



Energiplan Longyearbyen

Energiomstilling Longyearbyen 2023-2030

01	13.01.2023	Prosjektleder: Torbjørn Grøtte Seniorrådgiver: Rasmus Bøckman	Sektorsjef samfunnsutvikling: Anne Vera Skrivarhaug
Versjon:	Dato:	Utarbeidet:	Godkjent:

Forord

I Svalbardbudsjettet 2021-2022 ba Regjeringen Longyearbyen lokalstyre (LL) utarbeide en konkret energiplan for Longyearbyen i løpet av 2022. Premissene for planen er at fornybar energi skal fases inn raskest mulig med mål om at fornybare løsninger skal utgjøre hovedforsyningen. Energiforsyningen skal være i tråd med, og støtte opp under klimamålene til Norge for 2030 og 2050.

Longyearbyen har vært forsynt av kullkraft i mer enn 100 år. Regjeringens forslag til rammer for energiplan for Longyearbyen legger grunnlaget for at kullkraftverket avvikles til fordel for en sikrere og mer klimavennlig energiløsning. Løsningen skal være basert på et nytt kraftvarmeverk i kombinasjon med fornybar energi og økt satsing på energieffektivisering.

En energiløsning basert på fornybare energikilder og diesel/multifuelteknologi er etter regjeringen sin mening den løsningen som gir høyest forsyningssikkerhet, laveste kostnader og muliggjør en trinnvis oppbygging av en langsiktig, fornybar energiløsning for Longyearbyen. Utpøving av energilagringmuligheter lokalt bør inngå i dette.

En forutsetning for energiplan Longyearbyen er at tiltakene på forbrukssiden blir sett i sammenheng med omleggingen til ny energiforsyning, og at det lokalt blir lagt grunnlag for en overordnet og helhetlig plan for energieffektivisering. Dersom planen kommer tidlig på plass kan den eventuelt virke inn på dimensjoneringen av en ny energiløsning.

Naturen på Svalbard er sårbar. Det er derfor et premiss at omleggingen skal skje uten nye, større inngrep i den sårbare naturen på Svalbard. Dette legger rammer for energiplanen som skal omstille energiforsyningen i en mer fornybar retning. Rammene legger også til grunn at forsyningen av kraft og varme skal skje til lavest mulig kostnad og med klare ansvarsforhold.

Olje- og energidepartementet har konkretisert oppdraget i et eget brev til LL 12.10.2021 hvor LL også bes se på regulering, forsyningssikkerhet og organisering av energiforsyningen.

I Svalbardbudsjettet 2022- 2023 står det at når lokalstyret (LS) har overlevert energiplanen til Olje- og energidepartementet og Justis- og beredskapsdepartementet, vil departementene og lokalstyret sammen vurdere videre prosess med å få på plass en ny energiløsning

Energiplan Longyearbyen er gjennomført av LL som har ansvar for Longyearbyens energiforsyning, og for omstilling til fornybar energi, innenfor gjeldende og kommende lovverk.

Vurderingene er basert på egne og næringslivsaktørers kompetanse om energisystem og teknologi, møter med store forbrukere i Longyearbyen samt tidligere utredninger. Som støtte til vurderingene har vi anvendt en simuleringsmodell som gir en økonomisk optimalisert sammensetning av energisystemet for å dekke energibehovet i Longyearbyen basert på forutsetningene om reduksjon i klimautslipp og en robust og kostnadseffektiv forsyning.

Energiplanen er strategisk, trekker opp umiddelbare tiltak og tiltak som bør utredes videre.

Longyearbyen 13.01.2022

Arild Hammerhaug

Administrasjonssjef

Anne Vera Skriverhaug

Sektorsjef samfunnsutvikling

Innholdsfortegnelse

1 Sammendrag med anbefalinger	1
2 Innledning til Energiplan Longyearbyen.....	7
2.1 Overordnede målsetninger	7
2.2 Lokale føringer	7
2.3 Om arbeidet med energiplanen	8
2.4 Forutsetninger og bakgrunn.....	9
2.5 Krav om trygg og effektiv energiforsyning	11
3 Fremtidig dimensjonerende energibehov.....	12
3.1 Målsetning.....	12
3.2 Innledning.....	12
3.3 Boligstandard og energibehov	13
3.4 Anbefalt ENØK-tilnærming	14
3.5 Eksempler på tiltak og tilpasninger fra Longyearbyen ENØK-forum.....	14
3.6 Grunnlag for fremtidig varmebehov	16
3.7 Brukerpanel utvikling – fremtidig energibehov	17
3.8 Sammendrag av fremtidig energibehov	17
4 Dagens energisystem	19
4.1 Kullkraftverket.....	19
4.2 Reservekraftverk	20
4.3 Batteri.....	21
4.4 Distribusjonsnett el	22
4.5 Fjernvarmenettet	23
5 Overgangsfasen mellom kull og fornybart	26
5.1 Overgangen fra kull til diesel	26
5.2 Generelt om midlertidige overgangsfaser i omstillingen.....	27
6 Fremtidige energisystemer.....	29
6.1 Innledning.....	29
6.1.1 Kort om energisystemer.....	29
6.1.2 Kort om forsyningssikkerhet for kraft og varme	30
6.1.3 Akseptabel energipris for forbruker.....	30
6.1.4 Miljø og bærekraft.....	32
6.2 Alternative produksjonsteknologier for nytt energisystem	32
6.2.1 Aggregat med multifuel motor	32
6.2.2 Brenselceller	34
6.2.3 Kraftvarmeverk basert på pellets	35
6.2.4 Fyrkjeler og el-kjeler for fjernvarme.....	36

6.2.5 Avfallsforbrenning.....	37
6.2.6 Solceller	37
6.2.7 Vindkraft.....	39
6.2.8 Geotermi.....	41
6.2.9 Distribuert fornybar energiproduksjon.....	43
6.2.10 Importerte fornybare energibærere.....	44
6.2.11 Pågående utredning fornybare ressurser i Longyearbyen.....	47
6.3 Lagringsteknologier	48
6.3.1 Batterier.....	49
6.3.2 Akkumulatortank for fjernvarme	50
6.3.3 Geotermos.....	51
6.3.4 Energilagring med hydrogen.....	52
6.3.5 Aktuelle lagringsteknologier som ikke er vurdert nærmere.....	53
7 Simulering og vurdering av fremtidige energisystem.....	54
7.1 Metodikk og simulering av energisystemer	54
7.2 Resultater fra simuleringene.....	57
7.2.1 Første fase – 2023-2024: Energiforsyning basert på dagens dieseldrevne reservekraftanlegg og fyrkjeler, 600 kW takmontert solenergi og batterier.....	57
7.2.2 Andre fase – 2025-2028: Innfasing av importerte fornybare energikilder, sol, utvidelse av batteri, pilot for geotermi og akkumulatortank	58
7.2.3 Tredje fase – 2029-2030: Utbygging av bakkemontert sol, vindkraft, dyp geotermi og geotermos	61
7.2.4 Vurdering av et energisystem uten fjernvarme.....	63
7.3 Tidslinje med beslutningspunkter for investeringsprosjekter	64
8 Målstyrt arbeid med forsyningssikkerhet	65
8.1 Innledning.....	65
8.2 Forsyningssikkerhet ved overgangsløsningen	65
8.3 Målstyrt arbeid med forsyningssikkerhet i beredskapssituasjon	66
8.3.1 Forsyningssikkerhet og beredskap	66
8.3.2 Målstyrt arbeid helt kritisk for all samfunnsinfrastruktur i Longyearbyen.....	67
8.3.3 Konkrete tiltak for forsyningssikkerhet	68
9 Fremtidig organisering av energiforsyningen.....	69
9.1 Innledning.....	69
9.2 Organisering av energiforsyningen	69
9.3 Avvikling av kullkraftverket.....	71
9.4 Virksomhetsoverdragelse	72
9.4.1 Ansvarsfordeling mellom Longyearbyen lokalstyre (LL) og Svalbard Energi AS	72
9.5 Regulering av energiforsyningen i Longyearbyen	73

9.6 Dagens lovverk.....	74
9.7 Konesjonsprosess	75
9.8 Tariffering	75
9.9 Systemansvar.....	76
9.10 Beredskap	76
9.11 Konkrete tiltak innen regulering	77
10 Finansiering.....	78
10.1 Innledning.....	78
10.1.1 Kostnader til vedlikehold av anlegg.....	78
10.2 Selvkostprinsipp og kostnader	79
10.2.1 Prinsipper for fastsettelse av gebyrer.....	80
10.2.2 Strømtariff.....	81
10.2.3 Tariff for fjernvarme	81
10.2.4 Samarbeid med eksterne parter	81
10.3 Finansiering av energiomstillingen.....	82
10.3.1 Muligheter for å redusere økonomisk usikkerhet rundt dieselpriiser i overgangsfasen	82
10.3.2 Muligheter for å redusere priser på kjøp av fornybare energibærere.....	83
10.4 Vurdering og konklusjon av finansiering	83
11 Vedlegg	85
11.1 Vedlegg - Brukerpanel utvikling	85
11.1.1 Funn fra brukerpanel utvikling.....	85
<i>Brukerforum har følgende prioriteter til energiforsyningen:</i>	87
11.1.2 Brukerpanel utvikling; Deltakernes planer rundt elektrifisering av transportsektoren, samt relaterte behov.....	87
11.1.3 Mekanismer for akselerert elektrifisering av bil- og maskinpark i Longyearbyen	88
11.2 Vedlegg - Dagens system for energipriiser	92
12 Bibliografi	94

1 Sammendrag med anbefalinger

Energiplan Longyearbyen viser energisystemer som kan etableres for å gjennomføre energiomstillingen i Longyearbyen. Energiplanen er en strategisk plan som anbefaler noen teknologiske løsninger som er vurdert å best oppfylle kravene til sikkerhet, fleksibilitet, kostnadseffektivitet og fornybar energi. Energiplanen peker på teknologier som bør og kan fases inn raskt og teknologier med større potensial, men med behov for ytterligere avklaringer, utredninger og målinger.

Energiplanen viser at det er mulig å få Longyearbyens energiproduksjon utslippsfri innen 2030 og samtidig sikre et robust og kostnadseffektivt system. Flere energikilder kan bidra til dette. Kostnadsbilde varierer mellom de ulike teknologiene og vi anbefaler derfor en trinnvis innfasing av ny teknologi som sikrer Longyearbyen tilstrekkelig fleksibilitet med tanke på valg av teknologier i de ulike fasene.

Omstillingen gjelder imidlertid ikke bare ny energiproduksjon. LL skal også gå foran i Longyearbyen og ha en fremtidsrettet og bærekraftig forvaltning og videreutvikling av sine bygg og eiendommer. Det betyr at bygningsmassen skal være godt egnet for dagens formål, ha en tydelig miljøprofil og være kostnadseffektiv.

Fremtidig dimensjonerende energibehov

Fremtidig energibehov i Longyearbyen er kartlagt som grunnlag for dimensjonering av fremtidig energisystem. Kartleggingen tyder på at etterspørselen etter strøm vil øke som følge av elektrifisering av transportsektoren og behovet for landstrøm til skip, mens etterspørselen etter varme vil bli redusert som følge av mer energieffektive bygg. Sammen med regjeringens mål om at folketallet holdes stabilt, betyr dette i sum at det totale energibehovet forventes omtrent som i dag på rundt 100 GWh per år, hvorav ca. 50% er varme og 50% er strømforbruk.

Bygningene i Longyearbyen bruker vesentlig mer energi til oppvarming enn det som er normalt for moderne bygg. For å oppnå målsettingen om 30% reduksjon i energiforbruket i henhold til Lokalsamfunnsplanen er det nødvendig med gode insentiver som gjør tiltak for ENØK lønnsomme. Energiplanen anbefaler energitariffer som hovedsakelig fakturerer etter faktisk forbruk. Dette vil være et viktig virkemiddel for å utløse ENØK-tiltak, sammen med støtte-ordninger for etterisolering og energistyring. Tariffene bør utformes slik at de med rimelig sikkerhet gir Svalbard Energi AS tilstrekkelige inntekter for å opprettholde drift, vedlikehold og forsyningsikkerhet samtidig som de gir forbrukerne størst mulig insentiver for energisparing. Energiplanen anbefaler at det utarbeides en egen teknisk forskrift som hensyntar det arktiske klimaet og de spesielle utfordringene som følger av fundamentering i permafrost, og samtidig øker energikravene til byggene i Longyearbyen. En svært stor andel av bygningene i Longyearbyen eies og driftes av statlige, eller statlig eide aktører, og det legges til grunn i simuleringen av energisystemet i denne planen at disse oppgraderer sin bygningsmasse til en energiokonomisk forsvarlig standard.

Longyearbyen har en velutbygd infrastruktur for å levere fjernvarme, med pliktig tilknytting for bygninger i sentrale deler av byen. Beregninger utført i dette arbeidet gir ikke grunnlag for å ta ut fjernvarmenettet. De fleste fornybare energikilder vi har sett på, -bærere og -systemer, vil oppnå høyest energivirkningsgrad og best økonomi gjennom å levere både varme og strøm. Skulle fjernvarmenettet fjernes, vil det avkreve omfattende ombygging av byggene i byen, eller at de lokale fyrhusene/ energisentralene bygges om for å stå for

primærforsyningen. Simuleringer og beregninger viser at begge deler innebærer vesentlig høyere kostnader.

Det har vært mye politisk tautrekking om kullkraftverkets fremtid i etterkant av regjeringens beslutning om å videreføre Gruve 7 frem til 2025. Ved utarbeidelse av prognoser for fremtidig energisystem er det lagt til grunn at vedtaket i lokalstyret 9. november 2021 står seg og at det blir overgang til diesel sommeren 2023. Overgangen til mellømløsningen er en forutsetning for å kunne begynne å fase inn større mengder fornybare ressurser allerede fra høsten 2023.

Fremtidige energisystemer

Det er en forutsetning fra regjeringen at energiplanen legger opp til innfasing av mest mulig fornybar energi og er i tråd med, og støtter opp under, klimamålene til Norge for 2030 og 2050. I tillegg har Lokalsamfunnsplan for Longyearbyen, vedtatt i mai 2022, en målsetting om utslippsreduksjon på 80% CO₂ fra energiproduksjon og 30% reduksjon i energibruk til bygningsmassen innen 2030. Disse føringene, i tillegg til en sikker og kostnadseffektiv forsyning, er lagt til grunn for valg av energikilder.

De fleste kjente fornybare energikilder er vurdert som aktuelle for Longyearbyen. Kvalitative vurderinger hensyntar blant annet egnethet for bruk på Svalbard og bærekraft. Diesel er med i analysene grunnet at infrastruktur (motorer og logistikk) allerede er etablert, er egnet som reservekraft og er identifisert som en fornuftig overgangsløsning. Hverken kull, atomkraft eller lokal naturgass er tatt med. Selv om disse er sett på og vurdert, faller de utenfor bestillingen om et fornybart energisystem.

Regjeringens vurdering om at en løsning basert på fornybare energikilder og diesel/multifuelteknologi vil være den løsningen som gir høyest forsyningssikkerhet, lavest kostnad og muliggjør en trinnvis oppbygging av en langsiktig, fornybar energiløsning for Longyearbyen, støttes i denne planen. Det er særlig tre fremtidige tiltak som skiller seg ut som gunstige fra et klima- og kostnadsståsted; enøk, vindkraft og grønn ammoniakk i kombinasjon med andre teknologier. Innfasingen av multifuel motorer beregnet på varig drift vil innebære en moderat investering samtidig som det vil ta ned driftskostnader og utslipp og øke redundansen på energiforsyningen.

Aktuelle energisystemer er vurdert ved hjelp av en simuleringsmodell med de siste 12 måneders reelle timebaserte forbruksdata for både fjernvarme og strøm. Forbrukstall er videre justert i henhold til forventet utvikling frem mot 2030. Simuleringsmodellen plukker det mest kostnadseffektive energisystemet basert på tilgjengelighet og marginalkostnad for å dekke etterspørsel av kraft og varme. Det er i tillegg kjørt sensitivitetsanalyser for å forstå virkninger av for eksempel innføring av ulike CO₂-avgifter, og av å tvinge modellen til å velge inn eller velge bort bestemte teknologier og ressurser.

Utredningene konkluderer med at det økonomisk mest gunstige energisystemet fremover er et energisystem med en stor andel vindkraft. Det er sett på muligheten for å bygge ut et anlegg for vindturbiner i størrelsesområdet 15-20 MW oppe på Gruve 7 fjellet. Det positive ved denne lokasjonen er de antatt gode vindressursene (skal bekreftes med reell måling i 2023), gunstig topografi, lite synlighet fra Longyearbyen og Adventdalen, og nærhet til allerede utbygd infrastruktur med vei og høyspentledninger til Gruve 7. Ulempene er at området er delvis utenfor Longyearbyen arealplanområde og tiltaket vil medføre utbygginger og inngrep i terrenget. Området er dog nesten uten vegetasjon og dyreliv og preget av lang tids gruvedrift. Vindkraft er omstridt teknologi med stort konfliktpotensial. Det vil derfor være viktig med gode og involverende utredninger for å synliggjøre og ivareta allmenne interesser

og naturhensyn. Teknologien er imidlertid godt kjent og regnes som robust, også i arktisk klima tilsvarende Longyearbyen.

Det vil være behov for omfattende utredninger og avklaringer rundt miljøspørsmålene forbundet med utbygging, innfasing og drift av særlig vind og sol utenfor Longyearbyens arealplanområde. Det er derfor i første fase fokusert mer på ulike typer importert energi som kan gi både varme og kraft til Longyearbyen samtidig som forsyningssikkerheten ivaretas og utslippene av klimagasser reduseres raskt. De mest lovende energibærerne er i den forbindelse ammoniakk, biogass og pellets, der pellets kun vil levere varmeproduksjon.

Nord-Norge har overskudd av innelåst kraft og regionen har store planer om å ta i bruk energien til produksjon av grønt hydrogen og grønn ammoniakk. Import av grønn ammoniakk kan bidra til å avkarbonisere deler av energiproduksjonen i Longyearbyen. I tillegg kan grønn ammoniakk avkarbonisere store deler av skipsfarten rundt Longyearbyen. Utfordringen er at teknologi og marked ennå ikke er kommersielle og at prisene i dag er høyere enn for diesel. Grønn ammoniakk klarer derfor ikke frittstående å konkurrere prismessig med andre teknologier uten økonomisk støtte eller ved at det settes en CO₂ avgift på fossilt brensel.

Solceller er økonomisk gunstigere enn alle importerte energikilder, også diesel, men er noe dyrere enn vindenergi. Selv om solenergi kun kan bidra med en større andel av energiproduksjonen om sommeren er det vurdert at installering av større mengder solceller kan bidra til bedre økonomi og reduserte klimagassutslipp kombinert med importerte energikilder. En løsning hvor det først bygges ut mye sol, for deretter å bygge ut vind vil bli noe dyrere enn en løsning uten sol.

Geotermi er vurdert som en sikker energiforsyning for varmeproduksjon med stor pålitelighet og driftssikkerhet, men vil være utfordrende å finansiere. Det at energikilden er uavhengig av vær og transport bidrar i høy grad til energisikkerheten. Som alle systemer for fjernvarme vil geotermisk energi være avhengig av en viss mengde strøm for sirkulasjonspumper og varmpumper. Geotermi produserer lokal fornybar varmeenergi og krever små inngrep i naturen. Forholdene ved Longyearbyen med høye geotermiske temperaturer og kaldt overflateklima, burde tilsi at teknologien skal være attraktiv her. LL ønsker å modne teknisk og økonomisk forståelse av geotermi sammen med UNIS og SNSK som mulig bidrag til å levere grunnvarme inn i fjernvarmenettet og til å lagre termisk energi. Geotermisk energi er en investeringstung løsning med høye totalkostnader. Samtidig er det mange oppsider forbundet med utslipp, inngrep i naturen og leveringssikkerhet.

Det anbefales videre utredning med senere vurdering av eventuelt pilotprosjekt for geotermi.

Overgangen fra kull til diesel vil redusere CO₂ utslippene med rundt 50%. Ved innfasing av multifuel motorer med bedre virkningsgrad vil dette reduseres ytterligere, selv om det fortsatt benyttes diesel. Multifuel motorer testes i dag for bruk av ulike typer brensler, fra diesel til for eksempel grønn ammoniakk eller biogass og med en overgang til fornybare drivstoff vil det være mulig å oppnå ambisjonen om å redusere CO₂ utslippene forbundet med produksjon av strøm og fjernvarme med mer enn 80%. Simuleringene viser at et energisystem som kombinerer vindenergi, solenergi, en geotermos og multifuel motorer med fornybart drivstoff, vil kunne gjøre Longyearbyens energisystem 100% fornybart samtidig som de totale kostnadene reduseres markant.

Reservekraftverkene er ikke beregnet for varig drift i flere tiår og må erstattes av andre løsninger etter hvert. Det er derfor ikke noe alternativ å beholde disse som hovedforsyning ut

over 10 års perioden som er skissert og det vil være fordelaktig å avslutte dette tidligere for å kunne beholde reservekraftanleggene som reservekraftanlegg.

Anbefalte tiltak og utredninger av tekniske løsninger:

- Utrede sol og legge til rette for å bygge ut sol på bygg og som bakkemonterte anlegg
- Utrede investering i multifuel motorer som er klargjort for drift på fornybare drivstoff. Disse kan ha en kapasitet på to ganger 2-3 MW, og kjøres på diesel i overgangsfasen, frem til en fornybar energibærer kommer på plass og fornybare energibærere kan importeres til Longyearbyen.
- Utrede forsyningslinjer og innfasing av anlegg med grønn ammoniakk, pellets, og biogass. Disse energibærerne har gode forutsetninger for tilgjengelighet, kostnadsnivå, logistikkmuligheter og egnethet for Svalbard. Samtidig passer de godt inn til multifuel motorer og brenselceller, som begge produserer både termisk og elektrisk energi.
- Utrede vindkraft.
- Videre utredning og eventuelt gjennomføring av pilotprosjekt for dyp geotermi.
- Utrede et geotermisk lager. Vil kunne gi økt forsyningsikkerhet for byen da det ved hjelp av litt strøm til pumper kan holde byen varm i lengre perioder ved bortfall av primær energiforsyning
- Tariffer bør så langt som mulig hovedsakelig bestå av energiledd og i minst mulig grad bestå av fastledd for å gi insentiver til, og lønnsomhet for, investering i energisparing.
- Utarbeide en egen byggteknisk forskrift for Longyearbyen som ivaretar behovet for lavt energibruk i arktisk klima.
- Vurdere finansiell sikring av fremtidig dieselpriis i overgangsfasen, for å stabilisere priser på energiforsyning.
- Ved utbygging av nye områder, eller ombygginger, bør det legges til rette for lading av elektriske kjøretøyer gjennom å legge kabler og installere trafokiosker som er forberedt for 400 V TN.

Regulering av produksjon, distribusjon og omsetning av energi

Opprettelsen av Svalbard Energi AS, overgangen til nytt energisystem og endringer i energimarkedet gjennom økningen i distribuert produksjon, gjør det nødvendig å få på plass en mer detaljert regulering av produksjon, distribusjon og omsetning av energi i Longyearbyen planområde. Det anbefales en begrenset og forenklet regulering av energisystemet sammenlignet med fastlandet, med tilhørende konsesjonsprosess som er tilpasset størrelsen på energisystemet og lokale forhold, samt tilrettelagt for å sikre energiforsyningen på en mest mulig samfunnsøkonomisk rasjonell og trygg måte som også ivaretar hensynet til Svalbards unike og sårbare natur. Det anbefales å innføre konsesjonsplikt for alle anlegg for produksjon av energi over en viss størrelse. Dette vil gjøre det mulig å bygge mindre solcelleanlegg beregnet på eget forbruk uten unødig byråkrati, men sikre at det ikke bygges anlegg som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme og/eller skaper problemer for resten av energisystemet.

Ved ønske om å selge strøm eller varme ut på nettet fra aktører med distribuert produksjon, er det behov for utvikling av reguleringer og tariffer for å sikre leveringskvalitet, -sikkerhet og rettferdige tariffer. I dag er det ikke noe regelverk eller tariffer for dette. Utformingen av tariffer har stor påvirkning på energiforbruket og følgelig også på den totale samfunnsøkonomien forbundet med energiproduksjon, -distribusjon og -forbruk. Tariffene må

i størst mulig grad reflektere reelle kostnader forbundet med hver enkelt leveranse og gi hensiktsmessige insentiver for ENØK og/eller forskyvning av forbruk samtidig som de sikrer inntekten for energiselskapet. Tilknytningsgebyr bør som hovedregel dekke kostnadene for fremføring av nett.

Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet og beredskap er viktigere for Longyearbyen enn det som er vanlig i Norge, grunnet beliggenhet, klima og fravær av annen infrastruktur omkring byen. Longyearbyen ligger 800 km fra fastlandet og er uten nettilknytning til andre energisystemer. Ved behov for reservedeler er eneste transportmetode skip eller fly. Klimaet er arktisk med en gjennomsnittstemperatur på 3,6 kuldegrader. Om vinteren er det lengre perioder med kombinasjonen kulde og vind. Store deler av bygningsmassen har svært dårlig kvalitet med tanke på isolering (10 cm isolasjon) og termisk masse (lette trebygg), og vil fryse ned i løpet av kort tid ved bortfall av varme og strøm. Det samme gjelder for VA anlegg (vann- og avløp) og fjernvarme.

Tilstrekkelig forsyningssikkerhet for kraft- og varmeproduksjon er således et absolutt krav til ethvert fremtidig energisystem i Longyearbyen. Dette besørges i dag og i overskuelig fremtid av dagens reservekraftverk og -kjeler basert på diesel. Nye løsninger vil bidra til ytterligere økt forsyningssikkerhet, men mange av de mest økonomisk gunstige, eller miljømessig beste teknologiene egner seg ikke som elementer for forsyningssikkerhet. For eksempel vil lokale fornybare energikilder som sol og vind være avhengige av været for produksjon, mens geotermi, varmepumper og brenselceller vil være svært kostbare å skalere opp til dimensjonerende effekt. Dagens dieselkraftverk og forsyningslinjene for diesel vurderes som hensiktsmessig beredskapskraft for fremtiden, selv ved en fullt utbygd fornybar energiforsyning.

Særegenhetene ved Longyearbyen gjør ivaretagelse av forsyningssikkerhet til høyeste prioritet. Her gjenstår det et arbeid for både inneværende energiløsning, overgangsløsningen og kommende energiløsning som anbefales prioritert. For å styrke arbeidet rundt forsyningssikkerhet i Longyearbyen anbefales det derfor å ta utgangspunkt i kraftberedskapsforskriften og velge ut elementer som er relevante for Longyearbyen og gjøre disse gjeldende som egen lokal forskrift. Formålet med kraftberedskapsforskriften er å "*sikre at kraftforsyningen opprettholdes og at normal forsyning gjenopprettes på en effektiv og sikker måte i og etter ekstraordinære situasjoner for å redusere de samfunnsmessige konsekvensene*" (kraftberedskapsforskriften § 1-1). Det bør også vurderes om Svalbard Energi AS bør bli en KBO enhet. I så fall er det vurdert som hensiktsmessig at NVE fører tilsyn med selskapet.

Finansiering av energiomstillingen

Omlagning til nytt energisystem vil kreve store investeringer. Dersom Svalbard Energi skal bruke Longyearbyen lokalstyre til låneopptak for å investere i ny energiforsyning kan det gi store begrensninger for energiomstillingen. Det kan være at Svalbard Energi ser investeringsmuligheter i fornybar energi som fra selskapets ståsted vurderes økonomisk attraktive, men som ikke kan finansieres gjennom Longyearbyen lokalstyre. Lokalstyre har andre samfunnsmessige oppgaver som setter begrensninger på total størrelse av låneopptak og belåningsgrad målt mot inntekter. I slike tilfeller må Svalbard Energi og Longyearbyen lokalstyre sammen vurdere hvilke muligheter som kan foreligge til finansiering av energiomstillingen.

Regjeringen har i svalbardbudsjettet for 2023 beskrevet at når lokalstyret har overlevert energiplanen til Olje- og energidepartementet og Justis- og beredskapsdepartementet, vil departementene og lokalstyret sammen vurdere den videre prosessen for å få på plass en ny energiløsning i Longyearbyen. Finansiering av omstillingen anses som et element i dette.

2 Innledning til Energiplan Longyearbyen

2.1 Overordnede målsetninger

Svalbardbudsjettet 2022 (Justis- og beredskapsdepartementet 2021) beskriver behov for en energiplan som viser mulighetsrommet for en fremtidig energiforsyning som

- opprettholder forsyningssikkerhet for kraft og varme,
- er kostnadseffektiv (gir akseptable kostnader for kundene),
- gradvis faser inn fornybare energikilder så raskt som mulig med målsetting om at fornybare løsninger skal utgjøre hovedforsyning og
- ivaretar hensynet til sårbar natur.

Svalbardbudsjettet oppfordrer også Longyearbyen lokalstyre, LL, til å prøve ut ny teknologi innen energiforsyningen, spesielt innen energilagring.

Svalbardloven gir Longyearbyen lokalstyre plikt og rett til å levere infrastrukturtenester, herunder ansvaret for energiforsyning innenfor Longyearbyen planområde.

Olje- og energidepartementet oversendte 12.oktober 2021 en detaljert beskrivelse av bestillingen fra svalbardbudsjettet som er lagt til grunn for arbeidet.

Energiplanen vil danne grunnlaget for samtaler mellom OED, JD og lokalstyre tidlig i 2023, etter at departementene har fått satt seg inn i innholdet. Dette skal munne ut i valg av sammensetning av ny energiforsyning i Longyearbyen, tidsplan for innfasing og finansiering.

2.2 Lokale føringer

Kullkraftverket i Longyearbyen ble satt i drift i 1983 og er vedtatt nedlagt høsten 2023 etter 40 års drift (PS 99 2021). Anlegget er komplekst og forlenget drift av energiverket vil kreve kostbare revisjoner og vedlikehold samt usikkert omfang av reparasjoner. Kullkraftverket gir svært store utslipp av CO₂, som ikke er forenlig med norske utslippsambisjoner. Gruve 7, som forsyner kullkraftverket, nærmer seg utløp av levetiden og var planlagt nedlagt september 2023. SNSK fikk imidlertid sommer 2022 lov til å forlenge levetiden til medio 2025.

Lokalstyret vedtok i Lokalsamfunnsplan fra mai 2022, å redusere CO₂ utslippene fra energiproduksjon med 80 % i forhold til 2018-nivå innen 2030 (Lokalsamfunnsplan 2022-33). Lokalsamfunnsplanen har også vedtatt en målsetting om at energiforbruket til strøm og fjernvarme for byens totale bygningsmasse skal reduseres med minst 30% innen 2030.

LL har planansvar for Longyearbyen planområde og har fastsatt følgende målsettinger for energileveranse og -forbruk i Lokalsamfunnsplanen (Lokalsamfunnsplan 2022-33):

Bærekraftsmål 7: Ren energi for alle:

- Longyearbyen skal ha stabil og tilstrekkelig energiforsyning, til en akseptabel pris for forbrukeren.
- CO₂ utslippene fra energiproduksjonen i Longyearbyen reduseres innen 2030 med minst 80% i forhold til 2018-nivå og andelen fornybar energi i Longyearbyens samlede energiforbruk har økt betydelig.
- Energiforbruket til strøm og fjernvarme for byens totale bygningsmasse reduseres med minst 30% innen 2030.

Bærekraftsmål 11: Bærekraftige byer og lokalsamfunn:

- *Longyearbyen verner om og sikrer naturmangfoldet, kulturmiljøet og natur og friluftsområder, og byen har minimal negativ påvirkning på det ytre miljøet*
- *Longyearbyen har innen 2030 oppgradert infrastruktur med mer utstrakt bruk av rene og miljøvennlige teknologiformer og industriprosesser.*

Bærekraftsmål 13: Stopp klimaendringene

- *Longyearbyen er et utstillingsvindu for et grønt skifte.*

Flere store kunder av energiverket har uttrykt ønsker om fornybar energiforsyning, blant annet basert på ønsker eller krav fra deres egne kunder. Det forventes etter hvert at finansieringsmuligheter for næringsliv kan svekkes eller få økte kostnader gjennom innføring av EUs taksonomi for bærekraftig økonomisk aktivitet.

2.3 Om arbeidet med energiplanen

Arbeidet med energiplanen har hatt delprosjekter med et brukerforum og et ENØK forum. Det har i tillegg vært egne møter med styret i Svalbard Energi AS, teknologileverandører og store forbrukere i Longyearbyen for å få et bedre bilde av næringslivsaktørenes omstillingsvilje og -behov. Lokalstyret har vært holdt informert om status på arbeidet gjennom høsten og ble informert om energiplanens innhold 13. desember 2022. Det har vært avholdt møter med Olje- og energidepartementet og Justis- og beredskapsdepartement hvor de har fått presentert status i arbeidet og fått anledning til å kommentere. Siste møte var i oktober.

En rekke energikilder er vurdert for bruk i et fremtidig energisystem, med følgende kriterier:

- Egnethet (teknologimodenhet, bruk innenfor Longyearbyen planområde, krav til drift og vedlikehold og unngå større inngrep i sårbar natur)
- Investeringskostnader
- Driftskostnader
- Forsyningssikkerhet
- Fornybarandel
- Fleksibilitet og skalerbarhet
- Tid for implementering

Det er bygget en simuleringsmodell (digital tvilling) av energisystemet som simulerer etterspørsel, produksjon, lagring og distribusjon av energi (både termisk og elektrisk energi). Modellen hensyntar kostnader til investering og drift og det tilstrebes objektive vurderinger av modellens input, innsyn i optimaliseringsprosessene og korrekt presentasjon av output for å unngå «black box resultater».

Simuleringsmodellen vil følge Svalbard Energi AS i det videre arbeidet med å etablere ny energiforsyning. Presisjonsnivået for modellen vil økes kontinuerlig gjennom økende kunnskapsnivå om energisystemene og andre forutsetninger som ligger til grunn.

Energiplanen beskriver arbeidsmetodikk for å etablere ambisjoner for forsyningssikkerhet samt å bruke målstyrt arbeid for å nå dette ambisjonsnivået for både fjernvarme og elektrisitet.

Energiplanen beskriver etablering av Svalbard Energi AS som markerer skillet mellom ordinær forvaltning av Longyearbyen og drift av energiforsyningen.

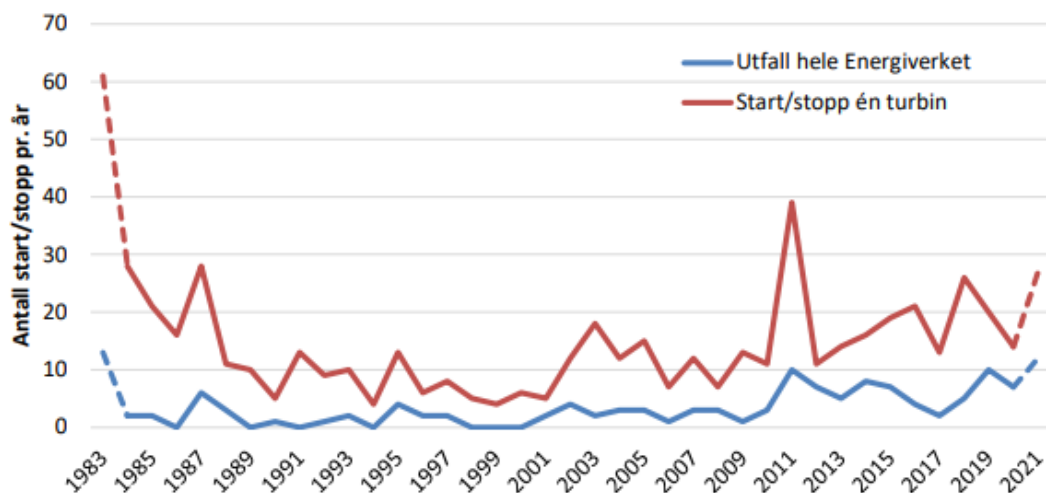
Energiplanen beskriver behov for å styrke lovverket rundt konsesjon for produksjon, distribusjon og salg av energi, balansert mot leveringsforpliktelser.

LL har med sin rolle som ansvarlig for energiforsyningen i Longyearbyen inngått en intensjonsavtale med Universitetssenteret på Svalbard, (UNIS) og Store Norske Spitsbergen Kulkompani AS (Longyearbyen lokalstyre 2022). Målet er å øke den kollektive kunnskapen gjennom samarbeidsprosjekter og sammen sikre utredninger av identifiserte energikilder. Målet er at deltakerne når sine egne målsetninger, samtidig som LL har et selvstendig ansvar for energiplanen og selve energiomstillingen.

Energiplanen er ikke en investeringsplan med detaljerte teknologier for fremtidig energiforsyning og tidfestede produksjons- og investeringsprofiler. Energiomstillingen er et langt løp, og ikke alle teknologiske valg er ferdig utredet. Første steg er nedstengning av kullkraftverket, via en mellomløsning med diesel, til gradvis innfasing av fornybar energi fra import og lokal produksjon. Mulige fremtidige energisystemer er tidligere beskrevet og prioritert av konsulenter og av NVE på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. Arbeidet med energiplanen bygger på tidligere arbeider, men har en litt annen tilnærming siden også overgangsfasen blir vurdert.

2.4 Forutsetninger og bakgrunn

Dagens energisystem er basert på et 40 år gammelt kullkraftverk som har passert teknisk levealder. Det oppstår uplanlagte stans i produksjonen grunnet feil, se figur under sammensatt med data fra LL (NVE 2021). Tilstrekkelig reservekapasitet på diesellaggregater for strøm og dieselmotorer for fjernvarme sørger for akseptabel driftssikkerhet og spisslast. Longyearbyen er ikke knyttet opp til andre energiforsyninger som kan bidra som reserve ved utfall i energiproduksjon, og energi er kritisk for annen samfunnskritisk infrastruktur. Det loggføres i dag ikke uplanlagte driftsstans eller feil i anlegget.



Figur 1: Driftsstans i kullkraftverket fra start til i dag i antall start/stopp per år

Enkelte utfall ved kullkraftverket har vært svært krevende å håndtere. Drift av kullkraftverk er ikke vanlig i Norge og det har vist seg vanskelig å skaffe ny, eller opprettholde intern kompetanse til å dekke alle feil som kan oppstå med ujevne mellomrom. Derfor må relevant kompetanse og arbeidskraft hentes utenlands ved særlige behov for reparasjoner utover regulært vedlikehold. Energiverket er bygget med gammel teknologi (open grate boiler) som nesten ikke er i bruk lenger. Dette gir problemer med å skaffe reservedeler som ofte må spesiallages ved behov.

