



Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard

Utarbeidet for Olje- og energidepartementet
juni, 2018

Om prosjektet**Om rapporten**

Prosjektnummer:	OED-18-01	Rapportnavn:	Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard
Prosjektnavn:		Rapportnummer:	2018-09
Oppdragsgiver:	Olje- og energidepartementet	ISBN-nummer	978-82-8368-030-0
Prosjektleder:	Berit Tennbakk	Tilgjengelighet:	Offentlig
Prosjektdeltakere:	Kristine Fiksen, Theodor Borsche, Roger Grøndahl (THEMA) Stig Jarstein, Birgitte Ramm m.fl (Multiconsult)	Ferdigstilt:	6. juli 2018

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6 0158 Oslo, Norway Foretaksnummer: NO 895 144 932 www.thema.no	THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, og teknologi.
--	---

Om Multiconsult

Nedre Skøyen vei 2 0213 Oslo, Norway Foretaksnummer: NO 918 836 519 www.multiconsult.no	Multiconsult Norge AS er et av Norges og Nordens ledende miljøer innenfor rådgivning og prosjektering med kompetanse som spenner over et bredt spekter av fagfelt. Av ca. 3000 mennesker som tilsammen utgjør Multiconsult, jobber over 270 spesifikt innen energisektoren.
---	---

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

INNHold

1	BAKGRUNN OG INNLEDNING	9
2	DAGENS ENERGISYSTEM PÅ SVALBARD	11
2.1	Om Svalbard-samfunnet	11
2.2	Dagens energiforbruk i Longyearbyen	12
2.3	Dagens energiforsyning	19
3	KRAV TIL FRAMTIDIG ENERGIFORSYNING	26
3.1	Basisscenario	26
3.2	Usikkerhetsmomenter / drøfting av utfallsrom	27
3.3	Muligheter for fleksibilitet i energibruken	33
3.4	Dimensjonering / forsyningssikkerhet.....	34
4	ALTERNATIVE FORSYNINGSLØSNINGER	36
4.1	Definisjon av alternativer.....	36
4.2	Felles utgangspunkt og forutsetninger for alle løsninger	39
4.3	Nullalternativet: Videreføring av dagens energiforsyning	39
4.4	Løsninger basert på kraftvarme med alternative energikilder	43
4.5	Løsninger basert på lokale fornybarressurser	53
4.6	Strømkabel fra fastlandet.....	62
4.7	Samlet oversikt	65
5	SAMFUNNSØKONOMISK ANALYSE	66
5.1	Prissatte kostnader	66
5.2	Ikke prissatte virkninger	71
5.3	Samlet samfunnsøkonomisk vurdering	75
5.4	Usikkerhetsanalyse.....	77
5.5	Oppsummering	80
5.6	Overføringsverdi til andre lokalsamfunn på Svalbard	81
	REFERANSELISTE	83
	VEDLEGG 1: BEREGNINGER AV ENERGIFORBRUK	88
	VEDLEGG 2: ESTIMERT POTENSIAL FOR ENERGIEFFEKTIVISERING.....	89
	VEDLEGG 3: ENERGIPRODUKSJON	91
	VEDLEGG 4: BÆREKRAFTSVURDERINGER.....	117

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Denne rapporten presenterer en mulighetsstudie av alternative energiforsyningsløsninger for Longyearbyen på Svalbard. Studien er utført av THEMA Consulting Group AS i samarbeid med Multiconsult på oppdrag av Olje- og energidepartementet.

Ryggraden i dagens energiforsyning i Longyearbyen er et energiverk som produserer kraft og varme basert på lokalt utvunnet kull. Energiverket ble bygd i 1982. Det er utarbeidet en vedlikeholdsplan som tilsier at verket kan driftes fram til 2038, men kostnadene er relativt høye. Energiverket ligger også i utkanten av skredsonen i Longyearbyen. Andre viktige grunner til å vurdere alternativ energiforsyning for Longyearbyen er usikkerheten knyttet til hvor lenge gruvedriften vil fortsette og at overgang til fornybare energikilder kan bidra til å oppfylle norske klimapolitiske mål.

Spesielle forhold ved Svalbard og Longyearbyen

Svalbard ligger langt mot nord og langt fra det norske fastlandet. Forsyninger må flys eller skipes inn. På grunn av permafrost og sårbar natur ligger energi- og annen infrastruktur oppå bakken. Dimensjonerende temperatur for energisystemet i Longyearbyen er minus 40 °C og minus 20 °C er normal vintertemperatur. Ved brudd i energiforsyningen om vinteren, blir det raskt kaldt og ved lengre avbrudd kan frost skade installasjoner og utstyr. Det er derfor etablert tilnærmet full reservekapasitet i form av aggregater og fyrkjeler som fyres med diesel.

Avgrensninger og forutsetninger

I henhold til oppdraget fra Olje- og energidepartementet er analysen lagt opp som en bred mulighetsstudie der vi vektlegger løsninger basert på fornybare energikilder og bruk av karbonfangst og lagring for løsninger basert på fossile brenslers, inkludert dagens energiverk.

Analysen betrakter energiforsyning som en kritisk infrastruktur for bosetting og næringsvirksomhet i Longyearbyen. Vi avgrenser derfor analysen til modne teknologier og vurderer ikke energiforsyningsløsningene som næringsutviklings- eller teknologiutviklingsprosjekter i seg selv.

Mange har framsatt forslag til alternativer for energiforsyningen i Longyearbyen. Denne studien skiller seg fra de fleste av disse ved at den gjør en helhetlig analyse av energisystemet basert på behovet for trygg energiforsyning gjennom alle årets timer, og at alternativene sammenlignes med de samme forutsetningene for energibehovet framover og øvrige forutsetninger om bl.a. brenslerspriser og CO₂-pris. Analysen tar utgangspunkt i den infrastrukturen som allerede finnes og besluttede investeringer i denne de nærmeste årene.

Forbruksutviklingen framover er svært usikker. Det gjelder både nivå, variasjon og fordeling mellom kraft og varme. Energiforbruket kan både bli høyere og lavere enn i dag. Det vil skje endringer i næringsstruktur og bosetting, og det er et betydelig potensial for energieffektivisering. For enkelthets skyld har vi i basisscenarioet antatt at energibehovet framover vil opprettholdes på dagens nivå. Det reflekterer også den utviklingen vi har sett de siste årene. Det innebærer bl.a. at det først og fremst er fjernvarmeforbruket som varierer med temperatur, mens elforbruket er tilnærmet temperaturuavhengig.

Valg av alternative forsyningsløsninger

Vi har vurdert alternative forsyningsløsninger opp mot et nullalternativ med fortsatt drift av dagens energiverk. Alternativene er delt inn i tre hovedkategorier. Inkludert nullalternativet har vi til sammen analysert elleve ulike forsyningsløsninger:

0. Videreføring av dagens energiforsyning med og uten CCS
1. Kraftvarmeproduksjon med alternative energikilder
 - a. Nytt kraftvarmeverk basert på LNG, med og uten CCS
 - b. Eksisterende kraftvarmeverk basert på biokull

- c. Nytt kraftvarmeverk basert på pellets
- 2. Forsyningsløsninger basert på fornybare energikilder
 - a. Vind-, solkraft og batterilagring
 - b. Vind-, solkraft og hydrogenlagring
 - c. Solkraft kombinert med ny kraftvarmeproduksjon basert på LNG
 - d. Vindkraft kombinert med ny kraftvarmeproduksjon basert på LNG
- 3. Forsyning basert på kraftkabel fra fastlandet

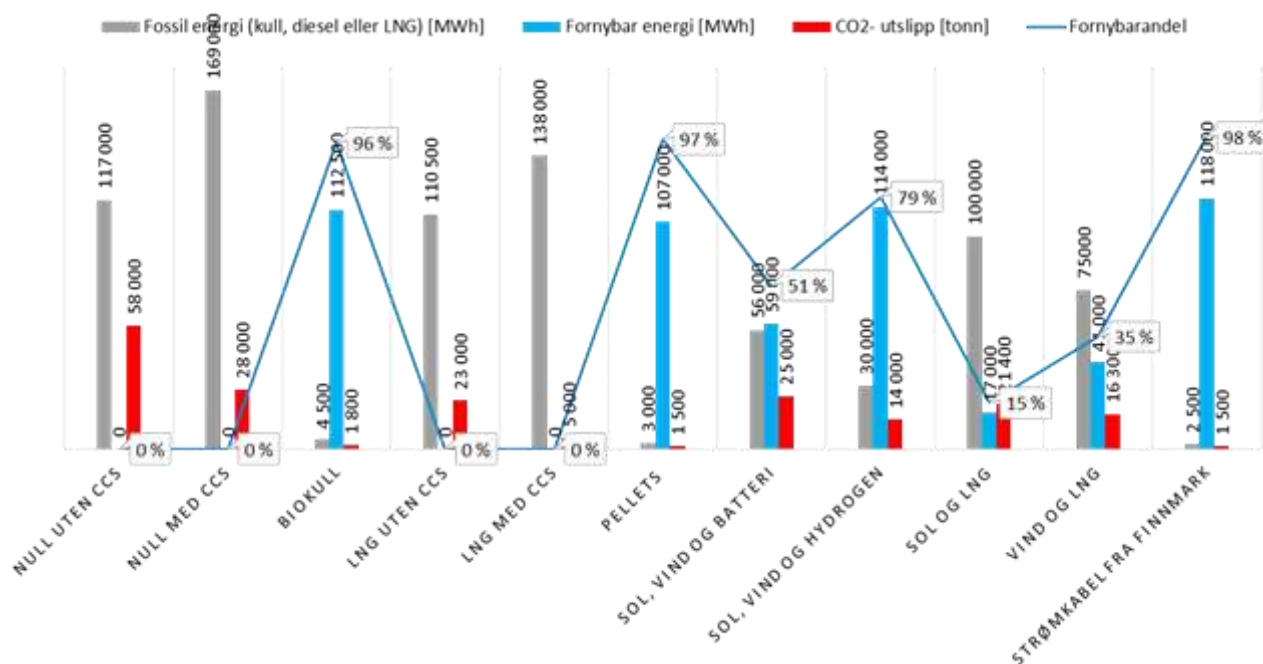
Andre energikilder og teknologier er også vurdert, men ikke tatt med i analysen, hovedsakelig fordi de ikke er tilstrekkelig modne ennå, eller fordi vi har funnet at de ikke egner seg på Svalbard.

Det er et betydelig rom for utforming av ulike forsyningsløsninger basert på de energikildene vi har valgt å ta med i analysen. De analyserte alternativene kan imidlertid tjene som et godt utgangspunkt for videre analyser og mer detaljerte vurderinger.

Alle alternativene er satt sammen slik at de dekker dimensjonerende last og energibehovet gjennom alle årets timer. For alle alternativene er det lagt til grunn at dagens spiss- og reservekapasitet er tilgjengelig, at det etableres et nytt reservekraftanlegg og at fordelingsinfrastrukturen opprettholdes. De rene fornybaralternativene er utformet med utgangspunkt i at fornybarandelen skal være henholdsvis minst 50 og 80 prosent. Sol produseres bare om sommeren, mens vindkraftproduksjonen er svært variabel. Økt solkraftkapasitet vil gi enda større overproduksjon om sommeren og behov for langsiktig lagring, mens økt vindkraftkapasitet først og fremst vil gi høyere produksjon i timer med overskudd, og dermed større behov for kortsiktig lagring. Alternativene som kombinerer sol og vind med LNG, forutsetter samme kraftvarmekapasitet i LNG-anlegget som i det rene LNG-anlegget, men med større sol- og vindkraftkapasitet. Selv om fornybarandelen øker en god del i disse alternativene, har det imidlertid relativt liten betydning for CO₂-utslippene.

Figuren under viser hvordan produksjonen fordeler seg mellom ulike energikilder i de ulike alternativene, hvilke fornybarandeler som oppnås og tilhørende CO₂-utslipp.

Oversikt over produksjon basert på fossil og fornybar energi, fornybarandel og CO₂-utslipp i de alternative forsyningsløsningene



** CO₂-utslippene vil være noe høyere i nullalternativet fordi Svalbard-kull har høyere CO₂-innhold enn europeisk kull*

Vi legger bl.a. merke til følgende:

- Fornybarandelen er høyest i alternativene med kraftvarmeproduksjon basert på biobrensel og i kabelalternativet. Fornybarandelen er lav i alternativet med sol, vind og batterier fordi produksjonen er såpass variabel og batterikapasiteten er holdt på et nærmere kostnadsoptimalt nivå. Hydrogen har lengre lagringstid, og derfor oppnår vi en høyere fornybarandel i det alternativet.
- CO₂-utslippene avhenger av kullforbruk, LNG-forbruk og dieselforbruk. Dieselforbruket er distribuert og kan ikke renses. Når de rene fornybaralternativene har relativt høye CO₂-utslipp, skyldes det at reservekapasitet basert på diesel må brukes relativt ofte.
- CCS på dagens energiverk reduserer CO₂-utslippene relativt lite fordi CCS er energikrevende og reservekapasiteten må brukes mer enn i nullalternativet uten CCS.

Samfunnsøkonomisk analyse

Alternativene er sammenlignet basert på en samfunnsøkonomisk analyse som i tillegg til investerings- og driftskostnader inkluderer kostnader knyttet til utslipp av CO₂ og skader på lokal natur og miljø, samt forsyningssikkerheten.

I kostnadsberegningene har vi tatt med kostnader som er spesifikke for de ulike alternativene: Investeringskostnader, driftskostnader inkludert brenselskostnader, og kostnader for ny anleggs-spesifikk infrastruktur, energilager, kaianlegg, osv. CO₂-utslipp på Svalbard er verdsatt basert på dagens generelle CO₂-avgift på 500 kr/tonn for utslipp utenfor kvotepliktig sektor.

Virkninger for natur og miljø lokalt er basert på kjent dokumentasjon. For en del av de mulige virkningene foreligger det ikke egne undersøkelser for Svalbard. Vi har også gjort en vurdering av forsyningssikkerheten langs ulike dimensjoner for de ulike alternativene. Skal forsyningssikkerheten styrkes, vil det innebære høyere kostnader.

Tabellen under oppsummerer prissatte virkninger og virkninger på natur og miljø, samt endringer i forsyningssikkerhet, som ikke er prissatt.

Oppsummering av samfunnsøkonomisk basisanalyse

Alternativ	Null uten CCS	Null med CCS	LNG uten CCS	LNG med CCS	Biokull	Pellets	Fornybar og batteri	Fornybar og hydrogen	Sol og LNG	Vind og LNG	Kabel
<i>Prissatte virkninger MNOK</i>											
Investeringskostnad	311	681	518	850	332	553	752	1 568	836	733	3 663
CO ₂ -kostnader	216	115	108	25	27	7	117	63	100	76	7
Variable kostnader	983	1 563	894	1 277	1 878	1 280	1 181	1 284	865	804	690
Sum prissatte kostnader	1 511	2 358	1 520	2 152	2 237	1 840	2 051	2 915	1 800	1 612	4 360
Kostnads-kategori	Lav	Høy	Lav	Høy	Høy	Lav	Medi um	Høy	Lav	Lav	Høy
<i>Ikke prissatte virkninger</i>											
Natur- og miljø på Svalbard	0	0	0	0	0	0	-	-	0	-	-
Forsynings-sikkerhets-kategori	0	0	+	+	-	+	0	+	+	+	0
Samlet kategorisering	1	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3

Alternativene som har lave kostnader, synes også å skåre høyt på natur og miljø og på forsynings-sikkerhet.

- Virkningene på natur og miljø på Svalbard er sammenlignet med dagens energiverk. De fleste løsningene fordrer ikke utbygging i områder som ikke allerede er berørt av menneskelig aktivitet. Vi har forutsatt at ny kraftvarmekapasitet lokaliseres på Hotellneset der det allerede er utskipping av kull og planer om etablering av ytterligere næringsvirksomhet. Solceller er forutsatt lokalisert på hustakene i Longyearbyen. Unntaket er vindkraftproduksjon som er forutsatt plassert på Platåberget og som vurderes å gi negative visuelle virkninger. Kabel fra fastlandet kan gi negative virkninger på flora og fauna i sjøen i både bygge- og driftsfasen. Ved videre vurderinger bør også dette, inkludert avbøtende tiltak, vurderes nærmere. Det samme gjelder for vindkraft.
- Når det gjelder forsynings-sikkerhet, er alle alternativene utformet i forhold til dimensjonerende last og med reservekapasitet og brenselslager. Imidlertid kan forsynings-sikkerheten likevel være noe dårligere i de rene fornybaralternativene. Mens de andre alternativene har doble brenselslager, har disse alternativene bare ekstra diesellager. Det må undersøkes nærmere om henholdsvis batteri- og hydrogenkapasiteten bør være større i disse alternativene enn det vi har forutsatt. Det vil i så fall gi høyere

kostnader. Kabelalternativet vurderes også som noe mindre sikkert. Et kabelbrudd eller havari i omformerstasjonen har generelt ikke høy sannsynlighet, men et eventuelt avbrudd kan bli langvarig. En kabel mellom Vest-Finnmark og Longyearbyen vil bli verdens lengste sjøkabel og den desidert nordligste. Alternativet med biokull er risikabelt fordi det bare finnes én leverandør på verdensbasis.

Usikkerhetsanalyse

Alle anslagene og vurderingene er mer eller mindre usikre, men det er noen forskjeller mellom alternativene. De viktigste usikkerhetsmomentene når det gjelder kostnader, er:

- **Investeringskostnader:** Usikkerheten for kostnadsøkninger er størst for alternativene med CCS. For batterier er trolig den største usikkerheten knyttet til at kostnadene blir lavere enn våre kostnadsanslag. Her er imidlertid dimensjoneringen mer usikker enn for de andre alternativene. For LNG-alternativene har vi lagt til grunn at det er nødvendig med en egen LNG-kai, men at det ikke trengs spesialtilpasninger. Dersom det trengs spesialtilpasninger, vil kaia bli vesentlig dyrere.
- **Brenselskostnader:** De aktuelle brenslene kan kjøpes på verdensmarkedet eller høstes lokalt. Unntaket er biokull der det i dag bare finnes en leverandør. Det er en vesentlig usikkerhet.
- **CO₂-pris:** En høyere CO₂-pris vil gjøre nullalternativet og øvrige alternativer som krever mye bruk av de dieseldrevne reserveanleggene, relativt dyrere. Det gjelder alternativene med biokull og de «rene» fornybaralternativene. Høyere CO₂-pris kan gjøre det mer attraktivt å bruke biodiesel, men det vil også øke kostnadene betraktelig.

Utviklingen i energiforbruket er også usikker. Det er derfor viktig å vurdere hvor rimelig og enkelt de ulike alternativene kan tilpasses endringer i disse forutsetningene.

- Løsninger basert på eksisterende energiverk kan ikke skales. CCS gir lavere effektkapasitet. Det må gjøres nærmere tester for å fastslå om biokull gir samme effektkapasitet som i dag.
- Løsninger basert på LNG kan skales. Det foreslåtte anlegget består av tre LNG-motorer og to LNG-kjeler.
- Pelletsanlegg kan dimensjoneres med en viss overkapasitet eller det kan legges til rette for utvidelser.
- Fornybarløsningene består av flere enheter og kan også skales. Når det gjelder antall vindmøller, kan det legges til rette for installasjon av flere møller.
- Kabelalternativet vil trolig uansett installeres med overkapasitet fordi ekstrakostnaden er liten.

Energieffektivisering og forbruksfleksibilitet

Energieffektivisering kan være et billigere alternativ enn å skalere opp produksjonskapasiteten. Mens effektiviseringspotensialet i elforbruket er relativt beskjedent, er det et betydelig effektiviseringspotensial i varmekonsumet. Det skyldes at bygningene i Longyearbyen er dårlig isolert, at det i mange tilfeller ikke er mulig å regulere varmekonsumet og at det ikke faktureres basert på forbruk. Sammenlignbare boliger på fastlandet bruker 40 prosent mindre varme.

Verdien av energieffektivisering er høyest i de alternativene der kapasiteten (investeringene) eller energiproduksjonen (brenselskostnadene) kan reduseres mest. Varmeforbruket har stor betydning for dimensjonering av de fornybare alternativene og andelen energi som må produseres fra reservekraftverk. En kraftig reduksjon av varmebehovet vil derfor slå mest positivt ut for kostnadene ved fornybaralternativene. Ved vekst i energiforbruket kan energieffektivisering også være et lønnsomt alternativ til økt kapasitet i de andre alternativene.

Verdien av å ta i bruk forbruksfleksibilitet er generelt størst når selve energiforsyningen er lite fleksibel. Dermed er verdien størst for de minst fleksible kraftvarmeverkene: kull, biokull og pellets. For flere av de andre alternativene kan forbruksfleksibilitet bidra til å redusere dimensjonerende last eller utnytte en større andel produksjon fra fornybare kilder. Fleksibilitet kan redusere behovet for lagerkapasitet i fornybaralternativene.

Overføringsverdi til andre lokalsamfunn på Svalbard

Vi vurderer overføringsverdien til andre lokalsamfunn som liten siden disse har svært liten helårsbosetting.

Samlet vurdering

Basert på grovsorteringen av alternativene i tre kategorier som vist i tabellen over, kommer vi fram til følgende:

Kategori 1 – alternativer det er mest interessant å analysere videre:

- LNG-kraftverk uten CCS, som skårer godt både på kostnadseffektivitet og forsyningssikkerhet uten å gi miljøkonsekvenser av betydning. Usikkerhet omkring krav til LNG-kai må avklares.
- Kraftvarmeverk basert på pellets, som skårer godt på kostnader og miljøkonsekvenser, men der kostnadene knyttet til forsyningssikkerhet kan være noe høyere enn for LNG-alternativet.
- Solkraft i kombinasjon med LNG, som skårer godt både på kostnadseffektivitet, forsyningssikkerhet og miljøkonsekvenser. Usikkerhet omkring krav til LNG-kai må avklares.

Kategori 2 – alternativer som er noe mindre attraktive enn alternativene i kategori 1

- LNG med CCS, som har høye kostnader, men som skårer godt på både miljø og forsyningssikkerhet. Usikkerhet omkring krav til LNG-kai må avklares, og CCS-kostnaden er svært usikker.
- Vind og sol kombinert med batterier, som skårer middels på alle kriterier.
- Vindkraft i kombinasjon med LNG, der vind gir noe større miljøkonsekvenser enn sol. Usikkerhet omkring krav til LNG-kai må avklares.

Kategori 3 – de minst attraktive alternativene

- Nullalternativet med CCS, som har betydelig høyere kostnader enn nullalternativet uten CCS, men ellers samme egenskaper. CCS-kostnaden er svært usikker.
- Biokull kraftvarmeverk, som har høye kostnader og er usikkert pga. at det bare finnes én leverandør av brenselet.
- Vind og sol kombinert med hydrogen, som har høye kostnader og negative miljøkonsekvenser pga. vindkraft
- Kabel fra land som har høye kostnader, risiko for negative miljøkonsekvenser og som ikke forbedrer forsyningssikkerheten i forhold til nullalternativet

Videre arbeid

Det er usikkerhet knyttet til alle alternativene, og andre alternativer enn de vi har vurdert, kan også være aktuelle. Videre analyser bør bl.a. gjøres for å avdekke kostnadene ved energieffektivisering, og i den sammenheng hvordan det kan påvirke optimaliseringen av og kostnadene for alternativene. For noen energikilder som vi har valgt å ikke ta med i analysen pga. stor usikkerhet, kan det med fordel gjøres nærmere analyser. Dersom vindkraft skal vurderes nærmere, må det gjøres ytterligere

vindmålinger. Det er også usikkerhet omkring miljøvirkningene for flere av alternativene som bør undersøkes nærmere.

Generelt er utviklingen i energietterspørselen svært usikker, noe som tilsier at det kan ha en samfunnsøkonomisk verdi å vente med å beslutte hvilken energiløsning man skal erstatte dagens energiforsyning med. Det forutsetter i så fall at man kan forvente å få bedre informasjon hvis man venter med beslutningen. Dagens energiverk kan med investeringer i reserve- og batterikapasitet trolig opprettholdes lenger enn til 2025, og i mellomtiden vil man trolig også få avklart hvor lenge gruvedriften vil fortsette.

1 BAKGRUNN OG INNLEDNING

Denne rapporten presenterer en bred teknisk-økonomisk mulighetsstudie av alternative fremtidige energiløsninger for Svalbard med hovedvekt på energiløsninger for Longyearbyen. Studien er et bidrag til beslutningsgrunnlaget for den videre prosessen med å vurdere den fremtidige energiløsningen for Longyearbyen. Rapporten er utarbeidet for Olje- og energidepartementet.

Det er to viktige grunner til å vurdere alternative energiløsninger på Svalbard. For det første benytter dagens energisystem i Longyearbyen lokalt kull, der tilgjengeligheten framover er usikker. For det andre gjør Norges klimapolitiske forpliktelser det ønskelig å vurdere overgang til fornybar energi.

Vi avgrenser i utgangspunktet analysen til å gjelde energiforsyning til husholdningenes, offentlige institusjoners og private bedrifters behov for elektrisitet og varme. Longyearbyen og andre bosetninger på Svalbard er imidlertid under utvikling både når det gjelder næringsvirksomhet og antall bosatte, noe som gjør det fremtidige energibehovet usikkert.

Vurderingen av fremtidens energiforsyning i Longyearbyen tar utgangspunkt i dagens energisituasjon. Det er gjort grunnlagsinvesteringer i infrastruktur og energiløsninger i bygningsmassen som har betydning for nytte-kostnadsvurderinger av ulike forsyningsalternativer. Videre er det behov for vedlikehold og nye investeringer uansett, samtidig som dagens energiforbruk gir et nyttig utgangspunkt for å analysere utviklingen i energibehovet videre og for vurderingen av energieffektiviseringspotensialet. Løsningene må også tilpasses de spesielle geografiske og naturgitte forholdene på Svalbard.

Studien legger spesielt, men ikke utelukkende, vekt på løsninger basert på fornybar energi. Samtidig vurderes det også hvilken rolle energieffektivisering kan spille, både alene og i sammenheng med ulike energiløsninger.

De ulike alternativene vurderes i henhold til fire hovedkriterier:

- Forsyningssikkerhet
- Bærekraft
- Utslipp av klimagasser
- Kostnadseffektivitet

Realistiske energiløsninger for Longyearbyen er kartlagt og evaluert i henhold til de oppsatte evalueringskriteriene. Det innebærer bl.a. at vi legger vekt på trygg energiforsyning basert på kjente og relativt modne teknologier. Vi vurderer ikke løsninger som er innrettet mot næringsutvikling basert på teknologiutvikling, testing av nye teknologier, eller energiforsyningen som næring i seg selv.

Evalueringsmetodikken følger prinsippene for samfunnsøkonomisk nyttekostnadsanalyser. Det innebærer at det etableres et nullalternativ som de alternative løsningene sammenlignes med. Nullalternativet for denne analysen er en videreføring av dagens energiforsyningsløsning.

Det overordnede kriteriet for vurdering av alternativer er *samfunnsøkonomisk kostnadseffektivitet*. Det innebærer at vi bør velge det alternativet som gir største samfunnsøkonomisk netto nytte¹. De samfunnsøkonomiske kostnadene består av investerings- og driftskostnader, og kostnader knyttet til miljøinngrep, utslipp av klimagasser og forskjeller i forsyningssikkerhet. Alle elementene er ikke like enkle å prissette, og i noen tilfeller er det ikke meningsfylt å prissette dem.

Analysen er gjennomført på følgende måte:

1. Vi tar utgangspunkt i at alle alternativene skal dekke det samme energibehovet, slik at alle alternativene i utgangspunktet gir samme nytte. Første del av analysen definerer derfor en

¹ Netto nytte for en investering eller løsning er forskjellen mellom de positive samfunnsøkonomiske nytteelementene og negative kostnadselementene.

referansebane for energi- og effektbehovet fra elektrisitet og varme, hvordan behovet fordeler seg over døgnet, uka og året (lastprofiler).

2. Vi definerer et krav til forsyningssikkerhet som skal oppfylles for alle løsningene.
3. Vi beskriver nullalternativet med kullfyrt kraftvarmeverk som hovedforsyningskilde.
4. Vi vurderer alternative forsyningsløsninger innenfor tre hovedkategorier:
 - a. Videreføring av kraftvarmeproduksjon med alternativ energikilde,
 - b. Forsyning basert på lokale fornybare energikilder og
 - c. Forsyning basert på kraftkabel fra fastlandet.

Analysen munner ut i ti ulike systemkonfigurasjoner, dvs. kombinasjoner av teknologier og energikilder som trengs for å fylle det definerte energibehovet, i tillegg til nullalternativet.

5. Vi beregner investerings- og driftskostnader for de aktuelle alternativene gjennom analysehorisonten. Analysen omfatter produksjonsanlegg og infrastrukturanlegg.
6. Vi kartlegger klimagassutslippene knyttet til driftsfasen for de aktuelle alternativene og beregner kostnader for CO₂-utslippene.
7. Vi beskriver konsekvensene for natur og miljø og gjør herunder en vurdering av hvilke konsekvenser som kan prissettes. For konsekvenser som ikke kan prissettes, gjør vi en vurdering av alvorlighetsgraden.
8. Til slutt rangerer vi alternativer på grunnlag av samfunnsøkonomiske kostnader, der det alternativet som gir de laveste samfunnsøkonomiske kostnadene for å oppnå det gitte nyttenivået, rangeres øverst. I rangeringen inngår både prissatte og ikke prissatte virkninger.
9. Endelig drøfter vi rangeringen med hensyn til usikkerhet, både når det gjelder anslag for kostnader og nytte, og når det gjelder mulighet for tilpasninger ettersom det er usikkerhet omkring bosetting og næringsstruktur på Svalbard på sikt. Her drøfter vi også i hvilken grad forsyningssikkerhetskravet kan modifiseres for noen av løsningene uten urimelig store kostnader, f.eks. ved å benytte forbruksfleksibilitet.

I tillegg til å vurdere alternativer for energiproduksjon, drøfter vi potensialet for og lønnsomheten av energieffektivisering og forbruksfleksibilitet.

Vi gjør også en kort vurdering av relevansen av analysen for andre lokalsamfunn på Svalbard.

Hovedformålet med prosjektet er å gjøre en bred mulighetsstudie. Alternativene er ikke analysert på detaljnivå, noe som innebærer at beregningene og vurderingene er relativt grove. Analysen er ikke egnet til å velge ett alternativ for framtidig energiforsyning i Longyearbyen, men som et utgangspunkt for å vurdere hvilke alternativer det vil være mest aktuelt å vurdere nærmere i en videre prosess. Videre er analysen begrenset til de kriteriene som er nevnt over. Det vil også være andre samfunnsøkonomiske nytte- og kostnadsvirkninger som ikke er tatt med i denne analysen.

Studien bygger på tidligere utredninger og samtaler/intervjuer med Longyearbyen Lokalstyre. Vi har også arrangert et åpent innspillsmøte der ulike aktører og leverandører fikk anledning til å presentere sine forslag til teknologier og løsninger for framtidig energiforsyning. Vi har også hatt et antall møter med interessenter som ikke kunne delta på innspillsmøtet, og vi har mottatt innspill på mail.

For å vurdere ressurstilgang og mulige tekniske løsninger har vi så langt som mulig tatt utgangspunkt i ressursstudier som allerede er utført. Videre har vi benyttet eksperter innenfor de ulike fagfeltene i vurderingen av potensialer og kostnader.

2 DAGENS ENERGISYSTEM PÅ SVALBARD

2.1 Om Svalbard-samfunnet

Svalbard og Longyearbyen er spesielle på mange måter som også har betydning når man skal vurdere energiforsyning til samfunnene der.

For det første er det få og små bosettinger som ligger langt fra hverandre. Longyearbyen er den største bosettingen, med vel 2100 innbyggere. I tillegg til de faste innbyggerne, er det et betydelig antall sesongarbeidere og turister som besøker Svalbard, først og fremst i løpet av sommersesongen.

Svalbard ligger svært langt mot nord, nærmere bestemt på 78°38'N. Bosettingene ligger på øya Spitsbergen, som er større enn Østfold, Akershus og Hedmark til sammen, og mer enn ti ganger så stor som Hinnøya, som er den største øya på Fastlands-Norge. Avstanden fra Longyearbyen til Hammerfest er nesten 900 km i luftlinje, se Figur 1.

Figur 1: Svalbards beliggenhet i forhold til fastlandet



Beliggenheten langt mot nord innebærer at vinteren er lang, med mørketid i nesten 4 måneder og lave temperaturer både sommer og vinter. Boliger og næringsbygg har behov for varmforsyning hele året. På den annen side er solforholdene om sommeren svært gode, med en lang periode med mindnattsol.

Beliggenheten langt mot nord har også betydning for natur og ressursgrunnlag. Naturen er sårbar og naken, noe som betyr at det tar lang tid å reversere inngrep og at noen inngrep kan være irreversible. Permafrost innebærer også at infrastruktur, inkludert for fjernvarme og vann og avløp, ikke er gravd ned i bakken.

Svalbard er også i en spesiell situasjon hva gjelder næringer og befolkning. Longyearbyen er ikke et såkalt «livsløpssamfunn», dvs. at det ikke er lagt opp til eller til rette for at befolkningen skal leve hele livet fra fødsel til død i samfunnet. Man observerer høy turnover av beboere og sårbarhet overfor de eksisterende næringene, noe som gjør det utfordrende å fremskrive befolkningsutviklingen. Det er et hovedmål for norsk Svalbard-politikk å opprettholde bosettingen på øygruppa.

Næringsstrukturen på Svalbard er basert på de tre basisnæringene gruve-/kulldrift, forskning og undervisning, reiseliv og offentlig administrasjon. I 2016 var det registrert omtrent 153 årsverk i bergverksdrift og utvinning, ifølge SSB, noe som tilsvarte i underkant av 10 prosent av alle årsverk

på Svalbard. Dette var en nedgang på hele 42 prosent fra foregående år. Selv om sysselsettingen i kulldriften har sett en nedadgående trend de senere årene, er dette fortsatt en betydelig næring.

Forsyninger må flys eller skipes inn og avfall flys eller skipes ut.

Beliggenheten, natur- og klimaforholdene og nærings- og bosettingsstrukturen understreker behovet for trygg energiforsyning til samfunnene på Svalbard. Forholdene tilsier også at man for de ulike løsningene må ta høyde for at anleggene skal bygges og drives under arktiske forhold.

2.2 Dagens energiforbruk i Longyearbyen

2.2.1 Oversikt over Longyearbyen

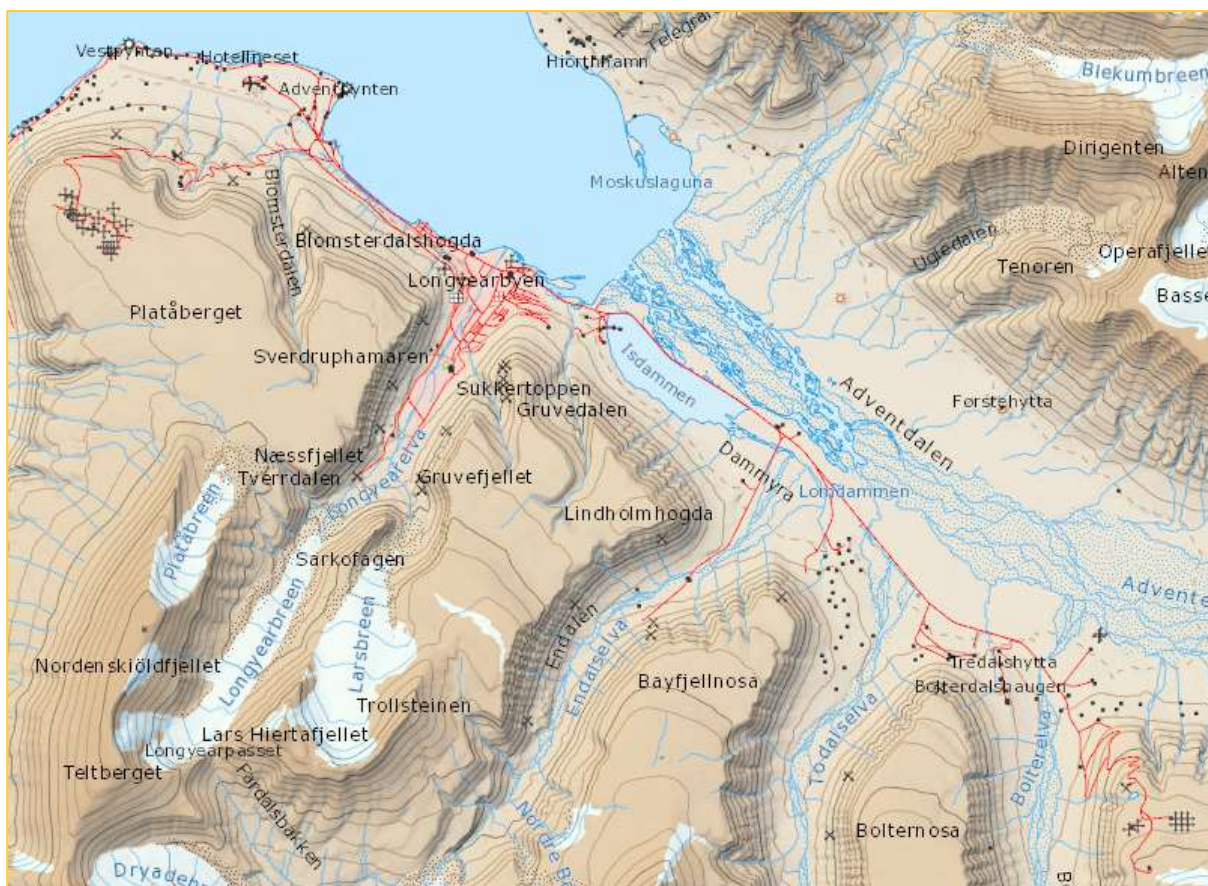
Figur 2 viser en oversikt over Longyearbyen. Byen ligger på vestsiden av Spitsbergen ved Isfjorden og utløpet av Longyearelva. Boliger og næringsbygg ligger overveiende inne i byen og oppover Longyeardalen. Utenfor byen er det en del hyttebebyggelse.

En del av bebyggelsen ligger i skredsone og flere boliger er tatt av skred i senere år. Noen boliger ligger fortsatt i skredsone i henhold til kartlegging gjennomført av NVE (2016).

Byen får vannforsyning fra Isdammen. Gruvedrift foregår i dag i Gruve 7 som ligger på fjellet ovenfor Adventdalen og Bolterdalen. Forskningssasjonen Eiscat er lokalisert like ved Gruve 7, mens SvalSat ligger på Platåberget på den andre siden av byen, over flyplassen. Kullkaia, der kullet fra Gruve 7 skipes ut, ligger i nærheten av flyplassen på Hotellneset, der det er planer om å etablere et nytt næringsområde.

Dagens energiforsyning er basert på et kullfyrt kraftvarmeverk som ligger i utkanten av byen mot vest. Energiverket ligger i utkanten av skredsone.

Figur 2: Kart over Longyearbyen



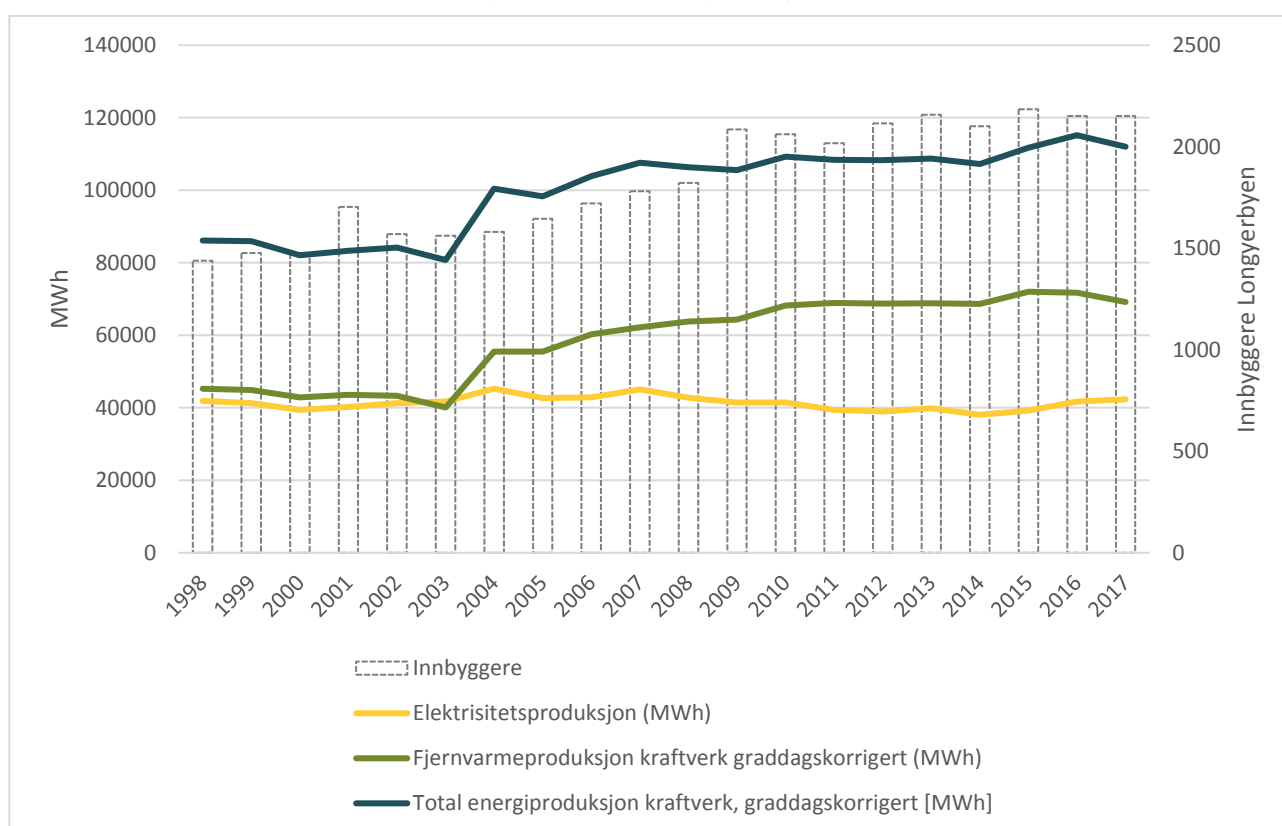
2.2.2 Historisk utvikling: Varmeforbruket har økt og strømforbruket har vært stabilt

Dagens energiforbruk i Longyearbyen er fordelt på 1.850 forbrukere og ligger på 40.000 MWh elektrisk energi og 70.000 MWh fjernvarme. Fjernvarme leveres hovedsakelig til husholdninger og kommunale tjenester, mens næringsvirksomhet tar en større del av elektrisitetsforbruket, inkludert Gruve 7 og SvalSat. Kullkraftverket har også et høyt eget forbruk, dels på grunn av renseanlegget.

Figuren under viser innbyggertall, elektrisitetsproduksjon og graddagskorrigeret varmeproduksjon i Longyearbyen de siste 20 årene. Longyearbyen hadde på grunn av en økt befolkning en jevn økning i varmebehovet fra starten av 1980-årene fram til 2008. Antall kvadratmeter tilknyttet fjernvarmenettet har økt jevnt de siste 20 årene med et hopp i antall tilknytninger i 2003-2004. Behovet for varmeproduksjonen i kullkraftverket har derfor økt.

Elektrisitetsforbruket gikk ned da gruve 3 ble nedlagt i 1996, men har etter dette holdt seg relativt stabilt, på tross av en økning i befolkningen.

Figur 3: Energiproduksjon og innbyggertall i Longyearbyen fra 1998 til i dag



2.2.3 Dagens fjernvarmeforbruk i Longyearbyen

Fjernvarmebehovet varierer mye med temperaturen. Omtrent 70 prosent av varmeproduksjonen var temperaturavhengig i 2017, hvor de resterende 30 prosentene, som ikke er temperaturavhengig, i hovedsak er tappevann. Fjernvarmebehovet dekker det aller meste av oppvarmingsbehovet i Longyearbyen. For at forbruket skal kunne sammenlignes på tvers av kalde og varme år, har vi korrigeret forbruket for 2017 med temperaturen det året slik at alle forbrukstall er omregnet til et «normalår», dvs. et år med gjennomsnittlig utetemperatur.

Kunder

Fjernvarme brukes i alminnelig forsyning og i servicebygg til både romoppvarming, oppvarming av ventilasjonsluft og varmt tappevann. Det er ikke installert fjernvarmemåler på de enkelte byggene.

Det finnes derfor ikke tall som viser en fordeling av fjernvarmebruken mellom de ulike typene bygg. Tabellen under viser en oversikt over hvordan samlet areal i byggene er fordelt mellom ulike byggtypen og byggeår. 50 prosent av oppvarmet areal er boliger, over 40 prosent er næringsbygg og resten rommer offentlig virksomhet. Over halvparten av arealet er bygget før 1970.

Tabell 1: Areal tilknyttet fjernvarmeforsyningen

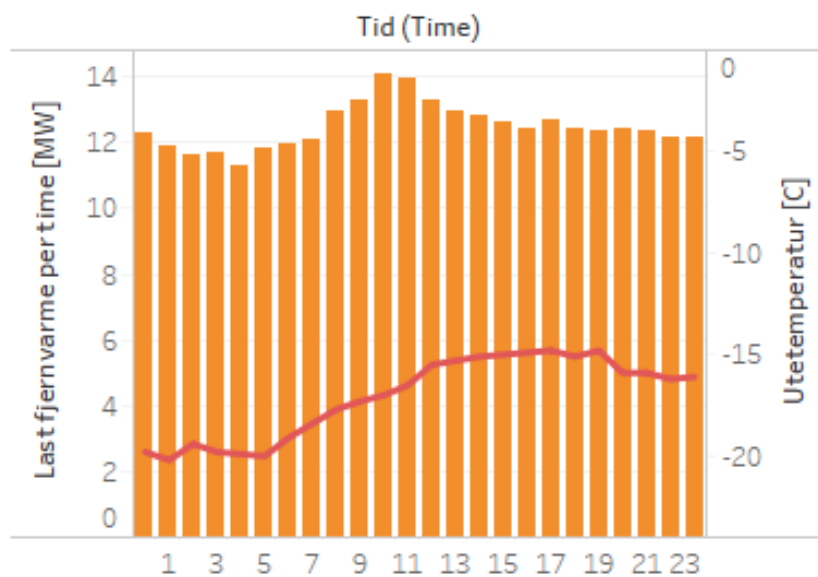
	1900-1969	1970-1989	1990-2009	2010-2018	Sum m ²	Prosent
Småhus	12,372	-	23,562	3,499	39,433	20
Leilighet	15,623	-	29,719	7,025	52,367	26
Hotell	7,102	-	1,048	-	8,150	4
Skole	6,000	-	-	-	6,000	3
Barnehage	1,093	-	800	-	1,893	1
Restauranter	-	-	3,213	-	3,213	2
Butikk/næring	32,529	-	7,195	454	40,177	20
Sykehus	2,000	-	-	-	2,000	1
Lagerbygg	4,204	-	5,804	-	10,008	5
Studenthjem	3,519	-	1,969	-	5,488	3
Idrettshall	4,000	-	-	-	4,000	2
Fritidsbolig	-	-	1,165	640	1,805	1
Kontor	9,666	-	954	-	10,620	5
Universitet/høgskole	10,775	-	-	-	10,775	5
Coop			3,936		3,936	2
Sum	108,882	-	79,365	11,618	199,865	100

I tillegg til å levere varme i byggene er fjernvarmerørene noen steder lagt sammen med rør til vann og avløp og bidrar til oppvarming slik at disse rørsystemene ikke fryser til. Elektrisitet er også brukt til å holde vann og avløp frostfritt, men erfaringen er at fjernvarme fungerer bedre. Det er planlagt at fjernvarme brukes i enda større grad enn i dag til å holde vann- og avløpsrør frostfritt.

Effektuttak ved dimensjonerende utetemperatur i Longyearbyen

Figuren under viser lastprofiler for to døgn i 2017 for fjernvarme. Maksimalt målt fjernvarmproduksjon fra kraftverket det siste året er 13 MW og ble målt ved minus 20 °C. Varmeproduksjon ved bruk av diesel fra fyrhusene er ikke inkludert siden det ikke finnes målinger av denne produksjonen. Faktisk makslast i 2017 ved minus 20 °C er dermed trolig noe høyere.

Figur 4: Forbruksprofil i døgnet med maksimalt forbruk i 2017 (målt 11. mars)

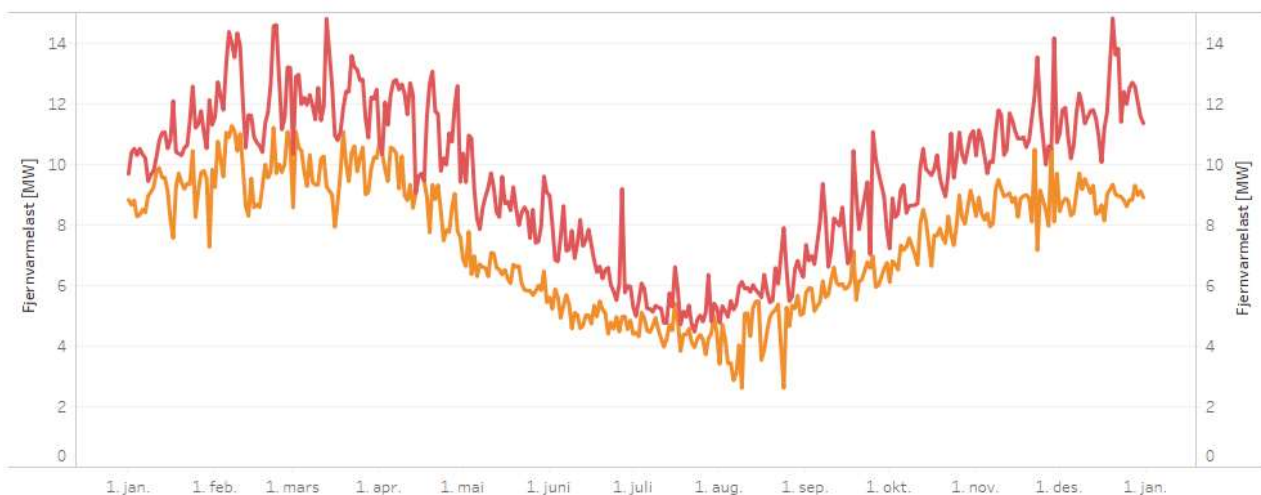


Kilde: Data fra Longyearbyen Lokalstyre

Variasjon i fjernvarmeforbruket

Figuren under viser årlig minimum og maksimum last pr. døgn for fjernvarme. Som figuren viser, varierer fjernvarmebehovet mye over året. Fjernvarmebehovet er vesentlig høyere om vinteren enn om sommeren på grunn av store temperaturforskjeller. I tillegg er det generelt lavere aktivitet både i næring og boliger sommerstid (særlig juli) på grunn av ferieavvikling.

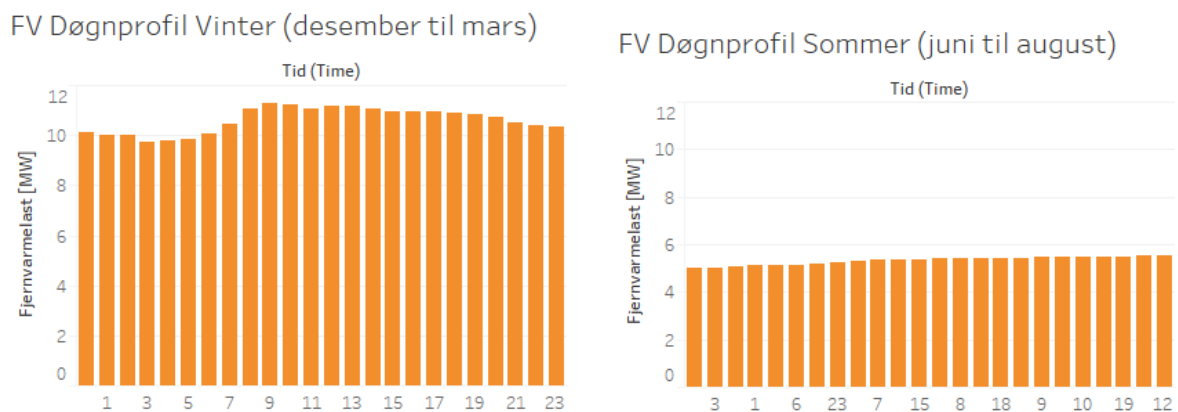
Figur 5: Målt maksimal og minimal last over døgnet for hele året



Kilde: Data fra Longyearbyen Lokalstyre

I 2017 var effektbehovet for fjernvarme i et gjennomsnittlig vinterdøgn mellom 10 og 12 MW, og mellom 5 og 6 MW i et gjennomsnittlig sommerdøgn. Fjernvarmebehovet halveres dermed fra vinter til sommer i et år med gjennomsnittlig temperatur.

Figur 6: Målt fjernvarmeproduksjon et gjennomsnittlig sommer- og vinterdøgn i MW



Kilde: Data fra Longyearbyen Lokalstyre

Fjernvarmebehovet er jevnt over uken, og analyser viser ingen spesiell reduksjon av varmebehovet i helgene sammenlignet med ukedagene. Dette er i og for seg naturlig for boliger, men man kunne anta at behovet var noe lavere i næring og servicebygg i helgene. Det avhenger imidlertid av hvordan byggene blir brukt.

Figuren under viser hvordan behovet for elektrisitet og fjernvarme varierte gjennom den siste uken i januar 2017. Forbruket varierte litt over døgnet, men ser ellers ut til å variere med temperatur og ikke ukedag.

Figur 7: Målt forbruk siste uken i januar 2017



Kilde: Data fra Longyearbyen Lokalstyre

2.2.4 Dagens elektrisitetsforbruk i Longyearbyen

Energisystemet i Longyearbyen er relativt lite, og store forbrukere påvirker lasten i stor grad. Nesten alt oppvarmingsbehov dekkes av fjernvarme. Forbruket av elektrisitet er dermed ganske stabilt og uavhengig av temperatur. Omtrent 15 prosent av elektrisitetsforbruket er temperaturavhengig.

Kunder

Tabellen under viser elforbruket i 2017 fordelt på de største forbrukerne i Longyearbyen. Eget forbruk i kraftverket er betydelig og utgjør 16 prosent av samlet elforbruk. Kraftverkets eget forbruk går hovedsakelig til renseanlegget og vil dermed falle bort ved nedlegging av anlegget og etablering av

en alternativ forsyningsløsning. Øvrige store forbrukere er Gruve 7, SvalSat og Forskningsparken som til sammen står for nesten 30 prosent av forbruket.

Tabell 2: Elkunder i 2017

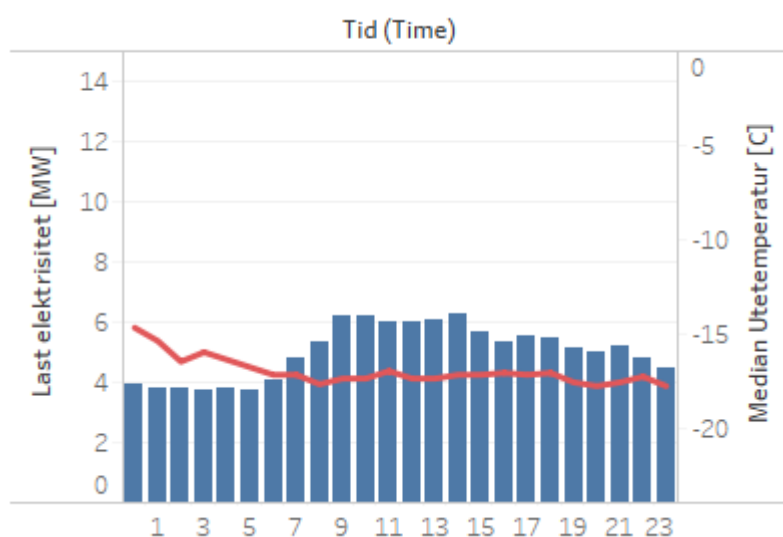
Kunde	Elektrisitetsforbruk 2017 (MWh)	Prosent
Eget forbruk kraftverk	7498	17
Gruve 7	5720	13
SvalSat	4340	10
Forskningsparken	2250	5
Lufthavn	1540	4
Coop	1210	3
Vann og avløpssystem	1170	3
Radar gruve 7	920	2
Isdammen	830	2
Funken	740	2
Radisson	680	2
UNIS	580	1
Svalbardhallen	510	1
Næringsbygget	460	1
Kulturhuset	420	1
Skole	430	1
Sykehuset	410	1
Iss bygget sjøområdet	380	1
Kailager, hovedlager	380	1
Televerket, hov.måler	340	1
Hangar Hotellneset	360	1
Adm.bygg sysselmann	260	1
Øvrig	11540	27
Totalt	43035	100
Totalt uten forbruk i kraftverk	35537	

Kilde: Data fra Longyearbyen Lokalstyre

Maksimallast for elektrisitet i Longyearbyen

Det er registrert maksimallast for Longyearbyen på over 8 MW og der er registrert 12 timesverdier over 7 MW i 2017. Dette inkluderer forbruk og tap.

Figur 8: Forbruksprofil over døgnet 24. mars 2017, målt



Kilde: Data fra Longyearbyen Lokalstyre

Variasjoner i energibruk

Figuren under viser minimum (grønn linje) og maksimal (blå linje) last per døgn i hele 2017 for elektrisitet. Vi kan se at elektrisitetsforbruket er relativt stabilt over året på nattestid, og at maksimalforbruket ikke varierer mye over året (bortsett fra en tydelig nedgang i juli), men at det er stor forskjell mellom enkeltdager.

