



## **INVESTERINGSBEHOVET I KRAFTFORSYNING OG VARMEDISTRIBUSJON I LONGYEARBYEN**



### **RAPPORT FOR JUSTISDEPARTEMENTET**

**PROSJEKT NR. 01/53  
REVISJON NR. 01**



<b>Innholdsfortegnelse</b>	<b>Side</b>
OPPSUMMERING OG KONKLUSJONER.....	1
1 BAKGRUNN .....	5
2 RAMMEBETINGELSER FOR FREMTIDIG ENERGIFORSYNING.....	7
3 ENERGIVERKETS FREMTID .....	8
3.1 Teknisk status	8
3.2 Langsiktige alternativer for energiverket	8
3.2.1 Forutsetninger for videre langsiktig drift av kullkraftverket	8
3.2.2 Planlegging for nytt energiverk fra 2010	8
4 RESERVE KRAFTFORSYNING.....	8
4.1 Teknisk status for anlegget	8
4.2 Sikkerhetsvurdering	8
4.3 Videre drift av dagens anlegg	8
4.4 Reserve varmforsyning i sjøområdet	8
4.5 Økonomiske konsekvenser	8
5 OPPGRADERING AV FJERNVARMENETTET.....	8
5.1 Teknisk status for distribusjonssystemet	8
5.1.1 Generelt	8
5.1.2 Sekundærnett	8
5.1.3 Utvidelser av primær- og sekundærnettene	8
5.1.4 Undersentraler og hussentraler	8
5.2 Krav til fremtidig funksjonssikkert, fleksibelt og effektivt system	8
5.3 Tre alternative investeringsnivåer	8
5.3.1 "0-alternativet"	8
5.3.2 "Minimal rehabilitering"	8
5.3.3 "Fremtidsrettet systemutvikling"	8
5.4 Økonomiske konsekvenser av de ulike alternativene	8
6 VURDERING AV ENERGISYSTEMET I ET 25-ÅRSPERSPEKTIV .....	8
6.1 Drift og investeringer	8
6.1.1 Oppsamlet investeringsbehov	8
6.1.2 Kostnadene ved ikke å fornye energisystemet	8
6.1.3 Bærekraftig budsjettpraksis	8
6.2 Sammenligning av alternative investeringsstrategier	8
6.2.1 Forutsetninger	8
6.2.2 Sammenligning av fortsatt kulldrift opp mot overgang til diesel.	8
7 REFERANSER .....	8
VEDLEGG I: NÅVERDIBEREGNINGER .....	8
VEDLEGG II: RAPPORT FRA TECH-WISE OM KULLKRAFTVERKET .....	8



## OPPSUMMERING OG KONKLUSJONER

Svalbard samfunnsdrift AS (SSD) har søkt (3) om tilskudd til, og tilslutning til, et investeringsprogram i energiforsyningen. Denne rapporten gir en vurdering av behovet for fornyelse av energiverket, reservekraftstasjonen og distribusjonssystemet for fjernvarme. Behovet for investeringer i distribusjonssystemet for elektrisitet er ikke vurdert.

### Rammebetingelser for energiforsyningen

Investeringer i energiforsyningen er gjort i et 25-års-perspektiv, der det er lagt vekt på at Longyearbyen utvikles videre i omtrent den samme størrelse som i dag. Endringer i næringsstruktur og bosetningsmønster kan føre til at etterspørselen vris mot mer varme og noe mindre elektrisitet, selv om ikke folketallet øker særlig mye.

Hvor lenge Gruve 7 vil bli drevet er usikkert, men alt tyder på at driften vil bli avvirket i løpet av noen år. På lang sikt er derfor kull et "importert" brensel på samme måte som konkurrerende brenslar. SNSK har forpliktet seg til å levere kull frem til 2010, men dersom gruven avvikles før dette, vil SSD måtte investere i anlegg for å håndtere og lagre kull selv om SNSK fortsatt er leverandør.

Miljøkravene til energiforsyningen vil med stor sikkerhet bli skjerpet i løpet av perioden. Dette gir strengere vilkår for å brenne kull, men det angår også andre energikilder. Dersom fornybare energikilder skal kunne bidra til energiforsyningen, kreves det nøyere vurdering av ressursforholdene og kostnadene. Vindkraft kan i prinsipp gi et bidrag uansett om energiforsyningen er basert på kull eller diesel. Økonomien for et vindkraftverk på Svalbard vil påvirkes av to faktorer – prisen på den energibærer man fortrenger og vindkraftens innvirkning på varmeproduksjon fra mottrykksturbin eller dieselmotor. Det vil være nødvendig med en detaljert analyse for å utrede disse forholdene.

Ikke minst er det et stort utnyttet potensial for mer effektiv bruk av energi. Longyearbyens arktiske klima og avstand til fastlandet stiller store krav til beredskap mot brudd i energileveransene. Disse kravene vil trolig bli sterkere jo mer byen utvikler en "ordinær" næringsstruktur.

Energiforsyningen i Longyearbyen vil uansett ha høye systemkostnader, knyttet både til anlegget og stedets klima. Kostnadene inkluderer ordinær drift og kapitalkostnader knyttet til det løpende reinvesteringsbehovet som et slikt system vil ha. Dette er kostnader som må finansieres – enten av brukerne, eller av staten slik SSD har søkt om.

### Fjernvarmesystemet må oppgraderes

Deler av fjernvarmenettet er i kritisk dårlig tilstand. SSDs arbeid på dette området har preg av "havarivedlikehold". En videreføring av denne strategien vil medføre økende risiko for omfattende havarier med store følgeskader. Vedlikeholdskostnadene vil også øke raskt.

***Vår vurdering er at det er nødvendig med en omfattende oppgradering av fjernvarmenettet og tilhørende undersentraler for å kunne garantere forsyningsikkerheten.*** I tillegg er en rehabilitering av systemet en forutsetning for å kunne få til mer rasjonell drift både på kort og lang sikt og for å realisere enøk-potensialet i Longyearbyen. Den nødvendige investeringen beløper seg til 78.6 millioner kr for tiltak i rørsystemer, undersentraler og abonnentsentraler. I tillegg anbefales en utvidelse av nettet til en kostnad av 20,7 millioner. Disse investeringene er i hovedsak i tråd med SSDs søknad.

### Økt etterspørsel etter varme – fornuftig med energieffektivisering

Med utgangspunkt i tilknytning av eksisterende bygninger og de planer som finnes for nybygging i Longyearbyen er det anslått at varmebehovet vil øke med 23% frem til 2012. Enøkpotsensialet for varme er forsiktig anslått til 12 %, mens det for elektrisitet er antatt 5 – 8 %.

**Disse tiltakene gir økonomiske og miljømessige gevinster, og det er etter vår vurdering riktig å gjennomføre dem.** Særlig ved overgang til dieseldrift er dette viktig, siden gjennomføring av enøk-tiltak vil gjøre det mulig å redusere den nødvendige investeringen i ny kraftstasjon.

Med den myndighet SSD/LL har ligger det godt til rette for å finne gode virkemidler på enøk-området. Longyearbyen kan også være en interessant demonstrasjon av hvordan effektive energiteknologier og løsninger kan realiseres.

### Kull eller diesel?

**Det er viktig å ta en prinsipiell beslutning nå om hvorvidt man vil satse på kull eller diesel for energiforsyningen i et 25-års perspektiv.** Det er flere investeringer som er viktige, men som det er vanskelig å komme igang med før denne beslutningen er tatt. Dette gjelder bl.a. reservekraft, investeringer i fjernvarmesystemet i Sjøområdet, nytt kontrollanlegg og eventuelt kullager.

Langsiktig drift basert på kull er fullt mulig men vil kreve omfattende fornyelse av anlegget i årene som kommer. Vi har vurdert dette alternativet opp mot fortsatt kulldrift frem til og med 2010, og deretter overgang til en dieselmotorkraftstasjon.

**Vurdert i et 25-års perspektiv fremstår kull som klart rimeligere enn dieselalternativet, se tabellen nedenfor.** Dette gjelder selv om man setter en kostnad på 70 kr per tonn CO<sub>2</sub> som slippes ut. Kostnaden for klimagassutslipp må opp i hele 167 kr per tonn for at man skal få samme nåverdi for kull og diesel. Det er videre tydelig at energieffektivisering er samfunnsøkonomisk riktig dersom man går over til dieseldrift. For fortsatt kulldrift er det så små forskjeller mellom alternativene at man ikke kan komme med bastante konklusjoner om hva som i virkeligheten er rimeligst. Siden enøk også medfører miljøgevinster mener vi at det er riktig å sette i verk tiltak for å realisere enøk potensialet.

### Sammenligning av nåverdien til kostnadene for kull- og dieselalternativene. Alle tall i millioner kr.

	KULL			DIESEL		
	Inv. og drift	CO <sub>2</sub> -kostnad	Total	Inv. og drift	CO <sub>2</sub> -kostnad	Total
Høyt energiforbruk <sup>1</sup>	375	52	<b>427</b>	436	41	<b>477</b>
Enøk <sup>2</sup>	370	49	<b>419</b>	407	39	<b>446</b>
inkl. enøk-kostnad <sup>3</sup>	381	49	<b>431</b>	419	39	<b>458</b>

<sup>1</sup> Energiforbruk dersom man bygger ut FV-nettene men ikke setter i verk tiltak for å begrense forbruk.

<sup>2</sup> Energiforbruk dersom man bygger ut FV-nettene men setter i verk enøk-tiltak. Kostnadene for enøk-tiltak holdes utenfor regnestykket.

<sup>3</sup> Som <sup>2</sup> men med anslag for fulle enøk-kostnader inkludert.

Siden lokal luftforurensing ikke er et problem i Longyearbyen og det ikke finnes noen generelle utslippavgifter å forholde seg til, har vi ikke kostnadssatt andre utslipp enn klimagasser. **Det er imidlertid på det rene at et dieselmotorkraftverk med NO<sub>x</sub>-rensing vil gi betydelig lavere utslipp av svovel- og nitrogendioksyder og svevestøv. Dette gjelder også dersom man installerer renseanlegg på kullkraftverket.**

En viktig forutsetning for de økonomiske analysene er prisbanene for kull og diesel. Vi har antatt fast pris for kull i hele perioden frem til 2027, og 1,5% prisøkning per år for diesel. Dersom man antar at ikke heller dieselmotorkraft øker i pris i perioden frem til 2027, vil kombinasjonen dieselmotorkraft og enøk få en nåverdi som er omtrent lik som for kull. Vi tror ikke det er særlig sannsynlig at det slik scenario slår inn, men det illustrerer at forskjellen mellom kull- og dieseldrift er følsom for prisbanene.

### Sammenligning av nåverdien til kostnadene for kull- og dieselalternativene under antakelse at både kull og dieselprisene er konstante over perioden. Alle tall i millioner kr.

	KULL		DIESEL	
	Inv. og drift	med CO <sub>2</sub> -kostnad	Inv. og drift	med CO <sub>2</sub> -kostnad
Høyt energiforbruk	375	427	400	441
Enøk	370	419	374	413
inkl. enøk-kostnad	381	431	386	425

### Reserve energiforsyning

Det har vært betydelig oppmerksomhet om sikkerhetssituasjonen, på grunnlag av plassering og standard for dagens reservekraftanlegg. Vår analyse viser at *dagens anlegg gir tilfredsstillende sikkerhet forutsatt relativt enkle brannsikringstiltak* som å skifte ut brannfarlig isolasjon i energiverkets fasade. Anlegget bør dermed vedlikeholdes og brukes som det er.

*Anleggets kapasitet anses som et problem fordi det bare kan dekke mindre enn 50 % av maksimalt effektbehov.* Reservekraftforsyningen bør derfor styrkes slik at man har nok kapasitet til å opprettholde tjenestenivået ved et større havari i energiverket. Dette bør skje ved å plassere et nytt dieselaggregat på ledig areal inne i Energiverket, eventuelt et annet sted. Dersom man velger å legge opp til en overgang til dieseldrift i perioden, kan dette aggregatet være første del av det fremtidige dieselanlegget. Behovet for reserve varmekapasitet i Sjøområdet anbefales dekket ved å installere oljekjel i vekslersentralen.

SSDs søknad forutsatte helt nytt reservekraftanlegg. Den foreslåtte løsning gir lavere investering og økt kapasitet. De nødvendige investeringene i reservekraftanlegg er inkludert i både kull- og dieselalternativet som er diskutert ovenfor..

### Fremtidig investeringsbehov

Hovedtallene for de nødvendige investeringene in energiforsyningen er oppsummert i tabellen nedenfor. Tabellen omfatter ikke distribusjon av el, reserve vannforsyning, vindmøller eller avfallsforbrenning. Vi har ikke vurdert hvordan investeringsbehovet bør dekkes – av brukerne eller gjennom tilskudd eller andre overføringer. Når det gjelder fjernvarmesystemet er det godt samsvar mellom våre vurderinger og SSDs søknad. Kraftverket er imidlertid vurdert etter nye forutsetninger.

### Samlet investeringsbehov for kull- og dieselalternativene.

Alle tall i millioner kr.	Dieseldrift med gjennomføring av enøk-tiltak	Fortsatt kulldrift i 25 år
<b>FJERNVARMERØR</b>	<b>81,7</b>	<b>81,7</b>
Rehabilitering	61,0	61,0
Utbygginger	20,7	20,7
<b>UNDERSENTRALER etc.</b>	<b>17,6</b>	<b>17,6</b>
<b>KRAFTVERK</b>	<b>80,2</b>	<b>105,2</b>
<b>ETABLERING ENØK</b>	<b>5,0</b>	<b>5,0</b>
<b>UFORUTSETT</b>	<b>7,0</b>	<b>7,0</b>
<b>SUM</b>	<b>191,5</b>	<b>216,5</b>

Samlet er det beskrevet et investeringsbehov på 192 mill. kroner frem til 2010 for diesel og 217 mill. kr. frem til 2022 for kull. Disse tallene inkluderer ikke investeringer i distribusjon av el og reserve

vannforsyning, eller eventuelle fremtidige investeringer i vindmøller og avfallsforbrenning. Mer detaljerte tall gis i tabell 13 og tabell 14 lenger frem i rapporten.

