

Konseptvalgutredning Helgeland-Sverige



Rapportinformasjon

Tittel på rapport:	Konseptvalgutredning Helgeland-Sverige
Antall sider:	90
Publisert:	September 2026
Revidert	-
Utarbeidet av:	Julie Gunnerød (prosjektleder), Sofie Vågen Morud, Eivind Orset, Erlend Røshol Åsheim, Miriam Bugge Andersen, Jens Høen Hval, Ingrid Helene Eivik, med bidrag fra flere andre i Statnett
Ansvarlige ledere	Anne Sofie Ravndal Risnes, Anders Kringstad
Tilgjengelighet:	Åpen

SAMMENDRAG

I denne konseptvalgutredningen (KVU) utreder vi behov og ulike konsept for oppgradering av 220 kV forbindelsen Helgeland-Sverige og gir en anbefaling basert på samlede nytte- og kostnadsvirkninger. KVUen er en forlengelse av KVU Helgeland (2024), hvor vi ser alle behovene for forbindelsen i sammenheng og vi har gjort en grundigere areal-/miljøvurdering.

Basert på samfunnsøkonomiske analyser anbefaler vi å erstatte dagens forbindelse med en 420 kV forbindelse mellom Helgeland og Sverige så raskt som mulig. Beslutning om tilknytningspunkt på Helgeland er avhengig av grundigere avklaringer av areal/miljøvirkninger.

Oppgradering av ledningen mellom Helgeland og Sverige er drevet av flere behov

Helgeland-Sverige-ledningen går i dag mellom Nedre Røssåga på Helgeland til Grundfors i Sverige, via Gejmån og Ajaure. Forbindelsen er på 220 kV, har lav kapasitet og er ofte begrensende. Totalt er forbindelsen 230 km lang. Ledningen når sin tekniske levetid på 80 år i 2045, og er vurdert å være i god stand. Utover behovet for reinvestering er oppgradering av ledningen drevet av følgende behov:

1. Øke kapasiteten for driftsmessig forsvarlig tilknytning av mer forbruk på Helgeland
2. Gi bedre ressursutnyttelse og gjennom utvidet utvekslingskapasitet med Sverige
3. Redusere flaskehalser og prisforskjeller internt i Norge

Det er mange planer om nytt forbruk på Helgeland. Per september 2026 er det i alt i overkant av 2800 MW planlagt forbruksvekst i området som enten har fått reservert kapasitet eller er i kapasitetskø. Statnett har tidligere beregnet at det er driftsmessig forsvarlig å knytte til maksimalt 1000 MW i dagens nett i sum for Helgeland, der det er/vil bli reservert til planer som vi har vurdert å være modne. Statnett har tilknytningsplikt og dermed plikt til å utrede netttiltak for volumet som det ikke er kapasitet til i dagens nett. I KVU Helgeland beregnet vi at oppgradering av Sverige-ledningen vil øke grensen for driftsmessig forsvarlig forbruksvekst med 700 MW. Økt kapasitet til nytt forbruk er dermed en sentral del av behovet for denne ledningen.

En ny 420 kV forbindelse vil gi betydelig økt utvekslingskapasitet med Sverige. Det gir bedre utnyttelse av kraftverkene på begge sider av grensen, og med dette en økt samfunnsøkonomisk markedsnytte. Store prisforskjeller mellom Norge og Sverige gir i våre beregninger en relativt høy nytte av den økte kapasiteten.

Dagens svake 220 kV-ledning er en del av det maskede norsk-svenske nettet, og ledningen inngår i flere snitt med 420 kV-ledninger som tåler mye høyere flyt. Det gjør at ledningen i mange situasjoner er en flaskehals også internt i Norge. Når vi erstatter ledningen med en ny på 420 kV, vil dette redusere flaskehalser og prisforskjeller internt i Norge.

Vi har vurdert flere ulike konsept

Vi har tre hovedkonsept i denne KVUen: Nullalternativet, Oppgradering og Sanering.

- Nullalternativet er på norsk side å sanere 220 kV-ledningen i 2045 (ved teknisk levetid på 80 år)
- Sanering er å sanere ledningen i 2037, 8 år tidligere enn i Nullalternativet
- Oppgradering er å erstatte dagens Sverige-ledning med en ny på 420 kV til 2037¹.

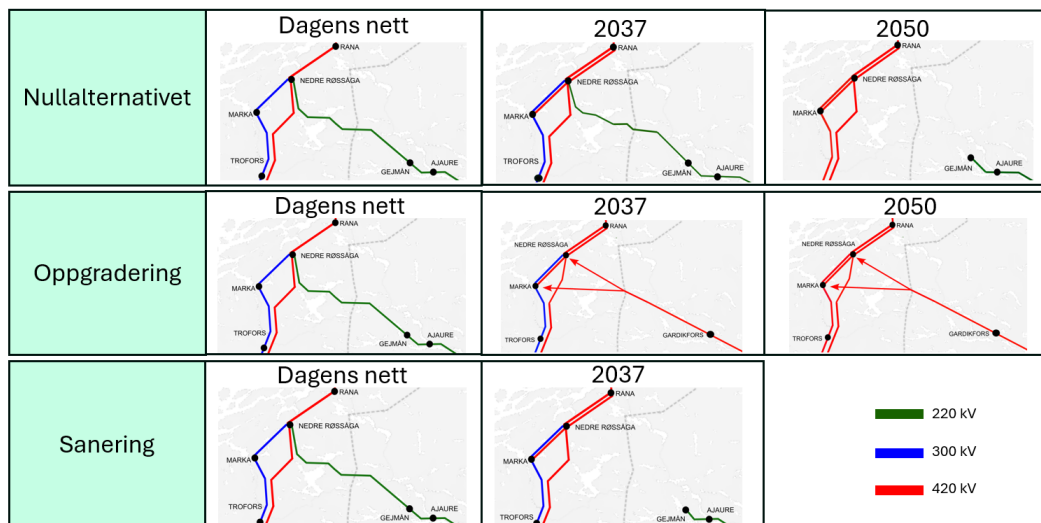
Felles for alle konseptene er at vi legger til grunn at planlagt nett mellom Rana og Tunnsjødal blir bygd ut med dublering Rana - Nedre-Røssåga - Marka til 2037 og 420 kV Marka-Tunnsjødal rundt 2040.

Den nye Sverige-ledningen har fire mulige tilknytningspunkt på norsk side: Rana, Nedre Røssåga, Marka og Trofors. Korridorene mot Rana og Trofors vil gå i urørt terreng som gir mer negative areal- og miljøinngrep enn i korridorene mot Nedre Røssåga og Marka, som vil gå i parallell med dagens trasé. Videre er traseen til Rana lengst, som er kostnadsdrivende. Trofors er et svakere punkt i nettet enn de andre punktene og fremtiden for Trofors stasjon er usikker (se områdeplan Helgeland og Salten).

Basert på en overordnet vurdering av kostnader og areal-/miljø, viderefører vi kun tilknytningspunktene Nedre Røssåga (A) og Marka (B), henholdsvis Oppgradering A og B. Marka som tilknytningspunkt i Norge har

¹ Vi vurderer 2037 som tidligst mulige tidspunkt, av hensyn til prioriteringer internt og fremdrift hos Svenska Kraftnät.

en realopsjon om å bygge ny stasjon ved Øvre Røssåga og koble Sverige- og Tunnsjødal-ledningen innom, som gjør det mulig å sanere andre ledninger i området.

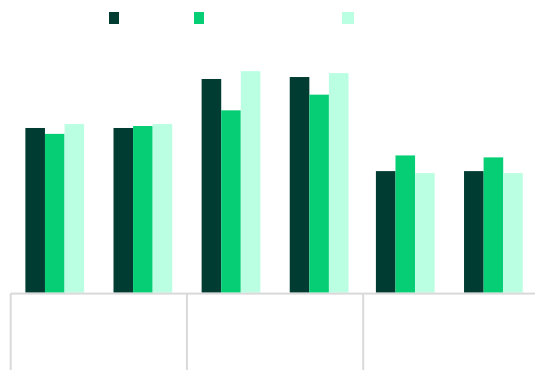


Sanering gir redusert overføringskapasitet og påvirker trolig forsyningssikkerheten negativt

Å sanere ledningen vil gi redusert overføringskapasitet inn og ut av Helgeland og Nord-Norge samlet. Nullalternativet eller Sanering gir derfor ikke mulighet til å knytte til mer forbruk i Helgeland. Markedsnyttens av Sanering er også negativ. Vi vurderer også at å sanere ledningen kan innebære at vi må gjennomføre tiltak internt i Norge for å opprettholde forsyningssikkerheten på et akseptabelt nivå. Vi har ikke gjort særskilte analyser av hvilken virkning sanering av eksisterende ledning har på forsyningssikkerheten, og eventuelt hvilket tiltak som må gjennomføres for å opprettholde forsyningssikkerheten hvis Sverige-ledningen ikke blir reinvestert.

Oppgradert ledning gir mye lavere snittpriser i Nord-Norge ved underskudd på energibalansen

Ut fra det bildet vi ser per nå er det sannsynlig at forbruket øker mer enn produksjonen i Nord-Norge de neste årene. Det kan snu dagens energioverskudd (for NO4 ca. 8 TWh) til underskudd. I våre simuleringer ved -4 TWh underskudd i 2035 blir snittprisen i Nord-Norge rundt 65-70 €/MWh, noe som er rundt 5-10 €/MWh høyere enn i områdene rundt. Et underskudd på 4 TWh i Nord-Norge kan eksempelvis innebære en vekst i forbruket på 1300 MW (12 TWh gitt full brukstid)² fra i dag, uten økning i kraftproduksjonen. I dette scenarioet reduserer en ny 420 kV-ledning den gjennomsnittlige kraftprisen i Nord-Norge med rundt 7-9 €/MWh. Energien som skal forsyne forbruket hentes til en lavere kostnad og dermed reduseres prisen lokalt i Nord-Norge. I et tørrår vil nedgangen være enda større. Sanering gir ved underskudd 1 €/MWh økt snittpris i Nord-Norge. Og i et tørrår er prisvirkningen langt større, mot 5 €/MWh økt snittpris. Dette viser at overføringskapasiteten mot Sverige er svært viktig i en stram energisituasjon, og har stor betydning for det resulterende prisnivået.



Figur 1: *Snittpris i NO4 og NO6 i 2035 med de ulike konseptene for Sverige-ledningen.*

Snittprisene vises i Basis og i sensitiviteter med -4 TWh underskudd og +8 TWh overskudd på energibalansen i Nord-Norge. I Basis i 2035 har Nord-Norge +2 TWh overskudd.

Deling av NO4 er ikke besluttet, men vi har i denne studien modellert Nord-Norge som delt i Basis. Vi omtaler den sørlige delen av dagens NO4 som NO4, og den nordlige som NO6.

² Dette tilsvarer 65 % av reservert forbruk i Nord-Norge

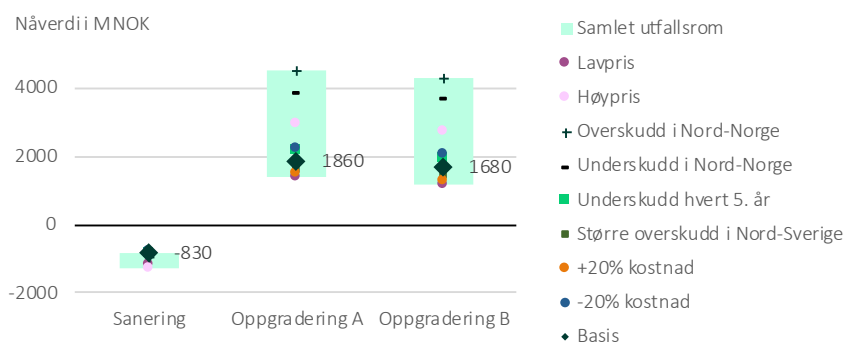
Om energibalansen i Nord-Norge er rundt null i 2035, blir snittprisen i Nord-Norge i våre simuleringer rundt 53 €/MWh. Den nye ledningen gir en svak nedgang i den nordnorske snittprisen på 1-2 €/MWh, i både 2035 og 2050, i simuleringene. Sanering gir da en svak økning i kraftprisen på i underkant av 1 €/MWh i snitt.

Vi har også analysert virkningen av at dagens overskudd på energibalansen i Nord-Norge vedvarer til 2035, selv om dette per nå ser ut til å være lite sannsynlig. Da er virkningen på kraftprisene motsatt. Ved et overskudd på +8 TWh på energibalansen i Nord-Norge i 2035, øker kraftprisen i NO4 med rundt 5 €/MWh i konseptet Oppgradering. Da gir Sanering ingen endring i snittprisen.

Oppgradering til 420 kV gir økt kapasitet og er samfunnsøkonomisk lønnsomt i alle scenarier

Oppgradering er det eneste konseptet som gir økt kapasitet til tilknytning av forbruk på Helgeland, økt overføringskapasitet inn og ut av Nord- og Midt-Norge og økt markedsnytte. En ny 420 kV-ledning Helgeland-Sverige fremstår som samfunnsøkonomisk lønnsomt for Norge.

De prissatte virkningene for oppgraderingskonseptene er positive i alle scenario, da markedsnyttene overstiger norsk andel av kostnadene³. Investeringskostnadene kan øke med 80-100%⁴ før de samlede prissatte virkningene går fra å være positive til å bli negative, med markedsnyttene der Nord-Norge er i energibalanse (Basis). Med den laveste markedsnyttene (større overskudd i Nord-Sverige og Lavpris) kan man tåle en økning av kostnadene på 45-60%, før den prissatte lønnsomheten blir negativ. Utfallsrommet for markedsnyttene har større oppside enn nedside, der både over og underskudd på energibalansen i Nord-Norge gir høyere markedsnytte som vist i figuren under. Også ved senere realisering kommer Oppgradering best ut.



Figur 2: Utfallsrom for norske prissatte virkninger i nåverdi

På den andre siden er areal-/miljøvirkning er høyere med oppgradert forbindelse enn i Nullalternativet (sanering). Sammenliknet med dagens 220 kV-forbindelse er forskjellen mindre, men ny Sverige-ledning på 420 kV vil være noe høyere og bredere enn dagens 220 kV ledning. Vi vurderer imidlertid ikke at størrelsen på areal- og miljøvirkningen kan være så stor at Nullalternativet eller sanering blir det beste alternativet.

Ny 420 kV forbindelse legger også til rette for en større forbruksvekst i Nord-Norge ved at ledningen demper prisøkningen som følger av en ensidig forbruksvekst og svakere energibalanse. Forbindelsen vil dermed gjøre det mer sannsynlig at deler eller hele volumet som i dag er reservert i Nord-Norge faktisk blir realisert. Videre vil ledningen øke grensen for hva vi beregner som driftsmessig forsvarlig forbruksvekst uten ny lokal produksjon i Helgeland. I KVV Helgeland beregnet vi denne økningen til å være 700 MW. Høye lokale priser ved underskudd gjør at det er lite trolig at en ny ledning til Sverige alene kan bidra til å utløse 700 MW ekstra forbruk, i tillegg til de 2000 MW⁵ som allerede er reservert i Nord-Norge, uten at det samtidig kommer mer kraftproduksjon. Dette da det vil gi betydelig høyere kraftpriser i Nord-Norge, enn i områdene rundt. Vi verdsetter verdien av nytt forbruk til Middels (+). Forbindelsen gir også et positivt bidrag til forsyningssikkerhet.

³ I forventning har vi tatt utgangspunkt i at kostnadene forbundet med reinvestering av Sverige-ledningen på norsk og svensk side, blir fordelt 50/50. Kostnadene er høyere på svensk side.

⁴ Tilknytning i Nedre Røssåga utgjør nedre del av utfallsrommet, og Marka utgjør øvre del.

⁵ Om alt det reserverte forbruket i Nord-Norge samlet (NO4) blir realisert, med full brukstid, snus dagens overskudd på rundt 8 TWh til et underskudd på 8 TWh

I sum vurderer vi at konseptet Oppgradering er det mest rasjonelle konseptet, også når vi hensyntar usikkerheten i det relevante utfallsrommet for markedsnytte, kostnader og ikke-prissatte virkninger.

Store areal- og miljøverdier i området gjør at vi må utrede mer for å bestemme tilknytningspunkt

Det er store verdier i hele KVV-området, særlig for naturmangfold, vernede områder, friluftsliv og samisk reindrift. Oppgradering gir en stor negativ areal- og miljøvirkning sammenlignet å sanere dagens ledning, men begrenset virkning sammenlignet med dagens 220 kV-ledning.

Tilknytningspunktene for Sverige-ledningen, Nedre Røssåga(A) og Marka(B), kommer svært likt ut i areal-/miljøvurderingen og på kostnader. Øvrige faktorer er like for de to punktene. Vi har hatt eget dialogmøte med reindriften og de ønsker konsekvensutredning av begge tilknytningspunktene. Om vi beslutter tilknytningspunkt nå er det sannsynlig at vi får pålegg om å utrede begge tilknytningspunkt uansett. Vi anbefaler derfor å modne begge konseptene videre i fase 0 i prosjekt for å få bedre oversikt over virkninger før en endelig beslutning.

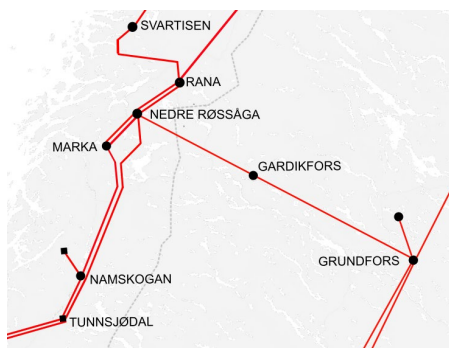
Deling av Nord-Norge i to budområder påvirker ikke anbefalingen om oppgradering

RME har nylig godkjent Statnetts søknad om å utrede en deling av NO4 i to budområder. Dette er ikke besluttet, men i denne studien har vi av praktiske grunner modellert Nord-Norge som delt. Vi viser resultater både med ett og to budområder, fordi det er knyttet usikkerhet til om deling blir innført. Vi vurderer at deling av NO4 i to budområder ikke påvirker anbefalingen om å oppgradere Sverige-ledningen.

Oppgradering av Helgeland-Sverige ledningen inngår i en større plan for nettutviklingen

Oppgradering av Helgeland-Sverige-ledningen inngår i en større plan for nettutviklingen på Helgeland og Nord-Norge mot 2045. Tiltakene er drevet av behov for økt kapasitet til å knytte til mer forbruk og å øke overføringskapasiteten inn og ut av Nord-Norge for å redusere flaskehalsene og prisforskjellene.

For Helgeland er de mest sentrale tiltakene forsterkning mellom Marka-Nedre Røssåga-Rana, oppgradering av forbindelsen Nedre Røssåga-Tunnsjødal, i tillegg til Sverige-ledningen. For økt nettkapasitet til NO4 Nord kan det være aktuelt med ny 420 kV videre nordover fra Rana til Ofoten, og vi vil nå utrede behov og løsninger nærmere i en egen KVV.



Figur 3: Kart over målnett i 2050

I tillegg til nettutvikling vil økt kraftproduksjon i området også bidra til å dempe priser, prisforskjeller og flaskehalser ved høy forbruksvekst i området.

Samfunnsøkonomisk oppsummeringstabell

[Nåverdi i MNOK]	Nullalternativ	Sanering	Oppgradering A	Oppgradering B
	Videreføre dagens systemløsning ut levetid. Sanering ved endt levetid i 2045	Fremskyndet sanering av Sverigeledningen i 2037	Spenningsoppgradere Sverigeledningen til 420 kV i 2037 fra Nedre Røssåga-Grundfors	Spenningsoppgradere Sverigeledningen til 420 kV i 2037 fra Marka-Grundfors
2026-kroner				
Prissatte virkninger*				
Norsk andel av investeringskostnader fordelt 50/50	0	-20	-1740	-1740
Investeringskostnader 100 % dekket av Norge	0	0	0	-180
Drift- og vedlikeholdskostnader	0	5	-10	-10
Markedsnytte for Norge	0	-815	3610	3610
Sum prissatte virkninger Sverigeledning	0	-830	1860	1680
<i>Differanse til nullalternativet</i>		<i>-830</i>	<i>1860</i>	<i>1680</i>
Ikke-prissatte virkninger**				
Areal og miljøvirkninger	0	Liten (+)	Stor (-)	Stor (-)
Forsyningsikkerhet	0	Liten (-)	Middels (+)	Middels (+)
Verdi av nytt forbruk	0	0	Middels (+)	Middels (+)
Realopsjoner - Flexibilitet i nettutvikling	0	0	0	Liten (+)
Verdi av ny produksjon	0	Ikke verdsatt	Ikke verdsatt	Ikke verdsatt
Vurdering av usikkerhet				
Det er stor usikkerhet knyttet til investeringskostnadene i alle konseptene på dette stadiet. Lønnsomheten til oppgraderingskonseptene tåler betydelige kostnadsøkninger for nullalternativet blir bedre. Nullalternativet og Sanering kan gi behov for store investeringer internt i Norge for å opprettholde forsyningsikkerheten i området, men det er stor usikkerhet rundt hvilke tiltak det kan bli behov for. Markedsnyttens er også usikker, men scenariene for markedsnytte gir i hovedsak høyere markedsnytte og dermed økt lønnsomhet sammenliknet med det som fremkommer i tabellen. Verdien av realopsjonen (tilrettelegging for nytt forbruk) vil avhenge av i hvilken grad kunder knytter seg til nettet. Markedsnyttens forsvarer imidlertid kostnadene for oppgraderingskonseptene uavhengig av verdien til realopsjonen (tilrettelegging for nytt forbruk). Vi klarer ikke skille Oppgradering A og B med dagens informasjon. Investeringskostnader og areal- og miljøvirkninger ved de to alternativene må utredes nærmere før endelig løsningsvalg.				
Andre beslutningsrelevante forhold				
Flere kunder er avhengige av ny Sverige-ledning for tilknytning. Basert på RMEs tolkning av anleggsbidragsregelverket, kan derfor tiltaket være anleggsbidragspliktig selv om Statnett vurderer at vi ville gjennomført tiltaket også uten kunder. Dette må følges opp videre, men påvirker ikke rangeringen.				
Rangering samfunnsøkonomisk rasjonalitet	2	3	1	1

INNHOLDSFORTEGNELSE

Sammendrag	3
Innholdsfortegnelse	8
1 Innledning.....	9
2 Behovsanalyse	11
3 Mål og rammer for tiltaket.....	23
4 Mulighetsstudie	24
5 Virkning på flyt, realisert kapasitet og kraftpris.....	32
6 Samfunnsøkonomisk markedsnytte av økt utveksling	52
7 Alternativanalyse	60
8 Føringer for neste fase	71

- V1 RAMMER SOM BEGRENSER MULIGHETSROMMET TIL KONSEPTENE
- V2 VERDSETTING AV VIRKNINGER
- V3 EUROPEISK MARKEDSNYTTE
- V4 FORBRUK, PRODUKSJON OG ENERGIBALANSE I BASIS

1 INNLEDNING

I denne konseptvalgutredningen (KVU) fokuserer vi på forbindelsen Helgeland-Sverige og utreder behov og konsept for oppgradering av dagens 220 kV-ledning. KVUen er en forlengelse av KVU Helgeland (2024) hvor vi anbefalte oppgradering av Helgeland-Sverige-ledningen som trinn 2 i en trinnvis utbygging av nettet på Helgeland, som et ledd i å legge til rette for tilknytning av mer forbruk. Basert på samlede nytte- og kostnadsvirkninger gir vi en anbefaling.

1.1. Helgeland-Sverige-forbindelsen er drevet av flere behov

Helgeland-Sverige-ledningen går i dag mellom Nedre Røssåga på Helgeland til Grundfors i Sverige, via Gejman og Ajaure. Forbindelsen er på 220 kV, har lav kapasitet og er ofte begrensende. Totalt er forbindelsen 230 km lang. Ledningen når sin tekniske levetid på 80 år i 2043, og er vurdert å være i god stand.

Ledningen har et reinvesteringsbehov rundt 2045. Utover behovet for reinvestering er oppgradering av ledningen drevet av å øke kapasiteten for driftsmessig forsvarlig tilknytning av mer forbruk på Helgeland, gi bedre ressursutnyttelse gjennom utvidet utvekslingskapasitet med Sverige og å redusere begrensninger og prisforskjeller internt i Norge.

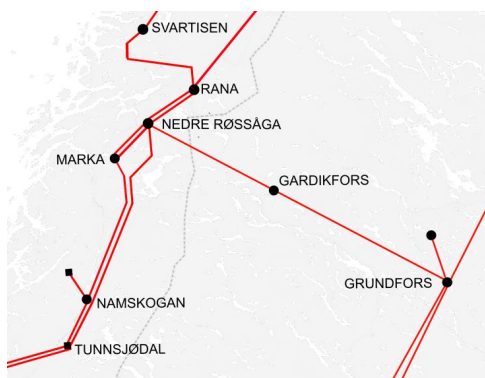
I denne KVUen ser vi alle behovene for forbindelsen i sammenheng. Dette er beskrevet i behovsanalysen (kapittel 2), samt i kapittel 5 hvor vi går grundigere inn på flyt, realisert kapasitet i nettet og kraftpriser med dagens 220kV-ledning og med de ulike konseptene. I kapittel 6 drøfter vi markedsnyttens som oppstår med økt overføringskapasitet gjennom bedre ressursutnyttelse.

1.2. Helgeland-Sverige-forbindelsen inngår i en større plan for nettutviklingen

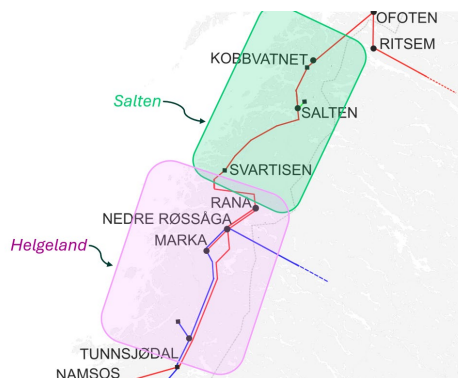
Hovedkonseptet i KVUen er å rive dagens 220 kV og bygge ny ledning på 420 kV, og vi vurderer dette i forhold til konsepter med sanering av forbindelsen.

Oppgradering av Helgeland-Sverige-ledningen inngår i en større plan for nettutviklingen på Helgeland og Nord-Norge mot 2045, jf. Statnett Områdeplan Helgeland og Salten. Tiltakene drevet av behov for økt kapasitet til å knytte til mer forbruk og å øke overføringskapasiteten inn og ut av Nord-Norge for å redusere flaskehalsene og prisforskjellene.

For Helgeland er de mest sentrale tiltakene forsterkning mellom Marka-Nedre Røssåga-Rana, oppgradering av forbindelsen Nedre Røssåga-Tunnsjødal, i tillegg til Sverige-ledningen. For økt nettkapasitet til nord i NO4 kan det være aktuelt med ny 420 kV videre nordover fra Rana, og vi vil det kommende året utrede behov og løsninger nærmere i en egen KVU.



Figur 4: Kart over målnett i 2045



Figur 5: Kart over nettet i Helgeland og Salten

For en helhetlig oversikt over planer for nettutvikling og aktuelle nettforsterkningstiltak viser vi til Statnetts Systemutviklingsplan 2025, og Områdeplan Helgeland og Salten.

1.3. Vi legger vekt på ekstern involvering og samarbeid med berørte aktører

I utredningen har vi hatt tett dialog med regionalt nettselskap Linea for å sikre god koordinering av utviklingen i transmisjons- og regionalnettet på Helgeland.

Vi har hatt dialog med berørte aktører og interessenter. I februar gjennomførte vi et dialogmøte med reinbeitedistriktene på Helgeland som kan bli berørt av ny Helgeland-Sverige forbindelse, og Norske Reindriftssamers Landsforbund. Møtet ble holdt i samarbeid med Linea. Statnett ble oppfordret til å utrede konsekvensene av alle aktuelle konsept, da det er vanskelig å gi entydige innspill til overordnede konsepter.

I mars 2026 avholdt vi et åpent informasjons- og dialogmøte om KVVU-arbeidet i Mosjøen. Det var stort oppmøte både fysisk og digitalt, med over 60 deltakere totalt. Kommuner, fylkeskommunen, statsforvalter, regionalnettselskap og aktører som planlegger nytt industriforbruk og ny kraftproduksjon på Helgeland var blant deltakerne. Salten Kraftsamband (SKS), Mosjøen og Omegn Næringssselskap (MON), Mo industripark, Alcoa og NHO var bidragsytere i møtet. Det ble fra disse formidlet behov for økt nettkapasitet på og inn til Helgeland og NO4, og det var generell støtte til et konsept med 420 kV Helgeland-Sverige.

Statnett oppfordret i møtet til å sende inn skriftlige innspill, og vi har mottatt 6 innspill. Innspillene fra Rana Kommune, Svabo Industrinett, MO Industripark, Industriaktørene SMA Mineral AS og Aker Nscale påpeker at det er et klart behov for økt nettkapasitet i transmisjonsnettet både inn til og på Helgeland, og støtter fullt ut et konsept med 420 kV Helgeland-Sverige. Noen ga innspill på at 420 kV bør komme i tillegg til dagens forbindelse, og ikke som erstatning. Flere etterlyser raskere nettutvikling enn det som kommuniseres av tidsplaner fra Statnett. Nettutviklingen går for sent i forhold til innmeldte behov og struper effektiv industriutvikling i området. En raskest mulig fremdrift for økt kapasitet med Sverige er kritisk.

Nordland Fylkeskommune har gitt kulturmiljøfaglige innspill. De minner om Riksantikvarens rapport for Kulturhistoriske landskap av nasjonal interesse i Nordland og Riksantikvarens veileder. Det er høyt potensial for funn av hittil ukjente, automatisk fredete kulturminner innenfor de skisserte arealene for utvikling. Registrerings- og utgravingsprosesser av arkeologiske kulturminner, kan være en tidkrevende prosess. Automatisk fredete kulturminner, og kulturmiljø og landskap av nasjonal interesse, må inngå som et faglig viktig grunnlag i alle faser av plan- og søknadsprosesser og legges til grunn som et viktig hensyn.

Vi vil også avholde et avsluttende dialogmøte hvor vi presenterer endelige resultater og anbefaling fra konseptvalgutredningen.

1.4. Videre prosess vil være i samarbeid med Svenska Kraftnät

Bygging av en 420 kV forbindelse mellom Helgeland og Sverige er avhengig av et tett samarbeid, enighet om tiltak og en felles fremdriftsplan mellom Statnett og Svenske kraftnät (SvK). En eventuell beslutning om å oppgradere forbindelsen vil være en felles beslutning.

Statnett har løpende dialog med SvK om behov og analyser. Denne KVUen blir et underlag for den videre dialogen med SvK.

2 BEHOVSANALYSE

I dette kapitlet gir vi en overordnet beskrivelse av behovene for økt overføringskapasitet mellom Helgeland og Sverige. Dagens forbindelse går mellom Nedre Røssåga på Helgeland til Grundfors i Sverige, via Gejman og Ajaure. Forbindelsen har lav kapasitet og er totalt 230 km lang.

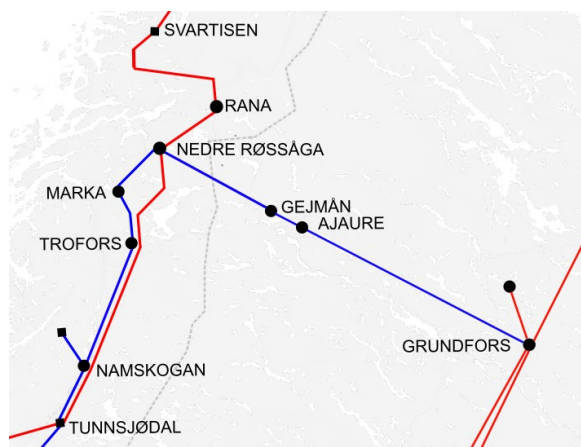
Behovsanalysen kan leses i sammenheng med kapittel 5 og 6. I kapittel 5 beskriver vi grundigere flyt, realisert kapasitet i nettet og kraftpriser med dagens 220kV-ledning og med de ulike konseptene. I kapittel 6 drøfter vi den samfunnsøkonomiske markedsnyttens oppstår med økt overføringskapasitet gjennom bedre ressursutnyttelse.

2.1. KVUen omfatter nettet mellom Helgeland og Sverige

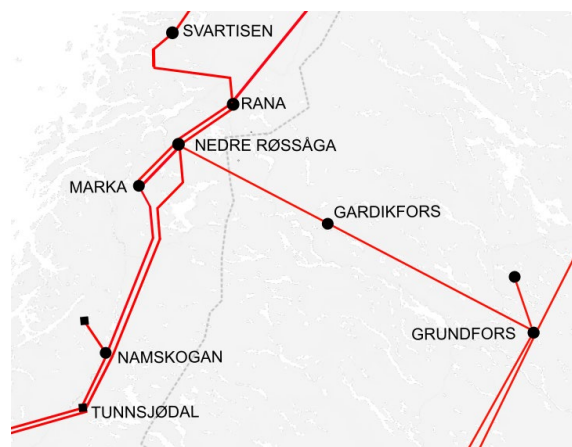
I denne konseptvalgutredningen (KVU) fokuserer vi på nettet mellom Helgeland og Grundfors i Sverige. Hovedkonseptet i KVUen er å rive dagens 220 kV-forbindelse og bygge ny på 420 kV.

Vi tar utgangspunkt i at en eventuell ny Sverige-ledning må krysse riksgrensen på samme sted som i dag, på bakgrunn av Svenska Kraftnåts (SvK) areal- og miljøvurderinger på svensk side. Dette gjør også at de mulige tilknytningspunktene for ny Sverige-ledning på norsk side begrenser seg til stasjoner på Helgeland.

Vi legger til grunn at interne forsterkninger i Norge anbefalt i KVU Helgeland (2024) blir gjennomført i henholdt til planlagt tidsplan. Det innebærer ny 420 kV-ledning i indre korridor mellom Rana, Nedre Røssåga og Marka til 2037, samt forskuttet spenningsoppgradering av 300 kV Nedre-Røssåga-Marka-Tunnsjødal til 420 kV til 2040. Oppgradering av Sverige-ledningen gir økt overføringskapasitet og markedsnytte også uten disse oppgraderingene. Figur 6 viser dagens nett i området og Figur 7 viser målnettet i 2045 slik det er skissert i områdeplanen med oppgradert ledning mellom Helgeland og Sverige.



Figur 6: Kart over dagens nett



Figur 7: Kart over målnettet i 2045

2.2. Vi bruker modellsimuleringer til å tallfeste behov og virkninger av konseptene

Vi bruker modellsimuleringer for å gjengi kraftsystemet og kraftmarkedet. Modellsimuleringene gir mulighet til å tallfeste behov – og virkningene av konseptene, på flyt, kraftpris og markedsnytte, som vi viser senere i rapporten. Vi sammenligner simulering av markedet med dagens 220 kV-forbindelse mellom Helgeland og Sverige, med simuleringer der det eneste som skiller datasettene er de ulike nettkonseptene.

Modellsimuleringene gjengir en tilnærmet optimert drift av det samlede kraftsystemet per tidsavsnitt. I vår simulering er et tidsavsnitt en 3-timersbolk, som er 56 tidsavsnitt i en uke. Vi simulerer også hvert datasett over 29 historiske værår, for å fange usikkerheten i været, som påvirker priser, flyt og markedsnytte. Eksempelvis vil det si at den årlige snittprisen er snittet av kraftprisen i alle tidsavsnitt gjennom året, i alle historiske værår, som tilsvarer snittet av 84 448 verdier (56 tidsavsnitt*52 uker*29vår).

Som utgangspunkt for analysen bruker vi basisdatasettene for 2035 og 2050, fra Langsiktig Markedsanalyse 2024-2050. Vi bruker også 2026-datasettet fra Kortsiktig Markedsanalyse 2025-2030⁶. Disse datasettene representerer kraftsystemet rundt disse tidsstadiene, og ikke bare enkeltårene. Basisdatasettene innebærer en markeds- og prisutvikling som i Basisscenarioet fra LMA, og en utvikling i forbruk og produksjon som i Medium. I kapittel 2.7 beskriver vi Basis for denne KVUen nærmere, og sensitivitetene som vi bruker til å bre ut det relevante utfallsrommet.

2.3. Helgeland og Nord-Norge har kraftoverskudd i dag – stor variasjon i tilsiget

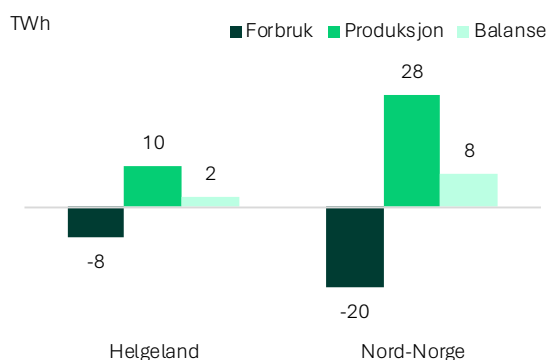
All produksjon i Norge er væravhengig. Det er stor variasjon i kraftproduksjonen mellom sesonger og år siden tilsiget til vannkraftverkene varierer veldig mye. I kombinasjon med at forbruket er høyest om vinteren, gir dette behov for utvekslingskapasitet internt mellom regioner i Norge, men spesielt mot utlandet. Det er forbrukere i utlandet som kjøper kraften som ellers ville gått til spille i våte år. Når det er underskudd på energi er det overføringskapasitet til utlandet som gir mulighet for import av energivolum, da det gir tilgang på termiske kraftverk og et annet værsystem.

Kraftproduksjonen i både Helgeland og Nord-Norge samlet er dominert av regulerbar vannkraft, selv om det også er en god del mindre regulerbar vannkraft. Vindkraften utgjør en lav andel, rundt 10 prosent i et normalår. Den regulerbare vannkraften har evne til å flytte produksjonen nærmest kostnadsfritt mellom timer. Magasinstørrelsen begrenser imidlertid muligheten til å flytte energi over lengre tidsperioder som mellom vinter og sommer og våte og tørre år.

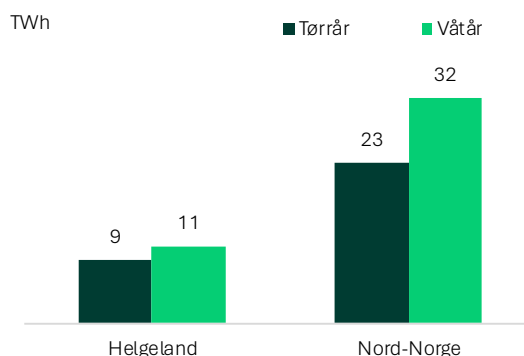
Helgeland, fra Tunnsjødal til Rana, har i dag et energioverskudd på rundt 1,5 TWh i et normalår. Helgeland har ca. 7-8 TWh/år produksjon og noe over 6 TWh årlig forbruk. Et tørrår og et våtår kan trekke produksjonen ned og opp med rundt 1 TWh. Dette innebærer at Helgeland er nær energibalanse i tørrår, og derfor nær en situasjon hvor man er avhengig av import fra andre regioner.

Nord-Norge samlet (NO4) har et energioverskudd i et normalår på rundt 8 TWh, der samlet produksjon i området er rundt 28 TWh og forbruket er i overkant av 20 TWh. Mellom år kan den samlede produksjonen i NO4 variere mellom 23 og 32 TWh i våre modellberegninger. Dette gjør at selv med et mindre overskudd på energibalansen gjennom året vil det være et stort overskudd om sommeren, særlig i våte år, og behov for eksport. Uten eksportmulighet vil energi gå til spille og inntjeningen til vannkraftprodusentene vil bli lav.

Med dagens store overskudd har Nord-Norge i normalår, har området et lite overskudd på energibalansen i tørre år. Mot 2035 vil trolig veksten i forbruket være større enn i produksjonen, og dermed vil Nord-Norge kunne bli avhengig av mye kraftimport fra andre områder, særlig i tørre år. Denne importen vil i betydelig grad komme fra Sverige da Sverige vil ha lavest priser i de fleste timer, som følge av en høy andel vindkraftproduksjon.



Figur 8: Forbruk, produksjon og energibalanse på Helgeland og Nord-Norge i 2025 Basis.



Figur 9: Produksjon på Helgeland og Nord-Norge i ulike værår i 2025 Basis.

⁶ [Statnetts Langsiktige Markedsanalyse](#) | [Statnett](#) og [Statnetts Kortsiktige markedsanalyse](#) | [Statnett](#)

2.4. Utveksling med utlandet gir bedre ressursutnyttelse og markedsnytte

Mellom regioner som har variasjon i tilsiget, og/eller store over- eller underskudd på energibalansen er det stor verdi av kraftutveksling. Samtidig er det også stor verdi av kraftutveksling mellom Nord-Norge og Nord-Sverige i perioder når energibalansen er rundt null i Nord-Norge.

Svensk vindkraft samspiller med norsk vannkraft og gir bedre ressursutnyttelse

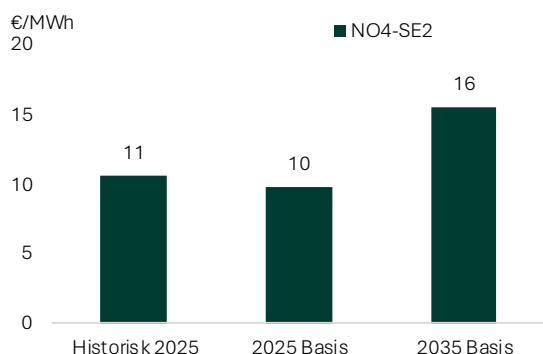
Mellomlandsforbindelsene mellom Nord- og Midt-Norge og Sverige gjør det mulig å importere kraft når det er mye vindkraftproduksjon, og slik spare på vannet til timer med mindre fornybarproduksjon i systemet. Det er den mest optimale måten å disponere vannet på, som gjør at de billigste produksjonsressursene benyttes først. Dette har stor samfunnsøkonomisk verdi. Den store prisforskjellen mellom Helgeland og Sverige reflekterer at det er stor markedsnytte av handel. Samtidig forteller det oss at det kan være lønnsomt med ytterligere kraftutveksling mellom det vannkraftbaserte systemet i Norge og den variable produksjonen i Sverige enn det som er mulig i dagens nett.

Mer overføringskapasitet muliggjør en mer optimal kjøring av kraftverksparkene på hver sin side av flaskehalsen. Resultatet er at de løpende driftskostnadene for å dekke forbruket time for time blir lavere enn det ellers ville blitt. Dette kaller vi reduserte flaskehalskostnader eller økt markedsnytte. Størrelsen på denne nytten er en funksjon av prisforskjellen er før og etter tiltaket som knytter områdene sterkere sammen, og hvor mye kapasitet tiltaket gir. Store prisforskjeller mellom to områder tilsier at det er stort potensiale for å redusere kostnadene med å dekke forbruket gjennom mer samhandling. Årsaken er at prisene til enhver tid reflekterer marginalkostnadene med kraftproduksjon på begge sider av flaskehalsen. Når tiltaket i tillegg fører til mye økt overføringskapasitet vil det til sammen gi betydelig mer effektiv kjøring av den samlede kraftverksparken.

Prisforskjellene mellom Nord-Norge og Nord-Sverige vedvarer mot 2035 og 2050

Vi har i dag relativt høye prisforskjeller time for time mellom Nord-Norge og Nord-Sverige selv om snittprisene de siste årene har vært lave. Prisforskjellen er i betydelig grad drevet av at Nord-Norge har et stort overskudd på kraft som over tid gir lavere snittpriser enn både Nord-Sverige og Midt-Norge.

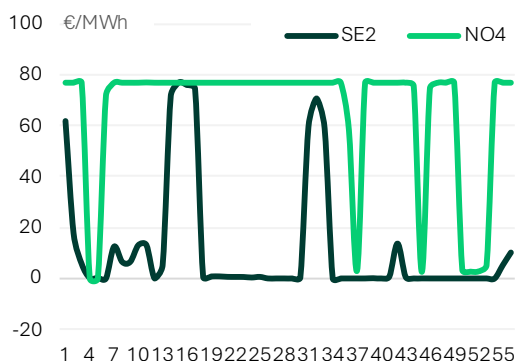
Prisforskjellene mellom Nord-Norge og -Sverige vedvarer trolig mot 2035 selv om kraftoverskuddet i Nord-Norge skulle bli kraftig redusert og snittprisene i Nord-Norge og Nord-Sverige blir likere. Hovedgrunnen til dette er at kraftprisene i Nord-Sverige blir mer volatile som følge av økt forbruk og mer nettkapasitet fra nord til sør i Sverige. Økt prisvolatilitet gir igjen høyere prisforskjeller mot kraftprisen i Nord-Norge som på kort sikt varierer mindre. I vår Basis for 2035 er derfor prisforskjellene time for time mot Sverige høyere enn i dag. Figurene nedenfor viser historisk og simulert prisforskjell mellom NO4 og SE2 for dagens system og et utvalg basisdatasett frem i tid.



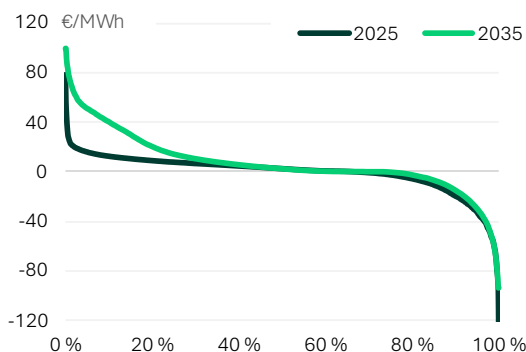
Figur 10: Absolutt prisforskjell mellom NO4–SE2 historisk, i Basis 2025 og Basis 2035 (med dagens 220 kV-forbindelse mellom Helgeland og Sverige).

En viktig driver for prisforskjell fremover ettersom forbruket i Nord-Norge øker, er at prisforskjellen blir høy i timer der det er mye vindkraftproduksjon i Sverige og tilhørende lave priser, mens vannkraftverk med relativt høye vannverdier setter kraftprisen på norsk side. Figur 11 viser et eksempel på dette fra en vinteruke i Basis 2035. Vannverdien og prisene i Nord-Norge ligger i de fleste timer på ca. 80 €/MWh. I Nord-Sverige derimot faller prisene ned til 0 i timer med ekstra mye vindkraft. Spesielt i vintre med lav magasinifylling gir dette store prisforskjeller. Figur 12 viser tydelig at sammenlignet med i dag er det når

prisene er lavest i Sverige prisforskjellene øker klart mest. Generelt vil prisforskjellene være høyest fra august til mars.



Figur 11: Simulert pris i NO4 og SE2 gjennom en sommeruke i 2035 Basis med 220 kV mellom Helgeland og Sverige.



Figur 12: Varighetskurve for prisforskjell mellom NO4-SE2 i 2025 Basis og 2035 Basis.

Mer overføringskapasitet bidrar til utjevning av prisforskjell mellom områder

Det oppstår prisforskjell mellom to områder når det er et større ønske om å utveksle kraft enn nettet tåler. Økt kapasitet bidrar til å redusere flaskehalsen mellom to områder som har prisforskjell. Og siden denne forbindelsen vi ser på her inngår i et masket nett, vil den økte kapasiteten også redusere prisforskjellen mellom andre områder. Tiltaket reduserer prisforskjellene betydelig mellom Nord-Norge og SE1 og SE2, mellom Midt-Norge (NO3) og SE2 og mellom Nord-Norge og Midt-Norge. I noen situasjoner kan økt kapasitet mellom Nord-Norge og SE2 bidra til reduksjon i prisforskjellene mellom Sør-Norge og NO3 og Sør-Norge og SE3. Vi forklarer dette nærmere i neste kapittel.

Prisvirkningene gjør at det oppstår fordelingsvirkninger mellom aktører i kraftmarkedet, altså produsenter, konsumenter og netteiere på tvers av land. I kapittel 6.2 viser vi at å øke kapasiteten mellom Norge og Nord-Sverige vil føre til at de samlede flaskehalsinntektene til Norge blir lavere i alle scenario. Grunnen er at selv om flaskehalsinntekten øker noe på forbindelsen vi ser på her fører likere priser til at flaskehalsinntektene på alle de andre forbindelsene til Sverige blir mindre, spesielt den til SE1 og mellom NO3 og SE2. Mindre prisforskjell og flyt mellom NO4 og NO3 reduserer også flaskehalsinntekten på denne kanalen.

Likevel oppstår det en norsk samfunnsøkonomisk gevinst ved at det samlede konsument- og produsentoverskuddet øker mer enn reduksjonen i flaskehalsinntekter. Mye av dette kommer av at vi kjøper og selger til utlandet til bedre priser enn før. Ved lavere priser i utlandet gjør den økte kapasiteten at vi kan importere mer samt at prisene i Norge går noe ned. Det gjør at konsumentene tjener mer enn produsentene taper i timer med import. I eksporttimer vil det være motsatt. Nettogevinsten for Norge forsterkes av at vannkraftprodusentene med magasin flytter deler av produksjonen sin fra timer der prisen går ned til timer med lik eller høyere pris.

