

Områdeplan **Bergensområdet og Haugalandet**

Områdeplanen beskriver en trinnvis utvikling av transmisjonsnetteti Bergensområdet, på Haugalandet, og mellom Sauda og Samnanger. Vi beskriver også behovet for videre nettvikling i Odda-området.



Sammendrag

Bergensområdet og Haugalandet er regioner med høyt forbruk og sterk forbruksvekst og mange ønsker om ytterligere elektrifisering og industrialisering. Vi har i løpet av få år reservert tilknytning for 670 MW økt forbruk i Bergensområdet og 575 MW økt forbruk på Haugalandet. Dette utgjør omtrent en dobling av eksisterende industriforbruk. Det er svært lite kapasitet tilgjengelig for nytt forbruk utover det som allerede er tildelt. Mange av transmisjonsnettanleggene i området har også et stort behov for vedlikehold og reinvesteringer de kommende årene.

Vi må forsterke øst-vest forbindelsene som går fra produksjonsområdene inne i fjordarmene ut til forbrukstygdepunktene ved kysten. Etterhvert vil det også komme produksjon fra havvind. I tillegg må vi forsterke korridoren nord-sør på Vestlandet. Vi må også utnytte eksisterende nett best mulig i en lang mellomperiode. For å legge til rette for tilknytning av nytt forbruk også før vi har fått gjennomført planlagte nettforsterkninger, har vi tatt i bruk virkemidler som tilknytning på vilkår og økt bruk av systemvern. En stor del av Statnetts tiltak handler om spenningsoppgradering, det vil si å erstatte eldre 300 kV-ledninger med nye 420 kV-ledninger med vesentlig høyere kapasitet. Dette motiveres både av fornyelsesbehov og behov for mer kapasitet.

I tillegg til våre tiltak i nettet, er det stort behov for ny kraftproduksjon i området. Det er planer om innmating av havvind både på Haugalandet (fra Utsira Nord) og i Bergensområdet. Det er også planer om effektutvidelser i vannkraftverk.

Hovedbudskap i områdeplanen er:

- I Bergensområdet er de viktigste tiltakene spenningsoppgradering mellom Kollsnes og Sogndal, samt en ny forbindelse til Kollsnes. Vi planlegger deretter en videre spenningsoppgradering av det resterende 300 kV-nettet i regionen.
- Økt kapasitet i nord-sør-retning er en forutsetning for et vesentlig løft i kapasiteten. Dette oppnås ved oppgradering til 420 kV av ledningen Sauda-Blåfalli-Mauranger-Samnanger.
- På Haugalandet er ny ledning fra Blåfalli til Gismarvik det første større tiltaket som øker kapasiteten i nettet. Gismarvik befinner seg i nærheten av dagens stasjoner Håvik, Spanne og Kårstø. For å legge til rette for ytterligere forbruksvekst vil vi spenningsoppgradere nettet mellom Gismarvik og Sauda, og etter hvert spenningsoppgradere hele nettet.
- Tiltakene i områdeplanen vil gi et betydelig løft i kapasiteten til nytt forbruk. Avhengig av utviklingen av ny produksjon, vil det trolig på sikt være behov for tiltak utover de som er identifisert i planen. Dette vil vi kartlegge i tiden fram mot neste revisjon av planen om to år.
- Tiltakene i planen er nødvendige selv om det kommer ny havvind i området, og foreløpige vurderinger tilsier at tiltakene legger til rette for innmating av betydelige mengder havvind.

God planlegging av kraftsystemet fordrer godt samarbeid blant mange aktører. Underveis i arbeidet med områdeplanen har vi opplevd et tett og godt samarbeid med de regionale nettselskapene BKK og Fagne. Vi har også hatt omfattende dialog med mange andre aktører for å innhente informasjon og for diskusjon.

Innhold

1.	Situasjonsbeskrivelse og behov	4
1.1	Dagens kraftsystem	5
1.2	Transmisjonsnett	5
1.3	Bergensområdet: Høyt utnyttet nett og stor forbruksvekst	7
1.4	Haugalandet: Forbruksvekst og havvind	9
1.5	Odda-området: Vekst i industriforbruket	11
2.	Målnett	12
2.1	Kapasiteter i kraftsystemet	14
2.2	Samfunnsmessig rasjonalitet	15
2.3	Usikkerheter i målnett	15
3.	Områdeplan – trinnvis utvikling	18
3.1	Bergensområdet	18
3.2	Samnanger-Sauda	21
3.3	Haugalandet	21
3.4	Odda	22
4.	Samlet framstilling av tiltak og prosjekter	23
4.1	Viktigste/største tiltak med oppstart frem til 2030	23
4.2	Videre arbeid	25