Risiko- og sårbarhetsanalyse (ROS) (U.off) fra 2020 (Norconsult 2020) viser hyppigere utfall og behov for dyrere vedlikehold. Nødvendige vedlikeholdstiltak for forlenget drift er begrenset av teknisk økonomiske hensyn. Det er derfor etablert økt reservekapasitet for strøm- og varmeproduksjon. Videre tømmes kullgruven for kull med påkrevd kvalitet. Det er dermed kartlagt at det ikke er økonomisk attraktivt å investere tungt i drift og vedlikehold av kullkraftverket, og at det haster med å få på plass en ny energiløsning som samtidig støtter norske klimamål.

Det er i de siste årene utarbeidet en rekke rapporter som viser mulighetsområdet for ny energiforsyning i Longyearbyen. I rapportene er det vurdert flere energibærere og energikilder, både fossile og fornybare. I 2018 (Thema og Multiconsult 2018) ble LNG og pellets identifisert som de best egnede energibærerne, basert på teknisk og økonomiske vurderinger. For å ta i bruk stor skala med LNG forutsettes investering i tankanlegg som kan håndtere flytende naturgass samt LNG motorer (estimert kostnad nesten 1000 MNOK). Som en følge av gasskrisen i Europa er prisen på LNG omtrent firedoblet i perioden siden 2018, og i ettertid viser det seg at skip som ble bygget for drift på LNG er for dyre i drift sammenlignet med dieseldrevne skip, slik at flere med LNG nå ligger i opplag og andre konverteres fra single-fuel LNG til dual-fuel LNG/MGO.

Senere arbeid har hatt større fokus på fleksibilitet, skalerbarhet, redundans og bruk av lokale energikilder for å øke forsynings sikkerheten, samt å redusere økonomisk usikkerhet og utslipp. Dette har medført en anbefaling om å gå over fra kull til diesel som grunnlast for en overgangsperiode, for deretter å gradvis fase inn fornybare energikilder.

Driften av kullkraftverket er lite fleksibelt i produksjonsrespons (hurtige endringer i last) og det gjør det vanskelig å fase inn fornybar kraft. Batteriet som er under oppføring, løser i stor grad dette, men innfasing av fornybare energikilder gir ikke nevneverdige kostnads-innsparinger på drift av kullkraftverket. Det blir dermed ikke hensiktsmessig å betale

plusskunder for å levere for eksempel solenergi inn på nettet. Overgangen til produksjon fra dieselkraftverk forenkler innføring av fornybar energi ved å dreie kostnadsbildet fra faste kostnader til variable kostnader som er avhengige av produsert energimengde.

Longyearbyen har et godt utbygget forsyningsnett for elektrisitet og god dekning for fjernvarme. Det er likevel behov for oppgraderinger av begge distribusjonssystemene.

Det stilles i Svalbardbudsjettet 2021-2022 (Justis- og beredskapsdepartementet 2021) krav om at ny forsyning skal baseres på et nytt kraftvarmeverk. For de aktuelle energikildene som er vurderte i energiplanen er det bare geotermisk varme, solkraft og vindkraft som alene ikke oppfyller dette kravet. Geotermisk varme og pellets er aktuelle for tilkobling og leveranse inn på fjernvarmenettet. Elektrisitet fra sol- og vindkraft kan produsere varme gjennom en el-kjel som kan brukes til sesonglagring eller umiddelbart varmebidrag.

2.5 Krav om trygg og effektiv energiforsyning

Forsyningssikkerhet og beredskap er viktigere for Longyearbyen enn det som er vanlig i Norge, grunnet beliggenhet, klima og at det ikke finnes annen infrastruktur omkring byen. Longyearbyen ligger 800 km fra fastlandet og er uten nettilknytning til andre energisystemer. Ved behov for reservedeler er eneste transportmetode skip eller fly. Klimaet er arktisk med en gjennomsnittstemperatur på 3,6 kuldegrader. Om vinteren er det lengre perioder med kombinasjonen kulde og vind. Store deler av bygningsmassen har svært dårlig kvalitet med tanke på isolering (10 cm isolasjon) og termisk masse (lette trebygg), og vil fryse ned i løpet av svært kort tid ved bortfall av varme og strøm.

Byen har en moderne infrastruktur med vann, avløp, fjernvarme og strøm. Sirkulasjon av fjernvarme og frostsikring av anlegg for VA er avhengig av strøm, og i perioder med kaldt vær vil bortfall av strøm i noen få timer kunne medføre at teknisk infrastruktur og bygninger fryser ned. Vannpumper vil stanse, vann i vanninntak, vann i renseanlegg og vann i rør vil fryse. Avløpsnettets pumpestasjoner vil stanse og kloakk renne i overløp inne i byen. Ved lengre avbrudd vil infrastruktur ødelegges av frost, og byens befolkning måtte evakueres.

Det er derfor kritisk viktig med god forsyningssikkerhet og beredskap for energiforsyningen i Longyearbyen.

3 Fremtidig dimensjonerende energibehov

3.1 Målsetning

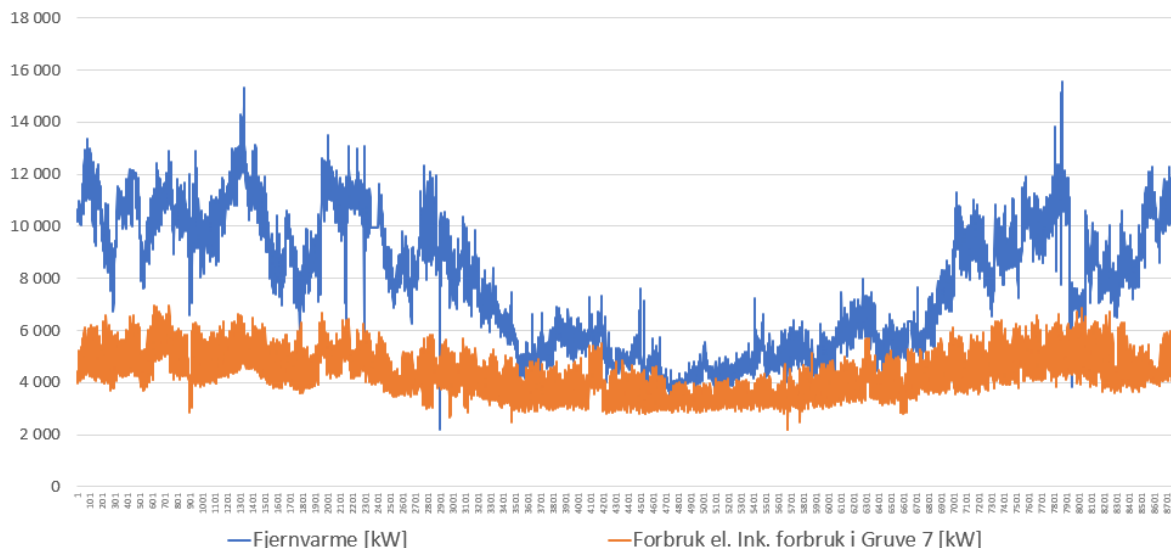
Det er en forutsetning at kapasiteten til ny energiforsyning dimensjoneres etter og tilpasses forventet fremtidig behov, dog med kapasitet til å dekke hurtige last- og sesongvariasjoner. Investering i vesentlig overkapasitet i forhold til etterspørsel, anses som kostbart og uhensiktsmessig, men det er viktig at anlegget er skalerbart ved en eventuell økning i fremtidig forbruk.

I Svalbardbudsjettet for 2022 viser regjeringen til overforbruk av energi i Longyearbyen sammenlignet med fastlandet. Det stilles krav om at energieffektivisering skal sees i sammenheng med etablering av ny energiløsning.

3.2 Innledning

Energiforbruket i Longyearbyen fordeles på fjernvarme (71 GWh) og strøm (38 GWh). Fjernvarme brukes til romoppvarming, ventilasjon og tappevann for eiendommer brukt til næring, bolig og offentlige formål. Etter nedstengning av kullkraftverket med renseanlegg, og Gruve 7, forventes årlig elforbruk å bli 32 GWh strøm, med utgangspunkt i at dagens forbruk ellers er uendret.

Strømforbruket er relativt konstant gjennom året (rundt 15 % er temperaturavhengig), og maksimal last er sterkt påvirket av når CM maskinen (continuous miner) i Gruve 7 opereres. Se oransje kurve for elektrisk last gjennom siste tolv måneders periode. Kurvene er konstruert basert på måledata fra 20. oktober 2021 til 19. oktober 2022.



Figur 2: Forbruk energi okt. 2021 til okt. 2022

Varmeforbruket i blå kurve (ca 4-13 MW per dag gjennom året) reflekterer i større grad enn strøm, sesongendringer i effektiv utetemperatur. Omtrent 70 prosent av varmeproduksjonen antas å være temperaturavhengig, hvor de resterende 30 prosentene, som ikke er temperaturavhengig, i hovedsak er tappevann (Thema og Multiconsult 2018).

I LLs lokalsamfunnsplan (2022), er det politisk vedtatt at energiforbruket skal reduseres med 30 % innen år 2030 sammenlignet med 2018. 30 % er valgt i workshop med politikere som et passende ambisjonsnivå i første omgang, og er ikke basert på teknisk-økonomiske vurderinger. Ambisjonen tar hensyn til tidligere evalueringer av bygningsmassens tekniske tilstand og energieffektivitet.

3.3 Boligstandard og energibehov

De forskriftsmessige kravene til bygningsstandard i Longyearbyen er basert på byggt teknisk forskrift fra 2010, TEK10, med tilpasninger og forenklinger. Det er noen utfordringer med at Longyearbyen fortsatt kun har TEK10 siden TEK17 er den veiledende standarden på fastlandet. Forskriftene er bygget opp rundt funksjonskrav og angir flere ytelser som preaksepterte samtidig som de trekker opp grensene for et minimum av egenskaper et byggverk må ha for å kunne oppføres lovlig. Hovedformålet er å bidra til byggverk av god kvalitet i samsvar med plan- og bygningslovgivningen. TEK 17 stiller ikke nevneverdig strengere krav til energieffektivitet enn TEK 10 og er ikke dimensjonert for arktisk klima, men forskriften stiller krav på viktige områder, for eksempel utearealer, konstruksjonssikkerhet, sikkerhet ved brann, planløsning, inneklima og energi.

Det vil være begrenset med nybygg fremover i Longyearbyen da byen ikke skal vokse. De fleste bygningsmessige tiltakene vil trolig være i form av rehabilitering av eksisterende bygg og fortetting. Til gjengjeld vil dette være aktuelt for hovedandelen av boligene og byggene i Longyearbyen og potensialet er således betydelig for å få til mer energieffektive bygg ved at kravene til utførelse strammes opp.

Enkelte boliger som har vært ført opp de siste årene er utført med vesentlig høyere standard enn kravene i TEK 10, av for eksempel Statsbygg. Arbeidet med passivhusstandard har kommet veldig langt, og mange utbyggere ligger nå nærmere en passivhusstandard enn TEK17.

NVE fikk i 2021 (NVE 2021) utarbeidet en rapport om kostnader for energieffektivisering i bygg. Rapporten viser energibesparelser og kostnader for energieffektiviseringstiltak opp til TEK17 standard. Rapporten peker på et stort fagområde og angir hvilke tiltak som kan bidra til å redusere energibehov. Rapporten er et godt grunnlag for å identifisere, beskrive og rangere mulige tiltak.

Boliger i Longyearbyen med samme byggeår har høyere energiforbruk enn i sammenlignbare kommuner i Norge. Fjernvarmebruken i Longyearbyen ville vært over 40 prosent lavere om man hadde samme temperaturkorrigerede forbruk pr. kvadratmeter som på fastlandet (Thema og Multiconsult 2018). Det ville gitt en årlig besparelse på 28 GWh (av et totalt forbruk på 71 GWh). Dette viser at energiforbruket, og særlig forbruket av varme, i Longyearbyen er høyere enn nødvendig. Det høye forbruket har historiske årsaker, blant annet ble varme ansett som et billig overskuddsprodukt fra produksjon av strøm samtidig som boliger ble bygget for å vare i en kortere periode til gruvene i området ble tappet for kull (NVE 2021). NVEs utredning om ny energiforsyning i Longyearbyen (U. off. §15-1) (NVE 2019) grupperer årsakene til overforbruket slik:

- Rikelig tilgang til rimelig varme.
- Eldre boliger har lav teknisk standard med høyt varmetap.
- Fjernvarme prises etter boligareal i boliger, og ikke etter medgått forbruk.

- Varme ansees historisk som spillvarme fra elproduksjonen, og bidrar ikke til sparing.¹
- Fjernvarmenettet med understasjoner har delvis lav teknisk kvalitet, noe som svekker effektiv utnyttelse av energien i vannet.
- Elementer i fjernvarmedistribusjonen er stedvis av svært dårlig forfatning og hemmer muligheten til å regulere temperatur i boliger. Temperaturregulering skjer ved at dører og vinduer åpnes.

3.4 Anbefalt ENØK-tilnærming

Omfanget av ny energiforsyning skal tilpasses et redusert varmebehov i fremtiden. Energibehovet kan reduseres ved å gjennomføre ENØK-tiltak på eksisterende bygg, og ved at nye bygg som oppføres blir mer energieffektive.

Det foreligger ingen helhetlig plan for ENØK tiltak i hele Longyearbyen. Flere av de store aktørene i byen deltar i Longyearbyen ENØK forum, men det er ikke etablert et felles initiativ for kartlegging og gjennomføring. Initiativene tas selvstendig uten samkjøring mellom oppdragsgiverne eller leverandørene.

For å identifisere, beskrive, prioritere, gjennomføre og evaluere ENØK tiltak antas det at et felles initiativ blant eiendomsforvalterne er en god fremgangsmåte. ENØK forum bør spille en sentral rolle i å samle forvalterne i dette arbeidet og i å velge ut objekter for gjennomføring. Per i dag er det ingen av medlemmene som har kapasitet eller ønske om å ta over ledelsen av driften av ENØK forumet etter LL. Store Norske Boliger har annonsert at de de neste årene skal oppgradere sine boliger for minst 200 MNOK, slik at de blir energieffektive og attraktive boliger for arbeidstakere på Svalbard (Svalbardposten 2022). Statsbygg har tilsvarende ambisjoner. Kunnskap bør deles gjennom ENØK forum, inkludert med lokale leverandører, for å drive prosessen fremover.

Leverandørkompetanse og -kapasitet må tilpasses hva som kan gjøres og når tiltak kan gjennomføres. Blant annet er det viktig å sikre kapasitet for håndverkere og erstatningsboliger til de som midlertidig må flytte ut av sine boliger. Det vil være bra for utviklingen av lokale leverandører med stabilt tilfang av oppgaver.

3.5 Eksempler på tiltak og tilpasninger fra Longyearbyen ENØK-forum

For å konkretisere i hvilken grad energibehovet i eksisterende bygningsmasse i Longyearbyen kan reduseres ble medlemmene i Longyearbyen ENØK forum kontaktet. Medlemmene ble spurt om hvor mye energi de forbruker i dag, planlagte ENØK tiltak, type tiltak, og hvordan disse tiltakene kan bidra til å redusere energibehovet. Bidragene fra ENØK forumet er ikke av en karakter som lar seg tallfeste i størrelse på redusert energibehov, og er dermed ikke brukbare til å etablere prognoser for fremtidig energibehov. Noen få medlemmer har konkrete planer om tiltak eller er i kartleggingsfasen, mens de fleste har ingen fremviste planer. Enova presenterte sine støtteordninger for forumet og viste eksempler fra ENØK tiltak i Norge som skulle virke som inspirasjonskilder på medlemmene. Støtteordningene

¹ Dette er en vanlig misoppfatning. Forbruk av fjernvarme bidrar til økt forbruk av kull og derved økte utslipp. I perioder medfører høyt forbruk av fjernvarme behov for å starte dieselkraftverk som effektstøtte for kullkraftverket.

deres treffer derimot ikke medlemmenes ønsker om økonomisk støtte til å gjennomføre ENØK tiltak.

Longyearbyen lokalstyre har tidligere gjennomført, og vil gjennomføre, en rekke ENØK-tiltak som gir verdifull erfaring og som reduserer energiforbruket i byen. Det er satt opp en kostnadsramme på 4 millioner kroner for tiltak i 2023. Eksempler blant tilpasninger lokalstyre har gjennomført og skal gjennomføre er:

- Bytte til energisparende gatebelysning (LED). 500 gatelys med driftstider på 4000 timer årlig. Årlig reduksjon av forbruk 80% (5 GWh reduksjon per år, av et totalt forbruk på 38 GWh)
- Forbedret ventilasjonsanlegget og styresystemer i Svalbardhallen. 45% reduksjon i årlig energibruk.
- Energiledelse vil kunne gi økt eierskap og forpliktelse til energisparing.
- Innføre smart lysstyring på veily, skole, hall og skøytebane.
- Gjennomføre forprosjekt for innovativ energilagring og -styring i Svalbardhallen.
- Klimatisere bygg med høyt energiforbruk som følge av dårlig bygningskropp.

Dette, i tillegg til flere andre prosjekter, vil være med å ta ned energiforbruket i byggene. De største gevinstene krever imidlertid større endringer, og vil avkreve en større finansiell prioritering de kommende år. LL er i ferd med å lage sin første eiendomsstrategi. Strategien fastsetter strategiske føringer for forvaltning og videreutvikling av eiendomsmassen til LL. LL skal gå foran i Longyearbyen og ha en fremtidsrettet og bærekraftig forvaltning og videreutvikling av sine bygg og eiendommer. Det betyr at bygningsmassen skal være godt egnet for dagens formål, ha en tydelig miljøprofil og være kostnadseffektiv.

En av de store private aktørene, **LNS Svalbard**, har etablert ISO-sertifisering og fagstillinger innen energiområdet. Selskapet oppnådde store reduksjoner i energiforbruket i 2013 gjennom å anskaffe og ta i bruk styringsanlegg i bygninger. LNS skal nå etterisolere sine verksteder, og forventer en halvering av varmebehovet gjennom dette. De har vurdert potensialet for ENØK i boliger, og ser størst gevinst gjennom styringsanlegg da deres boliger er av nyere årgang.

Staten ønsker to statlige boligforvaltere i Longyearbyen; Statsbygg og Store Norske Boliger (SNB) (Justis- og beredskapsdepartementet 2021). Som et ledd i dette har UNIS overført sine eiendommer til Statsbygg, og LL er i dialog om å overføre sine boliger til Statsbygg i 2024. SNB og Statsbygg blir da de suverent største aktørene innen eiendom og vil ha stor anledning til å påvirke energibehovet i byen gjennom ENØK tiltakene de gjennomfører.

Store Norske Boliger har store ambisjoner om å kutte energiforbruket på sine eiendommer og utarbeider planer for dette. Selskapet peker på at de viktigste forutsetningene for omfang og takt er energitariffer og andre rammevilkår som muliggjør lønnsomme tiltak.

Statsbygg jobber sammen med Store Norske på å endre eierstruktur for boligeiendommer i Longyearbyen. En utfordring for gjennomføring av ENØK-tiltak er finansiering av kostnader. Byggene Statsbygg eier i Longyearbyen er underlagt husleieordningen i Staten. Dette betyr at leietakerne dekker utgiftene knyttet til byggene ved å betale en kostnadsdekkende leie. Mindre vedlikeholdstiltak vil finansieres over det ordinære driftsbudsjett som ligger inne i eksisterende leiekontrakt. Disse vedlikeholdstiltakene vil i mange tilfeller ha ENØK elementer i seg. Ved større ENØK tiltak må finansiering av tiltakene dekkes ved å øke leien, eller ved ekstraordinær bevilgning. Per i dag er ikke det fremtidige energibehovet til Statsbyggs portefølje kvantifisert, men dette er noe Statsbygg har fokus på i tiden fremover. Statsbygg har satt ned fire delprosjekter som tar for seg drift- og vedlikehold, eierstruktur, utvikling og transformasjon og energiplan og energieffektivisering:

1. Drift og vedlikehold:
 - Tilstandsvurderinger.
 - Utvikle og gjennomføre vedlikeholdsplaner.
2. Eierstruktur:
 - Endre eierstruktur ved makebytte med Store Norske Boliger for å lette ENØK gjennomføring gjennom samlet eierskap.
3. Utvikling og transformasjon:
 - Behovskartlegging som grunnlag for den «arktiske boligen».
 - Krav om at nye boliger bygges etter passivhus standard.
4. Energiplan og energieffektivisering:
 - Miljøprogram og langsiktig enøk-strategi.
 - LCC og LCA –analyser
 - Minimum TEK17 standard ved større rehabiliterings- og transformasjonsprosjekt på eksisterende bygningsmasse, og ved nybygg

De øvrige medlemmene i ENØK forum har ikke kunnet fremvise planer. Forumet fungerer ikke tilfredsstillende og det bør vurderes hvordan dette forumet skal styrkes for å samle medlemmene til å diskutere hvordan de kan få identifisert, prioritert, planlagt og gjennomført tiltak for å gjennomføre tiltak med høyest gevinst først. Det antas at manglende interesse skyldes dagens tariffsystem hvor det betales fast pris på varme per kvm, og at dette ikke gir økonomisk insentiv for ENØK. Tariffsystemet skal endres og beboerne tilknyttet undersentralene skal faktureres etter faktisk forbruk målt i undersentralene.

3.6 Grunnlag for fremtidig varmebehov

Endret modell for energiprisering vil gjøre ENØK tiltak som etterisolering av eksisterende bygg mer lønnsomt. For nye bygg gjelder bygging av mer energieffektive bygg. Det er viktig at kravene settes gjennom areal- og reguleringsplaner og en oppdatert teknisk forskrift.

Anslag for fremtidig etterspørsel er usikker. Følgende antakelser er tatt:

- Dagens største strømforbruker, Gruve 7, fases ut.
 - o Gruve 7 brukte ca. 6 GWh i 2022. Det vil si ca. 16 % av strømforbruket i byen. Forbruket trekker rundt 350-1100 kW med store og raske lastendringer grunnet periodisk bruk av kullgravemaskinen.
 - o Resterende forbruk i Longyearbyen var siste 12 måneder 32 GWh.
- Eksisterende bygningsmasse har betydelig ENØK potensiale, 30 % redusert energibehov lagt til grunn.
 - o Potensialet er mye større. Regjeringen ønsker en effektiv forvaltning av boligene, og at Statsbygg og SNB skal være de offentlige boligforvalterne. Det forventes at de klarer å hente ut størstedelen av ENØK målet på 30 %.
- Fremtidig energibehov i næringsliv og forvaltning gir økt strømforbruk.
 - o Større næringslivsaktører (transport og reiseliv, FoU, eiendom) har gitt innspill om forventet fremtidig energibehov; nye eiendomsprosjekter, nye virksomheter, endret energibehov samt elektrifisering av transportsektoren.
- Framskrivning av befolkningsutvikling (antall boliger), og fremtidig standard for boliger.
 - o Ingen vekst i antall innbyggere, ref. (Justis- og beredskapsdepartementet 2021) (2.2.3.1): Ingen vekst i den samlede boligmassen i Longyearbyen. Utskifting av boliger bør skje gjennom transformasjon og fortetting.
 - o Minst TEK17 lagt til grunn for nye boliger.

3.7 Brukerpanel utvikling – fremtidig energibehov

Det ble etablert et *brugerpanel utvikling* med formål å kartlegge om noen av de sentrale aktørene i byen har tiltak i sine fremtidsplaner som kan påvirke energibehovet i form av størrelse for last og årsvariasjoner, samt om det er krav til energiopprinnelse (i.e. bærekraftig energikilde) eller noe annet det er viktig å fange opp.

I panelet deltok LL, Unis, Telenor, LNS Svalbard, Store Norske Spitsbergen Kulkompani, Statsbygg, KSAT (Kongsberg satellite services), Visit Svalbard, Avinor og Hurtigruten Svalbard. I egne møter har Hurtigruten Group gitt sine innspill. Deltakerne i brukerpanelet ble presentert hva energiomstillingen gikk ut på, og hvorfor kunnskap om fremtidig etterspørsel er viktig for å dimensjonere fremtidig forsyningskapasitet. Deltakerne fikk deretter vise hvordan utfordringer og planer de har kan påvirke energibehovet deres fremover.

Åpne spørsmål til panelet var ønsket ambisjonsnivå på andel fornybart, fremtidig energibehov til transport, fremtidig behov for energi til bygningsmasse, energiforsyning til annen infrastruktur og industriprosesser og egne planer for produksjon. I tillegg spørsmål rundt behov for FoU rundt omstilling og til tilrettelegging for lokal industriutvikling.

3.8 Sammendrag av fremtidig energibehov

Funnene fra brukerpanelet er brukt til å lage scenario for etterspørsel etter fjernvarme og strøm for Longyearbyen, inkludert behov for elektrifisering av transportsektoren.

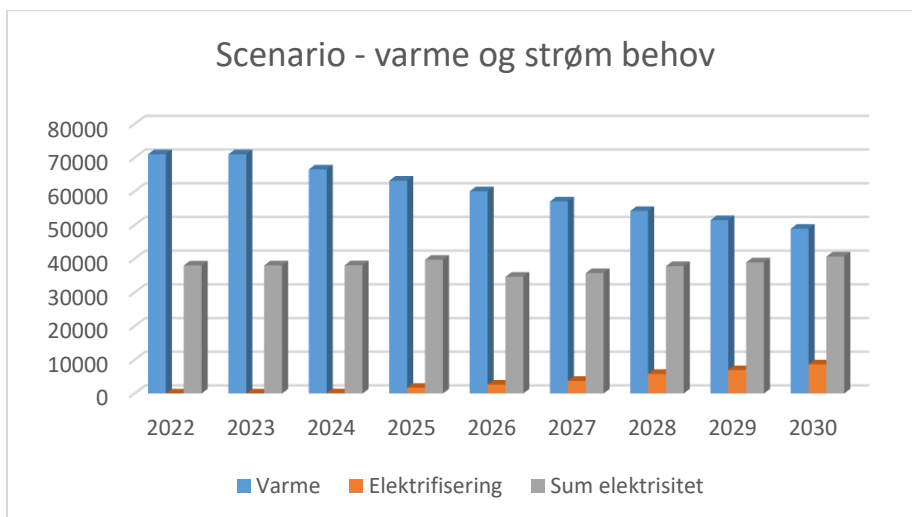
GWh årlig	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
% reduksjon i varmeforbruk		-	5	5	5	5	5	5	5
Årlig forbruk fjernvarme	71	71	67	63	60	57	54	52	49

Tabell 1: Endring i varmeforbruk som følge av krav til redusert energiforbruk

Økt elektrisitetsbehov fra transportsektoren som scenario for strømeterspørsel:

MWh årlig	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Elbiler		15	60	100	200	400	800	1200	1650
El lastebiler og maskiner				100	200	300	450	600	750
El snøscootere						30	60	120	240
Landstrøm og ladestrøm				1500	2250	3000	4500	5000	6000
Sum		15	60	1700	2650	3730	5810	6920	8640

Tabell 2: Økt elektrisitetsbehov fra transportsektoren



Figur 3: Scenario utvikling energibehov varme og strøm i kWh. Gruve 7 stenges i 2025.

For mer informasjon på besvarelsene, se vedlegg: Brukerpanel utvikling.

Anbefalte tiltak og tilpasninger for å redusere etterspørsel etter energi

- Kartlegge, etablere og gjennomføre en **helhetlig plan for ENØK tiltak** i Longyearbyen. Ansvar for dette bør legges til de statlige boligeierne.
- Etablere strengere krav til energieffektivitet i teknisk forskrift (mer energieffektive bygg). En egen **TEKsvalbard** bør utredes for «den arktiske boligen» i Longyearbyen.
- Øke fortettingen i byen gjennom **arealplanreguleringer**.
- Vurdere **sanering** av de dårligste eiendommene.
- Innføre **fastledd og variabel energiledd**, hvor det variable energiledd er så stort som mulig. Dette vil gjøre ENØK tiltak mer lønnsomt.
- Stimulere til **økt elektrifisering** av transport, gjennom gebyrordningen mm.
- Vurdere økonomisk støtte som **stimulerer til ENØK**.

4 Dagens energisystem

4.1 Kullkraftverket

Historisk har Longyearbyen vært et gruvesamfunn basert på lokale forekomster av kull. Kull har derfor vært den foretrukne lokale energikilden til produksjon av varme og strøm og i 1920 ble den første kullfyrte energistasjonen etablert. Denne ble bygget om og oppgradert en rekke ganger før dagens kullkraftverk ble ferdigstilt i 1982. Kullkraftverket består av to kullkjeler, to turbiner med generatorer, renseverk for avgasser og tilhørende støttesystemer.

Kullkraftverket har fyrkjeler av typen "open grate boiler", et system som er svært gammeldags og skiller seg fra moderne kullkjeler ved at kullet brenner som klumper på en åpen rist i stedet for å bli forstøvet og blåst inn i et brennkammer. Fordelen med løsningen er at den er enklere å vedlikeholde. Den største ulempen er svært treg regulering, noe som medfører utfordringer i forbindelse med raske endringer i last. Det har også vært utfordrende å skaffe reservedeler da disse ikke produseres lenger. Deler må derfor produseres lokalt eller spesialbestilles. Det har vært en rekke alvorlige hendelser og langvarige stopp forårsaket av feil med ristsystemet. Lokalt driftspersonell og eksperter fra Europa har ikke lyktes å finne årsaken til havariene. Som følge av lekkasjer er en rekke rør skiftet de siste årene. Hovedsakelig i forbindelse med en større utskiftning i 2015, men også i etterkant.

Produksjonen av strøm foreståes av to turbiner. Den ene av disse, turbin 1, er en mottrykksturbin som både produserer strøm og fjernvarme. Den andre, turbin 2, er en kondenssturbin som kun produserer strøm. Begge turbinene har teoretisk kapasitet til å produsere 5,5 MW strøm hver, men dampkjelen har normalt sett ikke kapasitet til å produsere damp nok til mer enn 7 MW samlet strømproduksjon. Problemer med å regulere kullkjelene medfører også utfordringer med å kjøre dem på maks last. Mottrykksturbinen kan i teorien levere 22 MW fjernvarme, men i realiteten begrenser dette seg til rundt 13 MW kontinuerlig produksjon. Minimumslasten for turbinene er på rundt 1,2 MW, og ved lavere laster er det fare for at det oppstår kondens i turbinen som kan skade turbinbladene.

For å opprettholde driftssikkerhet og HMS-krav utføres turbinrevisjoner hver 50 000 time. Turbinrevisjonene ble sist utført i 2014 og 2016 og er således opptil 3 år på etterskudd. Utsettelsen er besluttet basert på faglige vurderinger (Norconsult 2019), men det er ikke grunnlag for å utsette vedlikeholdet ytterligere. Det samlede kostnadsanslaget for turbinrevisjonene er på 80 mill. NOK og dekker både revisjon av begge turbinene og diesel til energileveranse i perioden hvor turbinene ikke er operative. Det er stor usikkerhet knyttet til kostnadene forbundet med turbinrevisjoner.

Renseverket ble installert i 2014 for å imøtekomme strengere krav til utslipp. Det fjerner NOx, støv og svovel ved hjelp av innsprøyting av urea, elektrostatfilter og sjøvannsscrubber. Før renseverket ble installert var det mulig å kjøre begge kullkjelene samtidig, men kapasitetsbegrensninger på renseverket medfører at det nå bare er mulig å kjøre en kjel av gangen. Driften av kullkraftverket medfører utslipp av cirka 70 000 tonn CO₂ per år.

Drift av kullkraftverket krever døgkontinuerlig vakt, og minst to personer er alltid til stede for drift og kontinuerlig oppfølging.

Driftssikkerheten til kullkraftverket er vurdert som dårlig som følge av alder og tilstand og dette underbygges av en rekke utfall de siste årene. Omfattende tilstandsvurderinger av eksterne og interne aktører (OEC Consulting 2013) (Norconsult 2020) (BWSC 2022) har ikke lyktes med å fange opp spesifikke sårbarheter, årsakssammenhenger, feil og

vedlikeholdsbehov. Årsaken er trolig systemets særegenhet, kompleksitet og manglende mulighet for adkomst for inspeksjon.

Energikilden for kullkraftverket er lokalt utvunnet kull fra Gruve 7. Basert på økte priser for kull, og derved bedre lønnsomhet for drift av gruva, er det besluttet å opprettholde driften av denne frem til 2025 uavhengig av videre drift av kullkraftverket. Ved behov er det mulig å legge kull på lager for ett års videre drift av kullkraftverket etter sommeren 2025. Videre drift av gruva er imidlertid forbundet med usikkerhet. Blant annet er videre drift avhengig av at gruva driftes med overskudd og en større hendelse eller endring i kullmarkedet vil potensielt kunne sette en stopper for dette. Det har både vært hendelser med oversvømmelse og ras de senere årene som kunne ført til manglende levering og endelig nedleggelse.

Vurdering av kullkraftverket

Videre drift av kullkraftverket er forbundet med stor økonomisk usikkerhet og lav leveranse-sikkerhet fra anlegget. Forsynings-sikkerheten for Longyearbyen vil uansett måtte sørges for i sin helhet av anleggene for reservekraft. Ved videre drift må utsatte turbinrevisjoner gjennomføres, men disse adresserer kun turbinene og vil ikke være tilstrekkelig for å trygge driftssikkerheten av anlegget.

Lokalt kull har fordelen ved at det ikke må transporteres langt eller med skip som er sårbare for blokade og is. Likevel har kull som ressurs en usikkerhet forbundet med driften av gruva og kravet om lønnsomhet for videre drift.

Kullkraftverket er ikke skalerbart, og kapasiteten er allerede for liten i perioder med høyt energibehov. Dette medfører driftsutfordringer og behov for parallell støttetdrift med dieselfyrte aggregater og dieselmotorer. De økonomiske kostnadene er relativt faste og uavhengige av energiforbruk, noe som medfører at ENØK eller investering i fornybar energi ikke gir stor reduksjon i kostnadene, men derimot gir høyere kostnader totalt sett.

Anlegget er svært komplekst og krever høy kompetanse for å håndtere krevende driftssituasjoner. Erfaringsmessig er det krevende å rekruttere personell med relevant kompetanse og tidkrevende å lære opp nyansatte i anlegget. Manglende dokumentasjon og merking forsterker problemet.

4.2 Reservekraftverk

For reserve- og spisslast er det montert to generatoranlegg på 3 x 2 MW og 3 x 1,75 MW. Dette er "high speed" motorer som er relativt dyre å drifte kontinuerlig som følge av lavere virkningsgrad og større behov for vedlikehold. Ved kontinuerlig drift er det nødvendig å stoppe hver motor etter 500 timer drift for vedlikehold i opptil 8 timer. Dersom det innføres økt overvåkning av degraderingen av oljen, kan intervallet økes til opptil 700 timer.

Reservekraftverkene er kjøpt inn som reservekraftverk og er ikke beregnet på varig drift i flere tiår. I motsetning til low-, og mediumspeed motorer kan reservekraftverkene stå i beredskap over lengre tid uten å ta skade.

Reservekraft vest ble satt i drift våren 2021 og er på 3 x 2 MW. Dette anlegget vil få installert anlegg for gjenvinning av varme fra kjølekrets og røykgass i løpet av våren 2023, og er tiltenkt som hovedanlegg for strømproduksjon i en overgangsfase. Det er forventet at varmegjenvinningen kan oppnå tilsvarende energileveranse som strømproduksjonen.

Reservekraft øst ble satt i drift i 2009 og er på 3 x 1,75 MW. I kortere perioder kan anlegget levere opp imot 3 x 1,8 MW. Anlegget er i relativt god stand, men har gått en del timer som effektreserve for kullkraftverket. Det er ikke montert utstyr for gjenvinning av varme fra reservekraft øst.

En ulempe med dieselaggregater, og spesielt high-speed motorer, er mindre roterende masse. Dette gjør motorene mindre robuste mot raske endringer i last. Til gjengjeld kan pådraget i dieselmotorer reguleres svært mye raskere enn kullkraftverket, noe som gjør de langt enklere å regulere. Det nye batteriet er forventet å bidra til frekvens- og spenningsstøtte samt effektreserve ved drift på reservekraft.

Vurdering av reservekraftverk

High-speed motorer som er montert i reservekraftanleggene har lavere investeringskostnad enn medium-speed motorer, men høyere driftskostnader som følge av lavere virkningsgrad og større krav til vedlikehold.

Den største økonomiske usikkerhetsfaktoren er ansett som prisen på diesel.

Anleggene består totalt av 6 separate motorer og redundansen er derfor god. En ROS analyse fra sommeren 2022 (Multiconsult 2022) avdekket behov for tiltak for å oppnå tilstrekkelig forsyningssikkerhet med reservekraftverket. Det arbeides kontinuerlig med å lukke disse avvikene. I tillegg arbeides det med å oppgradere delelager og kompetanse for å øke driftssikkerheten ytterligere.

4.3 Batteri

Det monteres for tiden ett nytt batterisystem øst for energiverket. Dette er satt sammen av seks 20 fots containere og er ett av de største batteriene i Skandinavia. Systemet har en effekt på 6 MW og kan lagre 7 MWh, noe som gir en lagringskapasitet som er tilstrekkelig til å drifte byens strømforsyning i en time. Dette er langt mer tid enn det tar å starte dieselgeneratorene som i dag utgjør reservekraften til kullkraftverket. I tillegg vil batteriene bistå med frekvens- og spenningsstøtte samt effektreserve. Etter planen skal batterisystemet være i full drift sommeren 2023.

Enova har bidratt med økonomisk støtte til prosjektet og LL har innledet et samarbeid med UNIS, som skal sikre opparbeidelse av kunnskap og kunnskapsspredning.

Vurdering av batteri

Batteriets størrelse og design er optimalisert for frekvensstøtte, spenningsstøtte, effektreserve og lastutjevning i en driftssituasjon hvor kullkraftverket er presset på kapasitet. I en overgangsfase hvor byen forsynes med kraft fra reservekraftanleggene vil batteriet ha stor verdi gjennom å støtte reservekraftanleggene som består av high-speed motorer med begrenset roterende masse. Batteriet vil bidra til bedre kvalitet på kraftleveransen, økt driftssikkerhet, bedre økonomi og lavere utslipp som følge av jevnere last på motorene og derved mindre forbruk av diesel.

Tidligere vurderinger av Multiconsult (Multiconsult 2019) dokumenterer at ved innfasing av mer fornybar energi vil det være lønnsomt å installere ytterligere lagringskapasitet i form av batterier.

Batterier er forholdsvis investeringstung teknologi, men med lave driftsutgifter. Den økonomiske gevinsten er ikke nødvendigvis åpenbar, da batteriene i hovedsak er

støttesystemer som "spiller resten av enkeltsystemene gode", men gjennom gode simuleringer er det tydelig at batteriet har potensiale for å bidra vesentlig.

