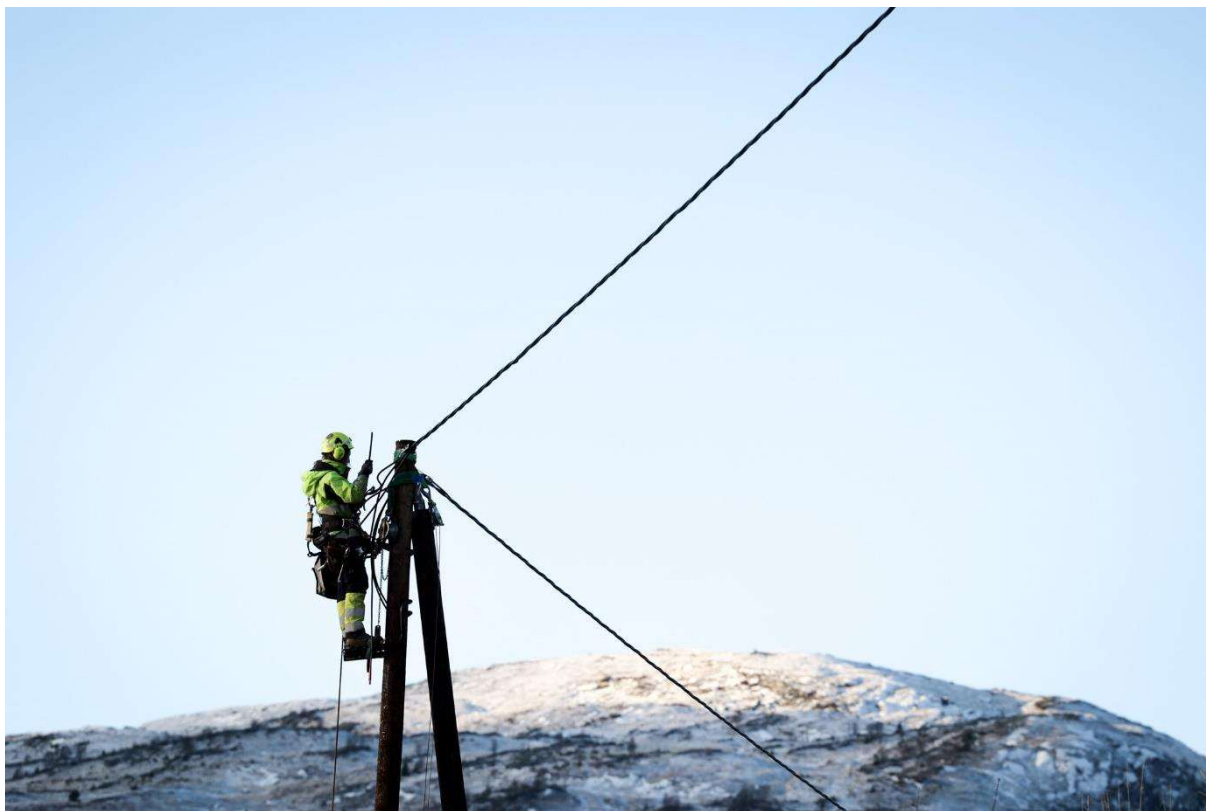


SAMFUNNSØKONOMISK VURDERING

*Underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 jf. kbf 6-2.
Unntatt fra innsyn etter offentlighetsloven § 13*



Nettløsning Vik Kommune, Refsdal – Hove - Feios

2. oktober 2025

Innhold

1. Bakgrunn	3
1.1. Forutsetning for problemstillingen	3
1.2. Problemstilling	3
1.2.1 Alternativ 1: Overtagelse av Statnett sine 300 kV- og Statkraft sine 66 kV-ledninger	4
1.2.2 Alternativ 2: Nybygging av 132 kV- og 22 kV-ledninger og kabel	4
1.2.3 Nullalternativet	5
2. Økonomiske vurderinger	5
2.1. Utbyggingskostnader	5
2.1.1 Kostnadsestimat Alternativ 1	6
2.1.2 Kostnadsestimat Alternativ 2	6
2.1.3 Oppsummerte kostnadsforskjeller	6
2.2. Rivningskostnader	6
2.2.1 Oppsummert forskjell i rivningskostnad	7
2.3. Driftskostnader	7
2.3.1 Oppsummert forskjell i driftskostnad	7
3. Ikke-prissatte virkninger	7
3.1. Bærekraft	8
3.2. Natur og miljø	8
3.3. Tilknytning eksisterende produksjon	9
3.4. Verdi nytt forbruk og ny produksjon	10
3.4.1 Ny produksjon	10
3.4.2 Nytt forbruk	10
3.5. Forsynings sikkerhet og redundans	10
4. Totalvurdering	10
5. Differansevurdering Alternativ 1 og 2	12
5.1. Nåverdiberegning av kostnadstiltak	12
5.1.1 Oppsummerte forskjeller i nåverdi	12
5.1.2 Oppsummerte faktiske kostnader	12
5.2. Nåverdiberegning av effekter fra finansiering og inntektsramme	13
5.2.1 Oppsummerte forskjeller i nåverdi, inntektsramme	13
5.3. Nåverdi	13
6. Oppsummering	14

1. BAKGRUNN

Statnett har søkt om konsesjon for nye Vik transformatorstasjon og ny 420 kV forbindelse fra fjordspennet ved Sognefjorden (Ramnaberg) frem til omsøkte Vik transformatorstasjon (1). I konsesjonssøknaden har Statnett samtidig søkt om rivning av 300 kV linje fra Sogndal – Hove og Hove - Refsdal i tillegg til eksisterende 300 kV Refsdal koblingsstasjon.