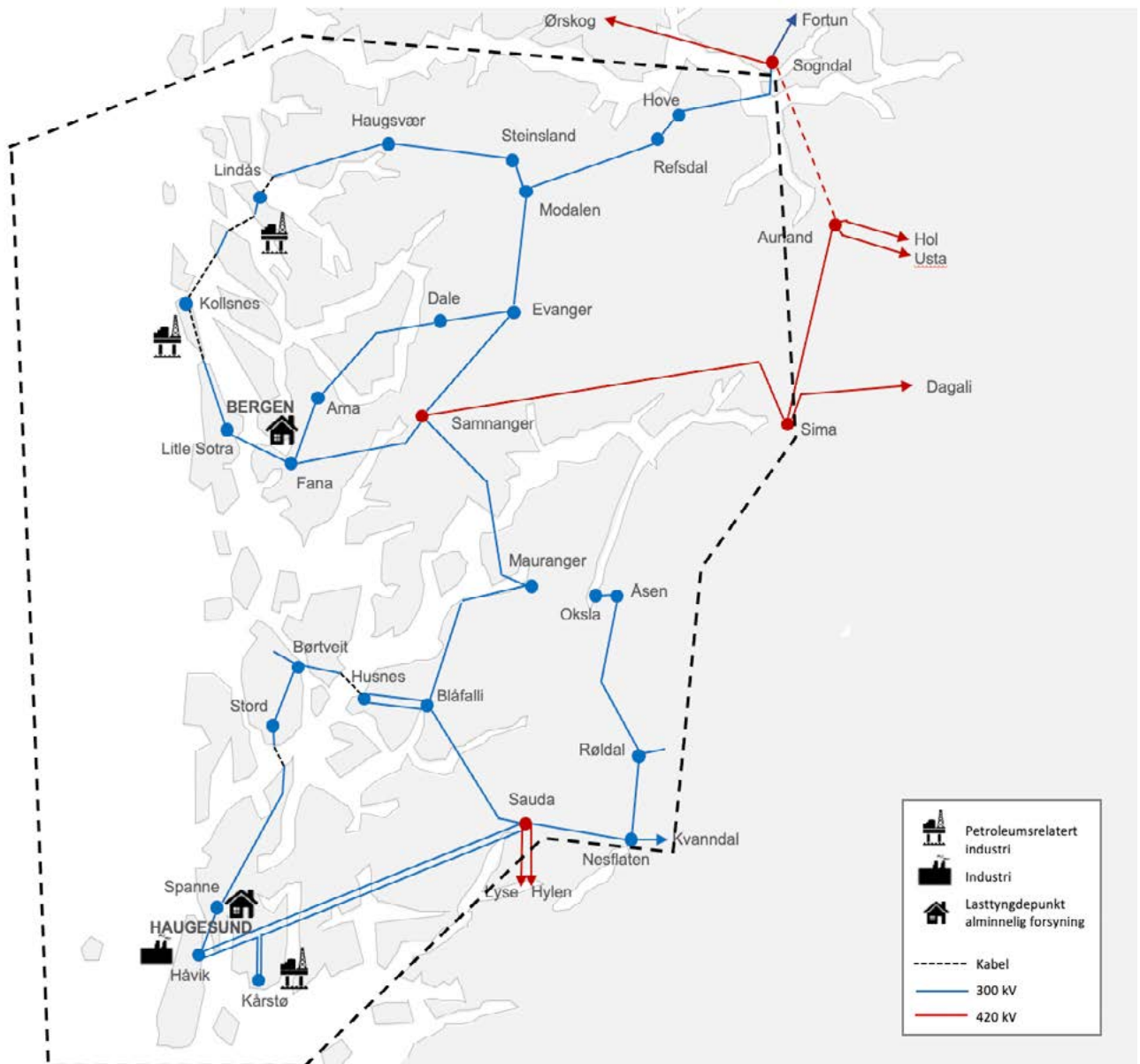
1. Situasjonsbeskrivelse og behov

"Bergensområdet og Haugalandet" omfatter transmisjonsnettet avgrenset av Sogndal i nord, Sima i øst og Sauda/Nesflaten i sør.

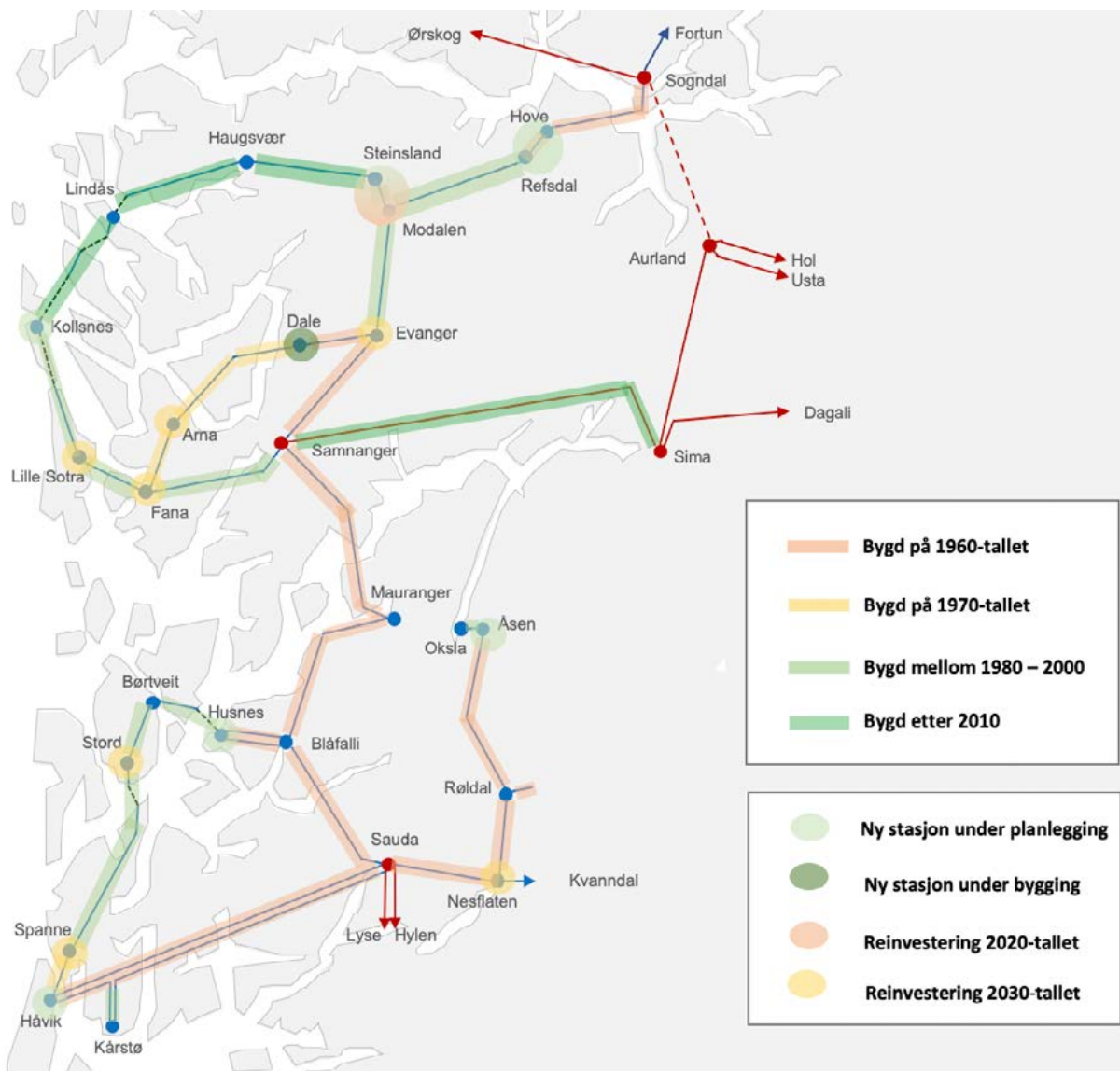
Vi har delt området inn i fire delområder: Bergensområdet i nord (til og med Samnanger), Haugalandet i sør (avgrenset av Sauda/Nesflaten og Blåfalli), strekningen Samnanger-Sauda som binder sammen disse to delområdene, og Odda-området (Nesflaten og nordover).