Figur 9: Maksimal og minimal last over døgnet for hele året

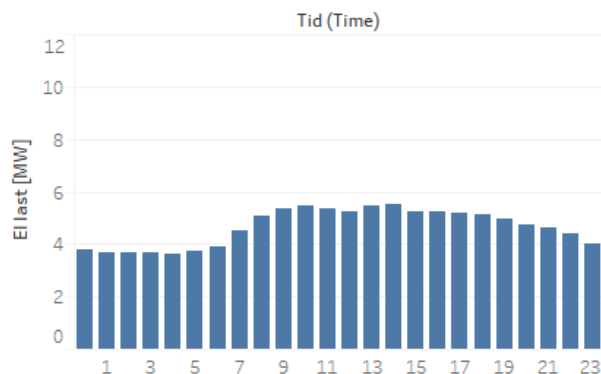


Kilde: Data fra Longyearbyen Lokalstyre

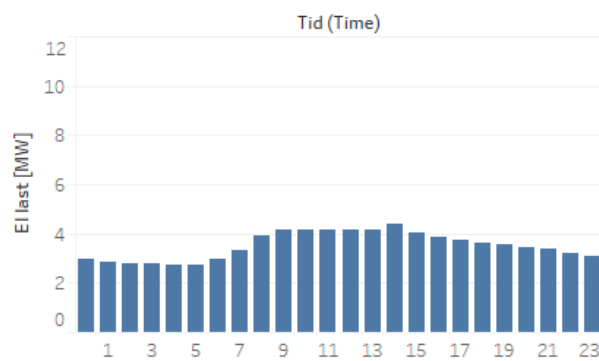
Effektbehovet for elektrisitet ligger normalt på rundt 6 MW på dagen og 4 MW på natten vinterstid og rundt 4 MW på dagtid sommertid. Gruve 7 driver til faste tidspunkter fra klokken syv til elleve fem dager i uken, men effektbehovet varierer mye i løpet i løpet av dagen. Variasjonen mellom natt og dag er lavere på sommeren på grunn av at gruvene har redusert drift i juli.

Figur 10: Elektrisitetsforbruk et gjennomsnittlig vinter- og sommerdøgn, MW

El Døgnprofil Vinter (desember til mars)



El Døgnprofil sommer (juni til august)



Kilde: Data fra Longyearbyen Lokalstyre

Figuren under viser hvordan behovet for elektrisitet varierte over uken siste uken i januar 2017. Behovet for elektrisitet er generelt noe lavere i helgene enn på ukedagene og noe lavere om natten enn om dagen.

Figur 11: Elforbruk time for time siste uken i januar 2017



Kilde: Data fra Longyearbyen Lokalstyre

2.3 Dagens energiforsyning

Ryggraden i dagens energiforsyning i Longyearbyen er et kraftvarmeverk som fyres på lokalt kull. I tillegg finnes det reserve- og spisslastkapasitet i systemet. I dette delkapittelet gir vi en nærmere beskrivelse av dagens anlegg.

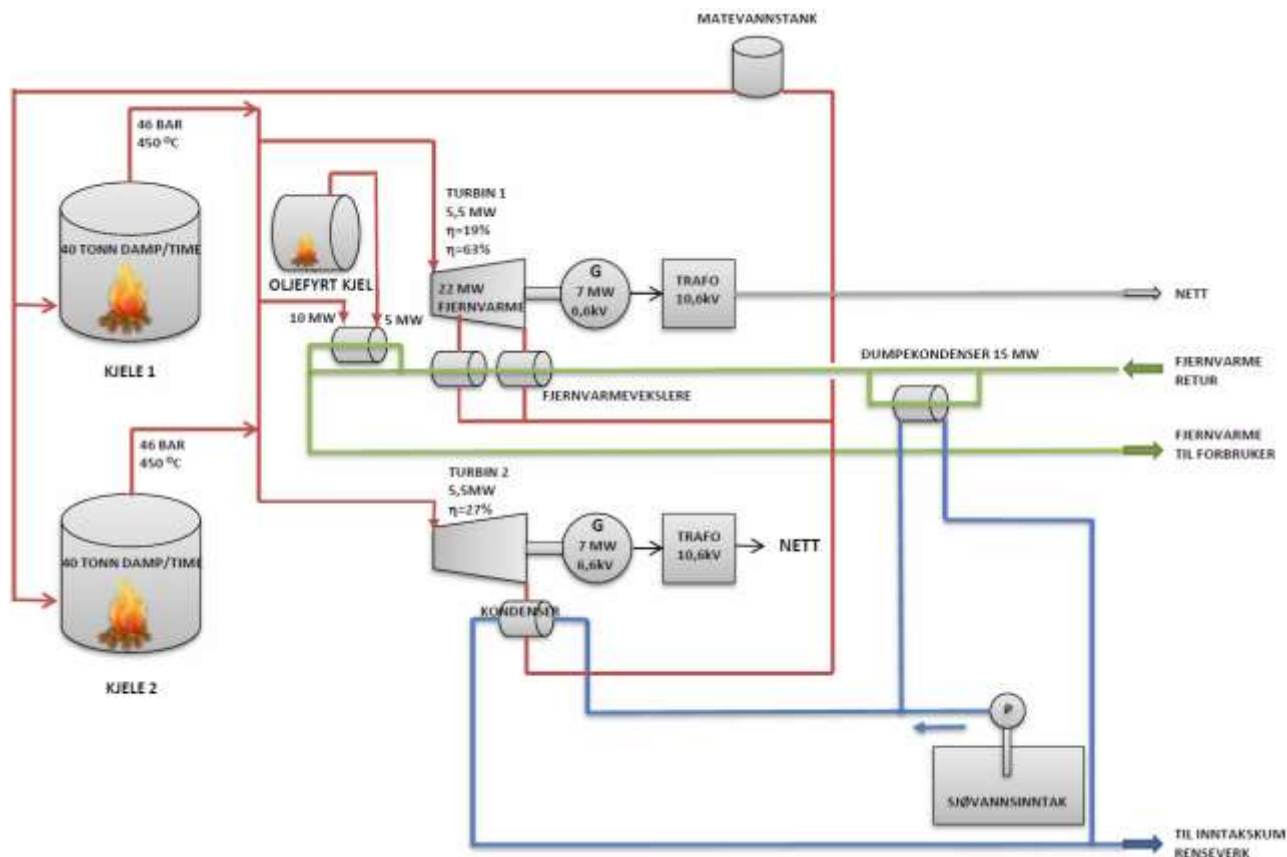
2.3.1 Kullkraftverket

Longyear Energiverk (dagens kullkraftverk) eies og driftes av Longyearbyen Lokalstyre. Verket ble bygd i 1982 og har de siste tre årene brukt mellom 25 og 29 000 tonn kull per år for å forsyne Longyearbyen med strøm og varme. Det har i senere år blitt gjort oppgraderinger og investeringer i renseanlegg som renser røygassen for NO_x, SO₂ (svovel) og sot/støv/partikler. Renseanlegget ble bygget for å tilfredsstille krav fra Miljødirektoratet og ble satt i drift i 2015.

Kapasitet strøm og varmeproduksjon

Figur 12 viser flytdiagram for kraftverket. Det består av to kullfyrte dampkjeler og to dampturbiner med teoretisk effekt på 5,5 MW hver. Fra den ene turbinen tappes det damp som produserer fjernvarme med en teoretisk effekt på 22 MW. Det er planlagt installasjon av en reserve fjernvarmeveksler i kraftverket til erstatning av eksisterende varmeveksler. Fjernvarmeveksleren vil ha en teoretisk kapasitet på 10 MW (5 MW ved bruk av oljefyrt kjel).

Figur 12: Flytdiagram eksisterende kullkraftverk Longyear Energiverk



Kilde: Longyearbyen Lokalstyre

Til sammen har kraftverket tilgjengelig teoretisk effekt på 11 MW strømproduksjon og 22 MW fjernvarme, men på grunn av begrenset kapasitet i renseanlegget kan ikke begge dampkjelene produsere samtidig, og strømproduksjonen kan maksimalt være 7,5 MW. Longyearbyen Lokalstyre anslår at fjernvarmeproduksjonen er begrenset til 16 MW ved maksimal strømproduksjon, men dette er noe usikkert. I denne rapporten har vi gått ut fra at maksimal fjernvarmeproduksjon fra dagens kullkraftverk er 16 MW.

Tabell 3: Effekt og virkningsgrad for turbinene og dieselkjelen i dagens kullkraftverk

Generator		Effekt el	Teoretisk effekt varme	Virkningsgrad kraftproduksjon η_{el}	Virkningsgrad varmeproduksjon η_{varme}
Turbin 1	Mottrykks-turbin	Teoretisk: 5,5 MW Faktisk: 7,5 MW minus pr. turbin 2	Teoretisk: 22 MW Faktisk ved full el.prod: 16 MW	19 %	63 %
Turbin 2	Kondensasjons-turbin	Teoretisk: 5,5 MW Faktisk: 7,5 MW minus pr. turbin 1	-	27 %	-
Dieselskjel		-	5 MW	-	Ukjent

Kilde: Longyearbyen Lokalstyre

Turbin 1 produserer både fjernvarme og el og har dermed en høyere total virkningsgrad enn turbin 2. Turbin 2 produserer kun elektrisitet og har en høyere elproduksjon over året, totalt nesten 60 prosent av produksjonen i 2017. Mens elproduksjonen i turbin 1 styres etter fjernvarmebehovet, produserer turbin 2 gjenstående elbehov og tar dermed lastendringene over døgnet. Det gir varierende last som fører til lav virkningsgrad og økt slitasje på turbin 2.

Den største utfordringen for driften er at det kan komme relativt store og raske lastendringer i Gruve 7 ved uforutsette hendelser. Store lastendringer har ved enkelte tilfeller gitt strømstans.

Tilstand

Kullkraftverket er ca. 35 år gammelt. Siden dampkjelene går vekselvis, har hver av kjelene likevel driftstid på 15-16 år bak seg.

I 2013 ble det utført en tilstandsanalyse av OEC i 2013 (OEC-Consulting, 2013). Her ble gjenstående levetid for ulike deler av verket vurdert:

- De to turbinene har en anslått levetid til 2040. Turbin 2 kan ha noe kortere levetid pga. mer variabel last.
- Kullristene anslås å ha levetid til 2038 gitt overhaling hvert 4. år og totalrestaurering hvert 8. år.
- Det vil være nødvendig med software-oppggraderinger av kontrollsystemet fram mot 2038.

Sammen med vurderinger fra Longyear Energiverk konkluderte OEC med at verket kan drives fram til 2038, forutsatt at en rekke anbefalte tiltak ble gjennomført. De fleste av tiltakene er utført de siste fire årene.

Kraftverket er gammelt, og det finnes kun tre av denne typen kraftverk i verden i dag. Dette gjør at det blir vanskelig og dyrt å få tak i reservedeler. Reservedeler kan i flere sammenhenger måtte spesialbestilles og i enkelte tilfeller spesialproduseres.

Samlet anser Longyearbyen Lokalstyre at det ikke er mulig med fortsatt drift av kullkraftverket etter 2038. Det har vi også lagt til grunn i vår analyse.

Kullkvalitet

Kullet levert fra Store Norske har en brennverdi på 700 kcal/tonn mot 600 kcal/tonn som er europeisk standard. Høy brennverdi og pulverisert kull med høyt gassinnhold gjør at noe av kullet forbrenner allerede i luften, noe som muliggjør en raskere regulering.

2.3.2 Reserve- og spisslastkapasitet

Elektrisitet

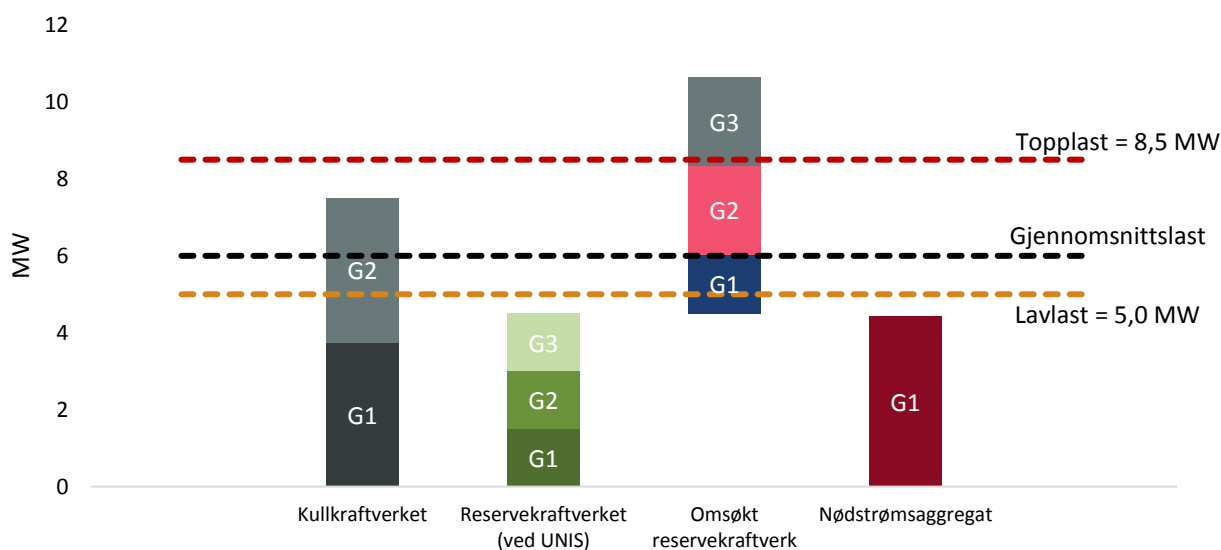
Dersom kullkraftverket er ute av drift eller ikke produserer tilstrekkelig energi, vil reservekraftverket i UNIS-krysset produsere strøm. I tillegg er det flere nødstrømsaggregat i tilknytning til ulike forbrukere (SvalSat, Gruve 7, flyplassen, sykehuset osv.), men disse er ikke en del av den regulære kraftforsyningen.

Reservekraftstasjonen ved UNIS-krysset stod ferdig i 2009 og vil være en naturlig reserveløsning også i en eventuell ny energiløsning for Longyearbyen. Spisslaststasjonen ved kullkraftverket er besluttet nedlagt grunnet dårlig tilstand og usikre HMS-forhold.

For å erstatte spisslaststasjonen ved energiverket har Longyearbyen Lokaltstyre anbefalt å bygge en ny reservekraftstasjon med tre medium-speed dieselmotorer og med en samlet effekt under kontinuerlig drift på minimum 6 MW ved full utbygging. Alternativt har de søkt om en redusert utbygging med to dieselmotorer og en samlet effekt på 3,5 MW (Longyearbyen Lokaltstyre, 2017). Nøyaktig generatorstørrelse for de to alternativene er ikke kjent og vil avhenge av full utbygging eller redusert utbygging.

Figur 11 illustrerer hvor mange MW strøm hver stasjon kan produsere sammenlignet med strømbehovet på vinterstid i Longyearbyen. Figuren inkluderer også det nye reservekraftverket som Longyearbyen Lokaltstyre ønsker å bygge. Generatorstørrelsene for nytt reservekraftverk er ikke endelig besluttet og kun en illustrasjon.

Figur 13: Strømproduksjon for eksisterende stasjoner og nytt reservekraftverk*



* Reservekraftverkene er oppgitt med varig levert effekt, som er ca. 20 prosent lavere enn installert effekt. Stiplede linjer viser strømbehovet vinterstid for Longyearbyen (NVE, 2018).

Fjernvarme

Som reserve- og spisslastkapasitet for fjernvarme finnes det i dag seks ulike fyrhus på ulike plasseringer i Longyearbyen og på flyplassen, i tillegg til en reservekjel inne på kraftverket. Tabell 4 viser en oversikt over de eksisterende fyrhusene.

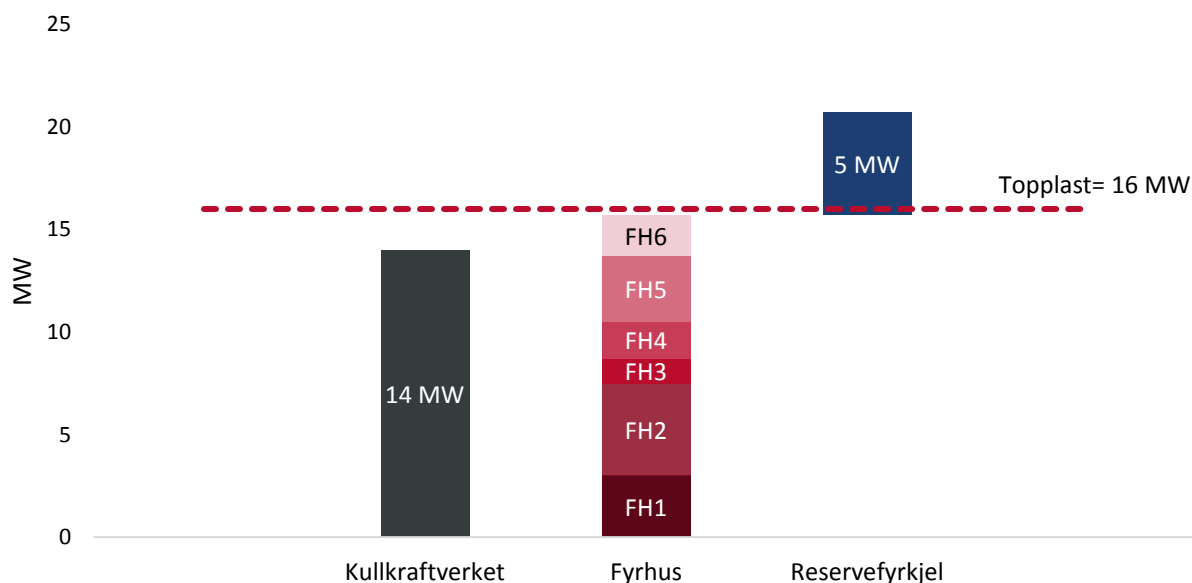
Tabell 4: Oversikt fyrhusene i Longyearbyen og på flyplassen

Oversikt fyrhus	Plassering	Installert effekt MW
FH1	Lompen	3,0
FH2	UNIS-krysset	4,5
FH3		1,2
FH4	Flyplassen	1,8
FH5	Skolen	3,2
FH6	Nybyen	2,0
Samlet		15,5

Kilde: Longyearbyen Lokalstyre

Figur 14 viser hvor mange MW fjernvarme kullkraftverket, de seks fyrhusene og reservefyrkjelen i kullkraftverket kan levere. Figuren viser også topplasten for fjernvarme. Ved dimensjonerende utetemperatur lik minus førti grader vil maksimal varmelast være 18 MW i henhold til analyser av ET-kurven utført av Multiconsult og 21 MW ifølge simuleringer utført av og for Longyearbyen Lokalstyre. Dersom hele kullkraftverket inkludert reservefyrkjelen, som er plassert i samme bygg, er ute, vil det ikke være tilstrekkelig varmeproduksjon for denne ekstremsituasjonen.

Figur 14: Fjernvarmeproduksjon for varmeproduserende enheter i Longyearbyen*



* Stiplet linje viser målt topplast for fjernvarme (NVE, 2018)

2.3.3 Samlet oversikt

Tabellen under viser tilgjengelig kapasitet til strøm- og varmeproduksjon inkludert kullkraftverket, spiss- og reservelastsentraler.

Spisslastsentralen ved kullkraftverket er tatt ut av drift og er ikke med i oversikten.

Tabell 5: Strøm- og varmeproduserende enheter i Longyearbyen*

Stasjon	Energi-kilde	Antall turbiner/ generatorer/ fyrkjeler	Strøm	Fjernvarme	Installasjonsår
Kullkraftverket	Kull	2	7,5 MW	14 MW	1983
Reservefyrkjel (samme bygg som kullkraftverket)	Diesel	1		5 MW	1983
Reservekraftverket (ved UNIS-krysset)	Diesel	3	4,5 MW		2008/2009
Nødstrøms-aggregat	Diesel	11	Ca. 4,4 MW		Diverse
Fyrhusene	Diesel	6		15,7 MW	Ukjent/diverse
Total kapasitet			16,4 MW	34,7 MW	

* Spisslaststasjonen ved kullkraftverket inneholder 4 generatorer men 3 er ute av drift. Verdier er gitt for varig effekt levert som er ca. 20 prosent lavere enn maksimal effekt. NVE, 2018.

2.3.4 El-nettet

Strømnettet består av høyspente linjer og kabler på 11 kV og 22 kV og lavspenningsanlegg 230 V IT, og 400 V TN og 1000 V, linjer og kabler. Det er 16,3 km høyspent luftlinjer og 29,5 km høyspent jordkabel. I tillegg består kraftdistribusjonen av 54 transformatorer i totalt 48 nettstasjoner. Longyearbyen Lokalstyre eier de fleste stasjonene, men enkelte eies av henholdsvis Store Norske og KSAT.

Deler av nettet har høy alder og reinvesteringsbehovet er opplyst å være høyt. Det foreligger eksempelvis planer for utskifting av luftlinjenettet.

Sammenlignet med innbyggertallet har anlegget et høyt antall abonnenter, totalt 1700 kunder (Longyearbyen Lokalstyre, 2009). Pr. 2018 er det 1850 aktive installasjoner, hvorav 1420 er fjernavlest. Det er ingen AMS-målere, men dette kan bli aktuelt da system for fjernavlesning fases ut og en erstatning av dette krever full utskifting av energimålerne.

Dersom sentral kraftproduksjon flyttes fra dagens lokasjon av energiverket, vil el-nettet i hovedsak takle dette. Dersom ny produksjon eller likeretteranlegg etableres på Hotellneset, anbefales det å etablere ny kabel inn til byen. Dagens linje viser seg å være svært sårbar for enkelte værforhold.

Ved eventuell ny kraftproduksjon på Platåberget må det etableres ny kabel i tillegg til dagens kabel til SvalSat. Forsterket nett til SvalSat er en fordel og ny kabel kan legges i ny trase utenfor godt definerte skredbaner.

Luftlinjenettet til Adventdalen er planlagt skiftet ut, og det vil være marginal kostnadsforskjell å legge litt kraftigere nett for å håndtere eventuell ny kraftproduksjon i dalen. Trafostasjon ut mot Adventdalen har også hatt en del utfordringer og vil skiftes ut.

Dersom det blir aktuelt med landstrøm til skip, er det ingen tydelige begrensninger i nettet. Punktene må da være på kaiene som blir etablert i sentrum.

2.3.5 Fjernvarmenett

Fjernvarmeanlegget i Longyearbyen er tilpasset utnyttelse av varme fra forbrenningsprosesser, og i mindre grad egnet til å utnytte av mer lavtempererte kilder som geotermisk energi og solvarme. Fjernvarme brukes i all hovedsak til romoppvarming, ventilasjonsluftoppvarming og oppvarming av varmt tappevann i bygningsmassen. Fjernvarmesystemet har betydelige varmetap, spesielt knyttet

til de delene som er lagt i rørkasser, men også i fyrhusene. Måten systemet er bygd opp på, henger imidlertid sammen med annen infrastruktur, for eksempel ved at tap fra fjernvarmerør i dag bidrar til at vann- og avløpsrør som går parallelt ikke fryser. Derfor er det å forvente at fjernvarmeanlegget i Longyearbyen vil ha høyere varmetap enn fjernvarmeanlegg på fastlandet.

Dagens fjernvarmesystem ble påstartet i 1950 og har hatt kontinuerlige utvidelser. Sekundærnettene ble bygget ut først som lokale nett med egne oljekjeler, og de alle fleste kundene er knyttet til disse sekundærnettene. Tilstanden på sekundærnettet varierer veldig mye og mye ble skiftet for 10-15 år siden. Primærnettet som forbinder de ulike sekundærnettene, kom i forbindelse med bygging av kullkraftverket i 1982 (KanEnergi, 2001). En fersk tilstandsanalyse indikerer en restlevetid på 15-20 år for primærnettet. Longyearbyen Lokalstyre eier og drifter fjernvarmesystemet fram til innenfor husveggen hos sine kunder. Bortsett fra i noen få tilfeller er det kunden selv som eier kundesentralen/undersentralen. Kvaliteten på disse undersentralene er svært varierende og det forventes en utskifting i årene som kommer i regi av huseierne.

Fjernvarmenettet består av et ordinært, høytemperatur primærnett som distribuerer varme til en rekke sekundærnett som flere har egne spiss- og reservelastkjeler. Primærnettet kan ha turtemperaturer på opp mot 120 °C ved dimensjonerende forhold, mens turtemperaturene på sekundærnettene kan holdes på 90 °C. Til slutt er det varmeveksling mot varmeanleggene i hvert enkelt bygg, som krever 70 °C. Turtemperaturene på primær- og sekundærnett senkes ved mildere vær, men dårlig avkjøling av vannet hos fjernvarmekundene setter press på driftstemperaturen for å sikre kvalitet på leveransene.

Denne oppsplittingen i hele tre nivåer skilt med varmevekslere gir større temperaturtap enn konvensjonelle nett, men bidrar til forsyningssikkerhet ved at feil i et sted i nettet ikke påvirker hele nettet. Løsningen gir noe høyere investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnader og høye driftstemperaturer påvirker varmetap negativt.

Temperaturkravene til sluttbruker er avgjørende for hvilken temperatur som må leveres høyere opp i systemet og til slutt produseres. All varmeproduksjon basert på forbrenning, eksempelvis kull, olje og gass med fossilt opphav eller ikke, vil kunne mate inn på eksisterende nett på alle nivåer. Temperaturkravene i alle nettnivåene setter imidlertid begrensninger på utnyttelse av geotermisk varme og solvarme. Systemoppbyggingen åpner for å gjøre trinnvis overgang til eks. geotermisk varme.

Alderen på fjernvarmenettet tilsier at det kan være større reinvesteringsbehov. Det er også knyttet en viss usikkerhet til kapasiteten på deler av nettet og enkeltkunder får ikke alltid den kvaliteten som forventes. Dette kan utløse investeringsbehov, men energieffektivisering og effekttiltak i bygningsmassen har potensial for å kansellere ut denne kapasitetsutfordringen. Tiltak i varmeanleggene i byggene krever investeringsvilje hos byggeier. Det er imidlertid forventet at mange vil reinvestere, og det er da svært viktig at kravene fra Longyearbyen Lokalstyre skjerpes og tilpasses nettets behov. Samtidig er dette anledningen til å forberede fjernvarmeanlegget for utnyttelse av mer lavtempererte energikilder.

En flytting av sentral høytemperatur varmeproduksjon til eksempelvis Hotellneset, vil utløse behov for ny overføringsledning fram til dagens energiverk.

3 KRAV TIL FRAMTIDIG ENERGIFORSYNING

Framtidig energibehov på Svalbard avhenger av utvikling i bosetting og næringsvirksomhet. Til tross for betydelig nedbemanning i gruvedriften til Store Norske Spitsbergen Kullkompani (SNSK) har befolkningen i Longyearbyen holdt seg relativt stabil de senere årene. Vi legger til grunn at bosettingen på Svalbard minst kommer til å opprettholdes på dagens nivå i analyseperioden. Næringsstruktur og ny bebyggelse vil imidlertid påvirke energibehovet.

I dette kapitlet gir vi en oversikt over hvilket energiforbruk vi legger til grunn i basisscenarioet, og drøfter de viktigste usikkerhetsmomentene for energibruken med hensyn til nivå, fordeling mellom varme og elspesifikt forbruk, utvikling i topplast og forbruksprofil. Vi drøfter også hvilke krav som stilles til forsyningssikkerhet (driftsmargin).

3.1 Basisscenario

Samfunnet i Longyearbyen er i endring. Fremover satses det på å videreutvikle Svalbard som destinasjon for reiseliv og styrke forskning og undervisning. I «Masterplan for Svalbard, 2015 – 2025», en plan for å utvikle Svalbard som reisemål, er ambisjonen at antall årsverk i reiselivet i Longyearbyen skal dobles innen 2025. Andre muligheter, for eksempel innenfor maritim virksomhet, kan også bidra til å øke energibehovet i Longyearbyen. Blant annet kan man tilby grønn landstrøm til den økte maritime trafikken i området.

Endringene som kan forventes på Svalbard kommer til å påvirke energibehov, utvikling i topplast, og fordeling mellom el og varme. Det er imidlertid mange usikkerhetsmomenter som kan trekke i ulike retninger. Vi har derfor valgt å bruke dagens energiforbruk som basisscenario for analysen. I avsnitt 3.2 drøfter vi usikkerhetsmomentene nærmere, og i usikkerhetsanalysen til slutt drøfter vi mulighetene for å tilpasse de ulike forsyningsalternativene til viktige usikkerhetsmomenter.

Nedenfor gir vi en kort beskrivelse av endringer vi har tatt høyde for i basisscenarioet.

3.1.1 Energiforbruk til næringsvirksomhet

Det foreligger ulike konkrete planer som vil påvirke energibehovet i Longyearbyen:

- Ved SvalSat er det allerede tatt beslutninger som innebærer en 50 prosent økning i elektrisitetsforbruket, noe som utgjør 2.250 MWh. SvalSat må uansett ha egne back-up systemer som dekker hele forbruket
- Gruve 7 står for en betydelig andel av elektrisitetsforbruket (5.720 MWh). Gruven vil bli driftet med utvinning av kull som i dag så lenge det er tilgjengelige kullressurser, antagelig minst til 2025.
- Kullkraftverket har et betydelig eget forbruk blant annet til renseanlegget, samt til feiing av kjelene. Dette strømbehovet (6.880 MWh) vil forsvinne ved en alternativ energiforsyning.

Strømforbruket ved kullkraftverket er ikke inkludert i visninger av energibehovet i rapporten, men inngår som en kostnad i de forsyningsløsningene der det fortsatt vil bli brukt. Eventuelt energibruk i ny energiproduksjon vil naturligvis bli inkludert der det er relevant.

SNSK er forslagsstiller for delplan D37 Hotellneset. Multiconsult AS er plankonsulent. Delplanen tilrettelegger for utvikling og utbygging av Hotellneset til tyngre og lettere næring, industri, lager og havn - med tilhørende samferdselsanlegg og teknisk infrastruktur. Arealberedskap for midlertidige og permanente virksomheter i tråd med dette formålet bidrar til gjennomføring av ønsket byutvikling/transformasjon av sentrumsnære områder på trygg grunn i Longyearbyen.

For basisscenarioet tar vi som utgangspunkt at annen næringsvirksomhet vil bli etablert og elektrisitetsbehovet opprettholdes på dagens nivå også hvis Gruve 7 skulle bli lagt ned rundt 2025.² Etter økning i elforbruket på SvalSat er det på årsbasis dermed 3.470 MWh elektrisitet som er tilgjengelig til nytt forbruk i ny næringsvirksomhet i Longyearbyen i vårt basisscenario.

3.1.2 Energibehov i boliger

I Longyearbyen ble 13 av Statsbygg sine boliger tatt i skredene i 2015 og 2017. Statsbygg har planer om å bygge 60 nye boliger i Gruvedalen. Det finnes ytterligere 24 boliger i skredsonen (som alle er bebodd), hvorav 8 i rød sone, 4 i oransje sone og 12 i gul sone. Dersom alle boligene i skredsonen blir revet, vil antall boliger øke med 13 etter at Statsbygg har bygget sine nybygg. De nye byggene skal bygges med passivhusstandard og tilrettelegges for solceller, og vi antar at disse vil ha et betydelig lavere energiforbruk enn dagens boliger. En økning på opptil 45-50 boliger vil derfor ha en marginal betydning for fjernvarmebehovet. Vi har ikke oversikt over hvorvidt andre aktører planlegger nye boliger i Longyearbyen.

3.2 Usikkerhetsmomenter / drøfting av utfallsrom

3.2.1 Muligheter for økt forbruk fra ny næring

Det foreligger også andre planer for utvikling i Longyearbyen som vil endre energibehovet dersom de blir realisert. Det er vanskelig å gi et velfundert anslag på hvilke planer som vil bli gjennomført. Under gir vi kun en oversikt over initiativ som vi er kjent med, for å illustrere hva som kan erstatte energibehovet i vårt basisscenario ved nedleggelse av Gruve 7. Dette gir også et grunnlag for å relatere våre videre analyser av verdien av skalerbarhet til noen konkrete eksempler.

Avinor (flyplassen) planlegger å installere solceller som produserer like mye energi som de har behov fra 2020. Produksjonen fra solceller vil imidlertid ikke sammenfalle med den faktiske energibruken pr. måned over året, siden forbruket er høyest om vinteren når solceller produserer lite energi, mens det er omvendt om sommeren. Det vil si at flyplassen fortsatt vil kreve energi fra nettet om vinteren og som reserveforsyning. Vi vil kort diskutere mulighetene for slik innmating i de alternative forsyningsløsningene vi vurderer nærmere.

Frøhvelvets behov for elektrisitet kan komme til å dobles eller triples fremover, noe som tilsvarer en årlig økning i elforbruket på 500 MWh. En eventuell etablering av en folkehøyskole som er under planlegging vil ha et årlig behov på ca. 225 MWh fjernvarme og 225 MWh elektrisitet. I tillegg er det som nevnt tilrettelagt for næringsutvikling og eventuelt bygging av nye boliger på Hotellneset.

Som beskrevet innledningsvis, har vi lagt til grunn at energibruken i Longyearbyen holdes stabil framover og at vi antar energibruken som fjernes ved nedleggelse av Gruve 7 tas i bruk av annen næringsvirksomhet. Etter økt forbruk hos SvalSat, Frøhvelvet og en eventuell ny folkehøyskole, vil vi fortsatt ha en «buffer» til nytt elektrisitetsforbruk på over 3000 MWh. Det kan utgjøre 3-4 hoteller tilsvarende dagens Radisson Hotell eller høyskoleareal tilsvarende dagens Forskningspark. Alle kjente planer for økning av elforbruket kan dermed realiseres i vårt basisscenario.

Imidlertid vil all ny næring utenom industri også ha behov for fjernvarme. 3-4 hoteller eller en ny Forskningspark vil øke behovet for fjernvarme med 5-15 prosent om man legger til grunn dagens forbruk. Antar vi at nye bygg bygges etter lavenergistandard med et energibehov på maks en tredjedel av det vi ser i dagens bygg på Svalbard, øker behovet for fjernvarme med maks 3.500 MWh i tillegg til de 225 til ny folkehøyskole. Hvis strømforbruket øker pga. økt tjenesteproduksjon,

² I Svalbard-meldingen, St. 32 (2015-2016), står det: «Etter (SNSK)s vurdering hadde Gruve 7 en samlet kullreserve ved utgangen av 2014 på 1,9 mill. tonn og en forventet levetid, gitt to skift, på om lag ti år. I tillegg kommer indikerte ressurser på 2,0 mill. tonn. De indikerte ressursene er ventet å ha høyere svovelinnhold og dermed lavere kvalitet enn dagens kullreserve. Gitt at det vurderes forretningsmessig lønnsomt å hente ut indikerte ressurser kan det være produksjon i Gruve 7 også etter 2025.»

vil det normalt også gi økt varmebehov. Muligheten for å dekke økt varmebehov, gjennom økt produksjon eller energieffektivisering, blir dermed særlig viktig.

3.2.2 Mulig bruk av landstrøm

Landstrøm til båtene og skipene som ligger til kai i Longyearbyen havn er ikke inkludert i energibruksscenarioene i denne rapporten. Ved ekstra kapasitet eller utvidelse av ny løsning for varme- og elektrisitetsforsyning til Longyearbyen kan det være ønskelig å ha nok kapasitet til å forsyne fartøy som ligger til kai med landstrøm.

Tallene for type båter som anløper Longyearbyen havn varierer fra år til år. Tabell 6 viser antall båter som anløp havnen i 2017.

Tabell 6: Båter som anløpte havnen i Longyearbyen i 2017

Båttype	Antall anløp	Totale liggedøgn	Effektbehov elektrisitet
Oversjøiske cruisebåter	56	38	6-15 MW
Ekspedisjonscruisebåter	274	300	0,5 til 6 MW
Lastebåter	79	Ukjent	Ukjent
Båter til undervisning/forskning	88	Ukjent	200-650 kW
Fiskebåter	20	Ukjent	Lavt
Marin/kystvakt fartøy	36	Ukjent	200-650 kW
Polar/Nordsyssel	53	Ukjent	200-650 kW
Losbåter	96	Ukjent	Lavt
Andre fartøy	16	Ukjent	Ukjent
Lystbåter og dagsturbåter	Flere	900	Lavt

Kilde: Longyearbyen Lokalstyre

Det ligger normalt fra 0 til omtrent 25 båter i havna samtidig, i snitt 3,5 båter/skip til enhver tid. Hvor mange skip som kan ligge til kai samtidig, avhenger av størrelsen på fartøyene som kan variere fra 8 til 333 meter (Engerø, 2018) (Engerø, 2018). Cruiseskip kan behøve alt fra 6-15 MW når de ligger til kai, mens mindre båter som supply-skip kun bruker fra 350-650 kW (Multiconsult).

Et landstrømanlegg som kan levere effekt til de største cruisebåtene på 15 MW, vil normalt kreve direkte høyspent tilkobling. Dette vil være en relativt stor investering i forhold til kort liggetid (lav driftstid). Cruiseskipene må også være tilrettelagt for å ta imot landstrøm, noe som ikke nødvendigvis er tilfelle.

Hvis vi antar at cruiseskipene i snitt har et energibehov på 10 MW og ligger 38 døgn ved kai, tilsvarer det et potensielt energibehov på 9.000.000 MWh i året til cruiseskip, som er vesentlig større enn behovet til hele Longyearbyen. Hvis det også antas at ekspedisjonscruisebåtene innenfor reiseliv i snitt benytter seg av en effekt som er i det øvre sjiktet til supply-skip på 0,65 MW i 300 liggedøgn, blir energibehov på i underkant av 5 000 MWh i året, noe som tilsvarer dagens forbruk i Gruve 7. Totalt vil turistbåtene behov alene utgjøre 14 000 MWh. I tillegg kommer lastebåter og andre fartøy.

Det vil være naturlig å lage et eget lavspent landstrømanlegg til supply-skip og ekspedisjonscruisebåter som trekker opp mot 1 MW. Landstrømanlegget vil kunne bygges med 440 og eller 690 V. Et landstrømanlegg kan også bidra med fleksibilitet for energisystemet i Longyearbyen. Siden skipene har mulighet til å forsyne seg selv gjennom aggregat om bord, kan man tilby energi når det

er tilgjengelig kapasitet i elektrisitetsforsyningen på land. et bidra til at en større andel av fornybar produksjon fra vind kan nyttiggjøres.

Det er også mulig å tenke seg at skip med vannbåren varmedistribusjon kan få fjernvarme fra land. SWECO (2017)³ har gjort en vurdering av lavutslippsløsninger på Vippetangen i Oslo. DFDS vil ha et oppvarmingsbehov på 2 MW fjernvarme når de ligger til kai. Varmeleveranser vil i stor grad være et alternativ til landstrøm, men det vil fortsatt være et visst elektrisitetsbehov om bord i skip etter at varmebehovet er dekket. Tilknytning og bruk av fjernvarme fra land vil kreve tilpasninger om bord i skipene. Ombygging av skip og fjernvarmesystem for fjernvarmeleveranser til skip vil derfor kun være relevant dersom det blir en standard løsning for skip eller for skip som er tilhørende på Svalbard.

3.2.3 Mulig bruk av el til veitransport

Elektrifisering av transportsektoren skjer i rask og økende takt på fastlandet, særlig for personbiler og bybusser. Vi har derfor gjort en overordnet vurdering av energi- og effektbehov dersom alle personbiler, varebiler og busser på Svalbard blir elektrifisert. Vi har ikke gjort noen øvrige vurderinger om eller når elektriske kjøretøy kan dekke transportbehovet på Svalbard, hva som er energibehovet (kjørelengden) til de ulike transportmidlene eller beregninger av hvor rask ladingen må være for å dekke energibehovet.

Vi har antatt at systemet må dimensjoneres for at 50 prosent av de elektriske kjøretøyene lader samtidig når man har lave ladeeffekter og at 10 prosent lader samtidig når man har høy ladeeffekt. Lav ladeeffekt er satt til bruk av en husholdningskontakt (10 ampere og 230 V), mens den er satt til 7,3 kW for buss. Høy er satt til nivå med såkalt semi-hurtiglading som er 22 kW for alle kjøretøygrupper. Hurtiglading (43 kW og oppover) er ikke tatt med i beregningene i og med at kjøretøyene i Longyearbyen ikke kjører langt, og det da er lite behov for å lade underveis.

Energibehovet er basert på normal kjørelengde på fastlandet (høy) og halvparten av dette (lav). Vi vet at man kjører kort på Svalbard, men har ikke noe kunnskap om hva som er gjennomsnittlig kjørelengde. Det er derfor mulig at også det vi har beskrevet som lavt energibehov i tabellen under er høyere enn det faktiske behovet på Svalbard. Ladetiden vil være lengre enn normalt i lave temperaturer, og rekkevidden på kjøretøyene vil også være kortere. Vi ser det derfor som en forutsetning at kjørelengdene pr. bil på Svalbard er kort for at elektrifisering skal være mulig, særlig når vi har lagt til grunn at ladingen skjer på natten.

Hvis vi antar at alle kjøretøy på vei er batterielektriske og lader på lav ladeeffekt (dvs. på natten), vil samlet ladeeffekt med våre forutsetninger være lavere enn forskjellen i samlet effektuttak mellom dag og natt på vinterstid (2 MW), se Tabell 7. Dette kan endre seg med en nedleggelse av Gruve 7. Ved høyere ladeeffekt på alle kjøretøy, eller dersom man er avhengig av å lade på dagtid, kan det samlede effektbehovet til lading øke det samlede effektbehovet i kraftsystemet. Vi antar at effektuttakene som er vist under er høye, siden vi har inkludert kjøretøy for hele Svalbard og kjørelengder på mellom 50 og 100 prosent av normal kjørelengde på fastlandet. En mer detaljert analyse vil kreve mer detaljerte data for transportsystemet på Svalbard og ligger utenfor rammen av dette prosjektet.

³ SWECO (2017): Lavutslippsløsninger på Vippetangen

Tabell 7: Energi- og effektbehov for elektrisk veitransport på Svalbard

Kjøretøy	Antall	Årlig energibruk (MWh)		Ladeeffekt pr. kjøretøy (kW)		Samlet effektbehov (MW)	
		Lav	Høy	Lav	Høy	Lavt	Høyt
Personbiler	1086	1300	2600	2,3	22	2,5	24
Varebiler	272	650	1300	2,3	22	0,6	6
Busser	28	1120	2240	7,3	22	0,2	0,6
Maksimum ved null sammenlagring		3075	6150			3,3	30
50 % sammenlagring for lav og 10 % for høy ladeeffekt						1,7	3

Kilde: Registrerte kjøretøy, SSB.

Vi har også gjort en beregning der vi har inkludert snøscootere, se Tabell 8. Vi kjenner ikke energibehovet for snøscootere, så i beregningen har vi lagt til grunn tilsvarende effektbehov til lading som for elbiler i tabellen over. I og med at det er dobbelt så mange snøscootere som personbiler på Svalbard, vil elektrifisering av snøscootere øke effektbehovet betraktelig. Ved bred elektrifisering av transporten på Svalbard, må elektrisitetsforsyningen skaleres opp. Skalerbarhet i energiløsningen har derfor betydning for muligheten til å elektrifisere transporten.

Tabell 8: Effektbehov til transport, inkludert snøscootere

Kjøretøy	Antall	Årlig energibruk (MWh)		Ladeeffekt pr. kjøretøy (kW)		Samlet effektbehov (MW)	
Snøscootere (beltemotorsykler)	2167	-	-	2,3	22	4,9	47
Snøscootere m/ sammenlagring						2,5	4,7

Kilde: Registrerte kjøretøy, SSB.

Hydrogen er også en mulig drivstoffkilde for transport, selv om det er begrenset antall hydrogenkjøretøy tilgjengelig på markedet per i dag. Hydrogen vil eventuelt kunne produseres i lavlastperioder og ikke påvirke effektbehovet.

En viktig forutsetning for introduksjon av elektriske og hydrogendrevne kjøretøy på Svalbard er at det er mulig å få service og reparasjon på denne typen kjøretøy lokalt.

3.2.4 Forbruksprofil

For nye kunder (utover industrikunder) i Longyearbyen, antas elektrisitetsforbruket å være relativt stabilt over året, døgnet og uka som vist i kapittel 2. Dermed er det profilen på fjernvarmebruken for det meste av nytt forbruk som er relevant for dimensjoneringen av energiforsyningen. Vi ser det også som sannsynlig at profilen på et eventuelt nytt fjernvarmebehov vil følge profilen for lavenergibygget, og ikke dagens forbruksprofil for fjernvarme, se Figur 15.

Profilen for elforbruket til veitransport kan variere, men vi forutsetter at lading kan tilpasses til behov i kraftsystemet i Longyearbyen ved at landstøm kun tilbys når det finnes produksjonskapasitet og at produksjon av hydrogen til veitransport også tilpasses kapasiteten i energiverket.

3.2.5 Potensialet for energieffektivisering - fjernvarme

Longyearbyen har et relativt høyt energiforbruk pr. innbygger sammenlignet med fastlandet, også når man tar hensyn til forskjeller i utetemperatur. Store deler av bygningsmassen i Longyearbyen er relativt gammel og har derfor høyt varmebehov sammenlignet med bygg på fastlandet. En del av forklaringen er trolig at byggeteknisk forskrift ble gjeldende på Svalbard så sent som i 2010. Over 90 prosent av bygningsmassen er fra før 2010 og er dårligere isolert enn bygg på fastlandet.

Strømmålere ble innført i 2009, og det er per i dag ingen måling av varmebruk. Fjernvarme faktureres basert på areal og ikke faktisk forbruk av varme. Det er vanlig at arbeidsgiver sørger for boliger og arbeidsgiver dekker gjerne oppvarmingskostnadene direkte. Det er derfor svake incentiver for innbyggerne til å spare energi. Flere bygg mangler styring av varmeanlegget, og det er i liten grad installert termostater til energistyring. Det er vanlig å regulere innetemperaturen ved å åpne vinduet framfor å justere på varmeovnene. I tillegg finnes det ikke målinger av tap i fjernvarmenettet, verken i primærnettet eller fjernvarmenettet.

Det er planlagt en overgang til prising av varmeforbruk i Longyearbyen. Nå betales det i hovedsak pr. kvadratmeter som varmes opp, og målingene av fjernvarmeforbruket er usikre. Erfaringene med innføring av måling og fakturering etter forbruk for elektrisitet, er at forbruket ble redusert. Det er derfor grunn til å tro at innføring av måling og direktefakturering for bruk av varme også vil bidra til mer effektivt varmeforbruk, men det er usikkert hvor stor effekten blir. Det skal utarbeides en varmeplan i løpet av 2018. Det antas uansett at det er behov for varme gjennom hele året.

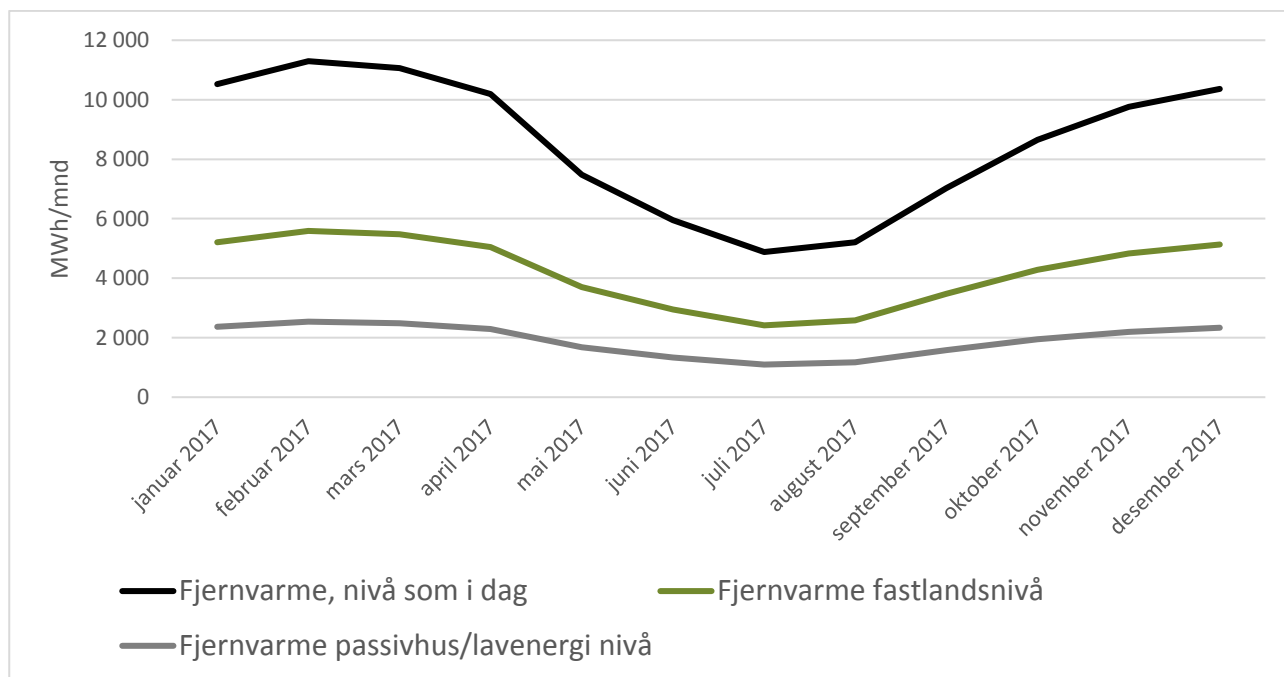
Innenfor rammen av dette prosjektet har det ikke vært mulig å gjøre en vurdering av potensialet for energieffektivisering ved å gå igjennom tilstand av bygg og energiforsyning for dagens fjernvarmekunder. Vi har derfor gjort en enkel top-down analyse (beskrevet i Vedlegg 2) som kan gi en pekepinn på potensialet for energieffektivisering. Vi har imidlertid ikke gjort noen analyse av lønnsomheten av å redusere energibruken framfor å opprettholde energiproduksjonen, slik at disse beregningene ikke må oppfattes som råd eller forslag. Det er trolig for kostbart å etterisolere alle bygg for å redusere energibruken. Tiltak for å gi innbyggerne incentiver til å redusere energibruken vil trolig være mindre kostnadskrevenende. Slike tiltak kan i prinsippet utformes slik at innbyggerne ikke kommer dårligere ut av det økonomisk, f.eks. ved at innbyggerne får utbetalt kompensasjon for energikostnader og kan ta besparelser ved redusert energibruk i egen lomme. Det må i så fall utredes nærmere.

I analysen har vi først sammenlignet fjernvarmebruken på Longyearbyen (mørk linje i figuren under) og fastlandet (grønn linje), der begge deler er korrigert for forskjeller i utetemperatur. Vi har tatt utgangspunkt i normal energibruk i bygg med samme byggeår som i Longyearbyen. Som figuren viser hadde fjernvarmebruken på Longyearbyen vært over 40 prosent lavere om man hadde samme (temperaturkorrigerte) forbruk pr. kvadratmeter som på fastlandet. I absolutte tall tilsvarer det en reduksjon i energi til fjernvarme på over 28.000 MWh.

Bygningsmassen på Svalbard kan ha noe dårligere energistandard enn eldre bygg ellers i Norge. Det skyldes sannsynligvis at man i større grad har utført etterisolering og andre tiltak i eldre bygg på fastlandet med samme byggeår. Selv uten etterisolering av byggene er det sannsynlig at energibruken kan effektiviseres gjennom installasjon av temperaturregulering og termostater slik de fleste bygg på fastlandet har.

Vi har også sammenlignet varmeforbruket med det mest ekstreme alternativet for energieffektivisering, dvs. at hele bygningsmassen i Longyearbyen blir oppgradert til passivhusstandard. I et slikt tilfelle kan varmeforbruket bli redusert til en fjerdedel av dagens forbruk. Vi ser det ikke som aktuelt å bytte ut bygningsmassen i byen på kort sikt, slik at dette kun illustrerer et tenkt ytterpunkt.

Figur 15: Sammenligning av fjernvarmebruk i Longyearbyen, på fastlandet og i passivhus

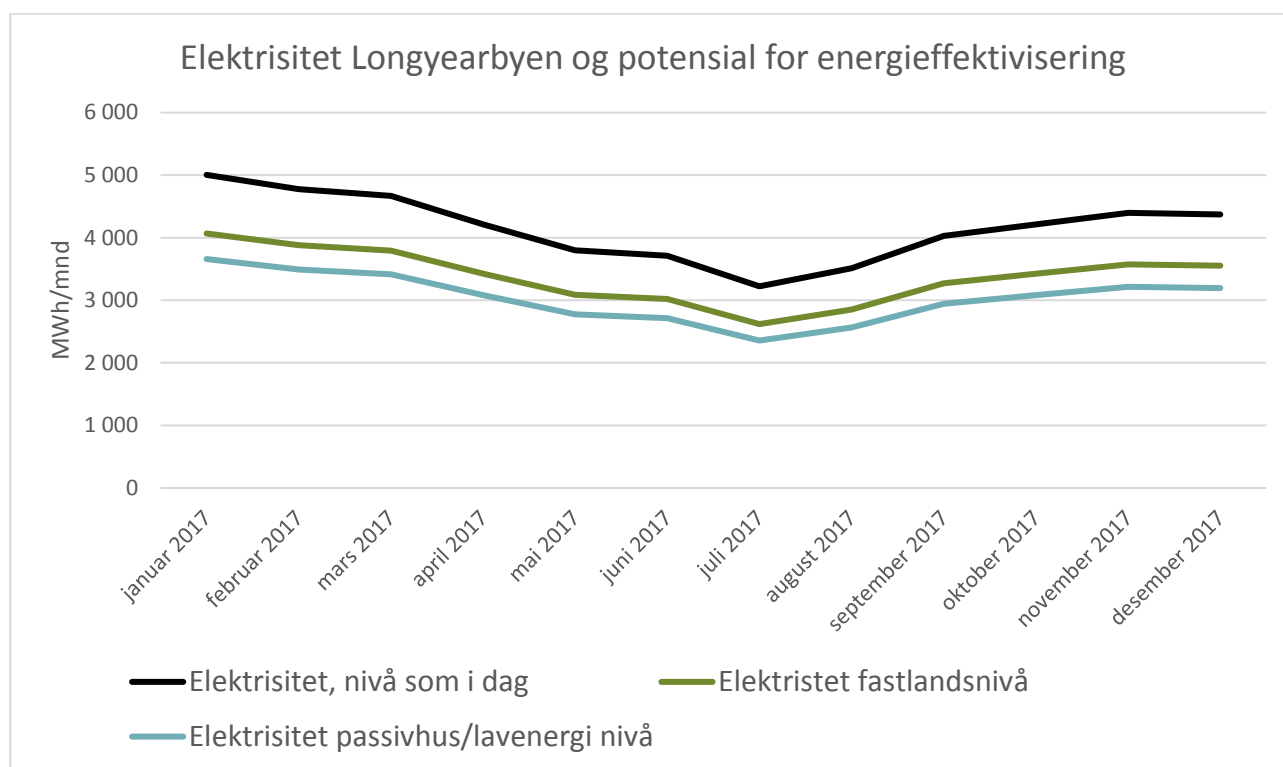


3.2.6 Potensialet for energieffektivisering - elektrisitet

Vi har gjort en tilsvarende analyse for elektrisitet som for fjernvarme. Industrien er utelatt i energieffektiviseringsanalysene for både fjernvarme, siden de ikke er forsynt av fjernvarme, og elektrisitet siden vi ikke kan si noe om potensialet der uten en inngående analyse av hver enkelt industribedrift. Dette gjelder blant annet Gruve 7, SvalSat, Frølageret og forbruket til kommunale vann og avløpssystemer.

Om elektrisitetsforbruket i bygningsmassen i Longyearbyen reduseres til samme nivå som på fastlandet, vil elforbruket reduseres med 15 prosent, noe som tilsvarer nesten 800 MWh i januar. Vi har ikke gjort konkrete vurderinger av om dette er mulig, og hva som eventuelt må gjøres for å oppnå en slik reduksjon. Om elforbruket reduseres til samme nivå som i passivhus, vil elforbruket i bygg reduseres med 25 prosent.

Figur 16: Elektrisitetsforbruk i Longyearbyen gjennom året sammenlignet med fastlandsnivå og bruk i passivhus



3.3 Muligheter for fleksibilitet i energibruken

3.3.1 Fleksibilitet i varmekonsumet

Det mest aktuelle potensialet for fleksibilitet i fjernvarmesystemet finnes trolig i selve fjernvarmeforsyningen. I en sentral løsning vil man sette opp en akkumulatortank like ved varmekilden som lagrer vann som er varmet opp i varmesentralen, og som kan distribueres fra tanken og ut til alle fjernvarmekundene. Da kan kjelene i fjernvarmeanlegget produsere jevnt, selv om det er variasjoner i forbruket. En slik løsning er best egnet til å ta svingninger i forbruket over døgnet. En sentral energilagerløsning vil ha lavere varmetap enn en distribuert løsning med mange akkumuleringstanker. Den sentrale løsningen er betydelig enklere å styre og gjør det mulig å optimalisere energilagring mellom varmelager og batterier.

Uansett om man har satt inn en akkumulatortank eller ikke, vil det være mulig å justere varmeproduksjonen noe ved å redusere temperaturen ut på nettet. Det vil gi lavere temperatur i byggene og dermed redusert komfort, men kan brukes i noen grad for å håndtere utfordrende forsyningssituasjoner, dersom varmeuttak hos kundene kan styres slik at ikke enkeltkunder blir mer «skadelidende» enn andre. Det har imidlertid vært utfordrende å få levert varme ytterst i fjernvarmenettet på ekstra kalde dager, noe som tyder på at det er begrenset mulighet til å redusere temperaturen ytterligere for å håndtere krevende forsyningstidspunkt.

I et varmesystem regnes bygg vanligvis som trege laster med innebygget fleksibilitet. Det vil si at innetemperaturen ikke faller svært raskt når varmen blir slått av. Dette kan være en sannhet med modifikasjoner på en kald dag på Svalbard siden mange bygg er dårlig isolert. Vi anser derfor at mulighetene for fleksibilitet i varmekonsumet hos kundene er begrenset. Fra andre steder finnes det eksempler på bruk av buffere i form av en stor tank med varmt fjernvarmevann i hvert enkelt bygg som man kan benytte dersom det blir midlertidig stans i fjernvarmesystemet eller for å jevne ut forbruket mellom dag og natt. Slike løsninger finnes i Finland der 3-5000 liters tanker (en normal varmtvannstank er på 200 liter) i kjelleren varmes opp via elkjel eller gass på natten, og dette

varmtvannet brukes til å varme opp boligen på dagtid. Distribuerte varmelager er kostbare og det er usikkert om det finnes plass i de enkelte byggene til en tilstrekkelig stor varmtvannstank. I Longyearbyen er også selve fjernvarmenettet avhengig av nesten kontinuerlig sirkulasjon for å unngå at vannet i fjernvarmerørene fryser, noe som også taler for at fleksibiliteten bør håndteres av systemet sentralt og ikke distribuert hos kundene.