Effekten på produsent- og konsumentoverskudd vil være klart størst i Nord-Norge der prisene endres mest. Om det oppstår fordelingsvirkninger mellom produsenter og konsumenter i Norge over tid vil være avhengig av om snittprisene øker eller synker, som igjen avhengig av kraftbalansen i Nord-Norge, og til dels Midt-Norge. I vår Basis, med rundt null i energibalanse i Nord-Norge, synker prisene noe med oppgradering av Sverige-ledningen og det vil være moderate fordelingsvirkninger fra produsenter til konsumenter. Dette kommer vi tilbake til i kapittel 5 og 0.

2.5. Norge og Sverige er en del av et masket nett – fysiske lover bestemmer flyten

Kraftnettet i Norden er elektrisk bundet sammen i et synkronområde som driftes etter en felles frekvens. Strømnettet i Norge og Sverige er spesielt tett sammenkoblet, med seks mellomlandsforbindelser der tre er fra Østlandet, én fra Trøndelag, én fra Helgeland og to fra Ofoten-området. To av disse er 132 kV-nett

som ikke inngår direkte i kapasitetsfastsettelsen i markedet. Figur 13 viser det norske nettet mellom Trondheim og Ofoten, med de tre nordligste handelskorridorene mot Sverige.

Figur 13: Kart over 2025-nettet som viser de tre forbindelsene mot Sverige fra Midt-Norge og nordover.



Det meste av det nordiske strømnettet er et AC-nett, der flyten bestemmes av fysikkens lover. Strømmen følger minste motstands vei. Faller en ledning ut vil flyten på denne ledningen umiddelbart omlagres til andre nettverkskomponenter. Vi drifter nettet slik at vi tåler uventede og enkeltstående utfall av enhver del av nettet (N-1).

Det siste kaller vi N-1-kriteriet for sikker drift. Flyten på denne ene utfallskomponenten omlagres til andre nettverkskomponenter og det er flyten på kritiske nettverkskomponenter etter utfall som overvåkes. Utfallet utgjør eventualiteten, eller contingency på engelsk, og sammen utgjør de en CNEC (Critical Network Element with Contingency)⁷. På norsk omtaler vi disse som *Kombinasjonssnitt*, eller ofte bare snitt. Disse gir den maksimale flyten vi kan ha på de ledningene det gjelder og samtidig tåle et utfall. I det samlede nettet har vi flere hundre snittgrenser som må overholdes. Vi hensyntar kun ett samtidig utfall, men siden vi på forhånd ikke kan vite hvilke feil som vil inntreffe overvåker vi flere hundre snittgrenser som alle må overholdes.

Når det er større behov for å overføre kraft enn det ett eller flere snitt tillater, oppstår det flaskehalser. Den flytbaserte markedskoblingen gjør det mulig å finne den optimale fordelingen av produksjon og forbruk i hele markedsområde, mer eller mindre hele Europa, som samtidig holder flyten innenfor alle grensene for sikker N-1-drift. I det Nordiske synkronområdet er det primært regulerbar produksjon som tilpasser seg de prisene som kommer fra markedskoblingen. Denne totaloptimeringen er det som bestemmer utvekslingen mellom områder i Norge, til Sverige og mot kontinentet.

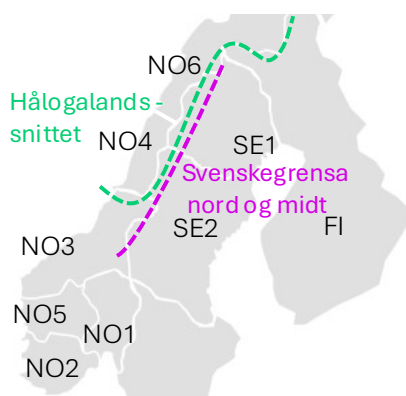
2.6. Sverige-ledningen begrenser flyten i mange sentrale korridorer

Dagens 220 kV-forbindelse mellom Helgeland og Sverige er gammel og har lite kapasitet. Det gjør at ledningen i mange situasjoner er en flaskehals. Ledningen er en del av det maskede nettet, og inngår i flere snitt med 420 kV-ledninger som tåler mye høyere flyt. Sikker drift av kraftsystemet innebærer derfor at denne ledningen må tåle den økte belastningen som oppstår dersom en av de øvrige 420 kV-ledningene faller ut. De mest sentrale snittene ledningene inngår i dag (se også Figur 15):

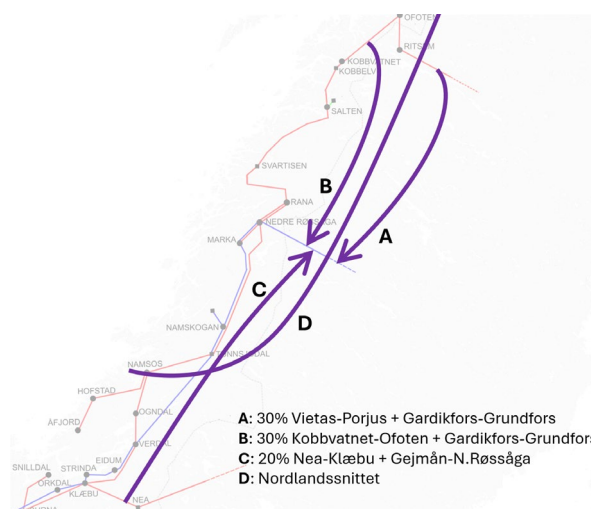
⁷ Se side 16-17 i [Analyse av Transportkanaler 2025-2050](#) for mer forklaring

- Nordlandssnittet er et stabilitetssnitt⁸ som i praksis begrenser hvor stort effektoverskuddet i Nord-Norge kan bli. I snittet inngår 220 kV-ledningen fra Helgeland til Sverige, 420 kV-forbindelsen fra Ofoten til Sverige og 420 kV- og 300 kV-ledningene fra Helgeland til Midt-Norge.
- Utfall av 420 kV-forbindelsen mellom Ofoten og Sverige. Begrenser både ved eksport og import.
- Utfall av 420 kV-forbindelsen fra SE2 inn i Midt-Norge til Klæbu via Nea. Begrenser ved import.

Samlet sett er det altså mange underliggende nettbegrensninger som må overholdes. For å overvåke og analysere disse begrensningene, har vi definert et sett med såkalte "Storsnitt". Storsnittene er målestokker og angir flyten over et sett med ledninger, ofte mellom budområder eller landsdeler. De kan også representere strukturelle flaskehalsar internt i et budområde. Vi definerer nye Storsnitt ved behov. Figur 14 viser de to mest relevante Storsnittene for denne studien. "Hålogalandssnittet" består av alle ledningene som går ut av dagens NO4, og "Svenskegrensa nord og midt" består av de tre korridorene mot Sverige fra Midt-Norge og Nord-Norge. Ved å studere flyten over disse Storsnittene kan vi si noe om hvordan de ulike tiltakene for Sverige-ledningen påvirker kapasiteten og kraftutvekslingen inn og ut av Nord-Norge og mot Sverige.



Figur 14: Kart over de to mest sentrale storsnittene som Helgeland-Sverige-ledningen inngår i.



Figur 15: Dagens nett med 220 kV-ledning mellom Helgeland og Sverige. Pilene indikerer flere snitt som Helgeland-Sverige inngår i.

I dag har Helgeland og NO4 et stort kraftoverskudd og de fleste timene med flaskehals er ut av området. Det gir ofte flaskehals på de to ledningene mot Midt-Norge. Ved underskudd i Nord- og Midt-Norge er flaskehalsene normalt direkte knyttet til den lave kapasiteten på ledningen fra Sverige til Helgeland.

Mot 2035 går utviklingen mot en energibalanse rundt null eller et underskudd i både Nord- og Midt-Norge. Da vil varighetene og størrelsen på flaskehalsene inn til de to områdene bli langt mer knyttet til import fra Sverige enn i dag. I praksis vil 220 kV-ledningen begrense underskuddet i Nord og Midt-Norge som helhet og lokalt i Helgeland, og dermed også hvor mye forbruk som kan forsynes.

I tillegg inngår Helgeland-Sverige ledningen i en rekke andre snitt, blant annet utfall av ledningen fra Rana til Ofoten. Dette gjelder både om flytretningen er nordover mot Ofoten eller sørover mot Helgeland. Disse snittene blir mer begrensende ved en større forbruksvekst i Nord-Norge. I et scenario med høy forbruksvekst på Helgeland blir særlig utfall av ledningen Svartisen-Rana på Sverige-Helgeland-ledningen en betydelig flaskehals.

For å kunne øke kraftflyten i nettet når det er høyt overskudd har vi installert systemvern på flere store kraftverk. Dette kalles produksjonsfrakobling (PFK) og sikrer at kraftverkene kobles av nettet ved utfall av kritiske ledninger. Ved bruk av PFK kan vi drifte nettet med høyere flyt i intakt nett. Mye bruk av PFK gjør at nettet utnyttes bedre, men også at driften blir mer utfordrende og kompleks. Selv med mye bruk av PFK så

⁸ Se side 19 i [Analyse av Transportkanaler 2025-2050](#) for mer forklaring

blir 220 kV-ledningen begrensende. Driften kan gjøre andre tiltak, som å dele nettet mellom Nedre Røssåga og Gejlmån, noe som er mest brukt ved driftstans på andre ledninger. Tiltaket forutsetter også at det er ledig kapasitet i korridoren sørover mot NO3 for å håndtere den økte flyten som nettdeling medfører. Dagens kraftoverskudd i området medfører at det sjelden er underskuddsutfordringer i dagens drift, slik som vi forventer å få mye mer av mot 2035 når det ligger an til større vekst i forbruket enn i produksjonen.

Videre er dagens budområdeinndeling lite egnet til å løse flaskehals knyttet til ledningen mellom Ofoten og Helgeland. Grunnen er at dette er en flaskehals midt i dagens budområde, med ca. 50 prosent av produksjonen nord og sør for flaskehalsen. Dette gjelder uavhengig av om flytretningen er sør eller nordover i Norge. Vi kommer tilbake til dette i kapittel 5.

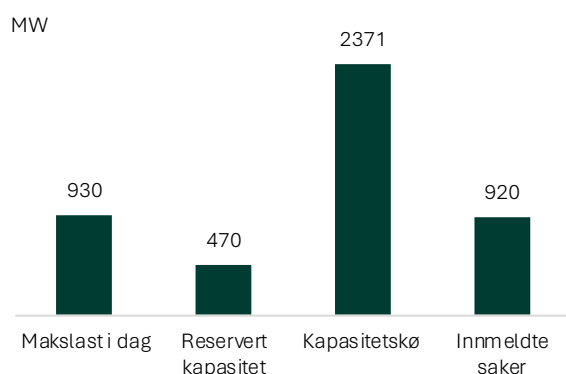
Oppsummert inngår ledningen mellom Helgeland og Sverige i flere snitt som begrenser flyten mot Sverige, internt i Nord-Norge og til Midt-Norge. Ved å oppgradere ledningen til 420 kV, vil vi redusere de samlede flaskehalsene i systemet betydelig. Dessuten er det slik at tiltaket gir mindre flyt på de to ledningene mot Midt-Norge. Dette vil gi mindre flaskehals når 300 kV-ledningen fra Røssåga til Midt-Norge begrenser flyten sørover. I sum gir dette mulighet for mer kraftoverføring både inn og ut av Nord-Norge, og mot Helgeland lokalt. Mer overføringskapasitet vil gjøre det mulig å knytte til og forsyne et større forbruk i Nord-Norge. Som vi viser i kapittel 5 vil det også gi lavere kraftpriser i både Nord- (NO4) og Midt-Norge (NO3).

2.7. Store planer om forbruksvekst gir behov for mer kapasitet inn til området

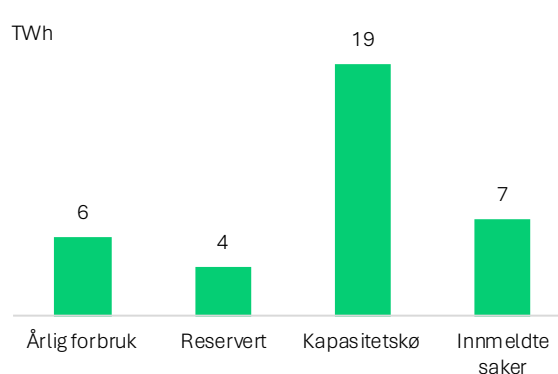
Det er planer om mye forbruksvekst i Helgeland, i resten av Nord-Norge, samt i Midt-Norge. Planene om produksjon er langt mindre enn forbruksplanene. I dag er det overskudd på energibalansen i Helgeland og i sum for Nord-Norge, men utviklingen mot 2035 trekker mot en svakere energibalanse og flere timer med behov for flyt inn til både NO3 og NO4. Dette vil etter hvert gi en stadig større flaskehals inn til Helgeland, og behov for større overføringskapasitet inn til området enn i dag.

Det er store forbruksplaner på Helgeland

Det er mye planer om forbruk på Helgeland. Per september 2026 er det rundt 500 MW reservert forbruk⁹ på Helgeland, i dagens og planlagt nett. 1000 MW er sumkapasiteten til nytt forbruk på Helgeland for sikker drift (driftsmessig forsvarlig grense) i dagens nett inn til Helgeland, og det er/vil bli reservert opp til denne grensen, til planer som vi har vurdert å være modne. I energibruk tilsvarer dette en forbruksøkning på rundt 8 TWh, gitt 8000 timer brukstid¹⁰, noe som er mer enn en dobling av dagens kraftforbruk. Forsyningsevnen til økt forbruk på Helgeland er først og fremst begrenset av kapasiteten på forbindelsen mellom Helgeland og Sverige, samt kapasitet inn til og i enkeltstasjoner. Dette gjelder om det ikke samtidig kommer tilstrekkelig ny kraftproduksjon som bidrar med energi og effekt.



Figur 16: Forbruksplaner på Helgeland i MW inndelt i reservert forbruk og forbruk i kapasitetskø, per september 2026.



Figur 17: Forbruksplaner på Helgeland i TWh, per september 2026, inndelt i reservert forbruk og forbruk i kapasitetskø. Gitt 8000 timer brukstid.

⁹ Reservert forbruk: Forbruk som er vurdert som tilstrekkelig modent og som det er kapasitet til i dagens eller planlagt nett

¹⁰ Forutsetningen om 8000 timer brukstid er en forenklet tilnærming til en høy brukstid. Ulike aktører planlegger for ulik forbruksprofil gjennom året. Vi bruker det kun for å gi en indikasjon på energibruk.

I tillegg til forbruket som har reservert kapasitet er det per september 2026 rundt 2400 MW forbruk i kapasitetskø, som tilsvarer rundt 19 TWh gitt 8000 timer brukstid. Dette er forbruk som er vurdert til å være moderat, men som det ikke er kapasitet til i dagens nett. Statnett har tilknytningsplikt og dermed plikt til å utrede netttiltak når det ikke er kapasitet. Med oppgradering av ledningen til Sverige vil mer av dette forbruket få reservert kapasitet. I KVV Helgeland (2024) konkluderte vi med at oppgradering av Sverige-ledningen ville gi øke grensen for driftsmessig forsvarlig forbruksvekst med 700 MW.

Utviklingen i forbruk og produksjon i omkringliggende områder har også betydning

Både nord og sør for Helgeland er det store planer om nytt forbruk. Forbruksveksten i resten av Nord-Norge og i Midt-Norge (NO3) vil påvirke kraftflyten og behovet for nettkapasitet inn til og på Helgeland. I dag bidrar kraftoverskudd på Helgeland og Salten/Svartisen til forsyning av både nordre Nordland, Troms og Finnmark samt Trøndelag og Møre.

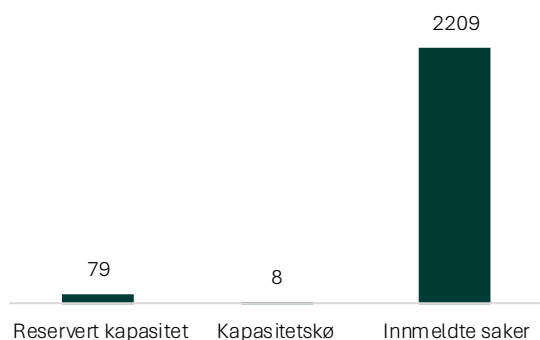
I resten av Nord-Norge, nord for Helgeland er det per september 2026 reservert kapasitet til i om lag 1300 MW forbruk, og ca. 1300 MW står i kapasitetskø. I Midt-Norge (NO3) er det per september 2026 reservert kapasitet til ca. 950 MW forbruk, og ca. 2400 MW står i kapasitetskø. Da det er lite planer om økt kraftproduksjon forventes det en utvikling mot større kraftunderskudd også i disse områdene.

Høy forbruksvekst i Nord- og Midt-Norge gir hver for seg, og samlet, lange perioder med høy import på forbindelsene fra Sverige. Overføringskapasiteten inn til Nord- og Midt-Norge vil begrense nivået på mulig forbruksvekst i disse områdene, hvor dagens Helgeland-Sverige-ledning er ledningen som begrenser overføringskapasiteten mest.

Mindre planer om produksjon enn forbruk

Det er noen planer om ny produksjon på Helgeland, men langt mindre enn omfanget av planer for forbruk. Det er søkt om kapasitet til effektoppgraderinger og noen mindre vannkraftverk, som til sammen utgjør ca. 166 MW og i overkant av 300 GWh årlig produksjon. Statnett kjenner også til planer om flere vindkraftverk på land på Helgeland; Sjonfjellet (Rana), Kovfjellet (Vefsn, Leirfjord), Tovenfjellet (Vefsn) og tre prosjekter i Hattfjelldal. Det er per april 2026 søkt om kapasitet til fem prosjekter med til sammen nærmere 2140 MW som tilsvarer rundt 6-7 TWh. Prosjektene er i tidlig fase og er ikke meldt/konsesjonssøkt til NVE. Vi vurderer at det er usikkert om og eventuelt når vindkraftprosjektene vil bli realisert.

MW



Figur 18: Produksjonsplaner på Helgeland i MW.

I NO4 nord for Helgeland og i NO3 er det også noen planer om produksjon, men det er langt mindre planer om produksjon enn om forbruk. Nord for Helgeland i NO4 er det reservert kapasitet til om lag 485 MW produksjon med 74 MW i kø. Det er i tillegg store mengder vindkraft til behandling hos NVE. I NO3 er det reservert kapasitet til produksjon på om lag 890 MW, med ytterligere 1650 MW i kø.

I dag er det overskudd på energibalansen i Nord-Norge, som gir lave kraftpriser og lav lønnsomhet for ny kraftproduksjon. Når det nå ligger an til en høyere vekst i forbruket enn i produksjonen vil det redusere overskuddet, heve kraftprisene og øke insentivene til å etablere kraftproduksjon. Samtidig ser vi at motstand mot utvikling av vindkraft kan gjøre det krevende å få realisert nye prosjekter, og det er dermed usikkert hvor mye vindkraft på land som vil bli realisert. Videre utgjør vannkraftprosjektene lite i energivolum, mens kostnadene for havvind og kjernekraft trolig ikke kan forsvares av kraftprisen alene. Vi vurderer det som lite sannsynlig med en vekst i produksjonen som tilsvarer veksten i forbruket.

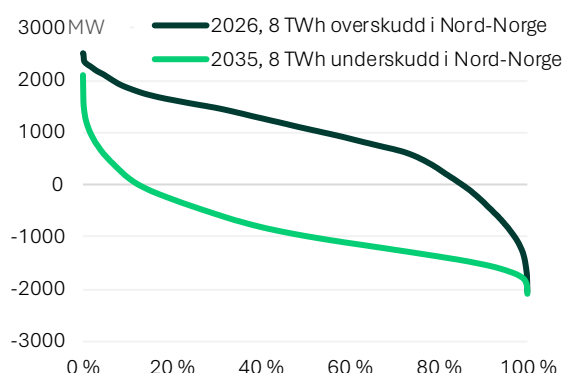
Forbruksveksten vil bli lavere om det ikke også kommer ny kraftproduksjon

Dersom forbruk realiseres iht. kapasiteten i dagens nett inn til Helgeland (1000 MW / 7-8 TWh), vil energibalansen på Helgeland bli redusert fra dagens overskudd på ca. 1,5 TWh i et normalår til et underskudd på rundt 6-7 TWh. I tillegg er det da rundt 1800 MW forbruk i kapasitetskø på Helgeland, som ikke kan få reservert kapasitet med dagens produksjon i området og dagens nettkapasitet inn til Helgeland.

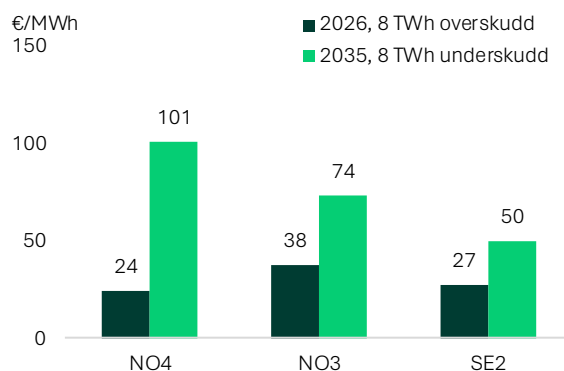
Ser vi på Nord-Norge samlet (NO4) blir det i sum reservert rundt 2000 MW forbruk som tilsvarer rundt 16 TWh med 8000 timer brukstid. Dagens energibalanse i Nord-Norge er rundt 8 TWh. Realiseres alt dette forbruket i Nord-Norge, uten ny kraftproduksjon, blir overskuddet snudd til et underskudd på rundt 8 TWh. Det er noen planer om økt kraftproduksjon, men det er samtidig et stort volum forbruk i kapasitetskø. Det er derfor sannsynlig at dagens overskudd på energibalansen vil reduseres betydelig fremover.

Vi har simulert vårt 2035-datasett med dagens 220 kV-forbindelse mellom Helgeland og Sverige, med et underskudd på energibalansen i Nord-Norge (NO4) på 8 TWh. Med et underskudd Nord-Norge på 8 TWh er det import inn til Nord-Norge i nesten alle timer, som vist i Figur 19 som viser flyten på Hålogalandssnittet (inn til Nord-Norge), se definisjon på side 15. Flyten i 2035 med 8 TWh underskudd går i hovedsak i motsatt retning sammenlignet med flyten i dag med overskudd i Nord-Norge på 8 TWh.

Et underskudd på 8 TWh i Nord-Norge gjør også at det blir store flaskehalser på en del andre snitt, blant annet utfall av ledningen fra Rana til Ofoten, som vist i Figur 15. Det er vanskelig å løse en flaskehals på Rana-Ofoten med Nord-Norge som et budområde. Grunnen er at omtrent halvparten av kraftverkene i Nord-Norge får feil prissignal med tanke på en flaskehals på denne ledningen uavhengig om flyten går sørover eller nordover. Dermed blir gir en felles kraftpris lite presis informasjon om hvordan flaskehalsen må håndteres, som igjen gir dårlig utnyttelse av nettet og betydelig høyere priser enn om Nord-Norge er delt i to budområder. I vår simulering har vi derfor simulert Nord-Norge som delt i to områder, der vi omtaler den sørlige delen av dagens NO4 som NO4, og den nordlige som NO6, se kart over inndelingen i Figur 27 og Figur 28. Deling av Nord-Norge i to budområder er ikke besluttet, og i denne studien viser vi virkningene både med ett og to budområder. Dette kommer vi tilbake til i kapittel 5.1.



Figur 19: Simulert kraftflyt på Hålogalandssnittet i 2026 med 8 TWh overskudd og i 2035 med 8 TWh underskudd i Nord-Norge (NO4). Positive verdier er flyt ut av NO4.



Figur 20: Snittpriser i 2026 med 8 TWh overskudd og i 2035 med 8 TWh underskudd i Nord-Norge med dagens 220 kV-forbindelse mot Sverige

Simuleringen med 8 TWh underskudd i 2035 gir svært høye kraftpriser for NO4 med rundt 100 €/MWh, vist i Figur 20. Til sammenligning er snittprisen i NO4 i 2026-datasettet med 8 TWh kraftoverskudd i Nord-Norge 24 €/MWh. Underskuddet i nord gir også høye priser i NO3 på rundt 75 €/MWh. Snittprisen i Nord-Sverige blir liggende langt lavere på rundt 50 €/MWh, mens i Europa ligger prisene på rundt 60 €/MWh.

Vi vurderer at det er svært lite sannsynlig en situasjon med så høye priser relativt til områdene kan vedvare over tid. Når et underskudd på 8 TWh i Nord-Norge gir en så høy priskonsekvens som vi ser her, er det lite sannsynlig at alle aktørene som utgjør forbruksveksten (2000 MW/16 TWh), og det eksisterende forbruket, har en så høy betalingsvilje. Dermed er det mer sannsynlig at færre forbruksaktører vil etablere seg i NO4 og/eller at noe eksisterende forbruk kan falle fra. Videre vil høye kraftpriser gi incentiver til å etablere ny

kraftproduksjon. Resultatet blir sannsynligvis at underskuddet ikke blir så stort som 8 TWh, med dagens nettkapasitet inn til området.

Oppgradering av Helgeland–Sverige-ledningen til 420 kV vil øke overføringskapasiteten inn til Helgeland og NO4 samlet, som gir en nedgang i kraftpris i en situasjon med underskudd i NO4. Dette viser vi i kapittel 5. Ny Sverige-ledning øker dermed muligheten for at forbruk har betalingsvilje til å etablere seg i NO4. I tillegg gir forbindelsen gir økt tilknytningskapasitet til forbruk lokalt på Helgeland.

Mer kraftproduksjon vil også gi rom for mer forbruksvekst fordi dette utligner prisøkningen med mer forbruk. I kapittel 5 beskriver vi også at om vi legger til samme energimengde vindkraft som forbruksøkningen, slik at energibalansen i Nord-Norge går tilbake til hva den var i utgangspunktet, så faller også kraftprisen nesten tilbake til det opprinnelige prisnivået. Dette til tross for at vindkraftproduksjonen er variabel og forbruket har en flat profil gjennom året. Det skyldes at vannkraften jevner ut det meste av forskjellene i profil mellom vindkraften og forbruket slik at det er energibalansen som er det som har mest betydning og ikke den timevise effektbalansen.

I Basis i KVUen legger vi til grunn en energibalanse i Nord-Norge rundt null

I denne KVUen bruker datasett for 2035 og 2050. Disse datasettene representerer kraftsystemet rundt disse tidsstadiene, og ikke bare enkeltårene. Våre hovedscenarier i disse årene kaller vi Basis 2035 og Basis 2050, og de innebærer Medium forbruk og produksjonsutvikling for Norden fra LMA 2024, og Basispris fra LMA 2024 for de kontinentale kraftprisene på kontinentet.

En viktig usikkerhet knyttet til lønnsomheten av ny 420 kV fra Helgeland er utviklingen i forbruk og produksjon på Helgeland lokalt, men også i hele Nord-Norge. Vi legger i analysene til grunn en energibalanse rundt null i Nord-Norge i både 2035 og 2050. I 2035 er energibalansen 2 TWh og i 2050 er den 0 TWh. Bakgrunnen for dette er todelt:

- For det første overstiger forbruksplanene planene om økt produksjon, slik at det er sannsynlig at dagens overskudd på energibalansen reduseres og utviklingen går mot en energibalanse rundt null eller underskudd.
- For det andre er energibalansen sentral for markedsnytten av de ulike konseptene som vurderes, og markedsnytten er på sitt laveste ved en energibalanse rundt null. Både ved et underskudd og et overskudd er markedsnytten høyere. Markedsnyttene utgjør sammen med investerings-, drift- og vedlikeholdskostnadene de prissatte virkningene av konseptene og er avgjørende for lønnsomheten. Derfor, som et ledd i å være konservative på markedsnytten, legger vi i Basis til grunn en energibalanse i Nord-Norge rundt null. I sensitiviteter viser vi i tillegg hvordan over- og underskudd på energibalansen i Nord-Norge påvirker resultatene.

Tabellen under viser utviklingen i forbruk, produksjon og energibalanse som vi legger til grunn i Basis i Nord-Norge. Se vedlegg V4 for nøkkeltallene for øvrige delområder i Norge og Sverige. Utviklingen i forbruk, produksjon og energibalanse er usikker. Vi bruker derfor Basis som et utgangspunkt for analysen og i sensitiviteter viser vi et større utfallsrom for utviklingen.

Basisscenarioet for forbruk skiller seg fra forbruksscenarioene som ble benyttet i KVU Helgeland. I KVU Helgeland var formålet å finne det mest samfunnsøkonomiske rasjonelle konseptet for økt kapasitet til Helgeland for å legge til rett for økt forbruk og produksjon. I den forbindelse ble det også vurdert hvor mye ulike konsept ville legge til rette for av nytt forbruk.

Denne KVUen skiller seg fra KVU Helgeland ved at fokuset nå er å se bredt på nytte- og kostnadsvirkningene av Helgeland–Sverige-ledningen spesifikt. I denne sammenhengen er volumet forbruk mindre viktig, mens energibalansen på Helgeland og Nord-Norge er av større betydning.

Område	Type	Basis 2025	Basis 2035	Basis 2050
Nord-Norge samlet	Forbruk	20	27	35
	Produksjon	28	29	35
	Balanse	8	2	0
Helgeland (Tunnsjødal til Rana)	Forbruk	6	9	13
	Produksjon	8	10	13
	Balanse	2	1	0
Nord for Helgeland	Forbruk	14	18	22
	Produksjon	20	19	22
	Balanse	6	1	0

Tabell 1: Tabell med utvikling i forbruk, produksjon og energibalanse i TWh. Avrunding gjør at summeringen ikke alltid er korrekt.²¹

I sensitivitetene for energibalansen i Nord-Norge simulerer vi i 2035 med –4 TWh underskudd og 8 TWh overskudd på energibalansen i Nord-Norge, da dette er en symmetrisk endring rundt energibalansen i Basis 2035 som er 2 TWh. I 2050 simulerer vi med +/- 6 TWh på energibalansen i Nord-Norge, som er symmetrisk rundt energibalansen i Basis 2050. Vi har i tillegg sensitiviteter med ulik energibalanse i Nord-Sverige, se kapittel 5.6 og 6.2.

I Basis legger vi til grunn Basispris fra Statnetts Langsiktig Markedsanalyse 2024 for kraftprisene på kontinentet. Prisnivået på kontinentet har mye å si for markedsnyttens av økt kraftutveksling. Vi ser derfor også på sensitiviteter for ulik utvikling i kraftpris og -variasjon ved å bruke våre alternative kraftprisscenario, Høypris og Lavpris fra LMA 2024. En annen faktor som påvirker prisstrukturen og dermed også markedsnyttens av Sverige-forbindelsen er mengden og graden fleksibel hydrogenproduksjon i Nord-Sverige og Finland i 2050. Vi undersøker også dette i en sensitivitet.

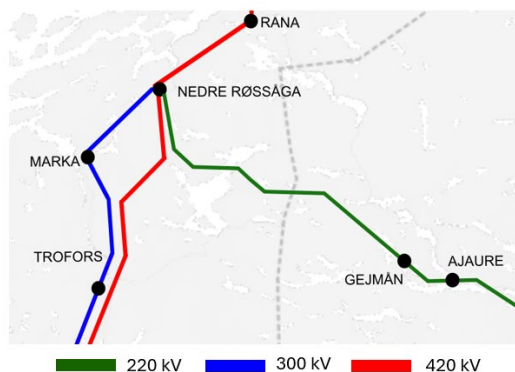
2.8. Nettet i regionen er aldrende og har behov for fornyelse

Dagens transmisjonsnett på Helgeland

Transmisjonsnettet på Helgeland består i dag av:

- En 420 kV-forbindelse nord-sør gjennom hele området, fra Rana til Tunnsjødal i sør. Helgeland er videre nordover knyttet sammen med Nordre Nordland med en 420 kV-forbindelse via Svartisen til Ofoten og Troms. Sørøver fra Tunnsjødal er det 420 kV gjennom Midt-Norge.
- En 300 kV-forbindelse fra Nedre Røssåga til Marka, Trofors, og via Namsskogan til og gjennom Midt-Norge
- En 220 kV-ledning fra Nedre Røssåga til Sverige (Ajaure og videre til Grundfors).

Figuren under viser et oversiktskart over transmisjonsnettet på Helgeland.



Figur 22: Oversiktskart over dagens transmisjonsnett i området

Nedre Røssåga er et sterkt punkt i dagens nett med flere ledninger inn til stasjonen; to 420 kV-ledninger (nordover og sørover), en 300 kV-ledning (til Marka og videre sørover) og en 220 kV-ledning (til Sverige). Rana har to 420 kV-ledninger inn. Mo i Rana inklusive mye av industriforbruket i Mo Industripark forsynes i dag fra Nedre Røssåga og ikke fra Rana, pga. flimrer og store spenningsprang som genereres av stålovn i Mo Industripark.

Marka er et svakere punkt med to 300 kV-ledninger inn til stasjonen (nordover og sørover). Mosjøen, inkludert aluminiumsfabrikken Alcoa, er i dag forsynt fra Marka.

220 kV-ledningen nærmer seg endt levetid, men tilstanden er god

Dagens 220 kV-forbindelse mellom Nedre Røssåga og Grundfors ble bygget i 1963. Ledningen ble opprinnelig etablert og driftet som en spolejordnet 132 kV-forbindelse, men ble senere oppgradert til 220 kV og direktejordnet. Vi forventer normalt en levetid for stålmastledninger på 80 år, noe som innebærer at forbindelsen vil nå sin tekniske levetid i 2043.

Statnett gjennomførte i 2025 60-årskontroll av ledningen. På norsk side ble 41 master og 6 fundamenter kontrollert. Kontrollene viste lite slitasje, og dagens 220 kV-ledning ble vurdert å være i god teknisk stand.

Traseen går gjennom et område med begrenset ytre belastning. Sammen med tilstandsvurderingene fra 2025, tilsier dette at ledningen trolig kan driftes utover den forventede levetiden på 80 år uten behov for omfattende tiltak. Med mindre levetidsforlengende tiltak kan levetiden sannsynligvis forlenges ytterligere. Det er imidlertid ikke gjort detaljerte vurderinger av drift utover forventet teknisk levetid, og vi legger til grunn at dagens ledning kan driftes til 2045 uten omfattende tiltak.

Regionalnettet i området er viktig for å tilknytte produksjon

I området finnes det både 132 og 66 kV regionalnett, som eies og driftes av regionalnettselskapet Linea. Parallelt med dagens 220 kV-forbindelse Nedre Røssåga–Grundfors går det fra Nedre Røssåga til Bleikvassli en 132 kV-ledning.. Det er vannkraftproduksjon i Øvre Røssåga som tilknyttes 132 kV nettet i Bleikvassli.

Regionalnettstasjonen Bleikvassli, som ble bygget i 1961, har ledningsavganger både nordover mot Nedre Røssåga og vestover mot Marka. Stasjonen er i hovedsak etablert for å ivareta produksjonen fra vannkraftverket under Øvre Røssåga.

Ifølge Linea er dagens regionalnettsledninger i god teknisk stand, og vi legger til grunn at de kan driftes videre frem til 2050 uten behov for omfattende levetidsforlengende tiltak.

2.9. Dagens ledning bidrar til økt fleksibilitet og forsyningssikkerhet

Dagens 220 kV-forbindelse mellom Nedre Røssåga og Sverige er en del av den samlede forsyningen til Helgelandsområdet, og gir økt N-1 kapasitet til regionen sammenliknet med en situasjon uten ledningen. Uten Sverige-ledningen ville tilgjengelig kapasitet inn til Helgeland blitt redusert. Siden det er fullt i området i dag ville redusert kapasitet ført til økning i antallet driftstimer med svekket forsyningssikkerhet. Dette er særlig relevant fordi store deler av forbruket er konsentrert i kraftintensiv industri med høye krav til leveringspålitelighet.

Ledningen bidrar også til økt driftsfleksibilitet. I situasjoner med havari, driftsstans eller redusert produksjon på norsk side kan systemdriften bruke forbindelsen til å hente inn kraft fra vannkraftverkene på svensk side. Dette gir systemoperatøren flere muligheter til å håndtere uforutsette hendelser og reduserer risikoen for at lokale hendelser utvikler seg til større forsyningsproblemer. I KVU Helgeland viser vi at kraftflyten mellom Helgeland og Sverige varierer betydelig over året, og at importmulighetene i perioder er viktige for å dekke underskudd når store kraftverk står eller når forbruket er høyt. Selv om det ikke foreligger eksplisitte analyser av ledningens isolerte bidrag til forsyningssikkerheten, styrker forbindelsen systemets robusthet ved å gi både økt kapasitet, bedre håndtering av situasjoner uten intakt nett og større fleksibilitet i driften. I hvilken grad drøftes i alternativanalysen.

3 MÅL OG RAMMER FOR TILTAKET

På bakgrunn av behovsanalysen definerer vi mål som konseptene skal bidra til å nå. Samfunnsmålet beskriver nytten som ønskes oppnådd for samfunnet, som angir retning og ambisjon for utviklingen av kraftsystemet. Effektmålene beskriver ønsket virkning for brukerne i nettet. I vedlegg V1 beskriver vi rammene konseptene må forholde seg til, gitt av lover, forskrifter og Statnetts standarder og retningslinjer.

3.1. Samfunnsmål

Samfunnsmålet beskriver nytten vi ønsker å oppnå for samfunnet og angi retning og ambisjon for utvikling av kraftsystemet.

Nettmeldingen (Meld. St. 14 (2011-2012)) angir generelle politiske mål for utbyggingen av kraftnettet. Det overordnede målet er "at planlegging av nettet skal være samfunnsmessig rasjonell". Videre angir meldingen følgende målsettinger som har konsekvens for modernisering og utbygging av kraftnettet:

- Sikker tilgang på strøm i alle deler av landet
- Høy fornybar elektrisitetsproduksjon
- Legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, som industri og petroleumsvirksomhet
- Tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, for å unngå langvarige regionale prisforskjeller
- Et klimavennlig energisystem som hensyntar naturmangfold, lokalsamfunn og samfunnsinteresser

Som beskrevet i behovsanalysen vurderer vi at behovet for økt kapasitet inn til Helgeland og bedre ressursutnyttelse er det utløsende behovet for netttiltak. I KVV Helgeland (2023) viste vi at en ny 420 kV forbindelse til Sverige er tiltaket som gir klart størst kapasitetsøkning inn til Helgeland, og som samtidig gir størst markedsnytte. Dette da dagens forbindelse utgjør den største flaskehalsen for flyt inn og ut av området. Dagens forbindelse har lav kapasitet og begrenser flyten i mange sentrale snitt.

3.2. Effektmålene beskriver ønsket oppnådd tilstand

Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne i nettet. Konseptene skal oppfylle effektmålene:

1. Øke kapasiteten for driftsmessig forsvarlig tilknytning av mer forbruk på Helgeland
2. Gi bedre ressursutnyttelse og økt markedsnytte
3. Jevne ut interne prisforskjeller i Norge

Øke kapasiteten for driftsmessig forsvarlig tilknytning av mer forbruk på Helgeland

Vi ønsker å øke overføringskapasiteten inn og ut av Helgeland for å legge til rette for økt industrivekst i regionen. I dag er det ikke ledig kapasitet for driftsmessig forsvarlig tilknytning av mer forbruk utover det som allerede er reservert, om det ikke samtidig kommer ny, lokal kraftproduksjon, som kan levere tilstrekkelig energi og effekt. Det er omfattende planer om nytt forbruk i regionen der mye er vurdert som modent og står i kapasitetskø. Det foreligger også innmeldte planer om ytterligere forbruk.

I KVV Helgeland (2024) konkluderte vi med at 220 kV-forbindelsen inn mot Helgeland er den største og viktigste begrensningen inn til Helgeland. I KVV Helgeland beregnet vi at oppgradert Sverige-ledning vil øke grensen for hva vi beregner som driftsmessig forsvarlig forbruksvekst uten ny lokal produksjon i Helgeland, med om lag 700 MW. Det vil gi mulighet for at flere av prosjektene i kapasitetskøen kan få tilknytning.

Gi bedre ressursutnyttelse og økt markedsnytte

En ny 420 kV forbindelse mellom NO4 og SE2 vil gi betydelig økt utvekslingskapasitet med Sverige. Det gir bedre utnyttelse av kraftverkene på begge sider av grensen, og en økt samfunnsøkonomisk markedsnytte.

Jevne ut interne prisforskjeller

Statnett jobber for å jevne ut prisforskjeller mellom de norske budområdene gjennom å redusere flaskehalser i transmisjonsnettet. Dagens 220 kV-forbindelse har lav kapasitet og inngår i flere snitt med 420 kV-ledninger som tåler mye høyere flyt. Det gjør at ledningen i mange situasjoner er en flaskehals også internt i Norge. En ny forbindelse på 420 kV, vil redusere flaskehalser og prisforskjeller internt i Norge.

4 MULIGHETSSTUDIE

I mulighetsstudien kartlegger, beskriver og vurderer vi alternative konsepter på bakgrunn av de identifiserte behovene i kapittel 2, gitt målene og rammene i kapittel 2. Vi forkaster konsepter som er åpenbart svake.

Mulighetsstudien skal belyse alle valgmulighetene vi står overfor. Det innebærer at vi også identifiserer og vurderer alternativer til nett, inkludert tiltak som ligger utenfor nettselskapenes ansvarsområde slik som tiltak på forbruks- og produksjonssiden.

I denne konseptvalgutredningen har vi tre hovedkonsepter. Tabellen under oppsummerer konseptene og gir en kort beskrivelse. I tillegg til hovedkonseptene drøfter vi alternativer til nett. I de neste delkapitlene beskriver vi de ulike konseptene vi vurderer i utredningen i større detalj.

Konsept	
Nullalternativet	Sanering av forbindelsen til Sverige i 2045, ved endt levetid for forbindelsen. Legger til grunn planlagt nett mellom Rana og Tunnsjødal.
Sanering	Fremskyndet sanering av forbindelsen til Sverige i 2037. Legger til grunn planlagt nett mellom Rana og Tunnsjødal.
Oppgradering	Reinvestering av Sverige-ledning på 420 kV til 2037. Fire delkonsepter med endepunkt for Sverige-ledningen på Helgeland; Nedre Røssåga, Marka, Rana eller Trofors. Legger til grunn planlagt nett mellom Rana og Tunnsjødal.

I tillegg til konseptene beskrevet i tabellen ser vi også på seriereaktor som et midlertidige tiltak som kan øke kapasiteten med dagens nett. Dette er tiltak som vi kan realisere i alle konsepter, og bidrar derfor ikke til å skille mellom rangeringen av konseptene.

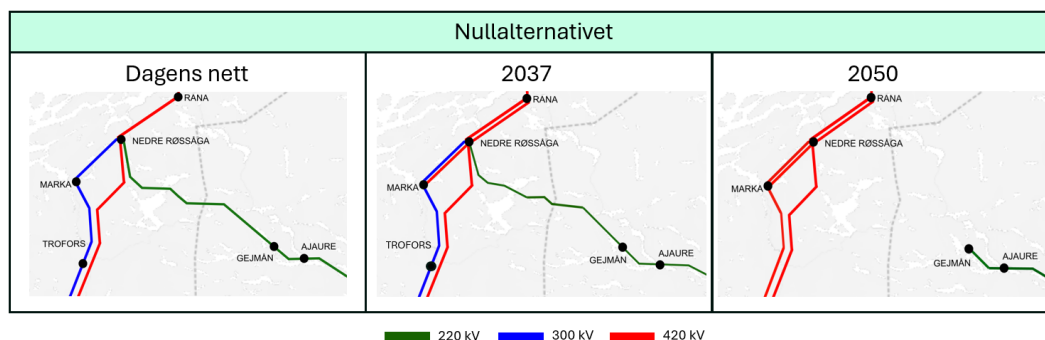
I alle konseptene legger vi i forventning til grunn at anbefalt nettstruktur mellom Rana og Tunnsjødal blir gjennomført. Dette er i tråd med anbefalingene fra KVV Helgeland fra 2024. Det innebærer:

- Ny 420 kV-forbindelse mellom Rana, Nedre Røssåga og Marka innen 2037
- Ny 420 kV stasjon i Marka til 2035
- Reinvestering av 300 kV Nedre Røssåga–Marka på 420 kV til 2040
- Reinvestering av 300 kV Marka–Tunnsjødal på 420 kV til 2040

Nytten av konseptene for Sverige-ledningen påvirkes i liten grad av disse tiltakene. I usikkerhetsanalysen i kapittel 7 kommer vi tilbake til dette og hvordan en annen nettutvikling enn det vi har lagt til grunn i forventning påvirker konseptvalget.

4.1. Nullalternativet – sanering av Sverige-ledning i 2045

Nullalternativet, som illustrert i Figur 23, tar utgangspunkt i anbefalt nettstruktur fra KVV Helgeland, men legger ikke til grunn reinvestering av Sverige-ledningen ved endt levetid i 2045.



Figur 23: Illustrasjon av Nullalternativet i 2037 og 2050

På norsk side er Nullalternativet å sanere 220 kV-ledningen i 2045 når denne når antatt teknisk levetid på 80 år. Å sanere ledningen kan gi svekket forsyningssikkerhet i, men også utenfor, analyseområdet. Det betyr at Nullalternativet (og Sanering) kan innebære at vi må gjennomføre tiltak internt i Norge for å opprettholde

forsyningssikkerheten på et akseptabelt nivå. Vi har ikke gjort særskilte analyser av hvilken virkning sanering av eksisterende ledning har på forsyningssikkerheten, og eventuelt hvilket tiltak som må gjennomføres for å opprettholde forsyningssikkerheten hvis Sverige-ledningen ikke blir reinvestert.

På svensk side er Nullalternativet å sanere eksisterende ledning i 2045. Det er behov for å reinvestere deler av eksisterende 220 kV-ledning for å opprettholde tilknytning av kraftverk i området. SVK opplyser at det vil være behov for ledning fra Gejmån kraftverk og videre til Grundfors dersom ledningen til Norge ikke blir reinvestert. Ved reinvestering vil SvK bygge ledningen på 220 kV, som i dag. Kraftverkene i Ajaure og Gardikfors blir koblet på den reinvesterte ledningen mellom Gejmån og Grundfors. Vi legger til grunn samme levetid som på norsk side og at ledningen blir reinvestert i 2045.

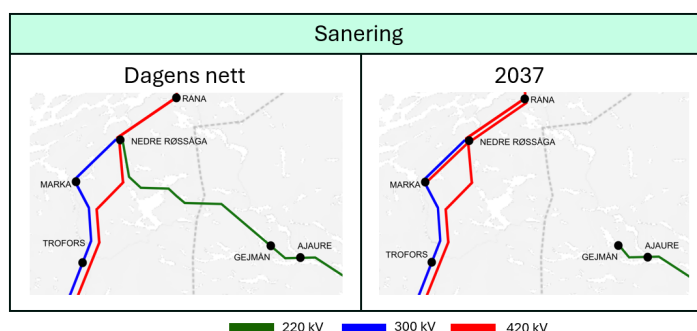
Nullalternativet skal som hovedregel ta utgangspunkt i dagens nettanlegg og systemløsning, men inkludere tiltak under gjennomføring, kostnader for nødvendig vedlikehold og et minimum av reinvesteringer som er nødvendig for å videreføre funksionene til dagens anlegg.

Nullalternativet i denne analysen legger til grunn at vi gjennomfører flere netttiltak som ikke har fått konsesjon eller er påbegynt, noe som går ut over hva vi vanligvis legger til grunn i et nullalternativ. For ny 420 kV Nedre Røssåga–Marka er det påbegynt prosjekt, mens planlagt oppstart av prosjekt for 420 kV Rana–Nedre Røssåga er i 2026. Vi legger i forventning til grunn at begge tiltakene er ferdig bygget innen 2037. 420 kV Marka–Tunnsjødal kommer etter dublering av Rana–Marka, og er heller ikke påbegynt. Vi legger til grunn ferdigstilling for dette prosjektet i 2040. Nyten av konseptene for Sverige-forbindelsen påvirkes i liten grad av om disse tiltakene er på plass eller ikke.

Bakgrunnen for at vi har valgt denne tilnærmingen i analysen er at vi i denne KVUen utreder trinn 2 av anbefalt konsept i KVU Helgeland. KVU Helgeland anbefalte flere nettførsterkninger internt i Norge, og reinvestering og spenningsoppgradering av Sverige-ledningen. I forventning legger vi derfor til grunn at nettførsterkningene internt i Norge blir gjennomført, slik at vi kan analysere nytten av Sverige-ledningen isolert sett, å vurdere om og hvordan vi bør reinvestere ledningen. I usikkerhetsanalysen i kapittel 7 vil vi drøfte i hvilken grad en annen nettutvikling enn det vi har lagt til grunn i forventning vil påvirke analysen.

4.2. Sanering – fremskyndet sanering av Nedre Røssåga–Sverige i 2037

Saneringskonseptet er å sanere ledningen fra Nedre Røssåga til Sverige i 2037, 8 år tidligere enn i Nullalternativet. Planlagt nett mellom Rana og Tunnsjødal blir bygd ut med dublering Rana–Marka til 2035 og 420 kV Marka–Tunnsjødal innen 2040.



