



# NVEs vurdering av NorthConnect

Utenlandskabel mellom Norge og Skottland



Norges  
vassdrags- og  
energidirektorat

Tiltakshaver	NorthConnect KS
Referanse	201101044-176
Dato	10.12.2019
Ansvarlig	Kjetil Lund
Saksbehandler	Anette Ødegård

*Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner*

E-post: [nve@nve.no](mailto:nve@nve.no), Postboks 5091, Majorstuen, 0301 OSLO, Telefon: 09575, Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)  
Org.nr.: NO 970 205 039 MVA Bankkonto: 7694 05 08971

**Hovedkontor**  
Middelthunsgate 29  
Postboks 5091, Majorstuen  
0301 OSLO

**Region Midt-Norge**  
Abels gate 9  
  
7030 TRONDHEIM

**Region Nord**  
Kongens gate 14-18  
  
8514 NARVIK

**Region Sør**  
Anton Jenssensgate 7  
Postboks 2124  
3103 TØNSBERG

**Region Vest**  
Naustdalsvegen. 1B  
  
6800 FØRDE

**Region Øst**  
Vangsveien 73  
Postboks 4223  
2307 HAMAR

## Sammendrag

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet (OED) vurdert hvilke virkninger NorthConnect, en konsesjonssøkt ny utlenlandskabel mellom Norge og Storbritannia, kan ha for miljø, naturressurser, kraftsystem og -marked.

NorthConnect KS, heretter kalt NC, eies av Vattenfall AB, E-CO Energi AS, Agder Energi AS og Lyse Produksjon AS. NC har søkt om å bygge NorthConnect, som er en 1400 MW likestrømkabel fra Sima i Eidfjord innerst i Hardangerfjorden frem til Peterhead i Skottland. Hele kabeltraseen er omtrent 665 km lang, hvorav omtrent 440 km er på norsk side. For å få omformet strømmen fra likestrøm til vekselstrøm er det søkt om å få bygge en omformerstasjon i Simadal som krever et areal på rundt 50 dekar. Estimert investeringskostnad er 8,3 milliarder kroner på norsk side.

NVE har vurdert NC sin søknad om anleggskonsesjon og ekspropriasjon samt søknad om utenlandskonsesjon. Reguleringsmyndigheten for energi (RME) har vurdert søknad om unntak fra krav i tredje energimarkedspakke. NVE har i også foreslått en modell for regulering av inntektene på kabelen.

NVEs analyser tar utgangspunkt i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019-2040. Der forutsettes det en utvikling i det europeiske og britiske kraftsystemet med økt elektrifisering, større andel variabel produksjon og utfasing av kullkraft.

I tillegg til NVEs referansebane har vi gjennomført flere sensitivitetsanalyser. Slik kan vi vurdere om resultatene er robuste for endringer i forutsetninger.

### *Samfunnsøkonomisk lønnsomhet*

NVEs analyser viser at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dette resultatet er robust for endrede forutsetninger om utviklingen i kraftmarkedene framover. I vårt referansescenario vil NorthConnect gi et samfunnsøkonomisk overskudd på 8,5 milliarder kroner i nåverdi over levetiden på 40 år.

Handelsinntektene til en utlandsforbindelse kommer fra prisforskjellene i kraftmarkedene i hver ende av kabelen. Våre analyser tyder på at disse handelsinntektene i seg selv ikke er tilstrekkelige til å gjøre NorthConnect til et lønnsomt prosjekt.

En ny utenlandskabel til et land med høyere kraftpriser vil føre til noe økte kraftpriser i Norge. Ifølge NVEs analyser vil de norske kraftprisene øke med 1-3 øre per kwh i gjennomsnitt over kabelens levetid. Økningen er størst om sommeren og i år med mye vannkraftproduksjon, når kraftprisen i Norge i utgangspunktet er relativt lav.

En økning i kraftprisen innebærer at verdien av norsk kraftproduksjon øker. Siden Norge i de fleste årene har et kraftoverskudd, innebærer en prisøkning at produsentene tjener mer enn forbrukerne taper. Det er denne forskjellen mellom verdiendring på kraftproduksjonen og kostnadsøkningen for forbrukerne som gir samfunnsøkonomisk lønnsomhet i prosjektet.

### *Fordelingseffekter*

Når kraftprisen øker, får norske forbrukere økte kostnader, mens norske kraftprodusenter får økte inntekter. Det meste av norsk kraftproduksjon er offentlig eid, og økte inntekter til kraftprodusentene i Norge betyr også økte skatteinntekter og utbytte til stat og kommuner. De endelige fordelingsvirkningene av NorthConnect vil avhenge av bruken av de økte offentlige inntektene.

I tillegg til fordelingseffekten mellom produsenter og forbrukere viser NVEs analyser at NorthConnect vil medføre reduserte handelsinntekter på Statnetts utenlandsforbindelser.

Det er to årsaker til dette: For det første fører etableringen av NorthConnect til at handelsvolumet på øvrige utenlandsforbindelser går noe ned. For det andre reduseres prisforskjellen mellom Norge og de øvrige handelspartnere, med lavere handelsinntekter fra de øvrige utenlandsforbindelsene som resultat. Siden handelsinntektene på Statnetts utenlandsforbindelser reduserer nettleien til norske forbrukere, vil en reduksjon i disse inntektene isolert sett gi norske nettkunder en noe høyere nettleie. NVE anslår at dette kan gi en økning i nettleien på omtrent 0,4 øre per kWh. Hvis kabelen får konsesjon og bygges, foreslår NVE at den reguleres slik at den er ferdig avskrevet og overføres til Statnett etter 25 år. Etter dette vil NorthConnect sannsynligvis generere handelsinntekter som overstiger de løpende kostnadene og gir reduksjon i nettleien.

#### *Usikkerheter og sensitiviteter*

Energisystemene i Europa er i rask og sterk endring, og analyser av kraftmarkedet langt frem i tid er beheftet med usikkerhet. Det er blant annet usikkert hvilken energi- og klimapolitikk som vil bli ført i de europeiske landene på lang sikt, antallet utlandsforbindelser som vil bli bygget og hvordan kraftmarkedene vil utvikle seg. NVEs sensitivitetsanalyser viser at et høyere kraftoverskudd enn forventet i Norge og Sverige gir lavere kraftpriser i Norden, noe som trekker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet opp. Høye priser på kull og gass bidrar til høyere kraftpriser i Storbritannia, noe som også gir økt lønnsomhet av NorthConnect. Lave brenselpriser og lave CO<sub>2</sub>-priser vil trekke i motsatt retning. Også et lavt kraftoverskudd i Norden vil gi lavere lønnsomheten av prosjektet, siden kraftprisene her da vil være høyere enn i referansescenarioet.

Det er mange begrensninger i transmisjonsnett på de britiske øyer. Hvordan disse begrensningene håndteres i fremtiden, har mye å si for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect. NVEs analyser viser at det kan oppstå situasjoner i fremtiden der NorthConnect kan bli brukt mer til import til Norge på grunn av begrensninger i transmisjonsnett på de britiske øyene. I våre analyser øker dette lønnsomheten i prosjektet fordi importen genererer handelsinntekter.

#### *Brexit*

Storbritannia og Nord-Irland holdt folkeavstemning i 2016 hvor det ble flertall for å melde seg ut av EU. Etter flere utsettelse er planen nå at dette skal skje 31. januar 2020. Partene er så langt ikke blitt enige om en avtale som regulerer Storbritannias uttreden av EU, det vil si at den avtalen som er fremforhandlet, ennå ikke er godkjent av det britiske parlamentet.

Det er uvisst i hvilken grad Brexit vil påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect. Denne usikkerheten vil vedvare også etter 31. januar, da EU og Storbritannia skal forhandle om det fremtidige forholdet.

Usikkerheten for NorthConnect knytter seg i hovedsak til hvorvidt Storbritannia vil være en del av det felles indre energimarked og underlagt EUs markedsregelverk. Trolig innebærer Storbritannias uttreden fra EU en noe mindre effektiv handel mot tilgrensende land og usikkerhet knyttet til beregning av kapasitet på kablene. Vi kan heller ikke utelukke andre effekter som følge av Brexit, eksempelvis endrede betingelser for tilgang til det britiske kapasitetsmarkedet. Andre faktorer som balanseavgift og karbonprisgulvet som finnes i det britiske systemet i dag, vil også kunne påvirkes av Brexit. Videre kan Brexit få konsekvenser for når og hvor mange av de planlagte utenlandskablene mellom Storbritannia og kontinentet som bygges.

Selv om det er usikkerheter knyttet til Brexit, vil de fundamentale forskjellene i kraftsystemene mellom Norge og Storbritannia i hovedsak vedvare. Det vil si at Storbritannia og Norge uavhengig av Brexit vil ha ulik sammensetning av produksjonsressurser med vannkraft i Norge og en kombinasjon av termisk, kjernekraft og vind i Storbritannia. Dette tilsier at det vil være gevinster ved utveksling av energi mellom Norge og Storbritannia i fremtiden, selv om det skulle bli mindre effektive løsninger etter Brexit.

#### *Virkninger for kraftsystemet*

NorthConnect skal knyttes til i Sima, som er et sterkt punkt i det norske nettet. Sima ligger i et område som har mye kraftproduksjon, og NorthConnect vil i våre analyser hovedsakelig fungere som en eksportkabel fra et overskuddsområde. Realisering av NorthConnect vil føre til endret kraftflyt i det norske kraftsystemet, men utløser ikke direkte behov for større investeringer i nye nettanlegg. Dagens kraftsystem sammen med de konsesjonsgitte utenlandskablene, tilsier at NorthConnect har begrenset betydning for norsk forsyningssikkerhet.

De europeiske kraftsystemene er i endring. Andelen variabel kraftproduksjon øker raskt og det blir en stadig tettere integrasjon mellom landene. Disse endringene gjør at driften av kraftsystemet blir mer komplisert. Statnett arbeider sammen med sine nordiske og europeiske partnere for å utvikle markedsløsninger som skal sikre en effektiv drift av det fremtidige kraftsystemet. Statnett har uttrykt at en ny utenlandskabel ikke bør settes i drift før utgangen av 2024. NC har per i dag planlagt idriftsettelse av kabelen i midten av 2024.

NVE har vurdert NorthConnect sin påvirkning på driften av kraftsystemet. NVE mener det vil være tilstrekkelig tid til å høste erfaringer med de nye utenlandskablene (NSL og Nordlink). Dersom de nye markedsløsningene ikke er klare i tide, kan det i mellomtiden føre til mindre effektiv bruk av kablene. NVE kan ikke se at det ut fra et systemdriftsperspektiv er uforsvarlig å tilknytte kabelen i løpet av 2024.

Statnett som systemansvarlig har ansvar for kapasitetsfastsettelse på alle utenlandsforbindelser, inkludert NorthConnect. Systemansvarlig har ansvar for sikker drift av kraftsystemet, herunder utnyttelsen av NorthConnect. Dette krever koordinering mellom NC og Statnett, og på samme måte koordinering mellom NC og systemansvarlig på britisk side. Disse forholdene må reguleres gjennom en systemdriftsavtale med systemdriftsansvarlig på begge sider av utenlandskabelen.

#### *Virkninger for miljø og areal*

NVE har vurdert areal- og miljøvirkninger av de omsøkte anleggene. Omformerstasjonen er en stor bygning og vil bli godt synlig i Simadal. En lokalt viktig naturtype, en gråor-heggeskog vil gå tapt som følge av omformerstasjonen. Det er behov for både flom- og skredsikring av anlegget. Omformerstasjonen medfører at fire grunnvannsbrønner må flyttes og at fylkesveg 103 må legges om.

For skipsfart, fiskeri og havbruk mener NVE konsekvensene av sjøkabelen er små. Leverandørindustrien ved Stord vil påvirkes ved at kabelen vil gi en varig begrensning på aktiviteten utenfor riggområdet ved Digernessundet. Legging av kabelen kan virvle opp sedimenter som kan påvirke korallrev i nærheten av sjøkabelen. Kabelen vil krysse et område som er foreslått som marint vernet i ytre Hardangerfjord.

NVE har foreslått tiltak for å redusere de negative virkningene av anleggene dersom det gis konsesjon, og ved realisering av disse har vi vurdert at virkningene vil være akseptable.

### *Regulatoriske forhold*

Utenlandsforbindelser er underlagt regelverk om handelsløsninger og beregning av kapasitet som til sammen har stor betydning for hvordan kabelen blir utnyttet. Det vil være systemansvarlig på norsk og britisk side som foretar den daglige beregningen av tilgjengelig kapasitet på NorthConnect. En helhetlig regulering av utnyttelsen av utenlandskabler er viktig for å bidra til en samfunnsøkonomisk lønnsom utbygging og en effektiv og sikker drift. NVE har lagt fram forslag til vilkår som bør inngå i en eventuell utenlandskonsesjon. Vilkårene skal sikre at hensynet til samfunnsøkonomisk lønnsomhet og sikker drift blir ivarettatt ved utbygging og drift av kabelen. Dersom det blir gitt konsesjon, anbefaler vi også at avtaler med vesentlig betydning for kraftutvekslingen skal godkjennes.

### *Inntektsregulering*

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect påvirkes ikke av hvem som eier kabelen, så lenge kabelen brukes til å maksimere verdien av handelen. Siden det ikke er NC som er ansvarlig for å sette kapasiteten, vil eventuelle bedriftsøkonomiske insentiver ikke få innvirkning på dette. Forhold som prisendring i Norge, fordelingen av produsent- og konsumentoverskudd, systemdriftskostnader, endring i handelsinntekter på eksisterende forbindelser, ITC-kostnader og så videre, vil ikke være avhengig av om det er Statnett eller NC som eier kabelen.

Fordeling av handelsinntekter på kabelen kan derimot påvirkes av eierskapet. Denne fordelingen skjer gjennom inntektsreguleringen. Statnett har liten risiko knyttet til fremtidige prisforskjeller mellom land på sine utenlandsforbindelser, fordi denne risikoen bæres av nettkundene gjennom nettleien. Nettleien for norske nettkunder vil typisk øke i starten av en kabels levetid, siden investeringskostnaden veltes over på nettkundene. Men over tid vil nettleien samlet sett reduseres, dersom inntektene i sum blir høyere enn kostnaden knyttet til kabelen.

Stortinget har lagt føringer om at norske nettkunder ikke skal betale for private utenlandsforbindelser. Det betyr at NC ikke kan få dekket sine kostnader gjennom nettleien. NC har dermed en høyere risikoeksponering enn Statnett har for sine utenlandsforbindelser. Stortinget har også forutsatt at ekstraordinære handelsinntekter på private utenlandsforbindelser bør tilfalle det norske fellesskapet gjennom en reduksjon i nettleien. Det tilsier at det settes begrensinger på hvor mye NC kan tjene på NorthConnect. Dette øker den bedriftsøkonomiske risikoen ytterligere. Begge disse forholdene innebærer at NC bør tillates en høyere avkastning på investeringen gjennom inntektsreguleringen enn det Statnett får for sine kabler.

NVE har utarbeidet et forslag til en inntektsregulering som kan benyttes dersom NC får konsesjon og bygger kabelen. Etter føringene fra Stortinget mener vi det er hensiktsmessig at reguleringen gjør det mulig for jevnlig overføring av ekstraordinære inntekter til Statnett, dersom slike inntekter oppstår. Handelsinntektene på kabelen må være høye for at det foreslåtte inntektstaket skal gi slike inntekter. Vi foreslår at kabelen overføres vederlagsfritt til Statnett etter 25 år, med en forutsetning om at det vurderes som samfunnsmessig rasjonelt at Statnett overtar NorthConnect. Det er sannsynlig at handelsinntektene da vil overstige kostnadene og bidra til en reduksjon i nettleien i resten av kabelens levetid, med mindre det påløper større reinvesteringkostnader.

Vi foreslår en reguleringsmodell der faktiske inntekter sammenlignes med et inntektstak hvert femte år, gjennom en reguleringsperiode på 25 år. Nivået på inntektstaket bestemmes av kostnadene knyttet til bygging og drift av NorthConnect over 25 år. NVE foreslår at inntektstaket baseres på en realavkastning på 8 prosent. Dersom inntektene gir en avkastning over dette, foreslår vi at NC og Statnett deler de overskytende inntektene likt inntil det oppnås en realavkastning på 10 prosent.

Avkastning utover dette foreslår vi blir delt 20/80 mellom NC og Statnett. En slik inntektsdeling gir insentiver til en effektiv utnyttelse av utenlandsforbindelsen også ved inntekter over taket. Inntektsdeling innebærer at det ikke settes en absolutt grense for inntekter NC kan få. I vurderingen av nivået på inntektstaket har vi i noen grad tatt hensyn til at eierne av NC også eier kraftproduksjon og får økte inntekter på denne virksomheten. Dette reduserer deres risiko knyttet til kabelinvesteringen.

#### *Krav til utenlandsforbindelser*

EUs tredje energimarkedspakke er gjennomført i norsk rett, og fastsetter krav til utenlandsforbindelser. Disse kravene skal sørge for at utenlandsforbindelser benyttes til felleskapets beste. Tredje energimarkedspakke fastsetter at inntekter fra handel med kraft skal benyttes til å opprettholde eller øke kapasitetsutvekslingen i Europa. Inntektene kan også benyttes til å redusere nettleien. Det stilles også krav til Eiermessig skille mellom transmisjonsnetts- og produksjonsvirksomhet, og til å opptre som operatør av transmisjonsnettet (TSO). NC har søkt om unntak fra de nevnte kravene.

RME vurderer at NC trenger unntak fra krav til Eiermessig skille mellom transmisjonsnetts- og produksjonsvirksomhet, og til å opptre som operatør av transmisjonssystem (TSO). Årsaken er i korte trekk at eierne av NC eier kraftproduksjon og at NC ikke vil ha ansvar for alle TSO-oppgaver som direktivet krever, eksempelvis kapasitetsberegning.

NVE sitt forslag til regulering av handelsinntektene på NorthConnect skiller seg vesentlig fra innteksreguleringen av Statnett sine utenlandsforbindelser. NC får mulighet til å beholde en større del av inntektene enn om Statnett hadde eid kabelen. RME vurderer at dette medfører et behov for delvis unntak fra kravet til bruk av flaskehalsinntekter.

RME vurderer at NC oppfyller vilkårene for å få unntak fra nevnte krav.

## Innhold

1	Søknaden	8
1.1	Sakens historie	8
1.2	Tiltaket	10
2	NVEs behandling av meldingen og søknadene	13
2.1	Melding med forslag til utredningsprogram	13
2.2	Høring av konsesjonssøknad, konsekvensutredning og søknad om ekspropriasjon	13
2.3	Krav om tilleggsopplysninger	14
2.4	Innkomne merknader	14
3	Vurdering av konsekvensutredningen	15
3.1	Samfunnsøkonomiske konsekvenser	15
3.2	Traséalternativer	16
3.3	Friluftsliv	16
3.4	Naturmangfold	16
3.5	Samlede konsekvenser	17
3.6	Reguleringsmodell	18
3.7	Anleggsarbeid	18
3.8	Utredningsinstruksen	18
3.9	Oppsummering	19
4	Lønnsomhetsvurdering	19
4.1	Introduksjon	20
4.2	Forutsetninger og metode	22
4.3	Viktige forutsetninger	27
4.4	Om referansebanen	32
4.5	NorthConnects virkning på det norske kraftsystemet	38
4.6	Andre inntektsmuligheter for NorthConnect – deltakelse i kapasitetsmekanismen	45
4.7	NorthConnect er sannsynligvis samfunnsøkonomisk lønnsom	47
4.8	Fordelingseffekter i Norge	49
4.9	Sensitiviteter	52
4.10	Usikkerhet knyttet til øvrige forhold på britisk side	62
4.11	NVEs vurdering av NC sin analyse	74
5	Vurdering av systemdrift, teknisk løsning og kostnader	75
5.1	Konsekvenser for systemdriften og systemdriftskostnader	76
5.2	Vurdering av tekniske forhold	86
5.3	Investeringskostnader	89
5.4	Drift og vedlikeholdskostnad	90
5.5	Dynamisk overlast som grunnlag for systemtjenester	91
5.6	Sima som tilknytningspunkt og NorthConnects effekt på behov for nettutbygging	91
5.7	Forsyningsikkerhet	92
5.8	Transittkostnad	93
6	Vurdering av virkninger for miljø og naturressurser	94
6.1	Virkninger av omformerstasjonen i Simadal	94
6.2	Virkninger av sjøkabel	102
6.3	Vurdering av virkninger for annen arealbruk	108
6.4	Samlet vurdering av virkninger for naturmangfold	109
7	Regulatoriske forhold	113
7.1	Overordnet regelverk	113
7.2	Brexit	114
7.3	Regelverk for beregning av kapasitet	117
7.4	Regler for markedet og handelsløsninger	118
7.5	Relasjon til systemansvarlig	124
7.6	Behov for regulering gjennom vilkår og avtaler	125



7.7	Anleggsbidrag .....	128
7.8	Tariffer .....	130
7.9	Dekking av spesifikke kostnader.....	131
7.10	Gjennomføringsevne .....	133
8	Inntektsregulering.....	135
8.1	Føringer for inntektsregulering av utenlandskabler som NorthConnect .....	136
8.2	Risikofaktorer for NC sammenlignet med Statnets utenlandsforbindelser .....	137
8.3	Søknad fra NC knyttet til inntektsregulering.....	138
8.4	Kort om den britiske reguleringsmodellen .....	138
8.5	Forslag til rammer og hovedtrekk i den norske reguleringen.....	139
8.6	Forslag til norsk reguleringsmodell.....	142
8.7	Restverdi på NorthConnect ved reguleringsperiodens utløp .....	144
8.8	Estimering av avkastningskravet på NorthConnect.....	145
8.9	Estimering av inntektstak for NorthConnect .....	149
8.10	NVEs anbefaling om inntektstak.....	156
8.11	Fordelingsvirkninger som følger av den foreslåtte reguleringen.....	156
9	Søknad om unntak fra krav til utenlandsforbindelser.....	157
9.1	Vurdering av behov for unntak fra kravene .....	158
9.2	Vurdering av unntakssøknad .....	159
9.3	Prosess for å behandle unntakssøknad etter tredje energimarkedspakke .....	159
9.4	Dialog med britiske myndigheter om søknad om unntak.....	160
10	Avbøtende tiltak og vurdering av enkelte vilkår .....	160
10.1	Miljø-, transport- og anleggsplan (MTA-plan) .....	161
10.2	Traséjusteringer og detaljprosjektering .....	162
10.3	Utforming av omformerstasjonen.....	162
10.4	Andre krav til vilkår til anleggskonsesjonen .....	163
10.5	Varighet på konsesjoner .....	164
10.6	Vilkår ved utløpet av unntaksperioden.....	165
10.7	Vilkår ved mislighold eller konkurs .....	166
10.8	Vilkår knyttet til endringer i eierskap.....	166
10.9	Reguleringsmodellen.....	166
10.10	NVEs forslag til vilkår .....	166
11	NVEs vurdering av søknader om ekspropriasjon og forhåndstiltredelse .....	171
11.1	Hjemmel.....	171
11.2	Omfang av ekspropriasjon.....	171
11.3	Interesseavveining.....	172
11.4	Forhåndstiltredelse .....	172
12	Oppsummering av NVEs vurderinger .....	173
12.1	Oppsummering av virkningene av NorthConnect.....	173
13	Henvisninger til EU-regelverk .....	180
14	Innholdsliste figurer .....	182
15	Innholdsliste tabeller .....	184

Vedlegg A: Oversikt over lovverk

Vedlegg B: Innkomne merknader til søknadene

Vedlegg C: NVEs vurdering av unntakssøknader

## 1 Søknaden

### 1.1 Sakens historie

Den 23.2.2011 fremmet NorthConnect KS en melding for bygging og drift av en ny utenlandsforbindelse mellom Norge og Storbritannia. NC KS er et selskap som eies av Lyse Energi, Agder Energi, ECO Energi og Vattenfall.

Utenlandsforbindelser til utlandet krever anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1. I saken vedrørende NorthConnect er det OED som har myndighet etter energiloven § 3-1<sup>1</sup>. I tillegg kreves konsesjon etter energiloven § 4-2 for utveksling av kraft med andre land. Det kreves også tillatelse etter havenergiloven. Myndighet etter energiloven § 4-2 og havenergilova er OED.

Bestemmelsen i energiloven om utenlandsforbindelser, § 4-2 har vært en del av energiloven siden den ble vedtatt i 1992. Etter dette har den blitt endret tre ganger, i 2002, 2013 og 2016. I januar 2013 søkte NorthConnect KS om ny utenlandsforbindelse, men senere i 2013 bestemmer Stortinget at utenlandsforbindelser skal eies av Statnett eller foretak hvor Statnett har bestemmende innflytelse, jf. endringer i energiloven gjeldende fra 1. juli 2013. NVE tok derfor ikke denne søknaden til behandling ettersom NorthConnect KS ikke oppfylte de da gjeldende vilkårene for å kunne få utenlandskonsesjon. Ved endringer i energiloven § 4-2 gjeldende fra 2. desember 2016 ble det igjen åpnet for at andre aktører enn Statnett, herunder private selskaper, kan eie utenlandsforbindelser. NorthConnect KS fremmet derfor først den 29. mars 2017, søknad om anleggskonsesjon og utenlandskonsesjon og tillatelse etter havenergiloven for utenlandsforbindelsen mellom Norge og UK.

I brev av 29. juni 2017 fra OED trekkes NVEs vedtaksmyndighet til å fatte vedtak om anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1 til utenlandsforbindelser tilbake for behandlingen av NorthConnect:

*«Nye utenlandsforbindelser må ha både anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1 og konsesjon for utenlandsforbindelser etter § 4-2. For å oppnå en rasjonell og koordinert konsesjonsbehandling, er det hensiktsmessig at departementet fatter vedtak om konsesjon etter både § 3-1 og § 4-2. NVEs kompetanse til å fatte vedtak om anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1 skal derfor ikke omfatte søknaden fra North Connect.»*

Videre viser departementet til at:

*«både søknaden om konsesjon for utenlandsforbindelser og om anleggskonsesjon skal sendes på høring. Departementet ber NVE innen to måneder vurdere om konsesjonssøknadene inneholder tilstrekkelig dokumentasjon om konsekvensene, blant annet for driften av kraftsystemet og om eventuelle behov for tiltak i nettet. En slik vurdering er nødvendig for at søknadene kan sendes på høring og for at konsesjonsmyndigheten kan ta standpunkt til om tillatelse bør gis, og hvilke vilkår som i så fall skal settes.»*

NVE ga vår vurdering av om søknadene inneholdt tilstrekkelig informasjon i brev av 5. september 2017.

I brev 11. september 2017 ber departementet om at **NVE gir en samlet vurdering av søknadene** om anleggskonsesjon og utenlandskonsesjon. Ettersom NorthConnect regnes som en privat kabel

---

<sup>1</sup> Denne myndigheten ligger vanligvis hos NVE, se forskrift om delegering av myndighet etter energiloven til Norges vassdrags- og energidirektorat av 1.11.2019.

inkluderer dette notatet også et forslag til hvordan en slik kabel kan reguleres. Videre ber departementet om:

*«I tråd med NVEs anbefaling i brevet av 5. september, ber departementet derfor NVE om å innhente tilstrekkelig informasjon fra Statnett før direktoratet gjennomfører høring med tilhørende høringsmøte av NorthConnects søknad om anleggskonsesjon og utenlandskonsesjon. Selv om saken ikke sendes på høring nå, forutsetter departementet at NVE innleder arbeidet med vurdering av søknadene for å unngå unødige opphold i konsesjonsbehandlingen. Departementet vil innkalle til et møte om organisering av konsesjonsmyndighetens videre behandling av konsesjonssøknadene». I brev av 4.6.2019 ber departementet om vurderingene baserer seg på langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019.*

*«Vi vurderer det som mest hensiktsmessig at NVEs analyser og samlede vurdering av NorthConnects søknader baserer seg på NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse for 2019 når den er ferdigstilt»*

Videre ber departementet, på bakgrunn av usikkerheten i utviklingen i kraftmarkedet, og et uavklart fremtidig forhold mellom Storbritannia og EU, om at vi beskriver usikkerhetsmomenter med virkninger for prosjektet.

*«Departementet er derfor opptatt av at NVEs samlede vurdering gir en samlet og systematisk beskrivelse av usikkerhetsmomenter med virkning for prosjektet, og hvordan dette kan påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten og evt. andre sider ved prosjektet».*

NVE har forberedt og vurdert søknadene i tråd med føringene fra OED. Før søknaden ble sendt på høring leverte Statnett informasjon om hvordan NorthConnect vil påvirke systemdriften, systemdriftskostnader og innenlandsk nettbehov, som krevd av NVE i brev av 18.10.2017. Statnett besvarte dette i brev av 20. desember 2017 og 24. januar 2018. NVE ba NC om tilleggsopplysninger til søknadene i brev av 10. januar 2018. Den 26. januar 2018 sendte NC inn oppdatert søknader om anleggskonsesjon og utenlandskonsesjon. Den 11. oktober 2019 sendte NC oppdatert unntakssøknad.

I forbindelse med Stortingets behandling av tredje energimarkedspakke ba et flertall i energi- og miljøkomiteen<sup>2</sup> regjeringen snarest fremme sak til Stortinget om at konsesjon for å eie eller drive utenlandsforbindelser bare kan gis til den systemansvarlige (Statnett) eller foretak hvor denne har bestemmende innflytelse. Av behandlingen i Stortinget fremkom det at søknadene fra NC skal ferdigbehandles før det fremmes sak for Stortinget om endring i energiloven § 4-2. NVE vurderer søknadene fra NC i tråd med vedtaket fra Stortinget og brev fra OED.

Søknad om unntak fra kravene i tredje energimarkedspakke vurderes samtidig<sup>3</sup>. Tredje energimarkedspakke ble gjennomført i norsk rett med virkning fra 1. november 2019. I den forbindelse ble Reguleringsmyndigheten for energi (RME) utpekt som uavhengig reguleringsmyndighet i medhold av energiloven § 2-3. RMEs vurdering gis som en uttalelse fra RME til OED i henhold til forskrift om netregulering og energimarkedet § 7-2 annet ledd i vedlegg C.

NVE vil i det etterfølgende gjennomgå søknadene og mer detaljert saksbehandlingshistorikk for konsesjonsbehandlingen av NorthConnect. Deretter vil vi vurdere hvilke virkninger en 1400 MW likestrømsforbindelse kan ha for kraftsystemet og virkninger for miljø, naturressurser og samfunn.

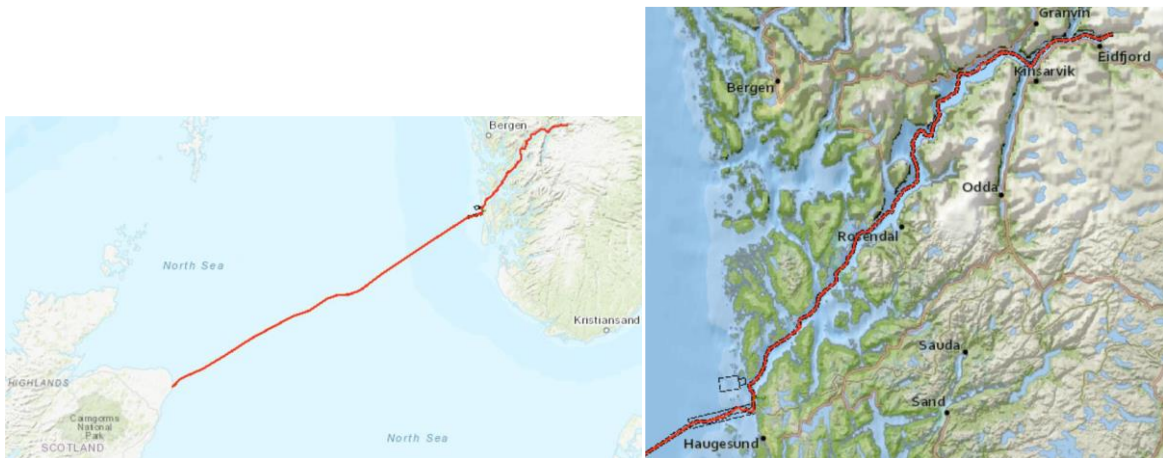
---

<sup>2</sup> Se Innst. 175L (2017-2018)

<sup>3</sup> Se Prop 5 L (2017-2018) punkt 3.5.4

## 1.2 Tiltaket

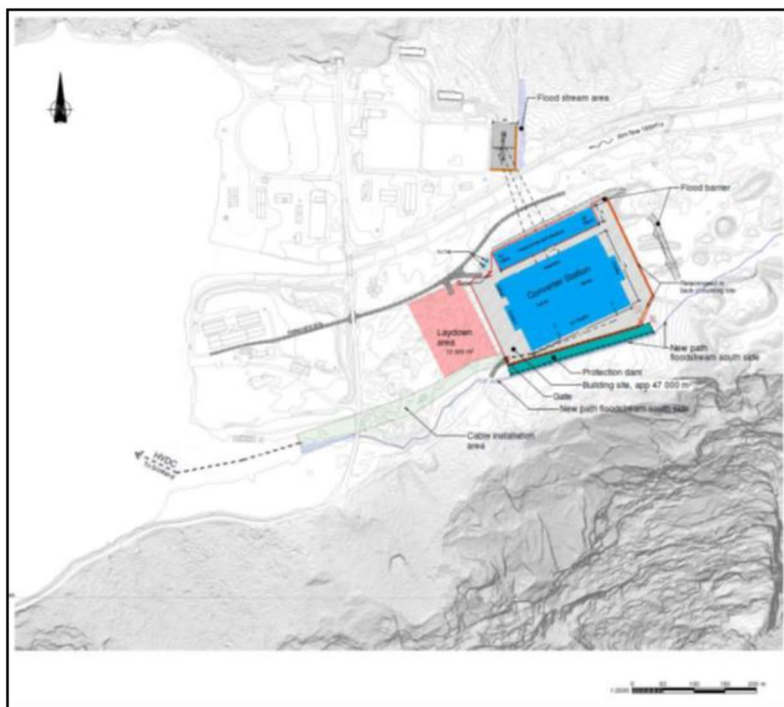
NorthConnect består av to omformerstasjoner, en i Skottland og en i Norge, med en likestrømskabel (sjøkabel) mellom disse. Omformerstasjonene kobler likestrømskabelen til de respektive nasjonale transmisjonsnettene. Sjøkabelen vil føres mellom Peterhead i Skottland og Simadal i Norge. Sjøkabelen er omtrent 665 km lang. Landtak med omformerstasjon omsøkes plassert i Prestekonehølet i Simadal. Stasjonstomten er omtrent 50 dekar. Tiltaket skal knyttes til transmisjonsnettet i Sima med enten en luftledning eller en kabel over Simaelva til Sima transformatorstasjon.



Figur 1 Oversiktskart over aktuell trasékorridor for NorthConnect. Kilde: konsesjonssøknaden

Begrunnelsen for søknaden er at NC mener kabelforbindelsen er samfunnsøkonomisk lønnsom. Videre mener NC at kabelen vil legge til rette for en effektiv og lønnsom kraftutveksling, og gi en bedre ressursutnyttelse. Total investeringskostnad er estimert til investeringskostnad anslått til 16,6 milliarder kroner, hvor andelen på norsk side 8,3 milliarder kroner.

Likestrømsforbindelsen består av to sjøkabler og planlegges med en samlet effekt på 1400 MW på mottakersiden og med et spenningsnivå på likestrømsiden på  $\pm 525$  kV. Det skal i utgangspunktet benyttes masseimpregnert kabel som vanligvis har en diameter på 15 cm. På grunn av de korte avstandene mellom landtaket og omformerstasjonen er det antatt at man kan føre sjøkabelen helt inn til omformeranlegget. Kabelen legges i en kabelgrøft som skal beskytte mot eksterne, mekaniske skader. Kabelgaten på land vil bli revegetert med stedlige masser. Ryddebeltet for kabeltraseen blir omtrent 12 meter. NC planlegger å lagre en kabelseksjon i reserve for å redusere effekten av kabelfeil.



Figur 2 Skisse av situasjonsplan for Sima. Kilde: konsesjonssøknaden

Anlegget i Simadal skal omforme vekselstrøm til likestrøm og motsatt. Omformerstasjonen skal kobles til Statnett/Statkraft sitt anlegg i Sima transformatorstasjon enten med en 420 kV ledning eller kabel. Tomten anlegget skal plasseres på er omtrent 50 dekar stor. Omformerstasjonen forutsettes basert på VSC (Voltage Source Converter) - omformerteknologi. NC har søkt om to ulike konsepter for omformereren, symmetrisk monopol eller enkel bipol. De to konseptene har ulike fordeler og ulemper. NC ønsker derfor å se hvilken løsning ulike tilbydere kan tilby før de bestemmer seg for valg av løsning, dette vil gjøres når anlegget er detaljplanlagt. Bipol er mer arealkrevende, og i utredningene er denne løsningen til grunn. En monopol løsning krever tre transformatorer, mens en bipol krever seks transformatorer, i tillegg kommer en reservetransformator.

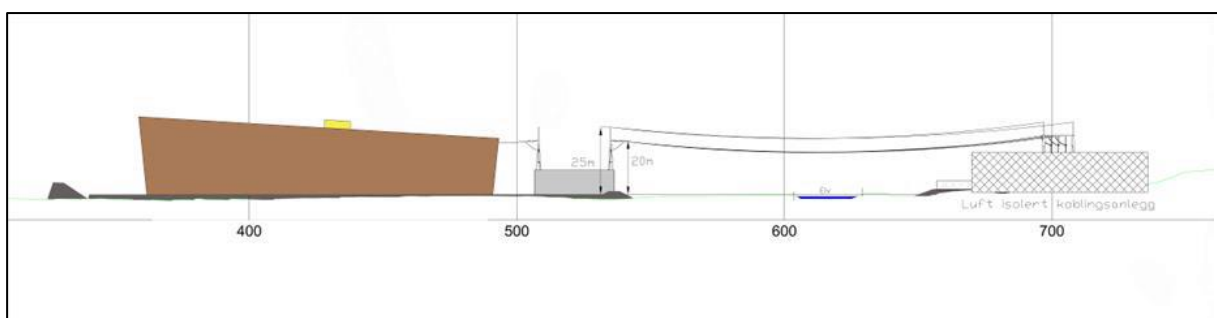


Figur 3 Fotomontasje av omformerstasjonens utforming og plassering i Simadal. Kilde: konsesjonssøknaden

På omformerstasjonen søkes det om å bygge en omformerhall med en grunnflate på omtrent 22 000 m<sup>2</sup> og med en gesimshøyde på omtrent 29 meter. I denne hallen vil reaktorer, ventiler og omformerne stå. Transformatorsjakter og apparatanlegg er tenkt frittstående inne på anlegget, men detaljplanlegging kan vise at det er mer hensiktsmessig å etablere disse nærmere eller integrert i bygningsmassen. I tillegg søkes det om kontrollbygg, hjelpkraft og andre støttesystemer. Kontrollbygget planlegges som et påbygg på omformerstasjonen og vil være omtrent 280 m<sup>2</sup>.

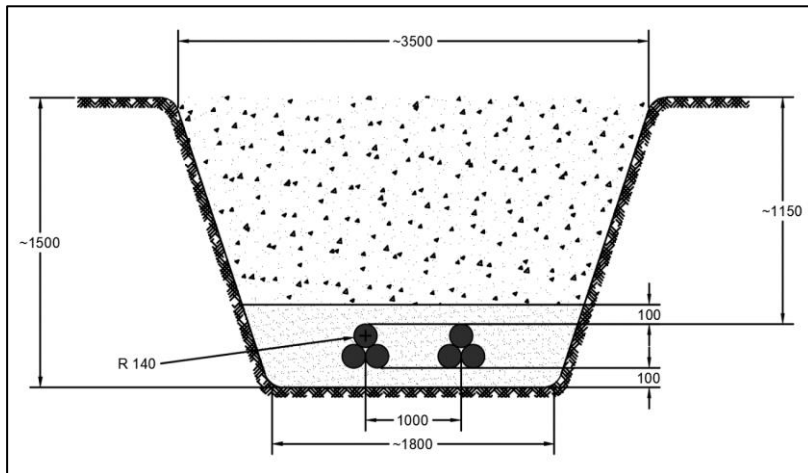
Det er behov for flomsikring og skredsikring av anlegget i Simadal og NC har derfor søkt om tillatelse til å bygge flomvoll og skredvoll. Sikringstiltakene er ikke detaljplanlagt, men areal for anleggene er vist på kart i konsesjonssøknadene.

For å koble omformerstasjonen til sentralnettet, søker NC om tillatelse til å bygge en ny omtrent 150 meter lang 420 kV ledning eller kabel bort til Sima transformatorstasjon.



Figur 4 Skisse av luftledning mellom omformerstasjon og koblingsanlegget. Kilde: konsesjonssøknaden

Det søkes primært om at forbindelsen bygges som 420 kV duplex luftledning. Kostnadene for luftledningen mellom omformerstasjonen og koblingsanlegget er estimert til omtrent 2 millioner kroner. Sekundært søkes det om jordkabel. Dette vil medføre at man må gå rundt flomvollen, som er planlagt langs Simaelva, med seks kabler. Simavassdraget vil da krysses med kabelgrøft som vist i Figur 5 under. Kostnaden er estimert å være omtrent 25 millioner kroner høyere enn for luftledningen.



Figur 5 Prinsippskisse kabelgrøft. Kilde: konsesjonssøknaden

Tilkoblingen til transmisjonsnettet vil skje med utvidelse av et nytt bryterfelt på østsiden av Sima transformatorstasjon. Dette medfører en utvidelse av Sima transformatorstasjon med 20 meter, men NC ønsker at det skal utvides med 40 meter. Det søkes om tillatelse til å etablere en dobbel 420 kV samleskinne og en to-bryterløsning.

## 2 NVEs behandling av meldingen og søknadene

NVE behandler søknaden om anleggskonsesjon og utlandskonsesjon etter energiloven, og søknad om ekspropriasjonstillatelse etter oreigningslova. Søknaden om anleggskonsesjon og konsekvensutredningen behandles også etter plan- og bygningslovens forskrift om konsekvensutredninger. Tiltaket skal også avklares etter andre sektorlover som kulturminneloven og naturmangfoldloven. En nærmere omtale av lover og forskrifter finnes i vedlegg A.

### 2.1 Melding med forslag til utredningsprogram

NC sendte inn melding med forslag til utredningsprogram for ny likestrømskabel mellom Norge og Storbritannia 23. februar 2011. Meldingen var utarbeidet i henhold til plan- og bygningsloven forskrift om konsekvensutredninger. Behandlingen av meldingen er beskrevet i NVEs notat «Bakgrunn for utredningsprogram» av 26. september 2011, ref. NVE 201101044-29. Etter fremlegging for Klima- og miljødepartementet fastsatte NVE utredningsprogram for kraftledningen 26. september 2011, ref. NVE 201101044-30.

### 2.2 Høring av konsesjonssøknad, konsekvensutredning og søknad om ekspropriasjon

Søknad om anleggskonsesjon med konsekvensutredning, og søknad om ekspropriasjon og forhåndstiltredelse for ny utenlandsforbindelse mellom Norge og Storbritannia av 26. januar 2018 ble sendt på høring 7. februar 2018. Fristen for å komme med høringsuttalelse til søknadene ble satt til 15. april 2018. De berørte kommunene ble bedt om å legge søknadene med konsekvensutredning ut til offentlig ettersyn. Den offentlige høringen av søknadene med konsekvensutredning ble kunngjort i Avisa Hordaland og Hardanger Folkeblad og Norsk lysingsblad. Hvilke instanser som fikk søknadene på høring, er omtalt i vedlegg B.

NVE arrangerte informasjonsmøte på Clarion Hotel Bergen Airport, 5. mars 2018 og i Kultursalen i Eidfjord samme kveld. Den 6. mars 2018 ble det avholdt informasjonsmøte med Eidfjord kommune, Fylkesmannen i Vestland og Hordaland fylkeskommune.

I løpet av de samme dagene som NVE avholdt kommune- og informasjonsmøter, gjennomførte NVE også befaringsbesøk i Simadal.

### 2.3 Krav om tilleggsopplysninger

NVE har gjennom hele konsesjonsbehandlingsprosessen hatt flere avklaringsmøter med både NC og Statnett. Den 2. mars 2018 ba NVE Statnett om informasjon om systemdriftskonsekvenser og systemdriftskostnader. Statnett svarte på NVEs brev den 14. mai 2018. Statnett leverte sitt høringsinnspill 22. juni 2018. Den 12. desember 2018 leverte Statnett en utdypende uttalelse. NC leverte tilleggsopplysninger i brev av 13. april 2018 og kommenterte uttalelsene i brev av 8. november 2018. NVE mottok søknad om unntak fra kravene for å kunne bygge og drive en utenlandsforbindelse som privat aktør fra NC den 12. desember 2018 og 11. oktober 2019.

### 2.4 Innkomne merknader

NVE mottok totalt 44 høringsuttalelser til søknad om ny utenlandsforbindelse til Storbritannia. Uttalelsene er sammenfattet i vedlegg B. NC kommenterte uttalelsene i brev av 8. november 2018.

Eidfjord kommune anser NorthConnect som et viktig nasjonalt tiltak og kommunens grunnholdning er positiv, men det er betinget at fordelene for Eidfjord kommune er større enn ulempene. Kommunen er opptatt av virkningene for kommunen, herunder trafiksikkerhet, kommuneøkonomi og bruk av spillvarme fra anlegget. Fylkesmannen i Vestland mener søknaden burde gitt mer informasjon om anleggsarbeidet og virkninger av det. Videre er fylkesmannen opptatt av konsekvenser for fisk i Simavassdraget, virkninger for det foreslåtte areal for marint vern i ytre Hardangerfjord og virkninger for koraller, svamper og annet dyreliv på havbunnen. Fylkesmannen er også opptatt av risiko og sårbarhet, herunder fare for flom og skred for omformerstasjonen i Simadal.

Hordaland fylkeskommune er positiv til søknaden, fordi prosjektet kan skaffe arbeidsplasser i en tid med stigende arbeidsløshet. Samtidig mener fylkeskommunen at Statnett bør eie kabelen. Det bør også høstes erfaringer fra eksisterende kabler og kabler under bygging før NorthConnect får konsesjon, ifølge fylkeskommunen.

Det er flere av høringsinnspillene som har meninger om hvem som bør og skal eie utenlandskabler, som LO, EL og IT forbundet og Norsk Industri. Flere av de samme instansene har også meninger om hvordan kraftprisen vil utvikle seg som følge av flere utenlandskabler og hvordan fordelingsvirkningen mellom produsenter og konsumenter vil bli. Mange mener at økt kraftpris vil ha negative virkninger for norsk industri sin konkurransevne. Det foreslås også at NorthConnect ikke bør få konsesjon før man har driftserfaring med kablene til Tyskland og England.

At kabelen kan medføre økt effektkjøring og at det er behov for utredning av dette, anføres av flere instanser som Forum for natur og friluftsliv Hordaland, Norges naturvernforbund, Ulvik herad og Hordaland fylkeskommune.

Virkninger for fiskeindustrien tas opp av blant annet Norges fiskerlag, Tysnes kommune, Lerøy, Kvam herad, Fiskeridirektoratet og Santos. Alle er opptatt av at kabelen legges slik at både kabelen og anleggsarbeidet medfører minst mulig virkninger for fiske i området.

Stord kommune, Kværner, Karmøy kommune er noen av de som har tatt opp at konsekvenser for leverandør- og verftsindustrien burde vært utredet nærmere.

Det er flere instanser som har forslag til forskjellige avbøtende tiltak for å redusere virkningene av anlegget. Blant annet foreslås det bruk av spillvarme og det ønskes ny gang/sykelsti i Eidfjord.



Enkelte uttalelser legger til grunn at de avbøtende tiltakene som er foreslått i konsekvensutredningen gjennomføres.

### 3 Vurdering av konsekvensutredningen

**I dette kapitlet vurderer NVE om utredningene som er gjennomført, og informasjonen som er levert er tilstrekkelig for å vurdere søknadene. Vi vurderer også kravene om tilleggsopplysninger vi har mottatt i høringsperioden, og ser om det er behov for ytterligere utredninger.**

Konsekvensutredningen er utarbeidet i medhold av forskrift om konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven og utredningsprogrammet fastsatt av NVE den 26. september 2011. På bakgrunn av utførte utredninger, innkomne merknader, befaringer, tilleggsutredninger og egne vurderinger, avgjør NVE om utredningene oppfyller kravene i utredningsprogrammet, og om det har det har kommet frem nye forslag eller temaer som må belyses nærmere.

Konsekvensutredningen skal være beslutningsrelevant, det vi si konsentrert om de spørsmål det er viktig å få belyst for å kunne ta stilling til hvilke konsekvenser tiltaket vil ha dersom det blir bygd, og hvilke vilkår bør settes dersom konsesjon blir gitt.

I denne saken består kunnskapsgrunnlaget av søknaden og konsekvensutredningen av januar 2018, med tilhørende uavhengige fagutredninger av temaene naturmangfold, landskap, friluftsliv og reiseliv, landbruk, kulturminner og kulturmiljø, støy, og risiko og sårbarhet. Senere er også kunnskapsgrunnlaget supplert med tilleggsutredninger og tilleggsopplysninger om blant annet systemdriftskonsekvenser og ulike forutsetninger som NC har lagt til grunn i sin samfunnsøkonomiske analyse.

I den grad informasjonsgrunnlaget for utredningene vurderes som utilstrekkelig må det stilles krav om supplering av utredningene. Konsekvensutredning utgjør kun en del av beslutningsgrunnlaget, mens for eksempel innkomne uttalelser, møter, NVEs befaringer og egne vurderinger kompletterer bildet.

Noe informasjon som etterspørres, for eksempel tekniske/praktiske spørsmål kan besvares/oppklares gjennom NC sine kommentarer til høringsuttalelsene, som svar på direkte spørsmål fra NVE eller gjennom direkte kontakt mellom NC, Statnett, grunneiere, eller andre interessenter. Slik informasjon sendes ikke nødvendigvis på ytterligere høring. Noe av den tekniske informasjonen er sensitiv informasjon for kraftforsyningen og dermed unntatt offentlighet etter kraftberedskapsforskriften. Noe av informasjon er også forretningssensitiv. Denne typen informasjon har ikke høringsinstansene hatt tilgang til. Den har likevel inngått i NVEs vurderingsgrunnlag.

I det etterfølgende kommenterer NVE temaer det er kommet inn vesentlige merknader til, eller der vi har egne merknader til de fremlagte konsekvensutredningene. Dette henger sammen med behovet for informasjon, jf. kravet om at informasjon og utredninger skal være beslutningsrelevante.

#### 3.1 Samfunnsøkonomiske konsekvenser

Både Hordaland fylkeskommune, Karmøy kommune, Industri Energi og Hydro ønsker at det skal gjøres utredninger av hvordan NorthConnect kan påvirke enkelte deler av norsk økonomi. De er spesielt opptatt av konsekvenser for norsk industri og norske strømkunder som følge av en ny utenlandskabel. NVE vil i våre vurderinger av søknaden vise hvordan NorthConnect kan forventes å påvirke kraftprisen og hvordan den samfunnsøkonomiske lønnsomheten forventes å bli. Som en del av

dette vil NVE også synliggjøre fordelingsvirkningene av kabelen. NVE vil i vårt arbeid benytte kraftsystemmodeller for å beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet. Det betyr at NVE gjennomfører en sektoranalyse, der vi ikke utreder virkningene av økte kraftpriser for ulike forbrukergrupper, for eksempel for industrien. Vi oppfatter også at dette er i tråd med Finansdepartementets rundskriv R-109/14 om samfunnsøkonomiske analyser.

Eidfjord kommune mener at en samlet kommuneøkonomisk analyse burde vært gjennomført. Bakgrunnen for kravet fra kommunen er at de er usikre på hvilke fordeler de som kommune får av utbyggingen. NC viser i brev av 8. november 2018 til at de vil forholde seg til gjeldende lover og regler for eiendomsskatt. NVE mener NC har synliggjort hvilke ringvirkninger anlegget kan medføre for kommunen og vil ikke kreve en ytterligere utredning av hvordan kommunens økonomi kan påvirkes.

Kværner ber om en konsekvensutredning som omtaler virkninger for annen aktivitet som oppankring, nedsetting av strukturer, sikkerhetsavstand til kabelen og andre avgrensninger for marine operasjoner i nærheten av kabelen. Utredningen bør også inneholde hvordan nytt regelverk blir hensyntatt i søknadsprosesser og liknende. Den må også si noe om hvilke krav til undersøkelser og dokumentasjon som blir stilt til løftefartøy og andre fartøy som krysser eller går langs kabelen. Stord kommune mener konsekvenser for leverandørindustrien må utredes og inkludere konsekvenser for verfts- og basevirksomhetene sine maritime operasjoner. I NC sine kommentarer til uttalelsene av 8. november 2018, fremkommer det at NC har hatt møte med Kværner Stord der justeringer av kabeltraseen er foretatt. I møtet ble det også diskutert hvordan kablene skal beskyttes og hvordan den konkrete kabelen vil påvirke Kværner Stord sine operasjoner. NVE mener NC i tilstrekkelig grad har redegjort for konsekvensene kabelen vil medføre for Kværner og leverandørvirksomheten og vil ikke stille ytterligere krav om utredninger.

### **3.2 Traséalternativer**

Santos, ved Geir Erik Strand mener det burde vært vurdert traséalternativer som går utenom trålefeltene. NC har gjennomført sjøbunnsundersøkelser og vurderte i den anledning mulige traseer for kabelen. NC har med bakgrunn i bunnforholdene konkludert med at det ikke er mulig å legge kabelen i en trasé som unngår trålefeltene ytterst i Hardangerfjorden og Bømlofjorden. NVE konstaterer at NC har undersøkt om det finnes andre mulige traseer, og vi vil derfor ikke kreve at det utredes nye traséalternativer.

### **3.3 Friluftsliv**

Kvam herad etterlyser synliggjøring av lokalt viktige friluftsområder i kartet. NVE mener det ikke er nødvendig å kartfeste alle lokalt viktige friluftsområder for å kunne vurdere konsekvensene anleggene vil gi for utøvelsen av friluftsliv. NC har i konsekvensutredningen inkludert friluftsområdene i Simadalen og oppe på fjellet, samt friluftsområde langs traseen i fjorden. NVE vurderer informasjonen NC har lagt frem, sammen eksisterende informasjon av lokalt og regionalt viktige friluftsområder, er tilstrekkelig. Vi vil ikke kreve ytterligere utredninger.

### **3.4 Naturmangfold**

Kvam herad ønsker at virkningen av anleggsarbeidet og drift av kabelen vil ha på miljøet på sjøbunnen utredes. NC har gjennomført en sjøbunnundersøkelse der det er tatt miljøprøver av sjøbunnen og utført videotransekt på utvalgte lokaliteter. NC har utarbeidet en oversikt over miljøforholdene i undersøkelseskorridoren, og har benyttet informasjonen i detaljplanleggingen av kabeltraseen for å

minimalisere miljøvirkningene. NVE mener at det er tilstrekkelig informasjon om kabelens virkninger for miljøet på sjøbunnen og vil ikke kreve ytterligere utredninger.

Flere av høringsuttalelsene mener at bygging av en ny utenlandskabel vil medføre økt effektkjøring av vannkraftverk i norske vassdrag og krever at konsekvensene av dette utredes. Noen av høringsinstansene krever at en slik utredning må vise hvilket potensial det er for O/U prosjekter og hvilke begrensninger kontraktsfestede reserver til utenlandskabler vil ha på handlingsrommet for økt vannslipp i revisjonsprosessen. Det problematiseres at en ny utenlandskabel kan medføre at det blir bygget ut flere vannkraftverk som igjen vil gi mer effektkjøring i vassdragene. Industri Energi mener det bør utredes hvor mye ny fornybar produksjon som kan etableres som følge av NorthConnect.

Med effektkjøring menes at effekten, altså vannføringen, i vannkraftverk endres relativt hurtig. NVE mener at miljøvirkninger for norske vassdrag som følge av økt kraftutveksling med utlandet og økt grad av effektkjøring er vanskelig å forutsi på et generelt grunnlag. Problemstillingen har vært forsket på siden 2009, blant annet av SINTEF. Alle større vannkraftverk som er i drift i dag har konsesjoner med vilkår som setter rammer for hvordan kraftanlegget kan drives. Vilårene som er satt med hensyn til drift, skal sikre at miljøverdiene i vassdragene ivaretas. Frem mot 2022 skal vilårene for en lang rekke vannkraftkonsesjoner revideres for å bedre miljøforholdene i de regulerte vassdragene. Effektkjøring er et sentralt tema i mange revisjonssaker. Vannforskriften og de nasjonalt godkjente forvaltningsplanene for 2021 inneholder miljømål for en rekke vannforekomster der effektkjøring vil være et viktig tema. NVE mener at vilårsrevisjoner er det rette stedet å håndtere denne problemstillingen.

NVE mener miljøvirkningene av effektregulering er avhengig av en rekke forhold, hvor blant annet valg av lokalitet, driftsmønster og restriksjoner er sentrale. Hvilke lokaliteter som blir valgt ut for å dekke et stort effektbehov vil derfor være helt avgjørende for de totale miljøvirkningene. Dersom et fremtidig effektbehov ikke blir større enn at det kan dekkes ved effektregulering i egnede lokaliteter og innenfor gjeldende konsesjon og vilkår, er det rimelig å anta at dette kan skje med relativt begrensede miljøvirkninger jf. konklusjonen fra «HydroBalance-prosjektet». NVE konstaterer at også Sintef mener det ikke er grunnlag for å hevde at nye utenlandskabler vil medføre økt effektkjøring<sup>4</sup>

I NVEs konsesjonsbehandling av nye vannkraftverk er effektkjøring eller raske vannstandsendringer et viktig tema og det settes vilkår som skal sikre at kraftverket driftes på en måte som ikke gir betydelige miljøulemper.

NVE mener ikke det er grunnlag for å kreve at NC skal utrede denne problemstillingen nærmere. Vi viser også til brev oversendt OED i forbindelse med konsesjonsbehandlingen av utenlandskablene til England og Tyskland<sup>5</sup>.

Nærmere vurderinger av virkninger for naturmangfold og naturmangfoldloven finnes i kapittel 6.

### 3.5 Samlede konsekvenser

Norges naturvernforbund og Forum for natur og friluftsliv (FNF) Hordaland forventer en tilleggsutredning som inkluderer et 0-alternativ og langsiktige virkninger av en ny kabelforbindelse til utlandet. Naturvernforbundet viser til at norsk lovverk har strenge krav til kunnskapsinnhenting og vurdering av natur- og miljøkonsekvenser, f.eks. gjennom vannressursloven, naturmangfoldloven og plan- og bygningsloven. I planprogrammet for NorthConnect forventer Naturvernforbundet og FNF

---

<sup>4</sup> <https://www.sintef.no/siste-nytt/frykten-for-nye-utenlandskabler-er-grunnlos>

<sup>5</sup> dokumentnr. 201303884-4

Hordaland at det gjennomføres tilleggsutredninger inkludert et 0-alternativ, slik KU-forskriftens § 21 og § 27, i tråd med naturmangfoldloven § 7, pålegger. Naturvernforbundet viser til at konsekvensutredningsforskriften § 21 tilsier at tiltakshaver må legge fram tilleggsdokumentasjon for å sikre en overordnet vurdering. Da skal også den samlede virkningen tas i betraktning i utredningsprogram for denne typen tiltak. Konsekvensutredningsforskriften legger til grunn en utvidet forståelse av «samlede virkninger», slik at også «indirekte», «langsiktige» virkninger og allerede «gjennomførte» tiltak skal være klarlagt. Norges naturvernforbund krever en mer omfattende utredning som omhandler samlede konsekvenser, inkludert behov for nettutvikling, mulig økt effektkjøring og behov for bygging av flere kraftverk. NVE mener NC har oppfylt NVEs krav til utredninger. NVE vil i våre vurderinger av søknadene redegjøre for behov for nettutvikling og hvordan en ny utenlandskabel kan påvirke det norske kraftsystemet.

### 3.6 Reguleringsmodell

Hydro mener et forslag til tariffing bør lages og legges ut på høring sammen med regulering av flaskehalsinntektene.

FNF Hordaland krever at effekten av mellomlandsforbindelsen på britisk kraftforbruk og klimagassutslipp kartlegges. Herunder mener de det må inkluderes en oppdatert beregning av det økte behovet for balansekraft i det nordiske markedet. NVE kan ikke se at dette er innenfor rammen av hva som kan kreves utredet gjennom en konsekvensutredning og en konsesjonssøknad for et enkeltprosjekt. Vi kan heller ikke se at det skal være informasjon som er avgjørende for konsesjonsspørsmålet.

### 3.7 Anleggsarbeid

Fylkesmannen i Vestland mener søknaden ikke gir utfyllende opplysninger om graving, sprenging eller alternativ arealbruk for kabel og utfylling av elv, noe som gjør det vanskelig å ta stilling til samlede arealkonflikter. NVE mener NC har beskrevet i korte trekk hvordan anleggsarbeidet skal gjennomføres, i tråd med kravene fra NVEs veileder til søknader om anleggskonsesjon. Anlegget er ikke detaljplanlagt på søknadsstadiet og det er derfor ikke vanlig at det er planlagt hvordan anleggsarbeidet skal gjennomføres. Dersom det gis konsesjon er det vanlig at det settes krav om at det skal utarbeides en miljø-, transport- og anleggsplan der det skal beskrives hvordan anleggsarbeidet skal gjennomføres i detalj.

### 3.8 Utredningsinstruksen

Industri Energi mener utredningen ikke følger kravene i utredningsinstruksen og plan- og bygningsloven angående indirekte og grenseoverskridende økonomiske konsekvenser. NVE mener at utredningsinstruksen ikke kommer til anvendelse ved konsesjonsbehandling etter energiloven § 3-1. Instruksens punkt 1-2 første ledd sier at: «*Instruksen gjelder for **utarbeiding av beslutningsgrunnlag for statlige tiltak som utføres i, eller på oppdrag for, statlige forvaltningsorganer (vår utheving)**.*» I utredningsinstruksens punkt 1-2 fjerde ledd er det angitt at «*Instruksen gjelder ikke når det i lov eller forskrift, eller med hjemmel i lov eller forskrift, er fastsatt særskilte regler (vår understrekning).*»

For saker som skal behandles etter energiloven § 3-1, er det fastsatt særskilte regler for saksbehandlingen i energiloven og KU-forskriften. Dette kommer i tillegg til forvaltningsloven.

I veileder til instruksen, DFØ Mars 2016, står det på side 8 under punkt «1.2.2. Hva er unntatt fra utredningsinstruksen» at: «*For eksempel gjelder ikke instruksen for enkeltvedtak etter forvaltningsloven § 2. Dette er imidlertid ikke til hinder for at sektorveiledere kan åpne for at*

*enkeltvedtak med store samfunnsøkonomiske virkninger må utredes grundig [...] Andre eksempel på særregler er sektorvise saksbehandlingsregler som for eksempel plan- og bygningslovens bestemmelser om konsekvensutredninger (vår understrekning).»*

For konsesjonsbehandling etter energiloven § 3-1 stilles det betydelige krav til beslutningsgrunnlaget for vedtaket. Selv om utredningsinstruksen ikke kommer direkte til anvendelse i konsesjonsbehandlingen, vil mange av de samme prinsippene gjelde for saksbehandlingen i forbindelse med konsesjonssaker, som for saker hvor utredningsinstruksen direkte gjelder.

### 3.9 Oppsummering

Det er i forbindelse med søknadene lagt frem en stor mengde informasjon om mulige konsekvenser innenfor ulike tema. Informasjon er framskaffet som følge av krav i utredningsprogrammet, krav om tilleggsutredninger og gjennom innspill i de ulike høringsrundene.

Saken har pågått i mange år, og det er lagt frem mye informasjon og dokumentasjon i ulike faser. I tillegg har NVE mottatt en lang rekke innspill. Vi forstår at det fulle kunnskapsgrunnlaget kan fremstå som uoversiktlig og ikke lett tilgjengelig for alle, blant annet fordi en del dokumentasjon ikke er offentlig.

Etter NVEs vurdering gir fremlagt konsekvensutredning, tilleggsutredninger, fagrapporter og opplysninger fremkommet i høringsuttalelser et godt grunnlag for å avgi en samlet vurdering i denne saken. NVE finner ikke grunnlag for å be om ytterligere utredninger. Vi mener NC sine utredninger oppfyller kravene i fastsatte utredningsprogram og kravene som stilles til konsesjonssøknader.

I de neste kapitlene vil NVE vurdere virkningene av NorthConnect. Først gjør vi en vurdering av lønnsomheten til prosjektet (kapittel 4), deretter vurderer vi virkninger for systemdriften og den omsøkte tekniske løsningen (kapittel 5). I kapittel 6 vurderer vi virkninger for miljø og naturressurser. I kapittel 7 vurderer vi de regulatoriske spørsmålene knyttet til utenlandsforbindelsen, inkludert vurderinger av mulige konsekvenser av Brexit. Videre foreslår vi i kapittel 8 en modell for å regulere inntektene fra kabelen. I kapittel 9 vurderes søknaden om unntak fra krav til utenlandsforbindelsen, før vi vurderer mulige tiltak for å redusere negative virkninger og forslag til vilkår i kapittel 10. NVEs vurdering av søknaden om ekspropriasjon fremkommer av kapittel 11. I kapittel 12 har NVE kort oppsummert våre vurderinger.

Det er mange konsekvenser av tiltaket som kan tallfestes og omtales som prissatte konsekvenser, slik som investeringskostnader, endringer i tapskostnader, handelsinntekter osv. Noen av konsekvensene ved etablering av utenlandsforbindelser kan ikke tallfestes, slik som virkninger for natur og miljø, og eventuelle virkninger for forsyningssikkerheten. Videre er de tallfestede konsekvensene ofte et resultat av forutsetningene som ligger til grunn i analysene. Vurderingen av søknaden er en faglig skjønnsvurdering, og de samlede konsekvensene av tiltaket kan ikke fullt ut summeres opp til et positivt eller negativt resultat i kroner og øre.

## 4 Lønnsomhetsvurdering

**Nedenfor oppsummeres hovedfunnene i NVEs kraftmarkedsanalyse av en ny mellomlandsforbindelse til Skottland. Våre analyser av de prissatte konsekvensene viser at prosjektet har en positiv samfunnsøkonomisk lønnsomhet.**

Det er først og fremst gjennom høyere verdi på norsk kraftproduksjon at forbindelsen gir lønnsomhet. Verdiøkningen skyldes at etableringen av NorthConnect gir høyere norske kraftpriser. I vår analyse er prisøkningen estimert til å ligge mellom 1-3 øre/kWh i gjennomsnitt. Den nye forbindelsen øker prisene mest i år med mye tilslag, hvor kraftprisene i utgangspunktet er relativt lave.

Våre analyser viser at etableringen av NorthConnect reduserer inntektene på andre mellomlandsforbindelser. Dette skyldes at prisøkningen i Norge gjør handelen på eksisterende forbindelser mindre verdt. I vår referansebane reduseres de samlede handelsinntekter for Norge ved etableringen av NorthConnect.

Prisendringen som følge av NorthConnect gir fordelings effekter mellom norske aktører både gjennom økte kraftpriser og gjennom økte prisforskjeller i Norge. Når kraftprisen går opp, vil produsentene få høyere inntekt fra sin produksjon, mens konsumentene får økte kostnader for å dekke sitt forbruk av kraft. Økte prisforskjeller internt i Norge gir handelsinntekter til netteier som både konsumenter og produsenter må betale for. I tillegg kan reduserte handelsinntekter på eksisterende utenlandskabler gi fordelings effekter gjennom økt nettleie.

Et viktig formål med NVEs analyser er å vurdere om og i hvilken grad tiltakets samfunnsøkonomiske lønnsomhet er robust. Vi har derfor gjennomført ulike sensitivitetsanalyser, hvor vi har endret på ulike forutsetninger. Våre sensitivitetsanalyser viser at lønnsomheten i prosjektet er rimelig robust.

Det er stor usikkerhet knyttet til kraftsystemutviklingen i hele Europa. I tillegg skal Storbritannia og Nord-Irland etter planen forlate EU i slutten av januar 2020. Det er stor usikkerhet rundt hvilke konsekvenser en utmeldelse vil få, også med hensyn til deltakelse i det indre energimarkedet. Den regulatoriske usikkerheten knyttet til i hvilken grad Storbritannia vil være bundet av det felles europeiske regelverket og hvilke mulige konsekvenser dette vil få, er omtalt og vurdert i kapittel 7.

#### 4.1 Introduksjon

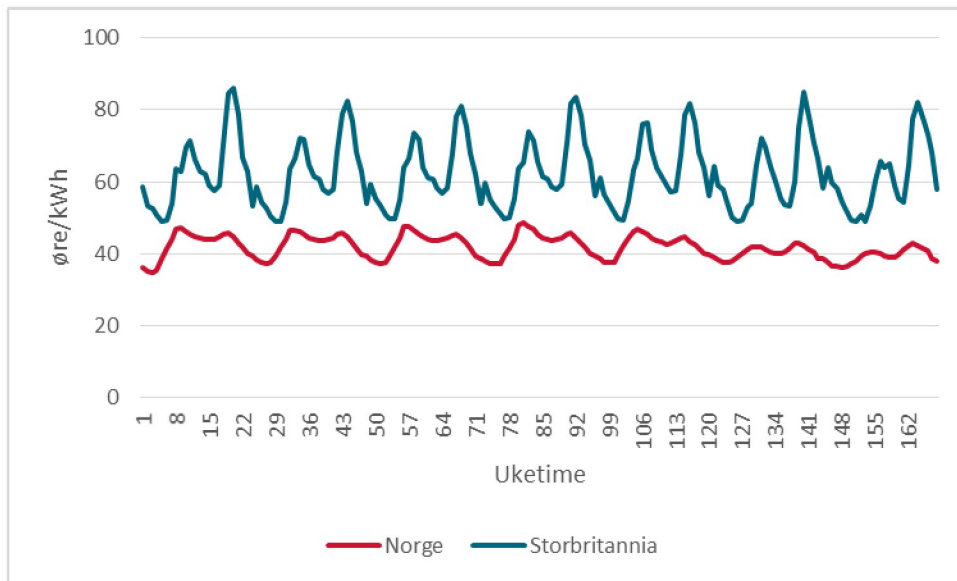
Norge har et nesten 100 prosent fornybart kraftsystem med stor reguleringsevne. Det innebærer at systemet har lave kostnader med å tilpasse produksjonen til forbruket. Dette gir seg utslag i relativ liten prisvariasjon mellom dag og natt.

Storbritannia har et kraftsystem som fortsatt er dominert av termisk kraftproduksjon. Britiske myndigheter har valgt å sette en sluttdato for kullkraftproduksjonen. Innen utgangen av 2025 skal kullkraft være faset ut av produksjonssystemet<sup>6</sup>. Selv om kullkraft er på vei ut, utgjør fossil kraftproduksjon og kjernekraft fortsatt over 70 prosent av produksjonen i 2018<sup>7</sup>. Termisk kraftproduksjon er mer kostbar å regulere for å tilpasse seg forbruket. Det gir ofte store prisvariasjoner mellom dag og natt. Disse forskjellene i prisstruktur finner vi igjen i historiske kraftpriser.

Det britiske prisnivået har lenge vært høyere enn det norske. I 2017 var den gjennomsnittlige engrosprisen i Storbritannia 483 kr/MWh, mens den i 2018 var 623 kr/MWh. Til sammenlikning var den norske prisen henholdsvis 269 og 413 kr/MWh. Dette gir en gjennomsnittlig prisforskjell på 214 og 210 kr/MWh. I tillegg til forskjeller i prisnivå illustrerer Figur 6 at det også er stor forskjell i prisvariasjon gjennom døgnet og gjennom uken.

<sup>6</sup> <https://www.gov.uk/government/news/government-announces-plans-to-close-coal-power-stations-by-2025>

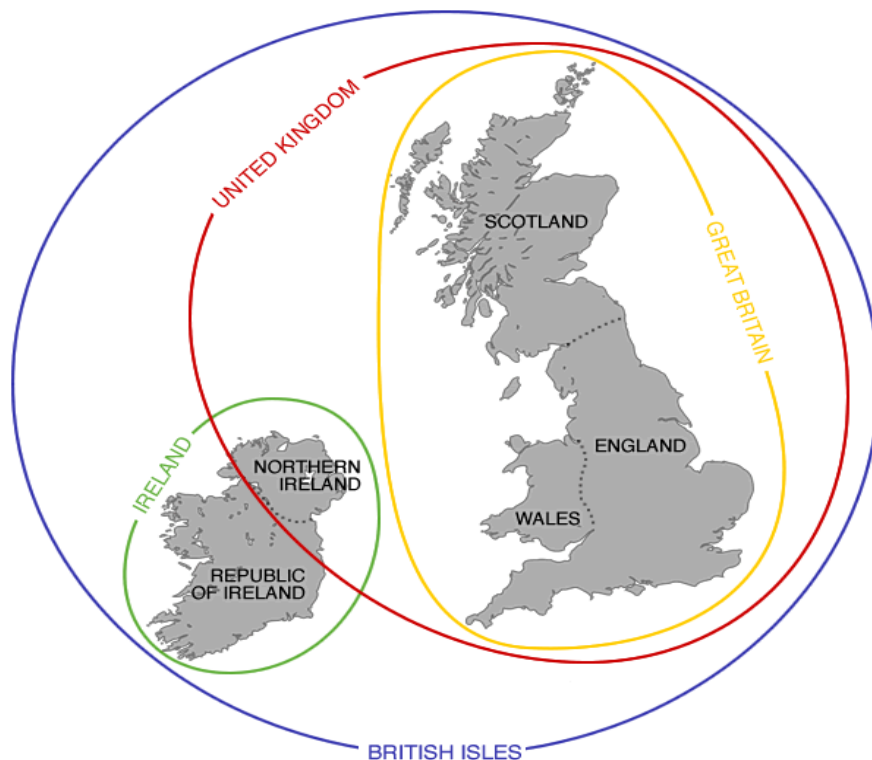
<sup>7</sup> DUKES, table 5.6



Figur 6 Gjennomsnittlig timepriser gjennom uken i 2018, Kilde: Syspower

Gevinsten ved handel oppstår gjennom disse prisforskjellene, som igjen er et resultat av ulike egenskaper ved det norske og britiske kraftsystemet. Økt utvekslingskapasitet mellom landene vil typisk gi økt norsk eksport på dagtid, da Norge har lavere produksjonskostnader enn alternativ produksjon i Storbritannia. Dermed går de samlede utgiftene til å dekke behovet i de to landene ned. Det vil også oppstå gevinster ved at termiske verk i Storbritannia slipper å regulere ned i perioder med overskudd og/eller lite forbruk. Da kan kabelen nyttes til norsk import, og norske vannkraftprodusenter med magasin kan holde tilbake vann som kan brukes til mer lønnsom produksjon på et senere tidspunkt.

## Geografiske områder



Figur 7 Illustrasjon av geografiske grenser på de britiske øyer. Kilde: <http://brilliantmaps.com/wp-content/uploads/England-vs-GB-Vs-UK.gif>

Det er Storbritannia og Nord-Irland som utgjør Det forente Kongerike (United Kingdom) og det er Kongeriket som er i ferd med å forlate EU. Nord-Irland har felles elektrisitetsmarked med Irland, mens Skottland, England og Wales utgjør det britiske kraftmarkedet. I dette notatet vil vi gjennomgående bruke Storbritannia som navn på øygruppen, også i de tilfeller omtalen inkluderer Nord-Irland.

## 4.2 Forutsetninger og metode

I tråd med oppdraget fra OED, har vi analysert tiltaket ved å bruke forutsetninger om produksjon, forbruk, nettutvikling og brenselpriser fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019. Disse forutsetningene gir en utvikling i norsk, nordisk, britisk og kontinentalt kraftsystem som i dette notat omtales som **Referansebanen**. Nedenfor presenteres de viktigste forutsetningene for resultatene. For flere detaljer og lengre omtale av utviklingstrekk viser vi til langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019<sup>8</sup>.

### 4.2.1 Analyseverktøy

Vi har brukt to kraftmarkedsmodeller; Thema, som dekker store deler av det europeiske kraftmarkedet, og Samnett, som dekker de nordiske landene. Thema er brukt til å generere prisrekker for Storbritannia og kontinentet. Disse prisrekkene brukes som inputvariable i analysene med Samnett. Referansebanen og de sensitivitetene som har størst betydning for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect er simulert i Samnett da denne gir en bedre representasjon av det nordiske kraftsystemet. Samnett har også en detaljert beskrivelse av transmisjonsnett og simulerer

---

<sup>8</sup> NVE Rapport 41/2019



både markedsflyt og nettflyt (flytbasert markedkobling), mens Thema kun simulerer markedsflyt mellom dagens prisområder.

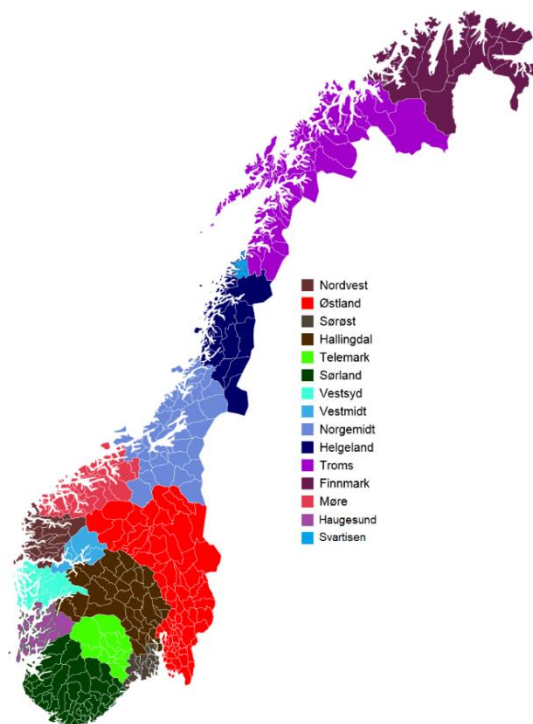
Thema modellen har timesopløsning, det betyr at for hver av årets timer klareres produksjon og forbruk, med flyt og resulterende priser. Samnettmodellen har en lavere tidsopløsning, og opererer med tidsavsnitt. I Samnettanalysene har vi benyttet 28 tidsavsnitt i uken, 1456 tidsavsnitt i året.



*Figur 8 Geografisk område for de to modellene som er benyttet, Samnett modellerer Norden og Thema modellerer kraftsystemet i de gråmerkede landene. Land som er modellerte i Thema utenfor Norden er Baltikum, Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia Frankrike, Østerrike, Sveits, Italia, Spania, Tsjekkia og Polen*

På norsk side er tilknytningspunktet til NorthConnect i Sima, som ligger innerst i Hardangerfjorden. Sima ligger i elspotområde NO5. Hallingdal er det største modellområdet i NO5 i vår Samnettmodell. Vi bruker gjennomgående resultater fra det modellområdet når resultatene presenteres, dersom ikke annet er presisert.

I Samnettmodellen er Norge delt inn i 15 områder, se Figur 9. Den har altså en finere områdeinndeling enn prisområdeinndelingen som benyttes i virkeligheten. De resulterende prisforskjellene vi ser i modellen representerer flaskehalshåndtering som gjøres både ved hjelp av prisområder og spesialregulering i den virkelige driften.

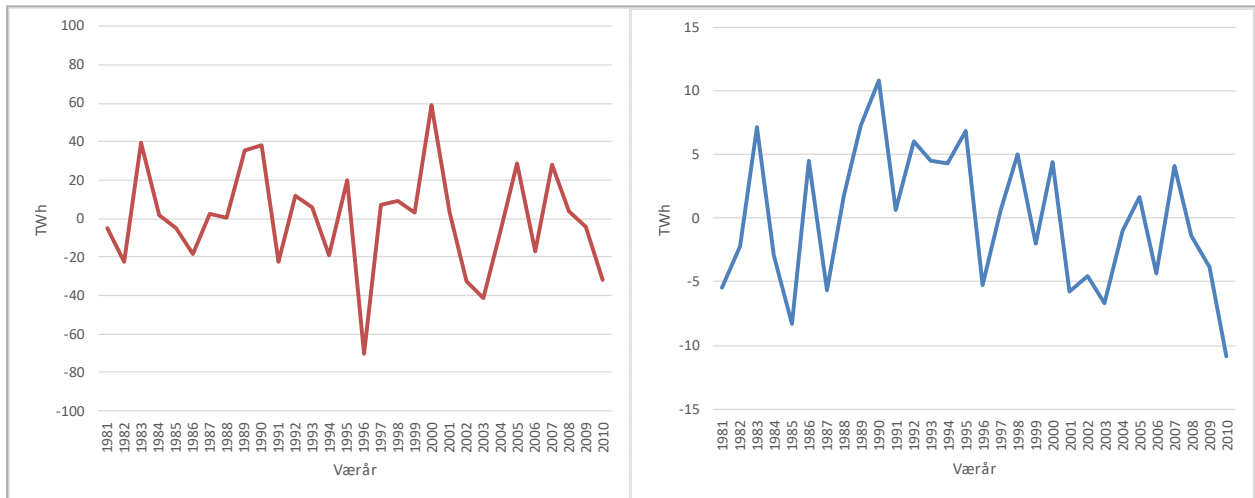


Figur 9 Områdeinndeling i NVEs Samnettmmodell

I denne analysen er det brukt tre modellår (2025, 2030 og 2040) til å representere utviklingen i kraftsystemet gjennom analyseperioden, og til å beregne de økonomiske virkningene (spothandelsnyttene) av NorthConnect. Mellom modellårene har vi beregnet årlig nytte ved hjelp av interpolasjon. Fra 2040 og utover har vi antatt flat utvikling. Vårt første modellår, 2025, ble valgt fordi det forventes å være det første hele driftsåret for forbindelsen.

Norge har alltid hatt et væravhengig kraftsystem, hvor produksjonen har vært et resultat av tilsiget til magasin og elver. Historiske tilsigs- og temperaturforhold har derfor vært viktig for å kunne forutsi hvordan norsk kraftproduksjon kan variere i fremtiden. Med økende sol- og vindkraft i det nordiske og europeiske kraftsystemet vil vi i fremtiden møte et mer væravhengig kraftsystem også hos våre naboland og handelspartnere. Variasjonen i vindkraftproduksjon hos Nordens handelspartnere vil øke langs analysehorisonten. Mens det i 2025 vil være 110 TWh differanse i vindkraftproduksjonen mellom ulike værår, har dette økt til vel 170 TWh mellom ulike værår i 2040.

