eller ammoniakk. Det største tankanlegget på Svalbard lagrer diesel og ligger i Svea. Samlet kapasitet er 17800 m³.

⁶ Epost fra plansjef Annelaug Kjelstad, 17 september 2018.



Tankanlegg for diesel i Svea. De største tankene er 5200 m^3 , Samlet kapasitet er $17\,800 \text{ m}^3$.



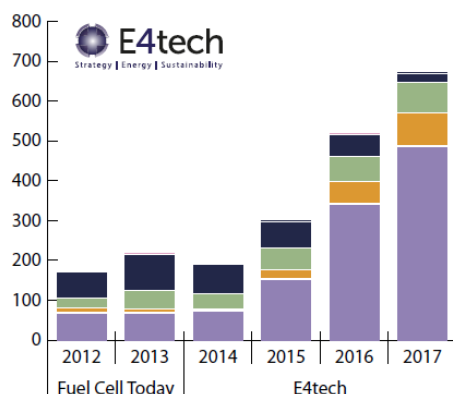
Tankanlegg for bensin i Sjøområdet, Longyearbyen. Største tank er 300 m^3

Vedlegg 2 – Brenselceller for bruk på Svalbard

Brenselceller konverterer gass direkte til elektrisitet og varme i en elektrokjemisk prosess. Hvis man benytter hydrogen som drivstoff, er utslippet kun vann, mens hvis karbonholdige drivstoff benyttes (naturgass, metanol e.l.), er utslippene vann og CO₂. Det finnes en rekke ulike brenselcelletyper, og de kategoriseres vanligvis i henhold til den elektrolytten som benyttes:

Brenselcelletype	Akkronym	Driftstemp [°C]	Typiske anvendelser
Alkaline Fuel Cell (AFC)	AFC	50 - 200	Romfart (Apollo, Gemini)
Proton Exchange Membrane FC	PEMFC	70 - 100	Kjøretøy, tog, kraft-varme (100kW→MW)
Direct Methanol Fuel Cells	DMFC	20 - 90	Portabel elektronikk (W→kW)
Phosphoric Acid Fuel Cell	PAFC	~ 200	Kraft-varme, 200 kW
Molten carbonate fuel cell	MCFC	650	Kraft-varme (300kW→MW)
Solid Oxide Fuel Cell	SOFC	600-1000	Kraft-varme (kW → MW)

Megawatts by fuel cell type 2012 - 2017

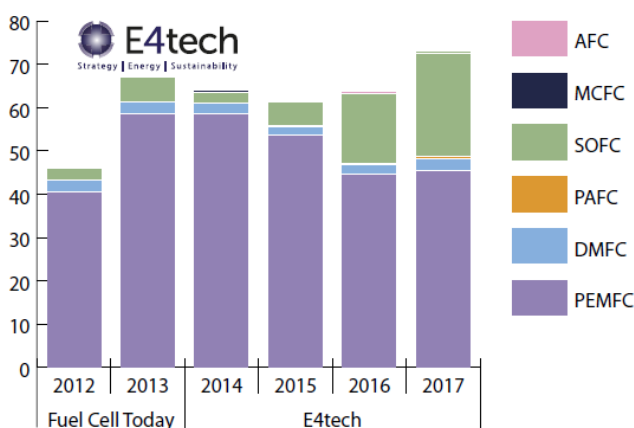


Markedet for brenselceller (FC) er nå i ferd med å ta av.

I 2017 ble det levert rundt 700 MW FC, en dobling siden 2015. Som vist i Figur 1, dominerer PEMFC både i installert effekt og antall.

Figur 1. Installert effekt for ulike typer brenselceller i perioden 2012-17.

Shipments by fuel cell type 2012 - 2017 (1,000 units)



