

Kraftsystemet i Sør-Rogaland, analyse av behov og tiltak

Underlagsrapport mulighetsstudie



Innhold

AKTUELLE KONSEPTER – MULIGHETSSTUDIE.....	4
1 Tiltak som reduserer effekttoppene vil bidra positivt	5
2 Mer kraftproduksjon vil redusere kraftunderskuddet	7
3 Vi har ikke tiltak i driften i dag som er egnet for å løse effektbehovet	9
4 Økt kapasitet i nettet kan løse behovet	11
VEDLEGG.....	17
Vedlegg 1 Underlagsnotat om miljøvirkninger.....	18

Aktuelle konsepter – mulighetsstudie

I mulighetsstudien identifiserer vi relevante konsepter og vurderer hvilke som skal tas med i alternativanalysen. Åpenbart svake konsepter blir forkastet basert på en overordnet vurdering i denne delen av analysen.

Vi forventer et økende effektbehov som hovedsakelig er drevet av forbruksvekst i alminnelig forsyning. I mulighetsstudien gjør vi en vurdering av en rekke tiltak som kan bidra til å redusere effektbehovet eller øke overføringskapasiteten.

Tiltak for å redusere effektbruk i alminnelig forsyning vil bidra positivt, men det er usikkert hvor mye vi vil oppnå gjennom slike tiltak.

Merverdien av mer lokal produksjon utover det vi har lagt til grunn i nullalternativet er liten fordi vi allerede ligger nært opp til termisk kapasitet i nettet. Å mate all kraften fra kraftverket Lysebotn II mot 132 kV vil kunne bidra til å utsette andre nødvendige tiltak noen år, men kostnaden for å oppnå utsettelsen forsvarer ikke gevinsten. Andre energikilder enn vann- og vindkraft er kostbart og best egnet som reserveforsyning.

I Sør-Rogaland er ikke et eget prisområde egnet for å løse behovet, blant annet på grunn av lite regulerbar produksjon. I henhold til dagens lovverk kan ikke systemvern brukes som en permanent løsning for alminnelig forsyning.

Tiltak i transmisjonsnettet løser effektbehovet. Dynamisk kompensering vil ha liten effekt. Vi forkaster oppgradering av eksisterende ledninger og en forbindelse over Boknafjorden hovedsakelig på grunn av høye kostnader og lang gjennomføringstid. Vi finner at en ny ledning fra Vestre korridor er det beste konseptet. Startpunkt for en ny ledning fra Vestre korridor har allerede vært grundig vurdert i tidligere analyser og vi kan ikke se at andre tilknytningspunkt enn Lyse er åpenbart bedre.

Til alternativanalysen tar vi derfor med oss konseptet ny ledning fra Lyse og vurderer tre alternative endepunkt for ledningen:

1. Stokkeland
2. Bærheim
3. Stølaheia

1 Tiltak som reduserer effekttoppene vil bidra positivt

Det er mulig å gjøre mange tiltak på forbrukssiden for å redusere effektbehovet. På kort sikt er det usikkert om vi får tilstrekkelig virkning av tiltak på forbrukssiden til å møte det prosjektutløsende behovet. På nåværende tidspunkt har vi ikke gode verktøy for å beregne konsekvensene av slike tiltak. På lengre sikt kan tiltak på forbrukssiden bidra til å redusere effekttoppene, noe som potensielt kan ha stor verdi. Hvor mye av potensialet knyttet til tiltak på forbrukssiden vi klarer å få utnyttet på kort og lang sikt avhenger blant annet av teknologiutvikling og forbrukernes tilpasning til å utnytte nye løsninger som kan gi mer fleksibilitet i kraftforbruket. I tillegg er det nødvendig med prissignaler som gjør at aktører får tilstrekkelig insentiv til å gjennomføre tiltak.

Vi må også ta høyde for usikkerheten knyttet til hvilke tiltak på forbrukssiden andre aktører kan få til når vi planlegger utviklingen av kraftsystemet. Vi tar derfor ikke med oss konsepter som kun inneholder tiltak på forbrukssiden inn i den samfunnsøkonomiske analysen. Vi vil vurdere betydningen av tiltak på forbrukssiden når vi analyserer nytten av aktuelle konsepter i alternativanalysen.

Enkle informasjonstiltak som å sende informative brev til forbruker om strømforbruk og tiltak for å redusere strømforbruket kan ha en positiv effekt på effektbehovet. Vi oppfordrer myndigheter og lokale nettselskap til å gjennomføre slike informasjonskampanjer.

1.1 Effektreduksjon vil avlaste nettet og har potensielt stor verdi på lengre sikt

I kapittel 6 i behovsanalysen har vi identifisert en rekke muligheter for å redusere effektforbruket for alminnelig forbruk. Slike tiltak vil avlaste kraftsystemet i Sør-Rogaland. En viktig forutsetning er at effektforbruket reduseres når overføringsbehovet er størst.

Som vi har beskrevet i behovsanalysen kan både energieffektivisering, tiltak som følge av innføring av AMS (avanserte måle- og styringssystemer), samt videre utbygging av fjernvarme og gass bidra til å redusere maksimalt effektuttak. Det er imidlertid vanskelig å si hvor stor effekt slike tiltak kan ha. Mer forskning på virkningene av tiltak på forbrukssiden vil kunne bidra til å redusere sikkerheten.

På lengre sikt kan effektreduksjon være et viktig bidrag. Etter hvert som vi får hus med bedre byggkvalitet vil energisløsing reduseres. Innføring av AMS i 2019 gir nettselskapene mulighet til å gjøre tiltak for å jevne ut effektforbruket. Det kan skje gjennom prissignaler i nettleien og styring av for eksempel varmtvannsberedere og elbillading. Det kan gjøres med liten reduksjon i forbrukernes komfortnivå.

En utfordringen i Sør-Rogaland er at en stor del av forbruket er alminnelig forsyning. Det medfører høye, men relativt kortvarige effekttopper. Dette gjør også at forventede avbruddskostnader er relativt små, selv om konsekvensen av enkelthendelser potensielt kan bli veldig store. Slike høye, kortvarige effekttopper er veldig kostbare å bygge bort med mer nettkapasitet. Tiltak på forbrukssiden som kan bidra til å redusere effekttoppene og dermed redusere de verste konsekvensene ved feil i nettet kan derfor ha stor verdi.