På grunnlag av analysen gis noen anbefalinger for den fremtidige utvikling av energisystemet i Longyearbyen:

- Man må legge et langsiktig utviklings- og investeringsprogram for energisystemet basert på et valg mellom de to hovedalternativene.
- Oppgradering av fjernvarmenettet bør startes umiddelbart.
- Valget mellom kull og diesel som brensel for langsiktig drift i energiverket bør skje i en avveining av økonomi- og miljøhensyn.
- Veksten i forbruk bør møtes med en langsiktig strategi for energieffektivisering. Også dette tiltaket bør startes umiddelbart.

På bakgrunn av foreliggende gjennomgang er det naturlig å trekke frem noen andre forhold som bør vurderes:

- Fremtidig organisering og finansiering av energiforsyningen bør avklares. Avsetning til fremtidige investeringer er et naturlig skritt for å få til en løpende avveining mellom drift og investeringer.
- Mulighetene for å utnytte vindkraft bør avklares gjennom konkrete vindmålinger.



## 1 BAKGRUNN

Svalbard samfunnsdrift AS (SSD) har i søknad av 28.02.01 søkt Nærings- og handelsdepartementet om tilskudd til energiforsyningen i Longyearbyen. Søknaden gjelder en investeringsplan for både energiverket og varmedistribusjonssystemet. Som grunnlag for søknaden ligger flere rapporter fra Oslo Energi Konsult AS, senest "Longyearbyen. Vurdering av reinvesteringsbehovet i energiforsyningen" av 23.02.01. Omfanget av SSDs søknad er revidert i oktober 2001. Søknaden fra SSD må sees i lys av den vedtatte overføring av SSD til det nyetablerte Longyearbyen Lokalstyre, og dette organets behov for sikkerhet for finansiering av fornyelsen av energisystemet.

Oslo Energi Konsult sin rapport peker på et oppsamlet behov for fornyelse i energisystemet. Driftsorganisasjonen på Svalbard har ikke hatt anledning til å ta opp lån for å finansiere nødvendige tiltak som ikke uten videre lar seg gjennomføre innenfor ordinær drift. Dette er en bidragende årsak til at dagens behov har oppstått.

På oppdrag for Nærings- og handelsdepartementet ble KanEnergi AS i oktober 2001 bedt om å gi en vurdering av søknaden og det underliggende materialet. Vurderingen er presentert i rapporten "Vurdering av investeringer i energiforsyningen i Longyearbyen".

Justisdepartementet vil fra 2002 ha ansvar for eventuelle statlige tilskudd til SSD og Longyearbyen Lokalstyre, og overtok derfor vurderingen av SSDs søknad. Justisdepartementet har bedt om en nøyere vurdering av noen spesifiserte deler av det fremlagte investeringsprogram. I foreliggende rapport gis derfor en vurdering av behovet for fornyelse av energiverket, reservekraftstasjonen og distribusjonssystemet for fjernvarme. Behovet for investeringer i distribusjonssystemet for elektrisitet er ikke vurdert.

I arbeidet har Jens Chr. Clausen fra det danske konsultentselskapet Tech-Wise A/S bidratt med verdifulle vurderinger og underlagsmateriale, spesielt knyttet til energiverket. Hans rapport (8) følger som vedlegg til denne rapport.

De ansvarlige i SSD for utbygging og drift av energisystemet har velvillig bidratt med vurderinger og supplerende informasjon. På denne måten har vi kunnet gå gjennom og etterprøve de forutsetninger som er lagt til grunn i Oslo Energi Konsults rapport. Prosjektet har imidlertid ikke gitt rom for å foreta egne registreringer som grunnlag for vurderingene.



## 2 RAMMEBETINGELSER FOR FREMTIDIG ENERGIFORSYNING

For å kunne gi meningsfulle råd om behovet for investeringer i kraftforsyning og varmedistribusjon må man gjøre noen grunnleggende forutsetninger. Dette kapitlet gir en oversikt over de overordnede forutsetningene som det er valgt å legge til grunn.

### Tidsperspektiv

De ulike alternativene som sammenlignes bør vurderes over samme tidsperspektiv. Den gjenstående tekniske levetiden for kullkraftverket antas å kunne være ca. 25 år, og vi velger derfor å sammenligne de ulike alternativene over et 25-års-perspektiv.

### Bystørrelse

Det er i dag ca. 1800 innbyggere i Longyearbyen. Ikke alle er fastboende. Selv om kulldriften i Svea blir en langsiktig virksomhet, er det sannsynlig at betydningen for Longyearbyen er avtagende. To andre sektorer har hatt betydelig vekst i de siste årene; forskning og reiseliv. Disse sektorene er avhengig av finansiering og internasjonale konjunkturer, men det er potensial for vekst i begge sektorene. Den viktigste faktoren i fremtidens byutvikling er trolig likevel den statlige betalingsvilligheten for å opprettholde infrastrukturen i byen. Vi legger til grunn at Longyearbyen vil leve videre på omtrent det samme nivå som i dag, med en forsiktig vekst de nærmeste 10 årene. Utover denne tiden har vi antatt at aktivitetsnivået er konstant, siden vi regner med at det er flere faktorer som taler mot en uhemmet vekst, bl.a. områdets sårbarhet og politiske føringer.

### Energiforbruk

Etterspørselen etter energi vil likevel endres. Først og fremst vil etterspørselen etter elektrisitet gå ned når Gruve 7 legges ned. Samtidig er det planer for videre utbygging av boliger og næringsbygg i Longyearbyen, og dette vil innebære økt etterspørsel etter spesielt varme. Endelig er det et stort uutnyttet effektiviseringspotensial i energisystemet, og dette kan gi rom for nye brukere uten at produksjonskapasiteten behøver å økes.

Historisk har produksjonen av fjernvarme økt med vel 2% per år i perioden 1990 – 2000. Det er kun et fåtall abonnenter som har målere, og varmemengde måleren ved energiverket måler også den varmen som kjøles bort i sjøvannskjøleren. Faktisk energiforbruk til oppvarming må derfor estimeres. Vi har estimert tap i fjernvarmenettet i dag og ved utbedring av nettet, fremtidig elektrisitets- og varmeforbruk i år 2012, og fremtidig elektrisitets- og varmeforbruk under forutsetning av at man gjennomfører lønnsomme enøk-tiltak.

**Tabell 1: Energiforbruk til fjernvarme for dagens situasjon, dersom sekundærnettene oppgraderes etter investeringsplanen, dersom nettene oppgraderes og utvides som planlagt, og dersom nettene oppgraderes og utvides, og det gjennomføres lønnsomme enøk tiltak.**

Fjernvarme:	Dagens situasjon	Oppgradering nett	Oppgradering + utvidelse (2012)	Oppgradering + utvidelse + enøk
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)
Produksjon (målt EV)	44,0	42,5	50,7	45,8
Tap i nett (beregnet)	7,7	6,2	7,8	7,8
Tap i sjøvannskjøler (anslag)	3,0	3,0	2,0	2,0
Fjernvarme til oppvarming	33,3	33,3	40,9	36,0

Dagens oppvarmingsbehov i bygninger som er forsynet med fjernvarme er estimert til 33,3 GWh. Ved en utvidelse av fjernvarmenettet som planlagt er det anslått at 12 000 m<sup>2</sup> i eksisterende bygninger og den planlagte utvidelsen av UNIS kan knyttes til omgående. I tillegg forventes det utbygging av ca. 10 000 m<sup>2</sup> boliger og 4 000 m<sup>2</sup> næringsbygg frem til 2012. Basert på disse antakelsene og et gjennomsnittlig varmebehov på 300 kWh/m<sup>2</sup> er **oppvarmingsbehovet anslått til å øke med 23 % til 2012**. Effektbehovet for fjernvarme er i dag anslått til 13,2 MW. Med de anslåtte utvidelsene og en dimensjonerende effekt på 120 W/m<sup>2</sup> blir det totale effektbehovet for fjernvarme i 2012 16,3 MW. Anslaget i varmeforbruk kan synes høyt tatt i betraktning at Stortinget har gitt uttrykk for at man ikke ønsker vekst i Longyearbyen. Det valgte anslaget for vekst er likevel kun 1% høyere enn den faktiske veksten de siste 10 årene.

Etter å ha analysert det målte forbruk av fjernvarme og sammenlignet disse med normtall for enøk, har vi estimert enøk-potensialet for oppvarming i eksisterende bygningsmasse til minimum 12 %<sup>1</sup>. Dette er å oppfatte som en konservativ nedre grense på potensialet for samfunnsøkonomisk enøk i eksisterende bygningsmasse i Longyearbyen.

Når det gjelder nybygg er vi av den oppfatning at dagens byggestandard ikke tar tilstrekkelig hensyn til klimaet på Svalbard. Dersom man øker isolasjonstykkelsen fra 20 til 30 cm i veggene, øker tykkelsen tilsvarende i tak og bjelkelag, og bruker beste vindus- og dørstandard i nye bygg, vil disses oppvarmingsbehov gå ned med ca. 15 %.<sup>2</sup> Sist, men ikke minst vil prisnivået for energi alltid ha betydning for etterspørsel og effektiviseringsmuligheter.

Dersom man går over til diesel- eller gasskraftverk vil overskuddet på varme bli redusert og tapet i sjøvannskjøleren (eller en annen kjøler) vil trolig falle bort. Dette tapet er en konsekvens av at man må kjøle returvannet i fjernvarmesystemet for å oppnå en passende temperatur på returvannet for mottrykksturbinen (effekten i denne vil ellers synke). Turtallsstyring av sirkulasjonspumpene i fjernvarmenettet for å regulere returtemperaturen vil også kunne redusere tapet i sjøvannskjøleren.

**Tabell 2: Elektrisitetsforbruk i dagens situasjon, med enøk og med enøk ved dieseldrift**

Elektrisitet:	Dagens situasjon	Frem-skrivning 2012	Enøk potensiale	Fremskrivning 2012 med enøk	Fremskrivning 2012 med enøk og dieseldrift
	(GWh)	(GWh)		(GWh)	(GWh)
Produksjon	39,5	34,8		32,6	30,1
Egenforsyning e-verk	5,4	5,4		5,4	3,0
Tap i nett	6,3 <sup>a</sup>	5,5		5,0	5,0
SNSK gruve 7	6,6	0	legges ned	0	0
Husholdninger	5,3	5,3	5%	5,0	5,0
Forskning	2,3	2,3	5%	2,2	2,2
Hotellnæring	1,5	1,5	8%	1,3	1,3
Servicenæring	6,9	6,9	8%	6,4	6,4
SSD teknisk	3,9	3,9	ukjent	3,9	3,9
Driftsbygg	1,2	1,2	ukjent	1,2	1,2
10 % vekst til 2012		2,8		2,0	2,0

<sup>a</sup> Tapene utgjør 23 % av elektrisitet til forbrukere.

<sup>1</sup> Det er lagt til grunn normtall for Finnmark som er graddagskorrigert for Longyearbyen.

<sup>2</sup> Vi har ikke beregnet lønnsomheten, men dette er tiltak som stiller seg svært rimelige ved nybygg.

Elektrisitetsforbruket er mer nøyaktig kjent enn fjernvarmeforbruket. For å estimere fremtidig elektrisitetsforbruk har vi antatt at forbruket øker med 10 % frem til 2012. På den annen side forutsetter vi at gruve 7 blir lagt ned etter 2010. De siste 4 – 5 årene har elektrisitetsforbruket avtatt noe, men med bakgrunn i de forventede utbygginger som er redegjort for ovenfor, antar vi likevel en økning i forbruket utenom gruve 7.

Enøk-potensialet for elektrisitetsforbruket er estimert gjennom å sammenligne aktuelt forbruk med enøk normtall for Finnmark. Det er anslått et potensiale på 5 % i husholdninger og forskning, og 8 % i hotell- og servicenæringene. Dette er å betrakte som konservative anslag på den nedre grensen for det realiserbare potensialet.

Dersom man går over til diesel- eller gasskraft, vil egenforsyningen minske noe siden forbruk til kulltransport og sjøvannspumper faller bort. I tillegg vil det være nødvendig å turtallsregulere fjernvarmenettets sirkulasjonspumper, hvilket også reduserer elektrisitetsforbruket.

### Varmen koster

Det er et ofte hørt utsagn at fjernvarmen er et biprodukt av elektrisitetsproduksjon og at varmen derfor er gratis. Det er viktig å være klar over at **fjernvarmeproduksjonen skjer på bekostning av virkningsgraden for elektrisitetsproduksjonen, og at fjernvarme derfor så visst har en bevegelig kostnad i tillegg til de faste.**

### Kullforsyning

Gruve 7 leverer kull direkte til energiverket, og driften av gruve er tilpasset det volum som verket bruker. Gruven går mot slutten av sin driftsperiode, men det er ikke vedtatt noe tidspunkt for avslutning. Det finnes nok kull for å drive energiverket i hvert fall til og med 2010. Det gjøres imidlertid ikke langsiktige investeringer i gruve, slik at tekniske problemer kan bli den utløsende faktor. SNSK har forpliktet seg til å levere kull frem til 2010, uavhengig av om gruve legges ned før dette eller ikke. Denne avtalen gir likevel ikke SSD full oversikt over betingelsene frem til 2010 fordi dersom og når kullet blir skipet inn til Longyearbyen, vil SSD måtte investere i losseutstyr og lager for vintersesongen.

Det er rimelig å legge til grunn at Gruve 7 ikke drives utover 2010, og at kull dermed ikke har noen ”lokale fortrinn” i forhold til andre energikilder.

### Alternative energikilder

Diesel er den energikilden som er mest naturlig å vurdere som alternativ til kull. Det er velkjent teknologi og byen har allerede dieselforsyning som kan bygges ut. I økende grad er naturgass, fremført i flytende form (LNG), eller propan interessante alternativer. Imidlertid vil begge alternativene kreve svært kostbare investeringer i infrastruktur for lagring og håndtering av brensel. De undersøkelser vi har foretatt tyder på at ved bruk av propan ville brenselkostnaden per kWh minst doubles. Kostnadene vil være enda høyere for LNG, i hvert fall i dag. På flere hold arbeides det for å bygge opp nasjonal distribusjon av naturgass fra Snøhvit-feltet. Dette er imidlertid svært usikkert. Selv om dette kan redusere transportkostnadene for LNG og LPG, vil man likevel stå igjen med betydelige infrastrukturkostnader som driften i Longyearbyen må bære. I tillegg har vi ikke klart å få inn tilbudspriser på noen multi-fuel gasturbiner i de aktuelle størrelsene (gassmotorer koster tilnærmet det samme som dieselmotorer). Vi har derfor valgt ikke å utrede energiforsyning basert på LNG eller propan videre.

