

**Elektrifisering av Utgard
Vedlegg til søknad om godkjenning av oppfylt
utredningsplikt**

Innhold

1	Sammendrag	4
2	Introduksjon	4
3	Bakgrunn, alternativer og forutsetninger	4
3.1	Elektrisk kraftgenerering på Sleipner	5
3.2	Annen kraftgenerering Sleipner	6
3.3	Kraftbehov på Sleipner	7
3.4	Kraftbehov Utgard.....	7
4	Elektrifiseringsalternativer	7
4.1	Forutsetninger for elektrifisering	8
4.1.1	Alternativ 1	11
4.1.2	Alternativ 2	13
5	Beregning av tiltakskostnader	16
5.1	Tiltakskostnader	16
5.1.1	Alternativ 1	16
5.1.2	Alternativ 2	16

1 Sammendrag

Med utgangspunkt i Stortingsvedtaket fra 1996 og i forbindelse med framlegging av PUD for Utgard, er det gjort en vurdering av tekniske og økonomiske muligheter for å erstatte gassturbinene på Sleipner-feltet med kraft fra land.

Utbyggingen av Utgard-feltet er planlagt med en undervannsinstallasjon som kobles opp mot eksisterende plattformer på Sleipner-feltet. Generering av kraft på Sleipner-feltet skjer i dag med gassturbiner, og det er tilstrekkelig kapasitet til å dekke behovet for Utgard.

For de elektrifiseringsalternativene som er sett på vil investeringskostnadene øke med 7-8 mrd. NOK. Når det også tas hensyn til endringer i driftskostnader og -inntekter (herunder reduserte CO₂- og NO_x-utgifter samt innspart mengde brenngass), vil tiltakene ha en netto negativ nåverdieffekt i størrelsesorden -5 mrd. NOK. Dette vil gjøre Utgard-prosjektet ulønnsomt.

Partnerskapet i Sleipner vil med bakgrunn i feltets avgrensede levetid (2025) ikke ha noe eget insentiv for å bekoste en elektrifiseringsløsning som tidligst vil kunne være operativ fra 2022-24.

2 Introduksjon

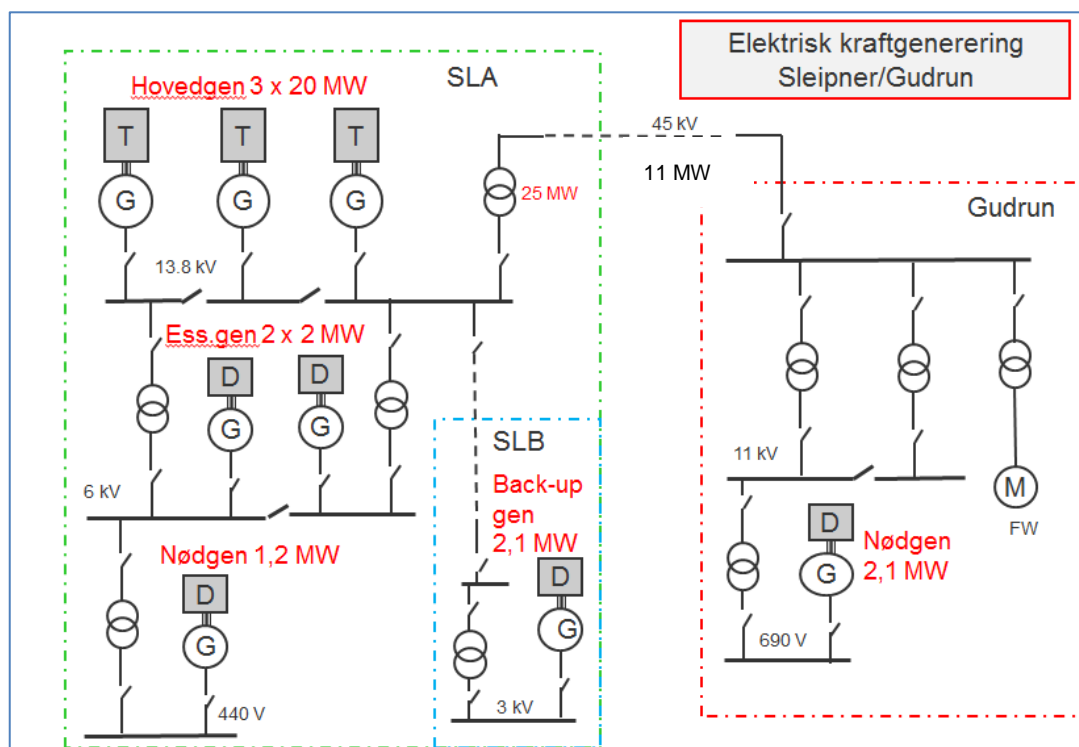
Basert på en innstilling fra energi- og miljøkomiteen 24. januar 1996 vedtok Stortinget at: «Ved alle nye feltutbygginger på norsk sokkel skal det legges fram en oversikt over energimengden og kostnadene ved å elektrifisere installasjonen framfor å bruke gassturbiner».

