

Samfunnsøkonomi

Sammendrag

De samfunnsøkonomiske kostnadene ved NorNed utgjør ca 200 mill kroner pr år. Handelsinntekter og andre nyttevirkinger for det norske samfunnet er anslått til 360 mill kroner pr år. Av dette inngår inntekter på 280 mill kroner i sentralnettsregnskapet. NorNed er altså en samfunnsøkonomisk lønnsom investering, og vil i tillegg gi en lavere sentralnettstariff.

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	2
1. INNLEDNING.....	3
2. SAMFUNNSØKONOMI.....	4
2.1 METODE.....	4
2.2 KAPASITET OG LEVETID.....	4
2.3 VERDIEN AV ØKT OVERFØRINGSKAPASITET	5
2.4 ANDRE, IKKE KVANTIFISERTE NYTTEVIRKNINGER.....	7
2.5 KOSTNADER	9
2.6 DISKONTERINGSRENTE.....	12
2.7 SAMFUNNSØKONOMISK LØNNSOMHET AV NORNED	13
2.8 SENSITIVITETSANALYSE.....	14

Sammendrag og konklusjoner

NorNed knytter sammen det norske og det nederlandske kraftmarkedet. Kabelen har en kapasitet på 600 MW. Den norske andelen av investeringen utgjør 2,3 mrd kroner. I tillegg kommer investeringer i det norske sentralnettet. Kabelen har en forventet levetid på minst 40 år.

Samfunnsøkonomi

Investeringen i NorNed forventes å gi en samfunnsøkonomisk gevinst på ca 160 mill kroner pr år over prosjektets levetid. De årlige kostnadene er på ca 200 mill kroner, mens forventningsverdien til inntektene/nyttevirkningene er 360 mill kroner. Forventet nåverdi av prosjektet er ca 2,0 mrd kroner.

Den viktigste inntektskilden er kortsiktig handel med energi (elspot) mellom de to markedene. Denne inntekten bestemmes av prisforskjellen mellom de to markedene time for time. Inntekten kan variere mye fra år til år, som følge av tilfeldige variasjoner i de respektive markedene.

Det finnes også en rekke nyttevirkninger og potensielle oppsider som det ikke er satt en verdi på i den samfunnsøkonomiske analysen:

- Positive virkninger av økt kapasitet mot utlandet for forsyningssikkerheten (sikring mot tørrår, økt tilgang på effekt) og et velfungerende kraftmarked (markedsrett, mer stabile priser)
- Et langsiktig potensiale for høyere inntekter fra handel med regulerkraft og andre systemtjenester, gitt at det er mulig å få til nødvendige endringer i prinsippene for hvordan kraftsystemene drives i Nordel og UCTE
- Et potensiale for å hente ut gevinster fra handel med "grønn" kraft, jf de inntektene Statkraft tidligere fikk fra samarbeidet med en nederlandsk partner om utbygging av vindkraft i Norge

Sensitivitetsanalyser viser at prosjektet har en robust samfunnsøkonomi.

Sentralnettstariffen

Handelsinntektene tilfaller sentralnettet. Beregninger gir en årlig gjennomsnittlig reduksjon i tariffene i anleggets levetid på om lag 90 mill kroner. Dette utgjør en reduksjon på om lag 3% av sentralnettsordningens kostnader.

1. Innledning

NorNed er planlagt som en 600 MW kabelforbindelse mellom Norge og Nederland. Kabelen skal eies med 50% hver av Statnett og det nederlandske sentralnettselskapet TenneT. Handelen over kabelen vil skje ved at de to markedene knyttes sammen via kraftbørsene på hver side; Nord Pool og APX. Dette sikrer at kapasiteten i kabelen blir best mulig utnyttet.

Statnett (og TenneT) stiller som krav til sine nettinvesteringer at de skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten er derfor avgjørende for om NorNed blir realisert eller ikke.

NorNed foreslås tatt inn i de to landenes sentralnett, på samme måte som Skagerrak-kablene mellom Norge og Jylland. Både kostnadene (via Statnetts inntektsramme) og inntektene vil derfor inngå i sentralnettsregnskapet, og vil påvirke størrelsen på sentralnettstariffen.

2. Samfunnsøkonomi

2.1 Metode

NorNed er en investering i ny handelskapasitet mellom to markedsområder. Den fysiske utnyttelsen av NorNed vil bli styrt av velfungerende kraftmarkeder i hver ende av kabelen. Vurderingen av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten kan dermed ta utgangspunkt i samme metodikk som Statnett benytter ved investeringer i økt kapasitet i det norske/nordiske nettet.

En nettinvestering er lønnsom dersom nåverdien av

- *verdien* av økt kapasitet og
- *reduksjonen* i avbrudds-, taps-, tariff- og systemdriftskostnader er større enn
- *økningen* i kapital-, drifts- og miljøkostnader

I nåverdiberegningen brukes en risikojustert diskonteringsrente. Beregningen er avgrenset til virkninger på *norsk* samfunnsøkonomi, dvs virkninger for utenlandske aktører er holdt utenfor. Nåverdiene er beregnet pr 01.07.2004, og alle beløp er angitt i reelle 2004-kroner.

Lønnsomhetsvurderingen bygger på utredninger gjort av både Statnett og eksterne miljøer. Det er gjort nærmere rede for disse utredningene og de konklusjonene Statnett har trukket på bakgrunn av dem i rapporten "Handelsinntekt og systemvirkninger".

2.2 Kapasitet og levetid

Kapasitet

NorNed er dimensjonert for en overføring på 600 MW (624 MW kapasitet inn i kabelen og 4% tap, noe som gir en kapasitet ut på 600 MW). Denne kapasiteten er lagt til grunn for beregningene av handelsinntekt.