3.3.2 Fleksibilitet i elektrisitetsforbruket

For industrikundene har vi inntrykk av at forbruket pr. i dag er lite fleksibelt. SvalSat opererer konstant og med stabil last. Anlegget har imidlertid back-up løsninger tilsvarende eget forbruk, men disse bør kun benyttes i særlig utfordrende drift siden de har et sterkt behov for stabil tilgang på elektrisitet i sin egen produksjon. EISCAT har et effektbehov på 1 MW til sine forsøk, men tidspunktene for når disse skal settes i gang er ganske fleksibelt. EISCAT er dermed en kunde det kan være mulig å få en avtale med om fleksibelt forbruk av strøm slik at forbruket kan tilpasses tidspunkt for overskudd i elektrisitetsproduksjonen. Gruve 7 går hele dagen (doble skift). Som den største enkeltkunden kan store variasjoner i uttaket i gruva gi raske svingninger i elforbruket som kan skape utfordringer for leveringskvaliteten. Så det vil være relevant å vurdere nærmere om det er mulig å tilpasse forbruksmønsteret i noen grad uten at det går ut over arbeidsprosessene i Gruve 7. Det er dialog mellom Energiverket og Gruve 7 for å håndtere planlagte lastendringer og uforutsette hendelser.

Det er mindre muligheter for fleksibilitet i elektrisitetsbruken i bygg når man ikke benytter el til oppvarming eller varmt tappevann slik situasjonen er på Svalbard. Etter oppvarming, er ventilasjonsanlegg den største kilden til fleksibilitet i forbruket. NVE (2016)⁴ gir tall for hvordan energiforbruket fordeler seg på ulike formål i bygg, og er brukt som utgangspunkt for å vurdere potensialet for fleksibilitet i ventilasjonssystemet. Vi har ikke oversikt over hvor stor andel av næringsbyggene som har ventilasjon. At det er vanlig å lufte gjennom åpne vinduer er et tegn på at en god del av byggene ikke har installert eller har fungerende ventilasjonssystem.

Et grovt estimat⁵ for yrkesbygg i Longyearbyen er at 2000 MWh av elektrisitetsforbruket (ca. 5 prosent) er fleksibelt dersom ventilasjonssystemene på flyplassen, Forskningsparken, hotellene og noen av de andre næringsbyggene kan styres. Hva dette utgjør i MW avhenger av hvor lang driftstid det er på ventilasjonsanleggene. Et grovt anslag antyder et fleksibilitetspotensial knyttet til ventilasjonsanleggene på opp mot 1 MW. Vi vet ikke om byggene har driftsanlegg som gjør det mulig å styre ventilasjonsanleggene utenfra, eller om det må gjøres tilpasninger i driftssystemene i byggene. Statnett gjennomfører pilotforsøk med styring energianlegg i bygg for å benytte dette i systemtjenester i Troms og Finnmark. Ved behov for fleksibilitet på Svalbard, kan man ta lærdom av forsøkene som er gjennomført.

3.4 Dimensjonering / forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet er et samlebegrep som karakteriserer hvor sikkert det er at en sluttbruker får dekket sitt behov for energi til enhver tid. Det er klare samfunnsøkonomiske kostnader knyttet til ikke-levert energi. Disse kostnadene er relatert til stans av økonomisk aktivitet og i verste fall tap av livsviktige samfunnsfunksjoner. Det er derfor nødvendig og ønskelig å sikre en energiforsyning som opprettholder høye krav til energiforsyning. De fleste løsningene vil derfor kreve en form for reserveforsyning. Kostnaden ved reserveløsninger må imidlertid veies opp mot kostnadene knyttet til konsekvenser av manglende forsyning og sannsynligheten for brudd i forsyningen.

Forsyningssikkerhetsbegrepet dekker sannsynligheten for manglende leveranse som følge av svikt i hele verdikjeden fra primærenergikilden, via omdanning til elektrisitet og varme (produksjon), og til overføring av elektrisitet og varme til sluttbruker. Forsyningssikkerhet brytes gjerne ned i fire underdimensjoner som kan analyseres hver for seg:

⁴ NVE (2016): Analyse av energibruk i yrkesbygg. NVE-rapport 24-2016

⁵ Basert på at oppvarming utgjør 60 prosent av energiforbruket og ventilasjon (foruten ventilasjonsvarme) 10-15 prosent, og at 15 prosent av elektrisitetsforbruket er til bygg med ventilasjon (undervisning, hotell osv.)

- Effektsikkerhet – i hvilken grad energisystemet har kapasitet til å dekke det høyeste momentane energibehovet
- Energisikkerhet – i hvilken grad energisystemet kan levere tilstrekkelig energi til alle formål over tid
- Driftssikkerhet – i hvilken grad energisystemet kan håndtere forstyrrelser i driften uten å miste kvalitet i leveransen (mest relevant for elektrisitetsforsyningen)
- Leveringspåligelighet – i hvilken grad energisystemet opplever avbrudd i forsyningen som følge av utfall av produksjon eller nettinfrastruktur, dvs. hyppighet, omfang og varighet av avbrudd

Her er det viktig også å ha i mente at elektrisitet og varme har ulike egenskaper. Mens elektrisitet må produseres samtidig som den forbrukes, er det større tregghet og innebygget lagringsevne i varmforsyningen. Det vil også være ulike muligheter for lagring i ulike tidsdimensjoner for de to energiformene.

Et vanlig krav til elforsyningen er det såkalte N-1-kriteriet. Det innebærer at man skal kunne opprettholde forsyningen selv om den største enkeltkomponenten i systemet faller ut. Vi har brukt dette som rettesnor for dimensjoneringen av de ulike forsyningsalternativene vi har analysert.

Longyearbyen Lokalstyre har gjennomført simuleringer av fjernvarmenettet som viser et effektbehov på 21 MW ved dimensjonerende utetemperatur på -40 °C, som er temperaturen som må legges til grunn for dimensjonering av fjernvarmesystemet. 21 MW virker svært høyt i forhold til målte verdier. Anslaget er dessuten usikkert siden effektuttak hos kundene og tap i nettet ikke måles. Våre egne analyser av fjernvarmeproduksjon pr. time ved ulike utetemperaturer viser et sannsynlig effektbehov ved -40 °C på 18 MW.

I våre videre analyser har vi lag til grunn at maksimal last fra fjernvarme ved dimensjonerende utetemperatur er mellom 18 og 21 MW.

Det er vanskelig å definere likelydende krav til andre aspekter ved forsyningssikkerheten. I presentasjonen av de ulike forsyningsløsningene (kapittel 3) drøfter vi relevante egenskaper nærmere for hvert løsningsalternativ, og i kapittel 5 gjør vi en sammenlignende vurdering. Hvilken rolle energieffektivisering og forbruksfleksibilitet kan spille, tas også med i denne drøftingen.

4 ALTERNATIVE FORSYNINGSLØSNINGER

I dette kapitlet beskriver vi nærmere de forsyningsalternativene vi har identifisert som aktuelle. Vi har for det første, i tråd med oppdragsbeskrivelsen, lagt vekt på at løsningene skal teknologier som er modne slik at løsningene er gjennomførbare i dag, og at det ikke skal være betydelig usikkerhet knyttet til dem. Trygg og bærekraftig energiforsyning har med andre ord vært overordnede kriterier for valg av alternativer. I tillegg til at vi har basert oss på kompetanse om ulike teknologier i prosjektteamet, har vi dratt nytte av innspill fra Longyearbyen Lokalstyre og Energiverket i Longyearbyen, og innspill vi har fått fra aktuelle aktører i et åpent innspillmøte i Oslo, i separate møter og på mail.

Det kan settes opp et stort antall ulike løsningspakker med ulike kombinasjoner av lokale fornybare, ikke-lokale fornybare og fossile energiforsyningskilder, med ulike lagringsalternativer. I dette kapitlet beskriver vi de valgte løsningene overordnet, inkludert tekniske spesifikasjoner, CO₂-utslipp og mulige miljøkonsekvenser.

De valgte løsningene gir ikke en endelig beskrivelse av alle aktuelle muligheter. Vi analyserer alternativene men gir ingen endelig anbefaling av løsning eller effektdimensjonering. De ulike løsningene er satt opp for tidlig fase og gir et sammenlignbart bilde på hvordan ulike aktuelle løsninger vil komme ut i forhold til kostnadseffektivitet, bærekraft, klimagassutslipp og forsyningssikkerhet. Ved endelig valg av en energiforsyningsløsning bør det gjøres grundigere analyser og simuleringer og prosjektering for å finne optimal effektdimensjonering.

Men før vi beskriver de alternative løsningene, forklarer vi nærmere hvordan vi har gått fram for å identifisere alternativene og hvordan vi har dimensjonert dem.

4.1 Definisjon av alternativer

4.1.1 Valg av alternative energiforsyningsløsninger

Det er tre hovedalternativer for ny energiforsyning til Longyearbyen:

- Alternativ 1: Videreføring av kraftvarmeproduksjon basert på alternative energikilder
- Alternativ 2: Energiforsyning basert på fornybare lokale energikilder
- Alternativ 3: Strømforsyning via undersjøisk kabel til fastlandet.

I den samfunnsøkonomiske analysen i kapittel 5 sammenlignes løsningene med hverandre og med et nullalternativ med fortsatt drift av eksisterende kullkraftverk.

Innenfor hver av de valgte energiforsyningsalternativene vil produksjon og kostnader kunne variere betydelig avhengig av effektdimensjoneringen.

Alle forsyningsløsningene må oppfylle energibehovet og minimumskrav til forsyningssikkerhet. Dimensjonering av de aktuelle energiforsyningsløsningene er gjort for å dekke dagens energibehov som beskrevet i kapittel 3. Eventuell merverdi ved løsningen, som mulighet for bruk av hydrogen eller LNG til skipsfart, er ikke inkludert eller hensyntatt i dimensjoneringen. Vi drøfter slike tilleggseffekter nærmere i kapittel 5.

For alle løsningene er det nødvendig med reserve- og spisslastkapasitet for å gi en fullstendig og tilstrekkelig sikker energiforsyning til Longyearbyen. Vi har derfor forutsatt full reserve i form av dieselaggregater i alle løsningene. Dieselaggregatene vil imidlertid ha forskjellig produksjonsnivå og -profil i de ulike løsningene.

Aktuelle energikilder og teknologier

De identifiserte forsyningsalternativene er basert på en gjennomgang av aktuelle energikilder og teknologier. Vurderingene som ligger til grunn, er presentert i større detalj i vedlegg 3.

For kraftvarmeløsningene har vi vurdert kull, LNG, pellets og biokull som aktuelle energikilder. For alternativene som er basert på fossile energikilder, har vi gjort beregninger med og uten karbonfangst og lagring.

Når det gjelder lokale, fornybare energiresurser, anser vi sol og vind som de mest realistiske alternativene. Energiproduksjon basert på sol og vind er teknisk gjennomførbare i dag og har lavest usikkerhet. Det er gode solforhold på Svalbard om sommeren og flere aktører har allerede installert solcelleanlegg. Vindkraftpotensialet på Platåberget er kartlagt. Vi har også vurdert mulighetene for å bruke andre fornybare energikilder og avfallsforbrenning, men ikke valgt å ta disse alternativene med i den videre analysen. Begrunnelsen for det er kort oppsummert (se vedlegg 3 for mer):

- **Geotermisk varme:** Geotermisk varme kan utnyttes til å dekke varmeformål, enten direkte med dype borehull eller indirekte gjennom bruk av varmepumpe med grunne borehull. Det er betydelige usikkerheter knyttet til boring av dype brønner i og ved Longyearbyen, samt i utnyttelse til varmeformål.
- **Avfallsforbrenning:** I dag sorterer, kverner og presser og pakker Longyearbyen Avfallsanlegg alt avfall før det blir pakket inn i plast og sendt til fastlandet. Totalt er det snakk om 1220 tonn/år hvorav 7 prosent er papir, 20 prosent er treverk og 73 prosent er brennbart avfall. Brennverdi for avfallet er estimert å være 3,6 kWh/kg (Norconsult, 2014). En analyse fra 2014 av et lokalt avfallsforbrenningsanlegg i Longyearbyen, konkluderte med at det usorterte avfallet som kommer inn, samt de små avfallsmengdene gjør avfallsforbrenning vanskelig teknologisk og økonomisk. Det er også usikkert om utslippskrav vil kunne opprettholdes.
- **Varmegjenvinning fra avløpsvann:** Varme i avløpsvannet kan ved hjelp av varmepumpe utnyttes til å dekke varmebehov. Volumene er imidlertid så små i Longyearbyen at energimengden som kan gjøres tilgjengelig ikke er relevant å inkludere i denne studien.
- **Biogass fra avløpsvann og/eller våtorganisk avfall:** Som for punktet over er ressursen så liten at løsningen ikke er relevant å inkludere i denne studien.
- **Sjøvannsvarmepumpe:** Det er en velprøvd teknisk løsning å hente sjøvann fra 30-100 meters dybde. De lave sjøvannstemperaturene ved Longyearbyen gjør det imidlertid svært vanskelig å utnytte sjøvann som energikilde. Frysing i fordampere vil være vanskelig å unngå.
- **Vannkraft:** På grunn av store hydrologiske variasjoner over året, frost og svært mye sedimenter i elvene vurderes vannkraft som vanskelig og lite hensiktsmessig på Svalbard. Dataserier for vannføring er også begrenset til sommer og høstsesong på grunn akkumulering av store mengder is i elvene vinterstid.
- **Havvind** er ikke inkludert i denne studien. Vindkraftturbiner på land er vurdert å ha lavere kostnader og mindre eller tilsvarende miljømessige konsekvenser.

Energiforsyning basert på vind og sol vil måtte kombineres med energilagring. Vi har vurdert ulike lagringsteknologier: Pumpekraftverk, batterier, varmelager og hydrogen.

Alternativet med forsyning via en strømkabel fra fastlandet legger til grunn at kabelen tilkobles sentralnettet i Vest-Finnmark.

4.1.2 Effektdimensjonering og produksjonsberegninger for alternativene

For å kunne sammenligne kostnader, forventet produksjon og utslipp, er det nødvendig å velge effektdimensjonering og komposisjon av de ulike energiforsynings- og lagringsløsningene. Dimensjoneringen er satt for å minimere investerings- og driftskostnader basert på erfaringstall og simuleringer.

Forventet produksjon fra de ulike forsyningsløsningene er alle beregnet time for time over et typisk driftsår, med forventet energibehov som beskrevet i kapittel 3. Det er viktig å gjøre simuleringer på timebasis for å være sikker på at løsningene er tilstrekkelige, og for å kunne dimensjonere reserve- og lagerkapasitet riktig.

Det presiseres at dimensjoneringen er gjort for en tidligfasevurdering. I det videre arbeidet med ulike løsninger, må det gjøres mer detaljerte beregninger for å optimalisere effektdimensjoneringen og minimere investerings- og driftskostnader.

Nullalternativet

Nullalternativet er basert på fortsatt drift med installasjoner som i dag, med drifts- og vedlikeholdsplan som satt opp av Energiverket i Longyearbyen. Karbonfangst er basert på rensing av røykgassen etter forbrenning. Det høye energibehovet til fangstprosessen er lagt til forutsatt energibehov og dekkes av økt kullforbruk, opp til tilgjengelig kapasitet på kraftverket, og økt dieselbruk.

Videreføring av kraftvarme

De ulike kraftvarmeløsningene er dimensjonert basert på erfaringstall. Anleggene er dimensjonert for å dekke effektbehov for strøm og varme i et gjennomsnittlig vinterdøgn, slik at dieselforbruket minimeres. Det er forutsatt og inkludert batterikapasitet som kan dekke deler av forbrukstoppene og variasjonene over døgnet, slik at kjeler og motorer kan drives med mest mulig jevn last.

For kraftvarmealternativene med pellets og LNG kan kostnadene muligens reduseres ved å redusere effektkapasitet noe, men dette må i så fall baseres på en grundigere optimalisering mot forventet forbruk.

Fornybaralternativer

Forventet vindkraftproduksjon er beregnet i Windpro og basert på vindmålinger som Kjeller Vindteknikk har gjennomført for Platåberget. Forventet solkraftproduksjon er beregnet i PVSyst for standard type solcellemoduler. Produksjonen er beregnet time for time over et spesifikt år og satt opp mot forventet energibruk time for time over året. Faktisk produksjon vil variere fra år til år avhengig av temperaturer, energi og varmebehov, vindforhold og solinnstråling.

For spesifikasjon av optimal dimensjonering av sol- og vindkraftproduksjon i alternativet med batterilagring er det gjort en kostnadsoptimalisering i programmet Homer. Simuleringene minimerer investerings- og driftskostnader for alternativene og gir optimal effektdimensjonering. Resultatene fra Homer er vurdert og sammenlignet med erfaringstall og manuelle time for time-beregninger for produksjon i de gitte effektinstallasjonene i et driftsår. Homer gir ikke mulighet for å skille mellom varme- og el-last, og ga også betydelige avvik i vindkraftproduksjonen for Svalbard sammenlignet med Multiconsults egne beregninger. Produksjonstall og dieselforbruk er derfor i tillegg beregnet manuelt time for time etter forbruk og produksjon for et typisk driftsår.

For spesifikasjon av alternativene der vind- og solproduksjon kombineres med et kraftvarmeverk basert på LNG, er det også gjort en kostnadsoptimalisering i programmet Homer. Det er her forutsatt mulig full dekning fra LNG lik i det rene LNG-alternativet og en fornybarandel på minimum 15 %. Også her er resultatene fra Homer vurdert og kvalitetssikret mot erfaringstall og manuelle time for timeberegninger.

Alternativet med sol og vind og hydrogen er ikke kostnadsoptimalisert, men satt med utgangspunkt i forenklete produksjonsberegninger time for time over året ved ulik produksjons- og lagringskapasitet for hydrogen, og ulik effektdimensjonering for vind og sol. Dimensjoneringen er satt for å maksimere fornybarandelen, uten å overdimensjonere produksjon og lagringskapasitetene urimelig mye.

Det vil for alle de lokale fornybaralternativene være mulig å oppnå høyere fornybarandeler ved økt effektdimensjonering av sol- og vindkapasitet og økt lagringskapasitet, men dette vil gi betydelige høyere kostnader og relativt lav driftstid på de ulike delene av systemet.

4.2 Felles utgangspunkt og forutsetninger for alle løsninger

Energisystemet

Basert på samtaler med Longyearbyen Lokalstyre, innspillsmøte med lokale næringsinteresser og gjennomgang av diverse dokumenter tar vi utgangspunkt i eksisterende infrastruktur og planer som beskrevet i tabellen under. Reinvesteringer og faste driftskostnader i reservekraftverkene og fyrhusene vil påløpe uansett energiforsyningskilde og være likt for alle alternativene, og er derfor ikke tatt med i sammenligningen.

Tabell 9: Forutsetninger som ligger til grunn for alle alternativene

	Kommentar	Brensel	Kapasitet
Spiss- og reservelast elektrisitet	Dagens reservekraftverk ved UNIS-krysset beholdes	Diesel	4,5 MW
	Nytt reservekraftverk bygges før 2020	Diesel	3,5 MW
	Nøddaggregat hos forbrukere kan brukes	Diesel	
Spisslast fjernvarme	Dagens fyrhus beholdes	Diesel	15,7 MW
Fjernvarmedistribusjon	Videreføres som i dag		
Strømdistribusjon	Planlagt oppgradering av høyspentnettet i 2019		
	Økt trafokapasitet mot Isdammen/Eiscat/Gruve 7 sommeren 2018		4 MW
Diesellager	Eksisterende diesellager		7-10 dagers forbruk ved full stans i energiverket

Plassering av nye anlegg

Hotellneset skal utvikles til næringsområde. Etter anbefalinger fra Longyearbyen Lokalstyre, Energiverket og SNSK har vi lagt til grunn at nye installasjoner og ny energiforsyning skal plasseres på Hotellneset når dette er mulig.

Kaikapasitet

Det losses i dag kull på SNKS's kullkai på Hotellneset for eksport. Her er det også mulighet for å ta imot lass fra bulkskip. Containere tas inn i Longyearbyen havn i sentrum. Det er besluttet å bygge en ny større flytekai utenfor Longyearbyen, men denne vil hovedsakelig være tilrettelagt for turisme.

For nullalternativet og kraftvarmealternativene med import av brensel vil det kreves kaikapasitet. Kull, biokull eller pellets kan importeres over den eksisterende kullkaia på Hotellneset (SNSK, 2018). Det vil kreves rehabilitering av denne i løpet av analyseperioden. Det er sikkerhetsmessig utfordrende å ta inn LNG samtidig ved utskipning av kull. SNSK vil eksportere kull fra Kullkaia fram til 2030. Det er derfor antatt at det må bygges en ny LNG kai for alternativer der LNG er inkludert.

4.3 Nullalternativet: Videreføring av dagens energiforsyning

I Nullalternativet videreføres dagens kullkraftverk. Kullkraftverket kan drives med kull fra Gruve 7 så lenge produksjon varer. Deretter må kull importeres. Vi antar at renseanlegget blir kjørt som i dag.

I tillegg til nullalternativet som beskrevet over, er det utredet et nullalternativ med karbonfangst på anlegget, frakt og lagring av karbon (CCS). En slik løsning vil gi høyere kostnader og et høyere internt energibehov på kullkraftverket.

Videreføring av dagens kullkraftverk

Nullalternativet forutsetter fortsatt drift av kullkraftverket som i dag fram til 2038, med planlagte reinvesteringer og vedlikeholdsplan i perioden, jfr. delkapittel 2.2. Kraftverkets tilstand og alder, manglende tilgang på reservedeler og verkets beliggenhet i skredsone gjør at Longyearbyen Lokalstyre og energiverket vurderer at kraftverket ikke kan kjøres etter 2038.

Fra 2038 antar vi at det må investeres i et helt nytt anlegg. Vi antar at en på det tidspunktet bygger den løsningen som har de laveste samfunnsøkonomiske kostnadene. Nullalternativet kan således beskrives som løsning som går ut på å utsette en fremtidig investering i ny energiforsyning så lenge som mulig.

Videreføring av dagens kullkraftverk med CCS

CO₂-utslippene fra kullkraftverket kan reduseres gjennom karbonfangst og lagring (CCS). Gassnova har identifisert CCS som ett av noen få mulige prosjekter for realisering av fullskala CO₂-håndtering i Norge (Gassnova, 2012). Aker Solutions har utviklet modulære og standardiserte fangstanlegg for CO₂ som kan være aktuelle for energiverket i Longyearbyen (Aker Solutions, 2018).

Etterinstallasjon av CO₂-fangst på eksisterende kullkraftverk kan gjøres med aminbasert røykgassrensing (post combustion). Et slikt anlegg dimensjoneres som oftest for å fange 90 prosent av CO₂-utslippene og har et energibehov på mellom omtrent 1 MW el og 5 MW varme pr. kg CO₂ med drift som i dag. Det økte energibehovet må dekkes av et økt forbruk av kull.

Siden kraftverket i dag produserer opp mot maks effekt, vil økt eget forbruk til CCS-anlegget på tidspunkter med høyt forbruk strøm og fjernvarme kreve større forbruk av diesel til energiproduksjon. CO₂-utslippene fra dieselforburningen vil ikke bli renset.

Prøveboringer gjennomført av UNIS CO₂ Lab tyder på at CO₂ kan injiseres og lagres i Adventdalen og på Hotellneset. Dette må testes videre (Multiconsult, 2015) (UNIS, 2018) (CMR, 2017). På grunn av usikkerheten er vårt kostnadsestimat basert på kondensering, mellomlagring og transport av CO₂ til lagring et annet sted enn på Svalbard. Kondensering av CO₂ krever også energi, tilsvarende rundt 1 til 2 MW elektrisitet og innebærer at dieselforbruket til el-produksjon øker ytterligere. Siden energibehovet er usikkert, har vi ikke tatt med kostnader for dette i beregningene.

Brenselforsyning

Store Norske Kullkompani kan levere lokalt kull fra Gruve 7 i tolv år fram til 2030. Fra 2030 er det forutsatt at det må importeres kull fra verdensmarkedet. Dette innebærer behov for et nytt kullager fra 2030.

Importert kull vil ikke nødvendigvis være tilgjengelig med samme høye brennverdi som fra Det Store Norske. Dette vanskeliggjør regulering av elektrisitetsproduksjon i forhold til etterspørsel. Sammen med hensyn til optimal drift og mindre slitasje på turbinen vil det være fornuftig å investere i et batteri på 1 MW fra 2025, som kan bidra til å ta deler av balansevariasjonen.

Oppsummering

Tabellen under gir kapasiteter og forventet energiproduksjon i nullalternativet med og uten CCS. Figurene viser månedsprofiler for produksjon av henholdsvis el og varme for de to alternativene.

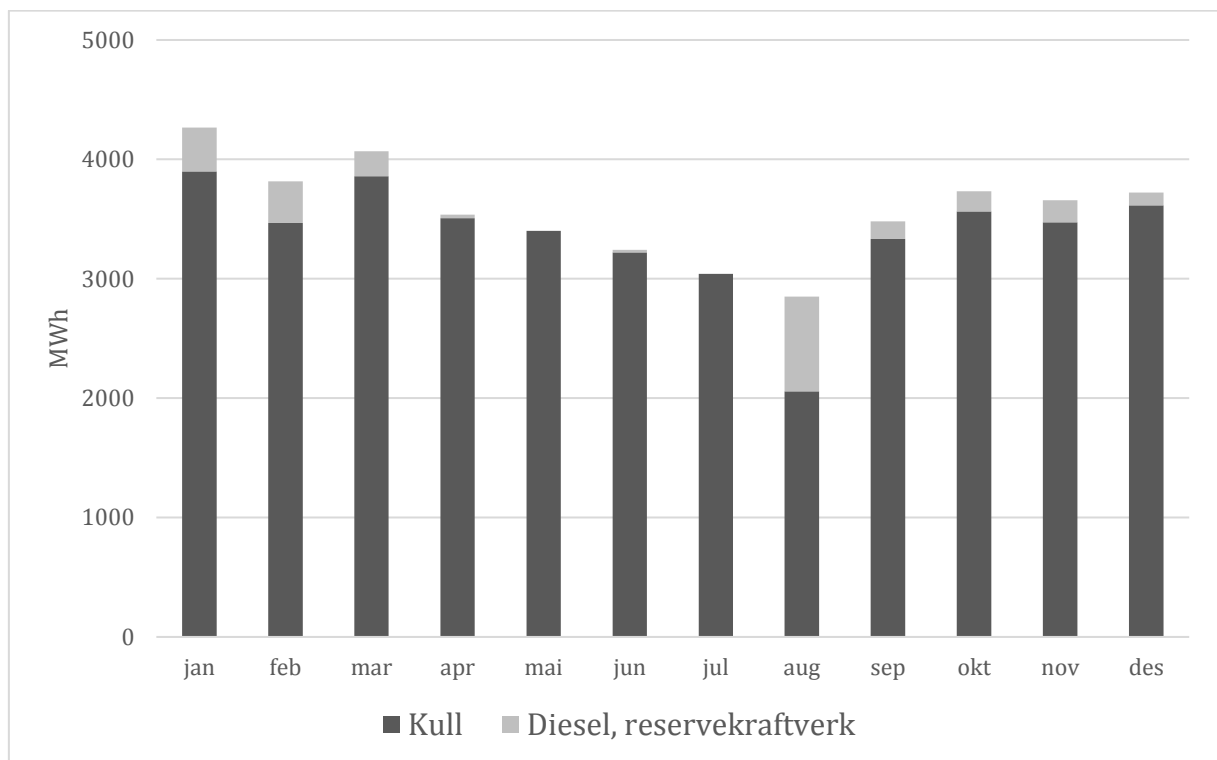
De oppgitte CO₂-utslippene tar utgangspunkt i CO₂-innholdet i europeisk kull. Svalbard-kullet har høyere brennverdi og dermed høyere CO₂-innhold. For år med fortsatt bruk av Svalbard-kull, blir utslippene høyere enn det som er oppgitt i tabellen under. Vi anslår at CO₂-utslippene i disse årene er 15-30 prosent høyere fra kullforburningen (som utgjør mesteparten av de samlede CO₂-utslippene). I snitt over 25-årsperioden gir det opp mot 5 prosent høyere utslipp pr. år.

Tabell 10: Oversikt kapasiteter og forventet energiproduksjon for fortsatt drift av dagens kullkraftverk med og uten karbonfangst

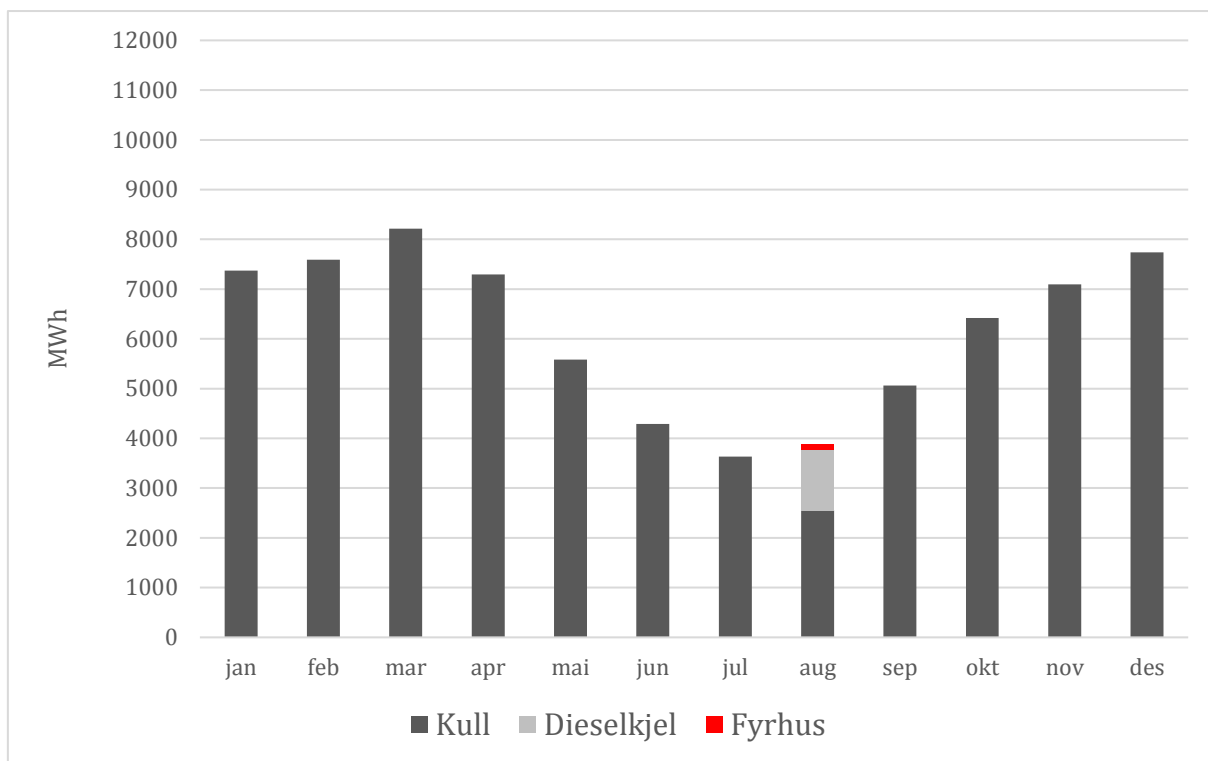
	El	Varme
<i>Installert kapasitet kull</i>	Turbin 1 og Turbin 2: 7,5 MW	Turbin 1: 14 MW
<i>Installert kapasitet diesel</i>	Diesel reservekraftverk ved UNIS-krysset: 4,7 MW Nytt omsøkt reservekraftverk: 3,5 MW	Dieselskjel kraftverk: 5 MW Diesel fyrhus: 15,7 MW
<i>Installert kapasitet lagring</i>	Batteri 10,5 MW	
<i>Uten CCS</i>	El	Varme
<i>Årlig produksjon fra kull</i>	40 500 MWh (7 000 MWh eget forbruk kraftverk)	72 000 MWh
<i>Årlig produksjon fra diesel</i>	2 500 MWh	2 000 MWh
<i>Årlig kullforbruk og CO2-utslipp</i>	27.000 tonn kull og 58 000 tonn CO ₂	
<i>Med CCS</i>	El	Varme
<i>Årlig produksjon fra kull</i>	42 000 MWh (7 000 MWh/år eget forbruk kraftverk, 8 000 MWh forbruk CC)	93 000 MWh (44 000 MWh forbruk CC)
<i>Årlig produksjon fra diesel</i>	9 000 MWh	25 000 MWh
<i>Årlig kullforbruk og CO2-utslipp</i>	42.000 tonn kull og 28 000 tonn CO ₂	

* Utslippene er beregnet med utgangspunkt i kullinnholdet i europeisk kull.

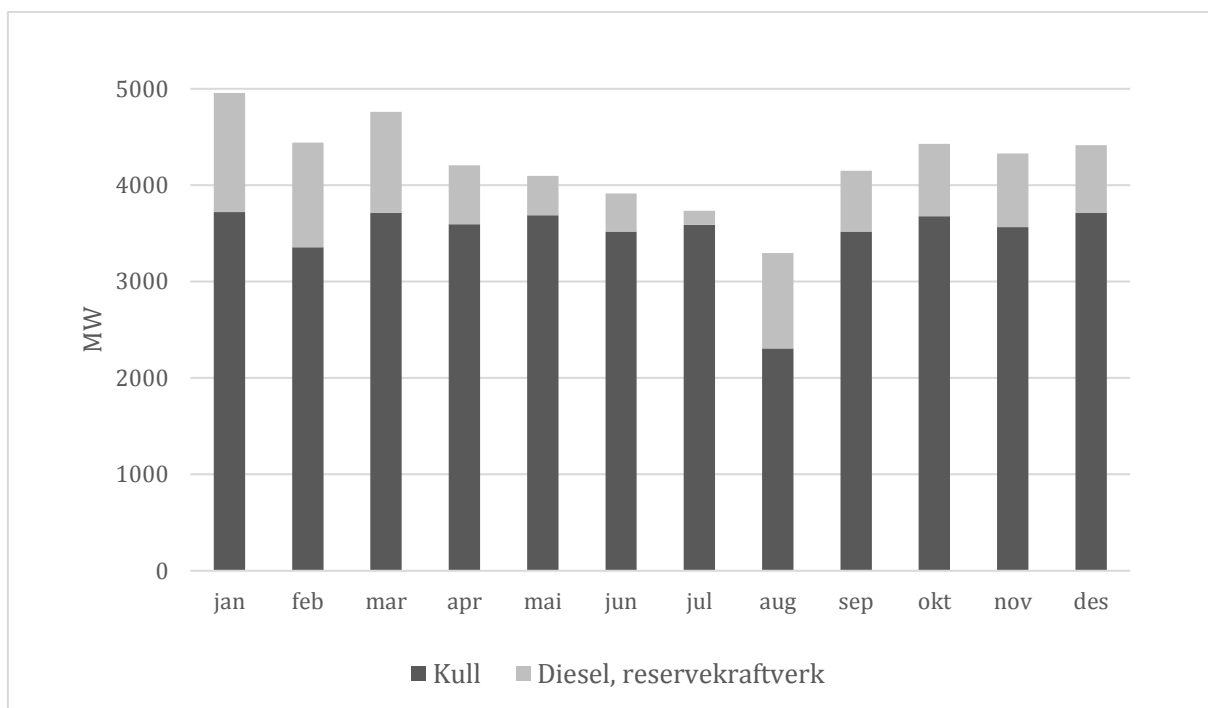
Figur 17: Årlig elproduksjon for Nullalternativet: fortsatt drift av kullkraftverket



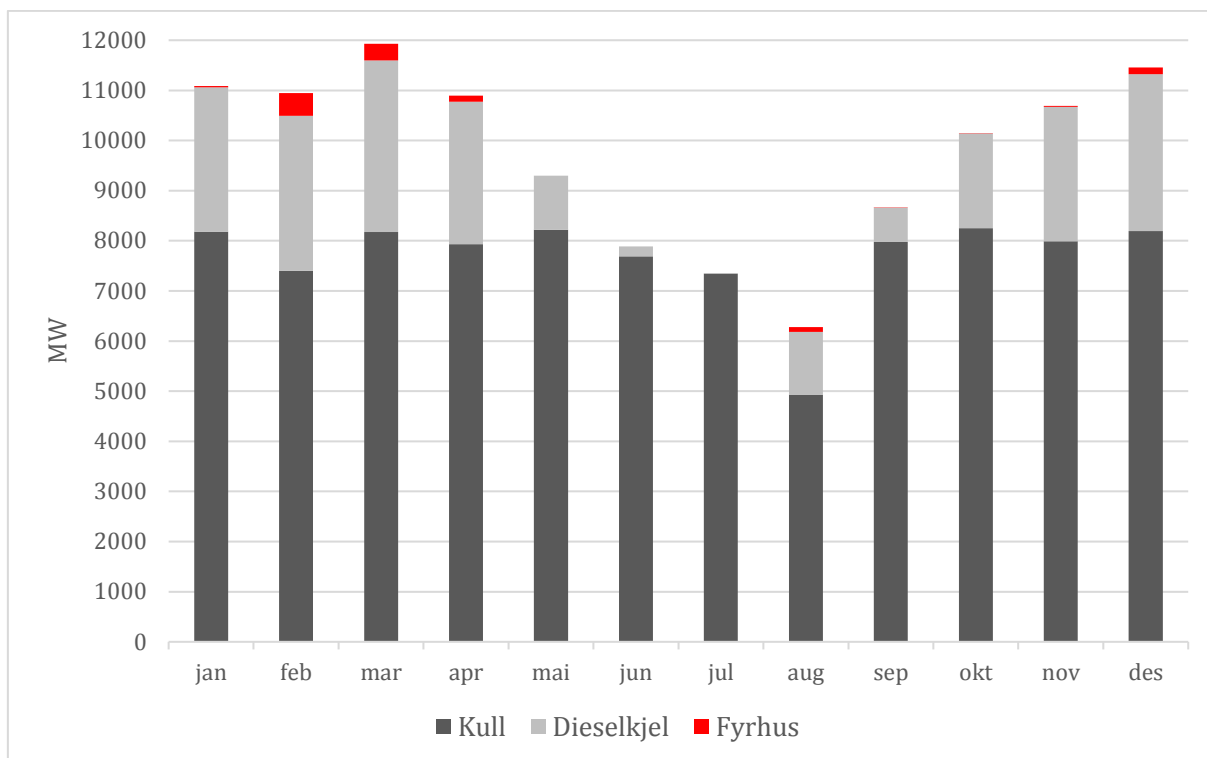
Figur 18: Årlig varmeproduksjon for Nullalternativet: fortsatt drift av kullkraftverket



Figur 19: Årlig elproduksjon for Nullalternativet: kullkraftverk med CCS



Figur 20: Årlig varmeproduksjon for Nullalternativet: kullkraft med CCS



Konsekvenser for miljøet

Nullalternativet vil ikke i vesentlig grad påvirke miljøet eller endre i bærekraftnivået i forhold til dagens situasjon. Det vil ved import av kull være nødvendig med et nytt brenslagslager som bygges i tilknytning til eksisterende energiverk.

4.4 Løsninger basert på kraftvarme med alternative energikilder

I dette avsnittet vurderer vi tre ulike løsninger for videreføring av kraftvarmeproduksjon. På grunn av lang transport til Svalbard har vi fokusert på relativt energiintensive brenslers; LNG, biokull og pellets.

- (A) Nytt kraftvarmeverk med LNG-motorer på Hotellneset. Med og uten CCS.
- (B) Bruk av biokokull som erstatning for fossilt kull direkte inn i dagens kraftverk. Dette alternativet krever kun små ombygginger og kan implementeres fra i dag.
- (C) Nytt kraftvarmeverk basert på pellets på Hotellneset.

En løsning med å videreføre et kraftvarmeverk kan fortsatt utnytte eksisterende infrastruktur og dekke et helårlig kontinuerlig behov for både kraft og varme.

Ved bruk av LNG-gass eller pellets som brensel, er det anbefalt å bygge nytt kraftvarmeverk ved Hotellneset, da det er lite av dagens energiverk som er aktuelt å gjenbruke for disse alternativene. I tillegg ligger dagens energiverk innenfor NVEs kartlagte skredsoner.

4.4.1 Nytt kraftvarmeverk basert på LNG

Et nytt kraftvarmeverk basert på flytende naturgass (LNG) kan erstatte dagens energiverk.

Teknisk løsning

Vi tar utgangspunkt i et anlegg med 3 x 3,5 MW LNG-motorer med eksosgassgjenvinning for varmeproduksjon i tillegg til to enkle LNG gasskjeler kun for varmeproduksjon på 3,5 MW hver. Det

er en forventet virkningsgrad på 45 til 46 prosent på elproduksjon og 42 prosent til varmegjenvinning fra kjølevannet, dvs. en total termisk virkningsgrad på 85-88 prosent (Seatres, 2018). For gasskjelene er det forventet en virkningsgrad på minimum 85 til 90 prosent ved utnyttelse direkte til varme. Gassmotorer er enklere å drifte og vedlikeholde enn turbiner, noe som er ansett som viktig i små samfunn som Longyearbyen. Dette går på kompetansekrav lokalt, tilgang på og responstid på ekstern kompetanse samt reservedeler.

Brenselforbruk og brenselslager

Elektrisitets- og varmebehovet i Longyearbyen krever omtrent 9000 tonn LNG/år, tilsvarende 22 000 m³ LNG.

En bær ha lagerkapasitet på 8000 til 9000 m³, i form av 8 til 9 tanker på 1000 m³ hver. Det krever et totalt areal på 3500 m² for tanker og gassanlegg (Energigass Norge, 2018).

Brenselsforsyning

LNG gir god leveringssikkerhet og er tilgjengelig i store mengder på verdensmarkedet. LNG har også lavere klimagassutslipp enn kull.

LNG leveres på skip med en kapasitet på 5500 til 15.000 m³. Båter med leveranser på for eksempel 7500 m³ tilsvarende 3000 tonn flytende gass vil være aktuelle for leveranse til Svalbard.

Et nytt kraftvarmeverk kan plasseres ved Hotellneset i umiddelbar nærhet til kai, slik at LNG kan fylles direkte fra tankskip over til LNG lagertanker. Det forutsettes at det må bygges en ny kai for å ta imot LNG med installert lossearm for håndtering av LNG-slange fra skip (Energigass Norge, 2018).

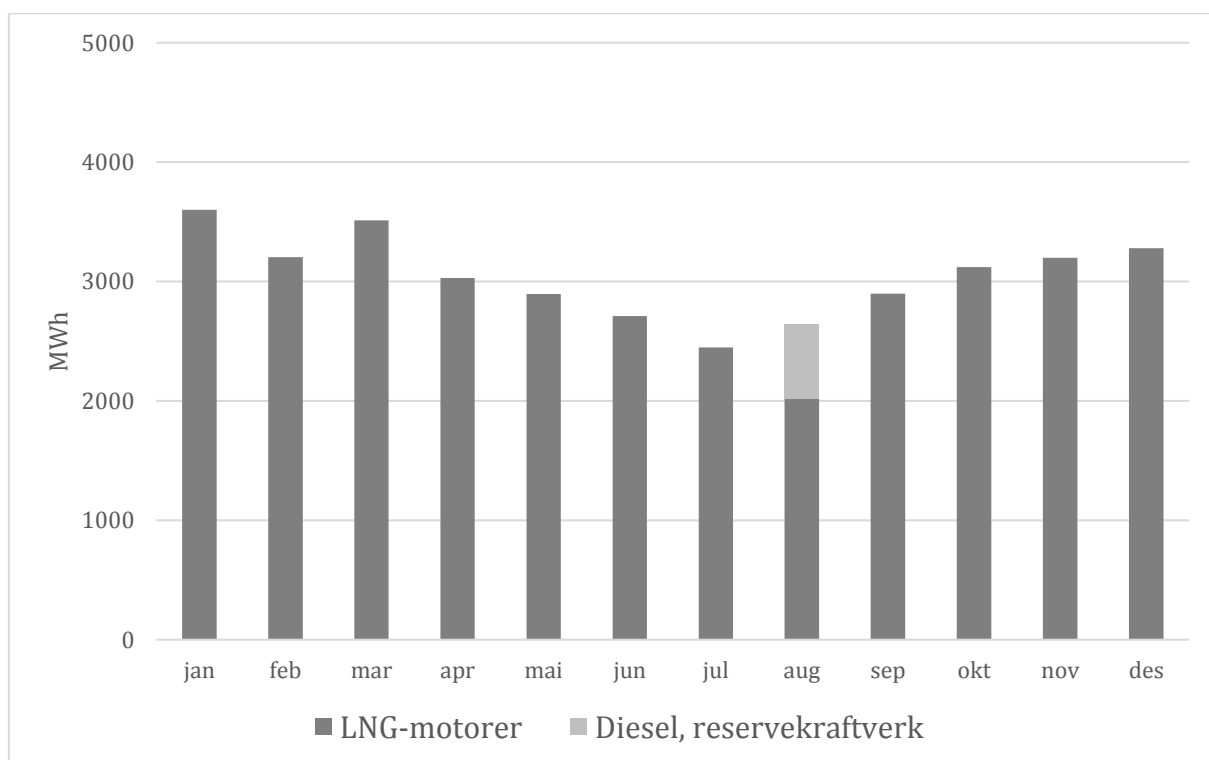
Oppsummering

Tabellen under gir en oversikt over kapasitet og energiproduksjon for et nytt LNG-anlegg med og uten CCS. Figurene viser månedlig el- og varmeproduksjon for begge alternativene.

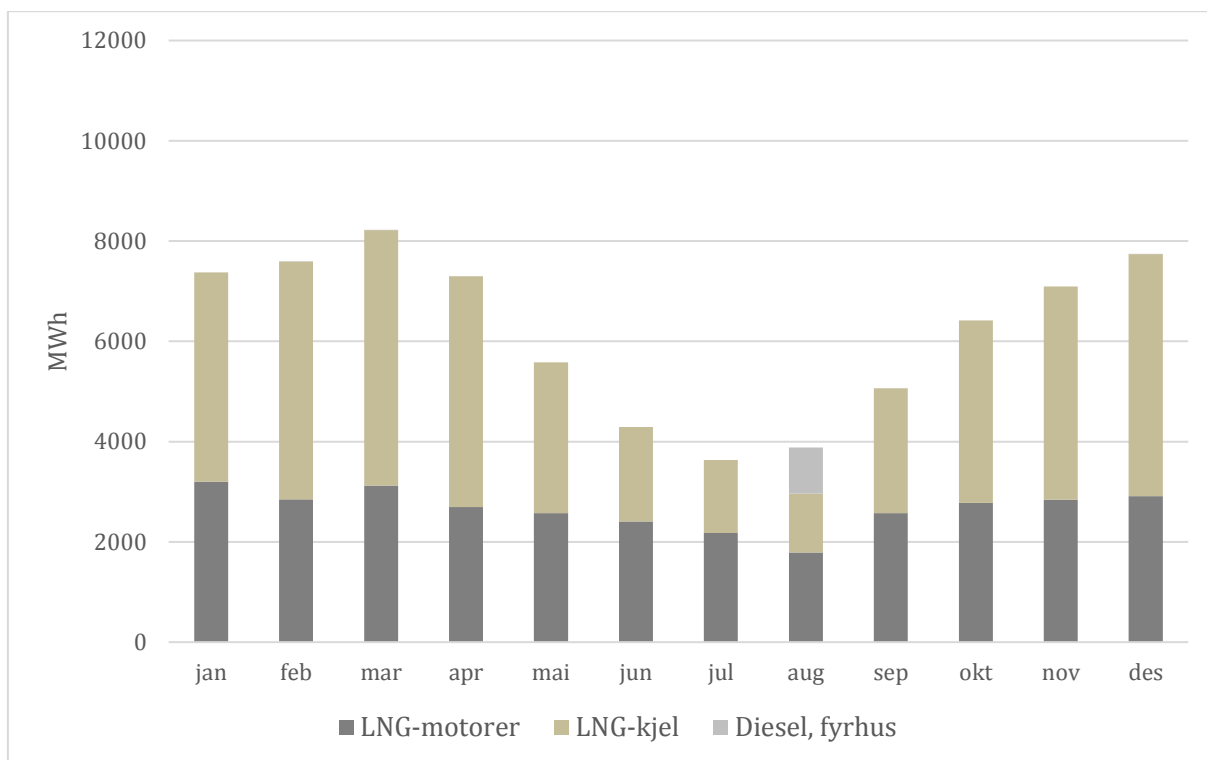
Tabell 11: Oversikt kapasiteter og forventet energiproduksjon for nytt kraftvarmeverk basert på LNG med og uten karbonfangst

	El	Varme
<i>Installert kapasitet LNG</i>	3 x 3,5 MW LNG motor	3 x 3,5 MW (utnyttelse røykgass LNG motor) 2 x 3,5 LNG gasskjel
<i>Installert kapasitet diesel</i>	Diesel reservekraftverk ved UNIS-krysset: 4,7 MW Nytt omsøkt reservekraftverk: 3,5 MW	Dieselskjel kraftverk: 5 MW Diesel fyrhus: 15,7 MW
<i>Uten CCS</i>	El	Varme
<i>Årlig produksjon fra LNG</i>	36 000 MWh (0,5 GWh eget forbruk)	73 000 MWh
<i>Årlig produksjon fra diesel</i>	500 MWh	1000 MWh
<i>Årlig forbruk LNG</i>	20 000 Sm ³	
<i>Årlig utslipp CO₂</i>	23 000 tonn	
<i>Med CCS</i>	El	Varme
<i>Årlig produksjon fra kull</i>	40 000 MWh (4000 MWh til CC, 500 MWh eget forbruk)	96 000 MWh (23 000 MWh til CC)
<i>Årlig produksjon fra diesel</i>	500 GWh	1,5 GWh
<i>Årlig forbruk LNG</i>	25 000 Sm ³	
<i>Årlig utslipp CO₂</i>	5 000 tonn	

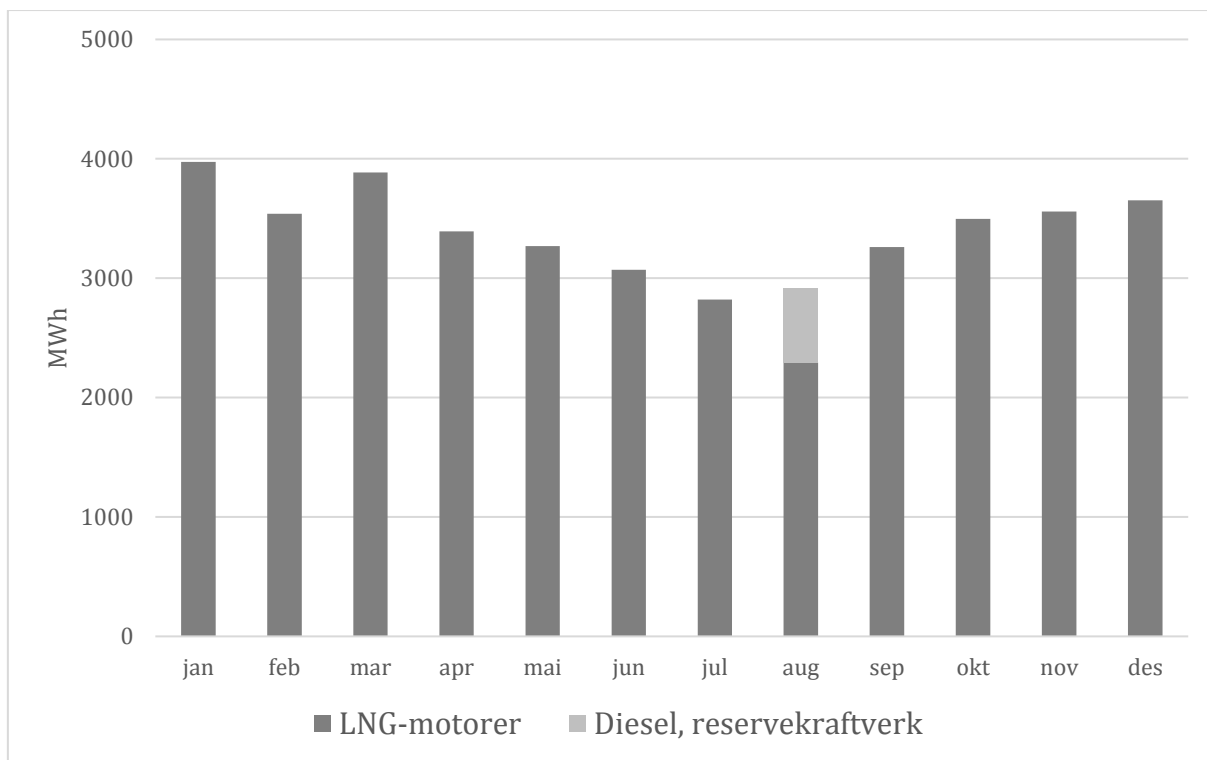
Figur 21: Forventet årlig elproduksjon Alternativ 1: LNG i nytt varmekraftverk uten CCS



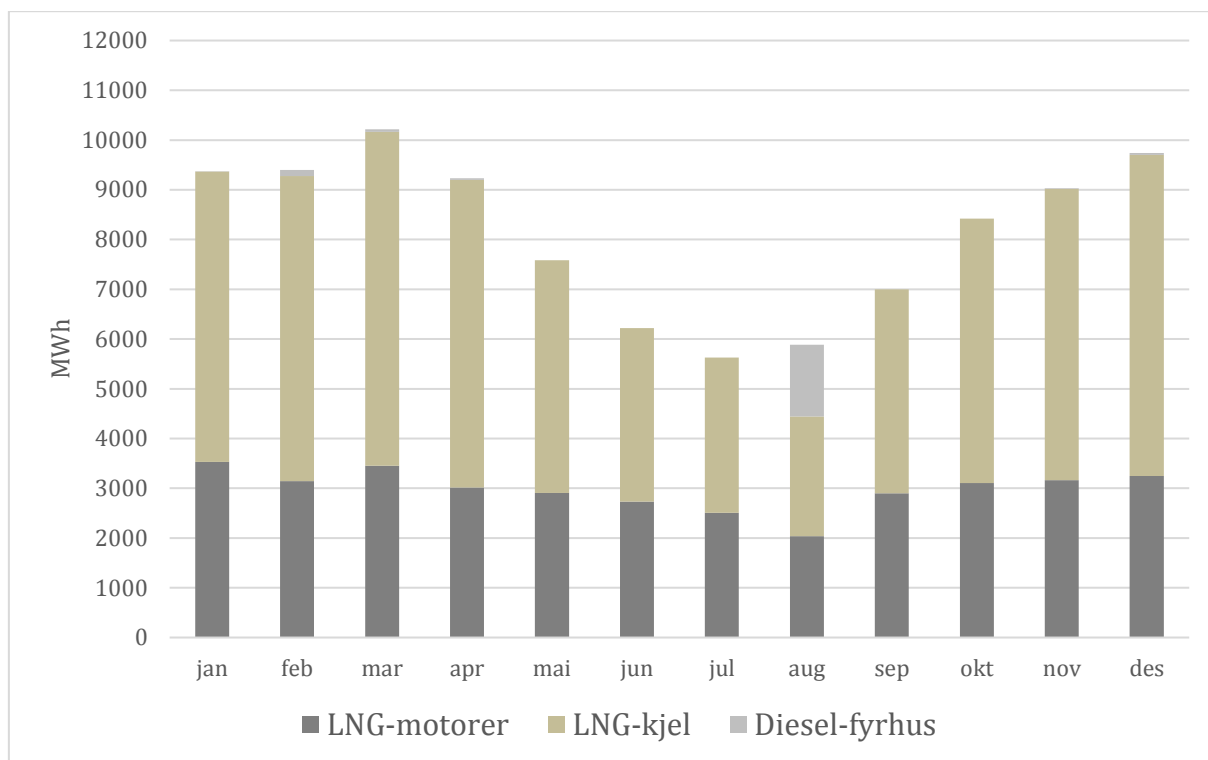
Figur 22: Forventet årlig varmeproduksjon i Alternativ 1: LNG i nytt varmekraftverk uten CCS



Figur 23: Forventet årlig elproduksjon i Alternativ 1: LNG i nytt varmekraftverk med CCS



Figur 24: Forventet årlig varmeproduksjon i Alternativ 1: LNG i nytt varmekraftverk med CCS



4.4.2 Biokull i eksisterende kraftverk

Arbacore er en type biopellets som er produsert for å erstatte kull som brensel i kullkraftverk uten at det påløper store konverteringskostnader.

Teknisk løsning

Et anlegg med bruk av Arbacore vil ha samme kapasiteter som eksisterende kullkraftverk med to turbiner på 7,5 MW. Anlegget kan driftes som i dag. Det forventes også at virkningsgraden på anlegget forblir omtrent uforandret.

Brenselsforbruk og brenselslager

Energitettheten til Arbacore er 19,5 GJ/tonn, noe som er lavere enn for kull. For å erstatte ett tonn vanlig kull, vil man måtte benytte seg av 30% mer biopellets fra Arbaflame (Arbaflame, 2018).

Det må bygges nytt lager i tilknytning til dagens energiverk for oppbevaring av biopellets.

Brenselsforsyning

Arbacore er tilgjengelig på markedet i dag og er verifisert. Kraftverket kan forsynes fra fastlandet, hvor produsenten Arbaflames har fabrikk på Grasmo fra ny fabrikk på Follum, som har planlagt produksjonsstart i slutten av 2019. Det er ikke fattet investeringsbeslutning for dette anlegget ennå.

Leveransene vil skje i bulkfrakt med lasteskip med kapasitet på omtrent 10.000 tonn per skip (Arbaflame, 2018). Brenselet må fraktes fra kaien til lager ved energiverket.