Regionalnettet i området dekkes i hovedsak av to regionale kraftsystemutredninger: "Midtre Vestland" (BKK Nett) og "Sunnhordland og Nord-Rogaland" (Fagne).

Områdeplanen beskriver et strategisk mål bilde for utviklingen av transmisjonsnettet i området. Planen vil normalt oppdateres annethvert år, slik at endringer i samfunnets behov og viktige utviklingstrekk fanges opp. De første utviklings-trinn i planen har liten usikkerhet, mens samfunnsutviklingen har større påvirkning på senere utviklingstrinn.



Figur 1: Kart over det aktuelle området



Figur 2: Oversikt ledninger med alder og stasjoner etter planlagt reinvesteringsår

1.1 Dagens kraftsystem

Mye av forbruket i området er lokalisert langs kysten og er knyttet til smelteverk og petroleumsindustri, samt byene Bergen og Haugesund. Det meste av produksjonen kommer fra vannkraftverk i fjelltraktene i øst. Lokaliseringen av forbruk og produksjon gir overføringsbehov fra indre til ytre deler av området. Vekst i industriforbruket har gitt knapphet på kapasitet og behov for å forsterke nettet fra øst mot vest. Området har i normalår god balanse mellom produksjon og forbruk sett over året, men det kan være et betydelig importbehov i kalde og tørre perioder. Mye uregulert produksjon fører også til et stort overskudd i våte perioder om våren, sommeren og høsten. Det er tidvis flaskehalsar inn til området (fra Sogndal) og internt i området mellom Bergensområdet og Haugalandet.

Fremtidig innmating av vindkraft, vannkraftproduksjon og flyt på HVDC-forbindelsene lenger sør er vesentlig for kraftflyten i og gjennom området.

1.2 Transmisjonsnettet

Aldrende anleggsmasse i området

Det meste av ledningsnettet er 300 kV ledninger bygget mellom 1965 - 1985, og det er fornyelsesbehov for de fleste stasjonene i området innen 2040

Så godt som alt transmisjonsnettet i området driftes på 300

kV. Store deler av anleggene i transmisjonsnettet nærmer seg slutten av levetiden. Statnett har også overtatt flere anlegg fra BKK og Fagne, og det krever etablering av samband, hjelpkraft og generell oppgradering for å innlemme disse i transmisjonsnettet på en tilfredsstillende måte.

Utfordringene med en aldrende anleggsmasse er sammensatte:

- Økt feilsannsynlighet og redusert kapasitet (f. eks. oljefylte transformatorer)
- Manglende reservedeler og kompetanse om eldre komponenter (f. eks. kontrollanlegg, SF6-anlegg, effektbrytere)
- I eldre anlegg kan en enkelt feil slå ut større deler av anlegget og gi betydelig lengre gjenopprettningstid etter feil. Det fører også til at større deler av anlegget må legges spenningsløst for å gjennomføre nødvendig vedlikehold på en sikker måte

I deler av området har det i perioder vært krevende å få utkobling av anlegg for å utføre nødvendig vedlikehold. En betydelig andel av lasten i området er kraftkrevende industri med høy brukstid og små lastvariasjoner over døgnet og året. Dette gjør det vanskelig å ha en vedlikeholdssesong i sommerhalvåret slik vi har andre steder.

I Bergensområdet er det kun Haugsvær og Lindås av dagens 300 kV stasjoner som er forberedt for overgang til 420. For Fana, Arna, Litle Sotra, og Evanger er det planlagt eller igangsatt levetidsforlengende tiltak for å sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet til stasjonene erstattes med nye stasjoner bygget for 420 kV.

På Haugalandet har de to ledningene mellom Sauda og Håvik dårligere tilstand enn alderen skulle tilsi, spesielt den som går innom Kårstø. Sauda-Nesflaten og Nesflaten-Røldal har også dårlig tilstand. De tre ledningsspennene over Karmsundet (Spanne-Håvik, Sauda-Håvik og Kårstø-Håvik) er svært utfordrende å vedlikeholde på grunn av høye master, liten avstand mellom ledningene og høye krav om oppetid på ledningene som følge av aluminiumsproduksjonen på Håvik.

For Stord og Spanne på Haugalandet må levetidsforlengende tiltak påregnes frem mot fornyelse og overgang til 420 kV. Blåfalli blir utvidet med et 300 kV ledningsfelt mot ny stasjon Gismarvik, samtidig er det planlagt å gjennomføre levetidsforlengende tiltak på stasjonen. Kårstø stasjon eies i dag av Gassco, men det forventes en overtagelse av Statnett litt frem i tid. Også her kan det bli behov for levetidsforlengende tiltak. Sjøkabelanleggene over

Hardangerfjorden (Husnes-Børtveit) og Bømlafjorden (Stord-Spanne) må også fornyes de kommende årene.

Vi har utfordringer i driften i dag

Statnett har utfordringer i driften både ved intakt nett og når det er driftsstanser. Utfordringene er relatert til både underskudds- og overskuddssituasjoner. For å unngå et større utfall er det etablert systemvern som kobler ut noe av forbruket kontrollert ved uforutsette hendelser i nettet. Dette vil også være nødvendig for enkelte fremtidige tilkoblinger til nettet.