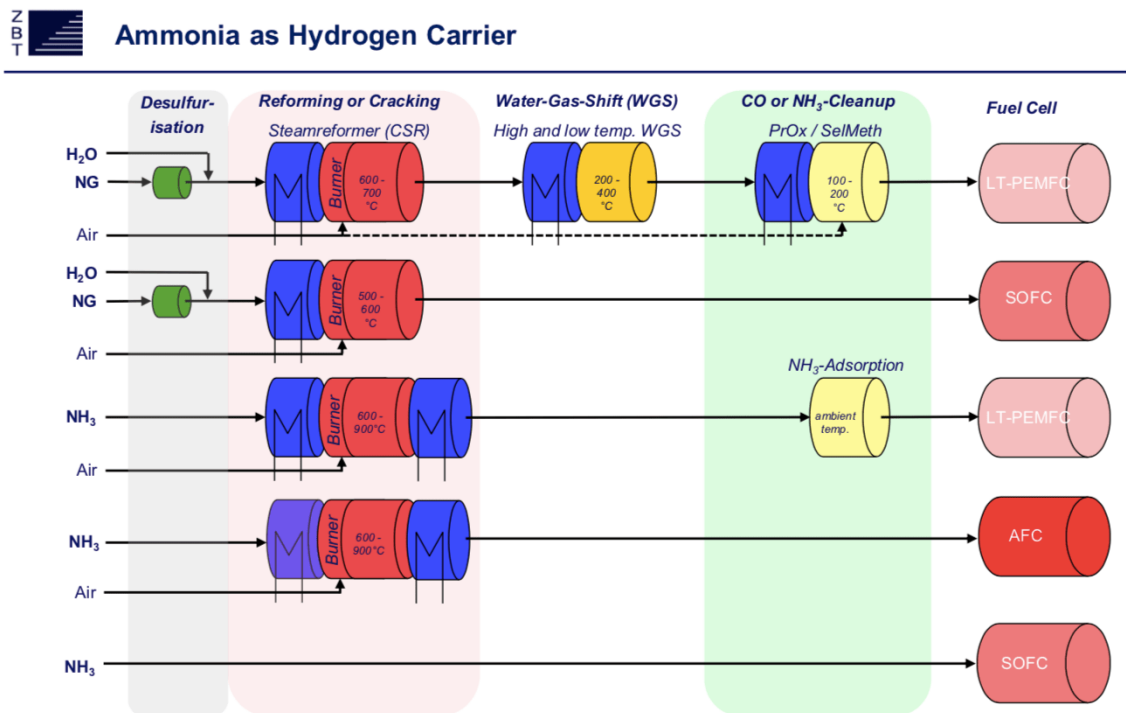
Figur 2. Antall installerte enheter.

Mens PEMFC primært er utviklet for anvendelse i transport (kjøretøyer), i senere tid også for stasjonære applikasjoner, så er de andre typene i det aller vesentligste spesialtilpasset for

stasjonære applikasjoner. Høytemperaturbrenselceller (MCFC og SOFC) har driftstemperaturer på over 600°C, hvilket gjør varmeutnyttelse relativt enkel og effektiv. For lavtemperaturceller (AFC, PAFC, DMFC og PEMFC) er driftstemperaturen under 200°C, og tilpasninger vil i noen tilfeller måtte gjøres for at en vesentlig andel av varmen skal kunne nyttiggjøres.

For anvendelse på Svalbard er det valgt å benytte PEMFC for hydrogenalternativene og SOFC for ammoniakk. Dette er gjort utfra en totalvurdering av de ulike teknologienes egenskaper, teknologisk modenhet, samt forventninger til prisutvikling fram mot 2025. Dagens priser for brenselceller preges av høye utviklingskostnader. Produsenters planer for oppskalering, automatisering av produksjon og økte produksjons-volumer forventes å gi en vesentlig nedgang i prisen frem mot 2025. Våre estimater er basert på priser for leveranser i 2020.

E-Ammoniakk kan benyttes i ulike typer brenselceller⁷, noe som krever ulike forbehandlinger av energibæreren. Figuren viser forbehandling av e-ammoniakk for ulike brenselcelletyper. Dette er sammenlignet med tilsvarende forbehandling som kreves for og er standard dersom energikilden er naturgass. Eksempel på disse er Ene-Farm brenselcelle CHP anlegg for hjem og boligblokker i Japan og Korea (mer enn 250 000 installasjoner).



