



**DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT**

Statsråden

Stortinget
Karl Johans gate 22
0026 OSLO

Deres ref

Vår ref

Dato

19/1680-

20. november 2019

Spørsmål nr. 285 til skriftlig besvarelse - utbyggingen av NorthConnect-kabelen

Jeg viser til brev av 12. november 2019 med oversendelse av spørsmål til skriftlig besvarelse fra stortingsrepresentant Ole André Myhrvold. Spørsmålet lyder som følger:

"Kan statsråden legge frem all korrespondanse mellom departementet og Statnett, mellom norsk side og EU, mellom norsk side og ESA, og mellom Norge og EFTA-landene vedrørende utbyggingen av NorthConnect-kabelen?"

Svar

NorthConnect har søkt om konsesjoner for å bygge og drive en ny utenlandsforbindelse for strøm mellom Norge og Storbritannia. Det er norske myndigheter som avgjør eventuelle konsesjoner til nye utenlandsforbindelser fra Norge, og behandlingen av konsesjonssøknadene ligger til Olje- og energidepartementet. Som ledd i dette arbeidet har departementet bedt Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) om å gi en samlet vurdering av NorthConnects søknader. Departementet har foreløpig ikke mottatt NVEs vurdering og norske myndigheter har ikke tatt stilling til prosjektet ennå.

EU utarbeider annethvert år en liste over energiinfrastrukturprosjekter av felles interesse innen elektrisitet, olje, gass og CO₂ (*Projects of Common Interest* eller *PCI*). Det er Europa- og parlamentsforordning nr. 347/2013 om retningslinjer for pan-europeisk energiinfrastruktur (energiinfrastrukturforordningen) som regulerer prosessen for identifisering av prosjekter av felles interesse og vedtakelse av listen. Infrastrukturen kan gå mellom EU-land, mellom EU- og EØS-land og innad i et land hvis den har betydelige grenseoverskridende virkning. Det er prosjektutviklerne selv som søker om å få prosjekter på listen, men landene skal godkjenne at prosjekter som berører deres territorium får status som prosjekt av felles interesse. Forordningen stiller bl.a. tidsmessige og organisatoriske krav til konsesjonsbehandlingen av

slike prosjekter. Prosjekter av felles interesse kan videre søke om finansiell støtte fra gjennom EU-fondet *Connecting Europe Facility*.

Energiinfrastrukturforordningen er ikke innlemmet i EØS-avtalen. Norske myndigheter er likevel blitt gitt anledning til å godkjenne at prosjekter som berører norsk territorium inkluderes på listen. Innspillene som Olje- og energidepartementet har gitt til eller mottatt fra Europakommisjonen om NorthConnect i den forbindelse er vedlagt. Det finnes også en e-postkorrespondanse mellom Olje- og energidepartementet, Europakommisjonen, Statnett, National Grid og britiske myndigheter fra 2015 vedr. beskrivelsen av *PCI Norway – United Kingdom Interconnection* i et vedlegg til listen over prosjekter av felles interesse (*Technical Information on Projects of Common Interest*). Jeg har ikke fått avklart med britiske myndigheter om det kan gis innsyn i e-postkorrespondansen, og må derfor eventuelt komme tilbake til dette. Det aktuelle vedlegget, senest oppdatert april 2018, er et offentlig dokument.¹

Gjennom Stortingets behandling av Prop. 98 L (2015-2016) ble energiloven § 4-2 endret slik at konsesjon for å eie eller drive utenlandsforbindelser kan gis til andre aktører enn den systemansvarlige eller foretak hvor denne har bestemmende innflytelse. Det fremgår av forarbeidene at *"Statnett må bidra i vurderingen av hvordan etablering av nye utenlandsforbindelser vil virke inn på kraftsystemet, blant annet i form av endrete systemdriftskostnader, virkninger på eksisterende utenlandsforbindelser og behovet for innenlandske nettinvesteringer. Slik bistand inngår som en del av oppgavene Statnett har som transmisjonsnetteier og systemansvarlig"*. I tråd med dette har Statnett gjort vurderinger på forespørsel fra NorthConnect. I tillegg har Statnett kommet med høringsinnspill til NVEs høring av NorthConnects konsesjonssøknad. OED har vært kopimottaker på enkelte innspill, og disse er vedlagt.

Utover dette har det ikke vært korrespondanse vedrørende NorthConnect mellom Olje- og energidepartementet og aktørene som stortingsrepresentanten henviser til i sitt spørsmål.

Med hilsen



Kjell-Børge Freiberg

¹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical_document_3rd_list_with_subheadings.pdf

Vedlegg²:

1. Brev av 6. juni 2013 fra Olje- og energidepartementet til EU-kommisjonen vedr. utarbeidelsen av den første PCI-listen
2. Brev av 28. juni 2013 fra EU-kommisjonen til Olje- og energidepartementet vedr. utarbeidelsen av den første PCI-listen
3. Brev av 19. september 2013 fra Olje- og energidepartementet til EU-kommisjonen vedr. utarbeidelsen av den første PCI-listen
4. Brev av 11. oktober 2013 fra EU-kommisjonen til Olje- og energidepartementet vedr. utarbeidelsen av den første PCI-listen
5. E-post av 9. januar 2015 fra Olje- og energidepartementet til EU-kommisjonen vedr. utarbeidelsen av den andre PCI-listen
6. E-post av 6. juli 2015 fra Olje- og energidepartementet vedr. utarbeidelsen av den andre PCI-listen
7. E-post av 10. september 2015 fra Olje- og energidepartementet til EU-kommisjonen vedr. utarbeidelsen av den andre PCI-listen
8. Brev av 20. mars 2017 fra Statnett til NorthConnect (Olje- og energidepartementet kopimottaker) – Svar til NorthConnect om tilknytning i Sima
9. Brev av 8. juni 2017 fra Statnett til NorthConnect (Olje- og energidepartementet kopimottaker) – Bidrag til NorthConnects søknad om utenlandskonsesjon – videre prosess
10. E-post av 12. juli 2017 fra Olje- og energidepartementet til EU-kommisjonen vedr. utarbeidelsen av den tredje PCI-listen
11. E-postkorrespondanse (4. oktober 2017) mellom EU-kommisjonen og Olje- og energidepartementet vedr. utarbeidelsen av den tredje PCI-listen
12. Brev av 12. april 2018 fra Statnett til NVE (Olje- og energidepartementet kopimottaker) – Søknad om utsettelse av frist for hørings svar til NorthConnect sine konsesjonssøknader
13. Brev av 22. juni 2018 fra Statnett til NVE (Olje- og energidepartementet kopimottaker) – Svar på høring av konsesjonssøknad til NorthConnect
14. Brev av 12. desember 2018 fra Statnett til NVE (Olje- og energidepartementet kopimottaker) – Utdyping av hørings svar til NorthConnects konsesjonssøknad
15. E-post av 4. juli 2019 fra Olje- og energidepartementet til EU-kommisjonen vedr. utarbeidelsen av den fjerde PCI-listen

² E-poster mellom Kommisjonen og andre aktører, hvor Olje- og energidepartementet kun har vært kopimottaker, er ikke lagt ved. E-poster med møteinnkallinger, informasjonsutveksling i forbindelse med PCI-listen som ikke omhandler NorthConnect og generell informasjon som er sendt ut til mange land, er heller ikke lagt ved. Informasjon om andre lands posisjoner er også tatt ut, jf. offentleglova § 20 første ledd b).



EUROPEAN COMMISSION
DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY

Directorate B - Internal Energy Market
B.1 - Internal Market I: Networks & Regional Initiatives
Head of Unit

Brussels, 11 OCT. 2013
ENER.B1/CSM/OV/mrh (2013) s 3455616

Mrs Elisabeth Berge
Royal Norwegian Ministry of
Petroleum and Energy
Akesgata 59
NO - 0033 Oslo
Norway

Subject: Projects of common interest connecting to Norway

Dear Mrs Berge,

Following your letter to Director General Philip Lowe of 19 September concerning the project between Norway and United Kingdom, I would like to inform you about progress made since.

I would like to inform you, ahead of the adoption of the Union wide list of projects of common interest on 14th October 2014, that the list will include two electricity projects connecting to Norway, namely 'Germany – Norway interconnection between Wilster and Tonstad' and 'Norway – United Kingdom interconnection'.

The reason for describing the latter in such generic terms stems from two reasons:

Firstly, as you know, on 24 July 2013 the Decision Making Body decided regarding the Northconnect project that "*in case the project is not compliant with European acquis and/or relevant national legislation (inter alia the institutional requirements set by the Norwegian Energy Act) by 20 September 2013, the Commission will not maintain the project on the Union-wide PCI list*".

Indeed, the current Norwegian Energy act states that an interconnector connecting to Norway can be only operated by a company where the Norwegian TSO has the major influence. However, the Energy act does not prevent any project promoter to carry out the planning phase of the interconnection project, preceding its operation. Therefore, Northconnect being currently in the planning phase, it may therefore be considered compliant. Furthermore, Northconnect stated in its letter to European Commission from September 2013 that it will take all necessary measures to comply with the relevant law also in the future as regards possible operational phase.

Secondly, Norwegian representatives, whilst supporting the inclusion of an interconnector between Norway and the UK, informed the Regional Group for Northern Seas Offshore Grid that the Norwegian internal electricity grid can handle only one connection to United Kingdom (given the connection to Germany). Hence, in line with

the new TEN-E Regulation, the two alternatives proposed (interconnections between Kvittdal and Blyth and Sima or Samnanger and Peterhead (Northconnect)) must be seen as competing as implementing the same project between Norway and the UK. Article 172 of the Treaty on functioning of the European Union states that projects of common interest which relate to the territory of a Member State shall require the approval of the Member State concerned. The Treaty refers to an approval of the project and not to an approval of the project promoter.

I remain at your disposal for any further clarification you may need.

Yours sincerely,



Catharina Sikow-Magny

Fra: Pandey Mahi Manus
Sendt: 9. januar 2015 15:10
Til: 'Catharina.Sikow@ec.europa.eu'
Kopi: Rasdal Kristin; Grotmol Kjell; Eriksen Andreas
Emne: Projects of Common Interest (PCI)

Dear Ms Catharina Sikow-Magny,

With reference to the draft list of electricity PCI candidates for 2015, Member States are required to confirm that projects located on their territory are assessed in the regional groups by January 9th 2015.

Projects located on Norwegian territory on the PCI list of 2013 include an interconnection between Germany and Norway, currently known as Nord.Link (1.8), and an interconnection between Norway and the United Kingdom (1.10). According to the Norwegian TSO, Statnett SF, the Norwegian internal electricity grid could handle only one connection to the United Kingdom, given the planned connection to Germany. The UK-Norway connection was thus described in quite generic terms, with two options for realizing the connection.

The level of electricity interconnections from Norway is already well above 15 percent of installed generation capacity. A new 700 MW interconnector to Denmark (SK4) was commissioned in December 2014. Licenses for an interconnector to Germany (Nord.Link) and an interconnector to the UK (NSN) were granted by the Norwegian Government the autumn 2014. With two new interconnectors, Norway's interconnection capacity will increase by almost 50 percent. A further increase in Norway's interconnection capacity could involve substantial technical challenges for the Norwegian power system and further investments in the Norwegian internal electricity grid. Further analysis should be done and more experience should be gained before we consider a further increase in the interconnector capacity.

Against this backdrop we ask that the description of projects concerning Norway on the current PCI list is maintained in the list of PCI candidates to be assessed in the regional groups. In this way two interconnectors concerning Norway are assessed in the regional groups, namely Nord.Link and one connection between Norway and the United Kingdom, with two options for realizing the connection.

Yours sincerely,
Manus Pandey

Specialist Director
Energy and Water Resources Department
Norwegian Ministry of Petroleum and Energy

Office phone: +47 22 24 63 70
Mobile phone: +47 48 07 76 79

EUROPEAN COMMISSION
DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY

Director-General

28 JUN 2013

Brussels,
PL/ENER/B1/OV/mrh (2013) s 2612918

Mrs Elisabeth Berge
Mr Kjell Grotmol
Royal Norwegian Ministry of
Petroleum and Energy
PO Box 8148 Dep
NO - 0033 Oslo
Norway

Subject: Preparation of the list of Projects of Common Interest – Non-TYNDP project E261 between United Kingdom and Norway (NorthConnect)

Dear Mrs Berge,
Dear Mr Grotmol,

I would like to thank you for your letter dated 6th June 2013 in which you informed that you wish to withdraw the project E261 (NorthConnect) between United Kingdom (Peterhead) and Norway (Sima or Samnanger) from the draft list of projects of common interest (PCI).

Before taking any decision on the matter, I would like to raise a few points. Firstly, from the analysis carried out by the national regulatory authorities from both Norway and the United Kingdom, it seems that the NorthConnect project (E261) and the North Sea Network (E200) are serving the same purpose and to my understanding both would require certain reinforcements of the internal grid in Norway. It thus seems to me that both planned UK – Norway interconnectors may be considered as "competing projects". In such a case, and to be coherent with similar situations in the other regional groups, it should be for the market to decide, which of the two projects is implemented.

Secondly, I understand that the upcoming amendments to the Norwegian Energy Act would require that any interconnector on the Norwegian side should be owned or controlled by the transmission system operator and that the project NorthConnect would not fulfil this criterion. However, it is to be noted that all promoters of the project of common interest are bound to respect the existing European and national law when

implementing their projects. It may happen therefore that NorthConnect changes its shareholder structure to comply with the amendments of the Norwegian Energy Act. Therefore, I do not see sufficient ground to exclude the project at this stage.

Therefore, I would like to ask you to reconsider your decision until the next meeting of Decision Making Body on 24th July 2013.

Yours sincerely,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Philip Lowe', with a stylized flourish at the end.

Philip Lowe

Fra: Rasdal Kristin
Sendt: 6. juli 2015 10:53
Til: 'Catharina.Sikow@ec.europa.eu'
Kopi: Vetlesen Johan; Pandey Mahi Manus
Emne: PCIs connecting to Norway

Dear Ms Catharina Sikow-Magny,

With reference to the technical meeting of the decision-making body July 3 in Brussels.