På bakgrunn av vurderinger gjort av kabelleverandøren har Statnett konkludert med at det vil være mulig å overføre 100 MW ekstra, med den konsekvens at tapene med en slik overføring stiger til 5% (dvs kapasiteten blir 735 MW inn og 700 MW ut). De 100 MW utgjør en kapasitetsreserve som det vil lønne seg å utnytte når prisforskjellen mellom de to markedene er tilstrekkelig stor (noe som vil være tilfelle det meste av tiden).

Levetid

Teknologien som anvendes i sjøkabler er velprøvd og det finnes rikelig med driftserfaring. Forventet gjenværende levetid på de eldste Skagerrak-kablene er over 25 år, slik at deres totale levetid blir mer enn 50 år. Basert på en gjennomgang av andre kabelprosjekter, legger

Statnett til grunn at kabelens levetid er 40 år i de samfunnsøkonomiske kalkylene.

2.3 Verdien av økt overføringskapasitet

I vurderingen av inntekspotensialet for kabelen er det skilt mellom to forskjellige tidsperioder; 2008-2017 og 2018-2047. For den første 10-årsperioden er det forutsatt at det er et visst energiunderskudd i det europeiske kraftmarkedet, i den forstand at prisene er noe høyere enn kostnaden ved ny produksjonskapasitet. Denne forutsetningen er et resultat av konkrete forventninger til utviklingen i produksjonskapasitet og etterspørsel i de enkelte europeiske landene.

På lengre sikt (2018-2047) er det forutsatt at det europeiske kraftmarkedet er nærmere en langsiktig likevekt, noe som blant annet medfører at forskjellen i gjennomsnittlig kraftpris mellom Norge og Nederland er noe mindre enn i den første 10-årsperioden. Forskjellene i prisstruktur forventes imidlertid å bli opprettholdt. Dermed blir de to anslagene på handelsinntekten relativt like.

Norge har i dag ca 3000 MW overføringskapasitet mot Sverige og 1000 MW mot Danmark (Jylland)¹. De siste ti årene har den samlede handelen (sum eksport og import) med disse to landene i gjennomsnitt vært på knapt 15 TWh, men med en betydelig variasjon fra år til år. Handelen har vært størst i svært tørre eller våte år.

Handel mellom to markedsområder som i utgangspunktet har forskjellige priser vil påvirke prisdannelse, produksjon og forbruk i de to områdene. Hvis for eksempel de utenlandske prisene er høyere enn de norske, blir det eksport fra Norge. For at markedet skal mobilisere det nødvendige volumet vil det være nødvendige med en viss prisøkning i Norge. Når den norske prisen endres vil også konsument- og produsentoverskuddet, samt flaskehalsinntektene fra handel med andre land, bli endret. Det betyr at det ikke er tilstrekkelig å se på inntekten fra handelen på den nye forbindelsen - på grunn av prisendringene spenner de samfunnsøkonomiske virkningene av den nye kapasiteten mye videre.

Det er gjort nærmere rede for disse virkningene i rapporten "Handelsinntekt og systemvirkninger".

Handelsinntekt - energi

Det er foretatt grundige analyser for å anslå handelsinntekten i ulike scenarier, jf rapporten "Handelsinntekt og systemvirkninger". Den klart viktigste forutsetningen som påvirker handelsinntekten er prisvariasjonen over døgnet i Nederland. Det har de siste årene vært til

¹ Dette er de maksimale handelskapasitetene. Tilgjengelig kapasitet vil ofte være vesentlig mindre, pga begrensninger andre steder i nettet. I praksis er maksimal importkapasitet til Norge 16-21 TWh pr år.

dels svært høye priser i Nederland i høylast. Statnett har lagt til grunn at døgnvariasjonen vil avta betydelig, ned mot det samme nivå som man kan observere i Tyskland. Begrunnelsen for dette er dels at vedvarende høye priser i Nederland vil utløse investeringer i ny produksjonskapasitet og/eller økt fleksibilitet hos forbrukerne, og dels at overføringskapasiteten mellom Nederland og Tyskland forventes å øke, slik at disse markedene i større grad blir integrert.

Basert på de analyser som er utført internt og eksternt, har vi anslått den forventede handelsinntekten for en 600 MW kabel til 502 mill kroner årlig i perioden 2008-2017, og 490 mill kroner årlig i 2018-2047. Halvparten av dette tilfaller Norge.

Resultatene fra analysen er også vurdert opp mot historiske data. Gjennomsnittlig prisforskjell mellom Norge og Nederland i perioden 2001-2003 var ca 17 øre/kWh (for alle årets timer, time for time). Dersom man la til grunn at dette var representativt for framtiden og at kabelen ikke påvirket prisene, ville dette gi en forventet årlig inntekt på drøyt 800 mill kroner (for en kapasitet på 600 MW, tap, ramping og forventet utetid for kabelen hensyntatt).

Kapasitetsreserve

Det legges til grunn at kabelen vil bli utnyttet til energihandel opp til 700 MW når det er lønnsomt, eventuelt til handel med regulerkraft og systemtjenester når kapasiteten ikke utnyttes til energihandel. Den forventede merinntekten er anslått til 60 mill kroner årlig over hele kabelens levetid, hvorav halvparten tilfaller Norge.