Sygnir eier og drifter det underliggende nettet i området. Sygnir har tidligere meldt inn ønske om å overta dagens 300 kV linje mellom Refsdal – Hove og deler av 300 kV linje Sogndal – Hove samt Hove transformatorstasjon. Det er inngått kjøpsavtale med forutsetning om konsesjon fra NVE. Fremtidig løsning i regionalnettet utformes i egen konsesjonssøknad. Statnett og Sygnir er enige om å utforme konsesjonene samlet inklusiv nye Refsdal transformatorstasjon (2).

Feios Kraftverk er under bygging med forventet ferdigstilling 2025. Feios Kraftverk har konsesjon for transformator på 132 kV med nødvendig høyspenningsanlegg frem til kabelendemast (3). Videre har Sygnir anleggskonsesjon for 132 kV ledning fra Feios til Hove transformatorstasjon med tilhørende utvidelse av Refsdal transformatorstasjon (4). Det er presisert i konsesjonsvilkårene at strekningen Seim – Hove skal legges som jordkabel.

NK Funds ble etablert i 2007 og er et ledende rådgivningsmiljø innen økonomiske og finansielle vurderinger for kraftbransjen. Selskapet har de siste ti årene samarbeidet med Sognekraft-konsernet på en lang rekke prosjekt. NK Funds er engasjert for å gjennomføre en samfunnsøkonomisk vurdering av de ulike alternativene som oppstår som følge av endringene i overliggende nett i Vik.

1.1. Forutsetning for problemstillingen

Vurderingene som er gjort i dette dokumentet forutsetter at Statnett får konsesjon til ny 420 kV ledning mellom Ramnaberg og til nye Vik transformatorstasjon. Konsesjonsbehandlingen av den nye 420 kV linjen og nye Vik transformatorstasjon har egne konsekvensutredninger. Videre at Sygnir kan få konsesjon til å overta Statnett sin infrastruktur. Feios Kraftverk har fått konsesjon og bygges, videre er det gitt konsesjon for bygging av linje fra Feios til Hove. Det er i denne rapporten ikke tatt stilling til, eller gjort vurderinger av, samfunnsøkonomisk rasjonalitet bak eksisterende konsesjoner. Disse er (forutsatt) vurdert separat som rasjonelle.

1.2. Problemstilling

Statnett etablerer ny infrastruktur i overliggende nett inklusiv nye Vik transformatorstasjon. I den forbindelse tas eksisterende Refsdal- og Hove stasjoner med tilhørende linjer ut av transmisjonsnettet. Det vil fortsatt være behov for kraftlinjer i underliggende nett, herunder etablering av ny transformatorstasjon i Refsdal. Hove stasjon kan overtas av Sygnir for ombygging, alternativt må ny transformatorstasjon bygges. Det er i det videre forutsatt at Sygnir overtar Hove stasjon fremfor at ny stasjon bygges på Hove.

I sin konsesjonssøknad har Statnett søkt om rivningstillatelse for Refsdal- og Hove stasjoner samt hele 300 kV ledningsnettet. Statnett presiserer samtidig at det må etableres ny infrastruktur i regional- og transmisjonsnettet som følge av den konsesjonssøkte løsningen. Det presiseres videre at det ikke er

«tekniske årsaker til at anleggene ikke kan benyttes av Sygnir, dersom en helhetsvurdering viser at dette vil være samfunnsmessig rasjonelt» (6). Nullalternativet er at Statnett river eksisterende infrastruktur og at Sygnir viderefører forsyning til Vik via 66 kV linje fra fjordspennet til Sogndal.

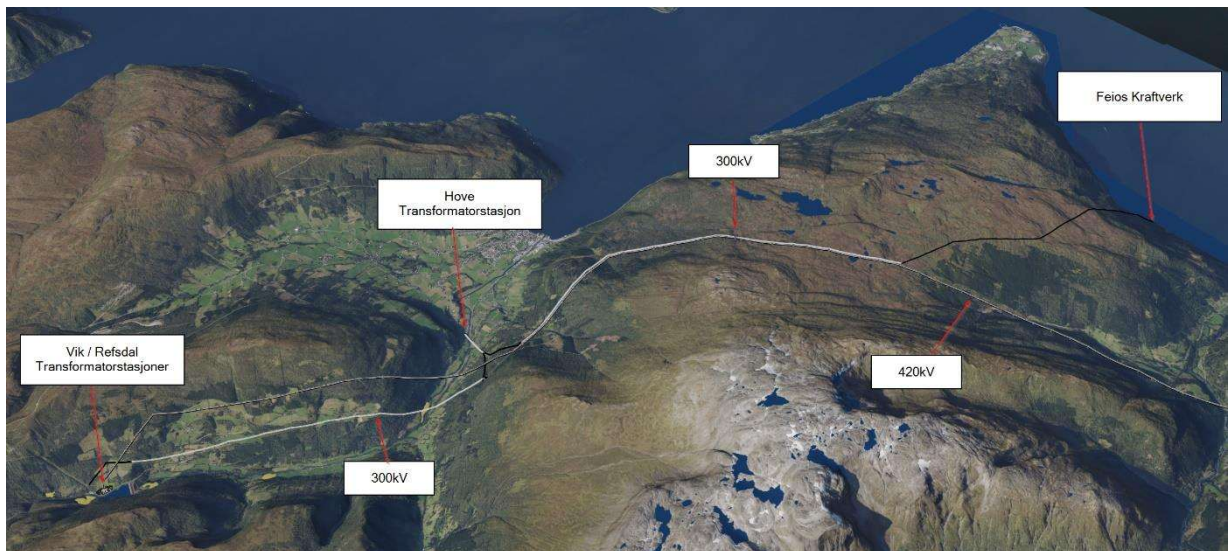
Problemstillingen blir dermed å identifisere det konseptet i regional- og lokalt distribusjonsnett som er samfunnsøkonomisk mest rasjonelt, gitt bygging av ny 420 kV linje og nye Vik transformatorstasjon.