Det er i dag lite marginer i kraftnettet i Sør-Rogaland, og vi tror at disse blir stadig mindre på grunn av den forventede forbruksøkningen. Innenfor en 10-20 års periode tror vi at energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet kan redusere effektbehovet, men det er usikkert hvor stort bidraget blir. Ledetiden for nettanlegg er lang, og hvis vi skal vente for å se an utviklingen i forbrukerfleksibilitet risikerer vi å være for sent ute med alternative tiltak dersom vi ikke får tilstrekkelig bidrag fra tiltak som kan redusere effektbehovet. Vi tar derfor ikke med tiltak knyttet til effektreduksjon inn som et eget konsept, men vi vurderer usikkerheten rundt effektbehovet i alternativanalysen.

1.2 Geografisk flytting av eksisterende forbruk er ikke realistisk, men gunstig lokalisering av nytt forbruk kan ha en positiv virkning på sikt

En av utfordringene i kraftsystemet knyttet til forsyning av Sør-Rogaland er at vi ikke får utnyttet den termiske kapasiteten på ledningene på grunn av spenningsfall. Spenningsfall kommer av lange avstander fra produksjon til forbruk. Dersom forbruket blir etablert nærmere produksjonsstedene vil dette være mer gunstig for spenningsforholdene i nettet.

Da forbruket i Sør-Rogaland i stor grad er alminnelig forsyning anser vi det ikke som realistisk å fysisk flytte store mengder av dagens forbruk, da dette vil innebære å flytte befolkningen. Men dersom lokale myndigheter legger til rette for at nytt forbruk blir etablert nærmere områdene hvor strømmen produseres, vil dette kunne påvirke overføringsbehovet og fremtidige nettinvesteringer.

I tillegg er området nord for Stokkeland et kostbart område å bygge nett. Å stimulerer til at nytt forbruk i størst mulig grad blir etablert sør for dette området vil være gunstig for kostnadene i nettet.

2 Mer kraftproduksjon vil redusere kraftunderskuddet

Effektbehovet kommer av at det ikke er tilstrekkelig lokal produksjon til å dekke forbruket. Dette gjør at kraftunderskuddet til enhver tid må dekkes opp gjennom transport i transmisjonsnett. Det er mulig å redusere effektbehovet ved å øke den lokale produksjonen. Dette kan gjøres ved å bygge mer vann-, vind- og gasskraftkraft, og ved lokal lagring av energi.

Som vi viste i behovsanalysen er det planer om utbygging av en betydelig mengde vindkraft i Sør-Rogaland. Beliggenheten til prosjektene er imidlertid slik at det er begrenset hvor mye den planlagte vindkraften kan redusere effektbehovet. Vi har i nullalternativet lagt til grunn at vi får 240 MW ny lokal produksjon, hvorav 200 MW vindkraft og 40 MW småkraft. Økt produksjon utover dette nivået vil ha liten betydning for effektbehovet.

Å mate all kraften fra kraftverket Lysebotn II mot 132 kV vil redusere effektbehovet inn til området og redusere avbruddskostnader, men vil ha begrenset påvirkning på tidspunktet for når vi ikke klarer å dekke alt forbruk ved intakt nett.

Alternativet kan da være å etablere gasskraftverk eller batterier nord for Stokkeland, men med dagens teknologi og gasspriser er dette veldig kostbare tiltak for å løse problemene. For at den nye produksjonen skal få riktige prissignal og produsere når det er behov for den, vil det i teorien også være behov for å etablere et eget prisområde for Stavanger-regionen. Uten det vil det være mange situasjoner hvor vi vil ha stort underskudd og lave priser, noe som ikke vil gi insentiv til å produsere eller bruke batterier. Bruk av prisområder er nærmere beskrevet i kapittel 3.1, og vi tar ikke med egne konsept for ny produksjon i den samfunnsøkonomiske analysen.

2.1 Det er ikke rasjonelt at hele kraftverket i Lysebotn produserer mot 132 kV-nettet

Kraftverket i Lysebotn forsyner Stavanger og Sandnes via regionalnettet, og bidrar til å avlaste transmisjonsnett. Lysebotn har derfor stor betydning for forsyningssikkerheten i Sør-Rogaland (se behovsanalysen kapittel 1.5). Når det nye kraftverket Lysebotn II er ferdig, vil ett aggregat mate mot 132 kV-nettet og ett aggregat mot 420 kV-nettet. Det er denne nettilkoblingen NVE har gitt konsesjon til, og som vi har lagt til grunn i nullalternativet.

Dersom vi i stedet hadde koblet begge aggregatene i Lysebotn II mot 132 kV-nettet, ville det redusert overføringsbehovet i transmisjonsnett sammenlignet med nullalternativet. En slik løsning vil øke produksjonen i regionalnettet med 185 MW, men avlastningen av flyten på transmisjonsnettlinjene fra Tonstad og Åna-Sira blir mindre enn hva produksjonsøkningen skulle tilsi. Forklaringen er at forsyning av mye effekt via de lange 132 kV-ledningene fra Lysebotn gir lav spenning i Stavanger/Sandnesområdet og høye overføringstap. Den lave spenningen fører igjen til at vi får overført mindre effekt via transmisjonsnettledningene fra Tonstad og Åna-Sira innenfor strømgrensene på disse linjene.

Dagens 132 kV-ledninger har ikke tilstrekkelig kapasitet til å ta imot produksjonen fra begge aggregatene i Lysebotn II. For å kunne utnytte produksjonen må vi i dette tilfellet øke kapasiteten i regionalnettet. Det kan vi gjøre enten ved å bygge flere ledninger eller ved å erstatte dagens ledninger med nye ledninger med høyere kapasitet. Å erstatter to av dagens ledninger fra Lysebotn med nye ledninger med høyere kapasitet representerer forskuttert kostnad på ca. 210 MNOK¹ i nåverdi.

132 kV-nettet til Lyse Elnett driftes i dag med relativt lav spenning, noe som begrenser overføringskapasiteten og gir økte tap. Dersom det er mulig å øke spenningene i 132 kV-nettet vil vi få høyere overføringskapasitet, og derfor større nytte av å legge hele Lysebotn II over mot 132 kV-nettet. Undersøkelsene våre viser at omleggingen av begge aggregater på Lysebotn II uten spenningsheving gjør at det maksimale forbruket vi kan forsyne øker fra ca. 1600 MW til ca. 1690 MW. Dersom vi i

¹ Antatt reinvesteringstidspunkt for Lysebotn-Tronsholen 3 er i 2033. Lysebotn-Tronsholen 1 ble bygd i flere etapper og antatt reinvesteringstidspunkt for ligger mellom 2022 og 2046.

tilllegg hever spenningene i nettet økes dette til ca. 1760 MW. Lyse Elnett undersøker muligheten for å heve spenningen i 132 kV-nettet, men status for dette er ikke klart.