The Norwegian Ministry of Petroleum and Energy is of the opinion that the description of projects connecting to Norway on the first PCI list, should be maintained. The NSOG regional list, which will be submitted to ACER and to the high level decision-making body for adoption, should include two projects connecting to Norway, NordLink and "PCI Norway – United Kingdom interconnection". In the NSOG group three projects connecting to Norway have been assessed, namely NordLink, NSN and NorthConnect. In the meeting on Friday, we asked that NSN and NorthConnect are seen as two options for realizing the same project, under the label "PCI Norway – United Kingdom interconnection". With two new interconnectors, one to Germany and one to the UK, Norway's interconnection capacity will increase by almost 50 percent. A further increase in Norway's interconnection capacity could involve substantial challenges for the Norwegian power system and further investments in the Norwegian internal electricity grid.

Our understanding of your position is that you consider this a pragmatic approach. We understand that it is possible to come back with a description later, and we will work with our colleagues in DECC on this issue. We will notify the Commission when we have prepared a description of the project.

Yours sincerely,
Kristin Rasdal

Higher Executive Officer
Energy and Water Resources Department
Ministry of Petroleum and Energy

+47 22 24 62 92 | +47 908 77 253
kristin.rasdal@oed.dep.no



ROYAL NORWEGIAN
MINISTRY OF PETROLEUM AND ENERGY

Phillip Lowe
European Commission
DG Energy
B-1049 Brussels

Your ref

Our ref
12/848

Date
06.06.2013

Concerning Regulation 347/2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure, and the list of Projects of Common Interest – status for the project E261 Non-TYNDP between United Kingdom and Norway

Dear Phillip Lowe,

We write to you concerning the list of Projects of Common Interest (PCI) that the North Sea Regional Group is about to draw up, and refer to earlier correspondence between our services and DG Energy on this issue.

The Norwegian Government does not approve that the individual project E 261 Non-TYNDP between United Kingdom (Peterhead) and Norway (Sima or Samnanger) is on the list at this point in time. We ask that the project is withdrawn from the list before the Decision Making Body (technical level) meet on 13 June.

If there are any queries we kindly ask that these are raised before the meeting.

Yours sincerely,

Elisabeth Berge
Secretary General

Kjell Grotmol
Deputy Director General

Postal address
PO Box 8148 Dep
0033 Oslo
<http://www.oed.dep.no/>

Office address
Akersgata 59
postmottak@oed.dep.no

Energy and Water Resources
Department
Telephone +47 22 24 90 90

Case handler
Kathinka Thilert
+47 22 24 61 42
Vat no. 977 161 630

Copy:
K.-D. Borchardt
C. Sikow



**ROYAL NORWEGIAN
MINISTRY OF PETROLEUM AND ENERGY**

Secretary General

Philip Lowe
European Commission Directorate-General for Energy
DM24 06/95
B-1049 Brussel

Your ref	Our ref	Date
	12/848	19.09.2013

Concerning Regulation 347/2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure, and the list of Projects of Common Interest – status for the project between Peterhead (UK) and Sima or Samnanger (NO)

Dear Philip Lowe,

I write to you concerning the PCI-list and the decisions made by the Decision Making Body in their meeting 24 July this year. I confirm the Norwegian Government's position that the project between Peterhead in UK and Sima or Samnanger in Norway should be removed from the PCI-list.

Yours sincerely

Elisabeth Berge
Elisabeth Berge

NORTHCONNECT

Kjøita 18
4630 KRISTIANSAND S

Saksbeh./tlf.nr.: Ingard Moen/90756449

Deres ref./Deres dato: / 06.01.2017

Vår ref.: [Click here to enter text.](#)

Vår dato: 08.06.2017

Bidrag til NorthConnects søknad om utenlandskonsesjon – videre prosess

Vi viser til brev fra NorthConnect datert 6. januar 2017. Der bes Statnett om å gi en rimelighetsvurdering av NorthConnects betydning for systemdriftskostnader, for overføringstap i det norske nettet og for transittkostnader. Dette brevet gir en tilbakemelding på hvilke spørsmål Statnett vil svare på og når det kan forventes at svarene vil foreligge.

Statnett vil i løpet av høsten 2017 beregne forventet endring i overføringstap i det norske nettet som følge av at NorthConnect blir bygget. Spørsmålet vil altså bli besvart sammen med spørsmålet om behov for forsterkninger av transmisjonsnettet. Som tidligere kommunisert, planlegger vi for at analysen skal være ferdig i desember 2017.

Vi vil foreta en rimelighetsvurdering av NorthConnects anslag på hvordan forbindelsen vil påvirke systemdriftskostnadene. Statnett vil også peke på mulige konsekvenser for systemdriften av en ytterligere økning av utvekslingskapasiteten til utlandet. Vår målsetting er at vurderingene oversendes NorthConnect i løpet av høsten 2017.

ITC-ordningen er en internasjonal kompensasjonsordning besluttet av EU. Vår vurdering er at det ikke er naturlig at Statnett gjør en vurdering av hvordan NorthConnect vil påvirke de norske transittkostnadene. Statnett har imidlertid utarbeidet en metode som kan benyttes til å gi et anslag på fremtidige transittkostnader. Om ønskelig kan Statnett oversende en beskrivelse av denne metoden. Ved behov kan vi også være behjelpelige med å vise hvor man kan finne relevant informasjon om ordningen.

Avslutningsvis vil vi understreke at det er en betydelig regulatorisk usikkerhet innenfor en rekke områder som Statnett ikke kommer til å adressere i våre svar. Dette inkluderer blant annet sannsynlighet eller konsekvens av inndeling av Storbritannia i flere prisområder, eksponering mot CBCA-ordningen eller følger av Brexit.

Med vennlig hilsen

Ingard Moen
Direktør – Plan og Analyse

Dokumentet er elektronisk godkjent og sendes uten underskrift

Kopi: Olje- og energidepartementet (OED), Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

NORTHCONNECT

Kjøita 18
4630 KRISTIANSAND SSaksbeh./tlf.nr.: Anders Kringstad/23903031
Deres ref./Deres dato: /
Vår ref.: 16/01585-10
Vår dato: 20.03.2017

Svar til NorthConnect om tilknytning i Sima

Vi viser til brev fra NorthConnect datert 23. desember 2016. Her ber dere Statnett om å avklare om Sima er et egnet punkt for tilkobling i det norske transmisjonsnettet, og om det vil innebære større nettinvesteringer i transmisjonsnettet utover selve tilkoblingen i Sima.

Dette brevet oppsummerer det vi nå vet om de nettmessige konsekvensene av å knytte NorthConnect til det norske transmisjonsnettet i Sima. I tillegg gir vi en kort beskrivelse av noen andre relevante forhold som har betydning for valg av tilknytningspunkt i Norge. Vi presiserer at svarene er basert på eksisterende kunnskap, og ikke en målrettet analyse. Det er opp til NorthConnect å ta stilling til hvordan de vil gå videre med prosjektutviklingen basert på de svarene Statnett har gitt.

For å bestemme om et punkt er egnet for å tilkoble en mellomlandsforbindelse til transmisjonsnettet, bør en sammenligne alternative tilknytningspunkter, vurdere alle relevante fordeler og ulemper, og tallfeste disse inn i en norsk samfunnsøkonomisk kontekst.

Til høsten planlegger vi å gjennomføre en mer utfyllende og grundig analyse av både nett- og relevante systemtekniske forhold ved tilknytning av NorthConnect til transmisjonsnettet i Norge, og det nordiske synkronområdet som helhet. Vår analyse vil lede fram til en rapport som vi gjør offentlig i desember 2017.

Behov for nettinvesteringer og andre relevante forhold ved tilknytning i Sima

Statnett har tidligere bekreftet, både i brev til NorthConnect 23.11.2012 og i vår nettutviklingsplan, at Sima er et nettmessig godt egnet tilknytningspunkt for en ny mellomlandsforbindelse på 1400 MW.

Inn til Sima går det tre 420 kV ledninger. Dette gir fleksibilitet til å opprettholde høy kapasitet på NorthConnect i perioder med revisjoner i nettet på land. I tillegg er det en fordel at Sima ligger lengre nord enn tilknytningspunktene til SK1-4, NordNed, NordLink og NSL, og at det er flere store vannkraftverk i nærheten. I sum gir dette mindre flyt i nettet sammenlignet med en tilknytning

lengre sør. Våre analyser og modellsimuleringer viser at en tilkobling i Sima avlastet nettet i Hallingdal og ledningen fra Samnanger til Sauda. Samtidig bidrar forbindelsen til økt kraftflyt inn mot Sima fra nord ved eksport til Skottland. Dette gir økt flaskehals på dagens 300 kV ledning fra Aurland til Sogndal.

Vi ser imidlertid at det kan bli behov for å temperaturoppgradere deler av ledningene Aurland - Sima og Dagali - Sima (gjelder strekningene med Simplex Hubro 50 grader). Dette for å kunne håndtere eventuelle feil på disse ledningene.

Statnett planla opprinnelig å søke konsesjon i løpet av 2017 om å erstatte dagens forbindelse mellom og Aurland og Sogndal med en ny 420 kV ledning. Lave kraftpriser og usikkerhet om videre utbygging av ny produksjon mellom Sognefjorden og Sunnmøre reduserer imidlertid nytten av tiltaket. Vi vurderer derfor også andre alternativer enn nettförsterkning for å håndtere flaskehalsen. Beslutningen om å sende inn søknad om konsesjon er derfor utsatt til starten av 2018. Det vil gi oss erfaring fra ett års drift av den nye forbindelsen Ørskog - Sogndal. Begrunnelsen er nærmere beskrevet i notatet "En vurdering av behov og videre prosjektutvikling av Aurland - Sogndal". Notatet ligger på www.statnett.no.

Oppgradering av ledningen Aurland - Sogndal er sannsynligvis en forutsetning for å knytte NorthConnect til transmisjonsnettet i Sima. For det første ser vi at det blir en stor flaskehals på snittene der Aurland - Sogndal inngår. Dette gir betydelige driftsmessige utfordringer og det er trolig vanskelig å løse disse uten å forsterke Aurland - Sogndal.

Om vi likevel forutsetter at NorthConnect blir etablert uten oppgradering av Aurland - Sogndal og at vi klarer å håndtere flaskehalsen på Aurland - Sogndal ved hjelp av flytbasert markedskobling¹, vil det få konsekvenser for fordelingen av flaskehalsinntekten. En del av flaskehalsen mellom Skottland og Norge vil bli forskjøvet til elspot-grensen mellom NO5 og NO3. Det skjer ved at prisen i NO5 følger den britiske prisen tettere, mens prisen i omkringliggende norske områder vil ligge nærmere den nordiske. NorthConnect vil da få mindre flaskehalsinntekter enn om Aurland - Sogndal blir forsterket. Det å ha en stor strukturell flaskehals så nær tilknytningspunktet for en mellomlandsforbindelse kan være utfordrende.

Ved årsskiftet 2017/18 planlegger vi å oppdatere det samfunnsøkonomiske beslutningsunderlaget for Aurland - Sogndal. Hvis analysen viser at denne oppgraderingen ikke er samfunnsøkonomisk lønnsom uten etableringen av NorthConnect, vil NorthConnect kunne være den utløsende faktoren for prosjektet. Dette vil trolig gjelde inntil vi ser at det er lønnsomt å oppgradere Aurland - Sogndal uten å legge til grunn at NorthConnect blir etablert. Sannsynligheten for at Aurland - Sogndal blir lønnsom uten NorthConnect øker desto lengre ut i tid vi kommer.

Hvis NorthConnect blir utløsende for oppgraderingen av Aurland - Sogndal, innebærer dette i så fall at en andel av kostnadene ved Sogndal - Aurland vil måtte inngå i det samfunnsøkonomiske regnestykket til NorthConnect. Dette tilsvarer det vi gjorde for tiltakene i Vestre Korridor som var en forutsetning for NordLink og NSL. Disse tiltakene ville ikke vært samfunnsøkonomisk lønnsomme

¹ Flytbasert markedskobling (FBMK) er en ny måte å bestemme handelskapasitet og beregne kraftpriser. Metoden bruker mer informasjon om det fysiske nettet og justerer områdeprisene etter hvor mye de belaster flaskehalsene i nettet. Det europeiske regelverket (CACM) stiller krav om at det implementeres dersom ikke en bedre organisering av dagens markedsdesign gir like stor verdi. I løpet av 2017 skal TSO-ene presentere et forslag til ny markedsdesign, og i henhold til CACM skal implementering av FBMK skje innen 2020.

uten NordLink/NSL. En mer utfyllende forklaring av prinsippene for dette, og hvordan vi beregner andelen, er gitt i søknaden om utenlandskonsesjon for NordLink og NSL.

NorthConnect kan også utløse andre tiltak i det øvrige transmisjonsnettet på Vestlandet. Blant annet vil NorthConnect endre flyten på forbindelsen mellom Sogndal og Modalen. Virkningen er imidlertid mindre enn på Aurland - Sogndal. Det er derfor lite sannsynlig at NorthConnect utløser større investeringer her. Vi kan imidlertid ikke utelukke dette, blant annet ved en annen utvikling i produksjon og forbruk regionalt enn den vi kjenner i dag.

Utenlandsforbindelser er ikke omfattet av ordningen med ekstern kvalitetssikring av store kraftledningsprosjekter. Innenlandske nettførsterkninger som følger av nye utenlandsforbindelser kan imidlertid være det. Med tilknytningspunkt i Sima har vi god oversikt over behovet for innenlandske nettførsterkninger. Aurland - Sogndal vil etter vår forståelse ikke bli omfattet av ordningen med ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker. Dette vil imidlertid bli kvalitetssikret i mer detaljerte analyser.

Sammenlignet med tilknytning på Sør-Vestlandet, viser våre simuleringer at tilknytning i Sima gir lavere overføringstap i transmisjonsnettet, og trolig også mindre behov for forsterkning av det øvrige transmisjonsnettet. Samlet sett er derfor Sima et egnet tilknytningspunkt. Det er imidlertid mulig å se for seg andre punkter i dagens NO5 som også kan være egnet. Vi kan ikke i dag svare på hvordan alternative tilknytningspunkter kommer ut med hensyn på norsk samfunnsøkonomi, sammenlignet med en tilknytning i Sima. Statnett kan imidlertid, gjennom analysen vi planlegger å gjennomføre høsten 2017, bistå NorthConnect i en helhetlig vurdering av alternative tilknytningspunkter i de nordlige delene av Vestlandet, og hvordan dette kan henge sammen med øvrig utvikling av nettet i regionen.