Konseptene som er beregnet og utredet er:

1.2.1 Alternativ 1: Overtagelse av Statnett sine 300 kV- og Statkraft sine 66 kV-ledninger

Alternativ 1 innebærer bygging av ny 132 kV transformatorstasjon i Refsdal, men at Sygnir overtar dagens Statnett sin 300 kV linje fra Dagshovden til Refsdal inklusiv avgrensning med noe justering til Hove transformatorstasjon. Dette innebærer spenningsregulering av linjene til 132 kV driftsspenning. Videre at ny 132 kV linje fra Feios Kraftverk kobles til den spenningsregulerte linjen ved Dagshovden (se Figur 1), og at resterende konsesjonsgitt ledningsnett fra Feios kraftverk utgår.

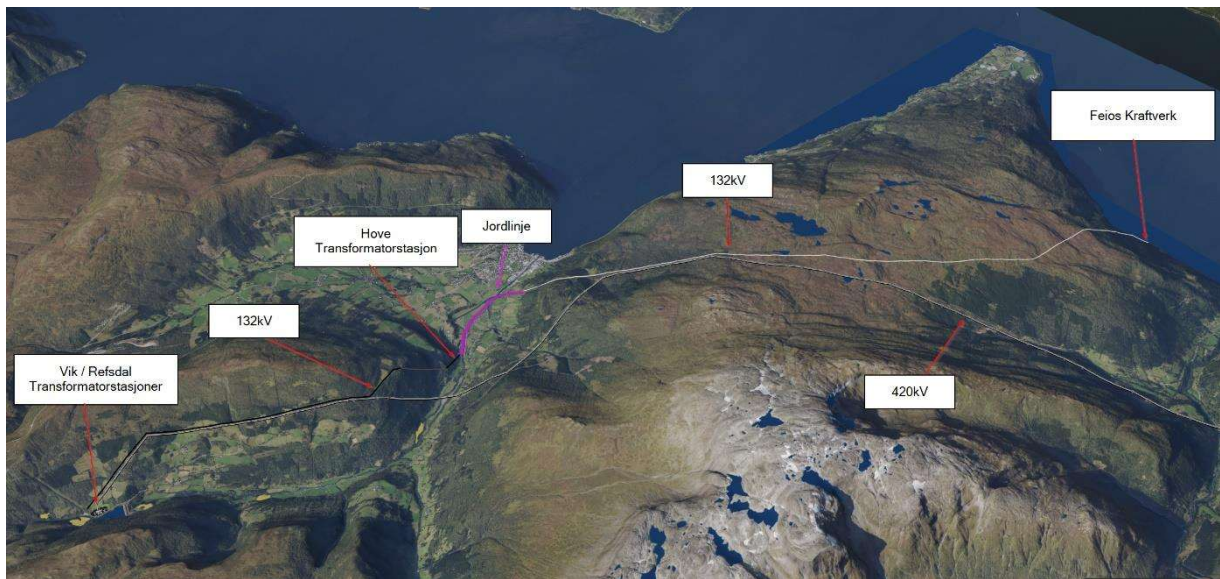
Dagens 66 kV linje som går ned til Viksøyri i samme trasé som ny 132 kV i Alternativ 2 er planlagt revet.



FIGUR 1 - OVERSIKTSKART 300 kV OG 420 kV

1.2.2 Alternativ 2: Nybygging av 132 kV- og 22 kV-ledninger og kabel

Alternativ 2 innebærer bygging av ny regional 132 kV transformatorstasjon i Refsdal med tilhørende ny 132 kV ledning fra Refsdal til 132 kV Hove transformatorstasjon. Videre nedgravd 132 kV kabel fra Hove transformatorstasjon gjennom Viksøyri til Seim (markert med lilla i Figur 2). Deretter ny 132 kV linje fra Seim til Feios.



FIGUR 2 - OVERSIKTSKART 132 kV OG 420 kV

1.2.3 Nullalternativet

Nullalternativet for Sygnir blir å videreføre drift av 66 kV linjen gjennom Viksøyri via fjordspennet over Sognefjorden til Njøs. Dette innebærer videre drift av deler av apparatanlegget i Hove stasjon (Vetle Hove). Alternativet er et minimum for å forsyne kundene i Vik kommune, men vil ikke være tilknyttet overliggende nett i Vik. Statkraft sine anlegg og Feios kraftverk vil få store produksjonsbegrensninger og må investere i nettanlegg for å levere kraft til overliggende nett. Eksisterende produksjon mister altså tilknytning og det er ikke kapasitet for ny produksjon, nytt forbruk eller redundant forsyningssikkerhet i Vik.