Handel med systemtjenester

Vannkraftverkene i Norge lar seg regulere raskere og billigere enn de termiske verkene i Nederland. Det vil være lønnsomt for begge land å utnytte de billigste og beste reguleringsressursene først, dvs. at Norge kan selge reguleringstjenester til Nederland. Statnett og TenneT har arbeidet sammen for å kartlegge tekniske muligheter og begrensninger. Basert på foreløpige konklusjoner fra dette arbeidet er de årlige forventede inntektene fra handel med regulerkraft og andre systemtjenester satt til 40 mill kroner, hvorav halvparten tilfaller Norge. Det er lagt til grunn at denne inntekten vil tilfalle markedsaktørene direkte, slik at den ikke inngår i sentralnettsregnskapet.

Forskjellene i kostnadene ved å produsere reguleringstjenester tilsier et betydelig større inntekspotensiale for handel med systemtjenester. Eksisterende tekniske og institusjonelle begrensninger medfører at det må skje nokså store endringer i oppbygging og organisering av kraftsystemene før vesentlig større inntekter kan realiseres.

Endring i konsumentoverskudd, produsentoverskudd og nordiske flaskehalsinntekter

NorNed vil påvirke kraftprisene i det nordiske markedet. Dette har konsekvenser for produsent- og konsumentoverskuddet i Norge, og

inntektene fra flaskehals mellom de nordiske prisområdene (disse virkningene er i andre sammenhenger omtalt som "terms of trade"-effekter). Generelt vil det være slik at prisene går noe ned i tørre år, og noe opp i våte år, og begge deler er fordelaktig for Norge. I tillegg blir prisforskjellene mellom de nordiske prisområdene noe mindre, noe som reduserer flaskehalsinntektene i Norden, og samtidig medfører gevinster for markedsaktørene.

Endringene i produsent- og konsumentoverskudd er relevant for den samfunnsøkonomiske beregningen, men påvirker ikke sentralnettstariffen. Statnett legger til grunn en økning i sum konsument- og produsentoverskudd på 89 mill kroner i den første 10-årsperioden og 74 mill kroner pr år deretter.

Endringen i Statnetts andel av de nordiske flaskehalsinntektene påvirker både samfunnsøkonomien og sentralnettstariffen (reduerte flaskehalsinntekter betyr at tariffen må økes tilsvarende). Reduksjonen i flaskehalsinntekter er beregnet til 25 mill kroner pr år i 2008-2017 og 15 mill kroner pr år deretter.

2.4 Andre, ikke kvantifiserte nyttevirksomheter

Bedre forsyningssikkerhet

En alvorlig tørrårsituasjon med svært høye priser, eller i verste fall rasjonering, vil ha betydelige samfunnsøkonomiske konsekvenser. Nyttan av økt overføringskapasitet i en slik situasjon skal i prinsippet fanges opp når nytten av økt handel estimeres. Dette forutsetter imidlertid at de analyseverktøyene som brukes inneholder en korrekt beskrivelse av etterspørselen også ved ekstreme priser, at analysen fanger opp tilsigstusituasjoner som gir ekstreme priser, og at det ikke finnes noen eksterne virkninger av betydning eller fordelingsvirkninger av et slikt omfang at de bør tillegges vekt i en samfunnsøkonomisk vurdering.

Det sentrale spørsmålet er: Har samfunnet en betalingsvilje for å redusere sannsynligheten for knapphet på elektrisk energi, som går utover det som reflekteres i kraftprisen? Følgende momenter er særlig relevante for å svare på dette spørsmålet:

- *Fare for rasjonering*
Hvis et tørrår medfører rasjonering vil kostnadene bli svært store. For eksempel utgjør 1 TWh rasjonert til en kostnad på 7 kr/kWh (kostnad for varslede avbrudd for husholdninger) en samfunnsøkonomisk kostnad på 7 mrd kroner. De samfunnsøkonomiske kostnadene ved rasjonering tas neppe hensyn til av markedsaktørene.

- *Institusjonelle forhold*
Vel så alvorlig som de konkrete pris- og forbruksendringene som skjer i et tørrår kan det være at samfunnet mister tilliten til den markedsbaserte kraftforsyningen. Resultatene av sviktende tillit kan spenne fra økte administrative kostnader for markedsaktørene til at det blir nødvendig å gjøre grunnleggende institusjonelle endringer. Sammenbrudd i etablerte institusjoner (dvs den markedsbaserte kraftforsyningen) kan i verste fall medføre kostnader på flere milliarder kroner.
- *Fordelingsvirkninger som følge av svært høye kraftpriser*
De fleste forbrukere utenom kraftintensiv industri har kraftkontrakter med variabel pris, som i større eller mindre grad varierer med spotprisen. For disse vil en økning i kraftprisen ha betydelige fordelingsvirkninger, som ikke kan neglisjeres i en samfunnsøkonomisk vurdering. For eksempel vil en dobling av kraftprisen fra 20 til 40 øre/kWh for et forbruk på 60 TWh føre til en inntektsoverføring fra forbrukere til leverandørsiden på 12 mrd kroner. Det er imidlertid svært vanskelig å anslå hvordan samfunnet verdsetter en slik fordelingsvirkning.
- *Feilbeslutninger som følge av irrasjonelle forventninger*
De høye kraftprisene i tiden etter høsten 2002 har medført en betydelig økning i etterspørselen etter alternative oppvarmingskilder. I den grad slike investeringsbeslutninger gjøres på grunnlag av urealistiske forventninger om det framtidige prisnivået, vil de innebære en samfunnsøkonomisk kostnad.