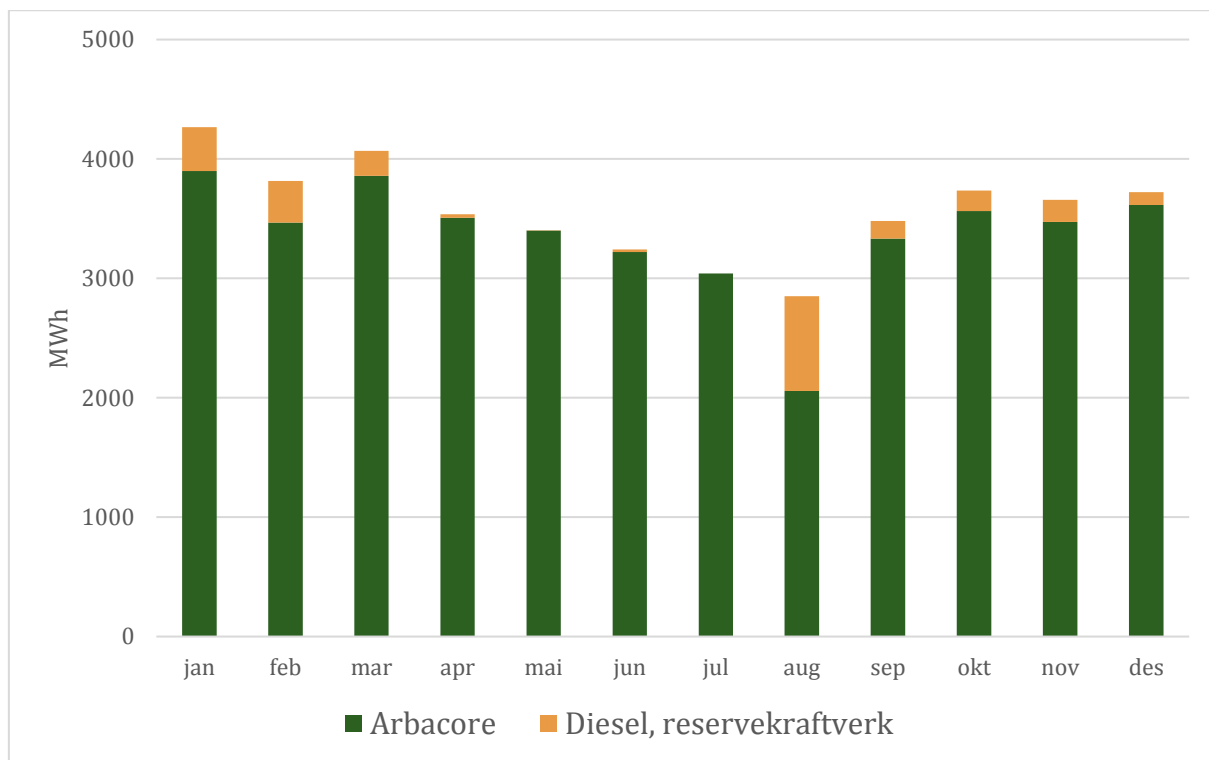
Oppsummering

Tabellen under gir en samlet oversikt over kapasitet og energiproduksjon for fyring med biokull i eksisterende kullkraftverk. Figurene viser månedlig produksjon av el og varme.

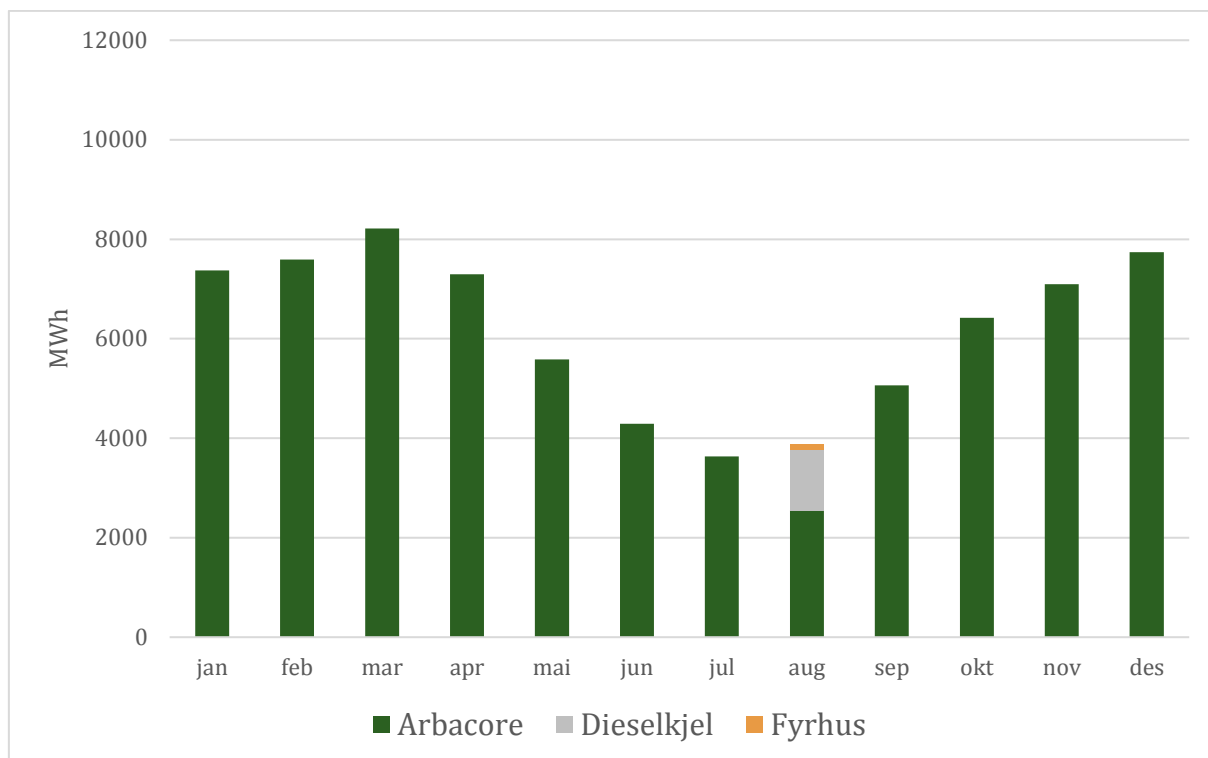
Tabell 12: Oversikt kapasiteter og forventet energiproduksjon for fortsatt drift ved overgang til bruk av Arbacore i dagens kraftverk

	El	Varme
Installert kapasitet Arbacore	Turbin 1 og Turbin 2: 7,5 MW	Turbin 1: 14 MW
Installert kapasitet diesel	Diesel reservekraftverk ved UNIS-krysset: 4,7 MW Nytt omsøkt reservekraftverk: 3,5 MW	Dieselskjel kraftverk: 5 MW Diesel fyrhus: 15,7 MW
	El	Varme
Årlig produksjon fra Arbacore	40 500 MWh (7000 MWh eget forbruk kraftverk)	72 000 MWh
Årlig produksjon fra diesel	2 500 MWh	2 000 MWh
Årlig forbruk Arbacore	40 000 tonn	
Årlig CO ₂ -utslipp	1 800 tonn	

Figur 25: Forventet årlig elproduksjon Alternativ 1: Biokull i eksisterende kraftverk



Figur 26: Forventet årlig varmeproduksjon Alternativ 1: biokull i eksisterende kraftverk



4.4.3 Biovarme basert på pellets

Trepellets er også et aktuelt fornybaralternativ for et kombinert kraftvarmeverk i Longyearbyen.

Teknisk løsning

Løsningen omfatter et nytt kraftvarmeverk med en installert effekt på 7,5 MW elproduksjon i en biokjel med mottrykksturbin. En slik biokjel har en forventet el-virkningsgrad på 24 prosent og kan sammen med varmeutnyttelse gi en total termisk virkningsgrad opp mot 83 prosent (NVE, 2017; Energinet, 2017). På grunn av de høye turtemperaturene i fjernvarmenettet og relativt store lastvariasjoner, har vi forutsatt en virkningsgrad over året på henholdsvis 20 og 75 prosent.

En biokjel med elektrisk effekt på 7,5 MW framfor flere små vil gi lavere investeringskostnader, men også redusert leveringssikkerhet og større risiko for nedetid. For å øke leveringssikkerheten, er det i tillegg inkludert en 5 MW biokjel med for ren varmeproduksjon. Det vil også for dette alternativet være fornuftig å investere i et 1 MW batteri som kan ta effektoppene i strømetterspørselen og gi jevnere drift av biokjelen.

Brenselsforbruk og brenselslager

Et nytt pelletsanlegg vil kreve at det etableres brenselslager. Lageret bør anslagsvis romme 15.000 tonn, tilsvarende 30 til 50 prosent av årsforbruket.

Brenselsforsyning

Pellets er relativt kompakt og tilgjengelig i store mengder fra en rekke ulike produsenter i markedet.

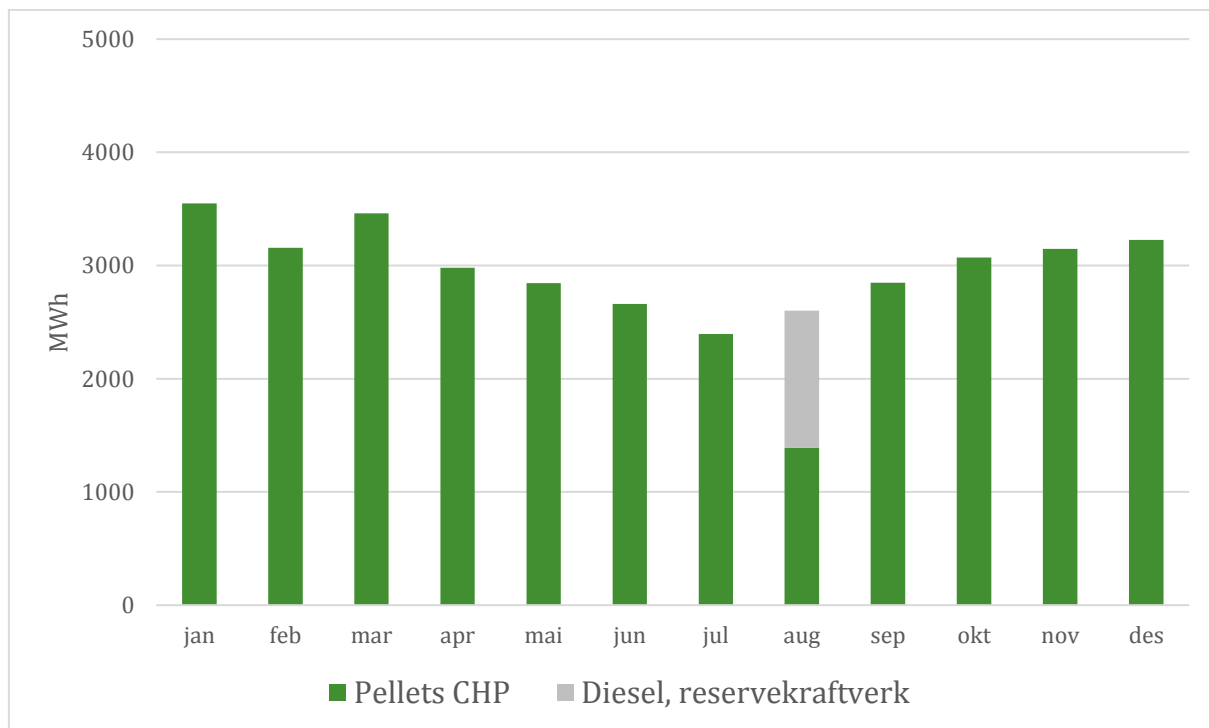
Oppsummering

Tabellen under gir en oversikt over kapasitet og energiproduksjon for alternativet med nytt kraftvarmeverk basert på pellets. Figurene viser månedlig produksjon av el og varme.

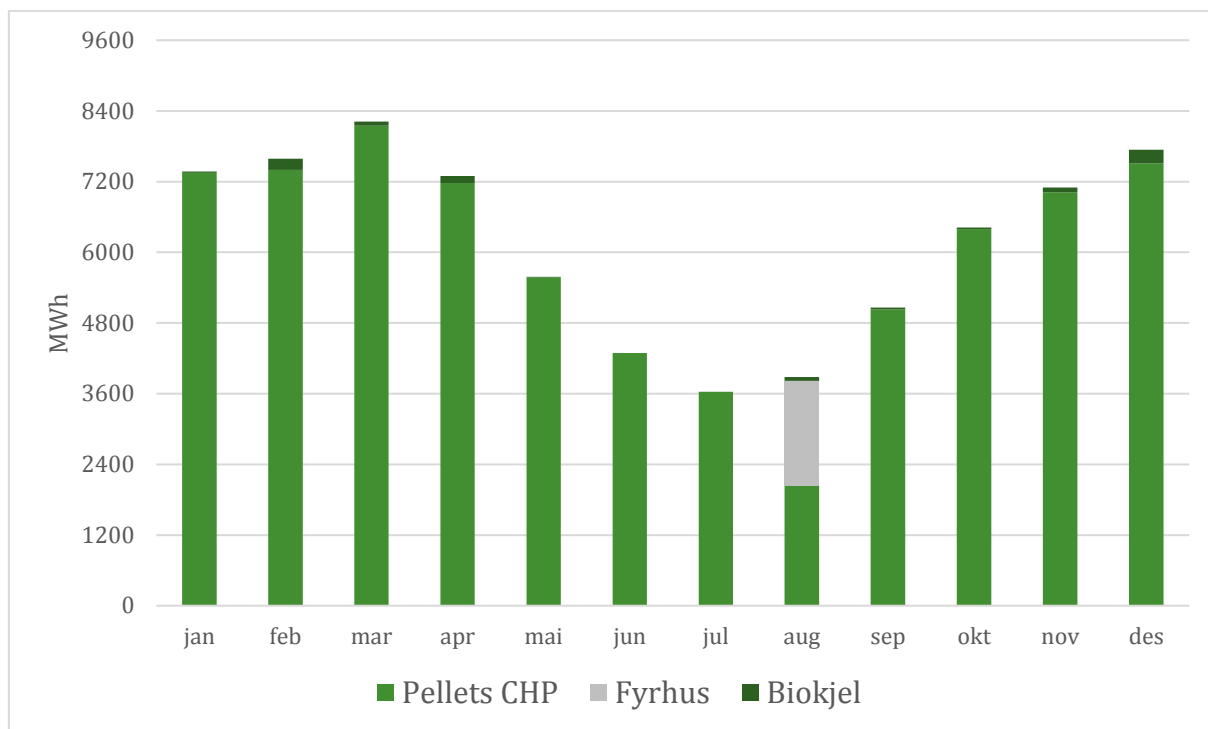
Tabell 13: Oversikt kapasiteter og forventet energiproduksjon for fortsatt drift ved overgang til bruk av pellets i nytt kraftvarmeverk

	El	Varme
Installert kapasitet pellets	CHP el: 7,5 MWh	CHP varme: 7,5 MWh Biokjel: 5 MWh
Installert kapasitet diesel	Diesel reservekraftverk ved UNIS-krysset: 4,7 MW Nytt omsøkt reservekraftverk: 3,5 MW	Diesel fyrhus: 15,7 MW
Installert kapasitet lagring	Batteri 1 MW	
	El	Varme
Årlig produksjon fra pellets	35 000 MWh	72 000 MWh
Årlig produksjon fra diesel	1000 MWh	2000 MWh
Årlig forbruk pellets	35 000 tonn	
Årlig CO ₂ -utslipp	1 500 tonn	

Figur 27: Forventet årlig elproduksjon for Alternativ 1: Nytt kraftvarmeverk med pellets



Figur 28: Forventet årlig varmeproduksjon Alternativ 1: Nytt kraftvarmeverk med pellets



4.4.4 Konsekvenser for miljøet

Tabellen under gir en kortfattet vurdering av alternativets bærekraft, dvs. mulige konfliktnivå i forhold til natur og miljø. I og med at konsekvensene for flere temaer ofte er sterkt knyttet til valgt lokalitet, vil konsekvensene kunne endres dersom anlegget blir lokalisert til andre områder enn det som er indikert

Tabell 14. Bærekraftvurderinger for Alternativ 1: Nytt kraftvarmeverk

Temafagområde	Vurdering	Konsekvens
<i>Verneområder</i>	De ulike løsningene under alternativ 1 berører ingen eksisterende eller planlagte verneområder.	Ubetydelig
<i>Landskap</i>	Begrenset arealbeslag i et område som allerede er sterkt berørt av menneskelig aktivitet (Adventpynten/Hotellneset) og lite dominerende konstruksjoner, tilsier en begrenset og lokal landskapsmessig virkning.	Liten negativ
<i>Naturmangfold</i>	Aktuelt område på Hotellneset/Adventpynten er sterkt påvirket av menneskelig aktivitet. Det er ikke registrert verdifulle naturtyper eller viltområder på land i det aktuelle området, men sjøområdet rundt utgjør en del av et viktig næringsområde (Adventfjorden) for sjøfugl. Landbaserte alternativer vurderes å ha ubetydelige konsekvenser for naturmangfold, mens et sjøbasert anlegg (Gravifloat) trolig vil ha liten negativ konsekvens for sjøfugl og marin flora/fauna.	Ubetydelig til liten negativ
<i>Kulturminner</i>	Det aktuelle området ligger innenfor kulturmiljøet Longyearbyen gruveby - Nr 53, hvor Titankrana, som er et kulturminne av betydelig kunnskaps- og opplevelsesverdi, ligger. De direkte og indirekte konsekvensene for dette kulturmiljøet vil i stor grad avhenge av eksakt lokalisering av anleggene.	Liten negativ
<i>Friluftsliv/reiseliv</i>	Området benyttes noe til fuglekikking (Adventpynten), og Titankrana er et kulturminne som bidrar til områdets opplevelsesverdi. Samlet sett vurderes likevel alternativ 1 å medføre små konsekvenser for friluftsliv og reiseliv.	Liten negativ
<i>Forurensning</i>	Det er registrert forurenset grunn ved Adventpynten/Hotellneset, og det vurderes som sannsynlig at sjøbunnen mellom gamlekaia og Hotellneset også er forurenset. AkvaplanNIVA konkluderer med følgende (ref. 7873-2/AE): «Ved graving på området er det imidlertid viktig at det tas hensyn til den påviste forurensningen, både i forhold til helsefare for arbeidere og i forhold til risiko for spredning mot sjø. Dersom massene graves opp, må de fjernes og deponeres på dertil egnet mottak. Ved endringer i arealbruk til mer følsomt bruk er det sannsynlig at det blir nødvendig å utføre tiltak som innebærer fjerning av de mest forurensede massene». Forurensningssituasjonen i området utelukker ikke etablering av et kraftvarmeverk i området, men ytterligere undersøkelser og avbøtende tiltak i forkant vil være nødvendig. Et kraftvarmeverk basert på LNG eller pellets vil også bidra med utslipp av CO ₂ , NO _x , SO _x m.m., men sammenlignet med nullalternativet (fortsatt drift av dagens kullkraftverk) vil et slikt anlegg innebære en vesentlig utslippsreduksjon.	Middels positiv

4.4.5 Tilgang til energikildene

Det er god tilgang til leveranser av pellets i det internasjonale markedet og flere leverandører å velge mellom.

LNG er tilgjengelig i store mengder på verdensmarkedet. Mulige forsyningsterminaler er Gasnor, Skangas, Independence, Snøhvit, Rotterdam og Zeebrugge.

4.5 Løsninger basert på lokale fornybarressurser

Vi har sett på fire ulike kombinasjoner av sol og vind med ulike lagringsalternativer og i kombinasjon med et kraftvarmeanlegg basert på LNG. Andre energiforsyningsløsninger, som bruk av geotermisk varme, er beskrevet i vedlegg, men ikke inkludert i sammenligningen på grunn av for store usikkerheter (se avsnitt 4.1.1).

- (A) Solcellepaneler på tak i Longyearbyen og 6 x 4,2 MW vindturbiner på Platåberget samt batterilagring dimensjonert for å ta lagring over døgnet.
- (B) Solcellepaneler på tak i Longyearbyen og 6 x 4,2 MW vindturbiner på Platåberget samt hydrogenlagring dimensjonert for lagring over lengre perioder
- (C) Solcellepaneler på tak i Longyearbyen og et LNG-kraftverk som i løsning 1A, som produserer kraft og varme på vinteren.
- (D) 15 x 4,2 MW vindturbiner på Platåberget, samt gassmotor og gasskjel fra LNG når det ikke er nok vind.

Vi har forutsatt at vindturbiner blir plassert på Platåberget. Andre plasseringer er mulig, og diskutert i vedlegg, men vi har ikke tilgang til vinddata for andre lokasjoner.

Alle løsningene forutsetter produksjon av varme til fjernvarmenettet i elkjeler.

Ved ny kraftproduksjon fra solceller eller vindturbiner på Platåberget vil det kreves en ny kabel fra Platåberget til trafo ved eksisterende energiverk.

4.5.1 Oversikt over tekniske løsninger

Kostnadene for solceller og vindturbiner har falt kraftig de siste årene. Sol og vind er også de lokale energikildene i nærheten av Longyearbyen som har størst potensial. Løsninger basert på sol og vind peker seg derfor ut som mest aktuelle. Det høye varmebehovet gjør det aktuelt å kombinere sol- og vindenergi med geotermisk varme i Longyearbyen. På grunn av høy usikkerhet i gjennomføringsgrad og kostnader for geotermisk varme, som beskrevet i avsnitt 4.1.1 og vedlegg 3, er det ikke inkludert i de videre vurderte alternativene.

Installasjon av solenergi og vindenergi på Svalbard må kombineres med lagringskapasitet som kan ta deler av variasjonene i produksjon over døgnet og året, og reserver, der det er mest aktuelt å opprettholde dagens dieselkapasitet. Det er også aktuelt å kombinere sol- og vindenergi med ny installert fossil kraftvarmeproduksjon, f.eks. basert på LNG. På grunn av variasjonene i tilgang bør installasjon av fornybar kapasitet fra sol og vind planlegges samlet. Effektdimensjonering og lagringskapasitet bør optimaliseres i forhold til investeringskostnader, vind- og solressurser og brenselpriser.

Vi har sett på fire alternative løsningspakker for å gi et bilde på mulige løsninger og kostnads-effektivitet, klimagassutslipp, bærekraft og forsyningssikkerhet ved disse. Alle løsningene har full dieselkapasitet for spiss- og reservelast.

Effektdimensjonering og lagringskapasitet for de fire ulike alternativene er basert på optimalisering i programmet Homer og erfaringen til fageksperter i Multiconsult.

For alle løsningene er det forutsatt at fjernvarme produseres fra overskuddsenergi i elkjeler ved overskudd på fornybar el-produksjon og ellers direkte i dieselkjeler eller fra LNG. Det er i tillegg lagt inn kostnader for en akkumulatortank på 1,2 millioner liter som vil kunne lagre noe overskuddsproduksjon og utjevne varmebehov over kortere perioder.

Løsningspakkene er satt sammen for å illustrere kostnader og produksjon ved aktuelle alternativ. Et utall flere kombinasjoner kan i prinsippet tilfredsstille de oppsatte kriteriene. Ved dimensjonering og valg av endelig løsning bør det derfor gjøres ytterligere simuleringer og optimalisering.

4.5.2 Solceller, vindpark og batteripakke

Løsningen kombinerer sol- og vindkraftproduksjon med batterilagring. Det er gjort forenklede simuleringer for å finne en økonomisk optimalisering av kostnader for vindinstallasjon, solenergi, batteripakke, samt brenselkostnader for diesel. Kombinasjonen gir en fornybarandel over året på omtrent 50 prosent.

Installert effekt er 25 MW for vind og 25 MW for sol, og batterikapasiteten er 42 GWh. Løsningen gir en fornybarandel på omtrent 50 prosent av energiproduksjonen. Øvrig energibehov dekkes av diesel.

I alternativet bygges 6 vindturbiner på Platåberget som produserer sammen solceller på takene i Longyearbyen. Det etableres en relativt stor batteripakke som kan utjevne variasjoner over døgnet. Varmebehovet dekkes gjennom elkjeler som bruker overproduksjon av elektrisk kraft. Løsningen inkluderer også en akkumulatortank som kan lagre varme ved høy produksjon av fornybar kraft.

Vind- og solenergi har investeringskostnader, men selve energiproduksjonen er gratis. Siden eksisterende dieselaggregater tjener som reservelast, er investeringskostnadene knyttet til denne funksjonen lik null, men kostnadene energiproduksjonen er relativt høy på grunn av høye dieselkostnader. Dieselaggregatene brukes for å dekke forbruket i perioder der produksjonen fra vind og sol er for lav.

Produksjonen av vindkraft er høy i perioder, men lik null i lange perioder. Batterikostnadene har sunket kraftig de siste årene, og det er forventet en ytterligere prisreduksjon framover. Det er svært usikkert hvor stor batteripakke det vil lønne seg å installere. Det bør derfor gjøres ytterligere beregninger og simuleringer for å sette sammen en optimal energiforsynings- og lagringspakke.

Foreløpige simuleringer viser at en dobling eller tredobling av batterikapasiteten i forhold til det som er lagt til grunn i dette alternativet, kun vil gi en liten økning i total fornybarandel, fordi de vindstille periodene uten sol er relativt lange, og det vil kreves uforholdsmessig stor økning i batterikapasiteten for å lagre nødvendig energibehov til disse periodene.

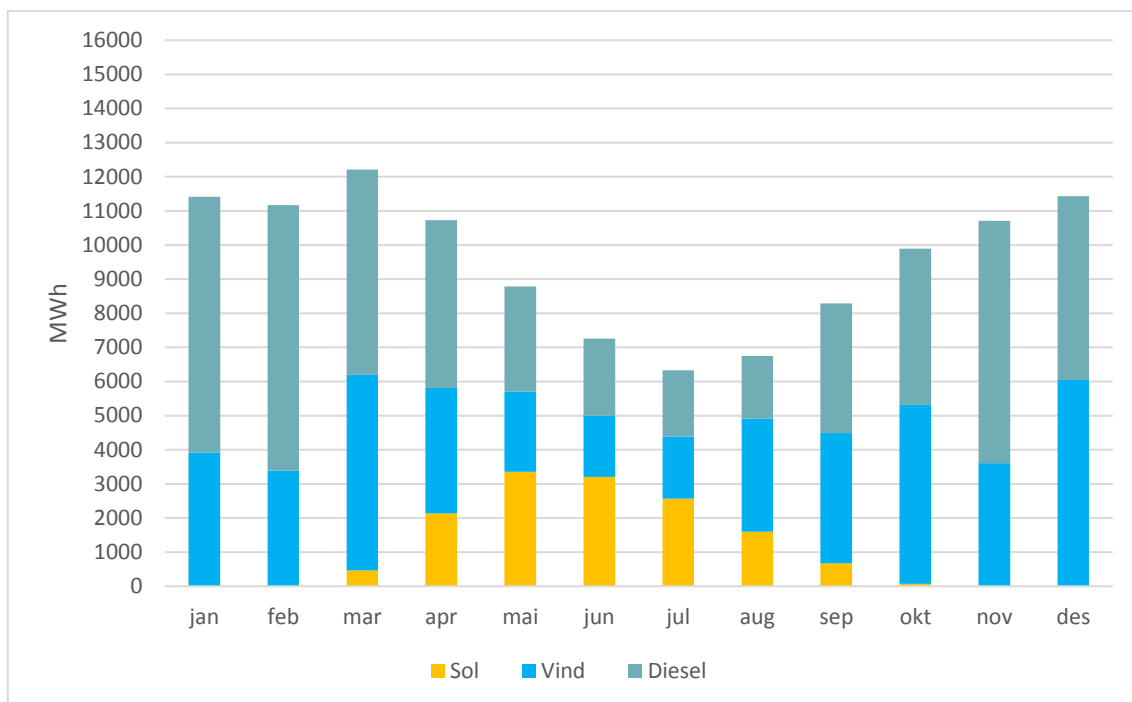
Oppsummeringstabell

Tabell 15: Oversikt forutsatte kapasiteter og forventet energiproduksjon for Alternativ 2 med sol, vind, diesel og batteri

	El	Varme
<i>Installert kapasitet fornybart</i>	25 MWp sol på tak 25,2 MW vindturbiner	3 X 5 MW elkjel
<i>Installert kapasitet diesel</i>	Diesel reservekraftverk ved UNIS-krysset: 4,7 MW Nytt omsøkt reservekraftverk: 3,5 MW	Diesel fyrhus: 15,7 MW
<i>Installert kapasitet lagring</i>	Batteri 42 MWh Akkumulatortank	
	El	Varme
<i>Årlig produksjon fra sol</i>	14 000 MWh	
<i>Årlig produksjon fra vind</i>	45 000 MWh	
<i>Årlig produksjon fra diesel</i>	56 000 MWh	
<i>Årlig CO₂-utslipp</i>	25 000 tonn	

På grunn av at vindkraftproduksjon er høyere enn energibehovet i perioder, vil det bli være tilgjengelig 22 GWh mer vindkraft enn det som kan benyttes eller lagres i denne løsningen. Denne potensielle produksjonen vil gå til spille.

Figur 29: Forventet årlig energiproduksjon Alternativ 2a: Vind, sol og batterier



4.5.3 Solceller, vindpark, og hydrogenlagring

Løsningen kombinerer sol- og vindkraftproduksjon med batterilagring og noe hydrogenlagring. Løsningen er satt sammen for å gi en høyest mulig fornybarandel uten at kostandene til fornybar produksjon samt lagring blir urimelig høye driftstiden tatt i betraktning.

Den installerte effekten er 63 MW og 25 MW for henholdsvis vind og sol, og batterikapasiteten er 10 GWh. Solcellene installeres på takene i Longyearbyen og totalt 15 vindturbiner plasseres på Platåberget. For hydrogen er det forutsatt en produksjonskapasitet på 12 000 kg H₂/døgn og en lagringskapasitet på totalt 105 000 kg H₂. Løsningen gir en fornybarandel på omtrent 80 prosent. Øvrig energibehov må dekkes av diesel.

Denne løsningspakken er satt sammen for å få en høyest mulig fornybarandel, men med fortsatt oppdekning fra diesel som reservelast i vindstille perioder på vinteren. Det er forutsatt hydrogenproduksjon som muliggjør lagring av energien over lengre perioder enn det en batteripakke lagre.

Denne løsningen gir en betydelig overproduksjon i forhold til forbruket i perioder. Det er videre, etter enkle simuleringer, forutsatt en hydrogenproduksjon med høy produksjonskapasitet på 12 000 kg H₂/døgn og en lagringskapasitet på totalt 105 000 kg H₂.

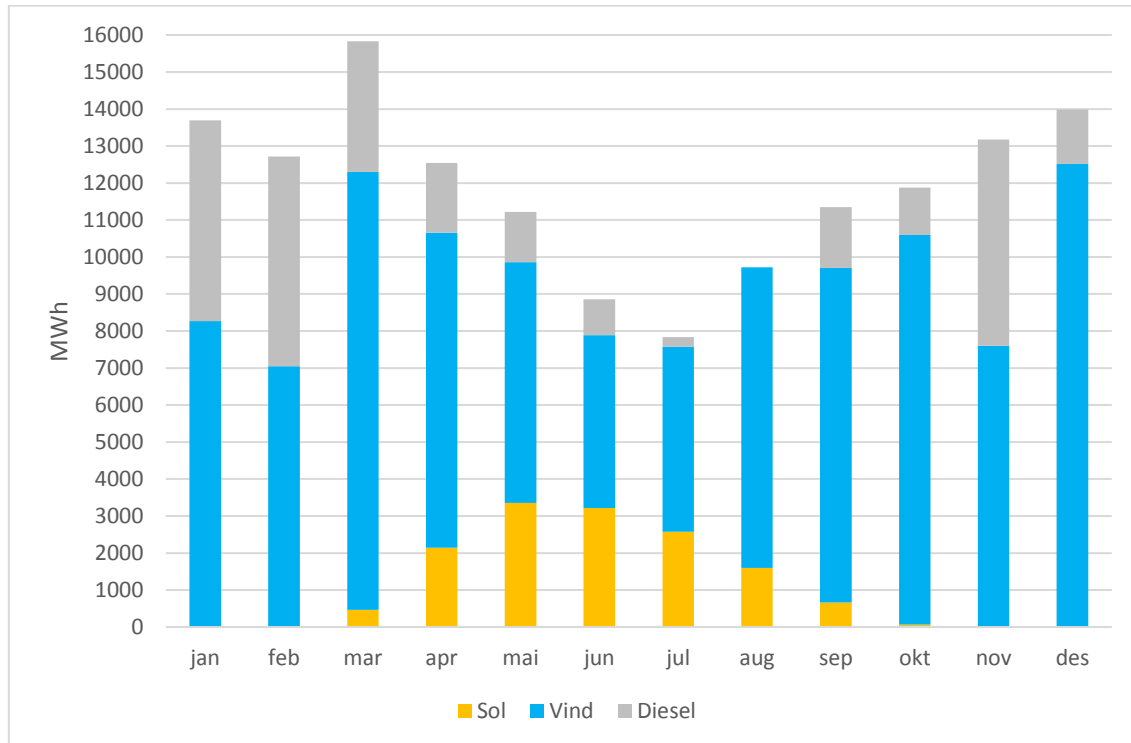
Kombinasjonen gir en fornybarandel på 80 prosent. Dersom fornybarandelen skal økes ytterligere, vil det kreve betydelige investeringer i hydrogenlagring med liten brukstid. Kostnaden for hydrogenproduksjon og -lagring er relativt høy pr. i dag. Ulempen med hydrogenproduksjon, -lagring og -forbrenning i brenselceller er videre at energitapene er relativt høye.

Tabell 16: Oversikt kapasiteter og forventet energiproduksjon gitt Alternativ 2 med sol, vind, diesel og hydrogenlagring

	El	Varme
<i>Installert kapasitet fornybart</i>	25 MW sol 63 MW vind	3 X 5 MW elkjel
<i>Installert kapasitet diesel</i>	Diesel reservekraftverk ved UNIS-krysset: 4,7 MW Nytt omsøkt reservekraftverk: 3,5 MW	Diesel fyrhus: 15,7 MW
<i>Installert kapasitet lagring</i>	Batteri 10,5 MWh Hydrogen 3 500 MWh Akkumulatortank	
	El	Varme
<i>Årlig produksjon fra sol</i>	14 000 MWh	
<i>Årlig produksjon fra vind</i>	100 000 MWh	
<i>Årlig produksjon fra diesel</i>	30 000 MWh	
<i>Årlig CO2-utslipp</i>	14 000 tonn	

På grunn av betydelig overproduksjon fra mange vindturbiner i perioder og begrenset lagerkapasitet, vil omtrent 66 000 MWh potensiell produksjon fra vind gå tapt i dette alternativet.

Figur 30: Forventet total energiproduksjon Alternativ 2b: Vind, sol og hydrogenlagring



4.5.4 Solceller og LNG

Løsningen kombinerer solenergi og noe batterilagring med et fossilt kraftvarmealternativ. Det er tatt utgangspunkt i dimensjonert LNG kraftvarmemodul som definert i Alternativ 1 med LNG. Tilsvarende vil solenergi kunne spille sammen med kullkraftverket i nullalternativet eller med ett av de øvrige kraftvarmealternativene.

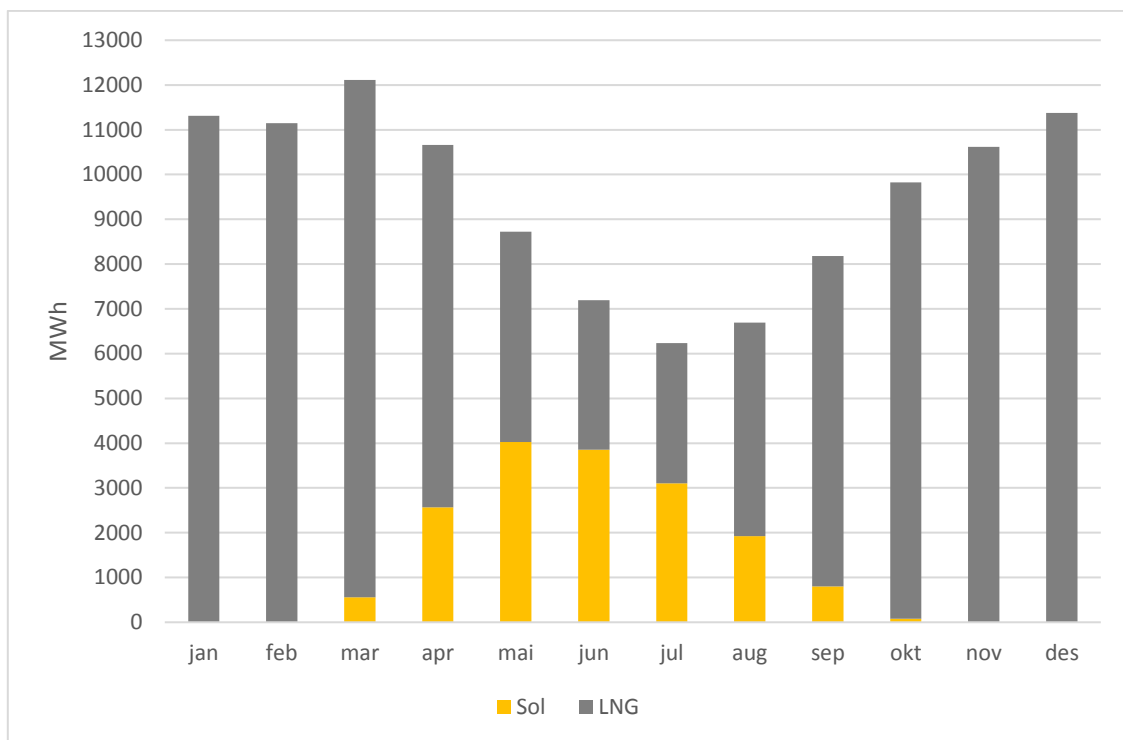
Installert effekt er 30 MW solkraft, noe som innebærer installasjon av solpaneler på alle tak i Longyearbyen, og vil dekke 15 prosent av totalt energibehov over året.

I denne løsningen har vi tatt utgangspunkt i forventet mulig produksjon fra solceller installert på takene i Longyearbyen sammen med et LNG kraftvarmeverk som beskrevet i Alternativ 1. Solcellene vil kunne dekke 15 prosent av energibehovet over året.

Tabell 17: Oversikt kapasiteter og forventet energiproduksjon gitt Alternativ 2 med sol, LNG, diesel og batteri

	El	Varme
<i>Installert kapasitet sol</i>	30 MWp	3 X 5 MW elkjel
<i>Installert kapasitet LNG</i>	3 x 3,5 MW LNG motor	3 x 3,5 MW (utnyttelse røykgass LNG motor) 2 x 3,5 LNG gasskjel
<i>Installert kapasitet diesel</i>	Diesel reservekraftverk ved UNIS-krysset: 4,7 MW Nytt omsøkt reservekraftverk: 3,5 MW	Diesel fyrhus: 15,7 MW
<i>Installert kapasitet lagring</i>	Batterikapasitet 10,5 MWh	
	El	Varme
<i>Årlig produksjon fra sol</i>	17 000 MWh	
<i>Årlig produksjon fra LNG</i>	97 000 MWh	
<i>Årlig forbruk LNG</i>	8 100 tonn LNG	
<i>Årlig CO₂-utslipp</i>	21 000 tonn	

Figur 31: Forventet årlig energiproduksjon Alternativ 2c: Sol, batterier og LNG



4.5.5 Vindenergi, LNG-kjel og batteripakke

Løsningen kombinerer vindenergi og minimalt med batterilagring med et fossilt kraftvarmealternativ. Det er tatt utgangspunkt i dimensjonert LNG kraftvarmemodul som definert i Alternativ 1 med LNG. Tilsvarende vil vindenergi kunne spille sammen med kullkraftverket i nullalternativet eller ett av de øvrige kraftvarmealternativene.

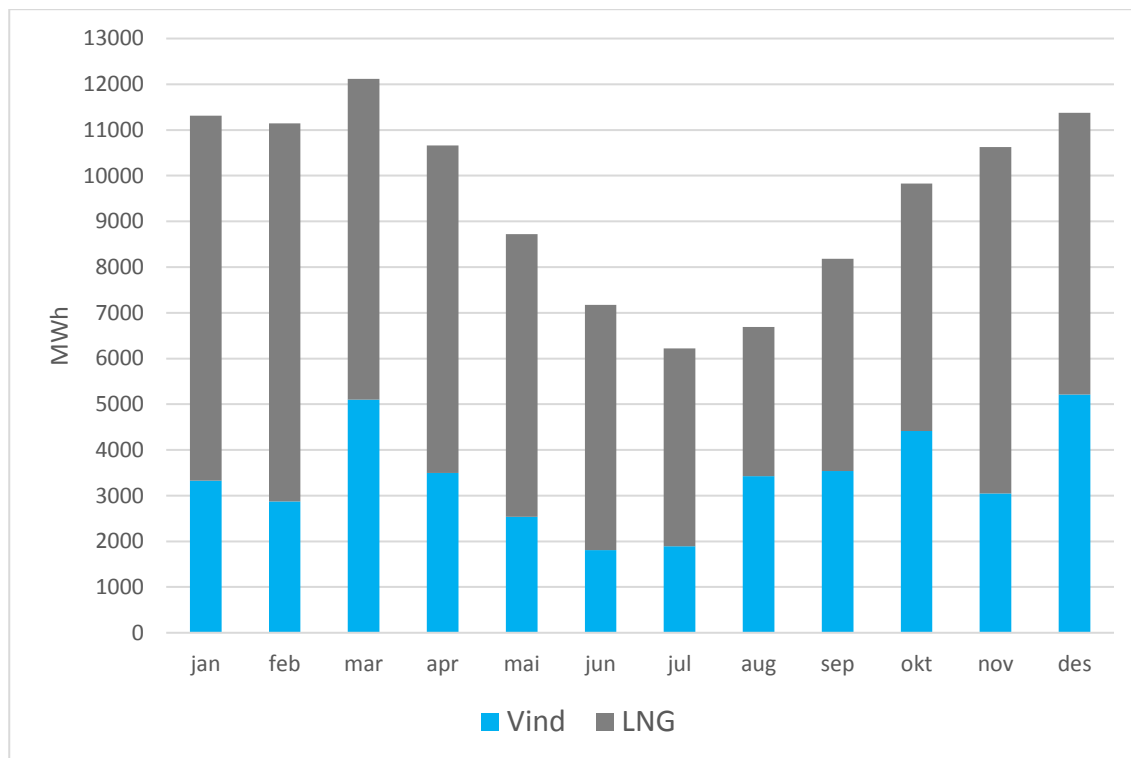
Installasjon av fem vindturbiner med totalt 21 MW kapasitet kan dekke totalt 35 prosent av energibehovet i Longyearbyen over året. I denne løsningen er det tatt utgangspunkt at vindturbiner, sammen med et LNG kraftvarmeverk som beskrevet i Alternativ 1, kan dekke totalt energibehov ved full produksjon. Vindturbinene vil kunne dekke 35 prosent av energibehovet over året.

Tabell 18: Oversikt kapasiteter og forventet energiproduksjon gitt Alternativ 2 med vind, LNG og diesel og batteri

	El	Varme
Installert kapasitet vind	21 MW	3 X 5 MW elkjel
Installert kapasitet LNG	3 x 3,5 MW LNG motor	3 x 3,5 MW (utnyttelse røykgass LNG motor) 2 x 3,5 LNG gasskjel
Installert kapasitet diesel	Diesel reservekraftverk ved UNIS-krysset: 4,7 MW Nytt omsøkt reservekraftverk: 3,5 MW	Diesel fyrhus: 15,7 MW
Installert kapasitet batteri	4,2 MWh	
	El	Varme
Årlig produksjon fra vind	41 000 MWh	
Årlig produksjon fra LNG	73 000 MWh	
Årlig forbruk LNG	6 100 tonn	
Årlig CO2-utslipp	16 000 tonn	

På grunn av høyere produksjon enn forbruk i perioder vil 15.000 MWh av potensiell elektrisitetsproduksjon fra vind gå til spille.

Figur 32: Forventet total energiproduksjon Alternativ 2d: Vind, batterier og LNG



4.5.6 Konsekvenser for miljøet

Vi gir først en kort og generell beskrivelse av mulige konsekvenser for natur og miljø av de ulike teknologiene basert på oppfølgende undersøkelser og forskning knyttet til tilsvarende anlegg i andre

områder. Det understrekes at disse erfaringene i all hovedsak stammer fra områder med mer temperert klima, siden det pr. i dag ikke er bygget noen vindkraftverk eller større solkraftanlegg i arktiske strøk. Selv om arts mangfold og bestandstettheter kan variere mye mellom tempererte og arktiske strøk, forventes det imidlertid at det hovedsakelig er de samme påvirkningsfaktorene som gjør seg gjeldende i begge områder (om enn i ulikt omfang/styrkegrad).

- **Naturtyper og planter:** Naturtyper i arktiske strøk er generelt sårbare for påvirkning i form av direkte inngrep, fordi forstyrrelser gir særlig langvarig effekt på jordsmonn og vegetasjon. Revegetering med stedegen vegetasjon og øvrig artsinventar tar lang tid grunnet lave temperaturer og kort vekstsesong, og endrede abiotiske forhold (mikroklima og jordsmonn) som følge av fysiske inngrep, kan forlenge denne fasen.

Vindkraft

- **Naturtyper og planter:** De fysiske inngrepene i terrenget i forbindelse med etablering av vindkraftverk er ofte begrensede og utgjør typisk rundt 3-4 prosent av planområdet totale areal. Resterende 96-97 prosent av planområdet kan bli delvis indirekte berørt gjennom endrede hydrologiske eller mikroklimatiske forhold. Det er imidlertid ofte gode muligheter for å tilpasse vegtrasèer, turbinpunkter, osv. til registrerte naturverdier. Det forutsetter at disse er godt dokumentert og kartfestet.
- **Kollisjonsrisiko for fugl:** Det er store forskjeller i kollisjonsrisiko mellom ulike arter og dels mellom individer innenfor samme art. Kollisjonsrisikoen endrer seg også gjennom året. Det øker kravet til kunnskapsgrunnlag når nye vindkraftverk planlegges. Hønsefugler og lommer, og andre arter med høy kroppsvekt i forhold til vingeearealet regnes som dårlige flygere og vil derfor være utsatt for kollisjoner. Resultatene fra Smøla indikerer at vadere og spurvefugler unngår området nær vindturbinene og er derfor trolig mindre kollisjonsutsatt (Bevanger, 2016).
- **Tap av habitat for fugl:** Området som utsettes for habitatforringelse blir ofte vesentlig større enn området for fysiske inngrep som følge av at sky arter vil unngå nærområdet til vindturbin(e) pga. støy og forstyrrelser i anleggs- og driftsfasen. Unnvikelseeffektene er trolig størst i anleggsfasen og mindre i driftsfasen grunnet mindre menneskelig aktivitet og tilvenning/habituering hos fuglene.
- **Fragmentering og barrierevirkninger for fugl:** Vindkraftverk kan påvirke trekkruiter, både mellom hekke- og overvintringsområder (regulært trekk) og mellom hekke- og furasjeringsområder (næringstrekk). Hvis fuglene trekker på bred front, kan de enklere unngå vindkraftverket uten stor energikostnad, enn hvis de trekker i smale korridorer. I det siste tilfellet kan vindkraft føre til mange kollisjonsdrepte fugl eller stor energikostnad ved omlegging av trekkruta med de konsekvenser det kan ha for overlevelse. Det har normalt vært mindre fokus på denne effekten av vindkraftverk sammenlignet med kollisjoner og habitatødeleggelse.
- **Pattedyr:** Alle nye arealinngrep kan gi direkte og permanent fragmentering og tap av habitat for terrestrisk dyreliv. Villrein er en av pattedyrartene som har vist seg å være relevante i vindkraftsaker. Svalbardreinen regnes imidlertid som svært lite sky sammenlignet med sine artsfrender på fastlandet. Den samme vurderingene gjelder også i stor grad for polarrev, som anses som lite sky og tilpasningsdyktig.
- **Annen miljøpåvirkning:** I tillegg til påvirkning på det biologiske mangfoldet er visuell påvirkning av verdifulle landskapsområder, friluftsområder, reiselivsområder og kulturmiljøer sentrale problemstillinger ved utbygging av vindkraftverk på Svalbard. Moderne vindturbiner er meget store konstruksjoner (opp mot 200 m til rotorspissen), og plasseres oftest på høydedrag med gode vindforhold, noe som gjør de synlige i et stort omland. Støy og skyggekast vil også kunne gjøre seg gjeldende i nærområdet til et vindkraftverk (primært < 1 km fra nærmeste vindturbin).

Solkraft

- **Naturmangfold:** Nylige studier har vist at store solkraftanlegg kan utgjøre en trussel for dyrelivet og da spesielt for fugl (bl.a. Kegan, 2014). Risikoen avhenger i stor grad av type teknologi.
- **Skade på fugl:** Kollisjoner med anleggsstrukturer er dokumentert, og det foreligger hypoteser om at enkelte typer solkraftanlegg tiltrekker seg insekter, som igjen tiltrekker seg fugl, og at dette øker faren for at fugl kolliderer med anleggsstrukturer (Horváth, 2009).
- **Naturtyper/vegtasjon:** Hvis solkraftproduksjon anlegges på hustak eller inne i bebygde områder vil anleggene ikke medføre nevneverdige konsekvenser for fugl eller annet biologisk mangfold.
- **Annen miljøpåvirkning:** Større solkraftanlegg kan ha en viss påvirkning på verdifulle landskap, friluftsområder og kulturmiljøer, men vesentlig mindre enn vindkraftverk. Solcellepaneler på hustak vurderes ikke å medføre negative konsekvenser for disse interessene/verdiene.

Tabellen under gir en kortfattet vurdering av alternativets bærekraft, dvs. mulige konfliktnivå i forhold til natur og miljø. Konsekvensene vil i stor grad avhenge av anleggenes lokalisering i terrenget, og vurderingen under vil kunne endres dersom anlegget blir lokalisert til andre områder enn det vi har forutsatt.

Tabell 19. Bærekraftvurderinger for alternativ 2

Miljøverdi	Vurdering	Konsekvens
Verneområder	Løsningene med vindturbiner på Platåberget berører ingen eksisterende eller planlagte verneområder.	Ubetydelig
Landskap	Et vindkraftverk på Platåberget vil dominere landskapet oppe på fjellet og samtidig medføre en betydelig fjernvirkning. Vindkraftverket vil ved gode værforhold kunne bli godt synlig fra fjelltopper i en avstand på inntil 20-30 km, samt fra bebyggelsen nede i Longyearbyen og fra flere viktige friluftsliv- og reiselivsområder.	Stor / middels negativ
Naturmangfold	Et solkraftverk på Platåberget vurderes å ha liten negativ konsekvens for naturmangfoldet i området dersom det samlokaliseres med eksisterende radaranlegg, mens solcellepaneler på hustakene i Longyearbyen ikke vil medføre negative konsekvenser for naturmangfoldet. Et vindkraftverk på Platåberget vil medføre noe habitatødeleggelse, økt kollisjonsrisiko for fugl samt mulige unntakseffekter som følge av støy og forstyrrelser. Trekkruter mellom hekkeområder og næringsområder i Adventfjorden er ikke dokumentert. Dette er noe som må kartlegges i neste fase (konsesjonssøknad og konsekvensutredningen).	Liten negativ/ ubetydelig Trolig liten negativ, men usikkert.
Kulturminner	Alle de skisserte områdene ligger innenfor kulturmiljøet Longyearbyen gruveby - Nr 53. Et solkraftanlegg på Platåberget eller solcellepaneler på hustakene i Longyearbyen vurderes å ha ubetydelige konsekvenser for kulturminner og kulturmiljø (forutsatt at de ikke anlegges på bygninger av stor kulturhistorisk verdi). Et vindkraftverk på Platåberget berører ingen kjente kulturminner direkte, men vil kunne medføre en stor visuell påvirkning på nærliggende kulturminner og kulturmiljøet rundt Longyearbyen som helhet.	Liten negativ Middels negativ
Friluftsliv/reiseliv	Platåberget og Varden er et svært viktig utfartsområde for innbyggerne i Longyearbyen (Miljøvernvedtaket, Sysselmannen, 2018). Et solkraftanlegg i tilknytning til eksisterende radaranlegg vil i liten grad påvirke dette friluftsområdet, mens et vindkraftverk vil medføre stor visuell påvirkning, samt at støy og skyggekast også vil bli merkbart i nærområdet til vindkraftverket.	Liten (solkraft) til middels negativ (vindkraft)
Forurensning	Det ikke registrert forurensning grunn i de aktuelle områdene og forurensningsfaren for denne typen anlegg i anleggs- og driftsfasen svært liten. Disse alternativene innebærer derfor en vesentlig forbedring sammenlignet med nullalternativet.	Middels positiv

4.5.7 Tilgang til energikilder

LNG gir en god leveringssikkerhet og er tilgjengelig i store mengder på verdensmarkedet. Mulige forsyningsterminaler er Gasnor, Skangas, Independence, Snøhvit, Rotterdam og Zeebrugge.

4.6 Strømkabel fra fastlandet

Denne løsningen består av en ny HVDC-kabel som legges fra Finnmark til Longyearbyen. Man har mer enn 60 års erfaring med denne type overføringer med effekter opp til 1400 MW.

Teknisk løsning

Vi har forutsatt at forbindelsen dimensjoneres for å kunne ta fremtidig forventet topplast for elektrisk kraft og fjernvarme på totalt 25 til 30 MW, der fjernvarme produseres i elkjeler.

Kabelen vil ha en lengde på omtrent 930 km, noe som vil overgå både dagens lengste kabelforbindelse (580 km Norge-Nederland) og den planlagte kabelen mellom Norge og England (700 km).

På grunn av lengden må overføringen basere seg på høyspent likestrømsoverføring (HVDC). Det må derfor bygges omformerstasjoner i begge ender av kabelen som dimensjoneres ut fra maksimalt effektbehov. Etter bygging er overbelastbarheten null.

Valg av spenningsnivå for overføringen vil være et optimaliseringsspørsmål der utstyrs kostnader og tapskostnader vurderes mot hverandre. Det er sannsynlig at 150 kV DC (eller ± 75 kV ved bipolar) vil være i riktig størrelsesorden basert på lengden av kabelen og effektbehovet (NVE, 2017) (ABB, 2017).

Kabelen ilandføres på Hotellneset hvor det vil kreves en omformerstasjon. Det vil også kreves ny elkabel inn til byen fra Hotellneset.

Det er lagt til grunn en virkningsgrad på elkjelene på 95 prosent.

Kabelen antas ilandført på Hotellneset og omformerstasjon plasseres også her. Det vil være behov for en ny elkabel og et nytt fjernvarmedistribusjonsrør fra Hotellneset og inn til byen.

Energiforsyning

Forsyningen bør hentes fra et relativt sterkt nettpunkt på Finnmarkskysten. Det mest naturlige utgangspunktet er da Hammerfest-Skaidi området, som gir en dubler, og stadig sterkere forbindelse med sentralnettet.

Det er i sammenligningen mot alternative energiforsyningsløsninger og i kostnadsvurderingene forutsatt bruk av et monopol kabel med sjøretur.

Oppsummeringstabell

Tabell 20: Oversikt kapasiteter og overført elektrisitet samt reserveproduksjon ved installasjon av kabel fra fastlandet

	El	Varme
Installert kapasitet	> 25 MW	Elkjeler: 3 x 5 MW
Installert kapasitet diesel	Diesel reservekraftverk ved UNIS-krysset: 4,7 MW Nytt omsøkt reservekraftverk: 3,5 MW	Diesel fyrhus: 15,7 MW
	El	Varme
Årlig overført elektrisitet	35 000 MWh	77 000 MWh
Årlig produksjon fra diesel	1000 MWh	1500 MWh
Årlig tap overføring kabel	6000 MWh	
Årlig CO ₂ -utslipp på Svalbard	1500 tonn	

4.6.1 Konsekvenser for miljøet

En sjøkabel mellom fastlandet og Svalbard kan påvirke naturmangfoldet. Virkningene på det marine naturmangfoldet vil variere mellom anleggs- og driftsfasen. De ulike kildene til påvirkning og hvordan de påvirker ulike former for flora og fauna er kort oppsummert i Tabell 21, hentet fra OED (2011). I vedlegg 4 omtales de ulike effektene nærmere.

Tabell 21: Mulige effekter på marint miljø ved legging og drift av sjøkabel

	Naturtyper	Virvelløse dyr (hard- og bløtbunn)	Beinfisk	Bruskfisk	Marine pattedyr	Sjøfugl	Flora
Påvirkning i anleggsfasen							
Terrenginngrep i fjorden	x	x	-	-	-	-	x
Oppvirvling av sediment	x	x	e	e	-	-	x
Miljøgiftutslipp	-	e	-	-	-	e	-
Støy og vibrasjon	-	-	e	e	e	e	-
Påvirkning i driftsfasen							
Kabelens fysiske struktur	x	e	e	e	-	-	e
Elektromagnetiske felt	-	ls	ls	p	ls	-	-
Termisk påvirkning	-	p	-	-	-	-	p
Oljeutslipp	-	e	-	-	-	e	-

x: Effekt forventes; e: eventuell effekt, avhengig av naturforhold og metodevalg; p: potensiell effekt, men dårlig kunnskapsgrunnlag; ls: Lite sannsynlig effekt ut fra nåværende kunnskap; -: liten eller ingen relevant effekt.

Kilde: OED (2011)

Det presiseres at punkt oljeutslipp ved skade på isolert kabel ikke lenger er relevant med dagens teknologi (masseimpregnerte eller plastisolerte kabel). Effektene i driftsfasen kan antas å være midlertidige, effekter i kategorien e kan delvis unngås og øvrige effekter er usikre eller lite sannsynlige. Unntaket er kabelens fysiske struktur som vi ha en effekt, men der effekten også kommer an på om kabelen graves ned. Dersom kabelen graves ned, kan det imidlertid innebære at påvirkningen i anleggsfasen blir større.

4.6.2 Avbruddsrisiko

Den enkleste og billigste løsningen for kabel fra fastlandet er en monopolforbindelse med sjøretur. Med de restriksjoner i tilgjengelighet som denne løsningen gir, anser vi det helt nødvendig med 100 prosent reservekraft for elektrisitet og oppvarming. Dette vil være tilgjengelig i form av dagens reservekraftverk ved UNIS-krysset samt omsøkt nytt reservekraftverk.

Det andre ytterpunktet, HVDC-Bipol, vil kunne gi halv ytelse ved en enkeltstående feil, men en skade på begge kablene kan ikke utelukkes, og tatt i betraktning de alvorlige konsekvensene det kan få, vil det også her være behov for reservekraft. Denne løsningen er også vesentlig dyrere enn monopolløsningen.

De to mest kritiske feiltypene, skade på kabel (som oftest forårsaket av mekanisk skade fra trål eller anker) og feil i en transformator, er begge meget sjeldne, men gir en betydelig utkoblingstid, er som følger:

- Det er en forutsetning at en har reparasjonsmateriell (kabel og skjøter) tilgjengelige for kabelen, men det kan ta tid å lokalisere feilen og mobilisere kabelskip, og værforholdene kan gjøre det nødvendig å hente opp skadet kabel, skjøte inn reparasjonslengden og legge ny kabel ned igjen. Dette kan ta opptil en måned ved vinterforhold.

- Det kan ta opptil et år å få reparert eller bestille en transformator ved totalhavari. Derfor må det kjøpes inn og lagres to reservetransformatorer (en tilpasset AC-spenningen for på Svalbard, og en tilpasset AC-spenningen i Finnmark) som kan flyttes til skadestedet. Det burde derfor ikke ta mer enn en uke å få en slik på plass.