Nullalternativet forutsetter at Sygnir overtar Statnett sitt 66 kV anlegg på Hove. Overdragelseskostnader inkluderes ikke i de samfunnsøkonomiske beregningene. Fremtidig reinvesteringsbehov og kostnader knyttet til dette er ikke teknisk prosjektert, og utbyggingskostnaden er dermed satt til kroner 0,-.

2. ØKONOMISKE VURDERINGER

Alternativ 1 og 2 har samme investering for bygging av ny transformatorstasjon i Refsdal og ombygging av Hove stasjon. Kostnadsestimatene (2025 – kroner) for dette er:

- Hove transformatorstasjon: 45 mNOK
- Refsdal transformatorstasjon: 177 mNOK

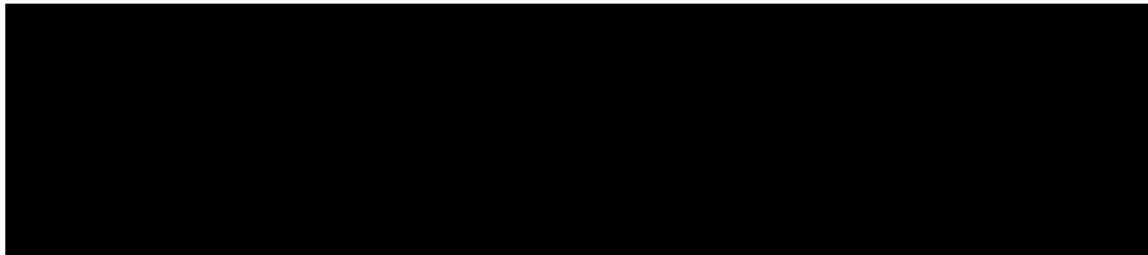
2.1. Utbyggingskostnader

Direkte investeringskostnader for alternativene er estimert nedenfor. Disse inkluderer prosjekt- og finansieringskostnad. Dette er direkte kostnader og inkluderer ikke forskjeller i levetid, drifts- eller

rivningskostnader. Kostnader for overtagelse av eksisterende anlegg er ikke tatt med i de samfunnsøkonomiske vurderingene.

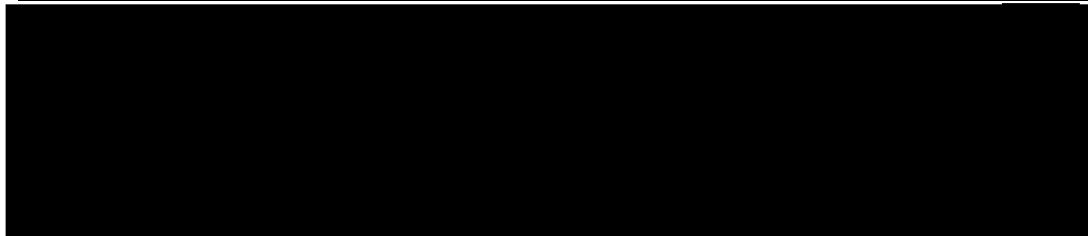
2.1.1 Kostnadsestimat Alternativ 1

Gjenbruk av 66 kV- og 132 kV ledninger er kostnadsestimert (2025 – kroner) til 28 mNOK. Estimater kan brytes ned i følgende kostnadselement:

Alternativ 1 - Gjenbruk av 66 og 300 kV-leidninger	Kostnad (mNOK - 2025)
	
Sum Alternativ 1	27,5

2.1.2 Kostnadsestimat Alternativ 2

Nybygging av 22 kV og 132 kV ledninger er kostnadsestimert (2025 - kroner) til 146 mNOK. Kostnadsestimatet kan brytes ned i følgende kostnadselement:

Alternativ 2 - Nybygging av 22 og 132 kV-leidninger og kabel	Kostnad (mNOK - 2025)
	
Sum Alternativ 2	145,9

2.1.3 Oppsummerte kostnadsforskjeller

mNOK (2025)	Alternativ 1	Alternativ 2	Nullalternativ
Hove	45	45	-
Refsdal	177	177	-
Linjer og tilpasning	28	146	-
Totalt	250	368	-

2.2. Rivningskostnader

Kostnader for rivning utenfor de aktuelle alternativene er ikke relevant, eksempelvis 300 kV linjen fra Dagshovden til Sogndal. Rivningskostnad for dagens 66 kV linje fra fjellet ned til Viksøyri gjelder både

Alternativ 1 og 2, og er derfor også sett bort fra. I Alternativ 2 kan ikke dagens 66 kV linje rives før eventuelt ny 132 kV er etablert, dette krever ny trasé og kan ha noe høyere kostnad – men dette er ansett å ha marginal effekt og er sett bort fra.

For Alternativ 2 må 300 kV linjen fra Dagshovden til Refsdal rives. Forskjellen mellom Alternativ 1 og 2 er en strekning på 14,5 kilometer. Statnett har indikert en rivningskostnad på [REDACTED] for 300 kV simpleks-ledninger. Dette gir en estimert kostnad på 19 mNOK for Alternativ 2.

