

## 1. Bakgrunn for oppdraget

Norge har sammen med resten av verden et mål om reduksjon av klimagassutslipp. Omlegging av verdens energisystemer, fra fossil til fornybar energi, og mer bærekraftig industri og næringsliv er nødvendig. Elektrifisering, og ønsker om reduserte utslipp i dagens industriprosesser, medfører at forbruket av strøm er ventet å øke mye og raskt. Samtidig må kraftsektoren redusere utslipp i egen sektor.

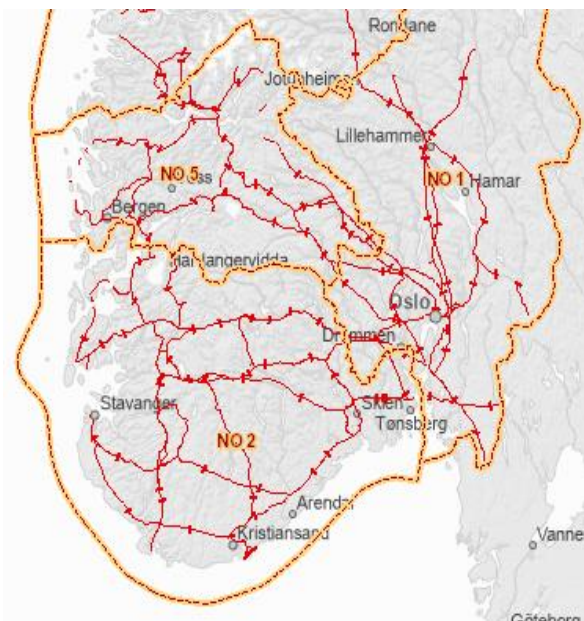
Omstillingen vi står overfor gir også muligheter for etablering av ny bærekraftig industri og næringsvirksomhet basert elektrisitet som en essensiell innsatsfaktor. NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse forventer en økning strømforbruket fra dagens nivå på 138 TWh til 174 TWh i 2040, en økning på om lag 30 prosent. NVE forventer at veksten i hovedsak skjer innen transport, petroleum og ny industri. Den endelige realiseringen av planene vil avhenge av en rekke usikre forhold, blant annet utbyggingen av strømmnett, kraftproduksjon og av kraftpriser.

Hurdalsplattformen slår fast at norsk energipolitikk skal sikre rikelig tilgang på fornybar kraft. God tilgang på ren og rimelig kraft har i årtier vært den norske industriens fremste fortrinn. Regjeringen har uttrykt at dette også i fremtiden skal være fortrinnet for norsk industri, og bidra til verdiskaping og sysselsetting i hele landet.

Rogaland fylkeskommune har i lys av dette bedt om et kort notat som belyser hvordan etablering av ny kraftkrevende virksomhet vil kunne påvirke strømprisene og tilgang på energi i Rogaland. Noen av disse årsakssammenhengene er svært komplekse, og i noen tilfeller gjenstand for utredninger som krever både tekniske og økonomiske modeller for å gi grundige svar. Oslo Economics har ikke disse modellene selv, og rammen for oppdraget tilsier også at vurderingen gjøres på et overordnet og kvalitativt nivå.

## 2. Beskrivelse av kraftsystemet i Rogaland fylke

Rogaland fylke grenser til Vestland i nord og Agder, Vestfold og Telemark i sør og øst. Rogaland har både mye kraftproduksjon og strømforbruk. De er imidlertid lokalisert forskjellige steder i fylket, noe som krever at det blir overført strøm internt i området. I nord-øst ligger det vannkraftverk med store magasiner, mens det er bygget ut vindkraft sør på Jæren og Dalane. Området er preget av at tyngdepunktene for forbruk av strøm er i all hovedsak lokalisert langs kysten i, og omkring, de største byene. De største industriaktørene er lokalisert på Karmøy under dagens Håvik stasjon, og på Kårstø. Kraftsystemet legger rette for å transportere strøm ut til kysten gjennom transmisjonsnettet.