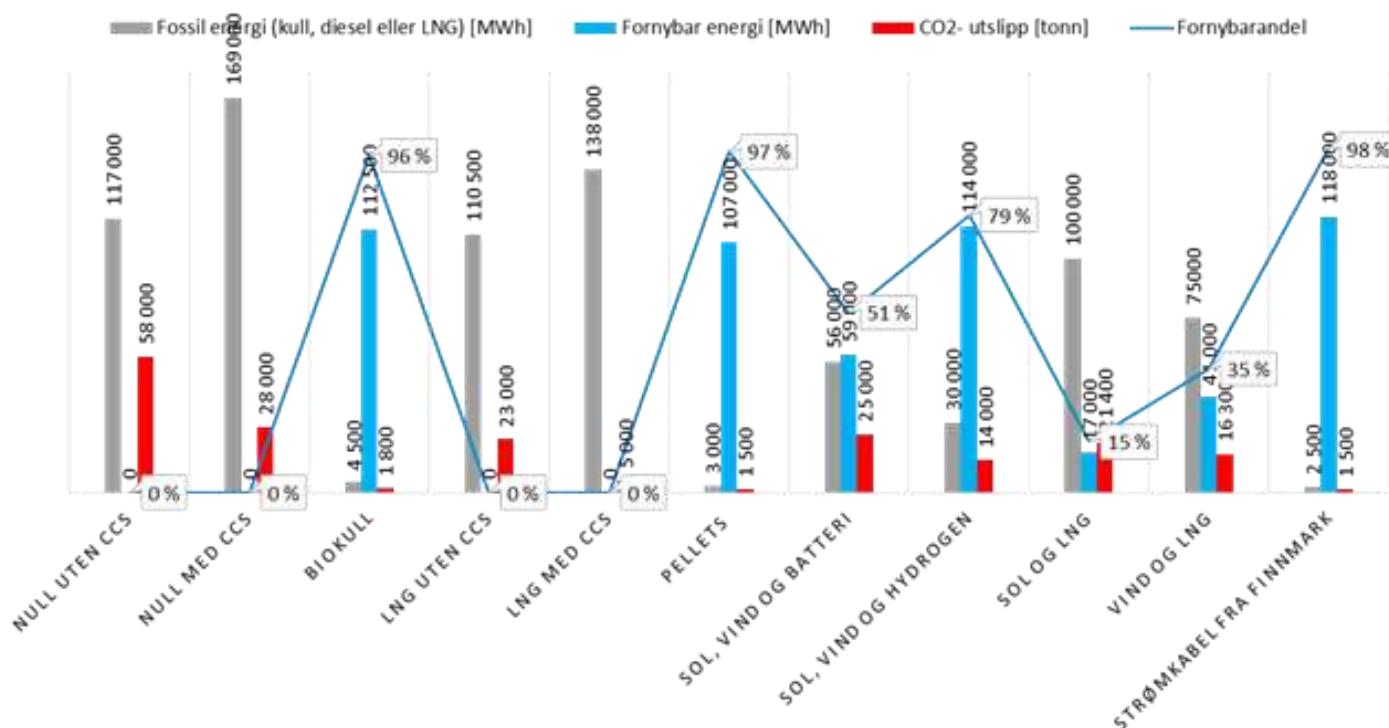
Som påpekt av NVE (2017), må en regne med nedetid på forbindelsen, både på grunn av vedlikehold og feil. Statistikk over feil på slike anlegg er svært sprikende. Spesielt er det vanskelig å anslå kabelfeil. Som før nevnt skyldes disse først og fremst ytre skader, som er sjeldne men som kan gi betydelige utetider.

4.7 Samlet oversikt

Figur 33 gir et oversiktsbilde av produksjon og CO₂-utslipp for de ulike alternativene. Vi ser f.eks. at

- Bruken av fossile brenslere er høyest i CCS-alternativene, men også relativt høy i alternativene basert på fossile brenslere uten CCS og i alternativene som kombinerer sol og vind med kraftvarme basert på LNG.
- Alternativene med kraftvarme basert på bioenergi (biokull og pellets) har nesten like høy fornybarandel som kabelalternativet. Fornybaralternativene krever relativt omfattende bruk av reserve- og spisslastkapasitet, og har derfor noe lavere fornybarandel. Alternativene som kombinerer sol og LNG og vind og LNG har relativt lave fornybarandel. Det kommer delvis av at de er konstruert rundt et fullskala LNG-anlegg.
- CO₂-utslippene er klart høyest i nullalternativet uten CCS, og nest høyest i nullalternativet med CCS. Nullalternativet har faktisk mer enn dobbelt så høye utslipp som alle alternativer som ikke er basert på kull. I alternativene med biobrensel og i kabelalternativet er CO₂-utslippene tilnærmet null.

Figur 33: Produksjon basert på fossile og fornybare energikilder, CO₂-utslipp* og fornybarandel for forsyningsalternativene, pr. år



* CO₂-utslipp for nullalternativet er beregnet ut fra CO₂-innholdet i europeisk kull (se avsnitt 4.3).

5 SAMFUNNSØKONOMISK ANALYSE

I dette kapitlet gjør vi rede for den samfunnsøkonomiske vurderingen av de ulike alternativene. Vi vil understreke at analysen ikke er å betrakte som en fullstendig samfunnsøkonomisk analyse. Dels er analysen begrenset til en sammenligning basert på investerings- og driftskostnader, CO₂-kostnader, naturinngrep og forsyningssikkerhet. Andre verdier som kan vektlegges, som f.eks. innovasjon, kompetansebygging, arbeidsplasser og sikkerhetspolitiske hensyn, for å nevne noen, er ikke vurdert. Dels er kostnadsestimatene basert på relativt overordnede beskrivelser av alternativene, slik at lønnsomhetsberegningene kan endre seg ved detaljprosjektering. Mange av anslagene er dessuten usikre, og det vil kreves nærmere undersøkelser før man kan konkludere. Endelig analyserer vi et begrenset antall alternativer som er relativt rendyrket, og det kan finnes et utall andre varianter og kombinasjoner av ulike elementer.

Analysen er organisert som følger: Først gjør vi rede for beregninger av prissatte virkninger: investeringskostnader, driftskostnader og CO₂-kostnader. Så drøfter vi ikke prissatte virkninger på natur- og miljø, og på forsyningssikkerheten. Deretter sammenstiller vi prissatte og ikke prissatte virkninger og gjør en grovsortering av alternativene, før vi drøfter usikkerhet knyttet til elementene i analysen og hvordan det eventuelt påvirker gruppering og rangering av alternativene.

5.1 Prissatte kostnader

De ulike alternativene er forbundet med forskjellige kostnader til å bygge, drifte og ta ned nødvendige anlegg for energiproduksjon og -transport frem til sluttbruker. Kriteriet «investerings- og driftskostnader» innebærer en sammenligning av nåverdien av disse kostnadene, målt over en felles levetid.

Vi har lagt til grunn en analyseperiode på 30 år, fra 2020 til 2050 der det forutsettes at eventuelle nye løsninger er klare til å settes i produksjon fra 2025. Nye løsninger antas med andre ord å ha en levetid på 25 år fra produksjonsstart.

Alle alternativene er dimensjonert slik at de overholder de felles kravene til forsyning av det forbruket og de lastkurvene som legges til grunn (se kapittel 3).

Investeringskostnader

Investeringer i produksjonsanlegg og reserveløsninger og nødvendig infrastruktur for anleggene er inkludert i anslagene for investeringskostnader. Vi har antatt at infrastrukturen for fordeling av både el og varme er den samme for alle alternativene. Investeringer i energilager er tatt med, da de kan variere betydelig mellom alternativene. Vi har ikke tatt med eventuelle investeringer hos forbruker, som f.eks. lønnsomme investeringer i energieffektivisering eller fleksibilitet.

Investeringskostnadene som legges til grunn i analysen baserer seg på en rekke kilder, og i hovedsak Multiconsults erfaringer fra relevante anlegg, NVE kostnadsrapport (NVE, 2015) og priser innhentet fra teknologileverandører. For alle investeringer er det tatt høyde for spesielle utfordringer ved etablering av tiltak på Svalbard, det være seg transport, fundamentering og montering, tilgang og logistikk på personell og klimaavhengig byggesesong. Der vi har hentet inn priser fra leverandører har vi bedt om kostnadsanslag basert på montering i Longyearbyen. Der vi har benyttet erfaringstall fra fastlandet, har vi antatt et tillegg på ca. 35 prosent. Vi har ikke lagt på en fast faktor på alt fra komponentkostnad til monteringskostnad, men gjort nærmere vurderinger for hvert enkelt element.

Nærmere om kostnadsestimatene som er lagt til grunn:

- Eksisterende kullkraftverk er gammelt og vil kreve omfattende vedlikehold fram mot avvikling i 2038. Kostnadsestimatene er basert på kraftverkets drifts- og vedlikeholdsplan (Longyearbyen Lokalstyre, 2017). Samme vedlikeholdsplan er lagt til grunn for biokullalternativet.
- Kostnader for brenselager for null-, biokull- og pelletsalternativene er anslått med utgangspunkt i et standard høyt lagerbygg som kan romme 30-50 prosent av årsforbruket. Kostnader for LNG-tanker er innhentet fra Energigass Norge.

- Kostnader for karbonfangst, kondensering og mellomlagring er basert på kostnadsestimat fra Aker Solutions, mens anslag for transport og lagring av CO₂ er basert på flere ulike kilder.
- Investeringskostnader for pelletsanlegg tar utgangspunkt i NVEs kostnadsrapport og erfaringstall fra Multiconsult.
- Faste brensler som importeres, som kull, biokull og pellets, kan losses på kullkaia på Hotellneset. Kaia sto ferdig for 5 år siden og bør rehabiliteres jevnlig. Vi har antatt rehabilitering i 2030 og 2045.
- Kostnader for vindkraft er basert på Multiconsults erfaringstall fra nylige utbygginger i Norge inkludert Finnmark, justert for forventede høyere byggekostnader på Svalbard, inkludert behov for vei og fundamentering og for forventet prisreduksjon fram til forutsatt byggeperiode i 2023 til 2024.
- Kostnader for solenergi er basert på en spesifikk kostnad for solceller på tak med standard solcellepaneler, oppgitt av leverandør for levering på Svalbard. Kostnaden gjelder ikke enkeltbygg, men forutsetter et relativt stort fellesinnkjøp hvor synergieffekter gir lavere kostnad. Kostnaden gjelder for installasjon i år, om innkjøpet skjer fram i tid, kan en lavere kostnad forventes. Spesifikke kostnader ved bruk av høyeffektive solcellepaneler på takene eller ved installasjon av en eventuell solpark på Platåberget vil være noe høyere, men vil også gi en høyere, mer effektiv produksjon (ca. 38 prosent). Takarealet i Longyearbyen er tilstrekkelig for installasjon av nødvendig solkraftkapasitet med standard solcellepaneler, vi har derfor valgt disse panelene og å se bort fra solpark på Platåberget for å unngå naturinngrep.
- Kostnader for hydrogenproduksjon er basert på kostnadstall fra Hyon, gitt for nødvendig antall elektrolysører og lagerkapasitet (titantanker) ved antatt hydrogenproduksjon.
- For batterier er det tatt utgangspunkt i en kostnad pr. kWh som bygger på priser fra prosjekter der Multiconsult nylig har bistått kunder med innkjøp av større batteripakker. Kostnadene er satt i det nedre sjiktet på grunn av fordeler ved større innkjøp, fram mot 2024 kan ytterligere kostnadsreduksjoner forventes.
- Kostnader for akkumulatortank er basert på erfaringstall fra Akershus Energi Varmer, og justert for å ta høyde for transportkostnader og høyere monteringskostnader på Svalbard enn på fastlandet.
- Kostnader for LNG-motorer og -kjeler er basert på forespørsler til leverandør, NVEs kostnadsrapport og Multiconsults erfaringstall fra tidligere prosjekter.
- Ved bruk av LNG er det forutsatt bygging av en ny LNG-kai på Hotellneset, der kaien dimensjoneres for å ta imot LNG-fartøy med kapasitet på 7.500 m³. Kaien må rehabiliteres hvert 15. år og kan også brukes til annen næringsvirksomhet. Kostnadsanslag for ny kai og rehabilitering er basert på Multiconsults erfaringstall.
- Kostnader for kraftvarmeproduksjon med biopellets er hentet fra NVE (2015) samt erfaringstall fra Multiconsult, mens brenselprodusenten Arbaflame har bistått med sine estimat på ombyggingskostnader for en overgang til biokull.
- Investeringskostnadene for kabelløsningen er basert på tall oppgitt av leverandører samt tilgjengelige erfaringstall i forbindelse med elektrifiseringen av Johan Sverdrup i Nordsjøen. Det er lagt til grunn en byggetid på 3 år.

Levetider og reinvesteringer

Vi har lagt til grunn en levetid på 25 år for alle alternativene som fordrer bygging av nye anlegg.

For eksisterende kraftvarmeverk har vi antatt en maksimal levetid til 2038 i tråd med vedlikeholdsplanen. I nullalternativet og alternativet med biokull antar vi derfor at kullkraftverket rives i 2039. Vi

legger til grunn at en løsning med kostnader tilsvarende det rimeligste alternativet kommer inn fra samme år. Vi har antatt en reell reduksjon av investeringskostnadene på 1 prosent årlig fra 2025 til 2039. Da dette nye anlegget bare er 11 år gammelt ved analyseperiodens utløp, har vi også lagt til grunn en restverdi tilsvarende en restlevetid på 14 av 25 år.

Levetiden kan være ulik for de forskjellige alternativene og for ulike delkomponenter. I prinsippet kan det innebære at man bør legge inn flere og ulike dekommisjonerings og konstruksjonsfaser.

Riving av kraftanlegg

Det forutsettes at dagens kullkraftverk rives ved produksjonsstart fra alternativ energiforsyningskilde i 2025. I nullalternativet vil kullkraftverket måtte rives ved endt levetid. Rivekostnad er estimert til 70 MNOK.

Vi har ikke inkludert kostnader for riving av anleggene ved endt levetid.

Brenselskostnader

Brenselskostnader er anslått basert på THEMAs best guess-analyser, justert for anslåtte fraktkostnader, eller på priser fra leverandør som er oppgitt levert på Svalbard:

- Kullprisen er basert dels på forward-kurver, dels på langsiktige marginalkostnader ved global kullproduksjon og dels på langsiktig global etterspørsel etter kull i en verden med øktende klimafokus og høyere CO₂-kostnader.
- Dieselpriisen er basert på nåværende dieselpriis for innkjøp til energiforsyningen og det faktum at denne historisk har holdt seg stabil gjennom perioder med varierende oljepriser og dieselpriiser på fastlandet.
- LNG-prisen er antatt å stige fra et nivå på 2.6 NOK per Sm³ gass, tilsvarende omtrent 8.5 USD/mmbtu, og opp til 3.6 NOK/Sm³ på lang sikt som følge av økende etterspørsel med et stadig skifte fra kull til gass.
- Prisene på både biokull og pellets levert i Longyearbyen har vi fått fra mulige leverandører, og de er antatt reelt konstante gjennom analyseperioden.
- Kraftprisen i Nord-Norge er basert på konsistente forutsetninger med de nevnt ovenfor og modellert ved hjelp av THEMAs fundamentale kraftmarkedsmodell.

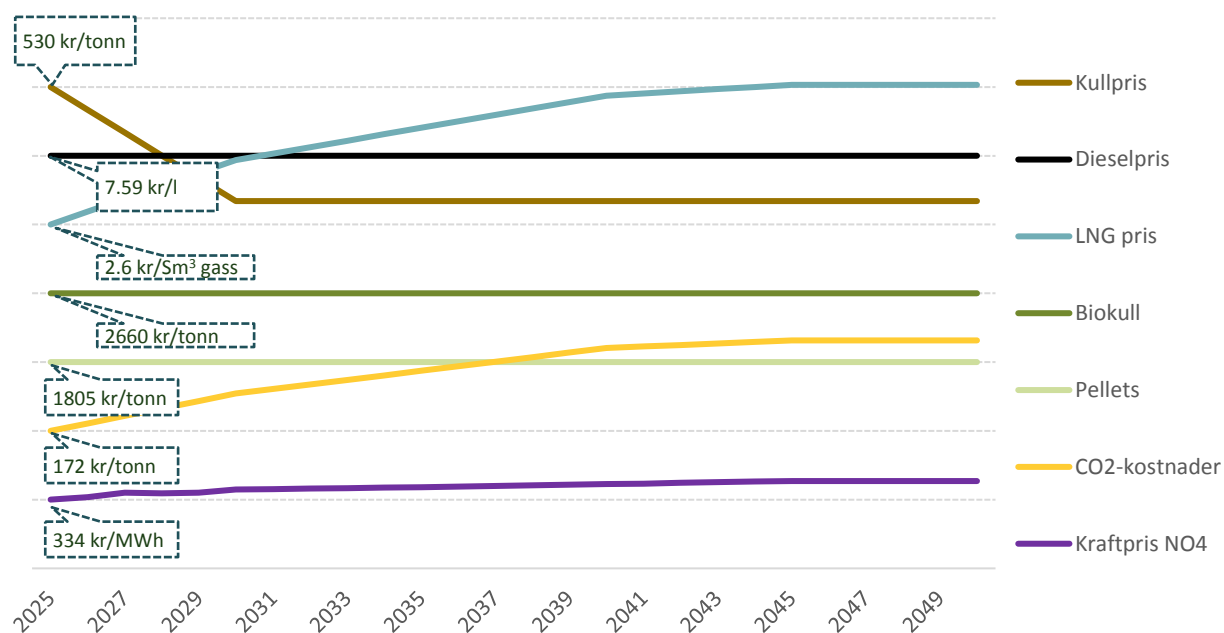
Prisutviklingen for de ulike variable kostnadskomponentene er oppsummert i figuren under.

CO₂-pris

Utslipp på Svalbard omfattes ikke av det europeiske kvotemarkedet og reduserte utslipp vil dermed bidra til å redusere norske utslipp utenfor kvotepliktig sektor. I basisberegningene har vi derfor lagt til grunn at den generelle satsen for CO₂-avgift i ikke kvotepliktig sektor på 500 kr/tonn CO₂. Etter 2030 antar vi samme CO₂-pris i kvotemarkedet og i ikke kvotepliktig sektor pga. tilstramming og økt bruk av fleksible mekanismer i europeisk klimapolitikk. Det innebærer at vi legger til grunn en lavere CO₂-pris etter 2030.

Kvotepriisen på CO₂ stiger i analyseperioden som følge av planlagte og forventede tilstramminger av kvotemarkedet, eksplisitt modellert gjennom THEMAs markedsmodell for CO₂. Kvotepriisen ligger til grunn for kraftprisbanen som er benyttet for kostnadsberegningen av kabelalternativet.

Figur 34: Prisnivåer for benyttede brenselpriser med anslått relativ utvikling til 2050



Andre drifts- og vedlikeholdskostnader

Anslag for drifts- og vedlikeholdskostnader er basert på erfaringstall for tilsvarende anlegg. Når det gjelder bemanning har vi forutsatt noe høyere kostnader enn det som er vanlig på fastlandet, men noe lavere bemanning enn i dagens kulanlegg fordi et nytt anlegg vil bli enklere å drifte.

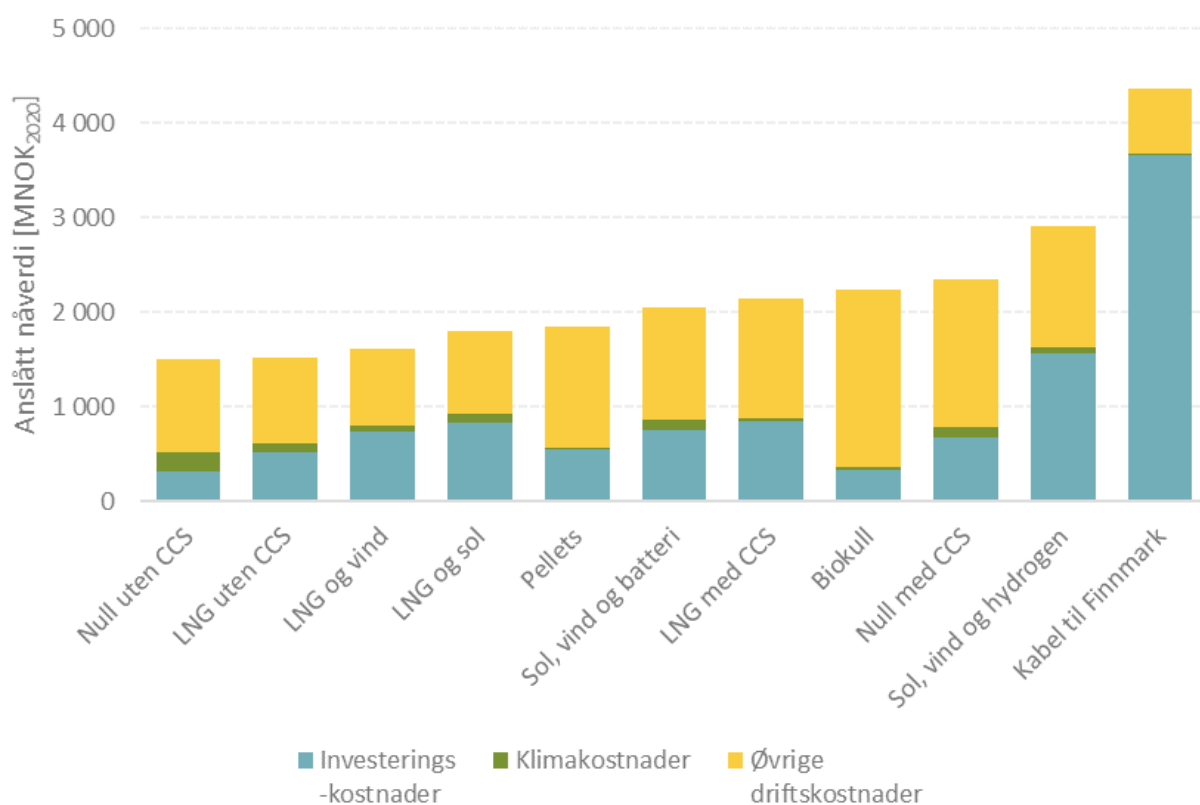
Nåverdiberegninger

Tabellen under viser nåverdiene for de ulike alternativene, og figuren viser rangeringen fra billigste til dyreste alternativ når vi legger basisforutsetningene til grunn og før vi har tatt hensyn til ikke prissatte virkninger.

Tabell 22: Anslåtte nåverdier for de ulike alternativene, beregnet til reelle 2020-kroner med 4 prosent diskonteringsrente

Alt.	Beskrivelse	Anslåtte nåverdier [MNOK]			
		Investerings-kostnader	Klimakostnader	Øvrige driftskostnader	SUM
0	Null uten CCS	311	216	983	1 511
0	Null med CCS	681	115	1 563	2 358
1a	LNG uten CCS	518	108	894	1 520
1a	LNG med CCS	850	25	1 277	2 152
1b	Biokull	332	27	1 878	2 237
1c	Pellets	553	7	1 280	1 840
2a	Sol, vind og batteri	752	117	1 181	2 051
2b	Sol, vind og hydrogen	1 568	63	1 284	2 915
2c	Sol og LNG	836	100	865	1 800
2d	Vind og LNG	733	76	804	1 612
3	Kabel til Finnmark	3 663	7	690	4 360

Figur 35: Sortert oversikt over nåverdier for de ulike alternative energiforsyningsløsningene, regnet som nåverdier i 2020-kroner med 4 % diskonteringsrente



Kostnadsanslagene varierer fra en nåverdi på vel 1,5 mrd. NOK for en videreføring av nullalternativet til en nåverdi på godt over 4,0 mrd. NOK for kabelalternativet.

Den store kostnadsdriveren for kabelalternativet er investeringskostnaden. Øvrige alternativer har vesentlig lavere investeringskostnader, skjønt de varierer. Alternativet med biokull kommer kostnadmessig relativt dårlig ut til tross for lave investeringskostnader og lave CO₂-kostnader. Det skyldes at brensllet er forholdsvis dyrt.

Nullalternativet har den laveste nåverdikostnaden, noe som skyldes lave investeringskostnader siden vi har forutsatt at det ikke investeres i nytt anlegg før i 2038. På grunn av relativt høye brenselskostnader og høye vedlikeholdskostnader er imidlertid nullalternativet bare marginalt billigere enn alternativet med LNG uten CCS. Vi ser også at nullalternativet har de klart høyeste CO₂-utslippene og dermed CO₂-kostnadene.

Ingen av fornybaralternativene er hundre prosent fornybare. Det skyldes at alle trenger dieselaggregater som reserve- og spisslast og/eller LNG. Alternativet med sol, vind og hydrogen gir de laveste CO₂-utslippene av disse alternativene, men har betydelig høyere kostnader enn de øvrige. Alternativet med sol, vind og batterier har både høyere CO₂-utslipp og høyere kostnader enn kombinasjonene basert på LNG og vind og LNG og sol. Dette skyldes at dette alternativet krever høy bruk av diesel i perioder når det ikke er produksjon fra vind eller sol. Av fornybaralternativene har kombinasjonen LNG og vind lavest CO₂-utslipp og lavest kostnader, skjønt forskjellene ikke er veldig store.

Vi legger ellers merke til at det er pellets- og kabelalternativet som gir de laveste CO₂-kostnadene. Nytt LNG-anlegg gir lavere CO₂-utslipp enn eksisterende kullkraftverk med CCS. Det skyldes at energibehovet øker og at det må brukes mer diesel i CCS-alternativet. CO₂-utslippene er også relativt høye i flere av fornybaralternativene, noe som også skyldes at dieselaggregatene må brukes mer enn i dag. LNG med CCS har lavere CO₂-utslipp enn alternativene basert på lokale fornybare energikilder. Sammenlignet med LNG uten CCS blir imidlertid tiltakskostnaden for utslippskuttene svært høye.

Det er verdt å merke seg at det er beheftet større og mindre usikkerheter til viktige elementer i nåverdiberegningene. Vi drøfter dette nærmere under.

5.2 Ikke prissatte virkninger

5.2.1 Konsekvenser for natur og miljø

Vi har gjort en overordnet vurdering av alvorlighetsgraden av naturinngrepene, jf. kapittel 4, for å synliggjøre avveiningen mellom prissatte kostnader og miljøvirkninger. Alt i alt vurderer vi at det er relativt små naturinngrep knyttet til alle alternativene, selv om det er en viss usikkerhet knyttet til noen av effektene.

Konsekvensene er kort oppsummert under.

Nullalternativet

Nullalternativet vil ikke gi vesentlige naturinngrep i forhold til dagens situasjon. Ved import av kull vil det måtte bygges nytt kullager ved anlegget som vil kreve noe areal.

Alternativ 1: Kraftvarmeverk med alternative energikilder

Løsningene i alternativ 1 har relativt små negative konsekvenser for natur og miljø. Det skyldes hovedsakelig at de legger beslag på areal som allerede er sterkt berørt av menneskelig aktivitet. Det må gjøres undersøkelser i forbindelse med graving i området på Hotellneset for å vurdere eventuelle avbøtende tiltak siden grunnen er forurenset. Kraftvarmeverk basert på LNG gir utslipp av NO_x, m.m., men utslippene er lavere enn fra dagens kullkraftverk. Forbrenning av LNG medfører ikke utslipp av partikler og SO₂ slik kull og diesel gjør. Forbrenning av biobrensel medfører utslipp av

SO₂, NO_x og partikler, men betydelig lavere enn kull. Rensing av avgassene i henhold til gjeldende utslippskrav er forutsatt for alle alternativene.

Alternativ 2: Løsninger basert på lokale fornybare energikilder

Vindkraftverk plassert på Platåberget vurderes å gi små negative konsekvenser for verneområder, naturmangfold og kulturminner. Den visuelle påvirkningen vurderes som større. Solkraftverk vil gi ubetydelige konsekvenser. Sol og vind gir lavere utslipp enn nullalternativet og LNG-alternativene. Utslipp knyttet til økt dieselproduksjon vil imidlertid motvirke den positive effekten i noen grad.

Alternativ 3: Kabel fra land

Omformerstasjon krever relativt store arealer på Hotellneset.

I byggefasen kan det oppstå negative konsekvenser knyttet til terrenginngrep i sjøen, oppvirvling av sediment, utslipp av miljøgifter fra forurenset grunn og støy og vibrasjon, men vurderingen er at disse er begrenset og at normale forhold vil gjenopprettes relativt raskt etter endt byggeperiode.

Det er også en del spesielle forhold som må vurderes nærmere: Inntak kraftkabel, termiske effekter og spenningsfelt i fjorden rundt kabel og HVDC-anlegg, men det er trolig mulig å velge løsninger som gir små naturinngrep i driftsfasen. Lokal "reveffekt" (hardbunnsarter koloniserer overflaten av kabelen og tiltrekker seg fisk) og slitasje på havbunnen kan oppstå dersom kabelen ikke graves ned. Om kabelen graves ned eller dekkes med samme substrat som omgivelsene, forventes ikke kabelens fysiske struktur å ha noen påvirkning.

5.2.2 Forsyningssikkerhet

Vurderinger av forsyningssikkerheten kan, som nevnt i kapittel 3, relateres til ulike dimensjoner:

- Effektsikkerhet – i hvilken grad energisystemet har kapasitet til å dekke det høyeste momentane energibehovet
- Energisikkerhet – i hvilken grad energisystemet kan levere tilstrekkelig energi til alle formål over tid
- Driftssikkerhet – i hvilken grad energisystemet kan håndtere forstyrrelser i driften uten å miste kvalitet i leveransen (mest relevant for elektrisitetsforsyningen)
- Leveringspålitelighet – i hvilken grad energisystemet opplever avbrudd i forsyningen som følge av utfall av produksjon eller nettinfrastruktur, dvs. hyppighet, omfang og varighet av avbrudd

De ulike dimensjonene henger sammen med hverandre.

Effektsikkerhet

Alle alternativene er dimensjonert slik at de skal kunne dekke effektbehovet ved dimensjonerende ellast. Vi har forutsatt samme reserve- og spisslastkapasitet basert på diesel i alle alternativene. I prinsippet skal derfor alle alternativene klare å opprettholde forsyningen selv om den største komponenten faller ut (N-1). Alle alternativene forutsetter bruk av reservekapasitet under vedlikehold.

Når det gjelder varme, har fyrhusene i dag en samlet effekt på 15,7 MW fra diesel, mens makseffekt ved DUT på minus 40 grader er 18 til 21 MW. For varmforsyningen er N-1 dermed ikke tilfredsstillende i dag. Det kan derfor være behov for å installere noe mer dieselpasitet. Vi har ikke lagt inn ekstra kostnader knyttet til dette, implisitt antar vi da at behovet for økt diesel-kapasitet er det samme for alle alternativene.

Økt diesel-kapasitet vil være ekstra aktuelt i alternativene der en større andel av varmebehovet dekkes av diesel i normal drift. Dette gjelder først og fremst fornybaralternativene (uten LNG), alternativene med CCS. Alternativet med biokull har stort sett samme egenskaper som

nullalternativet. Biokull har lavere energitetthet enn kull, og det vil kreve testkjøring i kraftverket for å se om det er mulig å oppnå samme effekter og virkningsgrader. Det er derfor en risiko for at bruk av biokull vil kreve mer bruk av diesel, da anlegget i dag kjører opp mot maks kapasitet store deler av tiden.

I de «rene» fornybaralternativene er imidlertid også varmeproduksjonen basert på elektrisitet (elkjeler), produsert ved hjelp av vindmøller, solpaneler og batterier eller hydrogen. Det innebærer at den største komponenten er mindre enn i de andre alternativene. Det trekker i retning av at man trenger mindre reservekapasitet for varme.

Både i nullalternativet og de andre alternativene forutsetter vi at nytt omsøkt reservekraftstasjon basert på dieselgeneratorer, med en samlet kapasitet på 4,4 MW, blir bygd. Det vil bedre forsynings-situasjonen sammenlignet med dagens situasjon også i nullalternativet. Sammen med eksisterende reservekraftverk i UNIS-krysset vil det nye reservekraftverket gi full effektreserve ved bortfall av ny energiforsyningsløsning. Dermed oppfylles N-1 for elektrisitet for alle løsninger. Selv om en del av reservekapasiteten brukes i normal drift, skal N-1 være oppfylt også i disse alternativene.

Vi konkluderer derfor med at alternativene har tilnærmet samme effektsikkerhet og at effektsikkerheten er prissatt gjennom dimensjoneringen av løsningene.

Energisikkerhet

Nullalternativet bygger på forbrenning av lokalt kull. Det er en viss usikkerhet om hvor lenge den lokale gruvedriften vil opprettholdes, og vi har antatt at lokalt kull blir erstattet med importert kull fra 2030. Kull er tilgjengelig på verdensmarkedet, og kostnader for lagring av kull på Svalbard er tatt med i kostnadsberegningene. Også for alternativene som er basert på import av LNG eller bioenergi, er lagerkostnader tatt med. Det er forutsatt betydelig lagerkapasitet for alle energikildene.

For biokull finnes det i dag kun en leverandør, Arbafuel, noe som gjør leveranser mer usikre enn for andre brenslers, som kan kjøpes på verdensmarkedet fra flere leverandører. Anlegget kan imidlertid skiftes over på kull igjen ved manglende levering. Dette vil kreve en lengre driftsstans på kjelen(e) for ombygging. En mulighet er å kun tilpasse den ene av de to eksisterende kjelen til biokull og vedlikeholde den andre som sikkerhet.

De «rene» fornybaralternativene er avhengig av energiproduksjon fra sol og vind lokalt, noe som trolig kan variere betydelig mellom år. Uten nærmere vurderinger og målinger, er det vanskelig å si hvor lange slike perioder som må påregnes. Særlig i år med lite vind om vinteren, kan man få utfordringer med energisikkerheten. På grunn av kortere lagringstid for batterier enn for hydrogen, vurderer vi energisikkerheten som lavere for batterialternativet. Konsekvensen kan være at kostnadene blir høyere enn vi har lagt til grunn i beregningen over, fordi man må investere i mer batterikapasitet eller annen reserve for å ha tilfredsstillende energisikkerhet. På grunn av det store dieselforbruket er det imidlertid for disse alternativene lagt til grunn en dobling av dagens lagringskapasitet for diesel.

Forsyning gjennom en kabel til fastlandet fordrer at det er tilstrekkelig elektrisitet å hente derfra. Overordnet noterer vi oss at overføringskapasiteten til Vest-Finnmark skal økes, og at planer om utbygging av vindkraftressurser i Finnmark er satt på vent pga. begrenset eksportkapasitet. Vi regner derfor med at tilgang til elektrisitet i Finnmark ikke vil bli noe problem. Vi regner også med at valg av tilknytningspunkt for en eventuell kabel til Longyearbyen vil ta hensyn til lokale nettforhold. (Vi har imidlertid ikke lagt inn kostnader knyttet til et eventuelt anleggsbidrag.)

Driftssikkerhet

Fleksibilitet på kort sikt er viktig for å holde kraftsystemet stabilt. Det er krevende i små systemer.

Dagens løsning klarer å sikre stabiliteten og tilbyr nok fleksibilitet, selv om det er krevende til tider. I mange timer må reservekraftverkene startes for å avlaste kullkraftverket slik at kullkraftverket har nok reserver for å garantere systemstabiliteten. Det samme vil gjelde for nullalternativet med CCS og for biokullalternativet. Her har særlig CCS-anlegget, og muligens også biokullalternativet, lavere effektkapasitet enn i nullalternativet. I nullalternativet, med og uten CCS, samt i biokull- og

pelletsalternativet, er det derfor inkludert batterikapasitet for å bedre stabiliteten. Dette forventes å gi enklere drift og mindre slitasje på turbiner. På eksisterende anlegg er dette viktig for å unngå at den turbinen som reguleres mot behovet må gå på lav effekt langt utenfor driftsområdet med god virkningsgrad. Batteriene vil kunne hjelpe på leveringskvaliteten og evnen til å ta opp raske endringer i behov.

Med nytt pelletekraftverk kan tilgjengelig effekt økes og fleksibiliteten bli bedre. Vi har derfor inkludert mindre batterikapasitet i pelletsalternativet.

LNG-motorer har bra fleksibilitet, og alle løsninger med LNG-kraftverk er derfor vurdert positivt med hensyn til kortsiktig fleksibilitet.

I fornybaralternativene er også reservekraftverkene relativt hyppig brukt. Men samtidig er det en god del batterikapasitet i systemet. Batterier er fleksible, og alternativet som kombinerer fornybar produksjon med batterier vil derfor være mer driftssikkert enn nullalternativet. Hydrogenbaserte løsninger kan være fleksible, og nylig utviklet teknologi har raskere responstider, men teknologien for dette er ikke utprøvd ennå, så dette er noe usikkert. Vi har imidlertid forutsatt at det installeres batterikapasitet også i dette alternativet.

En kabel til fastlandet gjør fleksibiliteten fra norsk vannkraft tilgjengelig siden det trolig alltid vil være ledig kapasitet på kabelen.

Alt i alt vurderer vi ikke at det er store forskjeller i driftssikkerhet i alternativene.

Leveringspålitelighet

Til sammen skal altså alternativene gi tilnærmet samme effekt- og energisikkerhet (med noen unntak). Det er imidlertid også relevant å vurdere hvorvidt sannsynligheten for avbrudd er forskjellig, og hvor stort omfang eventuelle avbrudd kan få. Jo hyppigere avbrudd og jo mer langvarige de er, desto større er kostnaden ved dem. Langvarige avbrudd er spesielt alvorlige i Longyearbyen fordi de kan føre til at rør og installasjoner fryser og blir ødelagt. Reserve- og spisslastkapasiteten er ikke egnet for langvarig drift. På dette punktet vurderer vi derfor alternativene først og fremst ut fra hvor langvarig og omfattende et avbrudd kan bli.

Eksisterende energiverk er gammelt og ligger i skredsonen. Det er allerede utfordrende å få tak i reservedeler til anlegget. Vi vurderer derfor at anlegget som relativt utsatt for stans, og at det er en ikke ubetydelig sannsynlighet for at en stans kan omfatte hele anlegget og bli relativt langvarig.

Kraftvarmeproduksjon basert på bioenergi kan ha lengre nedetid og driftsstans fordi bioenergi generelt er et mer komplisert brensel enn fossile brensler. Det er også kun én biokjel for elproduksjon i disse løsningene. Pellets gir imidlertid jevnere brennverdi og mindre problemer med risten og kjelen, og er en sikrere løsning enn for eksempel flis eller avfallsforbrenning. Generelt har imidlertid nye anlegg mindre risiko for feil, og feilretting vil være enklere enn for nullalternativet og øvrige løsninger som baserer seg på eksisterende kraftvarmeverk.

De LNG-baserte løsningene forutsetter investeringer i tre LNG-motorer og to LNG-kjeler, noe som reduserer risikoen for at hele produksjonen stanser. Ved feil eller vedlikehold på én motor, kan de andre motorene klare det meste eller alt forbruk.

Ved etablering av et nytt kraftvarmeverk på Hotellneset i form av pellets eller LNG, eller ved inntak av en eventuell kabel fra fastlandet, må det vurderes om det skal bygges en eller to kabler inn til byen. Vi antar én kabel og derfor mindre forsyningssikkerhet, så ekstra rør eller kabel vil øke kostnadene. Kostnaden for en strømkabel er relativt lav, mens et ekstra fjernvarmerør er betydelig dyrere.

Fornybarløsninger med batteri og hydrogen er også løsninger med mange moduler, slik at det er liten sannsynlighet for at hele forsyningen (unntatt reserveaggregater og fyrrkjeler) faller ut samtidig. I alternativet med vindkraft på Platåberget er det imidlertid antatt at det kun er én kabel mellom vindturbinene og Longyearbyen. Et brudd på denne kabelen kan føre til langvarig avbrudd av en betydelig del av forsyningen om vinteren, når det ikke er solkraftproduksjon. Alternativet med hydrogen har større lagerkapasitet og er som sådan sikrere i en slik situasjon. Det er naturlig å

plassere eventuelle batterilager og hydrogenlager i en energisentral i nærheten av bebyggelsen i Longyearbyen. Dermed kan hydrogendrevne brenselceller, såfremt det er lagret hydrogen, erstatte vindkraftproduksjon ved brudd på kabelen.

Hvis noe skjer med kabel eller omformerstasjon i kabelalternativet, må Longyearbyen forsynes med reservekraft i en lengre periode. Selv om sannsynligheten for kabelbrudd kan være liten, viser erfaringer at en kabel kan være ute i lang tid hvis et brudd oppstår. ABB oppgir en oppetid på omformer på 99 prosent (ABB, 2018). Dette tilsvarer omtrent en halv uke per år, mens NVE har antydnet 4 uker utetid pr. år i *gjennomsnitt*. Vi vurderer derfor leveringspåliteligheten for en kabel som på linje med nullalternativet på grunn av sannsynligheten for langvarig avbrudd.

Oppsummering

Tabell 23 oppsummerer hvordan alternativene skårer på forsyningssikkerhetsparametrene i forhold til nullalternativet. Vi vurderer at effektsikkerheten og driftssikkerheten er tilnærmet lik for alle alternativene, og har derfor ikke tatt disse dimensjonene med i tabellen.

Tabell 23 Oversikt over forsyningssikkerhetsegenskaper ved alternativene

Alternative	uten Null CCS	med Null CCS	uten LNG CCS	med LNG CCS	Biokull	Pellets	Fornybar og batteri	Fornybar og hydrogen	Sol og LNG	Vind og LNG	Kabel
Energi- sikkerhet	0	0	0	0	-	0	-	0	0	0	0
Leverings- pålitelighet	0	0	+	+	0	+	+	+	+	+	0
Samlet vurdering	0	0	+	+	-	+	0	+	+	+	0

En sammenligning av alternativene viser at de LNG-baserte alternativene, pelletsalternativet og fornybaralternativet skårer godt forsyningssikkerhetskriteriet sammenlignet med nullalternativet. Modulær design av LNG-løsninger som tillater at enkeltmotorer blir lagt til, tatt ut eller vedlikeholdt, øker tilgjengeligheten og dermed driftssikkerheten. Fornybaralternativet med batterier kommer noe dårligere ut på energisikkerhet om vinteren, mens det er risiko knyttet til alternativet med biokull siden det bare er en leverandør. Grunnen til at en kabel fra fastlandet ikke vurderes om bedre enn nullalternativet, er risikoen for at et avbrudd kan bli langvarig. Det er mulig å øke forsynings-sikkerheten for disse alternativene, men det vil øke kostnadene.

5.3 Samlet samfunnsøkonomisk vurdering

De alternative løsningene sammenlignes med nullalternativet, jfr. tabellen nedenfor.

Alternativenes kostnadsvirkninger knyttet til kriteriene forsyningssikkerhet (delvis gjennom dimensjoneringen av systemet), klimautslipp og kostnadseffektivitet (investeringer og driftskostnader) er prissatt, mens bærekraftkriteriet er vurdert kvalitativt i henhold til retningslinjene nedfelt i Forskrift om konsekvensanalyser. Vi gjør også en kvalitativ vurdering av om det er vesentlige forskjeller i forsyningssikkerhet for de ulike alternativene.

Hvis en løsning er dyrere enn en annen, men gir mindre naturinngrep, gir det grunnlag for å vurdere om de ekstra kostnadene kan forsvares ut fra omfanget av miljøkostnadene.

Ambisjonsnivået for denne mulighetsstudien er en kvalitativ drøfting av om rangeringen av alternativenes samfunnsøkonomiske kostnader kan forventes å bli påvirket av bærekraftkriteriet, jf.

tabellen under. Vi har gjort en (foreløpig) skjønnsmessig inndeling i kostnadskategorier basert på basisberegningene. Det vil være betydelig usikkerhet i anslagene, noe vi drøfter nærmere i neste avsnitt. Usikkerheten i anslagene kan ha betydning for hvilke alternativer som bør tas med i videre analyser.

Vår analyse er basert på fire hovedkriterier. Andre samfunnsøkonomiske virkninger kan også spille en rolle for videre arbeid med alternativene.

På kostnadskriteriet – som også inneholder anslag for CO₂-kostnader og til dels forsynings-sikkerhetskostnader gjennom dimensjoneringen av systemene – har vi plassert alternativer med kostnader anslått til opp til 1800 MNOK i laveste kategori, tilsvarende 20 prosent høyere kostnader enn nullalternativet, alternativer med kostnader opp til 40 prosent høyere enn nullalternativet som medium, mens øvrige løsninger er kategorisert som høye.

Vi har delt lokal miljøpåvirkning inn i to kategorier og forsyningssikkerhetsegenskaper inn i tre kategorier på basis av drøftingen over. Nullalternativet brukes som målestokk.

Tabell 24. Sammenligning av alternativer

Alternativ	Null uten CCS	Null med CCS	LNG uten CCS	LNG med CCS	Biokull	Pellets	Fornybar og batteri	Fornybar og hydrogen	Sol og LNG	Vind og LNG	Kabel
<i>Prissatte virkninger MNOK</i>											
Investerings-kostnad	311	681	518	850	332	553	752	1 568	836	733	3 663
CO ₂ -kostnader	216	115	108	25	27	7	117	63	100	76	7
Variable kostnader	983	1 563	894	1 277	1 878	1 280	1 181	1 284	865	804	690
Sum prissatte kostnader	1 511	2 358	1 520	2 152	2 237	1 840	2 051	2 915	1 800	1 612	4 360
Kostnads-kategori	Lav	Høy	Lav	Høy	Høy	Lav	Medium	Høy	Lav	Lav	Høy
<i>Ikke prissatte virkninger</i>											
Natur- og miljø på Svalbard	0	0	0	0	0	0	-	-	0	-	-
Forsynings-sikkerhets-kategori	0	0	+	+	-	+	0	+	+	+	0
Samlet kategorisering	1	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3

Basert på grovsorteringen av alternativene i tre kategorier som vist i tabellen over, kommer vi fram til følgende:

Kategori 1 – alternativer det er mest interessant å analysere videre:

- LNG-kraftverk uten CCS, som skårer godt både på kostnadseffektivitet og forsyningssikkerhet uten å gi miljøkonsekvenser av betydning.
- Kraftvarmeverk basert på pellets, som skårer godt på kostnader og miljøkonsekvenser, men der kostnadene knyttet til forsyningssikkerhet kan være noe høyere enn for LNG-alternativet.
- Solkraft i kombinasjon med LNG, som skårer godt både på kostnadseffektivitet, forsyningssikkerhet og miljøkonsekvenser.

Kategori 2 – alternativer som er noe mindre attraktive enn alternativene i kategori 1

- LNG med CCS, som har høye kostnader, men som skårer godt på både miljø og forsyningssikkerhet.
- Vind og sol kombinert med batterier, som skårer middels på alle kriterier.
- Vindkraft i kombinasjon med LNG, der vind gir noe større miljøkonsekvenser enn sol.

Kategori 3 – de minst attraktive alternativene

- Nullalternativet med CCS, som har betydelig høyere kostnader enn nullalternativet uten CCS, men ellers samme egenskaper.
- Biokull kraftvarmeverk, som har høye kostnader og er usikkert pga. at det bare finnes én leverandør av brenselet.
- Vind og sol kombinert med hydrogen, som har høye kostnader og negative miljøkonsekvenser pga. vindkraft.
- Kabel fra land som har høye kostnader, risiko for negative miljøkonsekvenser og som ikke forbedrer forsyningssikkerheten i forhold til nullalternativet.

5.4 Usikkerhetsanalyse

De viktigste usikkerhetsfaktorene er knyttet til kostnadsestimer, miljøkostnader og utviklingen i energibehovet. Etter gjennomgangen over, anser vi ikke at usikkerheten knyttet til miljøkostnader er kritisk for noen av alternativene, eller at eventuelle avbøtende tiltak vil ha betydelige utslag på beregningene.

5.4.1 Kostnadsestimer

Investeringskostnader

Investeringskostnadene er alltid usikre, og særlig usikre i dette tilfellet pga. de spesielle forholdene på Svalbard.

Vi antar følgende utfallsrom for investeringskostnader:

- For kabelkostnad anslår vi en usikkerhetsmargin på pluss/minus 30 prosent. En eventuell kabel fra Finnmark til Longyearbyen vil bli verdens lengste og verdens nordligste, sesongen for kabellegging vil være kort og væravhengig. Viktige grunnlagsdata, som oppmåling, sjøkartlegging og karlegging av havbunnsforhold foreligger ikke, og gjør anslaget usikkert. Man legger oftest til grunn 30 års levetid for krafttekniske komponenter, noe som innebærer at kabelløsningen trolig har en restverdi i 2050 (etter 25 års drift) som ikke er tatt med i analysen. Det trekkes i retning av noe lavere kostnader.
- Når det gjelder kostnadsanslagene for vind- og solkraft, anslår vi en usikkerhet på pluss/minus 20-30 prosent.
- Kostnadene for kraftvarmeverk basert på pellets og LNG anslås til mellom 30 og 40 prosent, noe som er knyttet til at det er færre erfaringstall og nøkkeltall å basere anslagene på enn for de øvrige løsningene.

- Det er stor usikkerhet når det gjelder kostnadene for CCS-anlegg. Vår vurdering er at kostnaden neppe vil være vesentlig lavere enn det vi har lagt til grunn, men at den kan være dobbelt så høy. På den annen side vil kostnadene ved CCS kunne bli vesentlig lavere dersom det er mulig å lagre CO₂ lokalt. Vi anslår derfor et usikkerhetsrom på mellom minus 20 og pluss 100 prosent.
- Batterikostnadene anser vi for å være ganske sikre, men satt relativt lavt. Den største usikkerheten er knyttet til hvor stor batterikapasitet/antall batterier som trengs. Dette må fastsettes nærmere gjennom en grundigere optimalisering for de aktuelle alternativene og beregnes grundigere på enn vi har kunnet gjøre i dette prosjektet.
- Det er knyttet betydelig usikkerhet til investeringskostnadene for hydrogenproduksjon og lagring, samt brenselceller for kraftproduksjon. Teknologien er relativt umoden mens markedet er svært umodent, noe som illustreres av de svært ulike kostnadstall som presenteres av bransjeaktører.
- Kostnaden for LNG-kai er usikker, da det foreligger sprikende opplysninger om behovet for spesialtilpasninger av kaianlegget. Det er derfor mulig at kostnaden kan bli betydelig høyere enn det vi har lagt til grunn. Dette må eventuelt undersøkes nærmere i neste omgang.
- Vindkraftproduksjonen kan variere mye fra år til år, noe som gjør at det er mye mer usikkerhet i produksjonstallene, og dermed for kostnadene pr. kWh, for vind enn de andre alternativene.

Usikkerhet om investeringskostnadene er dermed særlig stor for CCS-alternativene, men disse er også dyre i utgangspunktet. Når det gjelder de «rene» fornybaralternativene, er usikkerheten trolig mindre for alternativet med batterier, her er også nedsiden for kostnadsanslaget betydelig, enn for løsningen med hydrogen. Dersom LNG-alternativene krever spesialtilpasning av kaianlegg, kan kostnadene øke med 200-300 mill. NOK. Dette vil gjøre LNG-alternativene mindre attraktive. Antar vi at kaikostnaden øker til 250 mill. NOK, blir kostnaden for LNG+vind tilnærmet lik pellets-løsningen, mens kostnaden for LNG+sol blir tilnærmet lik anslaget for sol/vind/batteri-løsningen.

Brenselkostnader

Det er også usikkert hvordan brenselkostnadene kommer til å utvikle seg. Trolig vil det imidlertid være mulig å inngå langsiktige kontrakter som reduserer usikkerheten. Risikopremien kan være forskjellig for ulike brenslar, men er trolig ikke avgjørende.

Det at det finnes bare én leverandør av biokull, gjør denne løsningen mer usikker enn løsningene der brensel kan kjøpes i et internasjonalt marked med flere tilbydere. Man kan inngå en langsiktig leveringskontrakt, men dersom leverandøren ikke klarer å levere, vil man måtte gjøre tiltak som øker kostnadene.

CO₂-pris

Kalkulasjonsprisen for CO₂ er usikker. Utslipp på Svalbard omfattes foreløpig ikke av det europeiske kvotemarkedet, men avregnes mot nasjonale mål for utslippskutt i ikke-kvotepliktig sektor. Marginal tiltakskostnad for utslippskutt i norsk kvotepliktig sektor, dersom norske klimamål skal nås, er trolig høyere enn de 500 NOK/tonn som vi har lagt til grunn i beregningene. Imidlertid kan ulike endringer i rammebetingelsene tilsi en mer fleksibel måloppnåelse i framtiden, noe som vi gi en lavere marginal CO₂-pris:

- Energiproduksjon på Svalbard kan overføres til kvotepliktig sektor
- Økt fleksibilitet mellom ikke-kvotepliktig sektor og kvotepliktig sektor kan redusere den relevante marginale tiltakskostnaden
- Fleksible mekanismer for utslippskutt i ikke-kvotepliktig sektor kan redusere den relevante marginale tiltakskostnaden

Ved en høyere CO₂-pris enn vi har lagt til grunn i beregningene, både i perioden fram til 2030 og i perioden etter, vil kostnaden for nullalternativet både med og uten CCS og for de «rene» fornybaralternativene særlig øke. I disse kan økte kostnader gjøre det mer attraktivt å bruke biodiesel i reserve- og spisslastanleggene. Biodiesel er imidlertid dyrere og prisutviklingen mer usikker enn for fossil diesel.

5.4.2 Utvikling i energibehovet

Den fremtidige *etterspørselsutviklingen* er en betydelig usikkerhetsfaktor. Det er stor usikkerhet om fremtidig utvikling i bosetting og næringsstruktur i Longyearbyen (se avsnitt 3.2). Det er også usikkert i hvilken grad det vil bli gjennomført energieffektivisering som reduserer behovet, i hvilken omfatning det vil bli installert private solcelleanlegg og om det kan blir aktuelt å elektrifisere deler av transportsektoren.

Usikkerheten om utviklingen i energiforbruket gjør det relevant å vurdere hvor skalerbare de enkelte forsyningsløsningene er, dvs. i hvilken grad de enkelt kan tilpasses endrede behov.

Muligheten for innmating av overskuddsproduksjon fra private solkraftanlegg henger sammen med systemenes evne til å respondere raskt i driften.

Skalerbarhet

Nullalternativet er ikke skalerbart, kullkraftverket kan ikke oppgraderes til mer effekt. Økt effektbehov vil innebære at det må bygges nytt kraftverk eller etableres en annen tilleggsløsning. Det samme gjelder alternativene som er basert på eksisterende kullkraftverk, dvs. kullkraft med CCS og biokull-løsningen. CCS reduserer tilgjengelig effekt og er derfor dårligere fra skalerbarhetsperspektivet enn nullalternativet uten CSS. Et nytt varmekraftverk basert på pellets kan tilpasses muligheten for økt energibehov. Selv om det er begrenset skalerbart etter at det er bygd, fordi det da må etableres en ny linje med kjel og turbin, kan det settes av plass til utvidelse. Da vil det være mulig å installere mer kapasitet i form av ny kjel og turbin hvis energibehovet viser seg å vokse mer enn antatt.

En løsning basert på LNG-motorer er lettere å skalere opp eller ned. I utgangspunktet har vi lagt til grunn et anlegg med tre separate motorer. Hvis forbruket øker, kan man ved å installere en motor til, øke effekten med 33 prosent. Løsningen kan også tilpasses endringer i forholdstallet mellom el og varme ved å justere kapasiteten i gasskjeler.

Alle de fornybare alternativene kan skaleres. Det gjelder spesielt for solkraftkapasiteten, der effekt- og energiproduksjon enkelt kan økes på resterende tilgjengelige takarealer. Dersom takarealer ikke strekker til, vil det utløse behov for en solpark med tilhørende infrastrukturkostnader. Vindturbiner kan også skaleres da det er betydelige arealer å ta av i nærheten til de aktuelle vindturbinene. Det tar antagelig noe tid fra beslutning til produksjon ved behov for flere vindturbiner. En økning i solkraftkapasiteten må kombineres med en økning i batteri-/lagringskapasitet. Det bør også være mulig å skalere opp vindkraftkapasiteten med en ekstra vindturbin eller to hvis man planlegger for det i utgangspunktet. Også i dette tilfellet må man øke lagringskapasiteten siden vindkraftproduksjonen er så variabel.

Kabelløsningen er ikke skalerbar, men pga. betydelige stordriftsfordeler, vil det være fornuftig å overdimensjonere den uansett. Derfor er det lite krav til skalerbarhet med kabelløsning. Økt varmebehov kan relativt enkelt (og rimelig) imøtekommes ved å installere flere elkjeler. Siden marginalkostnadene for økt effekt er relativt lave, vil det i prosjekteringsfasen være naturlig å vurdere å øke kapasiteten på forbindelsen for å ta hensyn til mulig lastøkning og eventuell leveranse av landstrøm til skipstrafikken.

Mulighet til å ta imot distribuert privat solcelleproduksjon

Muligheten for innmating av overskuddsproduksjon fra private solcelleanlegg, f.eks. fra flyplassen, vil variere noe mellom de ulike alternativene og henge tett sammen med hvor godt de skårer på kortsiktig fleksibilitet (se avsnitt 5.2.2). Alternativene med kull og biokull har liten evne til å tilpasse seg innmating fra solceller og har ingen batterier i systemet til å absorbere raske endringer i

innmating fra andre kilder. Muligheten til å ta imot variabel overskuddsproduksjon fra andre anlegg er derfor begrenset. For alle alternativer der enten LNG eller batterier er inkludert, og trolig også for alternativer med hydrogen, vil den innebygde fleksibiliteten være mye større og de vil dermed ha bedre evne til å gjøre nytte av solcelleproduksjon. Med distribuert produksjon fra solcellepanel, kan det også være aktuelt med lokale batterier integrert i solcelleløsningen, men dette er ikke inkludert i vår analyse.

Elektrifisering av transport

Et tilleggsmoment er at alle anleggene som er fleksible eller skalerbare, vil ha mulighet til å håndtere elektrifisering av transport. For alle termiske alternativ vil det være en fordel om elkjøretøy lader på nattestid. I alternativene basert på lokal fornybar produksjon vil det beste tidspunktet for lading variere med vindstyrke og solinnstråling. Om lading tilpasses til perioder med høy fornybarproduksjon (når det er mulig), kan man også utnytte en høyere andel av den fornybare produksjonen. Det samme gjelder for landstrøm til skip som kan ta imot strøm fra land når det finnes tilgjengelig overproduksjon på land, men benytte egne aggregater når elektrisiteten produseres ved hjelp av reservekraftverkene. Landstrøm til turistskip er mest relevant på sommeren når det er tilgjengelig fornybar energi eller kapasitet i alle alternativene.

5.4.3 Energieffektivisering og forbruksfleksibilitet som risikoreduserende tiltak

Tilpasninger på etterspørselssiden er alternativer til skalering av energiforsyningen.