Figur 24: Illustrasjon av saneringskonseptet

Som for nullalternativet, kan sanering av eksisterende ledningen gi svekket forsyningssikkerhet. Dette betyr at Sanering (og Nullalternativet) kan innebære at vi må gjennomføre tiltak internt i Norge for å opprettholde forsyningssikkerheten på et akseptabelt nivå. Vi har ikke gjort særskilte analyser av hvilken virkning sanering av eksisterende ledning har på forsyningssikkerheten, og eventuelt hvilket tiltak som må gjennomføres for å opprettholde forsyningssikkerheten.

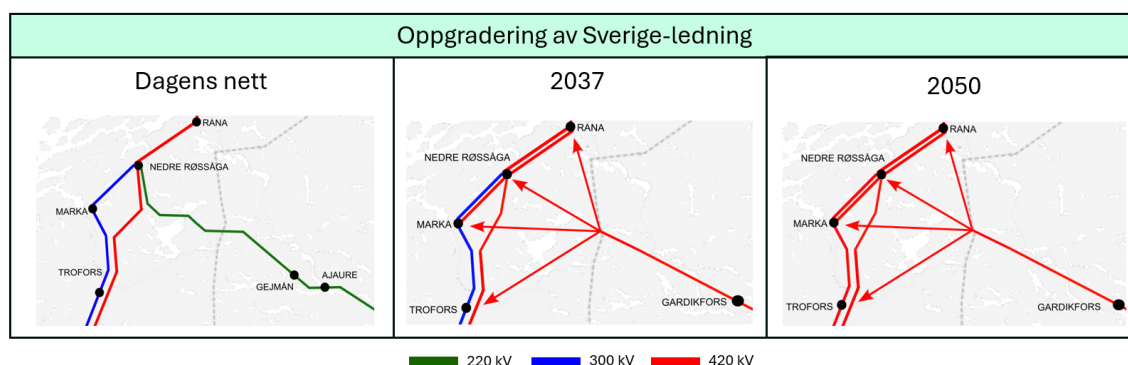
På svensk side er saneringskonseptet at dagens 220 kV-ledning fra svenskegrensen til Gejmån blir sanert samtidig med saneringen på norsk side. Det vil fremdeles være nødvendig å ha eksisterende ledning på drift fra Gejmån til Grundfors for å opprettholde tilknytning av kraftverkene i området. Ledningen fra Gejmån til Grundfors blir reinvestert i 2045 på samme spenningsnivå, som i Nullalternativet.

4.3. Oppgradering – reinvestering av Sverige-ledning til 2037

Oppgraderingskonseptet er å reinvestere Sverige-ledningen på 420 kV til 2037. Vi legger til grunn at oppgradert forbindelse er i drift i 2037¹¹. Planlagt nett mellom Rana og Tunnsjødal blir bygd ut med dublering Rana–Marka til 2035 og 420 kV Marka–Tunnsjødal innen 2040.

Det er fire mulige tilknytningspunkter for Sverige-ledning på norsk side: Rana, Nedre Røssåga, Marka og Trofors, som vist i Figur 25. SvK legger til grunn at ledningen vil måtte krysse riksgrensen på samme punkt som eksisterende ledning. Dette på bakgrunn av areal- og miljøvurderinger på svensk side, gjort av SvK. Vi tar derfor utgangspunkt i at ny Sverige-ledning må krysse ledningen på samme sted.

På svensk side er kostnadene og løsningsvalget det samme uavhengig av løsningsvalg på norsk side. I oppgraderingskonseptet legger vi til grunn at strekningen fra riksgrensen til Grundfors blir reinvestert samtidig med ledningen på norsk side. Dette utgjør 172 km med ny 420 kV-ledning fra svenskegrensen til Grundfors. Samtidig gjenbruker SvK deler av dagens 220 kV-ledning som en produksjonsradial for kraftverkene i Gejmån og Ajaure, som krever en ny 420 kV-transformatorstasjon i Gardikfors. Gejmån og Ajaure driftes videre på 220 kV. I tillegg er det behov for mindre tilpasninger i stasjon i Ajaure og Grundfors.



Figur 25: Illustrasjon av Oppgraderingskonseptet i 2037 og 2050 som har fire ulike tilknytningspunkt

Oppgradering A: Ny forbindelse Nedre Røssåga–Sverige

Ny ledning mellom Nedre Røssåga og riksgrensen vil være om lag 58 km. Vi har ikke tatt stilling til konkrete traseer, men legger til grunn at ledningen blir bygd parallelt med eksisterende ledning i så stor grad som mulig. Dagens 220 kV forbindelse forutsettes sanert når ny 420 kV er i drift, slik at vi unngår omfattende utkoblinger.

Oppgradering B: Ny forbindelse Marka–Sverige

Ny ledning mellom Marka og Sverige vil være på om lag 67 km. Vi har ikke tatt stilling til konkrete traseer, men legger til grunn at ledningen i all hovedsak blir bygd parallelt med eksisterende 220 kV mellom Bleikvassli og Sverige. Fra Bleikvassli mot Marka vil traseen skille lag med eksisterende 220 kV ledning etter Bleikvassli/Øvre Røssåga, og vi legger til grunn at ny ledning til Marka følger traseen til eksisterende 132 kV Bleikvassli-Marka.

Oppgradering B med 420 kV-ledning til Marka gir en realopsjon om å bygge ny 420 kV-stasjon på Bleikvassli og koble både Marka–Sverige-forbindelsen og Nedre Røssåga–Tunnsjødal-ledningen innom ny stasjon. Dette er en realopsjon som gjør det mulig å sanere andre ledninger i området, herunder dagens 300 kV Nedre Røssåga-Marka samt 132 kV Nedre Røssåga–Bleikvassli-Marka. Dette utgjør rett i overkant av 80 km ledning. Realisering av denne realopsjonen må skje før reinvestering av dagens 300 kV Marka-Nedre Nedre Røssåga, forutsatt i 2040, for å ha størst mulig verdi.

¹¹ Dette er en analyseforutsetning og basert på en ledetid på i overkant av 10 år. Faktisk ledetid og idriftsettelsestidspunkt vil påvirkes av mange faktorer, bla. videre prosess med Svenska Kraftnät.

Oppgradering C: Ny forbindelse Rana–Sverige

Ny ledning fra Rana til Sverige vil gå i ny trase fra svenskegrensen og nordvest mot Rana. Dette for å få kortest traselengde. Basert på kartstudier finner vi at traseen vil være om lag 75 km lang, uten å ha gjort grundige vurderinger av potensielle traseer og byggbarhet.

Oppgradering D: Ny forbindelse Trofors–Sverige

Ny ledning fra Trofors til Sverige vil gå i ny trase fra svenskegrensen og sørvest mot Trofors. Vi legger til grunn at traseen vil gå i området rundt Fylkesvei 764 mot Trofors stasjon. Dette gjør at ledningen får en lengde på om lag 63 km.

4.4. Alternativer til nett – kan bidra til å oppnå noen av effektmålene, men ikke alle

Som del av mulighetsstudien har vi vurdert om behovet kan dekkes gjennom tiltak som ikke krever nye investeringer i transmisjonsnett. Dette omfatter ulike tiltak på forbruks- og produksjonssiden, herunder økt forbruksfleksibilitet, lokalisering av nytt forbruk, tilknytning på særlige vilkår, økt lokal produksjon og markedsbaserte virkemidler.

Dagens forbindelse mellom Helgeland og Sverige utgjør den viktigste begrensningen inn mot området. Den begrensede kapasiteten på eksisterende ledning innebærer at tiltak utenom nett, vurdert isolert, ikke kan bidra til å oppnå alle de relevante effektmålene.

Vi vurderer derfor at alternativer til nett ikke vil kunne erstatte behovet for økt nettkapasitet, men at det kan fungere som supplerende virkemidler i kombinasjon med nødvendige nettforksterkninger for å håndtere den forventede utviklingen på Helgeland.

Nedenfor vurderer vi de tiltakene vi anser som mest aktuelle. I vurderingen av alternativer til nett som enkeltstående tiltak har vi lagt særlig vekt på i hvilken grad de bidrar til å oppnå effektmålene.

Ny kraftproduksjon

Ny kraftproduksjon lokalisert nært forbruket vil generelt gi mindre overføringsbehov og redusere flaskehalser i nettet, og slik redusere behovet for nytt nett¹². Ulike produksjonsteknologier har ulike egenskaper med ulik brukstid, profil og reguleringsevne, og vil i ulik grad bidra til å til å redusere nettbehovet. Vi vurderer de ulike produksjonsteknologienes evne til å levere energi og effekt under:

- Ny vannkraftproduksjon med reguleringsevne kan tilføre energi og effekt og vil være et bidrag dersom dette blir etablert. Uregulerbar vannkraft kan i likehet med vindkraft også gi et viktig bidrag, i samspill med med eksisterende regulerbar vannkraft. Men med svært få planer om slik produksjon, kan vi ikke legge dette til grunn som en vesentlig del av løsningen.
- Effektoppgradering i eksisterende vannkraftverk vil tilføre effekt, men ikke ny energiproduksjon. Brukstiden vil være forholdsvis lav, men kraftverket vil levere effekt i timene med høyest behov. Dette kan komplettere utbygging av uregulerbar produksjon som elvekraft og vindkraft, slik at behovet for energi og effekt i sum dekkes. Det er få planer om effektoppgraderinger i Helgeland og i Nord-Norge samlet per nå.
- Vindkraftproduksjon er variabel og er ikke alene tilstrekkelig for å kunne forsyne forbruk som ønsker jevn høy last og god forsyningssikkerhet. Men vindkraftproduksjon tilfører energi og i samspill med den eksisterende regulerbare vannkraftproduksjonen i området, gir vindkraft et betydelig bidrag. Vindkraft i kombinasjon med effektoppgraderinger vil kunne gi økt kapasitet for tilknytning av forbruk, og vil også kunne bidra til å jevne ut prisforskjeller mellom områder ved å bidra til energi- og effektbalansen. Det er per september 2026 mange innmeldte planer for vindkraft i området, men det meste av dette er umodne planer som ligger langt frem i tid og som det er knyttet stor usikkerhet til.
- Kjernekraft er produksjon med høy brukstid og stabil produksjon, og vil systemmessig være godt egnet sett i sammenheng med de store planene i området for nye datasentre og nytt industriforbruk

¹² [Statnett sitt innspill til Kjernekraftutvalget, side 13](#)

med jevn høy last. Det har i løpet av de siste årene vært skissert flere planer for kjernekraft ulik steder i Norge, men dette er umodne planer som eventuelt ligger langt frem i tid. Ledetiden for teknologiutvikling, byggetid og aksept vil være en utfordring. Det er ingen innmeldte planer som kjernekraft på Helgeland. Vi ser det som lite realistisk at kjernekraft vil bli etablert på Helgeland i løpet av de nærmeste 10-15 årene. Med betydelig usikkerhet rundt om og eventuelt når kjernekraft vil etableres, er det ikke aktuelt å legge dette til grunn som et alternativ eller en del av løsningen.

- Gasskraft eller annen termisk kraftproduksjon er regulerbar kraftproduksjon med høy brukstid. Systemmessig deler slik produksjon flere viktige egenskaper med regulerbar vannkraft, og kan dermed utgjøre et viktig bidrag i kraftsystemet. Samtidig er gass- og annen termisk kraftproduksjon forbundet med betydelige driftskostnader, noe som kan gjøre lønnsomheten utfordrende i et kraftsystem med høy andel fornybar kraftproduksjon med lave marginalkostnader. Videre medfører slik produksjon klimagassutslipp. Det er derfor nærliggende å anta at eventuelle nye anlegg for gass- og annen termisk kraftproduksjon vil kreve tilhørende løsninger for karbonfangst og -lagring (CCS). CCS-teknologi er fortsatt i en tidlig fase og innebærer betydelige kostnader. Sammen med at det ikke foreligger planer for slik produksjon på Helgeland, vurderer vi at dette ikke er et realistisk alternativ til nettoutvikling, og at det heller ikke vil være en del av løsningen før eventuelt på lang sikt.

Ett, eller flere kraftverk, som i sum tilfører tilstrekkelig energiproduksjon og effekt på Helgeland, vil bidra til effektmålet om å øke kapasitet for driftsmessig forsvarlig tilknytning av mer forbruk. Hva som er tilstrekkelig energi og effekt for å øke tilknytningskapasiteten til forbruk må vi undersøke mer spesifikke analyser. Økt kraftproduksjon vil også bidra til effektmålet om å jevne ut interne prisforskjeller, gjennom å sikre en bedre energi og effektbalanse. I tillegg vil mer energiproduksjon også øke sannsynligheten for at mer av forbruket som allerede har reservert kapasitet faktisk blir realisert, da mer produksjon vil dempe priskonsekvensen av forbruksvekst og bidra til mer konkurransedyktige kraftpriser. Effektmålet om økt markedsnytte gjennom bedre ressursutnyttelse bidrar imidlertid ikke ny kraftproduksjon til, da det ikke påvirker overføringskapasiteten mellom NO4 og SE2.

Da ny kraftproduksjon ikke bidrar til å nå alle effektmålene i utredningen, og da det ikke er planer om ny kraftproduksjon i det omfanget som er nødvendig for å øke tilknytningskapasiteten til forbruk, vil ikke ny kraftproduksjon erstatte behovet for oppgradering av Sverige-ledningen i denne sammenheng. Dersom det etableres ny kraftproduksjon på Helgeland vil det imidlertid være viktig et supplement for å kunne øke tilknytningskapasiteten til forbruk på Helgeland. Mer kraftproduksjon vil også bidra til mindre prisforskjeller og mer konkurransedyktige kraftpriser ved en betydelig vekst i forbruket på Helgeland.

Vi ser per nå det som mindre realistisk med en balansert utvikling av ny produksjon og nytt forbruk i parallell på Helgeland. Dette da det er betydelig flere planer om forbruk, enn det er om ny kraftproduksjon. Det er primært planer om vindkraft som er i tidlig fase og forbundet med stor usikkerhet om og evt når vil bli realisert.

Tilknytning med vilkår – utnytte fleksibilitet hos forbruk

Nettselskap og forbrukskunder kan inngå frivillige avtaler om tilknytning i nettet med vilkår om utkobling eller reduksjon i strømforsyningen. Slike avtaler kan i prinsippet gjøre at forbrukskunder kan tilknyttes tidligere i påvente av nye nettinvesteringer, som midlertidig tiltak eller som permanent tiltak for å unngå nettinvesteringer.

Generelt skal alle avtaler om tilknytning utformes slik at tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. Det innebærer at tilknytningen ikke reduserer leveringskvaliteten til eksisterende kunder, og at forbrukskunden er i stand til å etterleve de avtalte forpliktelsene.

Vi skiller mellom 1) vilkår knyttet til utfall eller overlast mellom regional- og transmisjonsnettet (ofte radielle drifter), og 2) vilkår knyttet til utfall eller overlast på transmisjonsnettledninger eller i komplekse snitt. I tillegg må det utredes ved hvilke driftsstanser kunden må redusere sitt forbruk eller ligge utkoblet.

- Vilkår om utkobling eller reduksjon knyttet til radielle drifter, for eksempel utfall eller overlast på transformator i grensesnittet mellom transmisjonsnett og regionalnett, kan håndteres med relativt enkle vernløsninger og/eller manuelle tiltak.

- Vilkår om utkobling eller reduksjon knyttet til utfall eller overlast på sentrale transmisjonsnettledninger eller komplekse snitt, typisk på høyere spenningsnivå, er betydelig mer kompliserte og medfører også større risiko for følgekonsekvenser og kollaps av større områder i kraftsystemet. Dette krever komplekse vernløsninger, og verktøy som kan samspille med automatisert balansering.

Erfaring så langt viser at tilknytning av økt forbruk ofte innebærer en kombinasjon av punktene over, noe som samlet gir vilkår som er komplekse å håndtere. Vi har per i dag ikke verktøy eller løsninger som muliggjør håndtering av et større omfang av slike komplekse vilkår. Det må derfor vurderes særskilt om vilkår egner seg som et permanent tiltak.

Oppsummert kan tilknytning med særlige vilkår bidra til raskere tilknytning av noe forbruk, men innenfor et begrenset volum. Det er samtidig usikkert om tilknytning med vilkår vil øke forsyningsevnen, da dette vil forutsette kompliserte vilkår som i liten grad er ønskelige som en varig løsning.

Energieffektivisering

Energieffektivisering av eksisterende forbruk kan redusere makslasten og kraftforbruket og slik begrense behovet for nettutbygging. Lavere effektuttak i topplastperioder vil frigjøre kapasitet i eksisterende nett, og slik gi noe økt tilknytningskapasitet til nytt forbruk. Energieffektivisering kan også redusere pristopper og til en viss grad prisnivået som bidrar til mer konkurransedyktige kraftpriser, for en gitt forbruksvekst. Energieffektivisering bidrar imidlertid i liten grad til å redusere prisforskjeller mellom områder og heller ikke til å gi økt overføringskapasitet mellom områder og gir derfor ingen markedsnytte.

Vi vurderer at potensialet for energieffektivisering på Helgeland isolert sett ikke er tilstrekkelig til å dekke effektmålene. Energieffektivisering fremstår dermed ikke som et fullverdig alternativ til økt overføringskapasitet inn og ut av Helgeland, men som et supplement som primært vil kunne bidra til å øke tilknytningskapasiteten til nytt forbruk.

Andre alternativer til nett kan være at nytt industriforbruk bruker alternative energikilder enn strøm.

4.5. Vi viderefører Sanering og Oppgradering til alternativanalysen

Konseptene er utformet for å løse behovene beskrevet i behovsanalysen, og de vurderes opp mot vurderingskriteriene beskrevet i vedlegg V1.3. Basert på dette forkaster vi de åpenbart svakere konseptene, og vurderer hvilke resterende konsepter som tas med videre til alternativanalysen.

Oppgraderingskonseptet er det eneste som gir økt kapasitet inn til området

Nullalternativet og Sanering gir ikke økt kapasitet inn til området, og legger ikke til rette for tilknytning av nytt forbruk i området. Sanering gir også redusert markedsnytte sammenliknet med Nullalternativet, da vi her sanerer ledningen 8 år tidligere. Alle oppgraderingskonseptene øker kapasiteten inn til området og realiserer en betydelig markedsnytte sammenliknet med Nullalternativet. I tillegg gir oppgraderingskonseptene økt nettkapasitet til tilknytning av ytterligere 700 MW nytt forbruk. Oppgraderingskonseptet er dermed konseptet som kommer best ut når vi vurderer opp kapasitetsøkning.

Vi forkaster ikke saneringskonseptet selv om det ikke gir noe økt kapasitet og reduserer markedsnyttan sammenliknet med Nullalternativet. Vi tar konseptet Sanering med til alternativanalysen, da konseptet er et viktig sammenlikningsgrunnlag for å synliggjøre nytten av å videreføre forbindelsen til Sverige etter 2037, enten på 220 eller 420 kV.

Vi vurderer at ingen av alternativene til nett kan bidra til å oppnå effektmålene for konseptvalgutredningen. Vi tar derfor ikke med oss noen av disse til alternativanalysen.

For oppgraderingskonseptene forkaster vi ny Sverige-ledning til Rana og Trofors

Oppgraderingskonseptene er reinvestert Sverige-ledning på 420 kV, som gir en høyere kostnad og en større areal- og miljøpåvirkning enn Nullalternativet og Sanering. Samtidig gir Oppgradering betydelige nyttevirksomheter i form av økt markedsnytte og mulighet til å tilknytte mer forbruk.

Vi vurderer at det er grunnlag for å forkaste tilknytningspunkt i Rana og Trofors (Oppgradering C og D) basert på en overordnet vurdering av kostnadseffektivitet og areal- og miljøpåvirkning.

Det er ikke betydelige forskjeller i traselengder for de ulike konseptene. Tabellen under viser anslått traselengde for de ulike oppgraderingskonseptene basert på kartstudiene gjennomført i forbindelse med konseptvalgutredningen.

Ledningsstrek	Oppgradering A: Nedre Røssåga– Sverige	Oppgradering B: Marka–Sverige	Oppgradering C: Rana–Sverige	Oppgradering D: Trofors–Sverige
Lengde (km)	58	67	75	60

Ny ledning fra Rana til riksgrensen vil gå gjennom områder som er preget av inngrepsfri natur, fjell og vannsystemer. Det vil sannsynligvis kreves en ny trasé gjennom vernede naturområder ved Olfjellet og Okstindan. Alternativet til dette er å bygge ny Sverige-ledning til Rana parallelt med eksisterende 220 kV-ledning. I dette tilfelle vil ledningen passere Nedre Røssåga stasjon på vei mot Rana, og det vil da være mer rasjonelt å terminere ledningen i Nedre Røssåga. Vi vurderer derfor at konseptet kommer dårlig ut når det gjelder effektmål om at tiltakene ikke skal gi unødige belastning for tredjepart, naturmangfold og landskap. Lengst trase vil også gi de høyeste kostnadene.

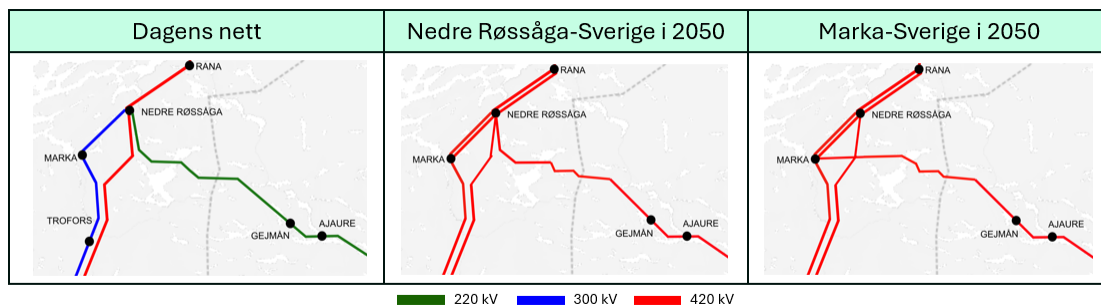
Den korteste traseen for ny ledning fra Trofors til riksgrensen vil gå i urørt terreng sør for Røssvatnet. Dette området er preget av verdifulle naturområder, samt viktige områder for reindriften. Vi vurderer at areal- og miljøinngrep i dette området vil være svært negativt, og mer inngripende enn ved å gå i parallell med dagens trase, som i Oppgradering A og B til hhv. Nedre Røssåga og Marka. Tilknytning av ny 420 kV ledning i Trofors vil kreve en ny stor 420 kV stasjon, mens tilknytning i Rana, Nedre Røssåga og Marka vil medføre mindre tiltak i stasjonen med relativt sett små ekstrainvesteringer for tilknytning. Trofors stasjon er et betydelig svakere punkt i nettet med et relativt sett lite forbruk og produksjon knyttet til. Ut fra systemmessige forhold vil det være gunstigere å få ny Sverige-ledning til et sterkt punkt. Dagens forbruk og produksjon under Trofors stasjon er lavt, og med mindre det fremkommer nye behov for kapasitet til mye nytt forbruk eller produksjon i området vurderer vi at fremtiden for Trofors stasjon er usikker når dagens 300 kV ledning mellom Marka og Midt-Norge skal oppgraderes til 420 kV (jf. beskrevet i områdeplan Helgeland og Salten).

Vi vurderer at ny Sverige-ledning til Rana og Trofors kommer dårligst ut med tanke på kostnadseffektivitet og konsekvenser for areal- og miljøinngrep. Samtidig finner vi ikke noen åpenbare ekstra nyttevirksomheter ved å gå til Rana eller Trofors, som vi ikke får ved å gå til Marka eller Nedre Røssåga. Vi forkaster derfor delkonseptene Oppgradering C og D i mulighetsstudien.

Tilknytning i Marka og Nedre Røssåga er vanskelig å skille

Tilknytning av Sverige-ledningen i Marka eller Nedre Røssåga er vanskelig å skille basert på en overordnet vurdering. Fra Sverige til området rundt Øvre Røssåga/Bleikvassli vil de to alternativene gå i samme trase, men skille veier etter dette, enten til Nedre Røssåga eller Marka. Dette gir areal- og miljøpåvirkning i ulike områder. Dersom ledningen blir bygd til Marka, vil ledningen bli i underkant av 10 km lenger enn ved bygging til Nedre Røssåga, men dette kan bli forsvart av eventuelt lavere areal- og miljøpåvirkning. I tillegg kan videre modning finne at byggbarheten til Marka er bedre enn til Nedre Røssåga, noe som kan påvirke kostnadsforholdet. Reinbeitedistriktene i området har gitt innspill på at de mener begge alternativene må konsekvensutredes. Vi tar med oss begge delkonseptene videre til alternativanalysen.

Under har vi illustrert konsept endelig nettstruktur ved å gå til Nedre Røssåga i Oppgradering A og Marka i Oppgradering B.



Figur 26: Illustrasjon av Oppgraderingskonseptet til Marka og Nedre Røssåga. Nettet i 2037 har lik systemløsning som i 2050, men Nedre Røssåga–Marka–Tunnsjødal er på 300 kV frem til 2040.

4.6. Midlertidig kapasitetshevende tiltak – seriereaktor i Nedre Røssåga

I tillegg til konseptene beskrevet i kapittel 4.1 til 4.4 har vi sett på om vi kan få mer flyt inn til området ved å installere seriereaktor på 220 kV-ledningen mot Sverige for å reduseres effektflyten og unngå overlast på denne ledningen. I KVV Helgeland fra 2024 ble seriereaktoren trukket frem som et tiltak som potensielt kunne øke lokal forsyningsevne inn til Helgeland. I denne analysen har vi derfor studert hvordan en seriereaktor vil påvirke flyten og hvorvidt tiltaket bidrar til å løse flaskehalsene bedre.

Fra simuleringene ser vi at nytten av seriereaktoren er lav. Selv om den potensielt kan heve forsyningskapasiteten lokalt på Helgeland, så ser vi at tiltaket gir lav markedsnytte i spotmarkedet. Grunnen til dette er sammensatt. Selv om seriereaktoren demper flyten på 220 kV-ledningen, så gjør den samtidig at ledningen tidvis får redusert kapasitet fordi spenningsfallet langs ledningen blir mer markant. Dette gjør at virkningen av seriereaktoren ofte nulles ut. I tillegg inngår ikke ledningen kun som lokal forsyningsvei inn til Helgeland, men også systemmessig som én av tre ledninger mellom Midt- og Nord-Norge mot Sverige. Vi ser at seriereaktoren i liten grad klarer å løse opp i flaskehalsene mellom Norge og Sverige, og i noen tilfeller forverrer den også flaskehalsene. I sum ser vi derfor at vi ikke får noe særlig økt flyt og derfor også lite markedsnytte av seriereaktoren. Markedsnyttens ved en seriereaktor vil være svakt positiv i forventning, noe mer positivt i tørrår og negativ i våttår.

Seriereaktor som kapasitetshevende tiltak lokalt inn til Helgeland vil først gi særlig nytte etter 300 kV-ledningen mellom Marka og Tunnsjødal er reinvestert. Dagens 300 kV-forbindelse er foreløpig planlagt erstattet med en 420 kV-forbindelse rundt 2040. Dette gjør at en seriereaktor ikke er egnet som kapasitetshevende tiltak på kort sikt. Tiltaket kan større markedsnytte hvis vi havner i en situasjon der 220 kV-ledningen fortsatt er på drift etter at vi har reinvestert 300 Marka–Tunnsjødal. I det tilfellet kan en seriereaktor være et rimelig tiltak med beskjeden arealbruk sammenlignet med andre kapasitetshevende tiltak. Vi har ikke sett på markedsnyttens av seriereaktoren i en slik nettopologi.

Vi tar ikke med oss seriereaktor som et eget konsept inn alternativanalysen fordi nytten er lav, og fordi tiltaket kan bli gjennomført i alle konseptene og ikke påvirker rangeringen mellom de øvrige konseptene.

5 VIRKNING PÅ FLYT, REALISERT KAPASITET OG KRAFTPRIS

I dette kapitlet ser vi på hvordan de ulike konseptene for ledningen mellom Helgeland og Sverige påvirker flyt, realisert kapasitet og kraftpriser. Virkningen på flyt og pris er tett knyttet sammen med den samfunnsøkonomiske markedsnytt av de ulike konseptene og er derfor et viktig underlag for å forstå markedsnytt av konseptene som presenteres i kapittel 6.

Vi drøfter virkningene av konseptene Oppgradering og Sanering sammenliknet med Nullalternativet. Konseptet Oppgradering har to delkonsept som gir samme økning i overføringskapasitet inn til Nord-Norge og dermed lik virkning på kraftpris, flyt og markedsnytte. I dette kapitlet og det neste omtaler vi derfor oppgraderingskonseptene som samme konsept.

5.1. Vi bruker modellsimuleringer til å tallfeste virkningene av konseptene

Vi bruker modellsimuleringer for å gjengi kraftsystemet og kraftmarkedet, og for å tallfeste virkningene av konseptene – på flyt, kraftpris og markedsnytte. Vi sammenligner simuleringer av markedet i Nullalternativet for Helgeland–Sverige-ledningen, med simuleringer der det eneste som skiller datasettene er de ulike nettkonseptene. Nettet modelleres som intakt uten utkoblinger og revisjoner.

Modellsimuleringene gjengir en tilnærmet optimal drift av det samlede kraftsystemet per tidsavsnitt. I vår simulering er et tidsavsnitt en 3-timersbolk, som er 56 tidsavsnitt i en uke. Vi simulerer også hvert datasett over 29 historiske værår, for å fange usikkerheten i været, som påvirker priser, flyt og markedsnytte. Eksempelvis vil det si at den årlige snittprisen er snittet av kraftprisen i alle tidsavsnitt gjennom året, i alle historiske værår, som tilsvarer snittet av 84 448 verdier (56 tidsavsnitt x 52 uker x 29 værår).

Datasettene for 2035 og 2050 representerer kraftsystemet rundt disse tidsstadiene

Vi bruker datasett for 2035 og 2050. Disse datasettene representerer kraftsystemet rundt disse tidsstadiene, og ikke bare enkeltårene. Våre hovedscenarier i disse årene kaller vi Basis 2035 og Basis 2050, og det innebærer Medium forbruk og produksjonsutvikling for Norden fra LMA 2024, og Basispris fra LMA 2024 for de kontinentale kraftprisene på kontinentet.

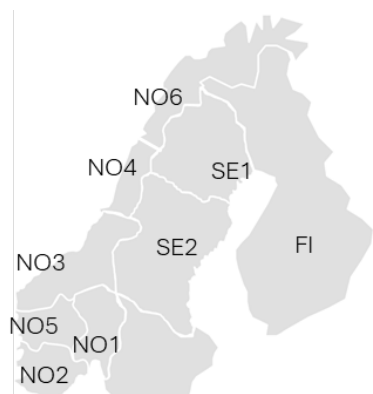
Energibalansen i Nord-Norge er sentral for virkningen på flyt, kraftpris og markedsnytt av de ulike konseptene. Vi har valgt å ha en energibalanse i Nord-Norge på rundt null i vår Basis, i både 2035 og 2050. Dette fordi det er langt flere forbruksplaner både på Helgeland og Nord-Norge generelt enn produksjonsplaner, som trekker mot en svakere energibalanse enn i dag. I tillegg er markedsnytt av oppgradering på det laveste ved rundt null i energibalanse i Nord-Norge. For å ikke å overdrive markedsnytt har vi derfor valgt å ha relativt nøytrale energibalanser i Basis. Dette er konservativt. Vi viser sensitiviteter med ulik energibalanse i Nord-Norge og Nord-Sverige, samt for ulike scenarier for utenlandsk kraftpris for å illustrere utfallsrommet for flyt, kraftpris og markedsnytte.

I målnett til 2050 ligger det en ny 420 kV-ledning i parallell med eksisterende fra Ofoten til Rana. Om denne ledningen blir bygget er usikkert. I Basis 2050 simulerer vi med denne nye ledningen, og i en delanalyse viser vi hvordan resultatene påvirkes av om vi bygger denne ledningen eller ikke.

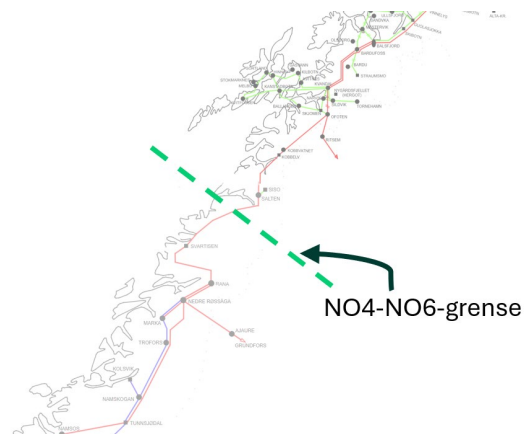
I Basis har vi to budområder i Nord-Norge

RME har nylig godkjent Statnetts søknad om å utrede en deling av NO4 i to budområder. Deling av NO4 er ikke besluttet, men vi har i denne studien modellert Nord-Norge som delt i Basis. Vi har lagt delingen nord for Svartisen, ved flaskehalsen som budområdeinndelingen er ment å håndtere. Samtidig tar vi forbehold om at inndelingen ikke er besluttet og skal utredes nærmere. I denne studien omtaler vi den sørlige delen av dagens NO4 som NO4, og den nordlige som NO6. Se kart over inndelingen i Figur 27 og Figur 28. Samtidig har vi simulert alle varianter med dagens budområdeinndeling, der hele Nord-Norge er et budområde. Da mengden informasjon blir så stor viser vi resultater fra kun noen av disse simuleringene (se Kapittel 5).

Med forutsetningene vi har på produksjon og forbruk i Nord-Norge i vår basis for 2035 og 2050 har det liten betydning for resultatene av de ulike konseptene med tanke på flyt, pris og samfunnsøkonomisk nytte om Nord-Norge er et budområde eller delt i to. Samlet nytte av å oppgradere vil være litt høyere med ett budområde.



Figur 27: Kart med budområdeinndelingen i Basis 2035 og 2050

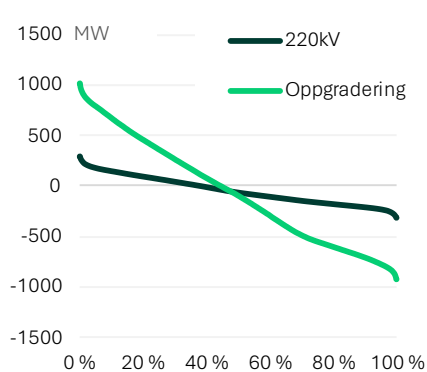


Figur 28: Kart som viser hvor budområdegrensen mellom NO4–NO6 er satt i denne studien.

Den største forskjellen i nytte av å oppgradere ved et eller to budområder i nord får vi hvis det oppstår stor flaskehals på ledningen på ledningen fra Sverige til Helgeland ved utfall av ledningen fra Svartisen til Rana. Grunnen er at dagens budområde som dekker hele Nord-Norge er lite egnet til å løse denne flaskehalsen. Dette betyr at flaskehalsen får svært store prisutslag med et felles budområde i Nord. Med Nord-Norge delt i to budområder blir disse flaskehalsene langt mer effektivt håndtert. Dermed blir også nytten av å oppgradere ledningen i et scenario med stor flaskehals mellom NO4 og NO6 langt høyere med ett budområde enn med to budområder. Mer forbruksvekst på Helgeland er den klart viktigste driveren for økt flaskehals på snittene inn til Helgeland.

5.2. Oppgradering gir mest økning i flyt mellom Norge og Sverige

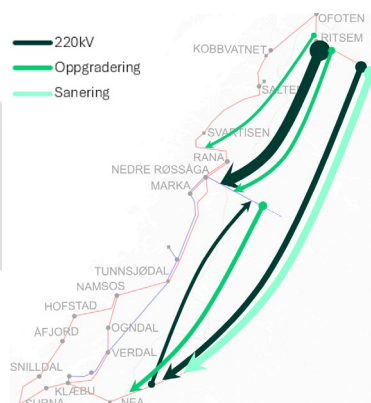
Vi starter med å se på hvordan de ulike konseptene påvirker flyten i nettet mellom Norge og Sverige, med utgangspunkt i Basis 2035. Samtidig er det viktig å påpeke at oppgradering av ledningen til 420 kV gir høy utveksling og betydelig reduserte flaskehals mellom Norge og Nord-Sverige i alle mulige fremtidige scenario. Spesielt i scenarioer der Nord-Norge får et underskudd på energibalansen.



Figur 29: Varighetskurve for flyt NO4–SE2 i 2035 Basis.



Figur 30: Kart med storsnittene Hålogalands-snittet og Svenskegrensa nord og midt.



Figur 31: Kart med de mest begrensende snittene i hvert konsept i 2035-nettet¹³

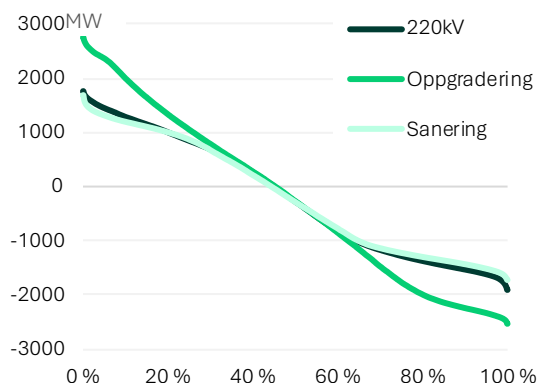
¹³ Fargen på pilen indikerer konseptet. Tykkelsen indikerer den relative størrelsen på begrensningen. Startpunktet viser utfallskomponenten til snittet, og slutt-pilen indikerer det begrensende nettelementet.

Ledningen mellom Helgeland og Sverige er en betydelig flaskehals i kraftutvekslingen mellom Norge og Nord-Sverige i dag. Det er også situasjonen i vår Basis 2035 dersom ledningen ikke er oppgradert, men i enda sterkere grad. Spesielt blir flaskehalsene knyttet til import fra Sverige langt større ettersom forbruket i Nord-Norge og Midt-Norge øker. Figur 31 viser de mest begrensende snittene for Nullalternativet, Oppgradering og Sanering i 2035, der pilene angir det begrensende nettelementet. Størrelsen på pilen er mindre i Oppgradering for å illustrere at størrelsen på flaskehalsene reduseres.

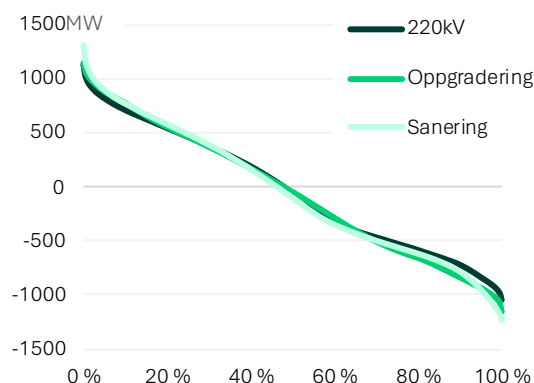
Med ledningen på 220 kV blir flyten på ledningen begrenset til maksimalt ca. 400 MW i begge retninger. Normalt sett oppstår det flaskehals på ledningen lenge før dette, fordi ledningen inngår i snitt med blant annet 420 kV-ledningene fra Sverige til Ofoten helt nord i Nordland, og til Nea og Klæbu i Trøndelag. Spesielt ved import begrenser ledningen hvor mye som kan flyte på disse tre forbindelsene til sammen. Med oppgradering av ledningen til 420 kV øker flyten i begge retninger til opp mot 1000 MW. Normalt sett ved stort overføringsbehov og prisforskjeller øker flyten i intervallet 600-700 MW, som vist i Figur 29. Samlet utvekslet volum i et normalår øker fra i underkant av 1 TWh med ledningen på 220 kV, til nærmere 4 TWh etter oppgradering.

Figur 32 viser samlet utveksling på de tre nordligste ledningene mellom Sverige og Norge i de ulike konseptene. Disse utgjør Storsnittet "Svenskegrensa nord og midt" i Figur 30. Uten oppgradering blir den samlede utvekslingen på disse tre ledningene begrenset til i underkant av 2000 MW både ved eksport og import. Ved import oppstår det normalt sett flaskehals allerede når den samlede overføringen fra Nord-Sverige til Norge når 1100-1200 MW. Med oppgradering øker den maksimale flyten til i overkant av 2500 MW ved eksport og i underkant av 2500 MW ved import. Ved import kan flyten komme opp i 2000 MW for Oppgradering før det oppstår flaskehals, altså 600-800 MW mer enn i Nullalternativet.

Ved Oppgradering får vi også noe økt utnyttelse av forbindelsen mellom Troms og Sverige, særlig i importretning. Dette henger sammen med at flaskehalsen på snittet bestående av de to ledningene fra Sverige til Nord-Norge blir kraft redusert med oppgradering av 220 kV ledningen.



Figur 32: Varighetskurve for flyt på "Svenskegrensa nord og midt" (NO3-SE2, NO4-SE2, NO4-SE1) i 2035 Basis.



Figur 33: Varighetskurve for flyt mellom NO6-SE1 i 2035 Basis.

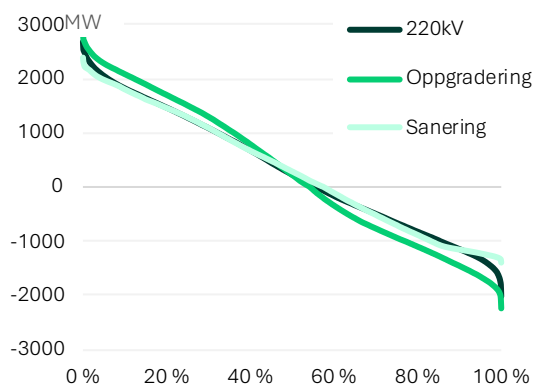
I konseptet Sanering eksisterer ikke Helgeland-Sverige-ledningen og det er derfor ingen flyt i korridoren NO4-SE2. Våre simuleringer viser at Sanering gir noe redusert overføringskapasitet mellom Norge og Nord-Sverige sammenlignet med når vi beholder dagens 220 kV-ledning. Samtidig er nedgangen i kapasitet og flyt relativt liten, da flyten i stor grad flytter seg til de andre mellomlandsforbindelsene til Sverige. Figur 33 viser hvordan flyten øker noe i begge retninger mellom NO6-SE1 ved Sanering.

Det mest begrensende snittet ved sanering er 420 kV-ledningene til Ofoten og Nea fra Sverige. Ved utfall av ledningen fra Sverige til Ofoten vil vi i Sanert få stor omlagring via ledningen 800-900 km lenger sør mellom Nea og Sverige. Ledningen er fra før viktig for utvekslingskapasitet mellom Norge og Sverige, men også utveksling mellom Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge. Det betyr at kapasiteten inn og ut av Nord-Norge i konseptet Sanering vil bli begrenset av flyten i de øvrige korridorene inn og ut av Midt-Norge.

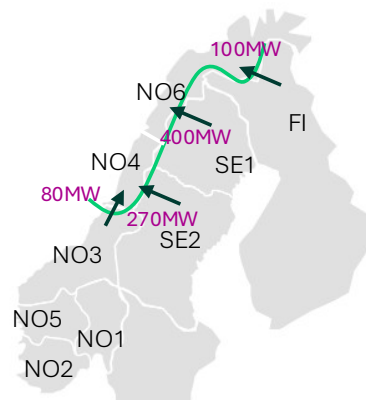
5.3. Oppgradering gir økt flyt ut og inn av Nord-Norge - mindre mot Midt-Norge

Ut av Nord-Norge går det to kraftledninger til Midt-Norge, tre til Sverige (inkludert 132 kV Sildvik-Tornehamn) og en ledning med lite kapasitet mellom Finnmark og Finland. Figur 34 viser samlet utveksling ut av Nord-Norge på alle disse forbindelsene i de ulike konseptene. Vi ser av kurvene at Oppgradering gir mer flyt ut og inn av landsdelen sammenlignet med de to andre konseptene. Det betyr at hvor stort over- og underskudd Nord-Norge kan ha innenfor en gitt time før det oppstår flaskehals øker. Effekten er noe sterkere i timer med nettoimport enn nettoeksport, siden begrensningene i utgangspunktet er noe høyere inn til Nord-Norge enn ut i Nullalternativet.

Ved nettoimport til Nord-Norge er overføringsbehovet klart størst fra Sverige. Ser vi på kun timene hvor det er nettoimport til området er underskuddet i Nord-Norge i snitt 850 MW i 220 kV-alternativet i Basis 2035. Av denne importen kommer i snitt 670 MW fra Sverige, nesten 100 MW på forbindelsen fra Finland til Finnmark, og kun 80 MW fra Midt-Norge. Dette er illustrert i Figur 35. Det er dessuten vanlig at det er import fra Sverige og samtidig flyt fra Nord-Norge til Midt-Norge. I Basis for 2035 uten oppgradering av ledningen mot Sverige er det for eksempel i et normalår ca. 3,3 TWh nettoflyt fra Nord-Norge til Midt-Norge, mens det er en nettoimport på 1 TWh fra Sverige.



Figur 34: Varighetskurve for flyt over Hålogalandssnittet (ut av Nord-Norge) i 2035 Basis.

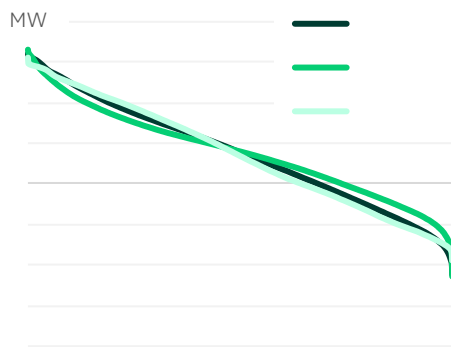


Figur 35: Øyeblikksbilde av typisk flytbilde for utveksling til Nord-Norge ved underskudd for nullalternativet.

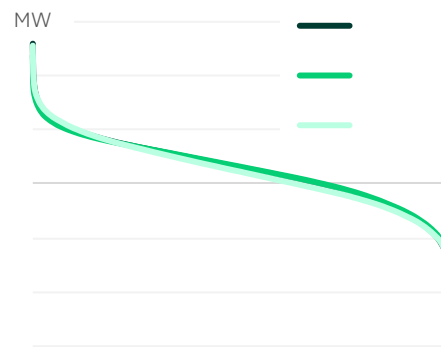
Varighetskurven for samlet flyt ut og inn av Nord-Norge (Figur 34) viser også at samlet flyt ut av regionen kan bli noe høyere enn inn til regionen. Maksimal nettoeksport kommer i noen timer over 2500 MW, mens nettoimporten begrenses til i overkant av 2000 MW. Den viktigste grunnen til at det er slik er bruk av systemvern med automatisk produksjonsfrakobling (PFK) på mange av snittene som begrenser flyten ut av landsdelen. PFK innebærer at ved et utfall av en ledning kobler ut produksjonen ved noen kraftverk for å unngå overlast på gjenværende ledninger¹⁴. Dette hever hvor mye som kan overføres på ledningene før feil. Det er mindre mulighet for å bruke BFK (automatisk utkobling av forbruk) for å heve kapasiteten inn til Nord-Norge.

Ved eksport fra Nord-Norge er det normalt sett høy flyt mot Midt-Norge. Figur 36 viser samlet flyt på de to ledningene fra Nord-Norge til Midt-Norge. Vi ser at oppgradering mot Sverige entydig reduserer flyten mot Midt-Norge, spesielt ved høy flyt sørover. Kraften følger minste motstands vei gjennom nettet, og mer kapasitet mot Sverige gir noe høyere flyt gjennom det svenske nettet, mens det blir mindre flyt i det norske nettet. Dette betyr blant annet at tiltaket reduserer flaskehalsene som oppstår mellom Nord-Norge og Midt-Norge, samtidig som flyten øker mellom SE2 og SE3 i Sverige. Denne effekten hadde naturlig nok vært større i scenario med mindre reduksjon i kraftoverskudd i Nord-Norge.

¹⁴ Se også [Analyse av Transportkanaler 2025-2050](#), side 18.



Figur 36: Varighetskurve for flyt mellom NO3 og NO4 i 2035 Basis.

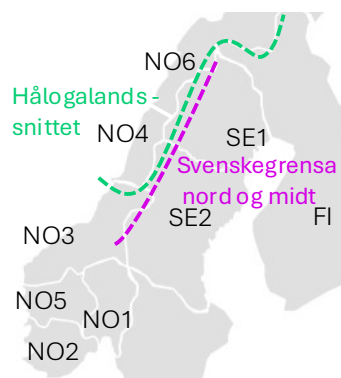


Figur 37: Varighetskurve for flyt mellom NO4–NO6 (Svartisen–Salten) i 2035 Basis.