Komiteen pekte på at kostnadene ved en slik investering må vurderes opp mot det en sparer inn på driften og den klimapolitiske gevinsten en kan hente ut av et slikt tiltak.

3 Bakgrunn, alternativer og forutsetninger

Utbyggingen av Utgard-feltet vil skje ved en undervannsinstallasjon som kobles opp mot eksisterende plattformer på Sleipner-feltet. Generering av kraft på Sleipner-feltet skjer i dag med gassturbiner, og det er tilstrekkelig kapasitet til å dekke behovet for Utgard-utbyggingen.

Med utgangspunkt i Stortingsvedtaket fra 1996 og i forbindelse med framlegging av PUD for Utgard, er det gjort en vurdering av tekniske og økonomiske muligheter for å erstatte gassturbinene på Sleipner-feltet med kraft fra land.



Figur 2 Generering av elektrisk kraft på Sleipner og Gudrun

3.2 Annen kraftgenerering Sleipner

Kompressorer for eksport, injeksjon og rekompresjon av gass er direkte drevet av gassturbiner (turbiner koblet direkte på akslingen til kompressorene). I alt er det 8 slike turbiner med direkte drift; 5 på SLA og 3 på SLT, alle av typen LM2500.

3 av direkte drift-turbinene på SLA benyttes for gasseksport. Disse er utstyrt med varmegjenvinning, og varmen utnyttes i produksjonsprosessen. Dette gir disse turbinene en svært høy virkningsgrad.

De to andre direkte drift-turbinene på SLA benyttes for rekompresjon av gass. Disse har ikke varmegjenvinning, og har følgelig en lavere virkningsgrad.

SLT har 3 direkte drift-turbiner, den ene for injeksjon av CO₂, de to andre for rekompresjon av gass i prosessen. To av disse er utstyrt med varmegjenvinning, og har tilsvarende høy virkningsgrad som gasseksportturbinene på SLA.

3.3 Kraftbehov på Sleipner

Det totale kraftbehovet på Sleipner er knyttet til produksjon av Sleipner lisensens egenproduksjon (Sleipner Øst, Gugne, Sleipner vest) samt 3dje-part tilkoblinger av feltene Gudrun og Sigyn. I tillegg kommer produksjon for Utgard (se eget kapittel) og framtidig produksjon av ressurser fra Gina Krog.

Egenproduksjonen på Sleipner ventes å ta slutt i 2025, men feltet vil fortsette å operere som mottaksfelt for satellitter frem til om lag 2035.

Produksjon av ressurser fra de nye feltene Gina Krog og Utgard vil skje samtidig som produksjonen fra de eksisterende feltene avtar. Behovet for elektrisitet, kraft og varme vil derfor ikke øke i vesentlig grad som følge av de nye feltene.

Det betyr at behov for en installert elektrisk effekt vil være som i dag, dvs. 60 MW. I tillegg kommer effekt for drift av kompressorer (direktdrift) på ca. 120 MW. Totalt gir dette et samlet kraftbehov på om lag 180 MW. Varmebehovet er på om lag ca. 30 MW, men dekkes med dagens konfigurasjon gjennom varmegjenvinning (WHRU) fra fem av kompressorturbinene. Fra år 2025 er det lagt til grunn at samlet kraftbehov reduseres med ca. 20 MW.

3.4 Kraftbehov Utgard

Utgard sitt behov for kraft og prosessering vil bli dekket innenfor eksisterende kapasitet på Sleipner. Det kreves ikke installasjon av ny kapasitet for prosessering eller kraftgenerering.