Når det gjelder spørsmål i brev fra NorthConnect av 6. januar 2017, vil Statnett så snart som mulig komme tilbake til hvordan og når disse vil bli besvart.

Med vennlig hilsen



Ingard Moen
Direktør – Plan og Analyse

Norges Vassdrags- og energidirektorat, NVE
Postboks 5091 Majorstua
0301 Oslo

Saksbeh./tlf.nr.: Halvor Enok Bakke /99641420
Deres ref./Deres dato:
Vår ref.: 16/01585
Vår dato: 12.12.2018

Utdyping av høringsvar til NorthConnect sin konsesjonssøknad

Statnett viser til høringsvar datert 22.06.2018 og tidligere korrespondanse knyttet til NVE sin behandling av NorthConnect sin konsesjonssøknad. I dette brevet gir vi utdypende informasjon med utgangspunkt i dialog vi har hatt med NVE etter at Statnett sitt høringsvar ble sendt.

Betydning for systemdriften

I vårt brev sendt NVE 24. januar 2018 redegjorde vi for systemdriftskonsekvensene og systemdriftskostnadene relatert til å knytte NorthConnect til det norske nettet. Statnett ser flere utfordringer for systemdriften ved økt overføringskapasitet mellom det nordiske synkronområdet og omkringliggende områder. Den viktigste er balanseringen av kraftsystemet ved større og hyppigere endringer i kabelflyt og nordisk kraftproduksjon. Statnett jobber med å implementere en rekke ulike tiltak for å håndtere økt ramping. Dette inkluderer innføring av MACE, finere tidsoppløsning og endringer i rampingrestriksjoner som følge av implementering av flytbasert markedskobling. Vår vurdering er at tiltakene i utgangspunktet er skalerbare for å kunne håndtere NorthConnect.

Det er likevel usikkerhet knyttet til fremdriften i implementering av tiltak for å håndtere økt utvekslingskapasitet og til hvor godt systemdriftsutfordringene vil løses med disse. Hvis forbindelsen settes i drift uten at de nødvendige tiltakene er ferdige eller om virkningene ikke er som forutsett, vil Statnett som systemansvarlig sette den handelskapasitet og de rampingrestriksjoner som ansees som nødvendige for å ivareta driftssikkerheten. Det forutsetter imidlertid at det ikke kommer begrensninger fra europeisk regelverk eller fra regulator, som forhindrer Statnett i å sette de begrensninger som vi mener er nødvendige for å ivareta driftssikkerheten.

Nyttetap som følge av rampingrestriksjoner

NVE har bedt Statnett beregne hvordan rampingrestriksjoner påvirker samfunnsnyttene av NorthConnect. Siden det er usikkert hvor strenge disse restriksjonene må være for å ivareta systemsikkerheten har vi både beregnet effekten av å beholde dagens rampingrestriksjoner på 600 MW/time/HVDC-kabel, og to case med strengere restriksjoner på henholdsvis 400 og 200 MW/time/HVDC-kabel. Beregningene er gjort med vår hovedmarkedsmodell Samnett. Her har vi brukt datasettene for 2025, 2030 og 2040 i vårt forventningsscenario. Forutsetninger og øvrige

resultater fra disse datasettene er dokumentert i den offentlige rapporten «Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2018-2040».

Casene er ment som en illustrasjon av nyttetap ved ulike rampingrestriksjoner. De er ikke uttrykk for forventede restriksjoner. Vi understreker at beregningene både er forenklete og usikre. Videre er selve markedsutviklingen usikker og vi har ikke i denne omgangen gjort noen dypere analyse av hvordan andre mulige utviklingsbaner for markedet vil påvirke nyttetapet ved ulike grader av rampingrestriksjoner.

Med vårt forventningsscenario for den overordnede markedsutviklingen i Norge og Europa for øvrig får vi at den beregnede norske samfunnsøkonomiske nytten og flaskehalsinntekten fra handelen over NorthConnect øker med tiden. Våre beregninger indikerer lavest nytte i 2025 og høyest i 2040. Videre viser våre simuleringer at det i utgangspunktet er relativt lite ramping, både på NorthConnect og de andre norske HVDC-forbindelsene. Dette skyldes:

- 1) Et økende overskudd på den norske kraftbalansen, og dermed lengre perioder med høyt eksportbehov
- 2) At våre beregninger viser at kombinasjonen av mer vindkraft, solkraft og kortsiktig fleksibilitet i form av blant annet batterier, gir noe lengre perioder med enten import eller eksport, sammenlignet med en situasjon der flyten i stor grad snur to ganger i døgnet slik situasjonen har vært historisk på tilsvarende forbindelser
- 3) Det er jevnt over høyere priser i Storbritannia enn både i Norge og på kontinentet, mye drevet av en høy andel gasskraft og den særbritiske skatten på CO₂. Dette gir ekstra jevn flyt fra Norge til Storbritannia de første årene i våre modellsimuleringer. Mot 2025/30 forutsetter vi imidlertid at forskjellen i CO₂ pris forsvinner og at kraftprisene i Storbritannia og på kontinentet blir mer like.

I dag tillater Statnett en flytendring på 600 MW/time/HVDC-kabel. Denne begrensningen er gitt av fordelingen av dagens samlede Nordiske rampingkapasitet på alle HVDC-forbindelsene mellom Norden og omkringliggende systemer. I våre modellsimuleringer er det et markedsmessig behov for å endre flyten på NorthConnect i denne størrelsesorden i om lag 15% av tiden i 2025. I simuleringene for 2040 går dette ned til om lag 5%. Resultatene for de øvrige norske HVDC-forbindelsene er omtrent på samme nivå som for NorthConnect.

I referansetilstanden¹ forutsetter vi at det ikke er rampingrestriksjoner på noen av HVDC-forbindelsene i datasettene. Dersom tiltakene som Statnett jobber med å implementere i systemdriften ikke kommer på plass i tide eller ikke har ønsket virkning, er det en mulighet at dagens rampingrestriksjoner på 600 MW/time/HVDC-kabel blir videreført. Våre modellsimuleringer indikerer at dette i så tilfelle vil kunne gi et nyttetap på ca. 6% sammenlignet med referansen i 2025. Tilsvarende tall for 2030 og 2040 er hhv. 2 og 1 %. Det relativt lave nyttetapet skyldes både at det er ramping i en relativt liten andel av tiden, og at prisforskjellene er minst i perioden flyten snur på kablene. Nedgangen til 2040 skyldes færre timer med ramping. Med en restriksjon på 400 MW/time/HVDC-kabel, får vi at nyttetapet øker til 13% sammenlignet med referansen i 2025, 4% i 2030 og 2% i 2040. Tilsvarende tall for en restriksjon på 200 MW/time/HVDC-kabel er om lag 23, 9 og 4 % i hhv. 2025, 2030 og 2040.

Oppsummert anslår vi at nyttetapet forårsaket av eventuelle restriksjoner på utnyttelsen av handelskapasiteten til NorthConnect vil bli størst rundt tidspunktet for planlagt idriftsettelse, men at

¹ Se vedlegg som beskriver metode og data

det vil bli betydelig lavere i 2030 og 2040. Basert på vår forenklete beregninger anslår vi at nyttetapet kan ligge mellom 5 og 25% sammenlignet med referansen i 2025, og at det vil avta til mellom 0 og 5% i 2040. Vi presiserer at dette er usikre tall og at en annen markedsutvikling kan gi et noe annet bilde.

Statnett har en betydelig portefølje av løsninger som skal implementeres i våre systemer

Statnett har tidligere pekt på at vi allerede har en betydelig portefølje av løsninger som skal implementeres i våre systemer. Nedenfor utdyper vi dette arbeidet nærmere, og vi skisserer en tidsplan for implementering av Nordic Balancing Model og for implementeringen av IT-løsningene for NSL. For å forstå hvordan implementering av NorthConnect vil påvirke Statnett, beskriver vi også behovet for involvering i NorthConnect og vi skisserer en mulig tidsplan for utvikling og implementering av handelsløsninger for forbindelsen.

Nordic Balancing Model innebærer store endringer i våre systemer

Gjennomføring av Nordic Balancing Model (NBM) er nødvendig for å balansere sikkert og effektivt med ny produksjonsmiks og flere kabler. NBM innebærer at kompliserte manuelle prosesser og vurderinger skal automatiseres og må beskrives i algoritmer. Derfor vil NBM stille store krav til utvikling av IT-verktøy og operative prosesser. Utvikling av IT-verktøy som skal integreres i våre driftssystemer er tidkrevende arbeid. Det omfatter ikke bare selve implementeringen, men også tiden som går med til å få enighet mellom alle involverte parter, regulatorprosesser og testing av løsningene. For å opprettholde sikker og effektiv balansering av systemet i denne omleggingsfasen er det nødvendig med en stegvis implementering av de nye løsningene. En stegvis utvikling er også helt nødvendig for å vinne erfaringer underveis. Erfaringer er viktig både når det gjelder hvordan løsningene fungerer teknisk og operasjonelt og når det gjelder erfaringer med hvordan forbruk, produksjon og markedsaktører oppfører seg. En av de store utfordringene å løse i fremtidens plattformløsninger er å unngå at aktivering av reserver skaper flaskehals i nettet, og dette er et punkt det er spesielt viktig å få testet ut i Norden før vi kobler reservemarkedsløsningene til Europa.

Det er ikke godt nok å utvikle løsninger for å håndtere gårsdagens og dagens situasjon.

Innhold i NBM-utviklingen som bidrar til å kunne håndtere utveksling på flere kabler:

- 15 min marked – ferdig med tilhørende prosesser
- Automatisert balansering med mFRR
- Bedre/automatisert løsning for timeskift/kvarterskift
- Standardisert løsning for utveksling av mFRR og aFRR gjennom MARI og PICASSO
 - o Dersom ikke disse er på plass er det ingen utveksling av systemtjenester over kabler
- aFRR i alle timer, med større volum gjennom aktiveringsmarkedet

- o dette innebærer at man går fra pro-rata aktivering til markedsløsning hvor aktivering er basert på pris

Den nordiske løsningen for mFRR og 15 min tidsoppløsning er planlagt til 2020. MARI og PICASSO er planlagt idriftsatt i 2021. Etter at plattformene er idriftsatt, vil det være en periode hvor TSOene knytter seg til. Siden de nordiske landene i dag ikke er koblet til noen europeiske plattformer og siden vi er i et annet synkronområde enn kontinentet, er det sannsynlig at vi ikke er blant de første landene som kobles til plattformene. Det er risiko for forsinkelser både for utvikling av plattformene og for tiden det tar å tilknytte seg.

Implementering av både felles og lokale løsninger er i stor grad betinget av nordisk enighet om design og operasjonelle prosesser. Mange forhold krever også felles nordiske regulatorgodkjennelser eller avtaler mellom TSOene på nordisk eller europeisk nivå. Dette sammen med krevende IT-implementering med mange involverte parter bidrar til risiko for forsinkelser i implementeringen.

For at omfang og risiko knyttet til integrering av nye kabler ikke skal øke ytterligere så er det viktig at NorthConnect har samme produktmiks og like markedsløsninger som andre kabler.

Tidsplan for implementering av IT-løsninger for NSL

NSL er planlagt idriftsatt innen utløpet av 2021. IT-løsningene må være driftsklare cirka 6 måneder før dette for å være tilgjengelig for testing og prøvedrift av selve forbindelsen. I praksis betyr dette at IT-løsningene må være ferdig utviklet tidlig i 2021.

På grunn av Brexit vet vi heller ikke per nå om Storbritannia får delta i de europeiske løsningene for spot- og inndradaghandel og det er også uklart når en slik avklaring kommer. Det kan derfor være at Statnett og vår partner må utvikle og implementere en alternativ handelsløsning for NSL, enten i istedenfor eller i parallell med de felles europeiske løsningene.

Tidsplan for å få på plass avtaler og implementere IT-løsninger for NorthConnect

NordLink og NSL er de første prosjektene som knytter Statnett og det norske kraftsystemet sammen med henholdsvis Tyskland og Storbritannia. Tidsplanene for NordLink og NSL for å få på plass nødvendige avtaler for handels- og driftsløsninger og for å implementere IT-løsningene, kan gi en god indikasjon for en tilsvarende tidsplan for NorthConnect.

- *Steg 1, utvikling av avtaler:* For både NordLink og NSL lages først System Operation Agreements (SOA), som gir et juridisk rammeverk for systemdriften og forholdet mellom kabeleierne og systemoperatørene. Videre fastslås hovedprinsippene for driften av forbindelsen. Basert på SOA, lager vi for NSL deretter en "Operating Protocol", som gir en mer detaljert beskrivelse av prosedyrene for driften av forbindelsen. For NordLink utvikles tilsvarende "Common Operational Procedures". For NSL vil utviklingen av SOA og Operating Protocol ta til sammen over to år, inkludert prosess med regulatorne for å få godkjent handelsløsningene.
- *Steg 2, implementering og testing av IT-løsninger:* Basert på SOA og beskrivelsen av prosedyrene, lages det en detaljert beskrivelse av IT-løsningene. Implementeringen av IT-løsningene gjøres delvis av eksterne leverandører og delvis internt i Statnett. I sum

vil dette ta ca halvannet år. Deretter skal løsningene gjennom en testfase, som tar 3-6 måneder.

Legges tidsplanene til NordLink og NSL til grunn, viser dette at arbeidet med handels og driftsløsningene for NorthConnect bør starte opp cirka 4-4,5 år før idriftsettelse. Anslaget tar også hensyn til behovet for prøvedrift. Arbeidet med avtalene vil sannsynligvis ta noe kortere tid når det allerede er etablert en kabelforbindelse mellom landene, men på den andre siden vil det måtte beregnes tid til å gå opp grensesnittene mellom NorthConnect som kabeleier og Statnett som systemoperatør.