2.2.1 Oppsummert forskjell i rivningskostnad

mNOK (2025)	Alternativ 1	Alternativ 2	Nullalternativ
Totalt	0	19	0

2.3. Driftskostnader

Sygnir har estimert drift- og vedlikeholdskostnadene for begge alternativ. Strekningen er 7 km for Refsdal – Hove og 6,5 km for Hove – Dagshovden, totalt 13,5 km. Årlig forventet kostnad er definert til 12.151 kr pr km, totalt 0,17 mNOK for alternativ 1 og 2. Nullalternativet har 26 km linje, noe som gir en driftskostnad på 0,32 mNOK.

2.3.1 Oppsummert forskjell i driftskostnad

mNOK (2025)	Alternativ 1	Alternativ 2	Nullalternativ
Totalt	0,17	0,17	0,32

3. IKKE-PRISSATTE VIRKNINGER

Denne vurderingen tar ikke stilling til den økonomiske rasjonaliteten bak bygging av ny 420 kV ledning mellom Ramnaberg og Refsdal og etablering av nye Vik transformatorstasjon. Statnett har gjennomført en egen samfunnsøkonomisk vurdering for tiltaket, og denne vurderingen gjelder kun for det tilfellet hvor Statnett får tillatelse til tiltaket. Statnett sitt tiltak er en del av det som argumenteres som nødvendig spenningsoppgradering fra Sogndal til Kollsnes.

Statnett viser i sin konsesjonssøknad til at systemløsningen krever at det er både transmisjons- og regionalnett i området. Statnett viser videre til at det ikke er tekniske årsaker til at eksisterende anlegg ikke kan benyttes av Sygnir, dersom en helhetsvurdering viser at dette vil være samfunnsmessig rasjonelt (punkt 4.4 i Statnett sin konsesjonssøknad (6)).

Det aktuelle området har høy konsesjongitt produksjon. Denne produksjonen er gitt konsesjon med bakgrunn i samfunnsøkonomisk rasjonalitet. Tilknytning av produksjon må derfor vektlegges høyt i vurderingen. Dette gjelder Feios (98 GWh), Hove (339 GWh), Refsdal (421 GWh), Målset (70 GWh) og Hugla (5,5 GWh).

3.1. Bærekraft

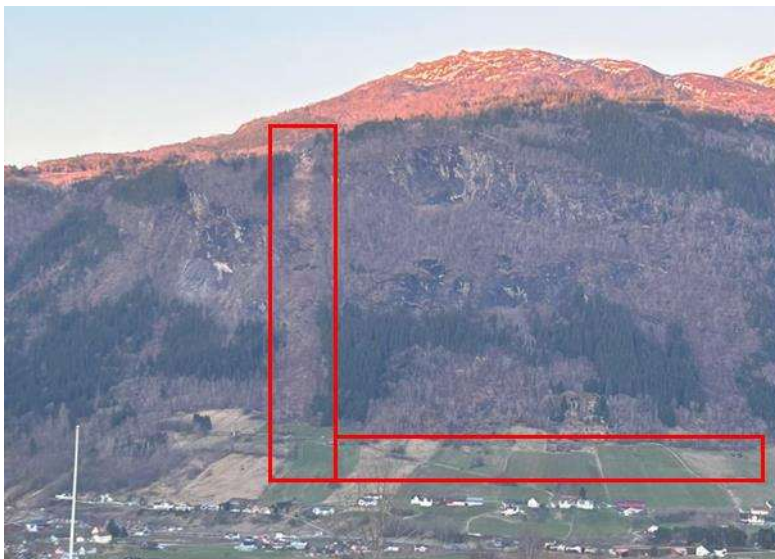
Nullalternativet innebærer ingen nye naturinngrep sett bort fra rivning av eksisterende infrastruktur. Alternativ 1 innebærer i større grad å benytte eksisterende infrastruktur som allerede er etablert. I et bærekraftperspektiv innebærer dette utsettelse i erstatning av eksisterende innsatsfaktorer.

NK Funds har kun gjort en overordnet og skjønnsmessig vurdering for å sikre helhetlig rangering av de samfunnsøkonomiske virkningene for alternativene. For en faglig vurdering av bærekraft og natur og miljø henvises det til konsekvensutredningene som utføres av Norconsult 2025.

Alternativ 1 anses å ha Liten negativ effekt sammenlignet med nullalternativet, mens Alternativ 2 vurderes å ha Middels negativ effekt.

3.2. Natur og miljø

Ny linje fra Feios Kraftverk kortes i Alternativ 1 ned sammenlignet med konsesjonsgitt løsning. Feios kraftverk vil i Alternativ 1 hovedsakelig benytte eksisterende 300 kV linje fra Dagshovden til Hove transformatorstasjon. På denne måten vil det ikke bli behov for ny 132 kV linje ned til Seim / Viksøyri med videre kabling over dyrket mark (se figur 3). Dagens 66 kV linje vil bli fjernet ned fra fjellet, synlig trasé i figur 3, og vil i Alternativ 1 ikke bli erstattet med ny 132 kV linje. Nullalternativet innebærer at 66 kV linjen ned til Viksøyri består, Alternativ 1 vurderes dermed for dette området positiv sammenlignet med Nullalternativet.



FIGUR 3 - VIKSBYGDI, NEDGANG NY 132 kV OG AREAL FOR KABEL

Eventuell ny 132 kV linje ut fra Ovrisdalen følger ned i dalen til Hove transformatorstasjon fra motsatt side av ny 420 kV linje. Linjene spres i dette alternativet over større områder og i begge sider av dalen.