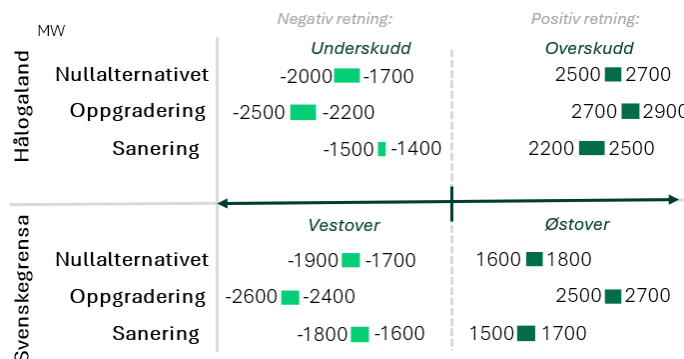
De ulike konseptene påvirker i liten grad flyten mellom NO4-NO6, som vist i Figur 37. Det samme gjelder samlet flyt inn og ut av NO4, som kun øker noe ved Oppgradering, og reduseres marginalt ved Sanering.

5.4. Realisert kapasitet øker betydelig med Oppgradering

For å si noe om hva de ulike tiltakene gir av økt nettkapasitet i 2035, ser vi på det vi kaller realisert kapasitet. Realisert kapasitet angir hvor mye kraft som maksimalt kan flyte hver vei på et Storsnitt. Vi oppgir realisert kapasitet som et spenn for maksimal flyt fordi ulike markedsscenarioer, med ulik forbruks- og produksjonsfordeling, kan gi ulik flytfordeling. Det kan belaste de underliggende kombinasjonssnittene ulikt og på den måten gir ulik oppnådd maksimal flyt. I dette tilfellet består spennet av de øverste persentilene i varighetskurven for flyt fra det mest begrensende av scenarioene Basis, -4 TWh og +6 TWh i Nord-Norge, samt Høypris og Lavpris.



Figur 38: Kart med de sentrale storsnittene



Figur 39: Utvikling i realisert kapasitet på utvalgte Storsnitt i Nord-Norge for de ulike konseptene i 2035.

Realisert kapasitet viser hva som er mulig å overføre over et storsnitt i en situasjon med stort behov for overføring over dette snittet isolert. Det er ikke nødvendigvis mulig å oppnå maks flyt på ett storsnitt samtidig med maks flyt på et annet storsnitt. Realisert kapasitet mellom storsnitt kan ikke adderes, men det sier noe om maks kapasitet over ett storsnitt om flyten her maksimeres isolert sett. Figur 39 viser spennet for realisert kapasitet for de ulike konseptene på storsnittene "Hålogalandssnittet" og "Svenskegrensa nord og midt" i 2035. Storsnittene er vist i kartet i Figur 38.

Med Oppgradering øker den realiserde kapasiteten på "Hålogalandssnittet" i overskudd til mellom 2700-2900 MW sammenliknet med 2500-2700 MW i Nullalternativet. Samlet får vi dermed rundt 200 MW økt realisert kapasitet ut av NO4 med Oppgradering. Tilsvarende er det en realisert kapasitetsøkning inn til Nord-Norge over Hålogalandssnittet rundt 500 MW i Oppgradering. Flaskehalsene er noe større ved underskudd enn overskudd, og derfor øker realisert kapasitet mer inn enn ut av Nord-Norge ved

Oppgradering sammenliknet med Nullalternativet. Flyten inn og ut av Nord-Norge omfordeler seg i stor grad ved Oppgradering, slik at det flyter mindre på de andre forbindelsene og mer mellom Helgeland og Sverige.

Fra Norge til Sverige over snittet "Svenskegrensa nord og midt" øker den realiserte kapasiteten med inntil 900 MW østover og rundt 700 MW vestover med Oppgradering. Det muliggjør økt handel mellom Nord-Norge og Nord-Sverige. I kapittel 5.1 viste vi at dette ikke påvirker nettoeksporten fra Nord-Norge.

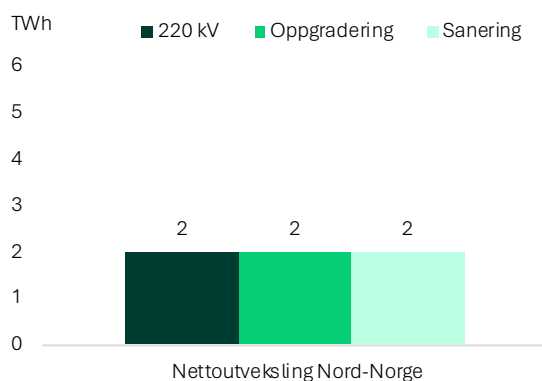
Sanering fører til 200-300 MW redusert maksimal flyt på Hålogalandssnittet i overskudd, sammenliknet med Nullalternativet der dagens ledning er på 220 kV. Sanering fører også rundt 100 MW lavere importkapasitet fra Sverige-ledningene i nord. Dette kan påvirke forsyningssikkerheten til eksisterende forbruk og få konsekvenser for reservert kapasitet og kapasitet i kø.

5.5. Overføringskapasiteten påvirker ikke nettutveksling fra Nord-Norge

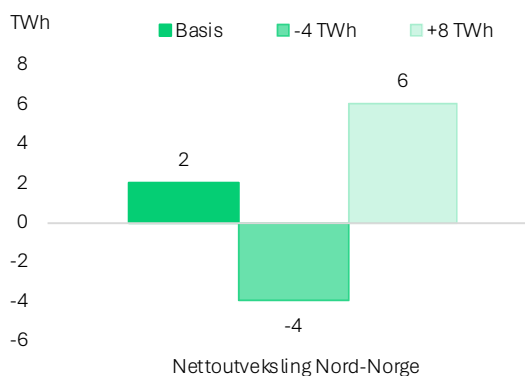
Kraftproduksjonen i Nord-Norge er dominert av regulert vannkraft, hvor den årlige kraftproduksjonen varierer med det årlige tilsiget. Magasinene demper utslagene på produksjon, men er på langt nær store nok til å helt jevne ut de store variasjonene i tilsiget mellom sesonger eller mellom våtår og tørrår. Dessuten er forbruket høyest om vinteren når tilsiget til vannkraftverkene er lavest. Dette gir et behov for overføringskapasitet til andre områder for å jevne ut produksjonen og selge et overskudd i perioder med mer produksjon enn forbruk, og motsatt.

Nettoeksporten ut av Nord-Norge gjennom et år er lik differansen mellom produksjon og forbruk. Denne differansen utgjør energibalansen. Nord-Norge har i dag et overskudd på energibalansen på rundt 8 TWh i et normalår. Det innebærer at den samlede energiproduksjonen i snitt over mange værår er omtrent 8 TWh større enn forbruket over året. I vår Basis for 2035 er overskuddet 2 TWh.

Mer overføringskapasitet, som ved oppgradering av ledningen mellom Helgeland og Sverige, gir ikke i seg selv noen endring i den samlede nettutvekslingen for Nord-Norge, da den ikke påvirker energibalansen. Figur 40 viser at nettoeksporten i TWh er lik for alle konsept for Helgeland–Sverige-ledningen i 2035 i et normalår. Det er mer eller mindre tilsig, som i et tørrår og våtår, eller varig endring i produksjon og forbruk som gir endring i energibalansen og dermed påvirker netto utveksling. Endringen i netto utveksling er altså uavhengig av overføringskapasiteten.



Figur 40: *Nettoeksport* ut av Nord-Norge i ulike konsept i Basis i 2035.



Figur 41: *Nettoeksport* ut av Nord-Norge med Oppgradering med *ulik energibalanse* i 2035.

Mer overføringskapasitet gir imidlertid mulighet til å selge mer kraft på kortere tid når prisene er høye, og importere mer på kortere tid når prisene er lave. Økt overføringskapasitet vil derfor bidra til å redusere risikoen for spill av vann i våte år med stort overskudd, og i tørre år begrense at prisfølsomt forbruk kobler ut. Periodevis kan derfor eksport og import inn til regionen øke, men over en lengre periode, som gjennom et år, vil ikke nettoeksporten påvirkes med ulik overføringskapasitet. Denne økte overføringskapasiteten gir imidlertid en samfunnsøkonomisk nytte som vi refererer til som markedsnytte, som vi viser i kapittel 6.

Selv om økt overføringskapasitet normalt sett ikke gir noen direkte endring i nettutvekslingen, har økt overføringskapasitet mye å si for flyten i enkelttimer, prisvirkning og markedsnytte. Indirekte kan prisvirkningene av økt overføringskapasitet gjøre det økonomisk mer realistisk å ha et større over- eller

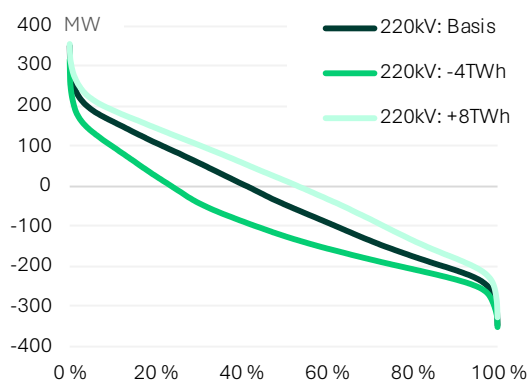
underskudd på energibalansen i Nord-Norge. Den økte kapasiteten mot Sverige bidrar også til bedre forsyningssikkerhet i tørre år, spesielt hvis energibalansen over tid i Nord-Norge blir betydelig negativ i et normalår.

5.6. Energibalansen i Nord-Norge har stor påvirkning på flyt og flaskehalser

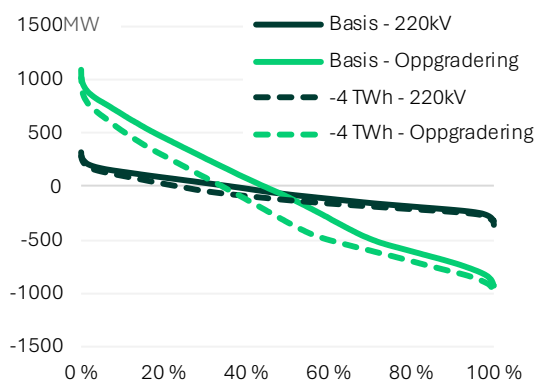
Utviklingen i energibalansen i de nordlige områdene i Norge og Sverige er usikker og vil avhenge av utviklingen i forbruk og produksjon, samt av årlige variasjoner i tilsiget. Som vi nettopp har sett har ikke konseptene i seg selv en direkte påvirkning på energibalansen. Derimot har ulik energibalansen stor påvirkning på flytmønstret i regionen og flaskehalsene, men den relative forskjellen i flyt og prisvirkning mellom konseptene endres i liten grad av ulik energibalansen. Vi viser her påvirkningen av ulik energibalansen for konseptene.

Svakere energibalansen i Nord-Norge øker flaskehalsene inn fra Sverige mye

I Basis er energibalansen i Nord-Norge i 2035 rundt 2 TWh, som presentert på side 20. Vi viser under hvordan flyten endrer seg med 4 TWh underskudd og 8 TWh overskudd på energibalansen i Nord-Norge. I disse sensitivitetene har vi lagt til grunn en jevn reduksjon og økning i forbruket på Helgeland, Troms og Finnmark, sammenlignet med Basis. Et underskudd på 4 TWh i Nord-Norge kan eksempelvis innebære en vekst i forbruket på rundt 12 TWh, sammenlignet med i dag, uten noe økning i kraftproduksjonen.



Figur 42: Varighetskurve for kraftflyt mellom NO4–SE2 i Nullalternativet for 2035 ved ulik energibalansen i Nord-Norge.



Figur 43: Varighetskurve for kraftflyt mellom NO4–SE2 i Basis og ved negativ energibalansen på 4 TWh i Nord-Norge i 2035, for Nullalternativet og konseptet Oppgradering.

Allerede i Basis er det mange timer med flaskehals i overføringen fra Sverige mot Nord-Norge. Når vi øker forbruket i Nord-Norge og får et underskudd på energibalansen øker varigheten på disse flaskehalsene betydelig, som vist i Figur 42. Underskudd reduserer på den andre siden flaskehalsene ut av landsdelen, men denne effekten er langt svakere. Samlet sett øker flaskehalsene knyttet til ledningen betydelig.

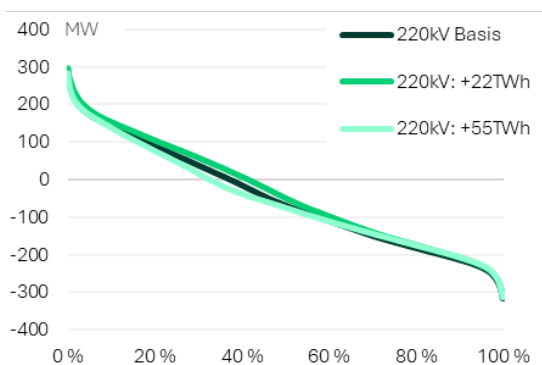
I varianten med overskudd på 8 TWh på energibalansen er flyten mellom Norge og Sverige balansert, og går omtrent like mye i begge retninger. Grunnen er et nettoeksporten fra Nord-Norge i stor grad flyter på de to ledningene mot Midt-Norge. Antall timer der ledningen mellom Helgeland og Sverige er en flaskehals synker noe fra Basis.

Figur 43 viser hvordan flyten på ledningen øker når ledningen blir oppgradert til 420 kV i Basis og varianten med 4 TWh underskudd. Maksimal flyt i begge retninger er omtrent lik som i Basis, men varigheten av høy flyt i timer med import øker naturlig nok i varianten med underskudd. I Basis øker nettoimporten på ledningen svakt ved oppgraderingen. Med underskudd øker nettoimporten med rundt 1 TWh sammenlignet med 0-alternativet. Siden energibalansen i Nord-Norge er uendret med og uten forsterkningen blir den økte importen fra Sverige motvirket av tilsvarende økt nettoflyt fra Nord-Norge til Midt-Norge. Grunnen til at dette skjer er at den billigste måten å få inn kraft til Nord- og Midt-Norge på i mange timer er fra Sverige. Med oppgradering øker muligheten til å få inn kraft fra Sverige markant.

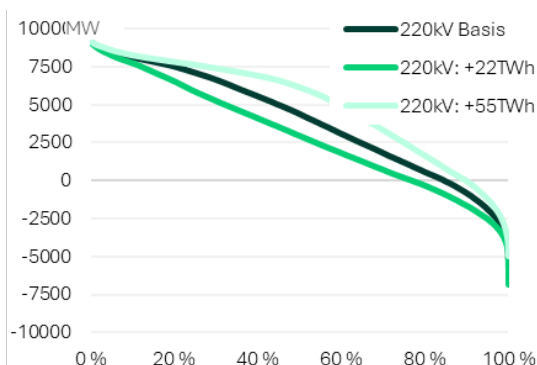
Stort overskudd på energibalansen i Nord-Sverige demper flaskehalsen mot Norge noe

I forrige delkapittel så vi at en endring til -4 TWh og +8 TWh på energibalansen i Nord-Norge hadde stor betydning for flyten mellom NO4 og SE2. Til sammenligning ser vi at en endring på +/- 15 TWh på energibalansen i Nord-Sverige (SE1 og SE2) i 2035, har langt mindre betydning for NO4–SE2 flyten. Sensitivitetene for Nord-Sverige har vi satt opp med utgangspunkt i energibalansen i Basis 2035, som er rundt 40 TWh. Sensitiviteten med 55 TWh samlet overskudd i SE1 og SE2 tilsvarer dagens overskudd i disse to budområdene samlet.

Sensitivitetene med et utfallsrom på 30 TWh på energibalansen i Nord-Sverige i et normalår, viser at flyten mellom Helgeland og Sverige påvirkes svært lite, som vist i Figur 44. Dette skyldes at overskuddet i Nord-Sverige primært flyter sørover i Sverige og i mindre grad mot Norge. Energibalansen i Nord-Sverige påvirker primært flyten mellom SE2–SE3, som vist i Figur 45.



Figur 44: Varighetskurve for flyt mellom NO4 og SE2 i Nullalternativet for 2035 ved ulike energibalansen i Nord-Sverige.



Figur 45: Varighetskurve for flyt mellom SE2 og SE3 i Nullalternativet i 2035 ved ulike energibalansen i Nord-Sverige.

5.7. Liten påvirkning på pris ved nøytral energibalansen i Nord-Norge

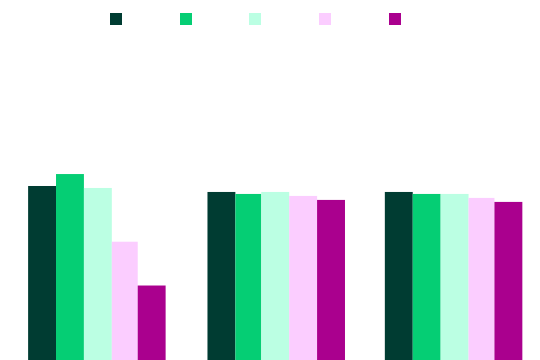
Energibalansen i Nord-Norge er helt sentral for hvordan konseptene påvirker gjennomsnittsprisene. I Basis for 2035 og 2050 har vi en energibalansen nært null, som er situasjonen som gir lavest endring i snittprisene. Vi viser derfor også sensitiviteter med over- og underskudd på energibalansen i Nord-Norge.

Utvikling mot likere snittpriser i Nord og Sør-Norge mot 2035 og 2050

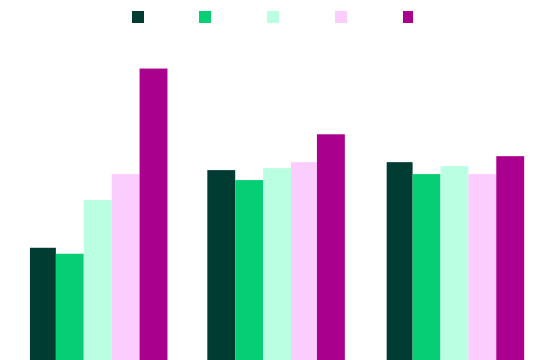
Før vi går inn på virkningen på kraftpris av de ulike konseptene for Sverige-ledningen gir vi et raskt overblikk over utviklingen i kraftpris mot 2035 og 2050.

I 2026 er det stor forskjell i snittprisene i ulike regioner i Norge. Snittprisen i Nord-Norge er i vårt basisdatasett rundt 24 €/MWh, som snitt av 29 simulerte værår. Snittprisen i Sør-Norge og Midt-Norge ligger på henholdsvis 55-60 €/MWh og 40 €/MWh. I våre basisdatasett bruker vi basispris fra LMA 2024 for de kontinentale prisene. Den lave simulerte snittprisen i Nord-Norge skyldes at det er et overskudd på normalårsbalansen i Nord-Norge på rundt 8 TWh, og samtidig et betydelig overskudd i Nord-Sverige (SE1 og SE2) på rundt 55 TWh. Kombinert med begrenset overføringskapasitet sørover i Norge og Sverige gir dette langt lavere priser i Nord-Norge enn lengre sør.

Mot 2035 gir mer nettkapasitet og høyere forbruk nord i Norge og Sverige at snittprisene i Norge blir mer like. Snittprisene i Nord-Norge ligger på rundt 50 €/MWh i Basis, et par euro lavere enn i Sør-Norge. Samtidig er det noe høyere enn i Nord-Sverige. Vi legger her til grunn at Helgeland–Sverige-ledningen er oppgradert til 420 kV. Overskuddet på energibalansen i Nord-Norge blir redusert til 2 TWh i Basis 2035, og videre til null i Basis 2050. Overskuddet på energibalansen i Nord-Sverige (SE1 og SE2) redusert fra dagens nivå på rundt 55 TWh i et normalår til rundt 40 TWh i 2035 og rundt 30 TWh i 2050. I tillegg til lavere overskudd på energibalansen, gir den planlagte nettutbyggingen både i Norge og Sverige økt kapasitet mellom nord og sør. Det bidrar også til å øke prisene nord i Norge og i Sverige. Prisene i Sør-Norge dempes i takt med en utvikling mot lavere snittpriser på kontinentet og i Storbritannia, som følge av høy fornybarutbygging.



Figur 46: Snittpris i Norge mot 2050

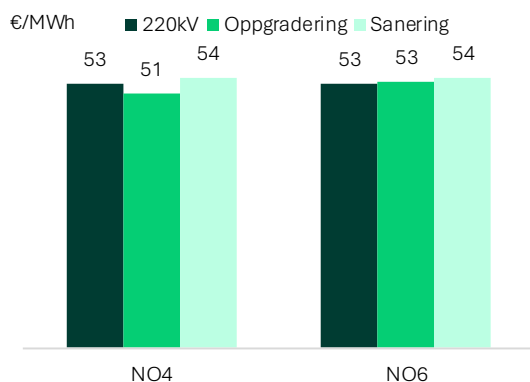


Figur 47: Snittpris i Sverige og Tyskland mot 2050

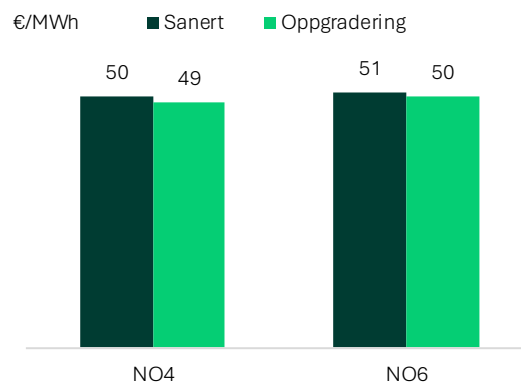
Utviklingen i prisene i Sverige følger omtrent samme utvikling som prisene i Norge. Snittprisene i Nord-Sverige er rundt 30 €/MWh i normalåret for 2025, og øker til rundt 45-50 €/MWh i 2035, etter hvert som overskuddet i Nord-Sverige synker, og kapasiteten i nettet nord-sør i Sverige øker. I både 2035 og 2050 er snittprisene i Sverige svært like på tvers av regioner, til tross for at Nord-Sverige fortsatt har et betydelig overskudd på energibalansen.

Oppgradering gir nedgang i snittpris i Nord-Norge når energibalansen er rundt null

Med rundt null i energibalansen i Nord-Norge gir Oppgradering en nedgang i NO4- og NO6-prisen i både 2035 og 2050, som snitt av alle simulerte værår. Virkningen på snittpris er rimelig lik i både NO4 og NO6, der kraftprisen faller med 1-2 €/MWh i NO4 og 0-1 €/MWh i NO6. Vi så i kapitlene om flyt og realisert kapasitet over at tiltaket øker importkapasiteten noe mer enn eksportkapasiteten både mot Sverige, og med tanke på samlet flyt ut og inn av Nord-Norge. Dermed faller prisene mer i tørre år enn de øker i våte år, slik at snittprisene samlet sett går ned.



Figur 48: Snittpris for NO4 og NO6 i Basis 2035 (2 TWh overskudd i Nord-Norge)



Figur 49: Snittpris for NO4 i 2050 Basis (0 TWh overskudd i NO4)

Prisvirkningen av Oppgradering er svært lik i 2035 og 2050. Men i 2050 er utgangspunktet og Nullalternativet at ledningen er sanert, da ledningen på dette tidspunktet har nådd sin levetid.

Sanering gir i 2035 en økning i NO4- og NO6 prisen på rundt 1 €/MWh, i snitt. Dette da prisen i Nord-Norge kobles tettere på prisen i SE1, som er litt høyere enn prisen i SE2 i Nullalternativet, når det ikke lenger er en forbindelse mellom NO4 og SE2.

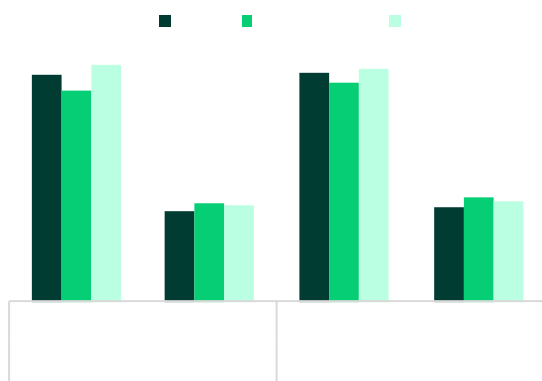
Virkningen på kraftpris i Nord-Norge er ulik i tørrår og våtår

Prisvirkningen avhenger sterkt av energibalansen i Nord-Norge og derfor vil denne være større i tørrår og våtår – og gjennom en våtere og en tørrere sesong. For å illustrere dette, viser vi nedenfor snittprisene med de ulike konseptene i et tørrår og et våtår i Basis for 2035.

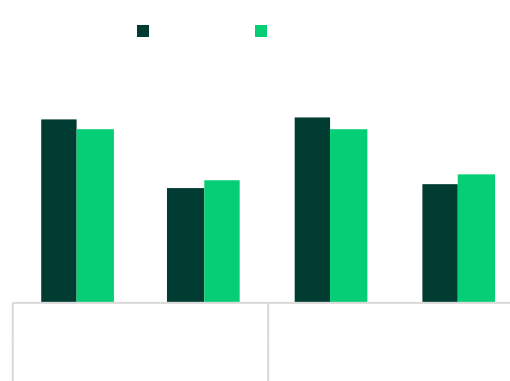
I et tørrår i 2035 er snittprisene i Nord-Norge høyere enn de er i et normalår. Tørråret vi viser har en snittpris på 71 €/MWh med dagens Sverige-ledning, som er en del over snittprisen over 29 værår på 53 €/MWh som viste i forrige delkapittel. I dette tørråret gir Oppgradering en nedgang i snittpris på rundt 5 €/MWh, til 66 €/MWh. Nedgangen i snittpris er større med Oppgradering i et tørrår, fordi større muligheter for import fra Sverige bedrer energisituasjonen. Dette gir lavere vannverdier i vannkraftverk med magasin, og dermed betydelig reduserte priser. Sanering gir enda høyere priser i et tørrår fordi importmulighetene til Nord-Norge synker noe.

I et våtår er prisvirkningen motsatt for Oppgradering, som gir rundt 2 €/MWh høyere kraftpris i snitt i NO4. I våtåret er snittprisen 29 €/MWh som er rundt 20 €/MWh lavere enn i normalåret. I en slik situasjon gir mer kapasitet ut av Nord-Norge større mulighet til å eksportere energioverskuddet til en høyere pris, som gir noe økt snittpris i Nord-Norge og økt inntjening for produsentene.

I kapittel 5.8 viser vi at virkningen på snittprisene over året er svært sensitiv for energibalansen i nord. I et scenario med kun 4 TWh underskudd på energibalansen synker prisene med hele 10 €/MWh i et normalår som følge av oppgradering mot Sverige. Da blir prisene redusert med 20 €/MWh i tørre år.



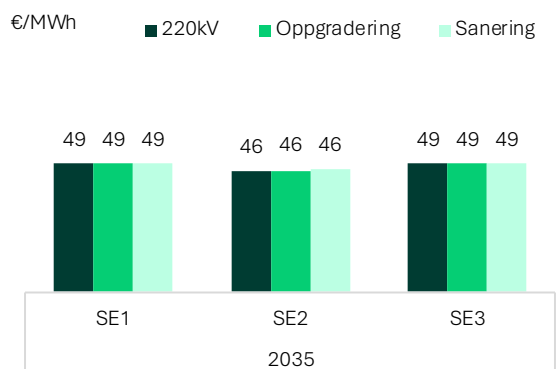
Figur 50: Snittpris i NO4 og NO6 i 2035 Basis i et tørrår og et våtår.



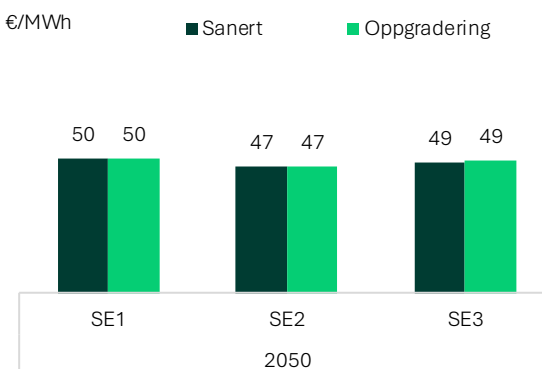
Figur 51: Snittpris i NO4 og NO6 i 2050 Basis i et tørrår og et våtår.

Liten prisvirkning på svenske kraftpriser av konseptene

Svenske kraftpriser er nærmest uendret med de ulike konseptene både i 2035 og 2050, som vist i Figur 52 og Figur 53. Det gjelder i snitt gjennom året, men også per sesong, og i tørrår og våtår. Dette er fordi kraftsystemet i NO4 er langt mindre en kraftsystemet i Nord-Sverige, som har betydelig mer kapasitet mot Sør-Sverige enn mot Norge. Større overføringskapasitet mellom NO4 og SE2 har derfor større virkning på det norske systemet enn det svenske.



Figur 52: Snittpris i svenske budområder i 2035



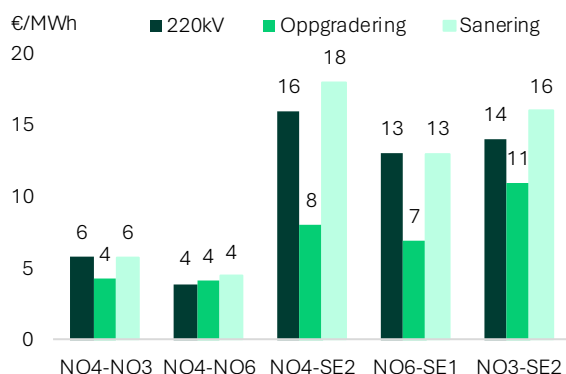
Figur 53: Snittpris i svenske budområder i 2050

Prisforskjellene internt i Norge og mot Sverige blir mindre med Oppgradering

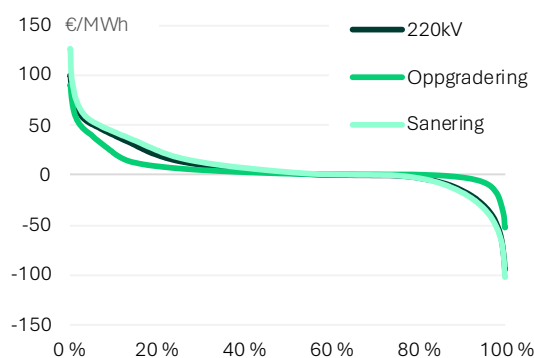
De timevise prisforskjellene som oppstår mellom budområder er et godt mål på flaskehalsene som begrenser kraftflyten. Vi har sett hvordan overgang til 420 kV-ledning gir mye økt flyt på ledningen, og samlet mellom Norge og Sverige i nord. Dette reduserer igjen flaskehalsene i nettet og gir dermed betydelig reduserte prisforskjeller. Prisforskjellene reduseres klart mest mellom Nord-Norge og Sverige, men også prisforskjellene mellom Nord-Norge og Midt-Norge, og Midt-Norge og Sverige går signifikant ned i alle scenario.

Som vist i figuren til venstre under, er den timevise prisforskjellen mellom NO4 og SE2 rundt 16 €/MWh i 2035 Basis før oppgradering. Med Oppgradering halveres denne til 8 €/MWh. Prisforskjellen mellom NO6 og SE1 halveres også, og den mellom NO3 og SE2 blir betydelig mindre. Oppgradering gir også noe reduserte prisforskjeller internt i Norge, der prisforskjellen reduseres mest mellom NO4 og NO3.

Utenfor områdene vist i Figur reduseres prisforskjellene noe også mellom NO3 og Sør-Norge og NO1 og SE3. Ved høy forbruksvekst sør for Svartisen vil tiltaket kunne gi betydelig reduserte prisforskjeller mellom NO3 og Sør-Norge. Dette viser at den økte kapasiteten som følge av oppgradering i betydelig grad reduserer de samlede flaskehalsene i kraftsystemet nord i Norge og Sverige.



Figur 54: Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell i Basis 2035



Figur 55: Varighetskurve for prisforskjell mellom NO4 og SE2 for de ulike konseptene i 2035 Basis.

Sanering av ledningen gir som forklart over en liten nedgang i flyt på mange korridorer sammenlignet med å beholde ledningen på 220 kV. I 2035 Basis øker prisforskjellen mellom NO4 og SE2 og mellom NO3-SE2 med rundt 2 €/MWh med Sanering. Grunnen er at snittprisene i NO3 og NO4 øker noe som følge av at mulighetene for import i tørre år går ned.

Figuren til høyre ovenfor viser varighetskurve for prisforskjell mellom NO4-SE2 for de ulike konseptene. Positive verdier betyr at prisen er høyest i NO4. Vi ser for det første at prisforskjellene er størst ved import fra Sverige. Antall timer med relativt høy prisforskjell er også stor, der prisforskjellen er over 10 €/MWh i over 40 prosent av tiden. Ved Oppgradering er det betydelig flere timer med lav prisforskjell mellom de to områdene i begge retninger. Andelen av tiden der prisforskjellen er over 10 €/MWh faller til ca. 20 prosent. Ved Sanering er prisforskjellen jevnt over marginalt høyere enn i Nullalternativet med ledningen på 220 kV.

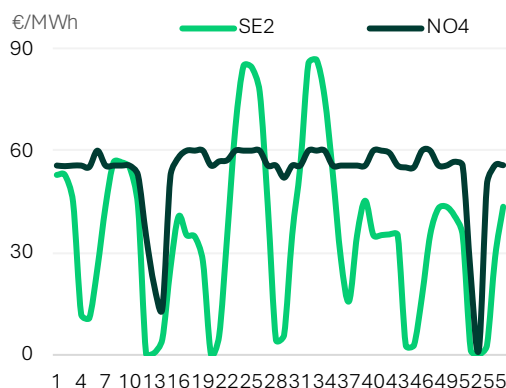
Oppgradering gir mer variasjon i kraftprisene i Nord-Norge gjennom uken og døgnet

Oppgradering gir mer kapasitet mellom Nord-Norge og Sverige, som gjør at prisstrukturen i Nord-Norge knyttes tettere mot prisstrukturen i Nord-Sverige. Figurene nedenfor viser prisstrukturen for en typisk sommeruke i NO4 og SE2 med dagens ledning til Sverige (til venstre) og med oppgradert ledning (til høyre).

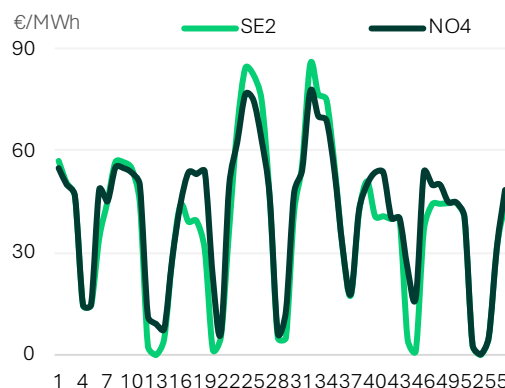
Før oppgradering er variasjonen i SE2-prisen langt større gjennom uka, enn NO4-prisen. Dette skyldes at Sverige samlet har en høyere andel sol og vindkraft som gir større variasjon i kraftprisen enn i Norge som har en høy andel regulerbar vannkraft.

Med Oppgradering ser vi at NO4-prisen blir langt likere prisen i SE2. Virkningen på NO4-prisen time for time skjer både ved at NO4-prisen synker og øker til SE2-prisen. Priskobling nedover, der NO4-prisen synker til SE2-prisen, oppstår når den økte kapasiteten fra Sverige-ledningen gjør det mulig at forbruket i Nord-Norge

kan dekkes av rimeligere produksjon enn den regulerbare vannkraften i regionen. Priskobling oppover, der NO4-prisen øker til SE2-prisen, oppstår når det er større betalingsvilje for kraft i SE2 og Nord-Norge har tilstrekkelig produksjonseffekt til å dekke både nord-norsk forbruk og flyt ut av regionen.



Figur 56: Kraftpris i NO4 og SE2 i 2035 gjennom en sommeruke, med dagens 220 kV-ledning til Sverige.



Figur 57: Kraftpris i NO4 og SE2 i 2035 gjennom en sommeruke, med Oppgradering.

SE2-prisen påvirkes lite av de ulike konseptene for Helgeland–Sverige-ledningen. Som vi ser her, gjelder dette også fra time til time gjennom uka. Dette skyldes at kraftsystemet (samlet forbruk og produksjon) i Nord-Sverige er betydelig større enn kraftsystemet i Nord-Norge, og i tillegg har kraftnettet nord-sør i Sverige høy overføringskapasitet. Den økte kapasiteten mellom Helgeland og Sverige med Oppgradering utgjør derfor en relativt liten andel av den totale systemstørrelsen og utvekslingskapasiteten i Nord-Sverige. Siden NO4 er et mindre system, gir Sverige-ledningen en relativt større økning i utvekslingskapasitet, som påvirker prisen mer i Norge enn i Sverige.

5.8. Prismirkingen er usikker – energibalansen i Nord-Norge har størst betydning

Energibalansen i Nord-Norge er faktoren som har størst betydning for virkingen på nord-norsk kraftpris av de ulike konseptene. Vi viser her hvordan prismirkingen blir større både med over og underskudd på energibalansen i Nord-Norge. Vi viser også betydningen av ulik energibalans i Nord-Sverige og scenarioene for kraftpris i utlandet, men disse faktorene har mindre betydning.

Over- og underskudd på energibalansen gir større virkning på snittprisen

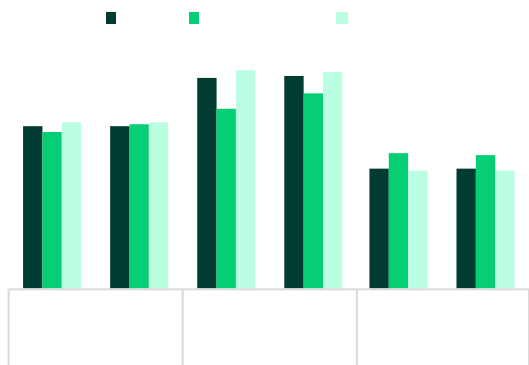
Vi har sett at virkingen på NO4- og NO6-prisen ved de ulike konseptene i snitt kun er rundt 1-2 €/MWh når energibalansen i NO4 er rundt null, men at våttår og tørrår gir noe større variasjoner. Vi viser her sensitiviteter med et underskudd på -4 TWh og +8 TWh på energibalansen i Nord-Norge i 2035. Med disse normalårsbalansene blir virkingen på snittprisen av de ulike konseptene opp mot 10 €/MWh – og enda større i tørrår og våttår. Til slutt ser vi også på virkningene av de ulike konseptene ved +/- 6 TWh i 2050.

Med en forbruksvekst rimelig jevnt fordelt mellom NO4 og NO6 er NO4/NO6-prisen rundt 70 €/MWh i 2035 ved 4 TWh underskudd i Nord-Norge, mot rundt 53 €/MWh når energibalansen er rundt null. En oppgradering av Sverige-ledningen gir i en slik situasjon en nedgang i snittprisen i både NO4 og NO6 på rundt 5-10 €/MWh, som vist i Figur 58. Våre simuleringer viser tydelig at oppgradering av Sverige-ledningen bidrar til å redusere kraftprisene i Nord-Norge i situasjoner med underskudd på energibalansen i Nord-Norge og på den måten dempe priskonsekvensen av et underskudd på energibalansen i regionen.

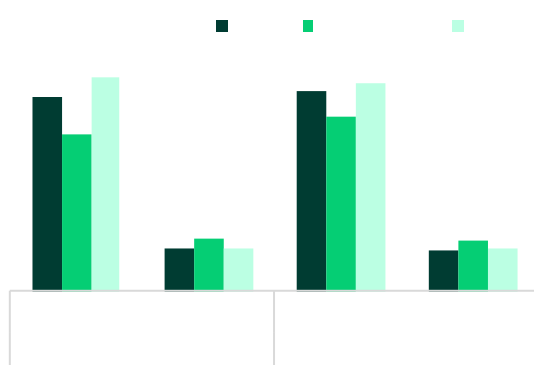
Ved overskudd på energibalansen i Nord-Norge gir Oppgradering rundt 5 €/MWh høyere snittpriser. Økningen er langt lavere enn nedgangen i snittpris på rundt 10 €/MWh ved underskudd på energibalansen i NO4. Det er tydelig at flaskehalsen ved flyt inn mot NO4 er større enn flaskehalsen ved flyt ut, før oppgradering. Dermed blir virkingen av Oppgradering størst når det er underskudd i NO4 og importflaskehals.

Dersom tørrår inntreffer når underskuddet på normalårsbalansen er -4 TWh, vil energibalansen i Nord-Norge være ytterligere svekket. I vår simulering er da snittpris på rundt 93 €/MWh, som vist i Figur 59.

Oppgradering gir i en slik situasjon et enda større bidrag til å redusere prisen, med rundt 20 €/MWh, fordi de ekstra energivolumene som kan hentes fra andre områder og særlig fra Sverige, gjør at forbruket kan forsynes til en langt lavere kostnad enn uten denne overføringskapasiteten.

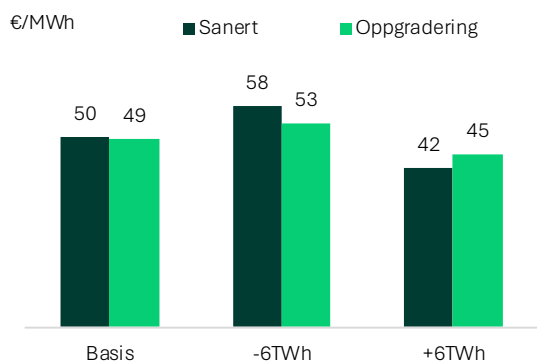


Figur 58: Snittpris i NO4 i 2035 ved underskudd på 4 TWh og overskudd på 8 TWh i Nord-Norge

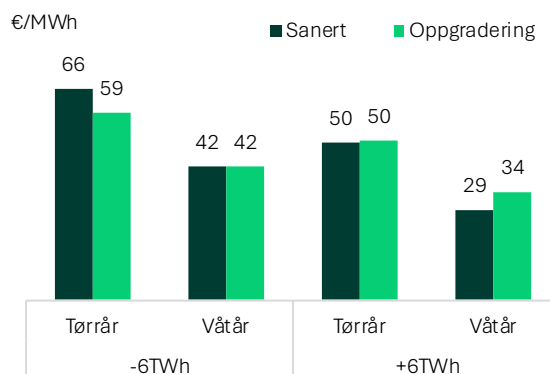


Figur 59: Snittpris i NO4 i 2035 ved underskudd på energibalansen i tørrår og overskudd i våtår

Sanering gir rundt 10 €/MWh høyere snittpris i NO4 og NO6 ved 4 TWh underskudd på energibalansen. I et tørrår er prisvirkningen langt større, med 30-40 €/MWh økt snittpris i NO4 og NO6. Dette illustrerer at overføringskapasiteten mot Sverige er svært viktig i en stram energisituasjon, og at Sanering av ledningen av den grunn fremstår som et lite gunstig konsept. Ved overskudd på energibalansen gir Sanering ingen endring i snittprisen.



Figur 60: Snittpris i NO4 i 2050 ved over- og underskudd på +/-6 TWh i Nord-Norge



Figur 61: Snittpris i NO4 i 2050 ved underskudd på energibalansen i tørrår og overskudd i våtår

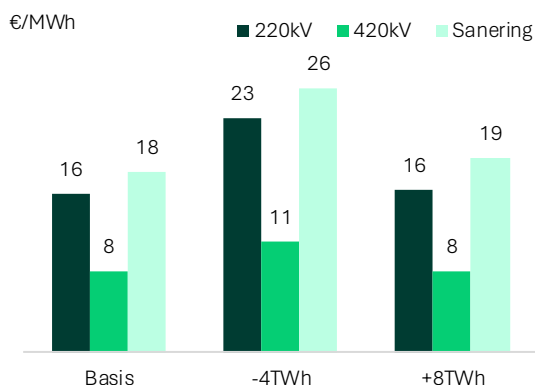
Med svært jevne snittpriser i Norden i 2050, er det som vi har sett svært liten prisvirkning av Oppgradering. Figur 60 viser hvordan snittprisene i NO4 i 2050 påvirkes av et underskudd og et overskudd på 6 TWh på energibalansen i Nord-Norge. Ved et underskudd på 6 TWh reduseres snittprisen i NO4 med 5 €/MWh av Oppgradering sammenliknet med nullalternativet Sanert. Motsatt gir Oppgradering en økning i snittpris på 3 €/MWh ved et overskudd på energibalansen på 6 TWh. Ved tørrår kombinert med negativ energibalanse er det et stort behov for import, og Oppgradering reduserer snittprisen med 7 €/MWh som vist i Figur 61.

Underskudd i Nord-Norge påvirker prisforskjellene mest

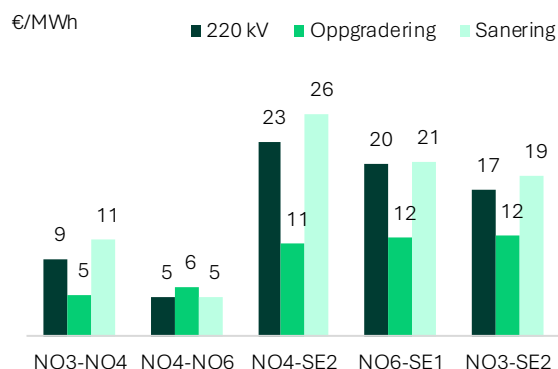
Figur 62 viser absolutt prisforskjell mellom NO4 og SE2 med ulik energibalanse for konseptene i 2035. I Basis er flaskehalsene i noe større grad knyttet til import på ledningen. Med større underskudd øker disse flaskehalsene betydelig. Dermed øker prisforskjellene fra 16 €/MWh i Basis til 23 €/MWh i varianten med 4 TWh underskudd med ledningen fortsatt på 220 kV. Vi ser at effekten av oppgradering av ledningen til 420 kV som følge av dette blir enda sterkere. Av Figur 63 ser vi at oppgradering til 420kV i varianten med underskudd på energibalansen reduserer prisforskjellene mellom NO6 og SE1, NO4 og NO3 og NO3 og SE2 betydelig mer enn i Basis. Prisforskjellene mellom NO4 og SE2 mer enn halveres fra 23 €/MWh til 11 €/MWh.

I varianten med økt overskudd er prisforskjellene marginalt lavere enn i Basis. Flaskehalsene og prisforskjellene ved flyt fra Sverige er mindre, men prisforskjellene i timer med flyt ut av Nord-Norge øker nesten tilsvarende. Oppgradering til 420 kV reduserer prisforskjellene tilsvarende det vi ser i Basis.

I alternativet med Sanering har vi sett at kapasiteten inn til Nord-Norge faller noe sammenlignet med Nullalternativet, og at prisforskjellene time for time mot SE2 er noe høyere enn i 0-alternativet. Det samme gjelder i variantene med over- og underskudd på energibalansen. I varianten med underskudd øker prisforskjellene til 26 €/MWh, mens den øker til 19 €/MWh i varianten med overskudd.



Figur 62: Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell mellom NO4–SE2 i 2035 med *ulik energibalanse*



Figur 63: Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell i 2035 med *-4 TWh på energibalansen i Nord-Norge*

Mer produksjon vil i likhet med Oppgradering gi lavere kraftpriser ved underskudd

I situasjonen med underskudd på 4 TWh har vi økt forbruket i NO4 med 6 TWh sammenlignet energibalansen i Basis, uten noe mer kraftproduksjon. Dette ga en snittpris gjennom året i NO4 på rundt 68 €/MWh som er rundt 15 €/MWh høyere enn i Basis, og som er et prisnivå som er betydelig høyere enn NO3 og SE2 prisen på henholdsvis 61 og 48 €/MWh.

I en slik situasjon ser vi at Oppgradering gir en betydelig nedgang i kraftprisen i NO4, men mer produksjon i NO4 ville hatt samme effekt. Om vi legger til samme energimengde vindkraft som forbruksøkningen (6 TWh), slik at energibalansen i Nord-Norge går tilbake til hva den er i 2035 Basis, faller også kraftprisen nesten tilbake til prisnivået i Basis. Dette til tross for at vindkraftproduksjonen er variabel og forbruket har en flat profil gjennom året. God fleksibilitet i vannkraften i NO4 sørger for å jevne ut det meste av svingningene i den variable vindkraftproduksjonen, gjennom at vannkraftprodusentene kan spare på vannet i timer med høy vindkraftproduksjon og la denne forsyne forbruket, for så å produsere i timer med mindre vindkraft. Vannkraften jevner ut det meste av forskjellene i profil mellom vindkraften og forbruket slik at det er energibalansen som er det som har mest betydning og ikke den timevise effektbalansen.

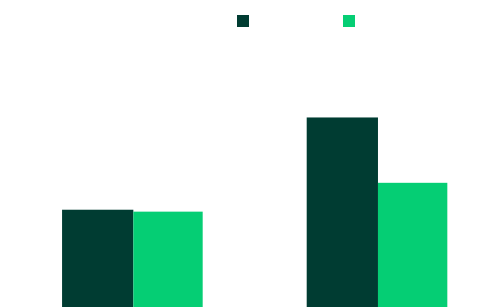
Et underskudd på 8 TWh i Nord-Norge er lite realistisk selv med ny 420 kV forbindelse

Vi har undersøkt konsekvensene for pris dersom alt det reserverte forbruket i Nord-Norge (2000 MW), blir realisert. Det reserverte forbruket utgjør en vekst på 16 TWh gitt en forutsetning om 8000 timer brukstid. Om alt dette blir realisert vil det snu dagens overskudd på rundt 8 TWh i Nord-Norge til et underskudd på 8 TWh. Når vi tester dette i 2035-datasettet gir det en så høy priskonsekvens at vi anser det som et lite sannsynlig scenario, dersom det ikke samtidig kommer ny kraftproduksjon. Det gjelder både med dagens 220 kV-forbindelse og ny 420 kV-forbindelse.