Av fornybare energikilder er det først og fremst vindkraft som har vært drøftet. Både SSD (3), KanEnergi (6) og Bellona (7) har anbefalt at det settes i gang målinger for å få avklart vindforholdene på de mest aktuelle lokaliteter. Først etter at slike målinger er gjennomført vil det være mulig å ta stilling til hvor aktuelt dette alternativet er. Det er ikke noe teknisk problem å samkjøre vindkraft med både diesel- og kullkraftverk. Økonomien for et vindkraftverk på Svalbard vil påvirkes av to faktorer – prisen på den energibærer man fortrenger og vindkraftens innvirkning på

varmeproduksjon fra mottrykksturbin eller dieselmotor. Det vil være nødvendig med en detaljert analyse for å utrede disse forholdene.

SSD (3) og KanEnergi (6) har også pekt på muligheten av å brenne avfall, men uten å konkludere. Også her må det gjøres nærmere undersøkelser, men det er vanskelig å se at det vil være økonomisk forsvarlig å investere i et avfallsforbrennings-anlegg som bare vil kunne dekke en liten del av behovet.

Geotermisk energi er i utgangspunktet også en mulighet. Ut fra undersøkelser som er gjort i de øvre geologiske lag i nærheten av Longyearbyen, antar man at det er en termisk gradient på 3,5 – 4 °C pr. 100 m (10). Det betyr at man må til flere tusen meters dybde for å hente varme med høye nok temperaturer til å brukes direkte. Det er videre kjent at det under Longyearbyen er sedimentære bergarter ned til en dybde på 4000 – 5000 meter. Basert på disse opplysningene er det ikke grunnlag for å peke på geotermisk energi som noe godt alternativ.

### **Energieffektivisering**

Som nevnt under diskusjonen om energiforbruk er det grunn til å forvente at det finnes et betydelig kostnadseffektivt potensiale for å redusere energiforbruket både til oppvarmingsformål og el-spesifikt forbruk. Dersom man skal investere i en ny kraftforsyning er det viktig å realisere dette potensialet siden det har stor innflytelse på den investering som skal til. Siden det tar tid å gjennomføre tiltak (noen av de mest lønnsomme bør helst gjennomføres i forbindelse med generell rehabilitering av bygninger), er det avgjørende å komme igang raskt for å få maksimal nytte av tiltakene.

Effektivisering av forbruket er et langsiktig arbeid. Siden man ikke kan forvente at beboerne, som typisk oppholder seg i Longyearbyen noen få år av sitt liv, skal være motiverte til å sette i gang langsiktige enøk-tiltak, må man sikre slike hensyn på annen måte. På den annen side er det en unik situasjon at det kun er 3 eiere til hoveddelen av bygningsmassen, hvilket er gunstig for å få realisert tiltak siden det er færre beslutningstakere å forholde seg til. Resultatene vil videre bli lette å synliggjøre, og vil kunne tjene til å demonstrere verdien av enøk-tiltak også overfor profesjonelle aktører på fastlandet.

Gjennom §5 i "Forskrift om arealplanlegging i bosettingene på Svalbard" gir avtalen som gir SSD rett til å forvalte grunneier-rettigheten i byen samfunnet en helt annen mulighet til å realisere samfunnsmessige mål enn kommuner på fastlandet har. Vi tror Longyearbyen kan utnytte disse mulighetene til å bli et internasjonalt interessant eksempel på et samfunn med økonomisk, rasjonell og miljøvennlig energiforsyning. Visjonen om en slik utvikling vil for det første være en god hjelp i fremtidige prioriteringer, men det kan også åpne muligheter for markedsføring av byen som reisemål. Vi ser heller ikke bort fra muligheten til å få tilskudd fra EU-programmer som SAVE og ALTENER, eller samarbeid med interesserte industribedrifter, i et slikt arbeid. En annen mulighet er å tenke et eksternt finansiert prosjekt-samarbeid med det russiske samfunnet i Barentsburg, hvor man kan tenke seg svært store effektiviserings-muligheter.

Konkrete tiltak kan dreie seg om:

- energipriser som et styringsmiddel mot effektiv bruk. Dette må kombineres med tiltak for å gjøre det lettere for byggeiere/beboere å gjennomføre tiltak.
- Utvikle byggeforskrifter tilpasset lokale forutsetninger. Dette er helt nødvendig dersom avtalen om grunneierforvaltningen med SNSK skulle bortfalle, men svært viktig også i dagens situasjon.
- Etablere virkemidler for å fremme tiltak for å redusere forbruket av elektrisitet og varme i eksisterende bygninger, f.eks.:
  - Dedikert investeringsprogram for energieffektivisering.
  - Innkjøps-samarbeid med bedrifter og forretninger som stimulerer til bruk av energieffektivt utstyr.

- Samarbeid med de store byggeierne om planlegging og gjennomføring av enøk-tiltak, innkjøp av utstyr m.m.
- Mer utstrakt måling av varmeforbruk – helst for den enkelte bruker.
- Dersom brukeren ikke selv betaler for energiforbruket, må det vurderes tiltak for å sikre en viss energieffektivitet (samarbeid med Statsbygg og andre huseiere, krav til bygningsstandard i byggeforskrifter, festeavtale o.l., direkte investeringer på brukersiden)

Tiltak på forbrukssiden taper ofte oppmerksomheten ved vurdering av tiltak i et energisystem fordi det krever vurderinger av en annen type. For det første er tiltakene normalt utenfor energiforsynings egen virksomhet ved at den krever tiltak innenfor en bolig eller bedrift. For det andre er det summen av mange små tiltak som til sammen utgjør det interessante potensialet. Organisasjonsmessig er det dermed en krevende oppgave som forutsetter en aktiv samfunnsplanlegging. For det tredje krever disse tiltakene ofte helt annen type kompetanse enn det som kreves for å utvikle de andre delene av systemet; marked, jus, planlegging, bygningsteknikk m.m. Mye taler derfor for å definere det innledende arbeid på dette området som et prosjekt som tas med i investeringsplanen.

### **Miljøkrav**

Det er gode grunner til å anta at kravene til miljøvennlig drift av energisystemer vil skjerpes. Dette gjelder for det første utslipp av partikler, svovel, NO<sub>x</sub> m.m. fra forbrenningsanlegg. For det andre vil en kommende internasjonal klimaavtale føre til restriksjoner eller avgifter på utslipp av CO<sub>2</sub> og andre klimagasser. Dette er forhold som gjelder for Norge og EØS-området generelt. Det er ikke uten videre slik at de samme regler må gjøres gjeldende på Svalbard. Men med de mål som er vedtatt for å bevare naturmiljøet på Svalbard må man anta at norske myndigheter ikke vil tillate lavere standard her enn på fastlandet. I denne forbindelse er det viktig å huske at det ikke er kun utslippene per produsert energienhet som er relevante for miljøet. Den totale størrelsen på energibehovet har like stor betydning for de samlede utslippene av forurensingskomponenter med kumulativ virkning, for eksempel tungmetaller og klimagasser. Dermed får tiltak for energieffektivisering også en miljødimensjon.

### **Forsyningsikkerhet**

Longyearbyens forsyningsnett er et lukket system, og tilgjengeligheten for forsyninger vinterstid er begrenset. Dette stiller store krav til beredskap og gjennomtenkt organisering for å gi bysamfunnet en sikkerhet i energiforsyningen som står i forhold til den virksomhet som er etablert på stedet, og i forhold til det lokale klima. Uten den energiforsyning som SSD organiserer vil det ikke være mulig å opprettholde samfunnsfunksjoner og bosetting. Langvarige havarier i energiforsyning vil kunne føre til store materielle følgeskader. Det vil ikke stilles noe lavere krav til sikkerhet og kvalitet i forsyningen i det fremtidige system enn i dag, og det ville neppe være akseptabelt i et annet tettsted i Norge å risikere en vesentlig reduksjon i samfunnsaktiviteten ved teknisk svikt i ett ledd i energiforsyningen.

### **Høye systemkostnader**

Energisystemet har i mange ledd høye kostnader pr. enhet levert energi. Bakgrunnen for dette er bl.a. at systemet er relativt lite, og at det er strenge krav til reserveforsyning. Stedets kalde klima bidrar til å redusere enhetskostnadene ved at det er lang brukstid på anlegget, men på den annen side fører det samme klimaet til et høyere oppvarmingsbehov enn f.eks. på fastlandet.

Det er mulig at andre energibærere enn kull vil kunne gi lavere kostnader pr. produsert energienhet enn i dag. Dette vil likevel ikke endre hovedbildet hvor systemkostnadene er høye. Dette er en del av kostnaden ved å bo i Longyearbyen – eller ved å opprettholde en slik bosetting. Noen må derfor være forberedt på å betale høye energikostnader.

### **Organisering av energiforsyning**

Overføringen av SSD fra staten til Longyearbyen Lokalstyre er ett skritt på veien mot et mer normalisert bysamfunn i Longyearbyen. Det er sannsynlig at denne utviklingen vil fortsette og synliggjøre kostnadene ved energiforsyningen i større grad enn tidligere. Dette kan føre til at energiforsyningen blir skilt ut som eget selskap.

### **Det er merkostnader forbundet med aktiviteter på Svalbard**

Erfaringsmessig vet man at det oftest er en del dyrere å utføre byggearbeider på Svalbard enn på fastlandet. Dette henger sammen med at transport- og riggkostnader ofte blir betydelig høyere, at fundamenteringsarbeider må utføres med hensyn til permafrosten, og at de entreprenører som er etablert på plassen har kortere sesong for å utføre arbeider og dermed må betale ned sine maskiner på færre driftstimer. Ved estimeringen av investeringer har vi derfor bestrebet oss med å ta hensyn til disse forholdene, hvilket fører til kostnadsanslag som er noe høyere enn hva tilfellet ville ha vært på fastlandet.



## 3 ENERGIVERKETS FREMTID

### 3.1 Teknisk status

Energiverket i Longyearbyen er et kullfyrt kraftverk oppført i 1982. Det har to kjeler med såkalt spreader-stoker, en mottrykksturbin for samtidig produksjon av elektrisitet og fjernvarme, og en kondensasjonsturbin for elektrisitetsproduksjon. Kondensasjonsturbinen kjøles med sjøvann.

Kraftverkets nominelle maksimale elektriske effekt er 11 MW<sub>el</sub>, men på grunn av utilstrekkelig kapasitet på kjølevannspumpene er det ikke mulig å produsere så mye. Maksimalt oppnår man drøyt 9 MW<sub>el</sub>. Beregningene i kapittel 2 viser at dersom gruve 7 legges ned, vil kullkraftverket ha tilstrekkelig kapasitet for elkraftproduksjon i hvert fall i de nærmeste 10 årene. Når det gjelder fjernvarme ser det også ut til at kapasiteten er tilstrekkelig.

Kraftverkets design er robust, det er godt vedlikeholdt, og driftspersonalet har god kjennskap til anlegget. Kjelenes har ca. 85 000 driftstimer hver og turbinene 140 000 driftstimer hver. Teknisk anses det som uproblematisk for kjelenes å nå 200 000 driftstimer, hvilket vil tilsvare noen og tjue år. Tilsvarende driftstid for turbinene vil da være ca. 300 000 driftstimer. Det er fullt mulig å oppnå dette, men ofte vil et så gammelt anlegg ikke være lønnsomt å drive pga. at teknisk utvikling gir lavere produksjonskostnader i nyere anlegg.

Kraftverket er godt drevet i dag, og det finnes få muligheter å redusere egenforbruket nevneverdig. Det dreier seg først og fremst om turtallsregulering av fjernvarme- og sjøvannspumpene. Det dreier seg imidlertid ikke om store forbedringer. Disse tiltakene forutsettes gjennomført innenfor de investeringsrammer som er satt opp i det følgende, men de er ikke videre omtalt.

### 3.2 Langsiktige alternativer for energiverket

Med fortsatt godt vedlikehold og nødvendige oppgraderinger vil det være teknisk fullt mulig å drive kraftverket videre i en 25-års periode. Det er imidlertid ikke sikkert at kraftverket vil kunne dekke elektrisitetsbehovet mot slutten av perioden uten at det investeres i ny produksjonskapasitet. På grunn av at utviklingen i Longyearbyen må antas å være relativt sterkt avhengig av politiske vedtak, ser vi bort fra videre vekst i energiforsyningen etter 2012, og antar i analysene lenger frem i rapporten at energiforbruket er konstant etter dette året.

Vi har i den videre drøftelse sett på to ulike alternativer: fortsatt drift av kullkraftverket og utfasing av dette etter 2010 med overgang til dieselbasert energiforsyning.

#### 3.2.1 Forutsetninger for videre langsiktig drift av kullkraftverket

Under forutsetning av at kullkraftverket skal drives over lenger tid, vil man måtte foreta en del investeringer. Noen av disse bør gjennomføres straks. Tabell 3 lister opp de investeringer som man må regne med å gjennomføre. De er nærmere beskrevet i det følgende.

##### Kontrollanlegg

Ved byggingen ble anlegget utstyrt med et kontrollanlegg av type Siemens Siematic. Det har i senere år vært opp til et halvt års leveringstid på reservedeler, og Siemens har per 2001 stoppet all support for dette produktet. Systemet er fortsatt i bruk mange andre steder, og det forventes derfor at det vil bli mulig å få vedlikehold av kort etc. fra mindre leverandører i de nærmeste årene. Hvor lenge denne muligheten vil finnes er imidlertid ikke sikkert, og et nytt kontrollanlegg gir også muligheter til å forbedre driften av kraftverket.

Dersom man tar sikte på å drive kullkraftverket i mer enn 10 år, bør kontrollanlegget skiftes ut umiddelbart, dels fordi det likevel vil være uunngåelig å foreta denne investeringen, dels fordi et nytt kontrollanlegg vil gjøre det mulig å drive anlegget noe mere effektivt. Vi vurderer det som gjennomførbart å beholde dagens kontrollanlegg dersom kullkraftverket stenges i 2011.