Figuren nedenfor viser variasjon i samlet tilsig i Norden (venstre) og variasjon i samlet vindkraftproduksjon (høyre), for modellåret 2030 i de ulike værår. I våre analyser vil variasjonen i tilsig være mye større enn variasjonen i vindkraft i Norden også i de nærmeste 10-årene.



Figur 10 Avvik fra normalt tilsig (venstre) og gjennomsnittlig vindkraft(høyre) i ulike værår for modellåret 2030 i Norden. Merk ulike y-akser.

Tabell 1 oppsummerer vår metode for å beregne virkningene av NorthConnect.

Tabell 1 Metodikk for å beregne spotmarkedsnytte av North Connect

Begrep	Forklaring
Referansebanen	Hentet fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019, og gir et bilde på en mulig utvikling av kraftsystemet. I denne analysen representeres fremtiden med tre Modellår: 2025, 2030 og 2040.
Modellår	Et datasett som beskriver kraftsystem og brenselpriser i et fremtidsår.
Værår	Et værår er basert på historikk. Med vær mener vi her temperatur, vind, sol og tilsig. NVE sine modeller benytter værår fra den historiske perioden 1981-2010.
Thema	Kraftmarkedsmodell for Nord-Europa. Brukes til å lage eksogene priser til Samnett. Prisene fra Thema for Storbritannia, Tyskland, Nederland, Polen, Russland, Litauen og Estland brukes direkte i Samnett.
Samnett	Kraftmarkedsmodell for Norden. Har detaljert modellering av vannkraft og nett, og er derfor bedre til å modellere prisdannelsen i Norden og Norge enn Thema modellen.  Det er Samnett som brukes til å regne på nytten av NorthConnect. De to andre modellene brukes kun til å beregne prisene i Storbritannia og andre land som Norden handler med.

#### 4.2.2 Om metoden

Modellene som benyttes i denne analysen søker å dekke behovet for kraft til lavest mulig kostnad gitt tilgjengelig produksjonsapparat, produksjonskostnader og infrastruktur (fundamentalmodeller). Slike verktøy tar ikke hensyn til uforutsette hendelser i kraftsystemet, som feil på kraftstasjoner eller overføringsnett. Dette trekker i retning av at modellene gir mindre variasjon i priser enn man kan finne i historiske priser, som er et resultat av situasjonen i kraftsystemet på et gitt tidspunkt.

Fundamentalmodeller er heller ikke egnet til å modellere utøvelse av markedsmakt og annen markedssvikt som ikke gir effektiv bruk av samfunnets ressurser. Dersom prisdannelsen skjer i et marked preget av lav effektivitet, vil dette også være en årsak til avvik mellom de prisene modellene genererer (på bakgrunn av fundamentale forhold som tilgjengelig nett, tilbud og etterspørsel) og observerte priser.

Resultatene i en kraftsystemanalyse viser de direkte (1.ordens) effektene av et tiltak i systemet. Et nytt tiltak i kraftsystemet som gir prisendring, vil imidlertid også gi ringvirkninger i resten av økonomien. En prisøkning kan gjøre flere investeringer lønnsomme. På produksjonssiden kan det gi flere investeringer i ny kraftproduksjon, mens det på etterspørselssiden kan gi flere investeringer i energieffektiviseringstiltak. I tillegg vil en prisøkning gjøre kraft mindre attraktiv både som innsatsvare i produksjon av varer og tjenester og til oppvarmingsformål i bygg. Det kan føre til en substitusjon bort fra kraft og over på andre energivarer der det er mulig. At produsenter og konsumenter endrer adferd og tilpasser seg prisøkningen, kan dempe de direkte effektene av tiltaket, men dette er ikke tallfestet i denne analysen.

Samnettmodellen opererer med 15 delområder i Norge, og modellen løser flaskehalsen ved hjelp av prisområdeinndeling. Det betyr at de interne flaskehalsinntektene tilfaller netteier som kjøper kraft i lavprisområdet og selger kraft i høyprisområdet. I virkeligheten håndteres flaskehalsen ved hjelp av prisområdeinndeling, spesialregulering og eventuelt bygging av nytt nett. Dersom nettet bygges ut vil netteier gå glipp av flaskehalsinntekter, men gjennom den prisutjevningen som skjer mellom områdene (ved økt overføringskapasitet) vil samlet produsent- og konsumentoverskudd øke. De interne flaskehalsinntektene kan tolkes som et konsument- og produsentoverskudd som ikke blir fordelt fordi det er begrensninger i nettet. Det må tas et forbehold. NVE har tidligere vist<sup>9</sup> at ved utbygging av internt nett kan samlede flaskehalsinntekter gå ned. Årsaken er at dersom internt nett blir sterkere, vil det oppstå større flaskehalsen ved grensen mot våre mellomlandsforbindelser. Inntektene på disse forbindelsene vil måtte deles med våre handelspartnere. Ved interne flaskehalsinntekter mottar netteier 100 prosent av inntekten, mens ved flaskehalsen på grensen, mottar netteier kun 50 prosent av handelsinntekten.

NVEs Samnettmodell har uforutsigbare kjøretider ved bruk av høy tidsoppløsning. Dette er upraktisk når det skal foretas mange kjøringene innenfor en gitt tidsfrist. Vi har derfor valgt å bruke en grovere tidsoppløsning for å ha mer forutsigbarhet i arbeidet. Samtidig vet vi at dette gir lavere nivå på nytten enn ved finere tidsoppløsning. Ved testing har vi avdekket at resultatene i vår referansebane er 6 prosent lavere enn ved bruk av 56 tidsavsnitt. I tillegg har utvalgte sensitiviteter blitt testet. Da varierer økningen i resultatet ved bruk av 56 tidsavsnitt med mellom 3 prosent og 7 prosent.

---

<sup>9</sup> Norske nyttevirkninger av de konsesjonssøkte mellomlandsforbindelsene til England og Tyskland. En beskrivelse av Energiavdelingens analyser på oppdrag fra OED

### 4.3 Viktige forutsetninger

#### 4.3.1 Brenselspriser og pris på utslipp

**Forutsetninger om brenselspriser** er viktige for resultatene i modellanalyser. Vi legger til grunn samme brenselspriser i vår referansebane som basisalternativet i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019. Disse er gjengitt i Tabell 2.

Tabell 2 Brenselspriser benyttet i referansebanen, Kilde NVE langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019<sup>10</sup>

		2025	2030	2040
Kull	\$/tonn	75	75	80
Gass	€/MWh	19	19	20
CO <sub>2</sub>	€/tonn	20	25	30
CO <sub>2</sub> - Storbritannia	€/tonn	44	25	30

Prisen på utslipp i Storbritannia består av to komponenter: (i) EU ETS-kvoteprisen; og (ii) et tillegg (*Carbon Price Support*). Til sammen utgjør disse et karbonprisgulv, *Carbon price floor (CPF)*, som er en **minstpreis på utslipp av CO<sub>2</sub>**. Intensjonen med CPS var at tillegget skulle endres i tråd med endringer i kvoteprisen. Så lenge prisen på utslipp i det europeiske kvotemarkedet (EU-ETS) er lavere enn karbonprisgulvet vil kostnadene for utslipp og dermed termisk kraftproduksjon være dyrere i Storbritannia enn i andre land innen EU-ETS. Vi har antatt at karbonprisgulvet fases ut etter 2025. Mer om karbonprisgulvet i avsnitt 4.3.5.

#### 4.3.2 Forutsetninger om kraftproduksjon i Storbritannia

I NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2019 er **referansescenariot fra det britiske nærings-, energi- og industridepartementet (BEIS)** for utvikling av kraftproduksjon lagt til grunn<sup>11</sup>. Denne analysen viser hvordan Storbritannias målsetning om å utvikle en kraftsektor basert på lavkarbon-teknologier kan nås, og derigjennom bidra til å oppfylle egen klimalovgivning.

Utviklingen i andelen gasskraft er usikker. Storbritannia har imidlertid en stor gasskraftkapasitet, samt et kapasitetsmarked som skal gi insentiver til investeringer i ny gasskraftkapasitet. Vi har derfor valgt å opprettholde en betydelig gasskraftkapasitet mot 2040.

Storbritannia var tidlig ute med å etablere vindkraft til havs. Ved inngangen til 2019 var det i overkant av 8 GW i drift til havs. Våren 2019 inngikk britiske myndigheter en avtale med egen vind industri om å realisere ytterligere 20 GW offshore vind innen 2030:

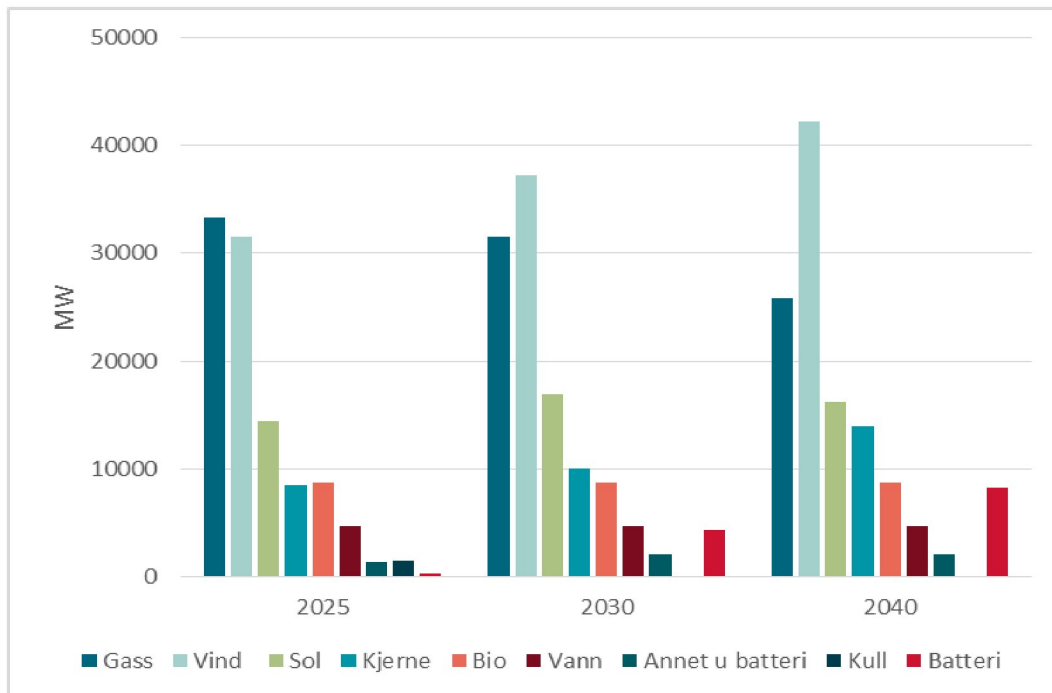
*“Offshore wind’s share of annual UK generation increased from 0.8% in 2010 to 6.2% in 2017, and is expected to reach around 10% by 2020.... Subject to costs coming down, this commitment could see offshore wind contributing up to 30 GW of generating capacity by 2030”<sup>12</sup>.*

<sup>10</sup> Det er benyttet en valutakurs på 10 Nok/€ og 0,9 \$/€

<sup>11</sup> «Updated Energy and Emissions Projections 2018», Department for Business, Energy and Industrial Strategy, januar 2019

<sup>12</sup> Offshore Wind Sector deal, <https://www.gov.uk/government/publications/offshore-wind-sector-deal>

NVE har i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019 ikke tatt hensyn til dette initiativet, men forventer at samlet vindkraftkapasitet stiger jevnt langs analysehorisonten.



Figur 11 Installert effekt fordelt på ulike produksjonsteknologier i Storbritannia fra 2025-2040, MW Kilde: NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019.

I dag har Storbritannia nesten 9 GW kjernekraftkapasitet i drift. Nærmere 60 prosent av denne kapasiteten vil nå sin forventede tekniske levetid innen 2030. Det er kun ett anlegg under bygging, Hinkley Point C – med en installert kapasitet på 3,2 GW. Et viktig grep for å realisere dette kraftverket, var å gi utbygger en garantert pris per produsert MWh, «Contract for difference» (Cfd). For Hinkley Point C er denne £92/MWh. Det betyr at differansen mellom garantert pris og markedsprisen betales av myndighetene.

I den nasjonale kjernekraftstrategien fra 2013 var visjonen 16 GW ny kjernekraft innen 2030. Man ønsket å etablere nye kjernekraftreaktorer på samme geografiske områder som eksisterende og nedstengte anlegg. En viktig forutsetning for å realisere denne kapasitetsøkningen var et tett samarbeid mellom myndigheter og aktører. Viktige intensjonsavtaler ble inngått med flere aktører bl.a. med Horizon (Hitachi) og NuGen (hvor Toshiba var inne på eiersiden) om å bygge nye kjernekraftverk i henholdsvis Wales (Wylfa) og i Sellafield (Moorside). Myndighetene tilbød en pakke med virkemidler til investorene; tilskudd til egenkapital, risikoavlastning for finansiering og «Contract for difference» (Cfd). Garantiprisen var lavere enn for Hinkley Point C, og begrenset oppad til £75/MWh. På slutten av 2018 og i starten av januar 2019 valgte imidlertid både NuGen og Horizon å trekke sine planer<sup>13</sup>.

Kjernekraftverk er kostbare å bygge. Ifølge NVEs oppdaterte oversikt over kostnader i kraftproduksjon er kjernekraft omlag dobbelt så dyrt per MWh som for vindkraft på land<sup>14</sup>. Kostnadsforskjellen mellom å bygge kjernekraft og vindkraft til havs er betydelig mindre. I forbindelse med høringen om å utpeke områder for havbasert vind i Norge, har NVE analysert investeringskostnader for utbyggingsprosjekt i Europa ved hjelp av en kostnadsmodell som grunnlag

<sup>13</sup> <https://www.edie.net/news/11/Nuclear-strategy-in--meltdown--after-Wylfa-suspension/>

<sup>14</sup> [http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019\\_07.pdf](http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_07.pdf)

for sammenligning av kostnader<sup>15</sup>. Referanseåret for kostnadene i modellen er 2017. For gjennomsnittet av bunnfaste installasjoner med den prosjektstørrelsen, dybden og distansen til land som ble bygget i Europa i 2018 har man beregnet en investeringskostnad (LCOE) på 80 €/MWh. Til forskjell fra vindkraft kan et kjernekraftverk levere en jevn produksjon og stabilitet til systemet. Disse egenskapene, og det faktum at kjernekraftproduksjon er utslippsfri, er noe av årsaken til at britene ønsker en fortsatt satsing på kjernekraft.

I 2018 ble det tatt et nytt initiativ<sup>16</sup>, som sommeren 2019 resulterte i et forslag til en ny finansieringsmodell for ny kjernekraft og CCS<sup>17</sup> fra den britiske regjeringen. Der foreslås det å innføre en ny forbruksavgift som skal øremerkes til formålet. På denne måten søker de å redusere usikkerheten knyttet til finansiering av nye kraftverk og tiltrekke seg private investorer. I tillegg ønsker regjeringen å bidra til Rolls-Royce sin satsing på små kjernekraftverk (SMR; Small module reactors), og foreslår en egen støtteordning til dette. Det er uvisst om og hvor stor kapasitet disse virkemidlene vil resultere i. Det viser imidlertid at britiske myndigheter fortsatt har tro på kjernekraft som en viktig del av eget kraftsystem. I vår referansebane legges det derfor opp til en fortsatt satsning på kjernekraft.

#### 4.3.3 Antall mellomlandsforbindelser til Storbritannia i referansebanen

**Antall mellomlandsforbindelser som blir realisert** vil avgjøre hvor forskjellig prisnivået og prisvariasjonen vil være i Storbritannia sammenliknet med Kontinentet. NVE har i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse for 2019 brukt den europeiske enheten for samarbeid mellom transmisjonsoperatører (ENTSO-E) som kilde for hvilke mellomlandsforbindelser som bygges mellom ulike europeiske land. Det er stor grad av overlapp mellom forutsetningene hos ENTSO-E og BEIS. Det legges opp til en betydelig vekst i den britiske utvekslingskapasiteten frem til 2030 fra dagens kapasitet på 4,8 GW til hele 15 GW, hvorav mesteparten av veksten kommer frem til 2025.

Tabell 3 Forutsetninger om utvekslingskapasitet til/fra Storbritannia i NVEs referansebane; Kilde Lang Analyse 2019, MW

Utvekslingskapasitet (MW)	2019	2025	2030	2040
Frankrike	2800	10385	10385	10385
Nederland	1000	1000	3000	3000
Belgia	1000	1000	2400	2400
Danmark		1400	1400	1400
Tyskland			1400	1400
Norge		1400	1400	1400
Sum	4801	15185	19985	19985

I tillegg er det en forbindelse mellom England og Irland på 800 MW i drift i dag.

#### 4.3.4 Balanseavgiften

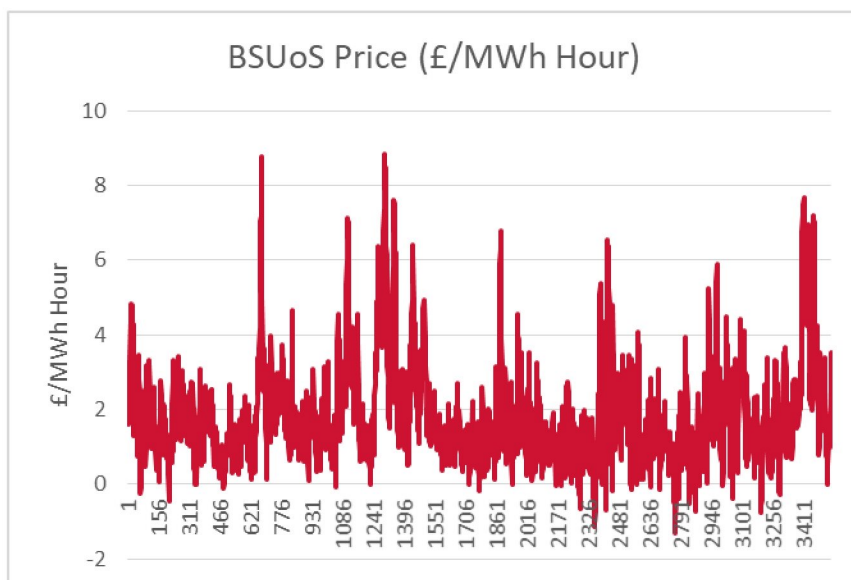
*Balanseavgiften (Balancing Services Use of System charge, BSUoS)*, er en avgift som pålegges brukere av det britiske transmisjonsnettet, og varierer med tilstanden i kraftsystemet hver halvtime. Avgiften skal dekke utgifter som systemansvarlig har for sikre balanse mellom tilbud og etterspørsel

<sup>15</sup> [http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019\\_15.pdf](http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_15.pdf)

<sup>16</sup> Nuclear Sector Deal

<sup>17</sup> Regulated Asset Base approach; <https://www.gov.uk/government/news/innovative-funding-models-and-technologies-to-drive-investment-in-new-wave-of-low-carbon-energy>

til enhver tid. Denne avgiften prises inn i budgivningen i engrosmarkedet, og resulterer i en høyere kraftpris enn den ellers ville vært. Figur 12 nedenfor viser hvordan avgiften varierte per halvtime i perioden fra januar til mai i 2018.



Figur 12 BSUoS pris per halvtime fra januar 2018 til mai 2018, £/MWh h

Det overstående betyr at kraftprisen i Storbritannia inneholder deler av det som i Norge inngår i tariffinntektene til Statnett. Mellomlandsforbindelser er fritatt for denne avgiften. På National Grid sine hjemmesider heter det: «Interconnectors have been exempt since 28-August-2012»<sup>18</sup>. En liknende formulering finnes også i den britiske nettkoden Connection and use of system code (CUSC)<sup>19</sup>.

I sin begrunnelse for fritaket, henviser den britiske regulatoren (Ofgem)<sup>20</sup> til EUs tredje energimarkedspakke, nærmere bestemt Grenshandelsforordning II (EC 714/2009) med tillegg. De skriver i sin vurdering at BSUoS påslaget kan tolkes som en avgift på tilgangen til britisk transmisjonsnett og kan derfor være i strid med regelverket knyttet til kompensasjonsordningen mellom transmisjonsnettere<sup>21</sup>.

Hvorvidt EUs regelverk for det indre energimarkedet er den viktigste begrunnelsen for britenes valg om å frita mellomlandsforbindelser for balanseavgiften, er vanskelig for NVE å vurdere. Dersom dette er tilfelle, vil en utreden av EU og det indre energimarkedet bety at britene ikke lenger vil være bundet av regelverket. På den andre siden kan Storbritannia likevel se seg tjent med å følge samme regelverk som sine handelspartnere på elektrisitetsområdet.

**Vi har valgt å modellere balanseavgiften som et tillegg i produksjonskostnadene for termiske verk i Storbritannia**, og har holdt dette tillegget konstant gjennom hele analyseperioden. Nivået er satt til 3€/MWh (30 kr/MWh). Denne metoden gjør at balanseavgiften inkluderes i marginalkostnaden

<sup>18</sup> [www2.nationalgrid.com/bsuos](http://www2.nationalgrid.com/bsuos)

<sup>19</sup> CUSC v1.23 paragraf 14.30.4.

<sup>20</sup> Ofgem: Connection and use of system code: Revised treatment of BSUoS charges for lead parties of interconnector BM Units, 15 August 2012

<sup>21</sup> InterTransmission Compensation mechanism (ITC), EU 838/2010, Mer informasjon om denne ordningen finnes i avsnitt 5.8.



for termisk kraftproduksjon og blir dermed hensyntatt i prisdannelsen. Vi har valgt et nivå på tillegget som er litt høyere enn gjennomsnittlig BSUoS-pris første halvår 2018, se Figur 12. Dette utfra en vurdering om at økt andel uregulerbar produksjon i det britiske systemet vil trekke i retning av høyere balanseringskostnader over tid.

#### 4.3.5 Karbonprisgulvet

**Karbonprisgulvet er en minstepris på CO<sub>2</sub>**, og er et politisk valgt virkemiddel for å øke kostnaden på utslipp. For å få realisert en slik minstepris, ble det innført en egen avgift (Carbon price support). Summen av den europeiske kvoteprisen og avgiften utgjør minstepris på utslipp. Tanken ved innføringen av karbonprisgulvet var at tilleggsavgiften skulle reduseres ved stigende priser i det europeiske kvotemarkedet.

Et viktig formål med en minstepris på CO<sub>2</sub>- utslipp er en raskere utfasing av fossil energi. Da karbonprisgulvet (CPF) ble introdusert i 2013, skulle mekanismen sikre en relativ rask økning i karbonpris mot 2020. Senere har myndighetene dempet ambisjonsnivået for minsteprisen noe.

Karbonprisgulvet trekker kraftprisnivået opp all den tid fossil kraftproduksjon setter prisen i markedet. Virkemiddelet har bidratt til et brenselsbytte fra kull- til gasskraft, med tilhørende utslippsreduksjoner som resultat. Virkemiddelet har også fordelingseffekter. Elektrisitetskostnadene til industrien har økt, og er blant de høyeste i EU<sup>22</sup>. Det er en pågående debatt om sammenhengen mellom effekten av klimapolitikken og tap av konkurransekraft for Storbritannias industri. Høye elektrisitetspriser til sluttbrukere er heller ikke til fordel for de 10 prosent av befolkningen som er erklært energifattige.

Det er usikkert om Storbritannia vil beholde sin CO<sub>2</sub>-prisstøtte etter at kullkraften er faset ut. Ved innføring av virkemiddelet ble det lagt vekt på at tiltaket skulle gi insentiver til investeringer i lavkarbonteknologier. Argumentasjonen fra de som mener støtten bør opprettholdes etter 2025, peker på at selv med kullkraft ute av produksjonsapparatet, vil det fortsatt være behov for tiltak som sikrer 80 prosent utslippsreduksjon i 2050. I tillegg utgjør avgiften (CPS) en viktig inntektskilde for myndighetene. Argumentasjonen fra de som mener et slik virkemiddel ikke er bærekraftig etter 2025 henger dette på fordelingseffektene og tap av britisk konkurransekraft. I budsjettokumentene fra høsten 2017 brukes følgende formulering:

*“The government is confident that the Total Carbon Price, currently created by the combination of the EU Emissions Trading System and the Carbon Price Support, is set at the right level, and will continue to target a similar total carbon price until unabated coal is no longer used. This will deliver a stable carbon price while limiting cost on business”<sup>23</sup>*

NVE har i sine analyser valgt å fase ut karbonprisstøtten samtidig med at kullkraften legges ned. Det betyr at etter 2025 vil prisen på utslipp i Storbritannia innen kvotesektoren være den samme som i andre europeiske land.

#### 4.3.6 Innenlandske nettførsterkninger i Norge

Forutsetninger om innenlandske nettførsterkninger har betydning for hvordan NorthConnect påvirker interne flaskehalsinntekter. I våre datasett har vi lagt til grunn Statnetts investeringsoversikt fra 2018. Av nettførsterkninger som er relevante for analysen av NorthConnect, har vi antatt følgende:

<sup>22</sup> Blant annet dokumentert i «The Price of Power: Reforming the Electricity Market, HOUSE OF LORDS Select Committee on Economic Affairs, 2nd Report of Session 2016–17

<sup>23</sup> <https://www.gov.uk/government/publications/autumn-budget-2017-documents/autumn-budget-2017>

Før NorthConnect settes i drift:

- Dagens 300 kV Sogndal-Aurland er erstattet med ny 420 kV Sogndal-Aurland
- Økt kapasitet på 300 kV Samnanger-Mauranger<sup>24</sup>
- Oppgraderingene i Vestre korridor er ferdigstilt

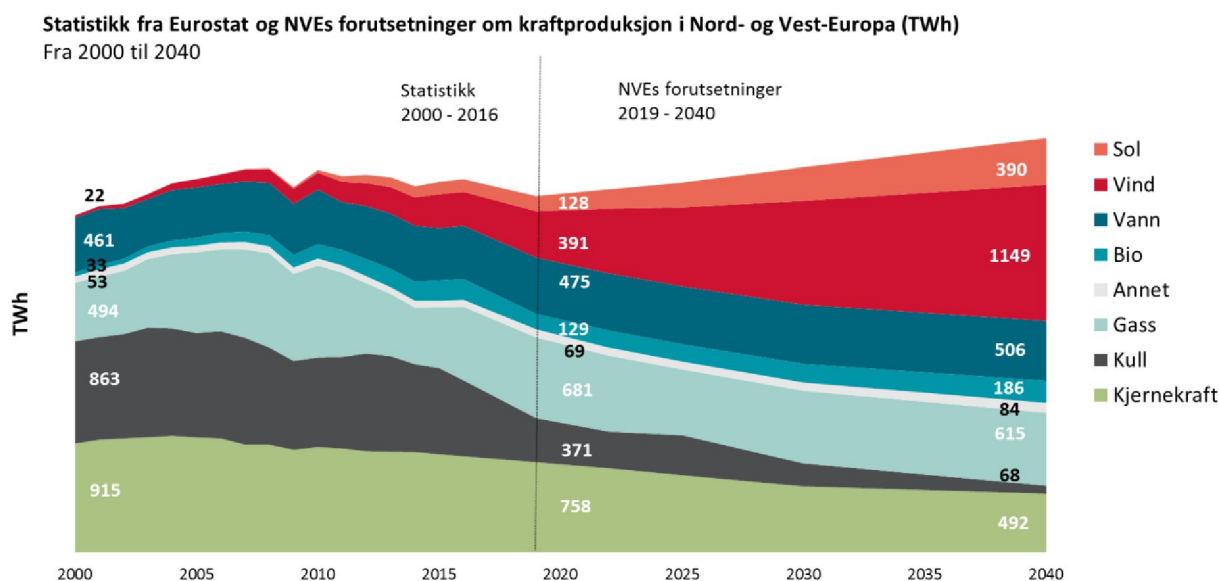
I løpet av analyseperioden (2025-2040):

- 420 kV Åfjord – Snilldal og spenningsoppgradering Surna – Aura/Viklandet fra og med 2030. Dette øker kapasiteten mellom modellområdene Norgemidt og Møre, som ligger internt i NO3.

#### 4.4 Om referansebanen

I den langsiktige kraftmarkedsanalysen fra 2019 har NVE gitt sin vurdering av hvordan det europeiske kraftsystemet utvikler seg mot 2040. Utviklingen er i tråd med gjeldene trender; økende elektrifisering, økt andel uregulerbar produksjon og utfasing av kullkraft.

Figur 13 nedenfor er hentet fra NVEs rapport, og sammenstiller historisk kraftproduksjon fordelt på ulike produksjonsteknologier og resultater fra NVEs referansebane.

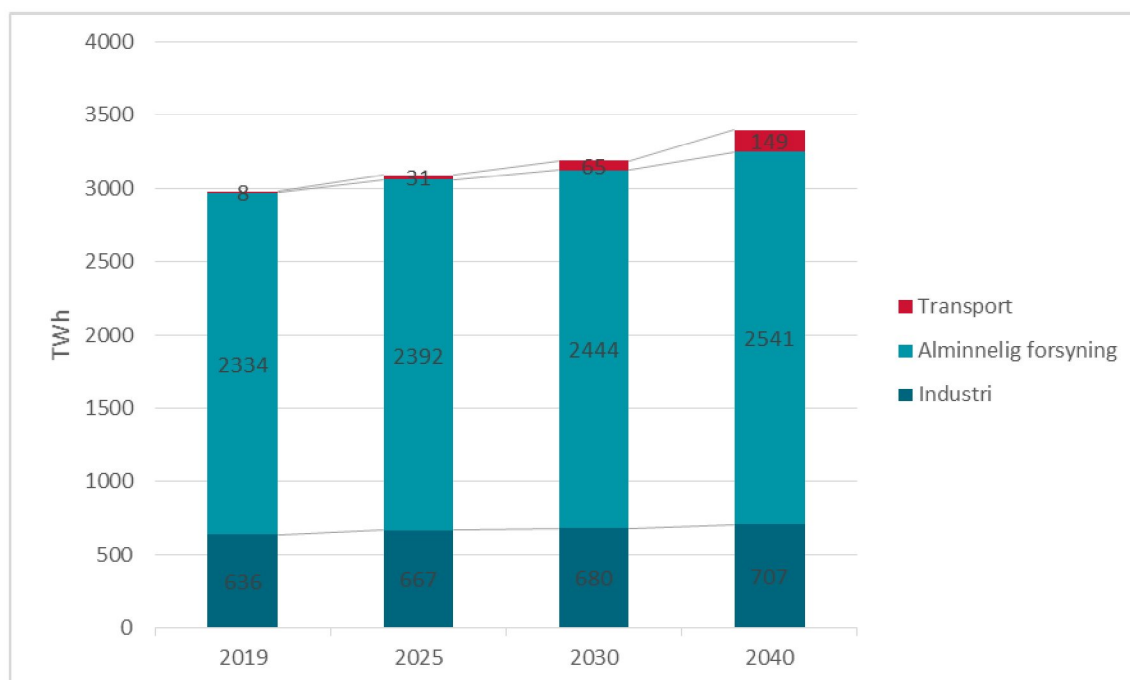


Figur 13 Statistikk fra Eurostat og kraftproduksjonen i NVEs referansebane (TWh) 2019-2040, Kilde: NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019. Området omfatter Norden, og store deler av kontinental Europa og Storbritannia, (se Figur 8 for hvilke land som inngår).

Som Figur 13 viser forventer NVE en sterk vekst i vind- og solkraftproduksjon, mens kullkraft nesten er ute av kraftsystemet i det aktuelle geografiske området ved slutten av analyseperioden. Gasskraft- og kjernekraftproduksjonen vil fortsatt ha en viktig rolle, og bidra til stabilitet i systemet.

NVE forventer en moderat vekst i forbruket av kraft i sitt modelleringsområde, med en samlet vekst på 14 prosent fra perioden 2019-2040. Sterkest vekst er det innen elektrisitet til transport, hvor NVE legger til grunn et årlig forbruk på 150 TWh i slutten av analyseperioden.

<sup>24</sup> I Statnetts nettutviklingsplan 2019 fremgår det at prosjektet er stilt i bero. Med dagens kapasitet ville North Connect trolig gitt en større reduksjon i flaskehalsinntekter i Sør-Norge, enn vi ser i vår analyse.

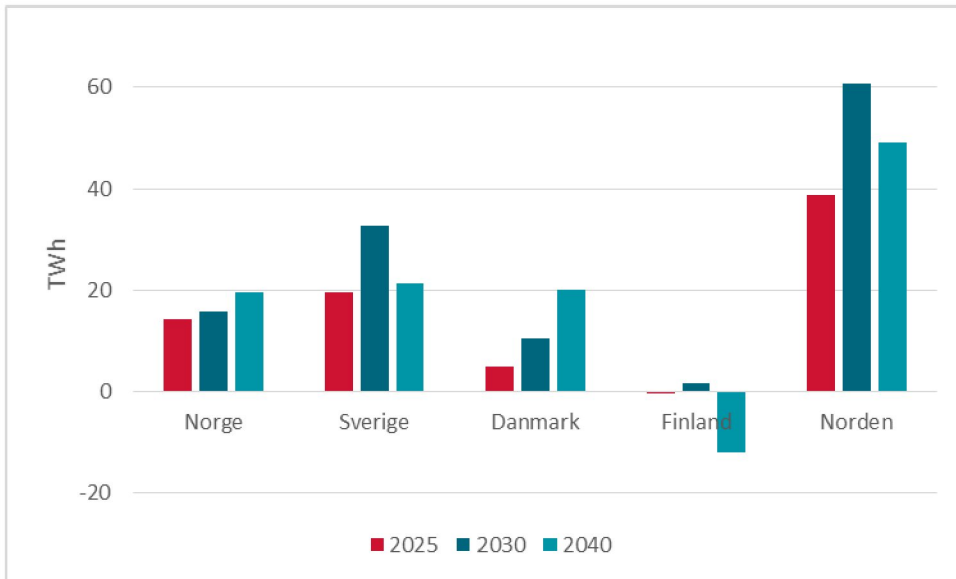


Figur 14 Forbruksutvikling i NVEs referansebane (TWh) 2019-2040, Kilde: NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019. Området omfatter Norden, Storbritannia og store deler av kontinental Europa, se Figur 8 for hvilke land som inngår.

#### 4.4.1 Kraftoverskudd i Norge og Norden

I NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019 øker vindkraften sin rolle i det norske, nordiske og nord-europeiske kraftsystemet. Dette skyldes at kostnadsreduksjoner gjør vindkraft lønnsom uten subsidier i flere land.

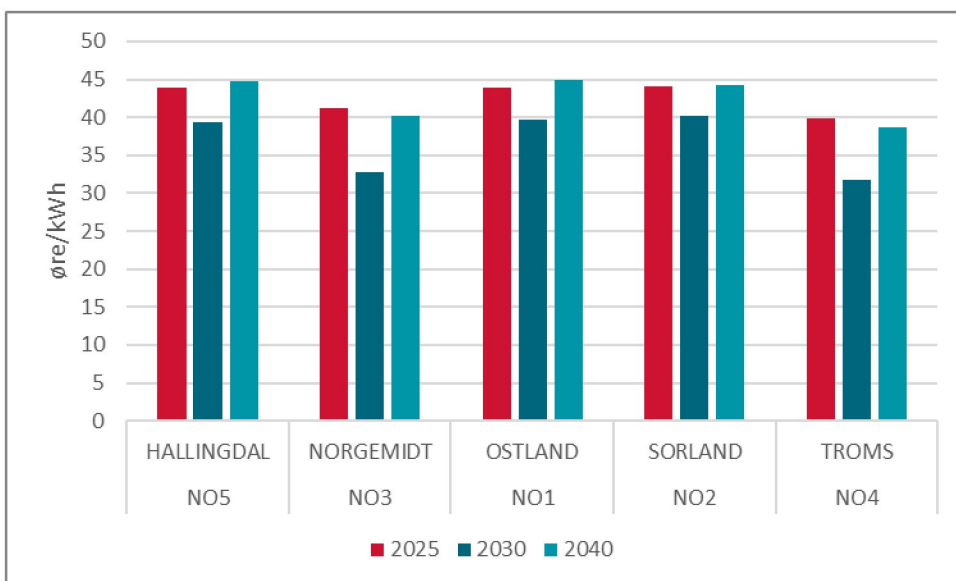
I analysen er det lagt til grunn en relativt stabil utbyggingstakt i Norge, noe som resulterer i at også kraftoverskuddet i Norge vokser jevnt fra i dag til 2040. I Sverige og Danmark er det forutsatt at veksten i vindkraft tar seg opp etter 2025, noe som bidrar til at nordisk kraftoverskudd vokser betydelig mellom 2025 og 2030. Grunnen til at kraftoverskuddet i Norden når en topp i 2030 er at vindkraftkapasiteten bygges opp før kjernekraften fases ut. Etter 2030 faller kraftoverskuddet i Sverige med 12 TWh, i takt med at de eldste kjernekraftverkene tas ut av drift. Flere av de finske kjernekraftverkene når også sin tekniske levetid mellom 2030 og 2040, noe som bidrar til at Finland gjeninntar posisjonen som nettoimportør av kraft i slutten av analyseperioden. Figur 15 nedenfor illustrerer kraftbalansene i hvert av de nordiske landene for de ulike modellårene vi har benyttet i vår analyse.



Figur 15 Utvikling i nordisk kraftbalanse i vårt basisdatasett, Resultater fra Samnetmodellen, gjennomsnitt av alle tilsigsår, TWh

#### 4.4.2 Prisnivå i referansebanen

I vår analyse varierer kraftprisen i Norge mellom 39 og 44 øre/kWh i 2025. Den laveste gjennomsnittsprisen finner vi i Nord-Norge (NO4), mens prisene i Sør-Norge (NO2) vil være 5 øre/kWh høyere. Frem mot 2030 øker kraftoverskuddet i Norden og bidrar til å redusere de norske kraftprisene. I tillegg ser vi en økning i prisforskjellen mellom de norske prisområdene. I 2030 varierer prisene mellom 30 og 40 øre/kWh. Fortsatt er prisene lavest i Nord-Norge, men også Midt-Norge har vesentlig lavere pris enn de sør-norske områdene. Mot 2040 ser vi igjen en økning i kraftprisene. Her er både utfasing av svensk kjernekraft og høyere priser på utslipp viktige forklaringsfaktorer. Prisforskjellen mellom norske prisområder dempes noe, men fortsatt er det gjennomgående lavere kraftpriser i nord enn sør i landet.



Figur 16 Gjennomsnittspriser (øre/kWh) i norske prisområder i ulike modellår, Referansebanen (uten NorthConnect)

**I 2025 vil Norge ha utvekslingskapasitet til England og Tyskland i tillegg til de landene vi har forbindelser til i dag.** Tabell 4 nedenfor viser årlige gjennomsnittspriser for Norge, NO5, NO2<sup>25</sup>, Storbritannia og Tyskland i vår referansebane uten NorthConnect. I våre analyser ligger de tyske kraftprisene nærmere de norske enn de britiske frem til 2030. Etter 2030 viser våre analyser at de tyske prisene nærmer seg de britiske, og i modellåret 2040 ligger tyske priser i gjennomsnitt litt i overkant av de britiske. Både de tyske og britiske prisene ligger i gjennomsnitt over de norske gjennom hele analyseperioden. **Det er imidlertid ikke den gjennomsnittlige prisdifferansen som genererer handelsinntekter, det skjer på bakgrunn av de absolutte prisforskjellene time for time.** Beregner vi gjennomsnittet av den absolutte prisforskjellen, ser vi en noe annerledes utvikling. Når denne verdien øker langs analysehorisonten betyr dette at variasjonen i prisforskjellen blir større. En reduksjon i den gjennomsnittlige prisforskjellen mot Storbritannia betyr ikke at handelen blir mindre verdifull, så lenge variasjonen i prisforskjellen øker.

Tabell 4 Gjennomsnittlige kraftpriser (øre/kWh) i Storbritannia, Norge og i Hallingdal (NO5) i Referansebanen (uten NorthConnect)

	2025	2030	2040
Norge	42,4	36,1	42,0
NO5 (Hallingdal)	43,9	39,3	44,7
NO2 (Sørland)	44,0	40,1	44,3
Tyskland	45,3	44,2	49,8
Storbritannia	52,1	47,1	49,3
Gjennomsnittlig prisdifferanse Storbritannia - NO5	8,2	7,8	4,5
Gjennomsnittlig prisdifferanse Tyskland - NO2	1,3	4,0	5,6
Gjennomsnittlig abs. prisforskjell Storbritannia - NO5	10,1	11,3	12,2
Gjennomsnittlig abs. prisforskjell Tyskland - NO2	5,6	9,9	13,2

Våre modellanalyser viser en nedgang i de britiske kraftprisene fra 2025 til 2030. Den viktigste grunnen til dette er at vi har antatt at CO<sub>2</sub>-prispulvet fjernes ved utgangen av 2025. I tillegg har vi antatt at det bygges flere kabler til Storbritannia fra Kontinentet og Norden, noe som også trekker prisnivået ned. Antakelsen om utbygging av store mengder ny vindkraft i Storbritannia mot 2030 og 2040 gjør at de britiske kraftprisene i enkelte timer blir lave, og er dermed med på å trekke gjennomsnittsprisen ned. Dette motvirkes i slutten av analysehorisonten av en økning i den europeiske kvoteprisen (EU ETS). Overskuddet på den tyske kraftbalansen utvikler seg i motsatt retning av den britiske. Utfasing av både kjernekraft og kullkraft gir en lavere kraftbalanse og et høyere prisnivå. Dette medvirker til at det i modellåret 2040 er større prisforskjell mot Tyskland enn mot Storbritannia.

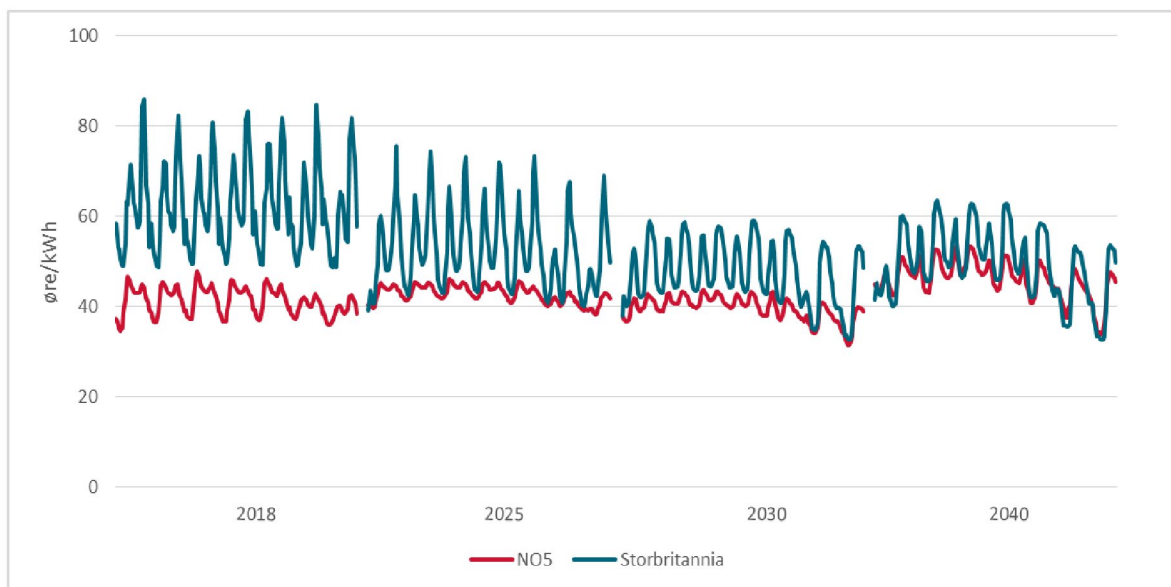
#### 4.4.3 Nærmere om prisforskjellen mellom Norge og Storbritannia i referansebanen

Selv om det i dag observeres store prisforskjeller mellom Norge og Storbritannia, viser vår analyse at det er flere fundamentale forhold som trekker i retning av at den gjennomsnittlige prisforskjellen blir mindre over tid.

<sup>25</sup> Hallingdal er det største modellområdet i NO5 i vår Samnettmodell, og vi bruker gjennomgående resultater fra det prisområdet i vår resultatpresentasjon. Sørland er det største modellområdet i NO2 i vår Samnettmodell

På britisk side forventer vi økt produksjonskapasitet, dvs. høyere kapasitetsmargin, som vil redusere antall timer med høye priser ved høyt kraftforbruk. Som omtalt i avsnitt 4.2, forutsetter vi at det særegne tillegget i den britiske prisen på utslipp faller bort etter at kullkraften er faset ut av det britiske kraftsystemet, dvs. etter 2025. Videre vil etablering av flere mellomlandsforbindelser på samme måte gi større tilgang til energi og bidra til å redusere behovet for kostbar produksjon i topplastverk, dvs. kraftverk som produserer kun i få timer når forbruket er høyt. Vi forventer også at en økende andel vindkraft i det britiske systemet vil gi flere timer hvor den fornybare produksjonen dekker store deler av forbruket, og legger en demper på prisnivået.

Selv om vi forutsetter et kraftoverskudd i Norge og Norden, forventer vi lite endringer i det gjennomsnittlige norske prisnivået frem til 2030. Sterkere integrasjon mot det kontinentaleuropeiske kraftsystemet bidrar til å dempe presset på prisene av stort kraftoverskudd. Når NVE forventer økte priser på brensel og karbon mot 2040, vil det bidra til å løfte norske kraftpriser.



Figur 17 Gjennomsnittlige kraftpriser i Storbritannia og i NO5 per tidsavsnitt gjennom uka i de modellerte modellårene 2025, 2030 og 2040 (uten NorthConnect), samt historiske priser i 2018, Resultater fra Thema-modellen

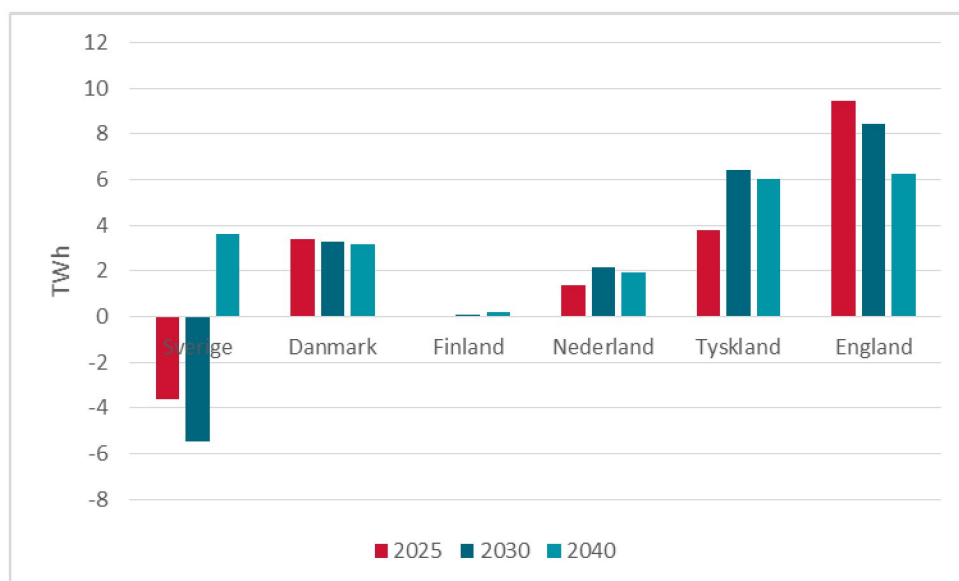
#### 4.4.4 Kraftutveksling

Figur 18 viser hvordan den norske kraftutvekslingen fordeler seg på import og eksport til ulike land uten NorthConnect. Utnyttelsen av de ulike mellomlandsforbindelsene avhenger av prisforholdet mellom landene vi er tilknyttet.



Figur 18 Flytmønster på mellomlandsforbindelser til og fra Norge uten NorthConnect i ulike modellår; TWh

I 2025 har Norge et handelsvolum for kraft på vel 53 TWh. Av dette er vel 33 TWh eksport, mens importvolumet er 17 TWh, noe som gir en norsk nettoeksport på 14 TWh. Forbindelsene fra Norge til land utenfor Norden brukes hovedsakelig til eksport, mens vi har høy import fra Sverige. Vi ser også at kablene mot Kontinentet har noe høyere import enn på forbindelsen til England. Det årlige eksportmønsteret i 2030 ligner det vi ser i 2025, men med et høyere eksportvolum mot Tyskland. Dette motsvares i stor grad av økt import fra Sverige. Langs analysehorisonten ser vi en jevn økning i det handlede volumet. I 2040 er det økt til 58 TWh, hvorav eksporten utgjør 39 TWh, mens det importeres 19 TWh. Dette gir en nettoeksport på 20 TWh, og i dette modellåret er det endringen i utvekslingen mot Sverige som dominerer. Økt eksport og lavere import mot Sverige er et resultat av forutsetningen om redusert kjernekraftproduksjon og etablering av en ny forbindelse fra Sør-Sverige til Tyskland. Figur 19 oppsummerer detaljene i Figur 18 og viser norsk nettoutveksling per land per modellår. Disse endringene i flytmønsteret mellom de ulike modellårene har betydning for hvordan en ny kabel vil bli brukt, og de samfunnsøkonomiske virkningene av kabelen.



Figur 19 Nettoutveksling i referansebanen uten NorthConnect, TWh

Inntektene fra handel med kraft er betydelig. Handelsinntektene på en forbindelse er summen av prisdifferanser multiplisert med handelsvolum i hver time. Norge mottar halvparten av handelsinntektene. Tabellen nedenfor viser hvordan Norges andel av inntektene i NVEs referansebane fordeler seg på ulike handelspartnere. Med våre forutsetninger skapes de største handelsinntektene på kablene til England og Tyskland. Handelen med våre nordiske naboer blir også mer innbringende mot slutten av analyseperioden.

Tabell 5 Handelsinntekter fordelt på handelspartnere i referansebanen uten NorthConnect, Mill.2019 kr

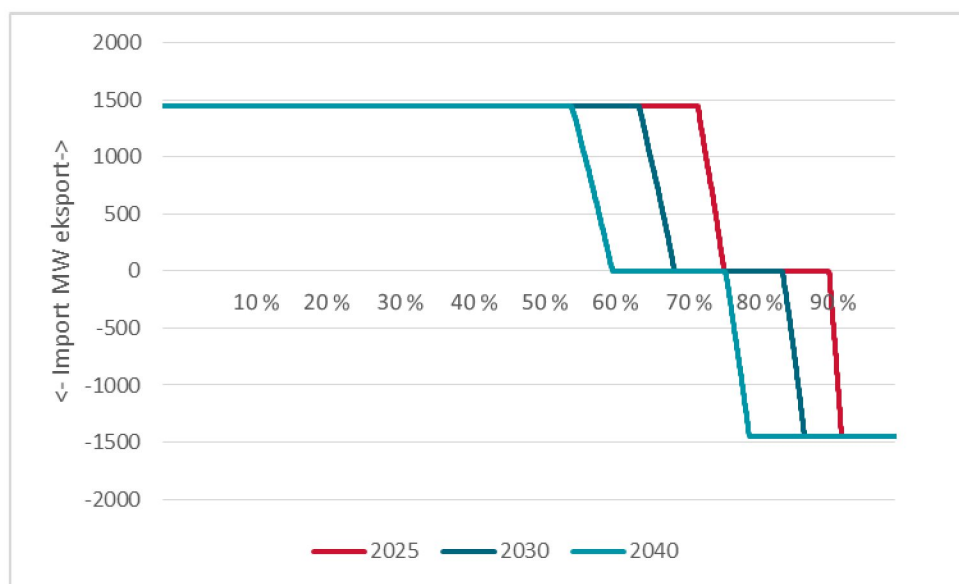
	2025	2030	2040
Sverige	247	465	531
Danmark	254	461	588
Finland	12	15	22
Nederland	190	311	340
Tyskland	276	542	737
England	531	546	629
Sum	1510	2341	2848

## 4.5 NorthConnects virkning på det norske kraftsystemet

### 4.5.1 Eksport og import

**NorthConnect brukes hovedsakelig til eksport i spotmarkedet**, ettersom kraftprisene i Storbritannia i store deler av tiden vil være høyere enn de norske. Økt utvekslingskapasitet mot et høyprisområde fører også til noe mer transitt. Mer transitt betyr at det importeres mer på øvrige forbindelser til Norge som eksporteres videre. Etter hvert som prisforskjellen mellom Storbritannia og Norge blir mindre, vil andel av tiden kabelen brukes til import øke noe. Figur 20 viser ved hjelp av varighetskurver hvor stor andel av tiden kabelen brukes til eksport og import i de ulike modellår.





Figur 20 Varighetskurver for kraftflyt på NorthConnect per modellår, over alle værår.

I vår analyse av en ny mellomlandsforbindelse, gjør vi ingen endringer i produksjonsapparatet eller forbruket av kraft i de ulike landene som inngår i analysen, heller ikke i Norge<sup>26</sup>. Det betyr at den norske kraftbalansen og samlet norsk nettoeksport vil være tilnærmet uendret som følge av en ny mellomlandsforbindelse. Etableringen av NorthConnect vil øke norsk krafteksport, men dette motsvares i stor grad av en økning i import på andre mellomlandsforbindelser. Tabell 6 viser hvilket volum som eksporteres og importeres på NorthConnect, og hvilken endring i flyten dette gir på øvrige mellomlandsforbindelser.

Tabell 6 Eksport og import på NorthConnect per modellår, samt endring på andre forbindelser, TWh

	2025	2030	2040
Eksport NorthConnect	9,5	8,5	7,4
Import NorthConnect	1,0	1,7	2,7
Nettoeksport NorthConnect	8,4	6,8	4,7
Endret eksport øvrige forbindelser	-5,5	-3,8	-5,3
Endret import øvrige forbindelser	2,9	1,6	0,9

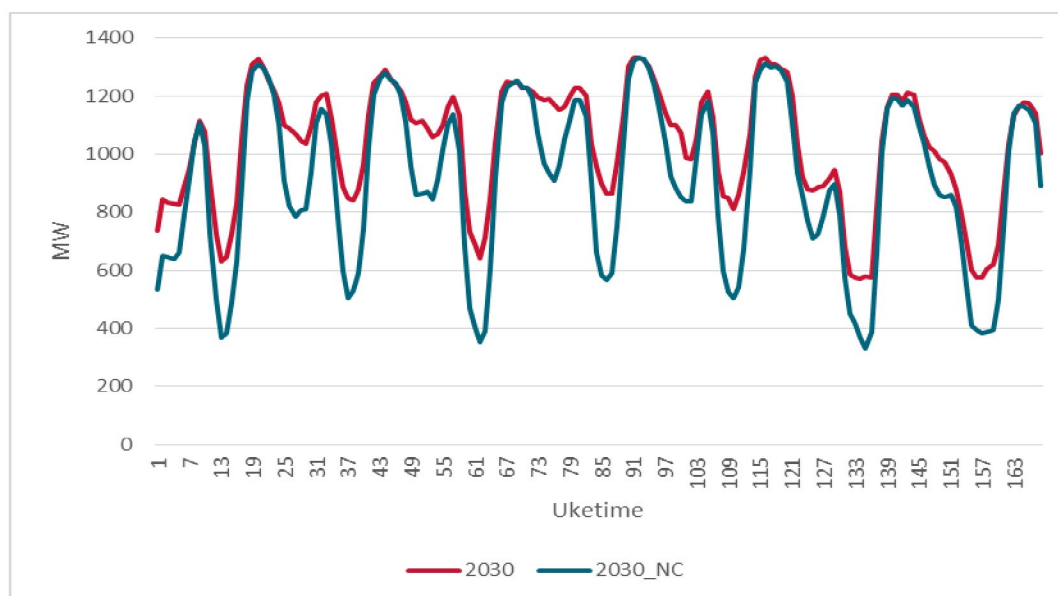
Hvordan endringen i handelsvolumet på andre forbindelser fordeler seg på land og retning er vist i Figur 21 under. Eksporten på alle våre eksisterende forbindelser reduseres i alle modellår, og størst endring er det på forbindelsene til Sverige og Kontinentet. Figuren viser også hvordan NorthConnect bidrar til økt import, og størst endring er det i volumet som importeres fra Sverige.

<sup>26</sup> Endring i prisavhengig forbruk, termisk kraftproduksjon og vanntap er liten.



Figur 21 Endring i kraftutveksling på øvrige forbindelser av NorthConnect per modellår, TWh/år

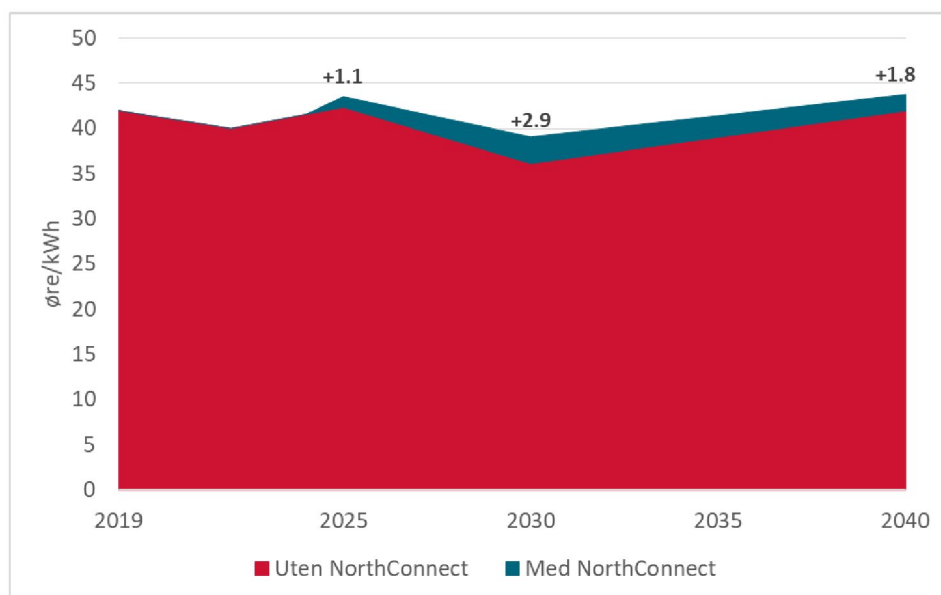
Vi vil fortsatt eksportere fullt på våre eksisterende mellomlandsforbindelser til England og til Kontinentet i de timene hvor prisforskjellen er størst. Dette får vi til ved å øke importen. Det er først og fremst i resten av døgnet at NorthConnect fører til redusert eksport på eksisterende mellomlandsforbindelser.



Figur 22 Gjennomsnittlig eksport gjennom uken på forbindelsen som nå er under bygging til England (NorthSeaLink) i modellåret 2030 med og uten NorthConnect, Resultat fra Thema modellen

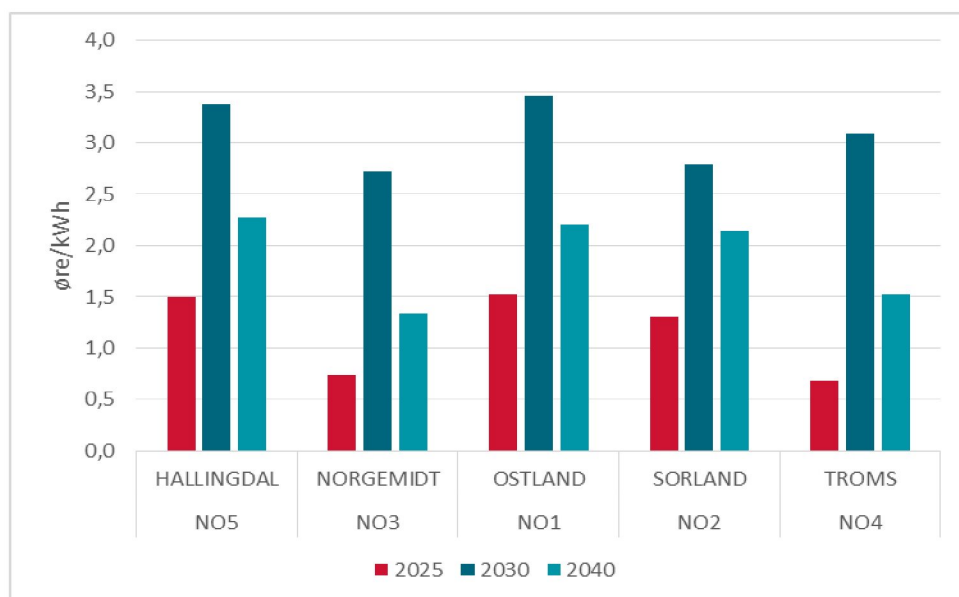
#### 4.5.2 Kraftpriser

I vår referansebane fører NorthConnect til at **kraftprisene i Norge øker med 1-3 øre/kWh i gjennomsnitt**. Størst effekt på norske priser har den nye mellomlandsforbindelsen i 2030. I dette året er prisen i Norge før NorthConnect etableres lavere enn de andre modellårene fordi Norge og Sverige har et stort overskudd av kraft.



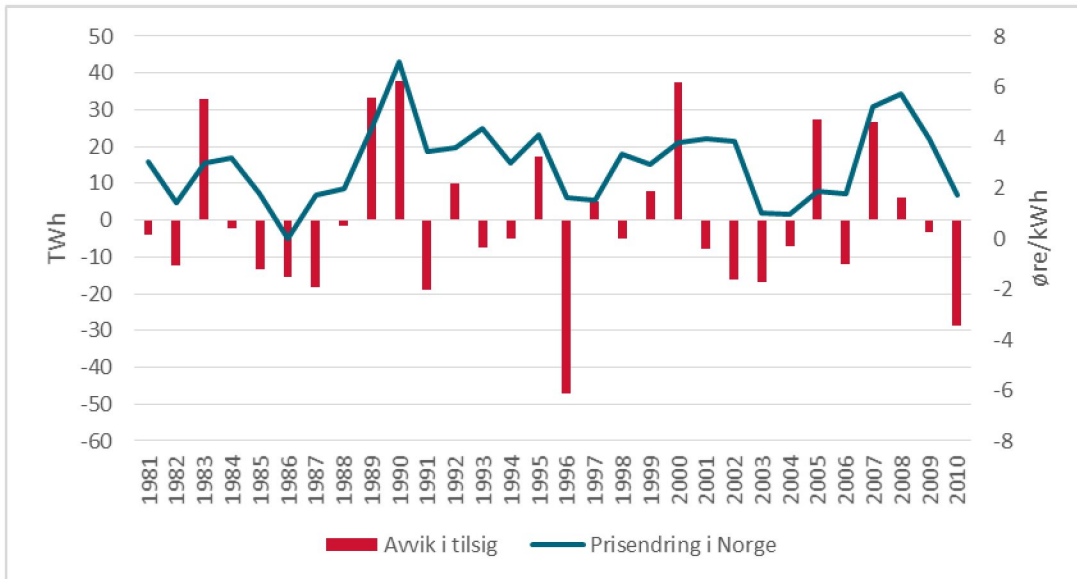
Figur 23 Norsk gjennomsnittlig kraftpris med og uten NorthConnect, øre/kWh, Prisene i årene før 2025 er hentet fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019

Prisøkningen er størst i nærheten av der kabelen tilknyttes. Begrensninger i det norske transmisjonsnett gjør at prisvirkningene blir forskjellig i de ulike prisområdene. Effektene på prisene i de norske spotområdene er vist nedenfor.



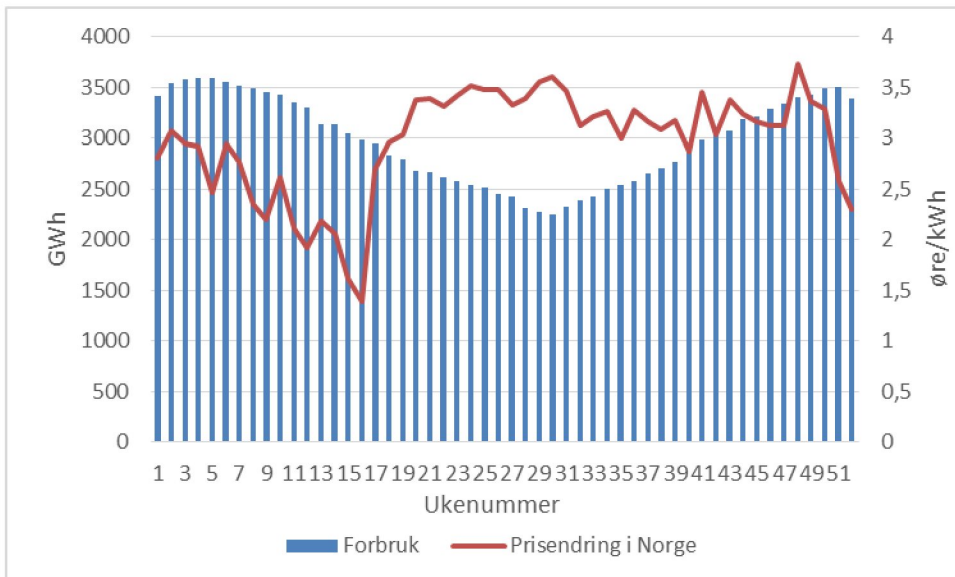
Figur 24 Prisvirkning av NorthConnect i referansebanen i ulike prisområder i Norge. Effekten er større i sør enn i Midt- og Nord-Norge på grunn av nettbegrensninger, øre/kWh.

I vår referansebane øker NorthConnect prisforskjellene mellom ulike områder i Norge i starten og slutten av analyseperioden. Prisene øker mest i år med høy vannkraftproduksjon, hvor prisene relativt lave. Figur 25 viser hvordan den gjennomsnittlige norske kraftprisen endres i 2030 som følge av NorthConnect i ulike værår.



Figur 25 Avvik i normalt tilsig og prisendring i Norge som følge av NorthConnect i ulike værår (1981-2010), modellår 2030

Vi ser også at prisendringen varierer over året. Figur 26 viser at prisene øker mer på sommeren når forbruket er relativt lavt, enn på vinteren. Med økende kraftoverskudd, vil uregulert vannkraftproduksjon på sommerstid gi lave priser i Norge. Ved økt handelskapasitet kan mer av denne produksjonen som ikke kan lagres, eksporteres og hindre at prisene i Norge blir veldig lave.



Figur 26 Prisendring i Norge som følge av NorthConnect gjennom året – holdt opp mot forbruksprofil for Norge for modellår 2030

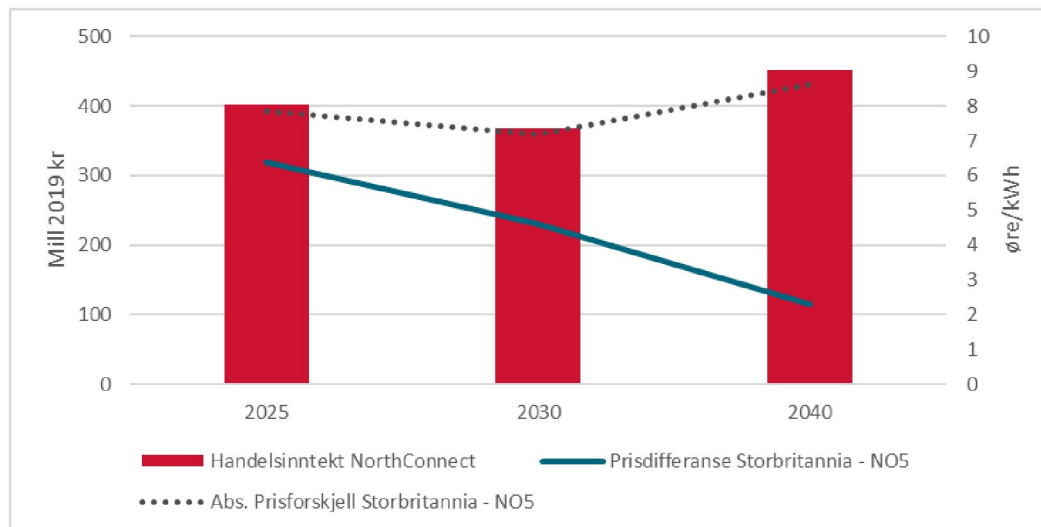
Økte kraftpriser i Norge vil redusere prisforskjellen mot våre handelspartnere, alt annet like. Tabell 7 nedenfor viser hvordan den gjennomsnittlige prisforskjellen og den absolutte prisforskjellen reduseres mellom Hallingdal og Storbritannia som følge av NorthConnect i NVEs referansebane.

Tabell 7 Gjennomsnittlige prisforskjeller mellom Hallingdal (NO5) og Storbritannia, øre/kWh

		Uten NorthConnect	Med NorthConnect	Endring
2025	Prisforskjell	8,2	6,4	-1,8
	Absolutt prisforskjell	10,1	7,8	-2,3
2030	Prisforskjell	7,8	4,6	-3,2
	Absolutt prisforskjell	11,3	7,2	-4,2
2040	Prisforskjell	4,5	2,3	-2,2
	Absolutt prisforskjell	12,2	8,6	-3,6

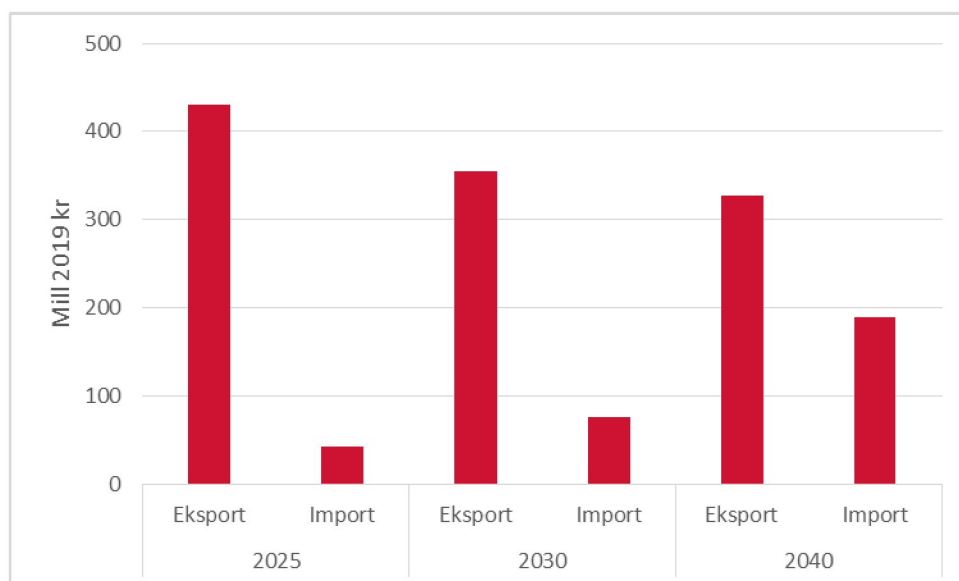
#### 4.5.3 Handelsinntekter

Handelsinntektene fra døgnet (flaskehalsinntekter minus tap) beregnes ut fra den absolutte prisforskjellen time for time multiplisert med volumet som transporteres gjennom kabelen. NorthConnect genererer store handelsinntekter. I våre analyser blir gjennomsnittsprisen likere i Norge og Storbritannia i fremtiden, men den absolutte prisforskjellen viser ikke samme utvikling. Fra 2025 til 2030 reduseres den absolutte prisforskjellen noe, og bidrar til å forklare nedgangen i handelsinntektene. Fra 2030 til 2040 ser vi at den absolutte prisdifferansen igjen øker og bidrar til økt gevinst av handel.



Figur 27 Handelsinntekter på NorthConnect, mill. 2019 kr og prisforskjell mellom Storbritannia og NO5 (Hallingdal) per modellår

Vi ser også at importinntektene på kabelen øker sin andel av samlede inntekter gjennom analyseperioden. Dette kommer av at det oppstår flere timer med lav kraftpris i Storbritannia, når det er høy produksjon av vindkraft.



Figur 28 Flaskehalsinntekter (handelsinntekter inkludert tap) på NorthConnect fordelt på handels retning, Mill. 2019 kr

Som vist i Tabell 6, reduserer NorthConnect volumet som handles på eksisterende mellomlandsforbindelser. I våre analyser **reduserer NorthConnect også handelsinntektene på andre mellomlandsforbindelser**. Så lenge Storbritannia har et høyere prisnivå enn de øvrige landene Norge er tilknyttet, er det mer gunstig å eksportere dit enn til andre land. Selv om det er liten reduksjon i eksportvolumet i timene med størst prisforskjell på de andre forbindelsene, vil NorthConnect redusere eksporten på de andre kablene i de øvrige timene vi har eksport på NorthConnect og andre forbindelser. Redusert handelsvolum gir reduserte handelsinntekter på andre forbindelser. I tillegg gjør prisvirkningen av NorthConnect at prisforskjellen mellom Norge og Kontinentet blir mindre. Dette trekker også handelsinntektene på de andre mellomlandsforbindelsene i samme retning. Tabellen nedenfor viser hvordan NorthConnect reduserer handelsinntektene på andre forbindelser i ulike modellår.

Tabell 8 Endring i handelsinntekter på andre mellomlandsforbindelser per modellår, fordelt på land vi er tilknyttet, mill. 2019 kr

	2025	2030	2040
Sverige	-11	-22	-68
Danmark	-56	-141	-124
Finland	0	0	0
Nederland	-27	-80	-82
Tyskland	-56	-169	-158
England	-131	-215	-209
Sum	-280	-628	-640

#### 4.5.4 Bruk av transmisjonsnettet

NorthConnect endrer kraftflyten i det norske transmisjonsnettet. Uten NorthConnect, ser vi i vår analyse at det overføres mye kraft fra Vestlandet, Midt-Norge og Nord-Norge mot mellomlandsforbindelsene på Sørlandet, og til forbruket på det sentrale Østlandsområdet. I tillegg ser vi i perioder høy kraftoverføring fra øst til vest i Sør-Norge og videre sørover. Dette gjelder særlig i 2030, når vi har høy import fra Sverige, som følge av antakelsen om stort kraftoverskudd.

Ettersom NorthConnect i hovedsak er en eksportkabel, vil den trekke mye kraftflyt mot Sima. Som vist i avsnitt 4.5.1 er netto eksport fra Norge omtrent uforandret før og etter at NorthConnect bygges. Eksporten på NorthConnect fører altså til at vi eksporterer mindre på de andre forbindelsene til utlandet, mens vi importerer noe mer. Dette påvirker kraftflyten i transmisjonsnettet.

NorthConnect fører til at kraftflyten fra Nord- og Midt-Norge mot Sima øker. Dette kommer av at mye kraft eksporteres fra Sima til Storbritannia, noe som øker importen fra Nord-Sverige, mens eksporten til Sverige blir lavere. Videre blir det lavere kraftflyt fra Vestlandet til Østlandet, over transmisjonsnettsledningene i Hallingdal. Forbruket på Østlandet dekkes i større grad av svensk import og overføring fra Telemarksområdet, noe som øker kraftflyten østover på kraftledningene fra Telemark, og reduserer kraftflyten i motsatt retning.

Kraftflyten sørover fra Vestlandet mot Sørlandet blir lavere med NorthConnect, ettersom deler av eksporten på mellomlandsforbindelsene fra Sørlandet erstattes med eksport på NorthConnect.

Hvordan NorthConnect påvirker de interne flaskehalsinntektene, avhenger både av flaskehalsene i nettet uten kabelen, hvordan kabelen påvirker kraftflyten, og hvilken prisvirkning kabelen gir. I sum øker NorthConnect de interne flaskehalsinntektene i Norge, men virkningen varierer mellom modellårene.

NorthConnect fører til at flere flaskehals nord for tilknytningspunktet for kabelen forsterkes, både som følge av prisvirkningen kabelen gir, og som følge av at kraftflyten øker fra Nord- og Midt-Norge mot Sima. Vi ser blant annet økt flaskehals på de to forbindelsene som går sørover fra Sogndal, det såkalte Sognefjordsnittet. I starten av analyseperioden (2025) ser vi også en økt flaskehals mellom Trøndelag og Møre. Antakelse om økt nettkapasitet her, fra og med 2030, gjør at vi ikke ser denne virkningen fra 2030 og utover. Vi ser også at flaskehalsen mellom Møre og Østlandet forsterkes, noe som først og fremst skyldes at NorthConnect gir større prisøkning i Sør-Norge enn i Midt-Norge.

Sør for Sima bidrar NorthConnect til at flere flaskehals blir mindre. Blant annet blir flaskehalsen mellom dagens prisområder NO5 og NO2 mindre, altså på kraftledningen mellom Samnanger og Mauranger. Vi ser også at North Connect reduserer flaskehalsen på kraftledningene mellom NO1 og NO2.

Virkningen NorthConnect har på de interne flaskehalsinntektene avhenger blant annet av hvilke antakelser vi gjør om utbygging av produksjon, endringer i forbruk, og plasseringen i dette. I 2030 har NorthConnect en særlig positiv virkning på flaskehalsene i Sør-Norge, ettersom vi har antatt et stort kraftoverskudd i Norden, som skaper flaskehals i Sør-Norge, både vestover og sørover. NorthConnect fører da til at de totale flaskehalsinntektene i Norge blir lavere, til tross for at flere flaskehals nord for Sima forsterkes. I våre analyser reduserer NorthConnect det fysiske tapet i nettet, men fordi norske kraftpriser går opp, får vi som resultat at kostnadene knyttet til **overføringstap øker.**

#### 4.6 Andre inntektsmuligheter for NorthConnect – deltakelse i kapasitetsmekanismen

En kapasitetsmekanisme er et virkemiddel som skal sikre tilgjengelig kapasitet til å dekke et behov frem i tid. Det brukes gjerne auksjoner hvor deltakere, som kan være kraftverk, mellomlandsforbindelser eller tilbydere av forbruksreduksjon, byr inn sin kapasitet og hvilken pris de krever for å være tilgjengelig i en gitt tidsperiode. De som vinner auksjonen, får da en betaling (kapasitetsbetaling) i tillegg til inntekter fra øvrige markeder. En av flere årsaker til at land innfører kapasitetsmekanismer er manglende lønnsomhet i nyinvesteringer. Flere land har opplevd fallende engrospriser de senere årene. Dette skyldes økt tilgang på subsidiert ny fornybar kraftproduksjon, moderat forbruksvekst og god kapasitetsmargin. Fallende engrospriser har også gitt kort brukstid på

eksisterende regulerbare kraftverk. Dette påvirker lønnsomheten og gjør at mange kraftverkseiere vurderer å legge ned. For rask utfasing av eksisterende produksjon kan gi svakere forsyningssikkerhet og øke faren for avbrudd.

Storbritannias kapasitetsmarked er en del av Elektrisitetsmarkedsreformen (EMR) som ble vedtatt i 2012. Kapasitetsmarkedet omtales som "market wide", og har vært åpen for produksjonsteknologier<sup>27</sup>, mellomlandsforbindelser og aktører som tilbyr etterspørselsfleksibilitet. Det er myndighetene som bestemmer hvilket volum som skal sikres gjennom kapasitetsmarkedet. Dette skjer på bakgrunn av analyser og anbefalinger utført av den britiske sentralnettoperatoren (National Grid). Aktører som blir godkjent som deltakere i kapasitetsmarkedet tildeles en kontrakt på ett år. Deltakelse i kapasitetsmarkedet forhindrer ikke deltakelse i døgnmarkedet.

Gjennom leveranseåret, som går fra 1.10 til 31.9, må alle aktører i kapasitetsmarkedet levere sin forpliktelse ved behov. Dersom det oppstår forventinger om knapphet på energi/effekt, varsler systemoperatoren markedet via en melding (CapacityMarketWarning). Det er ingen individuell varslings, og deltakere i kapasitetsmarkedet har 4 timer på å justere forbruk/produksjon slik at de kan levere sitt avtalte volum. Dersom de ikke klarer å oppfylle sine forpliktelser, vil de få en bot. Boten vil være individuelt fastsatt, og bli beregnet som en funksjon av deltakerens inntekter fra kapasitetsmarkedet.

Etter et opphold i auksjonene fordi det ble reist spørsmål om det britiske kapasitetsmarkedet var i tråd med EU-regelverk for statsstøtte, planlegges nå nye auksjoner. Det er usikkert i hvor mange år fremover i tid britiske myndigheter ser seg tjent med å ha en kapasitetsmarked. Ytterligere usikkerhet er knyttet til hvordan Storbritannia vil forholde seg til bestemmelsene i Ren Energipakke etter en eventuell uttreden av EU. I Ren Energipakke har EU innført en begrensning på antall år mellomlandsforbindelser kan delta direkte i andre lands kapasitetsmarkeder. Det legges imidlertid opp til at andre markedsaktører (eiere av produksjonskapasitet, tilbydere av etterspørselsreduksjoner) kan delta i andre lands kapasitetsmarkeder, forutsatt at det er nettforbindelse mellom landene. Da vil denne inntekten kunne tilfalle norske kapasitetstilbydere. Flere vurderinger av kapasitetsmekanismen er gjort i avsnitt 7.4.2.

I våre analyser har vi valgt å legge til grunn at NorthConnect kan delta i et fremtidig kapasitetsmarked, men med et betydelig lavere inntektsbeløp enn NC opererer med i sin søknad. Vi har tatt utgangspunkt i resultatene fra de auksjonene som er avholdt, se Tabell 9<sup>28</sup>, og antatt at NorthConnect kan oppnå gjennomsnittet av den høyeste og den laveste prisen som er oppnådd i de 4 avholdte auksjonene, **15,45 £/kW**<sup>29</sup>. Dette gir et inntektspotensial **på 88 mill. kr årlig**. For å bli godkjent for deltakelse i mekanismen må NC gjennom en prekvalifiseringsprosess, hvor de blir tildelt en tilgjengelighetsfaktor. Vi har benyttet en **tilgjengelighetsfaktor på 75 prosent**.

<sup>27</sup> Teknologier som allerede mottar subsidier (fornybar produksjon) har ikke adgang til å delta.

<sup>28</sup>T-4 auksjoner. Disse auksjonene skal sikre tilgjengelig produksjonskapasitet 4 år frem i tid, derfor betegnelsen

<sup>29</sup> £=10,84Nok



Tabell 9 Oppnådde auksjonspriser i Storbritannias kapasitetsmarked (T-4 auksjoner). Kilde National Grid

Auksjonsår T-4	Leveringsår	£/kW
2014	18/19	19,4
2015	19/20	18
2016	20/21	22,5
2017		
2018	21/22	8,4

Vi har valgt en **levetid på 20 år i vår referansebane**, som tilsvarer en neddiskontert verdi på **1195 mill. kr**. Dersom regelverket knyttet til deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet endres, slik at utenlandsforbindelser ikke lenger får mulighet til å delta, **kan** den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet reduseres tilsvarende. Dette er nærmere vurdert i avsnitt 4.10.1.