Ingen analyseverktøy er i stand til å fange opp alle disse virkningene. Det betyr at det er grunnlag for å hevde at økt nettkapasitet mot utlandet har en ekstra nytteverdi knyttet til forsyningssikkerhet, utover den verdien som er inkludert i handelsinntekten. Denne verdien er det imidlertid svært vanskelig å kvantifisere. Vi har derfor ikke inkludert denne nyttevirkingen i de samfunnsøkonomiske regnestykkene, men ønsker samtidig å poengtere at dette er en viktig tilleggsverdi som styrker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet.

Virkingen av NorNed i tørrår er beskrevet i rapporten "Handelsinntekt og systemvirkninger".

NorNed vil også bedre tilgangen på effekt i det norske kraftsystemet. For det første øker kabelen i seg selv tilgangen på effekt. I tillegg vil kabelen medføre en viss prisøkning i topplast, noe som gjør det mer lønnsomt å etablere ny effektkapasitet i eksisterende vannkraftverk, samtidig som forbruket kan gå noe ned.

NorNed forventes ikke å ha noen virkning av betydning på systemsikkerheten (dvs faren for større feilhendelser i kraftsystemet).

Et bedre fungerende kraftmarked – i Norden og Europa

Økt kapasitet mot utlandet vil bidra til et bedre fungerende kraftmarked, i både et norsk/nordisk og europeisk perspektiv. Verdien av dette er ikke kvantifisert:

- *Konkurransen*
Utviklingen går i retning av færre aktører på produsentsiden i det nordiske markedet. Økt kapasitet mot markeder utenfor Norden vil øke konkurransen i en situasjon der det er fare for utøvelse av markedsrett.
En annen vinkling på dette forholdet er at økt kapasitet mot andre markeder legger bedre til rette for at bransjen kan tillates å utvikle mer rasjonelle eierstrukturer, noe som kan gi betydelige effektivitetsgevinster.
- *Mer stabile priser*
Økt kapasitet mot termiske markeder vil redusere prissvingningene som følge av årlige variasjoner i tilslaget. Dette gir mindre usikkerhet mht framtidige priser, noe som i seg selv er fordelaktig for både produsenter og forbrukere.
- *Økt dynamikk i det europeiske markedet*
NorNed vil bli den første forbindelsen der utnyttelsen styres av to forskjellige børser. Slik sett vil NorNed være et forbilde for den videre integreringen av kraftmarkedene innen EU. Videre vil den direkte sammenkoblingen mellom det norske vannkraftsystemet og det nederlandske termiske kraftsystemet kunne bidra til at det utvikles nye kraftprodukter som kan handles internasjonalt, for eksempel innen systemtjenester.

Handel med ”grønn” energi

Statnett forventer at et framtidig system som åpner for handel med grønne sertifikater vil være finansielt, og dermed uavhengig av den fysiske infrastrukturen. Det er derfor ikke satt noen egen verdi på NorNed knyttet til handel med grønn energi. Ut fra tidligere erfaringer med hvordan slike systemer kan bli utformet er det likevel en potensiell oppside for NorNed knyttet til handel med grønn energi.

2.5 Kostnader

De relevante kostnadene består av investeringene i kablet og det norske nettet, driftskostnader, tap og betaling til det europeiske transittoppgjøret. Som følge av at NorNed forutsettes å bli tatt inn i de respektive sentralnettene vil det ikke betales tariff for å knytte kablet til nettet, dvs den samme løsningen som er valgt for Skagerrak-kablene mellom Norge og Jylland.

Investeringer i kabelforbindelsen

Statnett har inngått kontrakter for de fleste av NorNed-prosjektets leveranser for flere år siden. Om lag 40 % av kontraktsvolumet er i NOK, mens resten er i EUR. Basert på valutakurs 8,6 NOK/EUR, er prosjektets totalbudsjett på 495 mill EUR. Dette beløpet inkluderer den totale sjøkabelstrekningen og en likeretterstasjon i hver ende.

Anslagsvis 80 % av NorNeds kostnadsbudsjett er forankret i fastpriskontrakter, og er ikke gjenstand for prisregulering som følge av generell prisvekst eller endringer i råvarepriser etter byggestart. Statnetts andel av investeringen i kabelforbindelsen gir følgende kontantstrøm (eksklusive finansieringskostnader):

	2004	2005	2006	2007	2008	Sum
Mill kroner, nominelt	196	548	792	548	49	2133

I tillegg til de beløpene som er oppgitt i tabellen vil det fram til beslutningstidspunktet være påløpt i underkant av 200 mill kroner i utviklingskostnader. Disse kostnadene er ikke relevante i forhold til den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderingen.

Statnetts andel av de årlige kostnadene til drift/vedlikehold og forsikringer utgjør 17 mill 2004-kroner. Dette beløpet dekker alt drifts- og vedlikeholdsarbeid, inkludert utskifting av komponenter i løpet av anleggets levetid og utbedring av skader ved feilhendelser.

Det vil også oppstå elektriske tap i kabelen. Tapene utgjør 4% av det overførte volumet ved 600 MW overføring, og 5% ved 700 MW. Tapskostnadene er tatt hensyn til i estimatene på handelsinntekten.

Kostnader i det norske nettet

Det har tidligere vært lagt til grunn at én ny kabelforbindelse mellom Sørlandet og Kontinentet kunne håndteres uten større forsterkninger av det norske sentralnettet. Nye vurderinger tyder på at det ikke vil la seg gjøre å øke kapasiteten i Sørlandssnittet så mye som tidligere antatt. I så fall kan flaskehalskostnadene vise seg å bli så store at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å forsterke dette snittet. Et mulig tiltak vil være ledningen Evje-Holen, som Statnett tidligere har søkt konsesjon for.