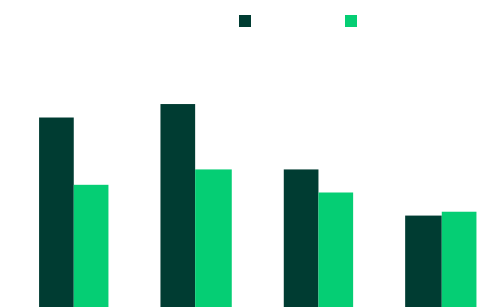
I kapittel 2.7 viste vi at et underskudd på 8 TWh i Nord-Norge vil gi en snittpris i NO4 på rundt 100 €/MWh, med dagens 220 kV-forbindelse til Sverige. I tørre år oppstår det både knapphet på effekt og energi lokalt i nord, med tilhørende svært høye priser.

Når vi simulerer med en ny 420 kV-forbindelse til Sverige faller snittprisen i Nord-Norge fra rundt 100 €/MWh til rundt 65-75 €/MWh i Nord-Norge (NO4 og NO6)¹⁵. Grunnen til at prisene faller så mye er at den betydelig økte importkapasiteten gjør at faren for å gå tom for energi i tørre år reduseres vesentlig. Dermed gir tiltaket svært stor prisnedgang i disse årene. Og hvis Nord-Norge hadde vært ett budområde, ville snittprisen i det felles område blitt vesentlig høyere enn 75 €/MWh. Men selv etter at Sverige-forbindelsen er oppgradert til 420 kV er snittprisen i Nord-Norge fremdeles høyere enn i SE2 (51 €/MWh), og over prisen i Sør-Norge (58 €/MWh). Dermed er det sannsynlig at færre forbruksaktører vil etablere seg i Nord-Norge, og/eller at noe eksisterende forbruk faller fra, spesielt i NO6. Det er også sterkere insentiver til å etablere ny kraftproduksjon i Nord-Norge i en slik situasjon, enn i andre områder.

Resultatet blir sannsynligvis at underskuddet i Nord-Norge ikke blir så stort som 8 TWh, selv med ny 420 kV. For at alt det reserverte forbruket skal bli realisert er det behov for mer kraftproduksjon, i tillegg til ny Sverige-forbindelse, for å sikre tilstrekkelig konkurransedyktige kraftpriser i Nord-Norge.



Figur 64: Snittpris i NO4 i 2035 i Basis og med -8 TWh underskudd på energibalansen i Nord-Norge

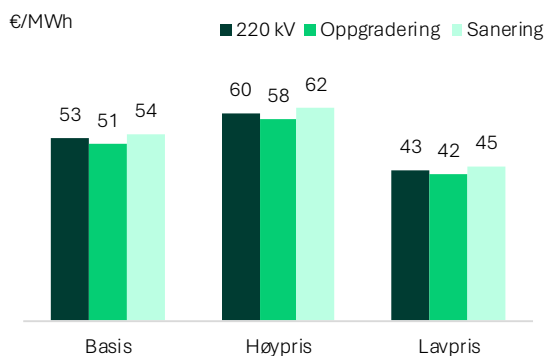


Figur 65: Snittpriser i 2035 med -8 TWh underskudd på energibalansen i Nord-Norge

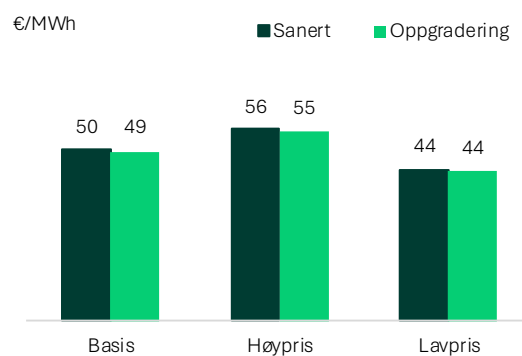
Høypris og Lavpris gir lite utfallsrom for prisvirkningen, men har betydning for prisnivået

Våre alternative scenario for kraftpris, Høypris og Lavpris, er scenario med henholdsvis høyere og lavere prisnivå og -variasjon enn i vår Basis. Høypris gir en snittpris i Nord-Norge og Nord-Sverige som er rundt 5 €/MWh høyere enn Basis i 2035, mens Lavpris gir en snittpris som er 5-8 €/MWh lavere enn Basis, med dagens Sverige-ledning i 2035 og 2050. Høypris og Lavpris gir også et utfallsrom for prisvariasjonen, som igjen gir et utfallsrom i den timevise prisforskjellen mellom NO4 og SE2. Det sistnevnte har betydning for markedsnyttens av konseptene, som vi kommer tilbake til i kapittel 6.

Når energibalansen i Nord-Norge er rundt null, ser vi av Figur 67 at Høypris og Lavpris gir rundt samme prisvirkning av konseptene som i Basis, bare snittprisenivået er ulikt i utgangspunktet.



Figur 66: Snittpris i NO4 i 2035 for de ulike konseptene med Høypris og Lavpris



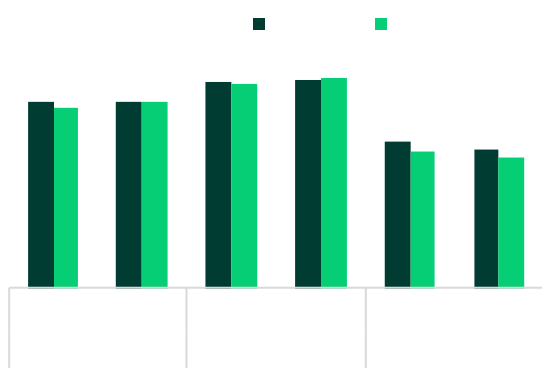
Figur 67: Snittpris i NO4 i 2050 for de ulike konseptene med Høypris og Lavpris

¹⁵ Årsaken til at prisene faller mindre i NO6 er at tiltaket ikke gir mer kapasitet på snittet som begrenser flyten inn til området fra Salten og nordover.

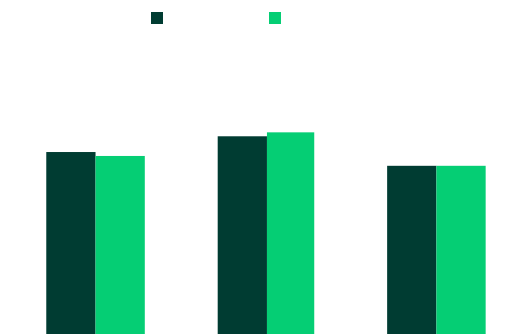
Energibalansen i Nord-Sverige har noe betydning for prisvirkningen av konseptene

I vår Basis i 2035 er overskuddet på energibalansen i Nord-Sverige (SE1 og SE2) på rundt 40 TWh i et normalår. I 2025 var normalårsbalansen rundt 55 TWh. Det er sterke drivere for forbruksvekst i Nord-Sverige, særlig knyttet til elektrifisering av stålindustrien. Dette trekker mot redusert energibalanse mot 2035. Samtidig er planene usikre og kan bli forsinket. Vi har derfor undersøkt betydningen av ulik energibalanse i Nord-Sverige i to sensitiviteter. I 2035 ser vi på én sensitivitet med samme overskudd på energibalansen som i dag (55 TWh overskudd), og én et lavere overskudd på 25 TWh. I Basis 2050 er overskuddet på energibalansen rundt 30 TWh og vi ser på én sensitivitet med 15 TWh overskudd og én med 45 TWh overskudd.

I 2035 gir et lavere overskudd på energibalanse i Nord-Sverige (25 TWh) nesten samme virkning Oppgradering på snittprisen av som når energibalansen i Nord-Sverige er 40 TWh i Basis. Forblir overskuddet på energibalansen som i dag, på rundt 55 TWh, vil imidlertid Oppgradering gi en større prisnedgang enn i Basis. Dette da prisen i Nord-Sverige ligger en del lavere med et overskudd på 55 TWh, sammenlignet med i Basis. Overskuddet er så stort at det gir en langt større flaskehals nord-sør i Sverige, som gjør at kraftprisene i nord blir betydelig lavere enn kraftprisene i sør. Oppgradering gir derfor en større nedgang i snittprisen.

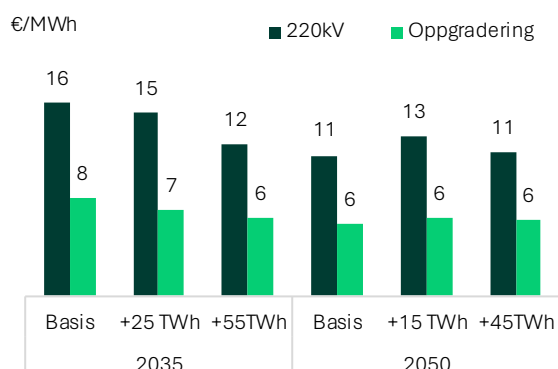


Figur 68: Snittpris for NO4 i 2035 med ulik energibalanse i Nord-Sverige. I Basis 2035 er overskuddet rundt 40 TWh i Nord-Sverige



Figur 69: Snittpris for NO4 i 2050 med ulik energibalanse i Nord-Sverige. I Basis 2050 er overskuddet rundt 30 TWh i Nord-Sverige

I 2050 har energibalansen i Nord-Sverige mindre betydning for prisvirkningen av Oppgradering. Dette skyldes at økningen i kapasitet i det planlagte nettet til 2050 i stor grad jevner ut forskjellen i energibalanse mellom regioner. Dermed blir ikke kraftprisen så lav i Nord-Sverige av et så stort overskudd som 50 TWh. Dette gjør også at prisvirkningen av Oppgradering er svært lik i de ulike sensitivitetene med 15 TWh og 45 TWh overskudd på energibalansen i Nord-Sverige.



Figur 70: Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell NO4-SE2

Samtidig har overskuddet i Nord-Sverige en del betydning for prisforskjellen mellom NO4-SE2. Med dagens overskudd på energibalansen i Nord-Sverige (55 TWh) blir de timevise prisforskjellene mellom NO4-SE2 12 €/MWh, mot 16 €/MWh i Basis når energibalansen i Nord-Sverige er 40 TWh. Dette skyldes at det oppstår oftere flaskehals nord-sør gjennom det svenske nettet når overskuddet er så høyt som 55 TWh. Dermed blir kraftprisen i nord liggende en del lavere enn i sør, og blir mindre preget av prisvariasjonen i Sør-Sverige og i

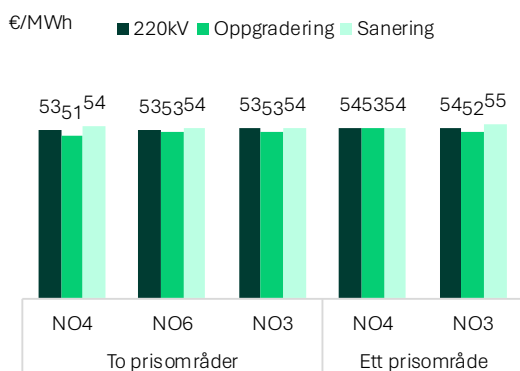
resten av Europa. Lavere prisvariasjon i SE2-prisen gir mindre timevis prisforskjell mellom NO4 og SE2. Den økte kapasiteten av Oppgradering gir derfor en lavere reduksjon i de timevise prisforskjellene, i sensitiviteten med 55 TWh overskudd. I kapittel 6 viser vi at det gir lavere markedsnytte av Oppgradering.

Med et lavere overskudd på energibalansen i Nord-Sverige (25 TWh), enn i Basis, er de timevise prisforskjellene omtrent som i Basis. Det skyldes at det allerede i Basis er det relativt små flaskehalser og like priser i internt i Sverige. Mer forbruk i Sverige endrer i liten grad variasjonen i kraftprisene i Nord-Sverige, derfor påvirkes de timevise prisforskjellene lite. I 2050 er det langt mindre virkning av +/-15 TWh på energibalansen i Nord-Sverige. Det skyldes at det i 2050 er høyere kapasitet i nettet, som demper flaskehalser ved over- og underskudd på energibalansen. I tillegg har vi i 2050 mer fleksibilitet, i form av fleksibel hydrogenproduksjon, som bidrar til å jevne ut konsekvensene ved over- og underskudd.

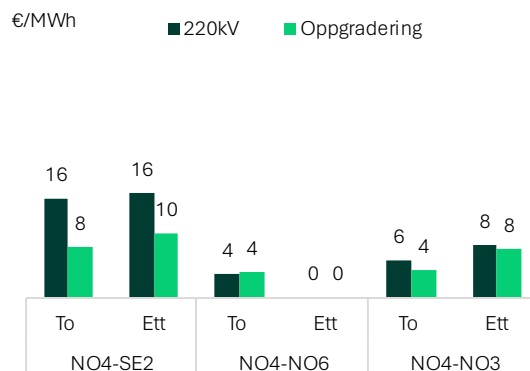
5.9. Budområdeinndelingen i Nord-Norge påvirker i liten grad konseptene

Vi har i våre simuleringene vist til nå lagt til grunn to budområder i Nord-Norge der skillet mellom områdene går mellom Svartisen og Salten. Her viser vi konsekvensene av å ha dagens budområdeinndeling, der Nord-Norge er ett budområde.

Med våre forutsetninger for produksjon og forbruk i Basis i 2035 er virkningene på prisene av å dele Nord-Norge i to områder relativt små. Med to budområder er snittprisen både i det nordlige (NO6) og sørlige (NO4) området 53 €/MWh i Basis 2035, med dagens 220 kV-ledning, som vist i Figur 71. Prisforskjellen time for time mellom de to områdene i Nord er 4 €/MWh, som vist i Figur 72. Hvis vi simulerer Nord-Norge som ett budområde øker snittprisen marginalt til 54 €/MWh, og prisen er selvfølgelig lik over hele området i alle timer. Prisforskjellen time for time mellom Nord-Norge og SE2 er lik i vår Basis med ett og to områder, med dagens 220 kV-ledning. Og prisforskjellen mellom NO4 og NO3 er 8 €/MWh med ett område og 6 €/MWh med to områder. Hovedgrunnen til at det er så små forskjeller på et og to budområder er fordi det ikke er betydelige flaskehalser som ligger midt i Nord-Norge. Da har den interne fordelingen av produksjon i Nord-Norge relativt lite å si for utnyttelsen av nettet.



Figur 71: Snittpris i NO4 og NO6 i 2035 i Basis med ett og to budområder i Nord-Norge



Figur 72: Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell i 2035 Basis med ett og to budområder i Nord-Norge.

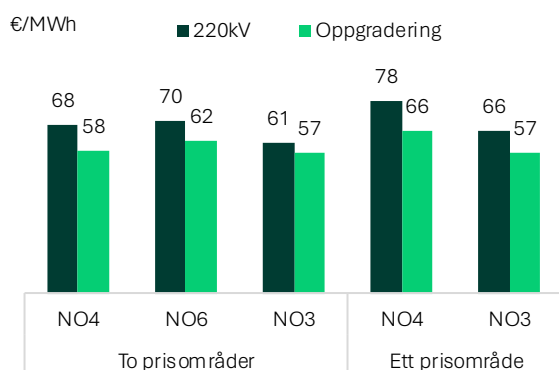
Virkningen av å oppgradere ledningen er med ett budområde tilsvarende det vi ser med to budområder. Snittprisen i Nord-Norge går svakt ned. Prisforskjellen time for time mot SE2 går betydelig ned fra 16 €/MWh til 10 €/MWh, som vist i Figur 72. Nedgangen er noe mindre enn med to områder i Nord-Norge, der prisforskjellen reduseres til 8 €/MWh. Dessuten blir prisforskjellene mot NO3 mindre som følge av oppgradering, med to områder. Det er ikke tilfelle med ett område. Prisforskjellene reduseres mer med to budområder fordi med to områder klarer markedet å utnytte kapasitetsgevinsten oppgradering av Sverige-ledningen gir, på en bedre måte.

Forskjellen mellom ett og to budområder blir langt større hvis det oppstår store flaskehalser på snittene der 420 kV-ledningen mellom Rana og Ofoten inngår. Denne ledningen inngår i snitt med både forbindelsen fra Helgeland til Sverige og forbindelsen fra Ofoten til Sverige i mange ulike flytsituasjoner. I sensitiviteten med underskudd på energibalansen i Nord-Norge er disse flaskehalserne større enn i Basis 2035. Konsekvensen er at det blir større forskjell i prisene med ett og to budområder, enn i Basis. Dette fordi ett budområde gir

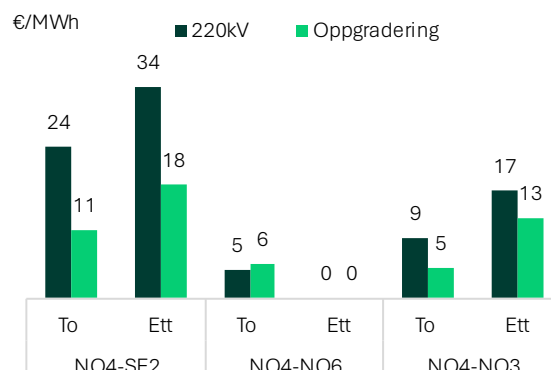
mindre informasjon gjennom prisene om hvilke kraftverk som må regulere opp og ned for å løse disse flaskehalsene, som helt eller delvis blir liggende midt i Nord-Norge. Vi ser også at dette gjør at de negative konsekvensene av flaskehalsene i større grad spres til andre områder i Norden, og da spesielt NO3.

Eksempelvis vil det med mer forbruksvekst fra Rana og sørover oftere oppstå flaskehals på snittet som består av 420 kV-ledningen fra Svartisen til Rana og 220 kV-ledningen fra Sverige. Ved flaskehals på snittet går prisen i hele Nord-Norge opp. Det betyr at alle kraftverk fra Svartisen og nordover får signal om å produsere mer. Men produksjon i disse kraftverkene forverrer flaskehalsen. Det gjør at kraftverkene i Nord-Norge produserer lite ugunstig med tanke på flaskehalsen. Resultatet er at kapasiteten inn til Helgeland, men også alle forbindelsene fra Sverige til Norge, også de i sør, utnyttes dårlig. I praksis betyr dårlig utnyttelse av nettet mellom Norge og Sverige at vannkraftverk i Norge med høye vannverdier må produsere mer på bekostning av import fra Sverige til langt lavere kostnad. I mange timer blir det stor forskjell i pris i hele det nordiske markedet med et og to budområder.

En konsekvens er at prisene i det samlede området blir betydelig høyere enn hvis området er delt i to. Snittprisen går fra henholdsvis 68 €/MWh i NO4 og 70 €/MWh i NO6, med to budområder, til 78 €/MWh med Nord-Norge som ett budområde, som vist i Figur 73. Vi ser også at snittprisen i NO3 øker fra 61 €/MWh til 66 €/MWh. Også i Sør-Norge øker prisene noe. Høyere priser i Norge gjør at prisforskjellene time for time mot Sverige øker fra 24 €/MWh til 34 €/MWh, og fra 9 €/MWh til 17 €/MWh til NO3, som vist i Figur 74.



Figur 73: Snittpris i 2035 med underskudd (-4 TWh) på energibalansen i Nord-Norge



Figur 74: Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell i 2035 med underskudd i Nord-Norge.

Når flere av flaskehalsene der forbindelsen fra Sverige til Helgeland blir lite effektivt håndtert med ett budområde sammenlignet med to budområder, faller prisene mer som følge av oppgradering til 420 kV. Med ett område i nord faller prisene i det felles området med 12 €/MWh som følge av oppgradering. Med to områder i Nord-Norge faller snittprisene med 10 €/MWh i det sørligste området og 8 €/MWh i det nordligste. I Midt-Norge faller snittprisen med 4 €/MWh som følge av oppgradering med to budområder. Med et budområde faller snittprisen med hele 9 €/MWh. Også i Sør-Norge ser vi samme effekt, men svakere.

Prisforskjellene time for time mellom Nord-Norge og Sverige blir redusert fra 34 €/MWh til 18 €/MWh som følge av oppgradering med et budområde. Prisforskjellene mellom Nord- og Midt-Norge synker tilsvarende som med ett budområde, men fra et vesentlig høyere nivå. Det er gjenstående flaskehalser også etter oppgradering av Sverige-forbindelsen. Det gjør at prisforskjellene med to budområder er mindre enn med ett, også etter oppgradert Sverige-ledning.

5.10. Dublering av Rana–Ofoten i 2050 påvirker i liten grad konseptene

En ekstra 420 kV-ledning mellom Rana og Ofoten er definert som et tiltak for mer spesifikke behov i Analyse av Transportkanaler 2025-2050 og i Systemutviklingsplanen 2025. I Basis 2050 har vi simulert med dublet ledning på strekningen. Her viser vi virkning på kraftpris og flyt uten dublet Rana–Ofoten, for Oppgradering.

Snittprisene i Basis med oppgradert Sverige-ledning er svært like med og uten dublet Rana–Ofoten, som vist i Figur 77. Uten dublet Rana–Ofoten ser vi at det er noe større timevis prisforskjell mellom NO4 og NO6. Prisforskjellen mellom NO4–SE2 påvirkes i liten grad. Med rundt null i energibalanse i Basis er det relativt

lite flaskehals mellom NO4 og NO6. Dublering mellom Rana og Ofoten hever overføringskapasiteten mellom NO4 og NO6. Dette har likevel lite å si for pris og flyt når behovet for overføring er lavt.



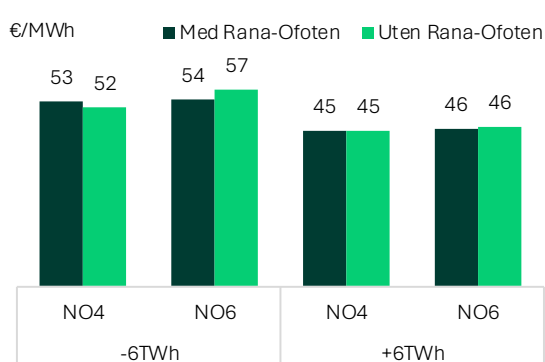
Figur 75: Snittpriser i 2050 med Oppgradering, i Basis og uten dublert 420 kV Rana–Ofoten.

Figur 76: Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell i 2050 med Oppgradering, i Basis og uten dublert Rana–Ofoten.

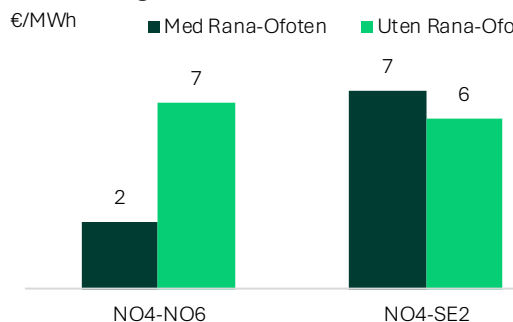
Med underskudd på energibalansen i Nord-Norge på 6 TWh er forskjellen med og uten Rana–Ofoten noe større. Uten dublert Rana–Ofoten er snittprisen i NO6 noe høyere, og prisforskjellen mellom NO4–NO6 heves noe. I Basis gir dermed ikke oppgradert Helgeland–Sverige-ledning noe nedgang i NO6-prisen i 2050, når Rana–Ofoten ikke er dublert.

Med et overskudd på 6 TWh i Nord-Norge har derimot ikke dublering av Rana–Ofoten noen påvirkning på prisen. En enkelt ledning mellom Rana og Ofoten gir flaskehals inn til NO6 på Svartisen–Salten som forsterkes ved større underskudd. Da er det ikke nok kapasitet mellom NO4 og NO6, og derfor påvirkes prisen i Nord-Norge ved underskudd. Denne flaskehalsen er ikke til stede ved overskudd. Derfor påvirker ikke dublering mellom Rana–Ofoten prisen i Nord-Norge ved overskudd.

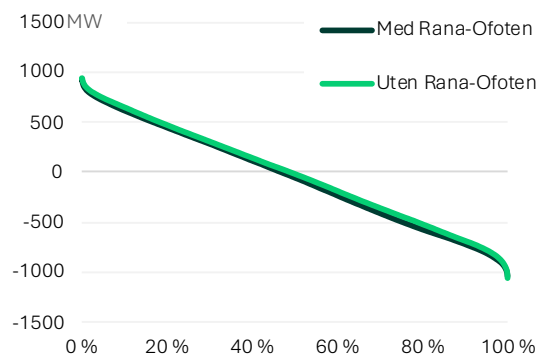
Flyten i nettet påvirkes svært lite av hvorvidt Rana–Ofoten er bygget til 2050, som vist i Figur 79 og Figur 80 nedenfor. Uten ny Rana–Ofoten får vi marginalt mer flyt fra Helgeland til Sverige, og marginalt mindre flyt fra Sverige til Helgeland. Dublering mellom Rana–Ofoten gir noe økt flyt inn til Nord-Norge i sum. Dette henger sammen med at flaskehalsen inn til NO6 reduseres noe ved dublering.



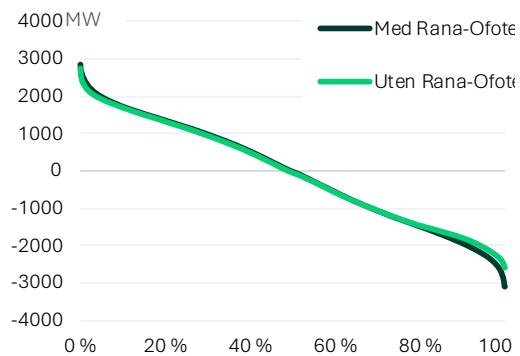
Figur 77: Snittpriser med Oppgradering i 2050, for ulike energibalanser i Nord-Norge med og uten dublert Rana–Ofoten



Figur 78: Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell i 2050 med -6 TWh underskudd i Nord-Norge.



Figur 79: Virkning på flyt mellom NO4–SE2 i 2050 i basis med og uten Rana–Ofoten på 420 kV.



Figur 80: Virkning på flyt på Hålogalandssnittet (ut av Nord-Norge) i 2050 i basis med og uten Rana–Ofoten på 420 kV.

6 SAMFUNNSØKONOMISK MARKEDSNYTTE AV ØKT UTVEKSLING

I dette kapittelet beskriver vi økningen i den samfunnsøkonomiske markedsnytten som oppstår i spotmarkedet av konseptene Oppgradering og Sanering, sammenliknet med Nullalternativet. Markedsnytte er det samme som reduserte flaskehalskostnader. Markedsnyttens funksjon av prisforskjellene time for time mellom Nord-Norge og Nord-Sverige, og hvor mye mer kapasitet og flyt tiltaket gir. I forrige kapittel viste vi hvordan oppgradering av ledningen til 420 kV gav betydelig reduserte flaskehalser mellom budområdene i nord. Dermed vil markedsnytten av tiltaket være stor. Sanering gav noe mindre kapasitet og dermed litt høyere prisforskjeller. Dermed vil flaskehalskostnadene øke sammenliknet med Nullalternativet, og markedsnytten av Sanering er negativ.

Konseptet Oppgradering har to delkonsept (A og B) som gir samme økning i overføringskapasitet inn til Nord-Norge og dermed lik virkning på kraftpris, flyt og markedsnytte. I dette kapittelet omtaler vi derfor oppgraderingskonseptene som samme konsept.

6.1. Vi beregner markedsnytten med modellsimuleringer

Vi benytter modellsimuleringer for å beregne markedsnytten. Vi sammenligner simulering av markedet i Nullalternativet for Helgeland–Sverige-ledningen, med simuleringer av markedet der det eneste som skiller datasettene er de ulike nettkonseptene.

Modellsimuleringene gjengir en tilnærmet optimert drift av det samlede kraftsystemet, slik at differansen mellom simuleringer med Nullalternativet og nettkonseptene gir markedsnytten. Markedsnyttens differansen i beregnet produsent- og konsumentoverskudd, flaskehalsinntekter og kostnader knyttet til de fysiske tapene i nettet.

Generelt er markedsnytten lavest ved en energibalanse i Nord-Norge rundt null, da dette gir lavest overføringsbehov og lavest prisforskjeller mot Sverige. Vi legger til grunn en energibalanse i Nord-Norge rundt null i Basis, både som et ledd i å være konservative på markedsnytten, men også fordi det ligger an til at forbruket vokser mer enn produksjonen i Nord-Norge slik at overskuddet reduseres og går mot null, som beskrevet nærmere i kapittel 2. Vi drøfter imidlertid også hvordan markedsnytten varierer med ulike energibalanser i Nord-Norge og i Nord-Sverige, samt våre ulike scenarioer for utviklingen i utenlandsk kraftpris, Høypris og Lavpris. Med et underskudd på energibalansen i Nord-Norge øker prisforskjellene og markedsnytten av Oppgradering mye.

Vi oppgir markedsnytten som årlig markedsnytte i ett gitt år, i M€ årlig. Denne markedsnytten er årssnittet av 29 historiske værår som vi simulerer i sekvens. Mellom disse værårene varierer både priser og nytte. Videre har vi sensitiviteter som gir et utfallsrom for den gjennomsnittlige markedsnytten. I tillegg vil variasjoner i været og andre markedsforhold gi større variasjoner i både nytte og prisvirkninger over kortere perioder enn hva scenarioene viser i gjennomsnitt.

I denne rapporten fokuserer vi på hvordan konseptene for Helgeland–Sverige forbindelsen påvirker norsk markedsnytte. Vi presiserer samtidig at den beregnede markedsnytten ikke dekker alle nytteeffekter ved nettkonseptene. Markedsnyttens kun nytte som oppstår i døgnmarkedet. Nyttevirkninger som oppstår i andre markeder eller som ikke kan prissettes, inkluderes ikke her. Se kapittel 7 og vedlegg V2 for en utfyllende vurdering av de samlede nytte- og kostnadsvirkningene av konseptene.

Da vi kun har datasett for 2035 og 2050 har vi kun en beregnet markedsnytte for tidsstadiene rundt 2035 og 2050. I den samfunnsøkonomiske sammenstilling legger vi imidlertid til grunn at ledningen i konseptet Oppgradering settes i drift i 2037, at eksisterende ledning saneres i 2037 i konseptet Sanering og i 2045 i Nullalternativet.

I den samfunnsøkonomiske oppstillingen i kapittel 7 interpolerer vi den årlige markedsnytten mellom tidsstadiene, og fra 2045 er markedsnytten som i 2050-datasettet. Nåverdien av den årlige markedsnytten sammenligner vi med nåverdien av investerings- og drift- og vedlikeholdskostnadene. Nettoen av disse gir summen av de prissatte virkningene. Vi har tatt utgangspunkt i Basisscenarioet for markedsnytten i den samfunnsøkonomiske analysen. Basis er imidlertid ingen forventningsverdi da vi ikke har satt stilling til sannsynlighetsfordelingen for de ulike sensitiviteterne. Nyttens i Basis ligger i nedre del av utfallsrommet, noe vi viser i dette kapittelet (kapittel 6) og i usikkerhetsanalysen i kapittel 7.

6.2. Oppgradering av Sverige-ledningen gir betydelig markedsnytte

Blant konseptene for Sverige-ledningen gir konseptet Oppgradering klart høyest markedsnytte. Vi viser her markedsnyttene for Oppgradering i 2035 og 2050 i Basis, samt for ulike sensitiviteter med ulik energibalanse og ulike scenario for kraftpris.

Markedsnyttene av oppgradering i 2035 og 2050 er basert på forskjellig nullalternativ. I 2035 er Nullalternativet dagens 220 kV-ledning, mens det i 2050 er at ledningen er sanert, da ledningen når sin tekniske levetid på 80 år i 2045.

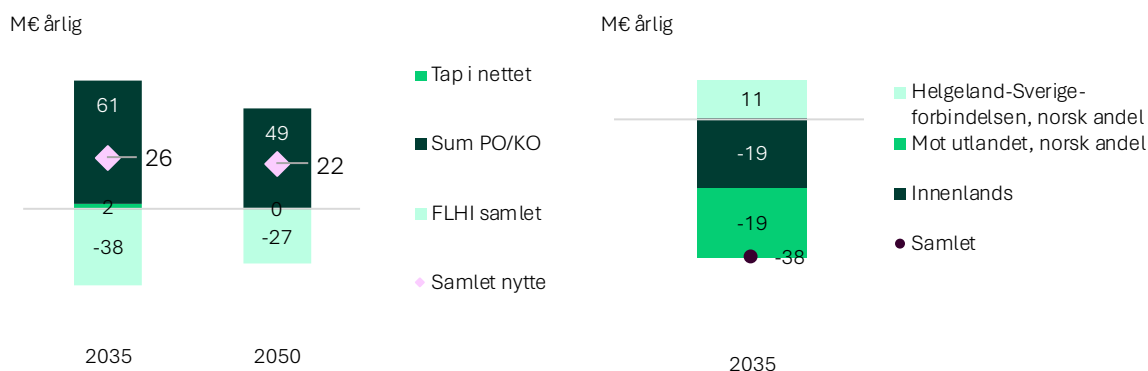
God norsk markedsnytte i både 2035 og 2050 i Basis – stor variasjon mellom værår

Oppgradering av Helgeland–Sverige ledningen gir i Basis en årlig norsk gjennomsnittlig markedsnytte på rundt 26 M€ årlig i 2035 og 22 M€ årlig i 2050, som vist i Figur 81. Basis har en energibalanse i Nord-Norge som er rundt null i både 2035 og 2050.

Markedsnyttene er noe lavere i 2050 enn i 2035. Grunnen er at prisforskjellene mellom NO4-SE2 er betydelig lavere enn i 2035. Dette er mest synlig på den samlede europeiske markedsnyttene, som vist i Vedlegg 2, men vi ser også en liten nedgang i norsk markedsnytte. Hovedgrunnen til lavere prisforskjeller i 2050 er mindre prisvariasjon i kraftprisene i Sverige. Dette er drevet av at vi i Basis 2050 legger til grunn fleksibel hydrogenproduksjon i Nord-Sverige og Finland, som kobler ut når prisene overstiger ulike nivå, og at prisvariasjonen i hele det europeiske markedet er mindre. Med mindre fleksibilitet i forbruket i Sverige og Finland synker trolig markedsnyttene av Oppgradering mindre mot 2050. Vi viser dette i en sensitivitet. I tillegg bidrar et noe sterkere nett i 2050 til nedgang i prisforskjeller.

Det er en nettoøkning i produsent- og konsumentoverskuddet (PO/KO) som driver markedsnyttene av Oppgradering i begge år, da samlede norske flaskehalsinntekter synker. Oppgradering av ledningen gir også noe lavere tap i det norske nettet. Nettoøkningen i PO/KO for Norge kommer i betydelig grad i Nord-Norge. I resten av Norge er det også en nettogevinst. Nettogevinsten for Norge som helhet vil typisk øke ved større under- eller overskudd på energibalansen i Nord-Norge enn det vi har i Basis. Da blir også fordelingsvirkningene mellom produsenter og konsumenter større.

De samlede norske flaskehalsinntektene går ned med oppgradert Sverige-ledning på tross at flaskehalsinntekten på selve forbindelsen øker, som vist i Figur 82. I 2035 Basis øker flaskehalsinntekten på forbindelsen med ca. 20 M€ som følge av oppgraderingen, hvor halvparten tilfaller Norge. Samtidig gir likere priser både mellom Norge og Sverige, og internt i Norge, at norske flaskehalsinntekter samlet reduseres med rundt 40 M€. Av dette er ca. 20 M€ nedgang i interne norske flaskehalsinntekter, mens ca. 25 M€ er nedgang i norsk andel av flaskehalsinntektene fra handel med Sverige, mens inntektene mot Europa øker noe.



Figur 81: Årlig norsk markedsnytte av Oppgradering i 2035 og 2050, som snitt av 29 værår

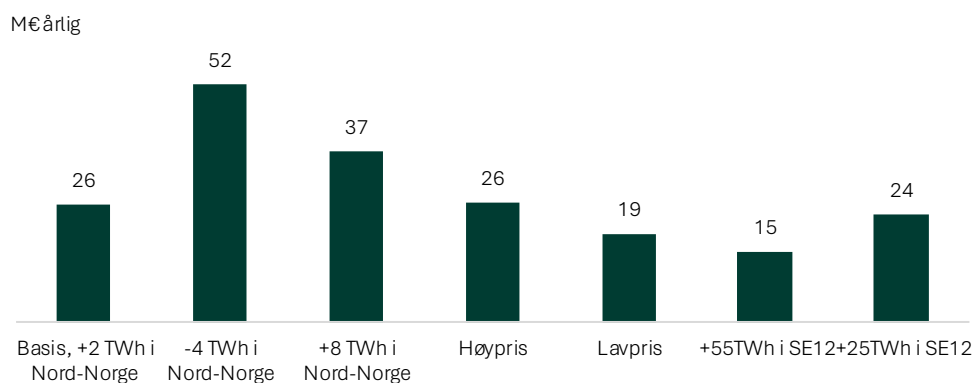
Den årlige markedsnyttene i 2035 og 2050 er et snitt av 29 simulerte værår. Det er imidlertid stor variasjon mellom markedsnyttene i et tørt og et vått år. Markedsnyttene er høyere både i tørre og i våte år, enn i et år med mer normalt tilsig da prisforskjellene i disse årene normalt sett er høyere enn i et normalår.

I nåverdi er markedsnyttens av Oppgradering 3 610 MNOK, med idriftsettelse i 2037 og en analyseperiode på 40 år. Denne verdien stiller vi opp med nåverdien av investerings- og drift- og vedlikeholdskostnadene i den samfunnsøkonomiske oppstillingen i kapittel 7. Nettoen av nåverdiene gir summen av de prissatte virkningene.

I 2035 er utfallsrommet for norsk markedsnytte av Oppgradering på 15-50 M€ årlig

Det er usikkerhet knyttet til nytten av Oppgradering. Figur 83 viser hvordan ulike sensitiviteter med utgangspunkt i Basis 2035 slår ut på norsk andel av nytten. Over- og underskudd på energibalansen i Nord-Norge er enkeltfaktoren som i størst grad trekker opp norsk nytte. Lave priser i hele det europeiske markedet, og lave kraftpriser nord i Norden drevet av større overskudd i Nord-Sverige, er det som gir lavest nytte med våre forutsetninger på produksjon og forbruk i Norge i Basis. Det samlede utfallsrommet for norsk markedsnytte er i 2035 på 15-50 M€ årlig.

Kombinerte sensitiviteter kan gi enda større utfallsrom i markedsnyttens. Vi vurderer imidlertid at det er langt mindre sannsynlig at slike forhold kan vedvare over tid. Dermed er disse ikke forenelig med vår bruk av markedsnyttens til lønnsomhetsberegninger med 40 års levetid.



Figur 83:
Årlig norsk
markeds-
nytte i
ulike
sensitivite-
ter i 2035,
som snitt
av 29
vårår

Energibalansen i Nord-Norge er faktoren som har størst betydning for markedsnyttens

Markedsnyttens er høyere ved både et overskudd og et underskudd på energibalansen i Nord-Norge, enn ved rundt null i energibalansen. I Basis 2035 har vi 26 M€ i nytte ved et overskudd på 2 TWh på energibalansen i Nord-Norge. Ved underskudd på 4 TWh er markedsnyttens 52 M€ årlig, mens den er 37 M€ årlig ved 8 TWh overskudd. Grunnen er at større ubalanser på normalårsbalansen øker prisforskjellene mot Sverige, men også at en større andel av nytten havner i Norge. Årsaken til det siste er at prisvirkningene sett med norske øyne blir enda mer gunstige. Ved for eksempel stort underskudd faller prisene i Nord og Midt-Norge betydelig som følge av oppgradering. Det gjør at Norge kjøper nettoimporten fra Sverige til en betydelig lavere kostnad etter oppgradering. Ved energibalansen rundt null er denne effekten der til en viss grad i våte og tørre år, men ved større ubalanser i et normalår blir effekten betydelig sterkere.

Markedsnyttens er noe høyere ved underskudd på energibalansen i 2035, enn ved overskudd. Dette skyldes at det er mindre begrensninger ved flyt ut av Nord-Norge, enn ved flyt inn. Mye at dette skyldes at det er PFK på snittene som begrenser flyten ut, men ikke BFK på snittene som begrenser flyten inn, som forklart på side 35. Det skyldes også til dels flytfordelingen der det ofte er høy flyt mot Midt-Norge ved overskudd i Nord-Norge. Det er mindre flaskehalser i overføringen mellom Nord-Norge og Midt-Norge enn mellom Nord-Norge og Sverige. I sum gjør dette at prisene faller mer ved underskudd som følge av Oppgradering, enn de øker ved overskudd.

Vedvarende stort overskudd på energibalansen i Nord-Sverige gir lavere norsk markedsnytte

Dersom energibalansen i Nord-Sverige holder seg på dagens nivå frem mot 2035 (55 TWh) gir dette en lavere markedsnytte av Oppgradering, enn i Basis, hvor energibalansen i Nord-Sverige er 40 TWh. Markedsnyttens med 55 TWh overskudd er 15 M€ årlig i 2035, mot 26 M€ årlig i Basis. Med 55 TWh overskudd i Nord-Sverige er oppstår det oftere flaskehals i nord-sør gjennom det svenske nettet. Da blir kraftprisen i nord liggende en del lavere enn i sør, og blir også mindre preget av prisvariasjonen i Sør-Sverige og i resten av Europa. Lavere prisvariasjon i SE2-prisen gir mindre timevis prisforskjell mellom NO4 og SE2, og lavere nytte.

Med et lavere overskudd på energibalansen i Nord-Sverige (25 TWh), enn i Basis, er markedsnyttene av Oppgradering omtrent som i Basis. Dette skyldes at det allerede i Basis er relativt små flaskehalser og like priser i internt i Sverige. Mer forbruk i Nord-Sverige og lavere energibalanse, endrer i liten grad variasjonen i de nordsvenske kraftprisene, og markedsnyttene påvirkes derfor lite.

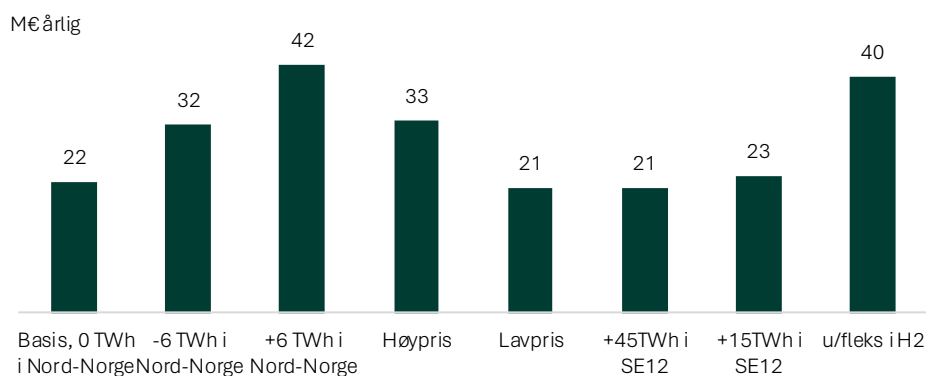
Scenarioene for kraftpris gir et mindre utfallsrom for norsk markedsnytte i 2035

Scenarioene for ulik kraftpris i Europa gir i 2035 mindre utfallsrom for norsk markedsnytte enn sensitivitetene for ulik energibalanse i Nord-Norge og i Nord-Sverige. Høypris gir lik markedsnytte som i Basis, mens Lavpris trekker markedsnyttene ned til 19 M€ årlig. Lavpris gir en noe lavere markedsnytte da mindre prisvariasjon på svensk side gir mindre timesvise prisforskjeller mellom NO4 og SE2.

Høypris har liten betydning for markedsnyttene i 2035. Hovedgrunnen til det er at prisene i Nord-Sverige endres relativt lite i Høypris. For det første ligger europeiske priser kun 10-15 €/MWh høyere i Høypris enn i Basis. På grunn av flaskehalser øker prisene i Nord-Sverige bare med ca. 5 €/MWh. Variasjonen i kraftprisene er omtrent den samme som i Basis. Dette er for små endringer til at nytten påvirkes noe særlig.

I 2050 er utfallsrommet for norsk markedsnytte av Oppgradering på 20-40 M€ årlig

Den norske markedsnyttene i 2050 i Basis (22 M€ årlig) er noe lavere enn i 2035 (26 M€ årlig). Sensitivitetene er de samme som i 2035, der sensitivitetene på energibalanse har samme i endring i TWh. Også disse gir et mindre utfallsrom for markedsnyttene i 2050. Spesifikt for 2050 har vi også en sensitivitet med mye mindre fleksibel hydrogenproduksjon i Nord-Sverige og Finland. I sum gir disse sensitivitetene et utfallsrom for norsk markedsnytte på 20-40 M€ årlig, i 2050, som vist i Figur 84.



Figur 84:
Årlig norsk markedsnytte i ulike sensitiviteter i 2050, som snitt av 29 værår

Energibalansen i Nord-Norge og Nord-Sverige har mindre betydning for markedsnyttene i 2050

I 2050 gir ulik energibalanse i Nord-Norge og Nord-Sverige mindre utfallsrom i markedsnyttene, enn i 2035. Over- og underskudd- på energibalansen i Nord-Norge gir et utfallsrom på mellom 32 og 42 M€ årlig, mot 37 til 52 M€ årlig i 2035. Og 15 TWh endring i energibalansen i Nord-Sverige gir mellom 21 og 23 M€ årlig i 2050, mot 15 til 24 M€ årlig i 2035. At virkningen på markedsnyttene er mindre i 2050, enn i 2035, for samme endring i TWh skyldes flere faktorer. Noe skyldes at det i 2050 er høyere kapasitet i nettet, som demper flaskehalsene ved over- og underskudd på energibalansen. I tillegg har vi i Basis 2050 mer fleksibilitet, i form av fleksibel hydrogenproduksjon, som bidrar til å jevne ut konsekvensene ved over- og underskudd.

I 2050 er markedsnyttene med overskudd på energibalansen i Nord-Norge høyere enn markedsnyttene ved underskudd, mens det i 2035 var underskudd på energibalansen som ga høyest markedsnytte. Dette er trolig knyttet til at den fleksible hydrogenproduksjonen øker produksjonen ved overskudd på nordnorsk energibalanse, som gir økt markedsnytte. Ved underskudd på energibalansen er det motsatt.

Scenarioene for kraftpris gir et noe større utfallsrom for norsk markedsnytte i 2050, enn i 2035

Scenarioene for kraftpris gir et utfallsrom på mellom 21 og 33 M€ årlig i 2050, mot 19 til 26 M€ årlig i 2035. Dette skyldes i hovedsak at scenarioene har et større utfallsrom for prisvariasjon i 2050 enn i 2035. I 2050 er det et Høypris-scenariot som trekker mest i markedsnyttene, sammenlignet med Basis. Høypris-scenariot har mer prisvariasjon enn i Basis, som øker markedsnyttene. Høypris-scenariot har også mange likheter med et scenario med mindre fleksibilitet, som vi beskriver i neste underkapittel. Lavpris-scenariot er mer likt Basis, og har derfor mindre å si for markedsnyttene.

Uten fleksibel hydrogenproduksjon i Nord-Sverige blir nytten høyere

I Basis 2050 legger vi til grunn en del fleksibel hydrogenproduksjon i Nord-Sverige og Finland, som kobler ut når kraftprisen blir høyere enn 50-75 €/MWh. Vi laget disse datasettene i forbindelse med LMA2024 og siden da har utviklingen gått mot at både volum og fleksibilitet i hydrogenproduksjonen er langt mer usikker. For å illustrere denne usikkerheten viser vi også en sensitivitet uten fleksibel hydrogenproduksjon.

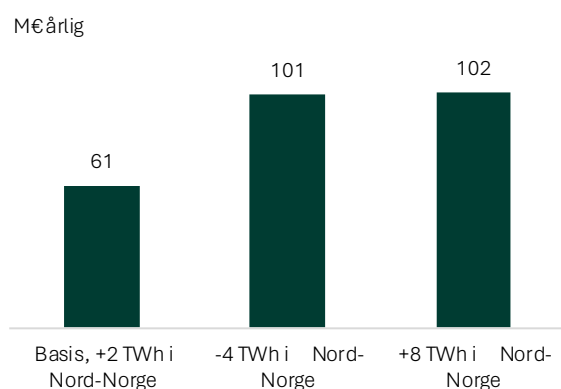
I denne sensitiviteten har vi erstattet mye av den fleksible hydrogenproduksjon med forbruk med høyere betalingsvilje. Samtidig er samlet forbruket redusert slik at snittprisene er omtrent slik som i Basis 2050. Resultatet er betydelig høyere prisvariasjon i Sverige, som igjen gir høyere timevise prisforskjeller mellom NO4 og SE2. Dette trekker opp markedsnyttan av Oppgradering til 40 M€ årlig, mot 22 M€ årlig i Basis. Det er viktig å nevne at på tross av mindre fleksibilitet på forbruksiden er det fortsatt få timer der kraftprisen i Norden er null, og dermed går lite av den nye variable energiproduksjonen til spille.