Det har vært nevnt i tidligere utredninger at et nytt kontrollanlegg ville kunne gjøre det mulig å redusere bemanningen drastisk i energiverket. Vi mener at det er andre forhold som taler mot at slike rasjonaliseringsgevinster lar seg gjennomføre uten at det går ut over tilgjengeligheten på anlegget. En mulighet til rasjonalisering er om man kunne samlokalisere overvåking og beredskap også for andre formål. Med dagens virksomhet i Longyearbyen synes det å være små muligheter til dette.

**Behov: Basert på tilbud fra to leverandører i 2000 anslås kostnaden til å være 6 millioner kr.**

**Tabell 3. Nødvendige investeringer ved langsiktig drift av kullkraftverket**

Tiltak:	Kostnad	Tidspunkt
• nytt kontrollanlegg	6 000 000	gjennomføres straks
• kullager for sesonglagring av brensel med tilhørende transportutstyr (må utredes nærmere)	16 000 000 – 20 000 000	2010
• renseanlegg og ev. nytt deponi for flyveaske (avhenger av SFTs krav)	20 000 000	Antas gjennomført 2007
• utskifting av isolasjon i fasade mot reservekraftstasjonen, eventuelt hele fasaden.	1 250 000 – 2 200 000	gjennomføres straks
• avsetninger for rehabilitering av anlegget utover de avsetninger som allerede gjøres.	25 000 000 10 000 000 5 000 000	2012 2017 2022
• dieselaggregat for økt reservekraft-kapasitet	18 000 000	2003

### Nytt kullager

Man har i dag en intensjonsavtale med Store Norske Spitsbergen Kullkompani om leveranse av kull til og med 2010. Per i dag skjer leveransene med lastebil fra Gruve 7, eventuelt via et mellomlager. Dersom driften i denne graven stanses, enten pga. uhell i graven, sammenbrudd av det gamle produksjonsutstyret, eller at man av andre grunner avslutter driften, vil kull måtte skipes inn fra Svea eller et annet sted. På grunn av risikoen for islegging av Adventsfjorden i store deler av året, vil det i så fall måtte etableres et kullager med drøyt 6 måneders kapasitet (dette tilsvarer mer enn halve kullmengden siden lageret må dekke den kaldeste perioden). I tillegg må man investere i utstyr for transport av kullet fra lager til energiverk, og i utstyr for lossing av båtene. Denne investeringen kan altså bli utløst før 2010 dersom gruvedriften legges ned før 2010, selv om SNSK fortsatt tar på seg ansvaret for å levere kull.

Driftspersonalet opplever i dag problemer når det følger snø og fuktighet med kullet inn i siloene. I et utendørs lager er det vanskelig å unngå snøskavler pga. fokksnø. På grunn av dette og antakelsen at SFT vil ha synspunkter på kullstøv som forurensing har derfor SSD anslått kostnaden og søkt om tilskudd til et overbygget lager for hele volumet som trengs for å dekke behovet over vintersesongen.

Vi anser at beløpet i søknaden ikke vil dekke kostnadene for et så stort innendørs lager. Videre mener vi at et heldekket lager vil være et så stort og kostbart byggverk at man bør søke alternative løsninger på fokksnø-problemet. Vi har i vår beregning lagt til grunn et innendørs lager i tilknytning til kraftverket med begrenset kapasitet, og at man etablerer et utendørs lager for hoveddelen. Ved bevisst og kyndig maskindrift under lessing fra utendørslageret og å utnytte perioder med mildvær, bør det være mulig å unngå driftsproblemer på grunn av snø. Dette er imidlertid et lokalt problem, som man ikke har erfaring med andre steder. Et slikt system for lagring vil kreve noe mer utstyr og arbeid med å flytte kull.

SFT er opptatt av forurensing fra kullstøv, og det kan derfor tenkes at det vil bli stilt krav til utformingen av et utendørs lager, eventuelt også til innholdet av finfraksjon i kullet. Vi har ikke opplysninger som gjør det mulig å tallfeste kostnadene i forbindelse med dette.

**Behov: Vi anslår kostnaden til 16 til 20 millioner kr.** Dette omfatter dekket lager for 3000 til 4000 tonn, losseutstyr og kjøretøyer for transport fra utendørs til innendørs lager. Dette er et grovt anslag og investeringen må utredes nærmere. **Renseanlegg for røkgass**

Dersom man skal fortsette å drive kraftverket på lang sikt virker det ufrakommelig at SFT vil stille strengere krav til utslippene fra dette. Det vil i første hånd dreie seg om tiltak mot utslipp av svovel og svevestøv, eventuelt også mot nitrogenoksyder. Siden det ikke finnes konkrete krav å forholde seg til, er det vanskelig å kostnadsberegne et røkgassrenseanlegg.

**Behov: Med utgangspunkt i tilbud på svovelrenseanlegg som ble innhentet av Oslo Energi Konsult i 1998 anslås kostnadene til ca. 20 millioner kr.** Avhengig av de konkrete krav som SFT velger å stille, kan den reelle kostnaden bli både lavere og høyere. I tillegg kan rensingen medføre økte driftskostnader samt redusert virkningsgrad for kraftproduksjon.

### Isolasjon i fasade mot reservekraftstasjon

Isolasjonen i fasaden på energiverket består av polyuretanskum (Sundolitt). Denne er brannfarlig, og det har vært flere branntilløp, oftest i forbindelse med plate- og sveisearbeider. Det er ikke lett å slukke disse brannene siden fasadebekledningen må demonteres først, og det er også en risiko for at branner kan utvikle seg uten at de blir lagt merke til. Av hensyn til beredskapen vurderes det som nødvendig i det minste å skifte ut isolasjonen i fasaden mot reservekraftstasjonen. Siden vi forutsetter at en eventuell ny dieselkraftstasjon blir plassert i eksisterende energiverksbygning, mener vi imidlertid at man bør skifte ut all isolasjon.

**Behov:** Det er noe usikkerhet om kostnadene siden man ikke sikkert vet om isolasjonen ligger løst under platene eller om det dreier seg om pre-isolerte kassetter. Basert på et areal på 1700 m<sup>2</sup> anslår vi kostnaden til **1,25 – 2,2 millioner kr.** Tiltaket bør gjennomføres straks.

### Avsetninger for reinvesteringer

Det antas at det vil være mulig å drive kullkraftverket i 10 år til uten å legge om vedlikeholdet. Dersom kraftverket skal drives videre utover 10 år, vil det erfaringsmessig være nødvendig å foreta rehabilitering av deler av anlegget, f.eks. dampgeneratorer, rekondisjonering av generatorer, skifting av varmevekslere etc. Våre anslag for reinvesteringsbehov er basert på skjønn og erfaringer fra andre anlegg. En allokering av avsetningene til investeringer må derfor baseres på en grundig undersøkelse av de ulike komponentenes restlevetid.

**Behov: Det bør avsettes 25 millioner kr. for tiltak ca. 2012, 10 millioner kr. for tiltak ca. 2017 og 5 millioner kr. for tiltak i 2022.** Det er lite sannsynlig at det vil være lønnsomt å fortsette å drive kullkraftverket lenger enn ca. 2030 uansett hvilken energikilde en skulle velge etter det tidspunktet.

### Askedeponi

Forlenget drift av kullkraftverket kan også medføre behov for et nytt deponi for flyveaske. I dag deponeres flyveaske i fylling mot havet, og dette deponiet har for så vidt ikke noen begrensning i tid. Noe aske deponeres på byens avfallsdeponi som dekkmateriale. NGI har vurdert situasjonen og mener at det ikke er noen miljøproblemer knyttet til aske og bunnslagg så lenge de lagres på land uten direkte kontakt med vann og de ikke blir utsatt for sur avrenning fra gruvetipper. Slagg vurderes som brukbart til overfyllingsmateriale på land, men spredning av flyveaske gjennom vindrosjon bør hindres ved tildekking.

Dagens praksis oppfyller ikke de kriterier som NGI anbefaler. Det kan godt tenkes at SFT vil forlange en annen løsning når de revurderer utslippstillatelsen for kullkraftverket. Det er vanskelig å anslå kostnadene for et nytt deponi uten å forholde seg til konkrete krav.

### **Reserve vannforsyning**

SSD har søkt om 7 mill. kr til å dekke anlegg for reserve vannforsyning. Vi anser at 3 døgn reserve som dagens system har, sammen med reserveanleggene for diesel, gir en tilfredsstillende beredskap mot brudd i vannforsyningen, og denne beredskapen er bedre enn for bysamfunnet som helhet.

Vannforsyningen er i dag basert på én kilde, hvor det er en viss frykt for at veien som demmer opp kan svikte. Bedret reserve vannforsyning for bysamfunnet som helhet kan være et godt begrunnet tiltak, men det bør ikke begrunnes først og fremst ut fra energiverkets behov.

Vi vil anbefale at det utarbeides en beredskapsplan for vannforsyningen, og at man avklarer hvilken løsning som skal velges for å sikre Longyearbyens vannforsyning dersom hovedvannforsyningen svikter.

### **Reservekraftanlegg**

For en drøfting av dette henvises til avsnitt 4.3.

### **3.2.2 Planlegging for nytt energiverk fra 2010**

Dersom man skulle velge å fase ut kullkraftverket og installere ny produksjonskapasitet, vil det være naturlig å gjøre dette i den eksisterende energiverksbygningen. Dette var opprinnelig planlagt for 3 turbiner, og det er derfor ledig plass. På sikt vil man kunne rive i hvert fall en kjel, og dermed få ytterligere areal. Samtidig er hovedvarmevekslerne og reservekjelen for fjernvarmeproduksjon allerede plassert i bygget. Selv om tilpasning av bygningen nok vil koste en god del, er det derfor trolig at det er en del penger å spare på å benytte seg av den nåværende energiverksbygningen også for et nytt kraftverk.

Ved erstatning av kullkraftverket med diesel eller gassdrevne maskiner, vil det være naturlig å sikre seg reserve-kapasitet på konvensjonell måte, det vil si gjennom å installere et antall maskiner som er dimensjonert slik at man kan dekke full kapasitet med cirka 2/3 av dem i drift. Det gamle reservekraftverket ville da bli stående som en ekstra "krisebackup".

Kostnaden for et nytt energiverk vil være avhengig av dimensjonerende last, og dermed også av tiltak som treffes i bygningsmassen og fjernvarmenettet. Når vi vurderer kostnadene for å bygge en ny kraftstasjon vil vi derfor se på to alternativer, et der gruve 7 legges ned og energiforbruket for øvrig øker 10%, og et der man i tillegg setter i verk tiltak for å redusere elektrisitetsforbruken. Tilsvarende legger vi til grunn at man samtidig gjennomfører tiltak for å redusere varmeforbruket.

Det er ikke noen presserende grunner for å bygge et nytt energiverk, og vi forutsetter derfor at kullkraftverket fases ut i 2010, når SNSK sin leveringsforpliktelse opphører.

**Tabell 4. Investeringsbehov**

Tiltak	Energiforbruk u. enøk (ca. 15 MW el)	Energiforbruk m. enøk (ca. 12 MW el)	Tidspunkt
Utskifting av isolasjon i energiverkets fasade.	(1 250 000 –) 2 200 000	(1 250 000 –) 2 200 000	2003
Installasjon av 1. aggregat	16 250 000	20 000 000	2003, gjøres for å utbedre utilstrekkelig backup-kapasitet
Installasjon av 2. aggregat og brensellager	45 500 000	53 000 000	2009
Installasjon av 3. aggregat og spisslastkjel for fjernvarme	16 250 000	20 000 000	2010
<b>Totalt</b>	<b>78 000 000</b>	<b>93 000 000</b>	

Forutsetninger:

- Turnkeypris for 3x4 MW diesel komplett med varmegjenvinning og røkgassrensing av NO<sub>x</sub> plassert i eksisterende energiverk – 65 mill. kr. (beløpet er fordelt over flere år).
- Turnkeypris for 3x5MW diesel plassert i eksisterende energiverk – 80 mill. kr. (beløpet er fordelt over flere år).
- 10 000 m<sup>3</sup> tankanlegg – 13 mill. kr. Brensellageret kan muligens lages noe mindre.
- ”Lokal” kull-leveranse fortsetter slik at det ikke er behov for å investere i utstyr for å losse og lagre kull.

Vi har forutsatt installasjon av dieselaggregater i eksisterende bygning. Det er svært vanskelig å anslå kostnadene for å forberede bygget for dette uten en detaljert utredning av dette. Vi har derfor budsjettert dieselanlegget opp mot øvre grensen for hva det vil koste. Kostnaden kan etter en detaljert forprosjektering derfor vise seg å være en del rimeligere, og vi vurderer at den maksimale besparelsen til å være i overkant av 10 millioner for begge alternativer.

Dersom man ved nærmere utredning skulle finne at det ikke er praktisk å plassere dieselaggregatene i energiverket, vil den foreslåtte investeringsrammen tillate at de plasseres i eget bygg. Dette kan i tilfelle plasseres i nærheten av fjernvarmevekslersentralen i Sjøområdet (U320). Dette ville eliminere behovet for å investere i en oljekjel i U320, og således redusere investeringsbehovet i undersentraler med ca. 1 700 000.

De økonomiske konsekvenser av de to alternativene er studert i kapittel 6.



## 4 RESERVE KRAFTFORSYNING

### 4.1 Teknisk status for anlegget

Dagens reservekraftanlegg ble bygget i 1975 og utvidet senere. Anlegget lå da ca. 40 meter fra daværende kraftstasjon. Dagens energiverk ble i 1982 bygget mellom de to etablerte bygningene og med en klaring på kun 4 - 5 m til reservekraftstasjonen.

Anlegget består av tre dieselgeneratorer fra 1975 av fabrikat Bergen Diesel, og med en installert effekt på 1 MW hver. Den siste generatoren ble installert i 1979, og har installert effekt på 2,1 MW. I praksis vil disse maskinene ikke lenger kunne levere full effekt; anslått maksimal reserve-effekt er ca. 4,5 MW. Det er ikke lagt opp til varmegjenvinning fra maskinene, som opereres fra energiverkets kontrollrom.

Anlegget forsynes med diesel fra et tankanlegg på fjellskrenten ovenfor energiverket. I dette anlegget, som nå er i privat eie, leier SSD lagerkapasitet på 500 m<sup>3</sup>. I tillegg er det en dagtank i kraftanlegget. Samlet representerer SSDs lager 10 – 12 dagers full drift av reserveanlegget.

De eldste maskinene har en samlet driftstid på knapt 40 000 timer hver, mens den yngste har gått ca. 31 000 timer. Driftssituasjonen er typisk lav last og med tilsvarende lav effektivitet.