Totalt kraftbehov knyttet til produksjonen fra Utgard er estimert til om lag 10 MW, fordelt med 6 MW til prosessering og eksport og ca. 4 MW til CO₂-injeksjon.

Med et så lavt kraftbehov er det derfor åpenbart at en separat kraft-fra-land løsning kun for Utgard ikke ville være økonomisk gjennomførbar. I dette notatet ser en derfor kun på løsninger der en større del av kraftproduksjonen på Sleipner erstattes med kraft fra land.

4 Elektrifiseringsalternativer

Johan Sverdrup bygges ut med kraft fra land, og vil ha oppstart i 2019. Fase 1 bygges ut med en kapasitet på 100 MW levert offshore, dvs. ca. 115 MW uttak fra nettet på land når overføringstap er tatt hensyn til.

Som en del av PUD-vilkårene er Johan Sverdrup pålagt, innen år 2022, å bygge ut tilstrekkelig kapasitet for å kunne forsyne også feltene Gina Krog, Edvard Grieg og Ivar Aasen med kraft fra land, i tillegg til eget behov. Dette innebærer at de tre andre feltene må etablere overføringskabler (vekselstrøm) fra Johan Sverdrup feltcenter. Avstanden fra Gina Krog til Sleipner er ca. 21 km, og det ville være nærliggende å se på muligheten for å etablere en forbindelse mellom Gina Krog og Sleipner.

Ved innlevering av PUD og konsekvensutredning for Johan Sverdrup, ble tilgjengelig effekt fra land på Kårstø vurdert å være i størrelsesorden 300 MW. Dette tallet ser nå ut til å kunne økes noe, men basert på tilgjengelig informasjon vurderes ikke et økt uttak på 60-100 MW (ref. alternativene beskrevet nedenfor) for å gjennomføre en elektrifisering av Sleipner som realistisk.

Dette er derfor ikke vurdert nærmere.

4.1 Forutsetninger for elektrifisering

Anslagene over investerings- og driftskostnader knyttet til elektrifisering av Sleipner bygger i hovedsak på erfaringstall fra kontrakter inngått for elektrifisering av Johan Sverdrup, og på eksterne kostnadsestimater innhentet i forbindelse med vurdering av elektrifisering av andre prosjekter.

Elektrifisering av Sleipner forutsetter at det etableres en egen kabelforbindelse fra Sleipner til land. Følgende er lagt til grunn for beregning av kostnader og CO₂-besparelser.

Tabell 1 Forutsetninger lagt til grunn for begge de vurderte elektrifiseringsalternativene

Tilknytningspunkt på land	Stavangerhalvøya. Det forutsettes at ny forbindelse Lysebotn – Stavanger vil være etablert innen 2022, og at det dermed vil være tilgjengelig kapasitet i nettet
Kabellengde fra omformerstasjon på land - Sleipner (likestrøm)	260 km
Kabellengde fra offshore omformerstasjon – Sleipner A (vekselstrøm)	1 km
Overføringsteknologi	Likestrøm (HVDC). Pr. i dag er ikke vekselstrømsteknologi kvalifisert for så lange overføringsledninger
Kabeldimensjon / spenningsnivå	630 mm² / 80 kV En likestrømsforbindelse krever to kabler; en med positiv spenning og en med negativ spenning (f.eks. +/- 80 kV). Her er det forutsatt to separate kabler som legges i samme grøft.
Oppstartstidspunkt for kraft fra land	2022
Siste produksjonsår	2035
Plassering av mottaksfasiliteter offshore	Separat ny stålunderstellsplattform. Transformator og omformer har høy vekt og tar stor plass, og det vil ikke være mulig å plassere dem om bord på eksisterende Sleipner-innretninger. Fjerning av eksisterende utstyr for å rydde plass på eksisterende installasjoner er vurdert som vesentlig mer kostbart enn alternativet med en ny plattform, når det også tas hensyn til nødvendig driftsstans og tap av inntekter.
Plassering av omformerstasjon på land	Ny tomt nær tilknytningspunktet.. Arealbehovet vil være i størrelsesorden 10 da. Det må etableres nedgravd kabelforbindelse på land fra tilkoblingspunkt til omformerstasjon, og fra omformerstasjon til landfallspunkt for offshorekabel.
CO ₂ -faktor for brenngass på Sleipner	2,7 kg/m³
Regularitet ved kraft fra land	Samme som for gassturbiner (ingen endring)
Samlet tap i overføringssystemer, fra tilknytningspunktet på land til Sleipner	13 %
CO ₂ – utslipp knyttet til kraft fra land	0 g/kWh
Diskonteringsrente ved beregning av tiltakskost («OD-metoden»)	5 %

Som det framgår av beskrivelsen i kapittel 3 er det pr. i dag totalt 11 gassturbiner på Sleipnerfeltet, hvorav 3 benyttes kun for generering av elektrisitet. De øvrige turbinene driver kompressorer (direktedrift), og fem av dem benyttes også for generering av varme ved hjelp av avgasskjeler (WHRU).