Batterier er forholdsvis komplekse og kompliserte systemer og teknologien er forholdsvis ny. For å lykkes er det nødvendig med god planlegging, koordinering og høy kompetanse. Dette er en stor sårbarhet for anlegget, men har blitt ansett som akseptabelt fordi batteriet ikke er kritisk for kraftleveransen.

4.4 Distribusjonsnett el

Distribusjonsnettet er et blandet kabel / luft ledning nett på 11 kV og 22 kV der det vesentligste av kabelnettet er i Longyearbyen. Lavspentnettet er en blanding mellom 230 V IT og 400 V TN nett. De ulike delene av luft ledningene er bygget på forskjellige tidspunkter i forbindelse med at de ulike gruvene ble startet opp. Det finnes ingen samlet oversikt over når de enkelte strekningene av luft ledninger og kabler ble bygget. Dagens kraftnett er av varierende kvalitet og alder og krever oppfølging og utskiftning. Kabeltraseer og anlegg er mangelfullt dokumentert.

Nettstasjonene er bygget i form av bakkemonterte «kiosker» som hovedsakelig er frittstående. Oversikten over når hver enkelt nettstasjon ble bygget er ufullstendig. Imidlertid indikerer aldersoversikten over høyspentbrytere og transformatorer at enkelte nettstasjoner med innhold er bygget fra begynnelsen av 1980-tallet, men at hovedandelen er bygget etter år 2000.

Bryterne er innstilt etter ny releplan, men det er utfordrende at det er få effektbrytere med vern i nettet. Mange av vernene er av simpleste sort, slik at de dekker overstrøm og kortslutning i korte trekk. Hvis det skal oppnås selektivitet i anlegget, må det installeres flere effektbrytere med nye vern. Det er mangelfull dokumentasjon av revisjonsrapporter på effektbryterne ute i nettet. Dette kan medføre at brytere vil reagere saktere enn hva de skal gjøre og i verste fall kobler de ikke ut ved en reell feil.

Som en følge av permafrost i bakken er det vanskelig å oppnå lokal jording ute ved kunden og jord hentes derfor fra to separate punkter i sjø.

Strømmålerne er de senere årene skiftet til AMS målere som muliggjør fjernavlesning, og fakturering basert på timesforbruk.

Det er økt behov for lading av elektriske kjøretøyer og energiverket har i den anledning mottatt flere henvendelser om oppgradering av lokal forsyning til 400 V TN og høyere kapasitet. Det er god kapasitet på hovedlinjene i byen, men det meste av nettstasjoner og lavspentanlegg er bygget i 230 V IT og må i så fall oppgraderes. Ved utbygging av nye områder, eller ombygginger, bør det legges til rette for lading av elektriske kjøretøyer gjennom å legge kabler og installere trafokiosker som er forberedt for 400 V TN.

Vurdering distribusjonsnett el

Nettet (kabeltraseer og anlegg) er i dag ikke tilstrekkelig dokumentert, er av varierende kvalitet og alder og krever oppfølging og utskiftning. Det anbefales å fase inn et tilfredsstillende beregnings- og kartprogram for å håndtere kommende utvidelser og ombygginger. Det anbefales også å installere nettstasjonsovervåkning for å muliggjøre raskere agering på feilsituasjoner og for å enklere kunne vurdere kapasiteten i nettet og å oppnå god selektivitet i anlegget.

Ved utbygging av nye områder, eller ombygginger, bør det legges til rette for lading av elektriske kjøretøyer gjennom å legge kabler og installere trafokiosker som er forberedt for 400 V.

4.5 Fjernvarmenettet

Fjernvarmenettet i Longyearbyen dekker sentrum av byen, Nybyen, havna, Hotellneset og flyplassen. Totalt består anlegget av 24 km med rørledninger (tur og retur), ca. 240 undersentraler og seks fyrhus. Det er laget en egen 10 årsplan for drift, utvikling og vedlikehold av fjernvarmen (Styrejernet og Multiconsult 2021).

Alder og tilstand på rørsystemet varierer svært mye. Deler av de nyere rørstrekningene holder høy standard mens store deler av de eldre rørføringene er dårlig isolert og preget av slitasje fra dårlig prosessvann, uheldige leggemetoder og manglende utskiftning. Blant annet er det utfordringer med dårlige skjøtemuffer og rør som er gravd ned i permafrosten. Dårlig prosessvann kommer i hovedsak som følge av lekkasjer i kobberloddede tappevannsvekslere og manglende anlegg for vannbehandling. Det er få stengeventiler i nettet og et begrenset omfang av ringledninger (forsyning fra to sider). Ved lekkasjer i nettet medfører dette ofte behov for å stenge og tappe ned unødige store strekninger, noe som medfører ulemper for kunder og unødige ekstraarbeid.

Nyere deler av nettet er godt isolert, mens eldre deler er lagt med serie 1 og serie 2 isolasjon og slipper ut svært mye varme. Dette forsterkes av det kalde klimaet og leggemetoden hvor fjernvarmerørene legges over bakken som følge av permafrosten. I dag legges kun rør med serie 3 eller serie 4 isolasjon.

Det er ikke opparbeidet en god oversikt over rørkvaliteter og isolasjon da kartgrunnlaget er mangelfullt. Dette er under utbedring og kartgrunnlag ferdigstilles før jul.

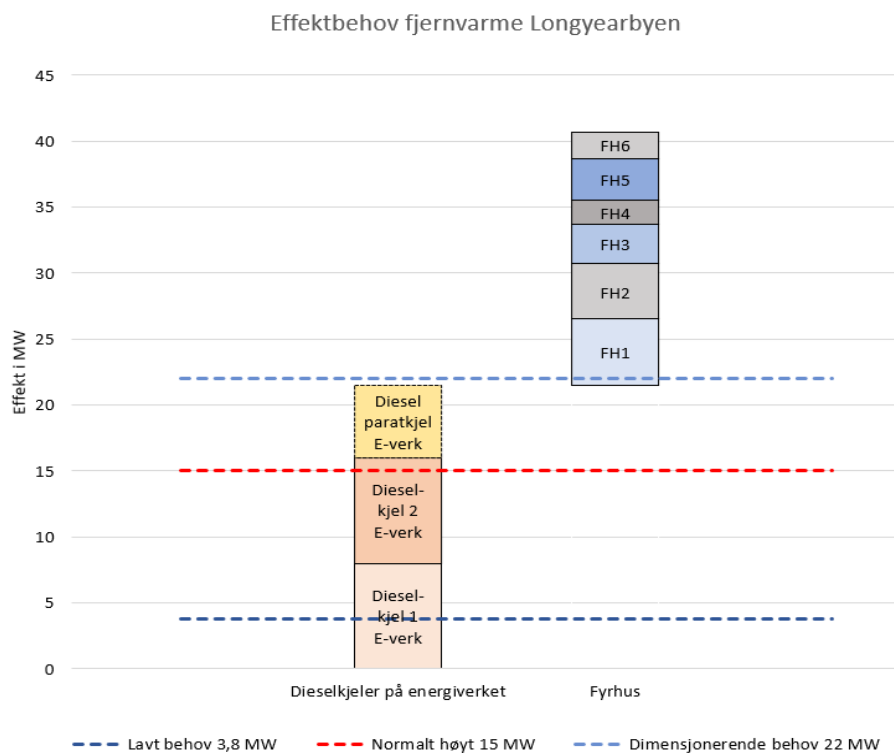
Driften og reguleringen av undersentraler har ikke vært av ønsket kvalitet og nivå grunnet manglende avtaleverk og kravspesifikasjoner. Forbedret styring av fjernvarmen, bedre kvalitet på prosessvannet og vedlikehold av varmevekslere og radiatorkretser har potensiale til å øke utnyttelsen av fjernvarmen og redusere behovet for sirkulert vann. Styringen av undersentralene er ofte mangelfull fordi aktuatorer og reguleringsventiler som regulerer pådraget til hver sin varmeveksler er fjernet eller låst i åpen stilling i stedet for å bli reparert. Enkelte steder er dette også gjort for å kompensere for manglende vedlikehold eller utskiftning av varmevekslere og/eller radiatorkretser. Dette er gjort uten at det tas hensyn til behovet for fordeling av fjernvarme mellom de ulike undersentralene og resultatet blir manglende differansetrykk over undersentralene som ligger lengst vekk fra fyrhuset. I dag blir dette kompensert ved at pumperatene økes slik at det sirkulerer mer vann, men dette medfører igjen at utnyttelsen av fjernvarmenettet er liten. Det medfører også unødvendig stort behov for elektrisk energi til å pumpe varmtvann gjennom sekundærnettet. Manglende utetemperaturkompensert regulering av radiatorkretsene gjør det også svært vanskelig å regulere innetemperaturen i boliger og næringsbygg, noe som medfører økt energibehov og redusert komfort.

Varmetapet fra fjernvarmerør er direkte proporsjonalt med temperaturen på vannet som sirkulerer i dem. Både tur- og returtemperaturen er viktig siden varmetap fra returtemperaturen må erstattes med ny energi for å oppnå ønskelig turtemperatur. Det er derfor viktig at arbeidet med å redusere driftstemperaturene på fjernvarmenettet fortsetter. I den forbindelse vil ombygging til ett nett uten utveksling i fyrhusene, og fokus på bedre regulering av undersentralene, være svært viktig. Lavere temperaturer er også viktig for å

legge til rette for lagring av energi som varme, mer varmegjenvinning fra strømproduserende energikilder og innfasing av eventuelle varmepumper.

Ved legging av nye fjernvarmerør er det viktig at disse legges med riktig dimensjon siden overdimensjonerte rør koster mer å legge og slipper ut unødvendig mye varme. Derfor bør regulering og energiøkonomisering i undersentraler og bygninger gjennomføres først, da dette reduserer den sirkulerte vannmengden. Med redusert sirkulert vannmengde kan nye fjernvarmerør legges i mindre dimensjoner, noe som reduserer varmetapet og investeringskostnaden. Fjernvarmerør som legges riktig og drifter godt kan ha en levetid på 30-50 år, så det er viktig at disse legges i riktig dimensjon og kvalitet.

Det er i dag 6 "fyrhus" (vekslerhus) i fjernvarmenettet hvor fjernvarmen fra energiverket veksles ut til kretser med lavere temperatur. I fyrhusene er det montert sirkulasjonspumper, trykholdesystemer, vannbehandling, reguleringsautomatikk og dieselbaserte fyrkjeler. For produksjon ved bortfall av kullkjelene er det også montert tre dieselkjeler på energiverket. Reservekraft Vests motorer bygges om til varmegjenvinning som kobles til fjernvarmenettet på energiverket. En oversikt over effekt på fyrkjelene er vist under sammen med dimensjonerende effektbehov i fjernvarmenettet.



Figur 4: Effekt fyrkjeler for fjernvarme

Det er utarbeidet en 10 årsplan for fjernvarmen i Longyearbyen (Styrejernet og Multiconsult 2021). Denne anbefaler følgende tiltak:

- Ombygging av fjernvarmenettet fra ett hovednett (primærnett) på 120/90°C med 8 «undernett» (sekundær og tertiærnett) som i dag er vekslet ut til 90/70°C til ett samlet nett med temperaturer på 80/60°C.
- Montering av vannbehandling i alle vannkretser for å sikre tilfredsstillende prosessvann som optimaliserer levetiden for rør, pumper og utstyr.

- Dokumentasjon av alt av fjernvarmerør og fyrhus innen utgangen av 2023.
- Skifte eldre og dårlig isolerte fjernvarmerør til nye med høy isolasjonsklasse.
- Opprette kundeavtaler med hensiktsmessig grensesnitt mellom energiverket og byggeiere.
- Innføre fakturering av fjernvarme basert på forbruk.
 - o Arbeidet er ferdig utført og det forventes at implementering av denne forbedrede insentivstrukturen vil gi økt fokus på ENØK på fjernvarme og bedre regulering av undersentralene.
- Oppgradere fyrhus for å bedre redundans og kapasitet.
- Oppgradere fjernvarmenettet for å bedre forsyningssikkerheten gjennom å installere flere stengeventiler og bygge ut flere ringledninger.

Mye av dette arbeidet er igangsatt, men fordrer kompetanse innen termodynamikk og innen drift av selve nettet. Det kan være utfordrende å besitte tilstrekkelig kompetanse på dette lokalt.

Vurdering av fjernvarmenettet

Fjernvarme er en investeringstung teknologi, men den gir vesentlig lavere driftskostnader sammenlignet med oppvarming ved hjelp av strøm. For å lykkes er det viktig at fjernvarmeanlegget bygges og driftes korrekt fra produksjon av varmen til utstyret for varmeleveranse i kundens bolig. Feil temperaturnivå og/eller dårlig regulering medfører drifts- og kapasitetsproblemer og urasjonell drift.

Fjernvarme muliggjør utnyttelsen av spillvarme fra motorer og brenselceller og bidrar derfor til økt, ofte doblet, totalvirkningsgrad med påfølgende reduserte kostnader og utslipp.

Energilagring er en viktig suksessfaktor for innfasing av en høy andel fornybar energi til akseptable kostnader. Lagring av varme koster bare en liten brøkdel av batterier eller hydrogen enten det er for times-, døgn- eller sesonglagring. Større sesonglager av energi i form av varme vil dessuten bidra svært positivt til energisikkerheten i Longyearbyen.

Det er mindre spillvarme forbundet med strømproduksjon fra motordrift sammenlignet med kullkraft, samtidig er det sannsynlig med vesentlig reduksjon av fjernvarmebehovet i byen som følge av ENØK tiltak. Det er derfor relevant å vurdere utstrekning, dimensjonering og omfang av fjernvarmesystemet i forbindelse med omleggingen til nytt energisystem.

Varmetapet fra fjernvarmerør, og investeringskostnaden for å legge disse, avhenger av dimensjonen på rørene. Forskjellen er størst for små dimensjoner, og blir mindre med større rør. Det er derfor viktig at det etterstrebes å legge korrekt dimensjon første gang fjernvarmenettet bygges, eller skiftes ut. Sentrale rørføringer over DN 150 kan bygges med overkapasitet for å tilrettelegge for utvikling, mens grennrør bør bygges så små som mulig.

Fjernvarme er en teknisk moden teknologi, men mangelen på lokal kompetanse er utfordrende for drift, kundekontakt og innkjøp av tjenester.

Forsyningssikkerheten for fjernvarme er relativt god, men hovedplanen for fjernvarme peker på enkelte svakheter som skal utbedres.

5 Overgangsfasen mellom kull og fornybart

5.1 Overgangen fra kull til diesel

Kullkraftverket er besluttet nedlagt i løpet av 2023 som følge av økte kostnader for drift og vedlikehold og dårlig driftssikkerhet. Ny permanent energikilde er ikke avklart og midlertidig energiforsyning vil ivaretas av dagens anlegg for reservekraft som i disse dager bygges om til ny hovedforsyning.

I 2021 gjorde Multiconsult en større vurdering (Multiconsult 2021) av potensielle overgangsløsninger for energisystemet i Longyearbyen for perioden mellom nedstengning av energiverket og frem til nye energikilder kunne fases inn. Tidsrammen ble satt til 10 år og løsningene ble vurdert basert på totalvirkningsgrad og evne til å gjenvinne varmen fra strømproduksjon, risikoanalyser, økonomi, miljø og risiko. Følgende scenarier ble utredet:

- Alternativ 0: «Business as Usual»; Videreføring av dagens energiverk på kulldrift, med nødvendig vedlikehold og oppgraderinger.
- Alternativ 1: Minimumsløsning; Stenge kullkraftverket, og i stedet benytte og tilpasse dagens reservekraftforsyning som overgangsløsning frem til ny energiforsyning er på plass.
- Alternativ 2: Mulighet for videreføring; Stenge kullkraftverket, og innføre ny hovedkraftforsyning med vurdering av mere miljøvennlige aggregat og drivstoff.

Konklusjonen ble at alternativ 1 ble den totalt sett beste overgangsløsningen. Den kan implementeres raskt, er enkelt å drifte, har et oversiktlig kostnadsbilde med få ukjente risikoer, i tillegg til at det fører til betydelige reduserte klimagassutslipp.

Andre viktige aspekter ved reservekraftløsningen som primær energiforsyning i en overgangsperiode er som følger:

- + Krever få investeringer.
- + Låser ikke Longyearbyen til en fremtidig teknologi eller energikilde.
- + Gir større frikobling mellom termisk produksjon og produksjon av strøm, noe som gir gunstigere og mer fleksibel drift.
- + Innebærer færre faste kostnader og sterkere kobling mellom forbruk av energi og kostnader. Dette gjør det enklere å finansiere en gradvis omlegging av energisystemet og gjennomføring av ENØK arbeid.
- Baserer seg på import av all energi via skip som innebærer en viss risiko og usikkerhet i tillegg til stor økonomisk usikkerhet og sårbarhet forbundet med variasjon i dieselpriiser.

Opprinnelig vurdering av Multiconsult baserte seg på en fremtidig situasjon hvor både Gruve 7 og kullkraftverket ble lagt ned, noe som ville gi et lavere energi- og effektbehov.

Vurderinger i ettertid har kommet til at lastkurvene for strøm som ble brukt i vurderingen var noe lavere enn det som er forventet, selv uten drift i Gruve 7. Energiverket har derfor i ettertid gjort oppdaterte vurderinger basert på nye energi- og effektbehov og konkludert med at tilgangen på effekt vil være tilstrekkelig i en overgangsfasen. Ved ekstraordinære driftssituasjoner i kraftproduksjonen vil det likevel kunne være nødvendig å begrense leveransen av strøm til Gruve 7 i en kortere periode. For en oversikt over effektbehov og produksjonskapasitet se figur:



Figur 5: Elektrisk effektbehov og produksjonskapasitet

Reservekraftverkene er ikke beregnet for varig drift i flere tiår og må erstattes av andre løsninger etter hvert. Det er derfor ikke noe alternativ å beholde disse som hovedforsyning ut over 10 års perioden som er skissert og det vil være fordelaktig å avslutte dette tidligere for å kunne beholde reservekraftanleggene som reservekraftanlegg.

5.2 Generelt om midlertidige overgangsfaser i omstillingen

Tidligere vurderinger har båret preg av en ensidig vurdering av sluttproduktet. Dette er på mange måter en hensiktsmessig avgrensning, men medfører en stor sårbarhet med hensyn på konklusjonen fordi økonomi, forsyningssikkerhet og drift i overgangsfasen ikke er hensyntatt. For mange scenarier vil denne fasen kunne være utfordrende og kostnadsdrivende – spesielt for et isolert system som Longyearbyen.

Generelt er det kjent at krav om absolutt CO₂ nøytrale løsninger i alle ledd kan gjøre omstillingen teknologisk krevende og medføre store kostnader (Hastings-Simon 2021). Dette kan best illustreres gjennom å se på dimensjoneringen av en tenkt energiløsning. Dersom denne løsningen skal dimensjoneres for 100 % utslippsfri energi i 100 av 100 år fremover, vil den i praksis være overdimensjonert i 99 av 100 år, noe som vil være svært kostnadsdrivende. Samtidig pekes det også på faren ved å velge teknologier som er miljømessig bedre, men som "låser" samfunnet til en løsning som ikke er tilfredsstillende på sikt og heller ikke tillater videre omstilling (Hastings-Simon 2021). For Longyearbyen er det derfor vurdert som økonomisk gunstig og hensiktsmessig å bruke eksisterende dieselaggregater og -kjeler til spisslast og reservekraft i en periode fremover. Dette vil ikke

kreve ytterligere investeringer, men redusere total kostnadene vesentlig fordi nye energiløsninger ikke må dimensjoneres for forsyningsikkerhet, maks effekt og lagringskapasitet fra første stund. De vil likevel kunne dekke det aller meste av energibehovet, og derigjennom kutte utslipp. Det anbefales ikke å investere tungt i teknologi med lavere, men fortsatt anseelige mengder utslipp, dersom ikke disse har en realistisk sjanse for å konverteres til 100% utslippsfrie løsninger på sikt. Tunge investeringer i verdikjeder for LNG, grå ammoniakk og pellets transportert med fossil energi anbefales ikke med mindre det er konkrete og realistiske planer om overgang til bedre løsninger som LBG, grønn eller blå ammoniakk og fossilfri transport av pellets.

Lokal kapasitet hos entreprenører og transportselskaper er også en begrensende faktor. For store tiltak over for kort tid vil erfaringsmessig medføre vesentlig høyere enhetspriser for mannskap, transport og materiell. Fra et lokalpolitisk og langsiktig perspektiv er det vurdert som fornuftig at kompetanse og kapasitet utvikles lokalt i stedet for å bli importert. Dette fordrer en viss grad av gradvis utbygging.

6 Fremtidige energisystemer

6.1 Innledning

Målsettingene for energisystemet i Longyearbyen er fastsatt gjennom lokalsamfunnsplanen og Svalbardbudsjettet for 2022. I tillegg kommer nasjonale målsettinger om reduksjon av klimagassutslipp. Det er redegjort nærmere for de overordnede målsettingene i kap 2.1 og de blir derfor bare kort oppsummert under.

Energisystemet skal:

- Opprettholde forsyningssikkerheten for kraft og varme
- Levere tilstrekkelig energi til akseptabel pris for forbrukeren
- Bidra til målsettingen om 80% reduksjon i CO₂ utslipp i Longyearbyen innen 2030
- Gradvis og raskt fase inn fornybare energikilder med målsetting om at fornybare løsninger skal utgjøre hovedforsyningen
- Ha minimal påvirkning på det ytre miljøet og ivareta hensynet til sårbar natur
- Bidra til at Longyearbyen fremstår som et utstillingsvindu for et grønt skifte

Med bakgrunn i dette er relevante teknologier og systemer vurdert på følgende kriterier:

Økonomi:

- Investeringskostnader
- Driftskostnader (levetid og vedlikeholdsbehov)
- Økonomisk forutsigbarhet og usikkerhet
- Fleksibilitet, skalerbarhet og økonomisk sårbarhet for endret energiforbruk
- Kompleksitet og kompetansekrav for drift

Forsyningssikkerhet:

- Teknologisk modenhet
- Egnethet, spesielt mht. arktisk klima og "off grid"
- Leveringssikkerhet og oppetid
- Sikkerhet i forsyningskjeden
- Kompleksitet og kompetansekrav for drift

Miljø:

- CO₂ utslipp i hele levetiden og langs hele forsyningskjeden
- Ivaretagelse av ytre miljø og unngå større inngrep i sårbar natur

Tid for implementering:

- Utredningsbehov ytre miljø og aktører
- Prosjektering, utbygging og innfasing
- Teknologisk modenhet

6.1.1 Kort om energisystemer

Systemer for energiforsyning består ikke av enkeltteknologier alene og dette gjelder spesielt i et lukket energisystem avskåret fra andre produsenter og landsdeler. I praksis må energisystemet i Longyearbyen ivareta mange av oppgavene som systemer av tilsvarende størrelse på fastlandet slipper fordi dette der ivaretas av andre og større aktører. Dette gjelder spesielt regulering av spenning og frekvens (stivheten i nettet og effektreserven) og ivaretagelse av forsyningssikkerhet.

Kravene til reduserte utslipp og optimalisering av økonomi innebærer også behov for å inkorporere teknologier som øker energisystemets kompleksitet i form av flere energikilder, lagringsteknologier og styringssystemer. I tillegg vil det være behov for bedre måle- og

faktureringsystemer. Kravene til økonomisk rasjonell drift innebærer at enkeltteknologier må velges, designes og dimensjoneres med hensyn på hverandre slik at de utfyller og ikke "konkurrerer" om å levere tjenester, eller overlapper hverandre unødvendig. Dette innebærer at selv om enkeltteknologier kan være svært lønnsomme isolert sett, må de passe inn i et system som leverer en helhetlig løsning som dekker både varme- og elektrisitetsbehov gjennom hele året. Det vil også være viktig å balansere optimaliseringen av systemet mot utfordringene et mer komplekst system gir med hensyn på drift og forsyningssikkerhet.

Videre må hele forsyningsskjeden evalueres, fra opprinnelig produksjon av energikilde, enten denne er gass/flytende/fast, termisk eller elektrisk, til transport, lagring, distribusjon og forbruk.

6.1.2 Kort om forsyningssikkerhet for kraft og varme

Forsyningssikkerheten for kraft- og varmeproduksjon i Longyearbyen vil i overskuelig fremtid avhenge av reservekraftverk og fyrkjeler basert på diesel. Dette innebærer ikke at nye løsninger ikke vil bidra til ytterligere økt forsyningssikkerhet, men mange av de mest økonomisk gunstige, eller miljømessig beste teknologiene egner seg ikke som elementer for forsyningssikkerhet. For eksempel vil lokale fornybare energikilder som sol og vind være avhengige av været for produksjon, mens geotermi, varmepumper og brenselceller vil være svært kostbare å skalere opp til dimensjonerende effekt.

Pumper for drift av fjernvarme og vannforsyning er avhengige av strøm for drift, noe som innebærer at all fjernvarme, vannproduksjon og -distribusjon er avhengig av en hvis strømproduksjon. Dette innebærer en sårbarhet og det anbefales derfor å vurdere innfasing av flere mindre og mobile aggregater som kan sikre forsyning av fjernvarme og vann lokalt ved bortfall av strøm.

Dagens reservekraftverk og fyrkjeler basert på diesel, med tilhørende forsyningslinjer, vurderes som hensiktsmessige anlegg for beredskapskraft og -varme i fremtiden, selv ved fullt utbygd fornybar energiforsyning. Dette er enkel, robust og kjent teknologi med moderate behov for vedlikehold ved bruk som reserveanlegg. Selv om reservekraftverkene vil fungere godt som hovedforsyning i en overgangsfase, er de ikke designet for varig drift ut over den tiltenkte perioden på 10 år. Det anbefales derfor å fase inn nye løsninger for hovedforsyning av energi før dagens reservekraftverk er utslitt slik at disse kan videreføres som reserveløsning i et fremtidig energisystem.

6.1.3 Akseptabel energipris for forbruker

I forbindelse med valg av nytt energisystem er det i tillegg til drifts- og investeringskostnader vurdert som viktig å vurdere økonomisk forutsigbarhet. Økonomisk forutsigbarhet henger nøye sammen med teknisk usikkerhet, fleksibilitet, skalerbarhet og eksponering mot volatile markeder.

- Teknisk usikkerhet innebærer fare for at teknologien ikke fungerer som den var tiltenkt, noe som medfører økte kostnader for reparasjon og tapte produksjonsinntekter. Usikkerheten er vurdert å ha sammenheng med teknologiens kompleksitet, diversitet, modenhet, tilgang til reservedeler og leverandørens kompetanse og seriøsitet. Det er mulig å redusere usikkerheten gjennom tidlig og god planlegging, intern kompetanse og gode leverandøravtaler. Diversifisering i ulike tekniske løsninger kan både bidra til økt og redusert teknisk usikkerhet fordi flere ulike løsninger kan innebære økt redundans, men også økt kompleksitet for drift og vedlikehold.

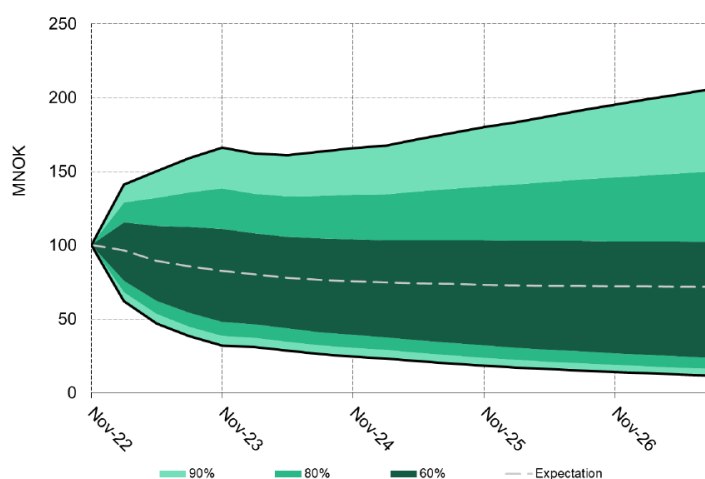
- Fleksibilitet og skalerbarhet er viktig for driftssikkerhet og økonomi og henger både sammen med tekniske aspekter og investeringsnivået for de ulike løsningene. Teknisk fleksible løsninger kan levere energi på kort varsel og i hele effektspekteret og på den måten støtte tregere systemer eller systemer som er avhengige av været.

Investeringstunge løsninger som ikke er fleksible og skalerbare kan fort bli vesentlig mindre lønnsomme ved en endring i drivstoffpriser og det lokale energimarkedet. For eksempel vil redusert etterspørsel etter energi produsert av en energikilde med høyt investeringsnivå, medføre høyere kostnader per levert energienhet, som igjen kan medføre lavere etterspørsel. Løsninger med høy investeringskostnad vil binde midler over lang tid, kunne gi høye energipriser og trigge flere store kunder til å bygge egen forsyning.

- Importert drivstoff vil være eksponert for volatile markeder og endringer i drivstoffpriser. Det er for tiden stor usikkerhet forbundet med fremtidige drivstoffpriser, eksemplifisert ved figuren under fra DNB Markets som viser usikkerheten forbundet med fremtidig dieselpriis. Usikkerheten øker med tidshorisont. Det er ikke urimelig å forvente at med krig i Europa, pandemi og grønt skifte vil denne usikre situasjonen vedvare og også omfatte grønne drivstoff som biogass, grønn ammoniakk og pellets. Dette kan avhjelpest med finansielle verktøy over kortere perioder, men for lengre perioder blir kostnaden høy.

Finansiering av energisystemet er nærmere beskrevet i kapittel 10.

Usikkerhet i kostnad for 10 000 tonn diesel per år



Figur 6: Usikkerhet dieselpriis fra DNB Markets

6.1.4 Miljø og bærekraft

Det er definert klare målsettinger om at det nye energisystemet i Longyearbyen skal bidra til å redusere CO₂ utslipp, bestå av hovedsakelig fornybare energikilder, ha minimal påvirkning på det ytre miljøet, unngå større inngrep i sårbar natur og bidra til at Longyearbyen fremstår som et utstillingsvindu for et grønt skifte.

Målsettingen om reduksjon av CO₂ utslipp er fundert i FNs bærekraftsmål. Det antas at målsettingen ikke kun dreier seg om lokale utslipp av klimagasser, men utslipp i hele verdikjeden. Fornybare energikilder kan både være importert drivstoff og lokal produksjon som geotermisk varme, sol og vind. Svakheten med importerte drivstoff generelt er virkningsgradstapet forbundet med produksjon og transport som innebærer høyere utslipp og mer nedbygging av natur andre steder sammenlignet med lokalt utnyttede fornybare energikilder. Dette kan avhjelpest ved for eksempel utnyttelse av spillvarmen fra elektrolysør for produksjon av hydrogen og/eller ammoniakk eller varme fra flytendegjøring av biogass.

Det er ikke definert hva som er sårbar natur og hva slags påvirkning på det ytre miljøet det er snakk om, men overordnet er det i hovedsak tre store trusler mot den unike arktiske naturen:

- Akkumulering av giftstoffer, spesielt i dyr høyt oppe i næringskjeden.
- Innføring og migrering av fremmede arter som fortrenger lokale arter, noe som forsterkes av høyere temperaturer som følge av klimaendringer.
- Klimaendringer som ødelegger habitat, fører til økt erosjon langs kysten, redusert permafrost, is- og snødekke, migrering av fremmede arter og smelting av isbreer.

Naturen innenfor Longyearbyen arealplanområde er sterkt preget av hundre år med industriell gruvevirksomhet og de fleste anlegg står i dag til åpent forfall. Det er anlagt veier og høyspentledninger både østover innover Adventdalen, opp mot Platåfjellet og ut mot Bjørndalen.

Det vil være behov for omfattende utredninger og avklaringer rundt miljøspørsmålene forbundet med utbygging, innfasing og drift av særlig vind og sol utenfor Longyearbyens arealplanområde.

6.2 Alternative produksjonsteknologier for nytt energisystem

6.2.1 Aggregat med multifuel motor

Det foregår en svært rask utvikling av motorteknologi for skipsfart. Årsaken er skjerpede utslippskrav fra kunder og myndigheter og økte priser på fossile drivstoff. LNG, LPG, grå ammoniakk og diesel er ikke fornybare energikilder og er derfor kun vurdert som drivstoff i en overgangsløsning og beholdt som reservekraft for forsyningsikkerhet.

Flytende biogass (LBG), grønt hydrogen, grønn ammoniakk, grønn metanol og biodiesel er alle aktuelle drivstoff for en fornybar løsning basert på motorteknologi.

Rene gass- eller «dual fuel» motorer, som går på gass og diesel, er allerede kjent og moden teknologi. Disse kan benytte LNG, LBG, etanol, metanol, LPG og diesel, men som oftest en kombinasjon av diesel og én gass. Alle de store motorprodusentene som er forespurt har programmer for å utvikle motorer som klarer å ta ulike fornybare drivstoff. Teknologiene det satses på er ulike, fra langsomme og mer mekaniske to-takts motorer til medium speed motorer som er heldigitaliserte.

Motorer som går på ammoniakk (NH₃) er litt frem i tid, men de første motorene er forventet å være leveringsklare i løpet av 2024. Flere leverandører kommer litt senere, men er på god vei til å levere motorer som klarer flere drivstoff i samme motor. Virkningsgraden er forventet å være høy, som på andre low- og mediumsPEED motorer. Det arbeides med teknologier der samme motorer kan kjøres på naturgass, biogass, ammoniakk eller diesel om hverandre. Flere leverandører tilbyr motorer med godt uttestet dual-fuel teknologi (metan/diesel) som kan bygges om til ammoniakk ved et senere tidspunkt. Ved vurdering av ny motorteknologi er det svært viktig at modenhet og teknologisk sikkerhet vektlegges for å unngå høye kostnader.

Felles for alle motorene omtalt over er at dette er motorer som er beregnet på å gå kontinuerlig i svært mange år. Virkningsgraden er derfor vesentlig høyere, og vedlikeholds-kostnadene lavere, enn for hurtigløpere som i dagens dieselmotorkraftverk. Totalvirkningsgraden kan i tillegg nær dobles ved utnyttelse av varmen fra røykgass, kjøle- og smøresystem, men dette fordrer tilkobling til et fjernvarmenett med tilstrekkelig lav returtemperatur.

Kraftproduksjon med motorer er kjent teknologi for avsidesliggende isolerte bosettinger. Bakgrunnen er at dette er robuste og fleksible løsninger som har lave investeringskostnader og er forholdsvis lette å vedlikeholde og reparere. Gjennom å fordele lasten på flere motorer sikres høy driftssikkerhet og optimalisert lastprofil. En slik løsning er også lett å skalere opp ved å installere flere motorer ved behov for større effekt. Erfaringsmessig er det lett å rekruttere kompetente maskinister for drift og vedlikehold av denne typen anlegg.

Det er tidligere vurdert løsninger for LNG (Thema og Multiconsult 2018) (Multiconsult 2021) med store lagertanker som fylles ved hjelp av tankskip. En slik løsning legger til rette for rasjonell logistikk og gir god reservekapasitet, men krever svært store investeringer som er estimert til over 1 milliard NOK (Multiconsult 2021). Totaløkonomien ble vurdert som god som følge av at LNG var konkurransedyktig på pris, men dette er endret med situasjonen i dagens energimarked. I det senere er det vurdert en løsning basert på containere og frakt med fraktskip som allerede går i rute. Dette krever en langt mindre lokal buffertank og lavere investeringsbehov, men logistikken blir noe dyrere.

I en overgangsløsning og i et usikkert marked vil en lavere investeringsgrad være å foretrekke da Longyearbyen unngår å binde seg til én energiløsning som kan utvikle seg i en uheldig retning.

En multifuelmotor vil være fleksibel med tanke på valg av drivstoff og fleksibiliteten kan øke forsyningssikkerheten og drivstoff kan velges ut fra fremtidig pris og annet. Likevel må alt drivstoff fraktes til Svalbard, noe som innebærer en viss sårbarhet. Det vil være viktig å sikre tilstrekkelig med drivstoff på øya, til enhver tid, for å sikre forsyningssikkerheten.

En multifuelmotor med moderat størrelse på tankanlegget vil innebære få investeringer sammenlignet med andre aktuelle teknologier. Utgiftene forbundet med energiproduksjonen vil i hovedsak være proporsjonalt med pris og forbruk av drivstoff. Dette gjør det lettere å fase inn nye fornybare løsninger gradvis siden enhver ny energikilde reduserer kostnadene til den eksisterende driften.

Overgangen fra kull til diesel basert på hurtigløpere vil redusere CO₂ utslippene med 50%. Ved innfasing av motorer med bedre virkningsgrad vil dette reduseres ytterligere selv om det fortsatt benyttes diesel. Ved overgangen til fornybare drivstoff vil det være mulig å oppnå ambisjonen om å redusere CO₂ utslippene forbundet med produksjon av strøm og fjernvarme med tilnærmet 100%. For å sikre en bærekraftig løsning, og overholde utslippskrav, vil det være viktig å fokusere på utslipp av partikler, NO_x (nitrogenoksid gasser), metan og ammoniakk i tillegg til CO₂.

Vurdering av multi-fuel motor

En multi-fuel motor kan anskaffes og implementeres i løpet av 2025-2026. I første omgang vil denne redusere drift- og vedlikeholdskostnadene for drift basert på diesel, og redusere CO₂ utslippene. Fornybare drivstoff vil dermed kunne fases inn i større eller mindre grad avhengig av ambisjon og kostnader.

Dual-fuel aggregater anses for å ha god virkningsgrad og være svært robuste og driftssikre. Teknologien er kjent og oppbygging av lokal kompetanse og reservedelslager for reparasjon er en mulighet for å øke redundans og beredskap. Det er noen teknologiske aspekt forbundet med ammoniakk-motorer som ikke vurderes som helt modne, men det er forventet at dette er bruksklart innen 2026. For å redusere teknologisk usikkerhet er det mulig å anskaffe en konvensjonell dual-fuel motor for naturgass og diesel som senere kjøres på biogass eller bygges om til ammoniakk.

Motorteknologi er vurdert som mindre kompetansekrevene og kompleks å drifte enn turbiner samtidig som virkningsgraden er vesentlig høyere.

Innfasingen av multifuel motorer beregnet på varig drift vil innebære en moderat investering samtidig som det vil ta ned driftskostnadene og øke redundansen på energiforsyningen.

Med mindre det legges til rette for lokal produksjon av ammoniakk og/eller biogass vil en aggregatløsning være helt avhengig av importerte drivstoff.

6.2.2 Brenselceller

Brenselceller produserer elektrisk energi ved hjelp av en elektrokjemisk prosess som konverterer kjemisk energi til elektrisk energi uten normal forbrenning.