Med hele produksjonen i Lysebotn II koblet mot regionalnettet vil vi få reduserte avbruddskostnader sammenliknet med nullalternativet. Vi vil også få utsatt tidspunktet for utkobling av forbruk ved intakt nett. Analysene våre viser at flytting av hele produksjonen i Lysebotn alene vil forskyve dette tidspunktet med om lag fem år. Dersom det i tillegg er mulig å øke spenningen i 132 KV-nettet, vil det forskyve dette tidspunktet med ytterligere tre-fire år. Med denne løsningen vil vi altså uansett være nødt til å gjennomføre andre tiltak for å ivareta SKAL-kravet om at alle som et minimum skal ha strømforsyning ved intakt nett. Vi tar derfor ikke med dette som et selvstendig tiltak i alternativanalysen, men vurderer om det er rasjonelt å legge om Lysebotn på 132 kV i kombinasjon med andre tiltak i nett.

2.2 Ny vindkraft utover det vi har lagt til grunn i nullalternativet har liten betydning

I kapittel 7 i behovsanalysen omtalte vi planer om betydelige mengder ny vindkraft i Sør-Rogaland, og at dette vil bidra positivt på forsyningssikkerheten i området. Vi har lagt til grunn at det blir realisert 200 MW ny vindkraft i nullalternativet. Produksjon utover dette vil ha liten betydning på effektbehovet da den er begrenset av termisk kapasitet på ledningene (se behovsanalysens kapittel 7.6)

2.3 Energilagring kan på sikt bli aktuelt som reserveforsyning i nettet

Energilagring kan legge til rette for både ny produksjon og nytt forbruk ved at vi lagrer energi i overskuddssituasjoner som vi bruker i underskuddssituasjoner. Dette forutsetter at det ikke er interne begrensninger mellom forbruket, produksjonen og lagringsenheten. I tillegg må det være prissignaler eller andre ordninger som gir insentiv til å utnytte fleksibiliteten et lager gir. I kapittel 4.1 viser vi hvorfor det per i dag er lite aktuelt med et eget prisområde i Sør-Rogaland og at det dermed kan bli vanskelig å få på plass nødvendige prissignaler.

Batterier er en kjent og mye brukt teknologi, og som det enda forskes mye på. Typisk for batterier er høy effekt og kort utladningstid - omtrent en time er vanlig. Batterier er derfor best egnet til å levere store mengder effekt over en kort periode. Ved stor produksjon eller ved ledig nettkapasitet kan batterier lades opp. Disse kan tilby reservekraft momentant ved utfall i nettet, og dermed sikre forsyningen ved kortvarige utfall. De er mindre egnet for å levere en større mengde energi over en lengre periode.

Batteriet må kunne forsyne differansen mellom forbruket og overføringskapasiteten. I dag mangler vi opp mot 400MW overføringskapasitet ved feil i transmisjonsnettet. Differansen vil bli større når forbruket øker. Et batteri må dermed ha stor kapasitet, noe som per i dag er dyrt. Man kan også tenke seg batterier i mindre skala. Dersom kostnadene ved å installere og bruke batterier som flater ut forbruket blir lavere enn prisvariasjonene hos sluttbruker kan det føre til at husholdninger vil installere batterier for å jevne ut forbruket at komforten reduseres. Per i dag er batterier til slikt bruk ikke lønnsomt. Batteri er lite egnet for å møte det prosjektutløsende behovet i Sør-Rogaland. Kostnaden på batterier er fallende, noe som gjør at det kan bli aktuelt som reserveforsyning på lengre sikt.

Vi kjenner ikke til at det er vesentlig potensiale for nye vannkraftverk med magasiner innenfor Sør-Rogalandssnittet som kan fungere som naturlige energilagere (se behovsanalysen kapittel 7).

2.4 Gasskraftverk er veldig kostbart og ikke et rasjonelt tiltak

Et gasskraftverk kan produsere elektrisitet lokalt. De kan enten produsere kontinuerlig, eller brukes ved feil eller planlagte utkoblinger i nettet. Med utsikter til et vedvarende kraftoverskudd i Norden er det imidlertid lite sannsynlig at gasskraftproduksjon de neste 10-20 årene kan bli lønnsomt basert på inntekter fra spot- og balansemarkedet alene. Dette medfører at gasskraftverk ville blitt et veldig kostbart tiltak. Statnett har vurdert gasskraftverk som tiltak i andre konseptvalgutredninger (KVU'er) hvor det står gasskraftverk i dag (KVU Bedre leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna og KVU Forsyning av økt kraftforbruk på Haugalandet). Heller ikke i disse tilfellene er tiltaket funnet rasjonelt. Vi tar ikke med oss gasskraftverk som et aktuelt tiltak i alternativanalysen.

3 Vi har ikke tiltak i driften i dag som er egnet for å løse effektbehovet

Av tiltak i driften er det prisområde og systemvern som er de mest relevante tiltakene. I Sør-Rogaland er eget prisområde ikke egnet for å løse behovet, blant annet på grunn av lite regulerbar produksjon. Systemvern kan ikke brukes som en permanent løsning for alminnelig forsyning, da det er i strid med Forskrift om systemansvar i kraftsystemet (FoS).

3.1 Eget prisområde i Sør-Rogaland vil trolig gi store prisvirkninger

Bruk av prisområder gir markedsaktørene prissignaler som bedre speiler balansen mellom tilbud og etterspørsel lokalt, og eventuelle begrensninger i utvekslingskapasiteten mot de omkringliggende områdene. Tiltaket er i mange tilfeller egnet for å håndtere flaskehalsen i nettet, da vi med prisområder får en mer riktig tilpasning og utnyttelse av den tilgjengelige fleksibiliteten i produksjon og forbruk. Markedet løser da flaskehalsen ved at prisen øker i ett område og synker i et annet. Det skjer inntil produksjon og forbruk i de to områdene er endret så mye at flyten i ledningene som utgjør flaskehalsen kommer under kapasitetsgrensen.