Utviklingen i fleksibilitet er usikker. Samtidig som fleksibel hydrogenproduksjon har blitt mindre aktuelt som en kilde til fleksibilitet, er det nå mer sannsynlig at batterier vil kunne dekke mer av fleksibilitetsbehovet. Mer batterier vil dempe prisvariasjonen på kort sikt som isolert vil trekke ned prisforskjeller og markedsnytte. Samtidig er det slik at batterier i mindre grad kan utjevne prisvariasjonen mellom sesonger og år med mye og lite energitilgang fra vann og vind som fleksibel hydrogenproduksjon gjør. Mindre variasjon i kraftprisen mellom ulike værår er en vesentlig grunn til lavere prisforskjeller mellom Norge og Sverige i vår Basis for 2050.

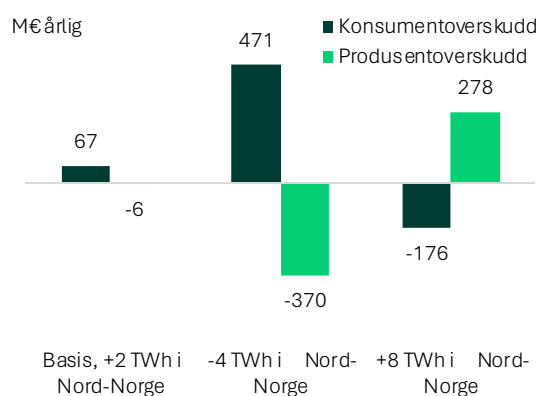
Norske produsenter og forbrukere tjener – fordelingen varierer med energibalansen

Norsk markedsnytte som følge av Oppgradering realiseres primært som økt produsent- og konsumentoverskudd (PO/KO). Mesteparten av økningen kommer i Nord-Norge, men også i resten av Norge er det en nettoøkning i samlet PO/KO. Spesielt i scenarioer med svak energibalanse i Nord-Norge kommer det en betydelig nettogevinst i Midt-Norge (NO3) som har et vesentlig underskudd på energibalansen i vår Basis.

Samlet PO/KO øker både med over- og underskudd på energibalansen sammenlignet med rundt null, som vist i Figur 85. Dette da virkningen på snittprisene er større med over- og underskudd. Ved overskudd øker prisene i snitt i Nord-Norge, mens de går ned ved underskudd som følge av oppgraderingen. Det gjør at verdien av nettoeksporten øker i variantene med overskudd, mens kostnadene ved nettoimporten reduseres i variantene med underskudd.



Figur 85: Sum PO/KO i 2035 med *ulik energibalanse* i Nord-Norge i 2035



Figur 86: Fordeling i 2035 av produsent- og konsumentoverskudd med *ulik energibalanse*

Fordelingen mellom produsent og forbruker gjenspeiler i betydelig grad virkningen på kraftpris i Nord-Norge, og varierer derfor sterkt med energibalansen i området. I både i Basis 2035 og i 2050 reduseres snittprisene i Nord-Norge og Midt-Norge noe når energibalansen er rundt null. Dette gjør at konsumentoverskuddet i Norge øker. Samtidig er produsentoverskuddet omtrent uendret. Grunnen er at fleksibiliteten i vannkraften sammen med mer utvekslingskapasitet gjør det mulig å flytte produksjon vekk

fra timer med lave priser. I tillegg er det slik at prisene øker i perioder med mye nedbør og stor nettoeksport, selv om snittprisene over tid går ned.

I variantene med over- og underskudd på energibalansen i Nord-Norge oppstår det større fordelingsvirkninger da virkningen på kraftpris er større enn i Basis, som vist i Figur 86. Ved et over- og underskudd er kraftprisen i utgangspunktet henholdsvis lavere og høyere enn ved null på energibalansen. For eksempel er kraftprisen i utgangspunktet særlig gunstig for forbrukere ved et overskudd på energibalansen. Oppgradert Sverige-ledning vil i en slik situasjon redusere fordelene for forbrukerne, men fra et gunstig og lavt prisnivå. Produsentene får bedre lønnsomhet, men fra et utgangspunkt med en relativt dårlig lønnsomhet. Ved underskudd på energibalansen er sammenhengen motsatt.

En slik fremstilling av fordelingsvirkningene mellom forbrukere og produsenter er veldig stilisert. Langsiktige tilpasninger i fravær av netttiltak vil motvirke fordelingsvirkningene av selve tiltaket.

6.3. Sanering gir negativ norsk markedsnytte i Basis og alle sensitiviteter

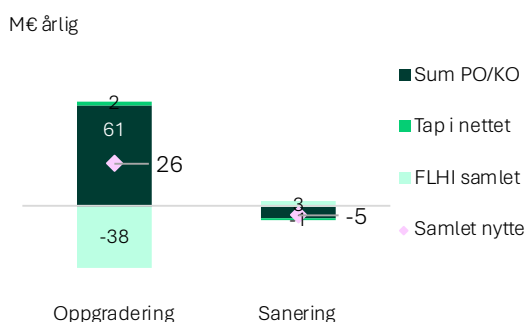
Vi har kun markedsnytte for Sanering i 2035. Dette da Nullalternativet innebærer sanering av ledningen i 2050 og dermed har vi ikke noe referansekonsept i 2050 og derfor ingen markedsnytte.

Negativ norsk markedsnytte av Sanering i Basis

Sanering av Helgeland–Sverige ledningen gir en negativ årlig norsk markedsnytte på -5 M€ i 2035. Samlet europeisk markedsnytte er også negativ, som vist i Vedlegg 2. Sanering gir redusert overføringskapasitet og økte flaskehalser, som igjen gir økte flaskehalskostnader (redusert markedsnytte) sammenlignet med dagens 220 kV-ledning, som er nullalternativet.

Nedgangen i den norske markedsnytten i 2035 av sanering er drevet av redusert produsent-/konsumentoverskudd og økte tap i nettet. De samlede norske flaskehalsinntektene øker som følge av redusert kapasitet på sentrale snitt og økte flaskehalser og prisforskjeller internt i Norge og mellom Norge og Sverige, som vist i Figur 87. Da reduksjonen i kapasitet sammenlignet med 0-alternativet er liten er også virkningene på pris og nytte også små.

Vår markedsmodell fanger ikke alle virkningene av konseptet Sanering. Uten ledningen mellom Helgeland og Sverige vil det bli mindre fleksibilitet i driften av kraftsystemet. En ledning mellom Helgeland og Sverige gir fleksibilitet til å eksempelvis dele driften for å få mer kapasitet ut og inn av Helgeland. Med Sanering har man ikke denne muligheten. Sanering har også negativ innvirkning på forsyningssikkerheten og vil kanskje måtte innebære økte interne nettførsterkninger. Disse negative konsekvensene fanger vi ikke i markedsnytten, men som en ikke-prissatt virkning på forsyningssikkerhet, som vi beskriver i kapittel 7.3.



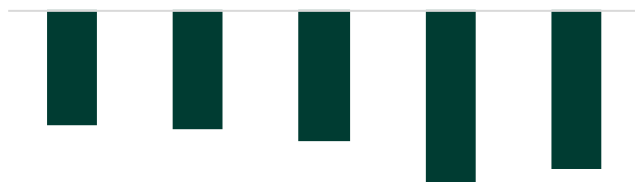
Figur 87: Årlig norsk markedsnytte i 2035, som snitt av 29 værår, for oppgradering og sanering

I nåverdi er markedsnytten av Sanering -830 MNOK, med sanering i 2037. Nåverdien av markedsnytten sammenstiller vi med nåverdien av investerings- og drift- og vedlikeholdskostnadene i den samfunnsøkonomiske oppstillingen i kapittel 7, og nettoen av disse gir summen av de prissatte virkningene.

Alle sensitiviteter gir negativ norsk markedsnytte av Sanering i 2035

Sensitivitetene med ulik energibalanse i Nord-Norge og scenarioene for kraftpris gir alle negativ markedsnytte, som vist i Figur 88. Det gjør også sensitivitetene med ulik energibalanse i Nord-Sverige, selv om disse ikke er vist i figuren under. Da Sanering reduserer overføringskapasiteten på de sentrale snittene,

blir markedsnyttan negativ i Basis og i alle sensitiviteter. Utfallsrommet for markedsnytte av Sanering er mellom -5 M€ årlig til -8 M€ årlig. Vår markedsmodell fanger heller ikke alle negative virkninger av konseptet Sanering, som redusert fleksibilitet i driften.



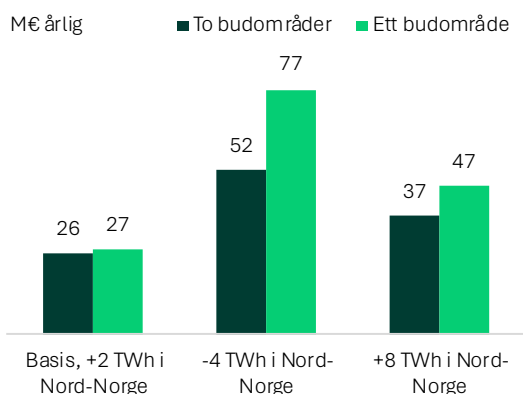
Figur 88: Årlig norsk markedsnytte i 2035 for sanering for ulike sensitiviteter. Snitt av 29 værår.

6.4. Noe høyere markedsnytte med dagens budområder i Nord-Norge

Vi har i våre simuleringer i Basis lagt til grunn to budområder i Nord-Norge, der skillet mellom områdene går mellom Svartisen og Salten, se kart på side 32. I dette delkapittelet viser vi hvordan markedsnyttan av oppgradering av Sverige-ledningen påvirkes hvis Nord-Norge forblir et budområde.

Samlet europeisk nytte av oppgradering blir alltid høyere med et område enn med to områder i nord. Grunnen er at et område gir mindre effektiv flaskehalshåndtering. Da blir også nytten av ny kapasitet som reduserer flaskehalser og prisforskjeller mindre. I vår Basis for 2035 øker norsk markedsnytte av oppgradering lite når vi går fra to til et område i Nord. Dette skyldes hovedsakelig at det i vår basis i 2035 er lite flaskehals på forbindelsen mellom nordlige og sørlige delen av Nord-Norge (ledningen fra Ofoten til Rana via Svartisen kraftverk). Det er spesielt når det oppstår flaksehals inn til Helgeland fra nord og øst (snittet bestående av 420 kV Svartisen-Rana og 220 kV Sverige-Røssåga) at nytten av oppgradering øker mye når vi går fra to til et område.

Det ser vi tydelig i varianten med minus 4 TWh på energibalansen i Nord-Norge. Siden en del av veksten i forbruket i denne varianten er lagt til Helgeland blir det en betydelig flaskehals på snittet nevnt over. Dagens budområde er lite egnet til å løse denne flaskehalsen. Resultatet er at prisene i Nord-Norge blir betydelig høyere med et område enn med to områder. Det gir langt større prisforskjeller mot den relativt lave prisen i Sverige. I dette eksemplet gjør det at norsk nytte av oppgradering øker fra ca. 50 Millioner euro med to områder til nærmere 80 millioner euro med et område. Vi ser også at nytten øker vesentlig når vi øker overskuddet på energibalansen, selv om økningen er mindre enn ved underskudd.



Figur 89: Årlig norsk markedsnytte i 2035 av Oppgradering, som snitt av 29 værår, med ett og to budområder i Nord-Norge – med over- og underskudd på energibalansen i Nord-Norge.

Det er mange faktorer som avgjør hvorvidt det blir en deling av NO4. Men det er mindre sannsynlig at Nord-Norge forblir et budområde i en situasjon med en stor og nærmest uhåndterlig flaskehals internt i Nord-Norge. Vi vektlegger derfor ikke markedsnyttan som følge av å ha ett budområde i en slik situasjon, særlig

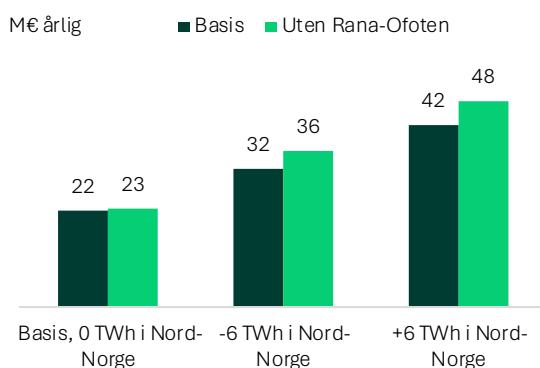
høyt i den samlede lønnsomheten av konseptet Oppgradering. Samtidig utgjør dette utelukkende en oppside med tanke på nytten av oppgradering.

6.5. Noe høyere markedsnytte av Oppgradering uten dublert Rana-Ofoten i 2050

I 2050 har vi simulert med to 420 kV-ledninger (dublering) på strekningen mellom Rana og Ofoten, i Basis. Dublert Rana-Ofoten er definert som et tiltak for mer spesifikke behov i Analyse av Transportkanaler 2025-2050. Her viser vi markedsnytte av ny 420 kV Sverige-ledning i en sensitivitet uten dublert Rana-Ofoten.

I Basis for 2050 er det liten endring i markedsnyttten av Oppgradering uten dublert Rana-Ofoten, sammenlignet med dublering. Markedsnyttten av Oppgradering er noe høyere uten dublering, som vist i Figur 90 da det er noe høyere flaskehals og timevise prisforskjeller uten dublering mellom Rana og Ofoten.

Forskjellen mellom med og uten dublert Rana-Ofoten blir langt større i situasjoner over- og underskudd på energibalansen i Nord-Norge, da dette gir en større flaskehals mellom nordlig og sørlig del av Nord-Norge (på ledningen mellom Rana og Ofoten). Både ved over- og underskudd på energibalansen i Nord-Norge blir det derfor høyere markedsnytte av Sverige-ledningen uten dublert Rana-Ofoten, enn med.



Figur 90: Årlig norsk markedsnytte i 2050, som snitt av 29 værår, i Basis **og i en sensitivitet uten Rana-Ofoten** – med over- og underskudd på energibalansen i Nord-Norge.

7 ALTERNATIVANALYSE

I mulighetsstudien identifiserte vi flere tiltak, og vi tok med konseptene Sanering og Oppgradering A og B videre til alternativanalysen, i tillegg til Nullalternativet. I alternativanalysen kartlegger og verdsetter vi nytte- og kostnadsvirkninger i konseptene opp mot Nullalternativet. Vi drøfter først den samfunnsøkonomiske lønnsomheten basert på forventningsverdier, før vi vurderer usikkerhet og andre beslutningsrelevante forhold. Til slutt gir vi en samlet vurdering. Når vi ser på forventet samfunnsøkonomisk lønnsomhet har vi lagt til grunn Basis-scenariet for markedsnyttan.

7.1. Forventet lønnsomhet og oppsummeringstabell før vurdering av usikkerhet

Vi vurderer oppgraderingskonseptene, som er å oppgradere forbindelsen til Sverige fra 220 kV til 420 kV i 2037, som de mest samfunnsøkonomisk rasjonelle konseptene. Oppgraderingskonseptene er de eneste konseptene som oppfyller effektmålene til konseptvalgutredningen. Oppgradering har to delkonsepter, A og B, som innebærer å tilknytte Sverige-ledningen i Nedre Røssåga (Oppgradering A) eller i Marka (Oppgradering B). Med nåværende informasjon er det krevende å skille konseptene.

Oppsummeringstabellen under viser samlet vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge basert på forventningsverdier, med unntak av for markedsnyttan. For markedsnyttan har vi lagt til grunn Basis-scenariet. Tabellen tar utgangspunkt i verdier verdsatt i vedlegg. Merk at vurderingene i tabellen er sett i forhold til Nullalternativet og ikke i forhold til dagens 220 kV forbindelse.

[Nåverdi i MNOK]	Nullalternativ	Sanering	Oppgradering A	Oppgradering B
	Videreføre dagens systemløsning ut levetid. Sanering ved endt levetid i 2045	Fremskyndet sanering av Sverigeledningen i 2037	Spenningsoppgradere Sverigeledningen til 420 kV i 2037 fra Nedre Røssåga-Grundfors	Spenningsoppgradere Sverigeledningen til 420 kV i 2037 fra Marka-Grundfors
2026-kroner				
Prissatte virkninger				
Norsk andel av investeringskostnader fordelt 50/50	0	-20	-1740	-1740
Investeringskostnader 100 % dekket av Norge	0	0	0	-180
Drift- og vedlikeholdskostnader	0	5	-10	-10
Markedsnyttan for Norge	0	-815	3610	3610
Sum prissatte virkninger Sverigeledning	0	-830	1860	1680
<i>Differanse til nullalternativet</i>		<i>-830</i>	<i>1860</i>	<i>1680</i>
Ikke-prissatte virkninger				
Areal og miljøvirkninger	0	Liten (+)	Stor (-)	Stor (-)
Forsyningsikkerhet	0	Liten (-)	Middels (+)	Middels (+)
Verdi av nytt forbruk	0	0	Middels (+)	Middels (+)
Realopsjoner (fleksibilitet i nettvikling)	0	0	0	Liten (+)
Verdi av ny produksjon	0	Ikke verdsatt	Ikke verdsatt	Ikke verdsatt
Rangering samfunnsøkonomisk rasjonalitet	2	3	1	1

Tabell 2: Oppsummeringstabell for forventet samfunnsøkonomisk lønnsomhet i forventning før vurdering av usikkerhet

Oppgradering A og B kommer best ut samlet sett

Nullalternativet har ingen investeringskostnad på norsk side utover kostnaden for sanering av eksisterende ledning. Denne er satt til null i oppsummeringstabellen, da kostnaden påløper i alle konsept og ikke påvirker rangeringen. Saneringskonseptet innebærer sanering åtte år tidligere enn i Nullalternativet, og nåverdien av saneringskostnaden er dermed noe høyere. Oppgradering A og B gir en høyere investeringskostnad da konseptene innebærer ny 420 kV-ledning. I tabellen har vi synliggjort kostnaden for ny 420 kV ledning Grundfors–Nedre Røssåga, fratrullet kostanden for tiltak i Norge og Sverige som vil bli gjennomført hvis vi ikke reinvesterer ledning, fordelt på to¹⁶. Oppgradering B har i tillegg en merkostnad da det i forventning er litt lengre trasee og dermed noe dyrere å bygge til Marka enn til Nedre Røssåga. Vi legger til grunn at Norge må dekke denne kostnaden i sin helhet, da eventuelle nyttevirksomheter ved å bygge til Marka istedenfor Nedre Røssåga ligger på norsk side.

¹⁶ Kostnadene for ny 420 kV-ledning mellom Helgeland og Sverige vil deles mellom Statnett og Svenska Kraftnät, men kostnadsfordeling er ikke avklart. Vi legger til grunn 50/50 deling som forutsetning i analysen. Se vedlegg 1 for beskrivelse av investeringskostnader.

Nytten av oppgraderingskonseptene kommer av at det gir en betydelig høyere overføringskapasitet i nettet. Dette gir en markedsnytte i Basis estimert til 3 610 MNOK¹⁷ i nåverdi over analyseperioden fra 2037 til 2076. Markedsnyttene i Basis overstiger investeringskostnaden for begge oppgraderingskonseptene. Markedsnyttene for Basis er ingen forventningsverdi, da vi ikke har tatt stilling til sannsynlighetsfordelingen for de ulike scenariene. Basis ligger i den nedre delen av utfallsrommet for markedsnyttene av Oppgradering. Samlede prissatte virkninger er positiv for Oppgradering A og B.

Sanering gir en negativ markedsnytte sammenliknet med Nullalternativet, på -815 MNOK. Dette da vi i Sanering sanerer ledningen åtte år tidligere enn i Nullalternativet. Samlede prissatte virkninger er negativ for Sanering.

Oppgraderingskonseptene gir en negativ areal- og miljøpåvirkning sammenliknet med Nullalternativet og Sanering, hvor vi sanerer ledningen. Vi har verdsatt virkningen til **Stor(-)**. Sammenliknet med i dag, er forskjellen mindre, men reinvestert Sverige-ledning på 420 kV vil være noe høyere og bredere enn dagens 220 kV ledning. Sanering gir en liten positiv areal- og miljøpåvirkning sammenliknet med Nullalternativet, da ledninger blir sanert tidligere.

I Nullalternativet og Sanering fjerner vi en forbindelse inn til området, reduserer forsyningssikkerheten og får ikke økt tilknytningskapasitet til nytt forbruk. Vi har ikke gjort spesifikke analyser på hvor stor påvirkningen på forsyningssikkerhet er, men det vil trolig gi behov for andre nettførsterkninger internt i Norge i Nullalternativet og Sanering. Dette er kostnader vi unngår i Oppgradering A og B. Vi har verdsatt virkningen til **Middels (+)** for oppgraderingskonseptene.

Oppgradert Sverige-ledning legger til rette for en større forbruksvekst i Nord-Norge. Ved ensidig forbruksvekst i Nord-Norge vil ledningen dempe prisøkningen som følger av en svakere lokal energibalanse. Dette bidrar til å øke sannsynligheten for at forbruk blir realisert i Nord-Norge selv om det ikke skulle bli noe vesentlig ny produksjon. Videre vil ledningen øke grensen for hva vi beregner som driftsmessig forsvarlig forbruksvekst uten ny lokal produksjon i Helgeland. I KVV Helgeland (2024) beregnet vi denne økningen til å være 700 MW. Høye lokale priser ved underskudd gjør at det er lite trolig at en ny ledning til Sverige alene kan bidra til å utløse 700 MW ekstra forbruk, i tillegg til de 2000 MW som allerede er reservert i Nord-Norge, uten at det samtidig kommer mer kraftproduksjon. Verdien av dette er synliggjort ved virkningen "verdien av nytt forbruk" i oppsummeringstabellen. Virkningen er vurdert til **Middels (+)**, gitt usikkerheten knyttet til både etablering av ny produksjon og hvor stor andel av tilknytningskapasiteten som vil bli tatt i bruk.

Vi har ikke verdsatt muligheten for å knytte til ny produksjon.

Oppgradering A og B er vanskelig å skille med dagens informasjon

Vi vurderer at oppgraderingskonseptene fremstår som lønnsomme i forventning¹⁸. Det er imidlertid vanskelig å skille mellom Oppgradering A og B på dette stadiet. Nåverdien av investeringskostnadene for Oppgradering A er 180 MNOK lavere enn for Oppgradering B. Oppgradering B har imidlertid en realopsjon som gjør at vi kan bygge en ny 420 kV stasjon i Bleikvassli og dermed spare reinvestering av flere ledninger i området. Hvorvidt realopsjonen ved Oppgradering B veier opp for merkostnaden i forhold til Oppgradering A trenger vi derfor et bedre kunnskapsgrunnlag for å konkludere på.

Generelt er faktorer som areal- og miljøpåvirkning, byggbarhet og traselengde usikre forhold på nåværende tidspunkt, og må bli fulgt opp i neste fase. I usikkerhetsanalysen i kapittel 7.3 undersøker vi i hvilken grad usikkerhet og endrede forutsetninger kan påvirke lønnsomhet og rangering mellom konseptene.

7.2. Lønnsomhet for Europa samlet

Som tidligere omtalt bidrar utveksling med utlandet til bedre utnyttelse av kraftsystemets felles ressurser. Den felleseuropeiske markedsnyttene reflekterer dermed lønnsomheten av de ulike konseptene for det europeiske kraftsystemet samlet.

¹⁷ Vi har lagt til grunn en Basis-scenariet for markedsnytte med vekslingskurs mellom EUR/NOK på 11,5 NOK.

¹⁸ For markedsnyttene har vi lagt til grunn Basis, som ikke er en forventningsverdi da vi ikke har tatt stilling til sannsynlighetsfordelingen.

Tabellen under viser europeisk prissatt lønnsomhet for de ulike konseptene. Vi har sett på investeringskostnader for Sverige og Norge, og markedsnytte for hele Europa. Ikke-prissatte virkninger er ikke med da vi ikke har vurdert eller verdsatt disse for andre land enn Norge.

[Nåverdi i MNOK] 2026-kroner	Nullalternativ Videreføre dagens systemløsning ut levetid. Sanering ved endt levetid i 2045	Sanering Fremskyndet sanering av sverigeledningen i 2037	Oppgradering A Spenningsoppgradere sverigeledningen til 420 kV i 2037 fra Nedre Røssåga- Grundfors	Oppgradering B Spenningsoppgradere sverigeledningen til 420 kV 2037 fra Marka-Grundfors
Prissatte virkninger				
Totale investeringskostnader (Norge + Sverige)	0	-55	-3480	-3660
Markedsnytte for Europa	0	-1705	3975	3975
Sum prissatte virkninger Sverigeledning	0	-1750	500	315

Tabell 3: Lønnsomhet for Europa

Markedsnyttan for Europa er om lag 365 MNOK høyere i nåverdi enn markedsnyttan for Norge isolert sett. Markedsnyttan av Sanering er negativ også når vi ser på europeisk markedsnytte. Sanering har om lag 890 MNOK mer negativ markedsnytte enn for Norge alene.

Dette viser at økt kapasitet mellom Helgeland og Sverige også gir betydelige nyttevirkinger utenfor Norge. Markedsnyttan for Europa forsvarer investeringskostnaden for hele ledningen fra Marka eller Nedre Røssåga til Grundfors. Vi ser likevel at mesteparten av den beregnede markedsnyttan havner i Norge, da 3 610 MNOK av den felles Europeiske nytten er norsk. Samtidig er våre simuleringer statiske og fanger dermed ikke opp dynamiske nyttevirkinger. Vi ser eksempelvis at ny Sverige-ledning bidrar til jevnere kraftpriser i både Norge og Sverige, noe som indikerer sparte investeringer i fleksibilitet. Nyttan av dette inngår ikke i markedsnyttan vi beregner.

7.3. Usikkerhetene i virkningene påvirker ikke rangering fra forventning

I dette kapittelet ser vi på om usikkerheten i verdsetting av virkningene kan påvirke rangeringen, og herunder lønnsomheten, ved de ulike konseptene.

I tabell 3 viser vi hvordan usikkerheten i virkningene påvirker hvilket konsept som kommer best ut. Vi viser hvordan usikkerheten påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til konseptene, og eventuelt hvilken retning usikkerheten peker. For utslag på rangeringen har vi brukt fargekode som vist under. Vi finner at usikkerheten er stor i flere virkninger, men at oppgraderingskonseptene fortsatt fremstår som lønnsomme også når vi hensyntar usikkerhet. Usikkerheten i de ulike virkningene er derfor vurdert til grønt, da vi ikke vurderer at usikkerheten er stor nok til at nullalternativet eller sanering blir best.

- Rød – kan påvirke rangeringen
- Gult – kan ha noe utslag på rangeringen
- Grønn – liten/ingen utslag på rangeringen

Virkning	Usikkerhetens betydning for rangering	Beskrivelse
Investeringskostnader		Selv om kostnadsusikkerheten er betydelig på dette stadiet, vurderer vi at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for begge oppgraderingskonseptene er robust og tåler betydelige kostnadsøkninger før rangeringen endres og Nullalternativet blir best. Sanering vil aldri bli bedre enn Nullalternativet. Usikkerheten i kostnader bidrar ikke til å kunne skille Oppgradering A og B.
Markedsnytte		Det er usikkerhet knyttet til anslagene for markedsnytte, men markedsnyttene i oppgraderingskonseptene er lik og positiv i alle scenarioer. Markedsnyttene i Basis er i den lave delen av utfallsrommet, og usikkerheten trekker i retning av enda høyere markedsnytte og dermed høyere lønnsomhet med oppgraderingskonseptene. Oppgradering er lønnsomt også i sensitivitetene med lavest markedsnytte. Usikkerheten påvirker derfor ikke rangeringen.
Areal og miljø		Det er usikkerhet både i verdier for areal og miljø (fordi datagrunnlaget er ufullstendig) og påvirkning på disse verdiene (fordi traseer og avbøtende tiltak ikke er grundig nok vurdert ennå). Usikkerheten er imidlertid ikke stor nok til å endre konklusjonen om at oppgraderingskonseptene er mer lønnsomt enn Nullalternativet og Sanering. Usikkerheten er stor i begge oppgraderingskonseptene, men trekker på nåværende tidspunkt ikke i retning av Oppgradering A eller B.
Forsyningssikkerhet		Påvirkningen på forsyningssikkerhet er usikker, da vi ikke har gjort eksplisitte analyser på dette. Forsyningssikkerheten vil imidlertid bli svekket i Nullalternativet og Sanering, så tiltak internt i Norge vil trolig bli nødvendig. Omfanget av tiltakene som kan bli nødvendig er derimot usikkert. Vi vurderer at usikkerheten i virkningen styrker oppgraderingskonseptene.
Realopsjon – tilrettelegging for nytt forbruk		Det er et stort omfang av planer for nytt forbruk i Helgelands-området. Hvor mye som faktisk blir realisert er imidlertid usikkert og avhenger av at det etableres ny produksjon. Da vi vurderer at markedsnyttene alene er stor nok til å forsvare kostnaden for oppgraderingskonseptene, vurderer vi ikke at usikkerheten i verdien av realopsjonen påvirker rangeringen fra forventning om at oppgraderingskonseptene er mest rasjonelle. Begge oppgraderingskonseptene gir like stor økning i tilknytningskapasitet og realopsjonen vil derfor være lik.
Realopsjon – fleksibilitet i nettutviklingen		Det er usikkerhet knyttet til verdien av realopsjonen. Vi vurderer at usikkerheten ikke er stor nok eller trekker sterkt nok i retning av et konsept på nåværende tidspunkt til å skille mellom Oppgradering A og B. Realopsjonen blir uansett aldri negativ, og vil ikke påvirke rangeringen i forhold til Nullalternativet og Sanering. Realopsjonen bør imidlertid følges opp videre, da den ved et bedre kunnskapsgrunnlag kan være med på å skille mellom Oppgradering A og B.

Tabell 4: Oversikt over vurdering av usikkerhetens påvirkning på rangeringen av konseptene

I usikkerhetsanalysen vurderer vi hvordan en endring i verdsettingen av en virkning hver for seg kan påvirke lønnsomheten og rangeringen av konseptene. Vi finner at lønnsomheten ved oppgraderingskonseptene er robust for slike endringer. Samtidig vet vi at flere størrelser kan endre seg samtidig. Investeringskostnadene kan øke, samtidig som verdien av nyttevirkningene blir mindre. At flere ting skal inntreffe samtidig er imidlertid mindre sannsynlig enn en endring i en virkning.

Prosjektet har en lang planleggingshorisont og i analysen legger vi til grunn at ledningen skal stå klar om 11 år. Samtidig ser vi også at lønnsomheten står seg ved senere realisering. Vi har derfor muligheten til å agere på ulike endringer underveis i prosjektløpet hvis forhold tilsier det.

7.4. Usikkerhet i de prissatte virkningene – kostnader og markedsnytte

Usikkerhet i investeringskostnader påvirker rangering i liten grad

I utgangspunktet legger vi til grunn forventningsverdier for traselengde og enhetskostnader når vi estimerer kostnader. I dette delkapittelet tar vi for oss hvordan endringer i disse forutsetningene kan påvirke lønnsomheten og rangeringen av konseptene, med fokus på norsk lønnsomhet.

Vi har fokusert på usikkerheten i kostnader for oppgraderingskonseptene, da nullalternativet og sanering kun innebærer å sanere eksisterende ledning. Nullalternativet og Sanering har imidlertid en usikkerhet knyttet til behov for ytterligere netttiltak internt i Norge for å opprettholde forsyningssikkerheten. Usikkerheten i denne virkningen blir drøftet i eget delkapittel i usikkerhetsanalysen.

Det er betydelig usikkerhet i investeringskostnadene på dette stadiet

Vi har i hovedsak gjort overordnede kartstudier for å undersøke byggbarhet og traselengder for kraftledningene vi har kostnadsestimert på norsk side av riksgrensen. Den prosjektspesifikke usikkerheten i begge oppgraderingskonseptene er dermed stor. Vi har ikke vurdert traseer og traselengder på svensk side av grensen, men tatt utgangspunkt i kostnader fra SvK. Når de konkrete trasevalgene blir bestemt, vil det høyst sannsynlig føre til flere (eller færre) kilometer ledning enn det vi har lagt til grunn. Vi har også lagt til grunn at ledningene blir satt opp i områder med "middels vanskelighetsgrad", noe som kan vise seg å være feil når det blir gjort grundigere vurdering av traseene. Dette kan trekke kostnadene både opp og ned.

Kostnaden for Oppgradering A og B består i hovedsak av ledningskostnader, men også noen stasjonskostnader. Traseen på norsk side fra riksgrensen frem til Bleikvassli vil være den samme i begge oppgraderingskonseptene. Fra området rundt Bleikvassli vil traseene gå hver sin vei, til Nedre Røssåga eller Marka. På nåværende tidspunkt har vi ikke grunnlag for å si at den ene traseen er enklere eller vanskeligere å bygge, da det går eksisterende ledninger i begge traseer. Vi vurderer derfor usikkerheten i kostnadsestimatene som relativt like på dette stadiet. Også markedsusikkerhet er lik, da oppgraderingskonseptene innebærer investering i de samme komponentene.

Basert på de kartstudiene finner vi at det er behov for flere kilometer ledning mellom Bleikvassli og Marka enn fra Bleikvassli til Nedre Røssåga. En økning i ledningskostnadene vil derfor påvirke Oppgradering B i størst grad. På dette tidspunktet er imidlertid ikke usikkerheten stor nok til å trekke i spesifikk retning av et av oppgraderingskonseptene. Videre modning kan vise at byggbarheten er bedre til Marka, slik at lengre trase ikke gir økte kostnader sammenliknet med å bygge til Nedre Røssåga.

Realopsjonen i Oppgradering B ved å bygge Bleikvassli 420 kV stasjon for å kunne sanere flere ledninger i området, kan styrke seg dersom ledningskostnadene øker og stasjonskostnaden ikke gjør det, og motsatt. Dette bør bli fulgt opp i neste fase.

Lønnsomheten til ny Sverige-ledning er robust for kostnadsendringer

Den samlede norske investeringskostnaden har en nåverdi på 1 740 MNOK for Oppgradering A og 1 920 MNOK for Oppgradering B. Markedsnyttene for konseptene er til sammenlikning estimert til å ha en nåverdi på 3 610 MNOK. Det vil si at nåverdien av investeringskostnaden kan dobles for Oppgradering A og øke med over 80 prosent for Oppgradering B, før de samlede prissatte virkningene ved tiltaket går fra å være positiv til negativ. Oppgraderingskonseptene har imidlertid også en negativ påvirkning på areal og miljø, samtidig som det gir bedre forsyningssikkerhet og muligheten for tilknytning av nytt forbruk. Samlet sett vurderer vi at tiltaket tåler en betydelig kostnadsøkning før nullalternativet blir bedre. En nedgang i kostnadene vil gjøre prosjektet mer lønnsomt.

Også tidspunktet for idriftsettelse kan påvirke nåverdien av investeringskostnadene. Senere realisering vil gi en lavere nåverdi for investeringskostnaden, men også lavere nytte ved at realiseringen av markedsnytte blir utsatt. Vi har sett på denne usikkerheten i eget delkapittel i usikkerhetsanalysen.

Vi vurderer at prosjektet fremstår som robust for endringer i investeringskostnader.

Norsk lønnsomhet står seg selv om Norge må dekke en større del av kostnaden

I forventning har vi tatt utgangspunkt i at kostnadene forbundet med reinvestering av Sverige-ledningen på norsk og svensk side, blir fordelt 50/50. Kostnaden for tiltak på norsk side forbundet med reinvestering av ledningen er estimert til 1 740 MNOK i faste kroner og 1 240 MNOK i nåverdi for Oppgradering A og 2 000 MNOK i faste kroner og 1 425 MNOK i nåverdi for Oppgradering B. Dersom Norge kun skulle dekket kostnaden for tiltak på norsk side, ville lønnsomheten til oppgraderingskonseptene styrket seg i forhold til å dele kostnadene 50/50.

Dersom Norge skulle dekket en større andel av investeringskostnaden på svensk side, ville norsk lønnsomhet ved oppgraderingskonseptene bli svekket. På svensk side er merkostnaden for ny Sverige-ledning, sammenliknet med kostnader som ville påløpet også uten ny ledning, 2 720 MNOK i faste kroner og 2 240 MNOK i nåverdi.

Oppsummert kostnadsusikkerhet

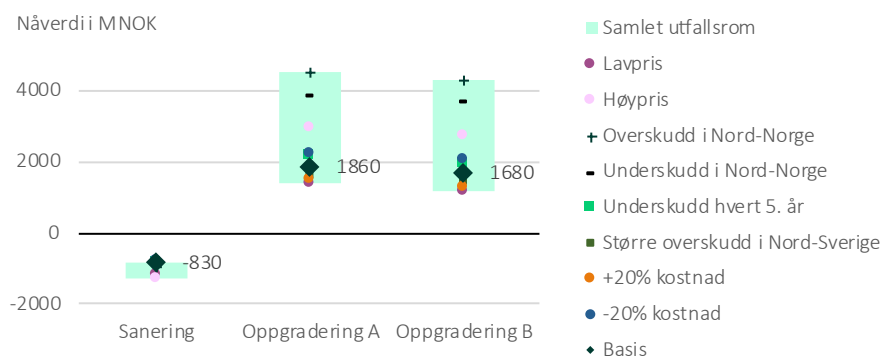
Oppgraderingskonseptene har en robust lønnsomhet også når vi hensyntar usikkerheten i investeringskostnader. Prosjektet tåler betydelige kostnadsøkninger før nåverdien av prissatte virkningene blir negative, og nullalternativet blir best. Sanering blir aldri bedre enn nullalternativet da Sanering gir betydelig negativ markedsnytte og har noe høyere kostnad. Videre oppfølging av prosjektspesifikk usikkerhet i hvert av delkonseptene for oppgradering er viktig for å skille disse i neste fase.

Usikkerhet i markedsnyttens påvirker ikke rangeringen av konseptene

Usikkerheten i markedsnytte består av ulike scenario for energibalanse i Nord-Norge og Nord-Sverige, ulike scenario for kraftpris, samt valutakurs. Vi vurderer at usikkerheten i markedsnytte ikke påvirker rangeringen av konseptene fra forventning. Generelt har utfallsrommet for lønnsomhet av oppgraderingskonseptene drevet av markedsnytte en høyere oppside enn nedside.

Lønnsomheten av oppgraderingskonseptene er robust for utfallsrommet i markedsnytte

Figur 91 viser utfallsrommet for lønnsomhet (summen av de prissatte virkningene) for Oppgraderingskonseptene og Sanering, basert på markedsnyttens i de alternative scenarioene.



Figur 91: Utfallsrom for prissatte virkninger med ulike scenarioer for kraftpris, kraftbalanse og kostnad

Vi har brukt markedsnyttens for Basis-scenariet i den samfunnsøkonomiske analysen. Dette er ikke en forventningsverdi, da vi ikke tar stilling til sannsynlighetsfordelingen for de ulike scenariene. Dersom vi for eksempel hadde funnet at markedsnyttens hadde en uniform sannsynlighetsfordeling, ville forventningsverdien vært i midten av utfallsrommet. Dette ville gitt en høyere markedsnytte enn ved Basis-scenariet, og gjort oppgraderingskonseptene mer lønnsomt.

Generelt er markedsnyttens i Basis i den lave delen av utfallsrommet. Over- eller underskudd på energibalansen i Nord-Norge trekker markedsnyttens betydelig opp, sammenliknet med Basis. Det samme gjør scenarioet Høypris. Større overskudd på energibalansen i Nord-Sverige og scenarioet Lavpris trekker markedsnyttens noe ned fra Basis. Se kapittel 6 for nærmere beskrivelse av markedsnyttens i de ulike scenarioene. Årlige variasjoner i markedsnyttens gir noe usikkerhet i tillegg.

Markedsnyttan av Sanering er negativ i Basis, og i alle de alternative scenarioene. Vår markedsmodell fanger ikke alle negative virkninger av konseptet Sanering, som redusert fleksibilitet i driften. Disse omtaler vi i den ikke-prissatte virkningen, forsyningssikkerhet.

Vi har i våre simuleringer i Basis lagt til grunn to budområder i Nord-Norge, der skillet mellom områdene går mellom Svartisen og Salten, se kart på side 32. I kapittel 6.4 viste vi at dagens budområdeinndeling med ett budområde i Nord-Norge, gir høyere markedsnytte av oppgraderingskonseptene, enn to budområder. Dagens budområdeinndeling gir dermed høyere lønnsomheten av oppgraderingskonseptene enn i Basis.

Vi har også vurdert markedsnyttan av annen nettutvikling enn den vi legger til grunn i Basis. I kapittel 0 viste vi at markedsnyttan av Sverige-ledningen blir noe høyere, uten dublering av Rana-Ofoten i 2050. Dette trekker lønnsomheten av Sverige-ledningen opp, sammenlignet med Basis.

Dublering av Rana-Marka legger vi til grunn at er realisert til 2040. Vår vurdering er at markedsnyttan ikke påvirkes i særlig grad av om denne strekningen er dublet eller ikke, da denne forsterkningen ikke påvirker kapasiteten inn og ut av Nord-Norge i særlig grad, da tiltaket primært er drevet av tilknytning av forbruk.

Reinvestering av 300 kV Marka-Tunnsjødal på 420 kV legger vi til grunn til 2040. Denne reinvesteringen påvirker overføringskapasiteten inn til Nord-Norge, og har derfor potensiale til å påvirke markedsnyttan av Sverige-ledningen. Dersom Marka-Tunnsjødal ikke er oppgradert til 420 kV i 2040 vil dette gi noe høyere markedsnytte av Sverige-ledningen. Vi har imidlertid ikke tallfestet markedsnyttan i en slik situasjon da vi mener at denne vil være innenfor utfallsrommet for markedsnyttan som vi allerede har tallfestet.

Vi vurderer at utfallsrommet for markedsnyttan av oppgraderingskonseptene og Sanering ikke påvirker rangeringen av konseptene. Og at lønnsomheten for Oppgradering A og B er robust for utfallsrommet for markedsnyttan.

Usikkerhet i valutakurs kan påvirke lønnsomheten i analysen

Den årlige markedsnyttan for konseptene er oppgitt i euro, da alt av input-data i modellen også oppgis i euro. I oppstillingen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet for de ulike konseptene, veksler vi derfor om årlig markedsnytte fra euro til norske kroner. Vi legger til grunn en valutakurs EUR/NOK på 11,5 NOK, som vist i Vedlegg 1. Dette gjør at markedsnyttan i oppstillingen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet er sensitiv for endringer i valutakursen mellom euro og norske kroner. Markedsnyttan fra modell, blir ikke påvirket.

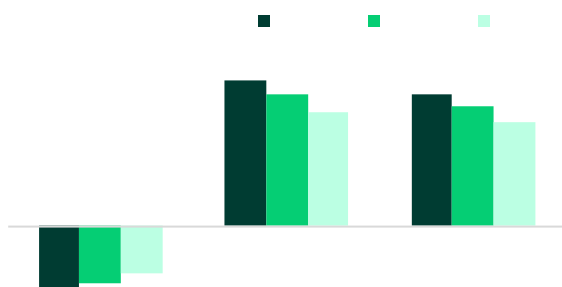
Fra 2025 og frem til mars 2026 har EUR/NOK-kursen ligget mellom 11 og 12,1, med et gjennomsnitt på om lag 11,7. Så langt i 2026 (per mars) har gjennomsnittskursen vært rundt 11,4. En svakere krone vil isolert sett styrke lønnsomheten, mens en sterkere krone trekker i motsatt retning.

Valutakursene er generelt forbundet med betydelig usikkerhet, men vi vurderer at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til ny Sverige-ledning er robust for endringer i valutakursen.

En utsettelse av tiltaket gir lavere lønnsomhet, men påvirker ikke rangeringen

I forventning har vi lagt til grunn idriftsettelse for ny Sverige-ledning i 2037. Faktisk idriftsettelsesår kan imidlertid bli påvirket av flere forhold. En utsettelse vil påvirke nåverdien av både kostnader og markedsnytte, og dermed den samlede samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

Vi har analysert hvordan de samlede prissatte virkningene blir påvirket av en utsettelse av gjennomføringen fra 2037 til 2040 og 2045, som vist i Figur 92. Vi finner at den samlede prissatte nytten i både Oppgradering A og B er positiv ved alle tidspunkt, og vi vurderer derfor at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved oppgraderingskonseptene er robust, også ved et senere gjennomføringstidspunkt enn 2037. Dersom tiltaket utsettes med tre år til 2040, forventer vi at nåverdien av de prissatte virkninger reduseres med om lag 190 MNOK for Oppgradering A og 170 MNOK for Oppgradering B. Dersom tiltaket utsettes til 2045 svekkes lønnsomheten med om lag ytterligere 200 MNOK. Utsettelsen svekker dermed lønnsomheten noe, men ikke i tilstrekkelig grad til å endre rangeringen av konseptene fra forventning.



Figur 92: Sum av prissatte virkninger med gjennomføringsår i 2037, 2040 og 2045

En utsettelse utover 2045 vil redusere lønnsomheten ytterligere, men vi finner at lønnsomheten fremdeles vil ha en positiv nåverdi ved en utsettelse på ytterligere 10 år til 2055. Vi vurderer derfor at lønnsomheten er stor nok til at en senere investering enn 2045 ikke vil rangere Nullalternativet eller sanering høyere enn oppgraderingskonseptene.

7.5. Usikkerhet i de ikke-prissatte virkningene

Areal- og miljøpåvirkning er vurdert overordnet og bør ses på i detalj

Areal- og miljø er vurdert til stor (-) for oppgraderingskonseptene og liten (+) for Sanering.

Vi har gjort en overordnet vurdering av påvirkning på areal og miljø, hvor vi har brukt kartstudier til å grovt vurdere verdier og påvirkning for flere sentrale temaer. Vi finner at det er store verdier i hele KVV-området, særlig for naturmangfold og vernede områder, reindrift og friluftsliv.

Vi finner også at det er krevende å skille endepunktene Marka vs. Nedre Røssåga basert på dagens informasjon. Det er ikke ett av utbyggingskonseptene som er åpenbart bedre enn det andre når det gjelder areal og miljø. Den faktiske påvirkningen er også sterkt avhengig av faktiske traseer, som ikke er modnet i denne fasen. Når vi har vurdert påvirkningen har vi gjort noen antakelser om muligheten til å samordne traseer og slik unngå inngrep i nye områder, men det er usikkerhet knyttet til teknisk og geografisk gjennomførbarhet av dette.

Representanter for reinbeitedistrikter i området ønsker konsekvensutredning av tilknytning i både Marka og Nedre Røssåga.

Basert på disse faktorene vurderer vi at det er hensiktsmessig å innhente mer informasjon for begge potensielle endepunkter, da alternativene er vanskelig å skille basert på dagens informasjon. Areal- og miljøvirkningene vil etter videre modning være med på å skille de to oppgraderingskonseptene.

Vi vurderer imidlertid ikke at størrelsen på areal- og miljøvirkningen kan være så stor at Nullalternativet eller sanering blir det beste alternativet.

Verdien av forsyningssikkerhet er positiv for Oppgradering, men usikker

Forsyningssikkerhet er verdsatt til middels (+) for oppgraderingskonseptene og liten (-) for Sanering.

Stor usikkerhet rundt behovet for ekstratiltak ved sanering for å opprettholde forsyningssikkerheten

I Nullalternativet og Sanering reinvesterer vi ikke Sverige-ledningen. Dette reduserer antall forbindelser og samlet N-1 kapasitet inn til området, noe som kan svekke forsyningssikkerheten for både eksisterende og reservert forbruk. I teorien gir derfor oppgraderingskonseptene bedre forsyningssikkerhet enn nullalternativet og Sanering. I praksis ville vi imidlertid ikke tillate en redusert forsyningssikkerhet inn til Helgeland for eksisterende og reservert forbruk, noe som gjør at sanering av ledningen kan utløse alternative tiltak internt i Norge for å opprettholde forsyningssikkerheten. Denne merkostnaden unngår vi i oppgraderingskonseptene. Dersom det blir behov for ekstratiltak vil i Nullalternativet og Sanering, vil de to

konseptene bli dyrere enn det vi får frem i forventning. Kostnaden for ekstra nettførsterkninger internt i Norge unngår vi i Oppgradering A og B, da vi reinvesterer Sverige-ledningen.

I våre driftsmessig forsvarlig (DF) analyser, som ser på hvor mye forbruk vi kan tilknytte i området, legger vi til grunn at forbruket i området må kunne forsynes også ved utfall av en av forbindelsene inn til området (N-1). Vi har ikke gjennomført en fullstendig analyse av hva denne kapasiteten er, og dermed konsekvensen for forsyningssikkerheten i området, ved sanering av eksisterende Sverige-ledning. Vi har heller ikke sett på hvilke tiltak vi må gjennomføre for å opprettholde forsyningssikkerheten.

Det er derfor knyttet stor usikkerhet til hva som blir konsekvensen av å ikke reinvestere Sverige-ledningen. Dette kan potensielt ha en høy kostnad i form av behov for omfattende alternative nettinvesteringer, for eksempel ved en ny og lang ledning til andre områder. Kostnaden for dette kan bli flere milliarder. Samtidig kan vi finne at det ikke har så stor effekt, og at de alternative tiltakene internt i Norge har en mer beskjeden kostnad. Hvis for eksempel reservert forbruk ikke blir realisert, kan konsekvensen bli mindre. Usikkerheten i størrelsen på virkningen har derfor et stort spenn. Vi vurderer at usikkerheten trekker i retning av oppgraderingskonseptene, da vi her unngår å gjøre ekstratiltak og sparer denne kostnaden.