Figuren til venstre viser en oversikt over kraftsystemet i området. De røde linjene er transmisjonsnettet, mens de gule strekene illustrerer prisområdene i kraftmarkedet.

Transmisjonsnettet for overføring for strøm er en blant annet konsekvens av tidligere industriutvikling i området. I området nord for Boknafjorden ble overføringsnettet bygget på midten av 1960-tallet for å forsyne aluminiumsverkene på Husnes og Karmøy. Det ble samtidig etablert ledninger fra både Blåfalli og Sauda og ut til fabrikkene. Senere ble også kraftledningene fra Husnes til Håvik via Stord og Spanne (Haugesund), bygget.

Sør for Boknafjorden er overføringsnettet i stor grad planlagt for å forsyne forbruket i Stavanger og Sandnes. Det går i dag to transmisjonsnettledninger på 300 kV fra Sørlandet til Fagrafjell stasjon. Statnett bygger i tillegg en ny 420 kV ledning fra Lyse til Fagrafjell, inkludert en ny stasjon i Fagrafjell. Arbeidet er ventet å være ferdig i 2024.

Figuren til venstre viser en oversikt over kraftsystemet i området. De røde linjene er transmisjonsnettet, mens de gule strekene illustrerer prisområdene i kraftmarkedet.

Norge og Rogaland fylke er en del av et interjonalt og integrert kraftmarked. Det gjør at kraftsystemet i Rogaland blir påvirket av forhold ellers i kraftsystemet, både i Norge og i utlandet. I tillegg til å få kraft ut til kysten er, har overføringsnettet en viktig funksjon med å transportere kraften nord-sør. Særlig er transmisjonsnettet og kraftflyten nord-sør i regionen viktig for mellomlandsforbindelsene til Danmark, Tyskland, Nederland og England. De store kraftverkene i området bidrar også med å sende kraft inn mot Oslo-regionen.

Prisdannelsen for strøm er markedsbasert, og prisen settes der tilbudet av strøm er lik etterspørselen etter strøm. Dette innebærer at prisen settes lik kostnadene (eller vannets alternativverdi) til det siste kraftverket som må produsere for å dekke etterspørselen. Kostnader i kraftsektoren varierer fra kraftverk til kraftverk, og fra dag til dag. Hvis det er nok overføringskapasitet i transmisjonsnettet til å transportere strømmen der den blir etterspurt, blir prisen lik i hele landet. Ulike områder i landet har imidlertid en forskjellig sammensetning av kraftproduksjon og etterspørsel. Noen kan ha et kraftoverskudd, mens andre vil kunne ha et kraftunderskudd. Dette varierer også fra tid til tid. I underskuddsområdene, vil det være ønskelig å importere kraft, og motsatt i overskuddsområder. Disse forskjellene kan gi opphav til langvarige begrensninger i overføringsnettet når kapasiteten ikke er høy nok. Ved begrensninger blir kraftmarkedet delt opp i mindre geografiske områder slik at etterspørsel og tilbud, blir balansert i det enkelte område, hensyntatt de handelsmulighetene som transmisjonsnettet gir.