På den annen side har en ny 132 kV linje et betydelig mindre fysisk og visuelt fotavtrykk sammenlignet med den eksisterende 300 kV linjen. Den parallelle 300 kV linjen og ny 420 kV linje nord for nedtrekket til Hove vil være visuelt tydelig og som følge av ny 420 kV linje gi høy total belastning Nord for Hove og i Ovrisdalen.

Ovrisdalen vil få en betydelig merbelastning som følge av ny 420 kV linje gjennom dalen og nye Vik- og Refsdal transformatorstasjoner. Den nye linjen vil båndlegge et betydelig område (Figur 4), ny linje er

konsesjonssøkt høyere oppe i dalen sammenlignet med dagens 300 kV linje. I tillegg skal nye Vik transformatorstasjon bygges og båndlegger nye områder.



FIGUR 4 - OVRISDALEN, NY 420 kV LINJE (ØVRE) OG EKSISTERENDE 300 kV LINJE (NEDRE)

NK Funds har kun gjort en overordnet og skjønnsmessig vurdering for å sikre helhetlig rangering av de samfunnsøkonomiske virkningene for alternativene. For en faglig vurdering av bærekraft og natur og miljø henvises det til konsekvensutredningene som utføres av Norconsult 2025.

Alternativ 1 og 2 vurderes å ha forskjellig konsekvens for ulike deler av tiltaket, totalt sett vurderes begge alternativ å ha Middels negativ virkning sammenlignet med Nullalternativet.

3.3. Tilknytning eksisterende produksjon

Nullalternativet inkluderer ikke en løsning for tilknytning av eksisterende produksjon eller konsesjonsgitt produksjon. Statkraft har i dag en produksjon på ca 835 GWh i anleggene Målset, Hove og Refsdal som leverer kraft til Hove- og Refsdal stasjoner. Både Alternativ 1 og 2 gir en løsning for tilknytning av eksisterende produksjon.

I Nullalternativet vil Statkraft måtte bygge om eksisterende kraftanlegg for leveranse til Vik transformatorstasjon på 420 kV og bygge nytt nettanlegg. Dette er vurdert mer omfattende enn Alternativ 1 og 2 og er ikke utredet av Sygnir.

Eksisterende produksjon er allerede utbygget med de negative konsekvenser det har og er vurdert gjennom konsesjonene som samfunnsnyttig. Nullalternativet innebærer betydelig produksjonsbegrensning og tapt produksjon opp mot 900 GWh. Den høye produksjonen av fornybar energi tilsier at dette har en stor positiv samfunnsøkonomisk virkning som skal vektlegges høyt. Fjordspennet som Feios i Nullalternativet skal levere over ble bygget i 1957 med tilhørende risiko for utfall og åpenbart fremtidig investeringsbehov.

Både Alternativ 1 og 2 vurderes å ha Stor positiv virkning.

3.4. Verdi nytt forbruk og ny produksjon

Feios Kraftverk er allerede konsesjonsgitt sammen med anleggskonsesjon for nettanlegg fra Feios til Hove og utvidelse av Refsdal transformatorstasjon. NVE har dermed allerede vurdert tiltaket som samfunnsøkonomisk rasjonelt.

3.4.1 Ny produksjon

Ny fornybar kraftproduksjon er et samfunnsmessig mål som skal vektlegges. Tilknytningsplikten er sentral, men forutsetter samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Feios Kraftverk med regulering og av vesentlig størrelse, må dermed vektlegges. Området har potensial for annen ny produksjon – men dette er mer begrenset og er ikke vesentlig vektlagt.

I Nullalternativet kan ikke Feios koble seg til Hove og Refsdal. Konsekvensen er produksjonsbegrensning, tapt produksjon og tapt fleksibilitet / effekt.

3.4.2 Nytt forbruk

Nullalternativet vil først og fremst ha utfordringer knyttet til redundans. Fjordspennet er bygget i 1957 med tilhørende risiko og begrenset levetid. Det vil ikke være kapasitet til nytt forbruk i området og risiko for kapasitetsproblemer basert på eksisterende forbruk. Det er pågående omsøkte prosjekt for grønn industri, blant annet på Vangsnes. Alternativ 1 og 2 vil gi fleksibilitet for tilknytning av nytt forbruk.

Både Alternativ 1 og 2 vurderes å ha Middels positiv virkning for ny produksjon og nytt forbruk.

3.5. Forsyningssikkerhet og redundans

Sikker tilgang på kraft er et overordnet samfunns mål. Redundans, N-1, er et utgangspunkt for ny nettplasslegging. Altså at feil i et område eller på en komponent ikke skal gi avbrudd for forbruker. Det er allikevel et krav at N-1 også skal oppfylle kravet til samfunnsmessig lønnsomhet.

Både Alternativ 1 og 2 gir samme økte forsyningssikkerhet og redundans. Begge vurderes å gi Middels positiv virkning sammenlignet med Nullalternativet.

4. TOTALVURDERING

Vurderingene er oppsummert i Tabell 1 nedenfor. Vurderingene tar som nevnt ikke inn over seg konsekvensene fra andre konsesjonssøknader som er forutsetning for vurderingene. Dette gjelder blant annet:

- At Statnett får konsesjon til ny 420 kV linje og bygging av nye Vik transformatorstasjon

- At Feios Kraftverk og Sygnir har konsesjon for ny 132 kV linje fra Feios til Hove med utvidelse av Refsdal stasjon
- At Sygnir får konsesjon til å overta Hove stasjon fra Statnett

Nåverdier er beregnet for hele analyseperioden. Benyttet analyseperiode er 40 år. Det benyttes en enkel nåverdiberegning av kostnadene, avkastningskrav på 4 % i henhold til Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (DFØ) sin veileder for tidsperioder under 40 år (7), og Norges Bank sitt inflasjonsmål på 2 % (8). Kostnadsunderlaget som er benyttet er spesifisert i kapittel 2.1 – 2.3 og inkluderer rivningskostnad. Alternativ 1 vil kreve en reinvestering i fremtiden, denne antas oppstå etter 20 år (år 21) og ha samme konseptvalg og investering som dagens Alternativ 2.