Det økte uttaket i Bergensområdet og Haugalandet de kommende årene vil forsterke dagens driftsutfordringer. Både i perioder med høy import på kablene fra utlandet og høy eksport på kablene, vil vi kunne få utfordringer med enkelte forbindelser.

Det er viktig å overholde spenningsgrenser for sikker og god drift. Når det gjelder Bergensområdet er utfordringene med å overholde spenningsgrensene styrt av bortfall/reduksjon av lasten på Kollsnes, revisjoner/feil på komponenter (da spesielt reaktive komponenter), samt MVAR-flyt mellom transmisjonsnett og regionalnett. Haugalandet har utfordringen med høye spenninger på nordsiden av ringen og lave spenninger på sørsiden. Dette fordi det stort sett er nord-sør flyt i området og forbrukstygdepunktet er lokalisert på sørsiden. Forbruket på sørsiden av ringen er sensitivt for høye spenninger. Det er utfordrende å holde spenningen nede ytterst i ringen i intakt nett ved liten flyt, da det ikke finnes induktive reaktive komponenter i området. Det er lite reaktiv utveksling med regionalnettet, men utvekslingen er kapasitiv om natten og induktiv på dagtid, slik at det forverrer spenningsforholdene.

Med bakgrunn i anleggenes tilstand og utfordringer i driften har vi gjennomført risikoanalyser. De største risikoene knyttet til forsyningssikkerhet i områdene er identifisert og risikoreduserende tiltak er foreslått. Generelt er det en betydelig forsyningssikkerhetsrisiko knyttet til at det vil bli stor prosjektaktivitet i perioden fram til vi får bygget ut tilstrekkelig kapasitet og gjort nødvendige reinvesteringer. For å opprettholde best mulig forsyningssikkerhet må vedlikeholdet optimaliseres. Nødvendig vedlikehold og prosjektaktiviteter tas inn i felles planer.

1.3 Bergensområdet: Høyt utnyttet nett og stor forbruksvekst

Viktige snitt og begrensninger i nettet

Bergen og omland er et underskuddsområde der forbrukstyngdepunktet er rundt Bergen by og på Kollsnes og Lindås/Mongstad ute ved kysten, mens kraftproduksjonen hovedsakelig ligger lenger inne i landet. Statnett har åpnet for 670 MW nytt forbruk i området i løpet av få år:

- 100 MW i underliggende nett
- 370 MW petroleumsforbruk tilknyttet transmisjonsnett, med vilkår
- 200 MW etter de første tiltakene (se kapittel 3.1), med vilkår

Det er tre snitt i nettet som er spesielt viktige for kapasiteten til å forsyne nytt forbruk i området:

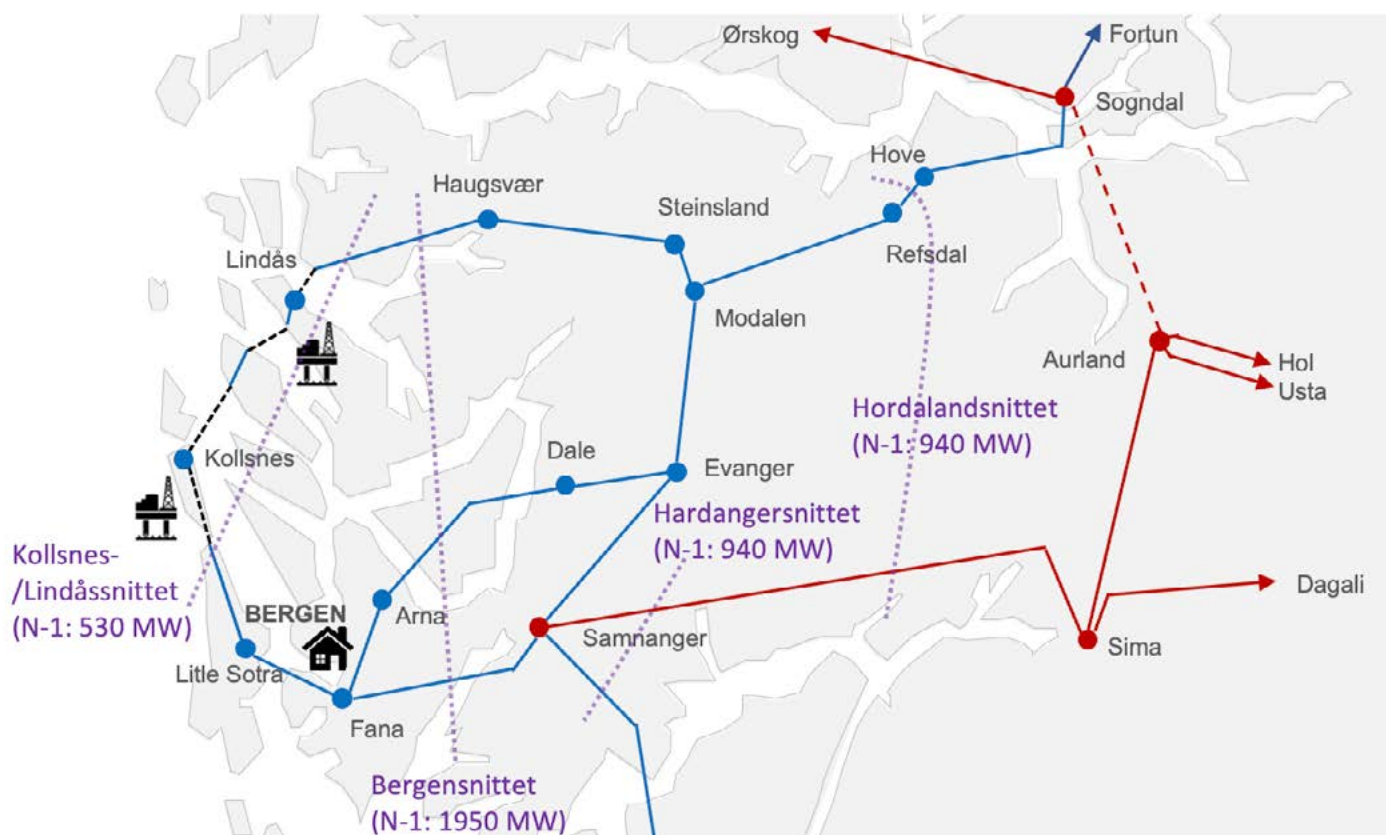
- Kollsnes-/Lindåssnittet: Forbruk under Kollsnes og Lindås – i hovedsak petroleumsindustri og forsyning til offshoreanlegg

- Bergensnittet: Forbruket i Bergen og under Kollsnes og Lindås ligger bak dette snittet
- Summen av flyt inn mot Bergensområdet: Hordalandssnittet (Hove-Refsdal og Sima-Samnanger) og Hardangersnittet (Sima-Samnanger og Mauranger-Samnanger)

I tillegg er snittet av Sima-Samnanger og Sauda-Blåfalli i perioder begrensende for å forsyne forbruket i både Bergensområdet og Haugalandet.