Siden byggt teknisk forskrift nå er gjort gjeldende for Svalbard, forventer vi at nye bygg vil ha vesentlig mindre energibehov (først og fremst til varme) enn eksisterende bygg. Endring i prisingen av varmemeforbruket kan også forventes å redusere varmemeforbruket. Hvor mye, kommer an på hvor sterke incentivene til adferdsendring og installering av reguleringsmekanismer blir.

Sammenligning med energiforbruket på fastlandet tyder på at det er et betydelig potensial for energieffektivisering. Hele dette potensialet vil trolig ikke bli utløst av endringer i bygningsmassen og prisingen av varmemeforbruk. Dersom marginalkostnaden ved ytterligere energieffektivisering er lavere enn marginalkostnaden for energiforsyningen, kan de samfunnsøkonomiske kostnadene ved flere av de alternative energiforsyningsløsningene trolig reduseres.

For å vurdere hvor mye energieffektivisering kan bety for kostnadene for de ulike alternativene, trenger man ideelt sett estimater for kostnadene ved energieffektivisering, eller en tiltakskostnads-kurve. Vi har ikke tilstrekkelig med data til å konstruere en slik kurve. Både energieffektiviseringspotensialet og kostnadene ved å utløse det, bør vurderes nærmere.

Det vi kan si, er at verdien av energieffektivisering er høyest i de alternativene der kapasiteten (investeringene) eller energiproduksjonen (brenselkostnadene) kan reduseres mest. Energieffektivisering vil særlig redusere varmemeforbruket, noe som har særlig stor betydning for dimensjonering av de fornybare alternativene og andelen energi som må produseres fra reservekraftverk. En kraftig reduksjon av varmebehovet vil derfor slå mest positivt ut for kostnadene ved fornybaralternativene. For de andre alternativene vil energieffektivisering først og fremst bidra til å redusere klimagassutslippene fra energiforsyningen.

Verdien av å ta i bruk forbruksfleksibilitet er generelt størst når selve energiforsyningen er lite fleksibel. Dermed er verdien størst for de minst fleksible varmekraftverkene: kull, biokull og pellets. For flere av de andre alternativene kan forbruksfleksibilitet bidra til å redusere dimensjonerende last eller utnytte en større andel produksjon fra fornybare kilder. På samme måte som for energieffektivisering, vil forbruksfleksibilitet ikke være negativt for noen av alternativene.

5.5 Oppsummering

Basert på grovsorteringen av alternativene og usikkerhetsanalysen kommer vi fram til følgende:

Kategori 1 – alternativer det er mest interessant å analysere videre:

- LNG-kraftverk uten CCS, som skårer godt både på kostnadseffektivitet og forsyningssikkerhet uten å gi miljøkonsekvenser av betydning. Usikkerhet omkring krav til LNG-kai må avklares.
- Kraftvarmeverk basert på pellets, som skårer godt på kostnader og miljøkonsekvenser, men der kostnadene knyttet til forsyningssikkerhet kan være noe høyere enn for LNG-alternativet.
- Solkraft i kombinasjon med LNG, som skårer godt både på kostnadseffektivitet, forsyningssikkerhet og miljøkonsekvenser. Usikkerhet omkring krav til LNG-kai må avklares.

Kategori 2 – alternativer som er noe mindre attraktive enn alternativene i kategori 1

- LNG med CCS, som har høye kostnader, men som skårer godt på både miljø og forsyningssikkerhet. Usikkerhet omkring krav til LNG-kai må avklares, og CCS-kostnaden er svært usikker.
- Vind og sol kombinert med batterier, som skårer middels på alle kriterier.
- Vindkraft i kombinasjon med LNG, der vind gir noe større miljøkonsekvenser enn sol. Usikkerhet omkring krav til LNG-kai må avklares.

Kategori 3 – de minst attraktive alternativene

- Nullalternativet med CCS, som har betydelig høyere kostnader enn nullalternativet uten CCS, men ellers samme egenskaper. CCS-kostnaden er svært usikker.
- Biokull kraftvarmeverk, som har høye kostnader og er usikkert pga. at det bare finnes én leverandør av brenselet.
- Vind og sol kombinert med hydrogen, som har høye kostnader og negative miljøkonsekvenser pga. vindkraft
- Kabel fra land som har høye kostnader, risiko for negative miljøkonsekvenser og som ikke forbedrer forsyningssikkerheten i forhold til nullalternativet

Det er usikkerhet knyttet til alle alternativene, og andre alternativer enn de vi har vurdert, kan også være aktuelle. Videre analyser bør bl.a. gjøres for å avdekke kostnadene ved energieffektivisering, og i den sammenheng hvordan det kan påvirke optimaliseringen av og kostnadene for alternativene. For noen energikilder som vi har valgt å ikke ta med i analysen pga. stor usikkerhet, kan det med fordel gjøres nærmere analyser. Dersom vindkraft skal vurderes nærmere, må det gjøres ytterligere vindmålinger. Det er også usikkerhet omkring miljøvirkningene for flere av alternativene som bør undersøkes nærmere.

Generelt er utviklingen i energietterspørselen svært usikker, noe som tilsier at det kan ha en samfunnsøkonomisk verdi å vente med å beslutte hvilken energiløsning man skal erstatte dagens energiforsyning med. Det forutsetter i så fall at man kan forvente å få bedre informasjon hvis man venter med beslutningen. Dagens energiverk kan med investeringer i reserve- og batterikapasitet trolig opprettholdes lenger enn til 2025, og i mellomtiden vil man trolig også få avklart hvor lenge gruvedriften vil fortsette.

5.6 Overføringsverdi til andre lokalsamfunn på Svalbard

Etter vår vurdering er de foreslåtte forsyningsalternativene lite egnet som løsninger for andre lokalsamfunn på Svalbard. Det kommer av at de andre lokalsamfunnene er betydelig mindre enn Longyearbyen, dels at de har ingen eller svært liten helårsbosetting, og at de ikke har noen eksisterende infrastruktur for varme. Generelt vil de løsningene som har relativt stor minimumskapasitet, som kabelalternativet og kraftvarmeverk være minst egnet. Jo mer skalerbar en løsning er, i desto større grad kan den tilpasses mindre lokalsamfunn. Her stikker løsningene basert

på sol og batterier seg ut, men også disse vil kreve reserver i form av dieselaggregat og kan ikke levere energi gjennom vinteren.

REFERANSELISTE

- ABB. (2017). Elektrifisering-av-Svalbard. Power Point-presentasjon.
- ABB. (2018, 04 11). Moen, T. E. Innspillsmøte.
- ABB (2018) oppetid på omformer
- AkerSolutions. (2018, 05 24). Oscar Graff.
- Alseryd, N. L. (2013). Kontrollprogram fåglar Gabrielsberget. Årsrapport. Enertjärn Natur AB, Sverige.
- Analysis, G. i.-s.-s. (2012). Pearce-Higgins J. W. et al.
- Arbaflame. (2018, april-mai). Mailkorrespondanse .
- Auld, A. H. (1978). Effects of suspended sediment on fish eggs and larvae: A laboratory assessment. *Estuarine and Coastal Marine Science* 6 (2): 153-164.
- Bevanger, K. M. (2016). Landbasert vindkraft. Utfordringer for fugl, flaggermus og rein. NINA Temahefte 66.
- Bilotta, G. S. (2008). Understanding the influence of suspended solids on water quality and aquatic biota. . *Water Research* 42 (12): 2849-2861.
- Bisson, P. A. (1982). Avoidance of suspended sediment by juvenile coho salmon. . *North American Journal of Fisheries Management* 4: 371-374.
- Clark, R. B. (1984). Impact of oil pollution on seabirds. *Environmental Pollution Series A, Ecological and Biological* 33 (1): 1-22.
- CMR. (2017). Geotermisk energi - en del av framtidens energimiks for Longyearbyen? Innspillsmøtet 11.04.2017: Kirsti Midttømme.
- Cooper, K. B. (2007). Recovery of the seabed following marine aggregate dredging on the Hastings Shingle Bank off the southeast coast of England. *Estuarine Coastal and Shelf Science* 75 (4): 547-588.
- Delplan Adventdalen. (2018). Planprogram - DELPLAN FOR AKTIVITETSTRASEER I ADVENTDALEN delplan D40 i Longyearbyen arealplanområde. Visit Svalbard: Longyearbyen Lokalstyre.
- Desholm, M. F. (2006). Remote techniques for counting and estimating the number of bird–wind turbine collisions at sea: a review.
- Drewitt, A. L. (2006). Assessing the impacts of wind farms on birds. Bedfordshire.
- EnergigassNorge, T. W. (2018, 05 24). Innspillsmøte.
- Energinet. (2017). Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating Generation. Sist oppdatert 2018: The Danish Energy Agency and Energinet.dk.
- Energiverket. (2018). Bakgrunnsinformasjon. Longyearbyen Lokalstyre.
- Engerø, R. O. (2018).
- Enova. (2016). Enovas byggstatistikk 2016. Trondheim.
- Enova, Enovas byggstatistikk 2016 statistikk for eldre bygg bygget før TEK69 (Enova, Energimerking, u.d.).
- Enova. (u.d.). Energimerking. Hentet fra EMS-databasen: Energimerking.no
- Eriksson, R. (2011). Teknologi, økonomi og andre forhold knyttet til en sjøkabelløsning. Regjeringen.no.

- Formicki, K. &. (1998). Reactions of fish embryos and larvae to constant magnetic fields. Italian Journal of Zoology 65: 479-482.
- Fröjan, C. R. (2008). Long-term benthic responses to sustained disturbance by aggregate extraction in an area off the east coast of the United Kingdom. Estuarine Coastal and Shelf Science 79 (2): 204-212.
- Gassnova. (2012). Statusrapport: Mulighetsområdet for realisering av fullskala CO2-håndtering i Norge. NCCSProsjekt.
- Gill, A. B.-P. (2005). COWRIE 1.5 Electromagnetic Fields: The potential effects of electromagnetic fields generated by sub-sea power cables associated with offshore windfarm developments on electrically and magnetically sensitive marine organisms – a review. Commissioned by COWRIE Ltd.
- Goossens, H. &. (1996). An evaluation of the behaviour of pollutants during dredging activities. Terra et Aqua 62: 20-28.
- Halvorsen, R. A. (2009). Naturtyper i Norge - Teoretisk grunnlag, prinsipper for inndeling og definisjoner. Naturtyper i Norge versjon 1.0 Artikkel 1: 1-210.
- Hammar, L. &. (2009). Miljøeffekter ved muddring och dumpning - En litteratur-sammanställning. Naturårdsverket. 5999. 72 s.
- Horváth, G. e. (2009). Polarized Light Pollution: A New Kind of Ecological Photopollution. Frontiers in Ecology and Environment 7:317-325.
- IRENA. (2015). Global Wind Atlas.
- Johnston, D. W. (1981). Avoidance of dredge spoil by herring (*Clupea harengus harengus*). Bull Environm Contam Toxicol 26: 307-314.
- KanEnergi. (2001). Investeringsbehov i kraft og varmedistribusjon i Longyearbyen. Kan Energi.
- Kegan, R. A. (2014). Avian Mortality at Solar Energy Facilities in Southern California: A Preliminary Analysis. National Fish and Wildlife Forensics Laboratory.
- Kjeller Vindteknikk. (2004). Vindforhold på Platåberget - Svalbard. Oslo: Kjeller Vindteknikk.
- Kogan, I. P. (2006). ATOC/Pioneer Seamount cable after 8 years on the seafloor: Observations, environmental impact. Continental Shelf Research 26 (6): 771-787.
- Kruckenbergh, H. &. (1999). Zum Einfluss eines Windparks auf die Verteilung weidender Bläßgänse im Rheiderland (Landkreis Leer, Niedersachsen).
- Kystdirektoratet. (2004). Utredning av konsekvenser av skipstrafikk i området Lofoten–Barentshavet. 138 s.
- LMG Marin & Seatres. (2018). Proposal for delivery of Port & LNG2Power Infrastructure for Longyearbyen. Innspill til 11.04.2018.
- Longyearbyen Lokalstyre, (2017).Energiverkets drifts- og vedlikeholdsplan
- Lokalstyre, L. (2009). Forvaltningsrevisjonen - Kraft og varmeproduksjon. Komrev Nord.
- Lokalstyre, L. (2016). Fremtidig avfallshåndtering i Longyearbyen.
- Lokalstyre, L. (2017). Alternativer til ny reservekraftstasjon - Longyear energiverk. Ingerø, Kjersti Olsen.
- Lokalstyre, L. (2017). Arealplan for Longyearbyen planområde 2016-2026.
- Lokalstyre, L. (2017). Sammendrag VHP des 2017. Excel Regneark.
- Lokalstyre, L. (2018). Båttrafikk. Longyearbyen havn 2007 og 2012 - 2017.
- Lokalstyre, L. (2018, 05 02). Kjersti Olsen Ingerø.

Longyearbyen Lokalstyre, (2017) Nytt reserveanlegg

Longyearbyen Lokalstyre, (2009). Innbyggere og abonnenter

Lokalstyre-Havna, L. (2018). Båttrafikk. Longyearbyen havn 2007 og 2012 - 2017. Excel Regneark.

Lokalstyre-Havna, L. (2018, mai 2). Engerø, Rikhart Olsen.

Longyearbyen feltbiologiske forening. (2018). Bjørn Frantzen. Pers. medd.

M. B. Pedersen, E. P. (1991). Impact of a 90m/2MW wind turbine on birds: Avian response to the implementation of the Tjaereborg Wind Turbine at the Danish Wadden Sea.

Maria Sidelnikova, D. E.-L. (2015). Kostnader i energisektoren - Kraft, varme og effektivisering. NVE.

Miljødirektoratet. (2018). Nasjonal ramme for vindkraft 2017-2018. Faggrunnlag fugl.

Miljøvern avdelingen, Sysselmannen. (2018). Paul Lutnæs. Pers. medd.

Multiconsult. (2015). Delplan for forskningsrelaterte aktiviteter i. UNIS CO2 LAB.

Multiconsult. (u.d.). Erfaringstall fra prosjekt Landstrøm ME, Mongstad forsyningsbase.

Multiconsult. (u.d.). Erfaringstall fra ulike bygg og enøk-prosjekter.

Multiconsult: energibehov supply-skip

(Multiconsult, 2015) (UNIS, 2018) (CMR, 2017) Lagring av CO2 på Svalbard

Norconsult, (2014) Avfallsforbrenning

Murray, A. P. (1991). Bioconcentration factors for petroleum hydrocarbons, PAHs, LABs and biogenic hydrocarbons in the blue mussel. Marine Pollution Bulletin 60 (5): 672-678.

NETL. (2015). Cost and Performance Baseline for Fossil Energy. Tim Fout, Alexander Zoelle, Dale Keairns, Marc Turner, Mark Woods, Norma Kuehn, Lora Pinkerton.

Nishi, T. K. (2004). Magnetic sense in the Japanese eel, *Anguilla japonica*, as determined by conditioning and electrocardiography. Journal of Experimental Biology 207 (17): 2965-2970.

NMBU. (u.d.). Prof. Thomas Thiis.

Norconsult, E. L. (2014). Vurdering av avfallsforbrenningsanlegg i Longyearbyen.

NVE. (2017). Revidert kostnadsrapport.

NVE (2016). Karlegging skredfare

(NVE, 2018). Analyse av energiforsyningen

NVE (2016): Analyse av energibruk i yrkesbygg. NVE-rapport 24-2016

(NVE, 2017; Energinet, 2017). Pellets-løsning

NVE (2017) avbrudd på kabel

NVE kostnadsrapport (NVE, 2015)

NVE. (2017). Strømforsyning av Svalbard (fra fastlandet). Internt Notat: Notat.

NVE. (2018, 04 23). NVE. Hentet mai 2018 fra <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/kostnader-i-energiesektoren/>

NVE, F.-P. O. (2007). Carbon Capture and Storage.

NVE, I. H. (2018). Vurdering av behovet for nytt reservekraft, vedlikeholdsplan av kullkraftverket og forsynings sikkerheten. NVE.

OEC-Consulting. (2013). Tilstandsvurdering av energiverket i Longyearbyen. Longyearbyen Lokalstyre Bydrift KF.

OED, E. R. (2011). Teknologi, økonomi og andre forhold knyttet til en sjøkabelløsning.

- O'Hara, P. D. (2012). Effects of sheens associated with offshore oil and gas development on the feather microstructure of pelagic seabirds. *Marine Pollution Bulletin* 60 (5): 672-678.
- OSPAR. (2009). Assessment of the environmental impacts of cables. 19 s.
- OSPAR. (2009). Overview of the impacts of anthropogenic underwater sound in the marine environment. Biodiversity and Ecosystems Series, Publication Number 441/2009. 134 s.
- Percival, S. M. (2000). Birds and wind turbines in Britain. *British Wildlife* 12: 8-15.
- Percival, S. M. (2005). Issues?, Birds and windfarms: What are the real issues? *British Birds* 98: 194-204.
- Petersen, I. K. (2004). Bird Numbers and Distribution on the Horns Rev. Offshore Wind Farm Area. Annual Status Report 2003. Report commissioned by Elsam Engineering A/S 2003. Rønde. Denmark: National Environmental Research Institute.
- Philips, C. R. (2001). Linear alkylbenzenes in muscle tissues of white croaker near a large ocean outfall in southern California, USA. *Environmental Toxicology and Chemistry* 20 (2): 231-238.
- Reinhardt, G. &. (2004). F+E-Vorhaben: Naturschutzaspekte bei der Nutzung erneuerbare Energien. FKZ 801 02 160. Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg & Institut für Umweltstudien, Weisser & Ness GmbH. 134 s.
- Richardson, W. J. (1998). Marine mammals and noise. Academic Press.
- Rogers, C. S. (1990). Responses of coral reefs and reef organisms to sedimentation. *Marine ecology progress series* 62 (1): 185-202.
- Rubina, E. S. (2015). The cost of CO2 capture and storage. Elsevier.
- Seatres. (2018, april/mai). Mailkorrespondanse. LNG kraftvarme
- Shackle, V. J. (1999). The influence of three methods of gravel cleaning on brown trout, *Salmo trutta*, egg survival. *Hydrological Processes* 13 (3): 477-486.
- Sherblom, P. M. (1992). Aqueous solubilities, vapor pressures, and 1-octanol-water partition coefficients for C9-C14 linear alkylbenzenes. *Journal of Chemical & Engineering Data* 37 (4): 394-399.
- Slotte, A. H. (2004). Acoustic mapping of pelagic fish distribution and abundance in relation to a seismic shooting area off the Norwegian west coast. *Fisheries Research* 67 (2): 143-150.
- SNSK. (2017). D37 Plankart, sist revidert 09.11.17. Fra høringsdokumentet: Lokalstyre, Longyearbyen.
- SNSK. (2018, mai). Harry Higraf . Tidligere teknisk sjef i SNSK.
- SNSK. (2018, mai 30). Pål Berg.
- SNSK. (2018). Kull, biokull eller pellets kan importeres over den eksisterende kullkaiaen på Hotellneset
- StandardNorge. (2014). NS 3031 - Beregning av bygningers energiytelse - Metode og data.
- Sutton, S. S. (2016). HVDC Subsea Cable Electrical Return Path Schemes: Use of sea electrodes and analysis of environmental impact . HubNet Position Paper Series.
- Svalbardmiljøloven. (2001). Lov om miljøvern på Svalbard. Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2001-06-15-79>
- SWECO (2017): Lavutslippsløsninger på Vippetangen
- Takada, H. &. (1987). Linear Alkylbenzenes in Urban Riverine Environments in Tokyo - Distribution, Source, and Behavior. *Environmental Science & Technology* 21 (9): 875-883.

Tasker, M. L. (2010). Marine strategy framework directive: Task Group 11 Report Underwater noise and other forms of energy. Joint Research Center / European Commission/ICES. 64 s.

UNIS. (2018, 05 02). Snorre Olaussen . Prof. Dr. .

Wdwd. (2010). Hvdv bipolar schematic.

Wdwd. (2010). Hvdv bipolar schematic.

Worzyk, T. (2009). Submarine Power Cables - Design, Installation, Repair, Environmental Aspects.

Öhman, M. C. (2007). Offshore windmills and the effects electromagnetic fields an fish. Ambio 36 (8): 630-633

VEDLEGG 1: BEREGNINGER AV ENERGIFORBRUK

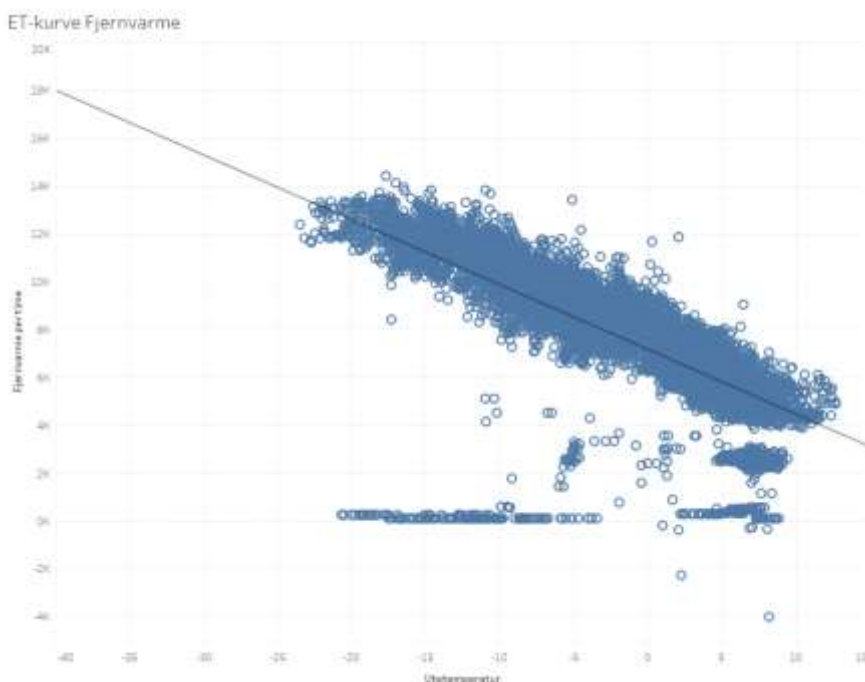
For vurderinger rundt energibruken og dimensjonering av alternative energiløsninger er det forutsatt at dagens bosetting og næringsaktivitet i Longyearbyen videreføres som i dag, sammen med enkelte planlagte og investeringsbesluttede endringer, som femti prosent økt energibruk fra SvalSat. Gruve 7 står for en betydelig energibruk, men det er forventet ved nedlegging av denne at annen næringsvirksomhet vil overta og energibehovet opprettholdes. Kullkraftverket har et betydelig eget forbruk blant annet til renseanlegget, samt feiing av kjelene. Dette energibehovet vil forsvinne ved en alternativ energiforsyning, og er ikke inkludert i visninger av energibehovet i rapporten.

Vurderinger av energibruken og energibruksprofiler er basert på målte time for time verdier for 2017. Disse er graddagskorrigert i henhold til temperaturer de siste tyve årene. Graddagskorrigerings gjøres ofte etter perioden 1981 til 2010. Det har for Svalbard vært et betydelig varmere klima de siste tyve årene enn tidligere, og dette er forventet å fortsette. Det er derfor graddagskorrigert basert på temperaturer ved Svalbard lufthavn de siste tyve årene 1998-2017.

Produksjonsdata for elektrisitet er gitt per aggregat, samt fordelt distribusjon per linje. For varme finnes det kun data for total produksjon fra kullkraftverket. Det finnes ingen oversikt over tap i fjernvarmenettet eller produksjon i fyrhusene. Oversikt over fylling av diesel til fyrhusene viser at disse hovedsakelig er i bruk ved nedetid på kraftverket.

Temperaturavhengige andeler av varme- og elektrisitetsbehovet er funnet basert på analyser og vurderinger av energi og temperatur (ET-) kurver. ET-kurven viser at sannsynlig effektbehov ved DUT på -40 °C er i overkant av 18 MW, samt at temperaturavhengig andel av fjernvarmen er 70 %. Det er sannsynlig at øvrige 30 prosent i hovedsak går til tappevann.

Figur 36: Produksjon fjernvarme i kW per time ved ulike utetemperaturer i 2017.



VEDLEGG 2: ESTIMERT POTENSIAL FOR ENERGIEFFEKTIVISERING

Det er et betydelig energieffektiviseringspotensial i Longyearbyen, særlig med tanke på varmebehovet. Det er gjort en analyse av potensial for energieffektivisering for to ulike tenkte ambisjonsnivå:

- Potensial for energieffektivisering ned til nivå som på fastlandet
- Potensial for energieffektivisering dersom samtlige bygg ble forbedret til passivhus/lavenerginivå

Det finnes ingen tilgjengelige måledata for varmekonsum i bygningsmassen i Longyearbyen. Analysen er basert på en oversikt over bygg som er tilknyttet fjernvarmeanlegget per i dag inkludert bygningskategori og arealer.

For den tilsvarende bygningsmassen er det beregnet forventet forbruk for aktuelle bygningskategoriene ved Oslo klima, basert på statistikk for eldre bygg bygget før TEK69 (Enova, 2016) (Enova). Tallene er deretter graddagskorrigeret for å gjelde Svalbard-temperaturer, og gir forventet forbruk i Longyearbyen dersom varme og elforbruket var som for eldre bygg bygget før TEK69 på fastlandet.

Det er også beregnet forventet forbruk for bygningsmassen dersom samtlige bygninger ble oppgradert til passivhus/lavenerginivå. Tallene er basert på tall for målt energi i faktiske passiv og lavenergibygg, og graddagskorrigeret til Svalbard klima.

Antatt tap i fjernvarmenettet er 15 prosent.

Tabell 25: Forutsetninger for beregninger av energieffektiviseringspotensial (Enova, 2016) (Standard Norge, 2014) (Enova) (Multiconsult)

	Passivhus/Lavenerginivå (Enova byggstatistikk 2016)		Gjennomsnitt fastlandet (Enova byggstatistikk 2016, EMS- database)		Tappevann (NS 3031)
	Spesifikk energibruk passivhus/ lavenerginivå [kWh/m ²]	Andel oppvarming	Spesifikk energibruk eldre bygg [kWh/m ²]	Andel oppvarming	Energibruk varmtvann NS 3031 [kWh/m ²]
småhus	102	0,25	175	0,5	29,8
leilighet	114	0,2	210	0,4	29,8
hotell	157	0,25	270	0,45	30
skole	82	0,3	180	0,5	10
barnehage	139	0,45	180	0,65	10
restauranter	200	0,25	270	0,45	30
forretningsbygg/butikk/næring	151	0,25	200	0,4	10
sykehus	230	0,4	250	0,4	30
lett industri/verksted/lagerbygg	143	0,4	320	0,55	10
studenthjem	111	0,4	230	0,4	30
idrettshall	110	0,3	260	0,5	50
fritidsbolig	102	0,25	175	0,5	29,8
kontorbygg	107	0,2	200	0,4	5
universitet/høgskolebygg	102	0,15	180	0,4	30
dagligvare	170	0,25	550	0,4	30

For elforbruket er det kun sett på potensial for effektivisering av den delen av forbruket hvor det er forventet mulig å energieffektivisere uten endringer i produksjon/næring. Det er ikke sett på muligheter for å energieffektivisere forbruket til Gruve7, SvalSat, Isdammen eller VA-systemer.

For elforbruket er det kun sett på potensial for effektivisering av den delen av forbruket hvor det er forventet mulig å energieffektivisere uten endringer i produksjon/næring. Det er ikke sett på muligheter for å energieffektivisere forbruket til Gruve7, SvalSat, Isdammen eller VA-systemer.

VEDLEGG 3: ENERGIPRODUKSJON

I dette vedlegget er de fleste aktuelle energiteknologier og løsninger for energiforsyning i Longyearbyen presentert. Beregninger og vurderinger i dette vedlegget har dannet grunnlag for valg av forsyningsløsninger.

Solenergi

Ressursgrunnlag - Solinnstråling

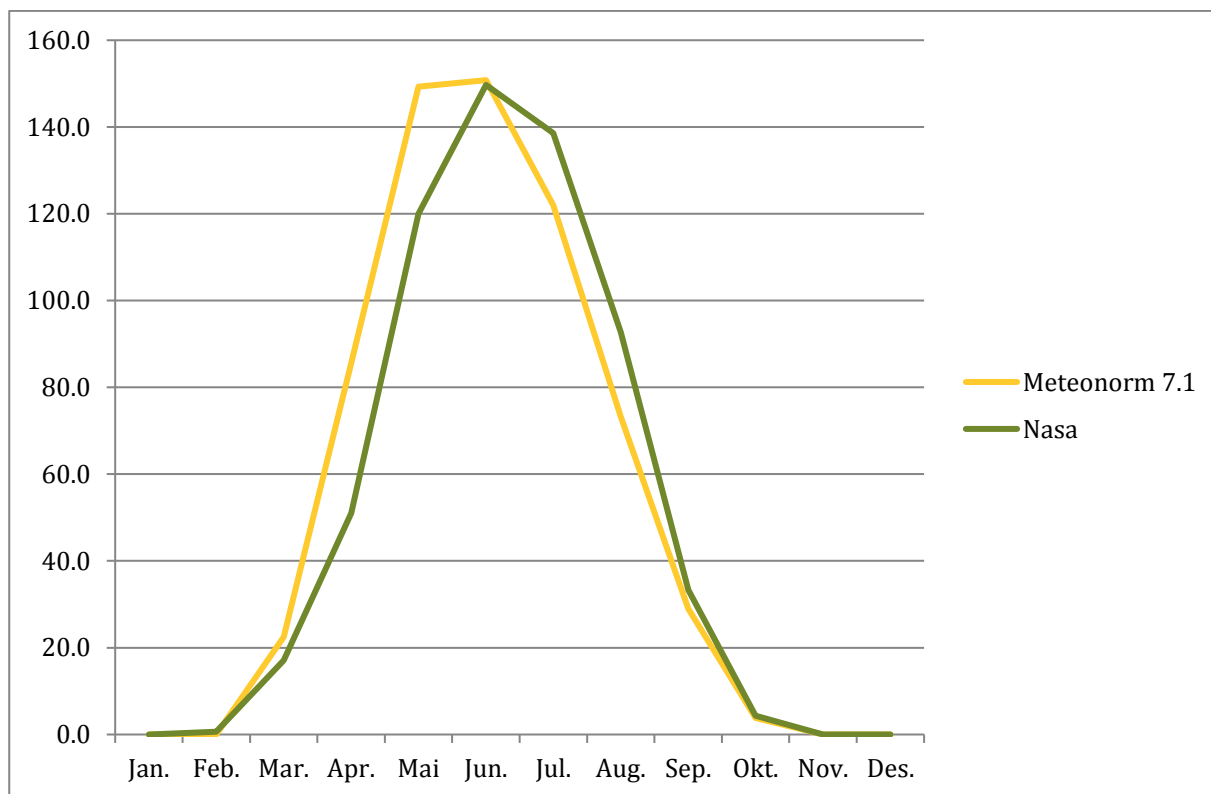
Ressursgrunnlaget for solenergi på Svalbard er lavere enn på det norske fastlandet og spesielt dersom man sammenligner med det sørlige Norge. Vinterstid er det ingen tilgjengelige solenergiressurser, men til gjengjeld kan solenergi høstes døgnet rundt på sommerstid.

Data for innstråling av solenergi er kartlagt i flere forskjellige databaser for mesteparten av jordkloden. Dataene er satt sammen av satellittmålinger som er korrelert med målinger fra bakkestasjoner slik at det kan genereres datasett for nesten hele jordkloden. Men dessverre gjelder dette ikke områder langt nord og langt sør. Dette med begrunnelse i at satellittdataene er hentet inn fra satellitter som befinner seg over ekvator, og jordens krumming gjør at dataene blir for unøyaktige for områdene nær polene.

Ressursgrunnlaget for solkraft i Longyearbyen er derfor noe mangelfullt etter som vi kun har verdier fra to kilder mot normalt fire. Årlig innstråling er gjengitt fordelt på måneder i tabellen og figuren nedenfor.

Tabell 26: Oversikt over solinnstråling i Longyearbyen fordelt på måneder, basert på klimanormaler.

Longyearbyen	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	År
Meteonorm 7.	0,0	0,0	22,5	85,6	149,3	150,8	122,0	73,2	29,0	3,8	0,0	0,0	636,2
Nasa	0,0	0,6	17,1	51,0	120,0	149,7	138,6	92,7	33,3	4,3	0,0	0,0	607,3
PVGIS	Ingen data												
Satellite	ingen data												
Gjennomsnitt	0,0	0,3	19,8	68,3	134,7	150,3	130,3	83,0	31,2	4,1	0,0	0,0	621,8



Figur 37: Illustrasjon av solinnstråling gjennom året for Longyearbyen fra Meteonorm 7.1 og NASA.

Etter som begge kildene for solinnstråling i Longyearbyen er basert på satellittdata er tallene forbundet med en viss usikkerhet. Av tabellen og figuren ovenfor ser vi at både Meteonorm og NASA har omtrent samme årlige innstråling (5% forskjell) og det styrker sannsynligheten for at tallene er representative.

For kontroll av usikkerheten har det imidlertid også blitt hentet inn produksjonsdata fra solcelleanlegget på Elvesletta i Longyearbyen. Dette anlegget har en registrert kraftproduksjon på 621 kWh/kWp/år. Produksjonen av det samme anlegget har blitt simulert med beregningsverktøyet PVSyst og med klimadata fra Meteonorm. Resultatet er en årsproduksjon på 639 kWh/kWp/år. Av erfaring vet vi at årlige variasjoner i solinnstråling kan variere med +/- 10 % i forhold til klimanormalen. I tillegg er det vanskelig å vurdere tap som følge av snø uten mer detaljert informasjon av anlegget, men normalt kan man forvente en noe redusert kraftproduksjon som følge av dette. Etter som faktisk kraftproduksjon på Elvesletta er kun 3 % lavere enn beregnet kraftproduksjon, kan vi konkludere med at klimadata fra både Meteonorm og NASA gir realistiske produksjonsverdier for Longyearbyen. I det videre arbeidet har klimadata fra Meteonorm blitt lagt til grunn.

Installerte solcelleanlegg på Svalbard i dag

Det finnes i dag flere solcelleanlegg på Svalbard. Noen av anleggene er tilkoblet kraftnettet, mens andre produserer kraft i frittstående anlegg, som for eksempel til radarer og antenner. I tabellen nedenfor er det listet opp noen kjente anlegg på Svalbard og den informasjonen vi har klart å hente inn. Dessverre har vi ikke lyktes med å hente inn alle relevante data.

Tabell 27: Oversikt over solcelleanlegg på Svalbard.

Anleggsnavn	Total effekt [kWp]	Spesifikk ytelse [kWh/kWp/år]	Kommentar
Elvesletta C3	13,77	621	Takanlegg, manuell avlesning
Elvesletta C4	14,04	Ikke avlest	Takanlegg, manuell avlesning
Avinor Svalbard Lufthavn	7,8		Fasade terminal, 2016
Avinor Svalbard Lufthavn	10,5		Tak terminal, 2016
Avinor Svalbard Lufthavn	26,2		Fasade terminal, 2017
Avinor Svalbard Lufthavn	15,9		Fasade Hangar 1, 2017
Skolten		675	Frittstående på en høyde med mye sol

Vi har også spurt eierne av solcelleanleggene om deres erfaring med drift av solcelleanleggene. Tilbakemeldingene er udelt positive. Solcelleanleggene fungerer tilfredsstillende med meget høy tilgjengelighet. Snø og is kan pakke inn solcellemodulene på vinterstid, men når sola kommer tilbake forsvinner dette raskt. Utfordringer med snø har imidlertid store forskjeller. Mens solcellene på Skolten kan bli helt innpakket av snø, rapporterer Avinor Lufthavn Svalbard om veldig lite snø på sitt takanlegg. Normalt kan man forvente at snøen legger seg på takanlegg, men lokale forhold gjør at solcelleanlegget på taket av lufthavnen fort blåser bort.



Figur 38: Solcellene på skolten gir strøm til Telenors antenneanlegg. Dette anlegget er uten tilknytting til nett og solkraften erstatter diesel. På vinteren kan solcellene bli pakket inn i snø og is, men når sola kommer tilbake starter produksjonen igjen uten problemer. (Foto: Johannes Drægri, Telenor)

På Avinor Lufthavn Svalbard ble det første solcelleanlegget installert i 2016 og senere utvidet i 2017. Totalt er det nå installert 60,4 kWp på Lufthavnen, men i løpet av sommeren 2018 er det planlagt å utøke kapasiteten med ytterligere 76,6 kWp. Avinor Lufthavn Svalbard har fortsatt ledig areal tilgjengelig og vurderer å øke produksjonskapasiteten ytterligere etter at installasjonene i 2018 er ferdigstilt, men planene for neste utvidelse er ikke utarbeidet. Avinor er svært fornøyd med driften av solcelleanleggene opplyser at de nye investeringsplanene er tatt på grunnlag av dette.

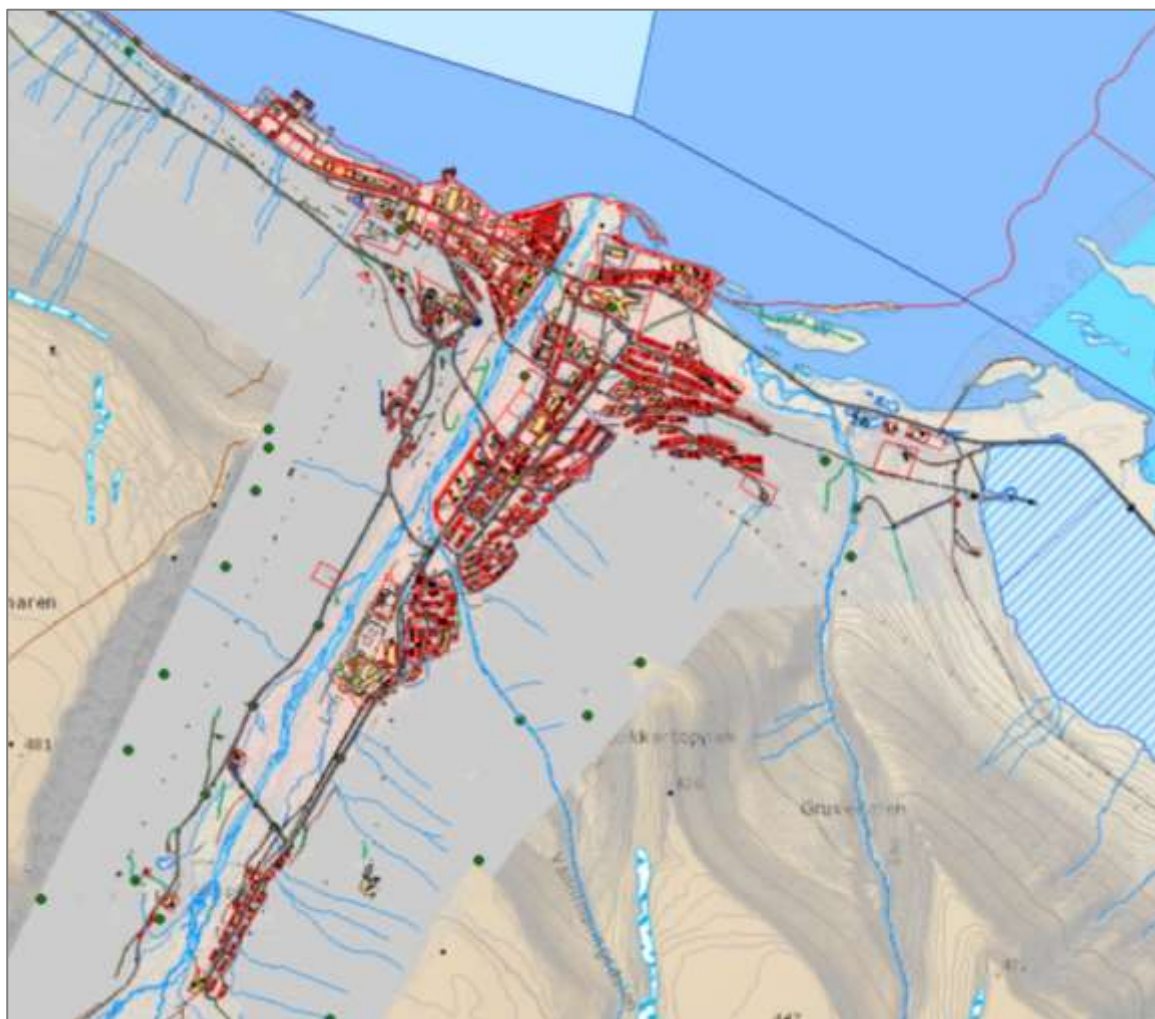
Telenor opplyser om at de er svært fornøyd med bruk av solceller og det planlegges ytterligere investeringer på Skolten. Solcellene muliggjør en større grad av autonomi for antennestasjonen på Skolten og dermed også en vesentlig kostnadsbesparelse. På Skolten er det imidlertid noe problemer med snø og is, men Telenor mener at Longyearbyen ikke vil oppleve samme grad av utfordringer.

Etter som Skolten ikke er tilkoblet kraftnettet benyttes også batterier til mellomlagring av solkraft. I dag benyttes bly-syrebatterier (VRLA) med 160 kWh kapasitet som kjøres til 50 % SOC (SOC – State of Charge). Telenor ønsker imidlertid også å teste ut Li-Ion batterier for økt levetid.

Potensial solceller på tak

Ved å ta i bruk bebyggede arealer for solkraftproduksjon slik som eksempelet med Avinor Lufthavn Svalbard muliggjøres fornybar kraftproduksjon uten å legge beslag på naturressurser. I denne sammenhengen utgjør bebyggelsen i Longyearbyen et betydelig potensiale for kraftproduksjon. Det er derfor gjort en overordnet kartlegging av takarealene i Longyearbyen, basert på kart-data.

I Longyearbyen er det totalt 1006 bygninger med et totalt fotavtrykk på 188 732 m². Mange av takene på byggene i Longyearbyen er av typen saltak med forskjellig vinkel. Teoretisk skal det resultere i et større tilgjengelig takareal enn fotavtrykk. Til fratrekk for dette arealet kommer piper, ventilasjonssystemer og andre oppstikk. I Longyearbyen er det imidlertid få eller ingen piper og ellers lite oppstikk på taket. Erfaringsmessig kan man anta at 90-100 % av et skråtak kan benyttes til solceller, mens man for flate tak kan oppnå en arealutnyttelse på ca. 75 %. Med en blanding av både skråtak og flate tak har vi derfor vurdert at tilgjengelig takareal i Longyearbyen utgjør 80% av byggenes fotavtrykk. Det vil si at man maksimalt kan legge solceller på 151 000 m² takflater.



Figur 39: Arealplanlignende kart over Longyearbyen.

I analysen av kraftproduksjon med solceller på eksisterende tak i Longyearbyen er det videre gjort følgende betraktninger:

- Modulene følger takets orientering som hovedsakelig gir en azimuth på -60° og 120°
- Normal takvinkel er satt til 25° (i snitt)
- Det begynner å legge seg snø på modulene i oktober og den ligger frem til mars.
 - Merk: Snøen ligger lenger på bakken enn på modulene
- Skyggetap er ikke inkludert

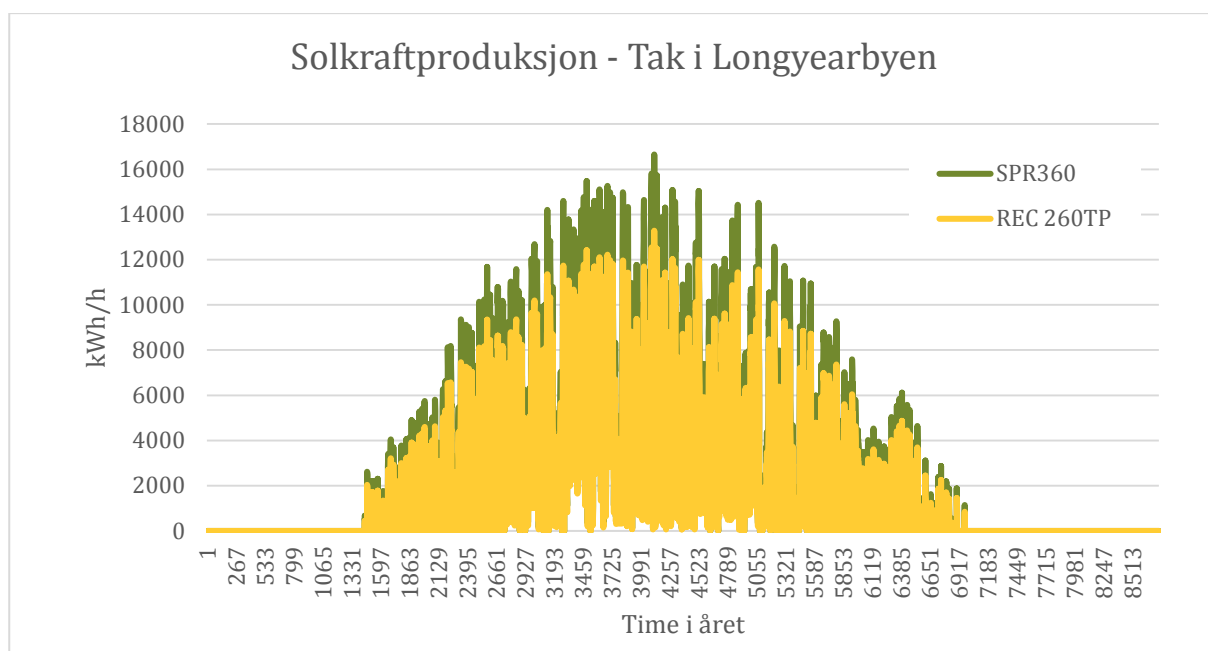
Det er videre gjort to simuleringer med virkningsgrader på hhv 17,7 % og 22,1 %. I beregningene er moduler fra REC valgt for å representere den laveste virkningsgraden, mens høyeste virkningsgrad oppnås med SunPower. Begge modultypene som er valgt representerer produksjonsteknologier med lave klimautslipp og norskprodusert silisium og wafere.

Tabell 28: Produksjonskapasitet og kraftproduksjon med solceller på tak av bygg i Longyearbyen.

	REC 295 TP [η = 17,7 %]	SunPower [η = 22,1 %]
Total Kapasitet [MWp]	26,7	33,3
Årlig kraftproduksjon [GWh]	15	18,9

Beregningene viser at man med en standard type solcellemodul som REC kan få en installert effekt på 26,7 MWp dersom takene i Longyearbyen dekkes med solceller. Dersom man velger høyeffektive solcellemoduler kan produksjonskapasiteten økes til 33,3 MWp. Arealet er det samme for begge alternativene. Kraftproduksjon med solceller fra REC gir en årlig kraftproduksjon på 15 GWh, mens man kan oppnå 18,9 GWh ved å velge høyeffektive solcellemoduler fra SunPower.

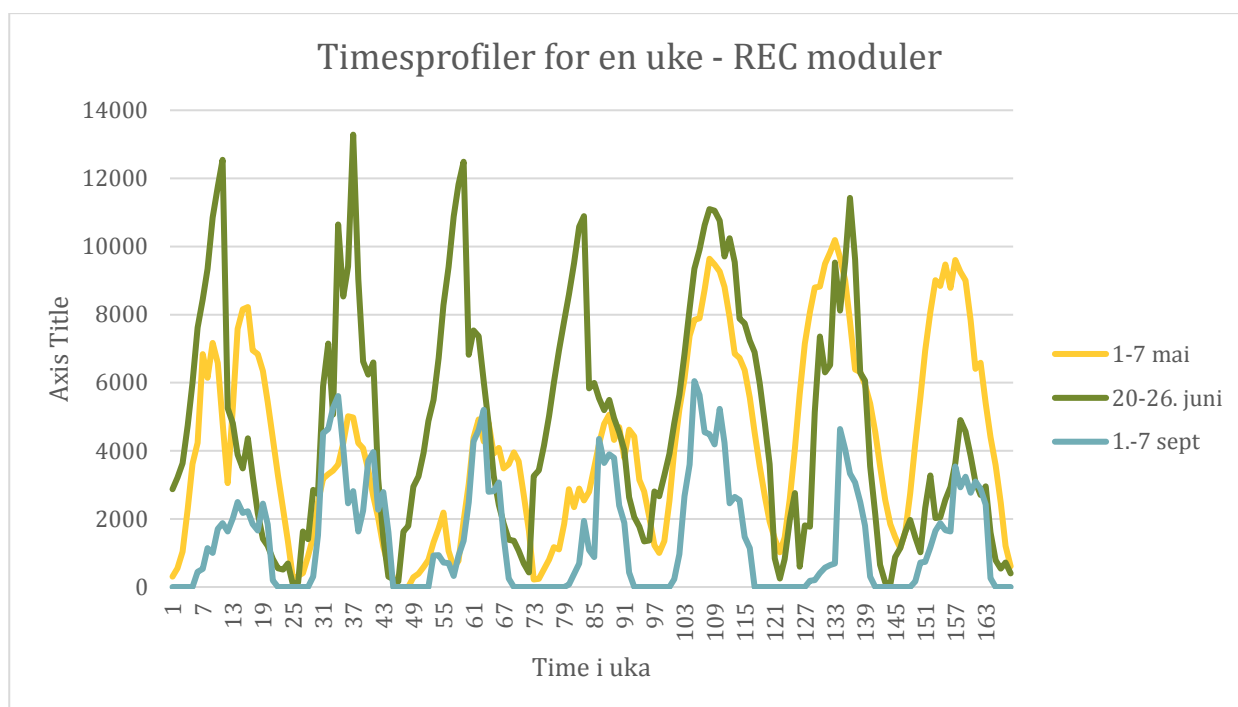
Det er viktig å merke seg at produksjonskapasitet oppgitt i kWp (kWp = kilowatt peak) ikke er maksimal produksjonskapasitet, men den henviser til en internasjonal definisjon for testing av solcellers ytelse ved såkalte «standard testbetingelser». I denne testen måles ytelsen ved en innstråling på 1000 W/m², 25°C og et solspektrum betegnet som AM1,5. Kraftproduksjonen fra solceller er proporsjonal med solinnstrålingens intensitet og på Svalbard vil man sannsynlig aldri komme opp i intensiteter på 1000 W/m².



Figur 40: Produksjonsprofiler for kraftproduksjon med solceller på tak av bygg i Longyearbyen, med moduler fra REC Solar (gjennomsnittlig virkningsgrad) og SunPower (høy virkningsgrad).

For å gi innsikt i hvilke effekter som kan forventes fra en samlet solkraftproduksjon på alle tak på Longyearbyen er produksjonsprofilen for de to alternativene vist i figuren ovenfor. Her ser vi at produksjonen starter opp i begynnelsen av mars når sola kommer, og den varer helt frem til midten av oktober. Videre ser man at maksimal produksjon kommer opp i nesten 14 MWh/h med solcellmoduler fra REC og 17 MWh/h med solcellemoduler fra SunPower.

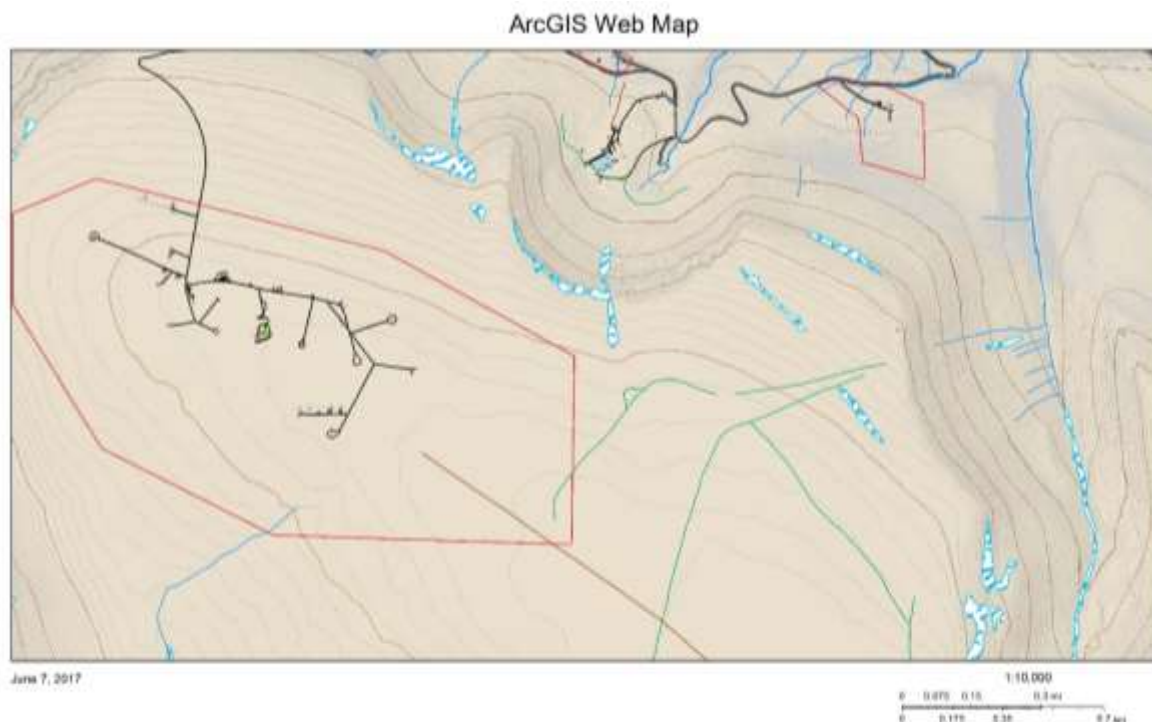
Figuren nedenfor viser utdrag av produksjonsprofiler for kraftproduksjon med solcellemoduler fra REC. Figuren viser tre uker fra mai, juni og september. Produksjonsprofilen for juni viser perioden 20. – 26. juni, dvs. den uka hvor sola står på sitt høyeste. Som det fremgår av figuren er midnattssola sterk nok til at det leveres kraft gjennom hele døgnet, selv om kraftproduksjonen er høyest midt på dagen. Vi ser også at solcellene produserer kraft på natta allerede i mai. I september er produksjonen totalt sett mindre og det er ingen produksjon på nattetid.



Figur 41: Produksjonsprofiler for tre forskjellige uker i hhv, mai, juni og september. Sommersolverv er 21. juni.

Potensial solpark på Platåberget

Platåberget ligger sør for flyplassen og vest for Longyearbyen. Her har SvalSat en satellittstasjon med 31 forskjellige antenner. Området rundt stasjonen er regulert til «Annen særskilt angitt bebyggelse og anlegg» og innenfor denne sonen vil det antakelig være mindre behov for nytt reguleringsarbeid dersom en solpark skal bygges, enn om solparken legges til et område som i dag er regulert til friluftsområde. I reguleringsbestemmelsene for dette området er det rom for å bygge bygg med høyde opp til 9,5 m, men for alle nye tiltak må det søkes.



Figur 42: Reguleringskart for Platåberget. Området rundt SvalSat er regulert til til «Annen særskilt angitt bebyggelse og anlegg»

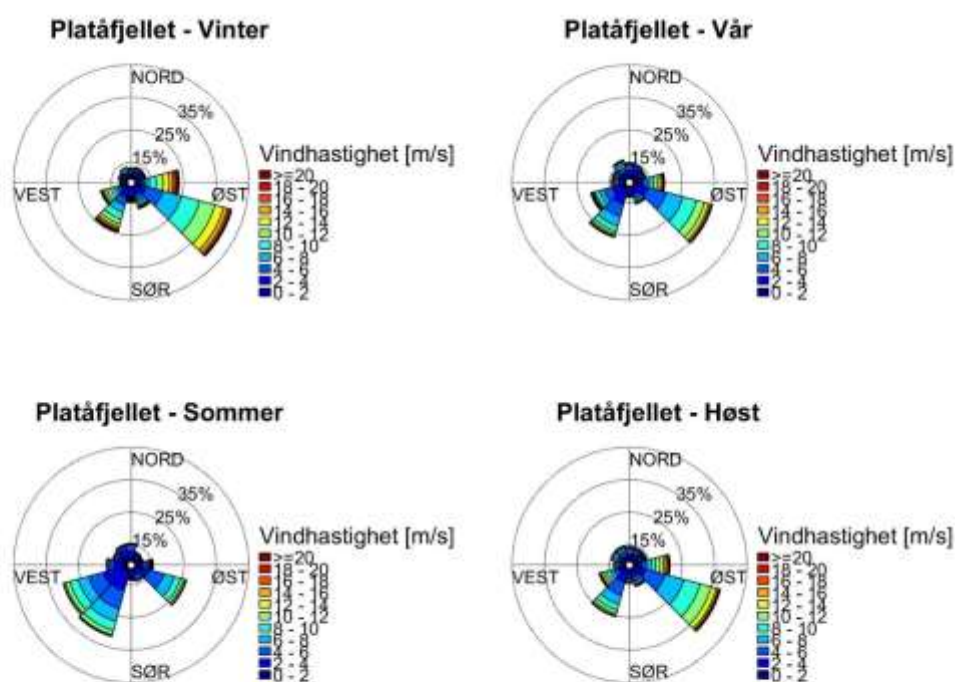
Dersom det er behov for å bygge en solpark i tillegg til eller istedenfor solcelleanlegg på tak i Longyearbyen er det naturlig å legge solparken på Platåberget. Platåberget ligger høyere enn Longyearbyen og har en bedre soleksponering og mindre grad av tåke enn Longyearbyen. Samtidig er vei og kabeltrase allerede etablert. På Platåberget er det dessuten mindre risiko for flom og erosjon enn nede i dalen.

For solparker generelt benyttes montasjestativer som innebærer minst mulig naturinngrep slik at arealer kan tilbakeføres til sin opprinnelige tilstand dersom solparken i fremtiden skal avvikles. Dette prinsippet bør også gjelde for en solpark på Platåberget. En solpark på Platåfjellet kan imidlertid ikke bygges direkte etter de samme prinsippene som man benytter ellers i verden. Platåberget har normalt mer snø enn Longyearbyen og samtidig er Platåberget mer utsatt for vind. Kombinasjonen med snø og vind kan fort føre til snøakkumulering rundt solcellestativene og i verste fall kan det samles så mye snø at den ikke smelter i løpet av sommeren. I så fall kan det over tid dannes en isbre rundt solcellene og solcellene vil gjøre liten nytte. Et godt eksempel på snøakkumulering rundt solcellemoduler er vist i figuren nedenfor.



Figur 43: Eksempel på snøakkumulering rundt solceller i en solpark.

Snøakkumulering oppstår ved at vind som har en hastighet som er høy nok til å bære med seg snøflogg (som regel over 10 m/s), bremses opp av hindringer. En slik hindring kan være formasjoner i terrenget, et bygg eller et solcellestativ. Når vinden bremses så mye at energien i vinden blir lavere enn tyngdekraften vil snøflogget falle til bakken og vi får en snøfonn.