TABELL 1 – OPPSUMMERINGSTABELL

	Alternativ 1	Alternativ 2	Nullalternativ
mNOK (Netto nåverdi, 40 år)	Overtagelse av 300 kV- og 66 kV ledninger	Nybygging av 132 kV- og 22 kV- ledninger og kabel	Videreføre 66 kV og fjordspenn, ingen nybygging
Prissatte virkninger:			
Investeringskostnad	-241	-372	0
Fremtidig reinvestering	-107		
Total netto nåverdi	-348	-372	
Differanse til nullalternativ	-348	-372	
Driftskostnad (over analyseperioden)	-4,7	-4,7	-8,8
Differanse til nullalternativ	+4,1	+4,1	
Ikke prissatte virkninger (mot nullalternativ):			
Bærekraft	Liten (-)	Middels (-)	0
Natur- og miljø	Middels (-)	Middels (-)	0
Fleksibilitet / tilknytning eksisterende produksjon inklusiv Feios	Stor (+)	Stor (+)	0
Verdi nytt forbruk og ny produksjon	Middels (+)	Middels (+)	0
Forsyningssikkerhet / redundans	Middels (+)	Middels (+)	0
Andre forhold:			
Nullalternativet inkluderer ikke løsning for tilknytning av konsesjonsgitte anlegg for Sognekraft Produksjon (Feios) og full tilknytning for Statkraft (Hove, Refsdal, Målset), dersom Statnett legger ned gammel infrastruktur. Det er heller ikke mulig å knytte til ny produksjon eller forbruk, det foreligger innmeldt behov for nytt forbruk til blant annet grønn industri. Videre gir det lav forsyningssikkerhet og ikke redundant forsyning til Vik kommune. Dersom tilknytning av eksisterende forbruk defineres som forutsetning for et nullalternativ, er Alternativ 1 nærmest et nullalternativ (minst mulig tiltak).			
Samfunnsøkonomisk rangering	1	2	3

Området har høy eksisterende fornybar kraftproduksjon og ny produksjon under bygging. Nullalternativet tilfredsstiller ikke tilknytning av hverken eksisterende eller ny fornybar energi. Det kan

diskuteres om Nullalternativet oppfyller kravet i NVE sin veileder som sier at det «skal som hovedregel oppfylle vedtatte lover og regler». (5).

Verdien av produksjonen er åpenbart høy. Et konservativt anslag, eksempelvis ved å verdsette produksjonen til 4 kroner / kWh, tilsier en verdi på mer enn 3,7 milliarder. Verdien av fremtidige skatteinntekter er tilsvarende høy og kommer i tillegg. Det er dermed klart at verdien vesentlig overstiger differansekostnaden fra Nullalternativet. I tillegg vektlegges vesentlige positive virkninger for nytt forbruk, forsyningssikkerhet og redundans.

Både Alternativ 1 og 2 gir samme nytte-effekt. Selv om Alternativ 1 vurderes noe bedre fra et bærekraft-perspektiv er de ikke-prissatte virkningene så nær hverandre at dette ikke vektlegges. Vurderingen blir dermed i hovedsak knyttet til samfunnskostnad. Målt i nåverdi over analyseperioden på 40 år har Alternativ 1 mNOK 24 lavere kostnad og rangeres dermed også først.

5. DIFFERANSEVURDERING ALTERNATIV 1 OG 2

Som konkludert i avsnitt 4 så vurderes verdien av begge de utarbeidete konseptene å ha positiv samfunnsøkonomisk verdi. Ettersom begge alternativ oppnår de samme positive effektene, er nær hverandre i vurdering av negative ikke-prissatte virkningene blir kostnader utslagsgivende.

For å validere vurderingen mellom Alternativ 1 og 2 kontrolleres differansen gjennom å ta inn tidselement for reinvestering (likt som kapittel 4), faktiske kostnader i 2025-kroner ved gjennomføring og til slutt hvordan regulatorisk rammeverk vurderer nettinvesteringer:

5.1. Nåverdiberegning av kostnadstiltak

Alternativ 1 har lavest kostnadsnivå. Alternativ 1 vil kreve en reinvestering i fremtiden, denne antas oppstå etter 20 år og være lik investering for Alternativ 2 nå og med samme konseptvalg. Det benyttes en enkel nåverdiberegning av kostnadene, avkastningskrav på 4 % i henhold til Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (DFØ) sin veileder for tidsperioder under 40 år (7), og Norges Bank sitt inflasjonsmål på 2 % (8). Analyseperioden er 40 år.

Alle samfunnsmessige kostnader er inkludert i beregningene, inklusiv kostnad for rivning.