Behov for tidlig involvering i NorthConnect

Uavhengig av eierskap for NorthConnect vil Statnett som systemoperatør måtte være part i en systemdriftsavtale. Dette krever at rollefordelingen mellom NorthConnect og Statnett går opp i detalj. Erfaringene fra andre kabelprosjekt, spesielt NSL, viser at Statnett, i rollen som systemoperatør, må involveres i prosjektet i en tidlig fase.

Som beskrevet i brevet vi sendte i mai i år, må NorthConnect integreres i Statnetts IT-systemer. Dette gjelder først og fremst

- SCADA, som er Statnetts system for styring og overvåkning.
- Fifty, som er vårt planlegging og markedssystem. Håndtering av NorthConnect i planlagte handelsløsninger må avklares. Avhengig av hvilke produkter som blir utvekslet på forbindelsen, kan også våre systemer for avregning og rapportering måtte utvikles.

Systemene og avtalene må være klare før prøvedrift av kabelforbindelsen.

Idriftsettelsestidspunkt for NorthConnect

Statnett har tidligere påpekt at det vil være utfordrende å implementere løsninger for NorthConnect samtidig med løsninger for allerede konsesjonsgitte kabelprosjekter, en kompleks portefølje av europeiske nettverkskoder og nye metoder for nordisk balansering.

Statnett registrerer at NorthConnect i sitt brev til NVE 7. november 2018 justerer sin tidsplan for idriftsettelse til 2023/24. Ovenfor har vi gitt en nærmere beskrivelse av tidsplanene for implementeringen av NBM og for IT-løsningene for NSL. Videre har vi har gitt en skisse til hvor lang tid det vil kunne ta å få på plass avtaler og implementere IT-løsninger for NorthConnect. Basert på dette, mener vi NorthConnects justerte tidsplan er nærmere en håndterbar innfasing av forbindelsen i våre systemer. Sett fra vårt ståsted er det ønskelig at NorthConnect tidligst idriftsettes i slutten av 2024.

Avtalegrunlaget for NordLink og NSL ved konsesjonstildeling

På forespørsel fra NVE går vi gjennom de avtalene som var inngått med Statnetts samarbeidspartnere på det tidspunktet Statnett søkte om utenlandskonsesjon for NordLink- og NSL-prosjektene. Søknaden var felles for prosjektene.

Selv om det er betydelige likhetstrekk mellom de to prosjektene i denne sammenheng, presenterer vi avtalene hver for seg.

NordLink

Utenlandskonsesjonen for NordLink ble omsøkt og tildelt på basis av to avtaler:

- Principal Cooperation Agreement (PCA) mellom TenneT, Statnett og KfW (de tre partnerne i prosjektet), undertegnet i november 2012
- Cooperation Agreement (CA) datert 15. april 2013 mellom Statnett og NOKA (kabeleieende selskap på tysk side, eid av TenneT og KfW), inkludert et addendum av samme dato.

Dette er forholdsvis omfattende avtaler (hver på over 20 sider). Avtalene må leses i sammenheng: Et utkast til CA var vedlagt PCA, og det var fastsatt frist for inngåelse.

PCA hadde fokus på eierforhold, herunder de tyske eierselskaperes finansieringsforpliktelser, og gikk i liten grad inn på operasjonelle forhold slik som markedsløsninger, drift og vedlikehold. PCA skulle opphøre ved idriftsettelse av kabelen, med unntak av visse forhold som består frem til de eventuelt blir erstattet i senere avtaler.

CA regulerer samarbeidet mellom Statnett og NOKA nærmere og fastsetter blant annet hovedprinsippene for videre utvikling, bygging og drift av kabelen.

Tanken var at CA skulle erstattes av en Ownership Agreement (OA), som skulle suppleres med særskilte avtaler knyttet til drift, vedlikehold, handel med mer. Inngåelsen av en tilfredsstillende OA var en av forutsetningene for at partene skulle fatte investeringsbeslutning i prosjektet. På et senere tidspunkt ble man imidlertid enige om erstatte både PCA og CA med en OA som favnet alle elementer og parter i prosjektet.

Hovedinnholdet i PCA og CA (inkl. forhold man ble enige om utenom avtalene før konsesjonssøknaden ble sendt) kan kort og litt upresist oppsummeres slik:

- Angivelse av hovedparametre for forbindelsen, som HVDC teknologi, kapasitet og tilknytningspunkter til nettene i begge land
- Hver part skal eie 50% av forbindelsen, på den måte at de skal eie hver sin fysiske del (Statnett den nordlige delen og NOKA den sydlige)
- Forbindelsen skal være regulert, slik at hver del inngår i transmisjonsnettet i respektivt land
- Kostnader (investering og drift) deles 50-50
- Inntekter deles 50-50
- Enstemmighetsprinsipp for alle beslutninger
- Hver part finansierer sine egne forpliktelser selv
- Hovedprinsipper for bruk av kabelkapasiteten

Den eneste vesentlige forskjellen mellom PCA/CA på den ene siden og OA er at OA forplikter partene til å bygge NordLink.

For øvrig innebærer OA en videreføring av PCA og CA, med en del forenklinger og tilpasninger. De viktigste er:

- Forenkling ved at OA erstatter både PCA og CA, slik at man får en samlet, regulering av de ulike aspektene i samarbeidet
- Justering av partskonstellasjon: NordLink Norge AS (datterselskap) av Statnett ble satt inn som eierselskap for den norske delen av prosjektet. Hensikten var å nøytralisere

skatteskjevhet mellom Norge og Tyskland; det var tatt høyde for etablering av eget eierselskap i PCA/CA.

- Justering av partskonstellasjon: På tysk side kom noen holdingselskaper inn som avtaleparter.

Det var et vilkår i konsesjonen at NVE skulle godkjenne OA; forutsatt at den lå innenfor rammene i utenlandskonsesjonen.

NSL

Utenlandskonsesjonen for NSL ble omsøkt og tildelt på basis av følgende avtale:

- Cooperation Agreement (CA) mellom Statnett og National Grid NSN Link Ltd. fra mai 2012

Dette er et omfattende dokument på til sammen 83 sider, med 55 sider i hoveddokumentet og resten som vedlegg. Også for dette prosjektet var tanken at CA skulle erstattes av en Ownership Agreement (OA) i forbindelse med investeringsbeslutning. Den OA som ble inngått, var på 209 sider, hvorav 57 inngikk i hoveddokumentet.

Hovedinnholdet i CA kan kort og litt upresist oppsummeres slik:

- Angivelse av hovedparametre for forbindelsen, som HVDC teknologi, kapasitet og tilknytningspunkter til nettene i begge land
- Hver part skal eie 50% av forbindelsen, på den måte at de skal eie hver sin fysiske del (Statnett den østlige delen og National Grid den vestlige)
- Forbindelsen skal være regulert, slik at den norske delen inngår i transmisjonsnettet, mens den britiske delen som eies av søsterselskap av TSOen National Grid Electricity Transmission, får status som regulert gjennom den «cap and floor»-mekanismen som de britiske myndighetene er har godkjent at den kan delta i
- Kostnader (investering og drift) deles 50-50
- Inntekter deles 50-50
- Enstemmighetsprinsipp for alle beslutninger
- Hver part finansierer sine egne forpliktelser selv
- Hovedprinsipper for bruk av kabelkapasiteten

Den eneste vesentlige forskjellen mellom CA og OA er at OA forplikter partene til å bygge NSL.

For øvrig er OA en videreføring av CA, med en del konkretiseringer, operasjonaliseringer og oppdateringer. Noen enkeltforhold som stod åpne i CA er løst, så som:

- «Deadlock», dvs. håndtering av situasjonen dersom partene ikke enes om en beslutning
- Konsekvenser av terminering
- Sikkerhet

Andre forhold som bør vurderes i konsesjonsbehandlingen

Prosjektutvikling: Erfaringen til Statnett fra utviklingen av våre pågående prosjekter er at det er mange forhold som må avklares før det er grunnlag for å ta beslutning om å starte opp et nytt kabelprosjekt. Dette inkluderer blant annet lønnsomhet, timing, alternativer, partnerskap, avtaler, tilknytningspunkt og leverandørforhold. Dette ble utdypet nærmere i høringssvaret vi sendte i juni 2018.

Brexit: Utfallet av Brexit kan innebære at Storbritannia, og dermed mellomlandsforbindelser til landet, blir nektet fremtidig deltagelse i de europeiske løsningene for spot- og intradaghandel og balanseplattformer. NVE bør vurdere behovet for at det må foreligge omforente og effektive

Løsninger for energihandel som kan benyttes dersom Storbritannia ikke kan delta i de europeiske løsningene for spot- og intradaghandel på grunn av Brexit.

Krav i britisk "Grid Code": Aktører som vil tilknytte seg det britiske nettet må inngå en tilknytningsavtale. Denne avtalen setter spesifikke krav til alle aktører som skal knytte seg til nettet, både produksjon og mellomlandsforbindelser. Kravene innebærer blant annet at Statnett som systemoperatør i Norge må bidra til å levere en rekke tjenester over forbindelsen. Statnett vil understreke at det ikke er gitt at vi kan bidra til å levere alle disse tjenestene, og at det i så fall må undersøkes om det er mulig å søke om unntak fra det britiske regelverket. Oppnås det ikke enighet, vil ikke forbindelsen kunne tilknyttes nettet i Storbritannia. NVE bør vurdere om det må avklares hvilke krav som vil pålegges NorthConnect i deres tilknytningsavtale i Storbritannia, og om disse kravene er akseptable fra et norsk perspektiv. I særlig grad gjelder dette kravene som involverer eller påvirker Statnett.

Med vennlig hilsen



Øivind Rue
Konserndirektør

Kopi: Olje- og energidepartementet, NorthConnect

Følgende vedlegg medfølger brevet:

- Vedlegg: Metode og data brukt for å anslå nyttetap forårsaket av rampingrestriksjoner

Mottaker	Kontaktperson	Adresse	Post
NVE	Lisa Hammer Vedeld	Postboks 5091 Majorstua	0301 Oslo

Vedlegg

Metode og data brukt for å anslå nyttetap forårsaket av rampingrestriksjoner

Vi har simulert med EMPS-modellen og brukt timesoppløsning. Dette innebærer at vi ikke tar hensyn til alle virkninger av flaskehals og endringer av tap i det norske nettet. Vi har brukt datasettene fra Statnetts langsiktige markedsanalyse (LMA) for årene 2025, 2030 og 2040.

Det er ikke mulig å studere effekten av rampingrestriksjoner på samfunnsnytt ved å legge restriksjonene direkte inn i modellen. Estimaten for samfunnsnytt av forbindelsen, slik de fremkommer i modellsimuleringene, gjelder derfor kun under forutsetning av at det ikke er noen restriksjoner på utnyttelsen av handelskapasiteten på noen av HVDC-forbindelsene som inngår i datasettet. Vi bruker disse estimatene for samfunnsnytt som referanse når vi skal estimere nyttetap som oppstår når vi introduserer rampingrestriksjoner. Vi har gjort to simuleringer for hvert av de tre årstallene: 1) Uten NorthConnect, 2) med NorthConnect.

Vi gjør et grovt anslag av nyttetap ved å innføre rampingrestriksjoner gjennom etterberegninger utenfor simuleringmodellen. Vi bruker endringer av flaskehalsinntekt (marginal flaskehalsinntekt) som en tilnærming til endring av total samfunnsnytt. Videre har vi forutsatt at kun halvparten av flaskehalsinntekten fra handelen over forbindelsen tilfaller Norge – slik den gjør på NSL og NordLink. Siden beregningene foregår utenfor simuleringmodellen, blir systemets samlede rampingevne fordelt likt på alle forbindelsene i datasettet. Vi har altså ikke tatt hensyn til at en større begrensning av rampingraten på andre HVDC-forbindelser enn NorthConnect vil kunne redusere det samlede nyttetapet for samfunnet.

NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIR NVE

Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Saksbeh./tlf.nr: Ingard Moen/90756449
Deres ref./tlf.nr: 201101044-57
Deres dato: 07.02.2018

Vår ref.: 16/01585-22
Vår dato: 22.06.2018

Svar på høring av konsesjonssøknad til NorthConnect

Statnett viser til brev fra NVE datert 7.2.2018 om høring av søknader om anleggskonsesjon og utenlandskonsesjon for NorthConnect (NC).

Før utløpet av den opprinnelige høringsfristen, har det skjedd flere ting som Statnett vurderer som relevant for myndighetenes behandling av konsesjonssøknadene. Som en følge av samarbeidsavtalen inngått mellom alle de nordiske TSO-ene i mars 2018 og utfallet av behandlingen av EUs tredje energimarkedspakke på Stortinget, søkte Statnett derfor i brev datert 12.4.2018 om, og fikk innvilget, utsettelse av frist for høringssvar til 22.06.2018. I lys av dette, tar vi opp følgende temaer:

- 1) Statnetts syn på videre utvidelse av handelskapasiteten
- 2) Tettere samarbeid om den langsiktige utviklingen av det nordiske kraftsystemet

Statnett mottok 27.4.2018 fra Europakommisjonen: «Notice to stakeholders. Withdrawal of the United Kingdom and the internal energy market». Vi kommenterer derfor også

- 3) Konsekvenser av brexit for handelsløsninger for mellomlandsforbindelser til Storbritannia

I tillegg til høringsbrevet, har NVE i brev av 18.10.2017 bedt Statnett svare ut en rekke spørsmål knyttet til NC med frist innen høringsfristen. Statnett har allerede svart ut en del av disse spørsmålene. I vedlegg 1 og 2 besvarer vi utestående temaer og spørsmål fra brevet av 18.10.2017, samt kommenterer lokale forhold i Sima:

- Vedlegg 1: Virkning på tap og eksisterende forbindelser. Dette inkluderer naturlig noen kommentarer knyttet til NC sine beregninger av spothandelsnytt
- Vedlegg 2: Sima som ilandføringspunkt og lokale forhold i Sima

For å knytte seg til det britiske nettet må NorthConnect signere en tilknytningsavtale som setter spesifikke krav til kabeleierne og som også involverer Statnett som systemoperatør. I lys av dette kommenterer vi i vedlegg 3 også

- Vedlegg 3: Krav om å tilfredsstille britisk «grid code»

Sammendrag

I tråd med strategien som har blitt kommunisert i Statnetts Nettutviklingsplan de siste årene har Statnett ikke lansert nye kabelprosjekter etter at forbindelsene som nå er under bygging er satt i drift. Denne beslutningen bygger på en samlet vurdering av flere forhold. De senere årene har organisasjonen hatt fullt fokus på å bygge og sette i drift kablene til Tyskland og Storbritannia. Prosjektene legger beslag på store økonomiske ressurser og en stor del av tilgjengelig kompetanse.