Hvis vi ikke gjennomfører andre netttiltak i Nullalternativet og Sanering, kan konsekvensen ved sanering av Sverige-ledningen være at vi må redusere nivået på nytt forbruk som er forsvarlig å tilknytte eller at vi må koble ut forbruk i anstrengte perioder. Dette kan gi tapt verdi av nytt forbruk eller avbruddskostnader.

Dersom det ikke skulle bli mulig å reinvestere ledningen vil vi gå grundigere inn i både hvilke tiltak som kreves og virkningene av disse.

Tilknytning i Marka kan ha en positiv virkning på sikkerhet og beredskap i øvre del av krisespekteret

I Nedre Røssåga går all nord-sør-flyt på norsk side gjennom stasjonen, mens dette ikke er tilfellet i Marka, ettersom Tunnsjødal-Nedre Røssåga ikke går via Marka stasjon. Dersom Sverige-ledningen er tilknyttet i Nedre Røssåga og stasjonen blir rammet av en alvorlig hendelse (sabotasje, krigshandlinger eller andre ekstraordinære hendelser), risikerer vi å miste norsk nord-sør-flyt og Sverige-ledningen. Dersom ledningen derimot er tilknyttet i Marka, risikerer vi ikke å miste begge deler.

Verdien av denne virkningen er usikker og trolig lav siden det er liten sannsynlighet for at hele Nedre Røssåga faller ut. Dersom det imidlertid skulle inntreffe, vil det kunne ha stor verdi. Vi vurderer at denne usikkerheten trekker i svak retning av Oppgradering B, men ikke i stor nok grad til å skille konseptene nå.

Realisering av nytt forbruk avhenger av mer kraftproduksjon i området

Oppgradert Sverige-ledning legger til rette for en større forbruksvekst i Nord-Norge. Ved ensidig forbruksvekst i Nord-Norge vil ledningen dempe prisøkningen som følger av en svakere lokal energibalanse, som bidrar til å øke sannsynligheten for at forbruk blir realisert i Nord-Norge selv om det ikke skulle bli noe vesentlig ny produksjon. Videre vil ny Sverige-forbindelse øke grensen for hva vi beregner som driftsmessig forsvarlig forbruksvekst uten ny lokal produksjon i Helgeland. I KVV Helgeland (2024) beregnet vi denne økningen til å være 700 MW.

Vi har verdsatt virkningen "verdi av nytt forbruk" til **"Middels (+)"** i forventning. Virkningen er lik for de to oppgraderingskonseptene, da begge gir den samme økningen i overføringskapasitet ut og inn av Helgeland. Nullalternativet og saneringskonseptet legger ikke til rette for økt forbruksvekst og virkningen er derfor null for disse konseptene. Se vedlegg V2.2 for nærmere beskrivelse av verdsettingen.

Det er særlig stor usikkerhet i verdien av at ledningen gir driftsmessig forsvarlig tilknytning av 700 MW nytt forbruk, i tillegg til de 2000 MW som allerede er reservert i Nord-Norge. Det er forbruksplaner i kapasitetsskø til å fylle opp dette volumet. Usikkerheten er derfor primært knyttet til hvorvidt det vil komme ny kraftproduksjon, da høye lokale priser ved underskudd på energibalansen gjør at det er lite trolig at en ny ledning til Sverige alene kan bidra til å utløse 700 MW ekstra forbruk, i tillegg til de 2000 MW som allerede er reservert i Nord-Norge. Videre er det også til dels usikkerhet knyttet til betalingsvilligheten og stedbundenheten til forbruket.

Selv med underskudd på energibalansen og høyere kraftpriser i Nord-Norge relativt til i andre områder kan aktører med høy betalingsvilje og/eller aktører som er stedbundne til området tenkes å ta i bruk sin tilknytningskapasitet. Samtidig er det mindre sannsynlig at alle forbruksaktører i Nord-Norge, både de

eksisterende og de som har reservert kapasitet i dag, har tilsvarende betalingsvilje. Da er det mer trolig at det heller vil skje en omrokking i forbruksaktørene, enn at det er mer forbruk i sum som blir realisert. Da Statnett har tilknytningsplikt, tar vi ikke stilling til verdien av en omfordeling mellom forbruk som er reservert, i kapasitetskø eller allerede i drift. Det er kun omfanget som er styrende for verdsettingen, se også vedlegg V2.2.

Det er få modne planer om ny kraftproduksjon i området og stor motstand mot vindkraft. I den neste 10-15 årsperioden er det derfor lav sannsynlighet for mye ny kraftproduksjon i Nord-Norge. Uten ny kraftproduksjon er det lite sannsynlig med en nettovekst i forbruket utover det som allerede er reservert. Netto forbruksvekst i tillegg til de 2000 MW som er reservert, kan derfor være null og verdsettingen av virkningen kan da gå mot Lav (+). Virkningen kan imidlertid aldri bli negativ. Samtidig kan ny kraftproduksjon bli realisert i analyseperioden på 40 år, som vil øke sannsynligheten for en nettovekst i forbruket, på toppen av det som allerede er reservert i Nord-Norge. Om mer kraftproduksjon blir realisert øker verdsettingen av virkningen.

Gitt de andre, planlagte forsterkningene i transmisjonsnettet i området, vurderer vi at tilknytningspunktene for Sverige-ledningen i Norge, Marka eller Nedre Røssåga, ikke har nevneverdig betydning for hvor mye forbruk som kan få tilknytning.

Dersom den økte tilknytningskapasiteten til nytt forbruk ikke blir utnyttet, er markedsnytt av ny Sverige-ledning stor nok alene til å forsvare merkostnaden ved ledningen. Blir mer av tilknytningskapasiteten utnyttet, vil verdien av virkningen øke og styrke lønnsomheten til oppgraderingskonseptene. Vi vurderer derfor ikke at usikkerheten i verdien av nytt forbruk er stor nok til å endre rangeringen i forventning om at oppgraderingskonseptene kommer best ut.

Verdien av realopsjonen om å bygge Bleikvassli stasjon er usikker, men blir aldri negativ

Realopsjonen: fleksibilitet i nettutviklingen er verdsatt til liten (+) for Oppgradering B. Virkningen er verdsatt til 0 i de andre konseptene.

Konsept Oppgradering B har en realopsjon vi har kalt fleksibilitet i nettutviklingen. Denne realopsjonen innebærer at vi kan bygge en ny 420 kV-stasjon ved Øvre Røssåga, foreløpig kalt Bleikvassli stasjon, å legge 420 kV Marka–Sverige og 420 kV Nedre Røssåga–Tunnsjødal innom stasjonen. Denne systemløsningen gjør at vi kan sanere og unngå å reinvestere 300 kV Marka-Nedre Røssåga og regionalnettsledningene 132 kV Bleikvassli–Marka og 132 kV Bleikvassli–Nedre Røssåga.

Verdien av realopsjonen avhenger av investeringskostnaden for Bleikvassli stasjon, sparte reinvesteringskostnader og areal- og miljøvirkningen fra den nye 420 kV stasjonen sammenliknet med spart areal- og miljøpåvirkning ved sanering av ledningene det ikke lenger er behov for. På nåværende tidspunkt er det knyttet usikkerhet både til kostnader og areal- og miljøvirkningen. Realopsjonens verdi blir uansett aldri negativ, da vi ikke vil realisere den med mindre den gir en nytte.

Realisering av realopsjonen kan også ha noen ulemper. Ved å sanere regionalnettsledningene inn til Marka og Nedre Røssåga svekker vi forsyningsgraden til stasjonene gjennom regionalnettet. Dette vil blant annet gjelde produksjonen fra Øvre Røssåga kraftverk (170 MW, 960 GWh). Denne forsyningen kan utgjøre en viktig kilde til resiliens i øvre del av krisespekteret og å flytte den over på transmisjonsnettet øker sårbarheten ved å gjøre den avhengig av transformorkapasitet mellom transmisjons- og regionalnettet.

Det vil gjøre at transformatorene i stasjonene blir belastet i større grad. Forsyning av stasjonene gjennom regionalnettet kan være viktig ved store utfall som for eksempel ved utfall av en eller flere transformatorer samtidig. Transformatorer av denne typen kan ikke holdes i beredskapslager i stort antall og har svært lang leveringstid. Dette kan gi redusert DF-kapasitet under stasjonene. Vi har ikke analysert denne virkningen, men det er en usikkerhet vi må utrede før vi eventuelt realiserer realopsjonen.

Usikkerheten rundt verdien av realopsjonen er stor, og vi kan ikke konkludere på om vi bør realisere den eller ikke på nåværende tidspunkt. Vi vurderer likevel at verdien av opsjonen kan være stor nok til at den er rasjonell, og at den derfor bør bli utredet nærmere i neste fase. Usikkerheten i verdien til realopsjonen er så stor på nåværende tidspunkt, at den ikke kan være med på å skille mellom Oppgradering A og B. Verdien påvirker ikke forholdet Oppgradering B og Nullalternativet og Sanering

7.6. Andre beslutningsrelevante forhold – anleggsbidrag kan bli aktuelt

Vi vurderer at Oppgraderingskonseptet er samfunnsøkonomisk rasjonelt å gjennomføre uavhengig av enkeltkunder, og at tiltaket ikke er anleggsbidragspliktig basert på Statnetts tolkning av "utløst-kriteriet" i kontrollforskriften. Vår foreløpige vurdering er at ingen kunder er direkte utløsende for oppgradering av Sverige-ledningen. Ledningen er allerede en begrensning i dag, da primært for kraftflyt ut av området. Med økt kraftforbruk i NO4 og NO3 og redusert energibalanse vil dagens ledning bli en større begrensning, spesielt i underskuddssituasjoner. Selv om økt kapasitet inn til Helgeland er en forutsetning for å kunne tilknytte ytterligere forbruk på Helgeland og også videre nordover i NO4, viser analysen tydelig at markedsnyttens av økt kapasitet er betydelig selv uten forbruksøkning. Og jo tidligere realisering av ledningen, desto høyere markedsnytte og lønnsomhet av tiltaket.

I RMEs revisjonsrapport for NO3 legger RME til grunn en annen tolkning av anleggsbidragsregelverket, enn det Statnett gjør. RME skriver at "Vurderingen av om investeringen blir utløst når kunden blir tilknyttet eller får økt kapasitet, er et spørsmål om tiltaket er nødvendig for å gjøre det driftsmessig forsvarlig å tilknytte kunden eller tillate kapasitetsøkningen". Dette tolker Statnett slik at RME mener vi skal ta anleggsbidrag for tiltak kunden er *avhengig* av for å få tilknytning, selv om de ikke utløser tiltaket. Statnett har tatt spørsmålet videre til energiklagenemda. Dersom Statnett skal tolke regelverket slik RME skriver, kan ledningen bli anleggsbidragspliktig. Dette kan i så fall medføre at alle nye kunder i Nord-Norge som er avhengig av denne kapasitetsøkningen for å få reservert kapasitet, må betale anleggsbidrag.

7.7. Samlet vurdering: Oppgraderingskonseptene kommer best ut

Vi finner at konseptet Oppgradering fremstår som lønnsomt, både i forventning og når vi hensyntar usikkerhet og andre beslutningsrelevante forhold. Konseptet innebærer en ny 420 kV-ledning mellom Helgeland og Sverige som erstatter dagens 220 kV-ledning. Oppgradering er det eneste konseptet som gir økt markedsnytte, legger til rette for økt tilknytning av forbruk og reduserer prisforskjellene mellom budområder i Norge. Oppgradering gir en høyere kostnad og en stor areal- og miljøpåvirkning, sammenliknet med Nullalternativet som er sanering av dagens ledning ved endt levetid, vi vurderer at nyttevirkningene overstiger kostnadene.

Konseptet Oppgradering har to delkonsept, A og B, som er å tilknytte Sverige-ledningen i Nedre Røssåga (Oppgradering A) eller i Marka (Oppgradering B). Det er vanskelig å skille de to oppgraderingskonseptene på nåværende tidspunkt, basert på informasjonen vi har. Vi anbefaler derfor å modne begge konseptene videre for å få bedre oversikt over virkninger, i hovedsak investeringskostnader og areal- og miljøpåvirkning, før endelig beslutning blir tatt. Se kapittel 8 og føringer for neste fase.

[Nåverdi i MNOK]	Nullalternativ	Sanering	Oppgradering A	Oppgradering B
	Videreføre dagens systemløsning ut levetid. Sanering ved endt levetid i 2045	Fremskyndet sanering av Sverigeledningen i 2037	Spenningsoppgradere Sverigeledningen til 420 kV i 2037 fra Nedre Røssåga-Grundfors	Spenningsoppgradere Sverigeledningen til 420 kV i 2037 fra Marka-Grundfors
2026-kroner				
Prissatte virkninger*				
Norsk andel av investeringskostnader fordelt 50/50	0	-20	-1740	-1740
Investeringskostnader 100 % dekket av Norge	0	0	0	-180
Drift- og vedlikeholdskostnader	0	5	-10	-10
Markedsnytte for Norge	0	-815	3610	3610
Sum prissatte virkninger Sverigeledning	0	-830	1860	1680
Differanse til nullalternativet		-830	1860	1680
Ikke-prissatte virkninger**				
Areal og miljøvirkninger	0	Liten (+)	Stor (-)	Stor (-)
Forsyningsikkerhet	0	Liten (-)	Middels (+)	Middels (+)
Verdi av nytt forbruk	0	0	Middels (+)	Middels (+)
Realopsjoner - Flexibilitet i nettutvikling	0	0	0	Liten (+)
Verdi av ny produksjon	0	Ikke verdsatt	Ikke verdsatt	Ikke verdsatt
Vurdering av usikkerhet				
Det er stor usikkerhet knyttet til investeringskostnadene i alle konseptene på dette stadiet. Lønnsomheten til oppgraderingskonseptene tåler betydelige kostnadsøkninger før nullalternativet blir bedre. Nullalternativet og Sanering kan gi behov for store investeringer internt i Norge for å opprettholde forsyningsikkerheten i området, men det er stor usikkerhet rundt hvilke tiltak det kan bli behov for. Markedsnyttens er også usikker, men scenariene for markedsnytte gir i hovedsak høyere markedsnytte og dermed økt lønnsomhet sammenliknet med det som fremkommer i tabellen. Verdien av realopsjonen (tilrettelegging for nytt forbruk) vil avhenge av i hvilken grad kunder knytter seg til nettet. Markedsnyttens forsvarer imidlertid kostnadene for oppgraderingskonseptene uavhengig av verdien til realopsjonen (tilrettelegging for nytt forbruk). Vi klarer ikke skille Oppgradering A og B med dagens informasjon. Investeringskostnader og areal- og miljøvirkninger ved de to alternativene må utredes nærmere før endelig løsningsvalg.				
Andre beslutningsrelevante forhold				
Flere kunder er avhengige av ny Sverige-ledning for tilknytning. Basert på RMEs tolkning av anleggsbidragsregelverket, kan derfor tiltaket være anleggsbidragspliktig selv om Statnett vurderer at vi ville gjennomført tiltaket også uten kunder. Dette må følges opp videre, men påvirker ikke rangeringen.				
Rangering samfunnsøkonomisk rasjonalitet	2	3	1	1

8 FØRINGER FOR NESTE FASE

Vi finner at ny 420 kV-ledning mellom Helgeland og Sverige, som erstatter dagens 220 kV-ledning, fremstår samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det er vanskelig å skille mellom tilknytning av ny ledning i Marka eller Nedre Røssåga i denne fasen. De to delkonseptene gir ulik trase fra Bleikvassli til de respektive stasjonene, noe som påvirker areal- og miljøpåvirkningen fra ledningene, samtidig som ulik traselengde og byggeforhold kan påvirke kostnadene. Alternativanalysen viser at det er behov for et bedre kunnskapsgrunnlag når det gjelder disse forholdene. En grundigere vurdering vil gjøre det mulig å ta beslutning på et bedre og sikrere grunnlag. I tillegg får vi ved å gå til Marka en realopsjon ved å bygge ny 420 kV stasjon i Bleikvassli, som gjør at vi kan sanere andre ledninger i området. Verdien av denne realopsjonen bør også utredes nærmere i lys av grundigere kostnadsanslag og areal- og miljøvurderinger.

Konsekvenser for reindrift, areal og miljø må utredes grundigere i neste fase

For å ivareta reindriftens interesser, har vi hatt dialogmøte med distriktslederne for de berørte reinbeitedistriktene. Hensikten har vært å informere om dagens situasjon i området og hvilke konsepter vi ser på. Videre ønsket vi å få innspill på hvordan vi kan ivareta deres interesser best mulig.

Alle konseptene innebærer inngrep i områder med verdi for samisk kultur og reindrift. Det vil sannsynligvis være umulig å finne løsninger som ikke berører noen reinbeitedistrikter, men det bør være mulig å finne traseer som minimerer konsekvensene. Dette må hensyntas i videre planlegging. Konsekvensene for reindriften vil være avhengig av flere forhold, ikke minst helt konkrete traseer, og mastplasseringer og -høyde. Disse virkningene må vurderes grundigere. God dialog og involvering vil være viktig hele veien for å minimere de negative virkningene av tiltakene. I anleggsfasen vil vi tilpasse aktiviteten for å begrense forstyrrelser for reindriften.

Delkonseptene kan også ha forskjeller når det gjelder areal- og miljøpåvirkninger på andre temaer, som for eksempel naturmangfold og friluftsliv. En konsekvensutredning vil kunne avdekke dette i større grad.

Prosjektspesifikke forhold kan påvirke kostnadsforholdet mellom konseptene

Byggbarheten og investeringskostnadene ved å gå til Marka og Nedre Røssåga vil bli kartlagt i større grad i neste fase. I utgangspunktet vil det å gå til Marka gi de høyeste kostnadene grunnet litt lengre traselengde, men ulik byggbarhet kan også påvirke kostnadsforholdet mellom delkonseptene. Dette vil sammen med grundigere oversikt over areal- og miljøvirkninger gi et bedre beslutningsgrunnlag.

Prosjektet bør prioritere på tid

Analyseresultatene viser at jo tidligere reinvestering av ny Sverige-ledning på 420 kV kan realiseres, jo mer samfunnsøkonomisk lønnsomt er tiltaket. Dette tilsier at tid og fremdrift bør tillegges stor vekt i videre prosjektutvikling, og at beslutninger og aktiviteter i neste fase bør utformes med sikte på å realisere tiltaket så tidlig som mulig.

I neste fase anbefales det derfor at resultatmål knyttet til tidsbruk og milepæler prioriteres høyt, samtidig som det sikres tilstrekkelig kvalitet i sentrale leveranser.

Videre er dette et prosjekt som gjennomføres i samarbeid med Sverige og SvK. For å sikre effektiv fremdrift og et felles beslutningsgrunnlag, må det avklares og forankres et felles sett med forventninger til kvalitet, fremdrift og milepæler mellom partene. Et slikt felles rammeverk vil være viktig for å redusere risiko for uklarheter eller forsinkelser i prosjektet.

Videre prosess vil være i samarbeid med Svenska Kraftnät

En eventuell beslutning om å bygge en 420 kV forbindelse mellom Helgeland og Sverige vil være en felles beslutning mellom Statnett og Svenska kraftnät (SvK). Videre prosess vil derfor være i tett samarbeid med Statnett og SvK. Statnett har løpende dialog med SvK og denne KVUen blir et underlag for den videre dialogen.

V1 RAMMER SOM BEGRENSER MULIGHETSROMMET TIL KONSEPTENE

Vi beskriver her hvilke rammer konseptene må forholde seg til, gitt av lover, forskrifter og Statnetts standarder og retningslinjer.

V1.1 Myndighetsgitte rammer gitt ved lover og forskrifter

Konseptene vi utvikler må være i tråd med myndighetenes føringer for nettutvikling og i overenstemmelse med gjeldende lover og forskrifter. Myndighetsgitte lovs- og forskriftsbestemmelser, såkalte skal-krav, avgrenser mulighetsrommet vi vil vurdere konsepter innenfor.

I en tidlig fase av konseptvalgutredningen vurderte vi konsept for oppgradering av Sverige-ledningen i lys av den planlagte tilknytningen av Krutåga kraftverk. Kraftverket hadde konsesjon for utbygging og la føringer og rammer for hvilke konsepter som ble vurdert. Basert på en overordnet kostnads- og areal/miljøvurdering vurderte vi at etablering av ny 420 kV-stasjon i Varntresk var den beste tilknytningsløsningen samlet sett. I mars 2026 trakk Krutåga Kraft planene om etablering av kraftverket. Dermed er det ikke lenger aktuelt å gå videre med arbeidet med å etablere Varntresk stasjon for tilknytning av vannkraftverket.

Statnett sine standarder og retningslinjer, såkalte bør-krav, legger også føringer for hvilke konsepter som er aktuelle. De viktigste rammene for denne konseptvalgutredningen er gjengitt under.

Nettselskapene har tilknytningsplikt (skal-krav)

Ifølge tilknytningsplikten (Energiloven §§3-4 og 3-4a)7 plikter områdekonsesjonæren, som er Statnett og Linea, å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt eller økt forbruk og produksjon.

Dersom tilknytning i eksisterende nett ikke er driftsmessig forsvarlig, utløses anleggseierens utrednings- og investeringsplikt. Områdekonsesjonæren plikter da å planlegge, søke konsesjon for og, om nødvendig, investere i nye nettanlegg uten ugrunnet opphold. Kunden må vente med å knytte seg til nettet eller øke uttak/innmating til tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. Områdekonsesjonæren kan søke om unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for produksjon dersom tilknytningen ikke er samfunnsøkonomisk rasjonell. For forbruk kan vi kun søke om unntak i ekstraordinære tilfeller. Vi legger tilknytningsplikten til grunn som et skal-krav.

Det er stor usikkerhet knyttet til fremtidig forbruksvekst og produksjon, noe vi tar høyde for i alternativanalysen.

Tilknytning av forbruk og produksjon skal være driftsmessig forsvarlig (skal-krav)

Tilknytning av nytt eller økt forbruk og produksjon i nettet skal være driftsmessig forsvarlig (DF). Det er fastsatt følgende kriterier for hva som må være oppfylt for å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning:

- Strøm- og spenningsgrenser må overholdes (skal-krav)
- Eksisterende kunder i nettet må fortsatt ha akseptabel leveringspålidelighet (skal-krav)

Hovedformålet i en DF-analyse er å sikre at vi ikke overskrider strøm- og spenningsgrenser i drift, både ved utfall og intakt nett. Samtidig må vi kunne håndtere situasjoner som oppstår i drift operativt og vi vil fremover i større grad vurdere hvordan og om vi kan håndtere driftsstanser.

Krav til strøm, spenning og leveringspålidelighet er et skal-krav. Første steg i en driftsmessig forsvarligvurdering er å analysere om det er mulig å gi tilknytning uten å bryte forskriftsmessige krav til strøm- og spenningsgrenser samtidig som eksisterende kunder fortsatt har en akseptabel leveringspålidelighet.

Når vi skal vurdere om eksisterende kunder fortsatt har en akseptabel leveringspålidelighet legger vi som hovedregel til grunn N-1-kapasitet i masket transmisjonsnett på 300 kV og 420 kV.

Statnett kan ikke eie eller ha kontroll over kraftproduksjon (skal-krav)

Dagens regelverk gjør at Statnett som transmisjonsnetteier og systemansvarlig ikke kan etablere, eie eller drifte kraftproduksjon. Dette medfører at å etablere mer produksjon i et område som alternativ til nett ikke er aktuelt. Gjeldende regelverk gjør at vi behandler denne rammen som et skal-krav.

N-1 er et planleggingskriterium (bør-krav)

N-1-kriteriet er utgangspunktet for vår nettplanlegging. Det innebærer at feil på én komponent normalt ikke skal gi strømbrydd for sluttbrukerne. Myndighetene slutter opp om N-1-kriteriet som planleggingskriterium for transmisjonsnettet gjennom Energimeldingen (Meld. St. 25, (2015-2016)) og Nettmeldingen (Meld. St. 14, (2011-2012)). I Energimeldingen presiserer regjeringen imidlertid at tiltak som er begrunnet N-1-kriteriet og forsyningssikkerhet også må oppfylle kravene om samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Det vil si at det ikke er tilstrekkelig å begrunne et tiltak ut fra deterministiske kriterier slik som N-1 og N-1-1, men at nytten av å øke forsyningssikkerheten må veies opp mot kostnadene det innebærer.

Nye anlegg i transmisjonsnettet bygges for 420 kV-spenningsnivå (bør-krav)

Statnett bygger som hovedregel nytt eller reinvesterer transmisjonsnettet med spenningsnivå på 420 kV. Dette begrenser hvilke spenningsnivåer vi vurderer i denne utredningen. Samtidig er ikke dette en lovpålagt ramme, slik at dette er et bør-krav som kan fravikes.

V1.2 Rammer som gjelder generelt når vi planlegger nettanlegg

Det finnes også en del rammer som gjelder generelt i planleggingen av nettanlegg som vi beskriver under. Dette er rammer som i hovedsak settes av Energiloven med underliggende forskrifter. Flere av disse rammene begrenser imidlertid ikke mulighetsrommet i denne konseptvalgutredningen, men kan legge føringer videre i prosjektutviklingen.

Nettutviklingen skal være samfunnsøkonomisk rasjonell (skal-krav)

Statnett sin virksomhet reguleres av en rekke lover og forskrifter, der Energiloven er mest sentral. Energilovens formål er å "sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte" (§1-2). (Ot.prp. nr. 62, (2008-2009)) "Om lov om endringer i Energiloven" slår fast at det med uttrykket "samfunnsmessig rasjonelt" menes "samfunnsøkonomisk lønnsomt". Det innebærer at både kostnads- og nytteelementer som kan måles i kroner, og elementer som ikke kan verdsettes på en effektiv og allment akseptert (økonomisk) måte, må vurderes. Energilovens formål er relevant for Statnett sin virksomhet blant annet ved at den ligger til grunn for NVE og Energidepartementet sin vurdering av konsesjonssøknader og vedtak. Dette innebærer at nytten av tiltakene vi kan anbefale som hovedregel må overstige kostnadene. Denne formålsparagrafen er altså en generell ramme som vi forholder oss til, og som gjelder hele energisektoren og alle forskrifter under Energiloven.

Anleggene skal holdes i driftssikker stand (skal-krav)

Konsesjonæren plikter til enhver tid å holde anlegget i tilfredsstillende driftssikker stand, herunder sørge for at det gjennomføres vedlikehold og modernisering av anlegget, slik at konsesjonsgitt kapasitet og øvrig funksjonalitet opprettholdes i hele konsesjonsperioden (Energilovforskriften §3-5a)⁹. Denne rammen legger føringer for når Statnett sine komponenter i nettet må reinvesteres.

Statnett har plikt til å ta beredskapsmessige hensyn (skal-krav)

Beredskapsforskriften fastsetter krav og regler for forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen. Forskriften gir blant annet føringer for klassifisering av viktige stasjoner i transmisjonsnettet og krav knyttet til disse. Dette utgjør rammer ved etablering av nye nettanlegg, eller dersom eksisterende nettanlegg får transmisjonsnettfunksjon.

Transmisjonsnettet skal i hovedsak bygges som luftledning (skal-krav)

I nettmeldingen (Meld. St. 14, (2011-2012)) ble det slått fast at ledninger på 300 kV- og 420 kV-spenningsnivå skal bli bygget som luftledning, bortsett fra i enkelte unntakstilfeller.

Utbygging unngå unødige belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og areal (skal-krav)

Nettutviklingen skal ta hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt, i tråd med Energiloven §1-210. Allmenne interesser som søkes hensyntatt er blant annet miljø, klima, landskap, friluftsliv, andre næringer, lokalsamfunn og storsamfunnet. Også naturmangfoldloven, som har til formål å ta vare på naturen ved bærekraftig vern og bruk, kulturminneloven, som har til formål å verne om kulturminner, inneholder krav som kan påvirke vurdering av mulige nettiltak.

V1.3 Konseptene har blitt vurdert opp mot ulike vurderingskriterier

Målene og rammene legger føringer for vurdering av ulike konsepters gjennomførbarhet, relevans og måloppnåelse. For å kunne vurdere og sammenligne ulike konsepter, har vi satt opp noen kriterier som vi måler konseptene opp mot. Kriteriene er:

- Kapasitetsøkning
- Markedsnytte
- Kostnadseffektivitet
- Konsekvenser for areal og miljø

Det første kriteriet er **kapasitetsøkning**, og benyttes til å vurdere i hvilken grad ulike konsepter bidrar til å nå effektmålet om å legge til rette for industrivekst på Helgeland. Dette kriteriet bygger på Statnetts tilknytningsplikt, om at Statnett er pliktet til å planlegge og vurdere investeringer i nettanlegg dersom tilknytning i eksisterende nett ikke er driftsmessig forsvarlig. Kriteriet brukes også til å vurdere hvorvidt de ulike konseptene bidrar til å redusere interne prisforskjeller. Konseptene vurderes og sammenlignes ut ifra hvor mye kapasitetsøkning de bidrar til.

Det neste kriteriet er **markedsnytte**, og brukes til å vurdere i hvilken grad de ulike konseptene bidrar til å oppnå effektmålet om økt markedsnytte gjennom bedre ressursutnyttelse. Konseptene vurderes og sammenliknes etter den beregnede markedsnyttens av konseptene, sammenlignet med Nullalternativet.

Neste kriteriet er **kostnadseffektivitet**. Konseptene sammenlignes basert på hvor store kostnader de innebærer. Dette knytter seg til skal-kravet om samfunnsøkonomisk rasjonell nettutvikling.

Neste kriteriet er **konsekvenser for areal og miljø**. Det er et skal-krav at utbygging av nett skal gi minst mulig belastning for areal og miljø. Kriteriet vurderer i hvilken grad konseptene påvirker areal og miljø.

Kriteriene bygger på målene og rammene som er beskrevet i dette kapitlet, og vil brukes til å vurdere konseptene i mulighetsstudien. Vi mener kriteriene er spesifikke, målbare og relevante for å vurdere hvilke av de ulike konseptene i mulighetsstudien vi bør ta med videre til alternativanalysen. Kriteriene vil bidra til å belyse i hvilken grad konseptene løser behovet, og er innenfor de samme rammene og kravene. I mulighetsstudien benytter vi kriteriene til å vurdere konseptene opp mot Nullalternativet (beskrives i neste kapittel), og for å avgjøre om enkelte konsepter er åpenbart dårligere alternativer, og dermed kan forkastes i mulighetsstudien. Sammen med behovet, beskrevet i behovsanalysen, danner målene og rammene mulighetsrommet for hvilke konsepter som er aktuelle og som vi skal analysere videre.

V2 VERDSETTING AV VIRKNINGER

I dette vedlegget gir vi en beskrivelse av metoden for å vurdere og verdsette virkninger.

Når vi vurderer virkningene av de ulike konseptene, deler vi dem inn i prissatte og ikke-prissatte virkninger. Virkningene som kan verdsettes i kroner omtaler vi som prissatte virkninger. Noen virkninger er imidlertid vanskelige å prissette på en allment akseptert måte. Disse virkningene verdsettes derfor ikke i kroner, men vurderes basert på estimert kvantum og enhetsverdi.

V2.1 Prissatte virkninger

I denne analysen har vi fokusert på virkningene som skiller alternativene fra hverandre. Vi legger til grunn at markedsnytt og muligheten for tilknytning av nytt forbruk er likt i de ulike oppgraderingsalternativene.

Overordnede forutsetninger		Begrunnelse
Kalkulasjonsrente/diskonteringsrente:	Første 40 år (2026-2065) 4 prosent rente. Etter 40 år (2066-2076) 3 prosent.	Vi benytter en risikojustert kalkulasjonsrente på 4 prosent de første 40 årene og 3 prosent deretter, i tråd med Finansdepartementets rundskriv R-109/21.
Prisnivå	2026 MNOK	Alle priser er 2026-kroner. Alle nåverdijusterte priser er satt til 2026.
Kostnadsgrunnlag	Kostnader for Statnett i Estimatkasse 5. For svenske nettanlegg er det brukt kostnadsestimater fra SvK. Alle kostnader er ekskl. mva og ekskl. finanskostnader (lønns- og prisstigning, byggelånsrenter).	Vi har lagt til grunn øvre del av utfallsrommet for kostnadsestimatene i Estimatkasse 5 da vi vurderer at anslagene er noe utdaterte.
Analyseperiode:	40 år. Tidsperiode 2037-2076.	Analyseperioden er 40 år fra første tiltak er satt i drift, ref. hovedregel for valg av analyseperiode ihht. NVE sin veileder for samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak.
År for ferdigstillelse av tiltak	Nullalternativet: 2045 Sanering: 2037 Oppgradering A: 2037 Oppgradering B: 2037	
Anleggsperiode nettiltak	Byggetid: 2034-2036 Sanering: 2037-2038	Lagt til grunn 3 år byggetid for transmisjonsnett. For sanering har vi lagt til grunn 2 år anleggsperiode.

Investeringskostnader

Vi har tatt utgangspunkt i Estimatkasse 5 for estimering av kostnader på norsk side for de ulike konseptene. Kostnadene er eksklusiv byggelånsrenter, valutaavsetninger og prisstigning. I forventning har vi valgt å legge til grunn det øvre sjiktet av utfallsrommet i Estimatkasse 5. Dette er fordi det nå jobbes med en oppdatering av kostnadene i Estimatkasse 5 som tyder på at det høye sjiktet er mest forventningsrett.

For kostnader på svensk side har vi lagt til grunn kostnadsestimater utarbeidet av Svenska Kraftnät (SvK). Tabellene under viser hvilke nøkkeltall som er lagt til grunn i kostnadsestimatene, samt den estimerte kostnaden for nybygg av ledning på ulike strekninger. Under tabellene beskriver vi kostnaden for de ulike konseptene.

Ledningskostnader per km	
Nybygg 420 kV	29 MNOK
Sanering	2 MNOK

Strekning	Spenningsnivå	Avstand (km)	Kostnadsestimat
Nedre Røssåga–Riksgrensen	420 kV	58	1 680 MNOK
Marka–Riksgrensen	420 kV	67	1 945 MNOK
Riksgrensen–Grundfors*	420 kV	172	3 130 MNOK

Stasjonskostnader	
Nytt 420 kV-felt i Statnett-stasjon	59 MNOK
Stasjonstilpasninger Ajaure*	67 MNOK
Stasjonstilpasninger Grundfors*	262 MNOK
Ny 420 kV stasjon i Gardikfors*	760 MNOK

* Kostnadene på svensk side er estimert i svenske kroner av SvK.

Øvrige forutsetninger	
År for nåverdiberegning	2026
Diskonteringsrente	4 prosent for 2026-2065 3 prosent for 2066-2076
Valutakurs EUR/NOK	1 EUR = 11,5 NOK
Valutakurs SEK/NOK	1 SEK = 1,07 NOK

I forventning legger vi til grunn at kostnaden knyttet til Sverige-ledningen blir fordelt mellom Norge og Sverige 50/50, som er vanlig praksis når vi bygger mellomlandsforbindelser. Før vi deler kostnadene på to, tar vi kostnaden for enkelte tiltak ut. Dette gjelder saneringskostnaden av eksisterende ledning i Nullalternativet på norsk og svensk side, samt kostnaden for netttiltak på svensk side som ville blitt gjennomført uten ny Sverige-ledning. Dette er investeringskostnader som ikke skal forsvares av Sverige-ledningen isolert sett, men som hensyntar andre behov og har andre nyttevirksomheter. I hovedsak dreier dette seg om tilknytning av kraftproduksjon på svensk side.

På norsk side er kostnaden for å sanere eksisterende 220 kV-ledning ved endt levetid i 2045 estimert til å ha en nåverdi på 55 MNOK. I faste kroner er kostnaden 120 MNOK. Denne kostnaden tar vi ikke med i analysen isolert sett, men sanering- og oppgraderingskonseptene innebærer 8 år tidligere sanering. I faste kroner er kostnaden for å sanere ledningen lik som i Nullalternativet, men nåverdien er 20 MNOK høyere. Denne kostnaden tar vi med for sanering og oppgraderingskonseptet. Vi tar ikke med saneringskostnader på svensk side i Nullalternativet og Sanering da vi her ikke bygger en ny mellomlandsforbindelse og derfor ikke deler kostnadene på to.

På svensk side bruker vi kostnader estimert av SvK. SvK har estimert kostnader for tiltakene de må gjennomføre hvis ny Sverige-ledning ikke blir reinvestert, som er deres nullalternativ. Dette er i hovedsak å opprettholde og reinvestere 220 kV-forbindelsen fra Grundfors og frem til Gejmån. Vi legger til grunn at SvK må reinvestere eksisterende 220 kV nett i 2045 som vi legger til grunn for ledningen på norsk side. Vi har også fått kostnadsestimater fra SvK på kostnaden som påløper ved en ny 420 kV-forbindelse til Norge. Det er merkostnaden ved å reinvestere Sverige-ledning kontra deres nullalternativ, som er den relevante kostnaden vi tar med i den samfunnsøkonomiske vurderingen av ny Sverige-ledningen.

Under beskriver vi hvordan vi har fordelt kostnadene for hvert konsept.

Nullalternativet: Ingen reinvestering av Sverige-ledning ved endt levetid

For Nullalternativet legger vi til grunn at eksisterende ledning blir sanert i 2045. Kostnaden for dette er estimert til 120 MNOK i faste kroner og 55 MNOK i nåverdi. Vi tar ikke med denne kostnaden inn i analysen, men bruker nåverdien som et forholdstall for å synliggjøre merkostnaden ved tidligere sanering i saneringskonseptet og oppgraderingskonseptene. Kostnaden er derfor viktig å estimere.

På svensk side krever Nullalternativet å reinvestere 220 kV-ledningen fra Grundfors til Gejmån for å opprettholde tilknytning av kraftverkene i området. Kostnaden for dette er estimert til 1 930 MNOK i faste kroner og 995 MNOK i nåverdi. Denne kostnaden tar vi heller ikke med inn i analysen, men trekkes fra investeringskostnaden på svensk side i oppgraderingskonseptene for å synliggjøre merkostnaden ved oppgradering sammenliknet med tiltak som må gjennomføres uten reinvestert ledning.

Samlet sett er estimert kostnad for Nullalternativet i oppsummeringstabellen derfor 0 MNOK.

Saneringskonseptet: Fremskyndet sanering og ingen reinvestering av Sverige-ledning

Saneringsalternativet innebærer det samme som Nullalternativet, men vi sanerer Sverige-ledningen i 2037, 8 år tidligere enn i Nullalternativet. Kostnaden for saneringsalternativet er estimert til å være det samme som for Nullalternativet, men nåverdien er 20 MNOK høyere grunnet tidligere sanering

Kostnader i oppgraderingskonsept A: Nedre Røssåga – Sverige

På norsk side er Oppgradering A å bygge ny 420 kV-ledning fra Nedre Røssåga til riksgrensen, samt utvide Nedre Røssåga stasjon med et nytt felt. Kostnaden for dette har en samlet kostnad estimert til 1 740 MNOK i faste kroner og 1 240 i nåverdi.

Videre gir Oppgradering A en fremskyndet sanering av eksisterende ledning på om lag 8 år, fra 2045 i Nullalternativet til 2037 i oppgraderingskonseptet. Dette gir en økt nåverdi for sanering av eksisterende ledning på 20 MNOK.

Samlet er kostnaden på norsk side 1 740 MNOK i faste kroner og 1 240 MNOK i nåverdi. Denne kostnaden tar vi med videre og skal fordeles 50/50 med Sverige.

På Svensk side krever Nullalternativet reinvestering og sanering av eksisterende ledning dersom vi ikke reinvesterer Sverige-ledningen. Kostnaden for dette trekkes vi fra kostnaden for å bygge en ny 420 kV-ledning Grundfors-riksgrensen, da vi i denne analysen er ute etter merkostnaden ved å oppgradere ledningen. Tabellen under viser kostnaden som påløper i Nullalternativet og kostnaden som påløper ved oppgradering av ledningen.

Svenske kostnader - Oppgradering A og B	Faste kroner	Nåverdi
Kostnader på svensk uten reinvestering av Nedre Røssåga-Grundfors (kostnader Nullalternativet svensk side)	1 930 MNOK	995 MNOK
Kostnader på svensk side ved reinvestering av Nedre Røssåga-Grundfors	4 650 MNOK	3 235 MNOK
Samlet merkostnad Svensk side	2 720 MNOK	2 240 MNOK

Tabellen under viser samlet kostnad i forventning for oppgradering A.

Samlede kostnader Oppgradering A	Faste kroner	Nåverdi
Kostnader for reinvestert Sverige-ledning på norsk side	1 740 MNOK	1 240 MNOK
Merkostnader for reinvestert Sverige-ledning på svensk side	2 720 MNOK	2 240 MNOK
Samlet kostnad for oppgradering av Sverige-ledning	4 460 MNOK	3 480 MNOK
Kostnad per land fordelt 50/50	2 230 MNOK	1 740 MNOK

Kostnader i oppgraderingskonsept B: Marka-Sverige

På norsk side er Oppgradering B å bygge ny 420 kV-ledning fra Marka til riksgrensen, samt utvide Marka stasjon med et nytt felt. Kostnaden for dette har en samlet kostnad estimert til 2 000 MNOK i faste kroner og 1 425 MNOK i nåverdi.

Videre gir Oppgradering B en fremskyndet sanering av eksisterende ledning på om lag 8 år, fra 2045 i Nullalternativet til 2037 i oppgraderingskonseptet. Dette gir en økt nåverdi for sanering av eksisterende ledning på 20 MNOK.

Samlet er kostnaden på norsk side 2 000 MNOK i faste kroner og 1 425 MNOK i nåverdi. Dette gir en merkostnad på 260 MNOK i faste kroner og 180 MNOK i nåverdi, sammenliknet med Oppgradering A. Vi legger til grunn at Norge må dekke hele denne merkostnaden, da nytten for å bygge til Marka istedenfor

Nedre Røssåga eventuelt vil ligge på norsk side. Kostnaden som skal fordeles 50/50 med Sverige i Oppgradering A blir dermed 1 740 MNOK i faste kroner og 1 240 MNOK i nåverdi. I tillegg må Norge dekke 100 prosent av merkostnaden på 180 MNOK.

På Svensk side er kostnadene de samme som i Oppgradering B.

Tabellen under viser samlet kostnad i forventning for Oppgradering B.

Samlede kostnader Oppgradering B	Faste kroner	Nåverdi
Kostnad per land fordelt 50/50	2 230 MNOK	1 740 MNOK
Merkostnad ved å gå til Marka, dekkes 100 prosent av Norge	260 MNOK	180 MNOK

Drifts- og vedlikeholdskostnader

Vi har estimert forventede drifts- og vedlikeholdskostnader for alle konseptene, sammenliknet med Nullalternativet. Vi legger til grunn at Norge betaler drifts- og vedlikeholdskostnader på norsk side. Vi har ikke sett på drifts- og vedlikeholdskostnader på svensk side.

Analysen viser relativt små forskjeller mellom konseptene over analyseperioden. I forventning har Oppgradering A og B de høyeste drifts- og vedlikeholdskostnadene, med om lag 10 MNOK høyere kostnader enn Nullalternativet i nåverdi. For Sanering estimerer vi om lag 5 MNOK lavere drifts- og vedlikeholdskostnader enn Nullalternativet i nåverdi da vi sanerer ledningen tidligere.

De estimerte drifts- og vedlikeholdskostnadene for de ulike konseptene avhenger i stor grad av antall kilometer ledning. Estimater er basert på erfaringsbaserte tall per kilometer ledning for 420 kV. Verdiene vi har lagt til grunn er sammenliknet med Nullalternativet. Vi estimerer at Nullalternativet vil ha en nåverdijustert drift- og vedlikeholdskostnad på om lag 18 MNOK over analyseperioden.

Det er knyttet en usikkerhet til kostnadsanslagene, men vi vurderer det som lite sannsynlig at usikkerheten vil påvirke rangeringen av konseptene i forventning. Alle kostnadene er nåverdijustert.

Markedsnytte

Som vist i kapittel 6, får vi en økt markedsnytte ved å oppgradere Sverige-ledningen til 420 kV, sammenliknet med nullalternativet. Dette da den nye forbindelsen gir økt kapasitet mellom Norge og Sverige, slik at kraftverksparkene på begge sider av riksgrensen mer effektivt kan brukes til å forsyne forbruket. Oppgradering A og B gir den samme markedsnytten. Sanering gir negativ markedsnytte, sammenliknet med nullalternativet, da vi her sanerer 220 kV ledningen tidligere enn i nullalternativet og fordi sanering gir redusert overføringskapasitet i nettet. I nåverdi er markedsnytten 3 580 MNOK i Oppgradering A og B, mens den vil være -830 MNOK i Sanering. Alle anslagene er sammenliknet med Nullalternativet. Markedsnytte er omtalt i detalj i kapittel 6.

I den samfunnsøkonomiske analysen har vi tatt utgangspunkt i Basis-scenariet for markedsnytten. Dette er imidlertid ingen forventningsverdi. Vi har undersøkt en rekke sensitiviteter som gir et utfallsrom for markedsnytten, men vi har ikke tatt stilling til hvilken sannsynlighetsfordeling disse ulike sensitivitene har, og av den grunn benytter vi ikke en sannsynlighetsjustert forventningsverdi i denne KVUen. Basis ligger imidlertid i den nedre delen av utfallsrommet for markedsnytten, noe vi viser i usikkerhetsanalysen i kap. 7.

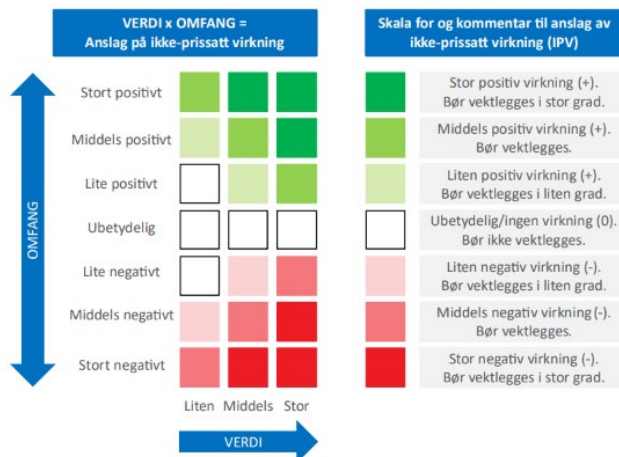
V2.2 Ikke-prissatte virkninger

Ikke-prissatte virkninger vurderes kvalitativt med utgangspunkt i virkningens verdi for samfunnet. Verdimatrisemetoden ligger til grunn for vurderinger av ikke-prissatte virkninger. I verdimatrisemetoden vurderes omfang og verdi. Omfang gir et anslag på hvor mange som blir berørt av tiltaket og hvor stor påvirkningen er. Verdi viser til hvor mye virkningen påvirker folks velferd. Den samlede samfunnsøkonomiske virkningen er et resultat av verdi og omfang. Disse utgjør anslaget for den ikke-prissatte virkningen på en skala fra Stor positiv verdi til Stor negativ verdi. Se Figur 93.

I denne analysen er følgende ikke-prissatte virkninger vurdert i henhold til verdimatrisemetoden:

- Areal og miljø

- Realopsjon: Tilrettelegging for nytt forbruk



Figur 93: Verdimatrise

I tillegg til de ikke-prissatte virkningene vi har verdsatt med verdimatrisemetoden, har vi verdsatt:

1. Unngåtte investeringer for å opprettholde forsyningssikkerhet
2. Realopsjon for fleksibilitet i videre nettutvikling.

For disse virkningene vurderer vi at verdimatrisemetoden ikke er like godt egnet. Vi har derfor verdsatt disse virkningene gjennom egne, kvalitative vurderinger, uten bruk av omfang og verdi. Vi omtaler også virkningen verdi av ny produksjon, men har ikke verdsatt denne.

Areal og miljø

Vurderingen av virkningen på areal og miljø gjøres i henhold til verdimatrisemetoden. Som underlag for vurderingene er det utarbeidet et notat som er kvalitetssikret av Statnetts team for Ytre miljø og klima.