Det vil uansett påløpe kostnader ved reaktiv kompensering og oppgradering av stasjoner mv, anslått til 100 mill kroner. Hvilket tiltak i nettet som eventuelt bør gjennomføres i tillegg vil bli nærmere vurdert i løpet av høsten 2004. Hvis Evje-Holen bygges vil den gi en kapasitetsøkning utover det behovet som oppstår pga NorNed. Kostnaden vil derfor uansett ikke bli større enn de 600 mill kroner det koster å bygge Evje-Holen. Det kan imidlertid finnes andre og billigere tiltak som gir en bedre tilpasset kapasitetsøkning, eller det kan vise seg at den samfunnsøkonomisk beste løsningen er å ikke forsterke Sørlandssnittet. Lønnsomheten av en kapasitetsøkning vil avhenge av

utviklingen i området. Kritiske forutsetninger i denne sammenheng er om Skagerrak 4 blir realisert eller ikke, og om det bygges ny produksjonskapasitet innenfor snittet.

På bakgrunn av disse resonnementene er det brukt en forventningsverdi for nettinvesteringene på 400 mill kroner i den økonomiske analysen. De tilhørende drifts- og vedlikeholdskostnadene er anslått til 1 mill kroner pr år.

Kabelen vil øke tapene i sentralnettet. Tapsøkningen er beregnet til 71 GWh pr år. Tapsprisen er satt til 230 kr/MWh (2004-kroner), noe som gir en årlig tapskostnad på 16 mill kroner.

Systemdriftskostnader

Ny kabelkapasitet vil gjøre det mulig å handle med regulerkraft og andre systemtjenester i et større marked. Fortjenesten fra denne handelen er en del av handelsinntekten.

Ny kapasitet til utlandet vil også påvirke produksjon, forbruk og overføring i nettet, noe som i prinsippet vil ha konsekvenser for Statnetts systemdriftskostnader. Disse konsekvensen er imidlertid så små at vi har valgt å ikke verdsette dem i denne analysen.

Det europeiske transittoppgjøret

Statnett ble fra 2004 med i et felles europeisk transittoppgjør. Oppgjøret innebærer at land som har transitt får kompensert for dette. Finansieringen av transittoppgjøret er basert på hvor mye nettoutveksling et land har per time over året. Norge er netto bidragsyter til transittoppgjøret. Dersom NorNed medfører økt transitt og uendret nettoutveksling for Norge vil det bidra til at lønnsomheten (samfunnsøkonomisk) for kabelen blir bedre for Norge. Dersom kabelen gir uendret transitt, men økt nettoutveksling vil effekten være negativ.

Statnett har lagt til grunn gjeldende transittmodell for å beregne konsekvensene av NorNed og transitt. Beregninger basert på resultater fra Statnetts modellanalyse av NorNed viser at NorNed gir reduserte transittkostnader for Norge med 0,6 mill € pr år. Dette anslaget er brukt i det samfunnsøkonomiske regnestykket.

Vi har også beregnet virkningen på transittoppgjøret med data fra SKMs analyse (se rapporten "Handelsinntekt og systemvirkninger"). Denne beregningen viser en kostnadsreduksjon på 3,2 mill € pr år.

Miljøvirkninger

NorNed vil i liten grad ha miljømessige virkninger i Norge. Anlegget har i seg selv meget begrensede miljømessige konsekvenser siden kraften går i sjø- og jordkabel fra stasjon til stasjon. Den massekabeltype som er valgt gir ingen forurensninger av miljøet.

2.6 Diskonteringsrente

NVE anbefaler at en risikojustert diskonteringsrente på 6% brukes ved samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderinger av nettinvesteringer [1]. I Finansdepartementets veileder i nytte/kostnadsanalyser fra 2000 anbefales det at man ved større investeringer gjør en særskilt vurdering av den risikojusterte diskonteringsrenten [2].

Samfunns- og næringslivsforskning (SNF) gjorde i 2002/03 på oppdrag fra Statnett en vurdering av diskonteringsrenten ved investeringer i sentralnettet (inkludert utenlandsforbindelser) [3]. Deres anbefaling var at det bør brukes en risikojustert diskonteringsrente på 7% ved investeringer i både sentralnettet og i kabelforbindelser til utlandet. Anbefalingen var primært basert på ulike reguleringsmyndigheters vurdering av hva som er en rimelig bedriftsøkonomisk avkastning på den regulerte virksomheten.

Statnett har i første halvår 2004 engasjert ECON til å gjøre en fornyet analyse av diskonteringsrenten, spesifikt med utgangspunkt i NorNed [4]. ECON baserer seg på en fundamental analyse av de risikoforhold som kjennetegner kraftmarkedene i Norge og Nederland. En sentral konklusjon er at for et prosjekt som NorNed, som over tid forventes å gi en balansert kraftutveksling, er den systematiske risikoen relativt liten. Dette tilsier en lavere diskonteringsrente enn det SNF konkluderte med. Med de forutsetningene som gjelder for NorNed er ECONs anbefaling at det benyttes en diskonteringsrente på ca 5%.

I etterkant av ECON-prosjektet har Statnett fått en vurdering av diskonteringsrenten fra Arild Hervik (Møreforskning) [5]. Hervik argumenterer for at både SNF og ECON har lagt til grunn en for høy risikofri rente og markedspremie. Han tar ikke direkte stilling til størrelsen på den systematiske risikoen, men oppfatter ECONs anslag som lavt. Med utgangspunkt i SNFs vurdering av den systematiske risikoen kommer han fram til at en diskonteringsrente på 6% kan være et rimelig anslag.