#### 4.7 NorthConnect er sannsynligvis samfunnsøkonomisk lønnsom

På bakgrunn av de prissatte konsekvensene er NVEs vurdering at **NorthConnect sannsynligvis er samfunnsøkonomisk lønnsom**. I vår referansebane viser det samfunnsøkonomiske regnestykket et overskudd på 8,5 mrd. kr i netto nåverdi. Det forventes at den britiske kraftprisen jevnt over vil være høyere enn den norske i årene som kommer, noe som gir gode handelsinntekter på forbindelsen. I tillegg vil norske kraftprodusenter tjene på at kraftprisen i Norge øker når ytterligere en mellomlandsforbindelse er på plass.

 Tabell 10 Overordnede størrelser for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect, NNV mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)<sup>30</sup>

Resultatpost	Mill.kr
Endring i spothandelsnytte	19 920
Inntekter fra kapasitetsmarkedet	1 195
Investeringskostnader	-8 322
Drift og vedlikehold	-983
Endring i systemdriftskostnader	-2 539
Endring i transittkostnader	-786
Samfunnsøkonomisk lønnsomhet	8 485

Det er endring i spothandelsnyttens som beregnes ved hjelp av kraftsystemmodellene. Tabell 11 viser flere detaljer fra beregningen av spothandelsnyttens, mens Tabell 12 nedenfor viser tall for spothandelsnyttens per modellår.

Selv om det nedenfor angis verdier på ulike komponenter i det samfunnsøkonomiske regnestykket, er det viktig å understreke at det er summen av nytteendringene som avgjør om prosjektet er lønnsomt. I våre analyser er det 3 aktører; netteiere, produsenter og konsumenter, og vi opererer med konsumentoverskudd, produsentoverskudd og overskudd til netteier (handelsinntekter). Fordelingen mellom netteier på den ene siden, og konsumenter og produsenter på den andre siden vil påvirkes av hvor detaljert nettet er representert i analysen, jamfør omtalen ovenfor.

<sup>30</sup> De ulike kostnadspostene som ikke inngår i spothandelsnyttens er vurdert i kapittel 5.

Tabell 11 Samfunnsøkonomiske resultatposter for spothandelsnytte, NNV mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

Resultatpost	Referansebanen
Handelsinntekter NorthConnect	8342
Endring i produsentoverskudd	86374
Endring i konsumentoverskudd	-63558
Endring i handelsinntekter andre forbindelser	-11617
Endring i interne flaskehalsinntekter	1768
Endring i nettap	-1388
Endring i spothandelsnytte	19920

Tabell 12 Samfunnsøkonomiske størrelser for spothandelsnyttene per modellår, mill. 2019 kr

Resultatpost	2025	2030	2040
Handelsinntekter NorthConnect	401	368	452
Endring i produsentoverskudd	2387	5721	4174
Endring i konsumentoverskudd	-1931	-4464	-2906
Endring i handelsinntekter andre forbindelser	-280	-628	-640
Endring i interne flaskehalsinntekter	185	-22	121
Endring i nettap	-45	-123	-51
Endring i spothandelsnytte	717	852	1151

Boks 1 Forklaring av utvalgte komponenter i det samfunnsøkonomiske regnestykket

**Handelsinntekter** er her definert som flaskehalsinntekt fratrukket kostnaden for overføringstap på forbindelsen (**nettap**). **Flaskehalsinntekt** beregnes som prisforskjell mellom to områder ganget med handlet volum på en forbindelse i en gitt periode, eksempelvis en time.

**Nettap** er verdien av det volumet av kraft som tapes i transport gjennom transmisjonsnettet. Dette volumet må kjøpes inn av netteier og inngår som en kostnad i det samfunnsøkonomiske regnskapet. Dersom utgiftene til nettap øker som en konsekvens av NorthConnect, betyr det at *verdien* av volumet som går tapt er høyere.

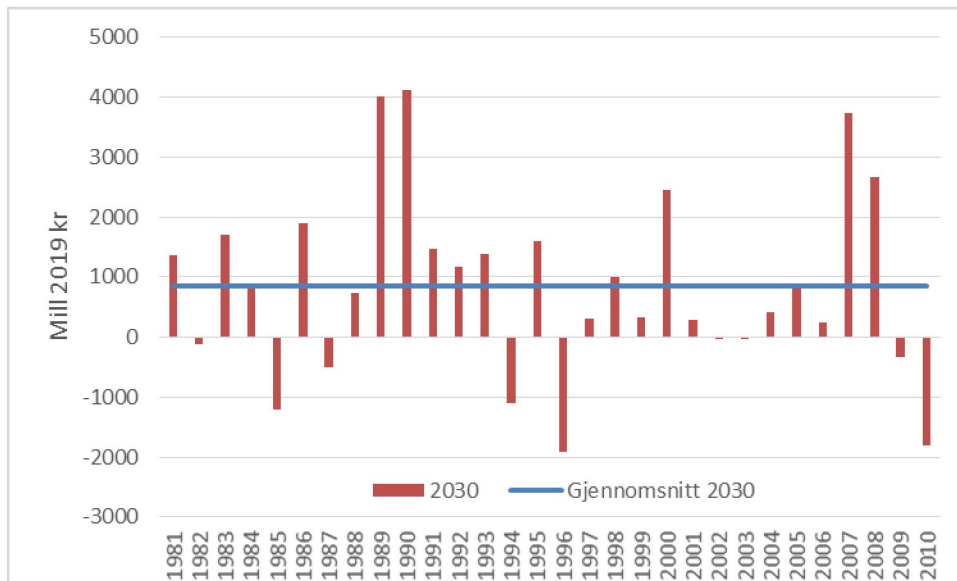
**Interne flaskehalsinntekter** er en handelsinntekt uten korreksjon for tap, og oppstår når det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet i sentralnettet til å utjevne prisforskjeller mellom ulike geografiske områder i Norge. Netteier kjøper da kraft i et område med overskudd med lav pris og selger kraften i området med underskudd og høy pris. I våre analyser øker prisforskjellene i Norge og bidrar til å øke denne inntektsposten.

Prisen i kraftmarkedet må være så høy at den dekker kostnaden til siste enheten som må produsere for å dekke forbruket. Alle produsenter med lavere produksjonskostnad enn den siste (marginale enhet) vil få en del av **produsentoverskuddet**, som er definert som differansen mellom produksjonskostnader og kraftpris summert for alle produsenter. Når endringen i produsentoverskuddet er positivt, øker forskjellen mellom samlet produksjonskostnad og salgsværdien av produksjonen.

Blant de som kjøper kraft vil det være noen konsumenter som er villig til å betale mye mer for kraften og noen er villig til å betale litt mer. Forskjellen mellom betalingsviljen for kraft og prisen som kraften kjøpes for, summert for alle konsumenter utgjør **konsumentoverskuddet**. Når endringen i konsumentoverskuddet er negativt, reduseres forskjellen mellom samlet betalingsvilje og samlede kjøpskostnader.

For gjennomgang og forklaring av de øvrige kostnadselementene se kapittel 5.

Vi ser i våre analyser at variasjonene i værår har stor betydning for resultatene. Med en styrket norsk kraftbalanse blir norske priser lave i år med mye nedbør og høy vindkraftproduksjon. I slike år blir prisdifferansen mot våre handelspartnere stor. Hvilke tilsigsår som inntreffer i løpet av analyseperioden er viktig for det samfunnsøkonomiske regnestykket. Figur 29 viser endringen i spothandelsnytte av NorthConnect i modellåret 2030 over alle værår i NVEs referanseperiode (1981-2010).



Figur 29 Spotmarkedsvirkninger av NorthConnect i alle værår for modellåret 2030, mill. 2019 kr

#### 4.8 Fordelingseffekter i Norge

**En endring i kraftpris fører til at noen aktører får økte kostnader, mens andre får økte inntekter. Vi kaller dette fordelingseffekter. Når kraftprisen øker vil norske forbrukere få høyere kostnad, mens norske kraftprodusenter vil få økte inntekter. I tillegg viser våre analyser at NorthConnect reduserer Norges samlede handelsinntekter mot utlandet. Dette gir lavere inntekter til Statnett som eier av øvrige forbindelser, noe som kan medføre økt nettleie.**

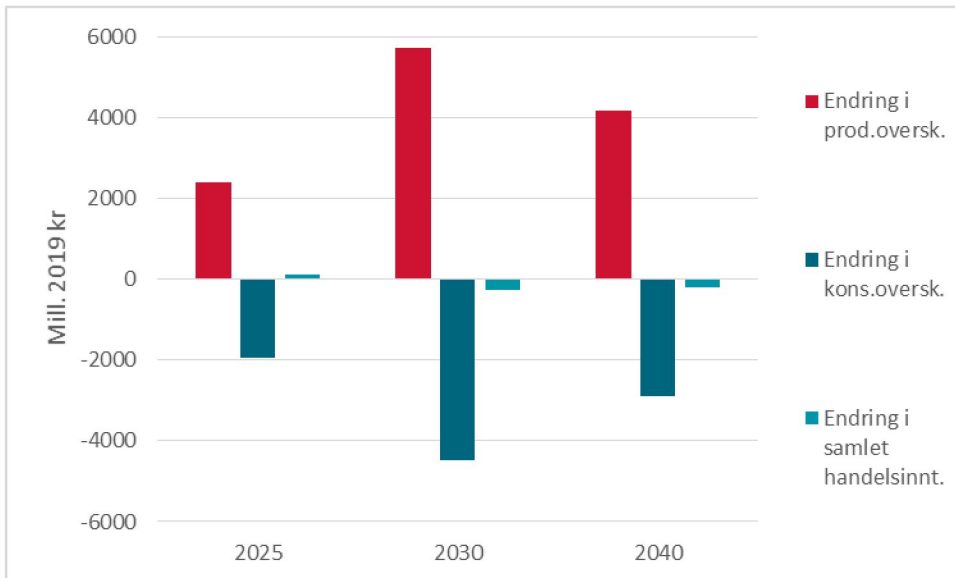
Den samfunnsøkonomiske analysen rangerer ikke ulike fordelinger, dvs. analysen har ingen formening om 1 krone mer til produsentene eller netteiere, er bedre enn 1 krone mer til konsumentene. Tabell 11 ovenfor viste kapitaliserte spotmarkedsvirkninger av NorthConnect i vårt basisdatasett over analyseperioden, og disse kan brukes til å illustrere ulike fordelingseffekter.

I analysen nedenfor er det ikke tatt hensyn til at majoriteten av norske vannkraftverk er offentlig eid. Norske kommuner, fylkeskommuner og staten vil gjennom sitt eierskap kunne hente inn overskuddet i fra norsk vannkraftproduksjon og bruke dette til å finansiere offentlige tjenester.

##### 4.8.1 Produsenter tjener, konsumenter og netteiere taper

**En ny forbindelse fra Norge til et land med et gjennomgående høyere prisnivå, vil gi noe smitte over på norske priser.** Slik er det også med etableringen av NorthConnect. Når det i våre analyser opereres med et kraftoverskudd i Norge, vil en prisøkning gi større endring i produsentoverskuddet enn reduksjon i konsumentoverskuddet. **Økningen i produsentoverskuddet** er viktig for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av en ny forbindelse mellom Norge og Skottland. Det

representerer en verdiøkning på all norsk kraftproduksjon. Norske **forbrukere av kraft får høyere kostnader**. I første omgang betyr det at alle som bruker kraft enten som innsatsvare i produksjon av varer og tjenester eller til oppvarmingsformål i bygg, må bruke en større del av inntekten til å dekke utgifter til kraftkjøp, dersom de ønsker å opprettholde sitt forbruk av kraft. Som nevnt i 4.2, viser ikke vår kraftsystemanalyse hvilke tilpasninger industri, annen næringsvirksomhet og husholdninger, vil foreta som en reaksjon på økte kraftkostnader.



Figur 30 Endring i produsent-, konsumentoverskudd og samlet endring i samlet handelsinntekter av NorthConnect, for ulike modellår, mill. 2019 kr

#### 4.8.2 Handelsinntekter på NorthConnect og tap i handelsinntekter på andre forbindelser

Våre analyser viser at handelsinntektene på NorthConnect går på bekostning av inntektene på eksisterende mellomlandsforbindelser og de som er under bygging. Dette skyldes at prisøkningen som følge av **NorthConnect reduserer prisforskjellene mellom Norge og de øvrige handelspartnere, noe som gir lavere handelsinntekter**. Årsaken til at de samlede handelsinntektene reduseres, skyldes at det handlede volumet på eksisterende forbindelser er betydelig større enn det volumet som handles på NorthConnect. Når de «taper» 1-3 øre/kWh i prisforskjell mot sine handelspartnere, vil verdien av denne handelen reduseres mer enn inntekten fra NorthConnect.

Tabell 13 Handelsinntekter på NorthConnect og endringer i inntekter på andre forbindelser ut av Norge per modellår (Mill. 2019 kr)

	2025	2030	2040
Handelsinntekter NorthConnect	401	368	452
Endring i handelsinntekter andre forbindelser	-280	-628	-640
Endring i samlet handelsinntekt på mellomlandsforbindelser	121	-260	-188

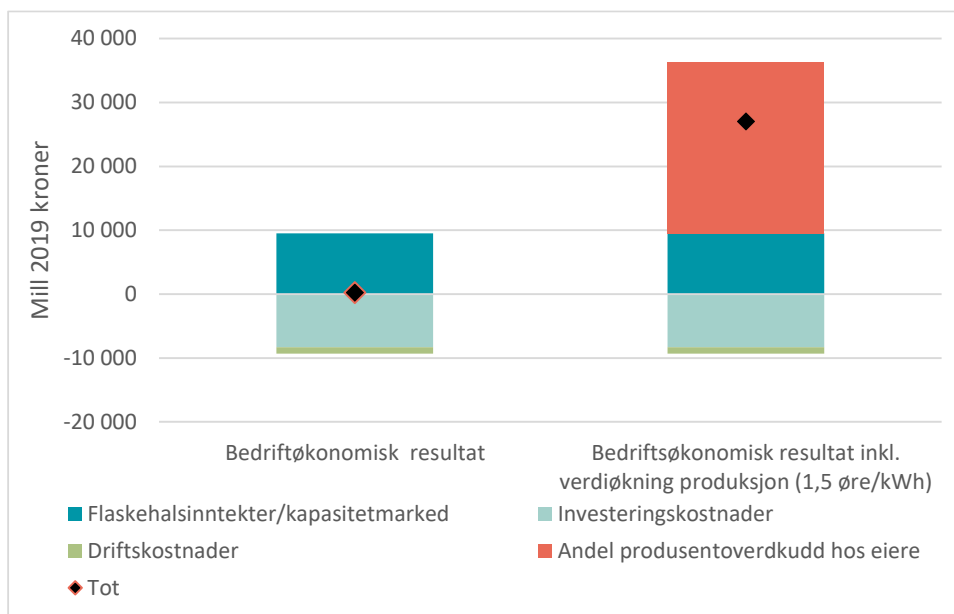
Tapet på andre mellomlandsforbindelser kan for det første sees på som en omfordeling mellom Statnett og Statnetts kunder på den ene siden, og eiere av dette kabelprosjektet på den andre. Våre modellanalyser tallfester ikke konsekvensene av at Statnett får reduserte inntekter, men i avsnitt 4.8.4 nedenfor er virkningene på nettleien estimert. For at Statnett skal hente inn sin tillatte inntekt, vil et

slikt fall i handelsinntekter kunne medføre en økning i nettleien – som påvirker alle kunder tilknyttet nettet i Norge.

I kapittel 8 foreslås det en modell for regulering av handelsinntektene på NorthConnect. Vurderingen av hvor mye av handelsinntektene NC får beholde, tar utgangspunkt i at kabelprosjektet kan bli bedriftsøkonomisk lønnsomt. En estimering av fordelingen av handelsinntekter mellom Statnett og eierne av NC, vil avhenge av hvilke inntektsscenarioer man legger til grunn. I NVEs referansebane vil den foreslåtte reguleringen ikke medføre overføring av inntekter til Statnett innenfor reguleringsperioden på 25 år. Den foreslåtte inntektsreguleringen og mulige fordelingseffekter som følger av denne omtales nærmere i avsnitt 8.11.

#### 4.8.3 Bedriftsøkonomisk vs. samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Våre analyser viser at tiltaket trolig ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt, dersom det på inntektssiden kun tas hensyn til handelsinntektene. Etter vår vurdering er det ikke først og fremst inntektene på forbindelsen som representerer den økonomiske gevinsten for NC, men den verdiøkningen som skjer på kraftproduksjon gjennom den prisøkningen kabelen gir. Dette har vi forsøkt å illustrere i figuren nedenfor. Den viser hvilken verdiøkning ett og et halvt øre – 1,5 - øre/kWh har på et produksjonsvolum på 90 TWh, som er et grovt anslag på årlig produksjon fra selskapene som står bak NorthConnect. Selv om vi ikke kan beregne en slik verdiøkning på eierens hånd på en presis måte, kan det tjene til å vise forholdet mellom de ulike (forventede) inntektsstrømmene. Produksjonen i det svenske selskapet Vattenfall utgjør 75 prosent av det samlede volumet. Det betyr at størsteparten av verdiøkningen illustrert under ikke inngår i det norske samfunnsøkonomiske regnestykket.



Figur 31 Anslag på bedriftsøkonomisk lønnsomhet med og uten verdiøkning på eierens kraftproduksjon, NNV med levetid 40 år og 4 % kalkulasjonsrente i 2019 kr

#### 4.8.4 Påvirkning på nettleie

NVE har gjort anslag på endringer i nettleien som følge av NorthConnects virkning på Statnetts inntekter og kostnader. Med utgangspunkt i vår referansebane og et norsk kraftforbruk på 157 TWh i snitt over 40 år, beregner vi en årlig økning i nettleie som følge av reduserte inntekter fra Statnetts eksisterende forbindelser, interne flaskehalser og nettap på omtrent 0,4 øre/kWh. Dersom Statnett også

må dekke systemdrift- og transittkostnader blir økningen på omtrent 0,5 øre/kWh. Regnestykkene er ikke fordelt på kundegrupper, men gir en pekepinn på tariffvirkningenes størrelsesorden. I dette anslaget er det ikke tatt hensyn til at inntekter på NorthConnect vil påvirke nettleien.

Som vi viser ovenfor, vil handelsinntektene i NVEs referansebase være lavere enn kostnadene knyttet til kabelen. Handelsinntektene vil derfor ikke gi noen overføring til Statnett som muliggjør en reduksjon i transmisjonsnettstariffen (nettleien) basert på disse inntektene. I inntektsreguleringen som foreslås i kapittel 8, vil kabelen overføres til Statnett etter 25 år. Handelsinntekter på kabelen etter dette, vil i stor grad komme det norske fellesskapet til gode, fordi kabelinvesteringen da er avskrevet. I avsnitt 8.11 gis det en oversikt over nåverdien av inntekter som kan komme fellesskapet til gode i ulike inntektsbaner etter år 25.

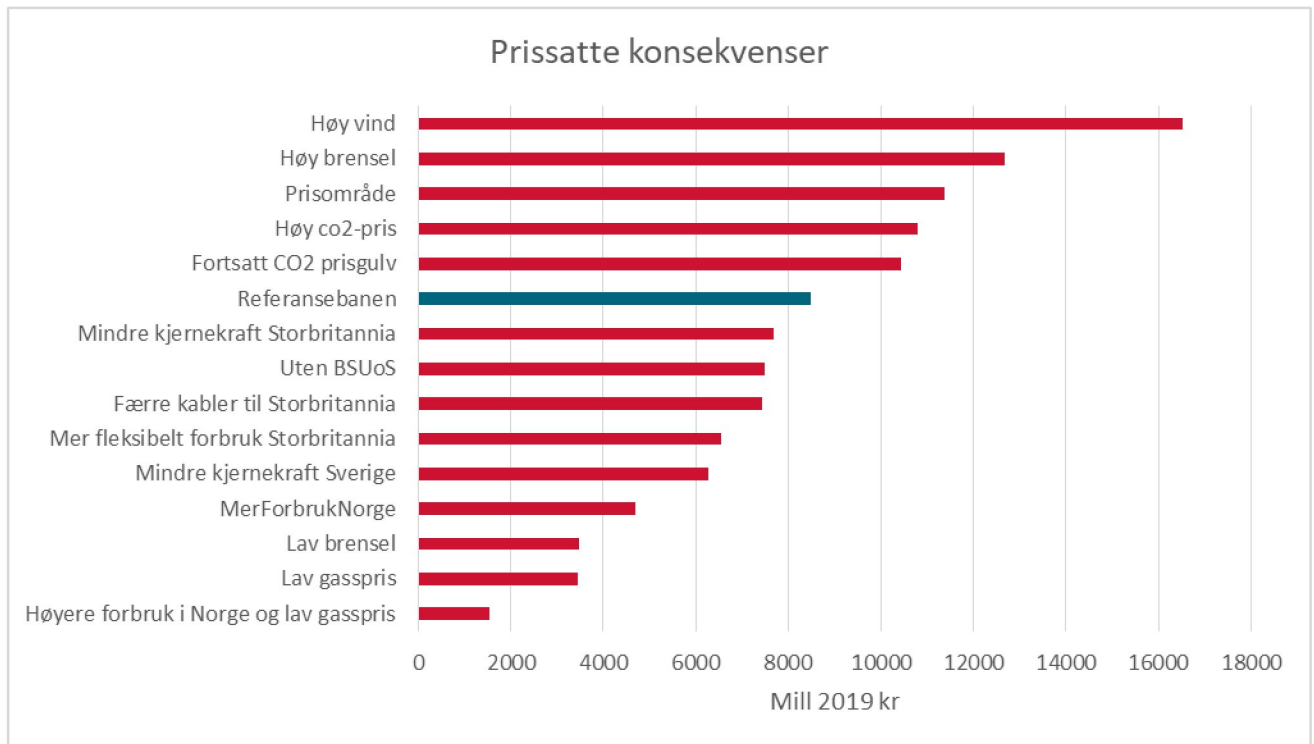
#### 4.9 Sensitiviteter

**Analyser av kraftmarkedet frem i tid er beheftet med usikkerhet. Med høy endringstakt i de britiske og nordiske kraftsystemene er det store utfordringer med å forutsi fordeling av produksjon og forbruk i ulike land, antall mellomlandsforbindelser som vil bli bygget og fremtidig klimapolitikks påvirkning på brenselpriser. I våre analyser har vi lagt vekt på å synliggjøre effekten av forutsetningene som er gjort, både med hensyn til markedsutvikling og usikkerhet knyttet til en del av de politiske virkemidlene.**

**NVEs sensitivitetsanalyser viser at et eventuelt høyere kraftoverskudd enn forventet i Norge og Sverige trekker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet ytterligere opp. Tilsvarende blir lønnsomheten av prosjektet mindre med et lavere framtidig kraftoverskudd. Høye priser på kull og gass bidrar til høyere kraftpriser i Storbritannia og til økt lønnsomhet av NorthConnect. Tilsvarende vil høye CO<sub>2</sub>-priser bidra til økt lønnsomhet. Lave brenselpriser og lave CO<sub>2</sub>-priser trekker i motsatt retning.**

**Endringer i det britiske kraftsystemet påvirker også nytten av prosjektet. Fortsatt CO<sub>2</sub>-gulv etter utfasing av kullkraft vil gi høyere britiske pris enn i referansebanen og prisforskjellen til Norge og nytten av NorthConnect blir større. Etablering av eget prisområde i Skottland vil gi perioder med svært lave skottske priser. Da vil verdien av importe øke, og gi høy lønnsomhet for Norge. Større etterspørselsfleksibilitet i Storbritannia reduserer prisene på dagtid og reduserer nytten av tiltaket.**

Figur 32 viser oversikt over gjennomførte sensitivitetsanalyser. Størst nytte vil NorthConnect ha dersom Norge har et stort kraftoverskudd (Høy vind). Dersom høyere forbruk sammenfaller med lave gasspriser, vil prosjektet være marginalt lønnsomt.



Figur 32 Oversikt over variasjon i de prissatte konsekvensene av NorthConnect i de ulike sensitivitetene NNV mill. 2019 kr, 40 års levetid og 4 % kalkulasjonsrente

#### 4.9.1 Størrelsen på kraftoverskuddet i Norden

I vår referansebane har Norge og Norden et kraftoverskudd i fremtiden. For å finne ut av hvor robust resultatene er for endringer i denne forutsetningen, har vi foretatt tre sensitiviteter. Den første viser hvordan nytten av NorthConnect ville bli dersom vi legger NVEs kraftmarkedsanalyse 2019 (LA19) sitt høyvindscenario til grunn. Deretter har vi kjørt en analyse hvor det norske forbruket øker mer enn i referansebanen. Det er en pågående debatt i vårt naboland om kjernekraftens rolle. Det er avtalt i Energiforliket at elproduksjonen i 2040 skal være 100 prosent fornybar<sup>31</sup>. Det bli imidlertid ikke vedtatt en sluttdato for kjernekraft. Vi har sett på hvilken effekt en tidligere utfasing av kjernekraft i Sverige har på nytten av NorthConnect.

Tabellen nedenfor viser hvordan prisnivået i Norge varierer før NorthConnect blir bygget. I 2030 varierer prisnivået med nesten 8 øre mellom sensitivitetene som gjenspeiler ulik norsk kraftbalanse, mens variasjonen er økt til 13 øre/kWh i 2040. Det er også forskjell på hvilken prisendring som etableringen av NorthConnect gir. «Høy Vind» gir størst effekt på norske priser, men det vil være fra et lavere prisnivå.

<sup>31</sup> Energimyndigheten. (2018). Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem. Bromma: Statens Energimyndighet Sverige.

Tabell 14 Gjennomsnittlig kraftpriser i Norge uten NorthConnect, og prisendring av NorthConnect per modellår i de aktuelle sensitivitetene, øre/kWh

	Analyse	2025	2030	2040
Prisnivå uten NorthConnect	Referansebanen	42,4	36,1	42,0
	Høy vind	42,2	34,0	35,8
	Mer forbruk i Norge	42,4	41,7	48,7
	Mindre kjernekraft i Sverige	42,4	40,0	45,9
Prisendring med NorthConnect	Referanse	1,2	3,0	1,8
	Høy Vind	1,2	3,6	3,1
	Mer Forbruk i Norge	1,2	1,4	0,1
	Mindre Kjernekraft i Sverige	1,2	1,6	0,8

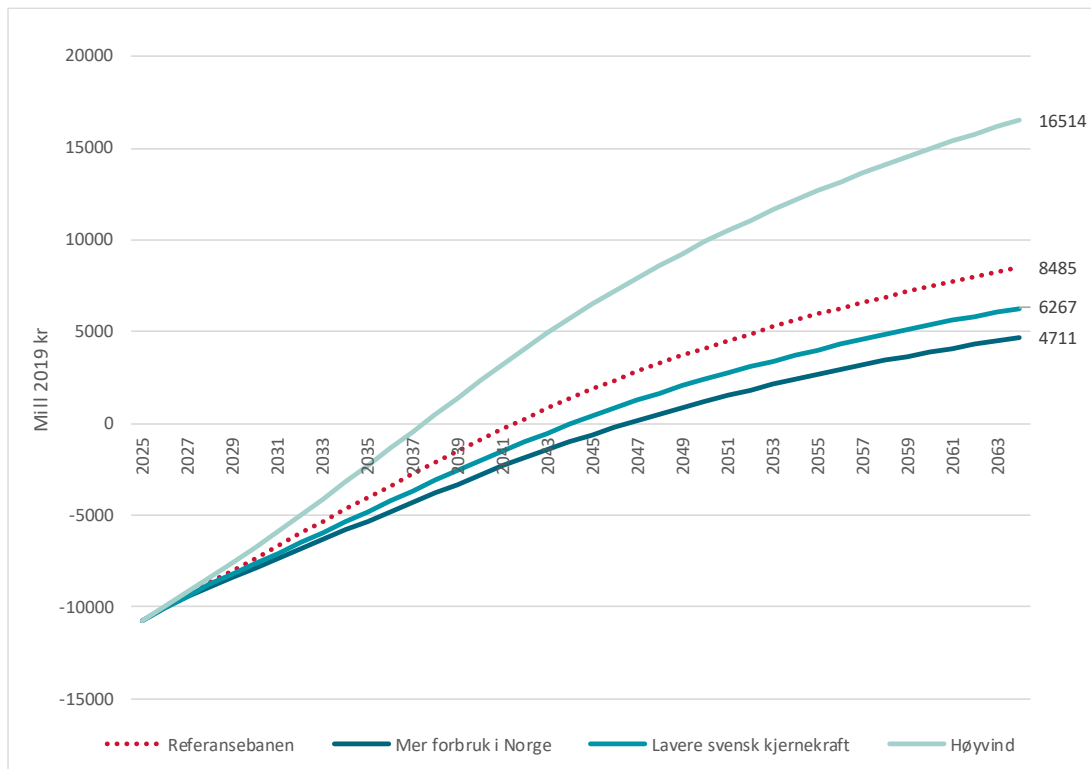
«Høy vind» kan illustrere en situasjon hvor det ikke legges store begrensninger på hvor mye vind som skal bygges. Det er i alt 37 TWh vind i Norge i 2040 i denne sensitiviteten, mens den samlede vindkraftproduksjonen i Norden er vel 160 TWh. Dette øker nytten av tiltaket primært gjennom økt produsentoverskudd, siden Norge har et større kraftoverskudd i denne sensitiviteten. Før etableringen av NorthConnect er prisene lavere enn i referansebanen, og vi ser at i dette scenarioet blir priseffekten av tiltaket noe større.

Den andre sensitiviteten illustrerer en situasjon hvor kraftbalansen er lavere i Norge enn i referansebanen grunnet økt forbruk. Dette kan være et bilde på økt omstillingstakt mot et mer elektrifisert samfunn. I denne sensitiviteten er det norske forbruket økt med 15 TWh til 2030 og med ytterligere 20 TWh til 2040. Dette resulterer i en tilnærmet balanse mellom kraftproduksjon og forbruk i Norge i disse årene. Dersom NorthConnect bygges i et slikt scenario, vil nytten være betydelig redusert. Siden prisene i Norge er høyere ved en knappere kraftbalanse, vil prisøkningen og endringen i produsentoverskudd være lavere enn i referansebanen.

I den tredje sensitiviteten ser vi på hvordan nytten av NorthConnect påvirkes av at svenskene faser ut kjernekraften tidligere enn antatt. I vår referansebane er det fortsatt drift på seks kjernekraftverk i 2030 og tre kjernekraftverk i 2040, med en samlet kapasitet på henholdsvis 6,7 GW og 3,5 GW i de respektive årene. Vi har i denne sensitiviteten antatt at nedleggingen som er planlagt mellom 2030 og 2040 inntreffer i 2030, og at det i 2040 ikke er kjernekraftverk i drift i Sverige.

Figur 33 viser utviklingen i den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i prosjektet over kabelens levetid. Dersom Norge bygger ut ny vindkraft i tråd med «høy vind-scenarioet» fra den langsiktige kraftmarkedsanalysen til NVE, blir lønnsomheten tilnærmet det dobbelte. Med høyere kraftforbruk i Norge vil lønnsomheten nesten halveres.





Figur 33 Akkumulert samfunnsøkonomisk lønnsomhet over levetiden med endret forutsetning om norsk og nordisk kraftbalanse

Tabellen nedenfor viser tall for spothandelsnyttene i disse sensitivitetene. Endret kraftbalanse har stor effekt på summen av konsument og produsentoverskuddet. I våre analyser gir redusert kjernekraft i Sverige noe lavere handelsinntekter til NorthConnect men høyere lønnsomhet enn økt norsk forbruk, og illustrerer at utviklingen i naboland har betydning for hvilke gevinster som tilfaller Norge og fordelingen av dem.

Tabell 15 Tall for spothandelsnyttene ved endret forutsetninger om norsk og nordisk kraftbalanse NNV mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

	Referansebanen	Mer forbruk i Norge	Høy vindkraft	Lavere svensk kjernekraft
Handelsinntekter NorthConnect	8 342	7 500	9 275	7 203
Endring i produsentoverskudd	86 374	38 432	126 470	52 415
Endring i konsumentoverskudd	-63 558	-18 440	-93 339	-33 390
Endring i handelsinntekter andre forbindelser	-11 617	-10 469	-15 049	-9 697
Endring i interne flaskehalsinntekter	1 768	-989	3 233	1 366
Endring i nettap	-1 388	112	-2 641	-195
Endring i samlet spothandelsnytte	19 920	16 146	27 949	17 702
Endring i sum konsument og produsentoverskudd	22 816	19 991	33 131	19 025

#### 4.9.2 Variasjon i brenselpriser

Formålet med disse sensitivitetene er å vise hvordan nytten av NorthConnect påvirkes av ulike forutsetninger om brenselpriser. Nivået på brenselprisene og forholdet mellom dem bestemmer hvilken teknologi som er prissettende i de ulike markedene. Endringer i brenselpriser kan føre til det man kaller brenselbytte – dvs. at man går fra en situasjon hvor kullkraft setter prisen til en situasjon hvor gasskraft er prissettende. Et land med stor gasskraftkapasitet vil da kunne øke sin kraftproduksjon og også kanskje endre fortegnet på sin kraftbalanse. Motsatt vil det være dersom landet har stor kapasitet i kullkraft – som er blitt mindre konkurransedyktig. De første sensitivitetene viser hvordan nytten varierer dersom brenselprissenarioer fra langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019 legges til grunn. Forutsetningene for disse er gjengitt i Tabell 16 nedenfor.

Tabell 16 Brenselpriser fra høypris- og lavprisscenarioet i NVEs Langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019

		2025		2030		2040	
		Lav	Høy	Lav	Høy	Lav	Høy
Kull	\$ /tonn	55	95	50	100	50	100
Gass	€/MWh	15	20	14	21	13	23
CO2	€/tonn	15	35	15	40	15	45

Brenselpriser påvirker både norske og utenlandske priser. Tabell 17 viser hvordan den gjennomsnittlige årsprisen i Norge varierer i de ulike scenarioene. Brenselpriser har stor betydning for det norske prisnivået, selv om Norge har lite kraftproduksjon basert på fossile brenslere. Dette skyldes at vi er tett knyttet til land hvor termisk kraftproduksjon er prissettende og at vi gjennom handel påvirkes av endringene i kostnadene til slik produksjon. Tabell 17 viser hvordan prisendringen av NorthConnect varierer med ulike forutsetninger om brenselpriser. Prisøkningen i Norge blir størst med høye brenselpriser, mens lave brenselpriser demper prisseffekten av NorthConnect. Tabellen viser også at det er stor forskjell på det norske prisnivået i disse analysene. I 2030 er det 16 øre/kWh forskjell mellom de to sensitivitetene mens differansen er økt til vel 22 øre i 2040.

Tabell 17 Gjennomsnittlig kraftpriser i Norge i de aktuelle sensitivitetene uten NorthConnect, og prisendring av NorthConnect per modellår, øre/kWh

		2025	2030	2040
Prisnivå uten	Referanse	42,4	36,1	42,0
NorthConnect	Høy brensel	51,3	42,9	50,4
	Lav brensel	33,9	26,5	27,8
Prisendring	Referanse	1,2	3,0	1,8
med NorthConnect	Høy brensel	1,3	3,6	2,4
	Lav brensel	1,0	2,4	1,1

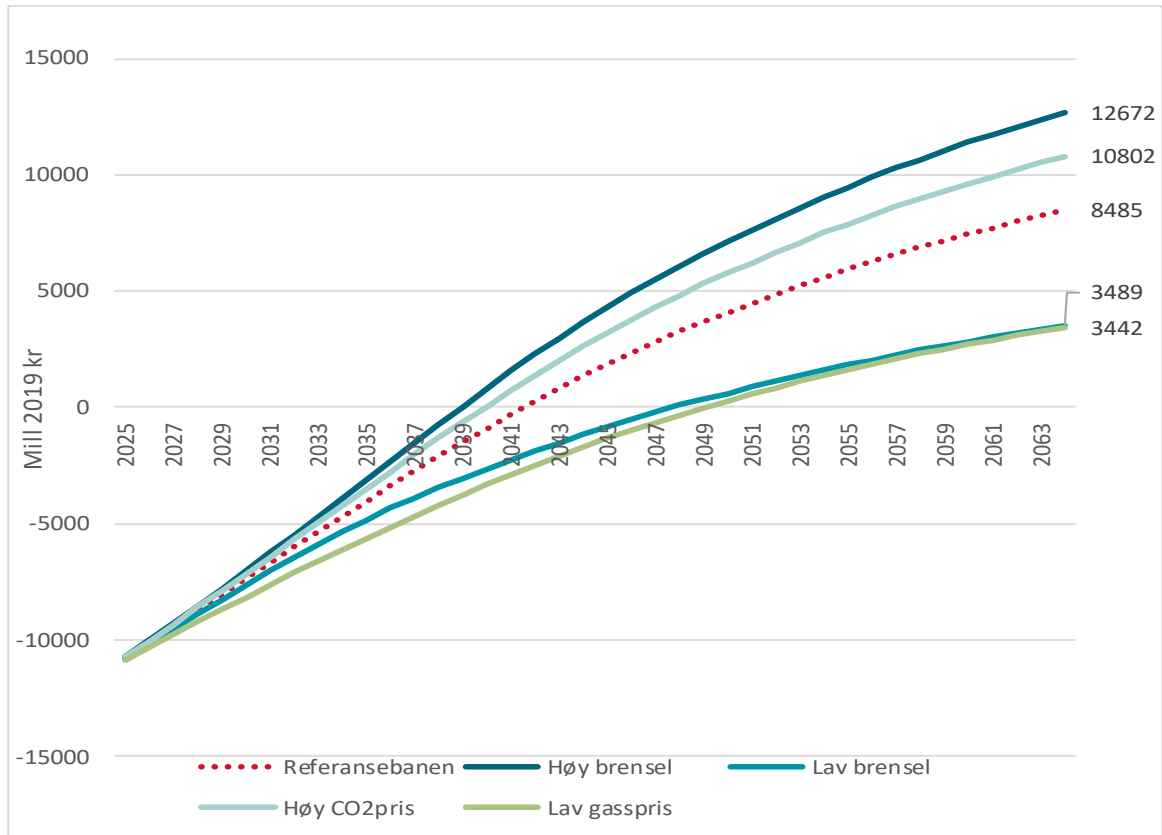
For å få solgt norsk overskuddskraft må norske priser være lavere enn hos våre handelspartnere i de timene vi har eksport. Lave brenselpriser gir lavere kostnader for termiske verk, og dermed økt tilgang til billig kraft i Storbritannia og på Kontinentet. Dette gir lavere kraftpriser og mindre prisforskjell mot Norge. Verdien av vår eksport vil derfor reduseres når alternativet er billig. Motsatt effekt kan vi observere ved høyere brenselpriser. Da blir termisk kraftproduksjon og dermed britenes egenproduksjon et kostbart alternativ. Det trekker prisforskjellen mot Norge opp og øker verdien på norsk krafteksport.

Ovenfor endret vi alle brenselprisene, og selv om effekten på spothandelsnyttene er entydig, gir det opphav til mange endringer i produksjon og flyt. For å få innsikt i hvordan endringer i gasspris og prisen på utslipp virker hver for seg, har vi i tillegg kjørt egne sensitiviteter hvor vi kun endrer en av prisene i referansebanen; én analyse hvor kun gassprisen er endret til «lav» og en analyse hvor kun CO<sub>2</sub> prisen er endret til «høy», se Tabell 16.

Tabell 18 Tall for spothandelsnytte i referansebanen og de aktuelle sensitivitetene, NNV Mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente, 40 års levetid)

	Referansebanen	Høy brensel	Lav brensel	Bare høy CO <sub>2</sub> -pris	Bare lav gasspris
Handelsinntekter NorthConnect	8 342	9 534	6 854	8 837	6 263
Endring i produsentoverskudd	86 374	109 386	61 730	98 491	59 080
Endring i konsumentoverskudd	-63 558	-80 672	-46 088	-72 323	-41 760
Endring i handelsinntekter andre forbindelser	-11 617	-14 212	-8 140	-12 969	-8 564
Endring i interne flaskehalsinntekter	1 768	1 779	1 635	1 722	542
Endring i nettap	-1 388	-1 707	-1 068	-1 521	-684
Endring i samlet spothandelsnytte	19 920	24 107	14 924	22 237	14 877

Figur 34 viser utvikling i lønnsomheten over levetiden i de aktuelle sensitivitetene. Ved høye brenselpriser i fremtiden øker lønnsomheten med vel 4 mrd. kr, mens ved lave brenselpriser blir nytten mer enn halvert. I våre analyser har lav gasspris samme effekt på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten som om alle brenselprisene er lave. Effekten av økt CO<sub>2</sub> -prisen trekker som ventet lønnsomheten opp, men er mindre gunstig for lønnsomheten enn dersom høy pris på utslipp følges av høye priser på gass og kull.



Figur 34 Akkumulert samfunnsøkonomisk lønnsomhet over levetiden med endret forutsetninger om brenselpriser, mill.2019kr

#### 4.9.3 Høyere kraftforbruk i Norge og lavere gasspris

I denne sensitiviteten ser vi på konsekvensen av en kombinasjon av endringer, nemlig økt kraftforbruk i Norge og en lavere gasspris. Resultatene over viser at begge endringene isolert sett trekker nytten ned, men vi ønsker å se på virkningene på resultatet dersom de kombineres. Dette kan illustrere en situasjon hvor elektrifiseringen av ulike samfunnssektorer skjer raskt fordi det finnes god tilgang på rimelig gasskraft både i Storbritannia og på Kontinentet.

Tabell 19 Gjennomsnittlig kraftpriser i Norge uten NorthConnect, og prisendring av NorthConnect per modellår i de aktuelle sensitivitetene, øre/kWh

		2025	2030	2040
Prisnivå uten	Referanse	42,4	36,1	42
	NorthConnect			
	Lav gasspris	38,0	30,6	33,4
	Mer Forbruk i Norge	42,4	41,7	48,7
	Begge	38,0	35,1	38,4
Prisendring med	Referanse	1,2	3,0	1,8
	NorthConnect			
	Lav gasspris	0,9	2,2	1,1
	Mer Forbruk i Norge	1,1	1,4	0,1
	Begge	0,9	1,0	-0,2

I våre analyser vil kombinasjonen av lav gass pris og økt forbruk i Norge virke dempende både på prisnivå og på prisendringen av NorthConnect. Prosjektet vil bli marginalt lønnsomt dersom disse utviklingstrekkene preger fremtiden.

Tabell 20 Tall for spothandelsnytte i referansebanen og den aktuelle sensitiviteten, NNV Mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

	Referansebanen	Høyere forbruk i Norge og lav gasspris
Handelsinntekter NorthConnect	8 342	5 736
Endring i produsentoverskudd	86 374	23 595
Endring i konsumentoverskudd	-63 558	-7 625
Endring i handelsinntekter andre forbindelser	-11 617	-8 072
Endring i interne flaskehalsinntekter	1 768	-1 151
Endring i nettap	-1 388	480
Endring i samlet spothandelsnytte	19 920	12 963

#### 4.9.4 Endringer i karbonprisgulvet og balanseavgiften i Storbritannia

Prisen i Storbritannia blir høyere enn på kontinentet på grunn av BSUoS og karbonprisgulv. Dette øker nytten av NorthConnect, siden kabelen primært brukes til eksport. Fremtiden til disse ordningene er usikker. Derfor er det relevant å kvantifisere hvor mye disse ordningene har å si for lønnsomheten.

Endringer i balanseavgiften og karbonprisgulvet gir seg først og fremst utslag i de britiske prisene, mens de norske prisene er relativt like som i referansebanen før etableringen av NorthConnect. Den britiske prisen er høyest i sensitiviteten hvor CO<sub>2</sub> prisgulvet opprettholdes, og denne sensitiviteten gir størst prissmitte over på norske kraftpriser. Dette er vist i Tabell 21.

Tabell 21 Prisnivå i Norge og Storbritannia uten NorthConnect, og prisendring i Norge av NorthConnect i de aktuelle sensitiviteter øre/kWh

		2025	2030	2040
Prisnivå Norge	Referanse	42,4	36,1	42,0
uten NorthConnect				
Prisnivå	Referanse	52,1	47,1	49,3
Storbritannia	Fortsatt CO <sub>2</sub> prisgulv	52,1	50,1	52,0
	Uten balanseavgift	50,5	45,9	48,3
Prisendring	Referanse	1,2	3,0	1,8
i Norge med	Fortsatt CO <sub>2</sub> prisgulv	1,2	3,2	2,1
NorthConnect	Uten balanseavgift	1,1	2,8	1,7

Tabell 22 nedenfor illustrerer effekten på spothandelsnyttens av ulike forutsetninger om balanseavgiften og karbonprisgulvet gjennom NorthConnect sin levetid. Dersom karbonprisgulvet ikke avvikes i tråd med utfasing av kullkraftproduksjonen, men beholdes på linje med i dag, øker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av tiltaket. Dersom balanseavgiften på britisk side forsvinner, vil det ha motsatt effekt på lønnsomheten i våre analyser. Både måten å finansiere balansekostnadene på,

samt karbonprisgulvet er britiske bestemmelser. Det betyr igjen at britiske myndigheter trolig også kan endre utformingen dersom de finner det tjenlig. Vi har i avsnitt 4.10 sett nærmere på konsekvensene av endringer i prissatte virkninger av at NorthConnect (og NSL) blir ilagt balanseavgiften.

Tabell 22 Tall for spothandelsnytte i referansebanen og de aktuelle sensitivitetene, NNV Mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

	Referansebanen	Fortsatt CO2 prisgulv	Uten BSUoS
Handelsinntekter NorthConnect	8 342	9 918	7 799
Endring i produsentoverskudd	86 374	96 228	81 287
Endring i konsumentoverskudd	-63 558	-72 771	-59 191
Endring i handelsinntekter andre forbindelser	-11 617	-12 420	-11 262
Endring i interne flaskehalsinntekter	1 768	2 711	1 500
Endring i nettap	-1 388	-1 813	-1 215
Endring i samlet spothandelsnytte	19 920	21 852	18 918

#### 4.9.5 Produksjonssammensetning og antall kabler til Storbritannia

I den langsiktige kraftmarkedsanalysen til NVE fra 2019 er ENTSO-E kilde til antall mellomlandsforbindelser mellom land i nord-vest Europa. Her er det lagt til grunn en økning i handelskapasiteten på over 10 GW innen 2025. Vi vurderer det som ambisiøst, og i denne sensitiviteten vil vi illustrere effekten av en vesentlig lavere takt i byggingen av mellomlandsforbindelser til Storbritannia.

Tabell 23 Antall mellomlandsforbindelser til Storbritannia brukt i sensitivitet, MW

Fra	2025	2030	2040
Norge	1400	1400	1400
Frankrike	3000	5000	5000
Nederland	1016	1016	1016
Belgia	1000	1000	1000
Tyskland	0	0	0
Irland	805	805	805
Danmark	1400	1400	1400
Sum	8621	10621	10621
Reduksjon fra Referansebanen	-8785	-10185	-10185

På bakgrunn av gjeldene britisk politikk har NVE i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019 opprettholdt og økt installert effekt i kjernekraft i Storbritannia. Vi ønsker å belyse hvorvidt resultatene i vår referansebane endres dersom denne kapasiteten delvis erstattes av vind og noe gasskraftkapasitet.

De britiske kraftprisene er høye på dagtid, spesielt i enkelttimer hvor dyre kraftverk må produsere for å dekke forbruket. I disse timene er norsk krafteksport spesielt lønnsom, siden prisforskjellen mellom Norge og Storbritannia da er høy. Et alternativ til denne dyre spisslastproduksjonen i Storbritannia er å

stimulere til økt etterspørselsfleksibilitet. Dette har vi sett nærmere på ved å øke batterikapasiteten i det britiske kraftsystemet, samt å innføre trinnvis prisavhengig forbruk i alminnelig forsyning i modellårene 2030 og 2040.

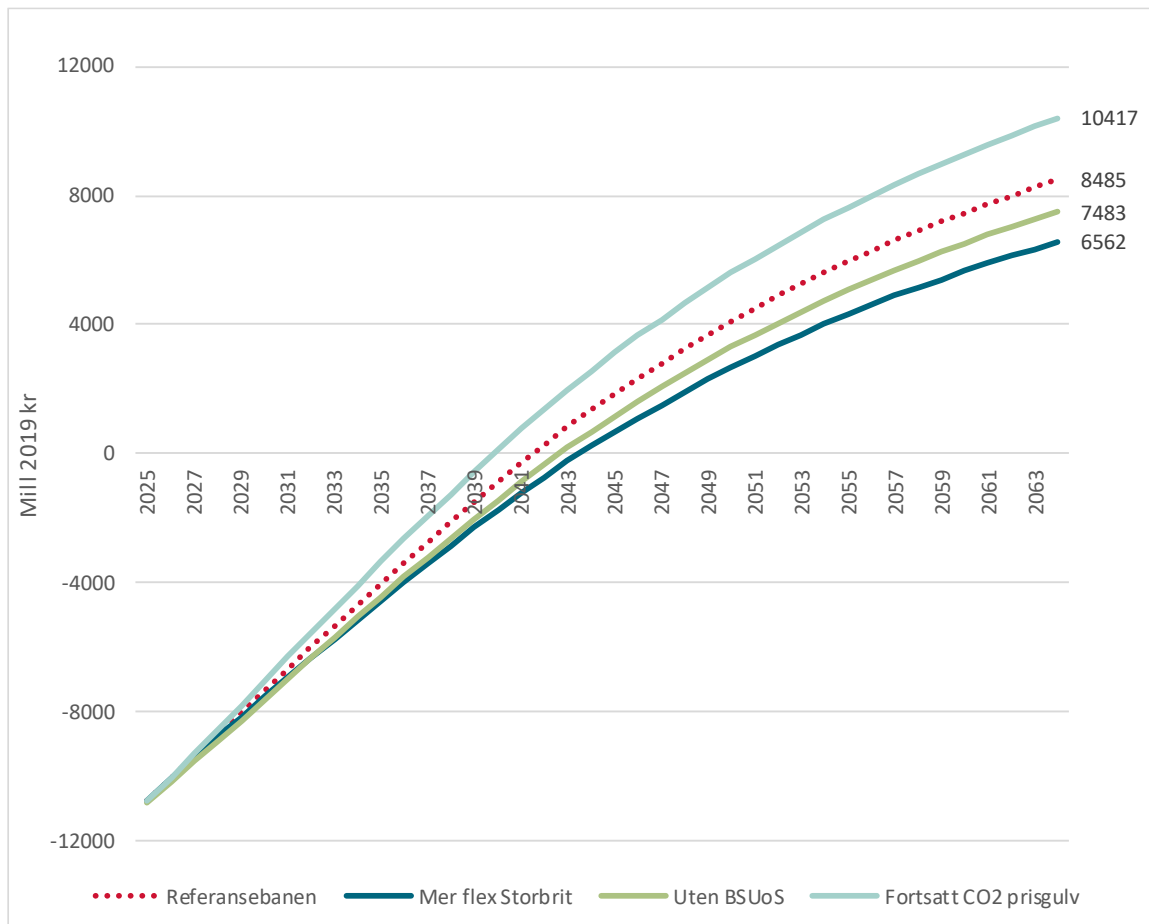
Tabell 24 Prisnivå i Norge og Storbritannia uten NorthConnect, og prisendring i Norge av NorthConnect i de aktuelle sensitiviteter øre/kWh

		2025	2030	2040
Prisnivå Norge	Referanse	42,4	36,1	42,0
uten NorthConnect				
Prisnivå	Referanse	52,1	47,1	49,3
Storbritannia	Mindre kjernekraft	52,9	48,6	54,1
	Færre kabler	56,5	48,5	51,3
	Mer fleksibelt forbruk	52,1	47,1	49,3
Prisendring	Referanse	1,2	3,0	1,8
i Norge med	Mindre kjernekraft	1,2	3,0	2,1
NorthConnect	Færre kabler	1,3	3,4	2,2
	Mer fleksibelt forbruk	1,2	3,0	1,8

Våre analyseresultater viser relativt lite forskjell i prisendringen i Norge av tiltakene på britisk side. Dette skyldes ulike forhold. I analysen med mindre kjernekraft erstattes produksjonen med gasskraft som allerede er prissettende på dagtid. Den samme responsen fra gasskraft inntreffer ved færre kabler. Storbritannia har stor gasskraftkapasitet som kan benyttes i flere timer. Mer fleksibelt forbruk i Storbritannia reduserer først og fremst den absolutte prisforskjellen, og ikke den gjennomsnittlige prisendringen i Norge.

Tabell 25 Tall for spothandelsnyttene i sensitivitetene som omhandler forhold på britisk side, NNV mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

	Referanse- banen	Færre kabler	Mindre kjernekraft	Mer fleksibelt forbruk
Handelsinntekter NorthConnect	8 342	8 995	8 261	7 482
Endring i produsentoverskudd	86 374	101 668	92 570	84 847
Endring i konsumentoverskudd	-63 558	-80 056	-70 730	-63 587
Endring i handelsinntekter andre forbindelser	-11 617	-11 631	-11 268	-10 675
Endring i interne flaskehalsinntekter	1 768	2 112	2 039	1 397
Endring i nettap	-1 388	-2 223	-1 748	-1 467
Endring i samlet spothandelsnytte	19 920	18 865	19 124	17 997



Figur 35 Akkumulert samfunnsøkonomisk lønnsomhet over levetiden for noen av sensitivitetsanalysene som omhandler endringer i Storbritannia, mill.2019kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

#### 4.10 Usikkerhet knyttet til øvrige forhold på britisk side

Analyseresultatene ovenfor er et resultat av de samlede vurderinger NVE har gjort med hensyn til kvalitative og kvantitative forhold. Hva vi antar om kraftutbygging, forbruksutvikling, brenselpriser og markedsintegrasjon er viktige for modellresultatene. Sensitivitetsanalysene er valgt for å vise hvordan enkeltkomponenter vil kunne påvirke den samfunnsøkonomiske nytten av prosjektet. Alle analysene forutsetter velfungerende markeder og effektiv handel.

Storbritannias fremtidige forhold til EU er fortsatt uavklart, og gir opphav til ytterligere usikkerhet. I september 2016 ble det avholdt en folkeavstemming om Storbritannias fremtidige forhold til EU. Det gav et flertall for å forlate unionen. I perioden etter folkeavstemmingen har det pågått forhandlinger mellom Storbritannia og EU, hovedsakelig om hvilke regler som skal gjelde i en overgangsperiode, frem til Storbritannia og EU har en endelig avtale på plass. Det har ikke lyktes å oppnå flertall for denne overgangsavtalen i det britiske underhuset.

Det er mange mulig utfall i disse forhandlingene. Dersom resultatet av Brexit er at Storbritannia forlater det indre energimarkedet vil dette påvirke handelen på og utnyttelsen av mellomlandsforbindelsene. I avsnitt 7.2 er det gjort nærmere rede for NVEs vurderinger av mulige konsekvenser av at Storbritannia går ut av EU og det indre energimarkedet. At en uttreden av det indre energimarkedet vil redusere effektiviteten i handelen er noe også britiske myndigheter er klar over. I 2018 publiserte POST-komiteen i Underhuset en egen rapport om konsekvensene for mellomlandsforbindelser av Brexit:



*As the UK is a member of the EU Internal Energy Market (IEM), interconnectors are currently regulated in accordance with EU law. It is possible that the UK could leave the IEM as part of the EU withdrawal process. Doing so could make electricity trading less efficient, increasing operator and consumer costs<sup>32</sup>.*

Trolig vil Brexit også føre til at Storbritannia går ut av det felles europeiske kvotesystemet (EU-ETS). I budsjettdokumentene høsten 2018 legges det opp til kvoteprisen erstattes med en nasjonal avgift (Carbon emission tax) på £16 ved et slikt utfall<sup>33</sup>.

#### 4.10.1 Pålegg om betaling av balanseavgiften og utestengelse fra kapasitetsmarkedet

Ved en eventuell uttreden av EU, kan en av konsekvensene være at Storbritannia ikke lenger er bundet av det felles europeiske regelverket knyttet til det indre energimarkedet. En mulig virkning kan være at eiere av kabler til England og Skottland vil belastes med balanseavgiften. I avsnitt 4.9.4 så vi på virkningene av at balanseavgiften ble avvirket. I denne analysen ser vi på virkningen av at balanseavgiften beholdes og at eierne av NorthConnect også må betale for balansering av det britiske systemet.

Nedenfor har vi gjort et grovt anslag på hvilken effekt dette har på de prissatte konsekvensene. Vi har anslått kostnaden ved å multiplisere bruttoflyten på de to mellomlandsforbindelsene fra Norge til Storbritannia med balanseavgiften. Deretter er denne summen delt på to, fordi vi antar at kostnaden deles likt mellom de norske og de britiske eierne av kablene. Nedenfor viser vi hvordan balansekostnaden varierer mellom våre sensitiviteter. Siden NorthConnect reduserer flyten på NorthSeaLink reduseres utgiftene på denne kableen.

Tabell 26 Anslag på utgifter til balanseavgift, NNV mill. 2019 kr. (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

Analyse	NorthConnect	NorthSeaLink
Referansebanen	2943	-258
Fortsatt CO2 prispulv	3070	-208
Høy brensel	2905	-278
Høy CO2-pris	2910	-277
Høy vind	3041	-222
Lav brensel	2990	-237
Lav gasspris	2834	-288
Mer fleksibelt forbruk Storbritannia	2924	-270
Mer forbruk i Norge	2746	-295
Færre kabler til Storbritannia	3034	-252
Mindre kjernekraft Sverige	2756	-280
Mindre kjernekraft i Storbritannia	2949	-261
Prisområde	3011	-150
Uten BSUoS	0	0
Høyere forbruk i Norge og lav gasspris	2659	-292

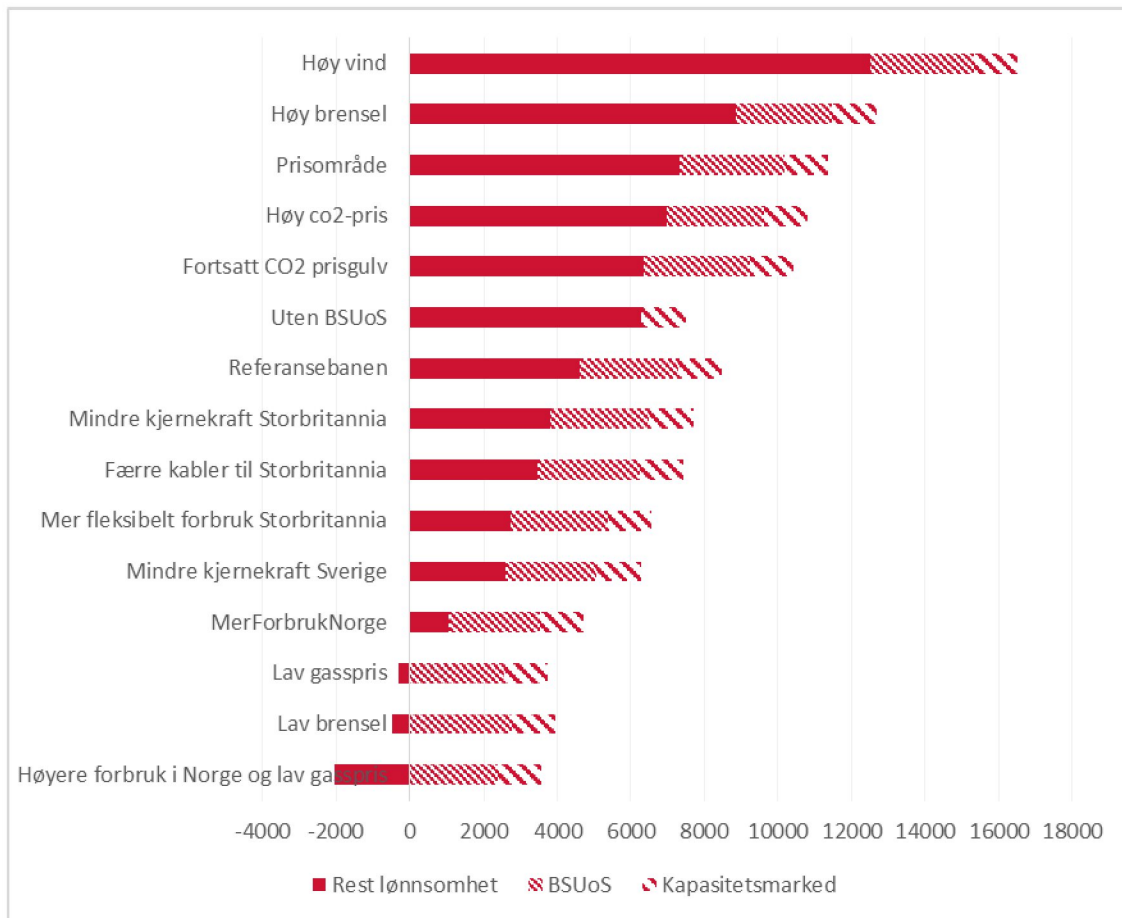
<sup>32</sup> <https://researchbriefings.parliament.uk/ResearchBriefing/Summary/POST-PN-0569>

<sup>33</sup> <https://www.gov.uk/government/publications/carbon-emissions-tax/carbon-emissions-tax>

I avsnitt 7.4.2. gjøres det rede for hvilket regelverk som sikrer mellomlandsforbindelser deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet. I vår referansebane er nettonåverdien av inntekten fra dette markedet anslått til 1195 mill. 2019 kr. Som omtalt i avsnitt 4.6 er det stor usikkerhet knyttet til hvor langt frem i tid mellomlandsforbindelser har mulighet til å delta direkte i kapasitetsmarkeder. Dersom Storbritannia velger å utelate mellomlandsforbindelser fra sitt kapasitetsmarked vil **lønnsomheten kunne reduseres med inntil 1,2 mrd. kr** i alle sensitivitetsanalysene.

I Ren Energipakke legges det ikke restriksjoner på deltakelse fra øvrige markedsaktører (eiere av produksjonskapasitet, tilbydere av etterspørselsreduksjoner). De kan delta i et annet lands kapasitetsmarked, forutsatt at det er nettforbindelse mellom landene. Det åpner for at andre norske kapasitetstilbydere kan delta i det britiske kapasitetsmarkedet, på grunn av NorthConnect. I såfall vil dette bety at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for Norge **ikke nødvendigvis reduseres med hele kapasitetsinntekten**, men at deler av denne kan tilfalle norske produsenter eller andre kapasitetstilbydere.

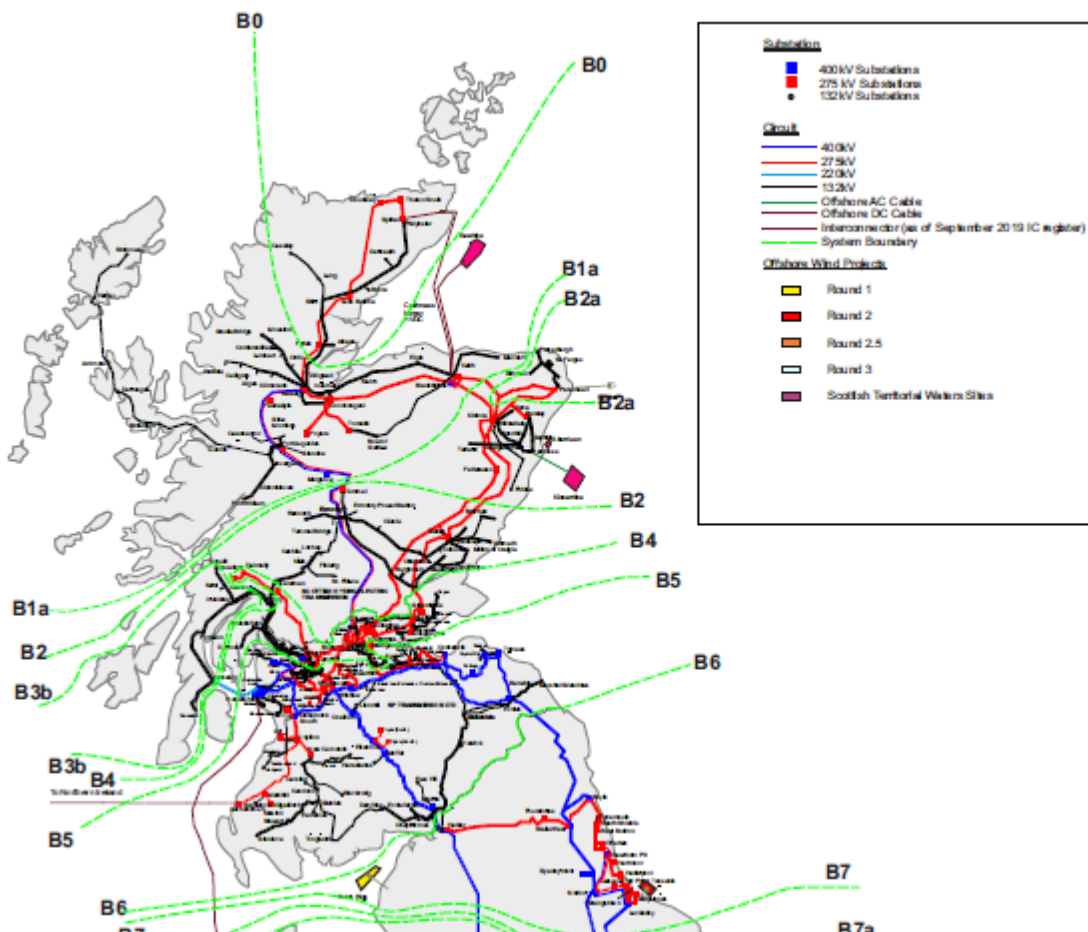
Både pålegg om balanseavgift og full utestengelse fra kapasitetsmarkedet kan redusere nytten av prosjektet. Nedenfor har vi illustrert hvordan den samlede nåverdien i de ulike analysene endres dersom disse endringene inntreffer fra første dag. Størst betydning vil den ha for resultatet i de analysene hvor de samlede prissatte virkningene er lave i utgangspunktet. Figur 36 viser at dersom NorthConnect stilles overfor krav om å bidra til å dekke balansekostnaden i Storbritannia og samtidig blir utestengt fra kapasitetsmarkedet vil tre av våre sensitivitetsanalyser gi negativ lønnsomhet.



Figur 36 Restlønnsomhet i våre analyser dersom forbindelsene til Storbritannia må betale balanseavgiften og mulighet for norsk deltakelse i kapasitetsmarkedet bortfaller, NNV mill. 2019 kr (4 % kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

#### 4.10.2 Usikkerhet knyttet til nettutvikling i Storbritannia

**Det er ett prisområde for kraft i Storbritannia.** Det ligger også til grunn i vår referansebane. Skottland, hvor kablen knyttes til, har et overskudd av kraft mens England og Wales har et underskudd. Det er i dag derfor en høy kraftflyt nord-sør i Storbritannia. Samtidig er det mange flaskehalsen i transmisjonsnettet, se Figur 37. National Grid har i sine nettutviklingsplaner en detaljert fremstilling av viktige snitt både internt i Skottland, mellom Skottland og England, samt gjennom Nord-England og sørover. I dag er det en overføringskapasitet på 5,7 GW mellom Skottland og England. Tar man hensyn til påbegynte forsterkninger vil kapasiteten øke til 6 GW innen 2020. Med økte investeringer i vindkraft og utfasing av kull ser britiske aktører for seg en betydelig større flyt nord-sør enn i dag. Det er knyttet usikkerhet til når flaskehalsene i det britiske kraftsystemet eventuelt reduseres, noe som igjen kan påvirke lønnsomheten av NorthConnect.



Figur 37 Definerte snitt i transmisjonsnettet i Skottland og Nord England, Kilde: National Grid

I siste nettutviklingsplan fra National Grid finner vi følgende formulering først i oppsummeringen:

*“The NETS<sup>34</sup> will face future growing needs in a number of regions due to the following factors: – Increasing quantities of wind generation connected across the Scottish networks is likely to double north-to-south transfer requirements within ten years. For example, the flow through the Scotland–England boundary is expected to reach 15.7 GW in FES Two Degrees scenario by 2028, almost three times the current 5.7 GW boundary capability with the Western HVDC reinforcement operational.”<sup>35</sup>*

Dersom ny produksjonskapasitet plasseres langt nord i Skottland, vil det være nødvendig å oppgradere flere snitt både i Skottland og Nord-England for å nærme seg en kapasitet for kraftflyten på 10–11000 MW nord-sør på midten av 2020-tallet. Dette behovet finner vi igjen i transmisjonsnetteiernes investeringsanbefalinger. Forsterkninger øst i Skottland prioriteres. Den østre boothstrap som har vært under planlegging lenge, trekkes også frem. Denne er to-delt; fra Peterhead til Hawthorne Pit, og deretter til Torness. Forbindelsen fra Peterhead til Hawthorne vil tidligst være tilgjengelig i 2028, mens den sørligste delen kan være på plass ett år før.

I dag planlegges kraftsystemet i Storbritannia seg til ubalanse i døgnet, og balansering mellom overskudds- og underskuddsområder gjøres hovedsakelig gjennom **motkjøp**. Da betales produsenter

<sup>34</sup> National Electricity Transmission System

<sup>35</sup> National Grid ETYS 2018 <https://www.nationalgrideso.com/publications/electricity-ten-year-statement-etys>

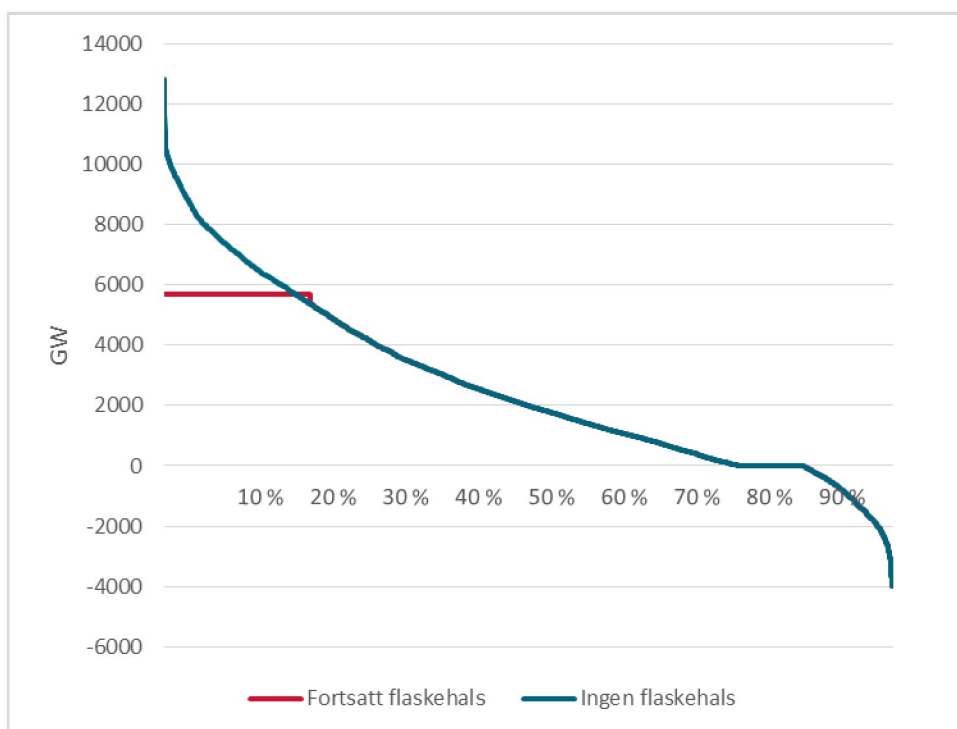
på den ene siden av flaskehalsen for å **regulere ned produksjonen**, mens produsenter på den andre siden av nettbegrensningen betales for å **regulere produksjonen opp**. Betalingen produsentene mottar må typisk være høyere enn den de kunne fått i markedet for at nedreguleringen skal gjennomføres. Kostnadene som systemansvarlig har til dette, dekkes bl.a. inn gjennom den omtalte balanseavgiften (BSUoS). Med etableringen av NorthConnect åpnes muligheten for å bruke forbindelsen til å balansere det britiske systemet. Våre modeller er ikke egnet til å verdsette en slik tjeneste, men vår vurdering er at en slik bruk av forbindelsen kan representere økt verdiskapning for norske kraftprodusenter, fordi det gir en merverdi utover handelsinntektene fra døgemarkedet. Det vil imidlertid kunne føre til økt flyt mot prisretningen som kan gi andre utfordringer i driften av det norske systemet.

Nedenfor ser vi nærmere på to alternativ til mothandel; etablering av prisområder i Storbritannia og redusert tilgjengelig eksportkapasitet fra Norge.

#### *4.10.3 Etablering av eget prisområde i Skottland*

Et alternativ til mothandel som flaskehalshåndtering, er å **etablere prisområder**. Innføring av prisområder vil bety at de regionale kraftbalansene vil gi seg utslag i prisforskjeller og redusere behovet for tiltak i driften for å balansere systemet. Nedenfor illustrerer vi noen effekter av at det etableres et eget prisområde i Skottland. Resultatene av en slik analyse vil være avhengig av hvilke forutsetninger som er gjort, eksempelvis fordeling av ny produksjon i Skottland og England. Selv om det nedenfor gjengis tallfestede effekter av å splitte Storbritannia opp i prisområder er det retningen i resultatendringene som er det mest interessante

Vi har nedenfor sett nærmere på konsekvensene av at nettkapasitet mellom England og Skottland ikke økes utover det som i dag er under bygging. Det gir en overføringskapasitet på 6 GW over hele levetiden til prosjektet. Figur 38 nedenfor illustrerer hvordan kraftflyten fra Skottland til England fordeler seg på årets timer i vår europeiske kraftmarkedsmodell for året 2030. Den blå kurven viser hvordan flyten vil være dersom det ikke er flaskehals mellom Skottland og England, mens den røde viser flyten dersom det ikke foretas ytterligere forsterkninger i overføringskapasiteten. Arealet mellom kurvene til venstre i figuren angir andel av tiden hvor produksjon i Skottland er større enn forbruket og hva det er mulig å eksportere.



Figur 38 Flyt fra Skottland til England med og uten begrensninger i transmisjonsnettet, «Fortsatt flaskehals er kapasiteten mellom landene 6 GW, for modellåret 2030 (Thema Resultater normalår)

Ettersom Skottland er et overskuddsområde og England er et underskuddsområde vil prisen i Skottland bli lavere enn prisen i England for å sikre nord-sør flyt i kraftsystemet på de britiske øyer. I våre analyser blir prisen i Skottland i snitt ganske lik den norske og dermed liten gjennomsnittlig prisforskjell. Vi ser også at prisforskjellen mellom England og Skottland endrer seg lite gjennom analyseperioden.

Det betyr at priseffekten mot Norge blir mindre enn dersom det opereres med et samlet budområde. I slutten av perioden vil de gjennomsnittlige prisene i Skottland være lavere enn i Hallingdal.

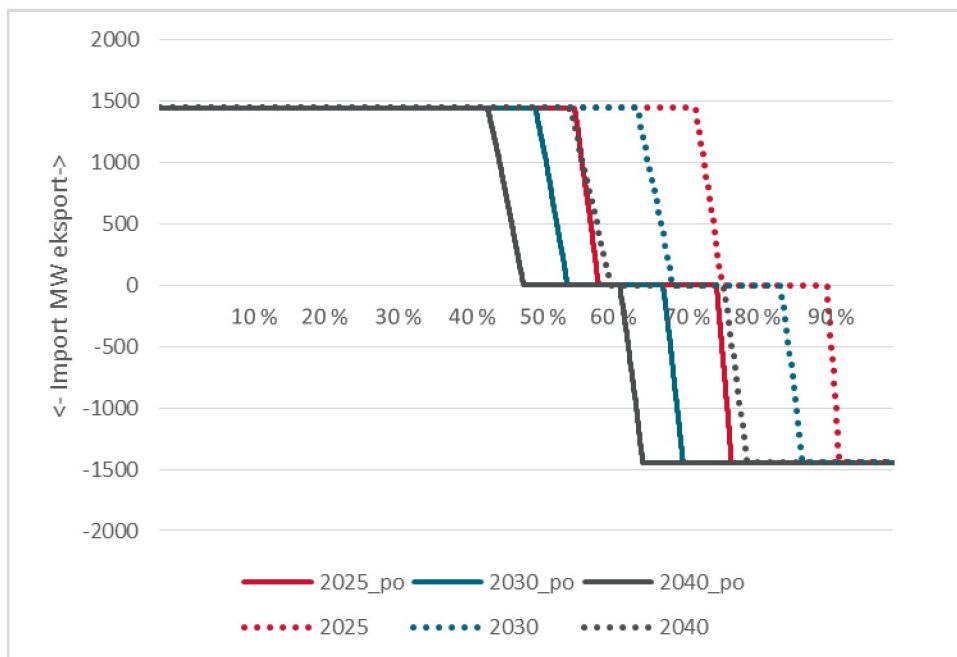
Tabell 27 Områdepriser med eget prisområde i Skottland før etablering av NorthConnect, samt prisendringer av NorthConnect per modellår, øre/kWh

		2025	2030	2040
	Hallingdal	44,1	39,4	45,0
Prisnivå uten	England	52,5	47,5	49,8
NorthConnect	Skottland	44,5	39,9	41,3
	England-Skottland	8,0	7,6	8,5
Prisforskjell uten	England-Hallingdal	8,4	8,0	4,8
NorthConnect	Skottland – Hallingdal	0,4	0,5	-3,7
<i>Prisendring med</i>	<i>Hallingdal</i>	<i>0,83</i>	<i>2,32</i>	<i>1,25</i>
<i>NorthConnect</i>	<i>Skottland</i>	<i>1,75</i>	<i>1,54</i>	<i>1,83</i>



Figur 39 Prisprofil over uken i 2030 og 2040, øre/kWh ved 6GW i kapasitet mellom Skottland og England

Lavere priser i Skottland vil gi seg utslag på flytmønsteret; fra hovedsakelig å være en eksportkabel blir utvekslingen mer balansert tidligere enn i referansebanen. Figur 40 illustrerer hvordan flyten endres ved å innføre prisområde med overføringskapasitet på 6 GW for ulike analyseår. I tråd med at prisene jevnes ut mellom områdene vil kablen brukes mer til utveksling enn til ren eksport. I vårt siste modellerte år, 2040, er gjennomsnittsprisen i Skottland lavere enn i Norge, men større prisvariasjon over døgnet i Skottland gir en tilnærmet balanse mellom eksport og import.



Figur 40 Varighetskurver for flyten på NC i ulike modellår, med og uten prisområde i Storbritannia. Med prisområde er kapasiteten mellom Skottland og England 6 GW.

Et resultat i våre kjøring, er at handelsinntektene fra NorthConnect øker av at Skottland blir et eget prisområde, selv om den gjennomsnittlige prisen det handles mot reduseres. Det skyldes at det både i Skottland og i Norge vil bli flere perioder med svært lave priser mot 2040. Prisene i Skottland blir svært lave når det blåser mye, og det gir import til Norge med stor prisforskjell og høye handelsinntekter. Tilsvarende vil det være perioder i Norge med høy produksjon og lave priser som gir

eksport og høye handelsinntekter. Selv med mindre priseffekt i Norge er det fortsatt en stor reduksjon i inntektene på andre forbindelser, men i denne sensitiviteten er inntektene fra NorthConnect høyere, slik at samlet handelsinntekt er positiv.

Tabell 28 Endring i spothandelsnytte ved etablering av eget prisområde i Skottland, per modellår, mill. 2019 kr

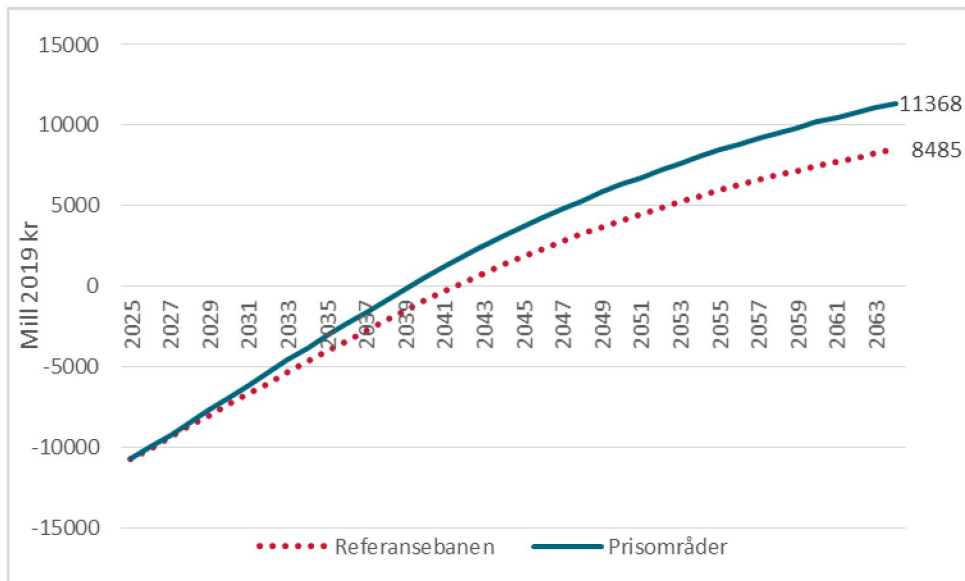
	2025	2030	2040
Handelsinntekter NorthConnect	510	533	676
Endring i produsentoverskudd	1410	4218	2714
Endring i konsumentoverskudd	-1010	-2991	-1500
Endring i handelsinntekter andre forbindelser	-234	-584	-555
Endring i interne flaskehalsinntekter	82	-105	16
Endring i nettap	-15	-81	-21
Endring i spothandelsnytte	743	991	1329

Tabell 29 Endring i spothandelsnytte i referansebanen og ved etablering av eget prisområde i Skottland, NNV mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

	Referansebanen	Prisområde
Handelsinntekter NorthConnect	8 342	12 123
Endring i produsentoverskudd	86 374	58 554
Endring i konsumentoverskudd	-63 558	-36 685
Endring i handelsinntekter andre forbindelser	-11 617	-10 269
Endring i interne flaskehalsinntekter	1 768	-179
Endring i nettap	-1 388	-741
Endring i samlet spothandelsnytte	19 920	22 803

I våre analyser **øker den samlede lønnsomheten** av NorthConnect ved innføring av prisområde i Skottland. Selv om endringen i produsent- og konsumentoverskuddet er lavere, oppveies dette av høyere handelsinntekter på NorthConnect og mindre reduksjon på øvrige forbindelser.





Figur 41 Akkumulert samfunnsøkonomisk lønnsomhet over levetiden i Referansebanen og med eget prisområde i Skottland. Kapasiteten mellom England og Skottland er 6 GW gjennom hele levetiden. NNV mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

#### 4.10.4 Redusert eksportkapasitet

Et annet alternativ til mothandel, er at den britiske systemansvarlige reduserer muligheten til import i retning Skottland i de timene det er overskuddsproduksjon, dvs. **struping av tilgjengelig eksportkapasitet** fra Norge. Det vil kunne redusere behovet for avkorting av egen produksjon eller andre tiltak i systemet på britisk side. Dette er også diskutert i avsnitt 7.2.2 under usikkerhetsmomenter knyttet til Brexit.