Det maksimale forbruket vest for **Kollsnes-/Lindåssnittet** er i dag på rundt 700 MW. Energiverk Mongstad (EVM) leverer noe kraftproduksjon inn på nettet, slik at flyten i snittet er lavere enn forbruket. Kraftproduksjonen ved EVM er planlagt avviklet, og flyten i snittet vil da øke tilsvarende.

I tillegg har ny kraftforsyning til Oseberg og Troll B/C fått tilknytning på vilkår¹ under Kollsnes, med til sammen inntil 220 MW fra 2023/2024. Det samlede forbruket bak snittet blir da på opp mot 900 MW, det vil si mer enn 300 MW over den nåværende N-1-kapasiteten.



Figur 3: Viktige snitt i Bergensområdet, kapasiteter pr 2022

1 Anleggskonsesjonen til Oseberg og Troll B/C sier blant annet at "forbruket fra anleggene skal kunne kobles ut for å avlaste nettet som følge av akutt eller forventet knapphet på overføringskapasitet".



300 kV forbindelsene Haugsvær-Lindås, Dale-Arna og Samnanger-Fana danner sammen med 132 kV regionalnettsledningene Matre–Padøy og Dale–Ravneberget **Bergensnettet**. N–1-kapasiteten i Bergensnettet varierer mellom 1500 og 2100 MW avhengig av utetemperatur. Dagens maksforbruk bak Bergensnettet er på i underkant av 2100 MW, hvorav omtrent 1400 MW er alminnelig forbruk og 700 MW er industri. Vi har N–1 forsyningssikkerhet i Bergensnettet hele året med dagens forbruk, med unntak av noen få timer.

I resten av Bergensområdet er det mye kraftproduksjon og relativt lite forbruk. Det er gitt tilknytning på vilkår for Noa/Krafla med 150 MW i Samnanger, med forventet idriftsettelse i 2026.

Bergensområdet som helhet forsynes av lokal kraftproduksjon, og av ledningene Sogndal-Modalen, Sima-Samnanger og Sauda-Samnanger. Flere forhold gjør at de svakeste av disse ledningene blir begrensende og må oppgraderes. Det er i utgangspunktet en flaskehals i kraftoverføringen sørover fra Sogndal, og mellom Sauda og Samnanger. Forbruksveksten i Bergensområdet må dekkes med økt kraftoverføring inn til området fra lengre inn i landet, havvind eller mer lokal produksjon. Ved oppgradering av både Sogndal-Aurland og Sogndal-Modalen fjernes det meste av flaskehalsen ved flyt sørover fra Sogndal. Men fortsatt vil forbindelsen mellom Sauda og Samnanger være begrensende. Den vil være en flaskehals både sørover og nordover, men med stor vekst i forbruket i Bergensområdet blir den primært en flaskehals for kraftoverføring nordover mot Bergensområdet i vinterhalvåret. Flaskehalsen vil forsterkes av den planlagte utbyggingen av havvind utenfor Utsira og i Sørlege Nordsjø.

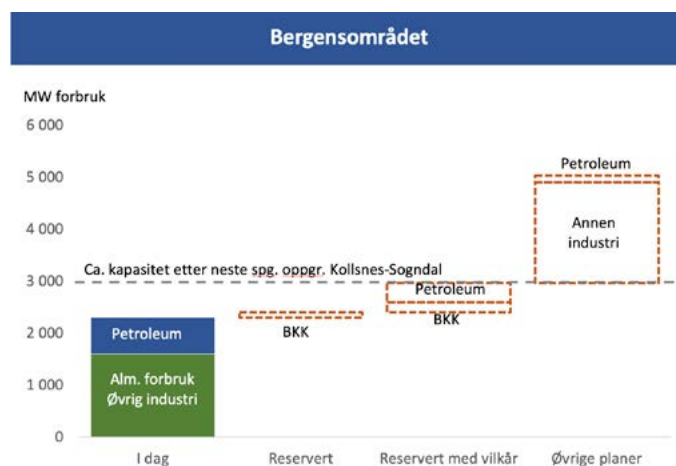
I transformatorstasjonene i ytterkant av området (Hove/Refsdal og Sima) er det muligheter for å etablere nytt forbruk. Vekst i forbruket vil føre til behov for å øke transformeringskapasiteten mellom transmisjonsnett og regionalnett i Sima.

Behov for mer reaktiv kompensering

Det er i dag knapphet på reaktiv kompensering. Spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV samt nye kabelanlegg i transmisjonsnettet gjør at det er behov for mer reaktiv kompensering (reaktorer) for å unngå for høye spenninger. I tillegg til dagens kompensering planlegges det for to nye reaktorer, en plassert i Lindås og en i Øygarden. Vi ser i tillegg behov for dynamisk kompensering for å unngå store spenningsprang og planlegger derfor med et SVS-anlegg i nye Øygarden stasjon.