Anlegget er godt vedlikeholdt, alderen tatt i betraktning. Vedlikehold utføres av energiverkets organisasjon.

### 4.2 Sikkerhetsvurdering

I rapporten fra Oslo Energi Konsult er det konkludert med at sikkerheten for anlegget er et problem. Basert på at generatorene er gamle blir det anbefalt ikke å flytte dem, men i stedet å bygge et nytt reservekraftanlegg. Dette er også lagt til grunn i SSDs søknad til departementet. Det er to forhold som blir pekt på som problematiske fordi de gir fare for at en brann spres fra det ene til det andre anlegget; avstanden mellom energiverket og reservekraftstasjonen, og transportbåndet for kull som passerer over reservekraftanlegget.

I henhold til internkontroll-forskriften og lov om brannfarlige varer har virksomheten plikt til å gjennomføre en risikoanalyse for eget anlegg. I SSDs egen analyse fra 1992, er sannsynligheten for brann og eksplosjon i anlegget vurdert som liten, dog er det understreket at man vil ha et alvorlig forsyningsproblem dersom begge anleggene settes ut av drift. Analysen drøfter faren for brann og eksplosjon ved ulike deler av anleggene. Bl.a. er det pekt på at en brann i transportsystemet for kull kan kreve reparasjonsarbeider over 2-3 uker og at det har vært to tilfeller av brann i ytterkledningen av bygningskroppen på energiverket.

I erfaringer fra drift av kullkraftverk generelt gis det ikke grunnlag for å peke på noen høy risiko for brann eller eksplosjon. Mest utsatt er temperaturøkning og selvantennelse i kullsiloen. Risikoen ved en slik situasjon anses likevel som liten fordi siloen kan kjøles ned med vann og samtidig tømmes. Etter vår vurdering er det risikoen for en brann knyttet til diesel-forsyningen til reservekraftverket som bør gis størst oppmerksomhet. Gjennom at reservekraftstasjonen er utstyrt med slukkingsanlegg er det lite sannsynlig at en brann her skulle få alvorlige følger for hovedverket forutsatt godt vedlikehold og god brannberedskap.

Den største mangelen ved brannsikkerheten synes å være knyttet til den brannfarlige polyuretan-isolasjonen i energiverkets fasade. Denne har flere ganger begynt å brenne ved arbeider på fasaden. Siden isolasjonen kan begynne å brenne både som en følge av større uhell og ubetydelige hendelser, er sannsynligheten for brann i fasaden mye større enn for brann i de tekniske anleggene, og det vil også være vanskeligere å oppdage brannen. Etter vår vurdering er det viktigste tiltaket for å forbedre denne sikkerheten å erstatte isolasjonsmaterialet i energiverkets ytterkledning med steinull eller annet ikke brennbart materiale. Primært bør dette skje i veggen mot reservekraftanlegget, men det er gode

grunner til å gjennomføre dette for hele bygget når man forutsetter at bygget skal huse kraftforsyning for lang tid fremover. Det er ukjent hva slags isolasjon som er brukt i reservekraftstasjonen, men dette bør undersøkes og eventuelt utbedres. Dersom man vil gå enda lenger i brannsikring mellom de to bygningene, kan man vurdere brannmur av en eller annen type.

Et annet forhold, som ikke er berørt i SSDs risikoanalyse, er at det største tankanlegget for diesel i Longyearbyen er plassert i skrenten, ca. 100 m ovenfor kraftstasjonen. Det har vært et tilfelle hvor diesel har lekket ut og rent ned mot energiverket, noe som tyder på mangelfull sikring av tankanlegget. Dette forholdet tilsier at man tar initiativ til en drøfting av sikkerheten ved tankanlegget med eieren av dette. En brann i utstrømmet olje ville kunne antenne isolasjonen i fasaden og også skade kulltilførselen.

Etter vår vurdering er risikoen for at en brann i energiverkets produksjonsutstyr skal få alvorlige konsekvenser for eksisterende reservekraftstasjon liten. Generelt er risikoen for brann i produksjonsutstyret beskjeden, og det er gode muligheter for å begrense omfanget. Vi mener derfor at det ikke er grunnlag for å si at forholdet mellom energiverket og reservekraftanlegget er sikkerhetsmessig uholdbart. Det er flere forhold knyttet til brannsikring og brannberedskap som bør iverksettes, men det er ikke grunnlag for å anbefale flytting eller investering i nytt reservekraftanlegg med bakgrunn i sikkerhetsvurderingen alene.

### 4.3 Videre drift av dagens anlegg

Når man skal vurdere mulighetene til å drive det eksisterende reservekraftanlegget i fremtiden må man vurdere:

- teknisk levetid
- økonomisk levetid
- kapasitet i forhold til fremtidig behov.

Anlegget er gammelt av år, men har likevel mange driftstimer igjen. Normalt vil derfor dieselgeneratorene kunne drives som reservekraftaggregater i mange år fremover. En forutsetning for dette er at det tas høyde for jevnlig vedlikehold og utskifting av deler. Det er heller ikke grunn til å forvente leveringsproblemer for komponenter til anlegget i overskuelig fremtid. Tilgang på reservedeler kan bli avgjørende for hvor lang tid anlegget kan drives, men det er i dag ikke grunnlag for å si annet enn at det kan fungere i 25 år til med nåværende bruksmønster.

I Oslo Energi Konsults energianalyse av 1999 er maksimal fremtidig elektrisk effekt-behov – uten gruvedrift anslått til 11 MW. Dette er samme nivå som i 1997, men det er lagt til grunn at gruvedriften vil opphøre og at det bygges en del nye bygg i Longyearbyen. Høyeste last som er registrert i dagens kraftverk (med gruvedrift) er rapportert å være drøyt 9 MW. Det foreligger likevel ikke gode registreringer over effektbehov for de ulike brukergruppene.

Fra SSDs side blir det antatt (muntlig orientering) at 6 MW vil være tilstrekkelig til å sikre kraftforsyning til byen, eksklusiv graven, flyplassen og FoU-installasjonene Eiscat og Svalsat. Man har da forutsatt at gruvedriften kan og bør stoppes i en slik situasjon. Det er uten tvil riktig for et kortere tidsrom. Stans i gruvedriften over lang tid kan likevel ha betydelige ringvirkninger for leverandører og bysamfunnet generelt fordi SNSK og deres ansatte utgjør en viktig del av samfunnet og kundegrunnlaget for tjenester. Når det gjelder flyplassen, og FoU-installasjonene, så har de egen nødstrømsforsyning. Vi anser dette som en løsning som er akseptabel for å kunne tåle kortvarige forsyningsavbrudd, dvs. maksimalt noen døgn. Byens beredskapsreserve bør derfor ta høyde for å kunne betjene også disse installasjonene.

Det vil uansett være et gap mellom den reservekapasitet man i dag har (ca. 4,5 MW) og behovet. Basert på det registrerte energiforbruk og data fra bysamfunn i Nord-Norge, antar vi at maksimalt reserve effektbehov vil ligge i intervallet 6,5 – 7,5 MW.



Etter vår vurdering bør dagens anlegg drives videre slik som i dag så lenge det er teknisk-økonomisk forsvarlig. Det behovet som da gjenstår er å etablere økt kapasitet for å kunne gi tilstrekkelig sikkerhet dersom hovedforsyningen faller ut.

Akseptabelt nivå for fremtidig reservekapasitet er et vurderingsspørsmål. Med dagens nivå forutsettes det at vesentlige samfunnsfunksjoner må redusere sin aktivitet, hvilket sannsynligvis vil ha negative følger for turistnæringen og servicenivået til beboerne. Det ville neppe være akseptabelt i et annet tettsted i Norge å risikere en vesentlig reduksjon i samfunnsaktiviteten ved teknisk svikt i ett ledd i energiforsyningen.

Basert på den begrensede analyse av energibehovene i Longyearbyen som vi har hatt data til å gjennomføre, vil vi anslå to nivåer for kapasitet for reservekraft:

1. 7,5 MW: Pålegg om reduksjon i el-forbruk i form av restriksjoner på noen storforbrukere, bruk av motorvarmer, redusert lysbruk o.l.
2. 4,5 MW (tilsvarer videre bruk av dagens anlegg alene): Vesentlige restriksjoner på servicenivå og næringsvirksomhet med sannsynlige effekter på reiselivsnæringen.

Det første alternativet innebærer en vesentlig styrking av kapasiteten, med et dieselaggregat på 3 MW<sub>e</sub>. Forskjellen i kostnad mellom et mindre eller større anlegg vil i hovedsak være proporsjonalt med størrelsen på aggregatet. Det andre alternativet må anses som et "null-alternativ". Etter vår vurdering bør man for å oppnå et akseptabelt nivå på reservekraftkapasitet supplere det eksisterende anlegg med ny kapasitet, og dette er lagt til grunn i hovedvurderingen i kap. 6.

#### 4.4 Reserve varmforsyning i sjøområdet

Uavhengig av det behov som ovenfor er beskrevet for å utvide reservekraftkapasiteten, er det behov for å etablere reserve varmforsyning for Sjøområdet. I andre deler av byen er det oljekjeler som reserve varmforsyning i vekslersentralene. Vekslersentralen i Sjøområdet (U 320) mangler slik reservekapasitet. Slik det er beskrevet i Oslo Energi Konsults rapport kan denne kapasiteten dekkes enten ved å utnytte varmen fra et nytt reservekraftanlegg eller ved å installere ny oljekjel i vekslersentralen. Ombygging av dagens dieselgeneratorer til varmegjenvinning og fjernvarmeledning til Sjøområdet anses ikke som økonomisk forsvarlig selv om det er teknisk mulig.

Et nytt aggregat for reservekraft kan plasseres på en tomt nær vekslersentralen i Sjøområdet og kontrolleres fra Energiverkets kontrollrom. En slik plassering vil redusere behovet for ny varmeledning og redusere den usikkerhet som Oslo Energi Konsult har argumentert for ved at energiverk og reservekraftanlegg ligger vegg i vegg. Med mindre man skulle velge å etablere en ny dieselkraftstasjon til Sjøområdet vil det kunne by på en del system-tekniske problemer å utnytte et slikt anlegg sammen med annen varmforsyning. Sett i lys av den beskjedne kostnaden ved separat oljekjel til Sjøområdet, har vi derfor lagt til grunn at reserve varmforsyning bør dekkes ved å installere en ny oljekjel i vekslersentralen U320.

Vekslersentralen er dimensjonert til 1,6 MW. Vi har beregnet kostnader for en oljekjel med 2 MW kapasitet og tilhørende oljetank og trykkholdeutstyr til å være ca. 1 700 000 kr inklusive bygning.

#### 4.5 Økonomiske konsekvenser

Basert på de to nivåene for reservekraftforsyning beskrevet i 4.3, vil vi beskrive to alternativer kostnadmessig, over en periode på 25 år:

Alternativ 1 forutsetter:

- Videre drift av eksisterende reservekraftanlegg, med økte driftskostnader, samlet anslått til 0,5 mill. kr pr. år
- Brannsikringstiltak, denne kostnaden tas med under Energiverket

- Nytt reservekraftaggregat med kapasitet 3,2 MW basert på diesel, til en kostnad av 18 mill. kr i 2003. Det nye anlegget leveres med røkgassrensing av nitrogenoksider, forberedes for varmegjenvinning og plasseres i Energiverket. Vi har forutsatt røkgassrensing selv om dette normalt ikke gjøres for reservekraftaggregater.
- Ny oljekjel som varmereserve til vekslersentralen i Sjøområdet, 1,7 mill. kr i 2003.

Alternativ 2 forutsetter:

- Videre drift av eksisterende reservekraftanlegg
- Brannsikringstiltak
- Ny oljekjel som varmereserve til vekslersentralen i Sjøområdet

**Tabell 5. Årlige kostnader i NOK ved to ulike alternativer for reservekraftberedskap. Kostnader for driftspersonell er antatt like i begge alternativene. Kostnader til brensel er ikke tatt med. Levetid for anleggene er satt til 25 år.**

Alt.	Kapitalkostnader nytt anlegg, annuitet 6 % rente, 25 års levetid	Vedlikeholds-kostnader	Sum
Alternativ 1	1 450 000	500 000	1 950 000
Alternativ 2	125 000	400 000	525 000

Disse alternativene avviker begge fra det som ligger i SSDs søknad, hvor det er forutsatt bygget ny reservekraftstasjon. Bygging av en ny reservekraftstasjon med kapasitet 7.5 MW vil koste ca. 30 millioner dersom man avstår fra varmegjenvinning, ellers ca. 35 millioner. Vi har ikke gått inn på å verdsette konsekvensene av en trang forsynings situasjon i Longyearbyen over lenger tid.

Alternativ 1 er lagt til grunn i vår videre vurdering. Sammenligningen over gir derfor en illustrasjon av den reduserte kostanden ved å ikke utvide reservekapasiteten. For det tilfelle at man skulle velge å basere den fremtidige energiforsyningen på diesel, kan det foreslåtte nye aggregat, eller et noe større, inngå i et fremtidig hovedverk basert på diesel. I et slikt scenarie er alternativ 2 kun en utsettelse av investeringen.

## 5 OPPGRADERING AV FJERNVARMENETTET

### 5.1 Teknisk status for distribusjonssystemet

#### 5.1.1 Generelt

Dagens fjernvarmesystem har vokst frem siden 1950 og har vært drevet siden da med kontinuerlige utvidelser. Historisk ble det som i dag er sekundærnett bygget først, som "lokale" nett med egne oljekjeler. Primærnettet som forbinder de ulike sekundærnettene kom til i forbindelse med byggingen av energiverket i 1982. Oljekjelene gikk da over til å fungere som reservekapasitet. I dag gir dette en reservekapasitet på ca. 60 % av spisslast.