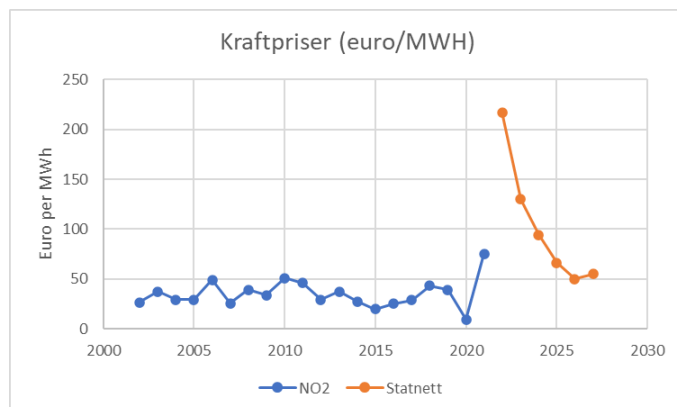
Inndelingen gjøres for å balansere tilbud og etterspørsel etter strøm mer effektivt, og innebærer at det settes en kraftpris i hvert område. Kraftprisene blir høyere i områdene med kraftunderskudd, og lavere i områdene med kraftoverskudd. I de timene det er nok kapasitet i strømmettet, blir kraftprisene likevel like på tvers av områdene. I Norge er kraftmarkedet inndelt i fem områder. Hele Rogaland fylke er inkludert i prisområdet som heter NO2, og som dekker store deler av Sør-Norge. NO2 er avgrenset fra prisområdet lenger nord som Bergen er en del av (NO5), og øst for prisområdet som Oslo er en del av (NO1). I fravær av nettbegrensninger i transmisjonsnettet, blir endringer i forbruk og produksjon primært løst gjennom prisene i kraftmarkedet.

### 3. Sammenheng mellom ny industri og kraftpriser i Rogaland

#### 3.1 Kraftprisene i Rogaland forventes å være høye de nærmeste årene

Mindre husholdningskunder og næringsvirksomhet kjøper strømmen fra en kraftleverandør. Større industrikunder velger kjøper ofte strømmen direkte på kraftmarkedet eller fra en kraftprodusent gjennom en bilateral avtale. Uansett hvilken innkjøpsstrategi man velger, vil prisen over tid trolig være sammenlignbar med de kraftprisene som er i markedet. Fremtidige kraftpriser i Rogaland er konsekvens av prisene i NO2. De er igjen påvirket av utvikling i strømforbruk, kraftproduksjon og transmisjonsnettet. Siden NO2 har stor handelskapasitet med utlandet, i tillegg til områdene med Bergen og Oslo, er prisene påvirket av både norske og internasjonale forhold.

De fleste som følger kraftmarkedene, venter høye kraftpriser de nærmeste årene. Krigen i Ukraina og redusert eksport av russisk gass til Europa, har medført høye gasspriser og tilhørende høye strømpriser. På markedsplassen Nasdaq omsettes fremtidige finansielle avtaler for kjøp og salg av strøm. De nærmeste årene er prisen ca. 130 euro/MWh (2023), 77 euro/MWh (2024) og for 65 euro/pr MWh (2025). Omregnet til norske kroner og per kWh, tilsvarer dette ca. 1,4 kr for 2023, 0,80 kr for 2024 og 0,70 kr for 2025.



På lengre sikt forventes som nevnt en betydelig vekst i forbruket. Det vil både ta tid og være konfliktfylt å bygge ny kraftproduksjon og mer overføringsnett, noe som kan gi knappet på strøm med tilhørende høyere kraftpriser, i kortere eller lengre perioder. Uten mer nett og produksjon blir det vanskelig, og i praksis kanskje umulig, å realisere samtlige planer om vekst i næringer som krever mye strøm. Det gjør også at utfallsrommet for strømprisene er høye. Statnett har i sin nylige kortsiktige markedsanalyse signalisert priser i samme størrelsesorden som i de finansielle markedene, og at

kraftprisene i NO2 blir ca. 50-55 euro/MWh i 2026-2027. Det tilsvarer om lag 0,5-0,6 kroner per kWh. Til sammenligning har historisk gjennomsnittlig kraftpris i prisområdet som Rogaland er en del av (NO2), vært 35

euro per MWh i perioden 2002-2021. Grunnet den tette koblingen til utlandet, forventes kraftprisene i NO2, å være noe høyere enn for eksempel de to nordligste prisområdene.