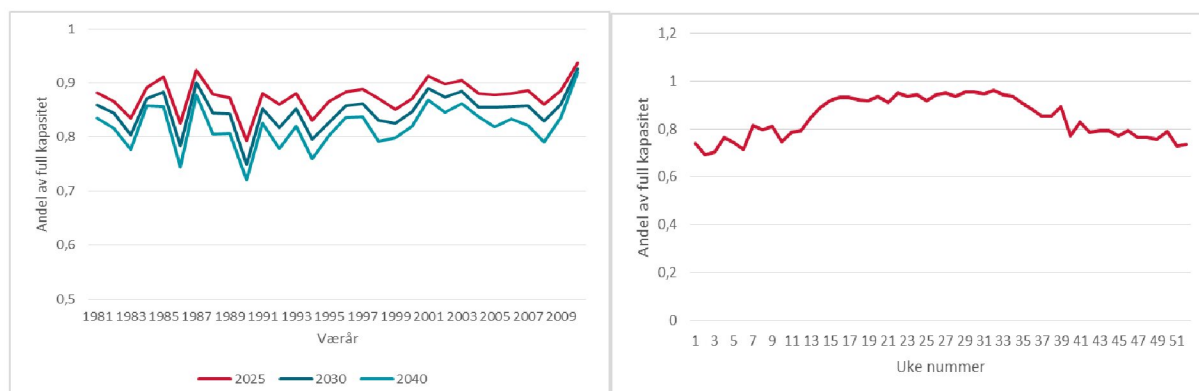
Dersom man velger å løse utfordringene med interne flaskehals med struping, kan kapasiteten på NorthConnect i retning Skottland bli satt til 0 i de timene hvor den blå kurven ligger over den røde i Figur 38. I tillegg vil kapasiteten kunne bli avkortet i den delen av tiden hvor ledig kapasitet mot England er mindre enn 1400 MW.

Vi har benyttet vår Europa-modell til å analysere effekten av en slik strategi for flaskehalsbehandling i Storbritannia. Vi har tatt utgangspunkt i flytmønsteret for hvert værår og modellår, og satt kapasiteten i retning Skottland til 0 når flyten nord-sør er høyere enn 6 GW, og redusert tilgjengeligheten når flyten er større enn 4,6 GW. Dette illustrerer en situasjon hvor innenlandske produksjon skjermes for nedregulering.

Ved å ta hensyn til ulike værår i Storbritannia, får vi illustrert hvordan behovet for å redusere kapasiteten på NorthConnect i retning Skottland varierer, sett fra britisk side. Typisk vil det være slik at i perioder med høy vindkraftproduksjon vil behovet være større enn i værår med lite vindkraft. For at strupingen skal få konsekvenser for nytten av Northconnect, må for det første flyten gå mot Skottland i de timene som kapasiteten reduseres. For det andre må strupingen skje i timer vesentlig prisforskjell.

Til venstre i Figur 42 ser vi hvordan gjennomsnittlig struping varierer mellom værår. Våre analyser viser et behov for struping i alle værår og alle modellår. Videre så øker den gjennomsnittlige tiden hvor kabelen har eksportbegrensninger over analyseperioden. I våre analyser med Thema-modellen vil den laveste kapasitet i retning Skottland finne sted dersom væråret 1990 opptrer – og dette gjelder for

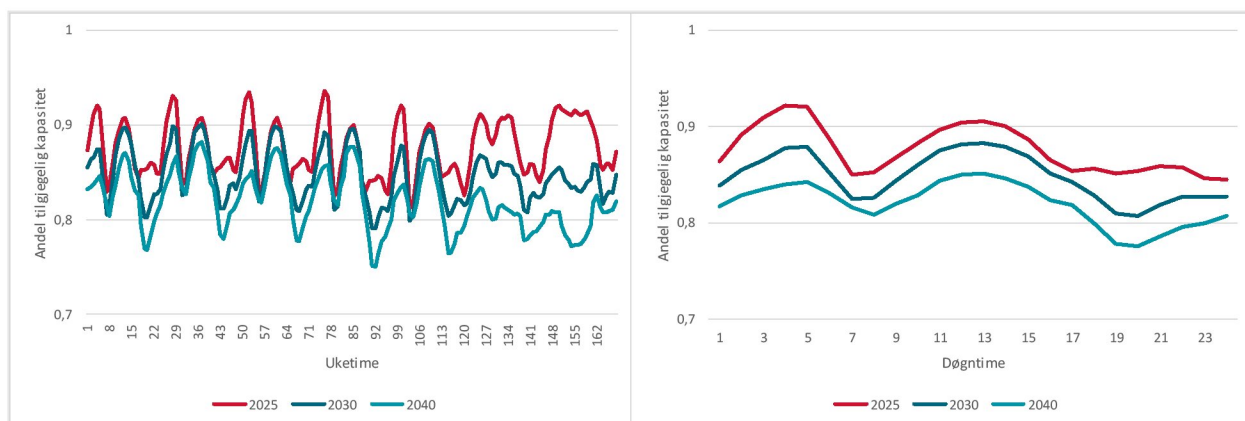
alle modellår. Det er også det samme væråret som gir høyest tilgjengelighet i alle modellår, det skjer dersom året 2010 inntreffer.



Figur 42 Variasjon i tilgjengelig eksportkapasitet i ulike modellår i retning Skottland ved struping (venstre), og gjennomsnittlig tilgjengelighet per uke over alle værår og modellår (høyre)

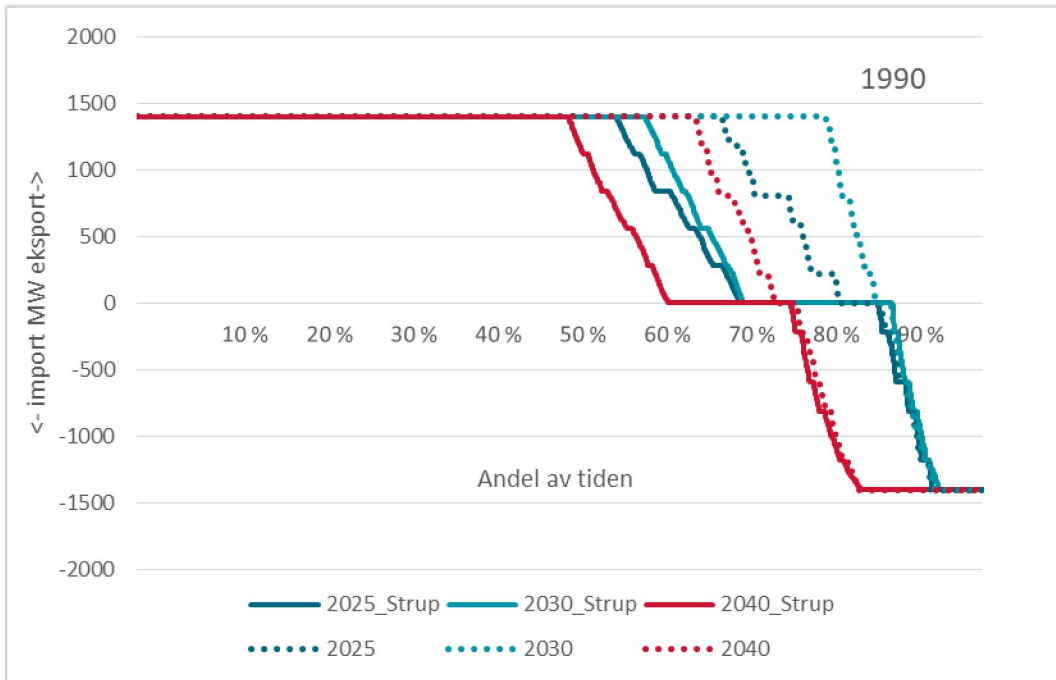
Til høyre i Figur 42 vises en gjennomsnittlig tilgjengelighetsprofil gjennom året basert på alle værår og modellår. Den viser at strupebehovet er størst i vinterhalvåret, mens behovet er mindre i sommerhalvåret. Det betyr at i perioder med mye uregulert vannkraftproduksjon i Norge, er det høy eksportkapasitet mot Skottland.

Nedenfor illustreres hvordan behovet for redusert eksportkapasitet varierer gjennom uken (til venstre) og gjennom døgnet (til høyre). Vi ser i våre analyser en tendens til at strupingen er størst i perioder med lavtforbruk, dvs. minst eksportkapasitet på kveld og natt.

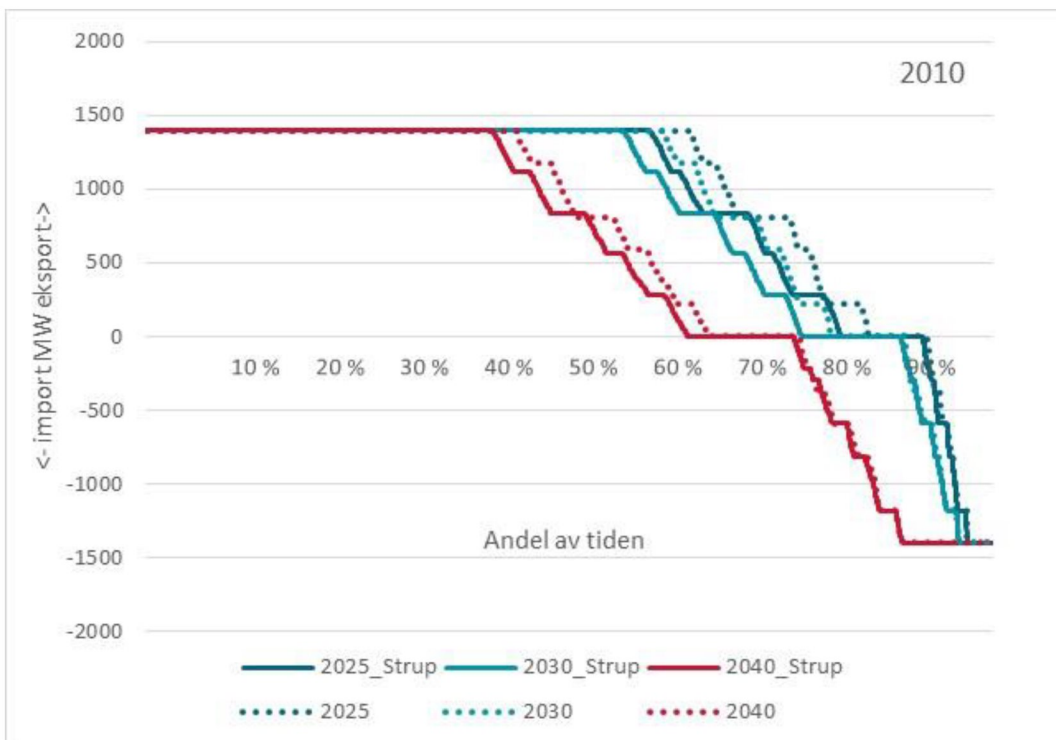


Figur 43 Variasjon i struping gjennom uken (venstre) og over døgnet (høyre), gjennomsnitt over alle værår

En lavere tilgjengelighet i retning Skottland, vil redusere volumet som blir eksportert på NorthConnect. Figur 44 og Figur 45 viser varighetskurven for kraftflyt på NorthConnect når kapasiteten reduseres som følge av at flyten fra Skottland til England overstiger 6 GW. Figur 44 viser hvordan flyten endres dersom væråret 1990 inntreffer – det året med høyest antall timer struping, mens Figur 45 viser hvordan struping påvirker flyten i det væråret med minst antall timer redusert tilgjengelighet.



Figur 44 Varighetskurver for flyten på NorthConnect i væråret 1990, Året med flest antall timer struping



Figur 45 Varighetskurver for flyten på NorthConnect i væråret 2010, Året med færrest antall timer struping

I våre analyser fører redusert eksportkapasitet til liten endring i priseffekt i Norge sammenliknet med full tilgjengelighet på NorthConnect. Prisendringen er under 1 øre/kWh i alle modellår. Noe av forklaringen til dette er at kapasiteten strupes i timer hvor prisforskjellen er liten.

Gjennomgangen over har vist at det er **størst behov for struping på vinterstid** hvor norske priser er relativt høye og lite struping i sommerhalvåret hvor Norge har høy produksjon av uregulert kraft. I

tillegg har vi vist at i våre fundamentalmodeller er behovet for struping størst i timer med lavt forbruk i Storbritannia. Det betyr at dersom strupingen av kapasiteten skjer på bakgrunn av de samme fundamentale forhold, dvs. at strupingen skjer hovedsakelig i situasjoner med lite forbruk og med høy vindkraftproduksjon, vil det redusere, men ikke eliminere lønnsomheten av NorthConnect.

I denne sensitivitetsanalysen er Themamodellen benyttet. Siden denne modellen gir noe andre verdier for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i referansebanen, vil ikke endringene i resultatet fra denne modellen være direkte sammenliknbar med øvrige analyser. Vi har derfor valgt den prosentvise endringen i de samfunnsøkonomiske størrelsene med og uten struping fra Themamodellen til å skalere verdiene fra Samnetts referansebane.

Tabell 30 Spothandelsnytte ved struping av NorthConnect i retning Skottland, NNV mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

Resultatpost	Referansebanen	Struping
Handelsinntekter NorthConnect	8 342	7 368
Endring i produsentoverskudd	86 374	72 376
Endring i konsumentoverskudd	-63 558	-51 850
Endring i flaskehalsinntekter andre forbindelser	-11 617	-10 793
Endring i interne flaskehalsinntekter*	380	337
Endring i nettap*		
Endring i samlet spothandelsnytte	19 920	17 437

\*Siden Themamodellen ikke opererer med nettap, opererer vi her med summen av endringen i interne flaskehalsinntekter og nettap

#### 4.11 NVEs vurdering av NC sin analyse

**I dette delkapitlet gjør NVE en vurdering av søkers analyse av en ny kabel til Skottland. Videre gjør vi et forsøk på å forklare de til dels betydelige forskjellene mellom NVE og NCs resultater. Forskjellene skyldes både ulik metodikk og forskjellige antagelser om fremtidig utvikling.**

Det er ikke enkelt å sammenlikne to analyser, hvor både datasett og analyseverktøy er forskjellig. Etter å ha utført en rekke undersøkelser mener vi å ha en god forståelse for hvorfor det blir avvik.

Tabellen under sammenlikner resultatene fra NC sitt basisscenario med NVEs referansebane.

Tabell 31 Sammenlikning av tall for endring i spothandelsnytte fra NVE og NorthConnect, NNV mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

	NC	NVE	Avvik	Hovedårsak
Handelsinntekter i kabel	15,1	8,3	-6,8	Ulik modellering av pris i Storbritannia
Endring i produsent- og konsumentoverskudd	7,8	22,8	15,0	Ulikt kraftoverskudd og forskjellig modellering av ulike værår
Endring i handelsinntekter på øvrige forbindelser	-0,9	-11,6	-10,7	Ulikt kraftoverskudd og forskjellig modellering av ulike værår
Endring i interne flaskehals	-4,6	1,8	6,4	Ulik modellering av nett og regionale kraftbalanser
Endring i overføringstap i det norske nettet	1,4	-1,4	-2,8	Ulik metodikk
Endring i samlet spothandelsnytte for Norge	18,8	19,9	1,1	

Selv om endring i samlet spothandelsnytte er ganske lik i de to analysene, er det allikevel store forskjeller i de øvrige regnskapspostene.

Forskjellene vi har indentifisert kan grupperes i to kategorier: Metode og antagelser. Disse beskrives nærmere under.

*NVE og NC har brukt forskjellig analyseverktøy/metodikk. Begge verktøy har styrker og svakheter*

- NCs modell har fin tidsoppløsning. Vi anslår at NVEs analyse underestimerer nytten med omtrent 5 prosent på grunn av grov tidsoppløsning.
- NVE simulerer 30 værscenarier mens NC simulerer kun ett normalår. NVEs analyser viser at nytten er vesentlig større i værår med stort kraftoverskudd. Siden NCs analyse ikke får med seg denne dimensjonen, underestimerer den nytten av NorthConnect.
- NVEs modell har en betydelig høyere detaljeringsgrad på kraftnett og vannkraft. Vi tror den derfor gir et riktigere bilde av regionale kraftbalanser og fordelingseffekter for produksjon, forbruker og netteier.
- Forskjellig metodikk for beregning av tapskostnader i det norske nettet. Ettersom NC ikke har en modell som kan beregne tap i det norske nettet, benytter de et estimat fra en Statnett-rapport, som sier at tapet reduseres med 160 GWh/år. Ved å gange dette tallet med en kraftpris, finner de at tapskostnaden går ned. NVE finner at tapskostnaden går opp, selv om tapsvolumet går litt ned, fordi prisen i Norge øker slik at kostnadsøkningen på de totale tapene overstiger besparelsen fra noe redusert volum. NC har også påpekt i tilleggsopplysninger til NVE at i deres beregninger inngår tap i forbruksantakelsene, slik at endringer i tapskostnader er reflektert i endringene i konsumentoverskuddet. Dette gjør det vanskelig å sammenlikne tapskostnadene i tabellen, siden bare deler av NC sin tapskostnad ligger i dette tallet.

*NVE og NC har forskjellig syn på fremtiden. Det ikke finnes ingen fasit, men NVE sitt datasett nyere og mer oppdatert.*

- NVE antar større kraftoverskudd i Norden og Norge. Dette gir høyere nytte.
- NC har fordelt mer av kraftoverskuddet i Norge nærmere kabelen. Dette bidrar til forskjellige resultater for flaskehals i nettet.
- NC antar noe høyere gasspris og lavere pris på kull og CO<sub>2</sub>-kvoter. Vi tror dette isolert sett bidrar til høyere nytte, siden våre analyser viser at høy gasspris er en viktig driver for nytten.
- NC har lagt på et ekstra kostnadsledd på kraftverk i UK, for å treffe bedre på historiske kraftpriser. Dette fører isolert sett til høyere flaskehalsinntekt på NorthConnect, og større nytte.

## **5 Vurdering av systemdrift, teknisk løsning og kostnader**

**I dette kapittelet vurderer NVE de tekniske og økonomiske aspektene ved de omsøkte tiltakene som ikke er belyst gjennom lønnsomhetsvurderingene i kapittel 4.**

**NorthConnect kan gjøre driften av kraftsystemet noe mer komplisert, men NVE mener at dette bør kunne håndteres av systemansvarlig med tilgjengelige virkemidler. Dersom planlagte nye systemløsninger ikke er på plass innen NorthConnect settes i drift vil dette imidlertid kunne føre til en mindre effektiv drift av systemet.**

**NVE vurderer den tekniske løsningen som akseptabel og at Sima er et egnet tilknytningspunkt. NVE har vurdert kostnadene som NC har lagt til grunn og finner disse rimelige. NVE legger videre til grunn at NorthConnect bedrer norsk forsyningssikkerhet marginalt. Handel med**

**systemtjenester representerer en mulig økonomisk oppside for prosjektet, men slike handelsløsninger kan også påvirke systemdriften.**

## **5.1 Konsekvenser for systemdriften og systemdriftskostnader**

### *5.1.1 Systemdriftskonsekvenser*

Systemdriftskonsekvenser omfatter i dette avsnittet NorthConnects påvirkning på kraftsystemet, og systemansvarligs (Statnett) evne til å drifte systemet på en effektiv måte, innenfor de rammer som er satt for driftssikkerhet. Avsnittet inkluderer vurderinger rundt roterende masse (systemstabilitet), flaskehalshåndtering, balansering av kraftsystemet og kortslutningsytelse.

Kraftsystemets stabilitet sier noe om systemets evne til å håndtere ubalanser mellom kraftproduksjon og kraftforbruk uten at frekvensen endres så raskt at systemets komponenter ødelegges eller at ubalansen rekker å bli så stor at systemet kollapser. Roterende masse (inertia) bremser endringer i frekvens. Med lite roterende masse kan større feil lede til en kritisk situasjon. De største bidragsyterne til roterende masse i det nordiske systemet i dag er kjernekraft og regulerbar vannkraft. Perioder med lav roterende masse oppstår i dag typisk nattetid sommerstid (lavt forbruk, kjernekraft ute til revisjon og regulerbar vannkraft står på grunn av lav kraftpris). I fremtiden, med en økt mulighet for import, utfasing av svensk kjernekraft og en økt andel uregulert kraftproduksjon uten særlig roterende masse, vil slike situasjoner oppstå hyppigere.

Statnett er systemansvarlig og har en sentral rolle i disse vurderingene. NVE har innhentet informasjon fra Statnett i flere omganger. I Statnetts notat av 24. januar 2018 vurderes systemdriftskonsekvenser og systemdriftskostnader som følge av NorthConnect. Den viktigste utfordringen er balanseringen av kraftsystemet som følge av større og hyppigere endringer i kabelflyt og nordisk kraftproduksjon, som følge av økt overføringskapasitet mellom det nordiske og det kontinentale synkronområdet. Statnetts analyser baserer seg på ulike modeller for kraftmarkedet fremskrevet til 2025, og Statnett påpeker at disse ikke fanger opp all kompleksitet og usikkerhet. Statnett har videre gitt utdypende informasjon i brev datert 18. mai 2018, i høringssvar fra 22. juni 2018 og sist i brev datert 12. desember 2018.

#### *Roterende masse (systemstabilitet)*

NC peker i brev fra 7. november 2018 på at roterende masse i det nordiske systemet kan bli en utfordring når svensk kjernekraft fases ut. Videre vises det til at det finnes løsninger, eksempelvis i form av Statnetts pilotforsøk med raske reserver<sup>36</sup> og/eller fasekompensatordrift av større vannkraftaggregater. Det vises til et stort potensial for å få på plass slike løsninger, gitt at det er behov og betalingsvilje for slikt.

Statnett skriver i sin rapport fra januar 2018 at kraftsystemets laveste roterende masse ikke vil bli ytterligere forverret av mellomlandsforbindelser som kommer etter NordLink og NSL. NorthConnect vil sannsynligvis bidra til en marginal økning av tiden med lav roterende masse i systemet, i perioder når import på kabelen vil erstatte produksjon fra nordiske kraftverk. Statnett skriver at de løsninger som utvikles for å sikre et stabilt kraftsystem med to nye kabler (NSL og Nordlink) også vil fungere

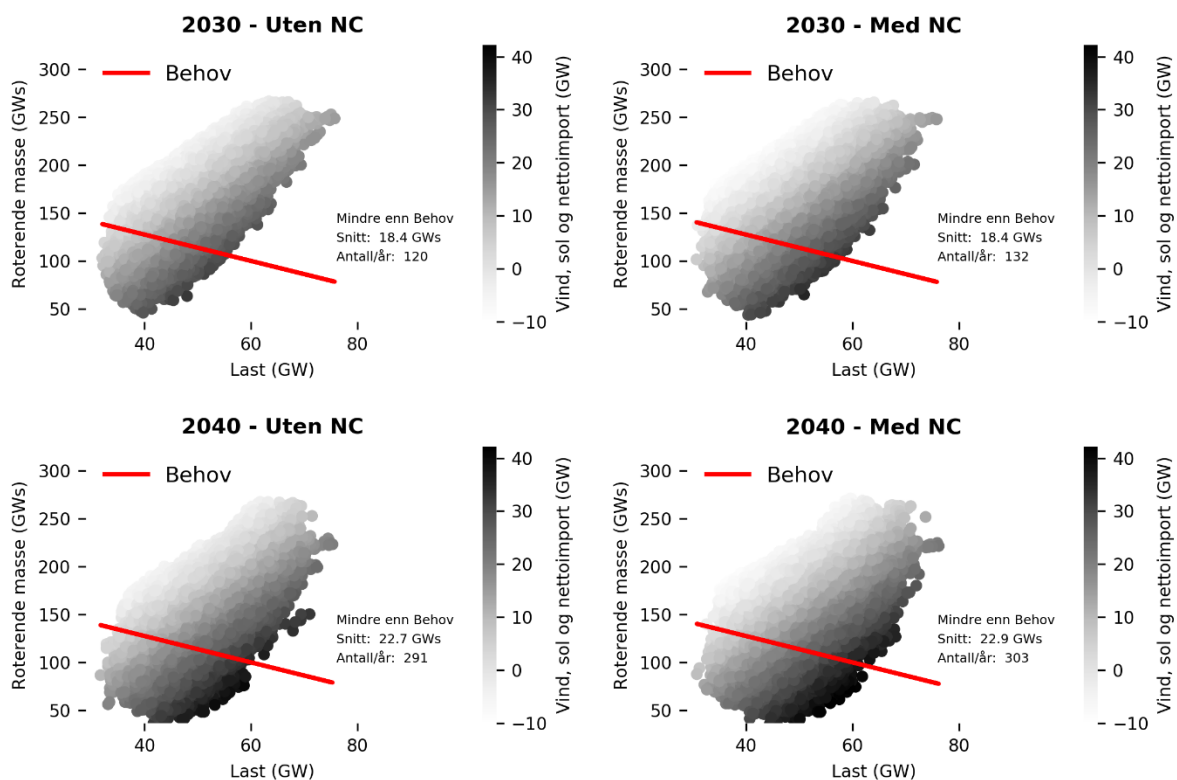
---

<sup>36</sup> <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/Nyhetsarkiv-2018/Fleksibelt-forbruk-bidrar-til-stabilitet-og-verdiskaping-i-det-nordiske-kraftsystemet/>

for flere kabler, men at bruken av disse løsningene vil øke. Av løsninger foreslår Statnett raske reserver, økt roterende masse og begrensning av størrelsen på dimensjonerende feil<sup>37</sup> i kraftsystemet.

NVE har med bakgrunn i kraftmarkedsanalysene i Samnett gjort en vurdering av hvordan behovet for svingmasse i kraftsystemet utvikler seg med tiden. Analysen er inspirert av tilsvarende figur i de nordiske TSOenes rapport fra 2016 «Challenges and Opportunities for the Nordic Power System». NVE har gjenskapt denne figuren for modellkjøringene for 2030 og 2040, med og uten NorthConnect. Langs den vertikale akse måles roterende masse i systemet, mens langs den horisontale akse måles forbruket (last). For hvert tidsavsnitt plottes modellresultatene for last og roterende masse. Fargen på arealet som tegnes opp bestemmes av hvor stor del av lasten som dekkes av vindkraft, solkraft og import. Behovet for roterende masse, her illustrert ved den røde streken er hentet fra TSO-rapporten og kan tolkes som en grense for hva som er ønsket roterende masse. Punkter under den røde streken er perioder med lav roterende masse.

Figur 46 viser at kraftsystemets utvikling over tid har langt mer å si for behovet for roterende masse enn det NorthConnect alene sørger for. Samtidig ser man at NorthConnect isolert sett øker behovet for roterende masse noe. Dette er i tråd med NC og Statnetts syn. NVE vurderer at NorthConnects påvirkning på systemstabiliteten er håndterbar.



Figur 46 Behovet for roterende masse i det nordiske kraftsystemet øker med tiden. Arealet under den røde streken og tallet til høyre er et estimat på hvor stor del av tiden kraftsystemet har lav roterende masse. Behovet for roterende masse øker mot 2040. NorthConnect bidrar til dette økte behovet, men bidraget er lite sammenliknet med andre utviklingstrekk.

<sup>37</sup> Dimensjonerende feil er det største enkeltutfall av en viktig komponent som skal kunne håndteres av driften. I Norge er denne normalt 1200 MW, og vil etter planen øke til 1400 MW i løpet av kort tid.

<http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/RKOM1/Om-regulerkraftmarkedet-RKM/>

### *Kortslutningsytelse*

Kortslutningsytelsen er et mål på hvor sterkt nettet er. Et sterkt nett vil ha lav elektrisk motstand, og spenningen endres lite ved endringer i produksjon eller forbruk. Et svakt nett med lav kortslutningsytelse har mer ustabil spenning, og kan ha utfordringer med at vern ikke fungerer slik de er ment. Kortslutningsytelse er avhengig av hvilke generatorer som til enhver tid produserer. I tillegg har også kraftnettets fysiske egenskaper innvirkning.

NC skriver at omformerne for NordLink, NSL og NorthConnect bygges med transistorbasert teknologi. Denne typen omformere stiller ikke krav til kortslutningsytelse, slik eldre omformerteknologi gjør. Omformerne kan styres slik at de kan bidra i spenningsregulering og øke kortslutningsytelsen.

Statnett skriver i sin rapport fra januar 2018 at det ikke forventes utfordringer knyttet til lav kortslutningsytelse i nettet som begrunnes i tilknytning av NorthConnect. Statnett har tidligere utført studier på om økt import fra likestrømskabler, til erstatning for kraftproduksjon fra større vannkraftverk, er med på å forverre kortslutningsytelsen. Konklusjonen er at sterke punkter får redusert kortslutningsytelse, uten at det har konsekvens av betydning. Svake punkter blir ikke ytterligere svekket i særlig grad.

NVE ser at NC og Statnett er omforente i sitt syn på NorthConnects innvirkning på kraftsystemets kortslutningsytelse. NorthConnect bidrar til økt kompleksitet, men kun som ett av flere elementer som øker kompleksiteten. NVE ser ikke at NorthConnect utløser behov for ytterligere tiltak for å håndtere dette i driften.

### *Mer krevende balansering av kraftsystemet og flaskehalshåndtering*

Det nordiske kraftsystemet vil i løpet av de neste årene oppleve relativt store endringer, som samlet vil føre med seg en mer krevende systemdrift. Kullkraft og kjernekraft fases ut, og uregulerbar fornybar kraftproduksjon fra sol og vind fases raskt inn. Det bygges en økt overføringskapasitet ut av Norden ved at de nordiske landene knytter seg sterkere til omkringliggende land, med planlagte forbindelser til Storbritannia, Tyskland og Nederland. Den viktigste konsekvensen for systemdriften som disse endringene fører med seg er en mer komplisert balansering av det nordiske kraftsystemet. Hyppigere og større variasjoner i kraftproduksjon og vekslinger i flyten mellom Norden og øvrige land stiller større krav til Statnett, og de øvrige nordiske TSOene, som systemansvarlige.

Sentralt i å løse utfordringene presenterer de nordiske TSOene en rekke virkemidler som planlegges inn i det nordiske systemet:

- Nytt nordisk balanseringskonsept (Nordic Balancing Model - NBM)
- Europeiske plattformer for utvikling av balanseenergi (MARI og PICASSO)
- Regional kapasitetsberegning (flytbasert markedskobling)
- Metode for reservasjon av overføringskapasitet for deling eller utveksling av reserver
- Fastsettelse av rampingrestriksjoner mellom synkronområder
- Avtaler og implementering av løsninger for NordLink og NSL
- Finere tidsoppløsning – 15 minutters oppløsning



Statnett mener at disse endringene, og da spesielt finere tidsoppløsning vil effektivisere bruken av automatiske reserver, da en mindre andel av disse blir bundet opp i å løse de strukturelle ubalansene vi ser i dagens marked.

Statnett beskriver også mulige endringer i hvordan flytendringer på kabler kan håndteres. Dette håndteres i dag med at det settes en maksimal hastighet på hvor mye effektflyten på en kabelforbindelse kan endres i løpet av en time, såkalte rampingrestriksjoner. I dag praktiseres det med rampingrestriksjoner per kabelforbindelse på 600 MW fra en time til den neste, med flytendringen konsentrert i minuttene rundt timesskift. Med flere og større kabler blir det etter hvert en lite hensiktsmessig løsning, da det vil gi en ineffektiv utnyttelse av forbindelsene ettersom en vil bruke lang tid på å endre flyten. Eksempelvis må en bruke fem timer på å snu flyten fra full import til full eksport på NorthConnect med dagens praksis. Statnett mener det vil være mer hensiktsmessig å sette en begrensning på samlet flytendring i hele eller deler av Norden. Finere tidsoppløsning i markedet vil muliggjøre flytendring på kabler gjennom hele klokketimen, og vil frigjøre automatiske reserver, slik at det vil være mulig å øke den totale tillatte flytendringen på kablene mellom Norden og resten av Europa.

Statnett presiserer i brev datert 12. desember 2018 at dagens rampingrestriksjoner, og ytterligere skjerping av dagens regler, vil medføre et nyttetap for NC. Samtidig forventes dette tapet å reduseres fremover mot 2040. Dette fordi Statnett forventer et økt nordisk kraftoverskudd mot 2040 og jevnt over høyere priser i Storbritannia enn i Norge.

I brev av 18. mai 2018 skriver Statnett: *Hvis forbindelsene settes i drift uten at de nødvendige tiltakene er ferdige eller virkningene er som forutsett må Statnett som systemansvarlig kunne sette den handelskapasitet og de rampingrestriksjoner som ansees som nødvendige for å sikre en tilfredsstillende systemdrift.*

Pågående prosjekter kan gjøre det mulig å øke den totale flytendringen på kablene mellom Norden og resten av Europa. Samtidig medfører flere utenlandsforbindelser ut av Norden at det kan bli nødvendig å redusere rampinghastigheten per kabel fra dagens nivå på 600 MW per time. Om prosjekter som nytt nordisk balanseringskonsept og finere tidsoppløsning tar lenger tid enn planlagt, eller ikke løser flaskehalsutfordringene effektivt, så kan dette medføre behov for å redusere rampinghastigheten. NVE mener dette er løsninger som, uavhengig av NorthConnect, bør komme på plass så snart som mulig ettersom NordLink og NSL medfører samme utfordring for driftssikkerheten. NorthConnect vil i noen grad kunne påvirke systemansvarligs balansering av systemet og systemansvarligs flaskehalsbehandling, men NVE kan ikke se at tilknytning i løpet av 2024 vil være uforsvarlig.

Utfordringer i systemdriften diskuteres også i vurderingen av behovet for erfaringer før NorthConnect kan tilknyttes.

### 5.1.2 Behov for ressurser og erfaringer før tilknytning av NorthConnect

Som følge av at det bygges to utenlandsforbindelser (NSL og NordLink), og man i fremtiden venter en mer krevende systemdrift arbeider Statnett med en rekke prosjekter. Dette foregår på nasjonalt, nordisk og europeisk nivå. Overordnet skriver Statnett at de jobber med å implementere en kompleks portefølje av europeiske nettkoder og nye metoder for nordisk balansering. Statnett mener det er en risiko for at løsningene blir forsinket sammenliknet med gjeldene tidsplan. I tillegg er det noe usikkert om tiltakene har ønsket effekt. Dette blir ikke klart før de er blitt ferdig testet og implementert.

Statnett har i tillegg til mer utfordrende systemdrift som følge av mer uregulerbar produksjon, vært opptatt av tidspunktet for idriftsettelse av NorthConnect. Bakgrunnen for dette er at Statnett må ha

tilgjengelige ressurser for å inngå avtaler, som systemdriftsavtalen. Dette er spesialkompetanse som per i dag er opptatt med konsesjonsgitte prosjekt. Statnett vil måtte være part i en systemdriftsavtale, og viser til at det er nødvendig med en tett integrering med Statnetts driftssystemer. Integrering med Statnetts driftssystemer er også nødvendig om forbindelsen skal brukes til utveksling av balanseenergi. Statnett mener at deres erfaring fra andre kabelprosjekt (spesielt NSL) er at systemansvarlig tidlig må bidra med store ressurser i utvikling av avtaler knyttet til forbindelsen og peker særlig på systemdriftsavtalen.

Statnett konkluderer i brev av 12. desember 2018 at NC sin utsettelse av idriftsettelse til 2023/24 er nærmere en håndterbar tidsplan for innfasing av NorthConnect i Statnetts driftssystemer. Statnett anbefaler idriftsettelse tidligst mot slutten av 2024.

NC skriver i sin konsesjonssøknad at forbindelsen kan påvirke flyten i hele nettet, men peker på at de overordnede systemdriftsutfordringene må løses uavhengig av NorthConnect. Risikoen for at systemdriftsutfordringene ikke er løst før idriftsettesdato vurderer NC som svært liten. Det pekes på vedtatte nordiske løsninger, og at Statnett gjennom eierskap på NordLink og NSL vil være en pådriver for å få disse markedsløsningene på plass. NC vurderer ikke risikoen for at løsningene ikke har ønsket effekt.

Enkelte aktører skriver i høringen at det er nødvendig med driftserfaringer fra NordLink og NSL før NorthConnect kan gis utenlandskonsesjon. I energimeldingen<sup>38</sup>, som ble lagt frem i 2016, skriver departementet at «Den økte utvekslingskapasiteten vil ha virkninger på det norske kraftsystemet. Det er derfor behov for å høste erfaringer og gjøre grundige analyser før utvekslingskapasiteten økes ytterligere». NC skriver i konsesjonssøknaden at det i denne sammenheng er viktig å skille mellom betingelser for å gi konsesjon og hvilke erfaringer som bør foreligge før en ny forbindelse settes i drift.

NC peker på at det ble gitt konsesjon til NordLink og NSL før det forelå erfaringer fra Skagerrak 4. NC skriver at Statnett begrunnet dette med at erfaringene ville foreligge før forbindelsene ble satt i drift og at det derfor var tid til å få driftserfaringene i utviklingen. NC skriver at de ikke kan se at det er forskjell på vurderingen som skal gjøres nå og den som ble gjort i forbindelse med NordLink og NSL. NC mener det ikke foreligger faglig holdbare argumenter for at en bør avvente driftserfaringer og mener at NorthConnect-prosjektet må få fortsette uten driftserfaringer dersom en skal legge likebehandlingsprinsippet til grunn.

NC mener videre at en rask utvikling av NorthConnect er viktig for å sikre norsk verdiskaping. De viser til at det britiske Cap&Floor-regimet er svært gunstig for kabeleier og at det er vanskelig å se for seg at dette regimet vil ha lang varighet grunnet pågangen av nye prosjekter med marginal lønnsomhet. NC påpeker også at de er blant de høyest rangerte PCI-prosjektene<sup>39</sup> og at de har fått tilslag på 100 millioner kroner i EU-midler for å utvikle prosjektet frem mot investeringsbeslutning.

NVE er enig i at Statnetts utviklingsplaner er ambisiøse og ressurskrevende for Statnett de kommende årene. NorthConnect, dersom det gis konsesjon, vil også medføre en betydelig ressursbruk for Statnett som systemansvarlig. Statnett som systemansvarlig har en viktig rolle i å legge til rette for sikker og

<sup>38</sup>Meld. St. 25 (2015–2016), punkt 10.3.3 -

<https://www.regjeringen.no/contentassets/31249efa2ca6425cab08130b35ebb997/no/pdfs/stm201520160025000dddpdfs.pdf>

<sup>39</sup> Projects of Common Interest (PCI) er en fellesbetegnelse for infrastrukturprosjekter som er viktige for to eller flere land, og som av den grunn kan bli tildelt penger av EU:

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects>

effektiv handel og drift i fremtiden, og deres synspunkter er viktige i konsesjonsprosessen og i en eventuell videre implementering av NorthConnect.

Prosjektene Statnett gjennomfører parallelt med realisering av NordLink og NSL krever mye ressurser, og prosjektene vil i fremtiden være viktige for å håndtere et kraftsystem med flere utenlandsforbindelser og mer uregulert kraftproduksjon. 15-minutters balanseavregning, som vil muliggjøre finere tidsoppløsning også i andre markeder, er utsatt og nå planlagt å være på plass tidligst 2023<sup>40</sup>. NVE deler Statnetts syn på at det er usikkerhet rundt implementeringstidspunkt for de ulike prosjektene, og om de vil få ønsket effekt. I prosjekt hvor flere land er involvert, og som også krever utvikling av IT-systemer, er det stor risiko for forsinkelser. NVE vurderer allikevel det som sannsynlig at disse prosjektene er på plass innen idriftsettelse av NorthConnect, spesielt ettersom dette i stor grad er løsninger som bør være på plass for å sørge for en sikker drift av NordLink og NSL.

NVE deler NCs syn om at Statnett på grunn av NordLink og NSL har sterke incentiver til å få på plass løsninger som f.eks. finere tidsoppløsning så fort som mulig. NVE legger til grunn at løsningene som utvikles for Nordlink og NSL også skal fungere for NorthConnect. Videre forstår vi det slik at Statnett mener at NorthConnect ikke vil true driftssikkerheten dersom planlagte løsninger ikke implementeres eller gir forventet effekt, men at dette kan gi mindre effektiv drift av kraftsystemet i en periode.

NVEs vurdering er at NorthConnect vil påvirke systemdriften, men at det er flere usikkerhetsmomenter som gjør det vanskelig å si i hvor stor grad NorthConnect vil medføre utfordringer for systemdriften. Erfaringer fra et kraftsystem i betydelig endring, og løsningene som er under utvikling for å håndtere systemdriften, kan gi et bedre beslutningsgrunnlag. Det at NC følger en prosess på britisk side<sup>41</sup> og at utsettelser på norsk side kan få konsekvenser for prosjektet tilsier at det bør foreligge tungtveiende argumenter dersom en skal avvete ytterligere erfaringer.

NVE har i avsnitt 5.1.1 vurdert påvirkning på roterende masse (systemstabilitet), kortslutningsytelse, flaskehalshåndtering og balansering av kraftsystemet. Vi konkluderte ovenfor med at vi ikke kan se at det vil være uforsvarlig å tilknytte NorthConnect i løpet av 2024. Samtidig er dagens kraftsystem i endring, noe som kan vil gi utfordringer for systemdriften. For å opprettholde effektiv drift jobber Statnett sammen med de nordiske og europeiske systemansvarlige for å utvikle markedsløsninger for det fremtidige kraftsystemet. Disse løsningene kan også benyttes for NorthConnect. Dersom de nye markedsløsningene ikke er klare i tide, kan nye utenlandsforbindelser måtte utnyttes på en mindre effektiv måte i en periode. Denne reduserte effektiviteten vil ha en samfunnsøkonomisk kostnad.

Vår vurdering er at det ikke foreligger tilstrekkelig grunnlag for å konkludere med at det er nødvendig å vente på driftserfaringer fra NordLink og NSL. Det foreligger heller ikke tilstrekkelig grunnlag for å utsette en eventuell konsesjonsbehandling av NorthConnect i påvente av andre erfaringer. NVE merker seg at NorthConnects planlagte idriftsettelse er medio 2024, som ligger tett på hva Statnett mener er mulig i sitt brev fra 12. desember 2018, der de anbefaler en idriftsettelse tidligst mot slutten av 2024.

### 5.1.3 Større andel av import eller bruk av mothandel på NorthConnect

I Statnett og NVE sine analyser er det lagt til grunn eksport på NorthConnect i store deler av tiden. Dersom det blir en situasjon med mer balansert flyt, som NVE får i sine kjøringar med prisområder i

<sup>40</sup> <http://nordicbalancingmodel.net/updated-roadmap-for-implementation-of-nordic-balancing-model-nbm/>

<sup>41</sup> Prosjektet har fått positivt tilsagn på IPA (Initial Project Assessment). Kravene her fastsetter imidlertid at det kan bli en ny IPA-prosedyre dersom det foreligger «material changes». «Material changes» inkluderer en utsettelse på 3 år eller mer ([https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/01/window\\_2\\_ipa\\_final\\_decision.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/01/window_2_ipa_final_decision.pdf)).

Skottland, kan NorthConnect føre til noe større påvirkning på systemdriften enn i situasjoner der den stort sett er en eksportkabel. Særlig vil dette føre til at NorthConnect øker behovet for ramping i større grad enn det som er antatt i vårt basisscenario. Dette kan igjen redusere effektiviteten av handelen på NorthConnect og andre utenlandsforbindelser.

Dersom den britiske systemansvarlige håndterer interne flaskehals ved hjelp av mothandel<sup>42</sup> hos norske produsenter via NorthConnect vil også dette få betydning for systemdriften i Norge. Betydelige mengder nedregulering i NO5 vil kunne medføre større og hyppigere flytendringer på NorthConnect enn det som estimeres i NVEs basisscenario for døgnet. Dersom det ikke utvikles nye løsninger, men mothandel bestilles etter stenging av intradagmarkedet, kan dette innebære at store flytendringer bestilles 15-45 minutter før driftstimen. Store flytendringer sammenliknet med døgnetklaringen tett inntil driftstimen gir systemansvarlig liten tid til å vurdere konsekvensene av mothandel. Dette vil være krevende å håndtere for systemansvarlig som er ansvarlig for balansering av systemet og flaskehalsbehandling. Mothandel kan også påvirke belastningen på snitt innad i budområder, og vil beslaglegge norske reguleringsressurser til bruk i det britiske systemet. Ved bruk av mothandel eller andre systemtjenester over NorthConnect må det ligge til grunn avtaler med de systemansvarlige på begge sider, som sørger for at norsk driftssikkerhet ivaretas<sup>43</sup>.

Både ved større andel import og ved mothandel der norsk produksjon nedreguleres kan føre til at NorthConnect gir behov for mer roterende masse enn det som er estimert i avsnittet over. Dersom nedreguleringen eller importen skjer på tidspunkt der det allerede er lav roterende masse i systemet, vil dette øke andelen av tiden da man ikke har nok roterende masse. Dette vil igjen øke bruken av tiltak for økt roterende masse, og derfor også noe høyere systemdriftskostnader.

#### 5.1.4 Systemdriftskostnader

NC påpeker i sin konsesjonssøknad at Statnett i flere år har sagt at systemdriftskostnadene vil øke, uten at dette har skjedd. De skriver videre at tilknytningspunktet i Norge ligger lengre nord enn NSL og øvrige utenlandsforbindelser. Ettersom de øvrige utenlandsforbindelsene ligger i NO2, konkurrerer forbindelsene i dette budområdet om den samme fleksibiliteten. NorthConnect vil tilknyttes i NO5, et område med god tilgang på regulerbar kraft og begrensninger i eksportkapasitet ut av området. NC mener dette tilsier lavere systemdriftskostnader for NorthConnect enn NSL. Likevel benytter de samme nivå på systemdriftskostnadene for NorthConnect som det Statnett benyttet for NSL, nåverdiberegnet til 1850 millioner kroner over kabelens levetid<sup>44</sup>. NC anser dette som et konservativt anslag, men legger det til grunn ettersom de selv ikke har mulighet til å beregne slike kostnader.

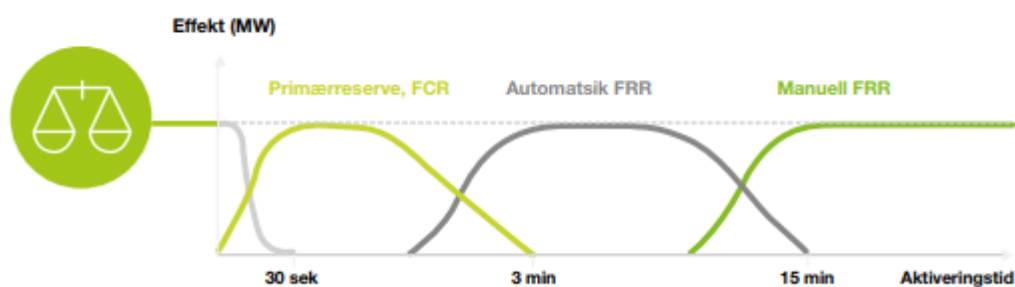
Statnett er eneste aktør med god tilgang på bud- og driftsdata, og ble bedt om å gi en rimelighetsvurdering av NCs anslag på systemdriftskostnader. I notat om systemdrift, datert 24. januar 2018, skriver Statnett at de finner NCs vurderinger i konsesjonssøknaden å være rimelige. Dette gjentas i brev fra 18. mai 2018 hvor de også skriver at systemdriftskostnadene ikke er avgjørende i de samfunnsøkonomiske analysene som gjøres i konsesjonsprosessen. Statnett skriver også at det er krevende å utføre slike analyser og at de bygger på en rekke usikre forutsetninger.

<sup>42</sup> Se mer om mothandel under kapittel 7.4.3

<sup>43</sup> Se omtale av avtaler i kapittel 7.6

<sup>44</sup> Statnett la til grunn 120 millioner kroner årlige systemdriftskostnader for NSL, dette tilsvarer en nåverdi på 2375 millioner kroner over 40 år, gitt 4 % rente. Selv om Statnett i sin nåverdiberegning oppgav en kostnad på 1850 millioner kroner er vurderingene av kostnadsnivået knyttet til den årlige kostnaden, og det er dette NVE legger til grunn i den videre vurderingen.

## Primærreserver



Figur 47 Sammenheng mellom primær-, sekundær- og tertiærreserver (Statnett, SMUP 2017-2021)

Primærreserver er automatiske reserver som momentant bidrar til å bremse frekvensutslag når en ubalanse mellom produksjon og forbruk oppstår.

Statnett skriver at økt variasjon i kraftpriser som følge av flere mellomlandsforbindelser vil bidra til å øke prisene på primærreserver.<sup>45</sup> I dag leveres 95 prosent av primærreservene i Norden av vannkraft. Det jobbes med å få inn primærreserver fra forbruk og andre nye kilder, som vil redusere prisene på reserver. Arbeidet med finere tidsoppløsning vil redusere de strukturelle ubalansene i markedet ved timeskift, og redusere bruken av primærreserver.

## Sekundærreserver

Sekundærreserver aktiveres automatisk for å frigjøre primærreservene og bidrar til å få frekvensen tilbake mot settpunktet på 50 Hz.

Utvikling av nye metoder for balansering av det nordiske kraftsystemet er under utvikling. Statnett mener at økt bruk av sekundærreserver<sup>46</sup> er en viktig del av denne utviklingen for å stimulere til utvikling av ressursene som skal benyttes til regulering. Både NC og Statnett skriver at behovet for sekundærreserver i NO5 vil øke når NorthConnect settes i drift. Statnett skriver at både økt tilbud og kjøpt volum vil øke med økt kostnad på reservekjøp, men uklar virkning på pris. Økt variasjon i kraftpriser bidrar til å øke prisene på reservene, noe NorthConnect vil bidra til.

## Tertiærreserver

Tertiærreserver frigjør de raskere automatiske reservene, og holdes aktive inntil ubalansen mellom forbruk og produksjon ikke lenger utgjør et behov for aktiverte reserver. Tertiærreserver benyttes også til å håndtere regionale flaskehalsar.

Statnett skriver at en forventet økning i antallet perioder med nordisk produksjon nær full kapasitetsutnyttelse vil føre til at tilgangen på tertiærreserver<sup>47</sup> for oppregulering oftere blir en knapp ressurs. Prisene på reserver forventes å øke som følge av flere forbindelser ut av Norden og økt variasjon i kraftpriser. NorthConnect vil bidra til denne økningen.

<sup>45</sup> Primærreserver deles i to kategorier FCR-N (normaldrift) og FCR-D (driftsforstyrrelser). FCR = Frequency Containment Reserve

<sup>46</sup> Sekundærreserver har kortnavn aFRR = automatisk Frequency Restoration Reserve

<sup>47</sup> Tertiærreserver har kortnavn mFRR = manuell Frequency Restoration Reserve

Statnett skriver videre at det kan være aktuelt å opprette en RKOM-ordning for manuell nedregulering i perioder med svært lave nordiske produksjonsnivåer. Dette var en del av kostnadsestimatet for NSL. Statnett antar at NorthConnect ikke vil utløse behov for manuell nedregulering.

Som følge av bygging av NordLink og NSL vil Statnett innføre tiltak mot lav rotasjonsenergi for å sikre systemstabiliteten, men Statnett ser ikke behov for ytterligere tiltak for NorthConnect. Det kan imidlertid bli behov for å benytte tiltakene en større del av tiden. Kostnader for tilgang på reaktiv effekt utgjør en liten del av de totale systemdriftskostnadene og problematiseres ikke av Statnett.

#### *NVEs vurdering i 2013, ved behandling av NSL*

NC bruker Statnetts anslag fra søknaden for NSL som et estimat for deres påvirkning på systemdriftskostnader. Statnett mener denne antagelsen er rimelig. Det er derfor naturlig å gjengi noen av de vurderinger som NVE gjorde ved behandling av NSL i 2013.

*Tabell 32 Statnetts anslag på endringer i systemdriftskostnader som følge av NSL, årlige tall i MNOK*

<b>Årlig 2012 (MNOK)</b>	<b>North Sea Link</b>
Automatiske reserver	60-80
Oppregulering	20-30
Nedregulering	20
Reaktiv effekt	10
Sum kostnader	120

Etter NVEs vurdering var det stor usikkerhet rundt hvor mye systemdriftskostnadene ville øke som følge av NSL og betydningen av usikkerheten er større enn det Statnett fremstiller den i søknaden (*nivået på kostnadene er av en slik størrelse at usikkerhetens betydning er relativt liten*, ref. konsesjonssøknad). Etter NVEs vurdering fremsto Statnetts anslag for økte systemdriftskostnader som lavt og kunne være kraftig underestimert.

Hovedårsaken til at Statnetts sum ble vurdert som for lav var den forventede økte kostnaden for automatiske reserver. Statnett kjøpte, ved søknadstidspunkt for NSL i 2013, inn 210 MW i automatiske reserver, og anslo at dette volumet måtte øke til 490 MW etter bygging av NordLink og NSL (140 MW ekstra per kabel). Samtidig virket det som om Statnett benyttet omtrent samme kostnad per MW for det økte volumet, som det som var prisen i 2013. Det ville vært naturlig å anta at enhetskostnaden vil øke når volumet økte, ettersom man benytter seg av de billigste objektene først. Av den grunn mente NVE i 2013 at anslaget på økt bruk av automatiske reserver kunne bli opptil dobbelt så høye, når man la til grunn Statnetts behovsanslag for økte reserver.

Videre mente man også da at anslaget på 20-30 millioner kroner for økt bruk av manuell oppregulering trolig var noe lavt, ettersom Statnett tidligere har anslått at Skagerrak 4 (700 MW) ville medføre økning reguleringsutgifter på 20 millioner kroner årlig. Sammenliknet med dette tallet virket anslaget for NSL (1400 MW) noe lavt.

### *NVEs vurdering i 2019*

Alle involverte fremhever stor usikkerhet knyttet til endringer i systemdriftskostnader, både når det gjelder utsikter for endringer grunnet NorthConnect spesielt, og endringer grunnet annen utvikling i kraftsystem og kraftmarked.

Den kraftige økningen i utvekslingskapasitet som forventes mellom det nordiske synkronområdet og resten av Europa vil komplisere driften av det nordiske kraftsystemet og øke systemdriftskostnadene isolert sett. I tillegg øker andelen uregulert kraftproduksjon kraftig, samtidig som svensk kjernekraft fases ut. Dette er noen av grunnene til at Statnett, alene og sammen med nordiske og europeiske samarbeidspartnere, utvikler nye verktøy og nye markeder for å gi en sikker og effektiv drift av kraftsystemet. Alle disse endringene, og usikkerhet rundt implementeringstidspunkt og virkningsgrad for nye verktøy, gjør det svært vanskelig å anslå hvilket nivå systemdriftskostnadene vil ligge på like før idriftsettelsestidspunkt for NorthConnect, og hvor store endringer NorthConnect isolert sett vil bidra med.

NVE tar i den videre vurderingen opp tema som enten trekker systemdriftskostnadene opp eller ned sammenliknet med Statnetts anslag for NSL i 2013.

Forhold som trekker systemdriftskostnadene opp sammenliknet med vurderingene fra 2013:

- Våre innvendinger til Statnetts tall i 2013 er fortsatt gjeldende. Kabelen vil settes i drift etter NordLink og NSL, og det vil ved idriftsettelsestidspunkt være en langt høyere andel uregulert kraftproduksjon i det nordiske kraftsystemet sammenliknet med hva det var i 2013. Dette vil føre til at kostnaden per MW for ulike systemtjenester vil øke ettersom enhetskostnaden øker med det økte volumet som etterspørres.
- Økte kraftpriser i Norge øker verdien på den kraftproduksjonen som vil benyttes til systemtjenester, og vil dermed også bidra til å heve systemdriftskostnadene som utløses av NorthConnect.
- Statnett påpeker at handel med systemtjenester over utenlandsforbindelsene kan øke eller redusere kostnadene knyttet til systemtjenester. Effekten vil avhenge av om systemtjenestene i sum går i retning ut eller inn til Norge. Ved lave nordiske reservepriser kan salg til andre synkronområder øke nordiske reservepriser, og motsatt ved kjøp av billigere reserver andre steder. NVE anser det som mest sannsynlig at det er lavere nordiske reservepriser, og at dette forholdet trekker opp kostnadene.

Forhold som trekker systemdriftskostnadene ned sammenliknet med vurderingene fra 2013:

- Videre utvikling av markeder og verktøy, som nevnt i avsnitt 5.1.2 vil effektivisere bruken av reserver, uavhengig av nye mellomlandsforbindelser. Disse verktøyene var ikke hensyntatt i Statnetts vurdering i 2013. Dette vil redusere enhetskostnadene for reservasjon og aktivering av reguleringsobjekter.
- NorthConnect vil tilknyttes i prisområde NO5, mens de resterende mellomlandsforbindelsene ut av Norge ligger i NO2. NO5 er et område med høy andel regulerbar produksjon, noe som fører til at tilgjengeligheten på reguleringsobjekter er større enn for en tilsvarende kabel i NO2. Dette reduserer kostnaden sammenliknet med estimatet fra 2013.

- Statnett anslo i 2013 en kostnad for manuell nedregulering av produksjon som følge av NSL på 20 millioner kroner årlig. Manuell nedregulering er ikke så aktuelt når det kommer til NorthConnect, ifølge Statnett.
- Statnett anslo i 2013 en kostnad på 10 millioner kroner årlig på sikring av nok reaktiv effekt i systemet som følge av idriftsettelse av NSL. I 2018 anslår de denne kostnaden som neglisjerbar.
- Systemdriftskostnadene har i perioden 2013-2018 ikke hatt den økningen som Statnett antok i 2013. Dette indikerer at beløpet som lå til grunn for vurderingene som ble gjort av Statnett og NVE i 2013 var overestimert.

Sett i lys av disse punktene, og den usikkerheten de representerer, er det vanskelig å være like bastant på at systemdriftskostnaden som presenteres i søknaden er underestimert denne gang. NVE finner det rimelig å legge til grunn samme nivå på årlige systemdriftskostnader som Statnett har gjort for NSL og som NC også skriver de har lagt til grunn i sin konsesjonssøknad. NVE ser ingen enkel måte å redusere usikkerheten i anslagene. Årlige kostnader på 120 millioner 2016-kroner gir en total kostnad over 40 år på 2539 millioner 2019-kroner.

NVE ønsker også å påpeke at den komplikasjonen NorthConnect påfører systemdriften langt på vei kan løses gjennom økt kjøp av systemtjenester. Dette er i samsvar med hva Statnett og NC mener. Dersom dette ikke er tilstrekkelig for å oppnå en akseptabel driftssituasjon kan Statnett innføre strengere rampingrestriksjoner eller redusere handelskapasiteten, i tråd med gjeldende regelverk. Disse virkemidlene har samfunnsøkonomiske kostnader. Fordeling av systemdriftskostnader omtales i avsnitt 7.9.2.

## **5.2 Vurdering av tekniske forhold**

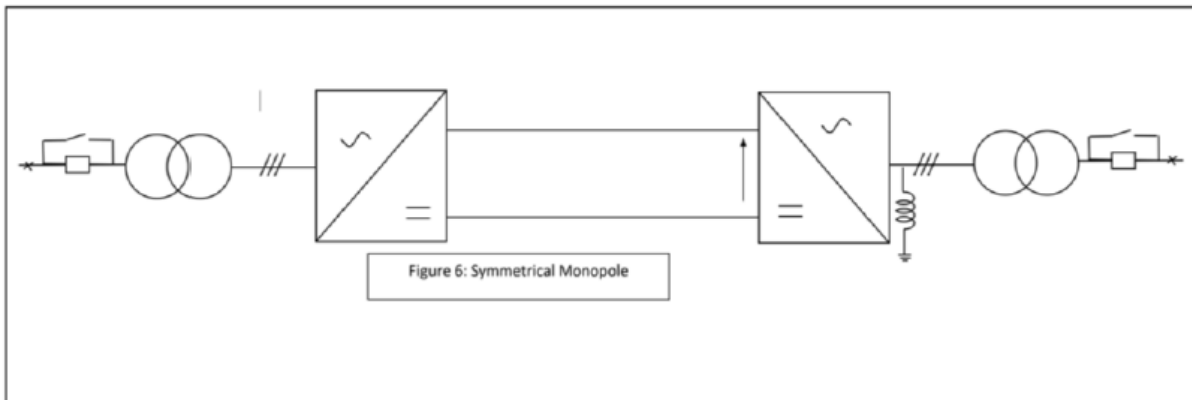
Likestrømsforbindelsen mellom Sima i Norge og Peterhead i Skottland planlegges med et spenningsnivå på  $\pm 525$  kV og en overføringskapasitet på 1400 MW. Ifølge NC vil forbindelsen kunne overlastes med 20 prosent i kortere perioder (typisk 2-4 timer).

### *5.2.1 Omformerstasjon*

I hver ende av sjøkabelen som forbinder kraftnettet i Norge og Storbritannia, vil det være et likeretteranlegg. Anlegget omfatter transformatorer og likeretteranlegg. Hvert likeretteranlegg består av en likestrømsshall, en ventilhall og en reaktorhall. I tillegg vil det etableres frittstående apparatanlegg, kontrollbygg, hjelpekraft, støttesystemer og hvis nødvendig, harmonisk filter.

To ulike systemkonfigurasjoner er aktuelle for prosjektet; symmetrisk monopole og enkel bipole. Symmetrisk monopole baserer seg på bruk av én transformator (tre enfas transformatorer) og én omformer i hver ende av sjøkabelen.

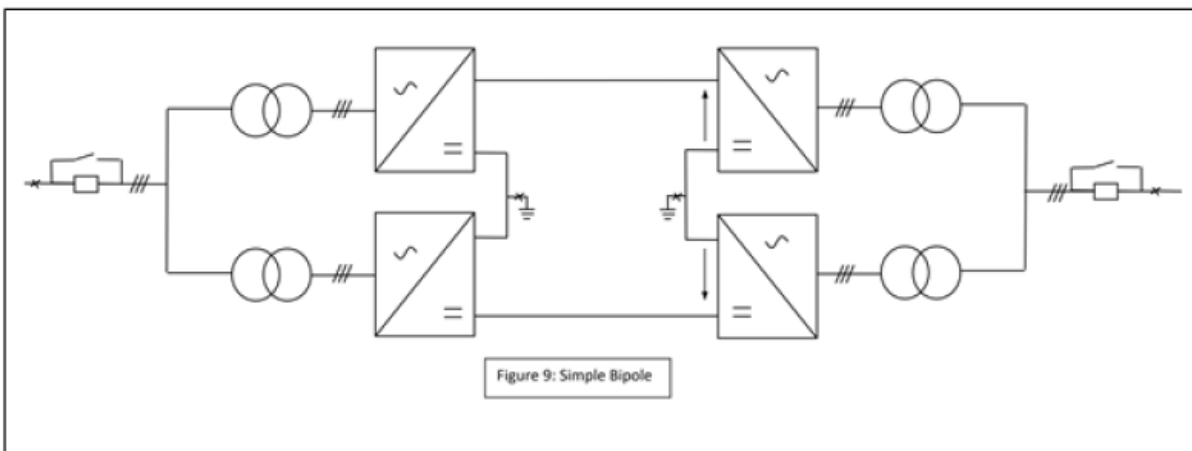




Figur 48 Systemskisse symmetrisk monopol

Dette er i utgangspunktet NCs foretrukne løsning, men per i dag finnes det kun utførelser med symmetrisk monopol opp mot  $\pm 400$  kV, og NC baserer seg imidlertid på  $\pm 525$  kV. Ettersom det er begrensninger på antallet leverandører som er i stand til å levere en slik løsning, opplyser NC at de av konkurransemessige hensyn også må forespørre på systemkonfigurasjonen «Enkel bipol».

Enkel bipol baserer seg på bruk av to transformatorer (6 enfase transformatorer) og to omformere i hver ende av sjøkabelen. Dette betyr at det ikke er mulig å gjøre en automatisk omkobling til ett av omformerparene ved feil på det andre paret, men det er likevel mulig å gjøre en manuell omkobling. NC anslår at en slik omkobling vil ta omtrent 8-10 timer. Det vil da være mulig å drifte anlegget med 50 prosent av maksimal last (eventuelt mer hvis omformere og transformatorer blir overdimensjonert).



Figur 49 Systemskisse enkel bipol

I normal drift vil det ikke være noen prinsipiell forskjell mellom de to systemkonfigurasjonene symmetrisk monopol og enkel bipol. Forskjellen er hovedsakelig ved en feil på omformer eller transformator, hvor det vil være mulig å drifte bipol-løsningen på 50 prosent av maksimal last etter manuell omkobling. Det er imidlertid liten sannsynlighet for slike feil i dagens anlegg, og NC vurderer det derfor dithen at symmetrisk monopole er en god nok løsning med tanke på tilgjengelighet. Når det gjelder planlagt vedlikehold anslår NC at en symmetrisk monopole-løsning vil kreve omtrent én ukes utetid per år. Enkelt bipole vil kreve det dobbelte, men vil samtidig være mulig å drifte på halv kapasitet under tiden. Uansett valg av systemkonfigurasjon vil det bli lagret en reservetransformator ved anlegget.

Av de to mulige løsningene er enkel bipol den mest plasskrevende. Omsøkte areal for utbyggingen og utredningen av tiltakets påvirkning tar derfor utgangspunkt i denne løsningen. Enkel bipol har også høyest antatt investeringskostnad.

NVE mener at både symmetrisk monopol og enkel bipol er gode valg for systemkonfigurasjon. Det er generelt lite feil på slike anlegg og total tapt overføringskapasitet ved planlagt vedlikehold vil trolig ikke skille vesentlig for de to ulike konfigurasjonene. Valg av en tredje konfigurasjon, rigid bipol, ville gitt større forskjell i utetid fordi denne løsningen gjør det mulig å automatisk koble fra ett sett med omformere og kabel ved en eventuell feil. Denne løsningen er imidlertid svært plasskrevende, og har en høyere kostnad enn både symmetrisk monopol og enkel bipol på grunn av flere komponenter. NC har ikke søkt om denne konfigurasjonen.

Både symmetrisk monopol og enkel bipol baserer seg på bruk av to kabler, og de har derfor ikke returstrøm i sjø. Dette ser NVE på som positivt, siden returstrøm direkte i sjøen skaper et magnetisk felt, noe som igjen kan føre til klordannelse og korrosjon på anlegg i nærheten.

Begge systemkonfigurasjonene, symmetrisk monopol og enkel bipol baserer seg på VSC-teknologi. VSC står for «Voltage Source Converter» og baserer seg på bruk av transistorer. Tidligere var «Line Commutated Converter (LCC)» den mest brukte omformerteknologien, men i de seneste årene har VSC blitt brukt for utenlandsforbindelser ut fra Norge. Hovedfordelen med denne teknologien sammenlignet med LCC er at den ikke er avhengig spenning og kortslutningsytelse i vekselstrømmettet, noe som betyr at det ikke trenger å være sterkt nett i begge ender. I tillegg har den bedre styring av aktiv og reaktiv effekt, og er vesentlig mer arealeffektiv.

Statnett skriver i sin nettanalyse (NVE ref. 201101044-53) at de forutsetter at NorthConnect vil bli bygd med VSC-teknologi. Systemet vil da kunne gi spenningsstøtte med reaktiv effekt, noe som Statnett anser som positivt med tanke på god spenningsregulering lokalt og for reaktiv støtte ved høy overføring på enkeltledninger tilknyttet Sima. NVE er enig i at NorthConnect bør baseres på VSC-teknologi. Den medfører flere systemtekniske fordeler enn LCC, og er nå en relativt velprøvd og moden teknologi. Alle de tre seneste forbindelsene ut fra Norge (Skagerak 4, NSL og NordLink) baserer seg på VSC-teknologi.

Hovedforskjellen mellom symmetrisk monopol og enkel bipol er investeringskostnaden. NC har ikke oppgitt noe konkret estimat på forskjellen mellom de to løsningene, men NVE mener det er rimelig å anta at den er betydelig siden den bipole løsningen krever dobbelt antall omformere og transformatorer, hvilket er svært kostbare elementer. Vår vurdering er at symmetrisk monopol ikke medfører vesentlige tekniske ulemper sammenlignet med enkel bipol og vi støtter derfor et valg av den minst kostnadsdrivende løsningen, da dette vil gi en bedre kost/nytte-fordeling. NVE mener heller ikke at forsyningssikkerhet er en vesentlig nyttevirking av forbindelsen i den grad at rigid bipol burde vært vurdert som systemkonfigurasjon.

Selv om NVE antar at symmetrisk monopol gir den mest kostnadseffektive løsningen og også bruker mindre areal, setter vi ikke vilkår om at denne løsningen blir brukt. NC har egeninteresse av å velge den mest kostnadseffektive løsningen, og vilkår om valg av løsning vil kunne innsnevre markedet NC kan kjøpe omformere i og derfor også drive opp prisen. NVE mener derfor at valg av løsning bør spesifiseres i detaljplanleggingen av prosjektet og at det bør beskrives som en del av en miljø-, transport- og anleggsplan.

### 5.2.2 Sjøkabel

Mellom omformerstasjonene i Sima i Norge og Peterhead i Skottland, vil det legges en sjøkabel på omtrent 665 km. 180 km av dette vil være inne i Hardangerfjorden, hvor det på det dypeste er 860 meter. Ved land føres sjøkabelen i grøft 300 meter bort til omformerstasjonen i Sima. Forbindelsen består av to sjøkabler, én med positiv polaritet og én med negativ polaritet. NC ønsker i utgangspunktet å bruke en masseimpregnert kabeltype som består av en kobberleder som er isolert med oljeimpregnert papir, en blykappe, stålarmering og ytre beskyttelse. Bakgrunnen for å ikke bruke en plastisolert kabeltype (XLPE) er at denne per dags dato ikke er ferdigutviklet og testet for den aktuelle spenningen og overføringskapasiteten, men det er mulig at dette vil være gjennomført innen prosjektet blir satt i gang. I så fall er det også aktuelt å bruke plastisolert kabeltype. NC søker derfor om konsesjon for både masseimpregnert og plastisolert kabeltype.

Alle de seneste likestrømsforbindelsene som bygges og er bygget fra Norge (NordLink, NSL, Skagerak 4), er bygget med masseimpregnert kabel. NVE anser derfor dette som en god løsning også for NorthConnect. Hvis kabel av typen XLPE anses ferdigtestet, og klar for bruk av leverandøren og av NorthConnect, har NVE likevel ingen innvendinger mot at en slik type kabel benyttes. XLPE har flere fordeler sammenlignet med masseimpregnert, blant annet blir kabelen lettere, noe som igjen fører til enklere installasjon og færre kabelskjøter. NVE mener derfor at kabeltype bør spesifiseres i detaljplanleggingen av prosjektet og at det bør beskrives som en del av en miljø-, transport- og anleggsplan hvilken kabeltype som vil bli brukt.

### 5.2.3 Sima transformatorstasjon og forbindelsen fra omformerstasjonen

For forbindelsen mellom omformerstasjonen og Sima transformatorstasjon søker NC primært om bruk av 420 kV luftledning. Sekundært søkes det om kabel. Bakgrunnen er at luftledning er en enklere løsning fordi man slipper å forsere en flomvoll, og løsningen gir også en lavere kostnad. NC estimerer en kostnadsforskjell på størrelsesorden 25 millioner kroner mellom de to løsningene. I Sima stasjon vil det etableres ett nytt bryterfelt. Statnett har kommentert de tekniske forholdene i Sima stasjon i sin analyse av innenlandsk nettbehov<sup>48</sup>. Ifølge Statnett tåler apparatanlegget i Sima det økte kortslutningsnivået som NorthConnect-forbindelsen vil bidra med.

NVE er enig i at luftledning er den beste tekniske og økonomiske løsningen for forbindelsen mellom omformeranlegget og Sima stasjon. Flomvullen som må forseres ved legging av kabler er både et kompliserende og fordyrende element.

Statnett har også kommentert at det for tilknytningen i Sima er viktig å unngå en situasjon der man kan overstige dimensjonerende feil i det norske systemet. Dersom NorthConnect tilknyttes Sima med et bryterfelt og ikke to separate bryterfelt, kreves det endringer i Statkrafts bryteranlegg i Sima for å unngå at en enkeltfeil kan føre til utfall av både NorthConnect (ved import) og produksjon i Sima. Dette vil til sammen kunne overstige dimensjonerende feil, som per dags dato er 1200 MW i det norske kraftsystemet. NVE støtter Statnett sin konklusjon om at NC enten må bygge to felt i Sima stasjon eller alternativt komme til enighet med Statkraft om ombygging av deres felt i Sima stasjon.

## 5.3 Investeringskostnader

NC har oppgitt et estimat for investeringskostnaden i søknaden. Estimater for sjøkabelen og omformerstasjonene er etablert på bakgrunn av innspill fra aktuelle leverandører og er referert prisnivå 2016. Det er sjøkabelen i seg selv og installasjonen av denne som utgjør det største kostnadselementet,

---

<sup>48</sup> NVE ref. 201101044-53

men omformerstasjonene utgjør også en betydelig del. Totalkostnaden er oppgitt til 1 675 millioner Euro. Ifølge NC er dette den kostnaden prosjektet med 50 prosent sannsynlighet er innenfor.

Den norske andelen av investeringskostnaden er på 50 prosent, det vil si 838 millioner euro.

Det er få andre prosjekter som kan sammenlignes direkte med NorthConnect. Statnettprosjektene NSL (North Sea Link) og NordLink bygges med samme overføringskapasitet og spenningsnivå, men lengden på kablen er ulik (om lag 720 km for NSL og 515 km for Nordlink). I tillegg har NSL og NordLink en systemkonfigurasjon av typen rigid bipol, noe som vil si at de har et ekstra sett med omformere, transformatorer og brytere i omformerstasjonene, sammenlignet med den prioriterte løsning for NorthConnect (symmetrisk monopol).

I Nettutviklingsplanen til Statnett for 2019 (NUP 2019) har Statnett anslått en kostnad for både NSL og NordLink til mellom 750 og 1000 millioner euro per forbindelse (Statnetts andel, som er 50 prosent av den totale kostnaden). NorthConnect er om lag 55 km kortere enn NSL og 150 km lengre enn NordLink. At kostnadsanslaget for både NSL og NordLink er det samme og har et såpass stort spenn, til tross for ulik lengde på kablene, sier noe om usikkerheten ved slike investeringer og at det ikke bare er lengden på kablen som er kostnadsdrivende.

NCs kostnadsestimater ligger omtrent midt i spennet for NSL og NordLink. Både lengden på kablene og antallet omformerstasjoner og transformatorer er svært kostnadsdrivende elementer. Dette gjør det vanskelig å sammenligne investeringskostnaden opp mot NSL og NordLink. Siden NorthConnect legger opp til en enklere systemløsning, mener NVE likevel at det er rimelig å anta at prosjektet ikke vil få en høyere investeringskostnad enn NSL og NordLink. NVE legger videre NC sitt anslag til grunn, som gir en kostnad på 8 322 millioner 2019-kroner.<sup>49</sup>

#### 5.4 Drift og vedlikeholdskostnad

NC har estimert drift- og vedlikeholdskostnader på 10 millioner euro årlig. Estimater er gjort med utgangspunkt i vedlikeholdsprogram og bemanningsbehov for tilsvarende kabler og stasjoner. Den norske andelen av dette er antatt til 50 prosent, og vil gi årlige kostnader på 49,7 millioner kroner<sup>50</sup>. Nåverdien over 40 år med 4 prosent rente blir da 983 millioner kroner.

Anslaget til NC er noe høyere enn det Statnett la til grunn i sine søknader for NSL og NordLink. Statnett estimerte i 2013 en årlig kostnad på rundt 24 millioner kroner (2012-kroner) for NSL. Estimater for NordLink var i samme størrelsesorden. Oppjustert til 2019-kroner gir dette en årlig kostnad på rundt 28,3 millioner kroner.

I den økonomiske rapporteringen til NVE, har Statnett oppgitt at drift og vedlikeholdskostnad på NorNed har variert mellom 2 og 28,5 millioner kroner årlig i perioden 2014-2018. Samtidig kan man anta at en del vedlikeholdskostnader vil komme i enkeltår, og ikke nødvendigvis de første årene etter bygging. For eksempel vil man måtte skifte ut komponenter som har kortere levetid enn analyseperioden.

NVE har ikke grunnlag for å overprøve NC sine estimater for drifts- og vedlikeholdskostnader, da disse er basert på innhentet informasjon. NC sitt estimat legges derfor til grunn, men vurderes heller som

<sup>49</sup> Gitt valutakurs for 2016 på 9,29 kr/euro og justert med generell kpi på 6,9% fra 2016 til slutten av første kvartal 2019.

<sup>50</sup> Gitt valutakurs for 2016 på 9,29 kr/euro og justert med generell kpi på 6,9% fra 2016 til slutten av første kvartal 2019.

overestimert enn underestimert basert på en sammenligning med Statnett sine estimerte og faktiske drifts- og vedlikeholdskostnader for andre mellomlandsforbindelser.

### **5.5 Dynamisk overlast som grunnlag for systemtjenester**

NC søker i utgangspunktet om en kabel med kapasitet på 1400 MW. Samtidig ønsker de å åpne opp for å utnytte muligheten for midlertidig overlast på kabelen, med opptil 20 prosent i kortere perioder for å bidra med systemtjenester. Dersom en slik overlast blir tillatt vil det føre til at kabelen potensielt kan overføre mer enn hva den termisk er designet for gitt at de termiske forholdene ligger til rette for det. NC har i sin konsesjonsøknad søkt om en kapasitet på 1400 MW + 400 MW i dynamisk overlast.

Teknisk sett bør man kunne utnytte kabelen på en slik måte ved å overdimensjonere de andre komponentene ved investering. NVE er i utgangspunktet positive til tiltak som kan gi bedre utnyttelse av kablene. Tilrettelegging for en slik overlast kan gi en mulig ekstra inntekt for NC.

Samtidig er det særlig et moment når det gjelder systemdrift som gjør at NVE ikke anbefaler å gi tillatelse til dette på nåværende tidspunkt. I dagens systemdrift er det satt en grense på 1200 MW for dimensjonerende feil i Norge. Dette vil si at systemet skal kunne tåle en feil som fører til en momentan endring i forbruk/produksjon på opptil 1200 MW. Systemansvarlig skal innen kort tid øke denne grensen til 1400 MW.

En ytterligere økning av den dimensjonerende feilen krever flere tiltak for å håndtere dette i driften. Videre må også eventuelle avtaler om bruk av systemtjenester inngås med systemansvarlige på begge sider av forbindelsen, og det er viktig at en eventuell bruk av dynamisk overlast ikke truer norsk driftssikkerhet. Dersom systemansvarlig og NC kommer til en enighet om bruken av dynamisk overlast anbefaler NVE at NC må søke om endret konsesjon i god tid før planlagt implementering. Myndighetene vil da vurdere om det er grunnlag for å gi konsesjon til økt kapasitet. Det er da blant annet nødvendig å veie den mulige oppsiden opp mot tiltak som må gjennomføres for å øke den dimensjonerende feilen i Norge. En opsjon for fremtidig bruk av dynamisk overlast som grunnlag for systemtjenester gir en potensiell oppside for NC i det samfunnsøkonomiske regnestykket.

### **5.6 Sima som tilknytningspunkt og NorthConnects effekt på behov for nettutbygging**

NC hadde i sin opprinnelige melding om NorthConnect vurdert både Sima og Samnanger som aktuelle tilknytningspunkt. I søknaden fra januar 2018, er imidlertid Samnanger utelukket som tilknytningspunkt med grunnlag i at det er behov for større oppgraderinger i transmisjonsnettet for å kunne knytte til 1400 MW i dette punktet.

Statnett har i sin uttalelse bekreftet at Sima er et godt egnet tilknytningspunkt fra et kraftsystemperspektiv, og at det på kort sikt ikke er noen andre reelle alternative tilknytningspunkt. NVEs analyser viser også at Sima er godt egnet som tilknytningspunkt, som kun i mindre grad påvirker behov for nettutbygging i det norske systemet. Hvordan NorthConnect påvirker flyten i det norske systemet er diskutert i kap 4.5 om NorthConnects virkning på det norske kraftsystemet.

NC har i sine beregninger antatt at NorthConnect påvirker kraftsystemet slik at man må fremskynde en oppgradering av nettet mellom Aurland og Sogndal. Samtidig kan man utsette oppgraderingen av nettet mellom Samnanger og Sauda. Statnett gjorde en egen analyse av påvirkningen NorthConnect vil få på innenlandsk nett, og om denne vil fremskynde eller utsette noen av de planlagte investeringene. Statnett argumenterer for at deres nye analyser viser at Aurland-Sogndal nå er lønnsom å realisere uavhengig av NorthConnect, og at Sauda-Samnanger oppgraderingen kan utsettes uavhengig av NorthConnect.

NVE sine analyser bekrefter både at NorthConnect øker flyten mellom Aurland og Sogndal, og samtidig avlaster Sauda-Samnanger. Videre ser vi også en økning i flyt på forbindelsene mellom Nord-Norge og Midt-Norge. Det er likevel ikke gitt at NorthConnect vil føre til at investeringer her vil bli fremskyndet eller utsatt. Flaskehalsen i nettet skal bygges ut dersom de er samfunnsøkonomisk lønnsomme. En redusert prisforskjell internt i Norge vil ikke nødvendigvis gi stor økt nytte for Norge, men det vil føre til en omfordeling mellom netteier, produsent og konsument. Lønnsomheten av å fjerne flaskehalsen i nettet avhenger ofte av behov for reinvestering, virkning på tapene i nettet, virkning på forsyningssikkerhet for forbrukere eller at nettinvesteringen gjør at man kan unngå innestengt og tapt produksjon. Selv om NorthConnect vil få en påvirkning på flyten i det norske kraftsystemet og også kan skape noe større flaskehalsen, er NVEs vurdering at den ikke direkte utløser større investeringer i nye nettanlegg.

Samtidig er det enkelte mindre nettinvesteringer som er nødvendige i forbindelse med tilknytning av en ny kabel i Sima. Utover tilknytningen for NorthConnect er det mindre tiltak i selve stasjonen som er nødvendige for å legge til rette for den nye kabelen. Videre er det behov for å øke kapasiteten mellom Sima og Dagali, og Sima og Aurland for å kunne opprettholde N-1 uten å måtte redusere kapasiteten på NorthConnect i deler av tiden. Statnett skriver at de kan gjøre dette med å temperaturoppgradere ledningene, og at dette bør være uproblematisk å få gjennomført innen planlagt idriftsettelse av NorthConnect. Deler av kostnaden for disse tiltakene, som av Statnett er estimert til 32 millioner kroner, bør kunne dekkes av NC som anleggsbidrag i tråd med gjeldende regelverk, se avsnitt 7.7 om Anleggsbidrag.