Stor vekst i industriforbruket

Statnett og BKK har fra 2018 og fram til i dag mottatt tilknytningssøknader om over 2500 MW nytt forbruk. Planene innebærer etablering av næringsparker langs kysten, etablering av datasentre på flere lokasjoner, elektrifisering av petroleumsindustrien, og noe vekst i alminnelig forbruk. Maksforbruket i Bergen og omland er i dag omtrent 2300 MW, hvorav i overkant av 700 MW er lokalisert på kysten, under Kollsnes og Lindås stasjoner. Det meste av den innmeldte forbruksøkningen, over 2000 MW, er planlagt tilknyttet disse to stasjonene, hvor det er minst nettkapasitet. Alle planene som er meldt inn indikerer svært rask vekst i forbruket. Figuren under viser omfanget av tilknytningssøknader i Bergensområdet.



Figur 4: Volum omsøkte tilknytningssaker i Bergensområdet

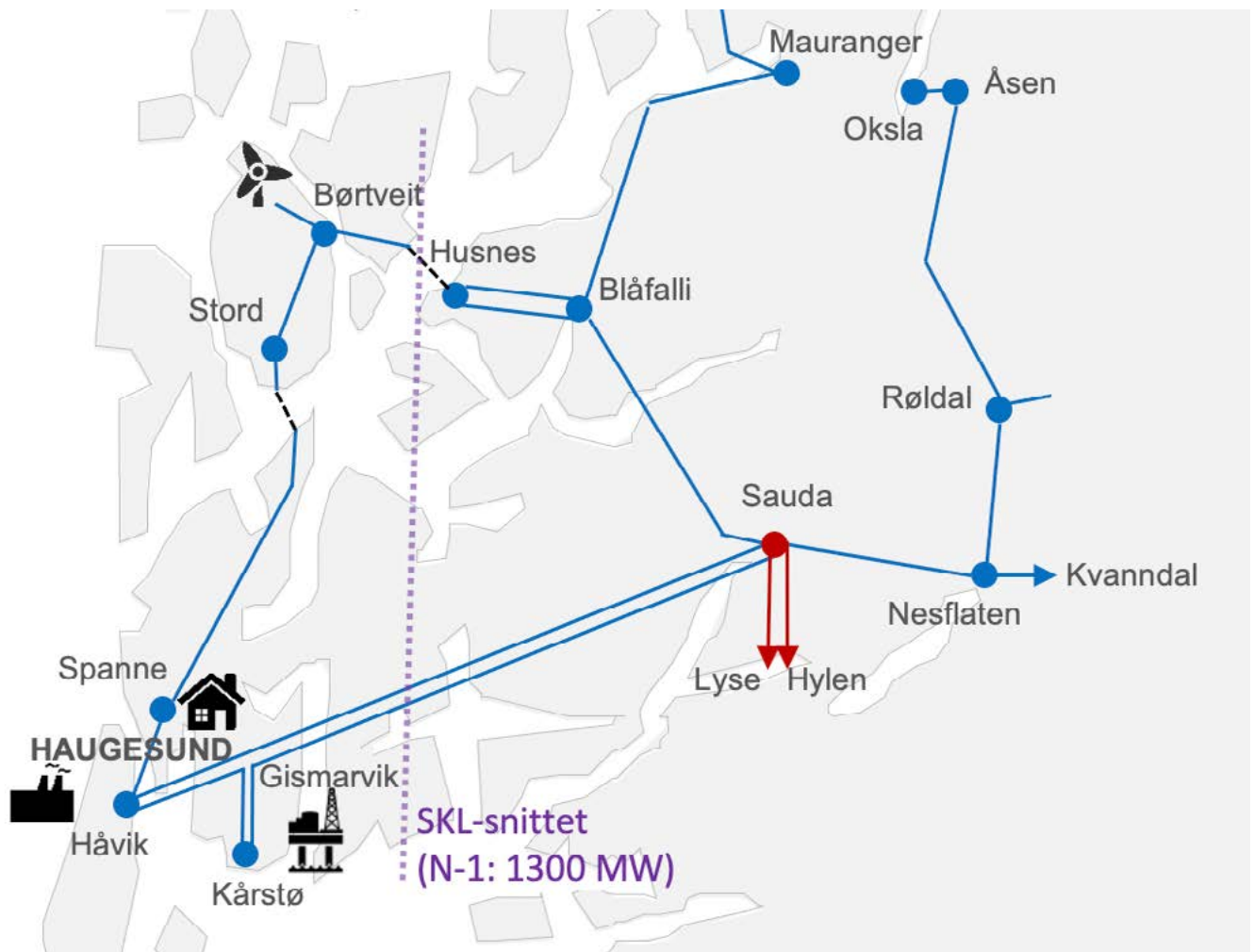
Det vil være gunstig med havvindproduksjon utenfor Bergensområdet

Det er betydelige potensialer for vindkraft på land, men usikkert om noe blir realisert. I tillegg vil området utenfor Bergen være aktuelt for utbygging av havvind. Equinor la i juni 2022 la frem planer om at de ønsker å bygge ut 1000 MW havvind ved Trollfeltet i Nordsjøen (4,3 TWh energi).

1.4 Haugalandet: Forbruksvekst og havvind

Viktige snitt og begrensninger i nettet

Kraftproduksjonen ligger for det meste inne i landet, mens det meste av forbruket er lokalisert på Husnes, Karmøy, Kårstø og Sauda. Det viktigste snittet i transmisjonsnettet på Haugalandet er det som tradisjonelt har blitt kalt SKL-snittet (Sunnhordland Kraftlag), som består av 300 kV-ledningene Sauda-Kårstø, Sauda-Håvik og Husnes-Børtveit:



Figur 5: SKL-snippet, kapasitet per 2022

Forbruket **vest for SKL-snippet** er i dag på opp mot 1100 MW. Det er 200-250 MW kraftproduksjon vest for SKL-snippet, i hovedsak vindkraft. N-1-kapasiteten i snippet er nå i underkant av 1300 MW, og øker til rundt 1500 MW vinterstid og 1400 MW sommerstid med tiltakene i trinn 1 (temperaturoppgradering og spenningsstøtte fra HVDC-anlegget til Johan Sverdrup fase 2). Kraftforsyning til Johan Sverdrup (fase 1 og 2) har fått tilknytning på Kårstø. Fase 1 er i drift mens fase 2 settes i drift (2022) med 220 MW forbruk. Gassco på Kårstø har avtale om 100 MW på vilkår før Blåfalli-Gismarvik er på drift, og vil øke forbruket sitt ytterligere etter ny ledningen er ferdig. Det er også gitt tilknytning til ca 150 MW ny vann- og vindkraftproduksjon bak SKL-snippet. Gismarvik befinner seg i området hvor ledningene fra Sauda går mot henholdsvis Kårstø og Håvik.