### 3.2 Prisdannelsen på kraft er kompleks – mange forhold påvirker

Forbruksutvikling er likevel bare en av mange faktorer som påvirker kraftprisene. Priser for kull, gass og CO<sub>2</sub>, bestemmer produksjonskostnadene for strøm i land vi handler strøm med. Vannkraften i Norge ønsker å produsere når prisen er høyest. Det gjør at deres priser i stor grad blir påvirket av produksjonskostnadene til strøm i utlandet og hydrologiske forhold som nedbør og tilsig. Mengden vindkraft, sol og elvekraftverk vil også spille inn. Økt innslag av ny uregulerbar fornybar kraft vil trekke i retning av lavere kraftpriser. Transmisjonsnettets evne til å transportere strøm påvirker om de billigste kraftverkene kan brukes eller ikke. Mindre nettkapasitet tilgjengelig, gjør normalt at dyrere kraftverk må tas i bruk. Utvikling av nytt forbruk, og plasseringen av det nye forbruket, påvirker hvor mange av, og hvilke av kraftverkene som må produsere strøm.

I august analyserte NVE sammenhengene mellom kraftbalanse og kraftpris. Med kraftbalanse forstås her årlig gjennomsnittlig kraftproduksjon fratrukket et normalt årlig strømforbruk. NVE konkluderer med at det er en klar sammenheng mellom kraftbalansen og kraftprisen i Sør-Norge. En strammere kraftbalanse gjør at påvirkningen fra europeiske kraftpriser, er større. Sammenhengen er tydeligst når kraftprisene allerede er høye og det er variasjon i europeiske kraftpriser. Med en positiv og høy nasjonal kraftbalanse vil norske priser i de fleste år være lavere enn prisene i Tyskland og Storbritannia.

Det er også planer om havvind utenfor kysten av Haugalandet. Regjeringen ønsker å satse på utvikling av havvind, og Utsira Nord er et av områdene som er pekt ut. Dersom dette realiseres, vil det betyr mer kraftproduksjon i området, som alt annet likt, forbedrer kraftbalansen og trekker kraftprisene ned. Effektene vil i så fall gjelde for minst hele prisområde NO2, og ikke bare der hvor kraftproduksjon blir matet inn i strømmettet. En bedre kraftbalanse vil muligens også kunne avlaste transmisjonsnettet i området noe. Statnett må likevel ha kapasitet i strømmettet til å både kunne transportere den økte kraftproduksjonen ut av området når det blåser mye samtidig som kraftsystemet må kunne håndtere de timene det ikke blåser. Alt i alt har Statnett tidligere uttrykt, at Utsira Nord er en god plassering av havvind. Summen av forbruksplaner tilsier også at mer kraftproduksjon kan bli nødvendig og lønnsomt.

### 3.3 Industrien vektlegger flere forhold en dagens kraftpris ved etablering

Den forventede forbruksveksten vil komme fra både nye og allerede etablerte virksomheter. I en rapport for Energikommisjonen i august 2022 har Oslo Economics utredet hvilke beslutningsfaktorer som er viktige for industrien. Den konkluderer med at det er rekke faktorer som må være til stede for etablering av ny kraftkrevende virksomhet. For kraftkrevende industri er det først og fremst forhold med selve krafttilgangen som er viktige. Utredningen for Energikommisjonen, konkluderte med at krafttilgang gjennom tilknytning til strømmettet, var viktigst av alt. Leveringspåliteligheten bør generelt også være høy. Tilgang på fornybar kraft ble også trukket fram som betydningsfullt.

For næringsvirksomhet med et høyt strømforbruk, er kraftprisen av stor betydning for lønnsomhet og derfor også etablering. Aktørene har likevel et langsiktig perspektiv, og kortsiktige svingninger er av mindre betydning. Ofte kjøpes kraften gjennom langsiktige avtaler, og siden denne type aktører konkurrerer i et internasjonalt marked, er det relative prisforskjeller i kraftprisene som er av størst betydning. De relative forskjellene kan også oppstå internt i Norge som følge av de fem ulike prisområdene. I praksis vil det ofte være tilgangen på gunstige langsiktige kraftavtaler som er viktig for etableringsbeslutningen, ettersom industrien gjerne sikrer prisene på mye av sitt kraftforbruk. Andre viktige etableringsfaktorer er egnede arealer med relevant infrastruktur, tilgang på kompetent arbeidskraft, markedsadgang og effektive transportveier til sine markeder. Hva som er viktigst, vil avhenge av egenskapene ved den enkelte virksomhet.