## 5.7 Forsyningssikkerhet

Norge har, selv med økende innslag av vindkraft, i all hovedsak et vannbasert kraftsystem. Det betyr at vi er avhengig av å få tilstrekkelig nedbør i løpet av sommerhalvåret for å for å dekke behovet om vinteren. Mellomlandsforbindelser kan gi nytte for Norge i form av økt forsyningssikkerhet på nasjonalt nivå, da man i tørrår har mulighet til å importere fra andre kraftsystemer. Med økende utvekslingskapasitet til andre kraftsystem er verdien av ytterligere en utenlandskabel avtakende fra et forsyningssikkerhets-perspektiv. Nasjonal forsyningssikkerhet er derfor ikke et like tungtveiende argument for å bygge NC som det var for NSL og NordLink. Med dagens situasjon, med de eksisterende og konsesjonsgitte utenlandsforbindelser, er det lite sannsynlig at det er behov for NorthConnect for å sikre norsk forsyningssikkerhet. Det kan likevel ikke utelukkes at NorthConnect også kan bli viktig for forsyningssikkerheten ved økt norsk forbruk, redusert kraftoverskudd, utilgjengelighet på andre forbindelser eller dersom klimaendringer fører til mange tørre år på rad. Totalt sett mener NVE likevel at den nasjonale nytten av økt forsyningssikkerhet for en ny kabel, etter NSL og NordLink er satt i drift, er marginal.

NC argumenterer for at NorthConnect kan bidra til bedre forsyningssikkerhet i NO5, da det i dette området har moderat lagringskapasitet og begrenset importkapasitet. NVE mener derimot at denne problemstillingen er størst internt i NO5. Økt importkapasitet inn til Sima kan i liten grad avhjelpe lokal forsyningssikkerhet. Dette på grunn av at Sima er et sterkt punkt i nettet og har store produksjonsressurser. Det er kun i visse situasjoner NorthConnect eventuelt kan bidra til økt forsyningssikkerhet, og dette vil være en kombinasjon av både redusert importkapasitet til NO5 og begrenset produksjonsmulighet i området.

NVE konkluderer med at NorthConnect kun bidrar marginalt til økt forsyningssikkerhet.

## 5.8 Transittkostnad

Transittkostnader er kostnader knyttet til energitap som oppstår ved transittflyt, eksempelvis eksport fra Norge til Danmark, og deretter videre til Tyskland. For å kompensere for dette, samt kostnader knyttet til å gjøre infrastruktur tilgjengelig for transittflyt, ble det innført en mekanisme kalt ITC (Inter TSO Compensation Mechanism)<sup>51</sup>. Samarbeidsorganisasjonen for TSOene (Entso-E<sup>52</sup>) er ansvarlig for det operasjonelle knyttet til mekanismen. ITC-bidrag mellom land knyttet til nettap, fastsettes basert på en utregning om hva nettapene ville vært med/uten transitt (og hvilke land som påfører andre land nettap). Tapskostnaden ved nettapet beregnes ved å ta hensyn til nasjonale tapskostnader. I 2017 utgjorde nettapet mellom landene 159 millioner euro<sup>53</sup>. I tillegg til dette kommer ITC-kostnader/inntekter knyttet til å gjøre infrastruktur tilgjengelig for transitt. Dette gjøres gjennom inn- og utbetalinger til et fond med størrelse på 100 millioner euro.

Norge er en nettoeksportør i et normalår og befinner seg i utkanten av Europa. I tillegg er det ofte høy eksport (av og til høy import) innad en time, noe som medfører at import og eksport i liten grad balanserer hverandre. Disse faktorene gir Norge høye ITC-kostnader sammenliknet med andre europeiske land. I 2017 var Statnett netto-bidragster i mekanismen med 12 millioner euro.

Det er operatøren av det nasjonale transmisjonssystemet som er ansvarlig for å dekke Norges ITC-forpliktelser etter implementering av tredje energimarkedspakke<sup>54</sup>. I NCs brev av 13. april 2018 og 7. november 2018 skriver NC at de vil selv dekke ITC-kostnader som Statnett påføres som følge av NorthConnect. Dette diskuteres nærmere i avsnitt 7.9.

NC har i sin konsesjonssøknad lagt til grunn en nåverdikostnad på 500 millioner kroner for å dekke utgifter til ITC-ordningen, siden Statnett la dette til grunn for NSL. Dette er samme nåverdi som Statnett la til grunn i nåverdikostnad for NSL.

NVE mener bygging av NorthConnect vil påvirke ITC-kompensasjonen den norske TSOen må betale inn gjennom ITC-ordningen. NVE er enig med NC i at det er stor usikkerhet knyttet til ITC-kostnader og at resultatene er sensitive for forutsetningene som legges til grunn. NVE mener det er rimelig å legge til grunn Statnetts årlige kostnadsanslag også for NorthConnect. Dette på grunn av at vi antar, som i behandlingen av NSL, at NorthConnect i stor grad blir en eksportkabel og at Storbritannia også vil importere fra kontinentet. Med NVEs forutsetninger om valutakurs, rente og levetid gir det en nåverdikostnad på 786 millioner kroner<sup>55</sup>.

Land som hverken er en del av det indre europeiske energimarkedet eller har en avtale som knytter de til ITC-ordningen, anses som perimeterland. Flyt fra/til disse landene holdes utenfor ITC-regnestykkene. Perimeterland må betale en «system user fee» (også kjent som en perimeter-avgift), istedenfor de ordinære bidragene til ITC. I 2018 var denne på 0,6 EUR/MWh<sup>56</sup>.

<sup>51</sup> ITC reguleres i forordning 838/2010

<sup>52</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>53</sup> ITC Monitoring Report 2018

<sup>54</sup> I tillegg til forordning 838/2010 reguleres også ITC i forordning 714/2009. Når tredje energimarkedspakke implementeres i norsk rett vil forordning 714/2009 gjelde i Norge. Artikkel 13 i 714/2009 fastsetter hvem som er ansvarlig for å dekke nasjonale ITC-forpliktelser.

<sup>55</sup> Gitt valutakurs for 2016 på 9,29 kr/euro og justert med generell kpi på 6,9% fra 2016 til slutten av første kvartal 2019.

<sup>56</sup> <https://docstore.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/market-committee-approves-itc-audit-results-and-2018-perimeter-fee.aspx>

NVE mener at Brexit innebærer en viss risiko for at Storbritannia kan bli et perimeterland. Dette kan få konsekvenser for betaling av transittkostnader. Ved kraftutveksling mellom Norge og Storbritannia vil det da være en perimeterkostnad per MWh, istedenfor de ordinære ITC-beregningene.

NorthConnects kostnader ved en gjennomsnittlig flyt på 9 TWh og 0.6 EUR perimeteravgift medfører ITC-kostnader på 27 millioner kroner<sup>57</sup>, gitt at norsk side må dekke 50 prosent av perimeterkostnaden. Over 40 år gir dette en nåverdikostnad på 534 millioner kroner, gitt 4 prosent diskonteringsrente. Det er imidlertid usikkerhet knyttet til kostnadsdeling og nivået på perimeteravgiften.

Basert på en totalvurdering mener NVE det er rimelig å legge til grunn samme årlige ITC-kostnad som Statnett gjorde for NSL. Dette medfører en nåverdikostnad på 786 millioner kroner.

## 6 Vurdering av virkninger for miljø og naturressurser

NVE har vurdert areal- og miljøvirkninger av de omsøkte anleggene. Omformerstasjonen er en stor bygning og vil bli godt synlig i Simadal. Anlegget medfører at to SEFRAK-registrerte bygninger må rives. En lokalt viktig naturtype, en gråor-heggeskog vil gå tapt som følge av omformerstasjonen. Dersom det gis konsesjon til tiltaket, mener NVE det er viktig å sette vilkår om når og hvordan anleggsarbeidet skal gjennomføres for å begrense virkninger for laks og sjørret i Simaelva og bekkeutløpet ved Prestekonehølet. Det er behov for både flom- og skredsikring av anlegget. Omformerstasjonen medfører at fire grunnvannsbrønner må flyttes og at fylkesveg 103 må legges om.

Sjøkabelen vil gå fra innerst i Simadal, og ut Hardangerfjorden, For skipsfart, fiskeri og havbruk mener NVE konsekvensene av sjøkabelen er små. Ved godt planlagt anleggsarbeid og god kontakt med berørte interesser mener NVE konsekvensene kan begrenses. Ulempene for disse interessene vurderes ikke som avgjørende for at det kan gis konsesjon til kabelen. Leverandørindustrien ved Stord vil påvirkes ved at kabelen vil gi en varig begrensning på aktiviteten utenfor riggområdet ved Digernessundet. NVE mener det er viktig at kabelen i dette området detaljplanlegges med tanke på å minimere virkningene for Kværner Stord. Legging av kabelen kan virvle opp sedimenter som kan påvirke korallrev i nærheten av sjøkabelen. NVE mener derfor det er viktig at man i områder med korallrev planlegger hvordan man skal gjennomføre anleggsarbeidet for å minimere oppvirvlingen av sedimenter.

Selv om aneggene vil ha negative konsekvenser, har NVE vurdert de samlede konsekvensene av som akseptable. Vi har foreslått tiltak for å redusere de negative virkningene av anleggene dersom det gis konsesjon, og ved realisering av disse har vi vurdert at virkningene vil være akseptable.

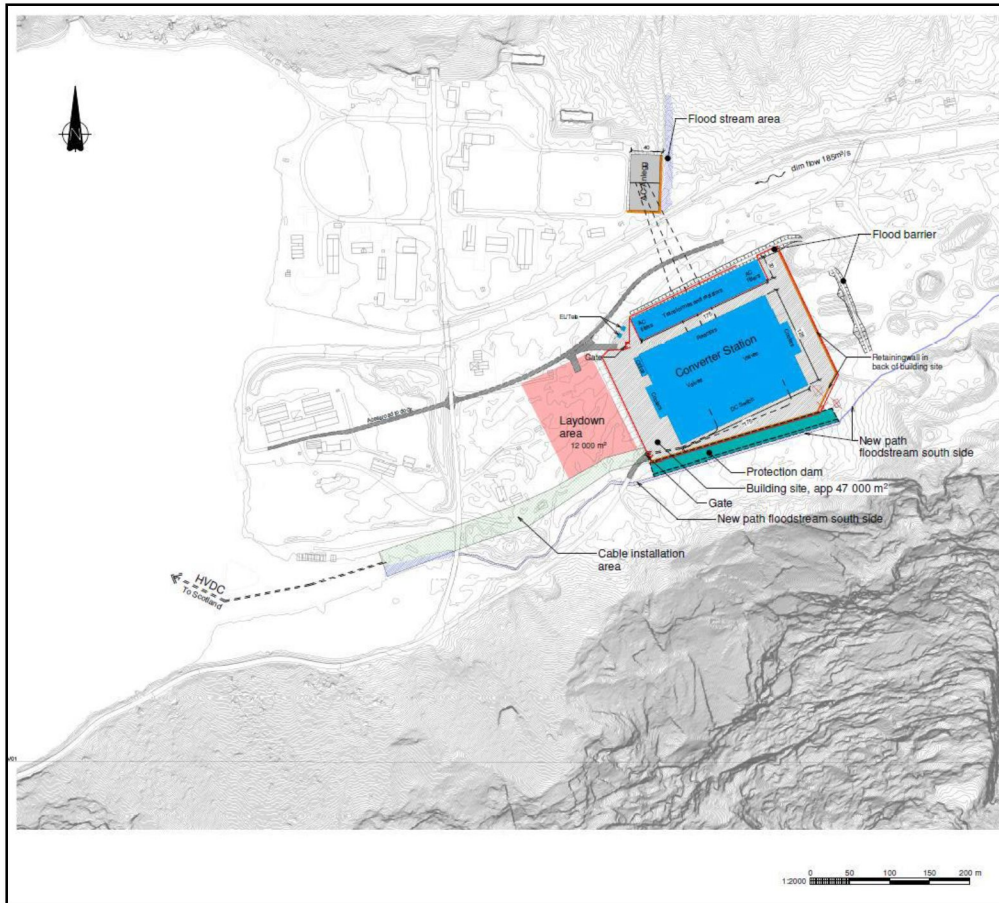
### 6.1 Virkninger av omformerstasjonen i Simadal

Den omsøkte omformerstasjonen er søkt innerst i Simadalen. Stasjonstomten vil beslaglegge et areal på omtrent 50 dekar, hvor bygningsmassen til omformerstasjonen har en grunnflate på omtrent 22 000 m<sup>2</sup>. NC søker, i tillegg til omformerstasjonen, om areal til kabelilandføring, luftledning eller kabel til Sima transformatorstasjon og utvidelse av Sima transformatorstasjon.

---

<sup>57</sup> Gitt valutakurs på 10 kr/euro





Figur 50 Omsøkt omformerstasjon i Sima. Kilde: konsesjonsøknaden.

### 6.1.1 Visuelle virkninger og virkninger for bebyggelse

Eidfjord og Simadal tilhører «landscapsregion 23 indre bygder på Vestlandet» definert i «nasjonalt referansesystem for landskap» og området tilhører landskapstypen «trange og dyptskårne fjordarmer». Fjordløpet er sammen med de omkransende, høye fjordsidene Simadalsfjordens samlede landskapselementer. De høyeste fjellene rundt Simadal er 1400-1500 meter høye. Både Rembesdalsfossen og Skykkjedalsfossen med fallhøyde på henholdsvis 300 og 605 meter ligger i Simadal. Begge fossene er regulert av kraftutbygging. I bakkant av Simadal ligger Hardangerjøkulen med Bretunga Rembesdalsskåki og dette er et særtrekk ved Simadal. Nedover fjellsidene ligger rasvifter eller grov ur, stedvis med enkelte vegetasjonsløse rasbaner på grunn av tidligere snøskred. Gjennom dalen renner elva Sima med en langsgående gangsti. Langs elva mellom den planlagte omformerstasjonen og koblingsanlegget er det opparbeidet en badekulp og fiskeplass. Miljøet langs elva vurderes i konsekvensutredningen å være idyllisk.

I Simadal ligger det et grus- og sandtak øst for tomten til omformerstasjonen. Vest for tomten, ut mot fjorden ligger det et mellomlager og utskipningsanlegg. Sima kraftstasjon ligger synlig mot fjorden på nordsiden av elva. Den er en turistattraksjon med daglige omvisninger om sommeren. I tilknytning til kraftstasjonen er det anlagt et settefiskanlegg og en genbank for truede laksestammer.

Konsekvensutredningen vurderer Simadal til å ha et spektakulært landskap. NC har laget en arkitektonisk utforming av bygningsmassen der anlegget planlegges å harmonere i størst mulig grad med omgivelsene. Samtidig har NC ønsket å utforme bygget slik at det viser og gjenspeiler både

størrelsen og spenstigheten i prosjektet. Bygningsmassen er omtrent 22 000 m<sup>2</sup> stort og har en høyde på 29 meter. Ifølge konsekvensutredningen vil den planlagte omformerstasjonen bli godt synlig fra fjorden, men det vurderes at den vil innordne seg et allerede utbygd landskapsrom. Det vurderes at det spektakulære landskapet tåler store bygningsvolum uten at disse blir for dominerende.

I området rundt omformerstasjonen ligger det flere bolighus, noen som benyttes som fritidsboliger og hus som er fraflytta. Den nærmeste bebodde boligen ligger omtrent 500 meter unna omformerstasjonen, mens det nærmeste bygget ligger omtrent 300 meter unna og brukes som fritidsbolig. Fra den spredte bebyggelsen i dette området vil omformerstasjonen være synlig. Lengre inn i Simadal ligger det flere boliger, men fra disse områdene vil omformerstasjonen ikke være synlig. Etter NVEs vurdering vil omformerstasjonen være godt synlig i Simadal og prege landskapet. NVE mener omformerstasjonen vil medføre negative visuelle virkninger for bebyggelsen og brukere av området. NVE påpeker imidlertid at omformerstasjonen plasseres i et område med andre tekniske inngrep, og at det ikke vil være et nytt inngrep i et uberørt område.

NC har søkt om luftledning eller kabel fra omformerstasjonen over til Sima transformatorstasjon. En luftledning vil være mer synlig enn en kabel. Luftledningen vil også være i forlengelsen av anlegget til Statkraft og Statnett på Sima. Etter NVEs vurdering vil ikke en luftledning på omtrent 150 meter utgjøre en stor visuell endring ettersom det store inngrepet vil være omformerstasjonen.

Av hensyn til drift og sikkerhet relatert til kraftledninger og kabler, fastsettes det normalt et byggeforbudsbelte. For luftledningen mellom omformerstasjonen og Sima transformatorstasjon er dette 40 meter, mens det for kabel er 12 meter. Byggeforbudsbelter sammenfaller i hovedsak med ryddebeltet for ledningen/kabelen. Byggeforbudsbelte for likestrømskabelen fra landtaket til omformerstasjonen er 12 meter.

#### *Elektromagnetiske felt og støy*

Avstanden fra omformerstasjonen til omkringliggende bebyggelse er slik at ingen boliger vil få elektromagnetiske felt over utredningsnivået på 0,4 mikrotesla. NVE konstaterer at NC har redegjort for problemstillingen i henhold til retningslinjene og vi mener det ikke er behov for ytterligere vurderinger av denne problemstillingen.

Den omsøkte omformerstasjon vil medføre støy for omgivelsene. Av søknaden fremkommer det at ingen boliger eller fritidsboliger vil oppleve støy over de anbefalte støygrensene som fremkommer av Klima og miljødepartementets veileder «Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging»<sup>58</sup>. NVE konstaterer at ingen boliger vil oppleve støy over de anbefalte støygrensene.

Hordaland fylkeskommune foreslår å flytte transformatorene fra nordsiden til sørsiden av omformerstasjonen for å begrense støy. NC mener dette ikke er hensiktsmessig fordi slik den tekniske utformingen av omformerstasjonen er, betyr en flytting av transformatorene økt arealbruk ettersom kablene kommer inn på sørsiden av stasjonen. En slik løsning vil være dyrere og ta mer plass. NC er også usikker på om flytting av transformatorene vil redusere støyen, ettersom det kan oppstå refleksjon fra fjellsiden. NC vil gjennomføre støyreducerende tiltak og mener det ikke er behov for ytterligere tiltak. NVE er enig i NC sin vurdering av at det ikke er hensiktsmessig å flytte transformatorene til sørsiden av stasjonen, ettersom transformatorene bør ligge på den siden av omformereren der kablene kommer inn i stasjonen.

---

<sup>58</sup> T-1442/2016

Statkraft har i sitt høringsinnspill lagt til grunn at støyen ikke skal overstige det som foreligger i støysonekartene og at dersom støyen blir høyere enn forventet, må avbøtende tiltak gjennomføres. NVE legger til grunn at NC vil følge gjeldende retningslinjer for behandling av støy i arealplanlegging<sup>59</sup>. Eventuelt behov for dispensasjon for støy over grenseverdiene skal behandles av forurensningsmyndigheten.

### 6.1.2 Kulturminner og kulturmiljø

To SEFRAK- registrerte bygninger på Tveitane vil bli direkte berørt av omformerstasjonen. Dette er et våningshus og en løe fra 1800-tallet. Den ene bygningen må fjernes som følge av utbyggingen, og den andre bygningen ligger så nært at det vurderes vanskelig å se at den kan spares.

Hordaland fylkeskommune påpeker behov for å undersøke om det noen automatisk fredete kulturminner som hittil er ukjente på fritidseiendommen Tveit. Fylkeskonservatoren har ifølge NC undersøkt området og funnet potensial for funn av vikingebosetninger. NC har igangsatt ytterligere undersøkelser av området. NC mener at konsesjon kan gis, selv om område ikke er endelig avklart av Riksantikvaren. NC er innforstått med at anleggsarbeid på dette området ikke kan startes før avklaring fra Riksantikvaren foreligger. Konsekvensutredningen vurderer at landanleggene i Simadal samlet vil medføre middels til stor negativ konsekvens for kulturminner og kulturmiljø.

Omformerstasjonen vil medføre at to SEFRAK- registrerte bygningene går tapt. Utover dette mener NVE at omformerstasjonen ikke har særlige virkninger for kjente kulturminner og kulturmiljø, men vi konstaterer samtidig at det er potensiale for funn av automatisk fredete kulturminner. NVE forutsetter at NC gjennomfører tiltaket i tråd med kulturminnelovens bestemmelser dersom det gis konsesjon til anlegget.

### 6.1.3 Flom- og skredfare

NC har gjennomført flomberegninger for Simaelva. Beregningene viser at den sørlige delen av elva kan gi flom over anleggstomten. NC skriver at de vil iverksette tiltak som forhindrer eller minsker omfanget av flom. Dette kan være et flomverk eller en voll som sikrer at elvebreddene ikke overtoppes. Eventuelt kan deler av tomten heves slik at vannet ikke gjør skade. NC skriver at de vil vurdere tiltak nærmere i detaljprosjekteringsfasen, og at dette vil gjøres i dialog med lokale myndigheter. Statkraft skriver at tiltaket ikke må medføre dårligere håndtering av flomsituasjoner i elva og for Statkraft sine anlegg. NC mener flomberegningene viser at NC sitt anlegg ikke påvirker Statkrafts bygninger negativt i forhold til dagens situasjon.

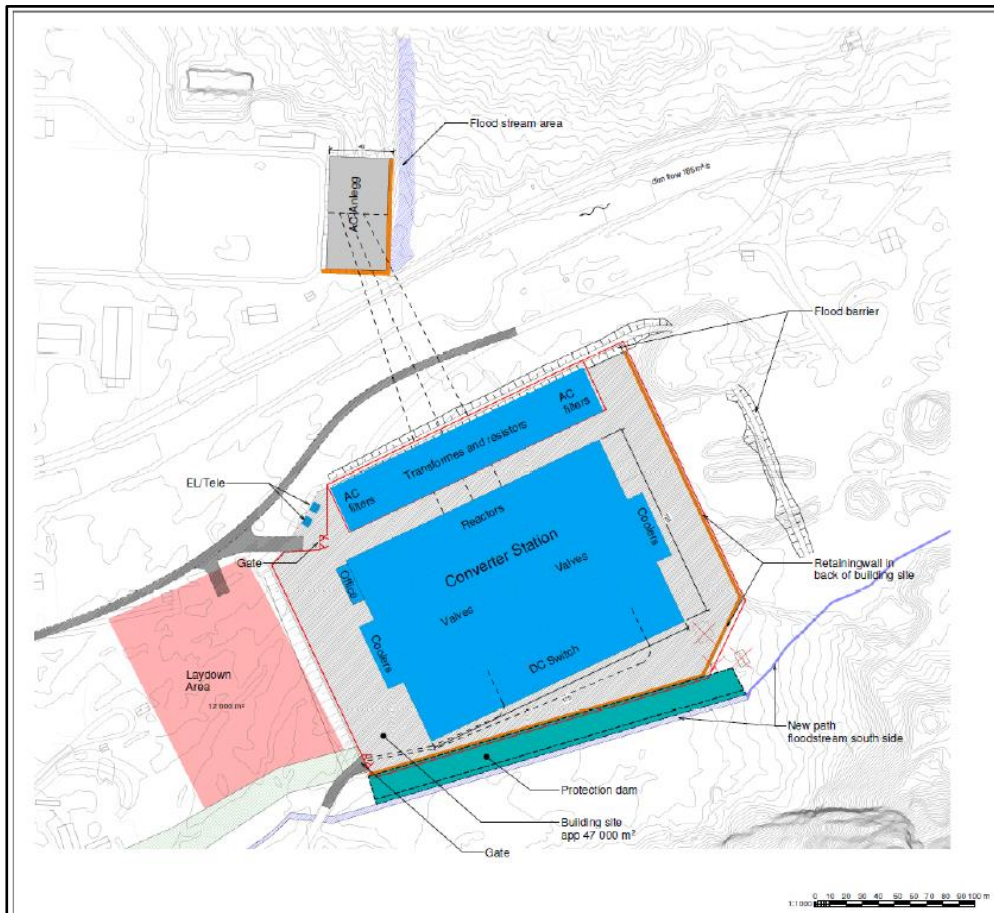
Langs Sima transformatorstasjon går det en flombekk som ligger på en raskjogle. NC planlegger å utvide Sima transformatorstasjon mot denne bekken, slik at anlegget blir liggende omtrent 20 meter unna bekken. Statkraft mener NC i planleggingen må ta hensyn til flom og massetransport i Ekrebekken ved koblingsanlegget. Dersom det blir gitt konsesjon mener NVE at NC i en miljøtransport og anleggsplan (MTA-plan) må beskrive hvordan anleggsarbeidet skal gjennomføres i dette området med tanke på flom- og massetransport i Ekrebekken.

NVE konstaterer at det er behov for flomsikring av anlegget i Simadal. Dersom det gis konsesjon mener NVE det bør settes vilkår som sikrer at nødvendige utredninger gjennomføres som en del av detaljprosjekteringen av anlegget.

---

<sup>59</sup> T-1442/2016

NC har i 2017 gjennomført grunnundersøkelser i Simadal og har ikke funnet leire eller kvikkleire. I 2018 har NC gjennomført permeabilitetsundersøkelser i omformertomten ved å grave flere steder på omformerstasjonen. Heller ikke under denne undersøkelsen ble det funnet leire eller kvikkleire.



Figur 51 Flomvoller og skredvoll. Kilde: konsesjonssøknaden

NC har fått utarbeidet en skredfarerapport for aktuelle områder i Sima. Det er registrert flere nyere skred, både snøskred, steinsprang og løsmasseskred ovenfor planlagt stasjonsområde. Det er reell fare for steinsprang og jord-løsmasseskred ned mot stasjonsområdet. Sannsynligheten for at mindre snøskred når grensen til stasjonstomten vurderes som større enn 1/100. Det er likevel ikke snøskred, men steinsprang som vurderes som dimensjonerende for anlegget. Dette er fordi volumene i potensielle snøskred er begrenset. Store deler av fjellsidene er for bratte (mer enn 60 grader) til å akkumulere snø. Sannsynligheten for at steinsprang og jordskred når den sørlige delen av anlegget, vurderes til en sannsynlighet på henholdsvis 1/1000 og 1/5000. I etterkant av konsekvensutredning for NorthConnect ble utført er det laget en skredfarekartlegging for blant annet Eidfjord kommune. NC mener at denne kartleggingen<sup>60</sup>, underbygger deres konklusjon om å plassere omformerstasjonen mellom potensielle snøskredbaner. NC planlegger å gjennomføre tiltak for å redusere risikoen for skred. NC har omsøkt å etablere en skredvoll langs anlegget og NC viser til at senere detaljprosjektering vil vise hvor omfattende vollen må være. Et foreløpig estimat viser i størrelsesorden 6-8 meter høy.

<sup>60</sup> NVE- ekstern rapport 5/2018

I brev av 8.11.2018 opplyser NC om at de er i ferd med å avslutte en risiko- og sårbarhetsanalyse i henhold til kraftberedskapsforskriften og at de vil forholde seg til NVEs rettledning for hvilken sikkerhetsklasse anleggene skal plasseres i. Det er i flomberegningen ikke tatt stilling til sikkerhetsnivå, jf. kravene i TEK 17 til sikkerhet mot naturpåkjenninger. I skredrapporten er det angitt sikkerhetsnivå S2, jf. TEK 17 § 7-3. For omformerstasjoner, med tilhørende bygg og baneanlegg, skal det legges til grunn tilsvarende sikkerhet som gitt i krav i TEK17. For omformerstasjoner bør vurderingen av sikkerhetsklasse etter TEK 17 ta utgangspunkt i anleggets klasse etter kraftberedskapsforskriften § 5-2.

NVE konstaterer at det er skredfare i området der anlegget planlegges. NVE mener utredningene som er gjennomført sannsynliggjør at tiltaket er gjennomførbart. NVE konstaterer at det vil være behov for skredsikring av anlegget og at NC planlegger å etablere en skredvoll. Dersom det gis konsesjon mener NVE det bør settes vilkår om at sikkerhet mot naturfare som flom, erosjon og skred skal utredes ytterligere. Det må gjøres en kompetent vurdering av reelle fareområder, gjentakelsesfrekvens og aktuelle tiltak. Sikkerhetsklasse skal angis og begrunnes, og nødvendige sikringstiltak skal utredes i detalj.

#### 6.1.4 Naturmangfold

Langs Sima, og planområdet for anleggene vil en teig med gråor-heggeskog bli berørt. Lokaliteten som blir berørt utgjør en liten del av flomarskogen som går langs elva i Simadalen. Gråor-heggeskog er en lokalt viktig naturtype en naturtype som er knyttet til høy luftfuktighet og har generelt høy biodiversitet. I Eidfjord kommune er det registrert 6 forekomster av gråor-heggeskog. Den berørte lokaliteten er omtrent 17 dekar, og er en liten del flommarksskogene som strekker seg langs Simaelva. Deler av den aktuelle forekomsten er allerede redusert som følge av et eksisterende massedeponi. NVE konstaterer at anleggene medfører at den resterende delen av denne gråor-heggeskogen går tapt på denne strekningen langs Simaelva.

NC har omsøkt å bygge luftledning eller kabel på den omtrent 150 meter lange strekningen mellom omformerstasjonen og Sima transformatorstasjon. Dersom det legges kabel, må denne krysse Simaelva. I Simaelva er det sjøørret og noe laks. Kryssingen av elva er planlagt på anadrom strekning. Mattilsynet mener at fisk i Simavassdraget ikke må bli skadelidende som følge av tiltaket. Fylkesmannen i Hordaland mener det må settes vilkår som sikrer levevilkårene til fisk på den anadrome strekningen i Simaelva. Hordaland fylkeskommune mener at det bør kables av hensyn til landskap og friluftslivsområde for handikappede, under forutsetningen at kabel ikke har virkninger for anadrom fisk. NVE konstaterer at dersom det gis tillatelse til kabling over Simadalselva vil anleggsarbeidet gjennomføres på anadrom strekning. NVE mener de største virkningene for fisk i Simaelva vil være ved anleggsarbeidet. NVE mener virkningene for naturmangfold er små etter at kabelen er lagt. Dersom det gis tillatelse til å krysse Simaelva med kabel bør det settes vilkår om hvordan og når anleggsarbeidet skal gjennomføres, for å minimere virkningene. Området må også istandsettes slik at bunnsubstratet er av samme karakter også etter endt anleggsvirksomhet, slik at eventuelle gyteområder i grusen for sjøørret og laks ikke endres. NC vurderer i brev av 8. november 2018 at nedgraving av kabler er gjennomførbart, men at det vil medføre en viss risiko for negative virkninger for anadrom fisk i Simavassdraget. NVE er enig i NC sin vurdering. Totalt sett mener NVE virkningene for naturmangfold er minst ved luftledning fremfor kabel på strekningen mellom omformerstasjonen og Sima transformatorstasjon.

Likestrømskabelen skal tas i land ved Prestekonehølet, et område der det renner ut en bekk med årsikker vannføring. Det kommer ikke frem av søknaden om bekken er viktig for fisk, men NC har

levert informasjon i etterkant der det fremkommer gjennom muntlige kilder at år om annet gytes det i bekken. NVE velger derfor å legge til grunn at bekken kan ha en viss betydning for sjøørret, en art med redusert bestand i mange vassdrag. Langs omformerstasjonen har NC planlagt en omlegging av bekken til sydsiden av det utbygde området, og ser for seg å legge bekken i en betongakvedukt langs omformerstasjonen. NVE mener at bekken i størst mulig grad bør holdes åpen. For å ivareta bekkens produksjonsmateriale i en eventuell flytteprosess bør det brukes masser som ivaretar reproduksjon- og oppvekstvilkår for sjøørret. NVE mener at området må istandsettes slik at bunnssubstratet er av samme karakter som opprinnelig etter endt anleggsvirksomhet. Det bør derfor settes vilkår om at NC i MTA-planen skal beskrive hvordan og når anleggsarbeidet skal gjennomføres for å minimere virkninger for sjøørret. Det bør også settes vilkår om revegetering av kantsoner og en naturlig utforming av bekkeløpet. NVE legger til grunn at dette kan ivaretas i MTA-planen og vi viser til at aktsomhetsplikten i vannressursloven § 5 skal overholdes ved gjennomføring av vassdragstiltaket. NVE kan ikke se at inngrepene trenger noen ytterligere vurdering etter vannressurslovens bestemmelser om konsesjon.

Fylkesmannen i Vestland påpeker at inngrep i vassdrag og kantsone krever særskilt tillatelse fra Fylkesmannen, jf. vannressursloven § 11. NVE mener det er viktig at NC minimerer inngrep i både vassdrag og kantsone. Dersom tiltakene er søknadspliktige etter vannressursloven § 11 legger NVE til grunn at NC vil søke Fylkesmannen om nødvendig tillatelse.

Området er i konsekvensutredningen ikke vurdert å være et viktig område for fugl og andre dyrearter. Etter NVEs vurdering er konsekvensene for naturmangfold av landanleggene totalt sett små ettersom det kun er den lokale gråor-heggeskogen som går tapt. Dersom det blir gitt tillatelse til kabel mellom omformerstasjonen og Sima transformatorstasjon vil denne krysse en anadrom strekning over Simaelva, og vil kunne ha negative konsekvenser for sjøørret og laks i elven.

#### 6.1.5 Drikkevann

I Sima er det en stor grunnvannskilde som benyttes som vannforsyning som kan bli berørt av anlegget. I tillegg ligger det to elvevannforekomster, samt Simavassdraget nærme det omsøkte anlegget. To av Statkraft sine seks grunnvannsbrønner for produksjonsvann til genbank og settefiskanlegg, ligger der NC har planlagt innkjøring til anlegget fra den nye fylkesvegen. Anlegget vil også berøre to av Eidfjord kommune sine drikkevannsbrønner. NC må derfor finne nye plasseringer for brønnene.

Statkraft mener det må være enkel tilkomst til grunnvannsbrønner og at forurensning ikke må forekomme. Mattilsynet mener anleggsarbeidet ikke må forurense drikkevannskildene i Simadal og ber om at de foreslåtte avbøtende tiltakene i konsekvensutredningen gjennomføres. Mattilsynet er opptatt av sikring av vannforsyningen under anleggsarbeidet, og prøvetaking før, under og etter anleggsarbeidet. NC bekrefter i brev av 8. november 2018 at de vil gjennomføre prøvetaking.

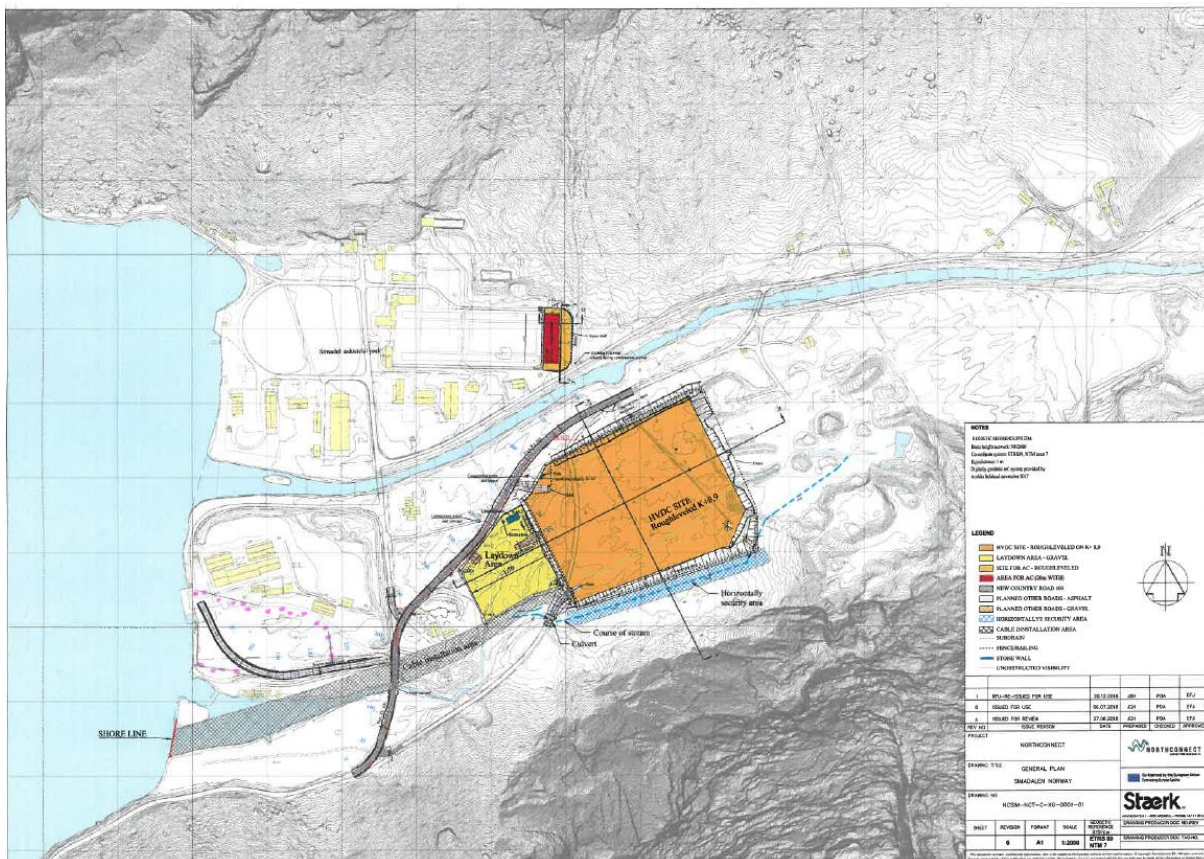
I anleggsfasen kan drift av anleggsmaskiner og uhell i forbindelse med frakt av drivstoff oppstå. Når det gjelder driftsfasen, er det eventuelt oljelekkasjer fra transformatorene som i hovedsak kan medføre forurensning. NC planlegger å bygge oljeavskillere for å fange opp eventuell oljelekkasje. Samlet konsekvens for drikkevann i anleggs- og driftsfasen er vurdert å være lite til middels negativt i konsekvensutredningen. NVE konstaterer at NC planlegger å anlegge fire nye grunnvannsbrønner i Simadal. Siden grunnvannsbrønnene skal erstattes vil det etter NVEs mening ikke medføre vesentlig negative konsekvenser for disse. NVE påpeker at flytting av grunnvannsbrønner kan være konsesjonspliktig i medhold av vannressurslovens bestemmelser og NVE har bedt NC om å sende en melding for å avklare dette spørsmålet.

NVE legger til grunn at NC følger vannressursloven, drikkevannsforskriften og vannforskriften i sin planlegging av nye grunnvannsbrønner.

### 6.1.6 Adkomstveg og riggplass

Omformerstasjonens plassering medfører at fylkesveg 103 må legges om. NC er i dialog med Statens vegvesen som eier vegen, og med Statkraft som eier en privat veg som berøres av omleggingen. NC planlegger også en ny veg fra den kommunale kaien til omformerstasjonen.

I løpet av konsesjonsbehandlingsprosessen har planene for omlegging av vegen endret seg i dialog mellom NC, Eidfjord kommune, Statens vegvesen og Statkraft. Per 29. november 2018 ser planene for omlegging av vegen ut som vist i Figur 52.



Figur 52 Plan for omlegging av Fv. 103 og adkomstveg til kaiområdet og omformerstasjonen

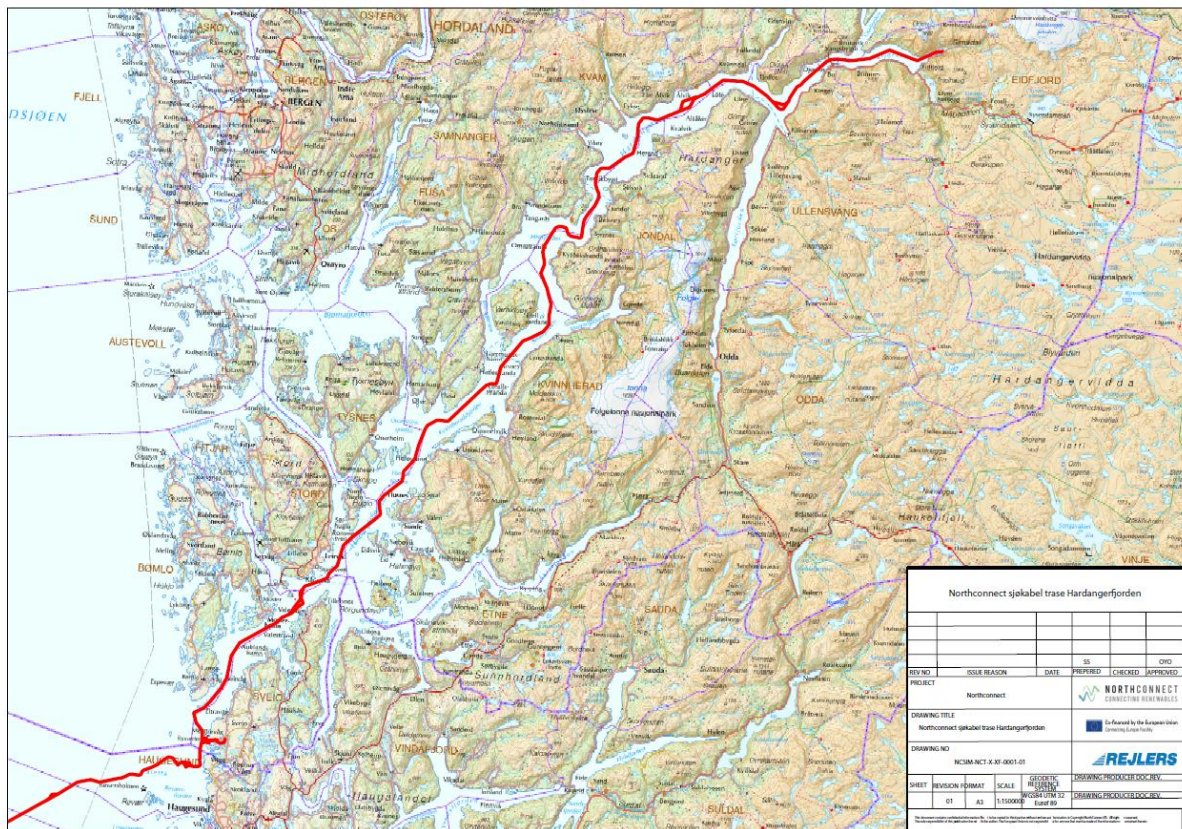
NVE konstaterer at det er behov for å legge om dagens fylkesveg ved utbygging av omformerstasjonen. NC har hatt dialog med kommunen og Statens vegvesen om omleggingen. Selv om energianlegg er unntatt behandling etter plan- og bygningslovens bestemmelser om regulering, mener NVE energiloven ikke kan brukes som grunnlag for å endre traseen til en fylkesveg. NVE legger til grunn at vegen må omreguleres av vegmyndighetene. Vi mener det er fornuftig at adkomstveg til kaiområdet og til omformerstasjonen også behandles etter plan- og bygningsloven.

NC har i søknaden omsøkt flere områder i Simadal som ønskes benyttet som midlertidige riggplasser. Riggplassene ligger er på omtrent 12 dekar og planlagt rett vest for omformerstasjonen, og i nærhet til kaiområdet. Riggplassene er vist med gult i Figur 52 over. Bygging av omformerstasjonen og

tilhørende anlegg vil medføre mye anleggsarbeid, og riggplasser i tilknytning til stasjonstomten vil etter NVEs vurdering ikke medføre endrede totale konsekvenser. NVE legger til grunn at disse fjernes og terrenget i størst mulig grad tilbakeføres etter anleggsperiodens slutt.

## 6.2 Virkninger av sjøkabel

Den omsøkte kabelen går fra Simadal innerst i Hardangerfjorden og ut til åpent hav.



Figur 53 omsøkt trasé fra Sima til utløpet av Hardangerfjorden. Kilde: E-post av 3.12.2019 fra NorthConnect KS

Den totale lengden på sjøkabelen er 665 km fra Sima innerst i Hardangerfjorden til Peterhead i Skottland. Norsk andel av kabelen er omtrent 440 km.

NVE vil først vurdere virkningene sjøkabelen kan ha for fiskeri og havbruk. Så følger vurderinger av virkninger for leverandørindustrien, skipsfart og forurensning, kulturminner og naturmangfold.

### 6.2.1 Fiskeri

Sjøkabelen vil krysse nasjonalt viktige fiskeområder i Nordsjøen, både området langs vestskråningen av Norskerenna og sentrale områder for sildefiske. De ytre delene av fjordsystemet samt kystområdene langs kabeltraseen er meget godt egnet for fiske.

Både Fiskarlaget i Vest, Fiskeridirektoratet region vest, Bømlo kommune og Tysnes kommune er opptatt av mulige konsekvenser for gytefelt. Innspillene handler i hovedsak om hvordan konsekvenser kan minimeres gjennom når og hvordan kabelleggingen bør gjennomføres. I konsekvensutredningen fremkommer det at gjennom fjord- og kystområdene vil ikke kabelen komme i konflikt med viktige gyte eller oppvekstområder for fisk. NC viser til at kabelen går i dyppålen og krysser ikke



gyteområdene som ligger på grunner nærmere land. Kabeltraseen vil tangere etsærlig verdifullt gytefelt for Nordsjømakrell. Makrellfeltet i Nordsjøen er stort og de pelagiske gyteområdene er vanskelige å forutse fra år til år. Makrellen gyter i overflaten i mai-juni, og kan da være sårbar for forstyrrelser og støy. Selv om det ikke forventes at leggefartøyet vil ha vesentlig innvirkning på gytesuksessen, anbefales det i konsekvensutredningen at langvarige inngrep i gyteområdet unngås i perioden mai-juni. NVE mener det er viktig at det vurderes om man kan tilpasse anleggsperioden for å unngå gyteområder og mener det bør stilles krav om dette skal gjøres i en eventuell MTA-plan dersom det gis konsesjon. NVE mener konsekvenser for gyteområder vil være minimale med de omtalte forslagene til avbøtende tiltak.

Legging av kabelen kan medføre negative virkninger for utøvelsen av fiske i det området fartøyet befinner seg. Konfliktnivået vurderes å være størst for fiskefelter med utstrakt bruk av passive redskaper (garn og liner) ettersom utstyr som står i traseen kan bli påført skade. I tillegg kan fisk bli skremt ut av området av aktiviteten. I områder med bløt bunn vil kabelen bli godt tildekket, og alle typer fiskeredskaper kan benyttes (inkludert trål). I områder der det ikke er nok bunnsedimenter eller mye strøm kan det være fare for fastkjøring og avrivning av aktive redskaper. Steinfyllinger som er aktuelt ved kryssing av andre kabler og rørledninger, vil kunne ha negative virkninger for bunntrålfiske. Av konsekvensutredningen fremkommer det at det derfor bør velges stein- og grusstørrelser ut fra hva som er gunstig for fiskeflåten.

Hardangerfjorden, inkludert Simadals- og Eidfjorden, er viktige områder for brislingfiske. Disse områdene har stor verdi for fiskerinæringen. Tidligere var brislingfisket i juli og august, men det er for tiden forbudt å fiske kystbrisling i perioden fra 1. januar til 31. juli. Hordaland fylkeskommune mener anleggsarbeid i indre del av Hardangerfjorden/Simadalsfjorden bør unngås under brislingfiske. NC kommenterer at de vil tilstrebe at kabellegging gjøres på et annet tidspunkt enn mellom august og oktober, når brislingfiske normalt foregår. Hvor og når brislingfiske åpnes avgjøres med få dagers varsel. Legging av kabelen kan ikke avbrytes når den først er startet. Det skal legges to kabler, som kan bli lagt med ett års mellomrom. Det kan derfor ifølge NC ikke utelukkes at kabellegging kan foregå samtidig som brislingfiske. NVE konstaterer at kabelleggingen kan komme i konflikt med brislingfiske. NVE mener dersom det gis konsesjon er det viktig at NC har god informasjonsflyt og nært samarbeid med fiskerlag og lokale fiskere for å finne gode løsninger.

Fiskeridirektoratet, Bømlo kommune, Tysnes kommune, Fiskarlag Vest og rekefisker Geir Erik Strand, er opptatt av virkningene av kabelen i rekefelt for fremtidig rekefiske. NC viser til at kabeltraseen går gjennom reketrålefeldt i Bømlafjorden og at en alternativ trasé utenom feltene ikke er mulig. Reker lever på mudderbunn og kabelen vil bli gravd ned en meter. En meters nedgravning gjør ifølge NC at kablene er overtrålbar for reketrålere med god margin. Reketråling gjøres med små båter (8-15 meter) og reketrålen går ikke dypt ned i bunnen. NC mener at reketråling over nedgravd kabel kan fortsette som før. NC anfører at ved kabelkrysninger kan det bli brukt steindumping. Steindumping gjøres på steinbunn, som ikke er habitatet til rekene. NVE vurderer at NorthConnect ikke vil medføre særlige virkninger for rekefiske.

Fiskarlaget i Vest er opptatt av sikring av kabelen ved tråling, ved nedgravning og oppfølgende undersøkelser i driftsperioden for å sikre at kabelen forblir tildekt. De er også opptatt av at tidsperioden fra kabellegging til nedgravning er begrenset og at tildekking med stein bør begrenses. NC kommenterer at kabelen vil bli nedgravd eller beskyttet med stein der det kan være aktuelt med tråling. Der hvor kabelen beskyttes mot tråling brukes en meters nedgravning som mal, noe som gir en god margin på beskyttelse ifølge NC. Ved steingrunn og kabelkrysninger vil det bli benyttet steindumping. Ved kabelkrysninger vil helningsvinkelen på steindumping bli moderert for å være tilpasset tråling.

Steindumping er kostbart, og NC vil ikke benytte det mer enn nødvendig. I driftsfasen planlegger NC å inspisere kabeltraseen for å sikre at kabelen forblir nedgravd og beskyttet.

NVE vurderer at de største ulempene for fiskeri vil være i anleggsfasen, da selve kabelleggingen kan gi begrensninger for fiske. I driftsfasen mener NVE kabelen ikke vil medføre vesentlige virkninger for fiskeri. Flere av høringsinstansene som Fiskeridirektoratet, Kvam herad og Kvinnherad kommune med flere, peker på viktigheten av å ha og kommunikasjon med fiskeri og havbruksnæringen for å minimere virkninger. Det påpekes i konsekvensutredningen at dersom det legges opp til god kommunikasjon med fiskarlag og fiskere, og man unngår anleggsarbeid i Eidfjord/ Indre Hardangerfjord når det pågår brislingfiske, vurderes ikke NorthConnect å føre til vesentlige endringer av ressursgrunnetets omfang eller kvalitet. Dersom det gis konsesjon til kabelen, må kortere avbrudd i fiskeriaktiviteten påregnes, og det er derfor viktig at aktiviteten foregår utenom de viktigste periodene for fiskeriene. Det er videre viktig at det tilstrebes å finne en traséføring som gir minst mulig bruk av steinfillinger, slik at tap eller ødeleggelse av fiskeredskaper i størst mulig grad unngås. Det forutsettes at kabelen graves ned i størst mulig grad og at den tildekkes der det ikke er mulig. Vi er enige i at god kommunikasjon mellom NorthConnect og fiskere vil bidra til å redusere ulempene i anleggsperioden, og vi anbefaler at det i en eventuell konsesjon stilles vilkår om at det skal redegjøres for hvordan kommunikasjonen med fiskere skal foregå.

### 6.2.2 Havbruk

Hordaland har områder som er nasjonalt viktige for fiskeoppdrett, og de aktuelle fjordområdene er godt egnet til akvakultur. I fjordløpet langs kabeltraseen ligger det drøyt 40 lakseoppdrett og et par skjellopprett. Det utgjør i underkant av 20 prosent av oppdrettslokalitetene for laks/aure i fylket. Flere av anleggene er rettet mot forskning og undervisning. Områdene vurderes i konsekvensutredningen å ha stor verdi for oppdrett og havbruk.

Nedspylingen av sjøkabelen vil medføre noe oppvirvling av sedimenter. På dype områder med lite strøm vil dette berøre begrensede arealer. På grunne områder med finkornede sedimenter kan dette medføre blakking av vannet i hele vannsøylen. Av konsekvensutredningen fremkommer det at dette trolig i første rekke er et lokalt problem rundt leggefartøyet, men at strømninger kan medføre blakking over større områder. I Hardangerfjorden ligger de fleste av oppdrettsanleggene lenger enn 500 meter fra kabeltraseen. Unntaket er et par anlegg i midtre del av fjorden. Her vil kabelen bli lagt på omtrent 500 meters dyp. De indre delene av Hardangerfjorden er svært dype (over 800 meter). I de ytre delene er det omtrent 300-600 meter dypt. Unntaket er områdene sør for Tynesøya, der fjorden er rundt 140 meter dyp. Sannsynligheten for at det skal bli noen merkbar partikkelspredning ved kabellegging i de dypene områdene er liten. Ved Tynesøya ligger nærmeste oppdrettsanlegg (skjellanlegg) omtrent 800-900 meter fra kabeltraseen.

Det er mange oppdrettsanlegg i Hardangerfjorden og per mai 2018 har åtte av anleggene moringer i den omsøkte kabelkorridoren. NC har identifisert ankerposisjonen for disse moringene i sjøbunnsundersøkelsen høsten 2017. Lerøy kommenterer at de har anlegg langs kabelen, og de er opptatt av at den ikke kommer i konflikt med fortøyninger eller blokkerer fremtidig justering av disse. Lerøy ønsker derfor at kabelen legges lengst mulig unna lokalitetene. NC planlegger å finne løsninger på berørte ankerposisjoner i tett samarbeid med akvakulturanleggene. NC jobber med å undersøke om kabelkorridoren kan justeres for å unngå eller minimere konflikter med dagens og fremtidige ankerposisjoner. Flytting av ankere permanent eller midlertidig er også en mulighet NC vil se på i samarbeid med oppdrettsselskapene. Fiskeridirektoratet region vest påpeker at det vil være problematisk å flytte fortøyninger når det er fisk i merdene, så flytting bør foregå når merdene er

tomme. NC kommenterer at de vil finne løsninger for berørte ankerliner i tett samarbeid med de berørte akvakulturanleggene. For berørte ankere som flyttes permanent antar NC at flyttingen kan gjøres på et tidspunkt hvor merdene er tomme for fisk. For ankere som flyttes midlertidig vil NC tilstrebe løsninger i tett kontakt med oppdretteren.

Kvam herad ønsker at kommuneplanens arealer for akvakultur og fortøyning legges til grunn. NC vil ivareta forhold til oppdrettsnæringen med direkte dialog med det enkelte oppdrettsanlegg og selskap og avklare fremtidige planer med dem. NC kommenterer i brev av 08. november 2018 at så langt de vet, kommer ikke kabeltraseen i konflikt med kommuneplanens arealer for akvakultur og fortøyning. Mattilsynet kan ikke se at tiltaket vil medføre økt smittefare eller risiko for fiskevelferden for oppdrettsanleggene i området. NC er enige med Mattilsynets vurdering.

Leggingen av NorthConnect vurderes i konsekvensutredningen til å ikke endre ressursgrunnlagets kvalitet, og kabelen vurderes derfor å ha liten virkning for oppdrettsnæringen i området. Driftsfasen vurderes her å ikke påvirke forholdene for oppdrett. I anleggsfasen vurderer vi at det vil være konsekvensener dersom legging av kabel medfører at anker eller mærer må flyttes. Foruten om dette vurderes virkningene for oppdrett som små i anleggsfasen. NVE mener kabelen ikke vil påvirke forholdene for oppdrett i driftsfasen. NVE mener det er viktig at NC opprettholder en god dialog med havbruksnæringen for å minimere virkningene.

### 6.2.3 *Leverandørindustri*

Kværner Stord har flere større operasjoner i området rundt Stord og kommunen er bekymret for hvordan kabelen vil påvirke leverandørindustriens virksomhet. Stord kommune fremhever at leverandørindustrien er viktig for kommunen og de er bekymret for enhver aktivitet som kan legge begrensninger på deres aktivitet. NC viser i brev av 8. november 2018 til at de har hatt møte med Kværner Stord og avklart at NorthConnect ikke vil legge restriksjoner på offshoreoperasjoner på havoverflaten (tauing/løfteoperasjoner). Videre vil kabeltraseen forbi øya Hille ikke være i konflikt med Kværner Stord sine planer for fremtidig bruk av nærliggende grunnområde. Området i Halsnøyfjorden/Klosterfjorden, der Kværner Stord har interesser, ligger utenfor området for kabelkorridoren. Det er også avklart at ved området som er avsatt til riggområde utenfor Eldøy, er kabelleggingen akseptabel så lenge kabelen ligger utenfor riggområde. NC kommenterer at de har justert kabelkorridoren bort fra riggområdet. Supplerende sjøbunnundersøkelse i forbindelse med legging av kabelen vil avklare hvor stor avstand til riggområde det er mulig å oppnå. I kabeltraseen forbi Digernessundet opplyser Kværner Stord at de legger ankere i midten av «dalen på sjøbunnen» utenfor riggområdet før ankrene blir strammet opp. NC har undersøkt muligheten for en alternativ trasé i dette området, men det er ikke mulig på grunn av topografiske forhold på sjøbunnen. NC vil legge kabelen så langt bort fra riggområdet som mulig, men kabelen vil gi en varig begrensning på aktiviteten utenfor riggområdet. NC vil gi Kværner Stord presise koordinater for kabelen når den er lagt. NVE legger til grunn at ved mindre justeringer av traseen kan de fleste konsekvenser for Kværner Stord sin virksomhet minimeres. Unntaket er området ved Digernessundet, der NVE mener kabelen vil medføre negative konsekvenser for Kværner Stord sin drift. Dersom det gis tillatelse til tiltaket mener NVE det bør stilles krav om at NC i MTA-planen skal beskrive hvordan de skal detaljplanlegge kabelkorridoren for å minimere virkningene for offshorevirksomheten til Kværner.

### 6.2.4 *Annen infrastruktur på havbunnen*

Tysnes kommune mener det må tilrettelegges for fremtidig kryssende kabler over Hardangerfjorden. NC viser til at nye kabler over fjorden kan krysse NorthConnect, i henhold til standard prosedyre for å avtale kryssninger av kabler på sjøbunnen. Telenor påpeker at de har en rekke kabler som

NorthConnect må krysse. Telenor mener det må tas hensyn til deres kabler, både fysisk og konsekvenser av elektromagnetiske forstyrrelser. NC kommenterer at de vil følge opp Telenor sitt høringsinnspill og etablere en tett dialog slik at det planlegges hvordan hver enkelt kabel kan krysses. NVE legger til grunn at NC følger standard prosedyre for å avtale kryssninger av kabler på sjøbunnen, og at de hensyntar eksisterende kabler. NVE vurderer at dette vil ivareta NorthConnects konsekvenser for annen infrastruktur på havbunnen, og forventer at NC inngår nødvendige avtaler/avklarer med aktuelle eier av kabler om hvordan de vil løse dette i praksis.

#### 6.2.5 Skipsfart

Konsekvenser for skipsfart handler i hovedsak om konsekvenser i anleggsfasen, der kabelen skal legges med eget leggefartøy. Leggefartøyet vil ikke hindre skipstrafikken i særlig grad ifølge konsekvensutredningen. Fartøyet vil krysse hovedledene langs kysten og bevege seg inn i områder med betydelig skipsfart. Leggefartøy har begrenset manøvreringsevne og har derfor forkjøringsrett, noe som varsles andre skip. Når det gjelder mindre fritidsbåter, så har disse så god manøvreringsevne at det vurderes at det er særdeles liten fare for kollisjoner. NVE mener konsekvensene for skipsfart kan minimeres ved å varsle om begrenset manøvreringsevne for leggefartøyet, og vi legger til grunn at kabelen vil medføre små virkninger for skipsfarten.

I driftsfasen vil det bli forbud mot oppankring, bygging eller graving over kabeltraseen. Kabelen vil bli merket ved ilandføringspunktet og den vil bli avmerket på sjøkart.

Kystverket er opptatt av å bevare ankringsområdet i Simafjorden og er kritiske til tiltak som vil forringe området. Kystverket ønsker ikke fortøyningsbøye som avbøtende tiltak i Simadalsfjorden. NC påpeker at det ikke er noen alternativ kabeltrasé utenom ankringsområdet i Simadalsfjorden. NC vil tilstrebe å legge kabelen slik at den i minst mulig grad berører ankringsområdet, men den omsøkte traseen er begrenset av rasfarlige fjellsider på begge sider av fjorden. NC planlegger å benytte høyeste beskyttelsesklasse (D) ved legging av kabelen, slik at kabelen vil bli gravd 1,5 meter ned i Simadalsfjorden. Dette gir ikke tilstrekkelig beskyttelse mot overankring av skipsankre. NC vil søke å finne gode løsninger i samarbeid med Kystverket og vil gi Kystverket nøyaktig posisjonsdata for kabelen når den er lagt. NVE konstaterer at kabelen vil medføre negative virkninger for oppankringsområdet i Simafjorden, i og med at den vil begrense muligheten for oppankring.

Tysnes kommune mener kabeltraseen må merkes i sjøkart og at den ikke må være til hinder for fergetrafikken. Videre er kommunen opptatt av at kabelen ikke må være til hinder for etablering av nye kaiområder. NVE legger til grunn at kabeltraseen merkes i henhold til gjeldende regler og vi kan ikke se at kabelen skal være til hinder for nye kaiområder i Tysnes, ettersom den stort sett legges midtfjords.

Totalt sett mener NVE at konsekvensene for skipsfart vil være små.

#### 6.2.6 Forurensing

NC har gjennomført en sjøbunnundersøkelser der det er tatt sedimentprøver fra topplaget. Analyser av prøvene indikerer ikke forurenset masse. Ved omformerstasjonen i Sima oppgir NC at det ikke er behov for sprenging og NC mener at den planlagte aktiviteten ikke utløser krav om søknad etter forurensningsloven. NC skriver at de vil vurdere dette nærmere i forbindelse med utarbeidelse av MTA-planen. NVE legger til grunn at eventuelt behov for tillatelse etter forurensningsloven avklares med Fylkesmannen i Vestland.

### 6.2.7 Kulturminner

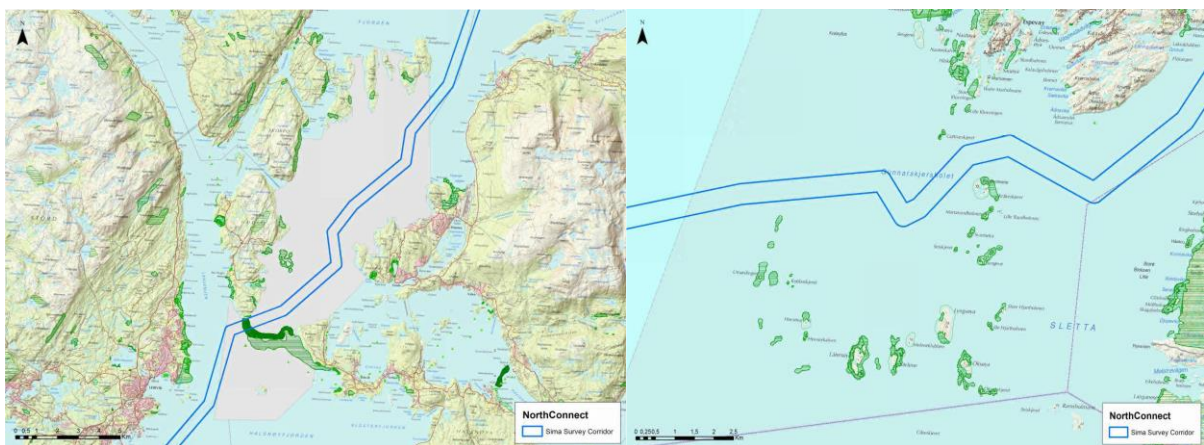
I konsekvensutredningen er det anslått at det er minimum 10 000 skipsvrak i norsk sektor av Nordsjøen. I Hardangerfjorden ligger det per i dag 34 registrerte skipsvrak fra ytterst i Bømlafjorden inn til Eidfjord. Mange av vrakene ligger nær kysten, men det er også vrak som ligger midtfjords. Til tross for at det er registrert en del vrak i de aktuelle områdene, er det gjort forholdsvis få undersøkelser og registreringer i områdene. Det vurderes derfor at det er stort potensial for nye vrakfunn i kyst- og fjordstrøkene som berøres. Kvam herad mener kabelen må legges utenom skipsvrak der kulturminneverdien er uavklart.

24 – 29. oktober 2017 deltok Bergen sjøfartsmuseum på sjøbunnskartlegging i tiltaksområdet og Bergen sjøfartsmuseum bekrefter i epost av 27. november 2018 at undersøkelser i medhold av kulturminneloven § 9 er gjennomført for sjøkabeltraseen. Fra undersøkelsen fremkommer det at det gjort flere funn av kulturminner i sjø, men at ingen av funnene vil berøres av sjøkabelen. NVE mener virkninger for kulturminner i sjø vil være minimal. NVE legger til grunn at dersom det allikevel skulle oppstå direkte konflikter kulturminner vernet etter kulturminneloven § 14, at NC melder funnet til vedkommende myndighet.

### 6.2.8 Naturmangfold

I området der kabelen er planlagt er det flere lokaliteter med større forekomster av tareskog, israndavsetninger og korallrev som kan bli berørt. Disse registreringene er hovedsakelig i tilknytning til fjordområdene. Det er ikke registrert noen viktige naturtyper, som korallrev, i de åpne havområdene.

Tareskog er sammenhengende områder bevest med stortare. Tareskogene har en vid utbredelse og står for en betydelig produksjon av organisk materiale. Tareskogen har en grunnleggende betydning for plante- og dyresamfunnet. Den er yngle- og oppvekstområde, gjemmeded og beiteplass for fisk og krepssdyr, og har en svært viktig betydning for biomangfoldet i havet. Tareskog er også viktig matkilde for noen fuglearter. I sjøområdet ved Espevær på Bømlo og fylkesgrensen til Rogaland er det registrert flere lokaliteter med større tareforekomster. Flere av tareforekomstene ligger i tilknytning til holmer og gruntvannsområder. Som det fremgår av Figur 54 ligger ingen av lokalitetene i kabeltraseen. NVE konstaterer at tareskog ikke vil berøres av den omsøkte kabelen.



Figur 54 Forekomst av tareskog merket grønt skravert. Kilde: konsekvensutredningen

Israndavsetninger er avsetninger etter siste istid. Utbredelsen er begrenset. Naturtypen skiller seg fra omgivelsene, noe som gir variasjon i flora og fauna, sammenlignet med omkringliggende områder.

Traseen for sjøkabelen krysser israndavsetningen i foreslått område for vern, sør for Huglo. Kabelen vil påvirke mindre deler av israndavsetningen. Det er registrert flere korallrev i og ved Hardangerfjorden. To av de registrerte korallrevene ligger i korridoren for sjøkabeltraseen. Kvam herad er opptatt av at kabelen skal legges utenom korallrevet ved Ljosneshalvøya. Hordaland fylkeskommune mener traseen må justeres ved konflikt med korallrev eller andre sårbare naturtyper. Ettersom den utredede korridoren er betydelig bredere enn sjøkabelen, forutsettes det i konsekvensutredningen at kabelen kan legges utenom disse forekomstene. NC kommenterer at kabelen ikke vil berøre noen registrerte korallrev. NVE legger til grunn at NC i en eventuell detaljplanlegging av kabelen kan justere utenom de registrerte korallrevene og at kabelen derfor ikke har noen virkninger for disse.

Utleggingen av sjøkabelen vil virvle opp sedimenter, men ifølge konsekvensutredningen vil sedimentasjonen foregå relativt raskt og det forventes liten geografisk spredning. NVE mener det er viktig at NC i forbindelse med en eventuell planlegging av anleggsarbeidet beskriver hvordan anleggsarbeidet skal gjennomføres for å minimere oppvirvling av sedimenter, spesielt i områder med sårbare og verdifulle naturtyper/arter. NVE vil i avsnitt 6.4.5 gjøre nærmere vurdering av det foreslåtte marine verneområdet.

Virkninger for fugl er først og fremst knyttet til anleggsarbeidet. Både på åpent hav, langs kysten og i Hardangerfjorden er det registrert forskjellige fuglearter og områder som er viktige for disse artene. Utbyggingen berører ingen viktige områder for fugl og det er ikke kjent at rødlistede sjøfugl berøres. Av andre rødlistede arter er det registrert en hekkelokalitet for vandrefalk langs kabeltraseen. Leggefartøyet som skal legge kabelen er et saktegående fartøy som ikke vurderes å medføre særlig forstyrrende aktivitet. NVE vurderer derfor at konsekvensene for fugl i området vil være små. Anleggsarbeidet bør gjennomføres etter hekkesesongen mener Hordaland fylkeskommune. NC viser til at de har hatt møte med Fylkesmannen i Vestland som mener det ikke er behov for å hensynta hekkesesongen, fordi avstanden til reiret til vandrefalken og hekkeområder for sjøfugl ligger så langt unna kabeltraseen at det ikke er behov for begrensninger. NVE er enig i vurderingen til Fylkesmannen.

Når det gjelder virkninger for fisk viser NVE til vurderinger som er gjort i avsnitt 6.2.1 om virkninger for fiskeri og avsnitt 6.1 om virkninger ved omformerstasjonen i Sima.

### **6.3 Vurdering av virkninger for annen arealbruk**

**Virkninger av anleggene for friluftsliv, reiseliv, landbruk og annen arealbruk vurderes av NVE som små til ubetydelige.**

Konsekvensutredningen for arealbruk og luftfart konkluderer med at arealbruken i Sima er liten og at anlegget ikke er til hinder for eksisterende planer for Eidfjord kommune. Eidfjord kommune har selv anført at de ikke har mye flatt areal i kommunen og at alternativverdien av areal potensielt kan være stort. For luftfart og kommunikasjonssystemer er det vurdert at anlegget ikke vil ha noen konsekvenser. Det samme gjelder for landbruk. Området er per i dag regulert til industriformål.

Konsekvensutredningen for reiseliv konkluderer med at utbyggingen i liten grad vil medføre ulemper eller redusert turistaktivitet. Det vises også til at Sima kraftverk brukes som besøkskraftverk og har rundt 15 000 årlig besøkende. Eidfjord kommune mener anlegget vil ha betydning for turisme og reiseliv. Anlegget berører to regionalt viktige friluftslivsområder, et direkte (langs Simavassdraget) og et indirekte (Kjeåsen). Fylkesvei 103 er adkomstvegen til friluftsområder i Simadalen og oppe på fjellet. I anleggsperioden vil det være midlertidig ulemper for adkomst til disse.

Konsekvensutredningen mener virkningene for friluftsområdene er ubetydelig til liten negativ. Dersom det blir gitt konsesjon mener NVE at ulempen i hovedsa er knyttet til de midlertidige ulempene for adkomst til friluftsområdene. NVE mener tiltaket ikke vil medføre endret bruk av friluftsområdene i driftsfasen.

Tysnes kommune mener kabelen ikke må være i veien for fremtidig vegforbindelse over Hardangerfjorden. NC viser til kabelen antas å ikke være problematisk for en fremtidig krysning av Hardangerfjorden mellom Huglo og Storvik i Kvinnherad. Kabelen ligger i en trang passasje på omtrent 460 meters dyp i dette området og NC antar at en broforbindelse vil etablere brokar i de grunnen plataene nærmere land på begge sider av fjorden. NVE mener NorthConnect ikke vil medføre noen virkninger for en mulig fremtidig bro mellom Huglo og Storvik.

#### **6.4 Samlet vurdering av virkninger for naturmangfold**

**NVE har lagt til grunn §§ 8-12 i vår vurdering av søknaden. NVE har vist hvordan tiltaket kan ha betydning for forvaltningsmål for naturtyper, økosystem og arter. Tillatelse til å krysse Simaelva med kabel, mener NVE kan ha betydning for den samlede belastningen for laks og sjørret. For andre arter, naturtyper og økosystem kan ikke NVE se at tiltaket skal ha betydning for den samlede belastningen.**

**NVE legger til grunn at tillatelse til kryssing av det foreslåtte marine verneområde kan gis, dersom tiltaket med en ny utveksling mellom Norge og Storbritannia vurderes som samfunnsmessig rasjonelt etter energiloven.**

I henhold til naturmangfoldloven § 7 skal prinsippene i naturmangfoldloven §§ 8-12 legges til grunn som retningslinjer ved utøving av offentlig myndighet. Det skal fremgå av begrunnelsen hvordan prinsippene om bærekraftig bruk er anvendt som retningslinjer. Tiltakets betydning for forvaltningsmål for naturtyper, økosystem eller arter, drøftes der det er aktuelt. Miljøkonsekvensene av tiltaket skal vurderes i et helhetlig og langsiktig perspektiv, der hensynet til det planlagte tiltaket og eventuelt tap eller forringelse av naturmangfoldet på sikt avveies.

##### *6.4.1 Naturmangfoldloven §§ 8 og 9 – kunnskapsgrunnlaget og føre-var-prinsippet*

Naturmangfoldloven § 8 krever at beslutninger som berører naturmangfold skal bygge på tilstrekkelig kunnskap om arters bestandssituasjon, naturtypers utbredelse, økologiske tilstand og effekten av påvirkninger. Dette kravet skal stå i et rimelig forhold til sakens karakter og risikoen for at naturmangfoldet blir skadet. Konsesjonssøknaden, konsekvensutredningen, tilleggsutredning, tilleggsopplysninger, innkomne merknader til søknaden, Miljødirektoratets naturbase og Artsdatabanken er benyttet som informasjonsgrunnlag i vurderingene. NVE mener informasjonen sikrer et tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag ut fra sakens karakter og risiko for skade på naturmangfoldet.

Som følge av at kunnskapsgrunnlaget er vurdert å være tilstrekkelig, mener NVE det ikke er behov for å legge føre-var-prinsippet til grunn, jf. naturmangfoldloven § 9.

##### *6.4.2 Naturmangfoldloven § 10 – samlet belastning*

I henhold til naturmangfoldloven § 10 skal påvirkningen av et økosystem vurderes ut fra den samlede belastningen økosystemet er eller vil bli påvirket av. I vurderingen av hvordan naturmangfoldet vil bli påvirket må det derfor tas hensyn til eksisterende inngrep og forventede framtidige inngrep.

I Eidfjord kommune er det registrert 6 forekomster av gråor-heggeskog. I Hordaland fylke er det registrert 49 forekomster. Forekomsten i Sima er flommarksskog med varierte vegetasjonstyper.

Flommarkskog er i norsk rødliste av 2018 registrert som sårbar. Registrerte treslag er ask (sårbar), bjørk, gråor, hassel, hegg, rogn og selje. Det er en relativt ung skog og deler av lokaliteten er ødelagt av en industritomt i vest. Lokaliteten utgjør en liten del av flommarksskogene som strekker seg langs elva i hele Simadalen. Lokaliteten er omtrent 17 dekar. Lokaliteten er vurdert som lokalt viktig (C) fordi den er liten, kulturpåvirket og ikke er artsrik eller særlig representativ. NVE konstaterer at lokaliteten vil gå tapt, men vi kan ikke se at det medfører økt samlet belastning for naturtypen som tilsier at forvaltningsmålene i § 5 i naturmangfoldloven er truet, ettersom dette er lokalitet som delvis er ødelagt og har liten verdi. I tillegg er NVE ikke kjent med andre inngrep som planlegges i området som vil påvirke de andre lokalitetene av gråor-heggeskog i Eidfjord.

I anleggsfasen kan kabelleggingen og anleggsarbeidet medføre små virkninger for fugl, mens disse artene vil ikke bli påvirket når arbeidet er ferdig.

I Simaelva går det både laks og sjørret. Fylkesmannen i Vestland har tidligere uttalt til konsesjonssøknaden om Skytjedal pumpe at Simavassdraget har en anadrom strekning på 4,3 km. Ifølge Fylkesmannen viser gytefisk- og ungfisktelinger i vassdraget at sjørretbestanden er livskraftig og selvreproduserende. Laksen gyter og vokser opp i vassdraget, men Fylkesmannen viser til at potensialet ikke er stort nok til at forvaltningen har kategorisert vassdraget som et laksevassdrag. Det er derfor ingen egen bestand av laks i Sima. I Prestekonehølet er det begrenset informasjon om det står fisk, men NVE legger til grunn at laksen vil gå hovedvassdraget (Simaelva) og at det kan finnes sjørret i Prestekonehølet. Sjørret er en art som er i sterk tilbakegang, mens laksen betraktes som en norsk ansvarsart. Den atlantiske laksen har Norge som et av laksens kjerneområder. Sjørretfangsten er nær halvert på Vestlandet og i Midt-Norge i løpet av de siste fem årene. Ifølge Artsdatabanken skyldes bestandsnedgangen i denne perioden trolig i stor grad redusert overlevelse i sjø. Dette blir relatert til lakselus fra oppdrettsanlegg, dårligere næringstilgang og klimaendringer. I de seinere ti-årene har sjørreten også vært utsatt for et oppfattende tap av oppvekst- og gyteområder i elver og bekker pga. ulike fysiske inngrep, sammen med ulike typer forurensning.

Likestrømkabelen skal tas i land i Prestekonehølet og under anleggsarbeidet vil sjørreten kunne bli påvirket. Dersom det gis konsesjon bør som en del av MTA-planen vurderes hvilke tiltak som kan og bør gjennomføres for å minimere disse virkningene. NVE mener konsekvensene for sjørret vil begrense seg til anleggsperioden og dermed være midlertidige. Dersom det blir gitt tillatelse til å krysse Simaelva med kabel, vil de lokale virkningene for fisk i området kunne bli større. Mange av vassdragene i Hardangerfjorden er regulerte eller preget av andre inngrep, og gjennom en årrekke har det vært gjennomført biologiske undersøkelser for å undersøke tilstanden til laks og sjørret. Et nytt inngrep vil kunne ha betydning for den samlede belastningen for laks og sjørret.

Kandidatområdet for marin verneplan og viktige marine naturtyper i Hardangerfjorden vil kunne bli noe berørt av tiltaket, men NVE vurderer at de ikke blir vesentlig berørt. NVE legger til grunn at ingen korallforekomster blir direkte berørt, dette forutsetter justering av traseen ved de registrerte korallrevene. Kabelkorridoren som er lagt til grunn i søknaden fra NC har et bredere belte enn den faktiske bredden på kabelen, slik at det vil være rom for justeringer innefor søkt kabelkorridor. NVE er ikke kjent med at det planlegges andre tiltak som kan påvirke forekomstene som vil bli berørt i Hardangerfjorden.

#### 6.4.3 Naturmangfoldloven § 11 – kostnadene ved miljøforringelse

Ifølge naturmangfoldloven § 11 skal tiltakshaver bære kostnadene ved miljøforringelse. OED har anledning til å stille vilkår i konsesjonen for eventuelle avbøtende tiltak som reduserer virkninger for



naturmangfoldet. NVE vurderer dette nærmere i kapittel 10 om avbøtende tiltak. Naturmangfoldloven § 11 er derfor hensyntatt.

#### 6.4.4 Naturmangfoldloven § 12 – miljøforsvarlige teknikker og driftskostnader

Ifølge naturmangfoldloven § 12 skal skader på naturmangfoldet unngås gjennom bruk av driftsmetoder, teknikk og lokalisering som ut fra en samlet vurdering gir de beste samfunnsmessige resultater. NVE legger til grunn at konsesjonsbehandlingen skal medføre at tiltaket lokaliseres der det samfunnsmessige rasjonelt, dvs. der den samlede nytten er størst, jf. energilovforskriften § 1-2. Samtidig mener NVE det i en eventuell konsesjon bør legges føringer for hvilke avbøtende tiltak NC må gjennomføre for å minimere skadene på blant annet naturmangfoldet. På bakgrunn av dette mener NVE at naturmangfoldloven § 12 er hensyntatt og vi viser til nærmere vurderinger i kapittel 6.

#### 6.4.5 Naturmangfoldloven § 44 – foreslått verneområde

Et 77 km<sup>2</sup> sjøområde i ytre delen av Hardangerfjorden er foreslått som kandidat område for marin verneplan av Rådgivende utvalg for marin verneplan. Fylkesmannen i Vestland gav sin innstilling 11. oktober 2017. Forslaget er nå til behandling i Klima- og miljøverndepartementet og skal lede frem til en verneforskrift som skal vedtas av Kongen i statsråd. Det aktuelle området inkluderer flere verneområder, større tareforekomster, israndavsetninger og korallforekomster.

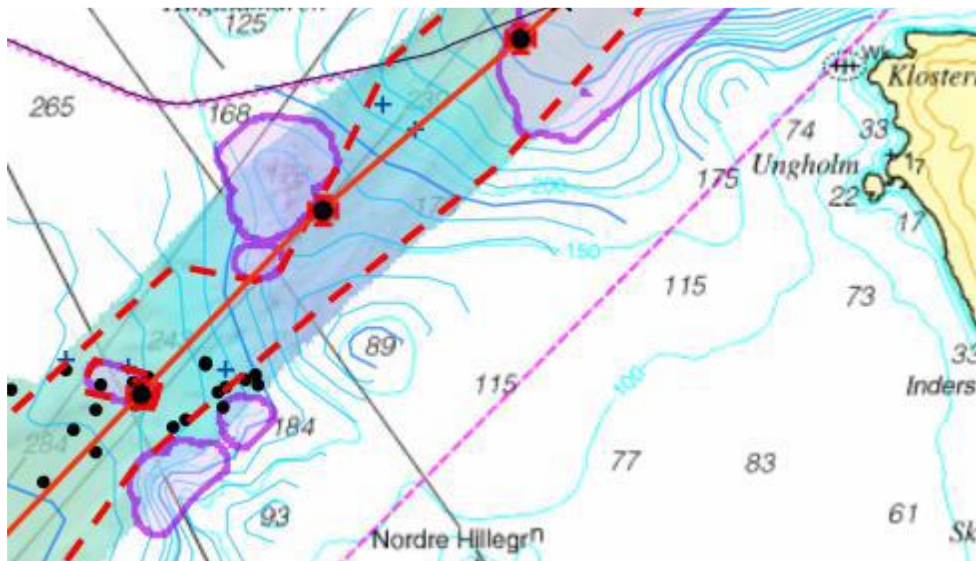


Figur 55 Beliggenhet av kandidat område for vern (større grårosa område) og naturtyper (grønt). Israndavsetningen fremgår som et større, mørkt grønt område i fjorden

Den omsøkte kabelen vil krysse gjennom det foreslåtte verneområdet. NC har gjort undersjøiske undersøkelser ved hjelp av sonar og prøvetaking av sediment, for å finne en trasé med minst mulig virkninger for naturmangfold. NC har kartlagt at det er spesielt et korallrev som har stor verdi og som

ligger nærme den planlagte kabelen. NC har justert traseen og rettighetsbelte for å øke avstanden til korallrevet.