Ved en eventuell kraft fra land-løsning vil det mest nærliggende alternativet være å koble ut de tre turbinene som brukes for generering av elektrisitet. Dette innebærer relativt begrensede modifikasjonsarbeider på SLA. Det er antatt, med betydelig usikkerhet, at modifikasjonsarbeidet kan gjennomføres uten ekstra driftsstans. Behovet for kraft levert offshore vil være opp mot ca. 60 MW. Tar en hensyn til tap i overføringssystemer og nødvendige sikkerhetsmarginer, vil dette innebære at det bygges anlegg for å kunne overføre ca. 80 MW kraft fra land. Dette alternativet er nedenfor omtalt som **Alternativ 1**.

Videre har vi sett på et alternativ der også de to rekompresjonsturbinene på SLA erstattes med kraft fra land. Dette er turbiner uten varmegjenvinning, og virkningsgraden er følgelig relativt lav. Modifikasjonsarbeidene på SLA vil i dette tilfellet bli omfattende og kreve separat driftsstans, 2-3 mnd. pr. turbin. Behovet for kraft levert offshore vil være opp mot ca. 100 MW. Tar en hensyn til tap i overførings-systemer og nødvendige sikkerhetsmarginer, vil dette innebære at det bygges anlegg for å kunne overføre ca. 120 MW kraft fra land. Nedenfor er dette alternativet omtalt som **Alternativ 2**.

De øvrige gassturbinene på Sleipner er alle, med unntak av 1, utstyrt med varmegjenvinning, og har en høy virkningsgrad. Det vurderes ikke som kostnadseffektivt å erstatte disse med kraft fra land, da en i så fall måtte erstatte varmetapet med installasjon av nye gassfyrte eller elektriske kjeler. Det vil dessuten ikke være mulig å finne plass til den type utstyr på de eksisterende installasjonene uten å fjerne mye eksisterende utstyr. På samme måte som nevnt for alternativ 2, ville modifikasjonsarbeidene bli omfattende, med 2-3 mnd. driftsstans pr. turbin.

Den ene turbinen som ikke har varmegjenvinning er den som benyttes for CO₂-injeksjon på SLT. En eventuell drivermodifikasjon på denne ville medføre ca. 3 måneder stans i CO₂-fjerning og injeksjon. I denne perioden ville CO₂ måtte slippes ut til atmosfæren; alternativt måtte driften på feltet stanses.

Basert på størrelsen på nødvendige investeringer og konsekvensene av omfattende driftsstans, har vi vurdert at disse siste tiltakene vil komme langt dårligere ut. På den bakgrunn er det bare Alternativ 1 og Alternativ 2 som er analysert nærmere.

Kommersielle forutsetninger lagt til grunn for økonomiske beregninger er vist i Tabell 2.

Tabell 2 Forutsetninger for økonomiske beregninger (eksterne priser)

Element	Pris
Strømpris, inkl. nettleie	0,38 NOK/kWh (2016)
Gasspris	1,93 NOK/Sm ³ (2016)
NO _x -avgift	20 NOK/Kg NO _x
Diskonteringsrente, tiltakskost	5 %
Diskonteringsrente, tiltakskost (internt)	8 %

4.1.1 Alternativ 1

I Alternativ 1 erstattes de tre hovedgenerator-turbinene på Sleipner A med kraft fra land.

I det følgende er det gitt en oversikt over kostnadselementer (investeringer, kostnadsbesparelser og driftskostnader), og utslippsreduksjoner (CO₂) som er hensyntatt ved beregning av tiltakskost. Kostnadsoverslagene bygger på erfaringstall fra kontrakter inngått for elektrifisering av Johan Sverdrup, og på eksterne kostnadsestimater innhentet i forbindelse med vurdering av elektrifisering av andre prosjekter.