### 3.4 Implikasjoner for sammenheng mellom ny industri og kraftpriser

Diskusjonen over har flere implikasjoner for sammenhengen mellom ny industri og kraftpriser i Rogaland. For det første er prisdannelsen i kraftmarkedet svært kompleks og en konsekvens av flere faktorer. Området er en del av et internasjonalt kraftmarked der andre faktorer har vesentlig mer å si for kraftprisen enn en enkelt ny forbruksaktør. Det er en sammenheng mellom kraftbalanse og kraftpriser, men hver enkelt kundes betydning, er neglisjerbar.

For industrikunder med et svært høyt strømforbruk, kan likevel sammenhengen være større. Akkurat hvor mye forbruk som skal til for å påvirke prisen, og hva effekten vil være, er avhengig av egenskapene ved forbruket selv og situasjonen i kraftmarkedet. Hvis det nye forbruket for eksempel har et fleksibelt forbruk, slik at det kan redusere forbruket når prisene er høye, vil effekten være mindre, og motsatt. En industriaktør som er avhengig av et stabilt og høyt forbruk hele tiden, vil påvirke prisene mer enn et fleksibelt forbruk.

Videre vil det være slik at påvirkningen på kraftprisene i Rogaland, vil være akkurat den samme om forbruket for eksempel etableres i Kristiansand, som også er en del av det samme prisområdet. Tilsvarende vil forbruksutvikling i Bergensområdet og på Østlandet også samlet kunne øke kraftprisene i Rogaland. Det siste året har prisene i de tre sørligste prisområdene som Stavanger (NO2), Bergen (NO5) og Oslo (NO1) er en del av, i stor grad beveget seg i takt. Prisene har vært relativt like, men prisene i NO2, har vært noe høyere i gjennomsnitt. Selv om kraftprisene er relativt høye i NO2, vil industriaktørene i stor grad også vektlegge andre faktorer en kraftpris.

## 4. Tilgang på energi i Rogaland – strømmettet begrenser først

### 4.1 Tilgjengelig kapasitet i transmisjonsnettet og planlagte tiltak

Kapasitet i strømmettet er blitt en knapp faktor i Norge, og vil være en viktig begrensning for etablering av ny kraftkrevende virksomhet i tiden fremover. Det finnes som nevnt omfattende planer om ny kraftkrevende industri i Rogaland, og sammen med vekst i alminnelig forbruk vil dette øke belastningen på strømmettet i fylket. Statnett har skissert forbruksplaner i størrelsesorden 1 800 – 2 100 MW, noe som tilsvarer ca. 10 prosent av Norges maksimale forbruk målt i effekt. Statnett har kommunisert at det vil være mulig å knytte til 230 MW nytt forbruk i områdene rundt Stavanger og Sandnes når nye Fagrafjell stasjon og ledningen fra Lyse, settes i drift.

På Haugalandet har Statnett søkt konsesjon om en ny 420kV ledning fra Blåfalli til Gismarvik. Etter at den nye ledningen til Haugalandet er på plass, vil det være mulighet for tilknytning av større nytt forbruk under Gismarvik stasjon. Samlet mener Statnett det kan være mulig å knytte til 500 MW nytt forbruk etter denne ledningen er satt i drift. Gitt at Statnett får endelig konsesjon 2023/2024, byggestart ett år etter og med en normal byggetid på 3-4 år, vil tiltaket stå ferdig i 2027-2029.