Figur 44: Vindroser for Platåberget i de fire årstidene. (NMBU)

For å unngå at en solcellepark på Platåberget pakkes inn i en snøfonn må det tas hensyn til vindretning og snøforhold i design av solparken. Av Figur 44 ovenfor ser vi at vinden på vinterstid som oftest kommer fra sør-øst. Figuren viser også at vindhastigheten ofte er over 10 m/s, dvs vindhastigheten hvor fogg oppstår. En solpark på Platåberget bør derfor utformes slik at vinden bremses minimalt når den kommer fra sør-øst og man bør samtidig vurdere om det skal bygges

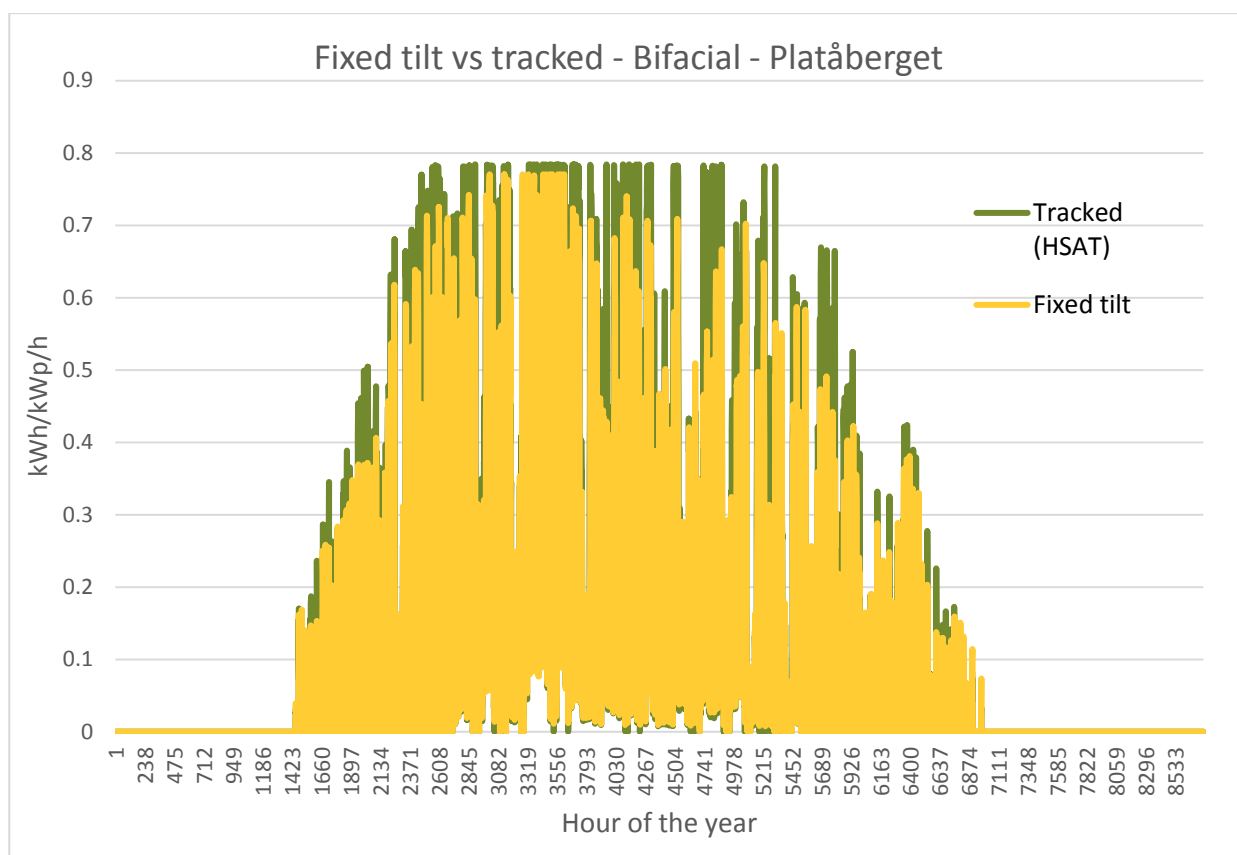
snøskjermer som sørger for at snøen samler seg i utkanten av solparken. For en solcellepark på Plataåberget finnes derfor to muligheter;

1. Solcelleparken designes med solcellemoduler i fast vinkel, men på en slik måte at snøakkumulering unngås. Det vil si relativt flat vinkel med god rekkeavstand hvor rekkene følger vindretningen. I tillegg bør avstanden fra bakken til modulens underkant være relativt høy.
2. Solcelleparken bygges med 1-akset tracker med god rekkeavstand som står i horisontal stilling på vinteren for å unngå oppbremsing av vinden. Det bør velges et tracker-system som har funksjonalitet for å fjerne snø som dekker modulene, slik at solcellemodulene kan være snøfrie når våren kommer. I tillegg bør underkanten på modulen løftes høyt opp fra bakken.

For fastmonterte solceller (alt 1) vil modulvinkelen måtte være lav for å unngå oppbremsing av vinden, og det vil være fornuftig å benytte tosidige solceller (bifacial) etter som solinnstråling som reflekteres fra bakken vil bidra til kraftproduksjon. Videre vil solinnstråling fra baksiden av solcellemodulene (midnattssol) bidra til kraftproduksjonen.

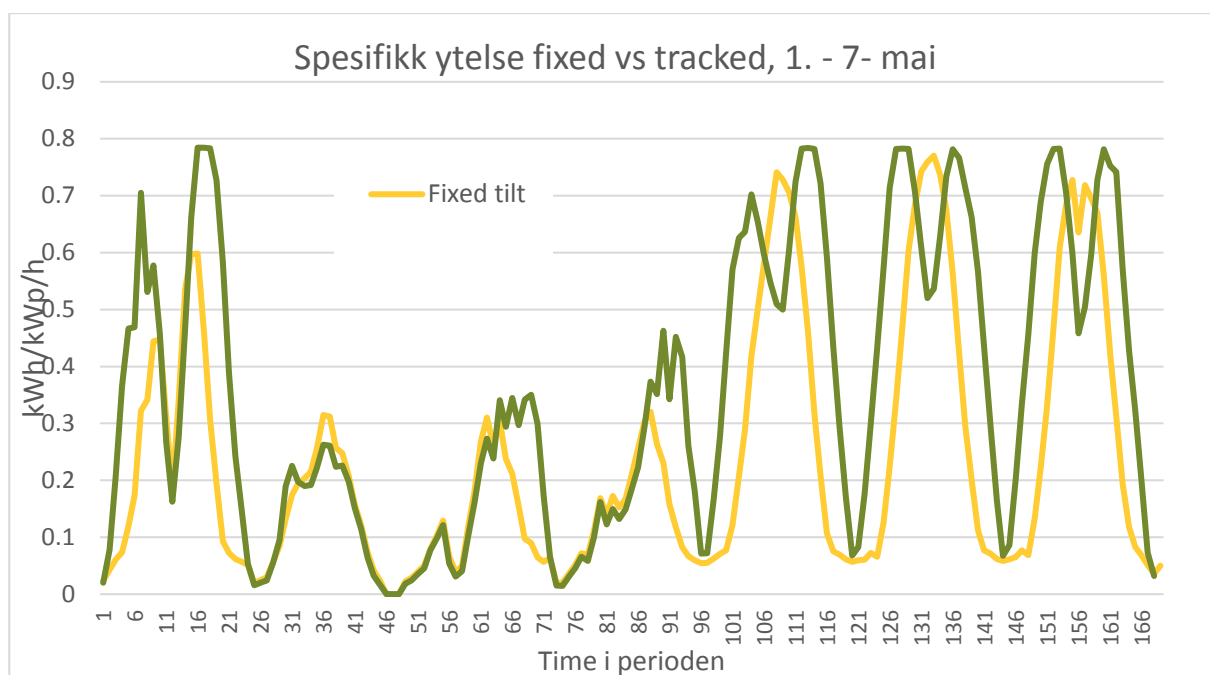
En trackerløsning (alt 2) vil være forbundet med høyere risiko enn fastmonterte solceller, etter som det kan oppstå mekaniske utfordringer knyttet til snø og is som gjør at tracker-systemet ikke fungerer under de tøffe forholdene. De fleste tracker-systemer som bygges i dag er utviklet for områder hvor snø og is ikke utgjør noen som helst risiko, men det finnes eksempler fra solparker i snørike områder som for eksempel Montana i USA. Tracker-systemer krever dessuten en større grad av vedlikehold og derfor er driftskostnadene høyere enn for fastmonterte solceller. Også for et tracker-basert system vil bruk av tosidige solceller være fornuftig.

Figuren nedenfor viser spesifikk ytelse (kWh/kWp/h) for de to alternativene som er skissert ovenfor. Som det fremgår av figuren gir løsningen med tracker en gjennomgående høyere kraftproduksjon enn det man får med et fastmontert system. For året som helhet ligger den spesifikke ytelsen for løsningen med tracker 38 % over den fastmonterte løsningen.



Figur 45: Spesifikke timesprofiler for hhv. En solpark med horisontal tracker (HSAT) og en med fast orientering. For begge alternativene er det benyttet to-sidige solceller.

I figuren nedenfor vises produksjonsprofilen for trackerløsningen og den fastmonterte løsningen. Figuren viser at trackerløsningen har vesentlig høyere kraftproduksjon på morgen og ettermiddag, men litt lavere midt på dagen enn den fastmonterte løsningen. Dette er forklaringen på hvorfor trackerløsningen gir høyere kraftproduksjon enn den fastmonterte løsningen. Produksjonsprofilen for trackerløsningen sammenfaller dermed bedre med en normal forbruksprofil og dette kan være fordelaktig for kraftnettet på Svalbard, da en større andel av solkraften kan gå til direkte forbruk istedenfor å måtte mellomlagres i et batteri.



Figur 46: Kraftproduksjonsprofiler for en solpark med hhv fastmontert (fixed) og en trackerløsning (HSAT).

Potensial solfangere på tak

Solfangere vil på samme måte som solceller kunne bidra til å levere fornybar energi i form av oppvarming av tappevann og bygg på Svalbard. Normalt er virkningsgraden vesentlig høyere for solfangere enn for solceller, men den er sterkt avhengig av utetemperaturer og temperaturnivået for varmeleveransen. Ved lave utetemperaturer og høyt temperaturnivå for varmeleveransen reduseres virkningsgraden for solfangere.

Med en turtemperatur på fjernvarmenettet på opptil 120 grader er solfangere ikke egnet til varmeleveranse på fjernvarmenettet, og det samme gjelder for sekundærnettet. På kundesiden, dvs internt i hvert enkelt bygg, er temperaturnivået kommet ned mot 70-80 °C og her kan det være mer aktuelt. Temperaturnivået er imidlertid fortsatt for høyt til at det vil være fornuftig å benytte solfangere til oppvarming. En simulering med høyeffektive solfangere (vakuumbør) plassert på taket (samme orientering som solcellene) og temperaturnivåer som angitt ovenfor viser at et solfangeranlegg da vil kunne klare å levere ca 110 kWh/m²/år. Til sammenligning vil høyeffektive solceller oppnå en kraftproduksjon på ca 125 kWh/m²/år.

Med utgangspunkt i at solfangere og solceller har omtrent samme virkningsgrad på Svalbard og fordi elektrisitet kan benyttes til flere forskjellige formål enn varme har vi valgt å ikke utrede solfangere videre som en sentral del av energiforsyningen på Svalbard. Takflater vil dermed være forbeholdt solceller.

For nye bygg som bygges med lavtemperatur varmedistribusjon bør imidlertid solfangere utredes for varmeleveranse til det aktuelle bygget. Virkningsgraden for solfangeren vil bli betraktelig bedre dersom varmeleveransen skjer på 35°C istedenfor 70 °C og dermed vil også lønnsomheten og energiutbyttet til et solfangeranlegg bli bedre. Videre bør man vurdere å plassere solfangerne i fasaden, mens solceller kan plasseres på taket.

Hybride solceller/solfangere (PV/T)

I såkalte PV/T-moduler kombineres solceller og solfangere i en enhet, slik at samme modul produserer både strøm og varme. I praksis produseres PV/T-moduler ved at det på baksiden av en solcellemodul også monteres en solfanger i samme format. Se også forklaring i figuren nedenfor.



Figur 47: Prinsipp for en PV/T-modul. Solcellene er plassert på oversiden og på undersiden er varmerørene til solfangeren. Hver enkelt modul produserer både strøm og varme.

Kombinasjonen gjør at man ideelt sett kan høste en større energimengde fra sola målt per areal, men da fordelt på både strøm og varme. En ofte fremhevet fordel med PV/T-moduler er at kombinasjonsløsningen muliggjør kjøling av solcellene og dermed også en høyere virkningsgrad. En viktig forutsetning for å oppnå kjøleeffekten er imidlertid at temperaturnivået i solfangeren holdes på et lavt nivå, dvs. 25-30°C. Det betyr igjen at varmeleveransen må foregå på et lavt temperaturnivå og som i tilfellet med systemet i Longyearbyen ligger alt for lavt i forhold til temperaturnivået på det eksisterende systemet.

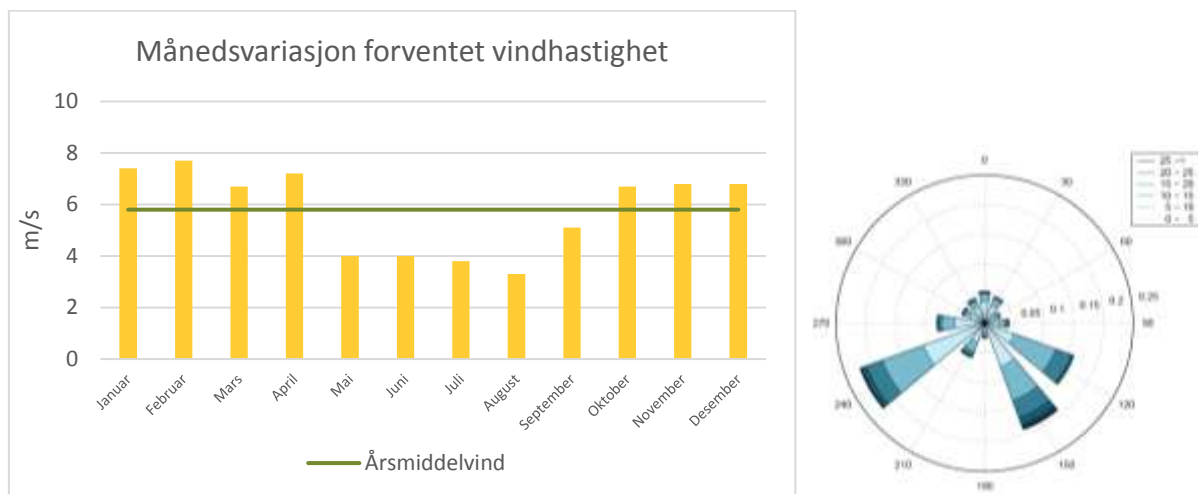
Dersom man ønsker å benytte den lavtempererte varmen fra PV/T-modulene så vil det være mulig ved hjelp av en varmepumpe som kan løfte temperaturnivået til ønsket temperatur. En slik løsning vil imidlertid være best egnet for enkeltbygg og ikke en del av det sentrale fjernvarmenettet. En sentral løsning for utnyttelse av PV/T-moduler er derfor ikke utredet videre, men det kan vurderes for nybygg som planlegges med lavtemperatur varmedistribusjon.

Vindkraft

Ressursgrunnlag

Gode og stabile vindforhold med få perioder med vindhastigheter under 3-4 m/s og over 20-25 m/s er viktig ved etablering av vindkraftverk. Generelt kan man si at en økning i vindhastigheten på 10 % vil medføre 15-20 % høyere elektrisitetsproduksjon. I tillegg vil også andre faktorer som graden av turbulens og ising kunne påvirke produksjonen fra et vindkraftverk.

Data over vindressursen i området i nærheten av Longyearbyen er tilgjengelig fra flere ulike kilder, blant annet Nordlysstasjonen på Gruve 7-fjellet ved Breinosa og Meteorologisk institutt (MET) sine stasjoner på hhv. Svalbard lufthavn (99840) og Platåberget (99841). I tillegg finnes det måledata fra Kjeller Vindteknikk (KVT) sin analyse av potensialet for vindkraft på Platåberget fra 2004. Målingene dekker perioden fra 30.01.2003 til 26.01.2004 og er gjort i 40 meters høyde. Disse dataene ble langtidskorrigert mot MET sin stasjon 99841 på Platåberget, og gjelder for perioden 1998-2003. Forventet årlig middelvind i målepunktet på Platåberget er av KVT vurdert å være 5,8 m/s med høyest vindhastighet i perioden fra oktober til april. Fremherskende vindretninger er fra sørvest og sørøst.



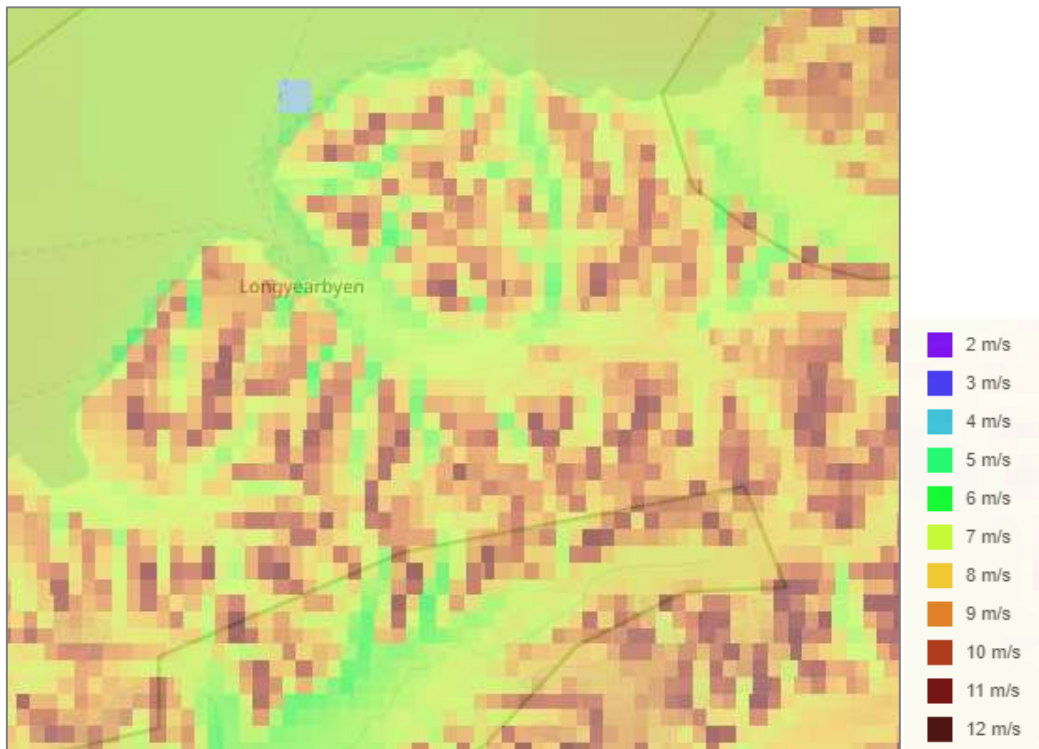
Figur 48: Forventet vindfordeling og vindrose for målemasten på Platåberget (40 moh) (Kjeller Vindteknikk, 2004)

Som en del av studien fra 2004 gjorde KVT også en innledende vurdering av følgende forhold:

- **Turbulens.** Det er målt lave turbulensverdier i området, noe som skyldes at det ikke finnes noe høy vegetasjon og at bakken er dekket av snø store deler av året.
- **Ekstremvinder.** Det forventes lite ekstremvinder i området, noe som innebærer at en vindturbin med en av de laveste IEC designkriterier for ekstremvind kan brukes.
- **Ising.** I følge KVT sine erfaringer fra vindmålemasten på Platåberget er isingen i området mer å regne som rim, noe som igjen har mindre betydning for energiproduksjonen.

Vinddataene fra KVT sin analyse gjelder for området like ved målemasten. Generelt kan det være relativt store forskjeller i vindforholdene innenfor en lite område, men gitt at KVT sine måledata korrelerer bra med dataene fra MET sin målestasjon 99841 samt den homogene topografien inne på selve platået, vurderes dataene fra vindmålemasten å gi et godt bilde av de generelle vindforholdene på Platåberget. Med bakgrunn i ovennevnte vurderes vinddataene fra KVT sin analyse å være det beste datagrunnlaget, og er derfor benyttet i de videre analysene i denne studien. Dersom det blir aktuelt med etablering av vindkraftverk, bør det måles vind i navhøyde innenfor aktuelt planområde samt gjøres en mer detaljert analyse av vindforholdene herunder langtidskorrelere mot flere år med vinddata.

Vindressursen for andre områder i nærheten av Longyearbyen er ikke analysert nærmere i denne studien. IRENA (International Renewable Energy Agency) har publisert et globalt vindatlas som blant annet angir forventet årsmiddelvind i ulike høyder. Kartet har en oppløsning på 1x1 km, og kvaliteten på dataene varierer en del. Kartet vil likevel gi en indikasjon på de relative forskjellene i vindressursen fra område til område. Et utsnitt fra nærområdene rundt Longyearbyen er vist i Figur 49, og som kartet viser kan man forvente lavere vindhastigheter nede i dalene sammenlignet med de høyereliggende fjellområdene.



Figur 49: Forventet årsmiddelvind i 100 meter høyde ved 1x1 km oppløsning (IRENA, 2015)

Produksjonspotensial

Platåberget

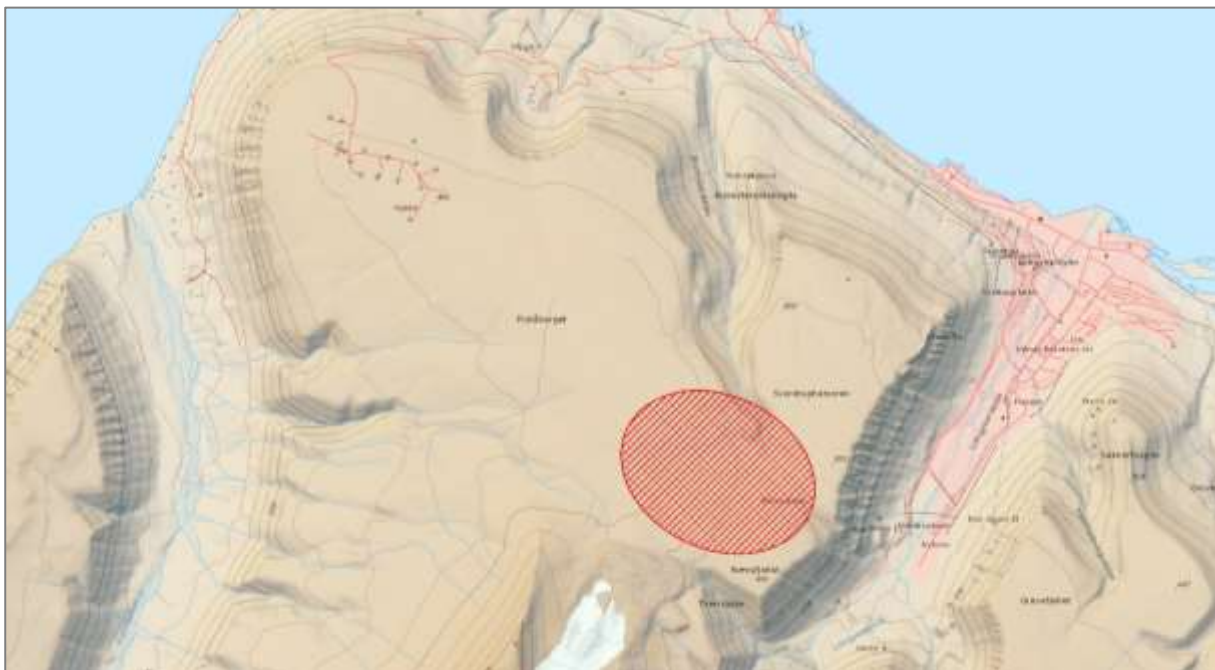
Med bakgrunn i tilgjengelige vinddata for Platåberget, områdets nærhet til forbruket i Longyearbyen og eksisterende infrastruktur i form av vei og kraftkabel, er dette et naturlig område å bruke som utgangspunkt for mulig plassering av et vindkraftverk. I forbindelse med denne studien har det vært en dialog med Kongsberg Satellite Services (KSAT) som i dag driver en bakkestasjon for polare lavbanesatellitter på Platåberget. KSAT har også startet en prosess med å utvide deres arealer på Platåberget utover eksisterende anlegg, og uttaler at de er negative til etablering av vindturbiner i nærheten av deres anlegg. Dette begrunnes med at vindturbinene blant annet vil kunne være en uheldig kilde til signalrefleksjoner mellom satellittene og KSAT sine trackingantenner. I den forbindelse foreslår de heller å vurdere noen av fjellene øst for Platåberget, for eksempel Gruvefjellet, Lindholmhøgda, Bayfjellnosa, eller Bolternosa.

Siden Platåberget er det området med best vinddata har vi valgt å benytte dette området som utgangspunkt for en nærmere analyse av produksjonspotensialet fra vindkraft på Svalbard. Om sameksistens med KSAT sitt anlegg vil være mulig, må eventuelt vurderes nærmere dersom det skulle bli aktuelt med etablering av vindkraftverk i dette området.

Med utgangspunkt i lastprofilene for Longyearbyen og tilgjengelige vinddata fra KVT sin analyse for Platåberget, har vi ved hjelp av beregningsprogrammet WindPRO gjort en forenklet produksjonsberegning for to ulike utbyggingsløsninger:

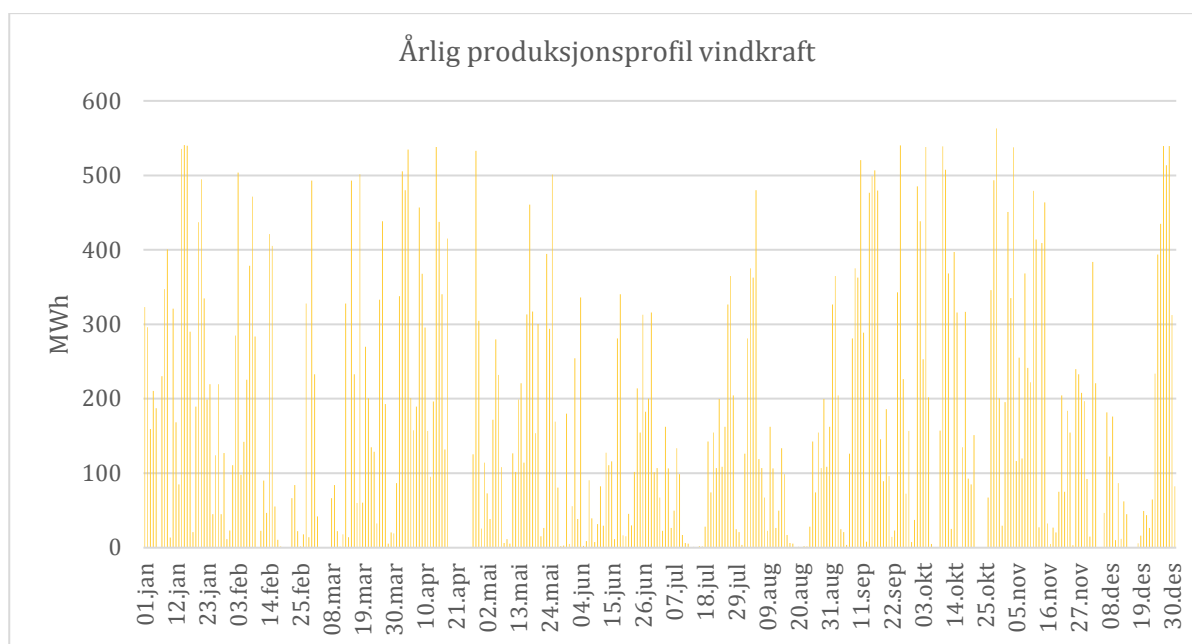
1. Fem stykk Vestas V136 turbiner á 4,2 MW som utgjør en total installert effekt på 21 MW
2. To stykk Vestas V136 turbiner á 4,2 MW som utgjør en total installert effekt på 8,4 MW

Begge utbyggingsløsningene er tentativt lokalisert innenfor det skraverte området vist i Figur 50. Det er forsøkt å holde så god avstand til KSAT sitt anlegg som mulig. Plasseringen må imidlertid ikke sees på som bindende, og optimal plassering av vindturbiner på Platåberget må utredes nærmere, herunder anbefalt avstand fra ned bratte skrentene som omkranser selve fjellet.



Figur 50: Mulig område for plassering av vindturbiner på Platåberget. KSAT sin bakkestasjon er vist i nordvest

Forventet netto produksjon (inkludert tap) for de to utbyggingsløsningene er beregnet til henholdsvis 56,5 GWh og 23,8 GWh. Fordeling over året er for alternativ 1 illustrert i Figur 51. Fordelingen for alternativ 2 vil være tilsvarende. Som det fremgår av figuren vil produksjonen variere fra dag til dag, og det vil også periodevis kunne være dager med null produksjon. Enkelte av disse periodene i Figur 51 skyldes hull i dataserien som på grunn av omfanget av denne studien ikke er erstattet med syntetiske data. Figuren under må derfor ansees som indikativ og som en illustrasjon over mulig variasjon i vindkraftproduksjonen.



Figur 51: Illustrasjon over årlig produksjonsprofil for utbyggingsløsning med 21 MW vindkraft

Alternative lokasjoner

Det er ikke gjort en detaljert vurdering av andre lokasjoner enn Platåberget, men fjellene lenger øst (Gruvefjellet, Lindholmhøgda, Bayfjellnosa, Bolternosa eller Breinosa) kan også være aktuelle alternativer for etablering av vindkraftverk. Dette er imidlertid noe som må undersøkes nærmere med tanke på både tilgjengelig vindressurs og mulig adkomst. Plassering i Adventdalen vurderes innledningsvis ikke å være aktuelt grunnet tilsynelatende relativt dårligere vindressurs enn på Platåberget kombinert med at dalen om sommeren blir preget av store våtmarksområder som følge av vannføring fra sidedalene, noe som igjen medfører økt risiko for flom og erosjon.

Tekniske forhold ved bygging og drift av vindkraftverk

I det følgende omtales tekniske forhold som må undersøkes nærmere før en eventuell etablering av vindkraft på Svalbard.

Kai og adkomst- og internveier

Vindturbinene vil transporteres sjøveien til Svalbard og ført i land ved egnet kai ved Longyearbyen. Det er ikke gjort en egen vurdering av egnetheten til eksisterende kai, og dette er noe som eventuelt må undersøkes nærmere. Fra kai vil turbinene deretter transporteres opp til planområdet. I den forbindelse vil det være behov for både adkomstvei opp i planområdet samt internveier mellom turbinene. Veinettet må dimensjoneres for å kunne frakte de ulike vindturbindelene i anleggsfasen. I driftsfasen er det også behov for vei frem til turbinene for driftspersonell og servicebil. Standarden på veien i driftsfasen må være slik at det er mulig å skifte ut turbindeler ved feil eller skader.

Det går i dag en vei opp til KSAT sin stasjon på Platåberget. Veien er stedvis relativt bratt med enkelte krappe svinger. Dersom det blir aktuelt med etablering av vindkraft på Platåberget må eksisterende vei utbedres. Det må også gjøres en grundigere vurdering av om det er teknisk mulig å komme opp på Platåberget med vindturbiner. Det er i dag også en eksisterende vei innover Adventdalen som muligens kan benyttes som utgangspunkt adkomst til andre potensielle vindkraftlokasjoner. Utbedring av denne må vurderes nærmere med tanke på både flom og erosjon.

Fundamentering

Innen landbasert vindkraft er gravitasjonsfundamenter den vanligste fundamenteringsteknologien. På mange lokasjoner i Norge har en ofte mulighet til å forankre fundamentet på fjell. Forankringsstag settes da 10-20 meter ned i fjell og et betongfundament med en ring av bolter for tårnet støpes inn. Hvert enkelt fundament vil variere i type og størrelse etter de lokale grunnforholdene, samt hvilken turbin type som vil bli valgt. Ved bruk av gravitasjonsfundament anslås det at det vil medgå i størrelsesorden 500-600 m³ betong for hvert turbinfundament.



Figur 52: Illustrasjonsbilde gravitasjonsfundament. Bilde: Multiconsult

I følge Norsk Polarinstitutt sitt geologisk kart over Svalbard består berggrunnen i områdene på både Platåberget og fjellene lenger øst av sandstein, siltstein og skifer med dårlig. Bergkvaliteten i disse områdene er såpass dårlig at det ikke vil være aktuelt med bruk av fjellforankrede fundament. Selv om bergkvaliteten er dårlig, vurderes bæreevnen til trolig ikke å være noe problem for bruk av gravitasjonsfundamenter. Endelig fundamentdesign må utredes nærmere dersom etablering av vindkraftverk blir aktuelt.

Ising

I mange områder vil kombinasjonen lav temperatur, høy luftfuktighet og sterk vind kunne medføre isdannelse på vindturbinens rotor. En slik isdannelse er uønsket fordi den medfører lavere elektrisitetsproduksjon og økt risiko med tanke på ferdsel i området. Is på rotorbladene oppstår normalt når rotoren står i ro på grunn av lav vind (< 3 m/s) eller vedlikehold. Ved oppstart av vindturbinene kan man risikere at isen ramler av, noe som kan utgjøre en sikkerhetsrisiko dersom det oppholder seg folk i nærområdet til vindturbinene. Det finnes i dag systemer for både antiising og avvising av vindturbiner som vil redusere omfanget av ising.

Vindanalysen utført av KVT i 2004 indikerer at isingen i området på Platåberget er mer å regne som rim, noe som igjen har mindre betydning for energiproduksjonen. Faktisk omfang av ising vil måtte analyseres nærmere dersom etablering av vindkraftverk blir aktuelt.

Havvind

Havvind er ikke inkludert i denne studien. Vindkraftturbiner på land er vurdert å ha lavere kostnader og mindre eller tilsvarende miljømessige konsekvenser. Det eksisterer heller ingen vindmålinger på aktuelle lokasjoner for vindturbiner til havs.

Geotermisk energi

Geotermisk varme kan utnyttes til å dekke varmeformål, enten direkte med dype borehull eller indirekte gjennom bruk av varmepumpe med grunne borehull. Temperaturdata fra gjennomførte testbrønner viser også at borehull flere kilometer ned i grunnen kan muliggjøre kraftproduksjon, men da med svært lav virkningsgrad.

På grunn av de betydelige usikkerhetene som ligger i boring av dype brønner i og ved Longyearbyen, samt i utnyttelse til varmeformål, velges det i dette arbeidet å ikke inkludere geotermisk energi som betydelig innslag i de ulike analyserte hovedalternativene.

Det er knyttet betydelig usikkerhet til kostnadene med dype geotermiske brønner ved Longyearbyen. Dette skyldes bl.a. geologiske forhold og hvilken boreteknologi som best egner seg, risiko for gasslekkasje og fare for eksplosjoner. Utnyttelse av dyp geotermisk energi i og ved Longyearbyen anses å ha et for lavt teknologisk modenhetsnivå.

Dyp geotermisk energi avskrives ikke, men usikkerhetene rundt teknologi og økonomi gjør at det vil bringe for stor usikkerhet til våre analyser dersom det inkluderes som viktig bidragsyter i våre definerte alternative totalløsninger. Vi foreslår derimot, at dersom sporet skal følges videre må det etableres nye testbrønner og en bred tilnærming som inkluderer forskning. Testbrønner bør da evt. etableres på Hotellneset der en vil ha relativt kort avstand til energisentral. Grunnere energibrønner på 200 - 300 meter i kombinasjon med varmepumper benyttes i stor utstrekning til oppvarmingsformål i Norge. Noen av de samme geologiske utfordringene gjelder imidlertid også for grunne brønner. I tillegg tilkommer det usikkerhet knyttet til brønnenes evne til regenerering slik at en unngår gradvis avkjøling av brønnene. Alternativet anses likevel å ha en høyere grad av modenhet og å være nærmere realisering for mindre deler av Longyearbyen på mellomlang sikt. Løsningen er ikke inkludert her av to årsaker. Det ene er de likevel betydelige usikkerheten knyttet til teknologi og økonomi. Det andre er at dagens varmeanlegg i bygningsmassen, med høye returtemperaturer, og driftstemperaturene på fjernvarmenettet ikke er forenlig med effektiv varmepumpedrift. Det vil være et svært tids- og kostnadskrevende prosjekt å gjøre nødvendige tilpasninger for betydelig innslag av geotermisk energi i Longyearbyen. Dersom grunne energibrønner skal undersøkes nærmere som bidrag til energiforsyningen, anbefales det at det etableres testbrønner som kan dokumentere de viktigste tekniske forutsetningene og bidra til økt innsikt i alle kostnadselementer for denne typen anlegg i Longyearbyen. Et første anlegg bør knyttes opp mot et sekundærnett som kun leverer til bygninger med varmeanlegg tilpasset effektiv varmepumpedrift. I forbindelse med et slikt anlegg kan en også vurdere termisk lagring i grunnen.

Christian Michelsens Institutt har studert dette tidligere og det eksisterer noen temperaturdata fra testbrønner. Svært dype brønner kan gi tilstrekkelig temperatur for kraft-varmeproduksjon.

I forbindelse med denne studien vil geotermisk energi vurderes nærmere i samspill med andre kilder. Usikkerhetene i potensialet, evnen til regenerering og effekt tilgjengelig per borehull vurderes mot behovet for andre kilder og reservekapasitet. Store mengder energi kan uten tvil hentes fra berggrunnen, men de nevnte usikkerhetene vil påvirke antall brønner (og kostnader). Geotermisk varme leveres mest effektivt til lavtemperatur varmesystemer, og dette kan by på utfordringer i et høytemperatur fjernvarmesystem som i Longyearbyen.

For å dekke varmebehov kan brønnparker etableres på flere lokasjoner i nærhet til bebyggelsen eller i nærheten til eksisterende fjernvarme infrastruktur

Det samme kan ikke i like stor grad sies om grunn geotermisk energi, men her er det også betydelige utfordringer. Grunn geotermisk energi (borehull til ca. 1-300 meters dybde) leverer mest effektivt til lavtemperaturanlegg i byggene. Det er ingen slike anlegg i dag. Dersom grunn geotermisk energi skal testes ut i Longyearbyen, bør dette gjøres tilknyttet et fåtall nye eller eksisterende bygg med varmeanlegg bygget om og tilpasset for denne løsningen. Lokal termisk lagring i grunnen er spilt inn. Dette anses på samme måte å være en marginal bidragsyter og kun relevant for enkeltbygg eller et fåtall tilpassede bygg, og ikke som systemløsning.

Sjøvannsvarmepumpe

Sjøvannsvarmepumpe: Det er en velprøvd teknisk løsning å hente sjøvann fra 30-100 meters dybde. De lave sjøvannstemperaturene ved Longyearbyen gjør det imidlertid svært vanskelig å utnytte sjøvann som energikilde. Frysing i fordampere kan vanskelig unngås.

Flytende biodrivstoff

I alle alternativene ligger det til grunn fossil diesel som reservelast, og i enkelte alternativer en betydelig økt andel diesel i energimiksen sammenlignet med nullalternativet. Denne fossile dieselen kan erstattes av biodiesel/bioolje. Bioolje til varmeformål kommer i mange ulike kvaliteter. Det er ikke ansett som tilstrekkelig robust for energiforsyningen her å baserer seg på de variantene med lavest kvalitet, men kanskje det laveste CO₂-avtrykket. Dersom biodiesel/bioolje skal benyttes bør det være av kvalitet som ligger tett opp til fossil diesel når det gjelder brennverdi og lagringsevne. Den må også tilfredsstille EUs bærekraftkriterier. Prisnivået på disse kvalitetene ligger noe høyere enn fossil diesel, noe som bl.a. skyldes en høy etterspørsel og begrenset produksjonskapasitet. Bruk av biodiesel ett sted fortrenger da forbruk et annet.

På grunn av usikkerhet knyttet til pris, tilgang og resulterende reduserte utslipp er biodiesel ikke inkludert i analysene i denne omgang.

Faste biobrensler

I et av hovedalternativene er biopellets inkludert som eneste faste biobrensel. Dette siden det er eksisterende robuste verdikjeder som kan sikre leveransen av standardisert brensel. Flis av ulike kvaliteter ble vurdert som teknisk mulig, men ikke å inneha nødvendige kvaliteter for å inkluderes i et av hovedalternativene. Fliskvaliteten varierer betydelig, også fra en og samme leverandør, og tilgangen varierer for mye. I tillegg har flis lavere energitetthet enn pellets, noe som ville resultert i større lokalt lager og flere transporter.

Vannkraft inkludert lager

NVE utfører enkelte vannføringsmålinger på Svalbard. Det er aldri utført målinger av vannføring i Longyearelva eller Todalselva, men det finnes data fra Endalselv fra 1994 til 2000. I tillegg er det utført lengre tidsserier på Bayelva i Ny-Ålesund og De Geerdalen, men disse er i liten grad representative for Longyearelva på grunn av mindre nedbør og mer bre i nedbørsfeltet. På grunn av klimatisk og fysisk vanskelige forhold så er dataseriene stort sett begrenset til sommer og høstsesong. Grunnen er fysiske forhold med akkumulering av store mengder is i elvene vinterstid. På grunn av store hydrologiske variasjoner over året, frost og svært mye sedimenter i elvene vurderes vannkraft som vanskelig og lite hensiktsmessig på Svalbard..

Et pumpekraftverk utnytter energiforskjellen mellom et øvre magasin og et nedre magasin til å lagre og produsere energi. Et pumpekraftverk kan dimensjoneres for lagring av energi for noen timer, døgn, uker eller en hel sesong og kan brukes for å integrere ikke-regulerbar fornybar kraft inn i et energisystem. Vannet pumpes opp når man har overskudd av elektrisitet, og slippes ned igjen for energiproduksjon når dette trengs.

Det er mulig å undersøke bruk av nedlagte gruver som energilager, men det anses å være betydelige utfordringer med porøst fjell som synker sammen. Det er også usikkerhet knyttet til permafrostens innvirkning på vannet, og hvordan vannet vil påvirke permafrosten. Et alternativ til dette er å lage et nytt avstengt vannmagasin som lukket system inne i fjellet, men det vil fortsatt kunne være betydelige utfordringer med frost. En annen utfordring er at vannet på Svalbard inneholder mye slam.

Bruk av pumpekraft vil kreve en egen utredning og utprøving, og trolig høye kostnader. På grunn av store usikkerheter er ikke pumpekraftverk vurdert videre i denne analysen.

Avfallsforbrenning kraftvarme

Longyearbyen Avfallsanlegg sorterer i dag avfallet, og kverner, presser og pakker avfallet før det blir pakket inn i plast og sendt. Totalt er det snakk om 1220 tonn/år hvorav 7% er papir, 20% er treverk og 73% er brennbart avfall. Brennverdi for avfallet er estimert å være 3,6 kWh/kg. (Norconsult, 2014)

Norconsult gjorde i 2014 en analyse av et lokalt avfallsforbrenningsanlegg i Longyearbyen, og konkluderte med at det usorterte avfallet som kommer inn, samt de små avfallsmengdene gjør det vanskelig teknologisk og økonomisk. Det er også usikkert om utslippskrav vil kunne opprettholdes. Norconsult konkluderte også med at «avfallsforbrenning i Longyearbyen gir økte CO₂-utslipp sammenlignet med å transportere avfallet til forbrenning i Norge eller Sverige.» I etterkant av denne rapporten ble det «initiert en offentlig innovativ anskaffelse sammen med NHO Troms og Svalbard.» I Longyearbyen Lokalstyres notat «Fremtidig avfallshåndtering i Longyearbyen» (Lokalstyre, 2016) er det blitt gjort en gjennomgang av tidligere rapporter, notater og innspill på området, og det blir konkludert med at «på grunn av forbrenningsteknologiens uerfarenhet og Longyearbyens beliggenhet og sårbarhet, ble det besluttet at samfunnet i Longyearbyen ikke er modent for avfallsforbrenning. Det er planlagt at et nytt avfallsanlegg bygges på Hotellneset når ny delplan er klar. Anlegget er basert på tradisjonell avfallshåndtering.» Det var planer om å starte bygging og prosjektering av det nye avfallsanlegget i 2017, men det ble omprioritert på årets budsjett. Det ventes også på at den nye arealplanen skal bli vedtatt. Om det skal være forbrenning på anlegget eller ikke, er foreløpig ikke vedtatt. (Lokalstyre, 2018)

Siden disse tidligere analysenes konkluderer med at avfallsforbrenning i Longyearbyen vil være usikkert både med tanke på teknologi og økonomi, er det ikke foretatt noen videre analyser av dette som en løsning for fremtidens energiforsyning på Svalbard. Dersom det blir startet et forbrenningsanlegg, vil disse små energimengdene heller ikke ha stor betydning for energisystemet.

Energigjenvinning fra avløp

Varmegjenvinning fra avløpsvann: Varme i avløpsvannet kan ved hjelp av varmepumpe utnyttes til å dekke varmebehov. Volumene er imidlertid så små i Longyearbyen at energimengden som kan gjøres tilgjengelig ikke er relevant å inkludere i denne studien.

Biogass fra avløpsvann og/eller våtorganisk avfall: Som for punktet over er ressursen så liten at løsningen ikke er relevant å inkludere i denne studien.

Energilagring

Batterier og lagring som hydrogen er inkludert i noen av hovedalternativene. Dette er teknologier hvor en ser for seg reduserte kostnader på sikt, men hvordan denne læringskurven vil se ut, er det knyttet stor usikkerhet til.

Pumpekraftverk er nevnt under vannkraft, og anses ikke som realistisk.

Videre er det inkludert varmelager i form av større sentralt plassert akkumulatortank, en «termos». Denne vil kunne ta vare på overproduksjon av energi samt bidra til effektutjevning. Annen mulig termisk energilagring er lagring i grunnen. Som nevnt under geotermisk energi er det dels knyttet stor usikkerhet til kvaliteten på denne lagringsmetoden og varmetapet, samt at den på grunn av temperaturnivå er best egnet mot lavtemperaturbehov, i Longyearbyen mot enkeltbygg eller sekundærnett som leverer til flere bygg med lavtemperatur varmeanlegg. I dag er ingen bygg forberedt for effektiv utnyttelse av lavtemperaturlager. Varmepumper kan løfte til ønsket temperaturnivå. Løsningen er ikke ansett som moden nok lokalt i Longyearbyen og må testes ut innen løsningen kan legges til grunn som betydelig bidragsyter i energiforsyningen.

Kabel til fastlandet

Teknisk løsning

Forsyning av Svalbards elektriske energibehov med elektrisitet fra fastlandet vil være teknisk mulig ved bruk av velprøvd teknologi. Man har mer enn 60 års erfaring med denne type overføringer med effekter opp til 1400 MW. Men en eventuell kabel til Svalbard med en kabellengde på omtrent 930 km vil overgå dagens lengste kabelforbindelse (580 km Norge-Nederland).

Overføringen må basere seg på høyspent likestrømsoverføring (HVDC) da det på grunn av lengden er teknisk umulig å benytte seg av vekselstrømsteknologi. HVDC krever kostbare omformerstasjoner i begge ender for omforming mellom likestrøm og vekselstrøm. Omformerstasjonene dimensjoneres ut fra maksimalt effektbehov og er fleksible for skalering til overføring av mer effekt før bygging. Etter bygging er overbelastbarheten null

Forsyningen bør hentes fra et relativt sterkt nettpunkt på Finnmarkskysten så nær Svalbard som mulig. Det mest naturlige utgangspunktet er da Hammerfest-Skaidi området, som gir en dubler, og stadig sterkere forbindelse med sentralnettet.

Forbindelsen er i denne analysen dimensjonert for å kunne ta fremtidig forventet topplast for elektrisk kraft og fjernvarme på totalt 25 til 30 MW. Siden marginalkostnadene er relativt lave for økt effekt vil det i prosjekteringsfasen være naturlig å vurdere en økt kapasitet på forbindelsen for å ta hensyn til mulig lastøkning og eventuell leveranse av landstrøm til skipstrafikken.

Valg av spenningsnivå for overføringen vil være et optimaliseringsspørsmål der utstyrs-kostnader og tapskostnader vurderes mot hverandre. Det er sannsynlig at 150 kV DC (eller ± 75 kV ved bipol) vil være i riktig størrelsesorden basert på lengden av kabelen og effektbehovet. Dette er på linje med tidligere utredninger utført av NVE og ABB. (NVE, 2017) (ABB, 2017)

Det er i sammenligningen mot alternative energiforsyningsløsninger og i kostnadsvurderingene forutsatt bruk av en monopol med sjøretur.

Vurdering av overføringen sett opp mot et potensielt «Barents Grid» som eventuelt kan bidra til elektrifisering av oljeinstallasjoner i området er ikke inkludert i oppdragsbeskrivelsen for denne utredningen.

Fjernvarme leveres ved bruk av elkjeler med en antatt virkningsgrad på 95 %. Kabelen antas ilandført på Hotellneset og likeretterstasjon plasseres også her. Det vil være behov for en ny elkabel og et nytt fjernvarmedistribusjonsrør fra Hotellneset og inn til byen.

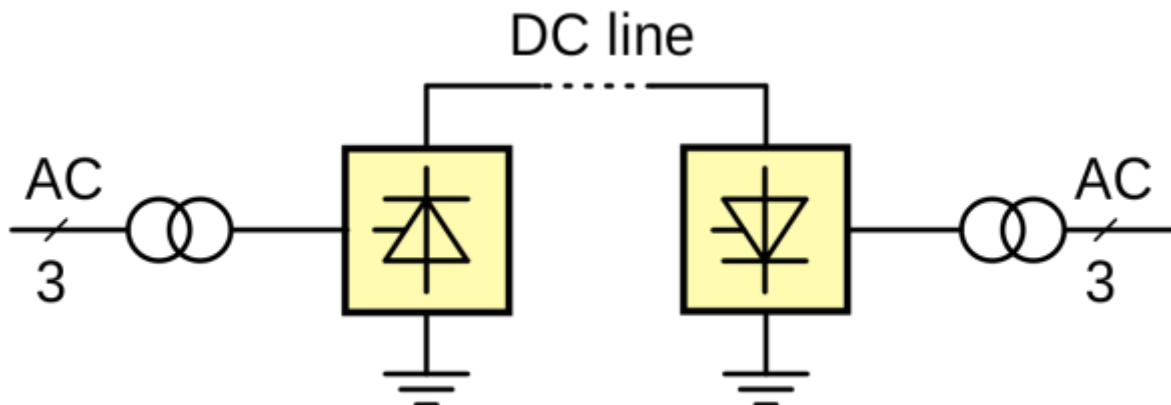
Prinsipper

En HVDC forbindelse bygger i prinsippet på omformere i begge ender som omformer vekselstrøm til likestrøm før energien overføres som likestrøm på kabel til en ny omformer som omdanner likestrømmen til vekselstrøm.

Her vil primært energien mates fra fastlandet men dersom det installeres fornybar energi på Svalbard vil overføringen kunne snus ved overskudd av vind/sol produksjon.

Omformerne og kabelforbindelsene vil i prinsippet kunne konfigureres på mange måter alt etter behov for sikkerhet i overføringen.

Den enkleste konfigurasjonen er som vist i figur under. Her er det en omformer i hver ende og en kabel mellom disse. Det må imidlertid alltid etableres en returvei for strømmen og den kan i sin enkleste form være havet/havbunnen (sjøretur).



Figur 53: Monopol med sjøretur. Monopol siden det er en omformer mellom høyspenningslederen og jord (Wdwd, 2010)

Ved denne konfigurasjonen vil forbindelsen være helt ute av drift ved feil på kabel eller en av omformerstasjonene.

Teknologien med sjøretur har blitt problematisert av følgende grunner:

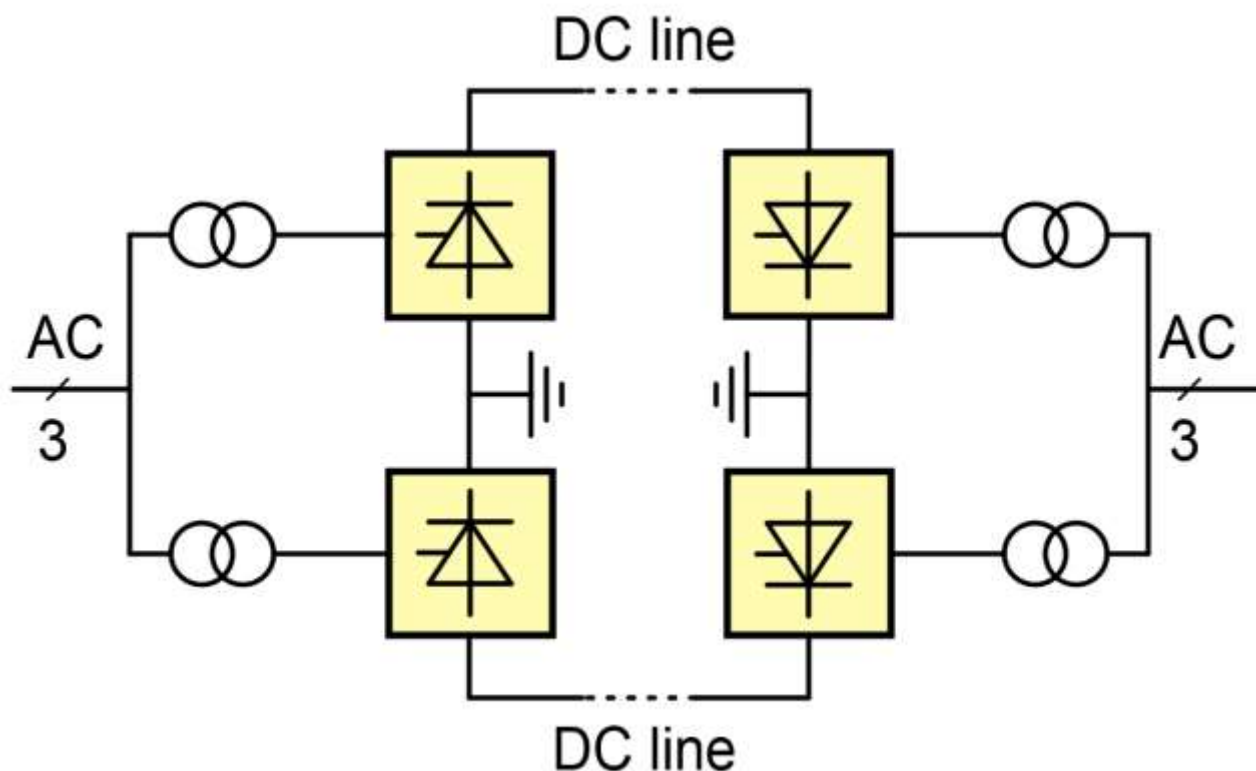
- Strømmens returbaner er ikke kontrollerbare, noe som medfører
 - Fare for skadelige vagabonderende strømmen med medfølgende korrosjonsproblemer i nærliggende installasjoner, primært oljerørledninger og oljeinstallasjoner
 - Varierende kompassmisvisning
- Miljømessige påvirkninger
 - Fare for klorproduksjon og andre kjemiske forurensninger i elektrodepunktene der strømmen ledes ut i havet.
 - Potensiell påvirkning av marin fauna fra magnetfelter.

Sutton, Swingler and Lewin (2016) har i en relativt bred analyse av eksisterende prosjekter ikke funnet at de miljømessige påvirkningene nevnt ovenfor har dokumenterte negative innflytelse på livet i havet dersom systemet (og spesielt elektrodene) konstrueres slik at påvirkningene blir minimalisert. Når det gjelder fare for korrosjon av rørinstallasjoner kan dette avbøtes ved planmessige tiltak på disse systemene. Med slike tiltak benyttes sjøretur (kortvarig eller permanent) også på overføringer som bygges nå. Om det er tilfellet også for en Svalbard forbindelse må avklares i en eventuell senere fase av prosjektet.

Sjøretur kan unngås ved å legge en kopperskjerm over hoved-isolasjonen og bruke denne som returleder (koaksial kabel) eller en kan legge en ekstra leder med redusert isolasjon i samme grøft, men begge løsningene vil føre til merkostnader.

Som nevnt tidligere vil enhver feil på kabel eller omformerstasjon føre til stans i energioverføringen. Ved et kabelbrudd må en regne med lange utetider på opptil en måned (særlig vinterstid når forbruket sannsynligvis er størst). For å reparere kabelen må en finne feilen og mobilisere et relativt tungt kabelskip som kan løfte opp kabelen og skjøte inn en reparasjonslengde. Dette må skje under akseptable værforhold.

Figuren under viser en konfigurasjon som gir en bedre tilgjengelighet. Her er det to sammenkoblede omformere i hver ende og en selvstendig kabel for hver pol.



Figur 54: Bipol med mulighet for sjøretur. Bipol siden det er separate omformere mellom den høyspente plusspolen og jord og den høyspente minuspole og jord. Resultierende overføringsspenning vil være dobbelt av spenningen over hver kabel. (Wdwd, 2010)

Dersom en omformer eller en kabel svikter kan en bruke sjøretur og overføre halv effekt (halv spenning). Når en drifter med sjøretur blir ulempen som i alternativet over men dette vil forekomme sjeldent og i avgrensede tidsperioder.

Også her kan en avbøte ulempene ved sjøretur ved å legge en lavisolert returkabel eller utføre hovedkablene som koaksialkabler.

Det kan også tenkes varianter av disse konfigurasjonene med disse er ikke utredet videre her. De to beskrevne variantene av HVDC utgjør ytterpunktene for både investeringskostnad og pålitelighet.

Kabelteknologi

Ulike kabelleverandører tilbyr ulike kabelteknologier for en slik forbindelse. De to teknologiene som benyttes er:

- Masseimpregnerte papirkabler
- PEX isolerte plastkabler

Disse anses som likeverdige med hensyn på driftssikkerhet og valget mellom disse avgjøres av kommersielle hensyn.

Selv om det kan oppstå interne feil på slike kabler er hovedfeilkilden ytre skader, spesielt er ankring og tråling de to store truslene.

Installasjon

Kablene legges kontrollert ut i store lengder med stor nøyaktighet fra spesielle kabelfartøy. Slike fartøy er en begrenset resurs og er må også mobiliseres ved reparasjonsoppdrag og dette kan ta tid.

Havdybden i Barentshavet er relativt moderat, 200 til 500 meter, så lenge en ikke beveger seg vestover mot Norskehavet. En slik dybde er helt vanlig med dagens installasjonsteknologi. Mellom Ibiza og Mallorca ble det i 2014 lagt en HVDC kabel på 750 meters dyp.