Tabell 3 Investeringer, Alternativ 1

	Kostnadselement	MNOK	MNOK Sum
Landanlegg	HVDC-anlegg onshore (transformator, likeretter mm) Kapasitet 80 MW fra land	600	
	Bryterstasjon for tilkobling til nett	100	
	Bygninger og tomtekostnader (inkl. omformerbygning, opparbeidelse av tomt, vei, kjøleanlegg)	800	
	Vekselstrømskabel i grøft mellom bryterstasjon og omformerstasjon	100	
	Grøft for likestrømskabel på land	100	
Offshore kabelforbindelse, likestrøm	Likestrømsforbindelse fra omformerstasjon på land til mottaksplattform, inkl. anskaffelse, legging, inntrekking og tilkobling	1600	1600
Offshore kabelforbindelse, vekselstrøm	Vekselstrømskabel mellom mottaksplattform og Sleipner A, inkl. anskaffelse, legging, inntrekking og tilkobling	100	100
Mottaksplattform	Stålunderstell	700	
	Plattformdekk	1800	
	HVDC-anlegg offshore (Transformator, vekselretter) inkl. installasjon og oppstart	600	
	Brytertavle	100	
Sleipner A	Modifikasjonsarbeider på eksisterende installasjoner (Inkl. inntrekking av vekselstrømskabel, tilkobling og oppstart)	400	400
Totale investeringer, Alternativ 1			7000

Tabell 4 Driftskostnader og besparelser, Alternativ 1

	Kostnadselement	MNOK/år
Økte utgifter til drift og vedlikehold	Landanlegg	20
	Kabelforbindelser	
	Offshore	
	Mottaksplattform	
Reduserte utgifter til drift og vedlikehold	Offshore turbiner	-20
Kjøp av strøm fra land (80 MW fra land)	Det er lagt til grunn kjøp av en tilsvarende mengde strøm som den som pr. i dag produseres på Sleipner A	157
Verdi av innspart brenngass (fratrasket transporttariff)	Innspart mengde brenngass øker salgsgass-mengden tilsvarende. Beregnet innsparing er 99 MSm ³ per år.	-145
Innspart NO_x-avgift		-0,17

For beregning av CO₂-besparelser er det i Alternativ 1 lagt til grunn at kraft fra land erstatter de tre hovedgenerator-turbinene fra år 2022. Kraftbehovet som må erstattes er 60 MW fram til og med år 2025, og 40 MW i de etterfølgende årene. Dette gir en gjennomsnittlig innsparing av CO₂-utslipp på 204.000 tonn CO₂/år.

Behovet for kraft fra land i dette alternativet er anslått til 68 MW, synkende til 45 MW etter år 2025. Det er da tatt hensyn til tap i overføringssystemene. Det er videre lagt til grunn at anleggene er dimensjonert for totalt 80 MW, inkludert sikkerhetsmarginer.

4.1.2 Alternativ 2

I Alternativ 2 benyttes kraft fra land for å erstatte de tre hovedgenerator-turbinene på SLA, samt de to turbinene som driver rekompresjons-kompressorene.

Til forskjell fra Alternativ 1 vil dette alternativet kreve omfattende modifikasjonsarbeider på Sleipner A, med derav følgende driftsstans. Dette gjenspeiles i betydelige kostnader knyttet til utsatt produksjon.

I det følgende er det gitt en oversikt over kostnadselementer (investeringer, kostnadsbesparelser og driftskostnader), og utslippsreduksjoner (CO₂) som er hensyntatt ved beregning av tiltakskost.