Brenselceller har svært høy el-virkningsgrad og lavt vedlikeholdsbehov. El-virkningsgraden kan være så høy som 60% og det er mulig å utnytte spillvarmen til oppvarming og på den måten oppnå totalvirkningsgrader på opp mot 90%. Brenselcellenes høye driftssikkerhet, og lave vedlikeholdsbehov kommer i stor grad som en følge av at det er få bevegelige deler. De bevegelige delene er knyttet til pumper, kompressorer og vifter for brennstoff, kjøling, luft og avgasser.

Brenselceller har relativt høy innkjøpskostnad, men lav driftskostnad. Det er antatt at med større anlegg og serieproduksjon vil kostnadene gå ned. Etter 3-7 års drift, avhengig av last og teknologi/produsent, vil virkningsgraden på brenselcellene være så redusert at det er nødvendig med utskifting av membraner (stacker). De fleste leverandører tilbyr dette, men kostnaden forventes å være høy, typisk 70% av nypris.

Den høye el-virkningsgraden er svært positiv ved installering i en bil, lastebil eller skip som i hovedsak trenger elektrisk energi. For Longyearbyens energisystem vil det derimot til enhver tid være behov for omtrent like mye varme som elektrisitet. Siden motoralternativet også oppnår høy totalvirkningsgrad når varmen utnyttes, gjør dette at brenselcellene ikke oppnår den relative lave kostnaden som den høye el-virkningsgraden skulle tilsi sammenlignet med motorer.

Brenselceller klarer ikke svært raske endringer i elektrisk last og er spesielt følsomme for raske oppstarter fra 0% belastning (cold start). De er derfor helt avhengige av støtte fra et batteri for spennings- og frekvensstøtte og effektreserve.

Brenselceller som går på hydrogen, hydrokarboner (metan, LPG, diesel ++) og alkoholer er kjent og moden teknologi med svært liten teknologisk risiko. Det foregår uttesting av

brenselceller for ammoniakk av typen SOFC (solid oxide fuel cell), men disse er ikke antatt å komme på markedet før i 2028. Et alternativ til brenselceller som går direkte på ammoniakk er å «cracke» ammoniakk til hydrogen og deretter kjøre hydrogenet i en tradisjonell hydrogenbrenselcelle. For å unngå degradering av hydrogencella er det nødvendig med god rensing av hydrogenet for all ammoniakk. Totalkostnaden og kompleksiteten for en slik løsning har blitt vurdert som for høy.

Brenselceller har svært lave utslipp ved bruk av fornybare drivstoff. LBG, LOHC, grønt hydrogen, grønn ammoniakk, grønn metanol og biodiesel er alle aktuelle drivstoff for en fornybar løsning basert på brenselceller.

Vurdering av løsning basert på brenselceller

Brenselceller har svært høy virkningsgrad og leveringssikkerhet. Dette er moden teknologi med lav risiko og kompleksitet. Drift av brenselceller er forbundet med lave driftskostnader, men de høye kostnadene for investering og utskiftning av stacker gjør totaløkonomien mindre attraktiv.

Brenselceller er investeringstung teknologi (høy pris per effekt) samtidig som de er trege å regulere. Dette gjør løsningen lite fleksibel, og best egnet for å dekke grunnlast. Derimot er løsningen enkel å skalere opp, teknisk sett, for å tilpasse energisystemet til høyere energilaster.

Med mindre det er aktuelt med lokal produksjon av hydrogen og biogass vil en løsning med brenselceller være helt avhengig av importerte drivstoff. Utslipp fra brenselceller avhenger av drivstoffet som benyttes.

6.2.3 Kraftvarmeverk basert på pellets

Kraftvarmeverk basert på pellets ble i Multiconsult rapporten i 2018 trukket frem som det nest beste alternativet samlet sett. Det ble da foreslått å installere ett kraftvarmeverk med elektrisk kapasitet på 7,5 MW og en biokjel for varmeproduksjon på 5 MW. Et slikt anlegg vil i praksis tilsvare dagens energiverk med de fordelene og ulempene dette medfører. Senere rapporter og vurderinger har vurdert dette alternativet som mindre egnet for Longyearbyen. Bakgrunnen er som følger:

- Anlegget krever store investeringer og en stor andel av driftskostnadene er forbundet med faste kostnader til bemanning og vedlikehold. Ved innfasing av lokal fornybar energi og energieffektivisering vil ikke dette redusere kostnadene for kraftverket nevneverdig og økonomien vil gradvis forverres. Denne utviklingen ses allerede i Longyearbyen i dag og det er forventet at den kan bli selvforsterkende ved at høyere priser fra kraftverket gir sterkere insentiver for egenproduksjon og ENØK som igjen gir enda høyere priser for å dekke faste kostnader. (Multiconsult 2021)
- Et pelletskraftverk vil være kostbart og tidkrevende å skalere opp ved økt behov for effekt og energi (Thema og Multiconsult 2018). Overdimensjonering av anlegget forsterker problemstillingen fra punktet over.
- Et pelletskraftverk med dampturbiner vil være tregere å regulere og vil derfor kreve større effektreserve under drift. Dette er en stor ulempe i et lite og lukket energisystem og medfører dårligere driftsforhold og påfølgende lavere virkningsgrad. (Multiconsult 2021)
- Et varmekraftverk med dampturbiner og pellets er et komplisert og vedlikeholdskrevende anlegg som krever høy kompetanse og lang opplæringstid for å operere. Dette ble av Norconsult identifisert som en av de største sårbarhetene

forbundet med dagens energiverk og vil gjelde for alle alternativer med dampkjeler og turbiner (Norconsult 2020).

Kraftvarmeverk basert på pellets er derfor ikke vurdert videre i dette arbeidet.

6.2.4 Fyrkjeler og el-kjeler for fjernvarme

Fyrkjeler

Fyrkjeler for produksjon av hetvann/fjernvarme/damp er en svært enkel og kjent teknologi. I prinsippet består dette av enheter hvor et brensel forbrennes under optimale forhold med hensyn på utslipp og virkningsgrad. Videre ledes de varme avgassene forbi rør med prosessvann/fjernvarme for å varme dette til ønskelig temperatur før det ledes ut til forbrukerne.

Fyrkjeler har svært lave investerings- og driftskostnader som følge av den enkle teknologien, lave kompleksiteten og høye virkningsgraden. Investeringskostnadene per MW varme er godt under 10% av investeringskostnadene per MW el fra en medium-speed-motor. Den lave investeringskostnaden gjør det rasjonelt å overdimensjonere anlegget for å bedre redundans og fleksibilitet. Fyrkjeler har dessuten best virkningsgrad (over 90%) ved drift på lav effekt, noe som gjør overdimensjonering attraktivt også med tanke på drift. Den lave investerings- og driftskostnaden gjør teknologien svært skalerbar og økonomisk robust med tanke på endringer i energileveransen.

Generelt sett har fyrkjeler svært høy leveransesikkerhet og oppetid og den største risikoen er forbundet med tilstrekkelig strømforsyning til, og drift av, bygget de står i. Fyrkjelene er også svært enkle å operere og relativt enkle å vedlikeholde og reparere.

LBG, LOHC, grønt hydrogen, grønn ammoniakk, grønn metanol, pellets og biodiesel er alle aktuelle drivstoff for en fornybar løsning basert på fyrkjeler. Ammoniakk som drivstoff ligger noe frem i tid, men er vurdert som et realistisk alternativ.

Fyrkjeler basert på pellets skiller seg ut fra de andre ved at pellets er et fast stoff med mye større volum. Pellets leveres i bulk og stiller helt andre krav til håndtering med store anlegg for siloer.

El-kjeler

El-kjeler er tilsvarende fyrkjeler, men energien kommer fra elektrisitet i stedet for brensel. Disse har lavere investeringskostnad enn fyrkjeler og enda høyere virkningsgrad og driftssikkerhet. Kostnadene er hovedsakelig forbundet med forbruket av strøm.

Det er ikke aktuelt å benytte drivstoff for å produsere strøm for drift av el-kjeler da det er mye mer lønnsomt å fyre dette drivstoffet direkte i en fyrkjel i stedet. Derimot viser alle simuleringer med utbygging av lokale fornybare energikilder som sol og vind at disse i lengre perioder produserer mer energi enn byen har behov for. Denne energien kan lagres i batterier, men dette blir fort svært dyrt. Over 70 % av dagens energibehov i Longyearbyen er i form av varme, og selv om dette skal reduseres, er det svært mye enklere og rimeligere å lagre varmeenergi enn elektrisk energi.

Vurdering av fyrkjeler og el-kjeler

Fyrkjeler har lave investerings- og driftskostnader, lav kompleksitet, liten teknisk risiko og høy virkningsgrad. Den største ulempen er at de kun leverer varme, og ikke strøm. Ut over det er løsningen både fleksibel og skalerbar.

Med mindre det er aktuelt med lokal produksjon av hydrogen og/eller biogass vil en løsning med fyrkjeler være helt avhengig av importerte drivstoff.

Pellets er tidligere vurdert i sammenheng med produksjon av damp for turbiner. Å bruke pellets for ren varmeproduksjon har få av de samme ulempene som et kraftvarmeverk basert på pellets har, og kommer svært godt ut i den økonomiske vurderingen. Den store ulempen med pellets er det store volumet som må transporteres, håndteres og lagres. Dette krever lokale investeringer, areal og større innsats for transport.

El-kjeler er hensiktsmessig ved overskuddskapasitet på lokalt produsert strøm fra for eksempel sol og vind, i kombinasjon med akkumulatortanker og geotermos for energilagring.

6.2.5 Avfallsforbrenning

Avfallsforbrenning med lokalt generert avfall har potensiale for å levere mellom 3 og 10 GWh varme til fjernvarmenettet av totalt behov på 71 GWh. Løsningen er komplisert å drifte og krever større investeringer for å overholde utslippskrav. Forbrenning av avfall kan potensielt redusere CO₂ utslippene forbundet med oppvarming av byen og transport av avfall til fastlandet, men forutsetningen er korrekt dimensjonering og drift.

Tidligere vurderinger fra Asplan Viak (Asplan Viak 2013) og Norconsult (Norconsult 2014) kommer frem til delvis motstridende konklusjoner. Usikkerhet rundt behovet for varmen som produseres og driftsprofil for avfallsforbrenningen bidro til dette. I fremtiden vil det trolig bli mulig å få avkastning for varme gjennom hele vinterhalvåret.

Det er antatt at det er mulig å lagre avfallet som genereres i den varme delen av året til temperaturen blir kaldere og behovet for varme går opp, for deretter å drifte anlegget kontinuerlig gjennom vinteren med full avkastning på varmen. Sammen med reduserte transportkostnader for frakt av avfall vil dette muligens kunne resultere i en økonomisk og miljømessig positiv løsning, men det er behov for ytterligere utredning.

Vurdering av en løsning med avfallsforbrenning

Avfallsforbrenning i Longyearbyen vil kreve relativt store investeringer og driftskostnader sammenlignet med energiutbyttet. Driften er relativt komplisert og kompetanse-krevende og løsningen er ikke vurdert som annet enn et supplement til resten av energiforsyningen.

Avkastning på levert varmeenergi kombinert med reduserte utgifter for avfallshåndtering vil kunne gjøre avfallsforbrenning lønnsomt. Dersom varmeoverskuddet foretrenger fossile energikilder vil det sammen med redusert transportbehov for avfall ha en positiv miljøeffekt. Dette må utredes videre for å bli en reell mulighet.

Det er relativt få forbrenningsanlegg i Norge, og de som finnes er bygget på større steder med muligheter for å utnytte generert varme til fjernvarmeproduksjon. Anleggene er sentralt plasserte i større byområder, og omkringliggende kommunale renovasjoner leverer avfall inn til noen få forbrenningsanlegg. Anleggene er komplekse og kostbare, og kan i prinsippet sammenlignes med kullkraftverket. Det anses ikke mulig å få lønnsomhet i å etablere et slikt anlegg i Longyearbyen basert på byens avfallsvolumer. Dagens løsning med returfrakt av avfall på MS Norbjørn og forbrenning i Tromsø anses derfor som tilfredsstillende.

6.2.6 Solceller

Solceller kan monteres både på tak og fasader og som frittstående bakkemonterte anlegg i terrenget. Det er montert en rekke anlegg på tak og vegger i Longyearbyen de siste årene og erfaringen er at disse produserer langt mer energi enn først forventet. Dette kommer

sannsynlig som en følge av høyere albedo på bakken og kaldere temperaturer som øker virkningsgraden. Solceller produserer bare strøm i den lyse årstiden og er derfor kun vurdert som et bidrag i energisystemet. Likevel kan solceller gi et vesentlig bidrag for å redusere utslipp og bedre totaløkonomien i energisystemet.

Solceller krever nesten bare investeringer, og svært lite utgifter går til drift. Det er liten teknisk usikkerhet rundt selve solcelleteknologien, men for bakkemonterte anlegg er det en rekke aspekter som må optimaliseres før utbygging av større anlegg.

Bygningsmonterte solceller medfører begrensede inngrep i naturen, men det er naturlig nok begrensede arealer tilgjengelig. Ulempene er at vinkelen mot sola og lokasjonen som oftest ikke er optimal. Ved ettermontering av solceller på allerede eksisterende bygg er det viktig å kontrollere at innfesting og bæring i tak og fasade er tilstrekkelig før montering.

Ved montering av solceller i større bakkemonterte anlegg kan en større produksjon oppnås både gjennom størrelsen på anlegget, bedre lokasjon og bedre vinkel på solcellepanelene. Gjennom et forskningsprosjekt i Adventdalen er snøfonning identifisert som et stort og kostnadsdrivende problem for slike anlegg i Arktisk klima (Frimannslund 2022). Dette kan løses ved hjelp av snøgjerder på utsiden av parken, større avstand mellom solcellepaneler, høyere montasje og justering av tilt (Frimannslund 2022). Ved inkorporering av systemer for «solar tracking» skriver Frimannslund følgende:

“ An alternative solution to achieve snowdrift resilient solar power plants is through the implementation of solar tracking systems enabling a variable tilt. As shown in Fig. 6b), no significant low points in friction velocity occur for the lowest investigated tilt of 10°. If the solar power plant can have a variable tilt, the panels can be put in a horizontal position during snow transport events. At high latitudes, the wintertime irradiance is low in magnitude and the losses associated with having horizontal panels can be of little significance. Additionally, tracking systems increase the specific yield compared to fixed tilt systems, depending on the type of tracking and irradiance conditions (Wittmer and Mermoud, 2018). However, solar tracking systems use actuators and have several moving parts whose mechanical reliability may be compromised by the environmental stresses of the Polar climate. PV plants with solar tracking may thus offer increased snowdrift resiliency while maintaining a high yield but presupposes mechanical resiliency to the climatic effects during the lifetime of the system.”

Mens montasje av solceller på bygg i arktisk klima etter hvert er godt kjent teknologi, er det fortsatt en god del usikkerhet rundt optimal byggeteknikk for bakkemonterte solcelleanlegg. Som beskrevet over er det utfordringer rundt snøfonning og uttesting av systemer som følger sola (trackere), men det er også usikkert rundt optimalisering av fundamentering og rigging av så lette konstruksjoner med stort vindfang i områder med ekstremt klima og permafrost.

Vurdering av solenergi

Solceller i Arktis er etter hvert kjent teknologi med lav usikkerhet. Produksjonen er avhengig av sesong og vær og vil som følge av sin lave fleksibilitet først og fremst være et bidrag til totalproduksjonen. Solenergi kan i begrenset grad og kun i kort tid lagres i batterier, men dette er per dags dato en svært dyr løsning. Gjennom å konvertere overproduksjon fra solceller til varme i en el-kjel vil det være mulig å lagre og nyttiggjøre en høyere andel av energien i stedet for at denne går tapt.

Ved utbygging av større anlegg for bakkemonterte solceller er det viktig at lokasjon vurderes nøye for å balansere behovet for energiproduksjon og drift, mot nedbygging av natur og

påvirkning på lokal fauna. Men det positive er at de er flyttbare skulle det oppstå uforutsette konsekvenser.

Det anbefales å utrede sol både på bygg og som bakkemonterte anlegg i det videre arbeide.

6.2.7 Vindkraft

Det blåser generelt sett mye på Svalbard og globale vindatlas vurderer utsatte lokasjoner som svært godt egnet for energiproduksjon fra strøm. Den første utredningen for vindkraft ble utført av Kjeller Vindteknikk AS (KVT) i perioden januar 2003 til januar 2004 (Kjeller Vindteknikk AS 2004). Hverken lokasjon eller målehøyde (40m) var optimal, og KVT skriver selv at:

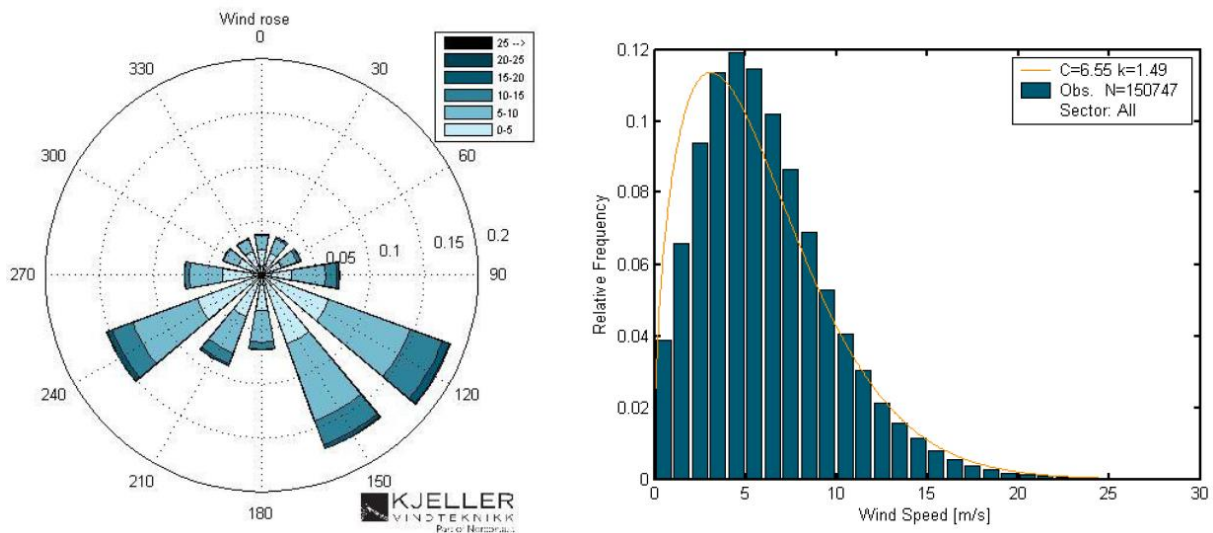
«Hensikten med målingene har vært å gjøre en første kartlegging av vindforholdene, slik at dette kan brukes til å vurdere utnyttelse av vindressurser til vindkraftformål.»

«Resultatene i denne rapporten gjelder for målepunktet. Det kan være store forskjeller i vindforholdene innenfor et lite område, men tall fra målepunktet vil gi et godt bilde av de generelle forholdene oppe på Platåberget.»

Lokalstyre har bedt Kjeller Vindteknikk gjennomføre en oppdatert vurdering basert på målingene fra 2003/2004, men med moderne metoder, referansedata og vindturbiner. I denne vurderingen er lokasjonen fortsatt Platåfjellet og vurderingen anslår 2584 fullasttimer, eller sagt på en annen måte; turbinene produserer i gjennomsnitt på 29,5% av maks belastning gjennom året. En optimal vindprofil gir så jevn vind som mulig gjennom året, men målingene viser dessverre at det ofte er relativt lite vind på Platåfjellet og at frekvensen for kraftige vinder er høyere enn normalt (Kjeller Vindteknikk 2022). Årsaken kan ha større sammenheng med lokasjonens topografi enn meteorologiske faktorer. Under vises vindrose og frekvenskurve i figur 7.

Det er flere ulemper med en lokalisering på Platåfjellet:

- Området har svært rikt fugleliv i sommerhalvåret og store flokker med alkekonger flyr rundt de bratte steinurene på vei inn og ut av reder. I periodene med mye fugleliv ville det vært nødvendig å stoppe vindturbinene og gått glipp av verdifull produksjon.
- K-Sat har store anlegg for nedlastning av data fra satellitter som går i polare baner. Vindturbiner vil ifølge dem redusere «tilgjengelig synlig areal» på himmelen og redusere mengden informasjon som kan lastes ned. I tillegg er det stor bekymring for refleksjoner som kan forstyrre signalene.
- Platåfjellet er nær sjøen og byen. Dette medfører at vindmøllene blir veldig synlige både for byens innbyggere og for turistbåter på fjorden. Skygge fra turbinblader i rask bevegelse om sommeren og blinkende røde varselamper om vinteren kan virke skjemmende for byens befolkning.



Figur 7: Vindrose og frekvenskurve for Platåfjellet

Svalbard lufthavn og Hurtigruten har montert mindre vindturbiner < 6 kW for å redusere sitt forbruk av kullbasert strøm. Mindre vindturbiner leverer som regel færre fullasttimer enn store industrielle. Mindre vindmøller vil likevel kunne gi bidrag.

På fastlandet er vind regnet som den rimeligste energikilden (LCOE) som kan bygges ut (NVE 2022). Kritikerne påpeker at vindkraften ikke er regulerbar og derfor ikke har en leveranse som tilsvarer regulerbare energikilder. Dette er en ulempe for vindkraft som er spesielt kritisk på Svalbard hvor energiforsyningen ikke er tilknyttet noe nett eller marked som kan ta imot overproduksjon i perioder med mye vind, eller dekke energibehov når det er vindstille. Den varierende produksjonen fra vindkraft kan avhjelpes ved å benytte metoder for energilagring.

På tross av denne ulempen er det antatt at vindkraft kan levere svært konkurranse-dyktige priser i perioder når det blåser. For eksempel anslår den første rapporten fra Kjeller vindteknikk (Kjeller Vindteknikk AS 2004) en pris på 0,45 øre/kWh. Inflasjonsjustert tilsvarer dette 70 øre/kWh i dag, noe som er langt lavere enn dagens energipriser i Longyearbyen. Dette er en eldre rapport fra 2004 og kostnadsnivået for vindkraft på fastlandet har falt betydelig siden den gangen. Vindenergi krever store investeringer, men er relativt rimelig med hensyn på drift og vedlikehold sammenlignet med andre teknologier. Dette innebærer at teknologien er skalerbar oppover, men at kostnaden per levert kWh raskt blir høyere ved reduksjon i energiforbruket slik at ikke all energi blir brukt. Gradvis utbygging er trolig vesentlig dyrere enn en komplett utbygging i et samlet prosjekt pga. økte kostnader for rigg og transport. Teknologien er godt kjent og regnes som robust, også i arktisk klima tilsvarende Longyearbyen.

Vindkraftverk krever store arealer for adkomstveier, oppstillingsplasser og annen infrastruktur. I tillegg kan vindturbiner innebære en risiko for fugler dersom de plasseres feil. Mange mennesker reagerer på estetikken forbundet med vindturbiner og bevegelige rotorblader kan skape problemer både for forskningsprosjekter og kommersielle aktører. Det vil derfor være svært viktig med gode utredninger som involverer innbyggere og berørte parter for å sikre en mest mulig skånsom utbygging som ivaretar hensynet til allmenne interesser (naturmangfold, kulturminner, støy, turisme, forskning, luftfart, føringer fra myndigheter, mm) og fører frem til en god og bærekraftig løsning med lavere potensiale for konflikt og raskere myndighetsbehandling.

Vurdering av vindkraft

Vindenergi er en kostnadseffektiv og moden teknologi med stort potensiale for å redusere energikostnadene og utslippene i Longyearbyen. For å oppnå en god utnyttelse av den produserte energien vil det være nødvendig med utbygging av systemer for energilagring. Bedre utnyttelse av energien vil igjen gi bedre økonomi og behov for færre turbiner og mindre areal.

Vindkraft er investeringstung teknologi med behov for tungt spesialutstyr og kompetanse under utbyggingen. Det er derfor trolig mest lønnsomt å bygge ut en eventuell vindpark i én omgang i stedet for en gradvis utbygging eller flere små anlegg. Vindkraft er i bruk i arktiske strøk allerede og trenger ikke piloteres.

Produksjonen fra et anlegg for vindkraft er fullstendig væravhengig, og anlegget kan ikke dekke byens behov for forsyningssikkerhet. Likevel vil lokal vindkraftproduksjon bidra til økt energisikkerhet fordi den er uavhengig av transport, spesielt ved kombinasjonen med systemer for energilagring.

Vindkraft er omstridt teknologi med stort konfliktpotensial. Det vil derfor være viktig med gode og involverende utredninger for å synliggjøre og ivareta allmenne interesser.

Når det kommer til vindkraft, er en del av føringene for arbeidet med energiplanen til dels motstridende. Dette gjelder først og fremst følgende føringer:

- Ny energiløsning skal være rimeligst mulig
- Omlegging til en klimavennlig energiløsning skal gjøres uten større nye inngrep i sårbar natur
- Byen skal ha minimal påvirkning på det ytre miljøet
- Energiforsyningen skal hovedsakelig være basert på fornybare energikilder
- Ny energiforsyning skal være bærekraftig

Det anbefales videre utredning av vindkraft, men understrekes at det vil være viktig å få avklaringer og avveininger rundt hva som legges i sårbar natur og påvirkning på det ytre miljøet.

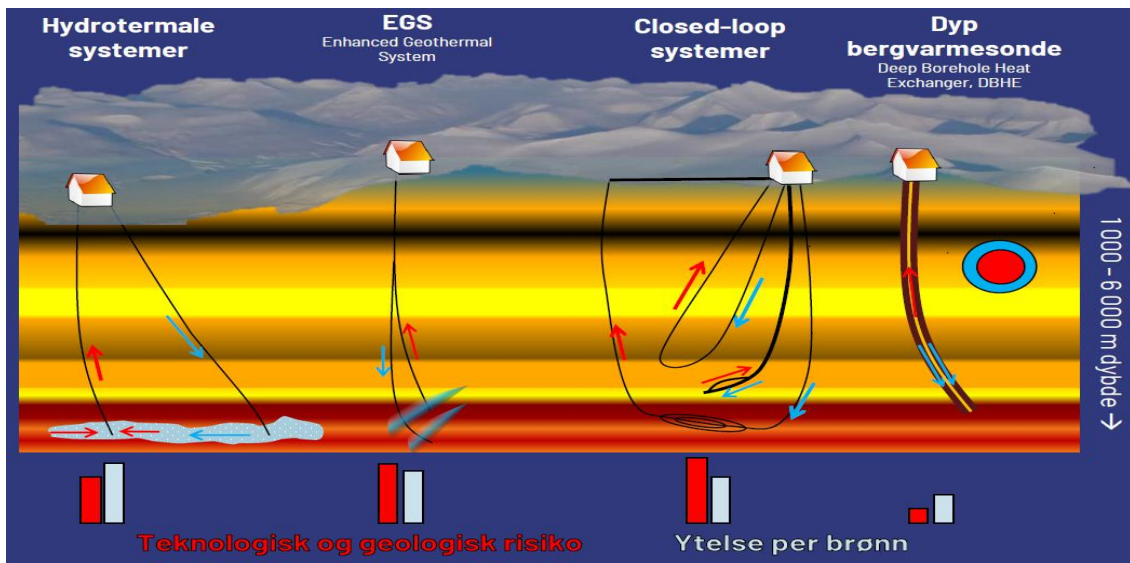
6.2.8 Geotermi

Grunnet geologisk oppløft av Svalbard fra rundt 65 millioner år siden er temperaturgradienten omtrent dobbel så høy i området rundt Longyearbyen som i Norge (opptil 40 grader celsius per kilometer, mot omtrent 20 i Norge). Dette skyldes i hovedsak at bergartene var dypt begravet og ikke har avgitt all varme etter oppløftet.

Det er ikke vurdert som økonomisk lønnsomt å bore dypt nok til å hente opp vann med tilstrekkelig temperatur for å drive turbiner og strømproduksjon. Slike anlegg innebærer dessuten behov for bruk av vannførende lag i berggrunnen (hydrotermale systemer), eller fracking for å muliggjøre en vannstrøm gjennom fjellet (EGS), noe som medfører en vesentlig økt prosjektrisiko. Dette må dog sees i sammenheng med fremtidig behov for energi. Se figur 8 under for illustrasjon av de ulike systemene.

Geothermal Energy Nordic AS, GTML, og SNSK har gjennomført et forprosjekt for å vurdere lønnsomhet, risiko og gjennomføring med «mellomdype» brønner til 1600m og lukket koaksial kollektorslange (dyp bergvarmesonde). Returtemperaturen på prosessvannet fra brønnen vil anslagsvis holde mellom 10 og 25 grader celsius og det vil være nødvendig med en varmepumpe for å heve temperaturen for å kunne levere inn på fjernvarmenettet. Det er ønskelig å vurdere muligheten for å «lade» brønnene i perioder med overproduksjon av

strøm fra fornybare energikilder for å bidra til høyere temperaturer og større kapasitet per brønn. Det er antatt forekomst av naturgass i grunnen og borerigg må være forberedt på å håndtere dette.



Figur 8: Illustrasjon dype geotermiske systemer (SNSK, hentet fra presentasjon)

Geotermi er svært investeringstung teknologi per effektenhet. Samtidig er det antatt at levetiden er veldig lang og driftskostnadene relativt lave. Det er derfor økonomisk utfordrende å dimensjonere geotermi til dagens fjernvarmeforbruk og det vil være nødvendig med andre spisslastkilder for å bistå på de kaldeste dagene. På grunn av store riggekostnader vil det være svært tungvint og kostbart å bygge ut geotermi i mange steg eller skalere det opp underveis. Det er likevel vurdert som interessant å evaluere et pilotprosjekt før full utbygging for å redusere risiko og kostnader forbundet med boring av brønner.

Ferdig utbygd og testet geotermi med lukket kollektorslange er ansett som en sikker energiforsyning med stor pålitelighet og driftssikkerhet. Det at energikilden er uavhengig av vær og transport bidrar til forsyningssikkerhet, men de høye investeringskostnadene for å dimensjonere den opp til å dekke hele byens effektbehov teller likevel negativt. Som alle systemer for fjernvarme vil geotermisk energi være avhengig av en viss mengde strøm for sirkulasjonspumper og varmepumpe.

Vurdering av geotermi

Importerte fornybare energikilder som biogass og ammoniakk vil levere både strøm og varme ved strømproduksjon fra brenselceller og/eller motorer. Dersom dette medfører større produksjon av varme enn etterspørselen tilsier, vil dette svekke avkastningen av investering i geotermiske brønner. Den forutsatte utviklingen viser større behov for kraft enn for varme og dette vil fort forsterke denne effekten. Lønnsomheten i geotermisk energi vil derfor trolig være avhengig av at en stor andel av lokal kraftproduksjon kommer fra energikilder som vind- eller solkraft.

Geotermi produserer lokal fornybar varmeenergi og krever små inngrep i naturen. Forholdene ved Longyearbyen med høye geotermiske temperaturer og kaldt overflateklima, burde tilsi at teknologien skal være attraktiv her. LL ønsker å modne teknisk og økonomisk forståelse av geotermi sammen med UNIS og SNSK som mulig bidrag til å levere grunnvarme inn i fjernvarmenettet og til å lagre termisk energi.

Geotermisk energi er en investeringstung løsning med høye total kostnader. Samtidig er det mange oppsider forbundet med utslipp, inngrep i naturen og leveringssikkerhet.

Det anbefales videre utredning med senere vurdering av eventuelt pilotprosjekt for geotermi.

6.2.9 Distribuert fornybar energiproduksjon

Distribuert produksjon av energi og varme fra solceller, solfangere, vindkraft og bioenergi til eget forbruk reduserer behovet for forsyning fra sentrale produksjonsanlegg. Anlegg basert på sol og vind vil ha en væravhengig produksjon, mens anlegg basert på bioenergi vil være en værueavhengig energikilde som i hovedsak kun bidrar til varmeproduksjon. I Longyearbyen har flere bygningseiere installert solcellepaneler på takene og det er montert to mindre vindmøller. Svalbard bryggeri brenner restavfall fra produksjon av øl (masken) og kombinerer derved håndteringen av et avfallsprodukt med produksjon av varme som igjen brukes i produksjonen og til oppvarming av bygget. Svalbard bryggeri har også ønske om å benytte flis fra rent treverk fra byens byggeplasser for å øke sin produksjon av varme og bli en plusskunde på fjernvarme.

Utslippene fra driften av Svalbard lufthavn står for 16 % av de samlede utslippene fra Avinor sin samlede drift. Som en følge av dette har lufthavnen sterke føringar fra sine eiere om å redusere utslippet av CO₂ så fort som mulig. Avinor har derfor besluttet å investere i et CHP-anlegg med gassturbiner som går på biogass. Avinor er i dialog med LL og energiverket om regulering av anlegget og bistand til drift.

En rekke kostnader forbundet med sentral produksjon, distribusjon og ivaretagelse av forsyningssikkerheten er i hovedsak faste og uavhengig av mengden produsert energi. Dette reflekteres ikke i dagens gebyrer hvor mange av energiverkets faste kostnader er lagt på energiprisen for strøm. Som en følge av dette er installering av solceller uforholdsmessig lønnsomt i dag. Korrekt pris i fremtiden vil avhenge av valgt energisystem.

Plusskunder

En rekke kunder ønsker å levere strøm fra solcellene tilbake til nettet og få betalt for strømmen som blir levert. Ved ønske om å selge strøm ut på nettet er det behov for ytterligere regulering og utvikling av tariffar for å sikre leveringskvalitet, sikkerhet og rettferdige tariffar. Det eksisterer ikke noe system for dette i dag, men energiverket har begynt å vurdere nødvendige systemer og reguleringar. Det bør stilles krav om dokumentasjon av installerte anlegg, rapportering av produksjon samt krav om at anlegget automatisk skal strupe produksjonen ved over- eller underspenning i tilknyttet strømnnett. For større anlegg kan det bli nødvendig med mer direkte kontroll og styring fra energiverket. Ved større produksjon til byggets eget forbruk, dvs. bak strømmåleren, bør det stilles krav om rapportering av energiproduksjon slik at Svalbard Energi, som ansvarlig for energi- og effektleveransen, har oversikt over totalt energiforbruk i byen.

Vurdering av distribuert energiproduksjon

Distribuert produksjon av el og fjernvarme vil kunne ta ned diesel forbruket, energikostnadene og utslippene, hovedsakelig sommerstid, men også vinterstid som ved mottak av overskuddsvarme og strøm fra for eksempel Avinors biogassanlegg. Anleggene vil imidlertid ikke bidra til å dimensjonere energisystemet i henhold til effekt så lenge de ikke inngår som en fast grunnlast i systemet.

Uregulerbar kraft bidrar ikke til forsyningssikkerhet, og energiverket må derfor ha tilgjengelig reservekraftkapasitet. Ved beslutning om et fleksibelt hovedsystem, vil distribuert lokal energi ha en viktig verdi.

6.2.10 Importerte fornybare energibærere

Longyearbyen har begrensede muligheter til å dekke eget behov gjennom lokalt produsert fornybar energi. Tilgjengelige lokale energibærere er kull og naturgass, samt at atomkraft er en teoretisk energikilde. Kulldriften er besluttet nedlagt av regjeringen, selv om Næringsdepartementet i 2022 ga sitt selskap Store Norske Spitsbergen Kulkompani anledning til drift av Gruve 7 til 2025.

Foruten diesel er det sett på en rekke importerte energibærere, med fellesnevner fornybar. Tidligere studier (Thema og Multiconsult) har pekt på LNG og andre fossile energibærere som løsning på energiforsyning i Longyearbyen.

Det er derfor noen viktige kriterier for vurdering av importerte energibærere:

- Fornybar (fotavtrykk fra produksjon, logistikk til forbrenning)
- Tilgjengelig på markedet
- Pris per produsert energienhet
- Energiutnyttelse i hele verdikjeden
- Kompakt energibærer (for transport og lagring)
- Håndtering (hvordan transporteres, lagres osv)
- Kostnader for investering, drift og vedlikehold av nødvendige tekniske anlegg (for eksempel motorer)
- Kompetansebehov i energiverket
- Rangering av energisystemer med ulike importerte energibærere og lokal produksjon

Hydrogen

Hydrogen som energibærer blir stadig mer utbredt. Både biler og båter bruker hydrogen som drivstoff i brenselceller. Det er en svært voluminøs gass (har lav energitetthet) ved standard trykk og temperatur, og blir derfor krevende å håndtere og distribuere. Særlig ved transport til og lagring på Svalbard. Et alternativ er trykksatt hydrogen som krymper i volum. Det antatt optimale trykket (kompleksitet og kostnader for operasjon og håndtering) for å minke volumet ligger på 350 bar. Det kreves imidlertid mye energi for å trykke opp gassen og det kreves utstyr som kan håndtere dette trykket. Fortsatt er energitettheten lav sammenlignet med diesel. Hydrogen kan fremstilles fra naturgass eller ved elektrolyse av vann.

Hydrogen er likevel antatt å kunne bli aktuell som energibærer lokalt i transportsektoren, for eksempel for tyngre kjøretøy og hurtigbåter som har svakheter ved elektrisk drift. Dette behovet kan dekkes gjennom produksjon lokalt med kort transport.

I Varanger planlegges produksjon av hydrogen med høyt trykk som kan fraktes i containere.

Hydrogen kan lagres og transporteres flytende (LH2) ved 20 K (-253 °C) i superisolerte tanker. For å kjøle ned hydrogen trengs energi tilsvarende 30 - 40 % av energien i drivstoffet. Det flytende hydrogenet kan relativt enkelt gjøres om til trykksatt hydrogen i gassform ved behov. LH2 er spesielt godt egnet til bruk som drivstoff i luft- og romfart. I romfart har LH2 vært det mest anvendte drivstoffet. NASA har i mange år hatt store lagertanker for lagring av flytende hydrogen og transport av flytende hydrogen på vei med tankbiler har man også erfaringer med over flere tiår.

LH2 kan transporteres i tankskip. Det fordampede hydrogenet kan brukes som drivstoff om bord i fartøyet. Det Japanske We-net programmet har mange år studert bruk av flytende hydrogen og frakt av LH2 over store avstander. I 2022 fraktet tankskipet Suiso Frontier, som er bygd av Kawasaki Heavy Industries, 1250 m³ LH2 fra Port of Hastings i Australia til Kobe i Japan som en del av «the Hydrogen Energy Supply Chain Project». Kawasaki jobber videre med å skalere opp med å bygge et større LH2 tankskip som kan være klart i midten av 2020 tallet for å kunne frakte større mengder flytende hydrogen i kommersiell skala.