Det er flere faktorer som påvirker hvor effektivt innføring av et nytt prisområde, eller en justering av eksisterende grenser, er i forhold til å løse opp i flaskehalsen. Hvilken type forbruk eller produksjon som må tilpasse seg er en av de viktigste. Det beste er om en mindre justering i produksjonen fra regulert vannkraft er tilstrekkelig for å fjerne den aktuelle flaskehalsen. Da blir prisvirkningene ofte neglisjerbare, både for forbrukerne og produsentene som må tilpasse produksjonen sin. Dette gjenspeiler også at det i slike tilfeller er liten samfunnsøkonomisk gevinst av å fjerne flaskehalsen ved å bygge ut nettet.

Hvis det derimot er nødvendig å justere ned forbruket, eller flytte dette i tid, kan priskonsekvensene bli langt større. Avhengig av hvor stor flaskehalsen er, kan det oppstå situasjoner der vi ikke får tilstrekkelige tilpasninger uten at det oppstår rasjoneringspriser. Hvor store prisvirkninger vi får i denne typen tilfeller er avhengig av hvor fleksibelt forbruket er og hvor høyt prisene må gå før vi får en tilstrekkelig reduksjon i forbruket. I teorien er det fullt mulig å opprette prisområder som først og fremst har til hensikt å påvirke forbruket, men det kan være praktiske forhold som hindrer dette i å fungere godt. Et av disse er om forbruket i hovedsak består av alminnelig forsyning uten timesavregning. Forbruket vil da ikke se den riktige prisen og dermed ikke ha gode nok insentiver til å tilpasse seg. Et annet er størrelsen på prisområdet.

Sør-Rogaland er i dag en del av prisområdet NO2. En utfordring med denne inndelingen er at effektbalansen i Sør-Rogaland ikke nødvendigvis korrelerer med situasjonen i resten av NO2. Sør-Rogaland har stort sett ulike nivåer av underskudd mens NO2, og Sør-Norge for øvrig, er et overskuddsområde. I dette perspektivet vil det i utgangspunktet være rasjonelt å innføre et eget prisområde for Sør-Rogaland. Det er imidlertid to hovedutfordringer ved en slik løsning.

- Det er lite regulerbar produksjon innenfor de begrensende snittene
- Området blir svært lite, både geografisk og målt i omsetning

Med små mengder regulerbar vannkraft lokalt, vil det i all hovedsak være forbruket som må tilpasse seg om vi skal bruke prisområde for å hindre flaskehalsen på ledningene inn til Sør-Rogaland. Omtrent halvparten av forbruket i området er alminnelig forbruk, og historisk har denne typen forbruk vært lite prissensitivt. AMS-målere i alle hjem er en viktig forutsetning for å få tilpasninger i forbruket når situasjonen krever det. Det er imidlertid usikkert om det er et stort nok forbruksvolum som vil og har mulighet til å tilpasse seg. Videre er det usikkert hvor høye priser som skal til for å få til dette. I et scenario med høy forbruksvekst og store flaskehalsen er det derfor en betydelig risiko for at vi ikke får priskryss i spotmarkedet og at vi dermed må ha manuell utkobling i driftstimen.

Teoretisk sett er det mulig å ha mange små fremfor noen få store prisområder, slik vi har i dag. Innføring av et så lite prisområde som Sør-Rogaland vil imidlertid innebære noe nytt og være et brudd med tidligere praksis. Kombinert med den lave og usikre fleksibiliteten lokalt vil et slikt prisområde komme i en særstilling, og forutsette en endring av hele praksisen rundt prisområder. Opprettelsen av et område i Sør-Rogaland vil få betydning for hvordan vi løser tilsvarende flaskehalsen andre steder i nettet og i praksis går vi da inn for et system som i større grad ligner nodeprising. En slik overgang forutsetter en mer omfattende analyse og forankring også utenfor Statnett. Det har tidligere vært kapasitetsbegrensninger i små områder, og Statnett har i disse tilfellene valgt andre løsninger enn prisområde. Aktuelle områder å sammenligne er blant annet Bergen, Oslo, Sogn og Fjordane og Lofoten.

Slik situasjonen er i dag anbefaler vi ikke å løse framtidige flaskehalsen inn mot Sør-Rogaland med et eget prisområde. Vi utelukker ikke at dette kan være en mulighet, men dette forutsetter i så fall en mer prinsipiell utredning av hvordan vi drifter systemet og en større reform i retning av nodeprising.

3.2 Systemvern på forbruk (BFK)

Det er mulig å inngå avtaler med større forbrukere om automatisk utkobling ved feil i nettet. Dette kalles belastningsfrakobling (BFK). Normalt medfører en slik avtale at Statnett betaler for å ha muligheten til å koble ut forbruk ved feil i nettet.

I Sør-Rogaland er det i all hovedsak små strømkunder, og det er ingen større enkeltforbrukere som per i dag er egnet for å tilknyttes BFK.

Dagens driftskobling (gaffelkobling) baserer seg på utformingen i Stokkeland stasjon og vi har hjemmel etter §16 om driftskoblinger i Forskrift om systemansvar i kraftsystemet (FoS). Formelt sett er ikke dette et systemvern, men konsekvensene for sluttbruker er den samme. Statnett har i henhold til §21 i FoS ikke lov til å benytte hendelsesstyrt systemvern for kunder i distribusjonsnettet som et permanent tiltak.

Systemvern på forbruk løser ikke det prosjektutløsende behovet og er i strid med rammene som et permanent tiltak. Vi vil derfor ikke gå videre med dette som et aktuelt konsept, men vi legger til grunn at vi kan benytte systemvern som en midlertidig løsning i kombinasjon med andre aktuelle tiltak.

3.3 Bedre IKT-løsninger for å ta hensyn til svingninger i importbehovet kan redusere avbruddskostnadene

Som vi beskrev i behovsanalysen er det i dag behov for systemvern som automatisk kobler ut forbruk ved en feil i transmisjonsnettet. Etter hvert som forbruket og dermed importbehovet øker, vil det være behov for å knytte en stadig større andel forbruk til systemvernet.

Importbehovet vil kunne variere over døgnet. Siden en stor del av forbruket er alminnelig forsyning er forbruket typisk høyere på dagen enn om natten, og høyere på morgen og ettermiddag/kveld enn midt på dagen. Dette medfører et varierende effektbehov.