Disse nettfosterkingene legger dermed til rette for 30-40 % av de planlagte initiativene i Rogaland. I sin analyse av transportkanaler, beskriver Statnett at det også begynner å bli store begrensninger i strømmettet mellom prisområdene i Sør-Norge, og at disse vil vokse med økende forbruk. Blant annet kan kapasiteten på 300 kV ledningen mellom Samnanger og Sauda påvirke hvor mye forbruk som kan realiseres, både i Rogaland og i Bergensregionen. Sammen med begrensningene i nettet mer lokalt i Rogaland gjør dette at det vil kreve ytterligere tiltak i strømmettet å få realisert alle kraftkrevende initiativ i Rogaland.

Statnett sier videre at forsyningssikkerheten på Nord-Jæren fortsatt ikke vil være tilfredsstillende, og har derfor startet arbeidet med å planlegge økt kapasitet mellom nye Fagrafjell stasjon og Bærheim stasjon. Disse tiltakene, gir imidlertid heller ikke nok kapasitet til å kunne knytte til kjente forbruksplaner i området. Derfor har Statnett sagt at neste skritt kan være å øke kapasiteten på en av ledningene fra sør inn til Fagrafjell fra 300 kV til 420 kV. Mulig idriftsettelse for det siste tiltaket, er satt til 2030 i Statnetts nettutviklingsplan for 2021.

Utbygging av havvind utenfor kysten av Haugalandet, og annen fornybar kraftkraftproduksjon i NO2 og resten av Norge, vil være positivt, og på sikt kanskje til og med nødvendig for industri- og næringsutvikling i fylket. Kraftproduksjon som lokaliseres i nærområdet, vil også kunne bidra til å avlaste transmisjonsnettet, og dermed både redusere ledetider for tilknytning til nettet og nettkostnadene generelt.

### 4.2 Implikasjoner av kapasitetsutfordringene i strømmettet

Industrietableringer i Rogaland kan måtte vente mange år dersom de allerede ikke har fått tildelt noe av den ledige kapasiteten som er der. Statnett kjenner i stor grad allerede utfordringene i overføringsnettet og har omfattende planer for utvikling av nettet, men det vil ta tid.

Oslo Economics har gjennomført en analyse av nettutviklingsprosessen på oppdrag fra Strømmnettutvalget og Olje- og energidepartementet. Utredningen viser at ledetiden i de største kraftledningssakene er opptil ni år lenger enn ledetiden til industriutviklingen. Med ledetid forstås her tiden det tar fra en stor forbruker tar kontakt

med sitt lokale nettselskap eller Statnett, til kunden er tilknyttet nettet, og kan starte driften sin virksomhet på ordinære betingelser.

Vår kartlegging viser at det for helt nye tiltak i strømmettet er forventet å ta mellom 2 og 12 år fra kunden tar kontakt til anlegget settes i drift. Ledetiden er svært avhengig av nettsituasjonen. Hvis det er ledig kapasitet i nettet, er naturligvis kundens egen ledetid avgjørende. I de tilfeller det trengs nye investeringer i nett, avhenger ledetiden av type nettiltak. Et ledningstiltak i transmisjonsnettet tar lengst tid å utvikle med en gjennomføringstid på mellom 7-12 år. En ledning i regionalnettet kan ta mellom 5-10 år, mens en ny stasjon i transmisjonsnettet, kan ta mellom 2,5-6 år. For industrikunder eller annet stort forbruk som ønsker nettilknytning, tar det oftest mellom 1 og 7 år å planlegge og bygge et prosjekt. Forventet differanse mellom ledetiden for nettanlegg i regional- og transmisjonsnettet og forbruksaktører varierer derfor mye med egenskapene til forbruket og den aktuelle nettsituasjonen i, og inn til, området. Samtidig er det viktig å påpeke at det er mulig å finne omforente fremdriftsplaner når kundene også har lange ledetider. Nettanlegg omfattet av områdekonsesjoner har som regel ledetider som i stor grad harmoniserer med kundenes. Med andre ord betyr ledetidene at det er stor forskjell for industrien om de allerede har fått reservert kapasitet i strømmett eller ikke.