I Norge har det vært flere initiativer for å bygge infrastruktur, produksjonsanlegg for flytende hydrogen og skip/ferger som kan bruke LH2, blant annet fergen TOPEKA som er planlagt med en brenselcellestakk på 3 MW. Et samarbeidsprosjekt mellom BKK, Equinor og Air Liquide har planer om hydrogenfabrikk på Mongstad basert på hydrogen fra elektrolyse av vann, men det er i dag usikkerhet om realisering av disse prosjektene blir realisert med LH2.

Grønn ammoniakk

Ammoniakk har lang historie som gjødsel, blant annet fra Yara som ble skilt ut fra Norsk Hydro. Produksjon, transport og lagring har derfor tilsvarende lang historie.

Ammoniakk som energibærer har kort historie. Det synes som det er ammoniakk som energibærer de største aktørene innen shipping ser på for å avkarbonisere sin virksomhet. Ammoniakk inneholder mer energi per volumenhet sammenlignet med hydrogen. Ammoniakk er heller ikke avhengig av høyt trykk for å redusere volumet. Det betyr at ammoniakk lettere kan fraktes over store avstander og lagres lokalt.

Flere ammoniakkdrevne skip planlegges driftsklare i 2025/2026, blant annet Griegs ammoniakk tankskip MS Green Ammonia samt nye MS Norbjørn, forsyningsskipet mellom Tromsø og Svalbard.

Motorfabrikantene utvikler og forventes om kort tid å kommersialisere motorer for drift på ammoniakk. I tillegg oppskaleres kapasitet på brenselceller.

Nord-Norge har i dag overskudd av kraft. For å distribuere kraft til markedet kan det bygges kraftlinjer ut av regionen, eller kraften kan brukes til industriutvikling. For Longyearbyen representerer dette en anledning til å frakte overskuddsenergi med containerskipet Norbjørn som passerer en planlagt ammoniakfabrikk i Tromsø. Transportløsningen kan være containere i trafikk på MS Norbjørn. Løsningen er skalerbar og kan ved økende behov erstattes med lokalt tankanlegg som også kan forsyne energiomstilling innen maritim sektor og eventuelt landtransport.

Et joint venture selskap i Tromsø planlegger oppstart for produksjon av grønn ammoniakk i 2025/2026. Lokalstyre har inngått intensjonsavtale med selskapet om å bruke deres ammoniakk til energiproduksjon i Longyearbyen. Tilsvarende sonderinger er gjort med en annen aktør. Per i dag er ikke motorer for drift på ammoniakk klare, og brenselceller for ammoniakk utvikles. Det er derfor ikke et stort marked klart for avtak av grønn ammoniakk, og det er tilsvarende lite tilbud av grønn ammoniakk. Det kan derfor antas at når maskiner som kan bruke ammoniakk som drivstoff er tilgjengelig, vil etterspørsel etter grønn ammoniakk som drivstoff stige. Det vil derfor kunne være en fordel å forhandle kommersielle vilkår for levering av ammoniakk og motorer før dette markedet (antas) å ta av.

Kostnader for grønn ammoniakk forventes å ligge over diesel. Valg av grønn ammoniakk vil derfor måtte tas av andre hensyn enn økonomiske, eller forholdet kan endres gjennom innføring av for eksempel avgift for utslipp av CO₂.

Blå ammoniakk produseres av naturgass med fangst og deponering av CO₂. Slik sett vil blå ammoniakk være et stort skritt i retning reduserte CO₂ utslipp sammenlignet med forbrenning av diesel. CO₂ fangst med injeksjon av CO₂ planlegges blant annet ved Kårstø. Blå ammoniakk kan være et godt alternativ til grønn i en overgangsfase eller ved prisskjevheter grunnet markedssituasjoner. Grå ammoniakk er ikke vurdert som energibærer til Longyearbyen.

Metanol

Metanol fremstilles i dag i hovedsak fra naturgass, og er ikke fornybar uten bruk av CO₂ fangst.

Metanol kan også fremstilles fra fanget CO₂ og hydrogen som produseres gjennom hydrolyse - såkalt grønt metanol. Dagens produksjonsvolum av grønt metanol er svært lite og dette er ikke en teknologi som forventes utviklet til et relevant teknisk økonomisk alternativ for Longyearbyen.

En av de største fordelene med metanol som drivstoff er at det kan håndteres omtrent som diesel.

Biogass

Biogass fremstilles fra avfall fra dyr, avløpsvann og planter som brytes ned i et oksygenfritt miljø. Biogass består av metangass CH₄, etter at CO₂ er fjernet gjennom renseprosesser.

Det er stor etterspørsel etter flytendegjort biogass; Liquefied Biogas, forkortet LBG. Fra enkelte anlegg er hele kapasiteten utsolgt for lang tid fremover, blant annet til tyske transportvirksomheter.

Det bygges og planlegges nye produksjonsanlegg, blant annet på Skibotn nær Tromsø. Til arbeidet med Energiplan Longyearbyen er det dialog med flere aktører som kan produsere, frakte og levere volumer hit. Det er likevel begrenset kapasitet på produksjon sammenlignet med dagens og forventet etterspørsel. Produksjonen er også distribuert i flere mindre produksjonsenheter fordelt over et større geografisk areal siden transporten av substrat alltid vil være en vesentlig kostnadsdriver. Dette gjør det vanskeligere å transportere store volum i bulk fra fastlandet til Longyearbyen og favoriserer en konteinerløsning.

Evaluering av biogassproduksjon i Longyearbyen tyder på at volumer av tilgjengelig mengder slam er for små til å forsvare etablering av lokal biogassproduksjon. Dette kan endres gjennom teknologitvikling og bør følges.

Biodiesel

Biodiesel produseres av biologisk materiale. Utslipp av CO₂ tilfører således ikke fossilt lagret CO₂ til atmosfæren. Planteproduksjon bruker areal som kan brukes til matproduksjon i en verden med økende befolkning og tap av naturmangfold.

Biodiesel har utfordringer i kaldt klima, og krever oppvarming som er krevende i Longyearbyen. Kostnadene forbundet med biodiesel er vurdert som høye sammenlignet med alternativene.

Trepellets

Trepellets produseres fra treflis, skogsavfall eller sagbruksavfall som kokes under trykk og presses sammen. Trepellets er en fornybar, bærekraftig og tilnærmet karbonnøytral energikilde forutsatt at det benyttes restavfall fra trelast- eller annen industri. Avvirkning av

skog for produksjon av pellets alene er ansett for å være lite bærekraftig som følge av såkalt "carbon payback time" og påvirkningen av biodiversitet og dette vil ikke være en miljømessig god løsning (EASAC 2019).

Trepellets kan transporteres og lagres som bulk i større siloer og det er et stort internasjonalt marked med god tilgang. Svart pellets er pellets som er varmebehandlet. Dette gjør at den tåler fukt og kan lagres utendørs samtidig som energitettheten øker. Energiltførsel basert på pellets vil kreve et større lager i form av siloer eller åpen lagring (svart pellets).

Trepellets er vurdert som en økonomisk gunstig kilde til energi for oppvarming men det er stor usikkerhet rundt tilgang i markedet – spesielt for pellets som er produsert basert på bærekraftige råstoff.

Vurdering og anbefaling

Det anbefales å jobbe videre med **pellets, grønn ammoniakk og biogass**. Disse energibærerne har gode forutsetninger for tilgjengelighet, kostnadsnivå, logistikkmuligheter og egnethet for Svalbard.

6.2.11 Pågående utredning fornybare ressurser i Longyearbyen

LL signerte høsten 2022 en kontrakt med Norconsult, og Kjeller Vindteknikk, for å utrede lokale fornybare energiresurser som sol og vind. Hovedbolken handler om utredning av potensialet for vindressursene i Longyearbyen planområde.

Målsettingene i prosjektet er som følger:

Tabell 1: Målsettinger i prosjekt fornybare ressurser i Longyearbyen

Vind	Sol
<p>Screening av mulige lokasjoner, herunder vurdering av stedlige tekniske forhold ved etablering og drift av vindkraftanlegg:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Egnethet kaianlegg og lagringsplass - Adkomstmuligheter - Tilknytning til el-nett - Fundamentering 	<p>Vurdering av mulige tekniske løsninger og plasseringer (ie. solcellepark vs solceller på alle tak).</p> <ul style="list-style-type: none"> - Snødrift - Tilknytning til el-nett - Fundamentering
<p>Sikre og ivareta at hensyn til allmenne interesser (naturmangfold, kulturminner, støy, turisme, luftfart, føringer fra myndigheter, mm) innarbeides tidlig i prosjektet, da dette gir grunnlag for en god og bærekraftig løsning med lavere potensiale for konflikt og raskere myndighetsbehandling.</p>	
<p>Gjennomføre vindmålinger på aktuell lokasjon basert på modellkjøring. Vindmålingene skal være av en kvalitet og i en høyde som er tilstrekkelig for å kunne designe vindturbinene og ta en investeringsbeslutning.</p>	<p>Måling av solinnstråling er allerede gjennomført (Frimannslund 2022).</p>
<p>Beskrivelse av vindressursene i planområdet, og beregning av forventet årlig netto elektrisitetsproduksjon. Forutsetningene for beregningen skal oppgis, og faktorer som påvirker produksjonen skal vurderes.</p>	<p>Beskrivelse av solressursene i planområdet, og beregning av forventet årlig netto elektrisitetsproduksjon. Forutsetningene for beregningen skal oppgis, og faktorer som påvirker produksjonen skal vurderes (forventet antall soltimer, mm)</p>

Vurdere investeringskostnader, samt drifts og vedlikeholdskostnader for de ulike alternativene.
Utarbeide fremdriftsplan for gjennomføring av alle faser med fremtidige hovedaktiviteter og milepæler.
Beskrive risikoer og usikkerheter.

6.3 Lagringsteknologier

Energisystemet i Longyearbyen er et lukket "off grid" system. Dette innebærer at det til enhver tid må være balanse mellom produsert og forbrukt energi. Fjernvarmen er i utgangspunktet litt fleksibelt da mye varme er "lagret" i fjernvarmevannet og bygningsmassen og det tar tid før kundene merker bortfall av energiproduksjonen. For strøm derimot merkes effekten av ubalanse umiddelbart og ved mindre avvik mellom produksjon og forbruk vil ikke kvaliteten på frekvens og spenning tilfredsstillende systemkravene og systemet kutter strømmen umiddelbart.

Ved innfasing av større mengder fornybar energi vil det produseres mer energi enn byens behov i øyeblikket. For å utnytte denne energien, og sikre en høyest mulig andel fornybar energi i energisystemet, vil det være nødvendig å bygge ut systemer for lagring av energi.

Ved vurdering av lagringsteknologi har vi operert med tre kategorier:

- Effekt- og spenningsstøtte og effektutjevning
- Times- og døgnlager
- Sesonglager

Tabell 2: Oversikt lagringsteknologier

Lagringsteknologi	Tidshorisont	Systemtjenester	Modenhet
Batteri	Millisekunder til døgn	Effektstøtte Spenningsstøtte Frekvensregulering Kortvarig reservekraft	Relativt moden
Akkumulatortank	Time til uke	Kortvarig reserve for varme	Moden
Geotermos	Sesong	Reservelager for varme	Delvis moden
Hydrogen	Uke	Reservekraft	Moden

Tabell 3: Økonomi lagringsteknologier

Lagringsteknologi	Investeringskost effekt [kNOK/MW]	Investeringskost energi [kNOK/MWh]	Driftskostnader [kNOK/MWh/år]
Batteri	²	7 000	140
Akkumulatortank	Lav	1 000	4,9
Geotermos	10 200	1	33 (per MW) ³
Hydrogen	26 700/26 700 ⁴	9	500/500

² For batteriene som er aktuelle for energisystemet i Longyearbyen vil det være lagringskapasiteten som driver investeringskostnaden.

³ Driftskostnadene avhenger først og fremst av varmepumpa.

⁴ Omtrent samme kost for elektrolyser som brenselcelle. Forutsetter lagring under 35 bar.

6.3.1 Batterier

Batterier kan i hovedsak spille tre roller i Longyearbyens energisystem;

1. frekvensregulering,
2. effekt- og spenningsstøtte over kortere perioder,
3. effektutjevning over litt lenger tid - opptil ett par døgn i tillegg til og kortvarig reservekraftforsyning med "black start" kapasitet.

Frekvensregulering, effekt- og spenningsstøtte bidrar til kvaliteten på leveransen av energi; det gir et "stivt nett" med små variasjoner i spenning og frekvens.

Redusert effektvariasjon vil også bidra til at produksjonsenheter som motorer og/eller brenselceller kan kjøres mer optimalt og med lavere effektreserve og jevnere last, noe som bidrar til høyere virkningsgrad, lavere forbruk og utslipp og bedre økonomi.

Mens effekt- og spenningsstøtte jobber i tidsaspekter på millisekunder vil effektutjevning foregå over alt fra minutter til dager. Med tilstrekkelig kapasitet for opp- og utladning og lagringskapasitet kan systemet jevne ut alle effekttopper og forskyve bruken av solenergi opptil flere døgn, fra timer med overproduksjon til timer med netto energibehov. Nyttien av dette avhenger av variasjonene i effektbehov og mengden installert lokal fornybar produksjonskapasitet.

Evnen til å forutsi fremtidig produksjon og forbruk (prediktiv regulering) vil være en avgjørende faktor for å drifte batteriet optimalt. Lagringskapasitet for batterier er svært kostbart, og nytteverdien må kontinuerlig vurderes opp mot utbygging av lokal fornybar kraft. Samtidig har prisen på batterier falt dramatisk de senere årene. Det vil derfor være viktig med oppdaterte vurderinger av lønnsomheten for batterilagring underveis i omstillingen.

LL har fått utarbeidet en utredning om lønnsomhet ved installering av batterier i et scenario med fortsatt drift av kullkraftverk (Multiconsult 2019). I etterkant er det gjort en rekke utredninger for batterier i kombinasjon med et energisystem basert på diesel og ulike grader av fornybare energikilder (Multiconsult 2021). Disse utredningene fastslår at batteriet vil ha en viktig rolle i nesten ethvert tenkelig energisystem, men at den økonomisk optimale størrelsen for energilager og opp- og utladningsningseffekt vil variere med resten av energisystemet.

Vurdering av batterier

Det monteres i dag et batteri med 6 MW effekt og 7 MWh lagringskapasitet. Dette kan bygges ut med ytterligere lagringskapasitet ved behov. Batterier i energisystemer er middels moden teknologi og det kreves relativt høy kompetanse for installering, reparasjon og idriftsettelse. Det har også vært en del usikkerhet rundt brannsjikkerheten og eventuelt praktisk slukkearbeid. For å lykkes med drift og implementering vil det være svært viktig med oppbygging av kompetanse, både innenfor energiverket og hos brannvesenet. Det er høye investeringskostnader forbundet med innkjøp, men lave kostnader forbundet med drift.

Det er forventet at batteriet som nå monteres vil bidra til økt driftssikkerhet, høyere kvalitet på spenning og strøm, bedre økonomi for energiproduserende enheter, lavere CO₂ utslipp og færre utfall. Best mulig utnyttelse av batteriet sammen med energiproduksjon og -lagring avhenger av et godt styringssystem som fordeler forsyning mellom kilder basert på værdata, momentane hendelser og erfaringsmessige forbruksdata.



Figur 9: Batteripark under bygging høsten 2022. Foto Henriette Johansen

6.3.2 Akkumulatortank for fjernvarme

En akkumulatortank for fjernvarme er i prinsippet en, eller flere, store isolerte vanntanker som kan lagre varmt vann fra perioder med overproduksjon til perioder med behov. Vanntanken kan lades direkte gjennom at fjernvarmevannet fylles direkte inn på tanken, eller den kan lades indirekte gjennom en varmeveksler. Fordelen med direkte lading er mindre kompleksitet og lavere temperaturtap (ikke energitap), mens ulempen er høye kostnader fordi tanken må dimensjoneres for å håndtere det samme trykket som fjernvarmenettet. For større akkumulatortanker er det derfor vanlig med indirekte lading, men begge alternativer finnes.

En akkumulatortank kan i prinsippet lades med alle energikilder som kan levere tilstrekkelig høye temperaturer som varmepumper, røygassvekslere, fyrkjeler, solfangere, og el-kjeler. Akkumulatortanker er svært enkel teknologi og det mest utfordrende aspektet er tidligere vurdert å være fundamentering av den svært tunge konstruksjonen.

Vurdering av akkumulatortank:

En akkumulatortank krever middels store investeringer, men er en langt rimeligere lagringsteknologi enn for eksempel batterier. Den lagrer kun varme, noe som er en lavere energiform enn strøm, men det vil være langt rimeligere å lagre energi til oppvarmingsbehov i en akkumulatortank enn i et batteri.

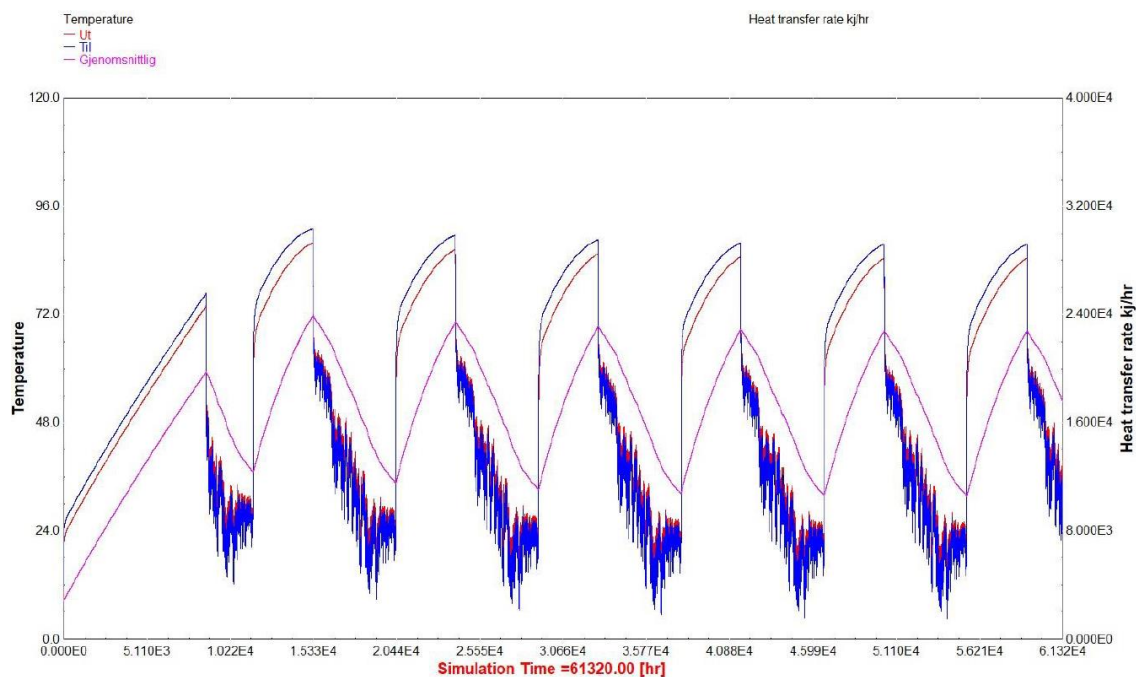
Det er lave driftskostnader forbundet med akkumulatortanker og virkningsgraden er høy samtidig som det er en enkel, moden og ukomplisert teknologi å drifte. Som for batterier vil prediktiv regulering basert på forbruk og vær gi bedre utnyttelse og økonomi.

6.3.3 Geotermos

Høytemperatur sesonglagring av varme i energibrønner kalles ofte geotermos eller Borehole Thermal Energy System (BTES). Dette er anlegg som i prinsippet bygges som vanlige energibrønner, men med tettere intern avstand mellom brønnene. I perioder med overskuddsenergi dumpes denne i brønnen i form av høytemperatur varme. I perioder med netto energibehov kan varmen hentes ut igjen. For lavtemperatur fjernvarmesystemer kan varmen hentes ut direkte, mens ved behov for høyere turtemperatur er det nødvendig med en varmepumpe mellom geotermosen og varmekretsen. Geotermosen kan lades med enhver tilgjengelig varmekilde som røykgassvekslere, fyrkjeler, solfangere, og el-kjeler. Ved tilgang på en ekstern varmekilde kan varmepumpen brukes både ved opplading og utlading av geotermosen.

Det er gjennomført en rekke vurderinger og simuleringer av en potensiell energibrønn i Longyearbyen. Disse viser behov for minst ett år for å varme opp systemet første gang. Resultatet fra simulering av en geotermos på 25 GWh er vist i 10. Kurvene viser temperaturendringer ved tilførsel av varme om sommeren, og uttak av varme fra varmelageret om vinteren. Det ble gjennomført en testboring og termisk responstest våren 2021 finansiert av Svalbard Miljøvernfond (Asplan Viak 2021). Prosjektet konkluderte slik:

" Resultatene viser at boringen gikk veldig bra, og at de termiske egenskapene til berggrunnen er som forventet og godt egnet for sesongvarmelagring. Det er realistisk å få etablert et middels-høytemperatur sesongvarmelager i Longyearbyen, som en viktig brikke i en ny fornybar energiforsyning."



Figur 10: Simulering av geotermos på 25 GWh (Asplan Viak 2022)

Det er viktig at lageret plasseres på en egnet lokasjon og utformes med optimal geometri mellom brønnene for å fungere godt. Lite overflateareal i forhold til volum gir lavt varmetap i forhold til lagringskapasitet og forholdet mellom overflatearealet og volumet er avhengig av geometri og størrelse, hvor større volum har bedre forholdstall. En geotermos med flere

brønner vil ha en større kjerne som får mindre varmetap. Minste størrelse på en geotermos er i den forbindelse vurdert å være 5 GWh. Lokasjon må velges basert på tynt lag løsmasser, tilstrekkelig kvalitet på fjellet og fravær av underjordiske vannstrømmer. Lang avstand til fjell øker kostnadene som følge av behov for fôringsrør, dårlig fjell øker bore- og rigg kostandene, mens underjordiske vannstrømmer trekker varme ut av lageret. Det vil derfor være behov for en prøveboring på identifisert lokasjon før utbygging av full geotermos. En etappevisutbygging er ikke anbefalt siden det trolig er langt rimeligere å bygge ut et fullt anlegg med en gang. Mange steder ligger det mindre mengder metan under permafrosten og faren for utslipp i forbindelse med boring, og behovet for tiltak for å håndtere dette, må vurderes nøye før første prøveboring.

Vurdering av geotermos

For sesonglagring av varmeenergi er en geotermos det klart foretrukne alternativet. Varmepumpene med tilhørende anlegg gir en høy kostnadsterskel, men videre utvidelse av energilageret er svært konkurransedyktig på pris med 1 NOK/kWh. Lønnsomheten avhenger derved av at det er tilstrekkelig behov for sesonglagring, noe som igjen avhenger av ENØK på varmesiden i byen og valgt energiløsning. Ved utbygging av større mengder lokal fornybar energi vil en geotermos være viktig for å utnytte disse energikildene på en optimal måte og sikre lave utslipp og god økonomi. Bedre utnyttelse av fornybare energikilder som sol og vind vil også innebære behov for å bygge ut færre anlegg og derved mindre nedbygging av natur.

BTES systemer er middels moden teknologi og det vil være nødvendig med mer omfattende utredninger, prøveboring og prosjektering før eventuell utbygging. Samtidig er det flere større prosjekter både i Norge og utlandet som bruker teknologien, og det er forventet å ha langt mer praktisk erfaring i løpet av få år.

Anlegget ansees som relativt komplekst å bygge og vedlikeholde og denne kompetansen må trolig hentes inn utenifra. Daglig drift er ikke vurdert som veldig kompetansekrevene.

Et geotermisk lager vil kunne gi økt forsyningssikkerhet for byen da det ved hjelp av litt strøm til pumper kan holde byen varm i lengre perioder ved bortfall av primær energiforsyning. Ved en eventuell prosjektering bør det legges til rette for dette gjennom å sikre tilstrekkelig høye temperaturer i energibrønnen og legges til rette for å koble forbi varmpumpene.

6.3.4 Energilagring med hydrogen

Strøm fra fornybar produksjon kan brukes for å produsere hydrogen gjennom elektrolyse. Dette hydrogenet lagres så før det benyttes i brenselceller og/eller motor for å produsere strøm og varme når behovet oppstår. El-virkningsgraden for et slikt energilagringssystem vil generelt være lav, men høy totalvirkningsgrad kan oppnås dersom det lykkes å utnytte store deler av varmen fra elektrolysørene og brenselcellene i fjernvarmesystemet. Det er forventet at utviklingen av elektrolyseteknologien vil gi høyere virkningsgrader om få år.

For å redusere kostnader og kompleksitet i systemet kan hydrogenet lagres i lavtrykkstanker under 30 bar. Dette vil medføre vesentlig større arealbehov, men lavere kostnader. En slik løsning utelukker behov for høytrykkskompressor som både krever mye energi, er dyr i innkjøp og komplisert og dyr å drifte.

Batteridrift seiler opp som den mest aktuelle teknologiske løsninger for svært mange transportmidler. Likevel er det noen aktiviteter med svært store energibehov, og/eller begrensninger i vekt, som ikke kan løses med batteri. Med dagens utvikling er det derfor forventet at det vil oppstå en lokal etterspørsel for komprimert hydrogen til et lokalt

transportmarked. Hurtigbåter, tyngre lastebiler, beltebiler og muligens snøskutere er tidligere skissert som potensielle kunder hvor batteriteknologi ikke kan dekke hele behovet. En slik utvikling kan utløse symbioseeffekter som gjør hydrogen som energilager mer økonomisk attraktivt. Det store lavtrykkslageret vil da kombineres med en fyllestasjon med en mindre høytrykkspumpe som trykker hydrogenet opp til 350 bar for bruk i transportsektoren. Slike fyllestasjoner utvikles for tiden med en ny type membranpumpe som holder kostnader og kompleksitet nede. Dette vil trolig være en viktig løsning for at Longyearbyen utvikler seg mot et 100% fornybart samfunn.

Vurdering av energilagring med hydrogen

Energilagring med hydrogen har en høy terskel for oppstart og høye effektkostnader – både for elektrolysører og for brenselceller. Det er ventet at kostnadene for dette vil bli redusert de nærmeste årene. Energilageret, dvs tankanlegget, er ikke særlig kostbart, hverken i innkjøp eller vedlikehold.

Hydrogen som energilager er en relativt kompetansekrevende og kompleks teknologi. Longyearbyen ligger langt unna servicepersonell og det vil være viktig å designe anlegg for enklest mulig operasjon og mest mulig redundans. Selv om teknologien er kompetansekrevende er den ansett som svært moden og robust.

Et energilager med hydrogen vil bidra til bedre utnyttelse av fornybare energikilder og således bedre økonomi og redusert behov for nedbygging av utmark. Gjennom å tilby grønn, trykksatt hydrogen kan løsningen være med på å redusere CO₂ utslipp fra transportsektoren samtidig som kostnaden for anlegget fordeles på flere aktører.

6.3.5 Aktuelle lagringsteknologier som ikke er vurdert nærmere

Pumpekraft

Pumpekraft er tidligere vurdert, men innebærer svært store investeringer og inngrep i naturen. Med Svalbards kalde klima og permafrost vil en slik løsning være utfordrende. Dette er derfor ikke vurdert videre i denne omgangen.

Høytemperatur energilager i stein

Lagring av energi ved å varme stein i et lukket anlegg til svært høye temperaturer (>700°C) er tidligere vurdert. Løsningen baserer seg på å varme stein til høye temperaturer i perioder med overskudd på fornybar energi og bruke varmen til å drive en turbin som både produserer strøm og fjernvarme i perioder med behov for energi.

Løsningen er tidligere vurdert som svært aktuell, og et system fra Siemens Gamesa, ETES - Electric Thermal Energy Storage, eller "Hot Rock Storage" er evaluert. Det har ikke vært mulig å innhente troverdige data fra Siemens Gamesa i løpet av prosjektperioden. Andre aktører ser også på tilsvarende teknologi, men som en følge av at det finnes svært få referanseprosjekter er kostnadsbildet vurdert som for uoversiktlig til at det kunne tas med i vurderingen.

7 Simulering og vurdering av fremtidige energisystem

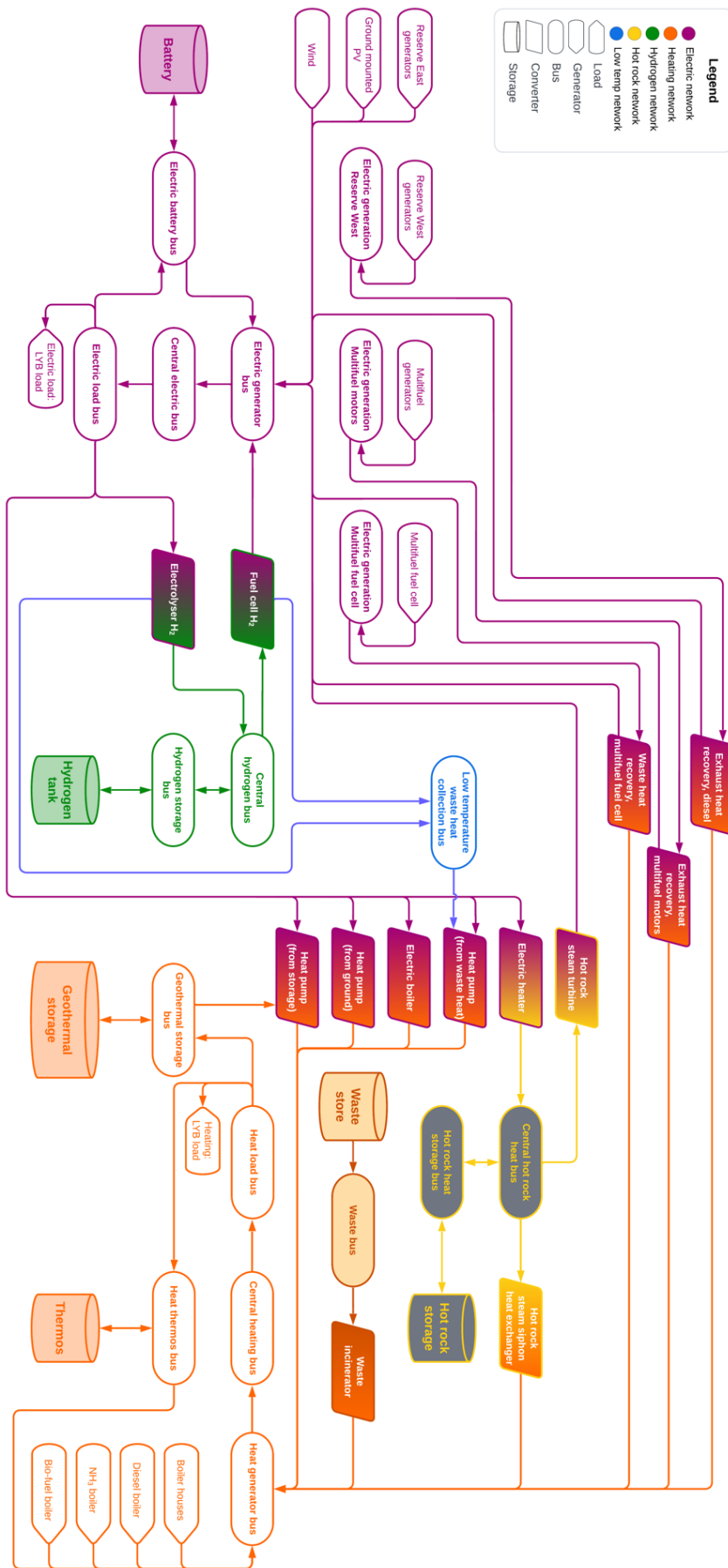
7.1 Metodikk og simulering av energisystemer

Det er svært mange variabler i et energisystem og manuell optimalisering er i praksis ikke mulig. Derfor har LL, med bistand fra Multiconsult, bygget en simuleringsmodell for energisystemet i Longyearbyen. Modellen er bygget i open-source programmet PyPSA, Python Power Systems Analysis, og optimaliserer energisystemet basert på etterspørsel og tilgjengelige forsyningsløsninger til ethvert tidsroms laveste marginalkostnad. Simuleringen gir kun en økonomisk optimalisert løsning og "kvalitative" vurderinger som egnethet, forsyningsikkerhet osv. må gjøres adskilt. Et forenklet systemskjema av modellen er vist i figur 11.

Simuleringene og vurderingene i dette kapittelet bygger på kunnskapsgrunnlag fra tidligere rapporter og arbeid utført av NVE, Multiconsult, Statkraft, LL, Kjeller vindteknikk, Energigass Norge, Norconsult, Thema og Rambøll. Energimarkedet er i rask endring og der det har vært nødvendig er oppdaterte verdier hentet inn. For fremtidig energibehov er det tatt utgangspunkt i scenariet som er beskrevet i kapittel 3.

PyPSA gir full oversikt over hva programvaren gjør samtidig som den åpner muligheten for å spesialtilpasse og programmere simuleringer som passer de fleste systemer. Dette er vurdert som en stor fordel sammenlignet med simuleringsprogrammer brukt i tidligere vurderinger. Spesielt er det forholdet mellom de termiske og elektriske energisystemene og optimaliseringen av systemer for lagring av energi som er vurdert å bli bedre simulert ved bruk av PyPSA. Dette er aspekter som ikke er like relevant ved simulering av et system som er tilknyttet et kraftnett, men for Longyearbyen som ikke er tilknyttet noe annet nett er dette av avgjørende betydning.

Det er gjort en vurdering av at det er viktigere å kjenne svakhetene til vurderingene, "vite hva vi ikke vet", enn at simuleringene er ekstremt avanserte og nøyaktige. Hovedhensikten er å sammenligne teknologier og vurdere sensitiviteter, ikke å treffe nøyaktig på fremtidig energipris. Endringer i energimarkedet, forbruket, teknologier og priser for utbygging er uansett vurdert å ha større påvirkning på dette, enn valget av simuleringsteknologi.



Figur 11: Systemskjema simuleringsmodell

Utbyggingen av ny infrastruktur for energi i Longyearbyen er antatt å foregå i flere faser. Det er utført simuleringer for hver fase og disse velger en sammensetning av energiteknologier basert på en økonomisk optimalisering for hver fase som vurderes.

PyPSA utfører ikke kvalitative vurderinger og selv om simuleringsresultatet er korrekt basert på input og teori, vil det være nødvendig med vurderinger og korrigeringer i etterkant av hver simulering. Typiske korrigeringer kan følge av at simuleringen velger svært mange teknologier, noe som er urealistisk, dyrt og komplisert å drifte, eller den velger urealistiske dimensjoner. Etter en kvalitativ evaluering av de første simuleringsresultatene er simuleringene oppdatert for å undersøke konsekvensene av eventuelle korreksjoner og endringer som følger av de kvalitative vurderingene. Dette er gjort gjennom å definere størrelsen på enkelte anlegg eller utelukke teknologier helt og ved å variere CO₂-avgiftene.

Det er ikke noe nytt at det gjennomføres simuleringer av energisystemet i Longyearbyen og i praksis har alle tidligere vurderinger vært basert på dette. Det som er nytt nå er at mens tidligere arbeider har bygget opp en ny simulering for hvert oppdrag er det meningen at denne simuleringen skal tilhøre Svalbard Energi og følge prosessen med ny energiløsning fra start til slutt. Håpet er at simuleringen kan oppdateres, utvikles og bli kvalitativt bedre underveis. Spesielt vil det være relevant å oppdatere simuleringene med bedre inputverdier ettersom kostnader og teknologier endres og utvikler seg og bedre vær- og forbruksdata blir tilgjengelig. Bedre vurdering av de totale utslippene av klimagasser gjennom hele verdikjeden vil også være en fornuftig utvidelse av arbeidet. Det er også vurdert om simuleringen kan utvikles til å inkludere simuleringer basert på stokastiske vær- og forbruksdata. For raske vurderinger og presentasjoner kan det lages en webbasert løsning som vil gi publikum og beslutningstagere et unikt innsyn i vurderingene som gjøres. I den sammenhengen er UNIS invitert til å delta i videre utvikling.

Forenklinger i simuleringene

Utslipp av CO₂ skjer i hele verdikjeden, fra produksjon av drivstoff, transport av drivstoff, produksjon og installasjon av anlegg for energiproduksjon til forbrenning av drivstoffet. Ved energiproduksjon med fossile energikilder oppstår hovedandelen av utslippene i forbindelse med forbrenning av drivstoffet. Livsløpsanalyser av utslipp fra ulike teknologier er svært arbeidskrevende, og det har ikke vært kapasitet til å gjennomføre dette i denne omgangen. I simuleringene er det derfor bare vurdert CO₂ utslipp knyttet opp mot bruk av fossile energibærere. Utslipp fra fornybare energikilder og fra installasjon og drift av anlegg er ikke vurdert og bør vurderes nærmere ved en senere anledning.

Energiproduksjonen i Longyearbyen er i en brytningsfase med overgang fra kull til diesel og fra «kommunal» avdeling til aksjeselskap. Bemanningsstrukturer, driftskostnader og økonomi generelt er ikke fullstendig avklart. I simuleringene er det derfor gjort en forenkling ved at alle kostnader som vil være like for alle alternativer er holdt helt utenom. Dette innebærer at simuleringene ikke gir en realistisk totalkostnad, men kun er egnet for sammenligning seg i mellom.

Valg av faser for simuleringene

Det er tatt utgangspunkt i en antagelse om at energiomstillingen i Longyearbyen vil foregå langs fire parallelle løp, og i tre ulike faser. Disse er strukturert i tid med tanke på realistisk implementering. Simuleringene vurderer optimale energisystemer for hver fase. De tre ulike teknologiløpene og utbyggingsfasene er vist i tabell 4.

Tabell 4: Teknologiløp og mulige faser for utbygging av nye energiløsninger

Teknologiløp		Første fase		Andre fase			Tredje fase	
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Overgang til diesel	Ombygging reservekraft vest	Utbygging, innfasing og kontraktinngåelse			Konverteres til reservekraft			
	Dieselavtale							
	Plusskundeordning							
Importerte fornybare energikilder	Multifuel motor	Utredning og ev. inngåelse av kjøpsavtaler		Ev. utbygging, innfasing og leverandøravtale				
	Brenselceller							
	Import av Ammoniakk	Utredning og ev. inngåelse av kjøpsavtaler		Ev. utbygging, innfasing og leverandøravtale				
	Import av Biogass							
Lokal fornybar produksjon	Fyrkjel for pellets							
	Import av pellets							
	Solceller på tak			Kan bygges ut av private bygningseiere i hele perioden				
	Solceller bakkemontert	Konsekvensutredning og prosjektering		Første byggetrinn			Eventuell utvidelse	
Lagring av energi	Vindkraft	Konsekvensutredning, konsesjonssøknad, prosjektering og kontrahering.						Ev. utbygging
	Dyp geotermi	Utredning og prosjektering	Pilotprosjekt	Evaluering	Ev. utbygging			
	Batteri	Utbygging og innfasing					Eventuell utvidelse	
Lagring av energi	Akkumulatortank FV	Utredning ev. prosjektering		Ev. utbygging og innfasing.			Eventuell utvidelse	
	Geotermos			Utredning, prøveboring og ev. prosjektering		Ev. utbygging		
	Hydrogenlager	Utredning, markedsanalyse salg av H2 og ev. prosjektering		Ev. utbygging			Eventuell utvidelse	

Tabell 5: Input i simuleringer

Tema:	Verdi:
Internrente	4%
Est. pris diesel levert	1,00 NOK/kWh
Est. pris ammoniakk levert	1,36 NOK/kWh
Est. pris flytende biogass levert	1,10 NOK/kWh
Est. pris pellets levert Longyearbyen	0,42 NOK/kWh
Simuleringsperiode	10 år
Oppløsning	8760 h/år

7.2 Resultater fra simuleringene

7.2.1 Første fase – 2023-2024: Energiforsyning basert på dagens dieseldrevne reservekraftanlegg og fyrkjeler, 600 kW takmontert solenergi og batterier.