Fylkesmannen i Vestland mener at selv om det er gjort en vesentlig innsats for å finne en trasé som ikke skader korallrev så er tiltaket i utgangspunktet i strid med fremlegget til verneforskrift. Fylkesmannen er opptatt av å ivareta en vesentlig korallforekomst ved krysning av endemorenen i det foreslåtte verneområdet. Hovedfokus til Fylkesmannen er å sikre at nærliggende koraller ikke blir nedslammet ved graving av kablene forbi korallforekomsten. Det er omtrent 60 meter fra kabeltraseen til korallrevet.



Figur 56 Oversikt over innskrenkning av kabeltraseen ved korallrev

NC kommenterer i brev av 8. november 2018 at de vil beskytte kabelen slik at nærliggende korallrev ikke vil risikere å bli nedslammet. NC viser til at de har hatt møte med Fylkesmannen 23. april 2018 der metoder for nedgraving av kabelen er gjennomgått. NC planlegger å holde Fylkesmannen informert om hvordan dette skal løses. De sier de vil ta hensyn til andre forekomster av koraller utenfor verneområder på best mulig måte og at videre planlegging i verneområdet vil bli gjort i nært samarbeid med Fylkesmannen. NC vil tilstrebe å minimere bruken av steindumping for å beskytte kabelen i verneområde. NVE konstaterer at den omsøkte kabelen vil krysse gjennom det foreslåtte området for vern, men vi mener forslaget til justert trasé vil bidra til å unngå direkte konflikt med registrerte korallrev. NVE mener konsekvensene for korallrevet i verneområdet vil være små, dersom NC tar tilstrekkelig hensyn under anleggsarbeidet. Dersom det blir gitt konsesjon til kabelen, bør det settes vilkår om at anleggsarbeidet gjennom verneområdet skal planlegges sammen med Fylkesmannen i Vestland med tanke på å begrense oppvirvling av sedimenter og skade på korallrev.

I henhold til naturmangfoldloven § 44 må den utøvende myndighet vurdere om det er mulig å gi tillatelse til et inngrep i et foreslått verneområde. Kravene for å kunne gi tillatelse er at det vurderes at det planlagte tiltaket er uten nevneverdige virkninger for det foreslåtte vernet eller at tiltaket er av vesentlig samfunnsinteresse. Som beskrevet over mener NVE virkningene av kabelen ikke er i strid med verneforslaget så lenge NC begrenser spredning av sedimenter under anleggsarbeidet. I kommentarutgaven til naturmangfoldloven<sup>61</sup> fremkommer det at det må foreligge en fellesinteresse av betydelig tyngde. Altså at det ikke bare er av stor interesse for den som søker om tillatelse. Videre står

<sup>61</sup> Backer 2010

det at energiforsyning er et område hvor dette unntaket kan tenkes å få anvendelse. Siden energianlegg omfattes av anlegg som kan få unntak, vil det etter NVEs vurdering være mulig å gi tillatelse til kryssing av det foreslåtte marine verneområdet. Dette forutsetter at tiltaket får konsesjon av OED.

## 7 Regulatoriske forhold

**I kapittel 7 redegjør NVE for regulatoriske forhold som er relevante for NorthConnect, og våre vurderinger i dette kapitlet viser hvordan NorthConnect kan reguleres dersom det gis konsesjon. Vi vurderer også hvilke konsekvenser Brexit kan ha for NorthConnect og hvilke vilkår som bør stilles til en eventuell konsesjon.**

### 7.1 Overordnet regelverk

**Norge er en del av et felles nordisk og europeisk kraftmarked. Dette innebærer felles handelsløsninger og regler for utnyttelse av nettet inkludert utenlandsforbindelser. Brexit gjør det usikkert akkurat hvilke regler som vil gjelde i fremtiden.**

Den tredje energimarkedspakken<sup>62</sup> legger til rette for felles handelsløsninger i Europa. Disse bidrar til effektiv utnyttelse av ressurser på tvers av landegrensene, og har betydning for hvordan utenlandsforbindelser blir benyttet. Bruken av utenlandsforbindelsene, blant annet hvilken retning kraften skal flyte, fastsettes gjennom felles regler og handelsløsninger for kraftmarkedene i Norden og Europa.

For å sikre effektiv og sikker drift av kraftsystemet fastsetter tredje energimarkedspakke også utfyllende regler i kommisjonsforordninger på teknisk nivå. Disse inneholder blant annet regler for kraftmarkedene og systemdrift som gjelder på tvers av landegrensene.

Det er særlig regelverk om beregning av kapasitet og handelsløsninger som er viktig for hvordan kabelforbindelsen blir utnyttet. Begge disse forholdene er regulert i den tredje energimarkedspakken med tilhørende forordninger.

Ren energipakke<sup>63</sup> som inneholder oppdateringer av sentrale deler av EUs energilovgivning har delvis blitt implementert i EU, og vil også kunne ha påvirkning på hvilke løsninger som vil gjelde for utnyttelsen av NorthConnect. De delene av ren energipakke som er direkte implementert gjelder for Storbritannia, mens det ikke er implementert i Norge enda.

Inntil Brexit-forhandlingene er ferdig er det uklart hvilken status EU-regelverket og forordningene vil ha i Storbritannia, og om de felleseuropeiske handelsløsningene kan benyttes på utenlandsforbindelser mellom Storbritannia og tilgrensende land. Denne usikkerheten innebærer at det er flere mulige scenarier:

- 1) Storbritannia trer ut av det indre energimarkedet og kan ikke ta del i felleseuropeiske løsninger
- 2) Storbritannia fortsetter med tredje pakke og kommisjonsforordningene som er tatt til nå, og de delene av ren energipakke som er implementert, men følger ikke opp med videre oppdateringer

<sup>62</sup> <https://lovdata.no/dokument/LTI/lov/2018-05-25-21>

<sup>63</sup> <https://www.europalov.no/pakke/ren-energipakken>

- 3) Storbritannia følger opp videre oppdateringer i energiregelverket og følger dette fullt ut eller delvis

## 7.2 Brexit

**Brexit medfører usikkerhet. Trolig innebærer det at Storbritannia ikke har tilgang til de europeiske fellesløsningene i det indre energimarkedet (IEM). Vi regner med at det innebærer mindre effektive løsninger for handel mot tilgrensende land og usikkerhet knyttet til beregning av kapasitet på utenlandsforbindelsene.**

### 7.2.1 Innledning:

Storbritannia og Nord-Irland skulle etter den opprinnelige planen forlatt EU 29. mars 2019, men fikk utsettelse til 31. oktober 2019. Dette har igjen blitt utsatt til 31. januar 2020. Partene er så langt ikke blitt enige om en avtale som regulerer Storbritannias uttreden av EU, det vil si at avtalen som er forhandlet frem med EU ikke har gått gjennom i det britiske parlamentet. Etter at partene er enige om uttreddesavtalen skal de også inngå en avtale om det fremtidige forholdet mellom Storbritannia og EU. I skrivende stund er det inngått en politisk intensjonsavtale om Storbritannia sitt forhold til EU etter overgangsperioden, men det gjenstår arbeid for å bli enige om detaljene knyttet for eksempel til handelsløsninger og regler for kapasitetsberegning i kraftmarkedet.

Usikkerheten knyttet til Brexit vil antakelig vedvare, også etter Brexit-datoen, den 31. januar 2020. Enten det blir avtale eller ikke, vil man måtte supplere med nærmere avtaler om det fremtidige forholdet mellom EU og Storbritannia.

Den 27. april 2018 publiserte EU-Kommisjon (DG ENER) sin *Notice to Stakeholders*<sup>64</sup>, hvor de ba aktørene forberede seg for alle utfall – inkludert et scenario hvor EU og Storbritannia ikke har kommet til enighet om en avtale for Storbritannias uttreden innen 29. mars 2019 eller den datoen som blir satt i en eventuell ny avtale. De påpeker at uten en avtale så vil EU-regler for energimarkedet slutte å gjelde for Storbritannia, noe som medfører en rekke utfordringer for krafthandelen med tilgrensende land. For eksempel vil ikke Storbritannia kunne delta i de europeiske plattformene for termin-, døgn-, intradag- eller balansemarked.

I juli 2018 publiserte Storbritannia sine planer for «The future relations between the UK and the EU», og revidert versjon av dette ble publisert 17. oktober 2019<sup>65</sup>. Dokumentet diskuterer åpen og rettferdig konkurranse, også spesifikt knyttet til elektrisitet. Storbritannia ønsker et bredt energisamarbeid med EU, inkludert felles handelsløsninger for både energi og gass. De ser for seg at de kan forbli i det indre energimarkedet, IEM, for å bevare de effektive løsningene med blant annet felles regler for kapasitetsberegning. Samtidig beskriver britene hva som må til dersom de må forlate IEM. I et slikt tilfelle antar de at det vil være nødvendig med en regelbok med tekniske regler knyttet til handel mellom Storbritannia og resten av Europa. Disse detaljene gjenstår å utarbeide. Storbritannias førsteprioritet er å opprettholde det felles markedet de har mellom Irland og Nord-Irland<sup>66</sup>, som også er et felles synkronområde.

---

<sup>64</sup> [https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/notice\\_to\\_stakeholders\\_brexit\\_energy\\_market\\_final.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/notice_to_stakeholders_brexit_energy_market_final.pdf)

<sup>65</sup>

[https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/840656/Political Declaration setting out the framework for the future relationship between the European Union and the United Kingdom.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/840656/Political_Declaration_setting_out_the_framework_for_the_future_relationship_between_the_European_Union_and_the_United_Kingdom.pdf)

<sup>66</sup> SEM – Single Energy Market

For å kartlegge mulige konsekvenser av Brexit, både for NorthConnect og for andre deler av NVEs ansvarsområder, har NVE aktivt deltatt i diskusjoner, seminarer, workshops og presentasjoner om Brexit og konsekvenser for kraftmarkedet. Det har vært omfattende dialog med Ofgem for å kartlegge mulige konsekvenser. Vi har også deltatt i arbeidsgruppen PINT<sup>67</sup> sammen med andre reguleringsmyndigheter for å forberede Brexit på et teknisk nivå. Målet med gruppen var å sikre at det regulatoriske rammeverket tar høyde for mulige konsekvenser av Brexit. De samarbeidende landene er Frankrike, Belgia, Nederland, Danmark, Irland og Norge. Her ble det spesifikt gjennomført en analyse av konsekvensene for utenlandsforbindelser fra Storbritannia i tilfelle et «no-deal»-scenario.

### *7.2.2 Usikkerhetsmomenter som følger av Brexit:*

Vi antar at Storbritannia må tre ut av IEM og at det må utarbeides detaljerte regelbøker for blant annet beregning av kapasitet siden de da ikke kan gjøre bruk av felles metode for kapasitetsberegning. Vi antar dermed at utnyttelse av ressursene på tvers av grensen mellom Storbritannia og tilknyttede land vil bli mindre effektiv. Effektiviteten i de felles løsningene ligger blant annet i at de nettopp er felles fordi ressursallokeringen ses i sammenheng på tvers av landegrensene.

#### *Kapasitetsfastsettelse*

IEM innebærer felles regler for beregning og fordeling av nettkapasitet inkludert kapasitet på utenlandsforbindelser. Dersom Storbritannia forlater IEM må kapasiteten i det britiske nettet og på de britiske kablene beregnes utenom fellesløsningene. Alt annet likt, vil det være mindre effektivt og kan bety lavere utnyttelsesgrad på for eksempel NorthConnect. Utenfor IEM, kan det være at Storbritannia ikke lenger er bundet av regler knyttet til tilgjengeliggjøring av kapasitet og prinsippet om at det ikke er lov til å redusere kapasitet på utenlandsforbindelser til fordel for nasjonal systemdrift. I den grad Storbritannia reduserer kapasiteten på NorthConnect, vil dette ha negativ betydning både for den samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske lønnsomheten. Disse reglene er nærmere beskrevet i avsnitt 7.3, og konsekvensene av struping av kapasitet er omtalt i avsnitt 4.10.4.

#### *Handelsløsninger*

Brexit påvirker muligheter til å delta i felles handelsløsninger etablert i IEM. Dette innebærer trolig at det må utvikles egne løsninger utenom fellesløsningene og, alt annet likt, vil de være mindre effektive og påvirke utnyttelsesgraden negativt. Vi vurderer imidlertid at type handelsløsning har mindre betydning for utnyttelsesgraden enn i hvilken grad kapasiteten gjøres tilgjengelig for handel. Beskrivelse av handelsløsninger og mulige konsekvenser er beskrevet i avsnitt 7.4.1.

#### *Kapasitetsmarkedet*

Deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet vil også kunne bli påvirket av Brexit ettersom deltakelse fra utenlandsforbindelser kom i stand etter påtrykk fra Kommisjonen, og nye regler fra Ren energipakke. En nærmere beskrivelse av dette markedet og mulige konsekvenser av Brexit er beskrevet i avsnitt 7.4.2 og i avsnitt 4.6.

#### *Tariffer*

Grensetariffer er ikke tillatt iht. det europeiske regelverket, noe som er nærmere beskrevet i avsnitt 7.8. Brexit kan medføre at dette regelverket ikke lenger vil gjelde, noe som kan åpne for innføring av

---

<sup>67</sup> Arbeidsgruppen heter PINT: Practical, Informal, Non-political and Transparent.

grensetariffer. Dette kan påvirke kraftutvekslingen på utenlandsforbindelser, men effekten avhenger av hvor høyt en eventuell tariff settes.

Norge er ikke del av EUs tollunion og er derfor ikke omfattet av EUs felles tollregler og felles tollsatser mot tredjeland. Norge er likevel involvert i EUs tollsamarbeid gjennom EØS-avtalens protokoll 10 og 11<sup>68</sup>. Dersom Storbritannia og EU ikke inngår en avtale som regulerer grensetariffer vil gjeldende EU-WTO-tariffer (WTO schedules) automatisk gjelde for produkter og varer eksportert mellom EU og Storbritannia. Det er ingen WTO-tariffer<sup>69</sup> på elektrisitet i dag, så vi forventer ikke at tariffer vil påvirke handelen mellom EU og Storbritannia. NVE forventer heller ikke at WTO-tariff på elektrisitet vil bli innført mellom Norge og Storbritannia, selv ikke ved en Brexit som innebærer at Storbritannia forlater IEM.

Dersom grensetariffer i fremtiden tillates mellom Storbritannia og EU kan dette medføre at spesifikke avgifter for kraftproduksjon og forbruk i Storbritannia også blir gjeldende for utenlandsforbindelser til Storbritannia. Disse kan i enkelte tilfeller ses på som grensetariffer. Et mulig eksempel er at utenlandsforbindelser må betale innmatingstariff til den britiske systemoperatøren. Dette kan redusere verdien av handel for NorthConnect. Dersom utenlandsforbindelser må betale en innmatingstariff kan det i tillegg være uheldig at tilknytningspunktet på britisk side er i et område hvor det tidvis er overskudd av kraft, da dette kan gi en relativt høy innmatingstariff. Problemstillingen omkring slike kostnader diskuteres også i avsnitt 4.10.

I tillegg kan Brexit påvirke beregningen av transittkostnader for NorthConnect. Transittkostnader er regulert i ITC-forordningen. Denne inneholder spesifikke regler for land som blir såkalte «perimeterland», noe Storbritannia kan bli som følge av Brexit. Dette er nærmere redegjort for i avsnitt 5.8.

### 7.2.3 Brexit - avtaler og vilkår

Uavhengig av utfallet etter Brexit, foreslår vi at det stilles krav og vilkår for å regulere NorthConnect dersom de får konsesjon. Det er trolig også behov for en rekke avtaler og økt detaljering i eksisterende avtaler, hvis Storbritannia forlater EU. I den grad Brexit betyr at NorthConnect ikke kan gjøre bruk av eksisterende europeiske handelsløsninger eller bilaterale avtaler mellom Storbritannia og EU om kapasitetsberegning og handelsløsninger, bør NC inngå avtaler som dekker disse områdene.

I 7.3 og 7.4 redegjør vi for regelverk knyttet til kapasitetsberegning, handelsløsninger, tariffer og deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet, og usikkerheten knyttet til dette hvis Storbritannia forlater EU. Det er særlig tilgjengeliggjøring av kapasiteten som kan ha stor betydning for lønnsomheten, dette er vurdert i 4.10.4.

Spesifikt foreslår vi at dersom Storbritannia forlater det indre europeiske energimarkedet bør NC innen en nærmere fastsatt tidsfrist, oversende en rapport til OED hvor de vurderer konsekvensene som Brexit kan ha for en effektiv og sikker drift av kabelen, herunder knyttet til nettilgang til det britiske transmisjonsnett. NC bør da sannsynliggjøre at NorthConnect vil kunne utnyttes effektivt og sikkert, også etter Brexit.

NC er eid av tre norske og et svensk kraftselskap som eier forbindelsen i sin helhet. I den grad Brexit innebærer at Storbritannia tar mer nasjonale (enn europeiske) hensyn kan en argumentere for at det vil være tryggere for prosjektet om en britisk part eide halvparten av prosjektet. Trolig vil det være i

<sup>68</sup> <https://www.regjeringen.no/no/tema/europapolitikk/tema/toll-skatt-avgifter/id686229/>

<sup>69</sup> HS-kode 271600

begge lands interesse å sørge for at kabelen utnyttes så effektivt som mulig uavhengig av eierskap. Partnerskap er nærmere beskrevet i avsnitt 7.10.2.

#### 7.2.4 *Brexit – oppsummering av mulige konsekvenser*

Selv om det er usikkerheter knyttet til Brexit, vil de fundamentale forskjellene i kraftsystemene mellom Norge og Storbritannia i hovedsak vedvare. Det vil si at Storbritannia og Norge uavhengig av Brexit vil ha ulik sammensetning av produksjonsressurser med vannkraft i Norge og en kombinasjon av termisk, kjernekraft og vind i Storbritannia. Dette tilsier at det vil være gevinster ved utveksling av energi mellom Norge og Storbritannia i fremtiden, selv om det skulle bli mindre effektive løsninger etter Brexit.

NC har mottatt en IPA (initial project assessment) for å få en regulering på britisk side med minimumsinntekter (inntektsgulv). Et slikt «gulv» innebærer at britiske nettkunder må dekke eventuell differanse mellom faktisk inntekter og dette gulvet. Dette tilsier at britiske myndigheter mener at NorthConnect er samfunnsøkonomisk lønnsom for Storbritannia, og at de derfor ønsker å utnytte denne så effektivt som mulig.

En oppsummering av mulige konsekvenser av Storbritannias uttreden av EU finnes i Tabell 45 Mulige konsekvenser av Brexit.

### 7.3 Regelverk for beregning av kapasitet

**Regelverket for beregning av kapasitet i nettet er viktig for utnyttelsen av utenlandskabelen fordi det avgjør hvor stor del av kabelen som gjøres tilgjengelig i markedet.**

I henhold til forordningen om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering<sup>70</sup> skal det utvikles regionale metoder for kapasitetsberegning basert på felles prinsipper. Dette skal gi mer effektiv utnyttelse av nettet inkludert utenlandsforbindelsene. Metoden til bruk i Norden (Nordic Flow Based) er godkjent av de nordiske reguleringsmyndighetene og er nå under utvikling. Det er ikke avklart hvorvidt forbindelser mellom Storbritannia og Norge vil plasseres i en egen region, ettersom Storbritannias fremtidige status i EU er uklar. Det er dermed uklart hvilken metode for kapasitetsberegning som vil gjelde på NorthConnect.

En kraftledning har en gitt maksimal kapasitet (termisk kapasitet). Hvor mye av denne kapasiteten som daglig tilbys markedet, fastsettes gjennom systemansvarliges (Statnetts) kapasitetsberegning. For utenlandsforbindelser fastsettes kapasiteten etter enighet mellom de to systemansvarlige på hver side (dvs. Statnett og National Grid). Felles regelverk legger føringer for hvordan dette gjøres: Grensekryssende forbindelser skal ikke diskrimineres i forhold til innenlandske forbindelser. Det betyr at utenlandsforbindelsene i størst mulig grad skal gjøres tilgjengelig for markedet. Dersom systemansvarlig har nettutfordringer i nasjonalt nett kan systemansvarlig, under gitte omstendigheter, velge å redusere kapasiteten på utenlandsforbindelsen. I den grad den norske eller britiske systemansvarlige reduserer kapasiteten på NorthConnect vil det påvirke lønnsomheten negativt.

I EUs Ren Energipakke kommer det fra begynnelsen av 2020 regelverk som setter krav til minimumskapasiteter på grensekryssende forbindelser, noe som er en skjerping av kravene til

---

<sup>70</sup> Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM).

Forordningen regulerer kapasitetsfastsettelse og flaskehalshåndtering i kraftmarkedet. Mange av metodeforslagene etter CACM er allerede godkjent av nasjonale reguleringsmyndigheter på henholdsvis europeisk, regionalt eller nasjonalt nivå.

systemansvarlig. Det vil innebære at systemansvarlig må garantere en minstekapasitet (70 prosent) på grensekryssende forbindelser, selv om ordinær drift skulle tilsi reduksjon. For eier av utenlandsforbindelser er dette positivt da de kan forholde seg til en garantert minimumskapasitet fra systemansvarlig. På den annen side kan dette kravet medføre økte kostnader for systemansvarlige. Dette diskuteres nærmere i avsnitt 7.4.

Dersom Storbritannia forlater IEM, kan det være at Storbritannia ikke lenger er bundet av regler knyttet til beregning og tilgjengeliggjøring av kapasitet. Dette kan gi Storbritannia frihet til å redusere kapasiteten på forbindelsene mot andre land for å sikre flyt på det innenlandske nettet. I den grad den britiske systemoperatøren reduserer kapasiteten på overføringsforbindelsene for å håndtere innenlandske nettfordringer vil dette ha direkte betydning for NorthConnect sin tilgjengelighet i markedet. Dette kan ha en vesentlig negativ påvirkning på NorthConnects lønnsomhet, så vel som den samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

NorthConnects tilknytningspunkt er i Peterhead i Skottland og det britiske kraftsystemet har utfordringer med hensyn til overføringskapasitet nord-sør. Nettsituasjonen i Storbritannia er redegjort for i avsnitt 4.10.3. For å håndtere nettsituasjonen, kan den britiske systemoperatøren få behov for å redusere kapasiteten på utenlandsforbindelsene, for eksempel NorthConnect. På den annen side har Storbritannia en relativt stram kapasitetsmargin, det vil si at de har behov for å få tilført kraft. Dette skulle tilsi at de har insentiv til å legge til rette for en høy utnyttelse av kabelen.

Oppsummert mener vi at Brexit kan føre til at Storbritannia har større fleksibilitet når det gjelder metode for å beregne kapasitet, og dette kan innebære noe usikkerhet knyttet til håndtering av utenlandsforbindelser, herunder utnyttelsesgraden på NorthConnect. Samtidig vurderer vi at de fundamentale forskjellene mellom Norges vannkraftsystem og Storbritannias blanding av termisk og vind medfører at en effektiv utnyttelse av forbindelsen også er i Storbritannias interesse, uavhengig av Brexit. Konsekvensene av struping av kapasitet er omtalt i avsnitt 4.10.4.

## **7.4 Regler for markedet og handelsløsninger**

**Handelsløsningene avgjør hvordan kapasiteten som gis til markedet blir brukt. De europeiske landene er knyttet sammen gjennom markedskopling av henholdsvis døgnet (day-ahead) og intradagmarkedet. Felleseuropeiske regler for balansetjenester er underveis.**

**Det er inntektsmuligheter for NorthConnect gjennom deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet. NC legger dette til grunn i sine vurderinger. Det er imidlertid usikkert hvorvidt utenlandskabler får delta. NVE foreslår vilkår i en eventuell konsesjon om at NC skal sørge for at forbindelsen inngår i kapasitetsmarkedet. Dette forutsetter at markedet åpner for at NorthConnect kan delta og at deltakelsen øker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for NorthConnect. Deltakelsen skal godkjennes av OED.**

**Mothandel over NorthConnect innebærer at flyten endres på forbindelsen for å håndtere driftsforhold. Ulike valg for utforming av en mothandelsløsning vil kunne påvirke både inntekter og systemdrift.**

### *7.4.1 Handelsløsninger knyttet til termin-, døgn-, intradag- og balansemarkedet*

Eksisterende norske utenlandskabler eies og drives av Statnett og kapasiteten på disse gjøres tilgjengelige for markedet gjennom felleseuropeiske plattformer for krafthandel. Hensikten med de felles handelsløsningene er å utnytte det eksisterende strømmettet så effektivt som mulig. Plattformene



for døgn- og intradagmarkedet er sentrale og disse er regulert gjennom forordningen om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering, og metoder som følger av denne forordningen.

Mesteparten av nordisk fysisk kraft omsettes i døgnmarkedet, men intradagmarkedet gir aktørene mulighet for å justere porteføljen frem mot driftstimen. Døgnmarkedet er organisert med en auksjon dagen før fysisk levering. Her fastsettes pris og volum samtidig på bakgrunn av aktørenes samlede kjøps- og salgsmeldinger, samt tilgjengelig overføringskapasitet (implisitt auksjon). Pris og volum fastsettes for hver time i døgnet. Intradagmarkedet er basert på kontinuerlig handel og handel er mulig frem til tett opp mot driftstimen. I dag gis all kapasitet på de eksisterende utenlandsforbindelsene til døgnmarkedet, gjennom en såkalt implisitt auksjon, mens eventuell restkapasitet gis til intradagmarkedet. NC ønsker at «*NorthConnect skal inngå i de til enhver tid gjeldende markedsmekanismene*». Vi mener dette er rimelig.

De felles handelsløsningene innebærer at NorthConnect gjøres tilgjengelig for markedet og det innebærer for eksempel at NC ikke kan prioritere å gi kapasitet til enkeltaktører. Dersom Storbritannia forblir i det indre energimarkedet for intradag- og døgnmarkedet, foreslår NVE at det i en eventuell utenlandskonsesjon settes vilkår om at NorthConnect skal inngå i de felleseuropeiske handelsløsningene. Dersom de felleseuropeiske handelsløsningene ikke er tilgjengelig etter Brexit, foreslår NVE vilkår om at NorthConnect skal gjøre bruk av løsninger som sikrer samfunnsmessig rasjonell bruk av forbindelsen. Vi legger til grunn at Statnett gjennom sin planlagte utenlandsforbindelse NSL, utvikler egne handelsløsninger dersom felleseuropeiske løsninger ikke er tilgjengelig og at disse løsningene er på plass før NorthConnect settes i drift. Det vil være rimelig om løsningene for NSL kan utvides til også å omfatte NorthConnect.

NC ønsker også innføring av implisitt tapshåndtering på forbindelsen. Sistnevnte innebærer at det ikke vil overføres strøm på kablen med mindre gevinsten av overføringen overstiger tapskostnaden på forbindelsen. Tapshåndtering er implementert i døgnmarkedet på NorNed, og vil sannsynligvis også bli implementert på Skagerrak-forbindelsen, og NVE er positiv til at NC ønsker å innføre implisitt tapshåndtering. Dersom konsesjon gis, foreslår NVE at det settes vilkår om at tapsfunksjonalitet skal innføres så lenge det er tilgjengelig i relevante handelssystemer.

### *Terminmarkedet*

Terminmarkedet gjør det mulig å inngå avtaler for å sikre inntekter lenger frem i tid enn døgnmarkedet åpner for. På kontinentet brukes typisk transmisjonsrettigheter for å sikre flaskehalsinntekter frem i tid. Transmisjonsrettighet er rettighet til kapasitet på en overføringsforbindelse og selges av TSO eller kabeleier. Salg av transmisjonsrettigheter kan gi mulighet for NC til å sikre fremtidige flaskehalsinntekter, samtidig kan salg av transmisjonsrettigheter innebære lavere inntekter sammenlignet med flaskehalsinntektene fra døgnmarkedet. Det utstedes per i dag ikke transmisjonsrettigheter<sup>71</sup> på norske utenlandsforbindelser. Forordningen om langsiktig kapasitetstildeling (FCA)<sup>72</sup> som følger av tredje energimarkedspakke, omhandler terminmarkedet og fastsetter at transmisjonsrettigheter er hovedvirkemiddelet for prissikring.

NVE foreslår vilkår i en eventuell konsesjon som begrenser NCs muligheter til å utstede transmisjonsrettigheter. Spesifikt foreslår vi vilkår om at transmisjonsrettigheter kan innføres på

---

<sup>71</sup> Transmisjonsrettigheter er et terminmarkedsprodukt som utstedes av eierne av en forbindelse og kan være både fysiske (PTR) og finansielle (FTR). FTRer gir innehaverne rett på en betaling lik prisdifferansen mellom områdene, mens PTRer gir innehaveren rett til å benytte kapasiteten på forbindelsen.

<sup>72</sup> Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

NorthConnect, dersom det følger av en prosess iht. FCA art. 30. Hvis Brexit medfører at dette regelverket ikke er relevant, bør ikke transmisjonsrettigheter innføres med mindre det er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

#### *System- og balansetjenester*

Handelsløsninger knyttet til utveksling av system- og balansetjenester reguleres i stor grad gjennom forordningen om elektrisitetsbalansering<sup>73</sup>. Disse er ennå ikke implementert. Forordningen stiller krav om utvikling av felleseuropeiske handelsplattformer for utveksling av balanseenergi og metoder for allokering av overføringskapasitet for utveksling av balanseresserver. I henhold til forordningen skal plattformene for handel med balanseenergi være etablert senest i løpet av 2022, med mulighet for TSOene til å søke om to års utsettelse fra kravet å knytte seg til plattformene. Å benytte kabelen til å utveksle balansetjenester kan potensielt være lønnsomt, men Brexit medfører risiko til hvorvidt Storbritannia vil kunne være en del av disse felleseuropeiske løsningene. NVE er imidlertid enig med NC i at mulighetene for salg av system- og balansetjenester representerer en inntektsmulighet for NorthConnect.

På utenlandskabelen til Danmark (Skagerrak 4) har det de siste årene vært reservert 100 MW kapasitet for utveksling av automatiske sekundærreserver. Dette viser at inngåelse av bilaterale avtaler er mulig, men i henhold til nye bestemmelser i forordningen om elektrisitetsbalansering skal det utarbeides forslag om harmoniserte metoder for reservasjon av kapasitet til utveksling av balansetjenester, og bilaterale avtaler må være i tråd med dette. Videre kan salg av enkelte system- og balansetjenester medføre behov for reservasjon av kapasitet. Dagens handelsløsninger innebærer at kapasiteten i hovedsak gis til døgnetmarkedet. Reservasjon av kapasitet kan ha samfunnsøkonomiske gevinster, men kan også påvirke kraftpriser og andre forhold. NVE foreslår derfor at det i en eventuell konsesjon settes vilkår om at eventuell reservasjon av kapasitet skal reguleres i avtale som må godkjennes av RME<sup>74</sup>. Ifølge energiloven § 4-2 fjerde ledd skal RME, innenfor konsesjonsvilkårene, fastsette eller godkjenne vilkår for tilgang til forbindelsen. Det foreslås i denne forbindelse at RME gis i oppgave å godkjenne en eventuell avtale om reservasjon av kapasitet.

#### *Eventuelle andre handelsløsninger*

Det kan være at NC i fremtiden ønsker å utvikle handelsløsninger som Statnett ikke har på sine utenlandsforbindelser (og som heller ikke nødvendigvis er den del av felleseuropeiske plattformer) dersom de får konsesjon. NVE legger da til grunn at NC selv må utvikle eventuelle nye løsninger. Et samarbeid med systemansvarlig er nødvendig for å avklare eventuell påvirkning på systemdriften og for å sikre at løsningene som skal utvikles gjøres kompatible med Statnetts system. Vilkår og behov for å inngå avtaler er nærmere beskrevet i avsnitt 7.6.

#### *Handelsløsninger og Brexit*

Statnett skriver i sitt høringsinnspill at det bør foreligge omforente og effektive løsninger for energihandel etter Brexit. Om løsningene ikke allerede er implementert bør det foreligge en realistisk plan for utarbeidelse av dem.

Her skisserer vi tre mulige scenarier for fremtidige handelsløsninger:

---

<sup>73</sup> Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

<sup>74</sup> RME ble 1. november 2019 utpekt av OED som uavhengig reguleringsmyndighet.

- *Storbritannia forblir i IEM*

Dette scenariet innebærer at det ikke blir betydelige endringer sammenliknet med dagens handelsløsninger. Dette vil sikre at flyten følger prissignalene helt frem til driftstimen, noe som gir en effektiv utnyttelse av kabelen. Det er også mulig at Storbritannia forblir i IEM, men kun i en overgangsperiode, med ukjent varighet.

- *Storbritannia går ut av IEM, men knyttes til sine naboland gjennom koordinerte handelsløsninger (implisitte auksjoner<sup>75</sup>)*

Dette kan bli resultatet ved en relativt myk Brexit-avtale, men hvor Storbritannia likevel ikke får delta i de eksisterende handelsløsningene. Døgnmarkedet har betydelige volum og er viktig for beregning av flyt mellom budområder. Å gå bort fra markedskoblingen vil redusere markedseffektiviteten og kan medføre flyt mot prisretningen i enkelte timer. Dersom implisitt auksjon innføres vil effektiviteten være høyere enn eksplisitte auksjoner, men siden den sannsynligvis må holdes separat fra IEM-auksjonen, vil effektiviteten reduseres også her. Om EU-landene tillater en «light-versjon» av markedskoblingen er uklart, selv ved en avtale som knytter Storbritannia relativt tett til EU.

Det er betydelig mindre volum i intradag og balansemarkedene enn i døgnmarkedet, og utvikling av koordinerte løsninger for døgnmarkedet kan derfor bli prioritert.

- *Storbritannia går ut av IEM og bilaterale handelsløsninger innføres*

Dersom Storbritannia forlater EU uten en avtale som regulerer deres uttrede vil ikke Storbritannia være en del av døgn-, intradag- eller balansemarkedet, jf. DG Energy sin *notice to stakeholders*. Uttreden fra IEM og uttrede fra de felles handelsløsningene kan også bli resultatet selv om en avtale kommer på plass innen den fastsatte tidsfristen. Dette kan bety at det er behov for bilaterale avtaler som antageligvis vil redusere markedseffektiviteten. Dette spesielt ved introduksjon av løsninger hvor energi og kapasitet selges separat (eksplisitt auksjon). Storbritannia vil heller ikke kunne delta i den felles plattform for terminmarkedet (SAP), uten en avtale med EU som regulerer dette.

For terminmarkedet synes det imidlertid å være større muligheter for å benytte eksisterende løsninger enn for markedsløsningene nærmere driftstimen. Eksempelvis er systemansvarlig i Sveits (SwissGrid) medeier i JAO. Dette selskapet organiserer store deler av terminmarkedshandelen i Europa. Gjennom JAOs løsninger, men utenfor SAP-plattformen, auksjoneres fysiske transmisjonsrettigheter på grensene mellom Sveits og EU-land. Bilateral handel gjennom JAO kan dermed være en løsning for Storbritannia, dersom de ikke får ta del i koordinerte handelsløsninger. Alternativt kan det være at det må utvikles nye handelsløsninger for salg av fysiske transmisjonsrettigheter.

#### 7.4.2 Deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet

Aktører som deltar i kapasitetsmarkedet mottar en betaling mot at de er tilgjengelige til å levere elektrisitet i situasjoner der det britiske systemet er anstrengt. Dette markedet er nærmere beskrevet i avsnitt 4.6. Vi viser også til NVEs vurdering om deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet for

---

<sup>75</sup> Auksjoner på utenlandsforbindelser kan deles i implisitte og eksplisitte auksjoner. Eksplisitt auksjon innebærer en separat auksjon av kapasiteten på forbindelsen. Implisitt auksjon innebærer samtidig auksjon av energi og kapasitet og gir en mer effektiv utnyttelse av eksisterende kapasiteter. Et eksempel på en mulig implisitt løsning er Tight-Volume-Coupling som ble benyttet på NorNed før Norge ble med i markedskoblingen.

NSL<sup>76</sup>. Her anbefalte vi at OED ga tillatelse til at NSL fikk delta da dette innebar en inntektsmulighet for Statnett og risiko ved deltagelse var begrenset.

Dersom mellomlandsforbindelser ikke får delta i det britiske kapasitetsmarkedet vil de heller ikke få inntekter fra dette markedet, men i kommentarer til NVE den 7. november 2018 skriver NC at det britiske departementet med ansvar for energi (BEIS<sup>77</sup>) ikke har umiddelbare planer om å hindre utenlandsforbindelser fra å delta i det britiske kapasitetsmarkedet. NC skriver imidlertid at Energy UK<sup>78</sup> aktivt forsøker å påvirke britiske myndigheter til å utelate utenlandsforbindelser fra fremtidig deltakelse. NC skriver at Energy UK skiller mellom Norge og Island og kontinentet i sin vurdering av hvem som bør få delta, og at Energy UK ikke ønsker å utestenge Norge og Island. Dette som følge av Norge og Island har en høy andel fornybar kraftproduksjon. NVE vil påpeke at selv om dette er Energy UKs ønsker, er det ikke sikkert at reglene (hvis innført) tar slike differensierte hensyn.

For alle typer aktører som skal delta i kapasitetsmarkedet beregnes det en tilgjengelighetsfaktor. Dette gjelder også for utenlandsforbindelser. Lav tilgjengelighetsfaktor<sup>79</sup> reduserer verdien av deltakelse i kapasitetsmarkedet. NC skriver at NSL har den høyeste tilgjengelighetsfaktoren av utenlandskablene (0,85) som er vurdert og NC forventer at NorthConnect vil ligge på samme nivå. NC har lagt til grunn en tilgjengelighetsfaktor på 0,75 i den samfunnsøkonomiske analysen.

Batterier har fått sin tilgjengelighetsfaktor redusert, og NC skriver at det ikke er utenkelig at tilsvarende gjøres for utenlandsforbindelser. På bakgrunn av usikkerheten om fremtidig design, initiativ fra Energy UK og skjerpning for batterier, anser NVE det som fornuftig av NC å legge seg noe under tilgjengelighetsfaktoren som fastsatt for NSL i lønnsomhetsvurderingen (avsnitt 4.6).

Ren energipakke fastsetter at utenlandske produsenter kan delta i tilgrensende kapasitetsmekanismer, men at utenlandsforbindelser kun kan delta direkte i kapasitetsmekanismer i maksimalt fire år etter at forordningen har trådt i kraft. Dersom denne bestemmelsen fortsatt gjelder etter en eventuell Brexit, vil det si at NorthConnect ikke kan delta i det britiske kapasitetsmarkedet direkte. Implikasjonene av bestemmelsen er på dette tidspunktet uklar og avhenger av metoden for deltakelse fra utenlandske produsenter. Dersom det er prisforskjeller mellom hva norske aktører og britiske produsenter er villig til å delta i mekanismen for, kan prisforskjellene danne grunnlaget for en «flaskehalsinntekt knyttet til kapasitetsmekanismen», etter modell av døgnetmarkedet. Det kan da ikke utelukkes at disse inntektene kan tilfalle eier av utenlandsforbindelsen. Denne bestemmelsen øker usikkerheten knyttet til NC sine inntektsmuligheter fra den britiske kapasitetsmekanismen.

I sitt høringsinnspill skriver Statnett at deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet for mellomlandsforbindelser er usikkert. Statnett skriver at Storbritannia ikke lenger vil være bundet av EUs konkurranseregler etter Brexit, og at dette var viktig for at mellomlandsforbindelser fikk delta i kapasitetsmarkedet. Statnett skriver at det er risiko for at britiske myndigheter vil ekskludere mellomlandsforbindelser, eller gjøre andre tiltak som reduserer verdien av deltagelsen betydelig.

NVE legger til grunn at inngåtte kontrakter respekteres, men ser at det er en risiko for at Brexit kan påvirke utformingen av det britiske kapasitetsmarkedet, og potensielt stoppe fremtidig deltakelse fra utenlandskabler. Storbritannia skriver i et notat om Brexit at de er tjent med regler knyttet til State Aid

---

<sup>76</sup> NVE dokumentnummer 201303884-13

<sup>77</sup> Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS)

<sup>78</sup> En organisasjon som representerer britisk energiindustri

<sup>79</sup> Tilgjengelighetsfaktor: Hvor mye av tilgjengelig kapasitet forbindelsen får mulighet til å delta med i kapasitetsmarkedsauksjonen

GL<sup>80</sup>. Samtidig kan det være at en fremtidig avtale om statsstøtte inneholder flere frihetsgrader enn dagens State Aid GL. Dette er spesielt relevant frem i tid dersom Storbritannia ikke lenger har behov for å gi incentiver til å bygge flere utenlandsforbindelser.

NVE mener at Brexit kan påvirke designet av det britiske kapasitetsmarkedet, inkludert den fremtidige deltakelsen fra utenlandsforbindelser i dette markedet. Det kan være en fullstendig utelukkelse fra kapasitetsmarkedet for utenlandsforbindelser eller skjerpede regler for utenlandsforbindelser som kan ha innvirkning på inntektene. Dette er nærmere analysert i 4.6.

Dersom det gis konsesjon foreslår NVE at det settes vilkår om at NC skal sørge for at forbindelsen inngår i kapasitetsmarkedet forutsatt at markedet åpner for at NorthConnect kan delta og at deltakelsen øker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for NorthConnect. Vi foreslår videre at ordningen for deltakelse skal forelegges OED til godkjenning i god tid før endringene trer i kraft.

#### 7.4.3 Mothandel i Norge for å løse britiske flaskehals

De systemansvarlige kan iverksette mothandel for å håndtere driftsutfordringer i nettet. Det er flere måter dette kan gjøres på. For eksempel kan det innebære at kapasiteten som gis til døgnet opprettholdes samtidig som flyten styres i motsatt retning for å løse systemdriftsutfordringer. Dette er typisk dyre løsninger å iverksette, men kan rettferdiggjøres dersom det likevel er den rimeligste måten å løse driftsutfordringene på. For eksempel dersom den britiske systemansvarlige har behov for nedregulering i Norge for å håndtere britiske flaskehals er det den britiske systemansvarlige som må dekke kostnadene knyttet til nedreguleringen.

Deltakelse i markeder for nedregulering er frivillig for norske kapasitetstilbydere, og kan være en inntektsmulighet for NC og for norske kraftprodusenter til å få betalt for sin fleksibilitet. I teorien kan det også være aktuelt for Statnett å kjøpe nedregulering i Skottland, men i praksis vil dette være lite aktuelt pga. de relativt lave reguleringskostnadene i Norge.

I henhold til kommende regelverk i forordningen om kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling skal det utvikles regionale metoder for mothandel og spesialregulering<sup>81</sup> men implikasjonene er det ikke mulig å vurdere nå. Dette ettersom det er ulike regler for ulike regioner og det ikke er avgjort hvilken region kabler mellom Storbritannia og Norge vil plasseres i. I tillegg er slike metoders status i Storbritannia, etter Brexit, uklart.

Mothandel vil kunne påvirke flyten nært driftstimen og vil dermed påvirke konsekvenser for systemdriften. Mothandelsløsninger kan utformes på mange måter, for eksempel hvorvidt det planlegges døgnet før, eller om det først planlegges og iverksettes i driftstimen. Ved mothandel over DC-forbindelser mener NVE det er et viktig prinsipp at den som ber om å få mothandelen utført, bærer kostnadene som følger av mothandelen.

Dersom konsesjon gis, foreslår NVE et spesifikt vilkår om at NC må inngå en avtale om mothandel med systemansvarlige dersom det blir gitt konsesjon og at avtalen må godkjennes av Reguleringsmyndigheten for energi (RME) før mothandel kan utføres på NorthConnect i normaldrift<sup>82</sup>. Ifølge energiloven § 4-2 fjerde ledd skal RME, innenfor konsesjonsvilkårene, fastsette

<sup>80</sup> State Aid GL fra kommisjonen bestemmer hvilke typer statsstøtte innenfor energi og miljø som er kompatibel med det indre markedet, og har et mål om å gradvis gå over til markedsbaserte støtteordninger <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628%2801%29>

<sup>81</sup> CT&RD: Countertrade and redispatch

<sup>82</sup> Vi presiserer her "I normaldrift" ettersom vi ikke har til hensikt å begrense muligheten til flytendringer i kritiske situasjoner

eller godkjenne vilkår for tilgang til forbindelsen. Det foreslås i denne forbindelse at RME gis i oppgave å godkjenne en eventuell avtale om mothandel.

## 7.5 Relasjon til systemansvarlig

**Det skal kun være én systemansvarlig i Norge, og NC skal ikke overta noe systemansvar. Det vil si at kapasitetsfastsettelse på NorthConnect utføres av Statnett, i tråd med til enhver tid gjeldende regelverk.**

I Prop. 5L, som foreslår endringer i energiloven skriver departementet at «det er viktig at systemansvaret utøves på en samfunnsmessig rasjonell måte med klare ansvarsforhold, og at dette ansvaret ikke bør spres på flere aktører». Videre fastsetter Energiloven § 6-1 første ledd at «Departementet tildeler myndigheten til å utøve systemansvaret på nærmere fastsatte vilkår. Den systemansvarlige skal sørge for at det til enhver tid er momentan balanse mellom den samlede produksjon og den samlede bruk av kraft hensett til kraftutvekslingen med tilknyttede utenlandske systemer.».

NVE legger til grunn at det kun skal være én systemansvarlig i Norge. Statnett er tildelt konsesjon for å utøve systemansvaret i Norge og eier det norske transmisjonsnett. Systemansvarlig skal være ansvarlig for beregning av kapasitet på alle budområdegrenser internt i Norge og mot utlandet, inkludert NorthConnect. På budområdegrenser mot andre land skjer dette i samarbeid med systemansvarlig på den andre siden. På samme vis skal systemansvarlig ha ansvaret for alle TSO-tiltak i driftstimen på alt transmisjonsnett i Norge og mot andre land.

Statnetts ansvar og oppgave som systemansvarlig er blant annet regulert i forskrift om systemansvar i kraftsystemet (FOS). Det ble gjennomført en endring av FOS sommeren 2018, hvor det ble innført krav om at Statnett skal utarbeide retningslinjer for hvordan de vil utføre ansvaret og bruke virkemidlene gitt i FOS. RME skal i medhold av forskrift om netregulering og energimarkedet § 6-2 (NEM-forskriften) godkjenne retningslinjene fra Statnett, og vil følge opp at disse retningslinjene etterlevs og at Statnett opptrer nøytralt og ikke-diskriminerende i sin utøvelse av systemansvaret i tråd med FOS § 4 b). Samtidig må NC følge eventuelle vedtak fra systemansvarlig, for eksempel ved samordning av driftstanser etter FOS § 17.

Eiere av transmisjonsnett må sertifiseres som systemansvarlig (TSO) og oppfylle krav til Eiermessig skille og opptreden som TSO<sup>83</sup>. Direktivet forutsetter blant annet at TSO skal ha oppgaver i forbindelse med kapasitetstildeling, flaskehalsbehandling, innkreving av flaskehalsinntekter, håndtering av kraftutveksling med tilgrensende transmisjonssystemer m.m.

Prop. 5L åpner for at eiere av utenlandsforbindelser som ikke er systemansvarlige kan utføre enkelte TSO-oppgaver på forbindelsen. NVE legger til grunn at NC selv kan utføre oppgaver som drift og vedlikehold på selve forbindelsen for å sørge for at den er teknisk tilgjengelig<sup>84</sup>.

---

<sup>83</sup> Vi viser vedlegg C «Vurdering av unntakssøknader»

<sup>84</sup> Prop. 5L fastsetter at: «For mellomlandsforbindelser som skal bygges, eies og drives av andre enn TSOene i de relevante områdene er det bestemmelser om unntak i forordningen om grensekryssende krafthandel, jf. Artikkel 17. [...] Eierne av en slik forbindelse vil etter departementets forståelse ikke overta systemansvaret for det norske kraftsystemet. Det kan likevel være tilfeller hvor en slik eier utfører visse TSO-oppgaver for selve forbindelsen. I disse tilfellene kan det bli aktuelt med TSO-sertifisering. Departementet presiserer at Statnett uavhengig av dette vil være eneste systemansvarlig for det norske kraftsystemet.»

## 7.6 Behov for regulering gjennom vilkår og avtaler

**Utenlandskabler har stor innvirkning på kraftsystemet fordi kraftpriser og kraftflyt påvirkes direkte av hvordan utenlandsforbindelsen utnyttes. En helhetlig regulering som bidrar til en samfunnsøkonomisk lønnsom utbygging og en effektiv og sikker drift er derfor viktig.**

### 7.6.1 Innledning

I forbindelse med endringen i energiloven<sup>85</sup>, som åpnet for private utenlandskabler, la departementet til grunn at en privat eier må ha en systemdriftsavtale med Statnett, og at en privateid utenlandskabel vil inngå i driften av kraftsystemet på samme måte som utenlandskabler eid av Statnett.

NC skriver i sin konsesjonssøknad at «Det forutsettes videre at det inngås en driftsavtale med Statnett og den britiske TSOen National Grid som regulerer forhold som fastsettelse av handelskapasitet og bruken av kapasiteten ved kritiske forhold i nettet og perioder med vedlikehold/ driftsstans.»

I sitt brev av 18. mai 2018 understreker Statnett at norske interesser og krav knyttet til bygging og drift av mellomlandsforbindelser i størst mulig grad bør ivaretas i avtaler som inngås forut for investeringsbeslutning. De fremhever sin egen prosess med NordLink og NSL, der det ble etablert et omfattende avtaleverk før konsesjonssøknadene ble oversendt myndighetene. Statnett skriver videre at NC må integreres i Statnetts IT-systemer, først og fremst SCADA (system for styring og overvåking) og Fifty (planlegging og markedssystem). Dette må være klart før prøvedrift av NorthConnect.

Statnett fremhever tre punkter som må være dekket i en systemdriftsavtale:

- Forsyningssikkerhet: Kapasitetsberegninger, tiltak i krevende driftssituasjoner, systemvern etc.
- Ut- og innkoblinger: Rolleavklaringer mellom selskapene.
- Handel på forbindelsen: Statnett må vært involvert i utviklingen av alle produkter og avtaler som kan påvirke driften av systemet og forbindelsen.

### 7.6.2 Avtalegrunnlag for NordLink og NSL

I et oppfølgingsbrev av 12. desember 2018 beskriver Statnett avtalegrunnlaget for NordLink og NSL ved konsesjonstildeling (oktober 2014). For NordLink inngikk Statnett to avtaler med sine partnere forut for konsesjonstildeling. Den første samarbeidsavtalen mellom partnerne ble inngått i november 2012. Den andre ble inngått omkring et halvt år senere. Den første fokuserte på eierforhold, mens den andre fokuserte på utvikling, bygging og drift av forbindelsen. Etter tildeling av konsesjon til NordLink, ble disse avtalene erstattet av en eierskapsavtale. Statnett skriver at en tilfredsstillende eierskapsavtale var en av forutsetningene for at partene skulle fatte investeringsbeslutning i prosjektet.

For NSL inngikk Statnett samarbeidsavtale med NG NSN Link Ltd. i mai 2012. I forbindelse med investeringsbeslutningen, altså etter konsesjonstildeling, inngikk Statnett og deres partner en eierskapsavtale.

### 7.6.3 Tilknytningsavtale på britisk side

I NCs konsesjonssøknad omtales tilknytningsavtalen på britisk side. Tilknytningsavtalen fastsetter hvor NorthConnect skal tilknyttes i det britiske nettet og inneholder krav fra systemoperatøren som

---

<sup>85</sup> Prop. 98L punkt 4.3.3

forbindelsen må oppfylle. I konsesjonssøknaden viser NC til at prosessen for tilknytningspunkt for utenlandsforbindelser administreres av den britiske systemansvarlige.

I sitt høringsinnspill av 22. juni 2018 skriver Statnett at aktører som vil tilknytte seg det britiske nettet må bidra til å levere en rekke tjenester. Noen av tjenestene som spesifiseres vil ikke NorthConnect kunne levere uten at Statnett som systemansvarlig leverer det. Statnett skriver at det ikke er sikkert at de kan levere alle tjenestene som potensielt kreves etter tilknytningsavtalen som NC skal inngå med den britiske systemansvarlige. Statnett mener at det er nødvendig å avklare hvilke krav NC pålegges i deres tilknytningsavtale i Storbritannia og om disse er akseptable fra et norsk perspektiv. Statnett skriver at de særlig er opptatt av kravene i den britiske tilknytningsavtalen som påvirker dem (uten at de selv har inngått en avtale og pådratt seg forpliktelser).

NC skriver i sine oppfølgingskommentarer 12. oktober 2018 at de har inngått en tilknytningsavtale på britisk side, men at denne ikke inneholder «*spesielle krav ut over det som også gjelder for Statnetts egen kabelforbindelse NSL eller andre kabelforbindelser for øvrig.*»

NVE har undersøkt kravene for å oppfylle britisk tilknytningsavtale nærmere. Vi forstår det slik at hovedutfordringen er krav om frekvensstyrt nødeffekt. Innføring av en slik løsning er det i dag ikke åpning for i henhold til den nordiske systemdriftsavtalen. Dette er imidlertid en problemstilling som må løses for NSL i god tid før NorthConnect settes i drift. NVE anser dette som et usikkerhetsmoment, men legger til grunn at NorthConnect kan omfattes av samme løsning som NSL. I tilfeller der Statnett som systemansvarlig påvirkes, mener NVE det er viktig at NC koordinerer sin inngåelse av avtaler med Statnett.

#### 7.6.4 Forslag til vilkår i en eventuell konsesjon som omhandler inngåelse av avtaler

NVE mener det er behov for å inngå avtaler på områder som påvirker Statnetts kostnader og utøvelse av systemansvaret, og for øvrig forhold som må antas å være av vesentlig betydning for at overføringsforbindelsen blir samfunnsøkonomisk lønnsom. Vi mener at NC ikke skal inngå avtaler som medfører redusert samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge eller truer norsk driftssikkerhet. Dersom det gis konsesjon mener vi det bør stilles konsesjonsvilkår om at NC er ansvarlig for en samfunnsøkonomisk lønnsom utbygging og drift av forbindelsen og at de er ansvarlige for å sikre en mest mulig sikker og effektiv kraftutveksling med utlandet. Dette innenfor rammer som NC kan kontrollere, tatt i betraktning at de ikke vil være systemansvarlig.

For å sikre at dette oppfylles mener vi at en eventuell utenlandskonsesjon bør inneholde vilkår om at avtaler som har vesentlig betydning for kraftutvekslingen eller vesentlig påvirkning på systemansvarlig sine kostnader skal godkjennes av RME. Det er i dag tilsvarende vilkår for Statnetts utenlandsforbindelser, for eksempel NordLink og NSL. NVE foreslår at det settes vilkår om at alle forhold som kan ha vesentlig betydning for kraftutvekslingen og prosjektets lønnsomhet meddeles RME på et tidlig tidspunkt. Årsaken til at RME skal følge opp disse vilkårene er at det er RME som skal fastsette eller godkjenne vilkår eller metoder for tilgang til forbindelsen, se energiloven § 4-2. Videre foreslår vi et vilkår om at OED kan trekke tilbake konsesjonen dersom allmenne hensyn tilsier at det er nødvendig. Konsesjonene for NordLink og NSL inneholder tilsvarende vilkår.

Statnett har plikt til å legge til rette for at NorthConnect kan knytte seg til Statnetts nett og inngå i handelsløsningene som de øvrige utenlandsforbindelsene. Samtidig har NC også et ansvar i denne prosessen, for eksempel knyttet til å gjøre sin forbindelse kompatibel med relevante IT- og handelssystemer og bære kostnadene som følger av dette.



I sitt høringsinnspill og øvrige brev til NVE påpeker Statnett at de har en stor og kompleks prosjektportefølje og at arbeidet knyttet til NorthConnect også vil være komplekst og ressurskrevende. NVE er enig med Statnett i deres vurdering om at NorthConnect vil kreve store ressurser når det kommer avtaleinngåelser og integrering av forbindelsen. Dersom NorthConnect skal realiseres må det videre arbeidet planlegges i tett dialog mellom partene.

I tillegg til en avtale om systemdriftsforhold og avtale om fremtidig samarbeid med systemansvarlige og NorthConnects ev. partnere, er det trolig behov for at NC inngår avtaler med systemansvarlige på norsk og britisk side om:

- Tilknytning til nettet, både i Norge og Storbritannia
- Transittkostnader (Inter TSO Compensation (ITC))<sup>86</sup>
- Systemdriftskostnader<sup>87</sup>
- Systemtjenester på forbindelsen (hvis utveksling av systemtjenester)
- Avregning mellom partene
- Drift og vedlikehold (i den grad det er grensesnitt mot Statnetts eller britisk systemoperatør sitt arbeid)

Vi presiserer at dette ikke er en uttømmende liste. Vi foreslår vilkår om at en avtale som regulerer fremtidig samarbeid med systemansvarlige på hver side av forbindelsen må være inngått og godkjent av RME før byggestart. NVE mener det er viktig at en slik avtale er på plass før vesentligste av prosjektkostnadene påløper, siden forholdene i en slik avtale kan ha vesentlig påvirkning på utnyttelsen av forbindelsen, og dermed prosjektet.

NC har inngått en avtale med National Grid om å knytte seg til transmisjonsnettet på britisk side. Eierne av NorthConnect KS har inngått en kommandittselskapsavtale som regulerer forhold mellom eierne. Samtidig vil NorthConnects inntekter reguleres ulikt på norsk og britisk side av kabelen. I forbindelse med vurdering av NCs gjennomføringsevne i avsnitt 7.10. vurderer vi at en partner på britisk side ikke er et avgjørende element for gjennomføringen av prosjektet. Dette kombinert med at de nåværende eierne eier hele forbindelsen, gjør at vi ikke mener det vil være nødvendig å fastsette vilkår om at det må inngås en avtale med den norske og den britiske delen av forbindelsen før en eventuell tildeling av konsesjon. En avtale mellom ev. britisk og norsk del av selskapet vil imidlertid kunne gi noe mer forutsigbarhet om fordeling av kostnader og inntekter, samt forpliktelser som følger av investeringsbeslutningen. NVE mener at en slik avtale bør være på plass før vesentligste av prosjektkostnadene påløper. NVE foreslår derfor at en eventuell utenlandskonsesjon inneholder vilkår om at det inngås en avtale som regulerer eierforhold mellom den norske og den britiske delen av forbindelsen. En slik avtale bør være inngått og godkjent av RME før byggestart.

NVE mener at alle vesentlige avtaler må være inngått og godkjent i god tid før idriftsettelse. Dette for å sikre at systemansvarlig har kontroll på alt som kan ha vesentlig påvirkning på systemdriften i sitt område.

---

<sup>86</sup> En slik avtale vil det bli behov for dersom det fastsettes vilkår om at NC må dekke ITC-kostnader som forbindelsen påfører Statnett

<sup>87</sup> En slik avtale vil det bli behov for dersom det fastsettes vilkår om at NC må dekke systemdriftskostnader som forbindelsen påfører Statnett

NVE og RME kan pålegge Statnett plikter gjennom instruks eller vedtak forutsatt at det foreligger hjemmel til dette. Statnett skal opptre nøytralt og ikke-diskriminerende, jf. FOS § 4 bokstav b, men dette innebærer ikke at NC kan stille urimelige krav til Statnett, eksempelvis knyttet til tidsbruk for inngåelse av avtaler og implementering av løsninger. I Statnetts brev av 12. desember 2018 skriver de blant annet at deres erfaringer viser at arbeid med handels- og driftsløsningene bør starte opp cirka 4-4,5 år før idriftsettelse. Dersom idriftsettelse av NorthConnect forsinkes som følge av implementerings-utfordringer eller andre forhold knyttet til Statnett som systemansvarlig, mener NVE at det er urimelig at Statnett må dekke eventuelle kostnader som følger av dette. Unntak kan gjelde hvor Statnett kan bebreides for forsinkelsen. Slike forhold bør etter NVEs vurdering reguleres nærmere i en samarbeidsavtale.

#### 7.6.5 Oppsummering av anbefalinger knyttet til ulike milepæler:

Dersom OED gir NC konsesjon til å bygge utenlandsforbindelsen mener NVE følgende bør være på plass:

- Fortløpende:
  - Dersom Storbritannia forlater IEM bør NC innen en nærmere fastsatt tidsfrist oversende en rapport til OED som beskrevet i 7.2.3.
- Før eventuell byggestart av NorthConnect:
  - NVE foreslår vilkår om at det inngås en avtale som regulerer eierforhold mellom delen av kablen som er underlagt norsk inntektsreguleringsregime og delen underlagt britisk inntektsreguleringsregime. Denne må være inngått og godkjent av RME før byggestart.
  - NVE foreslår vilkår om at det inngås en avtale som regulerer fremtidig samarbeid mellom NC og systemansvarlige. Denne må være inngått og godkjent av RME før byggestart. NC og systemansvarlige bør så snart som mulig foreta en detaljert gjennomgang av uklare forhold og identifisere forhold som må reguleres i avtaler med systemansvarlige. NVE legger til grunn at nødvendige forhold som må være på plass før idriftsettelse reguleres i samarbeidsavtalen(e) mellom NC og systemansvarlige.

- Før kablen settes i drift:

Alle avtaler som er relevant for drift av forbindelsen må være på plass før eventuell oppstart av prøvedrift, eller nærmere bestemt tidspunkt avtalt med systemansvarlig, på NorthConnect. NC plikter å inngå avtaler med Statnett som er nødvendig for å sikre at systemansvarlig kan gjøre sine oppgaver på en forsvarlig måte.

## 7.7 Anleggsbidrag

**NVE vurderer at det er hensiktsmessig at NC betaler for nødvendige forsterkninger i nettet som utløses ved en utbygging av NorthConnect. NVE vurderer at anleggsbidrag ikke utgjør en handelshindring etter EØS-avtalen.**

### 7.7.1 Innledning

Nettselskapene skal fastsette anleggsbidrag for å dekke investeringskostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder<sup>88</sup>. Nettselskapene skal kreve anleggsbidrag på alle nettnivå fra 1. januar 2019.

Det ene formålet med anleggsbidraget er å synliggjøre overfor en kunde kostnadene ved en ny tilknytning eller forsterkning. Nettselskapene kan kreve at kunden(e) som utløser nye nettilknytninger eller forsterkninger i eksisterende nett selv må dekke inntil 100 prosent av de nødvendige anleggskostnadene, dette gjør at den som utløser tiltaket tar hensyn til nettkostnadene som oppstår.

Det andre formålet med anleggsbidraget er å fordele kostnadene mellom kunden som utløser investeringen og nettselskapets øvrige kunder, hvor hovedprinsippet er at investeringer i nettet som utløses av en kunde, betales av denne kunden. De deler av anleggsbidraget som kunden ikke dekker selv, men som dekkes av nettselskapet, blir dekket gjennom høyere nettleie fra nettselskapets kunder.

### 7.7.2 Vurdering av anleggsbidrag som følge av NorthConnect

En eier av utenlandsforbindelser vil i utgangspunktet ikke ta hensyn til kostnader ved innenlandske nettførsterkninger. I forbindelse med endringene i energiloven som åpnet for at private kan eie og drive utenlandsforbindelser kom stortingsflertallet med føringer om at nettkostnader på land kan dekkes gjennom anleggsbidrag<sup>89</sup>.

Utgangspunktet i dag er at et nettselskap ikke krever anleggsbidrag fra et annet nettselskap ved nettførsterkninger som utløses av behov for tilknytning eller økt kapasitet fra nettselskapet. Vi vurderer imidlertid at utenlandsforbindelser med konsesjon etter energiloven § 4-2, er mest nærliggende å sammenlikne med innmatings- og uttakskunder når det gjelder spørsmålet om tilknytning til eksisterende nett, og eventuelle anleggsbidrag for innenlandske nettførsterkninger. Utenlandskabler kan både eksportere og importere kraft og kan derfor sees på som kunder i transmisjonsnettet med stort uttak/innmating. NVE mener det er mulig å kreve anleggsbidrag fra utenlandskabler på lik linje med kunder med stort uttak/innmating. Reglene for anleggsbidrag i masket nett vil dermed også gjelde for NorthConnect. Dette vil gi gode signaler om kostnader ved etablering, lokalisering og dimensjonering. Dermed sikrer et anleggsbidrag en rimelig fordeling av kostnader mellom eieren av utenlandsforbindelsen og nettets øvrige kunder. Det er ikke ventet at NorthConnect vil utløse nettinvesteringer i Norge utover noen tiltak i og omkring Sima. Kostnadene knyttet til dette er estimert til omtrent 30 millioner kroner, jf. avsnitt 5.6.

### *Anleggsbidraget utgjør ikke en handelshindring etter EØS-avtalen*

En utenlandsforbindelse muliggjør import og eksport av elektrisitet mellom to land. Elektrisitet anses som en vare under EØS-avtalen<sup>90</sup>. Etter EØS-avtalen gjelder et grunnleggende prinsipp om fritt varebytte i EØS-området. Prinsippet om fritt varebytte gjelder grensekryssende transaksjoner, slik som handel gjennom utenlandsforbindelser. Kvantitative import- og eksportrestriksjoner, og andre tiltak med tilsvarende virkning, er forbudt etter EØS-avtalen artikkel 11 og 12.

Vi vurderer her spørsmål om anleggsbidrag når en utenlandsforbindelse eid av andre enn Statnett ønsker å knytte seg til nettet. De nye bestemmelsene om anleggsbidrag i regional og transmisjonsnett

<sup>88</sup> se kapittel 16 i forskrift av 11. mars 1999 nr. 302 om teknisk og økonomisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier (kontrollforskriften)

<sup>89</sup> se Innst. 24 L (2016-2017)

<sup>90</sup> Se saker om gass- og elektrisitetsmonopol fra 1997; C-157/94, C-158/94, C159/94 og C-160/94

likebehandler utenlandsforbindelser og kunder, og vurderes derfor til ikke å være i strid med artikkel 12. NVE vurderer videre at anleggsbidrag ikke er en handelshindring etter artikkel 11. En bestemmelse om anleggsbidrag stiller ikke krav til produktet som sådan, men skal reflektere kostnaden ved at utenlandsforbindelsen knytter seg til nettet. Vi presiserer at der det ikke er behov for nettførsterkninger på grunn av nettilknytningen, vil nettselskapet heller ikke kunne kreve anleggsbidrag. Vi vurderer derfor at en regel om anleggsbidrag ikke vanskeliggjør markedsadgangen i strid med artikkel 11.

## 7.8 Tariffer

**Det europeiske regelverket om grensetariffer fastsetter at tariffer eller avgifter som hindrer fritt varebytte kan begrense denne friheten og være i strid med EØS-avtalen. NVE foreslår ikke tariffing gjennom punktbasert energiledd ved en eventuell konsesjon.**

### 7.8.1 Innledning

Investering, drift og vedlikehold av det norske kraftnettet finansieres gjennom tariffing av brukerne av nettet. NorthConnect knytter seg til det norske transmisjonsnettet og flere aktører påpeker i høringen at det bør utvikles et eget tariffingsregime for NorthConnect. Et viktig element er at et eventuelt tariffingsregime må være i tråd med det norske tariffregelverket, og det europeiske regelverket for grensetariffer som Norge er underlagt.

Tariffen på regional- og transmisjonsnett består av energiledd og effektledd. Alle eksisterende utenlandsforbindelser er i dag eid eller innleid av Statnett, og blir ikke tariffert. NVE har ikke vurdert egne tariffer for utenlandsforbindelser tidligere.

Fritt varebytte er som tidligere nevnt en av de fire friheter etter EØS-avtalen. Tariffer eller avgifter som hindrer fritt varebytte kan begrense denne friheten og være i strid med EØS-avtalen. Toll på import og eksport, og avgifter med tilsvarende virkning, er forbudt iht. EØS-avtalen artikkel 10. Pengeavgift knyttet til import eller eksport av elektrisitet vil kunne rammes av forbudet. Dette gjelder særlig dersom pengeavgiften pålegges fordi elektrisiteten krysser en landegrense.

Avgift på elektrisitet fra utlandet som settes høyere enn avgift som pålegges tilsvarende innenlands elektrisitet vil være i strid med forbudet mot avgifter i EØS-avtalens artikkel 14. Videre er kvantitative import- og eksportrestriksjoner, og andre tiltak med tilsvarende virkning, forbudt etter EØS-avtalens artikkel 11 og 12. I tillegg til regelverket i EØS-avtalen om avgifter, samt kvantitative import- og eksportrestriksjoner er tariffing mellom land regulert eksplisitt i grensehandelsforordning II<sup>91</sup> artikkel 14 (5). Denne fastsetter at *«there shall be no specific network charge on individual transactions for declared transits of electricity»*. Dette forbudet rammer etter sin ordlyd avgifter som pålegges enkelttransaksjoner.

### 7.8.2 NVE foreslår at det ikke blir tariffing gjennom punktbasert energiledd

Alle netteiere dekker kostnadene knyttet til energitap ved overføring av strøm i eget nett. De tarifferer videre sine kunder et energiledd basert på punktvis beregnede marginaltap som dekker disse kostnadene. Når utvekslingen skjer mellom to sideordnete nett på samme spenningsnivå tarifferes vanligvis flyten mellom nettselskapene kun et energiledd basert på de marginale tapene ved overføring i punktet. I tilfeller hvor et sideordnet nett anses å ha en forsyningsmessig funksjon overfor det andre

---

<sup>91</sup> REGULATION (EC) No 714/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003

nettselskapet, tarifferes imidlertid nettselskapet som forsynes både et effektledd og et energiledd som om det var et underliggende nettselskap.

NorthConnect skiller seg imidlertid fra «alminnelige nettselskap» ved at det er en utenlandsforbindelse og defineres som transmisjonsnett. De er ikke et underliggende nettnivå av Statnetts transmisjonsnett. Dette tilsier at NorthConnect muligens kan regnes som et sideordnet nett, og bli tariffert et punktbasert energiledd.

På Statnetts egne forbindelser til/fra utlandet tarifferes det imidlertid ikke energiledd på grunn av forbudet mot grensetariffer grensehandelsforordning II artikkel 14 (5). På det samme grunnlaget vurderer vi derfor at det heller ikke er tillatt å tariffere NC et energiledd.

For øvrig estimerer NVE at NorthConnect i mange timer vil eksportere fra et overskuddsområde og slik sett redusere det samlede nettap i Norge i antall MWh. Samtidig vil forbindelsen øke enhetskostnaden knyttet til å dekke nettap på grunn av økt kraftpris. Påvirkning på nettap i det norske nettet er nærmere beskrevet i avsnitt 4.5.

## 7.9 Dekking av spesifikke kostnader

### **Dersom det gis konsesjon foreslår NVE at NC må dekke systemdriftskostnadene og transittkostnadene<sup>92</sup> de påfører systemet.**

At NC må dekke ITC- og systemdriftskostnadene de selv påfører systemet kan ikke anses å være i strid med gjeldende regelverk knyttet til grensetariffer. Vi mener denne tilnærmingen bidrar til at NC tar hensyn til disse kostnadene i sin investeringsbeslutning, og at de bedriftsøkonomiske kostnadene i større grad vil reflektere samfunnets kostnader. Det bidrar også til en rimelig fordeling av kostnader mellom eieren av utenlandsforbindelsen og nettets øvrige kunder. NVE foreslår at nettførsterkninger utover det som følger av bestemmelsene om anleggsbidrag, ikke skal dekkes av NC.

#### *7.9.1 NVE foreslår at NC må dekke transittkostnadene (ITC) som de påfører Statnett*

Det er lovfestet en kompensasjonsordning mellom TSOer kalt Inter TSO Compensation Mechanism (ITC)<sup>93</sup>. Denne mekanismen skal kompensere for kostnader knyttet til energitap ved transittflyt, samt kostnader knyttet til å gjøre infrastruktur tilgjengelig for transittflyt. Dette omtales videre som ITC-kostnader. Mekanismens virkemåte er nærmere beskrevet i avsnitt 5.8 om transittkostnader.

Det er operatøren av det nasjonale transmisjonssystemet som er ansvarlig for å betale ITC-kostnadene<sup>94</sup>. NorthConnect vil påvirke ITC-kompensasjonen som den norske TSOen må betale, og NC har derfor sagt seg villig til å dekke ITC-kostnader som Statnett påføres som følge av NorthConnect<sup>95</sup>. NVE anser dette som rimelig og påpeker at det sikrer at NC vil ta hensyn til disse kostnadene når de fatter sin investeringsbeslutning. NCs kostnader vil da i større grad reflektere samfunnets kostnader.

NVE foreslår at det i en eventuell utenlandskonsesjon fastsettes vilkår om at NC skal dekke ITC-kostnader som Statnett påføres. ITC-kompensasjon bør reflektere NorthConnects påvirkning på Statnetts ITC-kostnader.

---

<sup>92</sup> Inter TSO Compensation-mekanismen (ITC) er en eksisterende ordning hvor systemansvarlige betaler hverandre for nettapet som oppstår ved transittflyt

<sup>93</sup> Se Grensehandelsforordning II artikkel 13, annet ledd

<sup>94</sup> Se Grensehandelsforordning II artikkel 13, nr. 2

<sup>95</sup> Se brev av 13. april 2018 og 12. oktober 2018

### 7.9.2 NVE foreslår at NC må dekke systemdriftskostnadene de påfører Statnett

Systemdriftskostnader dekkes i dag av både kraftprodusenter og forbrukskunder. Produsenter betaler i dag et påslag for dekning av systemdriftskostnader gjennom en avgift som er satt til 0,2 øre/KWh i 2019<sup>96</sup>. NC har estimert systemdriftskostnadene som følger av at NorthConnect settes i drift til 120 millioner kroner. De har basert dette estimatet på samme tall som Statnett la til grunn for NSL.

Det ble ikke foreslått en særskilt ordning for dekning av systemdriftskostnader i forbindelse med lovendringen som medførte at utenlandsforbindelser også kan bygges av private<sup>97</sup>. Ifølge flertallets merknader i innstilling fra energi- og miljøkomiteen om *Endringer i energiloven (utenlandskonsesjon)* bør imidlertid kostnadene knyttet til selve forbindelsen ikke belastes nettkundene. Økte systemdriftskostnader vil være en kostnad som nettkundene påføres som følge av bygging av forbindelsen.

Når Statnett vurderer å bygge en ny utenlandsforbindelse, vil de som netteier og systemansvarlig<sup>98</sup> innenfor samme organisasjon, ta hensyn til systemdriftskostnadene forbindelsen medfører. Dersom NC må dekke systemdriftskostnadene som de påfører det norske kraftsystemet, vil de ta hensyn til disse kostnadene i sin investeringsbeslutning, og de bedriftsøkonomiske kostnadene vil i større grad reflektere samfunnets kostnader. NVE mener at reguleringen bør legge til rette for dette. NVE foreslår derfor at det fastsettes vilkår i en eventuell utenlandskonsesjon om at NC skal dekke systemdriftskostnadene de påfører Statnett. NVE vurderer ikke at dette er i strid med forbudet mot grensetariffer, jf. grensehandelsforordning II artikkel 14 (5). Betalingen innebærer dekning av faktiske eller estimerte kostnader, og er ikke en særskilt nettagift for enkeltransaksjoner. Statnett og NC må inngå avtale om prinsipper for kostnadsdekningen. Nivået på kostnadene som skal dekkes bør reflektere NorthConnects påvirkning på Statnetts systemdriftskostnader.

Avtale om dekning av systemdriftskostnader kan heller ikke anses som toll på import og eksport, eller avgift med tilsvarende virkning, se EØS-avtalen artikkel 10. Årsaken er at kostnadsdekningen ikke pålegges når elektrisiteten krysser en landegrense. Kostnadsdekningen innebærer heller ikke at avgift på elektrisitet fra utlandet settes høyere enn avgift som pålegges tilsvarende innenlands elektrisitet, se EØS-avtalens artikkel 14.

NVE vurderer videre at dekning av systemdriftskostnader ikke er en handelshindring etter EØS-avtalens artikkel 11 eller 12. Bestemmelsene stiller ikke krav til produktet som sådan, men skal reflektere økte systemdriftskostnader ved at utenlandsforbindelsen knytter seg til nettet. Vi vurderer derfor at et vilkår om at NC må dekke økte systemdriftskostnader ikke vanskeliggjør markedsadgangen i strid med artikkel 11 eller 12.

---

<sup>96</sup> Denne er satt basert på at produsenter skal dekke 50 % av systemdriftskostnadene.

<sup>97</sup> I Prop. 98 L, punkt 4.3.4 (2015-2016) «Endringer i energiloven», som foreslo å åpne for private utenlandsforbindelser, står det: «*Det vil ikke alltid være sammenfall mellom den samfunnsøkonomiske lønnsomhet og prosjektutviklerens vurdering av lønnsomheten av en utenlandsforbindelse. Systemdriftskostnader og kostnadene knyttet til interne nettinvesteringer er krevende å spesifisere, og belastes ikke utenlandsforbindelsen direkte. [...] Departementet legger ikke opp til en særskilt ordning for å utligne forskjellen mellom den samfunnsøkonomiske og prosjektøkonomiske lønnsomheten ved en utenlandsforbindelse direkte, slik det heller ikke gjøres ved etablering av produksjon og forbruk.*»

<sup>98</sup> Statnetts vedtekter fastsetter at Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet

### 7.9.3 Prinsipper for beregning av nivå på kostnadsdekning

Det er nødvendig at Statnett og NC inngår avtale om prinsipper for å beregne nivået på kostnadsdekningen for ITC-kostnader og systemdriftskostnader. Et spørsmål som bør avklares i avtalen er om en skal legge til grunn faktiske årlige kostnader eller en normkostnad. Dersom NC ikke sertifiseres som TSO vil inntektene fra handel på NorthConnect først overføres til Statnett. NVE mener det er hensiktsmessig at ITC-kostnadene i så fall trekkes fra NorthConnects flaskehalsinntekter før de utbetales til NorthConnect. Eksempelvis kan dette utføres ved at NorthConnects daglige flaskehalsinntekter fratrekkes en daglig sats, basert på et 5-årig kostnadsestimat av ITC-kostnader fra Statnett før overføring til NC.

### 7.9.4 NVE foreslår at NorthConnect ikke skal dekke nettførsterkningskostnader utover anleggsbidrag

NVE har vurdert at NorthConnect ikke utløser betydelige nettinvesteringer i Norge<sup>99</sup>. Det er imidlertid sannsynlig at Statnett må foreta noen oppgraderinger i og omkring Sima. Et foreløpig kostnadsestimat antyder kostnader på omtrent 30 millioner kroner som følge av dette. NVE har vedtatt nye bestemmelser for anleggsbidrag i masket nett. I vurderingen av NorthConnect og anleggsbidrag har NVE kommet til at det er mulig å kreve anleggsbidrag fra utenlandskabler, på lik linje med kunder med stort uttak/innmating. NVE foreslår at NorthConnect ikke skal dekke nettførsterkninger utover det som følger av bestemmelsene om anleggsbidrag.

## 7.10 Gjennomføringsevne

**NVE har i dette avsnittet vurdert NCs finansielle gjennomføringsevne og forhold knyttet til partnerskap, avtaleinngåelser og leverandørforhold. Eierne er betydelige aktører i kraftmarkedet og har mye kompetanse om kraftmarkedet, slik at NVE vurderer at de vil være i stand til å realisere prosjektet dersom de får konsesjon. NVE vurderer at det ikke er avgjørende å ha en partner på britisk side.**

### 7.10.1 Finansiell gjennomføringsevne:

NC har fått EU-støtte for å utvikle prosjektet og et foreløpig tilsagn på å få delta i den britiske inntektsreguleringen, kalt Cap & Floor-regimet (C&F). Det forutsettes fremdrift i realiseringen av kabelprosjektet frem mot et endelig tilsagn om deltakelse. Deltakelse i C&F gir NC en garanti for å få dekket et minimumsnivå for kostnadene (inntektsgulv), for den britiske delen av prosjektet<sup>100</sup>. Dette bidrar til å legge til rette for finansiering av den britiske delen av prosjektet og gjør investeringen mer attraktiv, og det gir NC gode muligheter til å finne en partner for denne delen. NVE påpeker at dersom NorthConnect utsettes slik at NC mister C&F-reguleringen vil dette gjøre det betydelig vanskeligere å finne en partner på britisk side og ta en positiv investeringsbeslutning for prosjektet. Ifølge beslutningen fra Ofgem for å tildele en såkalt «Initial Project Assessment» vil det kreve en ny prosess dersom prosjektet utsettes mer enn tre år<sup>101</sup>.

På norsk side skal det ikke være et inntektsgulv, slik at NC ikke er garantert å få dekket kostnader på den norske delen av kabelen. NVE har ikke gjort en finansiell analyse av om selskapene vil kunne foreta investeringen gjennom lån eller egenkapital. Vi påpeker derimot at eierne av NorthConnect er

<sup>99</sup> Se avsnitt 5.6

<sup>100</sup> NorthConnect skal deles i et norsk og et britisk selskap med såkalt split-regulation. Etter omstruktureringen vil eierne (Agder, Lyse, ECO og Vattenfall) eie 100 % av både det norske og det britiske selskapet.

<sup>101</sup> Decision on the Initial Project Assessment of the GridLink, NeuConnect and NorthConnect interconnectors – 9. januar 2018

betydelige aktører i det nordiske kraftmarkedet. De produserer i et normalår 90 TWh og har betydelige årlige inntekter som gir mulighet til å realisere prosjektet.

Resultat før skatt hos eierne i 2018:

- E-CO Energi: 3 364 millioner kroner<sup>102</sup>
- Agder Energi: 853 millioner kroner<sup>103</sup>
- Lyse Produksjon: 2 305 millioner kroner<sup>104</sup>
- Vattenfall: 14 003 millioner svenske kroner<sup>105</sup>

Basert på at NC er i prosess for å få delta i C&F-reguleringen på britisk side, og at eierne besitter betydelig eiendeler og har store årlige inntekter, mener NVE det er sannsynlig at eierne fra et finansielt perspektiv vil være i stand til å realisere et slikt prosjekt ved en eventuell konsesjon.

#### *7.10.2 Forhold knyttet til partnerskap, avtaleinngåelser og leverandørforhold:*

I høringsinnspillet fra Statnett uttrykker de bekymring over at NC ikke har en kommersiell partner i Storbritannia på nåværende tidspunkt. Statnett anser at en sterk partner med god kjennskap til kraftsystemet og de regulatoriske og politiske forholdene i landet en knyttes til, vil redusere risikoen i prosjektet vesentlig. På NSL eier Statnett den ene halvparten, mens National Grid NSL (kabeleieende underselskap i morselskapet National Grid) eier den andre halvparten. I NSL-prosjektet har Statnett dermed en partner med inngående kjennskap til det britiske systemet som også har erfaring fra andre utenlandsforbindelser.