Når det gjelder en nærmere beskrivelse av fjernvarmesystemets tekniske status viser vi til kapittel 4 i Oslo Energi Konsults rapport (2). I tillegg til de mangler som beskrives der, er det notert sig i grunnen enkelte steder der det ble lagt fjernvarmerør i 1992. På den tiden ble rørene lagt på ca. 1.5 m. dyp i stedet for oppe på bakken som i dag. Dette har vist seg å være en metode som påvirker permafrosten altfor mye, og som derfor er uegnet. Det er ennå usikkert om dette vil medføre behov for utskiftning på disse punktene, men faren er til stede. Når det gjelder primærnettet, så er det ikke sikkert at det vil være behov for utskiftning av dette i den nærmeste tiden etter 2015 (som antydnet i OEK sin rapport). Rørene kan holde betydelig lenger dersom man bruker vann av god kvalitet og ikke får problemer med setninger i grunnen. Faren for det sistnevnte er imidlertid vanskelig å vurdere. Det synes klart at man bør begynne å bruke rør med en bedre isolasjon (serie 3) enn det som er brukt hittil. SSD vurderer at dette kan skaffes til samme kostnad som de rør som i dag brukes.

#### 5.1.2 Sekundærnett

De eldre delene av sekundærnettene (fra før 1980) er lagt i såkalte rørkasser over grunn. Det kommer relativt lett inn fuktighet i rørkassene, og det er ikke uvanlig med lekkasjer fra avløp. Det ble i en periode brukt plastrør til avløp som har vist seg å ha dårlige egenskaper i det kalde klimaet. Til sammen fører disse vannskadene til økte varmetap og omfattende korrosjon på rørene (inklusive vann). Det er ikke uvanlig med frostskafer i avløp som går i rørkasser frem til hus, noe som gir lekkasjer som skader kassene og gir ytterligere risiko for skader. Disse rørene har tjent ut sin tekniske levetid, og de gir høye vedlikeholdskostnader. I tillegg finnes det noen preisolerte rør fra 80-årene som har fått lekkasjer i skjøtene på på ytterkappa med påfølgende korrosjon på mantelrøret. Det er uklart eksakt hvorfor disse skjøtene svikter, men de er av et annet fabrikkat enn de som brukes i dag.

De deler av sekundærnettene som er fra før 1980 er utslitte og må skiftes. I tillegg er det nødvendig å skifte ut de rørtraseene med preisolerte rør der det har oppstått lekkasjer.

#### 5.1.3 Utvidelser av primær- og sekundærnettene

Det foreligger planer om utvidelser av fjernvarmenettet for å levere varme til områder som i dag har egen oljekjel eller elektrisk oppvarming (Sjøskrenten). Siden elektrisitetsforsyningen er basert på fossil energi er det gode grunner til å unngå elektrisk oppvarming så langt som mulig i Longyearbyen, og i dagens situasjon er det godt med ledig kapasitet for fjernvarmeproduksjon. Økt fjernvarmeleveranse vil naturligvis øke inntektsgrunnlaget for energiverket, og å fase ut lokale oljekjeler vil bedre luftkvaliteten i Longyearbyen. Dagens primærnett har imidlertid ikke nok kapasitet til å levere varme til disse utvidelsene. Primærnettet må derfor styrkes gjennom en ringledning til UNIS og ombygging av UNIS sitt fyrhus til undersentral (varmevekslere, pumper og reguleringsventil). I tillegg til det utvidede sekundærnettet vil dette gjøre det mulig å forsyne nybygget til UNIS på ca 7500 m<sup>2</sup> med fjernvarme.

En ny primærledning til UNIS har også positive konsekvenser for forsynings sikkerheten. I dag er situasjonen slik at oljekjelene i undersentralene i Lia Øvre (fyrhus 4) og felt B2 (fyrhus 3) er ute av drift og at det således mangler backup kapasitet i disse områdene. Disse fyrhusene må derfor rehabiliteres (når det gjelder fyrhus 3 må hele fyrhuset bygges opp på ny pga. setningsskader). Ved

utbygging av primærnettet til UNIS og oppgradering av fyrhuset der, vil leveringssikkerheten være ivaretatt, og ny backup-kapasitet i fyrhus 3 og 4 kan sløyfes.

Våre beregninger av investeringsbehovet bygger på opplysninger fra SSD og på de priser som SSD har betalt tidligere. Hoveddelen av investeringene i fjernvarmenettet skyldes utskifting av rørkassene, som er av en standard som ville vært skiftet ut for lengst på fastlandet. Kostnadene for utskifting av disse står for til sammen 69 % av investeringene i tabell 6, siden det i forbindelse med disse arbeidene også er behov for å erstatte de gamle (og korroderte) vann og (og sprukne) avløpsrørene. Utskifting av lekkende rør fra 80-årene står for 6 %, og utvidelsesplanene for 25 %.

**Tabell 6. Investeringsbehov i fjernvarmerør etter delsystem**

Delsystem	m totalt	investering	
Fjernvarme rørkasser	3805	20 712 850	25 %
Rør fra 80-årene	693	4 752 250	6 %
Utbygginger primær og sekundærnett	2460	20 742 000	25 %
Vann og avløp i grøft	3670	11 377 000	14 %
Rørkasser under hus	3220	24 150 000	30 %
<b>Totalt</b>		<b>81 734 100</b>	<b>100 %</b>

#### 5.1.4 Undersentraler og hussentraler

Undersentralene i nettet har i de fleste tilfeller behov for oppgraderinger. En rekke varmevekslere nærmer seg sin tekniske levetid (flere lekket), og flere oljekjeler må erstattes.

Sekundærnettene har vært fylt med råvann med dårlig kvalitet. Som en konsekvens av dette virker ingen av de reguleringsventiler som er installert. Bortsett fra de få reguleringsventiler som er installert i de seneste årene, må samtlige reguleringsventiler i fjernvarmenettet skiftes. For å sikre at det ikke igjen blir benyttet for dårlig vann i sekundærnettene, bør det installeres utstyr for overfylling av vann fra primærnettet, som fylles med avjonisert vann i energiverket.

**Tabell 7. Investeringsbehovet i undersentraler og abonnentsentraler.**

	KE	SSD	Kommentar
Vekslersentral Nybyen, FH6	950 000	690 000	
Vekslersentral Haugen - Skolen, FH5	400 000	380 000	
Vekslersentral Sentrum, FH1	535 640	250 000	
Vekslersentral Sjøområdet, U320	1 700 000		er drøftet under reservekraftanlegg
Vekslersentral UNIS, FH2	1 310 000	2 000 000	behov for bygningsmessige tiltak?
Fyrhus Lia Øvre, FH4	0	1 090 000	kan sløyfes?
Fyrhus felt B2, FH3	945 000	1 940 000	oljekjel kan sløyfes?
Abbonentsentraler m. direkte tilkn.	9 355 000	9 150 000	
Overhaling andre abonnentsentraler	2 430 000		betydelig usikkerhet
<b>Sum</b>	<b>17 625 640</b>	<b>15 500 000</b>	

På samme måte som det er behov for å oppgradere undersentraler er det også nødvendig å oppgradere et stort antall hussentraler. I Longyearbyen strekker fjernvarmeleverandørens ansvar seg noe lenger enn på fastlandet, nemlig frem til rørene går inn i leilighetene i stedet for frem til hussentral. Gitt den spesielle situasjonen med liten konkurranse for rørlegger- og andre tjenester i Longyearbyen, virker dette hensiktsmessig. Oppgraderingsbehovet består i å installere hussentraler i bygninger som er direkte tilkoblet sekundærnettet (41 stk.) og å overhale resterende undersentraler for å få reguleringen til å virke.

Det er betydelige usikkerheter knyttet til kostnadsanslagene for oppgraderingene av de eldre sentralene da tiltak går delvis i hverandre og "behov" gjerne oppstår når man tar ting fra hverandre. Særlig er kostnadene for å overhale eldre sentraler vanskelig å anslå, siden det vil være nødvendig med detaljerte befaringer. Når det gjelder abonnentsentraler kan det være en god ide å overhale 3 eksisterende abonnentsentraler som et forsøk for å skaffe seg bedre oversikt over disse kostnadene og over resultatet.

Våre anslag avviker noe fra SSDs søknad, hovedsakelig fordi vi forutsetter at ringledningen i primærnettet blir bygget og at man da kan redusere investeringen i fyrhus 3 og 4. I tillegg mener vi at man bør sette av midler til å overhale abonnentsentraler i forbindelse med rehabiliteringen av sekundærnettene for å få reguleringen til å virke i nettet. Med disse forutsetninger mener vi at 17 til 19 millioner kr vil være tilstrekkelig for oppgraderinger av undersentraler og abonnentsentraler.

## 5.2 Krav til fremtidig funksjonssikkert, fleksibelt og effektivt system

I fremtiden vil varme bli en knappere ressurs gjennom at behovet øker. Derfor bør energiforsyningen optimaliseres slik at tapene reduseres. Dette vil også ha positive effekter på driftsøkonomien og på miljøet.

Nødvendige tiltak i et slikt perspektiv vil være:

- Turtallsregulering av sirkulasjonspumpene i primærnettet, slik at man kan redusere behovet for å bruke sjøvannskjølene. Turtallsregulering vil være en forutsetning for å gå over til dieseldrift.
- Etablering av fungerende regulering i sekundærnett og abonnentsentraler slik at man kan nyttiggjøre seg en større temperaturredifferanse.
- Reduksjon av energibehovet til oppvarming gjennom innføring av en byggestandard som tar hensyn til Longyearbyens klima og spesielle forsyningssituasjon, og gjennom iverksetting av enøk tiltak.

Sist, men absolutt ikke minst, så må forsyningssikkerheten være betryggende. Risikoen for avbrudd på fjernvarmeleveranse på grunn av havari må derfor være lav, og det må være installert tilstrekkelig reservekapasitet på strategiske punkter i nettet. Et bortfall av oppvarming i et område over lenger tid enn noen timer vil kunne føre til svært omfattende følgeskader på rørsystemer (vann, avløp og varme) både i boligene og i distribusjonssystemet.

Å oppfylle disse kravene forutsetter at sekundærnett, undersentraler og abonnentsentraler rehabiliteres.

Kostnadene for de to første punktene ovenfor er inkludert i investeringene i energiverket og fjernvarmenettet. Når det gjelder kostnadene for å gjennomføre enøk-tiltak, så bør de tiltak som naturlig er SSDs ansvar inkluderes i investeringsbudsjettet. Det vil være behov for virkemidler og incitament som i noen grad medfører kostnader for administrasjonen, og SSD har jo også egne bygninger. Når det gjelder øvrig bygningsmasse er det imidlertid naturlig at huseierne og energibrukerne bærer en betydelig del av tiltakskostnaden. I den avsluttende sammenligningen har vi derfor holdt investeringer i enøk utenfor, men vi har illustrert hvor stor innflytelse det ville ha dersom hele kostnaden ble belastet budsjettet for energisystemet.

## 5.3 Tre alternative investeringsnivåer

### 5.3.1 "0-alternativet"

Dagens system preges av at man stort sett kun har skiftet ut utstyr når det har truet med å bryte sammen. De eldste delene av fjernvarmenettet er i dårlig stand, og drar relativt mye vedlikehold i "strakstiltak". I perioden 1997 - 2001 ble det brukt mellom 1,2 – 3 mill. kr per år på reparasjon av fjernvarme, vann og avløp. I året med lavest innsats ble det kun utført reparasjoner av feil som ville

ha medført umiddelbart havari – et eksempel på hvor presset budsjettene på dette området har vært. Vedlikeholdskostenningene må anses som høye.

Dersom man fortsetter med denne strategien, vil vedlikeholdskostnadene øke suksessivt. Det er imidlertid svært vanskelig å tallfeste i hvilket tempo. Videre vil allerede eksisterende lekkasjer forverres og føre til en akselerert forringelse av komponenter gjennom korrosjon både utvendig og innvendig i rør og varmevekslere. Som en følge vil risikoen for alvorlige havarier øke.

**0-alternativet er ikke forenlig med kravene til forsyningsikkerhet, og ikke heller med kravene til et fremtidig fleksibelt og effektivt system.** Uten en oppgradering av rør og undersentraler vil det ikke være mulig å opprettholde forsvarlig sikkerhet i fjernvarmeleveransene over tid. Det vil heller ikke være mulig å effektivisere driften av energiverket i særlig grad, og de store tapene vil gjøre at man raskere når en grense der det er nødvendig å utvide kapasiteten. Videre blir det vanskeligere å realisere enøk-potensialet i bygningsmassen pga. manglende muligheter for å regulere varmeuttaket aktivt. Vi betrakter 0-alternativet som uakseptabelt og dessuten svært usikkert å anslå de reelle kostnadene for.

### 5.3.2 ”Minimal rehabilitering”

Med minimal rehabilitering forstår vi erstatning av de komponenter og systemer som i dag ikke er i forsvarlig stand. Dette omfatter 78 % av investeringsbehovet i fjernvarmenettet, eller 72,8 millioner kroner. Den investeringen som da kan sløyfes er utvidelse av primær- og sekundærnettene (20,7 millioner). Dette vil føre til at man vil måtte rehabilitere backupkapasiteten i fyrhus 4 og 5, hvilket vil øke investeringsbehovet i undersentraler med ca. 2 millioner.

De direkte konsekvensene, utover redusert investeringsbehov med knapt 19 millioner, vil være at mulighetene for å øke fjernvarmeleveransene fra energiverket ikke øker i den grad som ellers ville vært mulig. Dette fører dels til dårligere lønnsomhet for energiverket, dels til at luftforurensingen i Longyearbyen fra oljekjeler øker. Det eksisterer i dag bygninger med et oppvarmet areal på ca. 4500 m<sup>2</sup> som kan kobles til, og UNIS vil etter planen bygge ut med 7500 m<sup>2</sup> i løpet av de nærmeste årene. Vider forventes det betydelig utbygging i de aktuelle områdene.

### 5.3.3 ”Fremtidsrettet systemutvikling”

I dette alternativet oppgraderes nettene slik som beskrevet i avsnittet før, men i tillegg utvides fjernvarmenetten for å kunne knytte til flere abonnenter. Videre gjennomføres det tiltak for å redusere energiforbruket.

I Longyearbyen er energiforsyningen forholdsvis dyr pga. at samfunnet er lite (høye investeringskostnader) og oppvarmingsbehovet stort. Dette er et argument for å utnytte energiverket i så stor grad som mulig. I tillegg oppnår man miljøgevinster. Dette peker mot en utbygging av fjernvarmenettene til å dekke så stor del av varmebehovet som teknisk mulig og økonomisk forsvarlig.

På den annen side vil slik utbygging føre til at man før eller senere når en grense der man må begynne å bygge ut kapasiteten for produksjon av varme. For å utsette dette tidspunktet til et tilfelle når eksisterende utstyr i alle tilfeller er modent for utskiftning, kan man gjennomføre tiltak for å redusere energiforbruket slik som omtalt i kapittel 2.