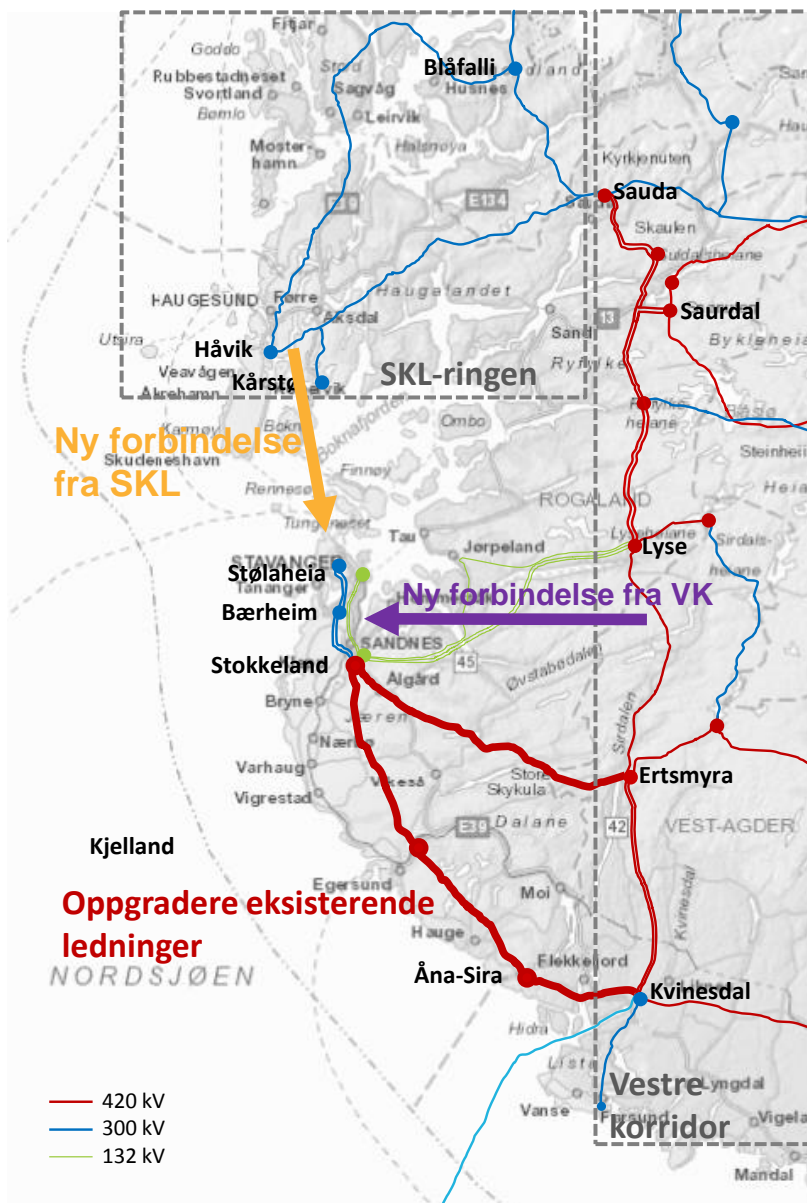
I tillegg vil en større andel uregulerbar produksjon gi ytterligere svingninger i importbehovet. Vi har i forventningsscenarioet lagt til grunn 200 MW ny vindkraftproduksjon. Vindkraftproduksjonen kan variere mye fra uke til uke og over døgnet.

Variasjonen i importbehovet over døgnet er vanskelig å håndtere i den daglige driften av kraftsystemet. I praksis vil man i de periodene hvor flyten overstiger N-1 grensen aktivere systemvernet på morgenen og skru av om kvelden, selv om flyten midt på dagen ligger under N-1 grensen. Dette gjør at vi forventningsmessig vil få høyere avbruddskostnader enn om vi hadde bedre IKT-løsninger som i større grad kunne ta hensyn til slike svingninger i kraftflyten på det begrensede snittet.

Vi har ikke slike løsninger tilgjengelig i området i dag, men det kan komme på sikt. Vi tar det derfor ikke med som et eget tiltak i alternativanalysen. Den potensielle gevinsten vi kan få hvis slike løsninger kommer er uansett begrenset, og vil ikke ha betydning for vår analyse.

4 Økt kapasitet i nettet kan løse behovet

Vi kan dekke effektbehovet ved å øke overføringskapasiteten i transmisjonsnettet i Sør-Rogaland. På denne måten kan vi transportere mer kraft inn til området. Her kartlegger og vurderer vi ulike nettkonsept som kan løse effektbehovet på kort sikt, men som samtidig har tilstrekkelig fleksibilitet til å kunne dekke et økende langsiktig effektbehov gjennom mulige oppfølgingsinvesteringer.



Figur 1 Mulige første trinn for å øke overføringskapasiteten

Den store usikkerheten i den langsiktige forbruksutviklingen gjør at vi vurderer videre nettutvikling utover det første trinnet som en opsjon på oppfølgingsinvesteringer i konseptene. Alternativet hadde vært å analysere større konsepter som løser et potensielt langsiktig effektbehov, og vurdere muligheten for trinnvis gjennomføring.

Som et første trinn kan vi øke overføringskapasiteten inn til området enten ved å:

- Bygge ny forbindelse inn fra SKL-området i nord (Boknafjordforbindelsen).
- Bygge en ny ledning inn fra Vestre korridor.
- Oppgradere eksisterende transmisjonsnettledninger inn til området.
- Installere dynamisk kompensering som gir bedre spenningsforhold.

Det er spenningsproblem som begrenser overføringskapasiteten i dagens nett. Et alternativ til å bygge ny ledning kan være å installere dynamisk kompensering som bidrar til at ledningene kan utnyttes opp mot termisk kapasitet. Nye vindturbiner vil kunne gi spenningsstøtte, noe som ikke gir noe ekstragevinst dersom dynamisk kompensering allerede er installert. Selv i fravær av vindkraft gir dynamisk kompensering bare liten kapasitetsøkning og til en relativt høy kostnad. I praksis er dette ikke et reelt tiltak. Spenningsstøtte er mer aktuelt i kombinasjon med andre tiltak på et senere tidspunkt.