Uavhengig av eierskapet på britisk side, er relasjonen til systemansvarlig viktig. Det er en rekke forhold som må avklares med den britiske systemoperatøren før idriftsettelse. NVE forstår det slik at NC har vært i dialog med den britiske systemoperatøren (NGESO) i forbindelse med arbeid med å bestemme tilknytningspunkt, forhold i transmisjonsnettet på britisk side og handelsløsninger. NC opplyser om at de følger utviklingen på britisk side tett gjennom deltakelse i «UK interconnectors forum». Behov for inngåelse av avtaler med systemansvarlig vil gjelde for alle som eier utenlandsforbindelser, og som ikke er systemansvarlig. På norsk side foreslår NVE vilkår i utenlandskonsesjonen om forhold hvor det skal inngås avtaler.

NVE anser det som fordelaktig med en solid partner på britisk side, men at det ikke er avgjørende for prosjektets realiseringsmuligheter om en partner er på plass før utstedelse av konsesjon. Avtalene som Statnett hadde inngått forut for konsesjonstildeling for NSL var med sine partnere. NorthConnect har foreløpig ikke en partner på britisk side (og da heller ikke samarbeidsavtale med en partner). NVE vurderer ovenfor at NorthConnect kan gis konsesjon til tross for at de ikke har en partner på britisk side.

Det er en rekke områder hvor det er nødvendig at NorthConnect inngår avtaler. Dette er nærmere beskrevet i avsnitt 7.6

---

<sup>102</sup> <http://www.e-co.no/?module=Articles;action=Article.publicShow;ID=1737>

<sup>103</sup> <https://www.ae.no/globalassets/finansielle-rapporter/2019/agder-energi-arsrapport-2018.pdf>

<sup>104</sup> <https://www.proff.no/regnskap/lyse-produksjon-as/lysebotn/produsenter/IG4BYRF016D/>

<sup>105</sup> [https://group.vattenfall.com/siteassets/corporate/investors/annual-reports/2018/vattenfall\\_annual\\_and\\_sustainability\\_report\\_2018\\_eng.pdf](https://group.vattenfall.com/siteassets/corporate/investors/annual-reports/2018/vattenfall_annual_and_sustainability_report_2018_eng.pdf)



Statnett har uttrykt at den tidligere foreslåtte tidsplanen (2022/23) var urealistisk. NC har vært i dialog med Statnett om spesifikasjoner og har satt bygging av likestrømskabelen ut på anbud. NC viser gjennom sine kommentarer og foreløpige undersøkelser at de har kunnskap om leverandørmarkedet og at de er kjent med at ikke alle aktører i markedet kan levere iht. nødvendige kvalitetskrav. Etter tilbakemeldinger fra kabelleverandører har NC justert planlagt idriftsettelse til medio 2024. NVE anser tidsplanen som foreligger som ambisiøs, men mulig, med tanke på kompleksiteten i prosjektet og den anstrengte situasjonen i leverandørmarkedet for likestrømskabler. Det er også tre prosjekter mellom Storbritannia og Frankrike som er utsatt som følge av Brexit, noe som trekker i positiv retning med tanke på tilgjengelige leverandører.

Oppsummert mener NVE at NC og deres eiere er i stand til å gjennomføre et slikt prosjekt dersom de gis konsesjon.

## 8 Inntektsregulering

**NVE har utarbeidet et forslag til en reguleringsmodell for den norske halvparten av kabelen som kan benyttes dersom NC gis konsesjon. Vi mener forslaget er i tråd med energiloven og føringer gitt av Stortinget. Konkret foreslår vi en reguleringsmodell der inntekter fra kabelvirksomheten sammenlignes med et inntektstak hvert femte år, over en reguleringsperiode på 25 år. Inntekter som er lavere enn inntektstaket beholdes av NC, mens deler av eventuelle inntekter over inntektstaket skal overføres til Statnett og benyttes på samme måte som Statnetts egne flaskehalsinntekter.**

**Nivået på inntektstaket bestemmes av kostnadene knyttet til bygging og drift av NorthConnect. Inntektstaket skal gi NC mulighet til å dekke kostnadene ved investering og drift av kabelen over 25 år. NVE foreslår et såkalt delingstak. Vi foreslår at innslagspunktet for delingstaket settes ved en realavkastning før skatt på 8 prosent. Dersom inntektene gir en avkastning over dette, vurderer vi det som hensiktsmessig at NC og Statnett deler de overskytende inntektene likt. Ved realavkastning før skatt over 10 prosent, foreslår vi at delingsbrøken mellom NC og Statnett er 20/80. Et delingstak gir insentiver til en effektiv utnyttelse av forbindelsen, men det innebærer også at det ikke settes en absolutt grense for NCs inntekter på kabelen. OED kan vurdere behovet for et inntektstak som setter en absolutt grense for hvor høy avkastning NC kan oppnå i løpet av reguleringsperioden.**

**Det er få inntektsscenario som gir inntekter over det foreslåtte inntektstaket og som deles med Statnett. Dersom de faktiske inntektene kommer til å være innenfor intervallet som scenarioene skisserer, vil det gi ingen eller små overføringer til Statnett og fellesskapet i reguleringsperioden. Om det gis tillatelse til kabelen foreslår NVE at kabelen overføres til Statnett når reguleringsperioden er over etter 25 år, dersom dette vurderes som samfunnsmessig rasjonelt. Kabelen har en forventet levetid på 40 år. Den vil dermed kunne fortsette å generere inntekter som i stor grad vil gå til fellesskapet etter at reguleringsperioden er over.**

**I vurderingen av nivået på inntektstaket har vi i noen grad tatt hensyn til at eierne av NC også eier kraftproduksjon og ventelig får økte inntekter på denne virksomheten. Dette reduserer deres risiko knyttet til kabelinvesteringen.**

Departementet har bedt NVE gi en samlet vurdering av NorthConnects konsesjonssøknad, herunder utarbeide et konkret forslag til økonomisk regulering for NorthConnect. Vi viser også fordelingseffektene mellom samfunnet og eierne av NorthConnect som følger av reguleringsmodellen.

Det har til nå ikke vært behov for å utvikle en inntektsregulering for private eiere<sup>106</sup> av utenlandskabler. Eksisterende utenlandskabler til Sverige, Danmark og Nederland, og kablene under bygging til Storbritannia og Tyskland, som er en del av transmisjonsnettet, er alle eid av Statnett. Disse reguleres på samme måte som annet transmisjonsnett i Norge. Statnett er i stor grad underlagt samme økonomiske regulering som resten av nettvirksomheten i Norge. Stortingets føringer knyttet til utenlandskabler som NorthConnect, medfører at NorthConnect ikke kan reguleres innenfor samme modell som Statnett.

Regelverk som følger av tredje energimarkedspakke stiller krav til hvordan inntekter på en utenlandskabel skal brukes. Disse kravene skal i hovedsak sørge for at flaskehalsinntektene benyttes til å reinvestere i eksisterende forbindelser, garantere for tilgjengelig kapasitet på eksisterende forbindelser, bygge nye forbindelser eller til å redusere nettleien.

NC har søkt om delvis unntak fra dette regelverket for en periode på 25 år. Vårt forslag til reguleringsmodell er tilpasset denne perioden og utformet spesielt for NorthConnect. Reguleringen skal gjelde for den norske halvparten av NorthConnect, mens den andre halvparten reguleres av reguleringsmyndigheten i Storbritannia (Ofgem).

### 8.1 Føringer for inntektsregulering av utenlandskabler som NorthConnect

I forbindelse med endringen i energiloven § 4-2 som åpnet for at andre enn systemansvarlig<sup>107</sup> kan eie utenlandsforbindelser, fastsatte Stortinget følgende føringer<sup>108</sup> for regulering av forbindelser som eies av andre enn den systemansvarlige (Statnett):

- Flertallet legger til grunn at eventuelle ekstraordinære inntekter fra utenlandsforbindelser eid av andre aktører enn den systemansvarlige bør tilfalle fellesskapet.
- Flertallet mener at nettkostnader på land kan dekkes gjennom anleggsbidrag, og at kostnadene knyttet til selve utenlandsforbindelsen heller ikke bør belastes nettkundene.

I tillegg ble følgende skrevet i revidert statsbudsjett 2017 (Prop 129S):

*Med bakgrunn i komiteflertallets merknad legges det til grunn at fellesskapet skal kunne ta del i inntektene fra utenlandsforbindelser eid av andre aktører enn den systemansvarlige, ved eventuelle ekstraordinære inntekter. Videre legges det til grunn at nettkundene samtidig ikke skal være med på å dekke kostnadene til utenlandsforbindelsen og eventuelle anleggsbidrag.*

[..]

*I forbindelse med konsesjonsbehandling av den enkelte forbindelse vil myndighetene sette vilkår og fastsette konkret regulering ut fra allmenne hensyn og karakteren til forbindelsen.*

*En måte å utforme en regulering der eventuelle ekstraordinære inntekter fra utenlandsforbindelser kan tilfalle fellesskapet, er å sette en øvre grense for inntektene. Hvis inntekter over grensen tilføres Statnett, vil det bidra til at transmisjonsnettтарiffen blir lavere for kundene. En inntektsgrense kan baseres på årlige inntekter, inntekter over en flerårsperiode, eller samlede akkumulerte inntekter. Inntektsgrensen kan for eksempel utledes på bakgrunn av investeringskostnadene, slik at det er avkastning over et visst nivå som omfattes. En regulering bør sikre at eieren av utenlandsforbindelsen*

<sup>106</sup> I denne sammenheng brukes begrepet *private eiere* om NC, selv om en betydelig andel av NCs eiere er norske vannkraftprodusenter, som igjen er eid av kommuner og fylkeskommuner. Grunnen er at selskapene som eier NC er private rettssubjekt.

<sup>107</sup> Eller selskap hvor systemansvarlig har bestemmende innflytelse

<sup>108</sup> Innst. 24L (2016-2017): <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2016-2017/inns-201617-024L/?all=true>

*har gode investerings- og driftsinsentiver samtidig som eventuell ekstraordinær avkastning tilfaller fellesskapet. Reguleringen bør fastsettes på et faglig grunnlag.*

Disse føringene innebærer at NorthConnect ikke kan reguleres på samme måte som Statnetts utenlandskabler. En foreslått regulering bør videre gi mulighet for at ekstraordinære inntekter tilfaller fellesskapet, mens nettkundene ikke bør belastes for kostnader knyttet til selve kabelen. Basert på dette vurderer NVE at reguleringen bør ha et inntektstak, men ikke et inntektsgulv. Videre legger vi til grunn at ekstraordinære inntekter som overføres til fellesskapet, skal overføres til Statnett og benyttes i tråd med gjeldende regelverk for bruk av flaskehalsinntekter.

## **8.2 Risikofaktorer for NC sammenlignet med Statnetts utenlandsforbindelser**

Føringene fra Stortinget og statsbudsjettet betyr at NC må bære hele risikoen knyttet til investeringen selv. Til forskjell finansieres Statnetts utenlandsforbindelser av nettkundene gjennom tariffene, på lik linje med nasjonalt transmisjonsnett. Kostnader knyttet til utenlandsforbindelsene inngår i beregningen av Statnetts tillatte inntekt. Investeringer i utenlandsforbindelser vil dermed øke tariffgrunnlaget til Statnett. Slik reguleringen er i dag, kommer imidlertid inntektene som genereres gjennom kabelens levetid, til fradrag i tariffgrunnlaget. Hvorvidt en investering i en utenlandsforbindelse gir en netto økning eller reduksjon i tariffene over kabelens levetid, avhenger av om flaskehalsinntektene er lavere eller høyere enn kostnadene knyttet til kabelen<sup>109</sup>. Nettkundene eksponeres dermed for en risiko knyttet til Statnetts investeringer i utenlandsforbindelser, og Statnett har en garanti<sup>110</sup> for at investeringen dekkes gjennom tariffene dersom flaskehalsinntektene ikke blir tilstrekkelig høye.

Statnett sine utenlandsforbindelser reguleres med en normavkastningsrente som kalles *referanserente*<sup>111</sup>. Denne var i 2018 på 6,1 prosent. Dette er en nominell rente, og angir en avkastning før skatt. Referanserenten er basert på en vurdering av normavkastningen til nettvirksomhet, utledet fra en WACC-modell (*Weighted Average Cost of Capital*). Den skal reflektere en effektiv innhenting av egenkapital og gjeld. Den gjelder for alle nettselskapene i Norge, uavhengig av eierskap og andre tilpasninger til hvordan man velger å organisere og finansiere seg.

Referanserenten reflekterer at ordinær nettvirksomhet, inkludert Statnett, er utsatt for lav systematisk risiko og bør ha gode lånebetingelser. Statnett fastsetter tariffene slik at inntektene over tid i stor grad følger kostnadene deres. Til forskjell vil NC sine inntekter være helt frikoblet fra kostnadene deres. Inntektene kan bli både høyere og lavere enn kostnadene over levetiden, og NC har ingen garantier (gjennom den foreslåtte norske reguleringen) for kostnadsdekning på norsk side av kabelen. Sammenlignet med Statnett vil derfor NC være utsatt for høyere systematisk risiko og ha et høyere avkastningskrav, isolert sett.

Basert på føringene fra Stortinget mener vi det er hensiktsmessig å etablere et inntektstak, der inntekter<sup>112</sup> over taket overføres til fellesskapet. Vi mener at disse bør overføres til Statnett og brukes i tråd med gjeldende regelverk. I dag benyttes flaskehalsinntektene til reduksjon av transmisjonsnettstariffen. Et inntektstak uten noen form for risikoavlastning, øker risikonivået ytterligere for NC. Hvor mye risikoen øker, vil avhenge av nivået på inntektstaket og den øvrige utformingen av taket.

<sup>109</sup> Vi ser her bort fra eventuelle endringer i flaskehalsinntekter på andre utenlandsforbindelser

<sup>110</sup> Energilovsforordningen § 4-4b)

<sup>111</sup> Forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-3

<sup>112</sup> hele eller deler av inntektene

I sum vil høyere risikofaktorer for NC sammenlignet med Statnett, føre til at inntektstaket baseres på en avkastning som er vesentlig høyere enn referanserenten. Dersom de faktiske inntektene på kablen gir en avkastning som er høyere enn referanserenten, vil reduksjonen i nettleien være større om Statnett eier kablen enn om NC eier den. Men, dersom inntektene er lavere enn referanserenten, vil nettleien være upåvirket om NC eier kablen, mens nettleien vil øke om Statnett eier den.

### 8.3 Søknad fra NC knyttet til inntektsregulering

#### 8.3.1 Konsesjonssøknad

NC søker om en økonomisk regulering hvor det fastsettes et inntektstak, i tråd med de føringer de mener er gitt fra politisk hold. De forutsetter at den norske reguleringen vil gjelde for halvparten av de totale inntektene og kostnadene knyttet til kablen. Videre skriver de:

- Reguleringens varighet bør tilsvare anleggskonsesjonens varighet.
- Eventuelle overføringer av ekstraordinære inntekter avregnes og overføres i faste intervaller, eksempelvis på fem år.
- Inntektstaket fastsettes basert på den totale kostnadsbasen, eventuelt med referanse i en kostnadsnorm.

- [Redacted text]

#### 8.3.2 Søknad om unntak fra krav til bruk av flaskehalsinntekter

NC søkte 23. oktober 2019 om unntak fra krav til bruk av flaskehalsinntekter jf. kapittel 9. De søker om en regulering med et inntektstak som gjør det mulig å realisere prosjektet. De søker om unntak fra kravet i 25 år.

### 8.4 Kort om den britiske reguleringsmodellen

Den andre halvdel av forbindelsen skal reguleres av Ofgem. De har utarbeidet en «Cap & Floor» regulering (C&F-regulering) for utenlandskabler knyttet til Storbritannia. NC fikk 9. januar 2018 et positivt tilsagn<sup>113</sup> til å bli tilknyttet denne reguleringen for den britiske delen av kablen.

Reguleringen har en varighet på 25 år og investeringen avskrives lineært over denne perioden. Reguleringen fastsetter et inntektsgulv der gulvet sikrer en normert gjeldskostnad på hele investeringen og et inntektstak som gir en mulig inntjening tilsvarende et normert egenkapitalkrav for investeringen. Inntektsgulvet innebærer at NorthConnect vil være sikret minimumsinntekter på britisk side.

Inntektsgulvet og -taket fastsettes i forkant av reguleringsperioden basert på *effektive* kostnader. Kostnadene regnes om til annuiteter og fastsettes i reelle verdier, som deretter inflasjonsjusteres gjennom perioden. Reguleringen gir mulighet til å gjøre enkelte revurderinger av inngangsverdiene underveis i reguleringsperioden. I hovedsak vil alle inntekter knyttet til forbindelsen vurderes mot inntektstaket-/gulvet.

<sup>113</sup> Dette er et oppdatert krav som kom i unntakssøknaden datert 23. oktober 2019

<sup>114</sup> <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/decision-initial-project-assessment-gridlink-neuconnect-and-northconnect-interconnectors>

Reguleringsperioden på 25 år er delt inn i 5-årige oppgjørsperioder. Det betyr at akkumulerte inntekter over fem år sammenlignes med et akkumulert inntektstak-/gulv. Hver femårsperiode gjøres opp isolert fra andre perioder.

Videre gir regimet insentiver til å maksimere tilgjengeligheten på kabelen. Dette gjøres ved at inntektstaket løftes inntil 2 prosent dersom tilgjengeligheten på forbindelsen er over et gitt nivå. Eierne må også oppnå en minimumstilgjengelighet for å være kvalifisert til å få minimumsinntekter (inntektsgulvet). Kabelutviklere skal avgi en årlig rapportering om kostnader, inntekter og tilgjengelighet på kabelen. For en nærmere beskrivelse av C&F-reguleringen viser vi til Ofgem sine hjemmesider<sup>115</sup>.

## 8.5 Forslag til rammer og hovedtrekk i den norske reguleringen

Vårt utgangspunkt for utformingen av en egnet regulering for NorthConnect, er at den skal legge til rette for at investeringen blir mulig å gjennomføre for NC, dersom den blir vurdert som samfunnsøkonomisk lønnsom og får konsesjon. Det er viktig at inntektsregulering sikrer at eierne har gode investerings- og driftsinsentiver. Samtidig må disse insentivene avveies mot begrensninger på eiernes mulighet til å beholde «ekstraordinære» inntekter på kabelen selv.

I vår vurdering av en egnet regulering av inntektene på norsk side, vil vi vurdere den norske delen av investeringen isolert. Vi foreslår en regulering som ligner på den britiske C&F-modellen, men hvor de finansielle forholdene i reguleringen er tilpasset norske forhold. Vi mener det kan være uheldig om reguleringene på hver side av utenlandsforbindelser avhenger av hverandre, fordi dette kan føre til et spill rundt hvilket lands regulering som blir førende og kommer best ut av slike tilpasninger. Vi utformer derfor et forslag til en regulering som er uavhengig av hvilke tilpasninger og avtaler NC inngår med Ofgem på britisk side.

Vi mener det er hensiktsmessig å bruke flere av elementene i C&F-reguleringen også i reguleringen av NorthConnect på norsk side. Ofgem har utviklet C&F-reguleringen over flere år og vi mener den innehar mange passende elementer for regulering av utenlandsforbindelser. Det kan også være fordelaktig for NC å ha mest mulig harmoniserte reguleringer å forholde seg til.

### 8.5.1 Reguleringsperiode på 25 år

Vi foreslår en reguleringsperiode på 25 år der inntektstaket gir mulighet til å dekke inn investeringskostnaden i løpet av denne perioden. Dette til tross for at forventet levetid på kabelen er 40 år. De årlige kapitalkostnadene blir da høyere enn om de skulle vært dekket inn over 40 år.

Vi foreslår også at Statnett overtar NorthConnect når reguleringsperioden på 25 år utløper, dersom dette vurderes som samfunnsmessig rasjonelt. Dette er nærmere beskrevet i avsnitt 8.7. Det medfører at NC sannsynligvis har redusert mulighet til å hente inn ekstraordinære inntekter enn om de hadde eid kabelen over 40 år.

Vi mener likevel at det er hensiktsmessig med en reguleringsperiode som samsvarer med perioden NC søker om unntak fra krav til bruk av flaskehalsinntekter. Reguleringen er utformet på grunnlag av et slikt unntak, og kan defineres som en «unntaksregulering». Det brukes også en reguleringsperiode på

---

115

[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/05/cap\\_and\\_floor\\_regime\\_summary\\_for\\_the\\_second\\_window.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/05/cap_and_floor_regime_summary_for_the_second_window.pdf)

25 år i C&F-modellen på britisk side, slik at varigheten av reguleringen på begge halvdelene av NorthConnect blir tilsvarende.

#### 8.5.2 *Inntektstaket vil være basert på kostnadene til NorthConnect*

Inntektstaket bør legge til rette for at NC kan være villig til å foreta investeringen. Vi mener at nivået på inntektstaket og metoden for utformingen, bør være slik at NC kan forvente å få dekket kostnader og få en rimelig avkastning på investeringen. Vi foreslår i stor grad å benytte tilsvarende kostnadsbaserte metode som C&F-modellen. Nivået på inntektstaket bestemmes av kostnadene som beskrives nærmere i avsnitt 8.6. I tillegg estimerer vi hva vi mener er en rimelig avkastning for NorthConnect i avsnitt 8.8.

#### 8.5.3 *Flat profil på kapitalkostnadene i reelle verdier*

Tidsprofilen på inntektstaket kan påvirke sannsynligheten for at inntektene faller over eller under inntektstaket, og for den bedriftsøkonomiske lønnsomheten på kabelen. I ordinær netregulering bruker vi bokførte verdier basert på brutto historisk anskaffelseskostnad. Disse avskrives lineært over levetiden til investeringen. Dette gir en høy tillatt inntekt i starten av levetiden, fordi en avkastning basert på bokførte verdier har en avtakende profil. En slik profil kan reflektere kontantstrømmene på en god måte, som for eksempel gjeldskostnader.

Det er stor usikkerhet knyttet til flaskehalsinntektene, og disse vil sannsynligvis variere fra år til år gjennom reguleringsperioden. For NorthConnect mener vi derfor at det vil være hensiktsmessig å legge til grunn en flat profil i reelle verdier på inntektstaket over reguleringsperioden. Det vil si at kapitalkostnadene beregnes som realannuiteter og vil være like i alle år. Dette gir en mer nøytral tilnærming der inntekspotensialet ikke påvirkes av når flaskehalsinntektene er høye eller lave i løpet av reguleringsperioden. Vi foreslår at realannuiteten inflasjonsjusteres årlig.

#### 8.5.4 *Faktiske kostnader inngår i beregningen av inntektstaket*

I hovedsak kan kostnadene knyttet til NorthConnect deles i to: investeringsfasen og driftsfasen. Den første fasen er planlegging og bygging. Når kabelen er satt i drift påløper kostnader til drift, vedlikehold og reinvesteringer. I tillegg til disse vil det komme ytterligere kostnader i en avsluttende fase når kabelen skal fjernes.

I den britiske C&F-modellen er det kun *effektive* kostnader som skal inngå i beregningen av inntektsgulv og -tak. Vi mener det er spesielt viktig å vurdere om kostnadene er effektive når man har et inntektsgulv der nettkundene garanterer for kostnadsdekning på forbindelsene, slik britene har. På norsk side er ikke NorthConnect garantert å få dekket noen kostnader. NC har derfor insentiver til å drive og investere kostnadseffektivt for å redusere kostnadene og maksimere overskuddet. Vi mener derfor at det ikke er et like stort behov for å bruke ressurser, både hos NC og reguleringsmyndighetene, på å fastsette effektive kostnader på den norske siden. Å fastsette effektive kostnader *ex ante*, eller inngangsverdier, betyr at man må anslå hvordan kostnadene bør være i driftsfasen. Dette gjøres på usikkert grunnlag, der NC har insentiver til gi høye estimater på fremtidige kostnadsnivåer. Å benytte faktiske kostnader reduserer derfor risikoen knyttet til om faktiske kostnader forløper slik man hadde anslått.

Når det gjelder saneringskostnader, vet vi ikke når disse kostnadene vil påløpe. Antatt levetid på NorthConnect er lengre enn reguleringsperioden på 25 år, slik at kabelen sannsynligvis vil overdras til Statnett etter 25 år. Stortinget legger til grunn at norske nettkunder ikke skal ha direkte kostnader knyttet til kabelen. Vi mener dette betyr at NC også må ta kostnadene knyttet til saneringen av

kabelen. Vi foreslår derfor at det inkluderes en årlig «normkostnad» i inntektstaket for saneringsutgiftene, slik at NC har mulighet til å få dekket disse kostnadene. Dersom kabelen overføres til Statnett etter 25 år, overdras også forpliktelsen til å fjerne kabelen til Statnett. For å sikre at nettkundene ikke belastes for saneringskostnadene, foreslår vi at akkumulert normkostnad med renter overføres til Statnett ved overdragelsen av eierskapet til kabelen. Disse må overføres til Statnett etter 25 år. Saneringskostnadene må estimeres *ex ante*, men vi foreslår at det legges til rette for at estimatet kan oppdateres gjennom reguleringsperioden.

Vi foreslår at inntektstaket baseres på faktiske investeringskostnader og faktiske drifts- og vedlikeholdskostnader, og at avsetning av inntekter til å dekke saneringskostnader baseres på estimater fra NorthConnect. Estimaten på saneringskostnader bør godkjennes av RME før i driftsettelse av NorthConnect.

#### 8.5.5 Femårige avregningsperioder av faktiske inntekter mot inntektstaket

I revidert statsbudsjett 2017 ble det gitt en beskrivelse av mulige reguleringer som tilfredsstillende foringene fra Stortinget om overføring av ekstraordinære inntekter til fellesskapet. De ulike modellene gir ulike muligheter for overføring av inntekter, og innebærer ulik risikoprofil for inntjeningen til NC.

Desto kortere en avregningsperiode er, desto høyere vil risikonivået være for NC. Ved årlig avregning vil inntjeningen i år med høye inntekter alltid kuttes ved taket og overføres til Statnett. En slik modell vil gi høy risiko for NC og redusere den mulige oppsiden i prosjektet betydelig. Et alternativ er lengre perioder på for eksempel fem år, tilsvarende C&F-modellen. Da akkumuleres faktiske inntekter gjennom perioden og år med høye inntekter veier opp for år med lave inntekter, innenfor femårsperioden. Et tredje alternativ er at det ikke foretas avregninger før NC har hatt en inntjening tilsvarende et samlet inntektstak. Ved en slik regulering vil ikke NC få fratrukket i inntjeningen før de har nådd det samlede fastsatte taket, inkludert en avkastning man anser for nødvendig. Sistnevnte periodisering vil gi lavest risiko for NC.

Vi foreslår at reguleringen utformes slik at det gis mulighet for overføring av ekstraordinære inntekter til fellesskapet på jevnlig basis. Samtidig mener vi at årlige avregninger vil begrense oppsiden i for stor grad og gi en høy risiko for NC. Vi mener at femårige avregningsperioder, som også benyttes i den britiske C&F-modellen, balanserer disse to elementene på en god måte. Femårige perioder vil også gi gode insentiver til å drive kostnadseffektivt og maksimere mulighetene for inntjening.

#### 8.5.6 Insentiver til optimal drift og vedlikehold gjennom deling av overskudd over inntektstaket

Et ordinært inntektstak vil innebære at NC beholder alle inntektene opp til inntektstaket, men må avstå alle overskytende inntekter. Vi mener at NC har sterke insentiver til å tenke på kostnadseffektivitet og maksimere utnyttelsen av kabelen frem til et slikt inntektstak nås. De vil imidlertid ha svekkede insentiver etter at inntektstaket er nådd. Dette løses delvis ved at vi foreslår et inntektstak uten overføringer mellom de femårige avregningsperiodene. Da nullstilles insentivene hvert femte år.

NC har ikke søkt om unntak fra krav til tredjepartsadgang på NorthConnect og Statnett skal være ansvarlig for beregning av kapasitet på kabelen. Dette begrenser NCs mulighet til å optimere sine flaskehalsinntekter ved å tilpasse kapasiteten på kabelen for tilgjengelighet i døgn- og intradagmarkedet. NC vil imidlertid ha ansvaret for å gjøre kabelen teknisk tilgjengelig. En DC-kabel er i hovedsak tilgjengelig med full kapasitet, eller ikke tilgjengelig i det hele tatt, når det er utfall eller revisjoner. Isolert sett, tilsier dette at det er et begrenset behov for insentiver til effektiv utnyttelse av kabelen.

Likevel mener vi at det bør gis insentiver til optimalt vedlikehold og reinvesteringer på kabelen. Dersom taket nås, vil ikke NC ha like sterke insentiver til å rette feil eller utføre vedlikehold på en effektiv måte og kabelen kan være utilgjengelig i lengre tid enn nødvendig. Eierne kan også ha svakere insentiver til å foreta reinvesteringer for å opprettholde kabelens tekniske standard, dersom de ser at taket nås. Reinvesteringer vil øke taket, men hvis inntektene blir høye kan taket nås likevel.

Videre har kabelen lang levetid, og i fremtiden kan NC få inntekter fra andre kilder enn flaskehalsinntekter fra døgnetmarkedet (og kapasitetsmarkedet). Det er dermed potensiale for å utnytte forbindelsen bedre, og å øke NCs inntekter ved å jobbe for handelsløsninger som utveksling av system og balansetjenester og mothandel. Dersom kabelen har nådd inntektstaket, eller ser ut til å nå det, vil ikke NC ha like sterke insentiver til å søke løsninger eller utføre vedlikehold som kan gi en bedret utnyttelse av kabelen med et ordinært inntektstak.

For å styrke insentivene til å drifte og vedlikeholde kabelen på en god måte og gi insentiver til å maksimere utnyttelsen av NorthConnect etter at inntektstaket er nådd, foreslår vi å innføre et såkalt delingstak. Et delingstak betyr at inntekter over inntektstaket deles mellom NC og fellesskapet. I tillegg gir det insentiver til å benytte NorthConnect til de handelsløsningene som gir størst verdi. Vi foreslår videre at inntektene som NC må dele med fellesskapet overføres til Statnett og benyttes som Statnetts øvrige flaskehalsinntekter.

Vi mener dette fungerer som et forenklet alternativ til tilgjengelighetsinsentivet i den britiske C&F-reguleringen. I den modellen faller inntektsgulvet bort dersom de ikke oppnår en tilgjengelighet på 80 prosent av et fastsatt nivå, og nivået på taket justeres opp eller ned, avhengig av om kabelen har en tilgjengelighet over eller under tilgjengelighetsmålet. Vi mener at et slikt insentiv er viktigere i en regulering der nettkundene gir garantier for kostnadsdekning.

Eierne av NC eier også kraftproduksjon og økte kraftpriser vil, alt annet likt, gi økte inntekter fra kraftproduksjon. NC og deres eiere kan dermed ha underliggende insentiv til å holde forbindelsen i god teknisk stand og gjøre sitt for å bidra til optimal tilgjengelighet på kabelen, uavhengig av et eksplisitt insentiv. Dette gjelder i et forventingsscenario der NorthConnect vil føre til økte kraftpriser i Norge og gi økt produsentoverskudd. Vi mener imidlertid at reguleringen bør ta hensyn til scenarioer der økningen i produsentoverskuddet for NCs eiere kan bli negativt eller svært lite.

## 8.6 Forslag til norsk reguleringsmodell

Nedenfor gis en kort gjennomgang av hovedelementene i vår anbefaling av reguleringsmodell for NorthConnect på norsk side.

Tabell 33 Hovedtrekk i reguleringsmodell

TEMA	Hovedtrekk i norsk reguleringsmodell
Reguleringsmodellen gjelder for	<ul style="list-style-type: none"> <li>50 % av totale prosjektkostnader og 50 % av totale prosjektinntekter for NorthConnect.</li> </ul>
Varighet og starttidspunkt	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reguleringsmodellen gjelder for 25 år.</li> <li>Reguleringen starter når det første av følgende inntreffer:               <ol style="list-style-type: none"> <li>Tidspunkt for idriftsettelse</li> <li>12 måneder etter prosjektert ferdigstilling</li> </ol> </li> </ul>
Kostnader som inngår i beregningen av inntektstaket	<ul style="list-style-type: none"> <li>Investeringskostnader omregnes til en realannuitet og inngår i inntektstaket. Disse fastsettes for hele reguleringsperioden når reguleringen starter og inflasjonsjusteres basert på KPI gjennom reguleringsperioden.</li> </ul>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Alle tilskudd skal trekkes fra. NC har for eksempel mottatt CEF<sup>116</sup>-støtte.</li> <li>● Faktiske drifts- og vedlikeholdskostnader skal inngå i beregningen av inntektstaket.</li> <li>● Faktiske kostnader (betaling fra NC til Statnett for kostnader som de påfører Statnett) knyttet til systemdrift og transitt (ITC) skal inngå i beregningen av inntektstaket (se avsnitt 7.9 for mer informasjon).</li> <li>● En normkostnad for saneringskostnader skal inngå i beregningen av inntektstaket. Normkostnaden regnes om til en realannuitet som tas inn i beregningen av inntektstaket gjennom hele reguleringsperioden. Denne justeres med KPI gjennom perioden.</li> </ul>
Inntekter	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Alle inntekter skal som hovedprinsipp inkluderes i evalueringen mot inntektstaket.</li> </ul>
Avregningsperiode på fem år	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Faktiske inntekter sammenlignes med inntektstaket hvert år. Det skal beregnes årlige mer- eller mindreinntekter som akkumuleres i en mer/mindreinntektssaldo til år 5. Den årlige mer-/mindreinntektssaldoen tillegges en rente tilsvarende nominell WACC til år 5 (se mer om WACC i avsnitt 8.8.3)</li> <li>● I år 5 overføres en andel av akkumulert merinntekt til Statnett. Se avsnitt 8.11 om hvordan andelen skal beregnes.</li> <li>● Hver avregningsperiode skal vurderes isolert</li> </ul>
Behandling av inntekter som overføres til felleskapet	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Merinntektene som hvert femte år overføres til Statnett skal benyttes i henhold til gjeldende regler for håndtering av flaskehalsinntekter.</li> </ul>
Rapportering	<ul style="list-style-type: none"> <li>● NC må ha omsetningskonsesjon</li> <li>● Alle omsetningskonsesjonærer plikter å levere en økonomisk og teknisk rapportering til RME. Dette gjøres via eRapp<sup>117</sup>.</li> <li>● RME kan også be om at NC rapporterer på utvikling i kostnader og byggeprosess i byggefasen</li> </ul>
Særlige tilfeller	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Unntak fra denne reguleringen kan vurderes i særlige tilfeller. Dersom det for eksempel oppstår uforutsette situasjoner som fører til forsinkelser i utbyggingen, kan reguleringsmyndigheten utsette startdato for reguleringen.</li> </ul>
Valuta	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Inntektstaket og mer-/ mindreinntekt vil fastsettes i norske kroner</li> </ul>

<sup>116</sup> CEF: Connecting Europe Facility – et EU-fond som støtter infrastrukturprosjekter

<sup>117</sup> <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/rapportering-av-data/okonomisk-og-teknisk-rapportering/>

Tabell 34 Nærmere om kostnader

TEMA	Nærmere om kostnader
Investeringskostnader	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utgifter som påløper frem til idriftsettelse av NorthConnect, skal akkumuleres og årlig tillegges en rente lik nominell WACC:               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Utviklingskostnader</li> <li>○ Byggekostnader</li> <li>○ Reservedeler</li> </ul> </li> <li>• Summen av disse kostnadene inngår i beregningen av realannuiteten for kapitalkostnadene. Eventuelle byggelånsrenter skal ikke inngå i beregningen av realannuitetene.</li> </ul>
Reinvesteringer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eventuelle reinvesteringer skal godkjennes av RME før de inkluderes i beregningen av inntektstaket.</li> <li>• Reinvesteringer inkluderes i beregningen av inntektstaket ved at det beregnes en realannuitet, på samme måte som investeringskostnadene (se kapitalkostnader). Avskrivningstid på reinvesteringen skal følge god regnskapsskikk.</li> </ul>
Saneringskostnader	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NC skal forelegge et estimat på saneringskostnader før reguleringsperioden starter. Estimater skal tilsvare forventet saneringskostnad i år 40 neddiskontert til år 25.</li> <li>• RME skal godkjenne estimatet.</li> <li>• Estimater kan justeres i løpet av reguleringsperioden, dersom det er skjer vesentlige endringer i forutsetningene for estimatet som tilsier at kostnaden som er lagt til grunn er for lav eller høy.</li> </ul>
Driftskostnader	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inntektstaket vil beregnes basert på faktiske drifts- og vedlikeholdskostnader hvert år.</li> <li>• Videre skal inntektstaket justeres for kostnader NC er pålagt å betale til Statnett som systemansvarlig, som systemdriftskostnader og transittkostnader (ITC). Inntektstaket vil justeres basert på godkjente avtaler mellom NC og systemansvarlig (Statnett) om kostnadsbeløp.</li> </ul>
Avkastning	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Det brukes en før-skatt WACC</li> <li>• WACC er det estimerte avkastningskravet på NorthConnect. Dette avkastningskravet benyttes som diskonteringsrente ved fastsettelse av realannuiteten for kapitalkostnadene. Denne brukes også som avkastningskrav under bygging av NorthConnect, og i beregningen av mer-/mindreinntektssaldoen ved avregningsperiodene.</li> <li>• Det beregnes i tillegg et påslag på avkastningskravet som følge av risikoen ved innføringen av et inntektstak. Denne meravkastningen reflekterer reguleringsrisikoen ved et inntektstak. Denne renten brukes til å beregne tillatt avkastning på kapitalen og fastsetter inntektstaket.</li> <li>• Både avkastningskravet (WACC) og tillatt avkastning i inntektstaket er nærmere beskrevet avsnitt 8.8.</li> </ul>

## 8.7 Restverdi på NorthConnect ved reguleringsperiodens utløp

Hva som skjer med eierskapet etter utløpet av reguleringsperioden er av stor interesse for en kabelutvikler, spesielt hvorvidt det er en restverdi i prosjektet etter 25 år. I den britiske C&F-modellen er det ikke spesifisert hva som skjer etter 25 år.

Vi foreslår at NorthConnect overføres til Statnett etter 25 år, dersom fortsatt drift av kabelen vurderes som samfunnsmessig rasjonelt. I den skisserte reguleringsmodellen gis det mulighet til å hente inn kostnadene knyttet til investeringen i løpet av reguleringsperioden. Dersom det ikke er foretatt

reinvesteringer i løpet av reguleringsperioden, skal NorthConnect overføres vederlagsfritt<sup>118</sup> til Statnett. Dersom det er foretatt reinvesteringer, skal nåverdien av regulert restverdi (gjenværende realannuiteter) på reinvesteringen inngå i salgssummen. For å sikre at kabelen holdes i god teknisk stand mot slutten av reguleringsperioden, og sørge for at hensiktsmessige reinvestering foretas, foreslår vi å åpne for at Statnett og NC kan inngå avtaler der slike tiltak kan tas hensyn til i salgssummen. Slike avtaler skal godkjennes av RME.

Som beskrevet i avsnitt 8.5.4 foreslår vi at Statnett kompenseres for estimerte saneringskostnader ved overdragelse av kabelen. Det bør gjøres en vurdering av estimerte saneringskostnader i forbindelse med overføringen av kabelen til Statnett. Som tidligere nevnt, er det fornuftig at det gjøres en jevnlig vurdering av estimatet på saneringskostnader (som inngår i fastsettelsen av inntektstaket) gjennom reguleringsperioden, slik at disse ikke trenger å justeres mye for endelig estimat ved salget. Grunnen til at NC skal betale Statnett denne summen, er forutsetningene om at norske nettkunder ikke skal betale for kabelen.

## 8.8 Estimering av avkastningskravet på NorthConnect

Jo høyere inntektstaket settes, jo mer av inntektene får NC beholde. I reguleringsøyemed er det derfor viktig å estimere hva et rimelig avkastningskrav på NorthConnect kan være. Høsten 2018 engasjerte vi Thema Consulting Group (Thema) og Menon Economics (Menon) til å gi oss innspill på hva et rimelig avkastningskrav på NorthConnect kan være. De gjorde sine vurderinger basert på NorthConnect som uavhengig prosjekt, og tar ikke hensyn til eierskapet til kabelen.

### 8.8.1 WACC-modellen

Vi har valgt å benytte vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad (WACC) og kapitalverdimodellen (CAPM) til å beregne avkastningskravet. Dette er vanlig tilnærming i regulering av nettvirksomhet. WACC legger til grunn ulike avkastningskrav til egenkapital og gjeld, og samlet avkastningskrav avhenger av vekten mellom disse finansieringskildene.

$$\text{WACC (før skatt)} = (1/(1 - t)) * EK * EK\text{andel} + \text{Gjeldskostnad} * \text{Gjeldsandel}$$

EK= Egenkapital

t= selskapsskatt

Vi legger til grunn en WACC før skatt. Av faktorene i WACC-beregningen er det kun egenkapitalkostnaden som ikke er direkte observerbar. Det er likevel vanlig i reguleringssammenheng å ikke benytte det enkelte selskapets faktiske størrelser på lånekostnader og gjeldsandel, fordi reguleringen skal reflektere et effektivt nivå på finansiering av nettvirksomheten.

Egenkapitalkostnaden beregnes ved bruk av kapitalverdimodellen (CAPM):

$$EK = Rf + \beta_i [E (Rm - Rf)]$$

CAPM er forankret i finansteori og tilsier at egenkapitalkostnaden styres av nivået på den risikofrie renta ( $Rf$ ) pluss den systematiske risikoen til investeringsobjektet ( $\beta_i$ ), justert for den generelle risikopremien i aksjemarkedet ( $[E (Rm - Rf)]$ ).

---

<sup>118</sup> Vi foreslår at NC skal betale Statnett for estimerte saneringskostnader, se nærmere omtale

### 8.8.2 Konsulentenes forslag til avkastningskrav på NorthConnect

Menon og Thema har gjort vurderinger av avkastningskravet for en overføringsforbindelse mellom Norge og Skottland. Anbefalingene på parameternivå er gjengitt i Tabell 35. Begge konsulentene er rimelig konsistente i sin anbefaling på 7 og 7,25 prosent realavkastning. Per i dag er dette om lag 75 prosent høyere enn referanserenten til Statnett (nominell WACC på 6,10 prosent i 2018).

Tabell 35 Anbefalt WACC

Parametere	Menon	Thema
Risikofri realrente EK	1,50 %	1,50 %
Risikofri realrente gjeld	-	1 %
Inflasjon	2 %	2 %
Forretningsbeta	0,70	0,75
Egenkapitalbeta	0,70	1,36
Markedspremie	5 %	5 %
Gjeldsandel	0 %	45 %
Kredittpremie	-	1,5 %
Skattesats	22 %	23 %
<b>Reell WACC før skatt</b>	<b>7,00 %</b>	<b>7,25 %</b>

Både Menon og Thema har lagt til grunn en risikofri rente og markedspremie tilsvarende det vi bruker i nettreguleringen. I hovedsak vurderer Menon og Thema nivået på forretningsbeta (systematisk risiko) for en utenlandskabel, og hva som er en rimelig gjeldsandel og gjeldskostnad. En oppsummering av disse vurderingene gis under.

#### *Forretningsbeta og systematisk risiko*

Forretningsbetaen til et selskap kan enkelt estimeres dersom selskapet er børsnotert. Da finner man forretningsbetaen ved å se på korrelasjonen mellom selskapets aksjekurs og en bred aksjeindeks. NC er ikke børsnotert, slik at betaverdien må estimeres på annet grunnlag. Da er det vanlig å bruke betaverdier for andre selskap eller aktiva som er eksponert for samme risiko. Verken Menon eller Thema kjenner til børsnoterte selskap som utelukkende driver med investeringer i mellomlandsforbindelser på kommersielt grunnlag. De har derfor brukt andre kvantitative og kvalitative tilnærminger for å estimere hva betanivået til NC kan være. Begge vurderer at NC er eksponert for en betydelig systematisk risiko, men at denne ikke er like høy som markedet generelt og forretningsbetaen er derfor under 1:

- Menon anbefaler en forretningsbeta på 0,70
- Thema anbefaler en forretningsbeta på 0,75

**Menon** baserer sin vurdering på tre ulike tilnærminger. Den første er en kvalitativ vurdering av prisutviklingen i det norske og britiske kraftmarkedet relativt til den generelle utviklingen i økonomien. Det er kraftprisforskjellen mellom de to markedene som er viktig i denne vurderingen. Utviklingen i prisforskjellen er ganske annerledes enn utviklingen i kraftprisen i hvert av markedene. For eksempel når kraftprisene i hvert marked har samme samvariasjon med markedsporteføljen, vil prisdifferansen ha null samvariasjon med markedsporteføljen. Videre, dersom prisen i det ene markedet samvarierer med markedsporteføljen, mens prisen i det andre markedet ikke gjør det, vil den systematiske risikoen til prisdifferansen mellom de to markedene være lik den systematiske risikoen til

det første markedet. Menon har gjort en vurdering av ulike faktorer som brenselspriser, kvotepriser, utbygging av fornybar energi og politiske faktorer som påvirker kraftpriser i de ulike markedene og hvordan disse faktorene forventes å samvariere med markedsporteføljen. Menons første avgrensning knyttet til forretningsbetaen er at de forventer at den systematiske risikoen vil være positiv, men mindre enn 1.

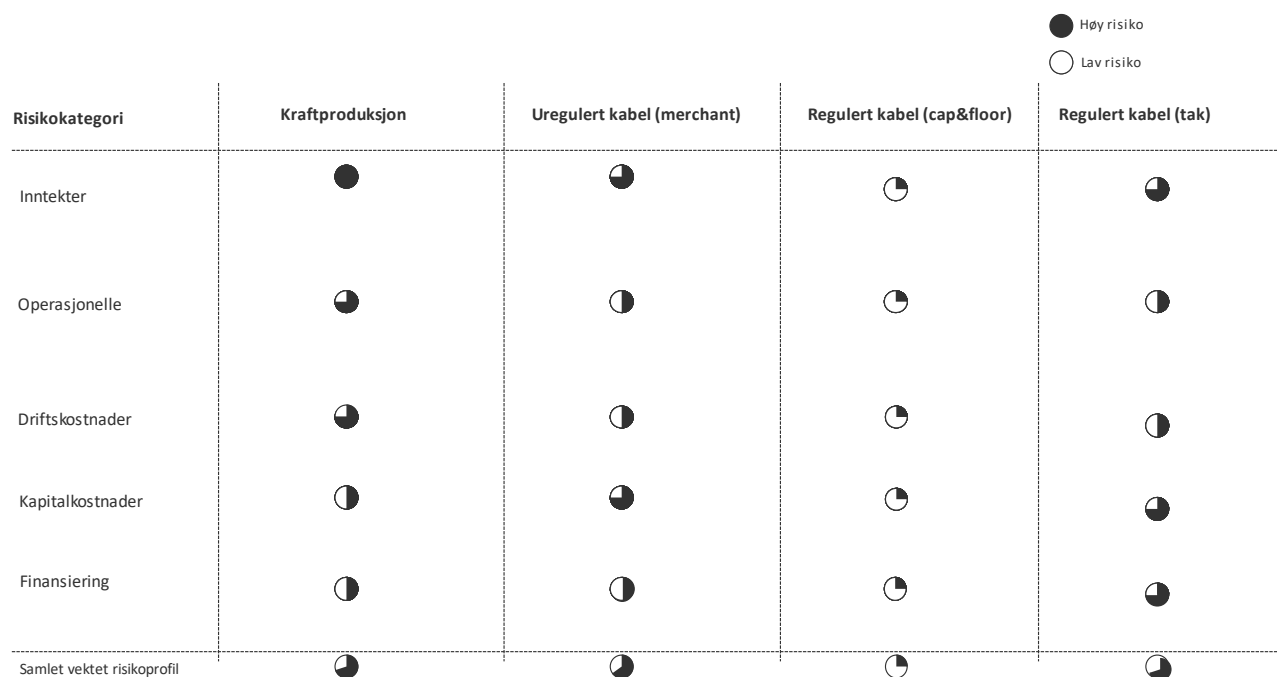
Videre ser de til hvordan Ofgem vurderer systematisk risiko i C&F-reguleringen. Ofgem bruker det børsnoterte kraftselskapet Drax som en tilnærming for å beregne betaverdien som inngår i beregningen av inntektstaket i C&F-modellen. Dette er basert på at Drax vurderes å være eksponert for mye av den samme systematiske risikoen som en utenlandskabel. Drax har en egenkapitalbeta beregnet til 1,25, gitt belåningsgrad på 50 prosent (CEPA 2018). Menon har antatt at NC ikke får tilgang på lånefinansiering, slik at Drax sin betaverdi vil tilsvare en forretningsbeta/egenkapitalbeta for NC på 0,6-0,8.

Til slutt har de estimert en proxy for betaverdi basert på samvariasjon mellom historiske prisdifferanser i spotprismarkedet i Norge og Storbritannia og en bred europeisk børsindeks (FTSE Developed Europe All Cap). Regresjonsanalysene av data over femårsperioden oktober 2013 til oktober 2018 ga en korrelasjonskoeffisient mellom utviklingen i prisdifferansen og børsindeksen på 0,7.

Basert på de tre nevnte vurderingene konkluderer Menon med at 0,7 er en rimelig forretningsbeta for en uregulert utenlandsforbindelse.

**Thema** anser at risikoen til en uregulert utenlandsforbindelse tilsvare om lag risikoen til kraftproduksjon. De skriver at dette støttes av aktører de har intervjuet i finansmarkedet og industrielle aktører.

I Figur 57 sammenligner de vurderinger av ulike risikomomenter for kraftproduksjon, uregulert kabel, C&F-regulert kabel og kabel med kun inntektstak. De understreker at denne vurderingen også inkluderer usystematisk risiko, men at de legger til grunn at den systematiske risikoen henger sammen med den totale risikoen slik at rangeringen i figuren blir den samme.



Figur 57 Thema's vurdering av risikoforhold

Thema gjør også noen empiriske analyser for å vurdere forretningsbetaen. De tar utgangspunkt i at den systematiske risikoen for kraftproduksjon kan tjene som referanse for utenlandsforbindelser, siden de begge avhenger av kraftpriser (selv om de gjør det på forskjellige måter). Thema viser til anslag på forretningsbeta for vannkraftproduksjon fra Norli (2017), Johnsen (2017) og Damodaran (2017) som viser et anslag i intervallet 0,6-0,8. Thema forsøker videre å kvantifisere sammenhengen mellom kraftpriser og flaskehalsinntekter. I en vurdering av historiske kraftpriser i det norske prisområdet NO5 og Storbritannia, finner de en nærmest lineær sammenheng mellom prisdifferansen i de to markedene og kraftprisen i Storbritannia, mens den er negativt korrelert med prisen i NO5. Thema mener dette taler for at kraftprisen i Storbritannia er hoveddriver for prisforskjellen mellom prisområdene og at risikoen for en kabel kan være relativt lik inntektsrisikoen til en ren kraftprodusent i Storbritannia, som Drax.

De finner videre ingen sammenheng mellom aksjekursen til Drax og kraftprisen, men mener dette kan skyldes at Drax gjennomgikk betydelige strukturelle endringer i analyseperioden (2014-2018). Thema viser til NOU (2018:12) der et offentlig oppnevnt ekspertutvalg har vurdert investeringer i energiaksjer i Statens Pensjonsfond Utland, som inkluderer en analyse av forholdet mellom oljeprisen og verdsetting av energiaksjer. De finner ikke grunnlag for å konkludere med at det er en klar, stabil og varig sammenheng. Likevel antar de, under usikkerhet, at det er en viss positiv sammenheng.

Thema anbefaler derfor å legge til grunn en forretningsbeta på 0,75.

#### Estimering av gjeldsandel og gjeldskostnad

**Menon** har lagt til grunn at NorthConnect ikke får gjeldsfinansiering. Menon vurderer at det er stor usikkerhet knyttet til kabelens inntekter over tid, og at det er en stor nedsiderisiko<sup>119</sup>. Vi understreker at denne vurderingen er basert på prosjektfinansiering av NorthConnect.

<sup>119</sup> Menon viser til at Damodaran vurderer gjeldskostnad for ulike bransjer der nivået varierer mellom 4 og 8 prosent, og de mener at en gjeldsfinansiering for NC vil ligge i øvre del av dette intervallet.

**Thema** har gjort en annen vurdering. De viser til at TSOer som regel finansierer seg på konsernnivå, slik at det er vanskelig å vurdere finansieringen av utenlandsforbindelser isolert, basert på observasjoner. Statnett har en bokført gjeldsgrad på 76 prosent i 2017, mens E-CO Energi, som er et rendyrket kraftproduksjonsselskap, har en gjeldsgrad på 41 prosent. Thema viser videre til flere analyser av gjeldsgrader for ulike kraftselskap/sektorer i Europa. De anbefaler å legge til grunn en gjeldsgrad på 45 prosent for utenlandsforbindelser, fordi dette er lavere enn for regulert nettvirksomhet og om lag på nivå med kraftproduksjon<sup>120</sup>.

Når det gjelder vurdering av hva som antas som et rimelig nivå på gjeldskostnaden, er dette avhengig av den forventede lønnsomheten til den enkelte kabel. Thema mener at det generelt for en uregulert kabel vil være grunn til å anta en lånefinansiering på nivå med kraftproduksjon. Denne vurderingen er delvis basert på intervjuer med finansmarkedsaktører. De påpeker at kraftprodusenter har mulighet til å sikre inntekter gjennom langsiktige kontrakter, noe som kan gjøre det tryggere å investere i kraftproduksjon. Samtidig har en utenlandsforbindelse svært lav risiko for å bli utkonkurrert i markedet, noe kraftproduksjon kan være mer utsatt for. Thema peker på at en regulering med et inntektstak vil bidra negativt, men de velger likevel å anta en kredittpremie i størrelsesorden 1,5 prosent for kraftproduksjon, basert på Johnsen (2017) og Norli (2017).

### 8.8.3 Vårt forslag om avkastningskrav (WACC)

Vi har avgrenset vurderingen av avkastningskravet til å gjelde for selve prosjektet. Når vi fastsetter inntektstaket, foreslår vi at det også tas hensyn til eierskapet i vurderingene av nivået på tillatt avkastning.

Vi foreslår å legge til grunn en reell WACC før skatt på 7 prosent som et avkastningskrav for NorthConnect. Dette er basert på vurderingene fra konsulentene. Denne renten vil brukes som diskonteringsfaktor i beregningen av realannuiteten for kapitalen og som justering av mer-/mindreinntektene innenfor hver avregningsperiode. Den vil også brukes som avkastningsrente under bygging av NorthConnect.

Forslaget på 7 prosent, er basert på dagens skattesats (se Tabell 35). Ettersom det er uklart når kabelen eventuelt vil bli satt i drift, kan det være hensiktsmessig å ta en endelig vurdering av nivået på skattesatsen når prosjektet er nærmere realisering.

## 8.9 Estimering av inntektstak for NorthConnect

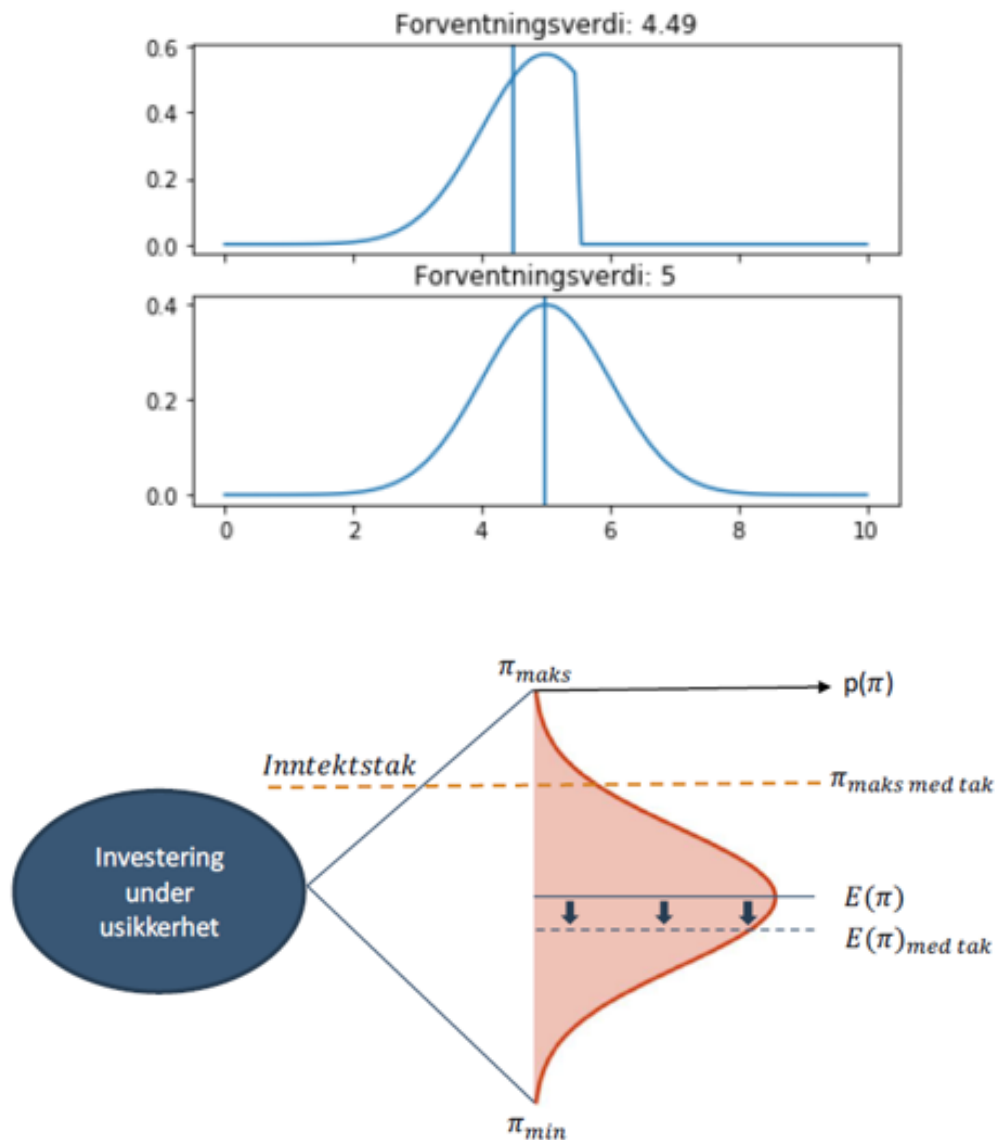
Både Menon og Thema argumenterer for at et inntektstak bør være høyere enn nivået på kostnader inkludert det normerte avkastningskravet (WACC) for å ivareta investeringsinsentivet for NC. Bakgrunnen for dette er egenskapene ved å sette et inntektstak uten noen form for risikoavlastning. Hvor mye høyere taket bør settes, avhenger av den underliggende sannsynlighetsfordelingen til kabellønnsomheten og utforming av reguleringsmodellen.

Investors forventninger om inntekter på en utenlandskabel vil følge en sannsynlighetsfordeling, som avhenger av en rekke faktorer som er forventet å påvirke prisdifferansen mellom de to prisområdene kabelen kobler sammen. Både Menon og Thema illustrerer i Figur 58 effekten av å kutte oppsiden av forventede inntekter med et inntektstak. Poenget som illustrasjonene skal beskrive, er at forventet inntjening vil bli lavere med et inntektstak, enn uten. Hvis vi antar at forventet avkastning er lik avkastningskravet på investeringen, vil innføringen av et inntektstak derfor medføre at forventet avkastning blir lavere enn avkastningskravet. Konsekvensen av dette er at investor sannsynligvis ikke

---

<sup>120</sup> snitt av Johnsen (2017) og Norli (2017)

vil foreta investeringen, fordi investeringen ikke vil lønne seg. Hvis man ønsker at investeringen skal gjennomføres, bør derfor inntektstaket settes på et nivå som sørger for at NC forventer å få inntekter som minst dekker avkastningskravet.



Figur 58 Illustrasjoner fra Thema (øverst) og Menon (nederst) om forholdet mellom forventet avkastning og et inntektstak

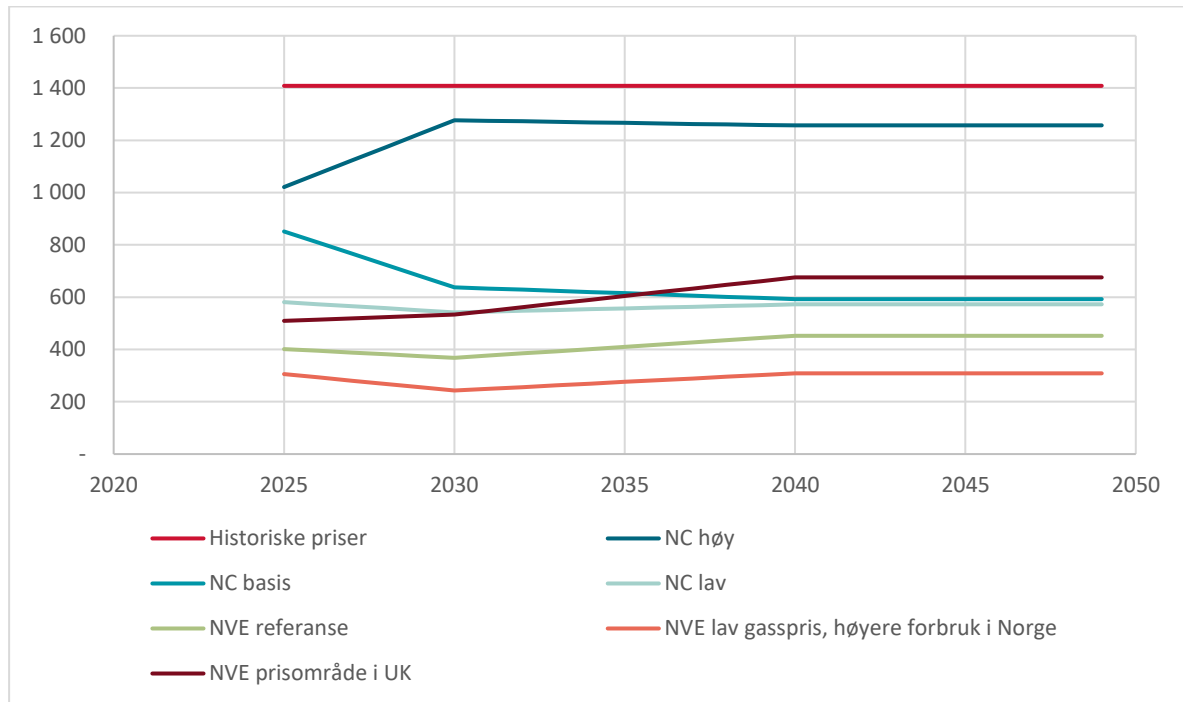
### 8.9.1 Forventninger om handelsinntekter på NorthConnect

Det er store forskjeller i scenarioene for handelsinntektene på NorthConnect. I konsesjonssøknaden har NC skissert tre scenarioer. NVE har i den samfunnsøkonomiske analysen i kapittel 4, skissert en referansebane og mange tilknyttede sensitiviteter. I tillegg har vi skissert en inntektsutvikling basert på historiske prisforskjeller mellom NO5 og Storbritannia.

Figur 59 illustrerer ulike baner for utviklingen i handelsinntektene. Tallene er for halvparten av kabelen, for å illustrere inntektene på norsk side, og over reguleringsperioden på 25 år. NC sine tall er



hentet fra deres konsesjonssøknad<sup>121</sup>, med lineær interpolering mellom de modellerte årene. NVE sin referansebane er skissert med bakgrunn i beregninger for 2025, 2030 og 2040 for ulike værår. Her vises et gjennomsnitt av værårene med interpolering mellom de modellerte årene. I tillegg viser vi to ytterpunkter i sensitivitetene fra avsnitt 4.9. Sensitiviteten som gir lavest handelsinntekter er en kombinasjon av lav gasspris og høyere forbruk i Norge, mens sensitiviteten som gir de høyeste handelsinntektene i NVE sine analyser, er når det opprettes prisområder i Storbritannia. Historiske priser viser inntekter basert historiske prisforskjeller mellom Norge og Storbritannia for periode 2012-2017, gitt full kapasitet på kabelen.



Figur 59 Gjennomsnittscenarier for flaskehalsinntekter, i mill. 2019 kr

I Tabell 36 sammenligner vi nåverdiene av disse inntektsscenarioene. Tallene understreker det store spennet i estimatene, fra 3,3 milliarder kroner i den lave sensitiviteten til NVE, til 15,2 milliarder kroner i NC sitt høye scenario. Dette scenarioet ligger tett opp mot de historiske prisene.

<sup>121</sup> Tallene er noe høyere enn hva som er oppgitt i NCs konsesjonssøknad. Dette følger av at inntektene er justert for valutaforskjeller. NC har i sin søknad lagt til grunn en vekselskurs på 9, mens NVE i sine analyser har lagt til grunn en kurs på 9,29 i 2016. Tallene er også inflasjonsjustert fra 2016 til 2019 med en faktor på 1,069.

Tabell 36 Nåverdier av ulike inntektsscenarioer for flaskehalsinntekter, i mill. 2019 kr. (diskonteringsrente på 7 %, diskonteringsperiode på 25 år)

Flaskehalsinntekter	Nåverdi, mill. kr
Historiske priser	16 413
NC høy	15 212
NC basis	7 831
NC lav	6 600
NVE prisområde UK	6 798
NVE referanse	4 756
NVE lav gasspris, høyt forbruk i Norge	3 291

I tillegg til flaskehalsinntektene illustrerer vi potensielle inntekter fra deltakelse i kapasitetsmarkedet i Storbritannia. NC har skissert tre slike scenarioer i konsesjonssøknaden. Disse er betydelig høyere enn NVEs estimater. Vi legger til grunn gjennomsnittet av den høyeste og laveste auksjonsprisen som er realisert så langt i det britiske kapasitetsmarkedet (t-4-auksjon). Videre legger vi til grunn 20 års deltakelse i kapasitetsmarkedet. Vi understreker at det er stor usikkerhet knyttet til fremtidig deltakelse for mellomlandsforbindelser i slike markeder, se mer om dette i avsnitt 7.4.2 og avsnitt 4.6.

Tabell 37 Nåverdier av ulike scenarioer for inntekter fra kapasitetsmarkedet, i mill. 2019 kr. (diskonteringsrente på 7 %, angitt diskonteringsperiode)

Inntekter fra kapasitetsmarkedet	Nåverdi, mill. kr
NC høy (25 år)	2 624
NC basis (25 år)	1 997
NC lav (25 år)	2 001
NVE middels (20 år)	932

### 8.9.2 Forventninger om kostnader knyttet til NorthConnect

Det er også knyttet usikkerhet til kostnadene i prosjektet, men utfallsrommet er nok mindre enn på inntektssiden. NC har i brev av 13. april 2018 til NVE, gitt estimater med utgangspunkt i et p50 scenario. I sum er det en investering på 1 675 millioner euro. Med utgangspunkt i en vekslingskurs på 9,29 kr/EUR og inflasjonsjustering til 2019 kroner, blir dette 16 634 millioner norske kroner for hele forbindelsen, hvorav den norske delen skal finansiere halvparten, på 8 317 millioner kroner.

Estimering av andre årlige kostnader på norsk andel av forbindelsen:

- Drifts- og vedlikeholdskostnader: 49,7 millioner kroner (se avsnitt 5.4)
- Transittkostnader (ITC): 39,7 millioner kroner (se avsnitt 5.8)
- Systemdriftskostnader: 128,3 millioner kroner (se avsnitt 5.1.4)

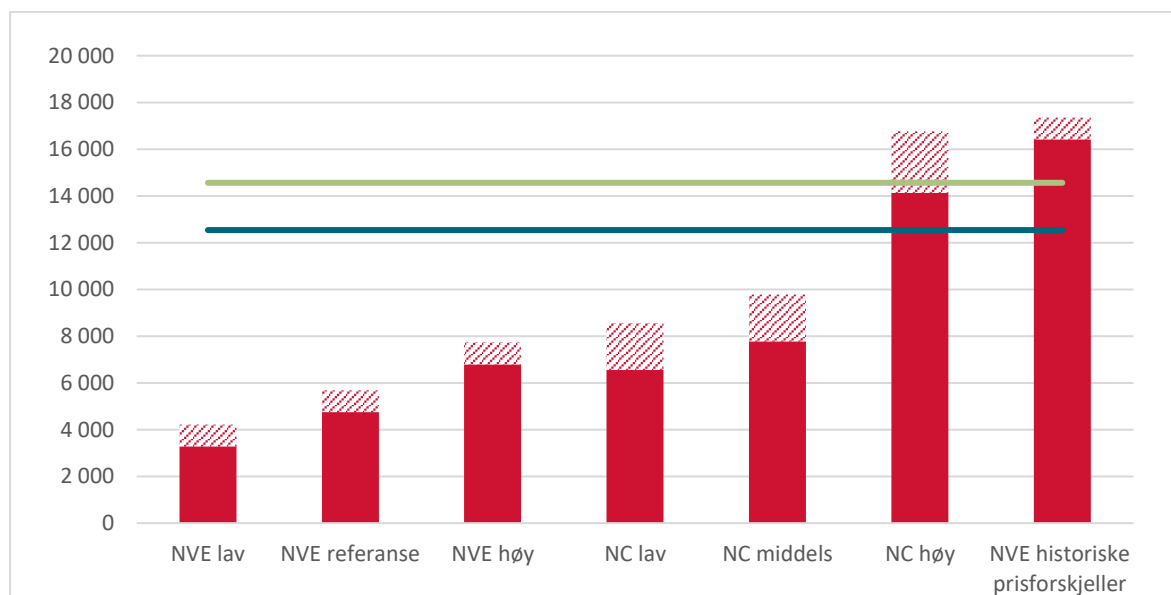
Tabell 38 Nåverdi av kostnadene knyttet til den norske siden av kabelen, i mill. 2019 kr. (diskonteringsrente på 7 %, 25 års diskonteringsperiode)

Kostnader	Nåverdi, mill. kr
Investering	8 317
Drift og vedlikehold	579
ITC	463
Systemdrift	1 495
Sum	10 854

Vi foreslår at NC skal dekke transittkostnader og systemdriftskostnader (se avsnitt 7.9). Dersom Statnett skal ta disse kostnadene, vil dette følgelig medføre reduserte kostnader for NC, men det vil også redusere inntektstaket til NC.

### 8.9.3 Inntektstak

I Figur 60 sammenlignes nåverdien av de ulike inntektsscenarioene (handelsinntekter og kapasitetsmarkedsinntekter) og nåverdien av hva NC vil kunne oppnå av inntekter i reguleringsmodellen med ulike nivåer på tillatt avkastning. Den nederste linjen viser et inntektstak basert på 7 prosent realavkastning (WACC), og gir en nåverdi på omtrent 12,5 milliarder kroner<sup>122</sup>. Vi ser at ingen av NVE sine inntektsbaner vil gi en nåverdi tilsvarende inntektstaket på 7 prosent. Den øverste linjen illustrerer et inntektstak som gir en realavkastning på 10 prosent. Inntektene ved NC høy er høyere enn dette taket dersom NCs høye estimat på inntekter fra kapasitetsmarkedet er inkludert.



Figur 60 Sammenligner nåverdien av de ulike inntektsscenarioene og nåverdien av tillatt inntekt med inntektstak<sup>123</sup> inkludert avkastning på 7% (nederste linje) og 10 % (øverste linje). Tilhørende inntekter fra kapasitetsmarkedet er inkludert for NC sine estimater, for NVE sine estimater og historiske prisforskjeller er NVE sitt estimat lagt til grunn over 20 år. I mill.2019 kr.

<sup>122</sup> Dette tallet er inkludert avkastning på anlegg under utførelse. Vi påpeker at det i denne illustrasjonen ikke er tatt hensyn til støtte som NC har mottatt eller saneringskostnader.

<sup>123</sup> I beregningen av inntektstaket er kostnadene fra avsnitt 8.9.2 lagt til grunn, og det er inkludert avkastning under utførelse på 7 %.

For at en investor skal være villig til å foreta investeringen, bør forventet nåverdi av inntekter *etter* inntektsregulering være større enn nåverdien av kostnadene. Inntekter etter regulering vil si de inntektene som tilfaller NC etter at det er foretatt avregning av faktiske inntekter mot inntektstaket hvert femte år, hvor det overskytende overføres til Statnett.

#### 8.9.4 *Konsulentenes anbefalinger om nivået på inntektstaket*

Thema og Menon har vurdert hvor høy avkastning som bør tillates i inntektstaket. Vurderingene deres er i hovedsak basert på at nesten ingen av inntektsbanene som er estimert fra NC og NVE sin side, er høyere enn kostnadene. Det medfører at et inntektstak må settes høyt, for å unngå å forverre situasjonen for investorene ytterligere. I hovedsak anbefaler de at inntektstaket settes som en forsikring for at NC ikke får spesielt høy avkastning, og for å imøtekomme Stortingets føringer om at ekstraordinære inntekter bør tilfalle fellesskapet. De foreslår konkret et inntektstak på 1,75 til 2 ganger nivået på WACC, altså opp mot 14 prosent.

Vurderingene av Menon og Thema er for prosjektet isolert sett og tar ikke hensyn til eierskapet bak kabelen. Vurderingene ble gjort høsten 2018 og er derfor basert på NVEs vurderinger av inntektsbaner i 2018. Selv om disse er oppdatert til 2019, antar vi at dette ikke endrer på hovedkonklusjonen til konsulentene.

#### 8.9.5 *Eierne av NorthConnect tjener på økte kraftpriser*

NVEs analyser indikerer at NorthConnect vil medføre en prisøkning på 1-3 øre/kWh i Norge. I konsesjonssøknaden har NC vist at deres scenarioer gir en forventet prisøkning på 1-2 øre/kWh i Norge. NorthConnect er eid av Agder Energi (22,25 prosent), Lyse Produksjon (22,25 prosent), ECO Energi (22,25 prosent) og Vattenfall (33,25 prosent). I et normalår produserer disse selskapene omkring 90 TWh i Norge og Sverige (av disse utgjør Vattenfalls produksjon i Sverige omkring 67 TWh). Det er forventet at prisøkningen vil være mindre i Sverige enn i Norge. Med utgangspunkt i en forsiktig prisøkning på 1 øre/kWh for 90 TWh, vil det gi omkring 900 mill. kroner i årlig inntektsøkning for eierne av NorthConnect.

Vi antar at NorthConnects eiere vil være villige til å investere i kabelen til en lavere forventet avkastning på selve kabelinvesteringen, enn eiere uten inntekter fra kraftproduksjon. Vi mener scenarioene for handelsinntekter og kostnader som NC beskriver i sin konsesjonssøknad og som vi har gjengitt i tabellene over, understøtter dette. Kommersielle kabeleiere uten inntjeningsmuligheter utover kabeldriften, ville etter vår vurdering neppe være interessert i å gjennomføre dette prosjektet. Dersom NC får konsesjon til å bygge og drifte kabelen, mener vi det kan være hensiktsmessig å ta hensyn til de eiermessige forholdene i reguleringen av handelsinntektene. Vurderer vi derimot lønnsomheten på kabelen isolert uten å ta hensyn til økte produksjonsinntekter, må inntektstaket settes høyt, etter konsulentenes vurderinger. Dersom handelsinntektene viser seg å bli høyere enn scenarioene, for eksempel på nivå med historiske prisforskjeller, vil det i såfall bety at eierne får høye inntekter som kabeleiere, i tillegg til at de sannsynligvis får høye inntekter som kraftprodusenter.

På britisk side får NorthConnect et inntektsgulv for handelsinntektene som reduserer risikoen betydelig. Vi mener at inntekter knyttet til kraftproduksjon kan tjene som en supplerende og risikoreduserende inntekt for eierne av NorthConnect. Det betyr ikke at inntekter fra kraftproduksjon kan sidestilles med et inntektsgulv. For eksempel kan prisforskjellen mellom NO5 og Storbritannia bli liten, som en følge av at kraftprisene i Storbritannia reduseres og nærmer seg kraftprisene i Norge. Dette kan være et lite gunstig scenario for NC og deres eiere. Da tjener de lite på kabelen og lite

på kraftproduksjon. Vi kan heller ikke se bort ifra at flytretningen på kabelen kan bli annerledes enn forventet, og at kablene i så fall kan redusere produksjonsinntektene.

Samtidig tror vi at C&F-modellen er generøs. Årsaken til at forbrukerne i Storbritannia er villige til å bære risikoen til kabelinvesteringer gjennom å garantere for en minimumsinntekt for investeringen, er trolig at forbrukerne forventer at dette i sum vil redusere deres kostnader gjennom lavere strømpriser, i tillegg til en mer sikker strømforsyning.

NC søker om unntak fra krav til eiermessig skille mellom transmisjonsnett og kraftproduksjon, i tillegg til unntak for bruk av flaskehalsinntekter. Vi understreker derfor at reguleringsmodellen utformes spesifikt for NorthConnect og deres eiere, og er en del av et regime der det søkes om unntak fra flere krav knyttet til utenlandsforbindelser. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 9 og vedlegg C.

NVE er blitt bedt om å foreslå en regulering som skal fastsettes i utenlandskonsesjonen til dette spesifikke prosjektet, og ikke en generell regulering.

Vi foreslår at det tas hensyn til at eierne av NorthConnect også har inntekter knyttet til kraftproduksjon.

#### 8.9.6 Beregninger av lønnsomheten

Internrenten på et investeringsprosjekt er den rentesatsen som gjør at nåverdien til et prosjekt er null. Dersom internrenten overstiger avkastningskravet, vil det være rasjonelt å foreta investeringen. Internrenten finner vi ved å ta netto inntektsstrøm fra det året kostnadene begynner å løpe til det året inntekter og kostnader opphører. I Tabell 39 beskrives resultatene fra et scenario der det genereres kostnader fra år 2011 (starten på planleggingen av kabelen) til år 2049, og inntekter fra 2025 til 2049 (25 års reguleringsperiode). Vi legger til grunn kostnadene fra NorthConnects p50 estimat, og vi har fordelt disse skjønsmessig i investeringsfasen. Tabellen viser internrenten for ulike inntektsscenarioer. Vi har i tillegg konstruert et scenario - *NC vektet* – som er basert på de tre scenarioene fra NC, der lav, basis og høy vektet med andeler på henholdsvis 0,25, 0,5 og 0,25.

*Tabell 39 Internrente for handelsinntekter og inntekter fra kapasitetsmarkedet. For NVE sine estimater er inntekter kapasitetsmarkedet på 88 mill. kr over 20 år benyttet.*

Inntektsscenarioer	Internrente
NVE lav	-5 %
NVE referanse	-1 %
NVE høy	2 %
NC lav	3 %
NC basis	5 %
NC høy	11 %
Historiske prisforskjeller	12 %
NC vektet	6 %

Det er kun inntektsscenarioet *NC høy*, i tillegg til illustrasjonen basert på *historiske prisforskjeller*, som gir en internrente som er høyere enn det normerte avkastningskravet på 7 prosent. Vi vet ikke hvilken forventning NC har om inntektene, og hvilken sannsynlighetsfordeling de tror på, men deres basisscenario gir en internrente på omtrent 5 prosent i våre beregninger. Dette er to prosentpoeng lavere enn konsulentenes estimerte avkastningskrav på 7 prosent. Vårt konstruerte NC vektet-scenario, der vi antar en fordeling av de tre scenarioene til NC, gir en internrente på litt over 6 prosent.

Dette er beregninger basert på handelsinntekter og det er bare handelsinntektene som skal reguleres.. NVEs analyser viser at NC sine eiere kan tjene 1-3 øre/kWh mer på sin kraftproduksjon dersom NorthConnect bygges. For eksempel vil NC sitt basisscenario gi en internrente på 7 prosent ved å inkludere en ekstra inntektsstrøm fra kraftproduksjon på omtrent 180 millioner kroner årlig. I det vektete scenarioet gir en ekstra inntektsstrøm fra kraftinntekter på omtrent 50 millioner kroner årlig, en internrente på 7 prosent.

Selv om eierne av NorthConnect kan få en betydelig merinntekt på sin kraftproduksjon, er det usikkerhet knyttet til dette. Et inntektstak innebærer også økt risiko for om kabelinvesteringen blir lønnsom for eierne. Vi mener derfor at inntektstaket bør settes høyere enn det normerte avkastningskravet på 7 prosent. Samtidig mener vi at kraftinntektene kan motvirke den risikoen som inntektsreguleringen påfører prosjektet, og at inntektstaket derfor kan settes lavere enn konsulentenes anbefaling.

#### 8.10 NVEs anbefaling om inntektstak

**Dersom det skal gis konsesjon foreslår vi at det første innslagspunktet for et inntektstak settes på 8 prosent realavkastning før skatt. Vi foreslår videre at inntekter over dette deles 50/50 mellom NC og Statnett, inntil NC har fått en realavkastning før skatt på 10 prosent. Etter 10 prosent mener vi at delingsbrøken bør være 20/80 mellom NC og Statnett. En slik deling av inntekter over inntektstaket, vil føre til at NC hele tiden vil ha insentiver til å maksimere inntektene på forbindelsen. Det medfører samtidig at det ikke vil være en øvre grense for NCs tillatte inntekter.**

Vi mener at den anbefalte modellen gir en rimelig balanse mellom insentiver til investering, effektiv drift og vedlikehold av kabelen, og overføring av inntekter til fellesskapet, når det tas hensyn til at eierne av NC kan få betydelige merinntekter på sin kraftproduksjon.

Dersom det er ønskelig med ytterligere omfordelingsmekanismer mellom NC og fellesskapet for å ta høyde for at kabelen blir svært lønnsom, kan OED vurdere behovet for å innføre et inntektstak som angir et nivå på maksimale inntekter NC kan hente inn. Det kan operasjonaliseres ved at RME gjør en jevnlig vurdering av oppnådd internrente på kabelen. Når internrenten når det absolutte taket, skal kabelen overføres til Statnett innen en viss tid. Statnett plikter å overta kabelen kun dersom det vurderes til å være samfunnsmessig rasjonelt. En slik overføring av eierskap underveis i reguleringsperioden, kan skape utfordringer for avtaleforhold mellom partene på norsk og britisk side. Når avtaler inngås, må det derfor tas hensyn til en slik mulighet for overføring av kabelen før 25 år er gått.