Som nevnt tidligere er hovedfeilkilden ytre skader, spesielt er ankring og tråling de to store truslene. For å redusere denne truslene graves/spyles kabelen ned ved hjelp av ulike undervannsfarkoster som er tilpasset bunnforholdene. Der grunnforholdene umuliggjør nedgraving beskyttes kablene ved å dekke dem med et steinlag. Slik beskyttelse er ikke 100% sikker. Overdekningen kan skylles bort og anker eller trålredskaper kan grave seg ned og hekte seg opp i kabelen. Dersom en velger løsning med bipol, legges ofte kablene med en viss avstand for å unngå at begge kablene skades ved en hendelse men dette krever at en etablerer to grøfter og øker kostnaden.

Forsyningssikkerhet

En monopol forbindelse med sjøretur er den enkleste løsningen. Med de restriksjoner i tilgjengelighet som denne løsningen gir anser vi det helt nødvendig med 100% reservekraft for elektrisitet og oppvarming. Dette vil være tilgjengelig i form av dagens reservekraftverk på UNIS samt omsøkt nytt reservekraftverk.

Det andre ytterpunktet, HVDC-Bipol, vil kunne gi halv ytelse ved en enkeltstående feil, men en skade på begge kablene kan ikke utelukkes og tatt i betraktning de alvorlige konsekvensene vil det også her være behov for reservekraft.

De to mest kritiske feiltypene er begge er meget sjeldne, men som gir en betydelig utkoblingstid, er som følger:

- Skade på kabel (som oftest forårsaket av mekanisk skade fra trål eller anker)
- Feil i en transformator

Det er en forutsetning at en har reparasjonsmateriell (kabel og skjøter) tilgjengelige for kabelen men fremdeles må feilen lokaliseres, kabelskip mobiliseres og værforholdene være slik at en kan hente opp skadet kabel, skjøte inn reparasjonslengden og legge ny kabel ned igjen. Dette kan ta opptil en måned ved vinterforhold.

Det kan ta opptil et år å få reparert eller bestille en transformator ved totalhavari, derfor må det kjøpes inn og lagres to reservetransformatorer (en tilpasset AC-spenningen for på Svalbard, og en tilpasset AC-spenningen i Finnmark) som kan flyttes til skadestedet. Det burde derfor ikke ta mer enn en uke å få en slik på plass.

Som påpekt av NVE (2017) må en regne med utetid på forbindelsen, både på grunn av vedlikehold og feil. Statistikk over feil på slike anlegg er svært sprikende. Spesielt er det vanskelig å anslå kabelfeil. Som før nevnt skyldes disse først og fremst ytre skader, som er sjeldne men som kan gi betydelige utetider.

ABB hevder en oppetid på omformer på 99 %. (ABB, 2018). Dette tilsvarer ca. ½ uke per år. NVE har antydnet 4 uker utetid pr. år. Multiconsult har ikke datagrunnlag til å bestride noen av disse antagelsene og har derfor basert seg på et midtpunkt mellom disse, omtrent 2 uker per år. Det må understrekes at dette ikke er utetid som vil gjenta seg årlig, men utgjør et gjennomsnitt over en lang periode, som tar inn den lave sannsynligheten, men store konsekvensen av en kabelfeil.

Kostnader

Total investeringskostnad for en likeretskabel til Svalbard med valgt teknisk løsning med monopol og sjøretur som beskrevet over er estimert til 3 300 MNOK. Dette inkluderer likeretteranlegg både

på fastlandssiden og i Longyearbyen. Forventet byggetid er tre år. En bipol vil gi en betydelig økt investeringskostnad.

Kostnadsanslagene baserer seg på ulike prisanslag fra leverandører sammenlignet med tilgjengelige tall relatert til Johan Sverdrup utbyggingen. Da viktige grunnlagsdata som oppmåling, sjøkartlegging og kartlegging av havbunnsforhold ikke foreligger er grunnlaget for prising svært usikkert. Det er i tillegg på dette stadiet i prosjektutvikling ikke foretatt noen optimalisering av spenningsnivå og kabelverrsnitt sett opp mot investeringskostnader og tapsvurderinger.

Multiconsult anser at overslagene ligger på en nøyaktighets klasse $\pm 30\%$.

For krafttekniske komponenter vurderes oftest en levetid på 30 år som realistisk. Etter det må en regne med noe fornying men ikke hel utskifting for å forlenge levetiden.

I prosjekteringsfasen er marginalkostnadene for å øke kapasiteten på overføringen små. En økning av effekten for å ta høyde for framtidig lastøkning eller eventuell leveranse av landstrøm til skipstrafikken bør vurderes i denne fasen. Etter bestilling av omformer er kapasiteten låst.

Det påløper i tillegg kostnader for elkjeler, samt behov for nytt fjernvarmerør og ny kabel fra Hotellnesset inn til byen. Disse er inkludert i kostnadsvurderingene, men er ubetydelige i forhold til selve kabelkostnaden.

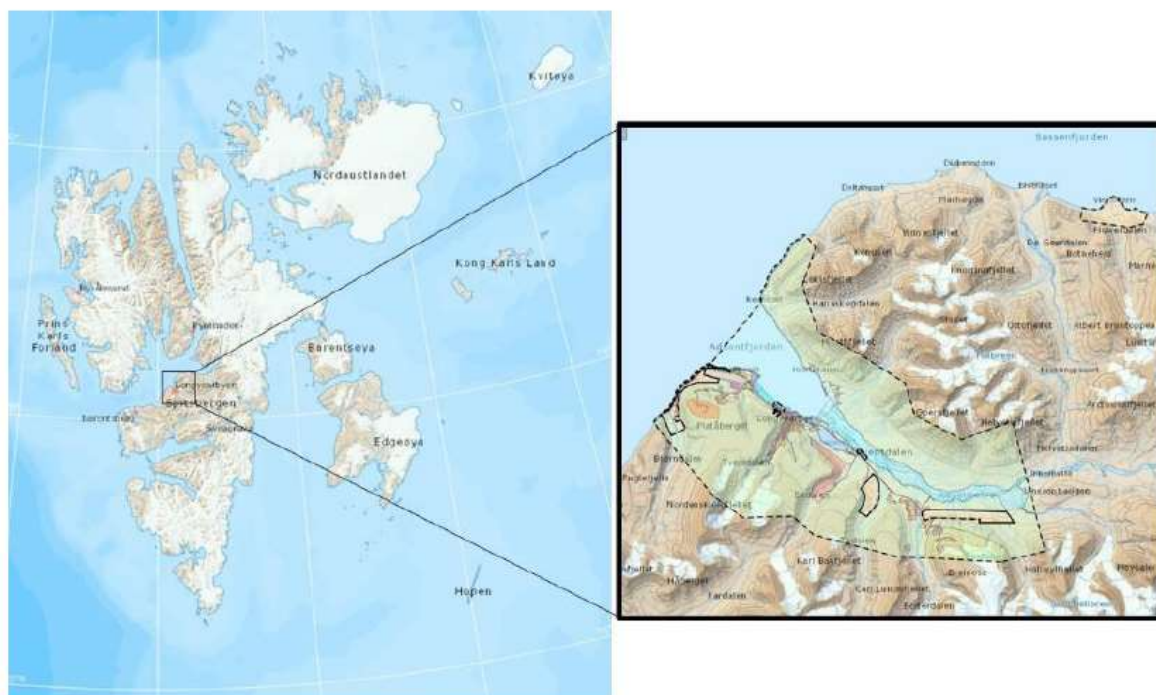
VEDLEGG 4: BÆREKRAFTSVURDERINGER

Natur, miljø, geografi og klima

Det er flere spesielle forhold ved Svalbard som må tas hensyn til i vurderingen av energiforsyningen. Dette er knyttet til blant annet natur, miljø, geografi og klima.

Svalbard er underlagt «Lov om miljøvern på Svalbard», som har «til formål å opprettholde et tilnærmet uberørt miljø på Svalbard når det gjelder sammenhengende villmark, landskap, flora, fauna og kulturminner» (Svalbardmiljøloven, 2001). I tillegg stilles det krav om miljøforsvarlig bosetting, forskning og næringsdrift. Store deler, hele 65 prosent, av Svalbard er vernet. Dette legger klare begrensninger på hvilke områder som kan benyttes for etablering av mulige energiløsninger og også hvilken grad av påvirkning virksomheten kan ha på natur og miljø. Dette gjelder særlig inngrep som berører villmarkspregede områder (dvs. utenfor bosetningene) og områder med viktige og sårbare miljøverdier, men også kulturminner.

Svalbardmiljøloven omfatter blant annet arealplanlegging i planområdene på Svalbard. I forskriften om konsekvensutredninger og avgrensning av planområdene på Svalbard er seks planområder fastsatt, og aktivitet knyttet til bosetting og næringsdrift skal som hovedregel skje i planområdene. Longyearbyen planområde inkluderer Adventfjorden og Vindodden hytteområde og utgjør til sammen rundt 260 km². Longyearbyen og størsteparten av annen bebyggelse ligger i Longyeardalen, på sørsiden og nesten helt innerst i Adventfjorden. Dagens kraftvarmeverk ligger i havneområdet «Sjøområdet» i Longyearbyen.



Figur 55: Kart over Svalbard med utsnitt hvor Longyearbyens planområde er markert. (Lokalstyre, 2017)

Arealet innenfor planområdet er preget av svært variert vegetasjon som består av både fuktige våtområder, skrint fjell og områder med løsstein. Rasfare er en utfordring i både større ubebygde og bebygde områder innenfor planområdet. Dette gjør det ytterligere komplisert å finne egnede områder for energiutbygging. Om sommeren blir området i enden av Adventfjorden og østover preget av store våtmarksområder som følge av vannføring fra sidedalene. Dette fører til et rikt fugleliv sommerstid i Adventdalen som kan ha betydning for evt. utbygging av for eksempel vindkraftanlegg. Det er også krav om, i alle byggesaker, å gjøre en geoteknisk vurdering av konsekvensene ved jordskjelv.

Også Svalbard blir påvirket av klimaendringer og økte temperaturer. Dette fører til økt temperatur i grunnen og mindre permafrost som kan resultere i ustabil bygningsmasse, dårligere bæreevne og økte setningshastigheter. Disse forholdene påvirker også all infrastruktur, som fjernvarme. Som følge av kartlagt naturfare (skred, ras og flom), er tilgang til trygg byggegrunn begrenset. Dette vil påvirke utvikling av fremtidig bygningsmasse, samt eksisterende bygninger som ikke er bygd for å tåle de endrede forutsetningene. Det legges derfor opp til fortetting av innenfor eksisterende byggesone som er utenfor naturfare i størst mulig grad. Dette kan påvirke kostnader forbundet med utviding/bygging av energiinfrastruktur.

Bærekraft sentrale energiteknologier

Som en innledning til bærekraftsvurderingene for de ulike løsningene/utbyggingsalternativene er det gitt en kort og generell beskrivelse av mulige konsekvenser for natur og miljø, basert på oppfølgende undersøkelser og forskning knyttet til tilsvarende anlegg i andre områder. Det understrekes at disse erfaringene i all hovedsak stammer fra områder med mer temperert klima, siden det per i dag ikke er bygget noen vindkraftverk eller større solkraftanlegg i arktiske strøk. Selv om arts mangfold og bestandstettheter kan variere mye mellom tempererte og arktiske strøk, forventes det imidlertid at det i hovedsak vil være de samme påvirkningsfaktorene som gjør seg gjeldende i begge områder (om enn i ulikt omfang/styrkegrad).

Utslipp av klimagasser er ikke omtalt her, siden dette er behandlet som prissatt konsekvens.

Vindkraft

Naturtyper og planter

Naturtyper i arktiske strøk er generelt sårbare for påvirkning i form av direkte inngrep, fordi forstyrrelser gir særlig langvarig effekt på jordsmonn og vegetasjon. Revegetering med stedegen vegetasjon og øvrig artsinventar tar lang tid grunnet lave temperaturer og kort vekstsesong, og endrede abiotiske forhold (mikroklima og jordsmonn) som følge av fysiske inngrep, kan forlenge denne fasen.

De fysiske inngrepene i terrenget i forbindelse med etablering av vindkraftverk er ofte begrensede og utgjør typisk rundt 3-4 % av planområdet totale areal. Dette inkluderer areal til adkomst-/internveger, oppstillings-plasser, turbinfundamenter, transformatorstasjon o.l. De resterende 96-97 % av planområdet blir da ikke direkte berørt av utbyggingen, men deler av dette arealet kan bli indirekte berørt gjennom endrede hydrologiske eller mikroklimatiske forhold. I områder med gunstige topografiske forhold vil det imidlertid ofte være gode muligheter for å tilpasse vegtrasèer, turbinpunkter, etc. til registrerte naturverdier, slik at man reduserer påvirkningen på sårbare eller verdifulle naturtyper eller rødlistede plantearter (forutsatt at forekomsten til disse er godt dokumentert / kartfestet).

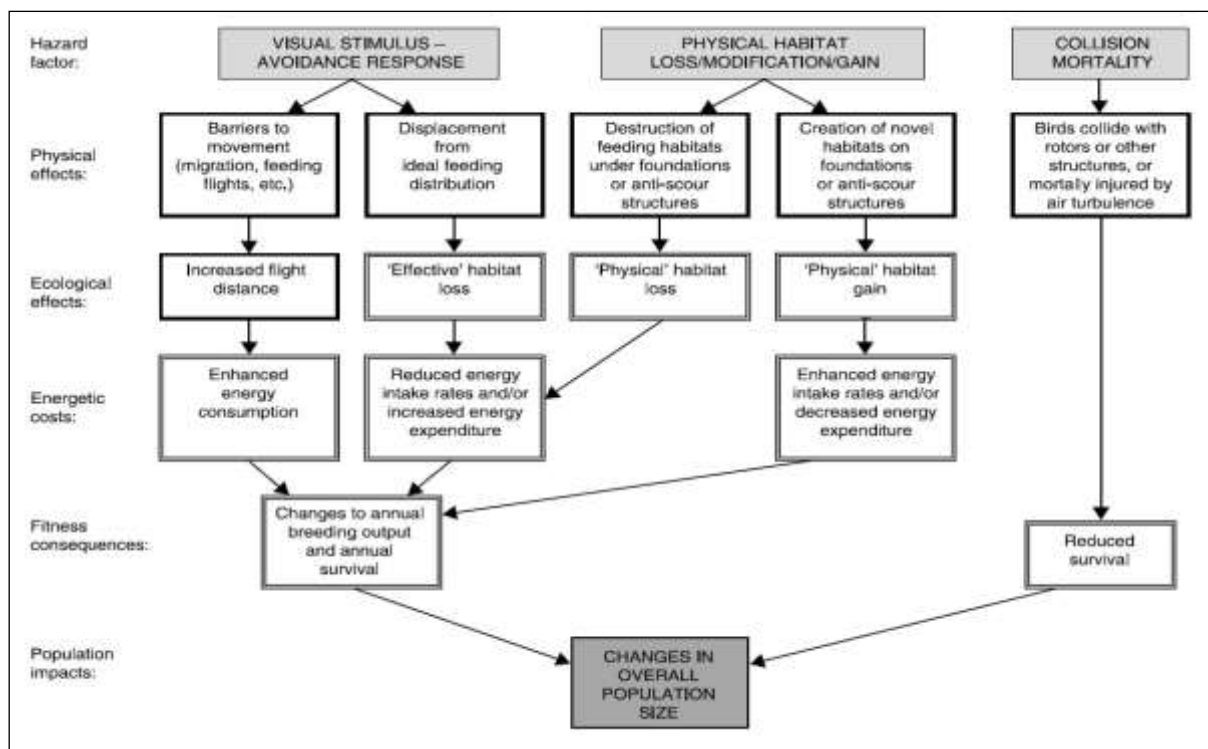
Begrensede arealbeslag kombinert med gode muligheter for planjusteringer/-tilpasninger gjør at fokuset i mange vindkraftsaker derfor har vært på mulig påvirkning på fugl og flaggermus, og ikke på naturtyper/vegetasjon. Siden det ikke forekommer flaggermus på Svalbard gis det under en oppsummering av mulige virkninger for fugl, som da anses som det potensielt mest konfliktfylte aspektet ved vindkraftutbygging på Svalbard, samt for landpattedyr.

Fugl

Det er særlig tre forhold som blir trukket fram mht. vindkraftverkenes mulige påvirkning på fugl (se for eksempel (Drewitt, 2006) og (Desholm, 2006)):

- Kollisjoner med vindturbinene.
- Tap eller vesentlig forringelse av leveområder / habitater.
- Fragmentering og barrierevirkninger.

Disse påvirkningsfaktorene er kort beskrevet under (se også Figur 56).



Figur 56. Mulige effekter av vindturbiner på fugl. (Desholm, 2006)

- Kollisjoner med vindturbinene

Litteraturgjennomganger viser at det er svært stor variasjon mellom områder med tanke på hvor mange fugler som blir drept av vindkraftverk. Anleggenes plassering har vist seg å ha en avgjørende betydning for hvor stor dødelighet som registreres. De aller høyeste kollisjonstallene er funnet i tilknytning til våtmarker og andre vanntilknyttede miljøer. Topografi, vindforhold og soloppvarming har også stor betydning for potensiell kollisjonsfare i ulike områder. Generelt viser flere studier at vindturbiner vil kunne utgjøre potensielt stor kollisjonsfare hvis de legges til skrenter med oppdrifts-vinder, naturlige trekkruiter, hekkeplasser og rike habitater med god næringstilgang (Miljødirektoratet, 2018).

Videre er det påvist store forskjeller i kollisjonsrisiko mellom ulike arter, og til dels også mellom individer av samme art, samt gjennom året. Dette kompliserer bildet ytterligere og øker kravet til kunnskapsgrunnlag når nye vindkraftverk planlegges. Termikktrekkende arter av rovfugl er av mange fremhevet som en spesielt utsatt artsgruppe, men denne er av liten relevans på Svalbard. Hønsefugler og lommer, og andre arter med høy kroppsvekt i forhold til vingearealet, regnes som dårlige flygere og vil derfor være utsatt for kollisjoner. Resultatene fra Smøla indikerer at vadere og spurvefugler unngår området nær vindturbinene, og er derfor trolig mindre kollisjonsutsatt. (Bevanger, 2016)

- Tap eller vesentlig forringelse av leveområder / habitater

Selve arealbeslaget i et vindkraftverk er, som tidligere nevnt, normalt forholdsvis lite. Det effektive arealtapet, eller området der tiltaket medfører habitatforringelse, blir ofte vesentlig større som følge av at sky arter vil unngå området nær vindturbinen(e) pga. støy og forstyrrelser i anleggs- og driftsfasen.

Det foreligger flere studier hvor det er påvist negativ påvirkning (unnnvikelseseffekter) på hekkende eller næringssøkende fugl i nærområdet til vindkraftverk ((M. B. Pedersen, 1991) (Kruckenberg, 1999) (Petersen, 2004) m.fl.), men også en rekke studier hvor det ikke er funnet signifikante forskjeller i artssammensetning eller bestandstetthet før og etter utbygging (bl.a. (Percival, 2000), (Percival, 2005), (Pearce-Higgins J. W. et al., 2012), (Alseryd, 2013) m.fl.). Trolig er unnnvikelseseffektene størst i anleggsfasen grunnet stor anleggsaktivitet og mindre i driftsfasen grunnet mindre menneskelig aktivitet og tilvenning/habituering hos fuglene.

Disse undersøkelsene viser at støy/forstyrrelser er noe som må tas i betraktning ved denne typen utbygginger, spesielt i anleggsfasen. Når det gjelder den langsiktige driftsfasen er resultatene mer sprikende, og det er derfor vanskeligere å trekke klare konklusjoner.

- Fragmentering og barrierevirkninger

Vindkraftverk kan også påvirke trekkruiter, både mellom hekke- og overvintringsområder (regulært trekk) og mellom hekke- og furasjeringsområder (næringstrekk). Hvis fuglene trekker på bred front og enkelt kan unngå vindkraftverket (dvs. fly rundt vindkraftverket eller mellom rekkene av vindturbiner), uten at dette medfører stor energikostnad, vil vindkraftverkene sannsynligvis ikke medføre noen vesentlig barriereeffekt for fuglene. Hvis fuglene trekker i smale korridorer styrt av topografi eller vegetasjon kan det stikk motsatte bli utfallet, med mange kollisjonsdrepte fugl eller at de blir tvunget til å legge om trekkruta med de konsekvenser det kan ha for energikostnad og overlevelse. Litteraturstudier indikerer at barrierevirkninger trolig ikke har en signifikant påvirkning på bestands-nivå (Drewitt, 2006), og det har normalt vært mindre fokus på denne effekten av vindkraftverk sammenlignet med kollisjoner og habitatødeleggelse.

Pattedyr

Alle nye arealinngrep kan gi direkte og permanent fragmentering og tap av habitat for terrestrisk dyreliv. For pattedyrartene har særlig villrein og flaggermus vist seg å være relevante i vindkraftsaker, men av disse forekommer kun førstnevnte på Svalbard (i tillegg til polarrev). Svalbardreinen regnes som svært lite sky sammenlignet med sine artsfrender på fastlandet, noe som tilsier at det kan forventes mindre effekt som følge av støy og forstyrrelser ved etablering av vindkraftverk enn for tilsvarende anlegg på fastlandet. Den samme vurderingene gjelder også i stor grad for polarrev, som anses som lite sky og tilpasningsdyktig.



Figur 57. Smøla vindkraftverk. Foto: Multiconsult Norge AS ¹/ Kjetil Mork.

Annen miljøpåvirkning

I tillegg til påvirkning på det biologiske mangfoldet er visuell påvirkning på verdifulle landskapsområder, friluftsområder, reiselivsområder og kulturmiljøer sentrale problemstillinger ved utbygging av vindkraftverk (se Figur 57). Moderne vindturbiner er meget store konstruksjoner (opp mot 200 m til rotorspissen), og plasseres oftest på høydedrag med gode vindforhold, noe som gjør de synlige i et stort omland.

Støy og skyggekast vil også kunne gjøre seg gjeldende i nærområdet til et vindkraftverk (primært < 1 km fra nærmeste vindturbin).

Solkraft

Naturmangfold

Nylige studier har vist at store solkraftanlegg kan utgjøre en trussel for dyrelivet, og da spesielt for fugl (bl.a. (Kegan, 2014)). Risikoen avhenger i stor grad av type teknologi.

Solkraftanlegg kan medføre økt dødelighet eller skade på fugl gjennom:

- *Solar-flux-related fatality* (fugl passerer gjennom høykonsentrerte solstråler i anlegget). Denne virkningen er kun registrert på konsentrerende solkraftanlegg (CSP), som er en teknologi som ikke er aktuell på Svalbard. Svært høy temperatur i disse konsentrerte strålene gjør at fugl som passerer gjennom blir drept eller skadet. De som skades vil ofte ikke klare å ta til seg næring eller de blir lettere tatt av predatorer, og dør dermed på et senere tidspunkt.
- *Collision-related fatality* (kollisjoner med anleggsstrukturer). Denne effekten har blitt dokumentert både ved fotovoltaiske anlegg (PV) og konsentrerende anlegg (*Concentrated Solar Power, CSP*). Fugl blir drept eller skadet som følge av kollisjon med vinduer, luftledninger o.l. i tilknytning til slike anlegg. Det foreligger hypoteser om at enkelte typer solkraftanlegg

tiltrekker seg insekter, som igjen tiltrekker seg fugl, og at dette øker faren for at fugl kolliderer med anleggsstrukturer (Horváth, 2009).

- *Lake-effect*. Denne effekten er per dags dato ikke godt dokumentert, og fremstår mer som en hypotese. Funn av døde fugler ved enkelte PV-anlegg antas å skyldes at vannfugl og vadere på trekk oppfatter refleksjonen fra solcellepanelene som en innsjø og dermed lander på panelene. Flere arter av vannfugl er avhengige av en vannflate for å kunne lette igjen, og disse strander da på anleggene og dør etter hvert som følge av sult/vannmangel eller predatorer.

Videre vil et slikt anlegg også kunne påvirke naturtyper/vegetasjon gjennom det fysiske arealbeslaget og evt. endrede hydrologiske og mikroklimatiske forhold (som for vindkraft), samt at det vil kunne påvirke landpattedyr og fugl gjennom økt menneskelig aktivitet (støy og forstyrrelser). Dette gjelder hvis de anlegges i områder som per i dag er lite berørt av menneskelig aktivitet. Hvis de anlegges på hustak eller inne i bebygde områder vil anleggene ikke medføre nevneverdige konsekvenser for fugl eller annet biologisk mangfold.

Annen miljøpåvirkning

Større solkraftanlegg vil også kunne ha en viss påvirkning på verdifulle landskap, friluftsområder og kulturmiljøer, etc. men i vesentlig mindre grad enn vindkraftverk grunnet mindre (lavere) dominerende anleggskomponenter/strukturer. Solcellepaneler på hustak vurderes ikke å medføre negative konsekvenser for disse interessene/verdiene.

Geotermisk varme

Naturmangfold

Konsekvensene for naturmangfoldet knyttet til anlegg for utvinning av geotermisk energi er, på kort sikt, i all hovedsak knyttet til det fysiske arealbeslaget (tap av leveområder/habitater) og økt menneskelig aktivitet ifm. bygging og drift av anlegget (støy og forstyrrelser). Dette tilsier at konsekvensene vil kunne variere mye fra sted til sted, alt etter om anlegget etableres i tilknytning til eksisterende nærings-/industriområder eller i mer uberørte områder.

Når det gjelder langsiktige miljøvirkninger, så er det kjent at slike anlegg kan medføre utslipp av ikke-kondensable gasser (H_2S m.fl.) og miljøskadelige stoffer (kvikksølv, antimon, arsenikk, etc). Disse utslippene kan innebære langsiktige negative virkninger på naturmangfoldet i nærområdet som følge av bl.a. forsuring og bioakkumulasjon. Ved etablering av denne type anlegg vil det derfor være viktig å gjennomføre tiltak for å minimere utslippene av miljøskadelige stoffer.

Annen miljøpåvirkning

Anlegg for utvinning av geotermisk energi er ofte svært arealkrevende, men det fysiske fotavtrykket over bakken utgjør (som for vindkraft) normalt en liten del av anleggets totale utstrekning. Dersom anlegget etableres i områder med næringsvirksomhet/industri, og ikke i mer uberørte områder, vil anlegget trolig medføre ubetydelige negative konsekvenser for landskap, friluftsliv, kulturminner, etc.

Sjøkabler

En sjøkabel mellom fastlandet og Svalbard vil også kunne påvirke naturmangfoldet. Virkningene på det marine naturmangfoldet vil variere mellom anleggs- og driftsfasen, og er kort oppsummert under (fra (OED, 2011)).

Påvirkning i anleggsfasen	Naturtyper	Virveløse dyr (hard- og bløtbunn)	Beinfisk	Bruskfisk	Marine pattedyr	Sjøfugl	Flora
1) Terrenginngrep i fjorden	x	x	-	-	-	-	x
2) Oppvirvling av sediment	x	x	e	e	-	-	x
3) Miljøgiftutslipp	-	e	-	-	-	e	-
4) Støy og vibrasjon	-	-	e	e	e	e	-
Påvirkning i driftsfasen							
1) Kabelens fysiske struktur	x	e	e	e	-	-	e
2) Elektromagnetiske felt	-	ls	ls	p	ls	-	-
3) Termisk påvirkning	-	p	-	-	-	-	p
4) Oljeutslipp (ved skade på oljeisoleret kabel)	-	e	-	-	-	e	-

Figur 58. Mulige effekter på marint miljø ved legging og drift av sjøkabel.

x: effekt forventes; e: eventuell effekt, avhengig av naturforhold og metodevalg; p: potensiell effekt, men dårlig kunnskapsgrunnlag; ls: lite sannsynlig effekt ut fra nåværende kunnskap; -: liten eller ingen forventet effekt. (OED, 2011). Det presiseres at punkt 4) oljeutslipp ved skade på isolert kabel ikke lenger er relevant med dagens teknologi (masseimpregnerte eller plastisolerte kabel).

Anleggsfasen

- Terrenginngrep i sjøen

Anleggsarbeid med sjøkabler innebærer ofte en påvirkning på sjøbunnen i form av fysiske inngrep og direkte fjerning av sediment ved sprenging, graving eller spyling (i noen meters bredde). I slike områder vil naturtypen kunne endres direkte ved at masser flyttes, og naturbunn vil gå over til kategorien kulturbunn (Halvorsen, 2009). Slike inngrep vil i første rekke påvirke bunnvegetasjon og fastsittende dyr. Mer mobil fauna, for eksempel krabber og reker, er relativt motstandsdyktige mot inngrep da de enten kan forlate det aktuelle området eller grave seg opp til overflaten dersom de blir dekt av slam (Hammar, 2009). Det synes som om sjøbunnen normalt rekoloniseres relativt raskt, og i løpet av ett eller noen få år kan et noenlunde normalt samfunn i det berørte området gjenopprettes (Cooper, 2007) (Fröjan, 2008) (Hammar, 2009).

- Oppvirvling av sediment

På tilsvarende måte som ved direkte arealinngrep kan også forflytning av sedimenter påvirke naturtypene på bunnen. Sedimentavleiring kan påvirke fastsittende flora og fauna, som blir overdekt, mens mobil fauna kan påvirkes gjennom endring i bevegelsesmønster. For eksempel kan visse fiskearter vike unna høye konsentrasjoner av suspendert materiale (Bilotta, 2008) (Bisson, 1982) (Johnston, 1981). Mange fisker er også avhengig av synet for å finne føde, noe som hemmes når turbiditeten i vannet øker. Dette er imidlertid en temporær effekt, da uklarheten avtar raskt etter at gravingen/spylingen er fullført. Sedimentoverdekning av fiskeegg og larver som er lagt på bunnen kan også gi økt dødelighet (Auld, 1978) (Bilotta, 2008) (Shackle, 1999). Også koralldyr og svamper er sårbare for overdekning og kan påvirkes negativt av oppvirvlet sediment (Rogers, 1990).

- Miljøgiftutslipp

Finkornige sedimenter har stor kapasitet til å binde til seg vanskelig nedbrytbare miljøgifter. Sedimenter med høye konsentrasjoner av miljøgifter finner en særlig i forbindelse med havne- og

industriområder, samt i områder med avrenning fra byer, tettsteder og landbruk. Ved gravearbeid i grunn som inneholder miljøgifter risikeres en resuspensjon av disse. Dette fører til at organismer kan utsettes både for partikulært bundne miljøgifter fra anleggsarbeidet og fra tidligere bundne miljøgifter som har løst seg i vannet i og med resuspenderingen (Goossens, 1996). Risikoen for negative effekter avhenger av typen miljøgift og sedimenttype. Miljøgifter kan frigis til vannmassene i en kort periode under anleggsarbeidet, men kan deretter gå tilbake til å være bundet i sedimentene via kjemiske og/eller biologiske prosesser. Det er også en sjanse for at frigitte miljøgifter blir mer tilgjengelige for organismer, noe som gjør at de kan anrikes i organismer og i øvre deler av næringskjeden. I tillegg til frigivelse av miljøgifter fra sedimenter er det også en risiko for forurensning fra utilsiktede utslipp ved anleggsarbeidet (f.eks. oljesøl).

- Støy og vibrasjon

Undervannslyd forårsaket av menneskelige aktiviteter kan ha ulike effekter på marine arter, avhengig av en rekke ulike faktorer (OSPAR, 2009). Potensielle effekter fra anleggsarbeid er begrenset til lyd forårsaket av den økte sjøtrafikken samt lyd forårsaket av grave- og eventuelt sprengningsarbeid. I dag finnes ingen indikasjoner på at disse lyd- og støynivåene innebærer en særlig risiko for negative effekter på marine arter (OSPAR, 2009). Det er likevel mulig at økt lyd- og støynivå fra anleggsarbeid kan føre til at sjøfugl, fisk og marine pattedyr unnviker disse områdene ved høye lydnivåer (Richardson, 1998) (Slotte, 2004) samt at det kan medføre problemer for fiskens normale og nødvendige kommunikasjon i kritiske livsfaser. Det er mulig at støy og annen forstyrrelse kan være kritisk for fisk i gyteperioder, men dette er det liten kunnskap om (Kystdirektoratet, 2004). Det er rimelig grunn til å anta at disse mulige effektene vil være kortvarige og knyttet til anleggsperioden, og at fiskens utbredelse i vannmassene vil gå tilbake til det normale etter kort tid.

Driftsfasen

- Kabelens fysiske struktur

Dersom kabelen ikke graves ned i bløtbunnsområder innebærer det tilgang på et hardt substrat og en struktur som gjør at en lokal "reveffekt" oppstår. Her kan hardbunnsarter kolonisere overflaten av kabelen (OSPAR, 2009) og også tiltrekke seg fisk (Kogan, 2006), noe som gir lokale forandringer i artssammensetningen. Dersom bølgebevegelser flytter på kabelen kan dette føre til slitasje slik at havbunnens struktur endres (Kogan, 2006). Om kabelen graves ned eller dekkes med samme substrat som omgivelsene forventes ikke kabelens fysiske struktur å ha noen påvirkning.

- Elektromagnetiske felt

Alle elektriske kabler genererer elektriske og magnetiske felt. Kraftfeltene som genereres varierer med type kabel, avstanden mellom kablene og med mengden elektrisitet som overføres. Direktegenererte elektriske felt i sjøkabler (både AC og DC) holdes innenfor kabelen ved hjelp av metallskjerm, og påvirker således ikke omgivelsene. Magnetfelt som dannes rundt likestrømskabler (DC) er langt kraftigere enn for tilsvarende vekselstrømskabler (AC) (Öhman, 2007). Fra likestrømskabler er magnetfeltet i størrelsesorden lik det jordmagnetiske feltet de nærmeste meterne rundt kabelen, og avtar så med avstanden til kabelen. I et slikt felt vil organismer i praksis ikke kunne skille mellom nord og sør. Dersom man har to likestrømskabler i samme grøft (tur-retur), så vil man i hovedsak få samme kansellerings-effekt som for vekselstrømskabler. En likestrømskabel som er nedgravd vil påvirke organismer på sedimentoverflaten eller i vannmassene i mindre grad enn en tilsvarende frittliggende kabel. Magnetfeltet utenfor vekselstrømskabler er ubetydelig, da returstrømmen som går i kablene i praksis eliminerer magnetfeltet utenfor kabelen.

Studier har vist at et antall ulike marine arter, inklusiv fisk, havskilpadder og krepsdyr kan detektere elektromagnetiske felt (se liste i (Gill, 2005)). En del av disse artene bruker jordens naturlige magnetfelt for orientering, migrering og for å finne byttedyr. Det er altså potensielt mulig at kraftfelt ved kabler kan føre til at arter som er følsomme for elektriske eller magnetiske felt påvirkes slik at de for eksempel unnviker eller tiltrekkes av magnetfelt (se litteraturgjennomgang i (Öhman, 2007)). Det er påvist at flere fiskearter har magnetisk materiale i kroppen og at de kan gjenkjenne magnetiske felt (for eksempel (Formicki, 1998) (Nishi, 2004)). Ved vurdering av risiko for

miljøpåvirkning fra elektromagnetiske felt fra sjøkabel må en kjenne styrken på de elektromagnetiske feltene som genereres ved drift av kabelen, og så sammenligne dette med de nivåer som er vist å gi negative effekter på ulike organismer.

- Termisk påvirkning

En påvirkningsfaktor som har fått stadig større oppmerksomhet de siste årene er en eventuell påvirkning fra varme som emitteres fra sjøkabler (Reinhardt, 2004) (Tasker, 2010) (Worzyk, 2009). På samme måte som for elektromagnetiske felt er mengden energi som frigjøres avhengig både av strømstyrken og type kabel. Kunnskapsgrunnlaget om hvilken påvirkning en temperaturøkning på noen grader kan få på bunnsamfunn er relativt dårlig, men det er naturlig å anta høyere temperatur medfører økt biologisk aktivitet, som igjen kan påvirke næringsomsetning og oksygenforhold rundt kablene (Worzyk, 2009).

- Oljeutslipp fra kabel

Dette punktet er ikke lenger aktuelt for dagens teknologi (masseimpregnerte eller plastisolerte kabel), hvor det ikke forekommer utslipp til omgivelsene ved kabelbrudd.

Forrige generasjon sjøkabler inneholdt lineære alkylbenzener (LAB), som hadde en lav vannløselighet og ofte ble bundet til partikulært materiale som sedimenteres (Sherblom, 1992) (Takada, 1987). LAB-konsentrasjoner i organismer i marine miljø er vanligvis lave. Dette kommer trolig av at de fjernes ved at de inngår i metabolismen hos for eksempel fisk, og derfor i liten grad akkumuleres i miljøet (Murray, 1991) (Philips, 2001). Utslipp av olje kan påvirke sjøfugler negativt ved at fjædraktens vannavstøtende evner ødelegges (Clark, 1984) (O'Hara, 2012).

- Andre miljøvirkninger

Utover likeretteranleggene på land innebærer denne løsningen ingen vesentlig påvirkning på terrestrisk naturmangfold, landskap, friluftsliv, kulturminner, etc.

Bærekraftsvurderinger - alternative forsyningsløsninger

Nullalternativet: Fortsatt drift av kullkraftverket

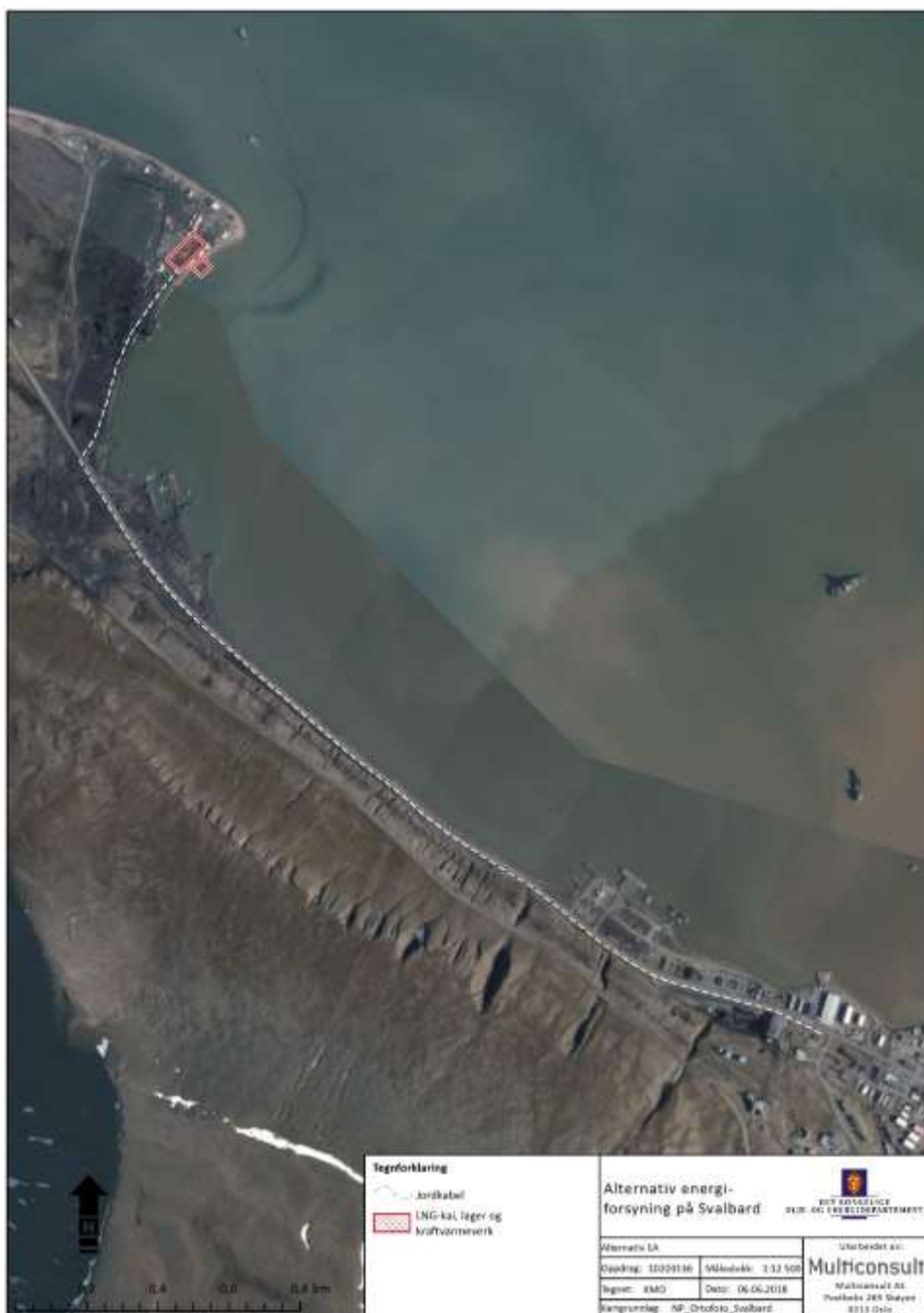


Figur 59: Prinsippskisse for nullalternativet.

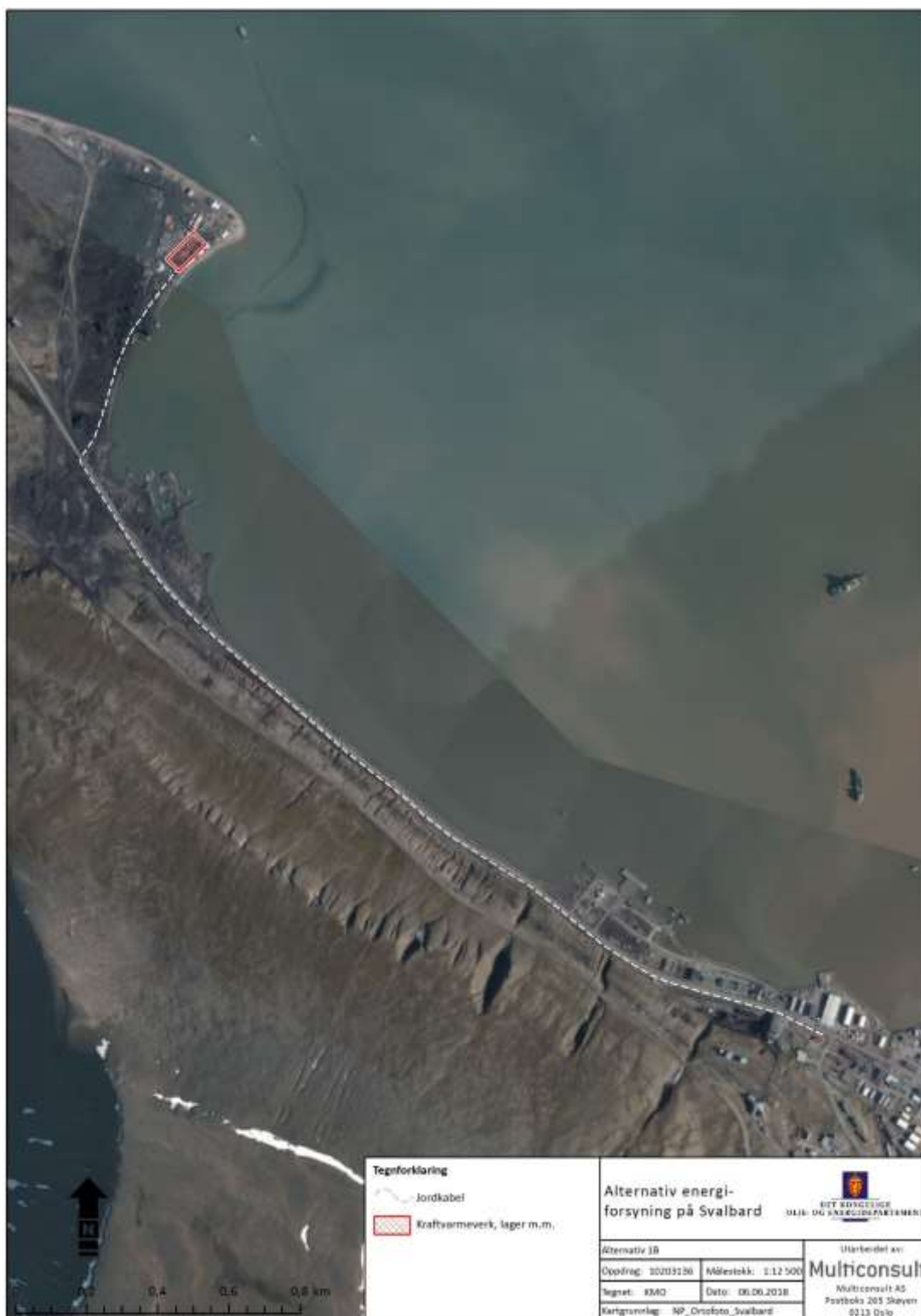
Nullalternativet vil ikke gi vesentlige miljøpåvirkninger eller endringer i bærekraft i forhold til dagens situasjon. Det vil ved import av kull være nødvendig med et nytt brenslager, som bygges i tilknytning til eksisterende energiverk.

Alternativ 1: Kraftvarmeverk med alternative energikilder

Ved bruk av LNG-gass eller pellets som brensel er det anbefalt å bygge et nytt kraftvarmeverk på ny plassering ved Hotellneset.



Figur 60: Prinsippskisse for alternativet med nytt kraftvarmeverk basert på LNG.



Figur 61: Prinsippskisse for alternativet med nytt kraftvarmeverk basert på pellets.

Tabellen under gir en kortfattet vurdering av alternativets bærekraft, dvs. mulige konfliktnivå i forhold til natur og miljø. Konsekvensene vil i stor grad avhenge av anleggenes lokalisering i terrenget, og vurderingen under vil kunne endres dersom anlegget blir lokalisert til andre områder enn det som er indikert.

Tabell 29. Bærekraftsvurderinger for alt. 1.

Tema/fagområde	Vurdering	Konsekvens
Verneområder	De ulike løsningene under alternativ 1 berører ingen eksisterende eller planlagte verneområder.	Ubetydelig
Landskap	Et begrenset arealbeslag i et område som allerede er sterkt berørt av menneskelig aktivitet (Adventpynten/Hotellneset), samt lite dominerende konstruksjoner sammenlignet med f.eks. vindkraft, tilsier en begrenset og lokal landskapsmessig virkning.	Liten negativ
Naturmangfold	Det aktuelle området på Hotellneset/Adventpynten er, som tidligere nevnt, sterkt påvirket av menneskelig aktivitet. Det er ikke registrert verdifulle naturtyper eller viltområder på land i det aktuelle området, men sjøområdet rundt utgjør en del av et viktig næringsområde (Adventfjorden) for sjøfugl. De landbaserte alternativene vurderes å ha ubetydelige konsekvenser for naturmangfold, mens et sjøbasert anlegg (Gravifloat) trolig vil ha liten negativ konsekvens for sjøfugl og marin flora/fauna.	Ubetydelig til liten negativ
Kulturminner	Det aktuelle området ligger innenfor kulturmiljøet <i>Longyearbyen gruveby - Nr 53</i> . Her ligger Titankrana med tilhørende laste- og lagringsområde, som er et kulturminne av betydelig kunnskaps- og opplevelsesverdi. Titankrana er avsatt til kulturminneområde i kombinasjon med område for råstoffutvinning (Sysselmannen på Svalbard 2010). De direkte og indirekte konsekvensene for dette kulturmiljøet vil i stor grad avhenge av eksakt lokalisering av anleggene. Slik som anleggene er tegnet inn i figur 36, figur 41 og figur 45 vil konfliktnivået være lavt og primært knyttet til visuell påvirkning. En forskyvning av anlegget mot vest vil kunne øke konfliktnivået som følge av en direkte påvirkning på kulturminnet.	Liten negativ
Friluftsliv/reiseliv	Området benyttes noe til fuglekikking (Adventpynten), og Titankrana er et kulturminne som bidrar til områdets opplevelsesverdi. Samlet sett vurderes likevel alternativ 1 å medføre små konsekvenser for friluftsliv og reiseliv.	Liten negativ
Forurensning	Det er registrert forurensning grunn ved Adventpynten/Hotellneset, og det vurderes som sannsynlig at sjøbunnen mellom gamlekaia og Hotellneset også er forurensning. AkvaplanNIVA konkluderer med følgende (ref. 7873-2/AE): «Ved graving på området er det imidlertid viktig at det tas hensyn til den påviste forurensningen, både i forhold til helsefare for arbeidere og i forhold til risiko for spredning mot sjø. Dersom massene graves opp må de fjernes og deponeres på dertil egnet mottak. Ved endringer i arealbruk til mer følsomt bruk er det sannsynlig at det blir nødvendig å utføre tiltak som innebærer fjerning av de mest forurensede massene». Forurensnings-situasjonen i området utelukker ikke etablering av et kraftvarmeverk i området, men ytterligere undersøkelser og avbøtende tiltak i forkant vil være nødvendig. Et kraftvarmeverk basert på LNG eller pellets vil også bidra med utslipp av CO ₂ , NO _x , SO _x m.m., men sammenlignet med nullalternativet (fortsatt drift av dagens kullkraftverk) vil et slikt anlegg innebære en vesentlig utslippsreduksjon.	Middels positiv

Alternativ 2 Løsninger basert på lokal fornybar energi



Figur 62: Prinsippskisse for alternativet med lokale fornybare energikilder.

Tabellen under gir en kortfattet vurdering av alternativets bærekraft, dvs. mulige konfliktnivå i forhold til natur og miljø. Konsekvensene vil i stor grad avhenge av anleggenes lokalisering i terrenget, og vurderingen under vil kunne endres dersom anlegget blir lokalisert til andre områder enn det som er indikert.

Tabell 30. Bærekraftsvurderinger for alt. 2.

Tema/fagområde	Vurdering	Konsekvens
Verneområder	De ulike løsningene som er vist i Error! Reference source not found. berører ingen eksisterende eller planlagte verneområder.	Ubetydelig
	Et vindkraftverk i Adventdalen vil derimot kunne komme i stor konflikt med et planlagt verneområde i nedre del av Adventdalen (forventet oppstart på dette planarbeidet i siste del av 2018).	Stor negativ
Landskap	Et vindkraftverk på Platåberget, med turbiner opp mot 150 - 200 m høyde, vil dominere landskapet oppe på fjellet og samtidig medføre en betydelig fjernvirkning. Vindkraftverket vil ved gode værforhold kunne bli godt synlig fra fjelltopper i 20-30 km avstand, samt fra bebyggelsen nede i Longyearbyen og fra flere viktige frilufts- og reiselivsområder. Alternativet i Adventdalen vil medføre noe mindre fjernvirkning siden dette området ligger lavere og mer skjermet til. Førstnevnte alternativ vurderes derfor å ha stor negativ konsekvens for landskapet, mens sistnevnte vurderes å ha middels negativ konsekvens.	Stor / middels negativ
Naturmangfold	Et solkraftverk på Platåberget vurderes å medføre liten negativ konsekvens for naturmangfoldet i området dersom det samlokaliseres på eksisterende radaranlegg, mens solcellepanelere på hustakene i Longyearbyen vil ikke medføre negative konsekvenser for naturmangfoldet.	Liten negativ/ubetydelig
	Et vindkraftverk på Platåberget vil medføre noe habitatødeleggelse, økt kollisjonsrisiko for fugl samt mulige unnvikelseeffekter som følge av støy og forstyrrelser (jf. kapittel 7.2). Det hekker store mengder alkekonge, teist, hvitkinngås, polarmåke m.m. i skrentene under Platåberget (Miljøvern avdelingen, Syssele mannen, 2018) (Longyearbyen feltbiologiske forening, 2018), men det er ikke kartlagt hvordan de trekker mellom hekkeområdene og næringsområdene i Adventfjorden. Mest sannsynlig slipper de seg ned fra hekkeura og flyr korteste vei ned til sjøen, og ikke over Platåberget, men dette er ikke dokumentert. Hvis dette er tilfelle, vil kollisjonsrisikoen for fugl på næringstrekk trolig være relativt liten. Flyr de over Platåberget, vil kollisjonsrisikoen øke i betydelig grad. Dette er noe må kartlegges i neste fase (konsesjonssøknad og konsekvensutredningen), dersom man går videre med dette alternativet.	Trolig liten negativ, men usikkert.
	Adventdalen er et av de aller viktigste hekkeområdene for vadere og ferskvannsfugl på Svalbard, inkludert flere rødlistearter. Hele dalføret fra fjorden og opp til brefronten vurderes som et svært verdifullt hekkeområde, og det er et omfattende næringstrekk mellom hekkelokalitetene oppe i dalføret og furasjeringsområdene i strandsona ved Adventfjorden (Longyearbyen feltbiologiske forening, 2018). Et vindkraftverk i Adventdalen vurderes som så konfliktfylt i forhold til fuglelivet i Adventdalen, og planlagt verneområde, at det anbefales å ikke gå videre med dette alternativet.	Stor negativ

Tema/fagområde	Vurdering	Konsekvens
Kulturminner	Alle de skisserte områdene ligger innenfor kulturmiljøet <i>Longyear-byen gruveby - Nr 53</i>. Et solkraftanlegg på Platåberget, eller solcellepanelere på hustakene i Longyearbyen, vurderes å medføre ubetydelige konsekvenser for kulturminner og kulturmiljø (forutsatt at de ikke anlegges på bygninger av stor kulturhistorisk verdi). Et vindkraftverk på Platåberget berører ingen kjente kulturminner direkte, men vil kunne medføre en stor visuell påvirkning på nær-liggende kulturminner og kulturmiljøet rundt Longyearbyen som helhet. Det samme gjelder alternativet med vindkraftverk i Advent-dalen.	Liten negativ Middels negativ
Friluftsliv/reiseliv	Platåberget og Varden er et svært viktig utfartsområde for innbyggerne i Longyearbyen (Miljøvernavdelingen, Sysselmannen, 2018). Mange tar turen opp til topptrim-posten på Varden, mens andre fortsetter videre innover mot Nordenskiöldtoppen og ned Longyeardalen. Et solkraftanlegg i tilknytning til eksisterende radaranlegg vil i liten grad påvirke dette friluftsområdet, mens et vindkraftverk vil medføre stor visuell påvirkning, samt at støy og skyggekast også vil bli merkbart i nærområdet til vindkraftverket. Adventdalen er et av hovedutfartsområdene for innbyggerne i Longyearbyen på vinterstid (Miljøvernavdelingen, Sysselmannen, 2018), mens det om sommeren er mindre ferdsel her (utenom langs vegen) grunnet store og lite tilgjengelige våtmarksområder. Adventdalen er i tillegg et satsningsområde for kortreist, ikke-motorisert ferdsel for både lokale innbyggere og tilreisende turister (jf. (Delplan Adventdalen, 2018)). Et vindkraftverk i Adventdalen vurderes derfor som konfliktfylt ift. både friluftsliv og reiseliv grunnet stor visuell påvirkning på dalføret som helhet samt lokal påvirkning fra støy og skyggekast i nær-området.	Liten (solkraft) til middels negativ (vindkraft) Stor negativ
Forurensning	Når det gjelder de skisserte sol- og vindkraftanleggene så er det ikke registrert forurensning grunn i disse områdene. For denne typen anlegg er forurensningsfaren i anleggs- og driftsfasen svært liten. Disse alternativene innebærer derfor en vesentlig forbedring sammenlignet med nullalternativet.	Middels positiv

Alternativ 3 Kabel fra land



Figur 63: Prinsippskisse for alternativet med likeretteranlegg og sjøkabel fra Finnmark.

Tabellen under gir en kortfattet vurdering av alternativets bærekraft, dvs. mulige konfliktnivå i forhold til natur og miljø. Konsekvensene vil i stor grad avhenge av anleggenes lokalisering i terrenget, og vurderingen under vil kunne endres dersom anlegget blir lokalisert til andre områder enn det som er indikert.

Tabell 31. Bærekraftsvurderinger for alt. 3.

Tema/fagområde	Vurdering	Konsekvens
Verneområder	Dette alternativet berører ingen eksisterende eller planlagte verneområder, slik det er skissert i figur 49, verken på land eller i sjø.	Ubetydelig
Landskap	Et begrenset arealbeslag i et område som allerede er sterkt berørt av menneskelig aktivitet (Adventpynten/Hotellneset), samt lite dominerende konstruksjoner sammenlignet med f.eks. vindkraft, tilsier en begrenset og lokal landskapsmessig virkning.	Liten negativ
Naturmangfold	Det aktuelle området på Hotellneset/Adventpynten er, som tidligere nevnt, sterkt påvirket av menneskelig aktivitet. Det er ikke registrert verdifulle naturtyper eller viltområder på land i det aktuelle området, men sjøområdet rundt utgjør en del av et viktig næringsområde (Adventfjorden) for sjøfugl. Anleggene på land vurderes å ha ubetydelige konsekvenser for terrestrisk naturmangfold, mens sjøkabelen vil kunne påvirke marint naturmangfold langs kabeltraséen, spesielt i anleggsfasen men også til en viss grad i driftsfasen (jf. kapittel 7). Samlet sett vurderes imidlertid konsekvensene av sjøkablene som små.	Liten negativ
Kulturminner	Det skisserte området ligger innenfor kulturmiljøet Longyearbyen gruveby - Nr 53. Som tidligere nevnt (jf. kapittel 10.3) ligger Titankrana med tilhørende laste og lagringsområde på Adventpynten/Hotellneset. Slik som likeretteranlegget er tegnet inn i figur 48 vil tiltaket medføre direkte konflikt med dette kulturminnet. En forskyvning av anlegget mot vest eller øst vil imidlertid kunne redusere konfliktgraden i betydelig grad ved at man unngår å berøre kulturminnet direkte (kun visuelt). Videre vil sjøkabelen mellom Longyearbyen og Hammerfest kunne berøre marine kulturminner samt kulturminner på land ved likeretter-anlegget i Hammerfest (lokaliseringen av dette er foreløpig ikke vurdert).	Middels negativ
Friluftsliv/reiseliv	Området benyttes noe til fuglekikking (Adventpynten), og Titankrana er et kulturminne som bidrar til områdets opplevelsverdi. Samlet sett vurderes likevel alternativ 1 å medføre små konsekvenser for friluftsliv og reiseliv.	Liten negativ
Forurensning	For et likeretteranlegg på Adventpynten/Hotellneset gjelder de samme vurderingene vedr. forurensning grunn som i kapittel 10.3. Uhellsslutslipp av olje fra likeretteranlegget kan normalt forhindres gjennom etablering av oppsamlingskummer med tilstrekkelig kapasitet. Sammenlignet med nullalternativet (fortsatt drift av dagens kullkraftverk) vil et slikt anlegg innebære en vesentlig utslippsreduksjon.	Middels positiv