Det er gjennomført en rekke simuleringer av energisystemet som er planlagt implementert høsten 2023. Perioden er kalt overgangsfasen mellom diesel og fornybart. Det er ikke åpnet for at simuleringen kan investere i ytterligere teknologi i denne fasen. Simuleringene utforsker hovedsakelig sensitivitetene forbundet med kostnadene ved endring av temperatur, energiforbruk og dieselpriiser. 0-alternativet er basert på dagens forbruk, dieselpriis på 10 kr/liter og standard klima. Resultatene er oppsummert under:

- Estimerte kostnader til diesel for å kjøre 0-alternativet er 138 mill. NOK per år, andre faste og variable kostnader kommer i tillegg.
- Nedleggelse av Gruve 7 vil redusere de årlige kostnadene med ca. 10 mill. NOK.
- 30% ENØK på fjernvarmen vil redusere de årlige kostnadene med over 20 mill. NOK.
- En dieselpriis på 7 kr/liter vil redusere de årlige kostnadene med over 40 mill. NOK.
- En dieselpriis på 15 kr/liter vil øke de årlige kostnadene med 67 mill. NOK. Dette ansees ikke som et realistisk alternativ, men heller som et ytterpunkt.
- Naturlige variasjoner i været vil kunne medføre alt fra en reduksjon i kostnader på ca. 7 mill. NOK til en økning på ca. 18 mill. NOK per år.

Drøfting av resultatene

Det går tydelig frem av resultatene at totalkostnaden vil være svært følsom for variasjoner i dieselpriis, forbruk og vær.

Det er svært stor usikkerhet forbundet med fremtidig dieselpriis, og totalkostnaden kan komme opp i et nivå som vil være uholdbart for samfunnet. Det vil derfor være viktig å sikre priser på fremtidige dieselkjøp som hindrer dette.

En rekke utredninger peker på de gode forutsetningene for ENØK for fjernvarmeforbruket, og simuleringene viser at dette vil ha god effekt på totaløkonomien. Det simuleringen ikke viser, er at ENØK, bedre styring og bedre regulering av fjernvarmeforbruket også vil være viktig for den praktiske driften og utviklingen av fjernvarmesystemet (Styrejernet og Multiconsult 2021).

En rekke kunder bygger ut private anlegg for solenergi på tak. Dette vil ta ned etterspørselen mot energiverket og forventes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt i første fase. Ved en eventuell utbygging av vind (se tredje fase), vil ikke solenergi være samfunnsøkonomisk lønnsomt, men det vil bare være marginalt dyrere enn et optimalt energisystem med vind. Det er knyttet usikkerhet til tidspunkt og anledning for utbygging av vindkraft og det anbefales derfor å starte utbyggingen av solenergi.

Dagens tariffer og kundeavtaler for strøm og varme gir ikke en representativ lønnsomhet for solenergi, spesielt ved overgang til diesel. Dette bør rettes opp for å gi riktige signaler til næringslivet. Det er heller ikke åpnet opp for plusskundeordninger. Se kap 6.2.9 for mer informasjon.

Anbefalinger for første fase

- Sikre **finansiell sikring av dieselpriisen** for hele, eller deler av, dieselleveransen i en periode på 3 til 5 år fremover.
- **Korrigerer tariffene** slik at disse reflekterer reelle kostnader.
- Legge til rette for **plusskunder** gjennom avtaler og reguleringer.
- Statlige aktører får et særlig ansvar for å jobbe målrettet med **ENØK** for å redusere fjernvarmeforbruket.

7.2.2 Andre fase – 2025-2028: Innfasing av importerte fornybare energikilder, sol, utvidelse av batteri, pilot for geotermi og akkumulatortank

Simuleringene for andre fase tar inn de aller fleste teknologiene som er vurdert som aktuelle. Vind, hydrogenlager og geotermos er utsatt til tredje fase fordi det ikke er vurdert som realistisk, eller lønnsomt, å få disse utbygd i perioden. Simuleringene er basert på dagens forbruk uten Gruve 7, dieselpriis på 10 kr/liter og standard klima. I enkelte simuleringer er det

lagt inn CO₂ avgifter for sensitivitet. Dette blir simulert som økt kostnad ved forbrenning av diesel. Resultatene er oppsummert under:

- Installering av til dels svært store mengder solenergi er lønnsomt i alle simulerte alternativer. Simuleringene anbefaler mellom 15 og 24 MW med installert solenergi, avhengig av hvilke andre teknologier som tillates og CO₂-prisen som legges på diesel. Det er ikke skilt mellom bakkemonterte- og bygningsmonterte anlegg.
- Pellets er den desidert billigste energikilden for oppvarming av fjernvarme og kan redusere totalkostnadene for oppvarming med nesten 30 mill. NOK per år sammenlignet med dieselmotorkjeler.
- Installering av multifuel motorer med bedre virkningsgrad, som kjøres på diesel, vil redusere forbruket av drivstoff med nesten 1 000 000 liter per år og utslippet av CO₂ med ca. 2 660 tonn per år sammenlignet med overgangsløsningen fra første fase.
- Brenselceller for produksjon av strøm blir kun anbefalt i tilfellene med kombinasjon av høy CO₂ avgift (>2000 NOK/tonn), høy pris på drivstoff og lav pris på varmeenergi (pellets). Dette gjelder uavhengig av om drivstoffet er ammoniakk, biogass eller diesel.
- Installering av el-kjel er lønnsomt ved installering av større mengder solenergi.
- Ingen av simuleringene anbefaler ytterligere utvidelse av batteriet.
- Det er kun simuleringene med høye drivstoffpriser og vesentlig utbygging av sol som anbefaler utbygging av akkumulatortank for fjernvarme.
- Overgang til grønn ammoniakk (NH₃) og/eller biogass (LBG) vil redusere CO₂ utslippet til nær null, men totalkostnaden avhenger av om pellets benyttes for tilleggsoppvarming av fjernvarme og mengden sol som bygges ut. Ulike sammensetninger av energisystemet er sammenlignet med et 0-alternativet hvor det allerede er fasett inn en multifuel motor som driftes på diesel, dieselpriis på 10 NOK/liter, gruve 7 er lagt ned og det er bygget ut 18 MW_p solenergi. Det er simulert med varmegjenvinning fra alle motoralternativene.

Energisystem basert på:	Økte kostnader [NOK/år]:
18 MW _p sol, pellets for varme, og NH ₃ for strøm (CHP-anlegg)	ca. 10 mill.
18 MW _p sol, NH ₃ for strøm og varme (CHP-anlegg)	ca. 50 mill.
18 MW _p sol, pellets for varme, og LBG for strøm (CHP-anlegg)	ca. 9 mill.
18 MW _p sol, LBG for strøm og varme (CHP-anlegg)	ca. 20 mill.

- En begrenset utbygging av dyp geotermi er så vidt lønnsomt i en situasjon med multifuel motorer, CO₂ avgift på 2000 NOK/tonn og ingen pellets. Geotermi er således den dyreste formen for oppvarming i simuleringene.

Drøfting av resultatene for andre fase

Solenergi er lønnsomt for alle energisystemene i andre fase, men som beskrevet i første fase er det vurdert at solenergi og vindenergi er konkurrerende teknologier hvor vind er noe rimeligere. Det er større usikkerheter og en lengre tidshorisont knyttet til utbygging av vind enn sol, noe som taler sterkt for å starte utbyggingen av solenergi først. Solcelleparker av en viss størrelse er ikke bygget på Svalbard tidligere og det vil være fornuftig å komme i gang med en middels stor utbygging for å optimalisere forhold som fundamentering,

trackerteknologi, snødrift, tilpasning til dyreliv og produksjon. Det anbefales å innlede et samarbeid med UNIS rundt dette.

For produksjon av fjernvarme er pellets den desidert billigste energikilden. En ulempe med pellets er store volumer som må fraktes med båter drevet av fossilt drivstoff, noe som vil innebære utslipp av CO₂. Det stilles krav om en bærekraftig energiløsning, noe som igjen legger føringer for selve produksjonen av pellets. Det er usikkert hvor god tilgang det er på bærekraftig pellets i det norske markedet, hvor lange fraktavstandene blir og hva som blir sluttpris. Før implementering må det vurderes om frø, dyr og planter fra fremmede arter kan følge med lasten som blindpassasjerer og true lokal fauna.

Installering av en multifuel motor er lønnsomt innenfor avkastningskravene som er vanlige i kommunal sektor. I første omgang vil den økte virkningsgraden redusere kostnader og utslipp gjennom å redusere forbruket av diesel. Videre er multifuel motorer klare for nye drivstoff, og vil gjøre det mulig å fase inn fornybare drivstoff når disse blir tilgjengelige. En multifuel motor er dessuten en low- eller medium-speed motor som er mindre vedlikeholdskrevende og bedre egnet for kontinuerlig drift enn dagens reservekraftverk som er basert på high-speed motorer. High-speed motorer kan driftes kontinuerlig, men blir til slutt utslitte og må skiftes. En fordel med high-speed motorer er at disse kan stå lenge i "stand by" uten å ta skade av dette, i motsetning til low- og medium-speed motorer som "står seg i hjel". Low-speed og medium-speed motorer har vesentlig større roterende masse enn high-speed motorer. Dette vil bidra til å stabilisere frekvens og spenning ved raske endringer i nettet.

En brenselcelle vil kunne konkurrere med en multifuel motor på totaløkonomi ved høye priser på brensel til strømproduksjon (LBG, NH₃ og diesel med CO₂ avgift) og lave priser på, eller lite etterspørsel etter, varme. Multifuel brenselceller som kan håndtere ammoniakk er vurdert å ligge noe frem i tid. Brenselceller er regnet som svært robuste og driftssikre, men investeringsbehovet per kW effekt er svært høyt og de bidrar ikke til stabilisering av frekvens og spenning.

Ingen av simuleringene "velger" en ytterligere utvidelse av batteriet. Bakgrunnen kan være at batteriet som nå installeres rett og slett er stort nok, noe som stemmer med tidligere vurderinger. En annen årsak kan være at simuleringen ikke fanger opp alle fordelene som følge av at timesoppløsningen blir for grov.

Det er kun de simuleringene som har høyest pris på drivstoff og ikke tillater pellets, som velger akkumulatortank. Disse simuleringene velger også investering i svært mye sol (til dels urealistisk mye) og det er antatt at det er solenergiens varierende produksjon som gjør akkumulatortanken lønnsom. En eventuell utbygging må vurderes nøye, men det er andre aspekter rundt driften av fjernvarmen som også kan tale for installeringen av en akkumulatortank.

Dyp geotermi har mange fordeler ved at det er en fornybar teknologi som produserer varme året rundt uavhengig av vær og klima uten å legge beslag på naturområder. Kostnaden per kW installert effekt er likevel så høy at det vil kreve vesentlig økonomisk støtte for å gjøre energikilden konkurransedyktig.

Anbefalinger for andre fase

- Utforsk tilgangen og pris på **bærekraftig pellets** og bygg ut hvis mulig.
- Fortsett å legge til rette for **solenergi på tak** gjennom å etablere plusskundeordning.
- Bygg ut **bakkemonterte solcelleanlegg**. Begynn med en begrenset utbygging som tester teknisk/økonomiske aspekt og overvåker påvirkningen på miljø og dyreliv.

- **Installer multifuel motorer** som kan benytte ammoniakk og biogass i tillegg til diesel.
- **Utvikle leverandørkjeder for ammoniakk eller biogass.**
- Modne prosjektet for **dyp geotermi**, teknisk og finansielt.

7.2.3 Tredje fase – 2029-2030: Utbygging av bakkemontert sol, vindkraft, dyp geotermi og geotermos

Simuleringene for tredje fase åpner opp for alle tilgjengelige teknologier. Energiforbruket er oppdatert i henhold til scenarier for framtidig energibehov med 30% reduksjon i forbruk av fjernvarme og en økning av strømforbruk tilpasset forventet elektrifisering av transportsektoren. Det er også gjort simuleringer for situasjoner hvor enkeltteknologier allerede er utvalgt og utbygd i første og andre fase for å se hvordan dette påvirker lønnsomhet og valg av teknologier. 0-alternativet er basert på scenario for forbruk i 2030, dieselpriis på 10 kr/liter og standard klima. Resultatene er oppsummert under:

- Simuleringene anbefaler innfasing av vind i alle simuleringer. Dimensjoneringen varierer mellom 12 og 22 MW. Inkludering av vindenergi i energimiksen reduserer energikostnadene og utslippene av CO₂ dramatisk. Det økonomisk mest gunstige systemet med vind er ca. 45 mill. NOK rimeligere enn det rimeligste alternativet uten vind samtidig som det slipper ut 15 tusen tonn mindre CO₂.
- I alternativene med vind blir pellets og geotermos konkurrerende teknologier for produksjon av fjernvarme. Det er gjennomført to simuleringer hvor geotermisk lager og pellets er utelukket i hver sin simulering. Den økonomiske konsekvensen av dette er svært liten og langt lavere enn usikkerhetene forbundet med input.
- Ingen av simuleringene velger solenergi, og det er tydelig at denne energiformen blir utkonkurrert av vindenergi. For å studere hva innfasing av solenergi i første og andre fase betyr for totaløkonomien i tredje fase, er det gjennomført simuleringer hvor det er installert 20 MW solenergi i første og andre fase. Resultatet er en økning i totalkostnadene på ca. 9-10 mill. NOK per år i tredje fase.
- Alle simuleringer velger el-kjel med akkumulatortank for fjernvarme. Anbefalt dimensjonering for akkumulatortanken varierer mellom 20 MWh og 67 MWh.
- Alle simuleringer velger geotermos. Dimensjoneringen varierer mellom 0,5 til 5 GWh. Det er kjørt simuleringer med en tvunget geotermos på 25 GWh. Resultatet viser at den økte kostnaden er på 4 mill. per år, og at kun 25% (6 GWh) av lageret blir tatt i bruk.
- Ingen av simuleringene velger dyp geotermi. Det er gjennomført en simulering hvor 5,5 MW dyp geotermi er tvunget med, mens alt annet er optimalisert av simuleringens programmet. Resultatet er en kostnadsøkning på 14 mill. per år, redusert mengde vindenergi, pellets og/eller geotermos.
- Simuleringer som utelukker diesel velger biogass for produksjon av strøm i perioder uten vind. Dersom biogass og diesel utelukes velger simuleringen ammoniakk, kombinert med en liten (2 MW) økning i utbygd vindkraft. Økte årlige kostnader blir simulert til ca. 2,3 mill. NOK for biogass og 8,6 mill. NOK for ammoniakk. Begge alternativer har tilnærmet null utslipp av CO₂.
- Ingen simuleringer velger hydrogen som mellomlager for energi.

Drøfting av resultatene for tredje fase:

I konkurranse med alle andre vurderte teknologier kommer vindenergi ut som det økonomisk beste alternativet med god margin. Det er noen usikkerheter knyttet til økonomien for vindenergi ved at det ikke er gjennomført vindmålinger i riktig høyde, kvalitet og lokasjon og at behovet for infrastruktur ikke er utredet. Marginene mellom vind og de andre strømproduserende energikildene er likevel så stor at konklusjonen om at vind er økonomisk fordelaktig regnes som robust.

Et oppstartet prosjekt skal modellere og deretter fysisk måle potensialet for vindenergi ved Longyearbyen. I samme prosjekt vurderes behov og kostnader for infrastruktur forbundet med utbygging av vindkraft. Her inngår også kartlegging av sårbarheter ved utbygging av vindkraft (ref kapittel 6.2.7).

Det forventes en lang prosess med utredninger og innbyggerinvolvering før eventuell investeringsbeslutning. Vindkraft har lave driftskostnader, men krever svært høye investeringer, og finansieringsmuligheter må avklares. Dette tilsier utbygging først i 2030.

Det er antatt at det er fordelaktig å bygge ut vindenergi i én omgang i stedet for i flere mindre operasjoner. Årsaken er muligheten for mer rasjonell rigg og transport. Utbyggingen bør derfor gjennomføres med noe overkapasitet slik at behov til økt elektrifisering dekkes i en periode også etter utbygging. Det kan installeres flere vindturbiner i etterkant ved behov, selv om dette vil medføre høyere kostnader per installert effekt. Utbyggingen bør hensynta dette med tanke på plassering og vindskygge.

Solenergi vurderes som dyrere enn vind, men kan implementeres hurtigere. Utbygging av vind og sol kombinert innebærer høyere kostnader totalt sett, men disse er fortsatt vesentlig lavere enn dagens energikostnader. En del tidligere studier peker på at vind og sol i stor grad utfyller hverandre fordi det blåser mer om vinteren enn om sommeren. Dette bør vurderes nærmere etter at vindmålinger er ferdig utført. Ved behov for energi til maritim sektor vil dette øke forbruket av strøm om sommeren, noe som kan gjøre solceller mer lønnsomt.

En geotermos vil øke utnyttelsen av de fornybare energikildene og er lønnsom i kombinasjon med vindenergi. Geotermosen konkurrerer med pellets i alle alternativene, og det er liten økonomisk forskjell mellom disse to. Det er ikke vurdert som hensiktsmessig å bygge ut og drifte begge løsningene som følge av kompleksitet og det fordyrende i å måtte drifte to forskjellige teknologier. Økonomisk kommer pelletsløsningen og geotermosen likt ut, men geotermosen har flere fordeler fremfor pellets;

- Dersom geotermosen dimensjoneres tilstrekkelig stor, og varmes opp til tilstrekkelig høy temperatur, vil den gi svært god forsyningssikkerhet for varme til byen.
- Geotermosen er helt uavhengig av transportert energi og sårbarhetene forbundet med dette. Pelletsen kan i stedet brukes nærmere lokasjonen hvor den produseres, noe som vil gi mindre logistikk og utslipp av CO₂ totalt sett.
- En geotermos legger beslag på vesentlig mindre areal enn en løsning basert på pellets.

Hydrogen som energilagring er ikke vurdert som økonomisk gunstig i konkurranse med andre lagringsteknologier. For å skape lønnsomhet i en verdikjede for hydrogen vil det derfor være nødvendig med samarbeid med andre aktører. Når først elektrolysører og brenselceller er på plass vil en utvidelse av et lavtrykks hydrogenlager for energilagring til produksjon av strøm og varme kunne bli svært attraktivt.

Resultatet i simuleringene antyder sterkt at et energisystem som kombinerer vindenergi, solenergi, en geotermos og en multifuel motor med fornybart drivstoff vil kunne gjøre Longyearbyens energisystem 100% fornybart samtidig som de totale kostnadene reduseres markant.

Anbefalinger for tredje fase:

- **Bygg ut vindenergi** med noe overkapasitet.
- Ved utbygging av vindenergi bør det bygges en **geotermos**.
- Ved utbygging av vindenergi bør det bygges en **akkumulatortank for fjernvarme**.

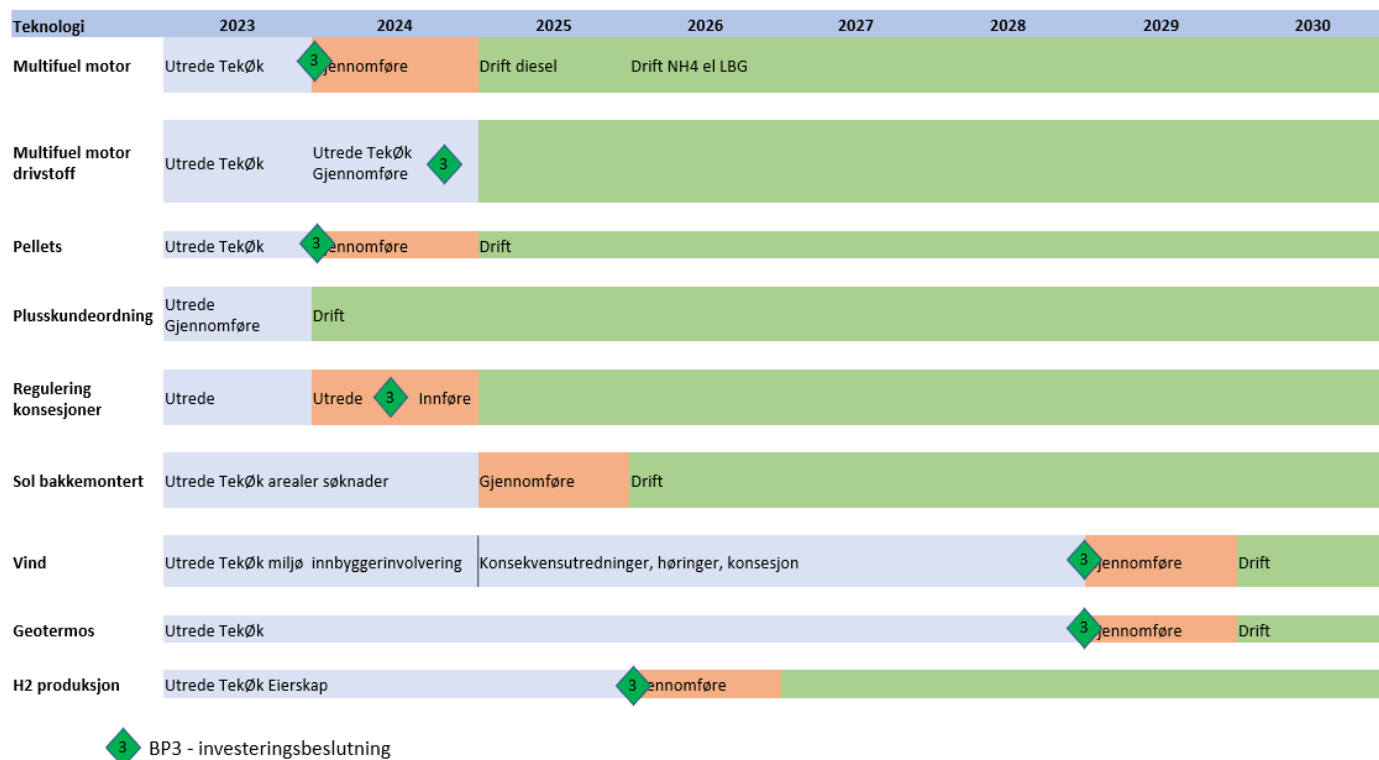
7.2.4 Vurdering av et energisystem uten fjernvarme

Det er gjennomført en rekke simuleringer og vurderinger for et ombygd energisystem uten fjernvarme. Det er da vurdert et system hvor alle rør og fyrhus er revet og oppvarmingen foreståes av el-kolber i undersentralene. Denne løsningen er vurdert som rimeligere enn å skulle oppgradere alle sikringsskap i hele byen for å kunne håndtere til dels svært høye effekter til direkte elektrisk oppvarming i panelovner. Det er da tatt utgangspunkt i et scenario for 2030 med økt forbruk av strøm og 30% reduksjon i forbruket av fjernvarme. Resultatene blir som følger:

- Dersom utfasing av fjernvarme kombineres med utbygging av vind, vil de årlige kostnadene bli omtrent 46 mill. NOK dyrere per år enn tilsvarende løsning med vind og fjernvarme. Løsningen uten fjernvarme vil kreve flere vindmøller (8MW mer), mer diesel og slippe ut rundt 10 400 tonn mer CO₂ per år.
- Dersom utfasing av fjernvarme ikke kombineres med utbygging av vind, blir kostnadene, utslippene og forbruket av diesel svært høyt. Simuleringen vurderer totalkostnadene til å bli over 100 mill. NOK dyrere per år. Da er ikke investeringskostnader til utvidelse av tankanlegg medtatt i regnestykket.

Alle simuleringsresultater viser positiv økonomi for å beholde fjernvarmesystemet. Fjernvarmen gjør det også lettere å oppnå høy andel av fornybar energi.

7.3 Tidslinje med beslutningspunkter for investeringsprosjekter



Figur 12: Tidslinje for ulike teknologier med tidspunkt for investeringsbeslutninger

Figuren er en oppstilling over hvilke teknologier og prosesser som er anbefalt modnet videre og gjennomført for energiomstillingen, som er vist i tabell 4. BP3, beslutningspunkt for investeringsbeslutning, er angitt for investeringsprosjekter. Figuren er et øyeblikksbilde fra arbeidet med energiplanen og forventes å endres ved å bli holdt levende gjennom hele energiomstillingen.

8 Målstyrt arbeid med forsyningssikkerhet

8.1 Innledning

Longyearbyen ligger på 78° nord 800 km fra fastlandet, har et svært utfordrende klima med permafrost og snittemperatur på -3,6° C. Byen har en moderne infrastruktur med vann, avløp, fjernvarme og strøm. Bortfall av strøm har imidlertid store konsekvenser for resten av infrastrukturen i Longyearbyen da strøm trengs for å drifte fjernvarmen, filtrere drikkevann og til pumping av vann til deler av bebyggelsen. Ved bortfall av strøm vil varmen falle ut. Det betyr at fjernvarme til bygninger samt annen teknisk infrastruktur vil fryse ved få timers avbrudd i strømforsyningen. Vannpumper vil stanse, vann i vanninntak, vann i renseanlegg og vann i rør vil fryse. Avløpsnettets pumpestasjoner vil stanse og kloakk renne i overløp inne i byen. Vannrør og varmerør i bygninger vil på kort tid fryse ned som følge av dårlig isolerte bygg. Ved lengre avbrudd vil infrastruktur ødelegges av frost, og byens befolkning må evakueres.

Systematisk arbeid skal sikre at energiforsyningen tilfredsstiller kundenes behov for høy forsyningssikkerhet.

Energiloven er ikke gjort gjeldende på Svalbard og lover om beredskap, kontroll eller systemansvar gjelder derfor ikke. Svalbardlovens § 31 gir Longyearbyen lokalstyre ansvar for energiforsyningen. Andre aktuelle gjeldende lover er Svalbardmiljøloven, Sikkerhetsloven, Forskrift om sivilbeskyttelseslovens anvendelse på Svalbard og beredskapsplikt for LL.

Longyearbyen opplever som resten av Svalbard større grad av oppvarming enn fastlands Norge (3-5 grader C fra 1971 til 2017, i henhold til (NCCS 2018)) mot 1 grad på fastlandet). Tining av permafrost, økende nedbørsmengder og økende kortvarige regn og mildvær om vinteren forventes å påvirke infrastruktur for energiproduksjon og -distribusjon i form av hyppigere snøskred, sørpeskred, jordskred og setningsskader. Risikoen for dette må identifiseres og håndteres, og plassering av eksisterende og nye anlegg for energiproduksjon må være i tråd med nye faresonekart

Det er etablert reservekapasitet for både fjernvarme og strøm. Videre arbeide må definere hvilken grad av reservekapasitet ($N - x$) som anses som hensiktsmessig.

8.2 Forsyningssikkerhet ved overgangsløsningen

Longyearbyen lokalstyre har ansvar for dagens energiforsyning, overgangsløsningen (diesel) og for omstilling til fornybar energi, innenfor gjeldende lovverk.

I dag er det etablert reserve kapasitet (redundans) gjennom egne anlegg:

- Reservekraft Vest; 3x2 MW kraft.
 - o Varmegjenvinning med tilsvarende kapasitet installeres i 2023
- Reservekraft Øst; 3 x 1,6 MW kraft
- Fyrhus 1; 4,5 MW varme
- Fyrhus 2; 4,5 MW varme
- Fyrhus 3; 2,0 MW varme
- Fyrhus 4; 1,8 MW varme
- Fyrhus 5; 3,2 MW varme
- Fyrhus 6; 2,0 MW varme
- Energiverket dieselmotorer; 2 x 8,5 MW varme

Anleggene håndterer både bortfall av kullkraftverkets egen kapasitet, som ved maksimal varmeproduksjon er 7 MW kraft og 20 MW varme og ved maksimal strømproduksjon er 8,6 MW kraft og 10,2 MW varme, og tilleggsbehov ved for eksempel ekstrem kulde og vind.

Som første trinn i energiomstillingen har lokalstyret besluttet at kullkraftverket skal stenge ned medio 2023. Regjeringen ønsker også utfasing av kullkraftverket, og viser til at *Longyearbyen har no tilstrekkeleg reservekapasitet på straum, noko som gjer at ein kan levere straum og varme sjølv om kraftverket er ute av drift* (Justis- og beredskapsdepartementet 2021). Som overgangsløsning blir Reservekraft Vest nytt hovedkraftverk.

Som beskrevet flere steder i energiplanen har ikke Longyearbyen andre tilgrensende distribusjonsnett som gjør det mulig å få bidrag fra slike ved bortfall av egen produksjon. Geografisk beliggenhet sammen med klimatiske forhold og boligmassens kvalitet setter Longyearbyen i en særstilling i forhold til krav til forsyningssikkerhet.

Lokalstyret vedtok 15. november 2022 å gjennomføre overgang til overgangsløsningen, forutsatt plan for lukking av avvik i ROS-analyse, forsyningssikkerhet og gjennomføring av tredjepartskontroll.

Internkontrollsystemer

Det anbefales å etablere en prosess som ivaretar forsyningssikkerhet for de ulike trinnene som vil komme i energiomstillingen. Elementer som kan inngå for å ivareta forsyningssikkerheten gjennom energiomstillingen er:

- Utvikle styringssystem for virksomheten som inneholder kvalitetssystem.
- Utvikle system for kvalitetssikring av interne tek-øk evalueringer *før* fremlegging til beslutningstaker. For eksempel med elementer som:
 - o Kvalitets-sikrer dokumenterer funn og nødvendige utbedringer.
 - o Gjennomføre utbedringer av funn.
 - o Dokumentere utbedringer.
 - o Kvalitets-sikrer evaluerer og godkjenner som første punkt.
- Etablere system for å registrere uønskede hendelser (RUH) i driften av energiverket.
- Etablere system for kontinuerlig forbedring i energiverket.
 - o Utvikle kultur for forbedring.
- Gjennomføre ROS-analyser for energiforsyningen (som grunnlag for LL sin helhetlige ROS).
- Lukke avvik gjennom:
 - o tiltak som reduserer sannsynlighet for at uønsket hendelse kan inntreffe.
 - o tiltak som reduserer konsekvenser av at uønsket hendelse inntreffer.

8.3 Målstyrt arbeid med forsyningssikkerhet i beredskapssituasjon

8.3.1 Forsyningssikkerhet og beredskap

Beredskap

Energilovens § 9-1 beskriver kraftforsyningens beredskapsorganisasjon, men loven er ikke gjeldende på Svalbard og det er idag begrensede muligheter til å regulere energiforsyningen i Longyearbyen. Det er imidlertid behov for å få på plass et regelverk som sikrer en robust og sikker forsyning i Longyearbyen.

Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen gjelder heller ikke på Svalbard, og således er det ikke en KBO-enhet i Longyearbyen som ivaretar beredskap, slik loven og forskriften over beskriver.

Formålet med kraftberedskapsforskriften er å sikre at kraftforsyningen opprettholdes og at normal forsyning gjenoprettes på en effektiv og sikker måte i og etter ekstraordinære situasjoner for å redusere de samfunnsmessige konsekvensene (kraftberedskapsforskriften § 1-1).

For å styrke arbeidet rundt forsyningssikkerhet i Longyearbyen anbefales at det tas utgangspunkt i kraftberedskapsforskriften for å velge ut elementer som er relevante for Longyearbyen og gjøre disse gjeldende som egen lokal forskrift. Utgangspunkt kan være kraftberedskapsforskriften § 2, ved å gjennomføre eller etablere:

- KBO-enhet
- Beredskapsorganisasjon
- Risiko og sårbarhetsanalyser
- Beredskapsplanlegging
- Varsling
- Rapportering
- Holde øvelser
- Informasjonsberedskap
- Evaluering av øvelser og situasjoner
- Internkontrollsystem

8.3.2 Målstyrt arbeid helt kritisk for all samfunnsinfrastruktur i Longyearbyen

Utfall av strøm får umiddelbare konsekvenser. Ved bortfall over lengre tid øker konsekvensene. For fjernvarme merkes ikke bortfalles så umiddelbart da det tar lengre tid å merke nedkjøling av fjernvarmenettet gjennom senkning av temperatur i tappevann og i radiatorvarme.

Lokalstyre sin Hovedplan fjernvarme 2022-2030, angir følgende målsetninger for forsyningssikkerheten på fjernvarmenettet i Longyearbyen:

- Uforutsett bortfall av fjernvarme frem til undersentral skal ikke ha lenger varighet enn 6 timer uavhengig av tidspunkt og årstid.
- Alle fyrhus skal ha minimum fyrkjelkapasitet på 100 % av dimensjonerende last og tilstrekkelig tankkapasitet for å kunne kjøre på full last i minimum 24 timer. Fjernvarmenettet med fyrhus skal kunne driftes helt uavhengig av sentrale produksjonsenheter for fjernvarme.
- Pumper og varmevekslere i fyrhus dimensjoneres minimum for 2x100 % av dimensjonerende last.
- Fjernvarmenettet utformes slik at en lekkasje kan repareres uten bortfall av fjernvarme til mer enn 10 undersentraler.
- Komplette utfall av ett fyrhus som følge av katastrofale hendelser som brann/skred/flom eller lignende skal ikke føre til bortfall av fjernvarme i mer enn en halv dag.
- Lekkasje av drivstoff fra fyrhus skal ikke forekomme.
- Design, drift og vedlikehold skal optimalisere leveransesikkerheten av fjernvarme frem til undersentralene.

Målstyring

Målsettinger for forsyningssikkerheten for strømforsyningen bør ta utgangspunkt i:

- Energisikkerhet, som er systemets evne til å dekke energibruken.
- Effektsikkerheten, som er systemets evne til å dekke momentan belastning.
- Driftssikkerheten, som er evnen til å motstå driftsforstyrrelser uten at det blir avbrudd, frekvens- eller spenningsavvik.
- Leveringspålitelighet og avbruddsstatistikk.
- Beredskap.

For eksempel bør det ved lengre avbrudd bør være dedikerte nødstrømsaggregatet ved kritisk infrastruktur som fyrhus.

Kontinuerlig forbedring

Formålet med å sette måltall for produksjonstilgjengelighet er å tallfeste mål for energiforsyningens anlegg, organisasjon og avtaler:

- Målsetting om oppetid og reserver
- Minstenivå for eierskap og direkte kontroll
- Minstenivå for avtaleverk rundt beredskap
- Lokalt produsert energi versus importert

Målsetningen må koordineres med andre aktører:

- Sysselmannen, lokalstyre og beredskapsrådet
- Avtaler mot leverandører som er nødvendige for å opprettholde forsyningssikkerheten

Produksjonstilgjengelighet

Måltall for produksjonstilgjengelighet («oppetid») bør settes som prosenttall av 100%. Metodikk velges for å nå målet. Metoder for kontinuerlig forbedring involverer hele organisasjonen til å jobbe for å oppnå målet. Utgangspunkt i ISO9001 kan velges, og *Demings sirkel* for kontinuerlig forbedring og kvalitetsarbeid inneholder i korte trekk:

- Planlegg: Planlegg endringer som bidrar til å oppnå målsetning.
- Utfør: Utføre endringene.
- Kontroller: Evaluer utførelsen. F.eks rapportere nesten-hendelser, hvor ofte er man nede i N-1 eller N-0?
- Iverksett: Iverksett endringer, eller korriger prosessen. Lag rutiner for oppfølging.

8.3.3 Konkrete tiltak for forsyningssikkerhet

Det er viktig at Longyearbyens energiverk raskt kommer i gang med tiltak for å forbedre forsyningssikkerheten. Under følger en liste over tiltak som er viktig å ta tak i:

- Bygge kvalitets- og sikkerhetskultur
- Bygge statistikk over utfall og nesten-utfall
- Følge relevante deler i kraftberedskapsforskriften (evt. fastsette deler som forskrift lokalt)
- ROS-analyser, håndtere og redusere sannsynligheter og konsekvenser basert på Longyearbyens situasjon
- Etablere nivå for redundans i produksjon og distribusjon ($N - x$)
- Fastsette mål for forsyningssikkerhet og velge arbeidsmetodikk
- Bygge ut elnett med overkapasitet. Slik kan el-nettet ta over behov for oppvarming i lokale områder ved lekkasje på fjernvarmenettet.

9 Fremtidig organisering av energiforsyningen

9.1 Innledning

Longyearbyen lokalstyre eier energiverket som leverer strøm og fjernvarme. Svalbardloven § 31 beskriver oppdraget:

«Longyearbyen lokalstyre har ansvar for infrastruktur i Longyearbyen som ikke er tillagt staten eller andre. Lokalstyret kan selv fastsette gebyr for slike tjenester. Gebyret skal beregnes ut fra prinsippet om selvkost, jf. § 41 bokstav b.»

I Svalbardbudsjettet for 2022 heter det blant annet:

"Energiprisane skal i størst mogleg grad reflektere reelle kostnader og faktisk forbruk av straum og varme. Grunnlaget for fastsetjinga av energiprisane skal bli meir transparent og lett tilgjengeleg for forbrukarane og for dei som skal føre kontroll med verksemda. Det må òg bli eit tydelegare skilje mellom drifta av energiforsyninga og anna verksemd i Longyearbyen lokalstyre."

"Longyearbyen lokalstyre eig i dag kolkraftverket og infrastruktur som er knytt til kraftverket. Longyearbyen lokalstyre har signalisert at dei også i framtida ønskjer å ha ansvaret for energiforsyninga i Longyearbyen. Dette legg grunnlaget for den vidare planlegginga. Longyearbyen lokalstyre vil framleis ha ansvaret for energiproduksjonen i Longyearbyen ved overgangen til ei ny energiløysing. Longyearbyen lokalstyre vil vidare vere ansvarleg for å få etablert eit nytt energiverk i Longyearbyen."