De alternative konseptene for nye ledninger er grovt skissert i figur 1. Vi mener at vi har tilstrekkelig informasjon til å forkaste Boknafjordforbindelsen og oppgradering av eksisterende ledninger. Da står vi igjen med ny ledning fra Lyse transformatorstasjon i Vestre korridor som det beste første trinnet for å øke overføringskapasiteten til Sør-Rogaland, og dermed det beste overordnede nettkonseptet.

Valg av endepunkt for den nye ledningen har betydning for den fremtidige nettutviklingen i Sør-Rogaland. Vi tar derfor med tre alternativ inn i den samfunnsøkonomiske analysen:

- Ny ledning fra Lyse til Stokkeland
- Ny ledning fra Lyse til Bærheim
- Ny ledning fra Lyse til Stølaheia

4.1 Spenningsstøtte gir ikke tilstrekkelig kapasitetsøkning

Det er spenningsproblemer som begrenser overføringskapasiteten i eksisterende nett. Et alternativ til ledningstiltak kan være å installere kompensering for å kunne utnytte kapasiteten på ledningene opp mot termisk kapasitet. Spenningsforholdene i Sør-Rogaland tilsier at det er nødvendig med dynamisk kompensering for å kunne overholde gjeldende spenningsgrenser både før og etter feil i kraftnettet.

I behovsanalysen kom vi fram til en forventning til realisert vindkraft på 200 MW i området. Hvis vindkraften kommer, vil vindturbinene gi spenningsstøtte. Da vil det ikke være noe ekstragevinst ved dynamisk kompensering. I vårt nullalternativ gir dermed dynamisk kompensering ingen gevinst, og i praksis er det derfor ikke et reelt tiltak. Analysene viser at dynamisk kompensering på i størrelsesorden 200-250 MVAR kan øke N-1 kapasiteten med omtrent 50 MW og N-0 kapasiteten med omtrent 40 MW dersom det ikke kommer ny vindkraft.

Siden dynamisk kompensering i beste fall kun gir en liten økning i kapasiteten, vil dette i liten grad ha betydning for tidspunktet for når vi ikke klarer å dekke alt forbruk ved intakt nett. Vi vil derfor uansett være nødt til å gjennomføre andre tiltak for å ivareta SKAL-kravet om at alle som et minimum skal ha strømforsyning ved intakt nett.

Vi tar derfor ikke med dynamisk kompensering som et egnet tiltak i alternativanalysen. Dynamisk kompensering kan ha større nytte i kombinasjon med en ny ledning inn til området. Dette vil vi i så fall vurdere som en del av løsningsvalget i en senere prosjektfase dersom det er aktuelt.

4.2 Boknafjordforbindelsen forkastes på grunn av svært høye investeringskostnader

En forbindelse mellom SKL-området og Sør-Rogaland (Boknafjordforbindelsen) ble vurdert i konseptvalgutredningen *Forsyning av økt kraftforbruk på Haugalandet* som Statnett utarbeidet i 2015. Utredningen anslo investeringskostnaden til en forbindelse mellom disse to områdene til å være i størrelsesorden fire til seks milliarder kroner.

En slik forbindelse kan få uheldige konsekvenser for kraftsystemet, da den knytter sammen to underskuddsområder som begge har begrenset nettkapasitet inn til området. Ved import på mellomlandsforbindelsene må nettet i Sør-Rogaland forsyne både Sør-Rogaland og deler av forbruket i SKL-området. For at Boknafjordforbindelsen skal være en aktuell løsning, krever den derfor

betydelige tilleggsinvesteringer i nettet i Sør-Rogaland, enten ved å oppgradere eksisterende nett eller ved å bygge en ny ledning inn. Den kan også kreve tilleggsinvesteringer utover det som er planlagt i SKL-nettet.

Dette medfører at Boknafjordforbindelsen blir et veldig omfattende og kostbart tiltak for å løse behovet. Det store omfanget gjør også at det tar lengre tid å gjennomføre sammenlignet med de andre konseptene. Vi tar derfor ikke Boknafjordforbindelsen med videre som et aktuelt tiltak i alternativ-analysen fordi den opplagt er mer kostbar og tar lenger tid.

4.3 Ny ledning fra Lyse stasjon er bedre enn andre startpunkter i Vestre korridor

Det er fire mulige tilknytningspunkt for ny ledning i Vestre korridor: Tjørhom, Ertsmyra, Kvinesdal og Lyse. Basert på en overordnet kost/nytte vurdering fremstår Lyse som det beste tilknytningspunktet.

Ledning fra Lyse har kortere gjennomføringstid og minst usikkerhet

Siden en ny ledning fra Lyse allerede er godt utredet i forbindelse med konsesjonsprosessen for Lyse-Stølaheia er det mindre usikkerhet i investeringskostnader og naturvirkninger for dette nettkonseptet enn for de andre. Utredningene som er gjennomført gjør også at en ledning fra Lyse har kortere gjennomføringstid enn de andre tilknytningspunktene. Planlagt idriftsettelse for en ny ledning fra Lyse er slutten av 2022. Vi forventer at det vil være vanskelig å ferdigstille en ny ledning fra de andre tilknytningspunktene før 2025. Det er stor usikkerhet i dette anslaget, men erfaringen fra andre prosjekter er at konsesjonsprosessen for nye ledninger kan ta lang tid.

Kortere gjennomføringstid for Lyse gjør at vi reduserer usikkerheten i avbruddskostnader og utkobling av forbruk ved intakt nett i nullalternativet på et tidligere tidspunkt. De andre tilknytningspunktene bør derfor være åpenbart bedre enn Lyse for at vi skal endre løsning på nåværende tidspunkt.

Liten forskjell i investeringskostnader mellom alternativene

Basisestimatene for investeringskostnadene til Ertsmyra og Tjørhom er lavest. Ny ledning fra Kvinesdal har vesentlig lengre trasé enn de andre tilknytningspunktene, og er dermed det dyreste alternativet. Siden en ny ledning fra Lyse allerede er godt utredet vil dette alternativet ha lavere gjennomføringstid og tidligere idriftsettelse enn de andre alternativene. Siden investeringene kommer lengre ut i tid blir nåverdien av kostnadene for Kvinesdal, Ertsmyra og Tjørhom lavere enn Lyse. Den reduserte nåverdien av investeringskostnadene for Ertsmyra, Tjørhom og Kvinesdal må ses i sammenheng med den reduserte usikkerheten som Lyse bidrar til ved kortere gjennomføringstid.