Med mellomlandsforbindelsene som nå er vedtatt og under bygging vil handlingskapasiteten ut av det nordiske synkronsystemet øke til opp mot 10000 MW. Kombinert med stadig mer uregulert produksjon gir dette ulike utfordringer for driften av det nordiske synkronsystemet. Den viktigste er balanseringen ved større og hyppigere endringer i kabelflyt og nordisk kraftproduksjon. Felles utfordringer er noe av årsaken til det forsterkede nordiske samarbeidet om drift og utvikling av kraftsystemet. De nordiske TSO'ene har utgitt rapportene "Challenges and opportunities of the Nordic power system" (2016) og "The way forward Solutions for the Nordic power system" (2018) som samlet beskriver utfordringer og tiltak i det nordiske kraftsystem frem mot 2030. Tiltakene skal sikre en fortsatt effektiv og sikker drift i et kraftsystem med mer uregulert produksjon og flere mellomlandsforbindelser. Det er imidlertid usikkerhet knyttet både til fremdriften i implementering av disse tiltakene og hvor godt systemdriftsutfordringene vil løses med disse. Det er derfor viktig å ha driftserfaring med mellomlandsforbindelsene som nå er under bygging, samt planlagte tiltak, før eventuelt nye kabler realiseres.

De nordiske systemansvarlige selskapene inngikk i mars 2018 en ny avtale om balanseringen av systemet. I etterkant av dette har Statnett drøftet behovet for en tettere dialog med Svenska Kraftnät (SvK) også innen nettplanlegging. Dette for å sikre at vi på en enda bedre måte ivaretar det nordiske perspektivet i nettutviklingen og de forventede utfordringer det nordiske kraftsystemet står ovenfor. Statnett og SvK har med basis i dette i juni 2018 inngått en intensjonsavtale som omhandler planlegging av mulige kapasitetsøkninger mellom Norge og Sverige, både for å møte nordiske utfordringer og forventet effektknapphet i Sverige.

Utover det ovenstående, og kravet om at forventet lønnsomhet må være robust, tilsier erfaringen til Statnett at følgende forhold også må avklares før det er grunnlag for å starte et nytt kabelprosjekt:

- *Timing.* Store politiske og regulatoriske endringer bør være forstått og håndterbare. F.eks. vil brexit-avtalen kunne være av stor betydning for om det er mulig å etablere en effektiv handelsløsning som gjør det mulig å realisere den forventede nytten av forbindelsen
- *Alternativer.* Den offentlige debatten i forbindelse med innlemmelse av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen understreker betydningen av å utrede flere alternativer og at alternativene utredes i et bredest mulig perspektiv
- *Partnerskap.* Statnett er avhengig av en sterk partner med god kjennskap til kraftsystemet og de regulatoriske og politiske forhold i landet vi knytter oss til, uansett hvilket land dette er. Vi anser at dette er et vesentlig risikoreduserende tiltak
- *Tilknytningspunkt.* Det er nødvendig å gjøre grundige vurderinger sammen med en kompetent partner av hvilket tilknytningspunkt som er best egnet i landet vi knytter oss til
- *Leverandørforhold.* Kapasiteten i leverandørmarkedet er en sentral faktor i vurderingen av både timing, lønnsomhet og risiko i denne typen prosjekter. Det er et begrenset antall leverandører som kan levere på det kvalitetsnivået som kreves

Statnetts estimater for tapskostnader i det norske nettet og for reduksjon av flaskehalsinntektene på eksisterende mellomlandsforbindelser er vesentlig høyere enn det NC har i sin søknad. Våre estimater for samlet norsk samfunnsøkonomisk nytte er derfor lavere enn NC sine, men vi bekrefter at forbindelsen kan forventes å ha høy samfunnsøkonomisk nytte. Vi ser imidlertid at usikkerheten til forventet nytte er betydelig og høyere enn NC sine anslag. Vi mener og at inntekter kommer lenger ut i tid. I tillegg mener vi at gjennomføringsplanen er urealistisk for det angitte tidspunktet for idriftsettelse.

På norsk side er Sima et godt egnet tilknytningspunkt da det er knyttet til resten av transmisjonsnettet med tre 420kV-ledninger, noe som gjør det mulig å overføre strøm på kabelen i de fleste situasjoner. Dette er positivt for handelsinntektene og dermed lønnsomheten til kabelen.

Selv om lønnsomheten til en ny forbindelse til Storbritannia ser god ut, mener Statnett det er for tidlig å etablere den nå. Statnett mener det er rasjonelt å utsette tiltaket til man både har fått bedre kunnskapsgrunnlag om virkningene på det nordiske kraftsystemet, driftserfaring fra den pågående kapasitetsutvidelsen samt større trygghet for samlet lønnsomhet.

1. Statnetts syn på videre utvidelse av handelskapasiteten

I forbindelse med at Stortinget behandlet saken om gjennomføring av EUs tredje energimarkedspakke i Norge, inngikk Arbeiderpartiet, Høyre, Fremskrittspartiet, Venstre og Miljøpartiet de Grønne en avtale om hvilke premisser som skal ligge til grunn for «Samtykke om innlemmelse av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen». Flere premisser er knyttet til utenlandskabler, blant annet: «Eventuelle nye kabler skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme og det skal høstes erfaringer og gjøres grundige analyser før nye forbindelser kan etableres. Hvilken betydning dette får for eventuelle nye konsesjonssøknader, må vurderes som ledd i behandlingen av disse. Statnett skal eie og drive alle framtidige mellomlandsforbindelser. Dette tas inn i energiloven».

Rammene for utvikling, bygging, eierskap og drift av mellomlandsforbindelser vil altså bli endret. Statnett skal få en større rolle enn tidligere antatt dersom det skal etableres flere mellomlandsforbindelser i fremtiden. Vi benytter derfor denne anledningen til å informere om hvordan vi ser for oss å fylle denne rollen. Videre vil vi, basert på erfaringen til Statnett fra utviklingen av våre pågående prosjekter, si noe om hvilke viktige spørsmål som må avklares for at Statnett skal vurdere å starte et nytt prosjekt.

Det er avgjørende med en grundig utredningsfase

Beslutninger om å etablere nye mellomlandsforbindelser forutsetter et svært godt kunnskapsunderlag. Den siste tids politiske diskusjoner om mellomlandsforbindelser bekrefter dette. En god offentlig prosess forut for oppstart av konsesjonsprosessen er også viktig – tilsvarende prosessen for konseptvalgutredninger for innenlandske nettprosjekter. Et sentralt poeng i denne sammenhengen er at en bør sammenligne flere alternativer for økt overføringskapasitet på et tidspunkt hvor det ikke er satt i gang noen prosjekter enda.

I lys av de nevnte beslutningene i Stortinget, er det naturlig for oss å nå gjennomføre en noe mer utvidet tidligfase utredningsprosess inn mot neste NUP/KSU som skal publiseres høsten 2019. Som et ledd i arbeidet med disse produktene, vil vi undersøke om det kan være økonomisk potensial for nye forbindelser til våre naboland. Vi planlegger også å gjøre en mer fullstendig vurdering av de forhold som må være avklart før Statnett eventuelt beslutter å starte opp et nytt kabelprosjekt, inkludert kostnader ved eventuelle nettinvesteringer på land.

Viktige spørsmål å avklare

Erfaringen til Statnett fra utviklingen av våre pågående prosjekter er at det er mange forhold som må avklares før det er grunnlag for å ta beslutning om å starte opp et nytt kabelprosjekt. Noen eksempler:

- **Lønnsomhet:** Positiv lønnsomhet i forventning. Identifikasjon og vurdering av risikofaktorer som kan øke/ redusere forventet lønnsomhet (f.eks. deltakelse i kapasitetsmarkeder eller tilsvarende, handel med reserver, markedsutvikling, begrensninger av handelskapasitet). I NUP 2017 drøftet vi nytten av mulige fremtidige forbindelser, men vi laget ikke fullstendige lønnsomhetsanalyser
- **Timing:** Historisk erfaring tilsier at riktig timing for lansering av prosjekter er avgjørende for å lykkes. Konsekvenser av store politiske og regulatoriske endringer bør være forstått og håndterbare, f.eks. gjennom bilaterale avtaler. Ved en eventuell ny forbindelse til Storbritannia, vil f.eks. konsekvenser av brexit kunne være av stor betydning (se kapittel 3). Problemstillingene som drøftes i dette kapittelet illustrerer et annet sentralt poeng: Realisering av den forventede nytten fra en mellomlandsforbindelse er betinget av at det eksisterer en effektiv handelsløsning og også at de andre forutsetningene som ligger til grunn for lønnsomhetsberegningene oppfylles
- **Alternativer:** Jo flere forbindelser det er grunnlag for å utvikle, jo viktigere blir det å utvikle flere alternativer lengre før vi tar det endelige nedvalg. Den offentlige debatten i forbindelse med innlemmelse av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen understreker også betydningen av å utrede alternativene i et bredest mulig perspektiv
- **Systemdriften:** Konsekvensene for systemdriften av en økning av utvekslingskapasiteten må vurderes nøye

- *Partnerskap*: Statnett er avhengig av en sterk partner med god kjennskap til kraftsystemet og de regulatoriske og politiske forhold i landet vi knytter oss til, uansett hvilket land dette er. Vi anser at dette er et vesentlig risikoreducerende tiltak. F.eks. har vi gjennom arbeidet med NSL utviklet et godt samarbeid med National Grid
- *Avtaler*: Statnetts erfaring tilsier at norske ønsker og krav knyttet til bygging og drift av denne typen forbindelser, inkludert nødvendige nettførsterkninger i begge land, bør avklares gjennom relevante avtaler i løpet av utviklingsprosessen forut for investeringsbeslutning. Vi har for eksempel ansett det som viktig å avtalefeste viktige forutsetninger som legges til grunn for vurderinger og konklusjoner i våre konsesjonssøknader. I forbindelse med utviklingen av NordLink og NSL etablerte vi derfor et omfattende avtaleverk før konsesjonssøknadene ble oversendt myndighetene
- *Tilknytningspunkt*: Det er nødvendig å gjøre grundige vurderinger sammen med en kompetent partner av hvilket tilknytningspunkt som er best egnet i landet vi knytter oss til. Ved en eventuell ny forbindelse til Storbritannia, ville det for oss være naturlig at vi, sammen med National Grid, vurderer hvilket tilknytningspunkt som er optimalt. Dette kan få vesentlig betydning for utnyttelsen og dermed lønnsomheten av forbindelsen. Dersom vi skulle vurdert en ny forbindelse til Storbritannia, ville det vært naturlig å vurdere om et tilknytningspunkt i England ville være bedre enn et i Skottland. Vi ville vurdert forhold som vil være av betydning for gjennomføring samt forventet kortsiktig og langsiktig utvikling av nettet og usikkerheten knyttet til denne utviklingen.
- *Leverandørforhold, teknologi og intern kompetanse*: Kapasiteten i leverandørmarkedet er en sentral faktor i vurderingen av både timing, lønnsomhet og risiko i denne typen prosjekter. Det er et begrenset antall leverandører som kan levere på det kvalitetsnivået som kreves. I tillegg må prosjektet sees i sammenheng med Statnetts samlede prosjektportefølje, for å sikre at intern ekspertkompetanse er tilgjengelig og at forutsatte løsninger kan implementeres i tide. Videre vil timingen, gjennomføringstiden og relatert risiko for et nytt prosjekt ikke kunne etableres uten grundige markedsanalyser og vurderinger. Utviklingen på teknologisiden må også sees i sammenheng med leverandørkapasitet og risiko. Leverandør- og teknologisituasjonen i tillegg til en krevende gjennomføringsfase gjør det også helt nødvendig med teknisk kompetanse og gjennomføringserfaring, både kvalitativt og kvantitativt, på et nivå som gir akseptabel risiko. Det er krevende å etablere en realistisk gjennomføringsplan med akseptabel usikkerhet uten dybdekunnskap om disse forholdene

I tråd med strategien som har blitt kommunisert i Nettutviklingsplanene de siste årene har Statnett ikke lansert nye kabelprosjekter. De to kablene til Tyskland og Storbritannia, som er under bygging, er i seg selv svært omfattende prosjekter som legger beslag på store ressurser – både økonomiske og med tanke på tilgjengelig kompetanse. Statnett ser videre ulike utfordringer for systemdriften ved økt overføringskapasitet mellom det nordiske synkronområdet og omkringliggende områder. Den viktigste er balanseringen av kraftsystemet ved større og hyppigere endringer i kabelflyt og nordisk kraftproduksjon. Ulike tiltak planlegges implementert for å gi en effektiv og sikker drift av kraftsystemet når flere mellomlandsforbindelser er på plass, men det er usikkerhet knyttet både til fremdriften i implementering av tiltakene og til hvor godt systemdriftsutfordringene vil løses med disse. Det er en samlet vurdering av blant annet forholdene nevnt over som ligger til grunn når Statnett vurderer om tiden er moden for å lansere nye kabelprosjekter. Denne gangen har det i tillegg vært nødvendig å avvente utfallet av behandlingen av NorthConnect sin konsesjonssøknad.