Med den nye forbindelsen Blåfalli-Gismarvik øker kapasiteten i SKL-snippet med omtrent 500 MW. 370 MW av denne kapasitetsøkningen er allerede reservert til planlagt nytt forbruk: Petroleumsfeltene Balder, Grane og Ringhorne (Vår Energi), Haugaland Næringspark og deelektrifisering på Kårstø (Gassco).

Fordi aluminiumsproduksjonen på Karmøy er sårbar for langvarige avbrudd i kraftforsyningen ser Statnett behov for å kunne forsyne dette forbruket med N-1 sikkerhet også når nettanlegg er langvarig utkoblet for vedlikehold eller ombygging. Nettet på Haugalandet har i dag en betydelig andel utkoblingsdøgn (70 døgn i snitt siste ti år). Vi forventer at fremtidig utkoblingsbehov vil øke til 70-100 døgn per år på grunn av vedlikehold av eldre komponenter kombinert med utkoblingsbehov tilknyttet reinvesteringer og nybygginger.

De store endringene som kommer i kraftsystemet på Haugalandet vil også påvirke behovet for reaktiv kompensering. Dette er noe vi vil se nærmere på fremover.

Øst for SKL-snippet er det vesentligste av forbruket

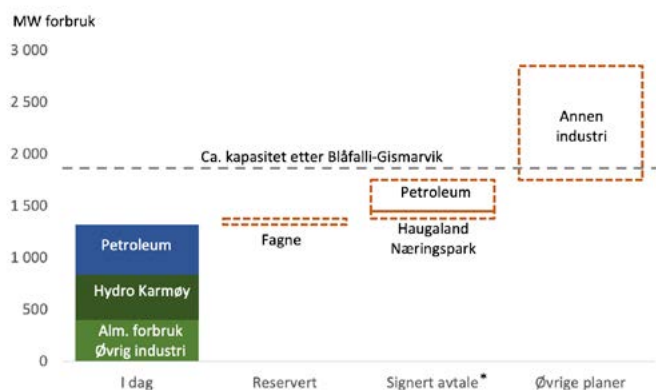
industri på Husnes og i Sauda. I Blåfalli og Sauda er det vannkraftproduksjon på til sammen over 600 MW.

Husnes har to ledninger mot Blåfalli og en mot Børtveit, og dermed robust forsyning fra transmisjonsnett. Det er kapasitet i transmisjonsnett for å tilknytte nytt forbruk i Husnes, men fordi Husnes skal erstattes med ny Onarheim stasjon kan nytt, stort forbruk tidligst tilknyttes etter at den nye stasjonen er på drift. I de øvrige transformatorstasjonene øst for SKL-snittet (Sauda, Mauranger og Blåfalli) er det kapasitet for å etablere nytt forbruk, men det vil kunne være behov for utvidelser i stasjonene for å legge til rette for tilknytning. Blåfalli skal om noen år gjennom omfattende ombygging ved at stasjonen skal oppgraderes til 420 kV som del av Samnanger-Sauda.

Sauda-Nesflaten er høyt belastet i perioder med høy produksjon fra vannkraftverkene i regionen. Denne utfordringen har økt med den økte eksportkapasiteten i NordLink og NSL, og vil fortsette å øke om forbruket i Bergensområdet og Haugalandet øker betydelig. I tillegg er ledningen bygget på 60-tallet, og nærmer seg tidspunkt for fornyelse. Dette i sum gjør at Sauda-Nesflaten også er et av våre prioriterte tiltak for fornyelse.

Stor vekst i industriforbruket

Vi opplever stor etterspørsel etter nettkapasitet på Haugalandet, særlig i sør-vest, der mye av det eksisterende forbruket er lokalisert. Figuren under viser kjente forbruksplaner vest for SKL-snittet.



Figur 6: Planer om økt forbruk på Haugalandet, vest for SKL-snittet

Havvind fra Utsira nord vil knyttes til på Haugalandet

Regjeringen har åpnet for at det kan tillates utbygging av 1500 MW flytende havvind på Utsira Nord. Vi legger opp til at denne produksjonen blir tilknyttet på Haugalandet. Det er gunstig for kraftsystemet med innmating av havvind til Haugalandet, og det eksisterende nettet har, med noen

mindre forsterkninger, kapasitet til å håndtere 1500 MW. Dette er nærmere beskrevet i avsnitt 3.3. Statkraft søkte i juni 2022 om konsesjon på 630 MW økt effektinstallasjon i Mauranger. Økt effektkapasitet er positivt for kraftsystemet og vi tar med oss dette i den videre planleggingen.

1.5 Odda-området: Vekst i industriforbruket

I Odda-området er det flere store kraftverk og to store industribedrifter med høyt kraftforbruk: Boliden Odda AS (Boliden) som produserer sink, og Tizir Titanium & Iron AS (TTI) som produserer titanoksid og råjern. Samlet forbruk i området ligger i dag på rundt 200 MW. Av dette utgjør Bolidens og TTIs forbruk henholdsvis rundt 100 MW og 50 MW. Industriens forbruk er stabilt gjennom året. Den store lokale produksjonen og tilknytningen til transmisjonsnett har historisk gitt stabil forsyning av forbruk i området. 300 kV-ledningene fra Nesflaten via Røldal til Åsen forsyner sammen med betydelig lokal produksjon forbruket i Odda. Nesflaten-Røldal-Åsen (66 km) ble bygd i 1965/1967. Utfall eller planlagt vedlikehold av ledningene mellom Nesflaten og Odda medfører overgang til øydrift og dermed krav til å kunne balansere last og produksjon i Odda. 300 kV-ledningene har forholdsvis lav termisk kapasitet, og kan i korte perioder med stort produksjonsoverskudd medføre noe flaskehals med hensyn til lokal produksjon.