Tiltak for å effektivisere energiforbruk kan i praksis ikke gjennomføres over natten, siden det er mange beslutningstakere involvert og er nødvendig med investeringer. Det faktum at kraftverket i dag gir overskudd på varme innebærer som nevnt hverken at varmen er gratis (man har nemlig betalt for kullet og infrastruktur, og varmeproduksjon forutsetter at man benytter mottrykksturbinen som har dårligere virkningsgrad enn kondensasjonsturbinen) eller at det er ufornuftig å planlegge for å effektivisere energibruken.

Når kullkraftverket fases ut, enten dette skjer i 2012 eller senere, må et nytt energiverk måtte dimensjoneres ut fra den last som man har ved det aktuelle tidspunktet. Et lavt energiforbruk og effektbehov betyr at en ny kraftstasjon blir rimeligere enn om utstyret må dimensjoneres for et høyt. Siden energi- og effektbehovet ikke vil kunne påvirkes nevneverdig på kort sikt, er det nødvendig

med langsiktig planlegging for å styre mot et energiforbruk som er samfunnsøkonomisk tilpasset *situasjonen da kullkraftverket blir tatt ut av drift*.

Et fremtidsrettet system bør derfor omfatte både utvidelser og enøk. Vi har ikke hatt data for å beregne kostnaden for enøk-tiltak basert på konkrete tiltak. Basert på det estimerte kostnadseffektive enøk-potensialet, 15 års økonomisk levetid på tiltakene og 6 % rente lar en investeringen på ca. 13 mill. kr seg forsvare (annuiteten av 12 % av 33,3 GWh med dagens fjernvarmepris 25 øre/kWh). Dette kan kun ses på som et grovt anslag på investeringens størrelse, da det vil være nødvendig å skaffe nærmere informasjon om hvilke tiltak som er mest aktuelle i Longyearbyen.

## 5.4 Økonomiske konsekvenser av de ulike alternativene

Som nevnt tidligere anser vi at 0-alternativet er uakseptabelt. Siden det er vanskelig å anslå de fremtidige kostnadene og ulempene ved dette alternativet, gjør vi heller ikke noe forsøk på å sammenligne det økonomisk med de to senere.

**Tabell 8. Økonomisk analyse av en utvidelse av fjernvarmenettene sammenlignet med kun rehabilitering.**

Alternativ	A	B	Kommentar
	Rehabilitering av rør og undersentraler	Rehabilitering og utvidelse	
Investering i rør	60 992 100	81 734 100	
Endring investering i US	2 000 000		
SUM	62 992 100	81 734 100	
Differanse B – A		18 742 000	Unngått investering dersom man ikke utvider FV-nettet
Annuitet 20 år, 6% (C)		1 541 522	Årskostnad av investeringen
Økt tilknytning	12 000 m <sup>2</sup> , krever	3 600 000	kWh per år til oppvarming
Forventet utbygging	14 000 m <sup>2</sup> , krever	4 200 000	kWh per år til oppvarming
SUM (D)		7 800 000	kWh
Oppvarmingskostnad (C/D)		0,20	kr/kWh
Verdi av D ved 25 øre/kWh (D*0.25) = E		1 950 000	kr
Overskudd per år (E – C)		408 478	kr

Beregningene i tabellen viser at en utvidelse er økonomisk lønnsom dersom man får den forventede nybyggingen. Dersom man kun kan knytte til eksisterende bygninger blir oppvarmingskostnaden 43 øre/kWh (1,5 millioner kr delt på 3 600 000 kWh), trolig på nivå med oljefyring og i hvert fall betydelig høyere enn dagens fjernvarmetariff. I beregningen er det ikke tatt hensyn til de bevegelige kostnadene for å produsere fjernvarmen. Det er et administrativt spørsmål hvordan man velger å fordele driftskostnadene på elektrisitet og fjernvarme, og det finnes ikke noen naturvitenskapelig korrekt måte å beregne denne fordelingen på.

Under forutsetning av at man realiserer de planlagte utbyggingene, kan utvidelsen av fjernvarmenettene forsvares økonomisk. En utvidelse gir uansett fordeler for miljøet i form av lavere forurensing.

Mange steder på fastlandet avstår man fra tilknytningsavgift og baker denne kostnaden inn i energiprisen. Grunnen er at man ikke ønsker å etablere slike barrierer mot nye kunder. I Longyearbyen praktiseres det tilknytningsavgift for fjernvarme, som er så høy at den bør gi tilnærmet kostnadsdekning. Tilknytningsavgiften er høy sammenlignet med de steder på fastlandet der tilknytningsavgift tas ut og i Danmark. Tabellen nedenfor viser størrelse på tilknytningsavgiften.

**Tabell 9. Tilknytningsavgifter for fjernvarme.**

	Enebolig	Rekkehus	Næringsbygg
Tilknytningsavgift (kr/m <sup>2</sup> )	1087	548	548



## 6 VURDERING AV ENERGISYSTEMET I ET 25-ÅRSPEKTIV

### 6.1 Drift og investeringer

#### 6.1.1 Oppsamlet investeringsbehov

Det er først og fremst distribusjonssystemet for fjernvarme og undersentralene som lider under manglende fornyelse og vedlikehold. Mange deler av systemet har alder langt over sin normale levetid og holdes i gang gjennom å bøte på skader når de oppstår. Status for disse anleggene og energisystemet i Longyearbyen som helhet, bør sees i lys av utviklingen av byen fra "company town" til mer ordinært bysamfunn. Anlegget er utviklet primært for gruveselskapets behov og gradvis har andre behov og brukere kommet til. Da Svalbard Samfunnsdrift ble etablert i 1989 og utskilt som eget selvstendig selskap i 1996 var overtakelse av ansvaret for energiforsyningen en naturlig del.

Over de to siste tiår har det vært betydelig usikkerhet om gruverdriftens fremtid i Longyearbyen. Det er ikke unaturlig at dette har påvirket Store Norskes vilje til å drive langsiktig fornyelse av dette systemet. Selv om det lenge har vært visjoner og planer for å utvikle næringer som reiseliv og forskning har det også vært usikkerhet om hvor stort potensiale dette ville ha. Endelig har byens egen utvikling og utstrekning endret seg, med konsentrasjon om det nye tyngdepunktet i nord. Usikkerhet om denne utviklingen kan også ha ført til tilbakeholdenhet på infrastrukturens side.

I SSDs tid har fornyelsesbehovet blitt forsterket. For det første har statselskapet fått sine investeringsmidler over statsbudsjettet. Fornyelse av fjernvarmesystemet har ikke nådd frem i en slik sammenheng. For det andre har det frem mot overgangen til lokaldemokrati vært mye oppmerksomhet om at fornyelse av energisystemet ville kreve særskilte tiltak. I de siste budsjettene har slik fornyelse derfor blitt holdt utenfor budsjettene.

#### 6.1.2 Kostnadene ved ikke å fornye energisystemet

Havarivedlikehold preger arbeidet med de eldste delene av fjernvarmesystemet. Dette må betraktes som en kortsiktig økonomisk strategi fordi problemene må antas å øke og fordi det er usikkerhet om hvor store problemer som vil oppstå. Konsekvensene av brudd i varmeleveransene i et klima med frost i store deler av året er dessuten stor både for brukerne av varme og for de materielle delene av systemet.

I tillegg er behovet for effektiv og fleksibel drift en viktig grunn til at systemet bør fornyes. Eksempler på problemer i dagens system er:

- Muligheten til å regulere varmforsyningen i undersentraler er sterkt begrenset fordi shuntventiler er havarert og ikke gir mulighet til regulering i det hele tatt.
- For høye varmetap gjennom fjernvarmerørene fordi det er brukt lavere isolasjonsgrad enn det som er naturlig i et slikt klima og isolasjonen i rørkassene ofte er fuktig.
- Anlegget gir i dag ikke muligheter til individuell måling av levert varme og fakturering av faktisk brukt energi.

Kostnadene ved ikke å fornye energisystemet, med vekt på fjernvarmesystemet spesielt, kan oppsummeres slik:

- ⇒ Varmetap er en direkte kostnad gjennom høyere forbruk av brensel enn det som er nødvendig. Vi har anslått varmetapet i nettet til 7,8 GWh, hvilket tilsvarer ca. 15 % av produsert fjernvarme. I dagens system er kapasiteten for varmeproduksjon rikelig, men i fremtiden kan dette bli annerledes fordi varmeforbruket øker og energietterspørselen vris mot mer varme og mindre elektrisitet, jf. kap. 2. Men varmetap er ikke bare tapt energi, det gir også tekniske problemer dersom telen tiner rundt rørene. Begge forhold tilsier derfor at varmetapet bør holdes lavt i nettet.
- ⇒ Forsyningssikkerheten vil over tid trues, noe som ved et havari kan få svært kostbare følger.

- ⇒ Redusert fleksibilitet og styringsmulighet er en kostnad fordi man går glipp av effektivisering av driften.
- ⇒ En vesentlig del av effektiviseringsmuligheten ligger hos forbrukerne av energi. Så lenge forbrukerne betaler for varme etter en fast pris pr. kvm, vil det ikke ligge godt til rette for at slike effektiviseringsmuligheter blir realisert. Effektivisering på brukersiden er dessuten langsiktige prosesser – bygningsendringer vil normalt bare skje i forbindelse med restaureringsarbeider, og holdninger bygges over tid. Den holdningen som råder i dag er at det er overskudd på varme.
- ⇒ Ved ikke å effektivisere forbruket og redusere varmetapet, legges det grunnlag for overinvestering på produksjonssiden den dagen kullkraftverket eller reserve-anleggene skal erstattes.

### 6.1.3 Bærekraftig budsjettpraksis

For budsjettåret 2001 har SSD avsatt 6,9 mill. kr til vedlikehold (budsjettkategoriene 6600 – 6695) for hele energisystemet. Beløpet skal dekke materiellkostnader og innkjøpte tjenester.

**Tabell 10. SSDs driftsbudsjett for Energiseksjonen i 2001, i mill. kr.**

Deler av driftsbudsjett	Virksomhetsområde		Totalt
	Energiverket	Fjernvarme m.m.	
Vedlikehold	3,1	3,8	6,9
Personalkostnader	7,2	0,8	8,0
Energi	9,6	1,7	11,3
Annet	2,1	1,6	3,7
<b>Sum</b>	<b>22,0</b>	<b>7,9</b>	<b>29,9</b>

Driftsbudsjettet består for øvrig av personalkostnader, energikostnader og andre driftsutgifter. Av vedlikeholdskostnadene for Energiverket er 1,9 mill. avsetning til periodisk vedlikehold i energiverket. Disse beløpene er å betrakte som et normalt nivå for vedlikehold av denne typen anlegg, og det kan ikke omdisponeres uten at det vil gå ut over anleggets tilgjengelighet og gjenværende levetid. Vedlikeholdskostnadene for øvrig dekker bl.a. fornyelse av nett, hussentraler m.m. hvor det er satt av 2,8 mill. kr, og entreprenørkostnader på 0,9 mill. kr.

For energiverket gir dette budsjettet grunnlag for god og sikker drift, dog uten at det avsettes midler til reinvesteringer som normalt vil komme, f.eks. nytt kontrollanlegg. For fjernvarmesystemet rommer driftsbudsjettet det som er kalt havarivedlikehold av de eldste delene av systemet og utskifting av noen komponenter der behovet er påtregende. Budsjettet er ikke av en størrelsesorden som kan fornye systemet til en standard som anses som akseptabel.

For at energisystemet skal kunne vedlikeholdes og utvikles i takt med samfunnet kreves det avsetning til investeringer. Det investeringsprogram som SSD nå har søkt om tilskudd til er i noen grad et oppspart behov, men også i en situasjon med normal standard er det behov for å avsette midler til jevnlig fornyelser. SSD har foreslått at det for fremtiden gjøres slike avsetninger.

Avsetning til fremtidige investeringer er også en forutsetning for å få oversikt over de samlede kostnadene ved drift av energisystemet. Om disse kostnadene skal dekkes av brukerne gjennom kostnadsriktige priser, dekkes gjennom tilskudd fra staten eller på annen måte er en drøftelse som ikke inngår i dette oppdraget.

## 6.2 Sammenligning av alternative investeringsstrategier

### 6.2.1 Forutsetninger

Som nevnt i kapittel 2 sammenlignes alternativet fortsatt drift av kull i 25 år med alternativet utfasing av kull i løpet av 10 år og deretter dieselforsyning i 15 år. Sammenligningen bygger på følgende forutsetninger:

- Investeringskostnadene er som i avsnitt 3.2.1 respektive 3.2.2.
- Kalkulasjonsrenten er 6%.
- Fast kroneverdi av 2001.
- Restverdien er i begge tilfeller satt til 0. For kullkraftverket er dette sannsynligvis realistisk. Under forutsetning av at Longyearbyen har et aktivitetsnivå som svarer noenlunde til dagens, kan en dieselmotorkraftstasjon ha en positiv restverdi i 2027, men dette avhenger også av andre faktorer, deriblant utvikling av ny teknologi. Anslag for restverdi blir derfor svært spekulativt. I 2027 kan dieselmotorene forventes å ha ca. 40 000 driftstimer hver, og det vil være tid for en mer omfattende overhaling av dem. For å kompensere noe for at vi ikke har anslått en restverdi for motorene har vi valgt ikke å ta med noen kostnad for overhaling i 2027.
- Vi har forutsatt en fast kullpris på 400 kr/tonn (dagens pris) i hele perioden. Dette er i tråd med anslagene i World Energy Outlook 2000 (IEA) for perioden 2010 – 2020 i Europa. I tiden opp til 2010 har man forsyning fra SNSK, og vi forutsetter at realprisen ikke endres nevneverdig i denne tiden.
- Vi har forutsatt en dieselpriis på 2,20 kr/liter, hvilket baseres på anslag fra SSD og kontakter med Statoil. Prisveksten anslås til 1,5 % per år (9).
- Driftskostnadene (personale, drift og vedlikehold men ikke brensel) for kulldrift er hentet fra budsjettall for 2001 (12,746 millioner). Dette er i våre beregninger øket til 13,2 mill. for å ta høyde for en mulig økt forsikringspremie (SSD har mottatt slikt varsel). For dieseldrift har vi anslått 5,084 millioner per år (personale 1,9 mill., generell drift 1,06 mill., drift og vedlikehold av maskineri 1,8 mill. og forsikring 0,3 mill.). Anslaget for drift og vedlikehold er basert på leverandørens nøkkeltall (6 øre/kWh).