Det er p.t. uklart for Statnett hvilken betydning den varslede lovendringen vil få for utfallet av den pågående behandlingen av konsesjonssøknaden til NorthConnect. Det er også uklart hvilken betydning den varslede lovendringen vil få for det fremtidige eierskapet til denne kabelen dersom nåværende eiere får konsesjon og bygger den. I lys av dette, mener vi myndighetene også bør ta hensyn til følgende forhold i konsesjonsbehandlingen:

- *Kostnader og inntekter*. Dersom myndighetene mener at Statnett skal overta som eier av kabelen etter at den er bygget og satt i drift, må konsesjonen åpne for at kostnader og inntekter kan inngå i sentralnettsordningen, og de må kunne inngå i den økonomiske reguleringen av Statnett på ordinær måte – på samme måte som tilfellet er for NSL. Det bør også avklares med britiske myndigheter om/hvordan rettighetene som blir gitt til NorthConnect på britisk side (dvs. gjennom regulering og andre konsesjoner) kan overføres til Statnett sin

potensielle partner i Storbritannia. Implisitt i dette ligger at alle risikofaktorer som Statnett normalt vil vurdere, også må bli tilstrekkelig belyst gjennom konsesjonsbehandlingen

- **Tidsplan.** Planlagt idriftsettelse av NorthConnect er utgangen av 2022 – ca. 4,5 år fra nå. Dette er for øvrig ett år senere enn Ofgem har lagt til grunn i sin behandling av «Cap & Floor-reguleringen» for forbindelsen basert på prosjektets søknad. Vi har ikke sett vurderinger eller analyser som underbygger en slik fremdrift – hverken for fasen frem til kontraktsinngåelse eller for selve gjennomføringsfasen. Basert på vår erfaring fra og kunnskap om markedet for produksjon og installasjon av kabel, er det all grunn til å tro at NorthConnect sin tidsplan er urealistisk. En revisjon av tidsplanen vil kunne gi tid til å avklare og bearbeide andre vesentlige forhold uten at det får reelle konsekvenser for gjennomføringstid, tidspunkt for idriftsettelse og dermed forventet lønnsomhet

2. Tettere samarbeid om den utviklingen av det nordiske kraftsystemet

De nordiske TSO-ene har de siste årene fornyet og forsterket samarbeidet. I fellesrapportene «Challenges and Opportunities for the Nordic Power System» fra 2016 og «The way forward – solutions for the Nordic Power System» fra 2018 presenterer de nordiske TSO-ene et helhetlig bilde av utfordringene knyttet til den pågående utviklingen av det nordiske kraftsystemet. TSO-ene har blant annet pekt på at driften av systemet blir mer utfordrende som en følge av den pågående utvidelsen av handelskapasiteten mellom det nordiske synkronområdet og andre systemer. En innfasing av eventuelt nye utenlandsforbindelser utover den allerede planlagte økningen av handelskapasiteten til opp mot 10000 MW overfor de omliggende kraftsystemene, medfører at de nordiske systemansvarlige selskapene ser ulike utfordringer for systemdriften. De har derfor iverksatt flere ulike tiltak for å kunne drifte systemet på en sikker og effektiv måte også etter at mellomlandsforbindelsene som er under bygging blir satt i drift. Samarbeidet om driften av systemet ble ytterligere styrket gjennom inngåelsen av samarbeidsavtalen om balansering i mars 2018.

Etter at Stortinget besluttet å endre rammene for utvikling, bygging, eierskap og drift av mellomlandsforbindelser, har Statnett drøftet behovet for en tettere dialog med Svenska Kraftnät (SvK) også innen nettplanlegging. Dette for å sikre at vi på en enda bedre måte ivaretar det nordiske perspektivet i nettutviklingen og de forventede utfordringer det nordiske kraftsystemet står ovenfor. Statnett og SvK har med basis i dette i juni 2018 inngått en intensjonsavtale som omhandler planlegging av mulige kapasitetsøkninger mellom Norge og Sverige, både for å møte nordiske utfordringer og forventet effektknapphet i Sverige. Intensjonsavtalen dekker følgende hovedpunkter:

- 1) En felles erkjennelse av at det er nødvendig å styrke det nordiske perspektivet i nettutviklingen
- 2) I plansammenheng innebærer det nordiske perspektivet at vi har gode prosesser for å finne en god balanse mellom å utvide handelskapasiteten med omkringliggende systemer, internt i landene og mellom landene som utgjør det nordiske synkronområdet
- 3) Partene er enige om at det er ønskelig å samle erfaring og gjøre grundige analyser før handelskapasiteten utvides ytterligere
- 4) Partene er enige om å ivareta det nordiske perspektivet gjennom å konsultere hverandre før de eventuelt lanserer nye kabelprosjekter
- 5) Økt overføringskapasitet mellom Norge og Sverige vil kunne spille en viktig rolle i å møte utfordringene som vil oppstå som en følge av at effektbalansen i Sverige er i ferd med å svekkes
- 6) Partene erkjenner at det tar lang tid å utvikle overføringskapasitet på tvers av landegrensene. De ønsker derfor å sette i gang arbeid med å identifisere mulige løsninger allerede nå. Dette arbeidet vil gjøres parallelt med de bilaterale analysene av kapasitet mellom prisområdene NO1 og SE3 som allerede er avtalt. Partene er også enige om å planlegge en andre analysefase basert på resultatene fra de første bilaterale analysene – i denne andre fasen åpner partene for også å vurdere ny kapasitet mellom andre prisområder

3. Konsekvenser av brexit for handelsløsninger for mellomlandsforbindelser til Storbritannia

Brexit skaper usikkerhet om handelsløsninger for mellomlandsforbindelser til Storbritannia

Alle aktører må forberede seg på muligheten for at EUs regler for energimarkedene ikke vil gjelde i Storbritannia når landet blir et såkalt tredjeland fra 29. mars 2019. Usikkerheten rundt hvilke rammebetingelser som vil gjelde for handel med kraft over landegrensene er stor. Dette påpekes av Europakommisjonen i «Notice to stakeholders¹» datert 27. april 2018, og Statnett har allerede tatt opp problemstillingen i brev til NVE og NorthConnect datert 24. januar 2018². Vi mener at NorthConnect også burde gjøre vurderinger av mulige konsekvenser for kabelen av at Storbritannia blir stående utenfor det indre energimarkedet. Vi anser at disse vurderingene vil være relevante for myndighetene i behandlingen av NorthConnect sin søknad om utenlandskonsesjon.

Vi har identifisert tre hovedspørsmål for internasjonal krafthandel knyttet til brexit:

- 1) Vil mellomlandsforbindelser få delta i de europeiske løsningene for spot- og intradaghandel?
- 2) Vil mellomlandsforbindelser kunne delta i det britiske kapasitetsmarkedet?
- 3) Vil det innføres grensetariffer?

Brexit kan innebære at mellomlandsforbindelser til Storbritannia ikke får delta i de europeiske løsningene for spot- og intradaghandel

Brexit kan innebære at Storbritannia, og dermed mellomlandsforbindelser til landet, blir nektet fremtidig deltagelse i de europeiske løsningene for spot og intradaghandel. I så fall vil Storbritannia bli behandlet på samme måte som Sveits, som i dag nektes deltagelse i de nevnte handelsløsningene. Samtidig kan en avtale mellom EU og Storbritannia også innebære en løsning der Storbritannia fortsatt får lov til å delta.

En første indikasjon om utfallet vil en kunne få i oktober i år, da en brexit-avtale, samt en erklæring om det langsiktige forholdet etter planen skal legges fram for Rådet i EU. Imidlertid er det en risiko for at flere sentrale spørsmål om den langsiktige løsningen forblir uavklart en tid fremover.

Dersom det forblir uavklart om Storbritannia får delta i de europeiske handelsløsningene, må NorthConnect utarbeide alternative løsninger for kraftutvekslingen. For energihandelen kan man tenke seg ulike auksjonsløsninger, men dette er noe eierne av forbindelsen må vurdere nærmere. Klarer NorthConnect å etablere gode alternative handelsløsninger for forbindelsen, vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av energihandelen kunne bli tilnærmet uendret. Vi vil understreke at våre nyttevurderinger av NorthConnect forutsetter at det blir etablert en effektiv handelsløsning. Det er viktig at valgt handelsløsning er kompatibel med Statnetts IT-systemer og til enhver tid vil respektere gjeldende rampingrestriksjoner.

Brexit kan utfordre deltakelsen til mellomlandsforbindelser i det britiske kapasitetsmarkedet

Brexit innebærer at Storbritannia ikke lenger er bundet av EUs konkurranseregelverk, som var viktig for at mellomlandsforbindelser fikk delta i det britiske kapasitetsmarkedet. Det er derfor en risiko for at britiske myndigheter ekskluderer mellomlandsforbindelser fra deltagelse i kapasitetsmarkedet eller reduserer verdien av deltagelse betydelig, for eksempel gjennom en urimelig streng «derating» av

¹ Notice to stakeholders. Withdrawal of the United Kingdom and the internal energy market. European Commission. Directorate-General Energy

² Notat: NorthConnect – En vurdering av systemdriftskonsekvenser og systemdriftskostnader. Statnett

kapasiteten. Mellomlandsforbindelser får kun ettårskontrakter, så en slik beslutning vil få umiddelbar konsekvens for mellomlandsforbindelser.

Brexit kan medføre grensetariffer

Brexit innebærer at Storbritannia i ITC-sammenheng blir et tredjepartsland, med mindre brexit-avtalen gir et annet utfall. I henhold til forordning (EU) No 774/2010 vil det da bli pålagt en perimeteravgift på mellomlandsforbindelser. Statnett har ansvaret for å betale perimeteravgiften. Etter vår vurdering bør eierne av NorthConnect pålegges å dekke denne kostnaden. Vi vil også påpeke at det er en risiko for at britiske myndigheter kan innføre en grensetariff.

Det bør foreligge omforente og effektive løsninger for energihandel etter brexit

Basert på vurderingene ovenfor, mener Statnett at det bør gjøres en grundig vurdering av disse tre problemstillingene som et ledd i konsesjonsbehandlingen. Følgende er spesielt viktig:

Det bør foreligge omforente og effektive løsninger for energihandel som kan benyttes dersom Storbritannia ikke kan delta i de europeiske løsningene for spot- og intradaghandel på grunn av brexit. Om løsningene ikke allerede er implementert, bør det foreligge en realistisk plan for utarbeidelse av dem.

Med vennlig hilsen
Statnett SF

Håkon Borgen
Konserndirektør

Dokumentet er elektronisk godkjent i Statnett og har derfor ingen signatur

Kopi:
Olje- og energidepartementet
NorthConnect

Følgende vedlegg medfølger høringssvaret:

- Vedlegg 1: Virkning på tap og eksisterende forbindelser
- Vedlegg 2: Sima som ilandføringspunkt
- Vedlegg 3: Krav om å tilfredsstille britisk «grid code»

VEDLEGG 1: Virkning på tap og eksisterende forbindelser

NVE har bedt Statnett om å gjøre rede for hvordan NC vil påvirke tapskostnadene i det norske nettet og hvordan NC vil påvirke lønnsomheten på eksisterende utenlandsforbindelser. For å svare på spørsmålene har vi tatt utgangspunkt i scenarioene vi utarbeidet i forbindelse med «Langsiktig markedsanalyse – Norden og Europa 2016-2040³ (LMA)». På bakgrunn av denne gjorde vi noen forenklede analyser knyttet til lønnsomheten av nye forbindelser etter at begge Statnett sine nye mellomlandsforbindelser er satt i drift. Disse analysene er grunnlaget for det vi skrev om nye mellomlandsforbindelser i Nettutviklingsplan 2017⁴, som også NC referer til i sin konsesjonssøknad. Metoden vi bruker for å regne ut nytten er den samme som vi brukte for NordLink og NSL. NC har også brukt denne metoden i sin konsesjonssøknad.

Vi finner det også naturlig å kommentere på nytteberegningene utover det NVE spør om. Grunnen er at virkningene vi er bedt om å svare på ikke kan ses på adskilt fra de andre komponentene i nytteregnskapet. I tillegg til tap og endring i andre flaskehalsinntekter, inngår her flaskehalsinntekter på selve kablet og påvirkning på produsent- og konsumentoverskuddet i Norge. Disse er gjensidig avhengig av hverandre gjennom prisvirkningene forbindelsen gir på norsk side⁵.

NC sine beregninger er gjort i samarbeid mellom det britiske konsulentselskapet Baringa og norske Thema. Tallene for nytte er beregnet ved hjelp av Thema sin kraftmarkedsmodell, TheMA. Simuleringene vi baserer våre vurderinger på er ikke helt konsistente med disse. Dette skyldes både ulike forutsetninger om utviklingen av kraftsystemet i Norge, Europa og Storbritannia, og at vi bruker ulike modeller.

Forutsetningene vi bruker er nøyte beskrevet i LMA. Våre analyser er basert på modellsimuleringer av kraftsystemet for 2025, 2030 og 2040⁶ for tre ulike prissenarioer kalt: Basis (forventing), Lav og Høy. Disse simulerer vi for 25 historiske værår i sekvens⁷. Modellen vi bruker for Norden er Samnett, mens Europa er representert gjennom BID-modellen. Vår versjon av BID dekker Nord- og Sentral-Europa, i tillegg til Polen, Tsjekia og Italia.

Fordelen med Samnett er at den både dekker det nordiske og baltiske kraftmarkedet (Samkjøringsmodellen) og det fysiske kraftsystemet.⁸ Som en følge av at det fysiske kraftsystemet er representert i modellen, får vi bedre frem hvordan flaskehals i det norske nettet påvirker nytten og virkningen av fysiske tap blir beregnet på en konsistent måte.

Mye tyder på at ulikt modelloppsett og ulike kraftpriser i Storbritannia er de viktigste årsakene til forskjellene mellom våre beregninger og de som presenteres i konsesjonssøknaden til NC. Vi kommer tilbake til dette under.

Tapskostnader i det norske nettet øker til tross for at de fysiske tapene går ned

Hvordan tapskostnadene i det innenlandske nettet påvirkes blir avgjort av hvordan de fysiske tapene endres og prisvirkningen forbindelsen gir på norsk side. Hvis tapene i det norske nettet går ned som

³ <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Nyheter%20-%20vedlegg/Nyheter%202016/Langsiktig%20markedsanalyse%20Norden%20og%20Europa%202016%E2%80%932040.pdf>

⁴ <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/NUP%202017-endelig/Nettutviklingsplan%202017.pdf>

⁵ Se for eksempel kapittel 8 i Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samfunnsøkonomisk nytte ved spothandel. Vi har nå også valgt å inkludere kostnadene med innenlandske tap som en del av spothandelsnyttens selv om vi ikke gjorde det i forbindelse med konsesjonssøknaden på Nordlink og NSL. Dette er naturlig fordi tapskostnadene avhenger av hvordan forbindelser påvirker pris og flyt i Norge. Uansett har dette ikke noe å si for den totale samfunnsøkonomien av prosjektet.