Området blir delt opp i fem ulike KVU-delområder. Det gjøres først en vurdering av hvert delområdes *verdi*, og deretter en vurdering av *påvirkning* som følge av netttiltak i området (omfanget av inngrep). Dette sammenstilles så til en vurdering av *konfliktpotensiale*. Konfliktpotensialet i hvert delområde blir vurdert ut fra påvirkning på følgende fagtemaer¹⁹:

- Matproduksjon, tømmer, karbonlagring
- Samisk og kvensk kultur
- Bebyggelse og kommunale planer
- Kulturminner og kulturlandskap
- Naturverdier, verneområder og Statnetts arealbruksindeks (SAI)
- Friluftsliv

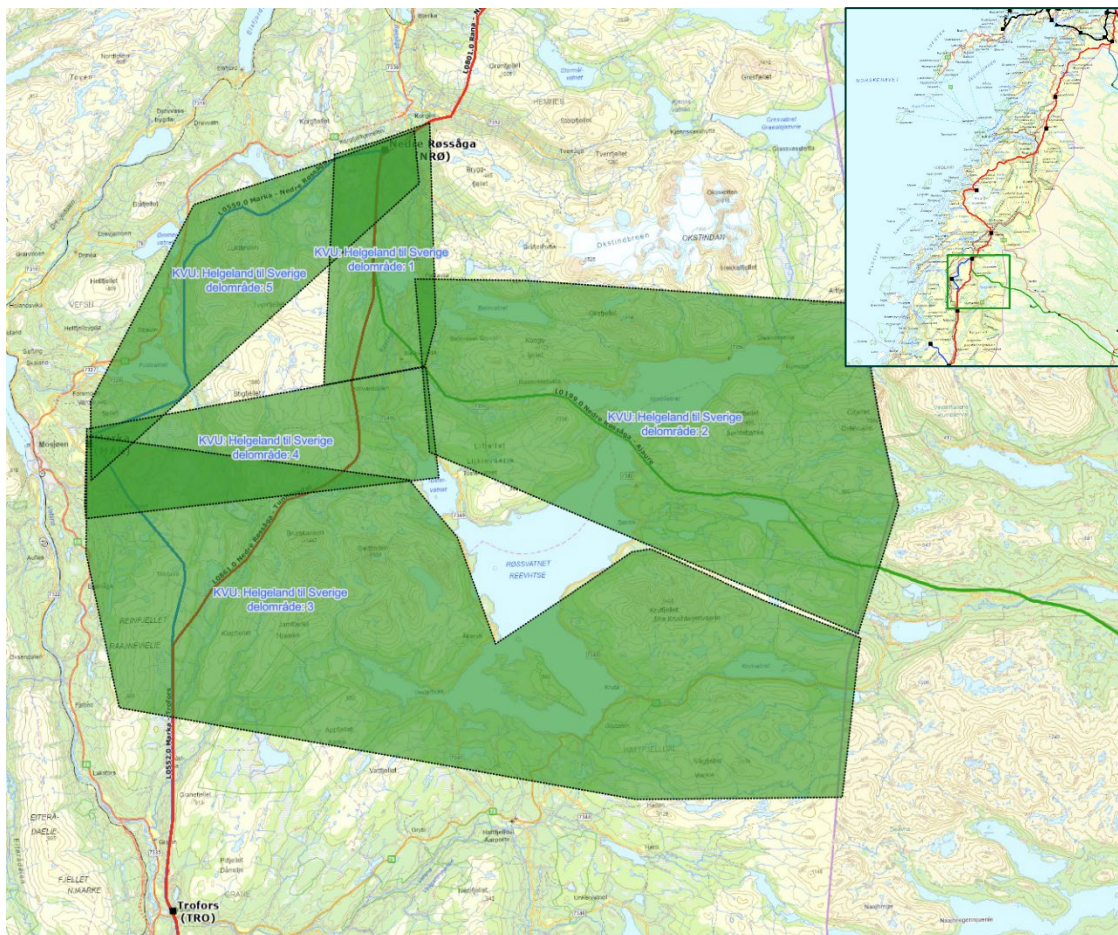
Vi deler analyseområdet inn i fem delområder

I Nullalternativet saneres forbindelsen Nedre Røssåga–Gejmån ved endt levetid i 2045, mens den i konseptet "sanering" saneres i 2037. Sanering påvirker delområdene 1 og 2.

I konseptet Oppgradering A bygges det en ny 420 kV-forbindelse fra Nedre Røssåga–Sverige, samtidig som eksisterende 220 kV-forbindelse saneres, i 2037. Lengden på dagens forbindelse er omtrent 58 km mellom Nedre Røssåga og riksgrensen mot Sverige. Når ny Sverige-ledning på 420 kV er ferdig bygget til 2037, kan vi sanere eksisterende Sverige-ledning. Oppgradering A påvirker delområdene 1 og 2.

¹⁹ Mer detaljert beskrivelse av metoden, som bygger på Miljødirektoratets metode for konsekvensutredninger (M-1941), finnes i et eget notat.

I konseptet Oppgradering B bygges det en ny 420 kV-forbindelse fra Marka–Sverige, samtidig som eksisterende 220 kV-forbindelse saneres, i 2037. Til sammen blir ledningslengden 67 km fra Marka til Sverige. Konseptet gir en realopsjon om å bygge ny stasjon i Bleikvassli som kan gjøre det mulig å sanere andre ledninger i området. Når ny Sverige-ledning på 420 kV er ferdig bygget til 2037, kan vi sanere eksisterende Sverige-ledning. Oppgradering B påvirker delområdene 1, 2 og 4. Dersom man benytter seg av opsjonen i trinn 2 om å bygge Bleikvassli stasjon kan også delområde 5 omfattes dersom dette utløser at 300 kV Nedre Røssåga–Marka kan saneres. I denne verdsettingen vurderer vi kun trinn 1.



Figur 94: Delområder for KVU. Grønn firkant i innfelt kart viser plassering på Helgeland.95

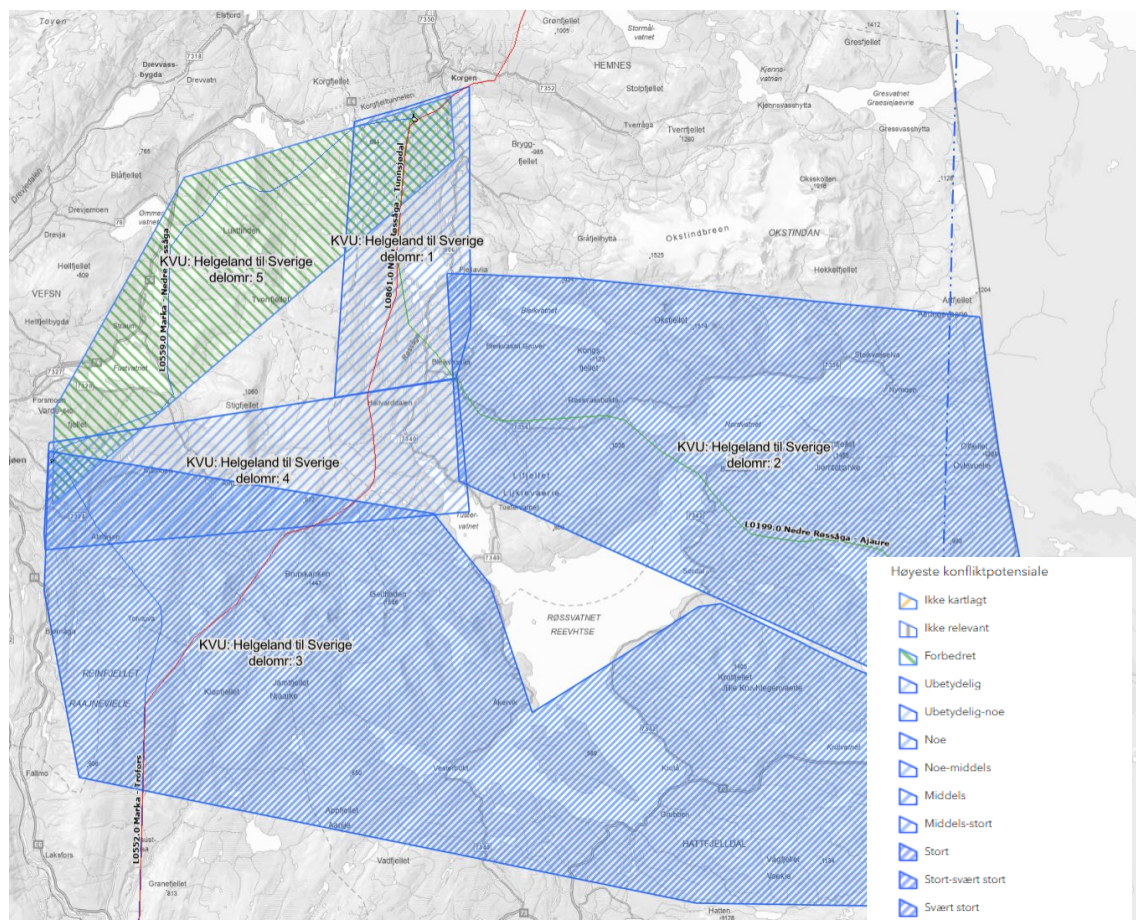
	Nullalternativ	Sanering	Oppgradering A	Oppgradering B
	Videreføre dagens systemløsning ut levetid. Sanering ved endt levetid i 2045	Fremskyndet sanering av Sverige-ledningen i 2037	Spennings-oppgradere Sverige-ledningen til 420 kV i 2037 fra Nedre Røssåga–Grundfors	Spennings-oppgradere Sverige-ledningen til 420 kV i 2037 fra Marka–Grundfors
Omfatter delområder	1,2	1,2	1,2	1,2,4
Tiltak	Sanering av 220 kV-forbindelse Nedre Røssåga–Gejmån, ca. 58 km	Sanering av 220 kV-forbindelse Nedre Røssåga–Grundfors, ca. 58 km (norsk side)	Sanering av 220 kV-forbindelse Nedre Røssåga–Grundfors, ca. 58 km (norsk side)	Sanering av 220 kV-forbindelse Nedre Røssåga–Gejmån, ca. 58 km. Oppføring av 420 kV-forbindelse Marka–Grundfors, ca. 67 km (norsk side)

Alle delområder er vurdert til "stor verdi"

Samtlige delområder er vurdert å ha "Stor" verdi. Det er særlig verdiene for naturmangfold, samisk kultur (reindrift) og friluftsliv som driver dette, for alle delområder.

Konfliktpotensialet er vurdert til middels til stort for alle delområder. Dette drives av konfliktpotensialet med de samme temaene som har høyest verdivurdering, deriblant store områder med uberørt natur og mange områder med vernet natur, eksempelvis naturreservater. Faktisk påvirkning kan bli lavere gjennom god traseplanlegging i neste fase.

For Oppgradering B vurderer vi kun første trinn, altså tiltak i delområdene 1, 2 og 4. Dersom man benytter seg av om å senere bygge Bleikvassli stasjon, kan muligens 300 kV Nedre Røssåga-Marka saneres. Dersom dette skjer vil delområde 5 også påvirkes, men dette legger vi ikke til grunn i verdsettingen.



Figur 96: Høyeste konfliktpotensiale for hvert delområde. Med trasetilpasning er dette "Middels til stort" for delområde 1, "Stort" for 2 og 3, "Middels" for 4 og "Forbedret/Ikke relevant" for delområde 5.97

Delområde	Inngår i konsept	Verdi	Konfliktpotensiale uten trasétilpasning ²⁰	Konfliktpotensiale med trasétilpasning
1	Alle	Stor	Stort	Middels til stort
2	Alle	Stor	Stort	Stort
3	Ingen som er videreført i alternativanalyse	Stor	Stort	Stort
4	Oppgradering B	Stor	Stort	Middels
5	Ingen som er videreført i alternativanalyse	Stor	Ubetydelig	Ikke relevant

²⁰ I fagrapporten vurderes konfliktpotensialet både med og uten "premisser for prosjektutviklingen". Dette er forutsetninger som legges til grunn for for eksempel traseutviklingen i neste fase.

Samfunnsøkonomisk vurdering av areal- og miljøvirkninger

For å komme frem til en samfunnsøkonomisk vurdering analyserer vi verdi og omfang samlet i henhold til verdimatrixemetoden.

I alle konseptene er det kun aktuelt med sanering og/eller oppføring av ny ledning. Vi vurderer virkningen for temaene naturmangfold og friluftsliv separat, ettersom dette er temaene med høyest identifisert konfliktpotensiale med unntak av samisk kultur (reindrift), som kommenteres nedenfor. Vi legger gjennomgående til grunn at "premisser for videre prosjektutvikling", altså føringer for god traseplanlegging og avbøtende tiltak blir fulgt.

Vi behandler Nullalternativet og Sanering likt, ettersom sluttbildet for de to konseptene er likt.

Naturverdier

På tidlig stadium er det krevende å si noe entydig om påvirkning fra linebygging på naturmangfold. Det er mange effekter som trekker i ulike retninger for forskjellige arter, både dyr og planter - for eksempel kan liner og ryddebeltet fungere som barriere for en art, men ressurs for en annen. Netto påvirkning varierer derfor med lokale forhold og vurderes i konsekvensutredning i neste prosjektfase. Generelt forventer vi mindre negativ påvirkning fra linjeføring enn fra stasjonsbygging, men vurderer her påvirkningen i lys av andre sammenliknbare ledningsprosjekter.

Naturverdier		Nullalternativet og sanering	Oppgradering A	Oppgradering B
Kvantum	Antall berørte	Referanse	Rundt 20 000 bor i de berørte kommunene, tilsvarende "flere" ²¹ , og mange besøker dem (bruksverdi). I tillegg kan mange oppleve tapt ikke-bruksverdi.	
	Påvirkning per berørt	Referanse	Ett delområde med "middels til stort" og ett med "stort" konfliktpotensiale	Ett delområde med "middels til stort", ett med "stort" og ett med "middels" konfliktpotensiale
Verdi		Referanse	Ett delområde med "stor" og ett med "stor til svært stor" verdi	Ett delområde med, "middels til stor", ett med "stor" og ett med "stor til svært stor" verdi
Ikke -prissatt virkning		0	Stor (-)	Stor (-)

Sammenliknet med et nullalternativ hvor vi sanerer nett vurderer vi den ikke-prissatte virkningen som "stor (-)" for begge alternativer. Dette drives av store ikke-bruksverdier i delområde 2 mot grensen til Sverige, som er felles for begge utbyggingskonsepter. Her er det svært store verdier for naturmangfold, noe som blant annet understrekes av områder med naturreservater. Dagens ledning går delvis gjennom naturreservater i delområde 2.

Naturverdier kan utgjøre både bruksverdier og ikke-bruksverdier. Påvirkningen på bruksverdier er trolig lav for alle alternativer da det er få som bor i området. Det er imidlertid betydelige konsekvenser på ikke-bruksverdiene som:

- tilfredshet over at naturverdier eksisterer (eksistensverdi)
- tilfredshet over at naturen ivaretas for fremtidige generasjoner (arveverdi)
- tilfredshet over at andre kan bruke naturen (altruistisk verdi)

I tråd med DFØs veileder i samfunnsøkonomisk analyse kan tapt naturmangfold være en virkning som påvirker befolkningen nasjonalt gjennom ikke-bruksverdier. Det er på bakgrunn av dette, samt at vi vurderer sammenliknet med et nullalternativ hvor vi sanerer nett i de samme vernede områdene, at vi vurderer den ikke-prissatte virkningen som "stor (-)" for begge alternativer.

I delområde 2 er inngrepene antakelig nokså like i begge utbyggingskonseptene, bidrar dermed ikke til å skille mellom Oppgradering A og Oppgradering B.

På dette stadiet er det også krevende å skille mellom påvirkning på naturmangfold for konseptene basert på de andre delområdene. I delområde 1 er det tilsynelatende noe større verdier for naturmangfold, som

²¹ Kategorien "flere" er definert som "Befolkning i små og middels store kommuner" mellom 1000 og 50 000 innbyggere i Statnetts veileder for samfunnsøkonomiske analyser.

kan tyde på at Oppgradering A er noe verre enn Oppgradering B for naturmangfold isolert, gitt trasétilpasninger. Verdiene er likevel såpass store for delområde 2, som er felles for begge utbyggingskonseptene, at samlet verdi for naturverdier er "Stor (-)" for både Oppgradering A og B.

I henhold til samfunnsøkonomisk metode er virkningen 0 for ikke-prissatte virkninger i Nullalternativet. Dette "kamouflerer" dermed at den reelle påvirkningen på Nullalternativet og saneringsalternativet er positiv, ettersom vi da kunne frigjort arealer i ellers uberørt eller vernet natur, og med store verdier for både dyre- og planteliv.

Friluftsliv

Friluftsliv		Nullalternativet og sanering	Oppgradering A	Oppgradering B
Kvantum	Antall berørte	Referanse	Rundt 20 000 bor i de berørte kommunene, tilsvarende "flere" ²² . Vi har ikke tall på hvor mange som bruker friluftsområdene, men antar det er en betydelig andel lokale brukere, i tillegg til at områdene har regional og nasjonal verdi og mange tilreisende brukere (bruksverdi). I tillegg kan mange verdsette ikke-bruksverdier.	
	Påvirkning per berørt	Referanse	Ett delområde med "noe" og ett med "ubetydelig til noe" konfliktpotensiale	To delområder med "noe" og ett med "ubetydelig til noe" konfliktpotensiale
Verdi		Referanse	To områder med "middels til stor" verdi	Tre områder med "middels til stor" verdi
Ikke -prissatt virkning		0	Middels (-)	Middels (-)

For Nullalternativet og Sanering ville det trolig vært positivt med sanering, men slik som for naturmangfold setter vi automatisk "0" som referanseverdi.

For utbyggingsalternativene ligger virkningene i grenseland mellom "liten" og "middels" negativ. Det er betydelige verdier i området, men krevende å vurdere påvirkningen av ledning på nåværende stadium. Oppgradering B er muligens noe mer negativ for friluftsliv da det også omfatter et delområde med mange friluftsområder kartlagt som svært viktige. Vi vil få mer informasjon til å presist vurdere fagtemaet i en konsekvensutredning i senere fase.

Samisk kultur (reindrift)

På konseptvalgnivå ser vi overordnet på store områder. Vi har vurdert verdiene for samisk kultur til "stor" for alle delområder i fagrapport.

Reindriften er allment anerkjent som en helt spesiell samisk næring, som danner et viktig grunnlag for å bevare samisk kultur, samfunnsliv og språk²³. Reindriften kan dermed berøre prinsipielle spørsmål som er mindre egnet til verdsetting på standard samfunnsøkonomisk måte, i tråd med DFØs veileder for samfunnsøkonomisk analyse. Dette gjelder for alle konsepter. Veilederen anbefaler å gjøre egne, grundigere vurderinger av prinsipielle spørsmål. Det vil bli aktuelt i neste fase når vi har utarbeidet konkrete trasé-alternativer og har innhentet mer kunnskap som gjør oss bedre i stand til å vurdere både påvirkning og fordelingsvirkninger mellom ulike distrikter.

	Nullalternativet og sanering	Oppgradering A	Oppgradering B
Samisk kultur (reindrift)	Referanse	Ikke verdsatt	Ikke verdsatt

Samlet vurdering

I samlet vurdering vektlegger vi naturmangfold sterkest, og kommer dermed frem til at areal- og miljøvirkningen er "stor negativ" for begge utbyggingskonseptene. Dette skyldes særlig at alternativene krysser delområder med store verdier og Norges strengeste vern nær svenskegrensen, sammenliknet med i Nullalternativet og i saneringskonseptet hvor disse arealene frigis. Virkningen er likevel i det nedre sjiktet av "stor", og kan blir justert dersom informasjon fra kommende konsekvensutredning tilsier det.

²² Kategorien "flere" er definert som "Befolkning i små og middels store kommuner" mellom 1000 og 50 000 innbyggere i Statnetts veileder for samfunnsøkonomiske analyser.

²³ Kilde: Regjeringen, [Reindrift og urfolks rettigheter - regjeringen.no](#)

	Nullalternativet og sanering	Oppgradering A	Oppgradering B
Naturverdier	Referanse	Stor (-)	Stor (-)
Friluftsliv	Referanse	Middels (-)	Middels (-)
Samisk kultur (reindrift)	Referanse	Ikke verdsatt	Ikke verdsatt
Samlet virkning på areal og miljø (ledning)	0	Stor (-)	Stor (-)

Tabell 5: Konseptenes påvirkning areal og miljø, gitt at det gjøres trasétilpasninger

Usikkerhet i verdsetting av areal- og miljøvirkninger

Generelt er det stor usikkerhet i kunnskapsgrunnlaget på dette tidspunktet. Vi baserer oss på interne vurderinger på bakgrunn av offentlig tilgjengelige kartdata, som er grovmasket og som kan være mangelfulle. Dette gjelder for alle konsepter. For begge utbyggingskonseptene er det usikkerhet i påvirkning på naturverdier. Det er mulig at påvirkningen kan reduseres sammenliknet med det vi har lagt til grunn her med god traseplanlegging og avbøtende tiltak.

I konseptet Oppgradering B legger vi til grunn trinn 1 i denne vurderingen. Det er skissert et trinn 2, hvor det kan være en ny stasjon som utløser sanering av eksisterende 300 kV-nett mellom Nedre Røssåga–Marka. Det er usikkert hvordan totalvirkningen av dette trinnet er sammenliknet med trinn 1. Dersom man finner en stasjonstomt med få verdier for areal og miljø, eksempelvis en "grå tomt" som allerede er brukt til industriformål, antar vi at et trinn 2 hvor vi sanerer 300 kV Nedre Røssåga–Marka gir en totalvirkning for areal og miljø som er mer positiv enn det vi legger til grunn her.

I samme konsept har vi også lagt til grunn at en trase fra Sverige og til Marka går via samme krysning av Røssvatnet som i dag. Dersom traseen heller hadde gått på sørsiden av Røssvatnet ville påvirkningen trolig vært enda mer negativ, da det i disse områdene er mye inngrepsfri natur, mange vernede områder og mange verdifulle områder for reindriften.

Det er også gjort antakelser/lagt premisser om at vi kan legge trase i eller i parallell med dagens nett, enten transmisjonsnett eller regionalnett. Det kan være steder hvor dette ikke er mulig, eksempelvis av geografiske årsaker eller fordi det ved høyere spenningsnivå kreves et bredere byggeforbudsbelte og man da kommer for tett på bebyggelse. Denne usikkerheten gjelder alle konsepter, men er kanskje størst i Oppgradering B hvor disse betingelsene forutsetter samordning av netttiltak i delområde 4.

Forsyningssikkerhet - unngåtte tiltak for å opprettholde forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet handler om kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft fra produsenter til sluttbrukerne. Det omfatter energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet. Viktige faktorer som indikerer graden av nettets forsyningssikkerhet, er sårbarhet mot tekniske feil eller naturhendelser, muligheten til å utføre vedlikehold uten vesentlige forstyrrelser, og beskyttelse mot ondsinnede handlinger som cyberangrep eller sabotasje.

Virkningen på forsyningssikkerhet i denne analysen handler om at risikoen for avbrudd er lavere dersom vi reinvesterer Sverige-ledningen, enn hvis vi ikke gjør det. I teorien gir derfor oppgraderingskonseptene bedre forsyningssikkerhet enn Nullalternativet og Sanering. I praksis ville vi imidlertid ikke tillate en redusert forsyningssikkerhet inn til Helgeland for eksisterende og reservert forbruk, noe som gjør at sanering av Sverige-ledningen kan utløse behov for alternative tiltak internt i Norge for å opprettholde forsyningssikkerheten. Denne merkostnaden unngår vi i oppgraderingskonseptene.

Vi har imidlertid ikke gjort spesifikke analyser av hvor stor påvirkningen på forsyningssikkerhet blir, eller hvilke alternative tiltak vi må gjennomføre for å opprettholde forsyningssikkerheten i Nullalternativet og Sanering. Vi vurderer likevel at det mest sannsynlig vil bli behov for å gjennomføre andre netttiltak i Nullalternativet og Sanering, som bidrar til en økt kostnad i de to konseptene. I den samfunnsøkonomiske analysen uttrykker vi denne virkningen gjennom bedre forsyningssikkerhet for oppgraderingskonseptene.

Tiltakene vi må gjennomføre for å opprettholde forsyningssikkerheten i Nullalternativet og Sanering kan være liten, dersom påvirkningen på forsyningssikkerhet ved bortfall av eksisterende Sverige-ledning er

liten. Kostanden kan imidlertid også være stor, dersom bortfall av Sverige-ledningen krever en ny lang ledning internt i Norge. I et slikt tilfelle vil kostnaden være flere milliarder.

I forventning har vi derfor verdsatt virkningen til Middels (+) for oppgraderingskonseptene, sammenlignet med nullalternativet. Dette da utfallsrommet er fra Liten (+) til Stor (+). Sanering vurderer vi til Liten (-) sammenlignet med nullalternativet, da vi her har behov for tiltakene 8 år tidligere i nullalternativet.

Forsyningssikkerhet			
Nullalternativet	Sanering	Oppgradering A	Oppgradering B
0	Liten (-)	Middels (+)	Middels (+)

Tabell 6: Oppsummering av hvordan vi har verdsatt virkningen av unngåtte investeringer for å opprettholde forsyningssikkerhet for konseptene

I tillegg til virkningen på forsyningssikkerhet beskrevet over, vurderer vi at tilknytning av Sverige-ledningen i Marka kan ha en positiv effekt på sikkerhet og beredskap sammenlignet med en tilknytning i Nedre Røssåga. I Nedre Røssåga går all nord-sør-flyt på norsk side gjennom stasjonen, mens dette ikke er tilfellet i Marka, ettersom Tunnsjødal-Nedre Røssåga ikke går via Marka stasjon. Dersom Sverige-ledningen er tilknyttet i Nedre Røssåga og stasjonen faller ut, risikerer vi å miste både nord-sør-flyt og Sverige-ledningen. Dersom ledningen derimot er tilknyttet i Marka, vil vi ikke risikere å miste begge deler dersom stasjonen faller ut. Dette gir en noe positiv virkning for Oppgradering B. Vi vurderer likevel ikke virkningen som stor til å utløse ulike verdier på ikke-prissatt skalaen.

Usikkerhet i verdsetting av unngåtte investeringer for å opprettholde forsyningssikkerheten

Det er stor usikkerhet knyttet på virkningen på forsyningssikkerheten og hvilke tiltak som blir nødvendig for å opprettholde forsyningssikkerheten i Nullalternativet og i Sanering. Spennet for verdien strekker seg fra beskjedne summer til svært høye, avhengig av flere faktorer. Dersom reservert forbruk ikke blir realisert, kan behovet for ekstra tiltak blir mindre. Det er behov for spesifikke analyser for denne problemstillingen. Dette vil vi undersøke nærmere dersom det ikke blir aktuelt å reinvestere Sverige-ledningen.

Verdi av nytt forbruk

Oppgradert Sverige-ledning legger til rette for en større forbruksvekst i Nord-Norge. Ved ensidig forbruksvekst i Nord-Norge vil ledningen dempe prisøkningen som følger av en svakere lokal energibalanse. Dette bidrar til å øke sannsynligheten for at forbruk blir realisert i Nord-Norge selv om det ikke skulle bli noe vesentlig ny kraftproduksjon. Videre vil ledningen øke grensen for hva vi beregner som driftsmessig forsvarlig forbruksvekst uten ny lokal produksjon i Helgeland. I KVV Helgeland (2024) beregnet vi denne økningen til å være 700 MW. Høye lokale priser ved underskudd gjør at det er lite trolig at en ny ledning til Sverige alene kan bidra til å utløse 700 MW ekstra forbruk, i tillegg til de 2000 MW som allerede er reservert i Nord-Norge. Ledningen vil imidlertid utvilsomt gjøre det mer sannsynlig at deler eller hele volumet som i dag er reservert faktisk blir realisert. Dette vil ha en samfunnsøkonomisk positiv verdi. Hvor stor verdien er usikkert og vanskelig å beregne. Vi verdsetter derfor denne som en ikke-prissatt virkning. I tråd med verdimatrisemetoden vurderer vi kvantum/omfang og verdi, som utgjør samlet verdi av virkningen.

Nullalternativet og saneringskonseptet legger ikke til rette for mer forbruksvekst.

Ny Sverige-ledning legger til rette for forbruksvekst i Nord-Norge og gir økt tilknytningskapasitet

Det er et stort volum av forbruksplaner på Helgeland, i resten av Nord-Norge, samt i Midt-Norge. Det er/vil bli reservert i overkant av 2000 MW nytt forbruk i Nord-Norge, tilsvarende om lag 16 TWh. Av de rundt 2000 MW forbruk som er/vil bli reservert i Nord-Norge, er det per september 2026 reservert til rundt 500 MW på Helgeland. Og når planene blir vurdert modne vil det bli reservert for planer inntil grensen på 1000 MW på Helgeland. Videre er det per september 2026 2400 MW i kapasitetskø og ytterligere 900 MW i innmeldte saker på Helgeland. Se også omtale av dette i kapittel 2.7.

Om alt det som er vil bli reservert av forbruk i Nord-Norge blir realisert uten at det samtidig kommer ny kraftproduksjon, blir overskuddet snudd til et underskudd på rundt 8 TWh. Det er noen planer om økt kraftproduksjon i Nord-Norge, men det er samtidig et stort volum forbruk i kapasitetskø. Det er derfor sannsynlig at dagens overskudd på energibalansen vil reduseres betydelig fremover. På side 19 viste vi at

med et underskudd Nord-Norge på 8 TWh er det import inn til Nord-Norge i nesten alle timer, og svært høye kraftpriser for NO4 og NO3 med henholdsvis rundt 100 €/MWh og 75 €/MWh. Dette er betydelig høyere enn snittprisen i Nord-Sverige som blir liggende langt lavere på rundt 50 €/MWh, mens prisene i Europa ligger på rundt 60 €/MWh. Når priskonsekvensen blir så høy er det mindre sannsynlig at alt det reserverte forbruket i Nord-Norge blir realisert, og/eller at noe eksisterende forbruk faller fra.

Ved underskudd på energibalansen i Nord-Norge vil oppgradering av Sverige-forbindelsen dempe kraftprisene i Nord-Norge. Dette viser vi på side 45. Gjennom å bidra til lavere kraftpriser i Nord-Norge i en situasjon ved underskudd på energibalansen, øker den nye Sverige-forbindelsen sannsynligheten for at mer av det reserverte forbruket i Nord-Norge blir realisert. Nullalternativet og saneringskonseptet bidrar ikke til å dempe kraftprisene ved underskudd på energibalansen.

Videre vil en ny Sverige-forbindelse heve grensen for det vi har beregnet som driftsmessig forsvarlig tilknytning av forbruk i Helgeland uten ny lokal produksjon. I KVV Helgeland beregnet vi at grensen vil kunne heves med 700 MW. Dette gir større mulighet for at flere forbruksaktører kan konkurrere om å etablere seg. Nullalternativet og saneringskonseptet gir ikke mulighet til å knytte til mer forbruk. Verdien av denne økte tilknytningskapasiteten er svært usikker og avhenger av hvor mye av kapasiteten som til slutt blir brukt.

Uten at det samtidig blir realisert mer kraftproduksjon er det lite sannsynlig at de 700 MW nytt forbruk som Sverige-forbindelsen legger til rette for på Helgeland, blir realisert i tillegg til det forbruket som allerede har reservert kapasitet i Nord-Norge. Selv med oppgradert Sverige-ledning blir kraftprisen i Nord-Norge bli 65-75 øre/kWh, noe som er betydelig høyere enn i SE2 (51 €/MWh), og i Sør-Norge (58 €/MWh), om alt det reserverte forbruket kommer. Se side 45.

I en slik situasjon er det høye insentiver for å etablere ny kraftproduksjon, men vi vurderer at betydelige mengder ny kraftproduksjon er sannsynlig først på lengre sikt. Dette da det er få modne planer om ny kraftproduksjon i Nord-Norge og dette er primært vindkraft som det er stor lokal motstand mot.

Omfanget vurderes til middels positiv

Oppgradert Sverige-forbindelse bidrar til lavere kraftpriser i Nord-Norge i en situasjon ved underskudd på energibalansen i Nord-Norge og øker gjennom det sannsynligheten for at mer av det reserverte forbruket i Nord-Norge blir realisert.

Videre gir en ny Sverige-forbindelse driftsmessig forsvarlig tilknytning av 700 MW nytt forbruk på Helgeland, utover det som allerede er reservert. Det er forbruksplaner i kapasitetskø til å fylle opp dette volumet. Vi vurderer imidlertid at det er lite sannsynlig at 700 MW, i tillegg til det som allerede er reservert i Nord-Norge, blir realisert, uten at det kommer ny kraftproduksjon. Og i den neste 10-15 årsperioden er det lav sannsynlighet for mye ny kraftproduksjon i Nord-Norge. Omfanget kan derfor være null. Samtidig kan ny kraftproduksjon bli realisert i analyseperioden på 40 år, noe som øker sannsynligheten for realisering av mer forbruk.

Samlet sett vurderer vi omfanget av virkningen "verdien av nytt forbruk" som **Middels positiv**.

Enhetsverdi av forbruket er som standard satt til Middels verdi

Enhetsverdivurderingen handler om hvor stor verdiskapning det nye tilknyttede forbruket har. Imidlertid er det ikke Statnetts rolle å vurdere enhetsverdien av ulike typer forbruk som kan tilknyttes da vi har tilknytningsplikt. Som standard setter vi derfor verdivurderingen til "**Middels verdi**" slik at omfangsvurderingen blir avgjørende for totalstørrelsen på virkningen. Gjennom dette tar vi heller ikke stilling til verdien av en omfordeling mellom forbruk som er reservert, i kapasitetskø eller allerede i drift.

Samlet vurdering av virkningen

Virkningen "verdi av nytt forbruk" har kun en positiv samfunnsøkonomisk verdi for oppgraderingskonseptene. Vi har verdsatt den samfunnsøkonomiske virkningen til "**Middels (+)**" i oppgraderingskonseptene.

Virkningen er lik for de to oppgraderingskonseptene, da begge gir den samme kapasitetsøkningen. Dette da de planlagte oppgraderingene i transmisjonsnettet mellom Rana og Marka gjør at muligheten for tilknytning av nytt forbruk i liten grad avhenger av om Sverige-ledningen tilknyttes i Nedre Røssåga eller Marka.

Virkningen er null for nullalternativet og konseptet sanering, som ikke gir økt overføringskapasitet inn og ut av Helgeland.

	Nullalternativet og Sanering	Oppgradering A	Oppgradering B
Verdi	Referanse	Middels	Middels
Omfang	Referanse	Middels (+)	Middels (+)
Verdsetting av virkningen "verdi av nytt forbruk"	0	Middels (+)	Middels (+)

Tabell 7: Oppsummering av hvordan vi har verdsatt virkningen "verdi av nytt forbruk" for konseptene

Usikkerhet i virkningen

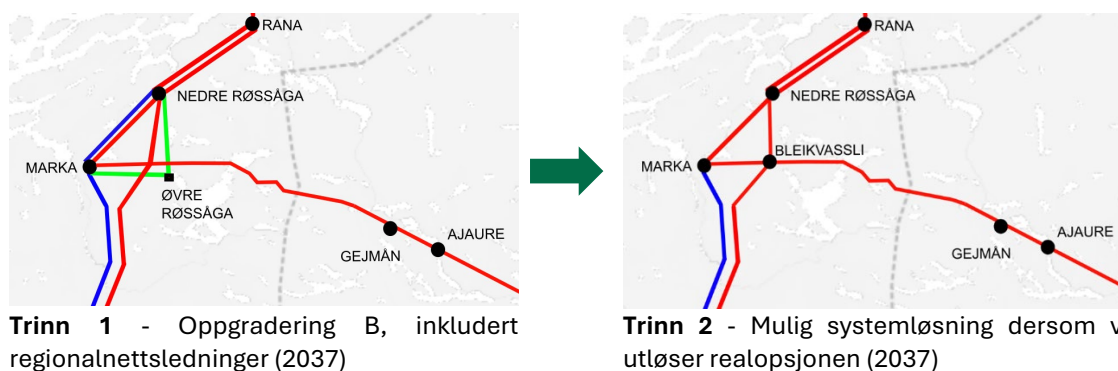
Det er usikkerhet i verdien av virkningen. Det er særlig stor usikkerhet i verdien av at ledningen gir driftsmessig forsvarlig tilknytning av 700 MW nytt forbruk, i tillegg til de 2000 MW som allerede er reservert i Nord-Norge. Det er forbruksplaner i kapasitetskø til å fylle opp dette volumet. Usikkerheten er derfor primært knyttet til hvorvidt det vil komme ny kraftproduksjon. Dette da høye lokale priser ved underskudd på energibalansen gjør at det er lite trolig at en ny ledning til Sverige alene kan bidra til å utløse 700 MW ekstra forbruk, i tillegg til de 2000 MW som allerede er reservert i Nord-Norge. Videre er det også til dels usikkerhet knyttet til betalingsvilligheten og stedbundenheten til forbruket.

Verdien av virkningen er vurdert til **Middels (+)**. Uten etablering av ny produksjon vil trolig lite av forbruket som får driftsmessig forsvarlig tilknytning med oppgradert Sverige-ledning, bli realisert. Verdien av virkningen vil da trekke mot å bli vurdert som Liten (+). Ved etablering av ny produksjon øker sannsynligheten for at mer av forbruket bli realisert som kan øke virkningen til Stor (+). Virkningen kan aldri bli negativ.

Vi har lagt til grunn at det ikke er noe forskjell på virkningen om ny Sverige-ledning går til Marka eller Nedre Røssåga. Det er imidlertid flest planer under Marka, og konseptet hvor Sverige-ledningen går til Marka kan derfor ha nytteeffekter. Vi har ikke analysert dette eksplisitt i dette arbeidet.

Realopsjon: Fleksibilitet i nettutviklingen

Oppgradering B gir en realopsjon ved at det øker fleksibiliteten i den videre nettutviklingen. Sammenliknet med de andre konseptene åpner Oppgradering B for en mulig to-trinns løsning ved at vi kan endre endelig sluttbilde dersom videre utvikling viser det rasjonelt. Figuren under viser mulig sluttbilde for systemløsningen i Oppgradering B.



Figur 98: Illustrasjon av realopsjonen i Oppgradering B

Ved å investere i ny 420 kV Bleikvassli stasjon i et eventuelt trinn 2, kan vi legge til rette for sparte reinvesteringskostnader i regional- og transmisjonsnett og muligens redusere den samlede areal- og miljøpåvirkningen fra nettinfrastruktur i området. Basert på dagens overordnede informasjon om kostnader og areal- og miljøpåvirkning, kan verdien av realopsjonen være positiv.

En bedre oversikt over investeringskostnaden for ny 420 kV stasjon, hvor store de sparte reinvesteringskostnadene vi faktisk snakker om og hvilken areal- og miljøforbedring vi får må bli fulgt opp

videre i prosjektet. Stasjonsplasseringen av ny Bleikvassli stasjon vil blant annet ha en stor påvirkning. Videre kan tilkomst av nye forbruks- og produksjonsplaner i området påvirke verdien av en ny 420 kV stasjon i området. Det er også en tidsusikkerhet som kan påvirke i hvilken grad nåverdien av ny 420 kV stasjon er større eller mindre enn de sparte reinvesteringskostnadene.

For å avdekke om realopsjonen har en reell positiv verdi bør det bli utredet nærmere i neste utredningsfase. Vi anbefaler derfor ikke at trinn 2 automatisk blir realisert og blir tatt med inn i omfanget for Oppgradering B, men det er et potensial for kostnadsbesparelser og reduserte arealinngrep. Samtidig innebærer nye 420 kV-stasjoner høye kostnader. Høy usikkerhet og utsettelse kan også bidra til å trekke verdien av realopsjonen ned. Vi har verdsatt den samfunnsøkonomiske virkningen av realopsjonen til "**Liten (+)**" for Oppgradering B sammenliknet med de andre konseptene.

Realopsjon: Fleksibilitet i nettutviklingen			
Nullalternativet	Sanering	Oppgradering A	Oppgradering B
0	(0)	(0)	Liten (+)

Tabell 8: Oppsummerer verdsettelsen av virkningen realopsjoner: fleksibilitet i nettutviklingen for konseptene

Usikkerhet i verdsetting av realopsjon

Verdien av realopsjonen i kroner og øre vil i hovedsak avhenge av i hvilken grad de sparte reinvesteringskostnadene for ledning er større eller mindre enn kostnaden for Bleikvassli stasjon og omlegging av Tunnsjødal-ledningen. På dette stadiet fremstår kostnaden for ny stasjon til å være lavere enn kostnaden for reinvestering av ledninger i nåverdi. Kostnadsusikkerheten er stor på dette stadiet, og verdien av realopsjonen er derfor usikker.

Det samme gjelder areal- og miljøverdien realopsjonen kan realisere. Dette vil avhenge av i hvilken grad de frigjorte ledningstraseene har større omfang og verdi enn arealet vi beslaglegger ved å bygge nye Bleikvassli stasjon.

Verdi av ny produksjon

Det er i dag reservert kapasitet til ny produksjon på 79 MW på Helgeland, og det står ytterligere 8 MW i kapasitetskø. I tillegg foreligger det innmeldte planer for i overkant av 2 200 MW ny produksjon. Disse prosjektene er imidlertid i tidlig fase, og usikkerheten knyttet til realisering er stor.

Oppgradering A og B innebærer bygging av en ny 420 kV-ledning til Sverige. Dette vil øke kapasiteten inn og ut av Helgeland, noe som trolig kan legge til rette for mer tilknytning av produksjon, sammenliknet med Nullalternativet og Sanering hvor vi sanerer ledningen ved endt levetid i 2045. Vi har ikke gjort særskilte og detaljerte kraftsystemanalyser for å undersøke tilknytningskapasiteten for ny produksjon i de ulike konseptene.

Verdsettingen av virkningen avhenger også av sannsynligheten for at de innmeldte planene faktisk realiseres. Våre markedssimuleringer (omtalt i kapittel 5) viser at økt kapasitet mellom Helgeland og Sverige vil gi en svak økning i gjennomsnittlig kraftpris i Nord-Norge i Basis. Isolert sett vil dette styrke lønnsomheten for ny kraftproduksjon og dermed kunne øke sannsynligheten for realisering av prosjekter. Det er imidlertid betydelig usikkerhet knyttet til dette.

Av de 2 200 MW som er innmeldt, utgjør 2 140 MW landbaserte vindkraftprosjekter. Dette er prosjekter som ikke har konsesjon, og som ligger langt frem i tid dersom de blir realisert. Det er også lokal motstand mot vindkraft. Vi vurderer derfor at det er stor usikkerhet til om disse planene vil bli realisert.

Det er utfordrende å verdsette virkningen da det er usikkerhet knyttet til både om oppgradert Sverige-ledning muliggjør tilknytning av mer produksjon enn Nullalternativet og Sanering, samt hvor mye produksjon som evt. vil realiseres. Vi setter derfor virkningen som "ikke verdsatt" for alle konseptene.

Virkningen er ikke avgjørende for å skille på samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Verdi av ny produksjon			
Nullalternativet	Sanering	Oppgradering A	Oppgradering B
0	Ikke verdsatt	Ikke verdsatt	Ikke verdsatt

Tabell 9: Oppsummering av hvordan vi har verdsatt virkningen verdi av ny produksjon for konseptene

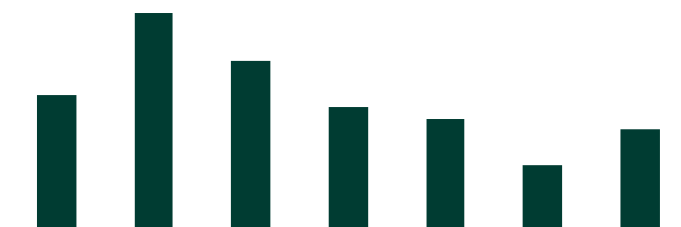
V3 EUROPEISK MARKEDSNYTTE

I hoveddelen av rapporten fokuserer vi på norsk markedsnytte da vi ved en eventuell investeringsbeslutning legger mest vekt på norsk markedsnytte. Europeisk markedsnytte er imidlertid også relevant for investeringsbeslutningen, særlig da vi i denne KVUen vurderer en forbindelse som går mellom Norge og Sverige. Den europeiske markedsnytten er også relevant for å forstå den norske markedsnytten.

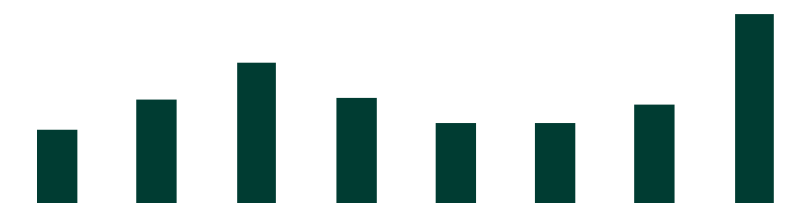
God europeisk markedsnytte av Oppgradering – nytten avtar mot 2050 i Basis

Markedsnytten er 41M€ årlig i 2035 og faller til 21 M€ årlig i Basis 2050. Markedsnytten er høyere i 2035 drevet av høyere prisvariasjon og dermed større timevise prisforskjeller mellom NO4 og Se2. Mot 2050 bidrar både økt nettkapasitet og mer fleksibilitet til å dempe prisvariasjonen.

I 2035 er utfallsrommet for europeisk markedsnytte på mellom 20 og 60 M€ årlig. Underskudd i Nord-Norge og større overskudd i Nord-Sverige er det som utgjør ytterpunktene på henholdsvis høyest og lavest europeisk markedsnytte. I 2050 er utfallsrommet for europeisk markedsnytte på mellom 20 og 50 M€ årlig. Sensitiviteten uten fleksibilitet i hydrogenproduksjonen og Basis er det som utgjør henholdsvis høyest og lavest europeisk markedsnytte.



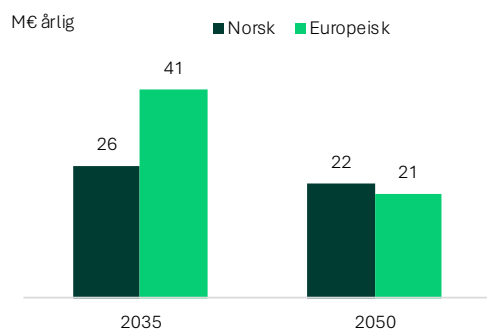
Figur 99: Årlig europeisk markedsnytte i ulike sensitiviteter i 2035, som snitt av 29 værår



Figur 100: Årlig europeisk markedsnytte i ulike sensitiviteter i 2050, som snitt av 29 værår

Norsk andel av samlet europeisk markedsnytte øker mot 2050

I 2035 er norsk andel av markedsnytten rundt 60 % i Basis. I 2050 går over 100 % av den europeiske markedsnytten til Norge som har en markedsnytte på 22 M€ årlig, mot den europeiske markedsnytten som er 21 M€ årlig. Omfordelingen i markedsnytte mot Norge skyldes flere faktorer.



Figur 101: Norsk og samlet europeisk markedsnytte i Basis i 2035 og 2050.

V4 FORBRUK, PRODUKSJON OG ENERGIBALANSE I BASIS

I denne KVUen bruker datasett for 2026, 2035 og 2050. Disse datasettene representerer kraftsystemet rundt disse tidsstadiene, og ikke bare enkeltårene. Vårt hovedscenario i KVUen kaller vi Basis. Basis innebærer Medium forbruk og produksjonsutvikling for Norden fra LMA 2024, og Basispris fra LMA 2024 for de kontinentale kraftprisene på kontinentet.

Utviklingen i forbruk, produksjon og energibalanse er usikker. Vi bruker derfor forbruks- og produksjonsutviklingen i Basis som et utgangspunkt for analysen og viser at større utfallsrom for utviklingen i sensitiviteter. For energibalansen i Nord-Norge viser vi et utfallsrom på +/- 6TWh rundt energibalansen i Basis. Vi har også sensitivitet på ulik energibalanse i Nord-Sverige.

Som utgangspunkt for utviklingen i kraftpris og -variasjon legger vi til grunn Basispris fra Statnetts Langsiktig Markedsanalyse 2024 for kraftprisene på kontinentet. Så bruker vi våre alternative kraftprisscenario, Høypris og Lavpris fra LMA 2024, for å gi et utfallsrom. Mengden og graden fleksibel hydrogenproduksjon i Nord-Sverige og Finland har også betydning for prisstruktur, så vi undersøker også dette i en sensitivitet.

Tabellen under viser forbruk, produksjon og energibalanse per delområde i Norge og Sverige i Basis for 2026, 2035 og 2050.

Norge				Sverige			
Forbruk	2026	2035	2050	Forbruk	2026	2035	2050
NO1	37	43	49	SE1	12	41	52
NO2	38	53	71	SE2	16	26	39
NO5	18	22	25	SE3	87	99	114
NO3	29	35	39	SE4	25	29	41
NO4	20	27	35	Sum	140	195	246
Sum	142	180	219				
Produksjon	2026	2035	2050	Produksjon	2026	2035	2050
NO1	24	26	30	SE1	28	35	42
NO2	53	72	80	SE2	56	73	79
NO5	26	28	35	SE3	83	83	100
NO3	26	30	37	SE4	11	18	33
NO4	29	29	35	Sum	178	209	254
Sum	158	185	217				
Energibalanse	2026	2035	2050	Energibalanse	2026	2035	2050
NO1	-13	-17	-19	SE1	16	-6	-10
NO2	15	19	9	SE2	40	47	40
NO5	8	5	11	SE3	-4	-16	-14
NO3	-3	-4	-3	SE4	-14	-11	-8
NO4	9	2	0	Sum	38	14	8
Sum	16	5	-3				



Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: firmapost@statnett.no

www.statnett.no