Både SNFs og ECONs analyser er relevante som grunnlag for å fastsette den samfunnsøkonomiske diskonteringsrenten for NorNed. ECONs analyse er imidlertid den som i størst grad er spesifikk i forhold til fundamentale risikoforhold for investeringer i overføringskapasitet mellom to markeder. Statnett har ut fra en samlet vurdering valgt å legge til grunn en reell samfunnsøkonomisk diskonteringsrente på 6% for NorNed. Diskonteringsrenten er sammensatt av en risikofri realrente på 3,5% og et risikotillegg på 2,5%.

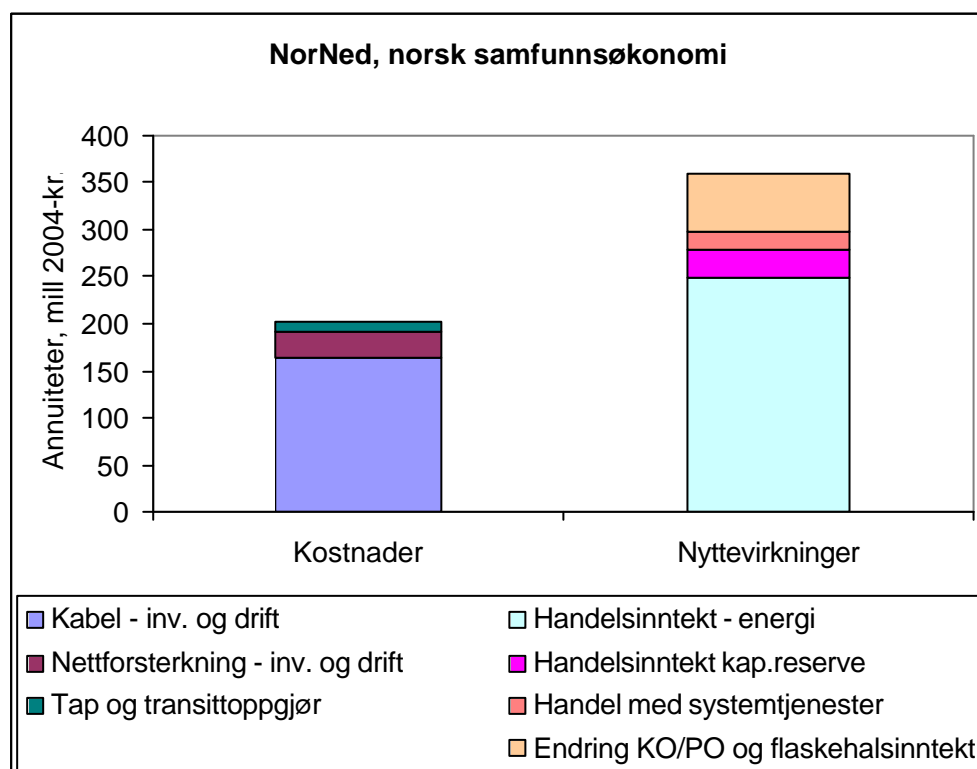
2.7 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av NorNed

Forventet lønnsomhet

Det er forutsatt at kabelen settes i drift 1.1.2008, og at levetiden for anlegget er på 40 år. Prosjektet har en forventet samfunnsøkonomisk nåverdi for Norge på 2,0 mrd kroner. Regnet som annuitet vil NorNed gi et netto samfunnsøkonomisk overskudd på 157 mill kroner pr år.

Mill 2004-kroner	Nåverdi
Kabel - investering og drift	2 051
Nettforsterkning - inv. og drift	363
Tap og transittoppgjør	141
<i>Sum kostnader</i>	<i>2 556</i>
Handelsinntekt - energi	3 132
Handelsinntekt kap.reserve	379
Handel med systemtjenester	253
Endring KO/PO og flaskehalsinntekt	776
<i>Sum nyttevirkninger</i>	<i>4 540</i>
<i>Netto nåverdi (nytte - kostnader)</i>	<i>1 984</i>
<i>Netto årlig nytte (annuitet)</i>	<i>157</i>

Tabell 1 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av NorNed – nåverdi



Figur 1 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av NorNed - annuitet

Ikke kvantifiserte nyttevirkninger

Som påpekt foran finnes det en rekke nyttevirkninger og potensielle oppsider som det ikke er satt en verdi på i den samfunnsøkonomiske analysen:

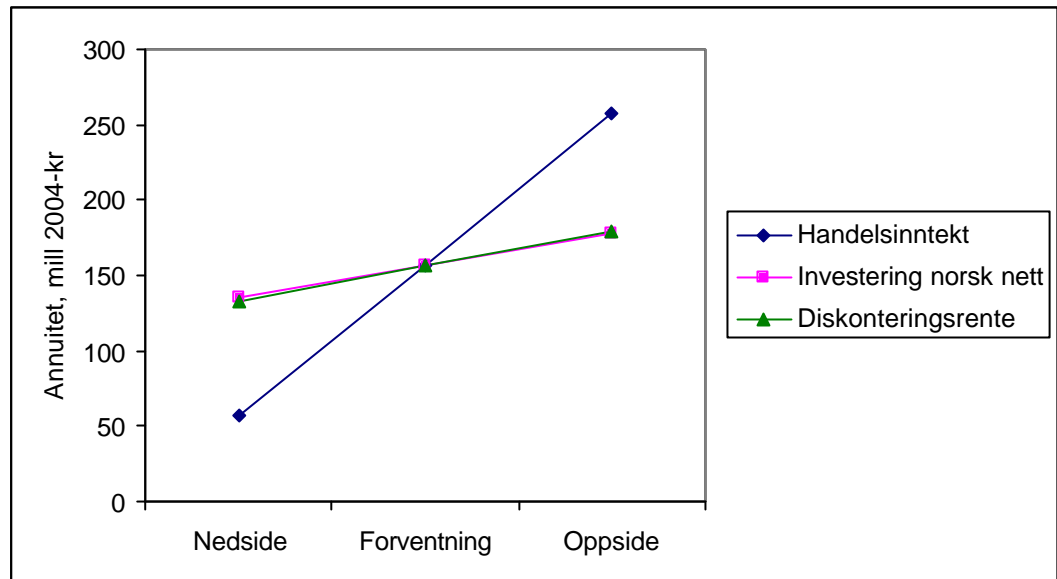
- Positive virkninger av økt kapasitet mot utlandet for forsyningssikkerheten (sikring mot tørrår, økt tilgang på effekt) og et velfungerende kraftmarked (markedsrett, mer stabile priser)
- Et langsiktig potensiale for høyere inntekter fra handel med regulerkraft og andre systemtjenester, gitt at det er mulig å få til nødvendige endringer i prinsippene for hvordan kraftsystemene drives i Nordel og UCTE
- Et potensiale for å hente ut gevinster fra handel med "grønn" kraft, jf de inntektene Statkraft tidligere fikk fra samarbeidet med en nederlandsk partner om utbygging av vindkraft i Norge

Alle disse forholdene representerer oppsider for prosjektet, i den forstand at de kan gjøre den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet bedre, men ikke dårligere.

2.8 Sensitivitetsanalyse

Handelsinntekten, der den norske andelen utgjør til sammen ca 300 mill kroner pr år, er den mest kritiske faktoren i denne analysen, ved at den både er usikker og utgjør hovedtyngden av nyttevirkningene i prosjektet. I rapporten "Handelsinntekt og systemvirkninger" gjennomgås resultatene fra en rekke analyser som er relevante for å vurdere nyttevirkningene av NorNed. Alle disse analysene viser store nok nyttevirkninger til at NorNed er et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt.

I Figur 2 vises virkningen på lønnsomheten av endringer i enkelte sentrale forutsetninger.



Nåverdi NOK 2004	Nedside	Forventning	Oppside
Handelsinntekt	-100 mill/år	300 mill/år	+100 mill/år
Investering norsk nett	+300 mill	400 mill	-300 mill
Diskonteringsrente	+1%-poeng	6 %	-1%-poeng

Figur 2 Sensitivitetsanalyse (annuiteter)

Figuren viser at prosjektet er lønnsomt selv med relativt store økninger i kostnadene eller reduksjoner i inntektene. En reduksjon i den norske delen av handelsinntekten på 100 mill kroner tilsvarer for eksempel at den samlede inntekten fra energihandel på 600 MW kapasitet reduseres fra 500 til 300 mill kroner, eller at inntekten reduseres fra 500 til 400 mill kroner samtidig som all inntekt fra kapasitetsreserven og handel med systemtjenester faller bort. Selv med såpass store reduksjoner i inntektene har prosjektet fortsatt en netto samfunnsøkonomisk nytteverdi på ca 50 mill kroner pr år.

Sensitivitetsanalysen viser også at lønnsomheten av prosjektet påvirkes relativt lite av endringer i kostnadene. Dette skyldes at utfallsrommet for kostnadene er lite (kostnadsanslagene er nokså sikre tallstørrelser). I figuren er det sett på en økning eller reduksjon i nødvendige investeringer i sentralnettet på 300 mill kroner, noe som medfører en endring i den årlige kostnaden på ca 20 mill kroner. En endring på 600 mill kroner (ca 15%) i det totale investeringsbeløpet for kabelforbindelsen ville gitt en tilsvarende kostnadsendring.

Hvis kabelproduksjonen blir forsinket, eller værforhold gjør at installasjonen må utsettes, vil dette føre til redusert inntektsstrøm. Normalt vil slike forsinkelser også følges av utsatte betalinger. Hvis det mot formodning skulle skje at idriftsettelsen forsinkes, og utbetalingene påløper som planlagt, mens inntektene blir ett år forsinket, vil den samfunnsøkonomiske nåverdien reduseres med om lag 15 %.

Det er også sett på hvordan endringer i diskonteringsrenten slår ut i den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Figuren viser at 1%-poeng endring i renten betyr +/- 20-25 mill kroner pr år.

Samfunnsøkonomien i prosjektet synes altså å være robust. Denne konklusjonen styrkes av at verdien av kabelens positive innvirkning på kraftmarkedet og forsyningssikkerheten ikke er kvantifisert i beregningene.

Handelsinntektens sensitivitet

Siden handelsinntekten er det største inntektselementet i prosjektet er det svært relevant å se nærmere på hvordan denne inntekten vil påvirkes av endringer i kraftmarkedet i forhold til de forutsetningene som er lagt til grunn for analysen. De tallene som gjennomgås her er relatert til inntekten fra energihandel på den "ordinære" kapasiteten til kabelen (600 MW). Beregningene er gjort for den første 10-årsperioden av kabelens levetid, der handelsinntekten er anslått til 502 mill kroner pr år. Framstillingen er basert på kapitlene 7-9 i rapporten "Handelsinntekt og systemvirkninger".