Man kan naturligvis diskutere de relative prisbanene for kull og olje. Vi finner det likevel svært usannsynlig at kullprisen skulle vokse mer enn oljeprisen. Vi gjør en følsomhetsanalyse for det tilfellet at oljeprisveksten også er 0.

I utgangspunktet har vi ikke tatt hensyn til noen miljøkostnader. Når det gjelder svoveldioksyd, nitrogenoksyder og tungmetaller kan det sies at det neppe er noe lokalt problem. Hvorvidt man skal ta hensyn til dem må derfor drøftes nærmere. For klimagasser er det opplagt at CO<sub>2</sub>-utslippene i begge tilfeller vil slå kraftig ut. Vi har undersøkt innflytelsen av disse gjennom å verdsette utslippene til 70 kr per tonn CO<sub>2</sub>. Dette nivået er i samsvar med de priser for utslippsrettigheter som er oppnådd i det Nederlandske ERuPT-programmet (8-9 Euro per tonn). IEA anslår kostnadene for å kjøpe utslippsrettigheter til USD 9 per tonn (9).

Vi har inkludert effekten av enøk-tiltak i beregningene. Det er viktig å fremheve at vi har vært konservative ved anslagene av enøk-potensialer. Det råder foreløpig stor usikkerhet om den øvre grensen for dette potensialet.

### 6.2.2 Sammenligning av fortsatt kulldrift opp mot overgang til diesel.

Sammenligningen er gjort gjennom å beregne nåverdien av de samlede investeringene og driftsutgiftene i 25 år.

Kull-alternativet innebærer at man fortsetter å drive eksisterende kraftverk i 25 år til, og at reservekraft-kapasiteten økes med et dieselaggregat.

Diesel-alternativet innebærer fortsatt drift av kullkraftverket i ca. 10 år, og deretter overgang til å produsere energi ved hjelp av et diesekraftverk. I dette alternativet installeres den første enheten allerede i 2003 som styrking av backup-kapasiteten. Dermed bortfaller den ekstra dieselbackupen som er en del av kull-alternativet.

For begge alternativene er kostnadene beregnet for et "business as usual" alternativ (BAU) og for et alternativ der man har gjennomført enøk-tiltak. Begge alternativene forutsetter at man har bygget ut fjernvarmenettet. Forbrukstillene som er lagt til grunn fremgår av tabell 1 og tabell 2. Tabeller over beregningene er gitt i vedlegg I.

Sammenligningen gir følgende resultat:

**Tabell 11. Sammenligning av nåverdien til kostnadene for kull- og dieselalternativene. Alle tall i millioner kr.**

	KULL			DIESEL		
	Inv. og drift	CO <sub>2</sub> -kostnad	Total	Inv. og drift	CO <sub>2</sub> -kostnad	Total
Høyt energiforbruk <sup>1</sup>	375	52	427	436	41	477
Enøk <sup>2</sup>	370	49	419	407	39	446
inkl. enøk-kostnad <sup>3</sup>	381	49	431	419	39	458

<sup>1</sup> Energiforbruk dersom man bygger ut FV-nettene men ikke setter i verk tiltak for å begrense forbruk.

<sup>2</sup> Energiforbruk dersom man bygger ut FV-nettene men setter i verk enøk-tiltak. Kostnadene for enøk-tiltak holdes utenfor regnestykket.

<sup>3</sup> Som <sup>2</sup> men med anslag for fulle enøk-kostnader inkludert.

### Kull eller diesel?

Det fremgår av beregningene at fortsatt drift av kull forsvarer sin plass, i hvert fall i økonomiske termer. Samtlige kullalternativer stiller seg rimeligere enn diesel-alternativene under de gitte forutsetningene. Forskjellen ligger i intervallet 60 (BAU) til 37 (enøk) millioner. Det å legge til kostnader for klimagassutslipp endrer ikke konklusjonen. Faktisk må man helt opp i utslippskostnader på 167 kr/tonn CO<sub>2</sub> før et dieselalternativet med enøk blir konkurransedyktig med kull (BAU). Da er enøk-alternativet belastet med enøk-kostnadene.

Vi har ikke verdsatt andre miljøforhold enn klimagasser, dette fordi det mangler relevante verdsetninger av lokal luftforurensing. Det er imidlertid på det rene at ev overgang til dieseldrift med røkgassrensing vil redusere utslipp av svevestøv, svovel- og nitrogenoksider og tungmetaller.

### Energieffektivisering, økonomi og miljø - fornyelser er en forutsetning

For fortsatt kulldrift gir en enøk-satsing noe lavere kostnader (370 mot 375 millioner) men for diesel-alternativet medfører enøk betydelige besparelser (407 millioner mot 436). Dersom man verdsetter miljø vokser forskjellen. Som nevnt finner vi det ikke naturlig å finansiere hele enøk-investeringen over budsjettet for energiforsyningen. Dersom man imidlertid skulle ta med kostnaden for enøk-tiltak finner man at for kull blir kostnaden indifferent med BAU dersom man tar hensyn til klimagassutslipp, ellers noe høyere. For dieselalternativet lønner det seg utvilsomt å gjennomføre enøk-tiltak. Dette skyldes dels at man kan greie seg med en mindre investering i nytt anlegg, dels at drivstoffkostnadene slår ut mye mer for dieselalternativet enn for kull.

Vår vurdering er at enøk-potensialet er konservativt vurdert, og at man derfor bør sette igang et program for å redusere energiforbruket i eksisterende bygningsmasse og i nybygg. Mulig innhold i et slikt program er kort omtalt i rapporten "Vurdering av energiforsyningen i Longyearbyen", (6).

### Hva betyr lavere dieselpriis?

Forutsetningen om at dieselpriisen stiger med 1.5% om året har betydning. Dersom man antar nullvekst også for diesel blir diedseldrift med enøk kostnadsekvivalent med kull og ingen enøk. Kull med enøk blir fortsatt marginalt rimeligere.

**Tabell 12. Sammenligning av nåverdien til kostnadene for kull- og dieselalternativene under antakelse at både kull og dieselpriisene er konstante over perioden. Alle tall i millioner kr.**

	KULL		DIESEL	
	Inv. og drift	med CO <sub>2</sub> -kostnad	Inv. og drift	med CO <sub>2</sub> -kostnad
Høyt energiforbruk	375	427	400	441
Enøk	370	419	374	413
inkl. enøk-kostnad	381	431	386	425

### Reservekraft og samfunnets tjenestenivå

I begge alternativet er det lagt inn betryggende reservekapasitet for å unngå alvorlig reduksjon av tjenesteytelsen ved et havari. En realistisk kalkyle av konsekvensene av å "gamble" på dette punktet vil forutsette en betydelig mer komplisert analyse.

### Videre utredninger

Sammenligningen av kull og diesel skiller seg fra utredningene som Oslo Energikonsult har gjort gjennom at det er gjort vesentlig annerledes forutsetninger, blant annet legger vi et helt annet tidsperspektiv til grunn. Vi tror ikke at det er hensiktsmessig videre å utrede energiforsyningen i Longyearbyen på dette nivået. De utredninger som allerede er gjennomført belyser problemstillingene på en tilfredsstillende måte, og den gjenværende usikkerheten er fremfor alt begrunnet i usikkerhet om fremtiden. Det er derfor viktig å ta en prinsipiell avgjørelse slik at det valgte alternativet kan begynne å utredes med tanke på gjennomføring. For det videre arbeidet med fjernvarmenettet er det også ønskelig å vite hvilken type anlegg man vil ha i fremtiden slik at utformingen av nettet kan optimaliseres med tanke på dette. Særlig viktig er det for utformingen av nettet i Sjøområdet.

Når man har valgt det ene eller det andre alternativet må man begynne å forprosjekttere:

- for kull: nytt kullager, renseanlegg, nytt askedeponi.
- for diesel: nøyaktig lokalisering og design

For øvrig vil vi minne om at det er behov for å utrede hvordan man skal sikre Longyearbyens vannforsyning, siden dette også er et tema av stor vekt for samfunnet.

**Anbefalt investeringsnivå**

På bakgrunn av resultatene anbefaler vi følgende investeringsnivå for de ulike alternativene.

**Tabell 13. Samlet investeringsbehov i energiforsyning basert på kull. Inkluderer ikke distribusjon av el, reserve vannforsyning, vindmøller eller avfallsforbrenning.**

Investeringsobjekt:		År	2003	2004	2005	2006	2007	2010	2012	2017	2022
<b>FJERNVARMERØR</b>	Beløp post	Sum objekt									
FV rørkasser	20 712 850		5 178 213	5 178 213	5 178 213	5 178 213					
Andre rehab	4 752 250		1 188 063	1 188 063	1 188 063	1 188 063					
Utbygginger	20 742 000		10 371 000	5 185 500	5 185 500						
VA i grøft	11 377 000		2 844 250	2 844 250	2 844 250	2 844 250					
Under hus	24 150 000			6 037 500	6 037 500	6 037 500	6 037 500				
Totalt		81 734 100									
<b>UNDERSENTRALER etc.</b>	17 600 000	17 600 000	3 520 000	3 520 000	3 520 000	3 520 000	3 520 000				
<b>KRAFTVERK</b>											
Utskifting isolasjon	2 200 000		2 200 000								
Kontrollanlegg	5 000 000		5 000 000								
Utvidelse backup	18 000 000		18 000 000								
rensaneanlegg	20 000 000						20 000 000				
kullager, nytt askedeponi	20 000 000							20 000 000			
avsetning	25 000 000								25 000 000		
avsetning	10 000 000									10 000 000	
avsetning	5 000 000										5 000 000
Totalt		105 200 000									
<b>ETABLERING ENØK</b>	5 000 000	5 000 000	2 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000					
<b>UFORUTSETT</b>	7 000 000	7 000 000									
<b>SUM</b>		216 534 100	50 301 525	24 953 525	24 953 525	19 768 025	29 557 500	20 000 000	25 000 000	10 000 000	5 000 000

Det er tatt med et beløp for enøk-arbeid som er tenkt brukt for et prosjekt som omtalt i kapittel 2.

**Tabell 14. Samlet investeringsbehov i energiforsyning basert på diesel. Vi gir kun tall for enøk-alternativet, siden dette gir lavere kostnader enn alternativet uten. Inkluderer ikke distribusjon av el, reserve vannforsyning, vindmøller eller avfallsforbrenning.**

Investeringsobjekt:		År	2 003	2 004	2 005	2 006	2 007	2 009	2 010
			Beløp post	Sum objekt					
FV rørkasser	20 712 850		5 178 213	5 178 213	5 178 213	5 178 213			
Andre rehab	4 752 250		1 188 063	1 188 063	1 188 063	1 188 063			
Utbygginger	20 742 000		10 371 000	5 185 500	5 185 500				
VA i grøft	11 377 000		2 844 250	2 844 250	2 844 250	2 844 250			
Under hus	24 150 000			6 037 500	6 037 500	6 037 500	6 037 500		
Totalt			81 734 100						
UNDERSENTRALER etc.	17 600 000	17 600 000	3 520 000	3 520 000	3 520 000	3 520 000	3 520 000		
KRAFTVERK									
Ny isolasjon	2 200 000		2 200 000						
Dieselmotorkraftstasjon	65 000 000		16 250 000					32 500 000	16 250 000
Tankanlegg	13 000 000								13 000 000
Totalt			80 200 000						
ETABLERING ENØK	5 000 000	5 000 000	2 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000			
UFORUTSETT	7 000 000	7 000 000							
SUM		191 534 100	43 551 525	24 953 525	24 953 525	19 768 025	9 557 500		29 250 000

Det er tatt med et beløp for enøk-arbeid som er tenkt brukt for et prosjekt som omtalt i kapittel 2.





## 7 REFERANSER

- /1/ *Energianalyse for Longyearbyen.* Oslo Energi Konsult, 8. juli 1999.
- /2/ *Longyearbyen. Vurdering av reinvesteringsbehovet i energiforsyningen.* Oslo Energi Konsult, 23. februar 2001
- /3/ *Søknad om tilskudd til energiforsyningen i Longyearbyen.* Brev fra Svalbard Samfunnsdrift til Nærings- og Handelsdepartementet datert 28. februar 2001, med senere oppdateringer av budsjettall.
- /4/ *Måling av utslipp til luft. Beregning av luftforurensing i omgivelsene.* Det Norske Veritas rapport 99-3522, 11. april 2000.
- /5/ *Arealplanlegging i bosettingene på Svalbard.* Veileder, Miljøverndepartementet, 1997.
- /6/ *Vurdering av investeringer i energiforsyningen i Longyearbyen.* KanEnergi AS prosjekt 01/46. Rapport for Nærings- og handelsdepartementet, 2001.
- /7/ *Statlige bevilgninger til energiforsyningen i Longyearbyen.* Brev til Nærings- og handelsdepartementet, 16.10.01.
- /8/ *Energiverket Svalbard.* Rapport for KanEnergi AS av Tech-Wise A/S, januar 2002.
- /9/ *World Energy Outlook 2000.* OECD/IEA
- /10/ *Isaksen, Ketil.* Muntlig orientering fra eget dr-gradsarbeid, des. 2001.

- o0o -



## **VEDLEGG I: NÅVERDIBEREGNINGER**



## **VEDLEGG II: RAPPORT FRA TECH-WISE OM KULLKRAFTVERKET**





Dato for første utgivelse: 10.01.02	Prosjekt nr.: 01/53
Oppdragsgiver: Justisdepartementet	Oppdragsgivers ref.: Torodd Veiding

Rapport nr.:

Emnegruppe:

Rapporttittel: Investeringsbehovet i kraftforsyning og varmedistribusjon i Longyearbyen		
Utført av: Olav Isachsen, Jonas Sandgren og Trond Gärtner		
Verifisert av: Klaus Nielsen		
Dato for denne revisjon:	Rev. nr.:	Antall sider:
	01	8

**Indekseringstermer**

fjernvarme, kullkraft, energisystem, reservekraft, investeringer

- Ingen distribusjon uten tillatelse fra oppdragsgiver
- Begrenset distribusjon innen ...
- Fri distribusjon