Det er betydelig mindre usikkerhet i estimatet for Lyse enn for de andre tilknytningspunktene. For Lyse er mesteparten av traseen og stasjonstiltakene i Lyse utredet, mens de andre tilknytningspunktene fortsatt er modnet til konseptnivå. Forskjellen i nåverdien av forventet investeringskostnad er derfor trolig mindre enn det vi ser her. I lys av usikkerhet i investeringskostnader og avbruddskostnader, mener vi at en forskjell i på 250 MNOK i nåverdi ikke er nok for å skille alternativene.

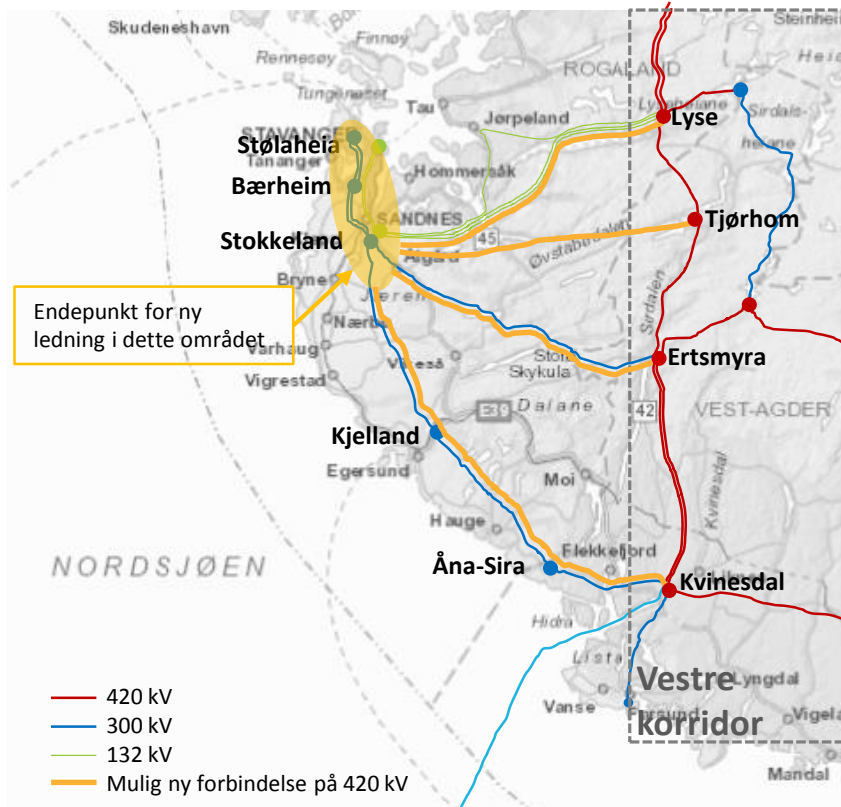
Miljøvirkninger og sparte kostnader i Dugeringen tilsier at Lyse er det beste startpunktet

Miljøulempene fremstår som mindre for Lyse enn de andre tilknytningspunktene fordi dette konseptet i stor grad gjenbruker en allerede eksisterende trasé. En ny ledning fra Kvinesdal har størst omfang, men en ny ledning fra Tjørhom kommer likevel dårligst ut fordi det er det eneste alternativet som kan innebære inngrep i og nær viktige naturområder uten eksisterende kraftnett (se Underlagsnotat miljøvirkninger). Usikkerheten rundt miljøvirkningene for Lyse er også mindre fordi vi allerede har kartlagt miljøverdier i forbindelse med konsesjonssøknad for Lyse-Stølaheia. I tillegg har Lyse en ekstra gevinst knyttet til sparte kostnader i Dugeringen for å kunne utnytte full handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene som de andre tilknytningspunktene ikke har.

Ingen av de alternative tilknytningspunktene er åpenbart bedre enn Lyse

Vi mener basert på den overordnede vurderingen at ingen av de andre tilknytningspunktene er bedre enn Lyse. Selv om vi kan diskutere om tiltakskostnaden for oppgradering av Dugeringen er den riktige samfunnsøkonomiske nytten i analysen, vet vi at dette er en nytteeffekt som er større enn null. Siden

de andre tilknytningspunktene ikke har noen fordeler verken når det kommer til investeringskostnader, gjennomføringstid eller miljø sammenlignet med Lyse, mener vi at vi har tilstrekkelig grunnlag for å rangere Lyse som det beste tilknytningspunktet i Vestre korridor. Vi tar derfor ikke med de andre tilknytningspunktene i den videre analysen.



Figur 2 Mulige tilknytningspunkter i Vestre korridor for ny 420 kV ledning.

Tabell 1 Oppsummering av de viktigste virkningene som skiller tilknytningspunktene i Vestre korridor

	Lyse	Tjørhom	Ertsmyra	Kvinesdal
Investeringskostnad ²	-1390	-1290	-1240	-1490
Investeringskostnad (NV)	-1 170	-940	-910	-1 070
Sparte i Dugeringen (NV)	360	0	0	0
Miljø	Liten/middels negativ(-/--)	Stor/middels negativ (---/--)	Middels/stor negativ (--/---)	Middels/stor negativ (--/---)
Usikkerhet	Minst	Større	Større	Større
Rangering	1	2	2	3

4.4 Ny ledning fra Lyse er en bedre løsning enn oppgradering av eksisterende ledninger

Som alternativ til å bygge en ny ledning fra Lyse kan vi oppgradere de eksisterende transmisjonsnettledningene i Sør-Rogaland. Det minst omfattende er å strømpopgradere eksisterende ledninger, men fortsatt drifte de på 300 kV. Dette innebærer at vi må bygge nye dupleks-ledninger til erstatning for dagens simpleks-ledninger på strekningene Tonstad-Stokkeland og Kvinesdal-Åna-Sira-

² Basisestimat, reelle kroner

Kjelland-Stokkeland, som til sammen utgjør ca. 170 km ledning. I tillegg er det nødvendig å bytte ut komponenter i eksisterende transmisjonsnettstasjoner for at disse skal tåle den økte strømmen.

For å få høyere kapasitet kan vi i tillegg spenningsoppgradere stasjonene og drifte ledningene på 420 kV. Spenningsoppgradering av eksisterende ledninger innebærer at vi i tillegg til å bygge nye ledninger på de nevnte strekningene, også må bygge nye 420 kV stasjoner til erstatning for dagens 300 kV stasjoner i Åna-Sira, Kjelland og Stokkeland, samt gjennomføre noen mindre tiltak i Kvinesdal og Ertsmyra stasjon.