5.1.1 Oppsummerte forskjeller i nåverdi

Hensyntatt tidselementet og fremtidig reinvestering rangeres Alternativ 1 høyest:

mNOK (2025)	Alternativ 1	Alternativ 2
Nåverdi av investering	-348	-372

5.1.2 Oppsummerte faktiske kostnader

Reinvesteringsbehovet etter antatt økonomisk og teknisk levetid kan ha usikkerhet knyttet til seg. Ny teknologi og / eller levetidsforlengende tiltak kan påvirke tidspunkt og omfang for fremtidig reinvestering, dette kan styrke Alternativ 1. Nedenfor følger antatt investeringskostnad innledende i prosjektet, rivningskostnader og driftskostnader. I tillegg antagelse om kostnader i år 21:

mNOK (2025)	Alternativ 1	Alternativ 2
Investeringskostnad	250,2	386,9
Rivningskostnad		19
Driftskostnad	0,17	0,17

Reinvesteringskostnad i år 21 er antatt lik som investeringskostnad for Alternativ 2 inklusive rivningskostnader (mNOK 145,9 og mNOK 19). Kostnadspådraget nært i tid er altså betydelig høyere for Alternativ 2 mens driftskostnadene er lik.

5.2. Nåverdiberegning av effekter fra finansiering og inntektsramme

Nåverdiberegning av totaleffekt, hensyntatt anleggsbidrag og effekter på inntektsrammen, er gjort ved hjelp av inntektsrammeverktøyet Straumr (9). Dette er ikke en samfunnsøkonomisk vurdering, men en validering av rasjonaliteten for valget mellom alternativene, når effekt fra offentlig definerte inntektsrammer hensyntas. Analysen er basert på kostnadsestimat som beskrevet i dette dokumentet. Det er videre definert følgende forutsetninger:

- Årlig inflasjon: 2,00 %
- Diskonteringsrente: 7,25 %
- NVE-rente, nominell: 7,25 %
- Forventet teknisk og økonomisk levetid for overtatte anlegg er satt til 20 år. For nybygget anlegg er samme levetid satt til 100 år. Som beskrevet i punkt 2.3 er drifts- og vedlikeholdskostnader lik for begge alternativ i levetiden.

Overordnet slår forskjellen i finansieringskostnad vesentlig ut, til tross for levetidsforskjellen, og angir en differanse i netto nåverdi (NNV) på 22,2 mNOK. Eventuelle effekter på finansieringsevnen for Sygnir ved økt finansieringsbehov er ikke hensyntatt.

5.2.1 Oppsummerte forskjeller i nåverdi, inntektsramme

NNV mNOK (2025)	Alternativ 1	Alternativ 2
Refsdal – Hove	1,6	-12,7
Hove - Dagshovden	4,3	-3,6
Totalt	5,9	-16,3

5.3. Nåverdi

Ettersom de positive verdiene for Alternativ 1 og 2 er lik er det ikke nødvendig å verdsette disse for å rangere alternativene mellom hverandre. Det sentrale blir dermed kostnadene som vurdert i Avsnitt 2.1 – 2.3 nåverdiberegnet over analyseperioden på 40 år. Alternativ 1 har lavest nåverdi av kostnader og rangeres dermed først:

mNOK (2025)	Alternativ 1	Alternativ 2
Nåverdi av investering	-348	-372

6. OPPSUMMERING

Tiltak har negative konsekvenser. I denne vurderingen oppstår konsekvensene som følge av spenningsoppgradering i transmisjonsnettet, at det bygges ny 420 kV linje og nye Vik transformatorstasjon. Vurdering av bærekraft og natur / miljø skal vektlegges for å gi et bilde av total samfunnsøkonomisk rasjonalitet. Vurderingene gjøres på totalnivå, selv om ulike konsept kan ha store forskjeller i konsekvens mellom områder. Det henvises også til konsekvensutredningene som utarbeides av Norconsult 2025.

Den samfunnsøkonomiske verdien av de utarbeidete alternativene vurderes å vesentlig overstige de negative konsekvensene mot Nullalternativet. Dette først og fremst relatert til tilknytning av eksisterende og konsesjonsgitt produksjon, forsyningssikkerhet, mulighet for nytt forbruk og redundans i området.

De totale ikke-prissatte konsekvensene for de to definerte alternativene vurderes som relativt nøytral. Det er store økonomiske forskjeller mellom alternativene. Basert på en vurdering av investeringene er det samfunnsøkonomiske rasjonelle dermed Alternativ 1.

Referanser:

- 1) [Statnett søker om å bygge ny transformatorstasjon og kraftledning i Vik kommune i Vestland | Statnett](#)
- 2) [Statnett vil saman med Sygnir søkje konsesjon for nye Refsdal transformatorstasjon og leidning mellom Refsdal og Hove | Statnett](#)
- 3) [Konsesjonssak - NVE](#) (Anleggskonsesjon Feios Kraftverk AS)
- 4) [Konsesjonssak - NVE](#) (Anleggskonsesjon Feios Kraftverk – Hove transformatorstasjon)
- 5) [Konsesjonssøknad nettanlegg: Samfunnsøkonomisk vurdering og tekniske forhold](#)
- 6) [Mal konsesjonssøknad](#) (Konsesjonssøknad for nye Vik transformatorstasjon og ny 420 kV kraftledning mellom Ramnaberg og Refsdal – Statnett)
- 7) [Veileder i samfunnsøkonomiske analyser - Kap. 3.5 Vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet \(fase 5\) | DFØ](#)
- 8) [Inflasjon](#)
- 9) [Straumr | Inntektsrammer gjort enkelt](#)