"Staten vil setje krav om eit organisatorisk og rekneskapsmessig skilje mellom Longyearbyen lokalstyre og eit nytt føretak eller AS med ansvar for energiproduksjon og -distribusjon i Longyearbyen. Det blir opna både for at dette blir organisert som eit heileigd kommunalt føretak/AS eller ei delt løysing der Longyearbyen lokalstyre eig eit selskap saman med ein annan statleg aktør."

Klimatiske og geografiske forhold i Longyearbyens setter store krav til forsyningssikkerhet, og energiloven gjelder ikke på Svalbard. Det er derfor gode grunner til at ansvaret for denne sentrale delen av infrastruktur er tillagt lokalstyre.

Lokalstyret vedtok 13. desember 2022, i tråd med svalbardbudsjettet 2022 å skille ut energiforsyningen i et 100% eid datterselskap, Svalbard Energi AS, fra 1. januar 2023. LL beholder ansvaret for energiforsyningen, men overfører driften av energiforsyningen til selskapet.

9.2 Organisering av energiforsyningen

Lokalstyret har vurdert ulike organiseringsformer for energiområdet som i 2022 er innlemmet som en avdeling under LL sin sektor for samfunnsutvikling. Energiverket sine 30 ansatte er organisert i avdelingene produksjon, vedlikehold og distribusjon, utvikling og prosjekt.

Det er ulike lover som gjelder på Svalbard sammenlignet med norsk fastland. Blant annet er ikke energiloven gjeldende. Longyearbyen lokalstyre har i henhold til Svalbardloven §31 ansvar for produksjon og distribusjon av strøm og fjernvarme innenfor Longyearbyen arealplanområde. Det betyr at Longyearbyen lokalstyre har det overordnede ansvaret for

innholdet i tilbudet. Det er likevel ikke noe i veien for at dette utførelsen overlates til et eget rettssubjekt i form av et heleiet aksjeselskap. Kommunalt foretak er ikke et eget rettssubjekt (utredning om ny organisering av energiområdet av Haavind 2021).

LL kan, på samme måte som fastlandskommuner, ikke delegere lovgitt myndighet uten hjemmel i lov. Selskapslovgivningen er i vesentlig grad privatrett og kommer derfor til anvendelse på Svalbard, jf. Svalbardloven § 2. LL har ansvar for og derved også en rett til å sørge for produksjon og distribusjon av strøm og fjernvarme i Longyearbyen.

I og med at energilovgivningen med unntak for el-tilsynsloven og deler av ekomloven ikke gjelder på Svalbard og det heller ikke er andre regler utover svalbardloven med henvisninger til kommuneloven som har direkte betydning for produksjon og distribusjon av strøm og fjernvarme, er problemstillinger knyttet til utøvelse av offentlig myndighetsutøvelse ikke særlig relevant for vurderingene av organisasjonsform. Det betyr også at energiverkets virksomhet i dag stort sett vil være underlagt privatrettslige regler. For eksempel må eventuell plikt til å installere måler og andre vilkår knyttet til leveranser av strøm og fjernvarme være basert på kontrakter med kunder og ikke vedtak hjemlet i lov eller forskrift.

Flertallet av energikonsernene i Norge i dag er statlig, kommunalt eller fylkeskommunalt eide aksjeselskaper. Statkraft er organisert som statsforetak.

Bydrift AS ble i 2008 omdannet til Bydrift Longyearbyen KF (Bydrift KF). I 2013 ble Bydrift KF innlemmet i Longyearbyen lokalstyres virksomhet og aktiviteten i Bydrift KF ble da videreført i en etat/avdelingsorganisering.

LL har gjennomført vurderinger av hensiktsmessige organisasjonsformer. Lokalstyret vedtok 9. november 2021 å organisere energiområdet som aksjeselskap fra 1. januar 2022, med følgende grunner fra saksfremlegget:

- AS organisering ivaretar LS regulering og råderett over energiverket gjennom aksjeloven, uten statlig overstyring.
- Beslutningslinjer er i dag lange og tidkrevende som medfører en risiko for at energiverket ikke klarer å fatte de riktige beslutninger til rett tid.
- AS organiseringen blir lik tilsvarende nettselskap og energiselskap på fastlandet hvor de fleste energiselskapene er organisert som AS, som grunnlag for effektiv og sikker drift.
- Den politiske styringen av energiverkets leveranser kan ivaretas gjennom eierstyring og vedtekter. Enklere og mer effektive beslutningsprosesser vil gi utslag i lavere priser og bedre forsyningssikkerhet.
- AS gir et tydelig økonomisk skille mellom LL og energiselskapet. (ref. utkast til statsbudsjett 2022)
- Energiverket har over tid hatt utfordringer å knytte til seg gode fagpersoner og samt beholde disse over tid. Beslutninger, i tilsvarende virksomheter på fastlandet, skjer i 2021/1606-2 Side 2 av 4 samarbeid med ansatte, ledelse og styre. En AS organisering gir bedre mulighet for å involvere fagpersonene på energiverket i beslutninger samt at beslutningene blir tatt på et faglig riktig nivå. En bedre involvering av ansatte vil medføre en faglig utvikling og at fagpersonene beholdes over lengre tid. Energiverket er i konkurranse med fastlandet når det gjelder fagpersonell og må tilpasse seg dette.
- Administrasjonen har lagt vekt på at LS selv skal regulere og ha råderetten over Energiverket. Det er viktig å sørge for at LL har kontroll over beslutningsprosessen og beslutningen om organisering uten statlig overstyring.

LS vedtok 22. mars 2022 at energiverket bytter navn til Svalbard Energi AS fra Longyearbyen energiverk.

9.3 Avvikling av kullkraftverket

Lokalstyret besluttet 14. september 2021 at kullkraftverket skulle nedlegges i 2023 og at energiproduksjonen skulle omstilles til en løsning hvor *man i størst mulig grad vil benytte eksisterende kapasitet i en overgangsfase frem til ny energiforsyning er etablert*, samtidig med ombygging til varmegjenvinning i Reservekraft Vest.

I mai 2022 vedtok lokalstyret at administrasjonen skulle utarbeide en analyse over hvordan økte dieselpriiser som følge av Ukraina krigen vil påvirke prisen til forbruker ved gjennomføring av overgangsløsning alternativ 1, sammen med ROS-analyse for overgangsløsningen. ROS-analysen ble presentert i lokalstyret 21. juni 2022. Saken ble tatt til etterretning. Krigen i Ukraina bidrar til økende energipriiser (blant annet for diesel) som fører til at priser på fjernvarme og strøm vil stige som følge av lokalstyret sitt vedtak om å legge ned kullkraftverket. I tidligere beregninger ville dieselpriisene gi omtrent samme pris for byens innbyggere som ved fortsatt kullforsyning

Økte dieselpriiser og påvirkning på energipriisene ble ytterligere redegjort for i lokalstyret 15. november 2022. Her fattet lokalstyret vedtak som ber administrasjonen å redegjøre for overgangen til diesel, plan for lukking av avvik i ROS-analyse, forsyningssikkerhet og oppdaterte økonomiske vurderinger, herunder kontrahering av diesel. Dette skal legges frem i første lokalstyremøte i 2023. I tillegg skal grundigere tredjepartskontroll utarbeides for forsyningssikkerhet for overgangsløsningen, samt konsekvenser for energipriiser til sluttbruker.

Det har vært en lang prosess i lokalstyret å legge ned kullkraftverket. Det har i de siste månedene vært svært aktive meningsytringer i lokale media, der grupper med ulike motivasjoner har fremsatt sine synspunkt. Noen ønsker anlegget stengt på grunn av høyt CO₂ utslipp og aldrende teknisk anlegg, andre tenker sysselsetting og tradisjon innen gruvevirksomhet og arbeidsplasser innen energiproduksjon.

Etter beslutningen i lokalstyret i 2021 om å legge ned kullkraftverket, underrettet LL Store Norske Spitsbergen Kulkompani om at avtalene om kull-leveranser opphører ved nedstengning. Store Norske besluttet da å stenge gruvevirksomheten samtidig med nedstengningen av kullkraftverket, i løpet av sommeren 2023. Sommeren 2022 besluttet likevel Store Norske at de ønsker å opprettholde driften av Gruve 7 frem til sommeren 2025, da med eksport av kullet til Europa. Dermed ble videre drift av kullkraftverket en mulighet. Flere innbyggere og politikere så da anledning til å argumentere for videre drift av kullkraftverket, blant annet med argumenter om at forbrenning av kull ikke kan være særlig forurensende sammenlignet med diesel. Samt påstander om at kullkraftverket er i bedre teknisk forfatning enn hva administrasjonen hevder, og at anlegget tåler forlenget drift. Samtidig ble det hevdet at forsyning av diesel er mer risikabelt enn for kull, gitt et scenario om blokade av forsyninger til Longyearbyen.

Muligheter for å kjøpe lokalt kull til kullkraftverket

Lokalstyret har sagt opp avtale om kjøp av kull fra Gruve 7, slik at avtalen utløper 25. september 2023. Store Norske har forlenget leveranseavtalen med sin europeiske kunde om å levere kull til industriformål til medio 2025. Dersom kullkraftverket skal driftes forbi september 2023 er det kort frist til å avtale leveranser til gjeldende priser, innen utløpet av

februar 2023. Men Store Norske Spitsbergen Kulkompani sier de har anledning til å levere kull til 2025.

9.4 Virksomhetsoverdragelse

I forbindelse med at Longyearbyen energiverk endrer styringsform fra dagens organisering som en enhet i LL til et aksjeselskap, er det laget en avtale om overføring av Longyearbyen energiverk sin virksomhet til Svalbard Energi AS (SEAS). LL selger, og SEAS kjøper virksomheten på de vilkår som fremgår i nevnte avtale. Overføringen innebærer at det etableres en fordring mot LL. Fordringen vil konverteres til NOK 830 000,- i aksjekapital og NOK 25 782 480,- i overkurs. Total aksjekapital vil være NOK 900 000,-. Det utføres en pro & contra (etterberegning) når LLs regnskap for 2022 er ferdigstilt. Eventuelle endringer i kjøpesum vil påvirke overkurs.

Ved fremtidig nedleggelse av kullkraftverket vil det oppstå saneringsforpliktelser. Saneringsforpliktelsene tilhører den som driver virksomheten. Disse saneringsforpliktelsene er imidlertid opparbeidet i LL, og er av en såpass stor økonomisk karakter at det ville gi SEAS en betydelig negativ åpningsbalanse hvis de skulle følge med inn i SEAS. Saneringsforpliktelsene vil derfor forbli i LL. Etter anbefaling fra Miljødirektoratet er det inngått en privatrettslig avtale mellom LL og SEAS som regulerer dette forholdet.

Ansattes plikter, rettigheter og goder er overført SEAS i sin helhet. Det vises i denne sammenheng til vedlegg «Protokoll virksomhetsoverdragelse Svalbard Energi AS». Denne protokollen er fremforhandlet og omforent mellom ledelsen i SEAS og berørte fagforeninger.

Det er blant vedleggene til avtalen også vedlagt en tjenesteavtale som beskriver godtgjørelser og innhold for tjenester som utføres mellom partene. Valgt organisasjonsmodell kan medføre økte kostnader for drift av energiområdet i sammenligning med dagens modell, eller om energiområdet var valgt organisert som et kommunalt foretak, da det vil stille krav til enkelte doble funksjoner som økonomi, revisor, styre, administrasjon med mer. Det er derfor viktig at SEAS på de områder hvor det er rasjonelt, relevant og kostnadsbesparende for begge parter, trekker på de ordninger LL har. Det inngås derfor avtale for HR-tjenester, IT-tjenester, karttjenester, velferdsordninger, eiendom, arkiv, sentralbord og resepsjon inkl. kundeveiledning, bolig mm.

9.4.1 Ansvarsfordeling mellom Longyearbyen lokalstyre (LL) og Svalbard Energi AS

Lokalstyret vedtok 13. desember 2022 Eierskapsmelding Svalbard Energi AS, med blant annet følgende innhold:

"Svalbardloven er tydelig på at ansvaret for forsyningsikkerheten og energiinfrastrukturen fortsatt ligger hos LL og at Svalbard Energi AS skal utføre arbeidet på vegne av LL. Det er derfor utformet en tydelig eierskapsmelding og vedtekter som regulerer forholdet og gir LL trygghet for at ansvaret vil bli ivaretatt."

"Administrasjonssjef i LL vil således fortsatt være kriseleder ved en hendelse, den som setter kriseberedskap, og lokalstyreleder den som informerer Sysselmaster, departement, media og innbyggerne i Longyearbyen. SEAS vil ha ansvar for å gjennomføre risiko- og sårbarhetsanalyser og inneha oppdaterte beredskapsplaner. LL vil føre tilsyn med SEAS på dette feltet."

"Lokalstyrets valg av aksjeselskap som ny organisasjonsform endrer LLs tilknytning til energiområdet og avkrever en ny styringsform mellom lokalstyret som eier og SEAS som utfører av LLs ansvarsområde. Eiermyndighet kan ikke utøves direkte overfor styre og daglig leder. Eiermyndigheten skal først og fremst utøves gjennom generalforsamling og følge aksjelovens regler om rollefordeling mellom selskapets organer. Valg av aksjeselskap som organisasjonsform gir SEAS en mer selvstendig og uavhengig stilling enn hva som er mulig i en etatsmodell eller i et kommunalt foretak."

"Svalbardloven trumfer aksjeloven på LLs ansvarsområder. Svalbardloven gir lokalstyret ansvar for selv å fastsette gebyrer for tjenester i Longyearbyen også for energi i henhold til selvkostprinsippet. Dette er en veldig viktig lovformulering og presisering og er unik for Svalbard. Den begrenser i så måte SEAS sin selvstyring på budsjett. SEAS vil fremlegge forslag til budsjett med gebyrer, men det er lokalstyret som vedtar gebyrene."

"I Statsbudsjettet for 2022 fremgår det også viktig informasjon som styrer ansvarsforholdet på energiområdet fremover. LL vil fremdeles ha ansvaret for energiproduksjon i Longyearbyen ved overgangen til en ny energiløsning. LL vil videre være ansvarlig for å få etablert et nytt energiverk i Longyearbyen. Tilsvarende vil det måtte være LL som må søke NVE om tillatelse til bygging og drift av nye anlegg. Disse presiseringene stiller krav til en tett samhandling mellom LL som ansvarlig og SEAS som utfører i årene fremover."

9.5 Regulering av energiforsyningen i Longyearbyen

I forbindelse med opprettelsen av SEAS, overgangen til nytt energisystem og endringer i energimarkedet gjennom økningen i distribuert produksjon, vurderer LL det som hensiktsmessig å få på plass en mer detaljert regulering av produksjon, distribusjon og omsetning av energi i Longyearbyen planområde. Det er ikke konkludert om reguleringen bør komme som en egen lov, som endring av eksisterende lovverk eller som forskrift med hjemmel i Svalbardloven.

Det er ønskelig med en begrenset og forenklet regulering av energisystemet med tilhørende konsesjonsprosess som er tilpasset størrelsen på energisystemet og lokale forhold, samt tilrettelagt for å sikre energiforsyningen på en mest mulig samfunnsøkonomisk rasjonell og trygg måte som også ivaretar hensynet til Svalbards unike og sårbare natur.

Energimarkedet er ansett som for lite til at det er hensiktsmessig å innføre fri konkurranse på leveranse av energi. Dette utelukker likevel ikke muligheten for konkurranse på leveranse av enkeltanlegg eller langvarige leveransekontrakter der dette passer med resten av systemet. Det er imidlertid behov for å balansere og strukturere utbygging og investeringsnivå i et langsiktig perspektiv for å sikre god økonomi og forsyningssikkerhet, noe som må stå sentralt for rammene som settes for energiforsyningen i området.

Energisystemet i Longyearbyen er lite og oversiktlig. Samtidig medfører den isolerte lokasjonen og det kalde klimaet behov for mer omfattende tiltak, infrastruktur og reguleringer for å sikre tilstrekkelig beredskap og forsyningssikkerhet.

Driften av energisystemet i Longyearbyen er allerede regulert av en rekke lover og forskrifter som gir Longyearbyen lokalstyre rett og plikt til å drifte infrastruktur for produksjon og distribusjon og omsetning av energi innenfor Longyearbyen planområde. Det er vurdert som

uproblematisk at LL oppfyller sine eksisterende forpliktelser gjennom et aksjeselskap i stedet for å forestå leveringen direkte. Det er likevel ikke mulig for Lokalstyret å sette bort ansvaret, slik at dette legger føringer for lokalstyrets videre regulering og styring av et slikt selskap.

9.6 Dagens lovverk

Aktivitetene til Longyearbyen energiverk er allerede regulert av en rekke lover og forskrifter i tillegg til politiske og administrative føringer. De viktigste er i den forbindelse:

Svalbardloven

Svalbardloven pålegger Longyearbyen lokalstyre ansvaret for "infrastruktur i Longyearbyen som ikke er tillagt staten eller andre". Den særskilte begrensningen i forhold til statlig virksomhet skyldes de historiske forhold i Longyearbyen og skal hindre dobbeltengasjement⁵. Det følger på denne bakgrunn av Svalbardloven at Longyearbyen lokalstyre har ansvaret for etablering og drift av blant annet energiforsyningen i Longyearbyen.

Videre reguleres lokalstyrets mulighet til inntjening gjennom at "Gebyret skal beregnes ut fra prinsippet om selvkost". For nærmere bestemmelser om selvkost henvises det til kommunelovens §15.

Svalbardloven gjør forvaltningsloven, offentleglova og arkivlova gjeldende for lokalstyre samtidig som den også henviser til en rekke av kommunelovens kapitler om kommunens styring av kommunale foretak og/eller aksjeselskaper.

Svalbardmiljøloven

All aktivitet på Svalbard er regulert av Svalbardmiljøloven. Denne legger føringer om miljøkrav, internkontroll, tillatelser og konsekvensutredninger der dette er relevant. Den legger også føringer for bruk av beste tilgjengelige teknologi, føre var prinsipp, opprydding og prinsippet om at miljøpåvirker skal betale.

Sikkerhetsloven

Sikkerhetsloven er gjort gjeldende for Svalbard og den omfatter også lokalstyres aktivitet og ansvarsområde. Den legger føringer for sikring av skjermingsverdig infrastruktur og kritisk informasjon om disse. Det er usikkert om energisystemet i Longyearbyen er klassifisert som skjermingsverdig.

Forskrift om sivilbeskyttelseslovens anvendelse på Svalbard og om beredskapsplikt for Longyearbyen lokalstyre

Longyearbyen lokalstyre er ansvarlig for å sikre befolkningens sikkerhet og trygghet. Dette innbefatter blant annet ivaretagelse av kritisk infrastruktur. Longyearbyen lokalstyre skal utarbeide og vedlikeholde ROS analyser og beredskapsplaner og sørge for at det gjennomføres øvelser annethvert år. Sysselmasteren fører tilsyn med Longyearbyen lokalstyre sin oppfyllelse av plikter etter forskriften. Sysselmasteren har også det overordnede ansvaret for å samordne, holde oversikt og informere om arbeidet med samfunnssikkerhet og beredskap på Svalbard.

⁵ Ot.prp. nr. 58 (2000-2001) s. 27

HMS og arbeidsmiljø

El-tilsynsloven definerer at "Elektriske anlegg skal prosjekteres, utføres, drives, vedlikeholdes og kontrolleres slik at de ikke frembyr fare for liv, helse og materielle verdier." Loven er gjort gjeldende på Svalbard og ivaretar dermed hovedkravene til HMS i forbindelse med elektriske anlegg. Arbeidsmiljøloven gjelder også for Svalbard.

9.7 Konesjonsprosess

Krav om konsesjon for energiproduksjon

LLa vurdering er at det bør innføres konsesjonsplikt for alle anlegg for produksjon av energi over en viss størrelse; for eksempel 100 kW. Dette vil gjøre det mulig å bygge mindre solcelleanlegg beregnet på eget forbruk uten unødig byråkrati, men sikre at det ikke bygges anlegg som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme og/eller skaper problemer for resten av energisystemet.

Det er vurdert som hensiktsmessig at administrasjonen i LL er konsesjonsmyndighet for "mellomstore anlegg" mellom 100 og 1000 kW, mens NVE er konsesjonsmyndighet for anlegg for hovedforsyning med størrelse over 1 MW.

Konsesjonsprosessen kan i prinsippet utformes tilsvarende som på fastlandet, med høringsrunder og utredninger. Det anses som hensiktsmessig at konsekvensutredninger for miljøpåvirkning gjennomføres i henhold til svalbardmiljøloven og legges ved konsesjonsprosessen som dokumentasjon. Det er ikke tatt stilling til hvorvidt dette er prosesser som er mest hensiktsmessige å gjennomføre i parallell, sammen eller om de må gjennomføres i serie. Det er vurdert som viktig at konsesjonsmyndigheten er tilstrekkelig kompetent og at prosessen likner på tilsvarende prosesser på fastlandet for å skape tillitt og forutsigbarhet.

9.8 Tariffering

Nivået på gebyrene er i dag underlagt prinsippet om selvkost. Dette er et rigid, men rettferdig prinsipp. Ulempen er at dette gir få incentiver for ekstra investeringer som kan utløse større fordeler både for eier av energisystemet og kunder. Selvkostprinsippet åpner heller ikke for muligheten til å innføre avgifter (f.eks på CO₂) som kan samles i et fond for ENØK, eller lignende. Lokalstyre anser det derfor som hensiktsmessig at dagens ordning revurderes med henblikk på å finne bedre måter å regulere inntekten fra energisektoren.

Utforming av tariffer har stor påvirkning på energiforbruket og følgelig også på den totale samfunnsøkonomien forbundet med energiforsyning, -distribusjon og -forbruk. Det er derfor svært viktig at tariffer stimulerer til et forbruk som gir lavere utslipp, mindre behov for investeringer, lavere driftskostnader og færre inngrep i naturen. For å oppnå dette bør tariffer i størst mulig grad reflektere reelle kostnader forbundet med hver enkelt leveranse og gi hensiktsmessige incentiver for ENØK og/eller forskyvning av forbruk. Samtidig er det svært viktig at tariffene også sikrer inntekten for energi- og nettselskapet uavhengig av forbruk og uforutsette kostnader. Dette kan løses gjennom et fastledd, og en flytende energipris basert på forholdet mellom produksjon, forbruk og energipris samt fleksibilitet til å endre tariffer underveis gjennom et budsjettår. Tilknytningsgebyr bør som hovedregel dekke kostnadene for fremføring av nett.

Longyearbyen lokalstyre vil også i fremtiden fastsette tariffene, men nå basert på forslag fra Svalbard Energi.

9.9 Systemansvar

Energisystemet i Longyearbyen er et lukket system og det må til enhver tid være balanse mellom hva som mates inn på nettet og hva som hentes ut. For å sikre en stabil og trygg leveranse som også ivaretar kravene til frekvens- og spenningskvalitet er det derfor nødvendig med god koordinering, styring og regulering.

Som eier av all infrastruktur for distribusjon er det vurdert som hensiktsmessig at lokalstyre gjennom Svalbard Energi ivaretar systemansvaret for området. Dette må gi mulighet til å regulere forbruk og innmating av strøm og varme på en hensiktsmessig måte som ivaretar kravet om spenningskvalitet, frekvens og driftssikkerhet.

Vurderingen så langt er at det antakelig er hensiktsmessig at plusskunder tillates å levere energi inn på nettet i perioder hvor dette er mulig og reduserer de totale kostnadene. Tariffene for levert energi fastsettes ut ifra reduserte kostnader for Svalbard Energi. En forutsetning er at Svalbard Energi må kunne stenge tilførsel av energi i perioder hvor distribuert produksjon medfører ulemper og/eller fare for drift av energisystemet.

9.10 Beredskap

Beredskapsplikt og forsyningsikkerhet

Det er tidligere foreslått å innlemme energiforsyningen i Longyearbyen i kraftforsynings beredskapsorganisasjon (KBO). Energisystemet i Longyearbyen er for lite til at det automatisk blir klassifisert i henhold til kraftberedskapsforskriften, men forskriften åpner opp for at også andre virksomheter kan defineres som KBO-enheter. Dersom energisystemet blir definert som en KBO-enhet vil dette medføre en rekke krav til alt fra planlegging, risikoanalyser, internkontroll, øvelser, beredskap, beredskapslager, bemanning og sikring av anlegg, driftskontrollsystemer og skjerming av informasjon. Det er hensiktsmessig at lovverket er så likt fastlandet som mulig, men situasjonen i Longyearbyen skiller seg på mange måter fra de fleste lokasjoner på fastlandet og det bør vurderes nøye hvilke krav som inkluderes og om det bør stilles noen ekstraordinære krav til energisystemet i Longyearbyen.

Tilsynsmyndighet, rapportering og ekstern revisjon

For å sikre forsyningskvalitet, forsyningsikkerhet og tilstrekkelig beredskap over tid, og samtidig skape tillitt lokalt og hos sentrale myndigheter, er det nødvendig med jevnlig og eksternt tilsyn og/eller revisjon. For at tilsynet skal ha den ønskede effekten er det viktig at tilsynsmyndigheten innehar nødvendig kompetanse og kapasitet. Dette gjelder også kjennskap til spesielle forhold i Longyearbyen, såkalt "Svalbardkompetanse". Kraftberedskapsforskriften beskriver tilsyn av, og rapportering til, beredskapsmyndigheten, KDS og KSL. For Longyearbyen bør det vurderes om det er mer hensiktsmessig å definere Svalbard Energi AS som en lokal KBO-enhet med tilsyn fra NVE.

Informasjonssikkerhet

Sikkerhetsloven stiller krav om skjerming av sensitiv informasjon for skjermingsverdige objekter, men det er uklart om energisystemet i Longyearbyen er klassifisert som skjermingsverdig. Dette burde tydeliggjøres gjennom fremtidig regulering.

9.11 Konkrete tiltak innen regulering

Det er ønskelig med en begrenset og forenklet regulering av energisystemets som argumentert over på de foregående sidene. Her listes områder som anses som særs viktig at vurderes:

1. Etablere en konsesjonsprosess med behandlingsprosess etter omsøkt anleggs størrelse.
2. Tilpasse og gjør deler av Energiloven og Kraftberedskapsforskriften gjeldene for Longyearbyen.
3. Gi Svalbard Energi enerett til å ivareta ansvar for systemenes integritet og funksjonsevne ved å sette krav til kvalitet for kjøp av energi fra for eksempel plusskunder.
4. Tilpasse til og innlemme Longyearbyen i modell av KBO.
5. Utrede behov for sikring av sensitiv informasjon rundt energiforsyningen.

10 Finansiering

10.1 Innledning

Energiomstillingen i Longyearbyen har bakgrunn i flere faktorer. Blant økonomiske årsaker er at kullkraftverket er fra 1983, det inntreffer uplanlagte driftsstanser og det er krevende teknisk drift og vedlikehold. Gruve 7 driftes mot antatt nedstengning i 2025, da det minker på relevant kullkvalitet, utstyret eldes samt at staten signaliserer at videre kulldrift etter 2025 ikke forventes av ulike grunner. I tillegg har det i de siste årene vært antatt at energiomstillingen vil skje *snarlig* og som en følge av dette er planlagt vedlikehold av kullkraftverket redusert betydelig.

I tidligere studier er kostnader til videre drift av kullkraftverket analysert, sammen med kostnader for å etablere annen mellomløsning med fornybar energiforsyning. Thema og Multiconsult (Thema og Multiconsult 2018) fant kostnader for videre drift av kullkraftverket høyere eller tilsvarende sammenlignet med andre vurderte energiløsninger.

Videre drift av kullkraftverket forutsetter store kostnader til drift og vedlikehold. Det er beregnet kostnader på 80-90 MNOK på turbinrevisjon dersom anlegget skal driftes utover 2023 (Longyearbyen lokalstyremøte 15. november 2022). Dette er vedlikeholdskostnader som ville fått begrenset brukstid, trolig maksimalt til 2025 som er Gruve 7 sin maksimale levetid. Dersom kullkraftverket bryter sammen før leveransene fra Gruve 7 tar slutt, vil turbinrevisjonene bli en stor økonomisk belastning med kort brukstid. Det samme gjelder gitt større uhell i Gruve 7 som ville ført til stans i produksjonen.

I energiplanen er det beskrevet at grunnet selvkostprinsippet og for å ivareta forsyningssikkerhet er målet å ta i bruk *moden* fornybar energiproduksjon. Forutsetninger om leveringssikkerhet og energikostnader står dermed sentralt. Det er ikke ønskelig at kundene skal måtte betale for teknologiutvikling eller forskning som ikke direkte er nødvendig for bruk i Longyearbyens energiforsyning. Det kan endres dersom det tilkommer eksterne kilder som finansierer dette.

Svalbardbudsjettet for 2022 slår fast at "*Ei ny grunnlastløsning til erstatning for kolkraftverket skal bli finansiert gjennom energiprisane etter prinsippet om sjølvkost.*"

Det vurderes at byens befolkning, gjennom sine folkevalgte i Lokalstyret, vil ha priser på levert energi som et hovedkriterium for valg av fremtidig energisystem. Usikkerhet om fremtidige energipriser og forsyningssikkerhet gjorde at Lokalstyret i juni 2022 krevde ytterligere redegjørelse rundt konsekvensen av diesel som overgangsløsning.

10.1.1 Kostnader til vedlikehold av anlegg

Kullkraftverket fra 1983 ble overtatt av LL i 2002. Frem til overtakelsen ble driften bekostet av staten, mens etter lokalstyres overtakelse ble driften finansiert gjennom gebyrer basert på selvkostprinsippet. Det ble samtidig økt innsats på vedlikehold av kraftverket, som økte kostnader ut til kundene.

Longyearbyen er med sine 2 640 innbyggere og årlig produksjon 109 GWh et svært lite marked i energisammenheng. Anlegget er ikke koblet til andre energisystemer, slik det er vanlig på fastlandet, og all energi som er nødvendig for å holde byen i drift må produseres lokalt. Det stilles svært strenge krav til forsyningssikkerhet, og evnen til å levere energi til akseptabel pris gjennom hele året uavhengig av sesong og vær. Størrelsen på energisystemet kombinert med kravene til overordnet forsyningssikkerhet og leveranse gjennom hele året gjør det umulig å opprette et energimarked tilsvarende det som er etablert

på fastlandet. Samtidig er det ønskelig å åpne for begrenset distribuert produksjon av energi, som for eksempel energi fra solceller, der dette ikke kommer i konflikt med resten av energisystemet.

Gjennom Svalbardloven er Longyearbyen lokalstyre gitt «ansvar for infrastruktur i Longyearbyen som ikke er tillagt staten eller andre.» (Lov om Svalbard §31 2018). Dette innbefatter blant annet energiforsyningen til byen. LL eier dessuten all infrastruktur for distribusjon av energi og hovedanleggene for produksjon av strøm og fjernvarme. Med bakgrunn i dette er det naturlig å behandle LL som en aktør med monopol på energimarkedet i Longyearbyen. Det er likevel ikke snakk om en ubegrenset monopolsituasjon da organisasjonen er underlagt lokal politisk styring, har leveranse- og beredskapsplikt og er pålagt å drifte energisektoren i henhold til selvkost slik dette er definert i Svalbardloven (Lov om Svalbard §31 2018).

Statens økonomiske overføringer til Store Norske Spitsbergen Kulkompani AS for driften av Gruve 7 er ikke tatt inn som kostnader til energiproduksjon fra kullkraftverket. Disse overføringene treffer ikke energiverkets kunder direkte over strømregningen, men går over årlige statsbudsjetter og påvirker samfunnsøkonomien. Det er ikke sett på hva energikostnader til kullkraftverket ville vært uten statens økonomiske støtte til kulldriften. Det er derfor sannsynlig at om den reelle kostnaden for gruvevirksomheten skulle bestemt prisen på kull, ville energiprisene i Longyearbyen ha vært vesentlig høyere.

10.2 Selvkostprinsipp og kostnader

Energiprisene i Longyearbyen fastsettes etter prinsippet om selvkost. Det innebærer at inntektene fra salg av en tjeneste ikke skal overstige samlet kostnad som er nødvendig for å levere denne. Ved å skille ut energiforsyningen fra den ordinære driften av Longyearbyen skapes et tydeligere skille som gir en forenklet oversikt over at energigebyrene faktisk avspeiler kostnadene for energiforsyningen, og at ikke utgifter til andre formål belastes energigebyrene.

Veilederen for selvkost (Kommunal- og moderniseringsdepartementet 2019) sier at reglene om selvkost gjelder uavhengig av organisering. Det vil si at selv om energiforsyningen organiseres som et KF eller AS, vil reglene for beregning av selvkost gjelde på samme måte som om kommunen direkte hadde produsert tjenesten. Veilederen for selvkost legger også føringer for beregningene av selvkost. Blant annet hvilke utgifter som kan belastes selvkost og hvordan disse skal beregnes.

Siden energiforsyningen driftes på selvkost, er det ikke hensiktsmessig å drive teknologiutvikling innenfor samme økonomiske rammer som drift og vedlikehold. Selvkostprinsippet tilsier derfor anskaffelse av moden teknologi. Teknologisk utprøving og kvalifisering søkes holdt på et minimum. Det er hensiktsmessig å bygge ny energiforsyning med energikilder og energibærere som representerer minst mulig usikkerhet rundt funksjon. Dette betyr at det er vurdert å ikke være lokalstyrets oppgave å teste ut om ulike teknologier kan fungere i arktiske strøk, og at energiverkets kunder dermed skal belastes for teknologiutvikling og for eventuell feilslått uttesting gjennom energiregningen. Det betyr ikke at det ikke vurderes bruk av ny teknologi, men at det ikke skal bli usikkerhet om kostnader til feilslått teknologiutvikling belastes energiverkets kunder.

Regjeringen har i Svalbardbudsjettet for 2022 beskrevet at lokalstyret og departementene sammen skal se på den videre prosessen for å få på plass en ny energiforsyning i Longyearbyen. Finansiering av omstillingen anses som et element i dette.

10.2.1 Prinsipper for fastsettelse av gebyrer

Gebyrer for energi fastsettes av Longyearbyen lokalstyret (LS) i henhold til Svalbardloven §31. Av §41 følger det at kommunelovens §15 om selvkost gjøres gjeldende for Longyearbyen lokalstyre; *samlet selvkost for en tjeneste skal tilsvare merkostnaden ved å yte tjenesten*. I tillegg til å dekke kostnadene forbundet med energileveransen er det viktig at faktureringen i størst mulig grad dekker kostnadene forbundet med leveransen, gir insentiver for reduksjon av energiforbruk, hensiktsmessig utbygging av infrastruktur og eventuelt forskyvning/begrensning av effektuttak når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Svalbard Energi skal drive energiforsyning og å gjennomføre energiomstilling innenfor forsvarlig selskapsvirksomhet. Longyearbyen lokalstyret skal trekke opp hovedlinjer for prinsipper for tariffing av energileveranser. Til sammen skal tariffinntektene tilsvare kostnadene, og samtidig reflektere at kundenes kostnader baseres på faktisk forbruk.

Det bør føres oversikt over forventede investerings- og driftskostnader og volumer levert energi for å beregne tariffnivåer. Inntekter og utgifter skal balanseres gjennom året, og det kan legges opp til fondsoppbygging eller fondsuttak i ulike år.

Kostnader som kan inngå i selvkostgebyrer er blant annet:

- Driftskostnader, faste og variable
- Avskrivninger, faste og variable
- Indirekte kostnader (admin, IT og lignende) etter faktisk bruk
- Kjøp av tjenester

Inntekter som kan gå inn i selvkost til fratrukk i gebyrer er blant annet:

- Tilskudd
- Eventuelle inntekter som ikke er direkte relatert til kjernevirksomheten (her; energiforsyning)

Investeringer til energiproduksjon vil typisk ha lang levetid og høy anskaffelseskostnad. Energiverkets evne til å finansiere nye investeringer vil avspeiles i kostnader til investering, avskrivning fra forventet levetid samt drifts- og vedlikeholdskostnader i levetiden.

Ved overgang til ny og sammensatt energiforsyning i Longyearbyen oppstår kostnader til å utrede nytt system, investere i nytt system, samt drift, vedlikehold og eventuelle modifikasjoner av nytt anlegg.

For en by med bare 2640 innbyggere blir det krevende å finansiere produksjonsanlegg for bruk på Svalbard gjennom gebyrer. Energibærere krever lang frakt til øya og energivolumene er begrensede, og det er kostbart å etablere infrastruktur som fundamentering, veier og bygninger her.

Fakturering

Det er flere forhold som må tas med i betraktning for fremtidig fakturering. Under nevnes noen av disse:

- Måling; effekt, energi og vannmengde?
- Fordeling av produksjonskostnader mellom kraft og varme?
- Fastledd; størrelse, og fastsetting?
- Fast pris per kWh gjennom året eller variabel mhp produksjonskostnader? Lavere pris ved mye vind og sol?
- Hyppighet på måling og fakturering?
- Innføre insentivstruktur;
 - Drive ENØK

- Rammeverket som driver teknologiutvikling
- Gir utbygging av riktig mengde solceller hos kunder.

10.2.2 Strømtariff

Alle kostnader relatert til strøm skal dekkes av strømtariffen. Tariffen kan bestå av flere ledd enn dagens:

- Tilknytningsgebyr/anleggsbidrag: Denne skal dekke kostnader utløst av den aktuelle tilknytningen.
- Fastledd fastsatt etter installert effekt: Denne skal dekke kapital- og avskrivingskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader som er relatert til anleggsdeler som distribuerer strøm og anleggsdeler for reservekraft/nødstrøm.
- Energiledd: Denne skal dekke kapital- og avskrivingskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader relatert til anleggsdeler for produksjon og lagring av strøm samt variable kostnader som brenselkostnader, tap i nett og andre kostnader som er direkte relatert til mengde forbruk.
- Eventuelt effektledd.

Dagens tariffer reflekterer ikke de reelle kostnadene forbundet med å levere energitjenestene slik dette er beskrevet over og det er behov for å revurdere dagens system.

10.2.3 Tariff for fjernvarme

Alle kostnader relatert til fjernvarme skal dekkes av fjernvarmetariffen.

- Tilknytningsgebyr/anleggsbidrag: Denne skal dekke kostnader utløst av den aktuelle tilknytningen.
- Fastledd fastsatt etter installert effekt: Denne skal dekke avskrivingskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader som er relatert til anleggsdeler som distribuerer fjernvarme og anleggsdeler for reserveproduksjon av fjernvarme, samt drifts- og vedlikeholdskostnader.
- Energiledd: dekker avskrivingskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader relatert til anleggsdeler for produksjon og lagring av fjernvarme samt variable kostnader som brenselkostnader, tap i nett og andre kostnader som er direkte relatert til mengde forbruk.
- Eventuelt effektledd.

Dagens tariffer reflekterer ikke de reelle kostnadene forbundet med å levere energitjenestene slik dette er beskrevet over og det er behov for å revurdere dagens system.