Situasjonen nå er slik at mange kommuner og fylkeskommuner både forventer og ønsker ny næringsaktivitet i sine lokalområder. Det skaper en konkurransesituasjon med tanke på hvor næringsaktiviteten etableres, og det vil trolig være fordelaktig å være først ute for å sikre den nettkapasitet som faktisk er tilgjengelig. Dersom en ny industriaktør, ikke får plass i nettet i Rogaland, er det sannsynlig at industrien vil prøve å etablere seg i andre områder. Rogaland må da ha andre konkurransefordeler, eller at aktøren er stedbunden, for at kunden likevel skal etablere seg i fylket. Eventuell påvirkning på kraftprisene, alene eller samlet, vil da uansett treffe Rogaland, selv om det ikke er etablert noen ny industri i fylket.

Konjunktursvingninger påvirker også kraftforbruket, både for de nye kundene og for de som allerede er etablerte. Hydro Aluminium opplyste i september at de, som følge av redusert etterspørsel i Europa, besluttet å redusere sin produksjon på Karmøy og Husnes. Samlet reduserer det strømforbruket med 170-200 MW når reduksjonen er gjennomført. For tiden er den økonomiske situasjonen mer usikker enn vanlig, og flere tilfeller av redusert aktivitetsnivå i næringslivet, kan dukke opp. Effektene kan også bli langvarige. I den grad konjunkturedganger og uro i økonomien, innebærer reduksjoner i strømforbruket, kan det tilsynelatende vise seg at det likevel blir ledig kapasitet i nettet. Eksisterende industri har imidlertid sterke rettigheter til å returnere til sitt opprinnelige avtalte forbruksnivå. Aktuell kapasitet vil som hovedregel derfor ikke bli gjort tilgjengelig for nye aktører.

For Rogaland vil derfor trolig begrensningene i overføringsnettet for strøm, kunne være viktigere enn akkurat kraftprisene i området. Selv om myndighetene har vedtatt en rekke tiltak for å redusere ledetidene for utvikling av nye investeringer i strømmettet, vil det fortsatt ta tid og innebære inngrep i natur, å bygge nye ledninger og transformatorstasjoner. Videre vil det være vanskelig å se for seg en stor vekst i strømforbruket uten at det også bygges mer kraftproduksjon. Det vil bidra til en bedre kraftbalanse, holde kraftprisene prisene og avlaste behovet for å bygge ut strømmettet. Her vil vindkraft fra Utsira Nord, kunne være positivt.

Aktuelle tiltak for å redusere ulempen med de langsiktige begrensningene i transmisjonsnettet, kan være:

- Bruke tilgjengelige påvirkningsmuligheter til å fremskynde nettutviklingen i området.
- Stimulere til utbygging av mer fornybar kraftproduksjon.
- Sikre at nye aktører har god dialog med Statnett om koordinert og omforent fremdrift. Det er samtidig nyttig å være klar over at dersom enkeltkunder utløser tiltak i transmisjonsnettet, sier regelverket at kunden må betale et anleggsbidrag for tilknytningen.
- Lokalisering av det nye forbruket er viktig for ledetider og kostnader ved tilknytning. Generelt vil det være bra å samlokalisere nytt forbruk med kraftproduksjon og sterke punkter i transmisjonsnettet. I praksis vil det være raskere og billigere å tilknytte seg nært Statnetts allerede etablerte eller planlagte stasjoner. Dette forutsetter naturligvis at det er ledig kapasitet inn til området og at ledig kapasitet ikke allerede er beslaglagt av andre kunder.
- Fleksibelt forbruk som kan ha muligheter for tilknytning på vilkår. Dette innebærer typisk tilknytning med svakere leveringssikkerhet og risiko for at kunden blir koblet ut i de perioden nettet er begrenset. Fordelen er at kunden blir tilknyttet raskere. Disse avtalene er frivillige mellom Statnett og kunden.