Handelsinntekten bestemmes av den løpende prisforskjellen time for time mellom Norge og Nederland. Det er dermed forskjellene mellom markedene som er interessante. Prisforskjellene kan deles i tre komponenter:

1. Døgnvariasjonen (som er den viktigste). I termiske markeder som det nederlandske er det, og forventes det å være, stor variasjon i kraftprisen over døgnet. I Norge forventes denne variasjonen å være liten. Den mest kritiske faktoren for handelsinntekten er dermed prisvariasjonen over døgnet i det nederlandske markedet.
2. Variasjon i prisnivået på sesong- og ukenivå. I Norge er kraftprisen systematisk noe lavere om sommeren enn om vinteren. I Nederland og Tyskland kan det observeres ekstremt høye priser i korte perioder både om vinteren og sommeren.
3. Forskjeller i det generelle prisnivået over flere år eller i enkeltår. Forskjeller i rammebetingelser, teknologi, ressurstilgang og markedsmessige forhold kan gi varige forskjeller i prisnivået mellom to markeder. Videre kan for eksempel svikt i nedbøren eller ekstreme priser på fossile brenslers gi et høyt prisnivå i henholdsvis Norge og på kontinentet i enkelte år.

I Statnetts analyse er den nederlandske kraftprisen ca 40 kr/MWh høyere enn den norske. En reduksjon av prisnivået i Nederland ned mot det norske nivået, for eksempel ved at gass- og kullprisene går ned, vil redusere handelsinntekten til ca 400 mill kroner. En økning i det norske prisnivået opp til det nederlandske har mindre betydning. Derimot vil en reduksjon i prisnivået, for eksempel som følge av at det bygges ut mer produksjonskapasitet i Norden, gi økte handelsinntekter. En beregning

der produksjonskapasiteten i Norge er økt med 10 TWh (gasskraft) viser en økning i handelsinntekten på ca 50 mill kroner pr år.

Det er forutsatt en betydelig fleksibilitet i det norske forbruket. En viktig konsekvens av dette er at kraftprisene ikke blir veldig høye i tørre år. Mindre prisfølsomhet i forbruket vil gi flere perioder med ekstreme priser i Norge, og dermed høyere handelsinntekt.

Døgnvariasjonen i den norske kraftprisen er liten, på grunn av den store reguleringsevnen til vannkraften. Denne reguleringsevnen vil fortsatt være til stede selv om det bygges ut annen produksjonsteknologi i Norge, eller det bygges ny overføringskapasitet mot termiske markeder (for eksempel Skagerrak 4). Videre er det relativt billig å utvide effektkapasiteten i norske vannkraftverk, noe som begrenser potensialet for økninger i døgnvariasjonen i den norske kraftprisen. Det er ingen utviklingstrekk i kraftmarkedet som tyder på at døgnvariasjonen i den norske kraftprisen vil bli dramatisk større enn den er i dag.

De største utslagene i handelsinntekten vil komme som følge av endringer i døgnvariasjonen i det nederlandske markedet. I analysen er det lagt til grunn at variasjonen vil bli vesentlig mindre enn den har vært de siste årene. Et relevant mål på denne variasjonen er

standardavviket for kraftprisen innen uken
gjennomsnittlig kraftpris

I Nederland lå dette forholdstallet mellom 0,9 og 1,1 i årene 2001-2003. I NorNed-analysen er tallet redusert til 0,5, noe som er på nivå med observerte tall i Tyskland i den samme perioden. Et forholdstall på 1 ville gitt en handelsinntekt i størrelsesorden 1 mrd kroner.

Vi har gjort en beregning med nokså ekstreme forutsetninger, der standardavviket innenfor uken er halvert i Nederland og fordoblet i Norge, samtidig som den nederlandske prisen er skalert ned til norsk nivå. Dette ga en handelsinntekt på 273 mill kroner pr år, dvs den norske andelen av handelsinntekten er 115 mill kroner lavere enn forutsatt. Dette resultatet er sammenlignbart med de laveste hypotetiske handelsinntektene mellom Norge og termiske markeder som er observert på kvartalsnivå de siste årene.

Minimumsnivå på nyttevirkningene

En annen tilnærming for å vurdere robustheten av prosjektet er å se på hvor store nyttevirkningene *minst* må være for at kostnadene skal dekkes (gitt at kostnadsestimatene er forventningsrette). Eller sagt på en annen måte: Hvis vi kunne fått en garantert inntekt, hvor stor måtte da denne inntekten være for at prosjektet akkurat skal gå i balanse? Med en sikker inntekt er det ingen systematisk risiko, og det er dermed relevant å bruke risikofri rente (3,5% reelt) til å beregne annuiteten av kostnadene. Med risikofri rente blir den årlige kostnaden 148 mill

kroner. Det betyr at prosjektet er garantert lønnsomt hvis de samlede nyttevirkningene av kabelen aldri blir mindre enn 148 mill kroner pr år.

I rapporten "Handelsinntekt og systemvirkninger" er den minimale handelsinntekten som over noe tid kan oppstå for en 600 MW forbindelse mellom Norge og kontinentet estimert til rundt 250 mill kroner, eller 125 mill kroner for Norge. I tillegg kommer inntekter fra kapasitetsreserven og handel med systemtjenester, samt andre nyttevirkinger. Det er derfor grunnlag for å konkludere med at NorNed hvert år i levetiden kan forventes å generere handelsinntekter og andre nyttevirkinger verd minst 148 mill kroner.

Referanser

- [1] "Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter", NVE Håndbok nr 1/2003.
- [2] "Veiledning i samfunnsøkonomiske analyser", Finansdepartementet, 2000.
- [3] "Valg av diskonteringsrente ved nettinvesteringer", SNF -rapport 1/2003.
- [4] "Diskonteringsrenter for transmisjonsinvesteringer", ECON-rapport 2004-061.
- [5] "Diskonteringsrenten og NOU 1997:27", Arild Hervik, 2004.