#### 8.11 Fordelingsvirkninger som følger av den foreslåtte reguleringen

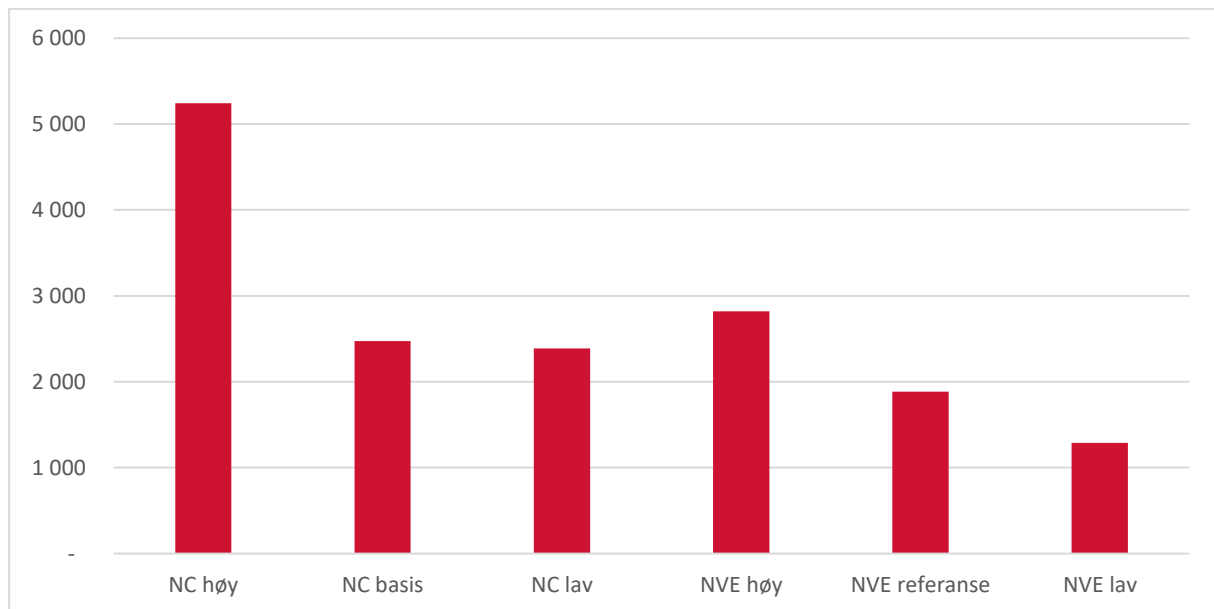
Alle nye utenlandskabler medfører fordelingsvirkninger gjennom endringer i prisene. Dette gjelder uavhengig av eierskap. Fordelingen av produsent- og konsumentoverskudd påvirkes ikke av eierskapet. Systemdriftskostnader, påvirkning på eksisterende forbindelser, ITC-kostnader, og påvirkning på kostnaden knyttet til nettap i Norge, er heller ikke avhengig av om det er Statnett eller NC som eier forbindelsen.

Fordeling av flaskehalsinntekter påvirkes derimot av eierskapet. Det følger av at NorthConnect får en annen inntektsregulering med private eiere, enn om Statnett hadde eid kabelen. Statnett dekker kostnadene til sine utenlandskabler gjennom tariffinntekter og har liten risiko knyttet til fremtidige prisforskjeller på sine utenlandskabler. Denne risikoen er det nettkundene som eksponeres for. I NC

sitt tilfelle skal ikke nettkundene eksponeres for risikoen knyttet til inntjeningen på NorthConnect. Dette er nærmere beskrevet i avsnitt 8.2.

Med det foreslåtte inntektstaket, vil det hverken i NVEs referansebane eller NC sitt basisscenario oppstå inntekter som er høyere enn taket. Hvis disse scenarioene slår til, vil det ikke bli overføring av ekstraordinære inntekter til fellesskapet. Av inntektsscenarioene vi har sett på, er det kun NC sitt høye scenario og en illustrasjon basert på historiske prisforskjeller som vil gi overføring av inntekter.

NVE foreslår at reguleringsperioden settes til 25 år, men forbindelsens levetid antas å være 40 år. Nåverdien av inntektene som oppstår mellom år 26-40 i de ulike inntektsbanene varierer mellom 1,3 og 5,2 milliarder kroner, og vises i Figur 61. Etter 25 år skal kabelen være avskrevet i det regulatoriske regnskapet (bortsett fra eventuelle reinvesteringer). Vi foreslår at Statnett skal overta forbindelsen etter 25 år, forutsatt at det vurderes som samfunnsmessig rasjonelt. Selv om NC skulle fortsatte å eie etter 25 år, vil et inntektstak kun reflektere løpende driftskostnader og eventuelle reinvesteringer. Fordelingsvirkningene etter 25 år vil derfor i stor grad være uavhengige av eierskap.



Figur 61 Nåverdi av flaskehalsinntekter i de ulike inntektsscenarioene i år 26-40 i mill. 2019 kr (diskonteringsrente på 4 %, diskontert til år 2025).

Vi foreslår at NC må dekke kostnader for systemdrift og transitt (ITC) som kan knyttes til NorthConnect. Dette omtales nærmere i avsnitt 7.9.7.9. I vårt forslag til innteksregulering øker inntektstaket tilsvarende beløpene NC må betale Statnett for systemdrift og transitt. Dersom inntektene på kabelen ikke når opp til inntektstaket, kan det bety at NC ikke får dekket inn sine kostnader. Ved å inkludere disse kostnadene i inntektstaket, blir taket høyere og det blir lavere sannsynlighet for overføring av inntekter til fellesskapet. Alternativet er at Statnett må dekke disse kostnadene. I et slikt tilfelle veltes alle kostnadene over på tariffene som norske nettkunder må betale.

## 9 Søknad om unntak fra krav til utenlandsforbindelser

**NC har søkt om unntak fra krav om bruk av flaskehalsinntekter, krav til Eiermessig skille og til å opptre som TSO. Dette kapitlet oppsummerer Reguleringsmyndigheten for energi (RME) sin vurdering av unntakssøknaden. Denne vurderingen finnes i sin helhet i vedlegg C. Vedlegg C**

**sendes fra RME, som en uttalelse til OED angående unntakssøknaden. RME vurderer at det er behov for unntak fra kravene som unntakssøknaden gjelder, og at vilkårene for unntak er innfridd.**

Dagens regelverk åpner for at andre selskap enn Statnett kan søke om å eie og drive utenlandsforbindelser. Eierne må da forholde seg til regelverket som fastsetter krav til utenlandsforbindelser. Dette regelverket skal sørge for at utenlandsforbindelser benyttes til fellesskapets beste. Tredje energimarkedspakke stiller krav til hvordan inntekter fra handel med kraft skal benyttes, eksempelvis til å bygge nye forbindelser eller redusere nettleie. Tredje energimarkedspakke stiller i tillegg krav til eiermessig skille mellom transmisjonsnetts- og produksjonsvirksomhet, og krav til å til å opptre som systemansvarlig (TSO).

NC søker om unntak fra kravene i tredje energimarkedspakke om å operere som TSO, eiermessig skille mellom eier av transmisjonsnett og elektrisitetsproduksjon, samt krav til bruk av flaskehalsinntekter. Vurderingen sendes fra RME, som en uttalelse til OED angående unntakssøknaden, i henhold til forskrift om nettregulering og energimarkedet § 7-2 annet ledd.

## **9.1 Vurdering av behov for unntak fra kravene**

### *Krav til å opptre som TSO*

Forbindelsen vil defineres som transmisjonsnett, og etter elmarkedsdirektiv III artikkel 9.1 (a) skal eier av transmisjonsnett opptre som operatør av transmisjonsnettet (TSO). Dette innebærer at eier skal være ansvarlig for alle TSO-oppgaver som følger av elmarkedsdirektiv III, artikkel 12 bokstav a) til h). Det er Statnett som er ansvarlig for disse oppgavene i dag. Det skal kun være én systemansvarlig i Norge, også i fremtiden. Fordi eierne av forbindelsen ikke skal være ansvarlig for TSO-oppgavene, behøver NC unntak fra kravet om å opptre som TSO.

### *Krav til eiermessig skille*

Kravet til eiermessig skille innebærer i korte trekk at selskap som eier, kontrollerer eller har rettigheter i produksjons- eller forsyningsvirksomhet, ikke samtidig kan eie, kontrollere eller ha rettigheter i overføringsnett<sup>124</sup>. RME vurderer at NorthConnect behøver unntak fra krav om eiermessig skille mellom transmisjonsnetts- og produksjonsvirksomhet fordi andelseierne, både samlet og hver for seg, har kontroll over og rettigheter i virksomhet som skal eie anlegg i transmisjonsnettet, se elmarkedsdirektiv III artikkel 9.1.b). Andelseierne har også rett til å stemme på selskapsmøtet, og utøver i fellesskap forvaltningen og den daglige ledelsen av NC KS gjennom sitt eierskap av NC AS.

### *Krav til bruk av flaskehalsinntekter*

Kravet til bruk av flaskehalsinntekter innebærer at inntekter fra utenlandskabler skal benyttes til å investere i nye utenlandskabler, garantere for tilgjengelig kapasitet eller redusere transmisjonsnettstariffen. Statnetts inntekter fra eksisterende utenlandsforbindelser benyttes i hovedsak til reduksjon av transmisjonsnettstariffen<sup>125</sup>, i tråd med dette regelverket.

NorthConnect eies ikke av systemansvarlig (Statnett) eller et selskap hvor systemansvarlig har bestemmende innflytelse, og Stortinget har lagt føringer for inntektsreguleringen for forbindelser med slikt eierskap. Eksempelvis innebærer føringene at det ikke er mulig med en regulering som sikrer NC

<sup>124</sup> For en mer presis angivelse av kravet viser vi til elmarkedsdirektiv III artikkel 9.1.b og energiloven § 4-8.

<sup>125</sup> Samtidig finansieres Statnetts utenlandsforbindelser gjennom transmisjonsnettstariffen.



minimumsinntekter. Dette betyr at NorthConnect ikke kan reguleres på samme måte som Statnett sine utenlandsforbindelser.

Den foreslåtte inntektsreguleringen for NC, med deling av inntekter fremfor et absolutt inntektstak, innebærer at det ikke settes en øvre grense for NorthConnects inntekter. Basert på dette vurderer RME at den norske delen av NorthConnect behøver delvis unntak fra kravet til bruk av flaskehalsinntekter i grensehandelsforordning II artikkel 16(6).

## 9.2 Vurdering av unntakssøknad

Artikkel 17 i grensehandelsforordning II åpner for at det i en begrenset periode kan gis unntak fra forordningens artikkel 16(6) og artiklene 9, 32 og 37(6) og (10) i elmarkedsdirektiv III for nye mellomlandsforbindelser. For å kunne få unntak fra disse bestemmelsene må alle kriteriene i artikkel 17 (1) (a)-(f) være oppfylt. Kravene for å få unntak innebærer i korte trekk at<sup>126</sup>:

- investeringen må fremme konkurransen med hensyn til forsyning av elektrisk kraft,
- risikonivået er slik at investeringen ikke ville realiseres uten unntak,
- eier av forbindelsen er i det minste med hensyn til rettslig form atskilt fra systemansvarlig,
- det kreves avgifter fra brukerne av forbindelsen,
- det gjelder ny infrastruktur, og
- unntaket må ikke skade konkurransen, eller hindre at det indre marked for elektrisk kraft eller det regulerte nettet virker tilfredsstillende.

RMEs vurdering er at NC oppfyller kravene for unntak i artikkel 17 i grensehandelsforordning II, og at OED kan fatte vedtak om å innvilge unntak fra krav til bruk av flaskehalsinntekter, eiermessig skille og kravet til å opptre som TSO<sup>127</sup>.

## 9.3 Prosess for å behandle unntakssøknad etter tredje energimarkedspakke

RME skal være myndighet etter forordning 714/2009 om grensekryssende krafthandel<sup>128</sup>. Dette med unntak av artikkel 17, hvor myndigheten er OED. Det er OED som har kompetanse, etter søknad, til å fatte eventuelle vedtak om tidsbegrensede unntak fra krav om eiermessig skille, tredjepartsadgang og inntektsregulering når det gjelder nye utenlandsforbindelser. Det er en videreføring av tidligere ordning, og OED er også konsesjonsmyndighet for utenlandsforbindelser som omfattes av energiloven § 4-2.

Forordningen om grensekryssende krafthandel inneholder en detaljert beskrivelse av prosessen for å behandle unntakssøknader. Prosessen beskrives i korte trekk nedenfor.

- RME er saksforberedende instans for OED, og søknader om unntak rettes til RME
- RME sender kopi av søknad om unntak til ESA og ACER
- RME skal avgi en uttalelse til OED
- OED fattet vedtak

<sup>126</sup>For en presis angivelse av innholdet i kravene viser vi til artikkel 17 (1) (a)-(f) i grensehandelsforordning II.

<sup>127</sup> For en nærmere gjennomgang av innholdet i kravene og vår vurdering av unntakssøknaden viser vi til Vedlegg C.

<sup>128</sup> Se § 2 i høringsnotat til gjennomføring av forordning nr. 714/2009 i forskrift.

- Vedtak om å innvilge eller avslå unntakssøknad skal underrettes til ESA omgående sammen med alle opplysninger som har betydning for vedtaket, herunder uttalelsen fra RME til OED
- ESA kan anmode OED om å endre eller oppheve vedtak om unntak, senest to måneder<sup>129</sup> etter mottak av underretningen. OED skal etterkomme ESAs anmodning om å trekke tilbake eller endre beslutningen innen en måned
- Vedtak som er fattet av OED vil kunne påklages til Kongen i statsråd

#### 9.4 Dialog med britiske myndigheter om søknad om unntak

NC ønsker en såkalt «split regulation», dvs. ulik regulering for den norske og britiske delen av forbindelsen hvor det respektive land regulerer sin del av forbindelsen. Den britiske Cap & Floor-reguleringen regnes som et regulert regime i Storbritannia og er ikke kompatibel med søknad om unntak. NC har kun søkt om unntak fra den norske delen av forbindelsen.

Det er OED som er definert som reguleringsmyndighet i dette spørsmålet og som vil fatte et eventuelt vedtak om unntak. Artikkel 17 i grensehandelsforordning II fastsetter at unntak fra nevnte bestemmelser skal skje gjennom en koordinert prosess mellom reguleringsmyndighetene. Vi vurderer at en slik koordinering bør finne sted også i dette tilfellet hvor NC kun søker om unntak på den ene delen av forbindelsen.

NVE har vært i dialog med den britiske regulatoren (Ofgem) og har informert om at NC har søkt om unntak fra kravene nevnt overfor for den norske delen av forbindelsen. NVE er tilgjengelig for videre dialog med Ofgem, for å bidra til tilstrekkelig koordinering mellom britiske og norske myndigheter – før et eventuelt vedtak om unntak fra nevnte artikler notifiseres ESA for godkjenning.

## 10 Avbøtende tiltak og vurdering av enkelte vilkår

Vilkår om såkalte avbøtende tiltak, tiltak som reduserer antatt negative virkninger, vurderes konkret i hver sak basert om de opplysninger som foreligger om virkningene av de omsøkte anleggene. I mange tilfeller kan ulemper av et energianlegg reduseres innenfor akseptable kostnadsrammer.

NVE viser til energilovforskriften § 3-5 som omhandler vilkår i konsesjon for elektriske anlegg. Under bokstav b) om miljø og landskap heter det: *«konsesjonæren plikter ved planlegging, utførelse og drift av anlegget å sørge for at allmennheten påføres minst mulig miljø- og landskapsmessige ulemper i den grad det kan skje uten urimelige kostnader eller ulemper for konsesjonæren.»*

NVE vurderer i dette kapitlet de forslag til vilkår som er kommet inn i behandlingsprosessen/høringen av saken. Vi har videre foreslått hvilke vilkår som bør settes dersom tiltaket får konsesjon.

NVE har ansvar for å følge opp vilkår, jf. energilovforskriften § 9-2. NVEs miljøtilsyn er ansvarlig for å følge opp at konsesjonsvilkår som omhandler natur og landskapsmessige forhold blir fulgt. Miljøtilsynet godkjenner miljø-, transport- og anleggsplaner og vil i anleggstiden følge opp at vilkår og godkjente planer følges av utbygger. Miljøtilsynet vil også følge opp at anleggsområdene blir ordentlig ryddet og satt i stand.

---

<sup>129</sup> Denne fristen kan utsettes med ytterligere to måneder hvis ESA ønsker ytterligere opplysninger.

Det er OED som har myndighet til å gi utenlandskonsesjon og pålegge vilkår, se energiloven § 4-2 første og annet ledd. Når det er gitt konsesjon er det imidlertid RME som, innenfor rammene av konsesjonsvilkårene, ved enkeltvedtak fastsetter eller godkjenner vilkår for tilgang til forbindelsen, se energiloven § 4-2 fjerde ledd og forskrift om nettregulering og energimarkedet § 4-11. I Prop 5 L uttales det at med «vilkår» menes alle typer vilkår eller betingelser for tilgang til forbindelsen som konsesjonæren gjør gjeldende i avtaler eller på annet grunnlag. Også senere endringer i avtaler er omfattet.

På denne bakgrunn foreslår vi at RME følger opp konsesjonsvilkårene. Konsesjonæren bør informere RME om nye avtaler eller planlagte endringer i god tid før disse skal tre i kraft.

### **10.1 Miljø-, transport- og anleggsplan (MTA-plan)**

Etter NVEs erfaring kan en MTA-plan bidra til å redusere eller unngå negative miljøvirkninger ved bygging, drift og vedlikehold av elektriske anlegg. En slik plan skal godkjennes av myndighetene før anleggsstart og er forpliktende for tiltakshaver. NVE foreslår at det i en eventuell konsesjon settes vilkår om at NC utarbeider en slik plan, som det forutsettes at NC drøfter med berørte kommuner, grunneiere og rettighetshavere.

NC beskriver i søknaden hvordan anleggsvirksomheten er planlagt gjennomført. NVE mener at anleggsarbeidet bør gjennomføres på en måte som begrenser de negative virkningene, og at opprydning blir gjort på en skånsom måte. Av søknaden fremgår det hvilke veier som er tenkt benyttet. Fylkesmannen i Vestland ønsker å få MTA-planen på høring. NVEs miljøtilsyn vil vurdere behovet for høring av MTA-planen når denne er utformet, vi viser også til at det forutsettes at planen utarbeides i kontakt med kommunen, grunneiere og rettighetshavere.

Eidfjord kommune og Hordaland fylkeskommune er opptatt av trafikksikkerheten langs fv. 103 og ønsker at det skal etableres gang- og sykkelveg mellom avkjøringen til Blurnes byggefelt og frem til badeplassen i Stavanes. NVE har utarbeidet en veileder for utforming av MTA-plan. Der går det bl.a. frem at nødvendig transport og anleggstrafikk skal beskrives, med nødvendig nybygging, oppgradering, utbedring og vedlikehold av veier, hva slags type kjøretøy som skal benyttes, når anleggstrafikken skal foregå og hvilke tiltak som skal gjennomføres for å redusere eventuelle ulemper for omgivelsene. NVE mener at veilederen bør følges ved utarbeidelse av en MTA-plan og vi mener dette vil ivareta kommunens og fylkeskommunes innspill om trafikksikkerhet. Nærmere vurdering av gang- og sykkelveg som avbøtende tiltak gjøres i avsnitt 10.4.

I tillegg til de generelle kravene i veilederen for utforming av MTA-plan, mener NVE at følgende temaer bør beskrives nærmere som en del av planen:

- Hvordan og når anleggsarbeidet bør gjennomføres for å begrense virkninger for sjørret/laks i bekken ved Prestekonehølet og Simaelva.
- Hvordan man kan revegetere kantsoner og ha en naturlig utforming av bekkeløpet som har utløp i Prestekonehølet og hvordan anleggsarbeidet vil berøre Ekrebekken.
- Detaljert utforming av omformerstasjonen.
- Hvordan anleggsarbeidet kan gjennomføres for å minimere virkninger for korallrev/ foreslått marint verneområde, herunder hvordan man kan begrense spredning av sedimenter i områder med sårbare/verdifulle arter/naturtyper.

- Hvordan kabelen kan justeres/detaljplanlegges for å begrense konsekvensene for offshorevirksomheten til Kværner.
- Hvordan kommunikasjonsprosessen med fiskere og akvakulturselskap skal gjennomføres for å begrense virkningene av anleggsarbeidet.
- Sikkerhet mot naturfare som flom, herunder også erosjon, og skred bør utredes ytterligere. Det bør utføres en kompetent vurdering av reelle fareområder, gjentakelsesfrekvens og aktuelle tiltak. Sikkerhetsklasse bør angis og begrunnes, samt at nødvendige sikringstiltak bør utredes i detalj.

## 10.2 Traséjusteringer og detaljprosjektering

Justering av traseen og tilpasninger av anlegg og anleggsarbeid er viktige avbøtende tiltak. I forbindelse med høringen av søknaden og konsekvensutredningen har NVE mottatt flere forslag til traséjusteringer av kabelen. Det er blant annet vurdert justeringer av traseen for å minimere konflikter med korallrev og skipsvrak. NC har ikke detaljprosjektert sjøkabelanlegget. Dette gjøres vanligvis i etterkant av en eventuell konsesjon. I enkelte områder kan den nøyaktige plasseringen av kabelen ha stor betydning for virkningene den kan medføre for f.eks. spesielle områder med sårbare arter. Innenfor rammene av en konsesjon kan det gjennomføres mindre traséjusteringer med den hensikt å redusere ulempene knyttet til utbyggingen i størst mulig grad. Traseen vil detaljplanlegges og beskrives i MTA-planen.

## 10.3 Utforming av omformerstasjonen

NC har hatt et ønske om en arkitektonisk utforming av bygningsmasse som bidrar til at anlegget harmonerer med omgivelsene. Samtidig har NC et ønske om å utforme bygget slik at det gjenspeiler både størrelsen og spenstigheten i prosjektet. NC har fått utarbeidet bildene nedenfor, som illustrerer anleggene i Sima. Ulike utkast har vært forelagt formannskapet i Eidfjord kommune, som har ønsket at NC går videre med den viste utformingen.



Figur 62: Visualiseringer av utformingen av omformerstasjonen. Kilde: konsesjonssøknaden.

NVE mener at omformerstasjonen er av en slik størrelse at den uansett vil være godt synlig i Sima. NVE mener at den detaljerte utformingen av omformerstasjonen bør beskrives som en del av MTA-planen. Eidfjord kommune bør få uttale seg til den endelige utformingen av omformerstasjonen.

#### **10.4 Andre krav til vilkår til anleggskonsesjonen**

I konsesjonsprosessen har NVE mottatt flere krav om vilkår som bør stilles til konsesjonen. NVE vurderer i dette kapittelet de innkomne forslagene.

##### *10.4.1 Spillvarme*

Eidfjord kommune ønsker at spillvarmen fra omformerstasjonen gjøres tilgjengelig for annen næringsvirksomhet. NC viser til at de er positive til dette og poengterer at dersom spillvarmen benyttes av en tredjepart vil bruken av viftebatterier til kjøling reduseres. Noe som innebærer reduserte driftskostnader for NC og mindre støy fra viftene. Eidfjord kommune uttaler at de ikke kan legge til grunn at det etableres uttak for spillvarme før det foreligger en utredning som inkluderer mengde spillvarme, leveringssikkerhet, tekniske løsninger og grensesnitt mellom NC og kommunen. NC kommenterer i brev av 8. november 2018 at de har indikert tilgjengelig varmeenergi til mellom 5 og 10 MW. Videre har NC spesifisert grensesnitt mot kommunen. NC kan ikke garantere stabil leveranse av spillvarme. NVE er positive til at NC tilrettelegger for uttak av spillvarme fra anlegget og mener det bør settes vilkår i en eventuell konsesjon om dette. NVE poengterer at NC ikke kan garantere for stabil leveranse, da driften av kabelen vil variere. Det er viktig at dette tas hensyn til i et eventuelt konsesjonsvilkår.

##### *10.4.2 Fiber*

Hordaland fylkeskommunen ønsker at det legges fiberoptisk kommunikasjonskabel sammen med strømkabelen. I forbindelse med installasjon av sjøkabelen vurderer NC installasjon av fiberkabel. En fiberkabel med diameter på omtrent 2,5 cm vil festes til den kabelen. Omformerne i Skottland og Norge har behov for kommunikasjon mellom seg, og en sikker og rask responstid vil kunne være avgjørende for å utnytte utveksling mellom de to systemene. En direkte fiberforbindelse vil realisere dette kommunikasjonsbehovet, men det kan også benyttes andre teknologier. NC planlegger ilandføring av eventuell fiberkabel i Mølstervågen, på Haugalandet å benytte eksisterende fibernett fra Mølstervågen til Sima. NC estimerer at legging av fiber sammen med HVDC kabelen vil øke investeringskostnaden med 1 prosent.

NVE mener NC ikke skal pålegges å etablere fiberoptisk kabel sammen med sjøkabelen. NC må selv få vurdere hva som er den beste kommunikasjonsløsningen for sitt anlegg.

##### *10.4.3 Støy*

Hordaland fylkeskommune, Eidfjord kommune og Statkraft har vært opptatt av støybildet ved omformerstasjonen. Beregningene viser at støyen ikke vil overstige anbefalte grenseverdier, og NVE mener det bør legges til grunn at NC følger gjeldende retningslinjer for støy i arealplanlegging (T1442/2016). NVE mener ikke det er behov for noe ytterligere vilkår.

##### *10.4.4 Badekulp/fiskekulp*

En av grunneierne i Simadal ønsker at det stilles krav til at det opparbeides erstatningsareal for badeplassen/fiskekulpen på nordsiden av Simaelva ved kryssingen. Hordaland fylkeskommune ønsker at det skal opparbeides erstatningsareal andre steder langs elva. Grunneieren ønsker at elva skal krysses med kabel. NC kommenterer at et eventuelt vilkår bør ses i sammenheng med vilkårsrevisjon

av Sima kraftverk, og Statkraft bør involveres. I tillegg foreslås det at Eidfjord kommune involveres. NVE mener det ikke er behov for å etablere en ny badeplass/fiskekulp ettersom den eksisterende plassen fremdeles vil kunne benyttes etter endt utbygging. NVE mener derfor det ikke skal settes vilkår ny badeplass/fiskekulp ved en eventuell konsesjon.

#### *10.4.5 Fjerning av kabel*

Norges Fiskarlag ønsker at kabelen fjernes når den er tatt ut av bruk. Kvinnherad kommune ber om at prosjektet også omfatter en plan for hvordan kabelen skal håndteres etter sin levetid. NC kommenterer i brev av 8. november 2018 at de vil forholde seg til myndighetenes pålegg om hvordan kabelen skal håndteres etter bruk. NC påpeker at fjerning av en nedgravd kabel kan medføre miljøvirkninger og en betydelig kostnad. I henhold til energilovforskriften § 3-5 bokstav d) «*nedleggelse og rydding av anlegg*» må det søkes NVE om nedleggelse av anlegget senest ett år før konsesjonen utløper. «*Ved nedleggelse plikter den tidligere konsesjonærene å fjerne det nedlagte anlegget og så langt det er mulig føre landskapet tilbake til naturlig tilstand. NVE kan sette frist for arbeidet og treffe bestemmelser med hensyn til tilbakeføringen*». Ved konsesjonens utløp må det søkes om overføring til Statnett eller tillatelse til å enten fjerne kabelen. Dette bør gjøres innen 6 måneder før konsesjonen utløper.

#### *10.4.6 Gang- og sykkelveg*

Både Eidfjord kommune og Hordaland fylkeskommune mener det må etableres gang- og sykkelveg mellom avkjøringen til Blurnes byggefelt og frem til badeplassen i Stavnes. Dette er en strekning på omtrent 1,65 km. Kostnaden for en ny gang- og sykkelveg er estimert til 32 millioner kroner. Statens vegvesen uttalte seg ikke til høringen av konsesjonssøknaden. NC har i etterkant av høringen fått Multiconsult til å lage en transportstudie av forventet trafikk på fylkesvei 103 fra Eidfjord til Simadal. NC sin vurdering er at kostnadene for ny gang- og sykkelveg ikke står i forhold til nytten tiltaket må antas å medføre, i form av bedret trafikksikkerhet i anleggsperioden. NC mener derfor det ikke er rimelig at de skal dekke alle kostnadene for bygging av gang- og sykkelveg. De sier de er åpne for å gå i dialog med kommunen om bidrag. Vilkår i en anleggskonsesjon etter energiloven må ligge innenfor rammen av energilovens formål. Vilkåret må stå i tilstrekkelig og saklig sammenheng med tillatelsen. NVE legger til grunn at NC må utbedre veien slik vegtrafikkloven og Statens vegvesen stiller krav om. Å pålegge NC å bygge gang- og sykkelveg for en anleggsperiode av begrenset varighet, mener NVE ikke er innenfor rammen av hva det kan settes vilkår om i en konsesjon.

#### *10.4.7 Naust*

Statkraft mener det må tas hensyn til mulighet for etablering av naust ved Prestekoneholet. Og det må vurderes avbøtende tiltak dersom kabelen gir restriksjoner for bruk av små båter. NC kommenterer i brev av 8. november 2018 at arealdisponeringen ved Prestekoneholet vil bli håndtert i den videre detaljplanleggingen. De bemerker også at når anleggsarbeidet er slutt, vil eksisterende båtfester reetableres. Hvordan dette skal løses i praksis vil bli avklart i detaljplanleggingen, ifølge NC. NVE mener det bør legges til grunn at NC skal erstatte naust eller båtplasser som påvirkes av tiltaket.

### **10.5 Varighet på konsesjoner**

NVE foreslår at en eventuell anleggskonsesjon og utenlandskonsesjon gis for 25 år fra kabelen blir idriftssatt, men med vilkår om at konsesjonene opphører når reguleringsperioden opphører.

### 10.5.1 Begrenset varighet for ubenyttet konsesjon

Det er et begrenset antall sterke tilknytningspunkt for store utenlandsforbindelser og nytten av utenlandsforbindelser er avtakende med antallet forbindelser. Mulige implikasjoner av gitte, men ubenyttede konsesjonssøknader er:

- Dersom en aktør søker om å få bygge en ny forbindelse fra et annet punkt i nettet i Norge vil den samfunnsøkonomiske analysen bli mer usikker dersom analysen må ta hensyn til at den allerede konsesjonsgitte kabelen kan bli bygget, eller ikke. Denne usikkerheten vil også gjøre seg gjeldende i andre analyser.
- Det kan være at en aktør ønsker å bygge i et ubenyttet punkt, men som det er gitt konsesjon for allerede. Det er uheldig om et selskap legger beslag på et slikt punkt uten å bygge, spesielt dersom en annen aktør er villig til å bygge fra det samme punktet.

Det er derfor viktig å tidlig få klarhet i hvorvidt en aktør som er gitt konsesjon til bygging av en utenlandsforbindelse vil benytte seg av denne. I det britiske Cap & Floor regimet gis det først en IPA (initial project assessment) og deretter en FPA (final project assessment). Det er klare krav til fremgang mellom disse to milepælene. I Kommisjonens bestemmelser knyttet til bygging av utenlandsforbindelser som må ha unntak jf. grensehandelsforordning II, stilles det tidskrav til bygging og ferdigstillelse. Dersom kravene ikke oppfylles opphører unntaket.

NVE foreslår at dersom det gis konsesjon skal NorthConnects konsesjon opphøre med mindre bygging er påbegynt innen 3 år etter at konsesjon er gitt, eventuelt dersom kabelen ikke er satt i drift innen 5 år. Det er viktig å sikre konsistens mellom vilkår i anleggs- og utenlandskonsesjonen. NC har søkt om unntak fra bestemmelser jf. art 17 i grensehandelsforordning II hvilket også kan medføre krav til fremdrift.

## 10.6 Vilkår ved utløpet av unntaksperioden

Unntak etter elektrisitetsforordning art. 17 kan kun gis i en begrenset periode. NC har søkt om at NorthConnect gis unntak for en periode på 25 år fra idriftsettelse. Den britiske delen av forbindelsen vil være underlagt det britiske Cap & Floor-regimet i 25 år. NVE mener at det er hensiktsmessig at NorthConnect gis unntak i en tilsvarende periode. Kommisjonen har innvilget unntak i 25 år i tidligere saker.

Vi foreslår at NC skal overdra forbindelsen til Statnett til regulert restverdi verdi etter 25 år, dersom fortsatt drift av kabelen vurderes som samfunnsmessig rasjonelt. Etter energiloven § 4-2 kan det settes vilkår som er påkrevet av allmenne hensyn. I denne sammenheng viser vi også til forslag til vilkår om at anlegget til enhver tid skal holdes i driftsmessig stand. Dette kravet følger av energilovforskriften § 3-5 bokstav a. Eierskap og drift av utenlandsforbindelser er oppgaver som i dag utføres av Statnett som systemansvarlig. Allmenne hensyn kan tilsi at eierskapet overføres til systemansvarlig etter utløpet av unntaksperioden. Den regulerte restverdien fastsettes gjennom inntekstreguleringen av NorthConnect, se vurdering i avsnitt 8.7. Vi foreslår at overføring fra NC til Statnett etter 25 år reguleres gjennom vilkår i utenlandskonsesjonen. Det må vurderes nærmere hvordan en slik rett, og eventuell plikt, til å overta kabelen skal gjøres gjeldende for Statnett.

Etter vår vurdering vil forbindelsen skrives ned over en 25 års periode, slik at den regulerte restverdien i utgangspunktet vil være kr 0 etter 25 år (eventuelle reinvesteringer kan påvirke restverdien). Ved å overta forbindelsen etter at reguleringsperioden har utløpt, kan Statnett få flaskehalsinntekter for kabelens resterende levetid, som estimeres å være 40 år. Forbindelsen går da over til å være en regulert

forbindelse, eid av Statnett. Inntektene fra kabelen vil inngå i Statnetts tillatte inntekt og, alt annet likt, redusere nettleien.

### **10.7 Vilkår ved mislighold eller konkurs**

Vi foreslår at det settes vilkår om at konsesjonen kan trekkes tilbake dersom konsesjonæren tas under konkursbehandling, innleder gjeldsforhandling, eller på annen måte blir ute av stand til å oppfylle sine plikter etter konsesjonen. Forbindelsen må da overdras til systemansvarlig. Det må vurderes nærmere hvordan en plikt til å overta kabelen skal gjøres gjeldende for Statnett.

### **10.8 Vilkår knyttet til endringer i eierskap**

Vi foreslår å stille vilkår om at konsesjonæren i god tid skal varsle skriftlig om vesentlige endringer i organisasjon, eierforhold eller virksomhet som kan ha betydning for konsesjonærens virksomhet i norske prisområder.

### **10.9 Reguleringsmodellen**

Dersom det gis konsesjon, skal det fastsettes et særskilt inntektsreguleringsregime for NorthConnect. Dersom konsesjon gis og egen reguleringsmodell fastsettes for NC, må det vurderes nærmere hvordan denne skal gjøres gjeldende ovenfor NC, og om det er nødvendig å endre gjeldende regelverk.

### **10.10 NVEs forslag til vilkår**

Dersom det gis konsesjon til å bygge NorthConnect mener NVE følgende vilkår bør stilles til i anleggs- og utenlandskonsesjonen:

NVE foreslår at følgende vilkår settes til anleggskonsesjon:

De til enhver tid gjeldende vilkår fastsatt i eller i medhold av energiloven gjelder for konsesjonæren. I tillegg fastsettes med hjemmel i energiloven § 3-5 annet ledd følgende spesielle vilkår:

#### **1. Varighet**

Konsesjonen gjelder i 25 år fra kabelen er idriftsatt. Konsesjonen skal opphøre når inntektsreguleringsregimet som gjelder NorthConnect opphører. Etter at unntaksperioden opphører, bør det fastsettes en plikt ovenfor NC om overføring til Statnett i tråd med vilkår fastsatt i inntektsreguleringen.

#### **2. Fornyelse**

Konsesjonæren skal søke om fornyelse av konsesjonen senest seks måneder før konsesjonen utløper. Dersom konsesjonæren ikke ønsker fornyet konsesjon, skal det innen samme frist gis melding om dette. Dette vilkåret må ses i sammenheng med vilkår i utenlandskonsesjonen om at kabelen skal overføres til systemansvarlig ved utløp av inntektsreguleringsregimet.

#### **3. Bygging**

NorthConnects konsesjon opphører med mindre bygging er påbegynt innen 3 år fra endelig konsesjon, eventuelt dersom anlegget ikke er bygget i henhold til denne konsesjonen og satt i drift innen 5 år.

Konsesjonæren kan søke om forlengelse av fristen for ferdigstilling, bygging og idriftsettelse. Slik søknad skal sendes senest seks måneder før utløpet av fristen.



Konsesjonen bortfaller dersom fristen for ferdigstillelse, bygging og idriftsettelse ikke overholdes.

#### 4. Drift

Konsesjonæren skal stå for driften av anleggene og plikter å gjøre seg kjent med de til enhver tid gjeldende regler for driften.

Bytte av driftsansvarlig selskap krever overføring av konsesjon. Eventuelt framtidig skille mellom eierskap og drift av anleggene konsesjonen omfatter, krever også godkjenning fra NVE. Godkjenning kan gis etter søknad.

#### 5. Nedleggelse

Dersom konsesjonær ønsker å legge ned anlegget mens konsesjonen løper, skal det søkes NVE om dette. Nedleggelse kan ikke skje før vedtak om riving er fattet. Ved konsesjonens utløp må det søkes om overføring til Statnett eller tillatelse til å fjerne kabelen. Dette skal gjøres innen seks måneder før konsesjonen utløper.

#### 6. Endring av konsesjon

NVE kan fastsette nye vilkår for anlegget dersom det foreligger sterke samfunnsmessige interesser.

#### 7. Tilbakekall av konsesjon

Konsesjonen kan trekkes tilbake dersom konsesjonæren tas under konkursbehandling, innleder gjeldsforhandling, eller på annen måte blir ute av stand til å oppfylle sine plikter etter konsesjonen.

#### 8. Overtredelse av konsesjonen eller konsesjonsvilkår

Ved overtredelse av konsesjonen eller vilkår i denne konsesjonen kan NVE bruke de til enhver tid gjeldende reaksjonsmidler etter energilovgivningen eller bestemmelser gitt i medhold av denne lovgivningen.

NVE kan også i slike tilfeller på ethvert tidspunkt pålegge stans i bygging.

#### 9. Miljø-, transport- og anleggsplan

Anlegget skal bygges, drives, vedlikeholdes og nedlegges i henhold til en miljø-, transport- og anleggsplan, som utarbeides av konsesjonæren og godkjennes av NVE før anleggsstart. Planen skal utarbeides i samsvar med NVEs veileder om utarbeidelse av miljø-, transport- og anleggsplan for anlegg med konsesjon etter energiloven. NC skal utarbeide planen i kontakt med berørt kommune, grunneiere og andre rettighetshavere. Planen skal gjøres kjent for entreprenører. Konsesjonæren har ansvaret for at planen følges.

Anlegget skal til enhver tid holdes i tilfredsstillende driftsmessig stand i henhold til miljø-, transport- og anleggsplanen og eventuelt andre vilkår/planer.

Konsesjonæren skal foreta en forsvarlig opprydding og istandsetting av anleggsområdene, som skal være ferdig senest to år etter at anlegget eller deler av anlegget er satt i drift.

Tilsyn med bygging, drift, vedlikehold og nedleggelse av anlegget er tillagt NVE. Utgifter forbundet med NVEs godkjenning av planen, og utgifter til tilsyn med overholdelse av planen dekkes av konsesjonæren.

Ved behov for planer etter andre vilkår, kan disse inkluderes i miljø-, transport- og anleggsplanen.

Konsesjonæren skal avklare undersøkelsesplikten etter kulturminneloven § 9 før miljø-, transport- og anleggsplanen blir godkjent.

Utover det som står i veilederen skal planen spesielt beskrive og drøfte:

- Hvordan og når anleggsarbeidet bør gjennomføres for å begrense virkninger for sjørret/laks i bekken ved Prestekonehølet og Simaelva.
- Detaljert utforming av omformerstasjonen.
- Hvordan anleggsarbeidet kan gjennomføres for å minimere virkninger for korallrev/marint verneområde, herunder hvordan man kan begrense spredning av sedimenter i områder med sårbare/verdifulle arter/naturtyper.
- Hvordan kabelen kan justeres/detaljplanlegges for å begrense konsekvensene for offshorevirksomheten til Kværner.
- Hvordan kommunikasjonsprosessen med fiskere og akvakulturselskap skal gjennomføres for å begrense virkningene av anleggsarbeidet.
- Sikkerhet mot naturfare som flom, herunder også erosjon, og skred bør utredes ytterligere. Det bør utføres en kompetent vurdering av reelle fareområder, gjentakelsesfrekvens og aktuelle tiltak. Sikkerhetsklasse bør angis og begrunnes, samt at nødvendige sikringstiltak bør utredes i detalj.
- Hvordan man kan revegetere kantsoner og ha en naturlig utforming av bekkeløpet som har utløp i Prestekonehølet og hvordan anleggsarbeidet vil berøre Ekrebekken.
- Den tekniske løsningen for tiltaket skal spesifiseres, herunder valg av omformerteknologi og valg av kabeltype.

## 10. Krav til teknisk løsning

Utbygger må tilknytte anlegget i Sima på en slik måte at dimensjonerende feil i kraftsystemet ikke overstiges. Dette medfører behov for ombygging av andre konsesjonærer sine anlegg eller tilknytting med to felt i Sima. Dersom utbygger velger å bygge to felt må det søkes om konsesjon for dette. Valg av løsning skal spesifiseres.

Dersom utbygger ønsker å utnytte bruk av dynamisk overlast på kabelen for å levere systemtjenester, må det søkes om å øke utvekslingen på kabelen utover 1400 MW. En slik søknad bør avklare forhold mot dimensjonerende feil og konsekvenser for det norske kraftsystemet.

## 11. Byggtekniske krav

Utbygger skal påse at omformerstasjonen etableres i samsvar med kravene i forskrift om tekniske krav til byggverk (FOR 2017-06-19-840), så langt disse kravene passer for bygget.

## 12. Spillvarme

Det skal legges til rette for at spillvarme fra anlegget kan gjøres tilgjengelig for annen næringsvirksomhet. NC skal ikke garantere for stabil leveranse, da driften av kabelen vil variere.

NVE foreslår at følgende vilkår settes til utenlandskonsesjonen:

1. Konsesjonen bør gis med en varighet på maksimalt 25 år fra idriftsettelse, men skal opphøre når inntektsreguleringsregimet som gjelder for NorthConnect opphører. Etter at unntaksperioden opphører, bør det fastsettes en plikt ovenfor NC om overføring til Statnett i tråd med vilkår fastsatt i inntektsreguleringen.

2. NCs konsesjon opphører med mindre bygging er påbegynt innen 3 år etter at konsesjon gis, eventuelt dersom forbindelsen ikke er satt i drift innen 5 år.

Konsesjonæren kan søke om forlengelse av fristen for ferdigstillelse, bygging og idriftsettelse. Slik søknad skal sendes senest seks måneder før utløpet av fristen.

Konsesjonen bortfaller dersom fristen for ferdigstillelse, bygging og idriftsettelse ikke overholdes.

3. NC er ansvarlig for en samfunnsøkonomisk lønnsom utbygging og drift av forbindelsen og skal sikre en mest mulig sikker og effektiv kraftutveksling med utlandet. Dette innenfor rammer som NC kan kontrollere, tatt i betraktning at de ikke vil være systemansvarlig.
4. NC skal til enhver tid legge til rette for at utenlandsforbindelsen har maksimal tilgjengelig kapasitet for utveksling på forbindelsen tilgjengelig. Dette innenfor rammer som NC kan kontrollere, tatt i betraktning at de ikke vil være systemansvarlig.
5. Forhold som kan ha vesentlig betydning for en effektiv og sikker kraftutveksling og systemansvarliges kostnader skal meddeles RME på et tidlig tidspunkt.
6. Alle endringer i eksisterende avtaler og inngåelse av nye avtaler som har vesentlig betydning for en sikker og effektiv kraftutveksling, og som faller innenfor rammene for regulering i konsesjonen, skal forelegges RME til godkjenning i god tid før endringen trer i kraft. Tilsvarende gjelder forhold med vesentlig påvirkning på systemansvarlig sine kostnader.
7. NC plikter å rette seg etter de bestemmelser som RME i egenskap av kontroll- og tilsynsmyndighet treffer med hensyn til NorthConnect.
8. OED forbeholder seg retten til å endre vilkårene i konsesjonen i konsesjonsperioden dersom allmenne hensyn gjør det nødvendig. Dersom NC overtrer vilkår gitt i konsesjonen kan departementet trekke tilbake konsesjonen før utløpet av konsesjonsperioden.
9. Konsesjonen kan trekkes tilbake dersom allmenne hensyn tilsier det eller konsesjonæren tas under konkursbehandling, innleder gjeldsforhandling, eller på annen måte blir ute av stand til å oppfylle sine plikter etter konsesjonen.
10. Det skal inngås en avtale som regulerer eierforhold mellom delen av kabelen som er underlagt norsk inntektsreguleringsregime og delen underlagt britisk inntektsreguleringsregime. Denne må være inngått og godkjent av RME før byggestart.
11. Det skal inngås en avtale som regulerer fremtidig samarbeid mellom NC og systemansvarlige. Denne må være inngått og godkjent av RME før byggestart.

12. Alle avtaler relevant for drift av utenlandsforbindelsen må være på plass før oppstart av prøvedrift av NorthConnect, eller nærmere bestemt tidspunkt avtalt med systemansvarlig. NC plikter å inngå avtaler med Statnett som er nødvendig for å sikre at systemansvarlig kan gjøre sine oppgaver på en forsvarlig måte.
13. [REDACTED]
14. Konesjonæren skal varsle RME skriftlig om vesentlige endringer i organisasjon, eierforhold eller virksomhet som kan ha betydning for konsesjonærens virksomhet. RME skal varsles i god tid før slike endringer iverksettes.

#### Handelsløsninger og IT-system

15. Gitt at Storbritannia forblir en del av det indre energimarkedet med de felleseuropeiske handelsløsningene skal NorthConnect inngå i disse.
16. Dersom de felleseuropeiske handelsløsningene ikke er tilgjengelig etter Brexit skal NorthConnect gjøre bruk av løsninger som sikrer samfunnsmessig rasjonell bruk av forbindelsen.
17. NC plikter å gjøre sin forbindelse kompatibel med relevante IT- og handelssystem og dekke kostnadene som følger av å gjøre sin forbindelse kompatibel disse.
18. Overføringstap skal hensyntas i den grad tapsfunksjonalitet er tilgjengelig i relevante handelssystemer.
19. Reservasjon av kapasitet på NorthConnect skal reguleres i en avtale som må godkjennes av RME.
20. En eventuell avtale om mothandel skal inngås med systemansvarlig og denne må godkjennes av RME.
21. Transmisjonsrettigheter kan innføres dersom det følger av en FCA art. 30 prosess. Dersom Brexit medfører at dette regelverket ikke er relevant, bør transmisjonsrettigheter ikke innføres med mindre det er samfunnsøkonomisk lønnsomt.
22. NC skal sørge for at utenlandsforbindelsen inngår i kapasitetsmarkedet forutsatt at det øker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Ordningen for deltakelse skal forelegges OED til godkjenning i god tid før endringene trer i kraft.

#### Unntak fra krav til forbindelser

23. Dersom NC gis unntak fra krav til eiermessig skille foreslår NVE vilkår om krav til selskapsmessig og funksjonelt skille.

#### Kostnader

24. NC skal dekke systemdrifts- og transittkostnader (ITC) som de påfører Statnett.

I tillegg til de nevnte vilkårene foreslår NVE et innteksreguleringsregime som skal gjøres gjeldende for konsesjonæren, jf. kapittel 8.

I tillegg til de foreslåtte vilkårene foreslår NVE at:

- Dersom Storbritannia forlater det indre europeiske energimarkedet bør NC innen en nærmere fastsatt tidsfrist oversende en rapport til OED hvor de vurderer behovet for å inngå avtaler som sikrer en effektiv og sikker drift av kabelen, herunder knyttet til nettilgang til det britiske transmisjonsnett.

## 11 NVEs vurdering av søknader om ekspropriasjon og forhåndstiltredelse

Ekspropriasjon innebærer at en grunneier/rettighetshaver må gi fra seg eiendomsrettigheter eller andre rettigheter uten å godta dette frivillig, mot at det i en etterfølgende skjønssak fastsettes erstatning. Dette vil kunne skje dersom grunneier/rettighetshaver og søker ikke lykkes i å forhandle seg fram til minnelige avtaler. NVE forutsetter at tiltakshaver forsøker å komme frem til minnelige ordninger med berørte grunneiere og rettighetshavere jf. oreigningslova § 12.

### 11.1 Hjemmel

NC har i medhold av oreigningslova § 2 nr. 19 søkt om tillatelse til å foreta ekspropriasjon av nødvendig grunn og rettigheter for å bygge og drive de omsøkte elektriske anleggene, herunder rettigheter for lagring, atkomst og transport. Oreigningslova § 2 nr.19 gir hjemmel til å ekspropriere «så langt det trengst til eller for (...) varmekraftverk, vindkraftverk, kraftlinjer, transformatorstasjoner og andre elektriske anlegg.»

Bestemmelsen gir hjemmel til å samtykke til ekspropriasjon av eiendomsrett eller bruksrettigheter for å bygge og drive de omsøkte anleggene. Totalt blir 5 grunneiendommer berørt av de omsøkte tiltakene.

### 11.2 Omfang av ekspropriasjon

Søknaden gjelder ekspropriasjon til nødvendig grunn og rettigheter for bygging og drift/vedlikehold, herunder rettigheter for lagring, atkomst, ferdsel og transport i forbindelse med bygging og drift/vedlikehold av de omsøkte anleggene.

NC søker om ekspropriasjon til eiendomsrett for følgende arealer:

- *Areal til omformerstasjonen på omtrent 50 dekar*
- *Utvidelse av Sima transformatorstasjon*

NC søker om ekspropriasjon til bruksrett for følgende arealer:

- *En omtrent 150 meter lang 420 kV luftledning eller kabel mellom omformerstasjonen og Sima transformatorstasjon. Klausuleringsbeltet for luftledningen utgjør en omtrent 40 meter bred trasé og for kabelen omtrent 12 meter*
- *Stedsvarig bruksrett langs traseen for likestrømskabelen. Klausuleringsbeltet for utgjør en omtrent 12 meter bred trasé*
- *Deponier*
- *Riggplasser*
- *Nødvendig areal til rassikring av kabeltraseen og omformerstasjonen*

- *Lagring, ferdsel og transport*

Dette omfatter nødvendige rettigheter til lagring, ferdsel og transport av utstyr og materiell på eksisterende privat vei mellom offentlig vei og ledningsanlegg, i terrenget mellom offentlig eller privat vei frem til ledningsanleggene og terrengetransport i ledningstraseen. Bruksretten gjelder også for uttransportering av tømmer som hugges i tilknytning til anlegget. Bruksretten omfatter rett til bruk av kaiområdet i hele driftsfasen.

### 11.3 Interesseavveining

Samtykke til ekspropriasjon kan bare gis etter at det er foretatt en interesseavveining etter oreigningslova § 2 annet ledd: «*Vedtak eller samtykke kan ikkje gjerast eller gjevast uten at det må reknast med at inngrepet tvillaust er meir til gagn enn skade.*» Dette innebærer at samtlige skader og ulemper de omsøkte anlegg medfører, skal avveies mot den nytten som oppnås med ekspropriasjonen.

NC har søkt om ekspropriasjonstillatelse for traseen som det er søkt om konsesjon til. Det vil være disse løsningene som til sammen skal vurderes ved den interesseavveining som skal gjøres for å ta stilling til ekspropriasjon. Det vil videre være den løsning det er gitt konsesjon for som danner utgangspunktet for interesseavveiningen.

Interesseavveiningen i denne saken innebærer at hensynet til samfunnets interesse i en ny utenlandsforbindelse avveies mot hensynet til de grunneiere eller rettighetshavere som blir berørt og til andre allmenne interesser knyttet til miljø i vid forstand, se avsnitt 4.10.

Dersom OED ønsker å gi konsesjon til de omsøkte anleggene mener NVE det er grunnlag for å gi tillatelse til ekspropriasjon også, selv om enkeltpersoner i varierende grad blir direkte berørt av anleggene. Dersom OED gir konsesjon er vår vurdering at de samfunnsmessige fordelene ved tiltaket veie tyngre enn hensynet til den enkelte grunneier eller rettighetshaver.

Dersom OED gir konsesjon og ekspropriasjonstillatelsen mener NVE at ekspropriasjonstillatelsen bør falle bort dersom begjæring av skjønn ikke er framsatt innen ett år etter endelig vedtak er fattet, jf. oreigningslova § 16.

Videre mener NVE det bør forutsettes at NC forsøker å komme fram til minnelige ordninger med berørte grunneiere og rettighetshavere. Dersom dette ikke er mulig, skal den enkelte grunneier kompenseres gjennom skjønn.

### 11.4 Forhåndstiltredelse

NC søker også om forhåndstiltredelse etter oreigningslova § 25. Forhåndstiltredelse innebærer at tiltakshaver kan sette i gang anleggsarbeidet før skjønn er avholdt/erstatning er fastsatt.

Normalt forutsetter samtykke til forhåndstiltredelse at skjønn er begjært, men i tilfeller hvor det vil innebære urimelige forsinkelser å vente til skjønn er begjært, kan det gis samtykke til forhåndstiltredelse. Da skal det settes en frist for å begjære skjønn som ikke er lengre enn tre måneder, ifølge oreigningslova.

NVE har foreløpig ikke realitetsbehandlet/vurdert denne delen av søknaden, og søknaden om forhåndstiltredelse bør avgjøres når eventuelt skjønn er begjært.

## 12 Oppsummering av NVEs vurderinger

NVE har vurdert NC sine søknader om å få bygge en ny utenlandsforbindelse fra Sima i Eidfjord til Peterhead i Skottland. Vurderingen omfatter søknad om anleggskonsesjon, søknad om utenlandskonsesjon, og søknad om unntak fra krav til utenlandsforbindelse. NVE har også vurdert hvordan NC sine inntekter kan reguleres.

Det er mange konsekvenser av tiltaket som kan tallfestes og omtales som prissatte konsekvenser, slik som investeringskostnader, endringer i tapskostnader, handelsinntekter osv. Noen av konsekvensene ved etablering av utenlandsforbindelser kan ikke tallfestes, slik som virkninger for natur og miljø. Videre er de tallfestede konsekvensene ofte et resultat av forutsetningene som ligger til grunn i analysene. De samlede konsekvensene av tiltaket kan dermed ikke fullt ut summeres opp til et positivt eller negativt resultat i kroner og øre. NVE har gjennom dette notatet lagt frem våre vurderinger, og forsøkt å belyse hvilke konsekvenser en ny utenlandsforbindelse kan gi for miljø, naturressurser, kraftsystem og -marked.

### 12.1 Oppsummering av virkningene av NorthConnect

Under er en oppsummering av virkningene av NorthConnect vi har vurdert. For oversiktens skyld gis oppsummeringene i flere tabeller, men det er viktig å presisere at vurderingene ikke får frem nyanser når de blir så kortfattet.

Tabell 40 Prissatte virkninger, NNV mill. 2019 kr (40 års levetid, 4 % rente)

	Inntekt	Kostnad	Kommentar
Handelsinntekter NorthConnect	8342		Prisforskjellen mellom Norge og Storbritannia gir betydelig handelsinntekter på NorthConnect.
Endring i produsentoverskudd	86374		Når kraftprisen går opp vil produsentene få høyere inntekt fra sin produksjonen.
Endring i konsumentoverskudd		-63558	Økt kraftpris gjør at konsumenter får økte kostnader for å dekke sine behov.
Reduksjon handelsinntekter andre forbindelser		-11617	Når norske kraftpriser går opp som følge av NorthConnect, reduseres prisforskjellene mellom Norge og øvrige handelspartnere som gir lavere handelsinntekter. I tillegg ser vi at volumet på andre forbindelser reduseres noe.
Endring i interne flaskehalsinntekter	1768		Økte prisforskjeller internt i Norge gir inntekter til netteier som både konsumenter og produsenter må betale for.
Endring i nettap		-1388	Når prisen i Norge går opp, øker verdien av volumet som går tapt i overføring.
Inntekt fra kapasitetsmekanismer	1195		Dette er inntekter som følger av en forpliktelse om at kabelen må være tilgjengelig i gitte situasjoner. Vi har forutsatt en inntekt fra

deltakelse i kapasitetsmarkedet som tilsvarer en årlig inntekt på 88 millioner kroner.

Investeringskostnader	-8322	NC forventer en investeringskostnad som ligger på nivå med det Statnett estimerer for NSL og Nordlink. Selv om disse ikke kan sammenlignes direkte, mener NVE det er rimelig å anta at kostnaden for NorthConnect ikke vil overstige det som er estimert for NSL og Nordlink.
Drifts- og vedlikeholdskostnader	-983	NC har estimert drifts og vedlikeholdskostnader som ligger noe høyere enn det Statnett estimerte for NSL, og det Statnett har hatt i årlige kostnader for NorNed. NCs estimat er tilpasset NorthConnect, og NVE legger disse til grunn, men mener kostnadene heller er overestimert enn underestimert.
Endring i transittkostnader	-786	NVE mener det er rimelig å legge til grunn samme årlige transittkostnad som ble gjort for NSL.
Endring i systemdriftskostnader	-2539	Systemdriftskostnader er svært usikre, da de bygger på en rekke usikre forutsetninger. NC har lagt til grunn samme årlige systemdriftskostnad som Statnett gjorde for NSL, og Statnett vurderer disse kostnadene som rimelige. NVE finner det rimelig å legge til grunn det samme.

Tabell 41 Prisendring i ulike områder i Norge som følge av NorthConnect per modellår, øre/kWh

Elspotområde	Samnettområde	2025	2030	2040	
NO1	OSTLAND	1,5	3,5	2,2	I våre analyser øker norske kraftpriser med 1-3 øre/kWh i gjennomsnitt som følge av en ny forbindelse til Storbritannia. Vi har vist at prisen øker mer i områder nær tilknytningspunktet for NorthConnect. Videre finner vi at prisen øker mest på sommeren og i år med mye vannkraftproduksjon.
NO2	SORLAND	1,3	2,8	2,1	
NO3	NORGEMIDT	0,7	2,7	1,3	
NO4	TROMS	0,7	3,1	1,5	
NO5	HALLINGDAL	1,5	3,4	2,3	



Tabell 42 Ikke prissatte virkninger

Vurderingskriterier	Fordeler/nytte	Ulemper/kostnad
Forsyningsikkerhet	Marginal nyttevirkning	
Visuelle virkninger, arealbruk og bebyggelse		Omformerstasjonen vil bli godt synlig i Simadal og vil beslaglegge omtrent 50 dekar.
Kulturminner		To SEFRAK-registrerte bygninger må rives.
Naturmangfold		<p>En lokalt viktig naturtype, gråorheggeskog går tapt.</p> <p>Kabelen vil krysse et område foreslått til marint vern i ytre Hardangerfjord.</p> <p>Anleggsarbeidet kan medføre spredning av sedimenter til korallrev.</p> <p>Sjøørret og laks kan påvirkes av anleggsarbeidet i Prestekonehølet og ved ev. kabel over Simaelva.</p>
Næringsinteresser, fiske og akvakultur		<p>Kabelen vil begrense aktiviteten for et riggområde for leverandørindustrien på Stord.</p> <p>Under anleggsarbeidet kan leggefartøyet gi begrensninger for fiske.</p>
Handel med systemtjenester	Inntektsmulighet på sikt.	
Behov for innenlandske nettinvesteringer	Utløser trolig ingen store innenlandske nettinvesteringer.	

Tabell 43 Konsekvenser for kraftpris og nettleie

Tema	Vurdering
Kraftpris	Økte strømpriser fører til økt verdi av norsk og nordisk kraftproduksjon, men gir også høyere kostnader for forbrukere.
Nettleie	Statnett får høyere interne flaskehalsinntekter og samtidig lavere inntekter på sine utenlandsforbindelser og høyere tapkostnader. I sum kan dette føre til en økning i nettleien. Ettersom

inntektsreguleringen legger opp til at NC skal dekke sine egne direkte kostnader, både investeringer og kostnader de påfører systemdrift og ITC, vil ikke dette føre til en direkte økning av nettleien. Dersom NC får inntekter over det fastsatte inntektstaket i reguleringen, vil dette overføres til Statnett og redusere nettleien.

Tabell 44 Oppsummering av sensitivitetsanalysene

Tema	Vurdering
Kraftoverskudd	Forutsetningen om at Norge (og Sverige) har et økende kraftoverskudd i fremtiden, gjør at norske priser i gjennomsnitt må være lavere enn land vi er tilknyttet for å få solgt kraften. Dersom kraftoverskuddet blir mindre, betyr det større konkurranse om den tilgjengelige kraften, noe som trekker norske kraftpriser opp og lønnsomheten av NorthConnect ned. Et større kraftoverskudd i Norge (og Sverige) vil gi lavere priser her hjemme og større lønnsomhet av en ny mellomlandsforbindelse til et høyprisområde.
Brenselspriser	Forutsetninger om priser på kull og gass er viktige for resultatene i en kraftsystemanalyse. De avgjør produksjonskostnadene i termisk kraftproduksjon og dermed ofte hvilket prisnivå som etableres i ulike land og regioner. I NVEs analyser er høye brenselspriser gunstig for lønnsomheten, mens lave brenselspriser trekker i motsatt retning.
Balanseavgiften og CO2 prising	Balanseavgiften inngår som et kostnadselement i kraftprisen i Storbritannia, og gjør kraftprisen høyere enn den ellers ville vært. Dersom avgiften bortfaller, kan dette føre til reduserte priser i Storbritannia og gi noe lavere lønnsomhet i prosjektet. Større effekt for lønnsomheten vil det ha om NorthConnect må betale avgiften på lik linje med britiske aktører. Storbritannia har et eget tillegg i EU-ETS prisen, som gir høyere produksjonskostnader for fossil kraftproduksjon enn i andre land. Vi har antatt at dette tillegget fases ut sammen med kullkraftproduksjonen. Opprettholdes tillegget i CO <sub>2</sub> -prisen trekker dette lønnsomheten opp.
Andre endringer i Storbritannia	Vi har gjennomført flere sensitivitetsanalyser hvor vi belyser mulige endringer i det britiske kraftsystemet; færre mellomlandsforbindelser, mindre kjernekraft og mer fleksibelt forbruk. I våre analyser er dette forhold som påvirker nytten av prosjektet likt ulikt, men er ikke avgjørende for prosjektets lønnsomhet.
Variasjon i tilsig	Tilsiget til norske vannkraftverk kan variere betydelig fra år til år. Vi opererer med 30 ulike værår i våre analyser, og finner at årene som gir størst nytteeffekt for Norge er kjennetegnet ved stor vannkraftproduksjon. Vi ser også at de årene hvor NorthConnect gir lite nytteeffekt sammenfaller med vannkraftproduksjon under normalårsnivå.

Prisområder i Storbritannia	I dag planlegges kraftsystemet i Storbritannia i ubalanse, og denne sensitiviteten belyser konsekvensene av at det etableres et eget prisområde i Skottland. Siden Skottland har et overskudd av kraft, vil det føre til at Skottland får en lavere kraftpris enn England og Wales, som har et underskudd. I våre analyser, hvor overføringskapasiteten mellom England og Skottland er 6 GW gjennom hele NorthConnects levetid, gir dette økt flyt på forbindelsen i retning Norge. Våre resultater viser at dette trekker både handelsinntekter på forbindelsen og den samlede samfunnsøkonomiske lønnsomheten opp.
Redusert eksportkapasitet	Et alternativ til prisområder, er at den britiske systemansvarlige foretar en struping av tilgjengelig eksportkapasitet fra Norge når nettet går fullt nord-sør i Storbritannia. I våre analyser er det størst behov for struping i timer med høy vindkraftproduksjon og lav last i Skottland. I disse timene er ofte prisforskjellen mellom Skottland og Norge lav, men det reduserer handelsinntektene på NorthConnect med vel 10 %. En slik form for flaskehalshåndtering i Storbritannia gir noe mindre prissmitte i Norge og redusert lønnsomhet av prosjektet.

Tabell 45 Mulige konsekvenser av Brexit

Tema	Mulige konsekvenser av Brexit	Betydning for NorthConnect
Kapasitetsberegning	Kan føre til at Storbritannia ikke lenger er bundet av regler om beregning og tilgjengeliggjøring av kapasitet. Kan gi en frihet til å redusere kapasitet fra andre land for å sikre flyt på innenlandsk nett.	Vil sannsynligvis ha direkte betydning for lønnsomheten. Struping av tilgjengelig eksportkapasitet fra Norge vil redusere nytten av NorthConnect
Døgn- og intradagmarkedet	<p>Tre mulige scenarioer:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Forblir i IEM             <ul style="list-style-type: none"> <li>o Ikke betydelige endringer fra dagens løsninger</li> </ul> </li> <li>- Går ut av IEM men knyttes til sine naboland gjennom koordinerte handelsløsninger, herunder implisitte auksjoner             <ul style="list-style-type: none"> <li>o Redusert markedseffektivitet, kan gå flyt i feil retning, mulig økte administrasjonskostnader</li> </ul> </li> <li>- Går ut av IEM, bilaterale handelsløsninger</li> </ul>	Effekten av dette er usikker, men det vil sannsynligvis ha mindre betydning enn struping av kapasitet

- Eksplositte auksjoner, vil redusere markedseffektivitet og kan føre til flyt i feil retning, mulig økte administrasjonskostnader

Terminmarkedet	Usikkerhet knyttet til kravene til å innføre langsiktige transmisjonsrettigheter	Innebærer at langsiktige transmisjonsretter kun innføres dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt
System- og balansetjenester	Usikkerhet knyttet til om UK kan være med på de felleseuropeiske løsningene for balansetjenester	Usikker konsekvens for NorthConnect
Deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet/kapasitetsmekanismen	Risiko for at britiske myndigheter vil ekskludere mellomlandsforbindelser fra markedet, evt gjennomføre andre tiltak som reduserer nytten av deltagelse	Dette reduserer lønnsomhet av NorthConnect
Mothandel i Norge for å løse britiske flaskehals	Uklart hvordan EU-regelverk for mothandel slår ut etter Brexit	Usikker konsekvens for NorthConnect
Tariffer	Ikke tillat med grensetariffer i EU, men kan innføres ved brexit	Effekten avhenger av størrelsen på tariffen
	Kan innføres innmatningstariff som rammer mellomlandsforbindelser, som blir en slags grensetariff	Problemstillinger for slike kostnader i 4.5
	Kan påvirke transittkostnader som er regulert i ITC-forordningen (5.8) Risiko for at Storbritannia kan bli et perimeterland - kan få konsekvenser for betaling av transittkostnader. Perimeterkostnad per MWh i stedet for de ordinære ITC-beregningene.	Ved kraftutveksling mellom Norge og Storbritannia vil det da være en perimeterkostnad per MWh, istedenfor de ordinære ITC-beregningene. Dette vil gi økte kostnader for NC.
	Balanseavgift - BSUoS påslaget kan tolkes som en avgift på tilgangen til britisk transmisjonsnett og kan derfor være i strid med regelverket knyttet til kompensasjonsordningen mellom transmisjonsnettere  Britene vil ikke lenger være bundet av regelverket, og har mulighet til å ikke unnta mellomlandsforbindelser fra balanseavgiften	Beregnet påvirkning på spothandelsnytte i referansebanen er 2,9 mrd. kr i NNV

Kvotesystem EU-ETS	Storbritannia vil trolig gå ut av det felleseuropeiske kvotesystemet, og mulig erstatte med en nasjonal avgift
--------------------	--

Tabell 46 Oppsummering av systemdriftskonsekvenser

Tema	NorthConnects påvirkning
Kraftsystemets kompleksitet	Kompleksiteten til kraftsystemet er økende på grunn av blant annet mer uregulert produksjon, utfasing av kullkraft og kjernekraft og flere nye forbindelser ut av Norden. NorthConnect vil bidra til å øke denne kompleksiteten, men NVE mener likevel ikke at det er uforsvarlig i forhold til systemdriften å tilknytte NorthConnect i løpet av 2024. Systemansvarlig jobber med virkemidler som vil øke effektiviteten av driften også i et mer komplekst fremtidig system.
Flaskehalshåndtering (bruk av ramping)	NorthConnect vil påvirke systemansvarligs flaskehalshåndtering, og kan føre til behov for større restriksjoner for flytendringer på kabler. Nye virkemidler som ny nordisk modell for balansering av kraftsystemet (NBM) og finere tidsoppløsning vil kunne løse dette behovet på en mer effektiv måte og redusere behovet for økte restriksjoner.
Systemstabilitet (roterende masse)	Som hovedsakelig en eksportkabel vil NorthConnect kun i mindre grad øke tiden med lav roterende masse i systemet, og derfor behovet for tiltak for å sikre systemstabiliteten.
Kortslutningsytelse	NorthConnect tilknyttes et sterkt punkt i nettet, og vil ikke gi utfordringer av betydning.

Tabell 47 Hovedtrekk i reguleringen av ekstraordinære inntekter

Tema	Hovedtrekk i norsk reguleringsmodell
Reguleringsmodellen	Det er 50 % av totale prosjektkostnader og 50 % av totale prosjektinntekter for NorthConnect som skal inngå i den norske reguleringen av inntekter. Inntektene skal omfatte alle inntekter knyttet til kabelen, som handelsinntekter, inntekter fra deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet etc.
Reguleringsperiode	Reguleringsmodellen gjelder for 25 år. Dette samsvarer med varigheten på perioden NC har søkt om unntak fra kravene for utenlandsforbindelser (unntak fra krav til bruk av flaskehalsinntekter, til å opptre som systemansvarlig og til eiermessig skille mellom transmisjonsnetts- og produksjonsvirksomhet). NVE foreslår at kabelen overføres til Statnett etter 25 år, dersom dette vurderes som samfunnsmessig rasjonelt. Dette skal skje vederlagsfritt, med visse forbehold.

Oppbygging av inntektstaket Nivået på inntektstaket er basert på kostnadene knyttet til kabelen. Her inngår kapitalkostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, saneringskostnader og kostnader som NC påfører av systemdriftskostnader og ITC-kostnader.

Avregningsperioder Vi foreslår at faktiske inntekter avregnes mot inntektstaket hvert femte år. Inntekter over inntektstaket deles med Statnett i tråd med foreslått modell, som skal benytte disse i henhold til gjeldende regler for håndtering av flaskehalsinntekter.

Nivå på inntektstaket Vi foreslår at det gis en tillatt realavkastning på 8 % på investert kapital. Videre at inntektene deles likt mellom NC og Statnett opp til 10 % realavkastning. Inntekter over 10 % skal deles 20/80 mellom NC og Statnett. En deling av inntekter gir NC riktige insentiver også når et inntektstak er nådd. Likevel påpeker vi at det kan vurderes å innføre et absolutt inntektstak for å unngå at NC får beholde ekstraordinære inntekter.

Tabell 48 Hovedtrekk knyttet til unntak fra krav til utenlandsforbindelser

Tema	Hovedtrekk knyttet til unntak fra krav til utenlandsforbindelser
Unntak fra krav til utenlandsforbindelser	<p>EØS-regelverket stiller krav til bruk av flaskehalsinntekter, krav til å operere som operatør av transmisjonsnettet (TSO) og eiermessig skille mellom kraftproduksjon og transmisjonsnettseiere og NC har søkt om unntak fra de nevnte kravene.</p> <p>Inntektsreguleringen (og dermed bruken av flaskehalsinntekter) av NorthConnect vil skille seg vesentlig fra reguleringen av Statnett. Det skal kun være en systemansvarlig i Norge og eierne av NorthConnect eier også kraftproduksjon. NVE vurderer derfor at det er behov for unntak. NVE vurderer også at NorthConnect oppfyller vilkårene for å få unntak.</p>

## 13 Henvisninger til EU-regelverk

Tabell 49 EU-Regelverk

Regelverk	
Tredje energimarkedspakke	<a href="https://lovdata.no/dokument/LTI/lov/2018-05-25-21">https://lovdata.no/dokument/LTI/lov/2018-05-25-21</a>
Elmarkedsdirektiv III	Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC
Grensehandelsforordning II	Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003

Forordningen om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering	Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM)
Forordningen om langsiktig kapasitetstildeling	Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation (FCA)
Forordning om elektrisitetsbalansering	Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing
Ren energipakke	<a href="https://www.europalov.no/pakke/ren-energipakken">https://www.europalov.no/pakke/ren-energipakken</a>

## 14 Innholdsliste figurer

Figur 1 Oversiktskart over aktuell trasékorridor for NorthConnect .....	10
Figur 2 Skisse av situasjonsplan for Sima. ....	11
Figur 3 Fotomontasje av omformerstasjonens utforming og plassering i Simadal .....	12
Figur 4 Skisse av luftledning mellom omformerstasjon og koblingsanlegget .....	12
Figur 5 Prinsippskisse kabelgrøft .....	13
Figur 6 Gjennomsnittlig timepriser gjennom uken i 2018 .....	21
Figur 7 Illustrasjon av geografiske grenser på de britiske øyer .....	22
Figur 8 Geografisk område for de to modellene som er benyttet .....	23
Figur 9 Områdeinndeling i NVEs Samnettmodell .....	24
Figur 10 Avvik fra normalt tilsig (venstre) og gjennomsnittlig vindkraft(høyre) i ulike værår .....	25
Figur 11 Installert effekt fordelt på ulike produksjonsteknologier i Storbritannia .....	28
Figur 12 BSUoS pris per halvtime fra januar 2018 til mai 2018 .....	30
Figur 13 Statistikk fra Eurostat og kraftproduksjonen i NVEs referansebane .....	32
Figur 14 Forbruksutvikling i NVEs referansebane .....	33
Figur 15 Utvikling i nordisk kraftbalanse i vårt basisdatasett .....	34
Figur 16 Gjennomsnittspriser (øre/kWh) i norske prisområder i ulike modellår .....	34
Figur 17 Gjennomsnittlige kraftpriser i Storbritannia og i NO5 per tidsavsnitt gjennom uka .....	36
Figur 18 Flytmønster på mellomlandsforbindelser til og fra Norge uten NorthConnect .....	37
Figur 19 Nettutveksling i referansebanen uten NorthConnect .....	38
Figur 20 Varighetskurver for kraftflyt på NorthConnect .....	39
Figur 21 Endring i kraftutveksling på øvrige forbindelser av NorthConnect .....	40
Figur 22 Gjennomsnittlig eksport gjennom uken på NSL .....	40
Figur 23 Norsk gjennomsnittlig kraftpris med og uten NorthConnect .....	41
Figur 24 Prisvirkning av NorthConnect i referansebanen i ulike prisområder i Norge .....	41
Figur 25 Avvik i normalt tilsig og prisendring i Norge som følge av NorthConnect i ulike værår .....	42
Figur 26 Prisendring i Norge som følge av NorthConnect gjennom året .....	42
Figur 27 Handelsinntekter på NorthConnect og prisforskjell mellom Storbritannia og NO5 .....	43
Figur 28 Flaskehalsinntekter på NorthConnect fordelt på handelsretning .....	44
Figur 29 Spotmarkedsvirkninger av NorthConnect i alle værår .....	49
Figur 30 Endring i produsent-, konsumentoverskudd og handelsinntekter .....	50
Figur 31 Bedriftsøkonomisk lønnsomhet med og uten verdiøkning på eiernes kraftproduksjon .....	51
Figur 32 Variasjon i de prissatte konsekvensene av NorthConnect i sensitivitetene .....	53
Figur 33 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet med endret norsk og nordisk kraftbalanse .....	55
Figur 34 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet med endrede brenselpriser .....	58
Figur 35 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for ulike endringer i Storbritannia .....	62
Figur 36 Restlønnsomhet i våre analyser dersom forbindelsene til Storbritannia må betale balanseavgiften og mulighet for norsk deltakelse i kapasitetsmarkedet bortfaller .....	65
Figur 37 Definerte snitt i transmisjonsnettet i Skottland og Nord England .....	66
Figur 38 Flyt fra Skottland til England med og uten begrensninger i transmisjonsnettet .....	68
Figur 39 Prisprofil over uken ved 6GW i kapasitet mellom Skottland og England .....	69
Figur 40 Varighetskurver for flyten på NC, med og uten prisområde i Storbritannia .....	69
Figur 41 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet med eget prisområde i Skottland .....	71
Figur 42 Variasjon i tilgjengelig eksportkapasitet i ulike modellår i retning Skottland ved struping, og gjennomsnittlig tilgjengelighet per uke over alle værår og modellår .....	72
Figur 43 Variasjon i struping gjennom uken og over døgnet, gjennomsnitt over alle værår .....	72
Figur 44 Varighetskurver for flyten på NorthConnect i væråret 1990 .....	73
Figur 45 Varighetskurver for flyten på NorthConnect i væråret 2010 .....	73
Figur 46 Behovet for roterende masse i det nordiske kraftsystemet. ....	77
Figur 47 Sammenheng mellom primær-, sekundær- og tertiærreserver .....	83
Figur 48 Systemskisse symmetrisk monopol .....	87



Figur 49 Systemskisse enkel bipol .....	87
Figur 50 Omsøkt omformerstasjon i Sima. ....	95
Figur 51 Flomvoller og skredvoll.....	98
Figur 52 Plan for omlegging av Fv. 103 og adkomstveg til kaiområde og omformerstasjonen .....	101
Figur 53 omsøkt trasé fra Sima til utløpet av Hardangerfjorden.....	102
Figur 54 Forekomst av tareskog merket grønt skravert.....	107
Figur 55 Beliggenhet av kandidat område for vern og naturtyper .....	111
Figur 56 Oversikt over innskrenkning av kabeltraseen ved korallrev .....	112
Figur 57 Themas vurdering av risikoforhold.....	148
Figur 58 Illustrasjoner om forholdet mellom forventet avkastning og et inntektstak .....	150
Figur 59 Gjennomsnittscenarier for flaskehalsinntekter .....	151
Figur 60 Sammenligning av nåverdien av de ulike inntektsscenarioene og tillatt inntekt .....	153
Figur 61 Nåverdi av flaskehalsinntekter i de ulike inntektsscenarioene i år 26-40.....	157
Figur 62: Visualiseringer av utformingen av omformerstasjonen.....	162

## 15 Innholdsliste tabeller

Tabell 1 Metodikk for å beregne spotmarkedsnytte av North Connect.....	25
Tabell 2 Brenselspriser benyttet i referansebanen.....	27
Tabell 3 Forutsetninger om utvekslingskapasitet til/fra Storbritannia i NVEs referansebane .....	29
Tabell 4 Gjennomsnittlige kraftpriser (øre/kWh) i Storbritannia, Norge og i Hallingdal (NO5).....	35
Tabell 5 Handelsinntekter fordelt på handelspartnere i referansebanen uten NorthConnect .....	38
Tabell 6 Eksport og import på NorthConnect per modellår, samt endring på andre forbindelser.....	39
Tabell 7 Gjennomsnittlige prisforskjeller mellom Hallingdal (NO5) og Storbritannia .....	43
Tabell 8 Endring i handelsinntekter på andre mellomlandsforbindelser, fordelt på land .....	44
Tabell 9 Oppnådde auksjonspriser i Storbritannias kapasitetsmarked (T-4 auksjoner) .....	47
Tabell 10 Overordnede størrelser for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect .....	47
Tabell 11 Samfunnsøkonomiske resultatposter for spothandelsnytte .....	48
Tabell 12 Samfunnsøkonomiske størrelser for spothandelsnyttens per modellår.....	48
Tabell 13 Handelsinntekter på NorthConnect og endringer i inntekter på andre forbindelser.....	50
Tabell 14 Gjennomsnittlig kraftpriser i Norge uten NorthConnect, og prisendring av NorthConnect per modellår i de aktuelle sensitivitetene .....	54
Tabell 15 Tall for spothandelsnyttens ved endret forutsetninger om norsk og nordisk kraftbalanse .....	55
Tabell 16 Brenselspriser fra høypris- og lavprisscenarioet i NVEs Langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019.....	56
Tabell 17 Gjennomsnittlig kraftpriser i Norge i de aktuelle sensitivitetene uten NorthConnect, og prisendring av NorthConnect per modellår .....	56
Tabell 18 Tall for spothandelsnytte i referansebanen og de aktuelle sensitivitetene .....	57
Tabell 19 Gjennomsnittlig kraftpriser i Norge uten NorthConnect, og prisendring av NorthConnect per modellår i de aktuelle sensitivitetene .....	58
Tabell 20 Tall for spothandelsnytte i referansebanen og den aktuelle sensitiviteten .....	59
Tabell 21 Prisnivå i Norge og Storbritannia uten NorthConnect, og prisendring i Norge av NorthConnect i de aktuelle sensitivitetene .....	59
Tabell 22 Tall for spothandelsnytte i referansebanen og de aktuelle sensitivitetene .....	60
Tabell 23 Antall mellomlandsforbindelser til Storbritannia brukt i sensitivitet .....	60
Tabell 24 Prisnivå i Norge og Storbritannia uten NorthConnect, og prisendring i Norge av NorthConnect i de aktuelle sensitivitetene .....	61
Tabell 25 Tall for spothandelsnyttens i sensitivitetene som omhandler forhold på britisk side .....	61
Tabell 26 Anslag på utgifter til balanseavgift .....	63
Tabell 27 Områdepriser med eget prisområde i Skottland før etablering av NorthConnect, samt prisendringer av NorthConnect .....	68
Tabell 28 Endring i spothandelsnytte ved etablering av eget prisområde i Skottland.....	70
Tabell 29 Endring i spothandelsnytte i referansebanen og ved etablering av eget prisområde i Skottland.....	70
Tabell 30 Spothandelsnytte ved struping av NorthConnect i retning Skottland .....	74
Tabell 31 Sammenlikning av tall for endring i spothandelsnytte fra NVE og NorthConnect.....	74
Tabell 32 Statnetts anslag på endringer i systemdriftskostnader som følge av NSL.....	84
Tabell 33 Hovedtrekk i reguleringsmodell.....	142
Tabell 34 Nærmere om kostnader .....	144
Tabell 35 Anbefalt WACC.....	146
Tabell 36 Nåverdier av ulike inntektsscenarioer for flaskehalsinntekter .....	152
Tabell 37 Nåverdier av ulike scenarioer for inntekter fra kapasitetsmarkedet.....	152
Tabell 38 Nåverdi av kostnadene knyttet til den norske siden av kabelen .....	153
Tabell 39 Internrente for handelsinntekter og inntekter fra kapasitetsmarkedet. ....	155
Tabell 40 Prissatte virkninger.....	173
Tabell 41 Prisendring i ulike områder i Norge som følge av NorthConnect.....	174
Tabell 42 Ikke prissatte virkninger.....	175
Tabell 43 Konsekvenser for kraftpris og nettleie .....	175

Tabell 44 Oppsummering av sensitivitetsanalysene.....	176
Tabell 45 Mulige konsekvenser av Brexit.....	177
Tabell 46 Oppsummering av systemdriftskonsekvenser .....	179
Tabell 47 Hovedtrekk i reguleringen av ekstraordinære inntekter .....	179
Tabell 48 Hovedtrekk knyttet til unntak fra krav til utenlandsforbindelser .....	180
Tabell 49 EU-Regelverk.....	180