Tabell 5 Investeringer, Alternativ 2

	Kostnadselement	MNOK	MNOK Sum
Landanlegg	HVDC-anlegg onshore (transformator, likeretter mm) Kapasitet 120 MW fra land	600	1700
	Bryterstasjon for tilkobling til nett	100	
	Bygninger og tomtkostnader (inkl. omformerbygning, opparbeidelse av tomt, vei, kjøleanlegg)	800	
	Vekselstrømskabel i grøft mellom bryterstasjon og omformerstasjon	100	
	Grøft for likestrømskabel på land	100	
Offshore kabelforbindelse, likestrøm	Likestrømsforbindelse fra omformerstasjon på land til mottaksplattform, inkl. anskaffelse, legging, inntrekking og tilkobling	1600	1600
Offshore kabelforbindelse, vekselstrøm	Vekselstrømskabel mellom mottaksplattform og Sleipner A, inkl. anskaffelse, legging, inntrekking og tilkobling	100	100
Mottaksplattform	Stålunderstell	700	3200
	Plattformdekk	1800	
	HVDC-anlegg offshore (Transformator, vekselretter) inkl. installasjon og oppstart	600	
	Brytertavle	100	
Sleipner A	Modifikasjonsarbeider på eksisterende installasjoner (Inkl. inntrekking av vekselstrømskabel, tilkobling og oppstart)	400	1400
	Elektriske drivere på 2 rekompresjons-kompressorer	1000	
Totale investeringer Alternativ 2			8000

Tabell 6 Driftskostnader og besparelser, Alternativ 2

	Kostnadselement	MNOK/år
Økte utgifter til drift og vedlikehold	Landanlegg	35
	Kabelforbindelser	
	Offshore	
	Mottaksplattform	
Reduserte utgifter til drift og vedlikehold	Offshore turbiner	-35
Kjøp av strøm fra land	Det er lagt til grunn kjøp av en tilsvarende mengde strøm som den som pr. i dag produseres på Sleipner A	283
Innspart brenngass	Innspart mengde brenngass øker salgsgass-mengden tilsvarende. Beregnet 149 MSm ³ per år (fratrasket transporttariff)	-259
Innspart NO_x-avgift		-0,30
Kostnader knyttet til utsatt produksjon	2 mnd. med 50 % redusert produksjon i forbindelse med forlengede revisjonsstanser i 2021 og 2024 utgjør -45 MNOK (diskontert verdi, 5 % rente, basert på RNB 2016 tall)	

For beregning av CO₂-besparelser er det i Alternativ 2 lagt til grunn at kraft fra land erstatter de tre hovedgenerator-turbinene fra år 2022. Den ene rekompresjonsturbinen erstattes fra samme tidspunkt, mens den andre rekompresjonsturbinen erstattes i år 2025 (modifikasjonsarbeider gjennomføres i hhv. 2021 og 2024).

Kraftbehovet som må erstattes fram til og med år 2024 blir 80 MW. I år 2025 må kraft fra land erstatte 100 MW (begge rekompresjonsturbinene erstattet), mens det i de etterfølgende årene vil trenge 80 MW (på grunn av redusert kraftbehov som følge av redusert produksjon). Dette gir en gjennomsnittlig innsparing av CO₂-utslipp på 364.000 tonn CO₂/år.

Behovet for kraft fra land i dette alternativet er anslått til 90 MW, med unntak av år 2025 da det vil kreves 113 MW. Det er da tatt hensyn til tap i overføringssystemene. Det er videre lagt til grunn at anleggene er dimensjonert for totalt 120 MW, inkludert sikkerhetsmarginer.

5 Beregning av tiltakskostnader

Tiltakskost for de to elektrifiseringsalternativene er beregnet på den måten som Oljedirektoratet benytter ved sine beregninger. Det innebærer at nåverdien av netto økning i investeringer og driftskostnader divideres på diskonterte besparelser i CO₂-utslipp.

Følgende formel er benyttet:

$$\frac{NOK}{\text{ton reduced } CO_2} = \frac{PV_{ELECTRIFICATION} - PV_{BASE\ CASE}}{\text{disc. } CO_2 \text{ emissions}_{BASE\ CASE} - \text{disc. } CO_2 \text{ emissions}_{ELECTRIFICATION}}$$

5.1 Tiltakskostnader

5.1.1 *Alternativ 1*

Basert på de forutsetninger og beregningsmetoder som er presentert foran, er tiltakskostnaden for dette alternativet beregnet til **3694 NOK (2016) / tonn CO₂**

5.1.2 *Alternativ 2*

Basert på de forutsetninger og beregningsmetoder som er presentert foran, er tiltakskostnaden for dette alternativet beregnet til **2442 NOK (2016) / tonn CO₂**.

Det understrekes at det ikke er gjennomført detaljerte studier verken av investeringskostnader eller driftskostnader knyttet til elektrifisering av Sleipner, og det er betydelig usikkerhet knyttet bl.a. til mulige tidspunkter for utskifting og innfasing av nytt utstyr i alternativ 2.