⁶ Når vi senere referer til årlige verdier er dette snittet av 25 værår for enten 2025, 2030 eller 2040 i et av disse scenarioene.

⁷ Beregningene i konsesjonssøknaden til NC er basert på simuleringer av årene 2023, 2030 og 2040

⁸ I konsesjonssøknaden brukte vi Samlast modellen. Samnett har en ny metodikk for å løse flaskehals som representerer flytbasert markedskobling. Sammenlikninger mellom Samlast og Samnett viser at Samnett gir noe høyere nytte av utenlandsforbindelser, men forskjellene er relativt små.

følge av forbindelsen, bidrar dette isolert sett til lavere tapskostnader. Høyere priser bidrar til at tapskostnadene øker fordi kostnadene for eksisterende tap stiger. En konsekvens er at kostnadene for de norske tapene kan øke selv om de fysiske tapene går ned, hvis forbindelsen øker prisnivået. Et spesialtilfelle er hvis kablene fører til mye økte tap i det norsk-svenske kraftsystemet. Økte tap vil da i seg selv gi en prisøkning, slik at produsent- og konsumentoverskuddet i Norge også påvirkes.

Våre beregninger viser at NC i liten grad endrer de fysiske tapene i Norge. I alle våre simuleringer får vi at forbindelsen tenderer mot å gi en liten reduksjon i tap på mellom 0-100 GWh per år. Dette er i stor grad uavhengig av flyten på forbindelsen. Årsaken er at Sima er et gunstig punkt som gjør at flyten reduseres på mange ledninger og snitt i Sør-Norge, spesielt i Hallingdal og på Vestlandet sør for Samnanger.

De samlede tapskostnadene i det norske nettet øker imidlertid i alle våre tre scenarioer som følge av at prisene i de fleste simuleringene går noe opp. I Basisscenarioet øker tapskostnadene med 20-75 MNOK årlig. I nåverdi utgjør dette ca. 800 MNOK. I lavt scenario ser vi små endringer i tapskostnader for alle simulerte stadium, og nåverdien av økte tapskostnader er kun 100 MNOK. I høyt scenario ser vi større prisvirkninger av forbindelsen i Norge og tapene øker med opp mot 120 MNOK årlig. I nåverdi utgjør dette ca. 1300 MNOK. Vi ser altså en klar sammenheng der tapskostnadene øker lite i scenario med lav spothandelsnytte, men at de øker i scenario der prisforskjellene og dermed nytten er stor.

I konsesjonssøknaden legger NC til grunn at de fysiske tapene reduseres med om lag 160 GWh årlig. Dette er noe mer enn hva våre beregninger indikerer. Videre har de at dette i forventningsscenarioet gir en gevinst i form av reduserte tapskostnader på ca. 1300 MNOK i nåverdi. Gevinsten i det lave scenarioet er beregnet til ca. 900 MNOK mens den i det høye scenarioet øker til ca. 1550 MNOK. Våre beregninger viser på den andre siden altså en økning i tapskostnader. Dessuten har vi ulik korrelasjon mellom tapskostnader og samlet spothandelsnytte av forbindelsen. NC har at gevinsten i form av reduserte tapskostnader øker med nytten, mens våre simuleringer indikerer at tapskostnadene øker med nytten.

Vi mener at forskjellen mellom Statnett og NC sine tall hovedsakelig skyldes at deres beregninger trolig ikke har tatt hensyn til at høyere priser i Norge gjør at verdien av eksisterende tap øker. NC beregner at forbindelsen vil øke gjennomsnittsprisene i Norge fra 0,7 til 1,7 øre/KWh. På bakgrunn av dette mener vi det er lite trolig at tapskostnadene i det norske nettet kan gå ned, selv om de fysiske tapene synker noe. Videre viser våre simuleringer at prisvirkningene generelt er større i scenario der prisforskjellene er store og nytten høy. Det er derfor vi ser motsatt korrelasjon mellom endring i tapskostnader og nytte. I tillegg indikerer våre simuleringer at for en gitt nettoeksport vil vi få en noe større prisoppgang på norsk side.

Endret kraftpris i Norge reduserer flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser
Økt kapasitet vil gi likere priser og dermed avtagende marginalnytte av overføringskapasitet mellom to markeder.⁹ Våre analyser tyder på at priseffekten av forbindelser ut av Norden er større i Norge enn hos handelspartneren. Bakgrunnen for dette er den store andelen vannkraft her. Konsekvensene er at flaskehalsinntektene på den nye forbindelsen blir mindre enn de opprinnelige prisforskjellene skulle tilsi, flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser går ned og summen av produsent- og konsumentoverskuddet øker. Etableringen av NorthConnect vil altså entydig redusere flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser. Reduksjonen er størst for NSL fordi NorthConnect også gir en prisvirkning i Storbritannia.

Prinsipielt mener vi at redusert nytte på andre forbindelser blir tatt hensyn til i de samfunnsøkonomiske beregningene som ligger til grunn for konsesjonssøknaden. Både Statnett og NC bruker en metode der vi beregner den marginale nytten av en ny forbindelse. Dermed blir nedgangen i

⁹ Se for eksempel kapittel 2 og 8 i "Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samf.øk. nytte ved spothandel" for en nærmere diskusjon av teorien rundt dette.

flaskehalsinntekter på eksisterende forbindelser regnet inn som redusert spothandelsnytte av den nye forbindelsen.

Våre simuleringer tyder på at samlet reduksjon i inntektene på forbindelsene til utlandet vil ligge mellom 100 og 500 MNOK årlig basert på den direkte prisvirkningen av forbindelsen. I nåverdi utgjør nedgangen om lag 3000 MNOK i det lave scenarioet, 5000 MNOK i forventning og 7000 MNOK i det høye scenarioet. Igjen er det en klar sammenheng i våre simuleringer der nedgangen på eksisterende forbindelser øker med spothandelsnytt. Bakgrunnen for dette er at prisforskjellene og dermed prisvirkningene i Norge er størst i scenarioene med høyest nytte.

Dette er en vesentlig større nedgang enn hva NC beregner i sin konsesjonssøknad. NC opererer med en nedgang på 860 MNOK i nåverdi i forventning, 950 MNOK i høy og 1500 MNOK i lav. NC har at reduksjonen er noe større i det lave scenarioet enn i forventning og i det høye scenarioet. Dette er motsatt av hva våre analyser indikerer. De har altså størst prisvirkning av forbindelsen i scenarioet der prisforskjellene er minst.

Årsaken til forskjellen er primært at våre simuleringer gir andre prisvirkninger i Norge enn de som ligger til grunn for konsesjonssøknaden. I vårt forventningsscenario øker prisene i snitt med i overkant av 1 øre/KWh til i overkant av 2 øre/KWh for de ulike årene. Dette er noe høyere enn tallene NC oppgir. Likevel kan ikke dette alene forklare de betydelige forskjellene. Vi har ikke nok informasjon til å vurdere dette inngående, men mye tyder på at vi får en større oppgang i norske priser i perioder med stor norsk eksport, da norske snittpriser ligger vesentlig under de på kontinentet.

Bakgrunnen for at vi får ulike resultater handler trolig mer om at vi bruker ulike modeller på nordisk side enn eventuelle forskjeller i forutsetninger om framtidig markedsutvikling. Grunnen til at vi tror dette, er at simuleringene til NC jevnt over viser noe større nettoeksport på forbindelsen enn våre simuleringer. Alt annet likt skal dette gi større effekt på norske priser. På tross av dette viser altså våre simuleringer større prisvirkninger.

Vi har ikke nok kjennskap til TheMA-modellen, og simuleringene gjort i forbindelse med konsesjonen, til å presist vurdere de fundamentale årsakene til at det blir slik. En årsak er trolig at vi simulerer 25 historiske tilsigsår i sekvens, mens det virker som om beregningene som er gjort av Thema primært er basert på simuleringer av et normalår. Våre simuleringer viser at den klart største prisvirkningen i Norge kommer i sommerhalvåret i våte år. Det er i disse periodene vi får mye av reduksjonen i flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser. Det er trolig vanskelig å fange opp dette gjennom kun å simulere et tilsigsår.

Statnett har høy nytte i forventning, men våre estimater er lavere enn de til NC

Våre analyser indikerer, i likhet med beregningene presentert i NorthConnects konsesjonssøknad, at forbindelsen vil gi høy samfunnsøkonomisk nytte i forventning. Samtidig er det en del forskjeller mellom NC og Statnett sine nytteestimer:

- Våre analyser viser lavere nytte i alle scenarioer, dvs. både i lav, forventning og høy. Forskjellen er størst i det lave scenarioet.
- Vi har en annen fordeling av nytten, der en vesentlig større andel av nytten kommer som økning i samlet produsent- og konsumentoverskudd (PO/KO) i Norge, og mindre som nettoøkning i norske flaskehalsinntekter. Det siste skyldes både at vi får mindre flaskehalsinntekt på selve forbindelsen og større nedgang på eksisterende forbindelser
- Våre beregninger viser en trend mot høyere nytte utover i tid i alle scenario, mens NC har omtrent samme nytte for 2023, 2030 og 2040 i forventning og lavt scenario. I høyt scenario har også de en trend mot høyere nytte.

Årsaken til at NC opererer med høyere nytte enn Statnett skyldes trolig hovedsakelig to forhold:

- 1) Den første er å finne på britisk side. Simuleringene de legger til grunn viser sannsynligvis både større forskjeller i prisnivå mellom Storbritannia og resten av Nord-Europa og større

- prisvolatilitet i Storbritannia. Resultatet er større prisforskjeller og mer potensial for handelsgevinst mellom de to markedene.
- 2) Den andre årsaken er forskjellene i tapkostnader vi tidligere har omtalt, der vi finner at kostnadene med tap øker

En konsekvens av at våre simuleringer viser større prisvirkninger på norsk side er at mer av nytten realiseres som PO/KO-gevinst og mindre som økning i norske flaskehalsinntekter. To andre viktige implikasjoner av dette er at en større andel av den samlede nytten havner i Norge, men også at nytten avtar raskere. I sum mener vi at større prisvirkninger i seg selv ikke er årsaken til at NC opererer med høyere nytte enn Statnett fordi disse to virkningene går mot hverandre. Imidlertid vil større prisvirkninger redusere potensialet for ytterligere forbindelser.

Som NC skriver i konsesjonssøknaden representerer værvariasjoner på norsk side en oppside sammenlignet med deres estimater basert på et historisk værår alene. Dette er variasjoner som våre modellsimuleringer med 25 historiske værår i stor grad fanger opp.

Statnetts utfallsrom indikerer potensielt større nedside for handelsgevinst

Når det gjelder utfallsrom for nytte er våre scenarioer primært laget for å vise utfallsrom for kraftpris, ikke handelsgevinst. Likevel har vi i disse scenarioene dratt i mange faktorer som henholdsvis gir lavere og høyere nytte sammenlignet med forventning. Derfor mener vi disse også gir et godt bilde av usikkerheten knyttet til handelsgevinst. Den største forskjellen i utfallsrom er at våre analyser indikerer større nedside. Hovedgrunnen til dette er trolig at Statnett har likere prisnivå i de to landene i det lave scenarioet, mens norske priser i snitt ligger vesentlig under de britiske i det lave scenarioet til NC. En oppside som ikke er dekket inn fullt ut i våre simuleringer er større forskjell i britisk og europeisk CO₂-pris enn det vi legger til grunn tidlig i forbindelsen sin levetid. Samtidig mener vi denne oppsiden er begrenset.

Statnetts beregninger indikerer at nytten vil øke med tiden

Våre beregninger viser en klar trend mot høyere nytte utover i tid. Både i forventningsscenarioet og det lave scenarioet kommer denne økningen hovedsakelig etter 2030. Det er to hoved-drivere for dette:

- 1) Mer prisstruktur i Storbritannia i vinterhalvåret som følge av mer vind- og solkraftproduksjon i kombinasjonen med knappere kapasitetsmargin
- 2) Mer vind- og solkraftproduksjon i Norden gir mye eksport og lave priser i perioder i sommerhalvåret. På den andre siden har kontinentet/Storbritannia ganske stabile priser som følge av mye batterikapasitet og mindre variasjon i vindkraftproduksjon

Scenarioene til NC viser svakt synkende nytte i forventning og lavt scenario, mens i høyt scenario er trenden lik den vi ser. Årsaken til at vi har motsatt trend i forventning og lav er sannsynligvis sammensatt. For det første er det litt ulike drivere for prisforskjeller mellom markedene der ulikt prisnivå betyr mer i deres scenario. Videre får de tidligere i analyseperioden større variasjon i britiske priser. Til sist fanger simuleringene deres basert på ett værår i mindre grad effekten av det nederste punktet. Våre simuleringer indikerer at utvekslingskapasiteten vi legger til grunn ut av Norge og Norden på sikt ikke er nok til å hindre at prisene faller vesentlig under snittet på kontinentet i perioder når tilsiget er over normalen. Med den utbyggingstakten for vind- og solkraft som vi legger til grunn, skjer dette stadig oftere etter 2030. En raskere fornybarutbygging vil gjøre at vi havner i denne situasjonen tidligere.

Usikkerhet knyttet til langsiktige tilpasninger

Til sist vil vi komme med et par generelle kommentarer til våre egne analyser. Vi ser altså en klar trend mot høyere nytte etter 2030. Det at mye av nytten kommer så lang frem i tid, når systemet er mest ulikt det vi har i dag, er et usikkerhetsmoment i seg selv. Et sentralt spørsmål er hvor stor grad av likevekt det er i våre datasett. Det kan for eksempel komme nye teknologier med forretningsmodeller

som baserer seg på å utnytte de samme prismønstrene som er gunstige for forbindelser ut av Norge. Dette trekker ned nytten. Vi har justert ned anslagene våre for å ta hensyn til dette, men det representerer fortsatt en potensiell nedside.

På den andre siden vil priseffektene av forbindelsen øke lønnsomheten av å bygge ut mer fornybar kraftproduksjon i Norge. I tillegg øker lønnsomheten av investeringer i effekt og mulig pumpekraft i det regulerbare vannkraftsystemet. Vi har ikke tatt hensyn til dette i våre beregninger. Slike langsiktige tilpasninger vil isolert sett øke nytten av forbindelsen og føre til at mer av gevinsten realiseres som flaskehalsinntekt og mindre som nettoøkning i produsent- og konsumentoverskudd.