Spenningsoppgradering og strømpoppgradering kommer omtrent likt ut når vi tar hensyn til sparte reinvesteringer

Målt i investeringskostnader er spenningsoppgradering betydelig dyrere enn de andre alternativene, men vi sparer reinvesteringer i stasjoner. Dette gjør at strømpoppgradering og spenningsoppgradering kommer omtrent likt ut. I analysen forutsetter vi at ved spenningsoppgradering er det ikke behov for å gjennomføre de levetidsforlengende reinvesteringstiltakene i Stokkeland, Åna-Sira og Kjelland selv om de nye stasjonene ikke vil stå ferdig før to til fire år etter at de levetidsforlengende reinvesteringstiltakene skulle vært gjennomført. Hvis ikke dette er mulig vil sparte reinvesteringer i stasjoner bli lavere ved spenningsoppgradering.

En ny ledning fra Lyse vil ha lavere kostnader, kortere gjennomføringstid og mindre usikkerhet

I sammenligningen av ny ledning fra Lyse og oppgradering av eksisterende ledninger kommer ny ledning fra Lyse bedre ut hovedsakelig på grunn av lavere investeringskostnad. Oppgradering av eksisterende ledninger har et betydelig større omfang, og dette er hovedårsaken til kostnadsforskjellen. Økt omfang og det faktum at ledning fra Lyse allerede har kommet langt i konsesjonsprosessen gjør at oppgradering har lengre gjennomføringstid. Dette øker usikkerheten i avbruddskostnadene og medfører økt risiko for å bryte SKAL-kravet om at alle skal ha strømforsyning ved intakt nett.

Tabell 2: Sammenligning av ny ledning og oppgradering av eksisterende nett mot nullalternativet

	Ny ledning fra Lyse	Strøm- oppgradering	Spennings- oppgradering
Investeringskostnader	-1 390	-1 500	-3 020
Investeringskostnader (NV)	-1 170	-1 060	-2 120
Sparte reinvesteringer (NV)	480	-	980
Sum investering og reinvestering	-690	-1 060	-1 140
Sparte kostnader i Vestre korr (NV)	360	0	0
Miljøvirkninger	Liten/middels negativ (-/--)	Liten negativ (-)	Liten negativ (-)
Usikkerhet	Minst	Større	Større
N-1 kapasitet	1300 MW	1040 MW	1470 MW
N-0 kapasitet	2300 MW	1840 MW	1880 MW
Rangering	1	2	3

Oppgradering av eksisterende nett har generelt mindre miljøpåvirkning enn nye ledninger, men forskjellen har vi vurdert å være liten fordi den nye ledningen fra Lyse i stor grad gjenbraker eksisterende regionalnettstrasé.

I tillegg medfører en ny ledning sparte kostnader i Vestre korridor for å få full handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene. Denne gevinsten har vi ikke i oppgraderingsalternativet. Selv om denne gevinsten er lavere enn det vi har lagt til grunn, fremstår ny ledning fra Lyse som et vesentlig bedre alternativ basert på vurderingene av investeringskostnader, reinvesteringskostnader og miljø.

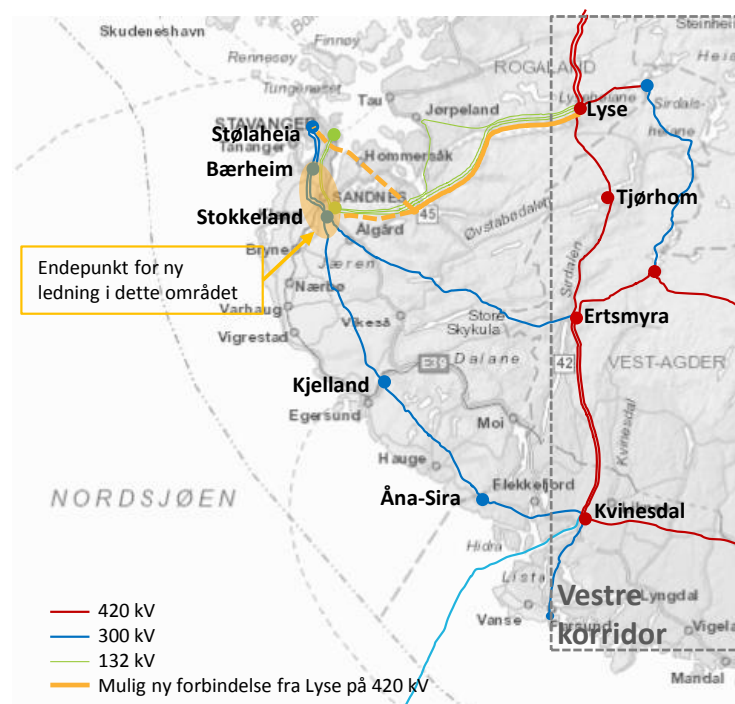
Vi mener derfor at vi basert på disse vurderingene med trygghet kan si at ny ledning fra Lyse samfunnsøkonomisk er et bedre alternativ enn oppgradering av eksisterende ledninger. Vi tar derfor ikke oppgraderingsalternativene med i den videre analysen.

4.5 Ledningen fra Lyse har tre mulige endepunkter – disse tar vi med videre

Den nye ledningen fra Lyse har tre mulige endepunkter. Som vi beskrev i behovsanalysen ligger forbruktstygdepunktet ytterst i transmisjonsnettet. Transmisjonsnettstasjonene Stokkeland, Bærheim og Stølaheia forsyner mesteparten av forbruket i Sør-Rogaland. For at den nye ledningen skal løse behovet må den gå til et punkt hvor den kan forsyne deler av forbruket som i dag dekkes av disse tre stasjonene.

Vi tar derfor med oss tre alternativer for en ny ledning fra Lyse inn i den samfunnsøkonomiske analysen:

1. Ny ledning fra Lyse til Stokkeland
2. Ny ledning fra Lyse til Bærheim
3. Ny ledning fra Lyse til Stølaheia



Figur 3 Mulige endepunkter for ny 420 kV forbindelse fra Lyse

Vedlegg

Vedlegg 1 Underlagsnotat om miljøvirkninger

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo
PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo
Telefon: 23 90 30 00
Fax: 23 90 30 01
E-post: firmapost@statnett.no
Nettside: www.statnett.no

Statnett