10.2.4 Samarbeid med eksterne parter

Lokalstyret samarbeider med en lang rekke parter i arbeidet med energiplanen.

Det stilles krav om transparens for samarbeid innen energiomstillingen. Lokalstyre har vært restriktive med å inngå eksklusive avtaler om samarbeid, der det kunne blitt stilt spørsmål om likebehandling av andre aktører som ikke fikk samme mulighet til samarbeid. Det har i arbeidet med energiplanen blitt presset hardt fra Store Norske og Unis om et eksklusivt samarbeide, men lokalstyre har måttet opptre på en måte som sikrer andre aktører like

muligheter til samarbeid. Dette kravet er fundamentert gjennom Svalbardlovens §29, Forvaltningsloven og god forvaltningsskikk.

Et eksklusivt samarbeide om blant annet utforming av tariffer og valg av teknologier med en aktør som opptrer *samtidig* som både stor kunde, stor leverandør og som uttaler ambisjoner om å bli energiprodusent i Longyearbyen, ville reist spørsmål om lokalstyrets objektivitet og uavhengighet innen energiomstillingen.

LL har tilbudt samarbeid til de to nevnte parter i noen identifiserte teknologier av felles interesse og satsing, der det antas å ikke skape konkurransevridninger. Det er LL som er gitt oppdraget å utarbeide energiplanen og å gjennomføre energiomstillingen i Longyearbyen. Det påligger LL et ansvar for likebehandling og transparens, samtidig som at lokale aktører som Unis og Store Norske kan få anledning til å lære og bidra.

LL inngikk i november 2022 en intensjonsavtale om samarbeid med Store Norske og Unis (Longyearbyen lokalstyre 2022) innen utvalgte teknologier og fagområder innen fornybar energi. De tre er også deltakere i et FoU-prosjekt ledet av Sintef som starter i 2023.

10.3 Finansiering av energiomstillingen

Omstilling til fornybar energiforsyning er villet politikk sentralt og lokalt. Politisk er det imidlertid utfordrende å se lokalt flertall for stigende energipriser grunnet energiomstilling. Det ligger en forventning i byen om at dersom omstillingen gir økte kostnader for kundene vil regjeringen bidra økonomisk til energiomstillingen.

Fra svalbardbudsjettet for 2023 (Justis og beredskapsdepartementet 2022):

"Når lokalstyret har overlevert energiplanen til departementa, vil departementa og lokalstyret saman vurdere den vidare prosessen med å få på plass ei ny energiløysing."

Omlegging til nytt energisystem vil kreve store investeringer. At Svalbard Energi skal bruke lokalstyre til låneopptak for å investere i ny energiforsyning kan gi store begrensninger i energiomstillingen. Det kan være at Svalbard Energi ser investeringsmuligheter i fornybar energi som fra selskapets ståsted vurderes økonomisk attraktive, men som ikke kan finansieres gjennom Longyearbyen lokalstyre. Lokalstyre har andre samfunnsmessige oppgaver som setter begrensninger på total størrelse av låneopptak og belåningsgrad målt mot inntekter. I slike tilfeller må Svalbard Energi og Longyearbyen lokalstyre sammen vurdere hvilke muligheter som kan foreligge til finansiering av energiomstillingen.

10.3.1 Muligheter for å redusere økonomisk usikkerhet rundt dieselpriiser i overgangsfasen

For mellomfasen med dieseldrevet energiforsyning er det stor oppmerksomhet i Longyearbyen lokalstyret rundt hvordan økende råvarepriser påvirker abonnentene i Longyearbyen. Både kullprisen og dieselpriisen har steget mye siden lokalstyret i 2021 bestemte at kullkraftverket skal stenges ned i 2023.

Prisen på diesel har steget dramatisk i 2022. Diesel kostnadene i Longyearbyen er bygget opp av 2 elementer; (1) diesel pris i Europa og (2) logistikk og handling til Longyearbyen. Førstnevnte er størst og varierer med oljemarkedet fra dag til dag. Diesel markedet i Europa

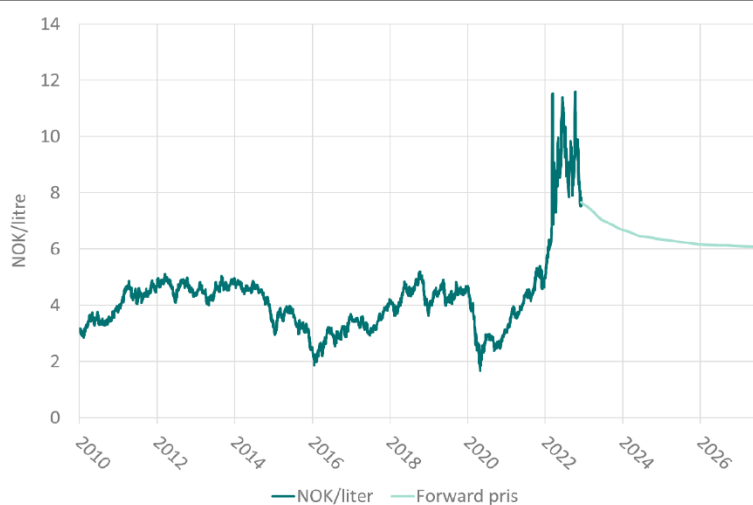
har et velfungerende forwardmarked som gjør at man kan låse inn fremtidig flytende eksponering mot fast. Forwardkurven for diesel er fallende de neste 5 årene som gjør det mulig for Lokalstyret å låse inn elementet for diesel pris i Europa.

Dersom diesel spotpris på fremtidig leveringstidspunkt blir høyere enn finansielt sikret pris, får man utbetalt forskjellen og dermed reduserer kostnaden på fysisk diesel. Dersom spotprisen blir lavere, må man betale ut forskjellen på sikringen som man sparer på fysisk levering. I praksis bytter man ut fremtidig flytende spot eksponering mot et fast nivå per forward kurven og oppnår større forutsigbarhet i dieselkostnadene fremover.

For å benytte seg av denne sikringen må man gjennom en prosess med blant annet kredittvurdering. Honorar for sikringen kommer i tillegg.

Fallende priser i forwardmarket

DNB
Markets



Figur 13: Fallende spotpriser i Europa. Kilde: DnB Markets, desember 2022.

10.3.2 Muligheter for å redusere priser på kjøp av fornybare energibærere

Verden jobber intenst for energiomstilling. Det betyr at det blir flere kjøpere og flere leverandører etter hvert. Det kan forventes at økende etterspørsel gir økende priser for energibærere.

Ammoniakk som energibærer er relativt ny. Det pågår et intenst løp for å kvalifisere blant annet motorer og brenselceller for ammoniakk som drivstoff. Det foreligger gryteklare investeringsmuligheter for å bygge anlegg for produksjon av grønn ammoniakk i Norge. I dag kan det trolig inngås kontrakt på kjøp av grønn ammoniakk som tar utgangspunkt i kraftkjøpsavtaler for grønn energi. Når motorer som kan kjøre på ammoniakk er installert, kan økt etterspørselen gi økende ammoniakpriser. Det kan se litt ut som «høna og egget»; hva kommer først - tilbud eller etterspørsel.

10.4 Vurdering og konklusjon av finansiering

Reduksjon i energibehov må ses i sammenheng med utvikling av ny energiforsyning. Størstedelen av boligene i byen er eiet av staten, gjennom Statsbygg og Store Norske Spitsbergen Kulkompani. Det påligger derfor staten som dominerende eier et ansvar å

gjennomføre ENØK på eksisterende bygninger, samt å påse at nybygg oppføres med høy energistandard.

Det har vært stor lokal motstand mot at energiomstillingen skal gi vesentlige økninger i energikostnader for private og næringsliv. Særlig siden staten presser for omstillingen. Samtidig vil kostnader til investeringer for energiomstilling kunne bli så høye at de vil redusere Longyearbyen lokalstyre sine muligheter til å finansiere andre oppgaver. Det vurderes at i etterkant av å ferdigstille energiplan Longyearbyen vil Lokalstyret sammen med departementene utforme detaljer rundt energiomstillingen, inkludert finansiering.

11 Vedlegg

11.1 Vedlegg - Brukerpanel utvikling

Det ble etablert et *brugerpanel utvikling* med formål å kartlegge om noen av de sentrale aktørene i byen ser noe i sine fremtidsplaner som kan påvirke energibehovet i form av størrelse for last og årsvariasjoner, samt om det er krav til energiopprikkelse (i.e. bærekraftig energikilde) eller annet det er viktig å fange opp.

I panelet deltok Longyearbyen lokalstyre, Unis, Telenor, LNS Svalbard, Store Norske Spitsbergen Kulkompani, Statsbygg, KSAT (Kongsberg satelitte services), Visit Svalbard, Avinor og Hurtigruten Svalbard. I egne møter har Hurtigruten Group gitt sine innspill.

Åpne spørsmål til panelet var:

1. *Ønsket ambisjonsnivå på andel fornybart*
2. *Fremtidig energibehov til transport*
 - *Konkrete foreliggende planer*
 - *Planer for de neste 5-10 år*
 - *Strategiske planer og utvikling - lenger enn 10 år frem i tid.*
 - *Hvilken infrastruktur ønsker næringen?*
 - *Lading*
 - *Drivstoff*
 - *Måling/data (forskning og rapportering)*
3. *Fremtidig behov for energi til bygningsmasse*
 - *Energiambisjon for nye bygg:*
 - *Energigjerrige bygg?*
 - *Lokal produksjon?*
4. *Energiforsyning til annen infrastruktur og industriprosesser?*
5. *Egne planer for produksjon.*
6. *FoU*
 - *Hvordan tilrettelegge for god forskning ifm omstillingen?*
 - *Hvordan tilrettelegge for lokal industriutvikling ifm energiomstilling*
7. *Anledning til innspill og forslag fra aktørene*

Deltakere i brukerpanel utvikling ble presentert hva energiomstillingen går ut på, og hvorfor kunnskap om fremtidig etterspørsel er viktig for å dimensjonere fremtidig forsyningskapasitet. Deltakerne fikk deretter spørsmålene ovenfor som input til å besvare basert på hvilke utfordringer og planer de forventer som påvirker energibehovet fremover.

Deltakerne har i tillegg bidratt gjennom å svare ut spørsmål og henvendelser direkte, blant annet angående elektrifisering av bilpark og relaterte behov.

11.1.1 Funn fra brukerpanel utvikling

Avinor, som eier og driver Svalbard Lufthavn Longyearbyen, har ved gjennomgang av sitt klimaregnskap sett at deres virksomhet her utgjør 16 prosent av Avinors samlede utslipp basert på at energiforsyningen i all hovedsak er kuldrevet. For å rette på dette har Avinor evaluert alternativer for å etablere en egen energiforsyning som de vil drifte frem til energiomstillingen i Longyearbyen er i gang og lokalstyret kan tilby energi fra fornybare kilder.

Avinor skal derfor investere i et LBG (flytende biogass) kraftverk som skal levere nok energi til at de på årsbasis blir selvforsynte. Avinor forventer i perioder av året at de vil behøve

energi fra Longyear energiverk, men at de i perioder vil få overskuddsproduksjon. Avinor har drøyt 3 % av energiforbruket i Longyearbyen. Når kullkraftverket og Gruve 7 stenges vil prosentandelen fra Avinor øke relativt sett.

På sikt er det sannsynlig at det innføres el-kjøretøy på flyside (større maskiner), dette testes ut på stadig flere områder. Av mindre biler har lufthavna nå fem elbiler, og andelen elbiler vil øke i takt med utskifting av bilparken.

Innføring av el-fly vil kunne sette helt andre behov til energiforsyning. Men energikilde og hva slags flyvende fartøyer som vil kunne være aktuelle på Svalbard er fortsatt usikkert.

KSat driver kommunikasjonsanlegget på Platåfjellet. De planlegger en jevn økning av antall antenner de neste ti årene, og forventer å øke strømbelastningen fra 650 kW til 1000 kW over de kommende ti årene. KSat er helt avhengig av kontinuerlig strømforsyning, og arbeider for å utjevne utnyttelsen av antennene slik at det oppnås en flatere effektkurve for den totale virksomheten. I tillegg planlegger de å installere solpaneler på tak av egne bygninger samt et bakkemontert solcelleanlegg nær antennene på Platåfjellet, som skal gi egenproduksjon i sommerhalvåret. Samt at de får undersøkt om vindmøller skaper radiofrekvensforstyrrelser som kan påvirker signaler til og fra antennene. Ksat får tilbakemeldinger fra sine kunder på at disse ønsker høy leveringssikkerhet, og sekundært at det brukes fornybare energi.

Statsbygg er i startfasen av flere prosjekter som retter seg mot eksisterende og kommende eiendomsmasse. Statsbygg forventes å overta lokalstyres boliger fra Q1 2024. Eventuelle nybyggprosjekt i Longyearbyen vil bygges etter passivhusstandard. For eksisterende bebyggelse vil det-utarbeides miljøprogram og jobbes med ENØK-tiltak, der tiltakene er prioritert basert på, LCA og LCC analyser. Energieffektivisering i eksisterende eiendommer, må i utgangspunktet dekkes av eksisterende leieinntekter.

Unis nedfeller sin *Unis green strategy* som blant annet går ut på å redusere forbruket og å bidra til omstilling. De ser behov for å øke bygningsmassen, men planlegger ikke bygningsmasse som trekker mer energi.

Innen FoU konsentrerer de seg om sol- og vindenergi samt geotermi, men det ligger fast at energiforbruket ikke skal øke. Har også sett på transport.

Store Norske Spitsbergen Kulkompani har etablert et nytt energiselskap, Store Norske Energi AS, som skal eie og drifte anlegg for fornybar energiproduksjon i Arktis. Selskapet har flere pågående initiativ knyttet til fornybar energi i Longyearbyen bl.a. utbygging av sol på tak og bakke.

Visit Svalbard er en medlemsbasert organisasjon for reiselivsnæringen på Svalbard. I deres masterplan 2030 vil omsetningen øke innen landbasert turisme, men ikke omfanget. Det ventes derfor ikke flere leverandører, men at dagens nivå beholdes.

Visit Svalbard ønsker overgang til grønne energikilder og elektriske snøscootere og båter. De ser at nytt regelverk for størrelse (gjester og besetning) vil redusere skipsstørrelsene, samt at de forventer økt etterspørsel etter landstrøm.

Longyearbyen Havn bekrefter forventning om økende behov for landstrøm og ladestrøm til skip.

Hurtigruten Svalbard får spørsmål om sitt klimaavtrykk fra gjester. De forventer å redusere sine utslipp gjennom økt egenproduksjon av strøm fra solcellepaneler, samt å tilby samme

antall gjesterom. De satser på energiledelse i organisasjonen og har satt ut drift av undersentraler på fjernvarmen.

De ønsker fortsatt leveranse av fjernvarme til sine gjester i Nybyen, i Coalminer's Cabin, tre brakker og Stormessa. De presenterer disse som viktige opplevelsesarenaer i turisme. Videre uttrykker de at boligsituasjonen er prekær for ansatte i privat næringsliv, da økt antall ansatte i statsforvaltningen fortrenger disse fra sine boliger.

Telenor har nettopp tatt i bruk sitt nytt administrasjonsbygg som reduserer karbonfotavtrykket med 60 %. De har en ambisjon om å bli klimanøytrale i sin virksomhet, men ser ikke helt hvordan det kan løses. Men de er klare på at offentlige aktører må ha den ambisjonen i kriterier for anskaffelser.

Longyearbyen lokalstyre har behov for mer reservevann. Det er sett på ulike tiltak, blant annet etablering av nytt vannverk. Nytt vannverk vil ha et effektbehov på rundt 1 MW strøm og behov for oppvarming av inntatt vann på rundt 600 kW fjernvarme under drift. Anlegget vil kun operere som reserveløsning, og energibehovet er antatt å være lite i en normalsituasjon.

Brukerforum har følgende prioriteter til energiforsyningen:

1. Forsyningssikkerhet. (Lokal produksjon er et middel til dette).
2. Kostnadsnivået.
3. Fornybar energiforsyning.

Deltakerne uttrykker bekymring for prisnivået på energi fremover, og fra energiomstillingen. Næringsforeningen frykter at økte kostnader for å få på plass en fornybar energiforsyning slik regjeringen krever, vil veltes over på forbrukerne. De har følgende refleksjoner rundt kostnader i forbindelse med energiomstillingen:

- Deltakerne ønsker fornybar energi.
- Ingen reiser spørsmål om organisering av ny energiforsyning
- Frykter økte energipriser og mener staten som stiller krav til energiomstillingen må bidra økonomisk til å gjennomføre omstillingen.

11.1.2 Brukerpanel utvikling; Deltakernes planer rundt elektrifisering av transportsektoren, samt relaterte behov

Deltakerne i *brugerpanel utvikling* ble spurt en rekke spørsmål angående deres bil- og maskinpark og hvordan de ser utvikling av den. Transportsektoren i Longyearbyen er i dag nesten fullstendig drevet på fossile brensler. Svarene i brukerpanel utvikling gir kunnskap rundt hvordan elektrifisering av transportsektoren kan se ut, og hva dette kan bety for last- og total kapasitet på energiforsyningen. Rent konkret går dette på antall kjøretøy og maskiner som forventes elektrifisert, typer kjøretøy, kjørelengder, ladebehov (type ladere og lokalisering).

Svarene gir informasjon om:

- Omfang og tidspunkt for antatt elektrifisering.
- Estimert fremtidig energibehov fra elektrisk transportsektor.
- Dimensjonerende lastbehov fra samtidig lading av mange batterielektriske kjøretøy.
- Dimensjonering av distribusjonsnett. Spenningen må økes i store deler av distribusjonsnett. Det krever investering i deler av nettet. Besvarelser peker på hvor det ønskes ladepunkter og eventuelt hurtigladere.

Tilbakemeldinger fra brukerpanel utvikling viser følgende:

- Det er 1100 biler totalt i dag.
- Deltakerne har 80 lastebiler og maskiner.
- Deltakerne har i dag rundt 10 elektriske biler og rundt 3 maskiner.
- Ca. 50% har etablert eller planlegger å etablere policy om å kjøpe elbiler ved nyanskaffelser.
- De uten policy om elbiler har funksjonskrav (driftssikkerhet, funksjon og kostnader) som de mener ikke dekkes av elbiler p,t.
- Et par av aktørene tallfester antall elbiler de forventer å disponere, for årene 2025 og 2030, som følger policyen deres om at nyanskaffelsene skal være elektriske.
- Hurtigruten Svalbard har allerede hybrid drift på båter, samt drift av elektriske snøscootere.
- LNS Svalbard planlegger å utfase alle fossile lastebiler, maskiner og biler innen 2030.
- Rundt halvparten av respondentene har elbilladere, med til sammen 8 ladere.
- Rundt 75 % planlegger å installere ladere. Disse ønskes plassert utenfor arbeidssted der det er enkelt for driften. For LNSS er det også ønskelig å lade der maskiner og biler er parkerte nattetid.
- Ca. 50% ønsker hurtigludere. Lav kjørelengde reduserer behov for frekvens på hurtiglading.
- De fleste ser behov for hurtigludere til personbiler. En ønsker hurtiglading til maskiner og lastebiler.
- Få har policy om å redusere bilbruk. LNSS har slik policy, og har blant annet planer om flerbruksbiler og har innført bildeling.
- Omtrent 50% har regnskap over sine klimafortavtrykk. Slike regnskap er blant annet:
 - Regnskap over egne reduserte energibehov.
 - Klimaplaner.
 - Miljøfyrtårn.
 - ESG rapportering.
 - Egenregistrering og oppfølging av utslipp fra biler, maskiner og bygg.
- Blant prosesser for å kartlegge hva som kan gjøres for å redusere klimafotavtrykk, har noen akkurat startet sitt arbeide, og identifisert følgende tiltak:
 - Etablert kvalitets- og HMS mål.
 - Fornyning av bil og maskin park, og ENØK-tiltak på næringsbygg.

11.1.3 Mekanismer for akselerert elektrifisering av bil- og maskinpark i Longyearbyen

Tilbakemeldinger fra aktørene i brukerpanel utvikling er ensrettet at næringsaktørene kommer til å erstatte dagens bilpark med elektriske biler og maskiner i de nærmeste årene, gitt at relevante behov oppfylles av slike. De som ikke har en policy på dette sier likevel at de ønsker ladepunkter og noen har allerede ladere.

Respondentene representerer en bilpark på rundt 150 biler samt 75 lastebiler og maskiner. Dette utgjør rundt ti prosent av byens samlede antall biler og en dominerende andel anleggsmaskiner og lastebiler. Dersom deres planer for utskifting er retningsgivende kan det bety at maskinparken i løpet av 2030 domineres av elektriske maskiner og lastebiler. Andelen elektriske biler og maskiner kan økes gjennom tiltak som:

- Offentlige anbud med krav om utslippsfrie anleggs- og transportmidler.
- Innføre «vrakpant» for fossilt drevne biler og maskiner som enten eksporteres eller skrotes.

- Innføre vesentlige avgifter for å eie og bruk av forurensende biler og maskiner.
- Tilrettelegge for bruk av elbiler, for eksempel ved ladestasjoner.

Estimert elektrisitetsbehov for en fullt elektrifisert bilpark i 2030

For å illustrere energibehovet for en fullt ut elektrisk bilpark i Longyearbyen, er en forenklet fremgangsmåte å angi en årlig kjørelengde for personbiler, og et midlere elforbruk per kilometer. Det er rundt 50 kilometer veier i Longyearbyen. Det gir begrenset kjørelengde per bil, og rundt 5000 km per bil per år er et tall som har kommet frem i samtaler med bileiere i byen, noe som tilsvarer knappe 7 kilometer per dag i gjennomsnitt. Muligens er tallet høyt, men det kan kompensere for økt forbruk i kalde perioder og utelukkende småkjøring.

Beregning for personbiler:

- Antall biler: 1100
- Antall kilometer per bil per år: 5000
- Totalt antall kilometer per år: 5.500.000 kilometer
- Forbruk per kilometer: 0,3 kWh per kilometer
- Totalt årlig energiforbruk til personbiler: 1.65 GWh
- Gitt at 100% av personbiler er elektriske i 2030; **1,65 GWh per år**

Dette utgjør ca. 5 % av årlig strømforbruk i 2022 i Longyearbyen (fratrasket Gruve 7). Tilsvarende har NVE (NVE 2016) estimert at halvannen million elbiler i Norge vil forbruke rundt tre prosent (4 TWh) av det norske strømforbruket.

Estimert elektrisitetsbehov for en 85% elektrifisert park av lastebiler og busser 2030

Det er rundt 80 busser og lastebiler i Longyearbyen. Store kjøretøyer er litt bak i utvikling til el sammenlignet med personbiler. Forbruksmessig rapporteres forbruket fra tester av denne kjøretøytypen på rundt fem ganger personbiler (Volvo har i forsøk med varierte veier målt forbruk på 1,1 kWh per kilometer. Forbruk avhenger blant annet av vekt, værforhold og kjørekarakteristikk. For å kunne gi et noe teoretisk estimat på energibehov er det satt årlig kjørelengde i snitt til 10.000 kilometer årlig og forbruk på 1,1 kWh per kilometer.

Med disse forutsetningene vil elektriske busser og lastebiler årlig kunne bruke 880 MWh. Grunnet at ikke alle maskiner antas drevet på strøm i 2030, er det tatt utgangspunkt i LNS sin ambisjon om at alle deres maskiner og kjøretøy i 2030 er elektriske, og antatt at i 2030 er 85% av potensialet elektrisk. Dette tilsvarer **750 MWh** årlig i 2030. Sammen med elektriske biler kan full energiomstilt park av bil, lastebil og buss utgjøre over 2 GWh per år.

Det kan forventes en utvikling av tyngre maskiner til å bruke komprimert hydrogen som drivstoff. Dette har trolig bedre virkningsgrad i kupert terreng. Det kan sees som en del av fremtidig energibehov, men ikke fra kraft.

Eksemplifisert elektrisitetsbehov ved omlegging til elektriske snøscootere

Det er rundt 4000 snøscootere i Longyearbyen og rundt 2500 fastboende. Sesongen for de fleste er 3-4 måneder. Det er rimelig å anta at mange fastboende har opptil flere scootere i husholdningen, og at ikke alle er i regelmessig bruk. Hurtigruten Svalbard har åtte elscootere i Longyearbyen.

For å si noe om mulig strømforbruk fra elektriske scootere, antas en omlegging til at alle scooterne blir elektriske. Gitt teknologiske og økonomiske begrensninger er nok dette mindre realistisk på de nærmeste årene. Eksempelvis kan beregninger gjøres slik:

- Antall snøscootere i byen: 4000
- Antall snøscootere i aktiv bruk: 3000
- Årlig kjørelengde per scooter: 3000 km
- Total kjørelengde: 9 000 000 km
- Forbruk per km: 0,3 kWh
- Totalt årlig strømforbruk hvis dagens antall scootere hadde vært på strøm: 2,7 GWh

Antagelse: 10 prosent av scooterne er elektriske i 2030: altså et behov for **270 MWh** per år

Forbruksmessig vil ladebehovet være på kveld og natt i den kalde årstiden. Dersom lading skal skje der scooterne er parkert, vil det kreve større investering for å etablere infrastruktur.

Elektriske snøscootere er ikke vidt utbredt enda, men den store produsenten BRP har nylig annonsert utrulling av elektrisk drevne kjøretøyer i alle sine segmenter fra år 2026. Det antas at dette markerer inngangen til delvis omlegging av snøscootere for bruk innen blant annet turistnæringen i Longyearbyen.

Landstrøm og ladestrøm ved Longyearbyen havn

Havna i Longyearbyen ønsker å tilby landstrøm og ladestrøm til skipstrafikken. Trafikkmessig kan havna i dag ikke tilby etterspurt kaikapasitet i cruisesesongen. De fleste skipene er innom for å landsette sine passasjerer, losse avfall, klargjøre skipet til nye gjester, laste forsyninger, samt å ta om bord nye gjester. Denne operasjonen tar 12-15 timer. Sesongen er april til midten av september, med fullt belegg ved kai hele døgnet. Press på kai kapasitet gjør at skipene ikke kan ligge ved kai for hele operasjonen, og må ligge ved anker i tillegg. Dette svekker anledningen til å levere landstrøm for et sammenhengende opphold.

Av hensyn til gjennomføring av eventuelle redningsaksjoner ved Svalbards kyst, utredes innføring av begrensninger i kapasitet på skipene, til høyest 750 personer om bord. Det antas i havna at trafikken faller med tjue prosent som følge av disse kravene. Det vil da kunne bygges ny tonnasje og blir av havna forventet at det er tidligst om fem år at alle skip krever strøm ved kai.

Det ligger noen få skip nesten kontinuerlig ved Longyearbyen havn, blant annet Sysselmesterens skip. Havna vurderer at 1-3 skip kan ha landstrøm kontinuerlig.

Landstrømanlegg støtter opp under en langsiktig utvikling slik at landstrøm blir et reelt alternativ for anløpende skip, slik det blir langs norskekysten. Noen skip, for eksempel Bard, lader med landligge. Dersom *driften* av skip elektrifiseres i større grad enn for mindre etapper, vil ladebehovet økes kraftig og ut over denne vurderingen.

Havna ønsker å tilby tre punkter for landstrøm med trekk på 350 kW hvert. Gitt full utnyttelse 24 timer – 365 dager vil dette medføre en kontinuerlig belastning på 1,05 MW og årlig trekke 9,2 GWh. Her antas at et punkt brukes kontinuerlig hele året, mens to punkter brukes kontinuerlig til cruiseskip i sommerhalvåret.

- Kontinuerlig trekk 0,35 MW: 3 GWh
- To punkter halve året 0,35 MW: 3 GWh
- Totalt: **6 GWh**

Antagelse: Tre ladepunkter i full utnyttelse i 2030 gir **6 GWh** per år.

Dersom flere ladepunkter skal etableres særlig ment til cruiseskip, bør kapasitet for å ligge ved kai økes for å få sammenhengende liggetid og landstrøm. Tilhørende kapasitetsøkninger og økt energiforbruk blir aktuelt dersom ladestrøm og landstrøm skal tilbys i stor stil. Detaljert behov og muligheter skal adresseres i et eget utredningsprosjekt rundt transport og logistikk

Longyearbyen lokalstyret har besluttet. Usikkerheten i anslaget på størrelsen av behovet er derfor stor.

Forstudie Transport og logistikk

Lokalstyret har besluttet prosjektet som vil detaljere fremtidig energibehov og energibærere for fremtiden. Det vil derfor bli et høyere grad av presisjon i estimatene, og i energiplanen er det valgt deterministisk med opptrappende elforbruk til transport.

11.2 Vedlegg - Dagens system for energipriser

Energifakturerings i Longyearbyen har fire elementer:

- Fastledd strøm (grunnavgift)
- Energiledd strøm (energipris)
- Fastledd fjernvarme (grunnavgift)
- Energiledd fjernvarme (energipris)

Det er ulike satser på beløpene som baseres på forbruk av strøm. For strøm beregnes energileddet opptil 10.000 kWh. Påslag gis forbruk mellom 10.001 – 50.000 kWh, og ytterligere påslag for forbruk utover 50.000 kWh per år.

Fjernvarme faktureres inntil utløpet av 2022 etter forbruk eller etter areal. I 2023 skal det innføres betaling etter forbruk for alle abonnenter. Der det ikke er installert individuelle forbruksmålere, vil sameie/boligeier faktureres for samlet forbruk for aktuell undersentral. Deretter kan kostnadene fordeles på boligene tilknyttet de ulike undersentralene.

Som et ledd i at energikostnadene skal faktureres etter selvkostprinsippet, blir energiforsyningen skilt ut i et eget aksjeselskap heleiet av Longyearbyen lokalstyre. Det følger da prinsippet om at det er kostnader forbundet direkte med produksjon og distribusjon av energi som skal reflekteres i energiregningen til kundene. Utskillelsen skal bidra til at kostnader til energiforsyning ikke belastes kostnader for annen aktivitet, eller omvendt.

Fastledd strøm

Fastledd strøm er et fast beløp. Distribusjonsnett for strøm trenger kapasitetsutvidelser og vedlikehold for å kunne levere økende strømmengder fra økt elektrifisering av transportsektoren. Det behøves bedre oversikt over behov for utvidelser, kostnader for å utvide kapasiteten, prioritering og finansiering av utvidelsene.

Ulike satser for fastledd bør vurderes, slik at de som har størst effektbehov betaler høyere fastledd strøm enn de som har mindre behov. Slik sett vil utvidelser av kapasitet i større grad betales av de som behøver størst kapasitet, og som dermed utløser mye av behovet for ny infrastruktur.

Energiledd strøm og økende effektbehov

Energiledd strøm er utformet med tre nivåer, med økende påslag per kWh for forbruket i løpet av året, som beskrevet ovenfor. Ved omstilling til nytt energisystem som består av flere måter å produsere strøm på, for eksempel både diesel og vindkraft, vil produksjonskostnadene for disse kunne være ulike. I prinsippet vil man da produsere fra den kilden som gir de laveste kostnadene, og måtte starte opp den dyreste måten å produsere fra når energijetterspørselen er størst. Dermed blir den siste kWh dyrere å produsere enn den første kWh, altså har den siste kWh den høyeste marginalkostnaden.

Dersom det skal reflekteres at marginalkostnaden skyldes stort forbruk, blir det fornuftig å etablere trinnvis økende pris for effektdelen av fastleddet. Da vil de som har høyt forbruk betale økt gebyr på fast leddet grunnet økende marginalkostnad for å produsere de dyreste kWh. Dette prinsippet krever kontroll på kostnadene med å produsere strøm. I dag kan det vises eksempel ved at det er dyrere å produsere strøm fra diesel enn fra kull, og at marginalkostnaden for å måtte starte opp dieselgeneratorene er høyere enn for kull. For å etablere en slik ordning må man ha driftserfaring med energisystemet, investerings- og driftskostnader og forbruk.

Økt effektbehov krever både økt effekt fra produksjon, for eksempel i form av flere generatorer, og styrket distribusjonsnett. Distribusjonsnettet har begrenset kapasitet til å møte fremtidig økt kraftbehov, representert ved scenarioet i energiplanen.

Lokalstyret vil evaluere balansen mellom etterspørsel og tilbud av kraft. Ved større etterspørsel enn tilgjengelig kapasitet vil det kunne bli behov for å etablere prioriteter for levering av energi, slik at noen kan måtte avstå effekt i gitte tilfeller.

Kompensasjonsordninger for slike avtaler må utredes, og balanseres mot å investere i økt kapasitet i nettet.

Fastledd fjernvarme

Fastleddet for fjernvarme er et fast beløp per abonnent.

Varmtvann i fjernvarmenettet avgir varme etter behov gjennom varmeveksling med sekundærnett eller mot varmesentraler. Varmebehovet hos en enkelt abonnent utløser ikke nødvendigvis behov for investeringer i tilleggskapasitet i rørsystemet. Dersom behov for energi på en understasjon øker kan det utløse behov for tilleggsinvesteringer, for eksempel i nye varmevekslere. For nyetableringer, for eksempel nye bygninger som kobles til fjernvarmenettet, vil tilknytningskostnader dekkes gjennom anleggsbidrag eller at utbygger investerer i anlegg.

Energiledd fjernvarme

Fjernvarme betales fra januar 2023 etter faktisk forbruk. Pris per kWh er lav sammenlignet med strøm. Energileddet reflekterer historisk at kullkraftverket i prinsippet produserer strøm, med varme som et 'biprodukt'. I tillegg er det installert egne dieselkjeler i energiverket og egne fyrhus langs fjernvarmenettet. Disse dekker varmebehov ved bortfall av kullkraftverket, og ved behov for tilleggsvarme.

12 Bibliografi

u.d.

- Asplan Viak. 2022. *Dimensjonering av geotermos*. Notat, Longyearbyen lokalstyre.
- Asplan Viak. 2013. *Energigjenvinning fra avfall, Longyearbyen*. Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre og Svalbards miljøvernfond.
- Asplan Viak. 2021. *Rapport testboring og termisk responstest, Longyearbyen*. Longyearbyen lokalstyre.
- BWSC. 2022. *Gjennom gang af rist*. Rapport etter reparasjon, Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre.
- EASAC. 2019. *Forest bioenergy, carbon capture and storage, and carbon dioxide removal: an update*. EASAC.
- Frimannslund, Iver. 2022. *Impact of solar power plant design parameters on snowdrift accumulation and energy yield*. Scientific, Cold Regions Science and Technology.
- Hastings-Simon, Emily Grubert and Sara. 2021. *Designing the mid-transition: A review of medium-term challenges for coordinated decarbonization in the United States*. Review, Georgia: Georgia Institute of Technology.
- Justis- og beredskapsdepartementet. 2021. «Prop. 1S (2021-2022) For budsjettåret 2022 Svalbardbudsjettet.» *Statsbudsjettet for 2022*. Justis- og beredskapsdepartementet.
- Justis og beredskapsdepartementet. 2022. «Prop. 1S (2022-2023) for budsjettåret 2023 Svalbardbudsjettet.» *Statsbudsjettet for 2023*. Justis og beredskapsdepartementet.
- Kjeller Vindteknikk AS. 2004. *Vindforhold på Platåberget - Svalbard*. Utredning, Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre.
- Kjeller Vindteknikk. 2022. *Oppdatering - Vindkraftproduksjon Platåberget*. Longyearbyen lokalstyre.
- Kommunal- og moderniseringsdepartementet. 2019. *VEILEDER TIL SELVKOSTFORSKRIFTEN*. Veileder, Kommunal- og moderniseringsdepartementet.
- Lokalsamfunnsplan. 2022-33. *Lokalsamfunnsplan for Longyearbyen 2022-2033*. Lokalsamfunnsplan, Plan og utvikling, Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre.
- Longyearbyen lokalstyre. 2022. «Intensjonsavtale om samarbeid innen området fornybar energi mellom Longyearbyen lokalstyre, Store Norske Spitsbergen Kulkompani og Universitetssenteret i Svalbard.»
- Lov om Svalbard §31. 2018. «Lov om Svalbard.» Justis- og beredskapsdepartementet. www.lovdatabasen.no.
- Multiconsult. 2021. *2021/179 Overgang til nytt energisystem Svalbard*. Utredning, Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre.
- Multiconsult. 2021. *Batteripark Longyear energiverk*. Notat, Longyearbyen lokalstyre.

- Multiconsult. 2019. *Feasibility Study for an Energy Storage System for Longyearbyen Energiverk*. Utredning, Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre.
- Multiconsult. 2021. *Ny energiforsyning til Longyearbyen*. Utredning, OED og NVE.
- Multiconsult. 2022. *Risiko- og sårbarhetsanalyse iht. kraftberedskapsforskriften*. ROS analyse, Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre.
- NCCS. 2018. *Climate in Svalbard 2100 - a knowledge base for climate adaption*. NCCS.
- Norconsult. 2020. *Tilstandsvurdering energisentral Longyear Energiverk*. Tilstandsvurdering og risikoanalyse, Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre.
- Norconsult. 2014. *Vurdering av avfallsforbrenningsanlegg i Longyearbyen*. Utredning, Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre.
- Norconsult. 2019. *Vurdering av behov for hoved overhaling turbin 1, Longyear Energiverk*. Tilstandsvurdering, Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre.
- NVE. 2016. *Hva betyr elbiler for strømmettet?* . Rapport 74-2016, NVE.
- NVE. 2021. *Kostnader for energieffektivisering i bygg*. Rapport 6-2021. Rapport, NVE.
- NVE. 2022. «Kostnader for kraftproduksjon.» Funnet desember 13, 2022.
<https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>.
- NVE. 2019. *Ny energiløsning for Longyearbyen U off*. NVE.
- NVE. 2021. *Videre utredning om ny energiforsyning i Longyearbyen* . U.Off., NVE.
- OEC Consulting. 2013. *Tilstandsvurdering av energiverket i Longyearbyen*. Tilstandsvurdering, Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre Bydrift KF.
- PS 99. 2021. *Energiomstilling - overgangsløsning alternativ 1* (Longyearbyen Lokalstyre, 9 november).
- Styrejernet og Multiconsult. 2021. *LANGTIDSPLAN FOR FJERNVARME I LONGYEARBYEN 2022-2032*. Plan for drift, utvikling og vedlikehold, Longyearbyen: Longyearbyen lokalstyre.
- Svalbardposten. 2022. «Vil investere 200 millioner i oppgraderinger av boliger.» *Svalbardposten*.
- Thema og Multiconsult. 2018. *Alternativer for framtidig energiforsyning på Svalbard*. Utredning, Olje- og energidepartementet.
- Verstat.no. 2023. *Temperaturstatistikk for Svalbard lufthavn*. Funnet 01 09, 2023.
<https://verstat.no/temperaturstatistikk-for-svalbard/>.