⁷ <http://www.ammoniaenergy.org/ammonia-for-fuel-cells-afc-sofc-and-pem/>

Vedlegg 3. Virkningsgrader for ulike teknologier for bruk på Svalbard

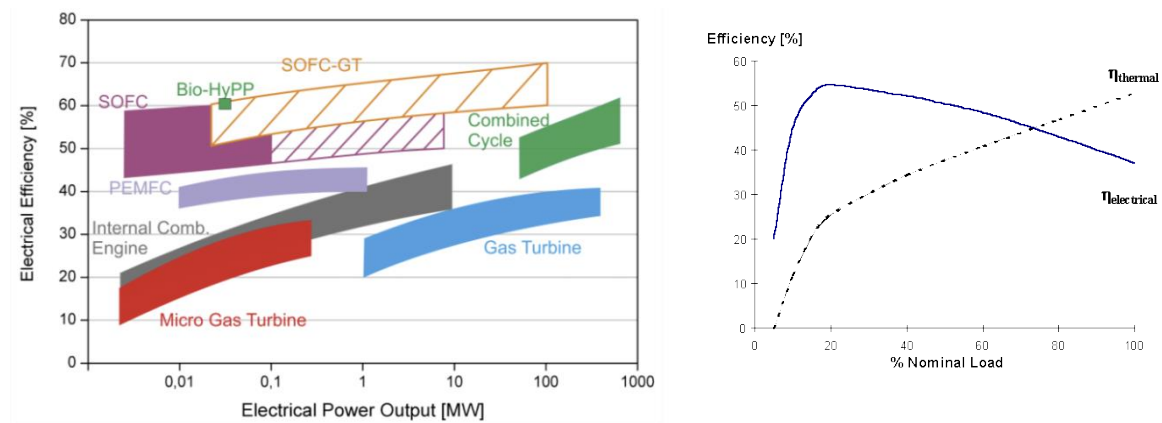
Følgende teknologier er identifisert som aktuelle for energikonvertering på Svalbard:

- For hydrogen (H_2/LH_2): PEMFC
- For metanol (MeOH): Stempelmotor og eventuelt DMFC
- For ammoniakk (NH_3): SOFC kombinert med gassturbin (GT)

Årlig energibehov på Svalbard er per i dag i størrelsesorden 40 GWh elektrisitet og 70 GWh varme. Den maksimale (dimensjonerende) effekten som kreves er hhv 12 MW elektrisitet og 15 MW varme. Vi vil primært finne en energiløsning som baserer seg på brenselceller. Disse er modulære og kan lett skaleres opp eller ned i henhold til behovsutviklingen på Svalbard. Vår tanke er å benytte mindre el. kolber til å heve temperaturen til sluttbrukernivå ved eksisterende og noen nye fyrhus/distribusjonssentraler.

Hybridisering av el. forsyningen med batterier kan være gunstig for totalvirkningsgraden og for å kunne muliggjøre ladeløsninger for kjøretøy og landstrøm for båter. Dette vil kunne dekke korte periode (timer) bidra til at man kan levere inntil 15 MW elektrisitet. Dette er ikke optimalisert i denne rapporten.

Totalvirkningsgraden for et kraft-varmeanlegg er summen av den elektriske og den termiske virkningsgraden. Virkningsgraden for ulike teknologier (og kombinasjoner av disse) er avgjørende for korrekt dimensjonering av anlegget og for beregning av drivstofforbruk. Virkningsgradsprofiler må legges til grunn for optimalisering av systemkomponenters størrelse og tilhørende bidrag til energi- og effektleveransen. I denne rapporten, har vi benyttet estimater basert på typiske elektriske og termiske virkningsgrader for de utvalgte systemløsningene (som illustrert i Figur 1).



Figur 2. Elektriske virkningsgrader for utvalgte (kombinasjoner av) teknologier ved full belastning (tv), samt elektrisk og termisk virkningsgrad for en PEMFC som funksjon av belastning (tv).

Kilder: <http://www.bio-hypp.eu/system/> og <http://afrodita.rcub.bg.ac.rs/~todorum/tutorials/rad24.html>

Et viktig aspekt som bør bemerkes, er at brenselcellenes virkningsgrad i mindre grad enn for forbrenningsteknologi er avhengig av anleggets størrelse.

Energibehovet på Svalbard varierer betydelig over året, og er i februar 5 ganger høyere enn i juli. Som vist i Figur 1, avhenger virkningsgraden av hvor mye effekt man tar ut av kraft-varmeanlegget.

Mens brenselceller gir en betydelig høyere elektrisk virkningsgrad på dellast (se Figure 1, η_{th}), er det omvendt for forbrenningsteknologi (stempelmotorer og gassturbiner). Sistnevnte teknologier har

typisk maksimal virkningsgrad på rundt 90 % av maksimal ytelse. For Svalbard, der elektrisitet- og varmebehovet på sommerstid (ved lav belastning) er om lag likt, mens varmebehovet om vinteren er større enn elbehovet, er brenselcellenes virkningsgradsprofiler bedre egnet enn forbrenning. Ved å installere tre mindre stempelmotorer som er i kontinuerlig drift i vintermånedene, mens man i sommerhalvåret stopper én eller to av disse, vil kraft-varmeforholdet likevel kunne tilfredsstilles.