Forklaringskraften til modellene vi bruker for å simulere kraftmarkedet blir svakere og mindre presis jo mer systemet utvikler seg bort fra det systemet vi har i dag, for eksempel med mer innslag av lagring og en strammere markedsbalanse. Vi vet også at svakheter i vannkraftmodelleringen gir større avvik mellom modell og virkelighet med den markedsutviklingen vi legger til grunn. Vi har justert ned de estimatene som ligger til grunn for våre vurderinger for å ta hensyn til disse kjente svakhetene. Men for å kunne gi mer presise estimater, må vi klare å gjengi virkeligheten enda bedre enn i dag. Dette krever at vi må videreutvikle modeller og dataunderlag.

VEDLEGG 2: Sima som ilandføringspunkt

Sima er egnet som ilandføringspunkt fra et kraftsystem perspektiv

NorthConnect har søkt om konsesjon med tilknytningspunkt i Sima, og dette la vi til grunn ved analysen av innenlandsk nettbehov som vi gjennomførte høsten 2017. Sima er et sterkt tilknytningspunkt som er knyttet til resten av transmisjonsnettet med tre 420 kV-ledninger. Det gjør at vi stort sett kan håndtere vedlikehold på ledningene uten å måtte redusere den tilgjengelige kapasiteten til NorthConnect. Dette er beskrevet nærmere i rapporten «NorthConnect Analyse av innenlandsk nettbehov». På kort sikt ser vi ingen andre reelle alternative ilandføringspunkter, og har derfor ikke gjort detaljerte utredninger av tekniske fordeler og ulemper for andre tilknytningspunkter enn Sima.

Det kan bli behov for å redusere kapasiteten på NorthConnect ved vedlikehold i Sima

Dagens Sima kraftverk består av 4 generatorer med en samlet installert ytelse på 1120 MW. Stasjonen er sentral og viktig for kraftsystemet med stor samlet produksjon. Når NorthConnect tilknyttes Sima, vil stasjonen bli enda mer viktig enn den er i dag. Dette kommer til å gi konsekvenser for vedlikehold og fornyelser i stasjonen og tilknyttede anlegg.

Med dagens stasjonsløsning og produksjon/lastflyt, kan man ha en-samleskinnedrift i Sima uten at det gir begrensninger for systemdriften i form av reguleringer eller redusert elspot/overføringsgrenser. Med framtidig tilknytning av NorthConnect til Sima, vil en-samleskinnedrift i stasjonen sette begrensninger på kapasiteten/produksjonen i importsituasjoner hvis lastflyt ut fra stasjonen overstiger dimensjonerende feil for kraftnettet (1400 MW).

Det er mange vedlikeholds- og fornyelsestiltak på 420 kV i Sima som krever utkoblinger når de skal gjennomføres, og det fører til drift på kun én samleskinne. Dette kan være arbeider på effekt- og skillebrytere, strømtransformatorer, samleskinner og større arbeider på kontrollanlegg, både for Statnett og Statkraft sine anlegg. Det er viktig at det gjøres avklaringer/avtaler slik at det tillates utkoblingsperioder til nødvendig vedlikeholdsarbeider. Ved større fornyelse av apparat- og kontrollanlegg, må man være innstilt på at dette kan gi redusert kapasitet på kabler eller reguleringskostnader over lang tid (mange uker).

NorthConnect bør legge til rette for utvidelsesmulighet i Sima

Konsesjonssøknadens side 39 beskriver hvordan Sima stasjon kan utvides. Statnett har de siste årene erfart at når stasjoner skal rehabiliteres/fornyes, kan det være behov for å bygge ett ekstra felt for å kunne koordinere ombyggingen uten alt for store provisorier for å unngå lange og kostbare

utkoblinger. Det er ønskelig at NorthConnect opparbeider tomten for en ekstra feltlengde når de gjør grunnarbeidene for sin tilknytning. Da vil Statnett ha muligheter for en senere forlengelse av samleskinnen, både for framtidige nytt felt eller behov under ombygginger, uten at det krever langvarig stans av NorthConnect for å gjøre grunnarbeidene i ettertid.

Flomsikring i Simadalen

Norconsult har vurdert risikoen for om flom i Simadalen kan gi skade strømrerteranlegget. Som tiltak er foreslått forbygning og eller heving av arealet. Disse tiltakene kan imidlertid gi strupingseffekt med økt vannhastighet og erosjon, samt øke flomrisikoen oppstrøms og gi økt flomfare på arealer som ikke heves eller sikres på annen måte. Dette øker risikoen for skade på bruer, veianlegg og friluftsanlegget ved Sima kraftverk. Flomsikring av bruer, veianleggene og begge anleggene, strømrerter- og friluftsanlegget, kan bli omfattende og vil kunne medføre økt erosjon i elva som følge av struping og derved økt vannhastighet. Også strømrerterbygget i seg selv uten flomsikring kan gi strupingseffekt og økt skade på andre områder. Vi kan ikke se at disse forholdene er vurdert og omtalt samlet og vi mener derfor at konsekvensene i Simadalen ikke er tilstrekkelig utredet.

VEDLEGG 3: Krav om å tilfredsstille britisk «grid code»

Aktører som vil tilknytte seg det britiske nettet må inngå en tilknytningsavtale. Denne avtalen setter spesifikke krav til alle aktører som skal knytte seg til nettet, både produksjon og mellomlandsforbindelser. Kravene innebærer blant annet at Statnett som systemoperatør i Norge må bidra til å levere en rekke tjenester over forbindelsen. Statnett vil understreke at det ikke er gitt at vi kan bidra til å levere alle disse tjenestene, og at det i så fall må undersøkes om det er mulig å søke om unntak fra det britiske regelverket. Oppnås det ikke enighet, vil ikke forbindelsen kunne tilknyttes nettet i Storbritannia. For tjenestene Statnett kan bidra til å levere, bør det legges opp til at Statnetts kostnader dekkes av NorthConnect dersom kostnadene ikke dekkes av den britiske systemoperatøren.

Basert på vurderingene ovenfor, mener Statnett at før det gis konsesjon bør det avklares hvilke krav som vil pålegges NorthConnect i deres tilknytningsavtale i Storbritannia, og om disse kravene er akseptable fra et norsk perspektiv. I særlig grad gjelder dette de kravene som involverer eller påvirker Statnett.

NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIR NVE

Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Saksbeh./tlf.nr.: **Ingard Moen**
Deres ref./Deres dato: **201101044-57/ 09.02.2018**
Vår ref.: **16/01585-20**
Vår dato: **12.04.2018**

Søknad om utsettelse av frist for høringsvar til NorthConnect sine konsesjonssøknader

Statnett viser til brev fra NVE datert 7.2.2018 om høring av søknader om anleggskonsesjon og utenlandskonsesjon for NorthConnect. Vi søker med dette om utsettelse av frist for høringsvar til 22.06.2018.

En eventuell ytterligere utvidelse av handelskapasiteten fra Norge må sees i sammenheng med den øvrige planlagte utviklingen av det norske og nordiske kraftsystemet. Samarbeidet mellom de nordiske TSOene er nå i sterk utvikling. I mars 2018 inngikk de nordiske TSOene en «Cooperation Agreement» om en felles plattform for å videreutvikle balanseringen av det nordiske kraftsystemet. Kommende uke lanserer de en felles rapport som beskriver løsninger for de utfordringene det nordiske kraftsystemet står overfor.

Det intensiverte nordiske samarbeidet vil skape et nytt fundament for å håndtere de driftssikkerhetsmessige utfordringene som følger bl.a. av øket utvekslingskapasitet ut av Norden, stadig mer fornybar energi i Norden og den forestående nedbygging av svensk kjernekraft. Samarbeidet har mange dimensjoner, så som nordisk nettutvikling, systemdrift, markedsutvikling og nye grenseoverskridende IKT-verktøy. Dette skaper en bredere ramme for vurdering av utvidelse av handelskapasiteten.

Dessuten viser vi til avtalen inngått av Arbeiderpartiet, Høyre, Fremskrittspartiet, Venstre og Miljøpartiet de Grønne i forbindelse med innlemmelse av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen, som bl.a. omtaler eierskap og drift av framtidige mellomlandsforbindelser.

Forholdene omtalt ovenfor gjør at Statnett mener det er nødvendig å vurdere høringsuttalelsen til NorthConnect i et bredere perspektiv enn opprinnelig planlagt. Vi vil benytte muligheten til å vurdere i hvilken grad det konsesjonssøkte tiltaket bør vurderes opp mot den øvrige langsiktige

utvikling av det norske og nordiske kraftsystemet. Vi ber derfor om at høringsfristen forlenges med ca. 2 måneder som angitt over.

Med vennlig hilsen

Håkon Borgen
Konserndirektør

Dokumentet er elektronisk godkjent

Kopi: Olje- og Energidepartementet

Fra: Rasdal Kristin
Sendt: 4. oktober 2017 15:41
Til: Nicole.Versijp@ec.europa.eu
Kopi: Pandey Mahi Manus
Emne: SV: save the date 17 October 2017 -- meeting of the high-level Decision Making Bodies of the Regional Groups under the TEN-E Regulation

Hi again Nicole,

Thank you again for getting back to me so promptly.

In our view NSL and NothConnect should be listed as two separate projects in the new list. It might seem strange to still bundle these two projects, since NSL is already under construction.

Best regards,
Kristin

Fra: Nicole.Versijp@ec.europa.eu [<mailto:Nicole.Versijp@ec.europa.eu>]
Sendt: 4. oktober 2017 12.40
Til: Rasdal Kristin <Kristin.Rasdal@oed.dep.no>
Emne: RE: save the date 17 October 2017 -- meeting of the high-level Decision Making Bodies of the Regional Groups under the TEN-E Regulation

Hi Kristin,

We do not have ACER's opinion yet but it should come soon. At the working level Decision Making Board meeting in July, Norway expressed its objections to the Maali project, which was subsequently taken of the draft list. You can find the list of projects on which ACER was requested for an opinion on the CIRCABC website.

We are preparing the Delegated Act for the new PCI list at the moment. We still have the unique situation in PCI 1.10 that it covers two projects (NSL and NorthConnect) without any specific reference to them. Could you agree to a presentation of both projects in the Act, each with their own specific sub number (1.10.1 NSL and 1.10.2 NorthConnect)? This is how it is done for all other projects and it would avoid confusion.

Please let me know what you think.

Best regards,

Nicole

Fra: Rasdal Kristin
Sendt: 10. september 2015 10:50
Til: Tomasz.JERZYNIAK@ec.europa.eu
Kopi: Nicole.Versijp@ec.europa.eu; Pandey Mahi Manus
Emne: SV: Electricity Highways - double labelling of candidate PCIs

Dear Thomas,

Reference to your email (July 16) and the proposed "electricity highways" double-labelling of selected candidate PCIs.

In the presentation uploaded on CIRCABC three projects relating to Norway's territory are proposed to such double-labelling (1.8 NordLink, 1.10.1 NSN and 1.10.2 NorthConnect).

The Norwegian Ministry of Petroleum and Energy has asked that only two projects connecting to Norway are included in the PCI list, NordLink and "PCI Norway – United Kingdom interconnection". This means that the the description of projects connecting to Norway on the first PCI list, is maintained. Our understanding is that the Commission consider this a pragmatic approach, and in the technical meeting of the decision-making body July 3 in Brussels, we agreed that DECC and the Norwegian Ministry of Petroleum and Energy would come back with an updated description of "PCI Norway – United Kingdom interconnection" to the "Technical information accompanying the Regulation". We are currently working with our colleagues in DECC on this issue, and will notify the Commission as soon as we have prepared a description of the project.

On this background we ask that only two projects connecting to Norway are doubled-labeled, namely NordLink and "PCI Norway – United Kingdom interconnection". We do not approve of three projects connecting to Norway with such double-labelling.

Kind regards

Kristin Rasdal

Higher Executive Officer | Energy and Water Resources Department

Ministry of Petroleum and Energy

Akersgata 59, Pb. 8148 Dep, 0033 Oslo, Norway

+47 22 24 62 92 | +47 908 77 253

kristin.rasdal@oed.dep.no

Fra: Rasdal Kristin
Sendt: 4. juli 2019 12:29
Til: 'Catharina.Sikow@ec.europa.eu'; 'Nicole.Versijp@ec.europa.eu'
Kopi: Svihus Ole
Emne: SV: Agenda for the TEN-E working level Decision Making Body meeting of 5 July 2019 to discuss the draft regional and thematic lists for the 4th PCI list

Dear Catharina, dear Nicole,

Thank you for the invitation to the technical-level Decision-Making Body tomorrow. I would like to inform you that Ole Svihus will participate on our behalf.

At the same time I would also like to inform you that we don't have any objections or comments to the NSOG RG draft regional list.



Best regards

Kristin Rasdal

Specialist Director

Energy and Water Resources Department

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy

E-mail: kristin.rasdal@oed.dep.no

Mobile: +47 908 77 253

regjeringen.no/oed

Fra: Pandey Mahi Manus Labråten
Sendt: 12. juli 2017 10:15
Til: Catharina.Sikow@ec.europa.eu
Kopi: Nicole.Versijp@ec.europa.eu; Rasdal Kristin; Nicholl Joseph (Energy Strategy Networks and Markets); gill.campbell@beis.gov.uk
Emne: Draft regional list and PCI list of electricity projects concerning Norway

Dear Catharina,

Reference to our conversation last week and to e-mails received from the Commission this week.

This is to inform you that Norway will approve the inclusion of NordLink (project 37 in the TYNDP), NSL (project 110 in the TYNDP) and NorthConnect (project 190 in the TYNDP) in the draft regional list and the PCI list. Norway will however not approve the inclusion of Maali (project 294 in the TYNDP) in the draft regional list or the PCI list.

Best regards,
Manus Pandey

Specialist Director
Energy and Water Resources Department
Norwegian Ministry of Petroleum and Energy

Office phone: +47 22 24 63 70
Mobile phone: +47 48 07 76 79

} *
* unntatt offentlighet,
jfr. offentleglova § 20 første
ledd b)