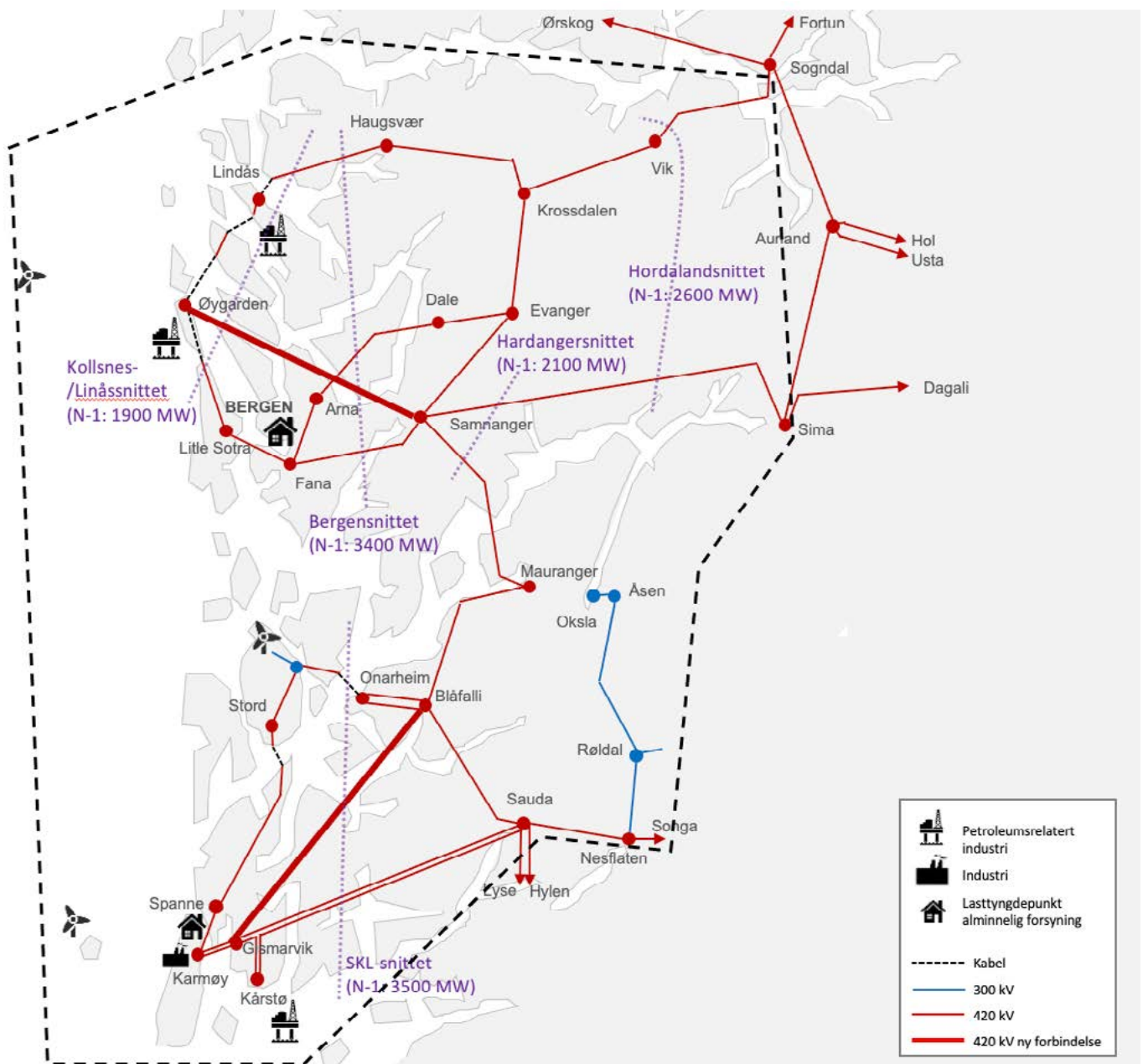
Boliden har søkt om tilknytning av økt forbruk på 100 MW, og Statnett er i ferd med å oppgradere Åsen transformatorstasjon for å øke transformeringskapasiteten og legge til rette for forbruksveksten.

2. Målnettet

Målnettet består av transmisjonsnett på 420 kV i området, se figur under. Tallene i figuren angir estimerte kapasiteter i de viktigste snittene. Dette målnettet kan tidligst stå ferdig 2040. Flere av tiltakene i målnettet er gjenstand for utredningskostnader og anleggsbidrag.

Statnett har tidligere sett på muligheter for sammenkobling mellom Bergensområdet og Haugalandet, og mellom

Stavangerområdet og Haugalandet. Felles for disse løsningene er at de gir liten nytte fordi det knytter sammen underskuddsområder. Vi har også vurdert en løsning med en HVDC-link fra Grov til Bergensområdet. Dette gir noe nytte, men er en svært dyr løsning. Med en utvikling fremover med utbygging av havvind langs kysten og forsterket nord/sør flyt kan en ytre nord/sør-korridor langs kysten bli aktuell som et neste utviklingstrinn. Vi vil se videre på dette i tiden fremover i forbindelse med tilrettelegging og utvikling av havvind sammen med økt forbruk og produksjon på land.



Figur 7: Målnettet for Bergensområdet og Haugalandet



Målnettet i Bergensområdet kan håndtere en stor forbruksvekst. Ved enda større forbruksvekst må nettet forsterkes ytterligere. Hvilke forsterkninger som må gjøres vil avhenge av hvor forbruket er lokalisert, og ikke minst hvor det kommer ny produksjon. Regionalnettet i Bergensområdet drives allerede i hovedsak på 132 kV. Regionalnettet under Refsdal/Hove oppgraderes til 132 kV i forbindelse med at Sogndal-Modalen oppgraderes til 420 kV. Det er planer om å oppgradere regionalnettet mellom Sima og Evanger til 132 kV på noe lengre sikt.

Målnettet på Haugalandet gir en kapasitet i snittet som er tilstrekkelig til å håndtere kjente forbruksplaner. Målnettet håndterer også 1500 MW offshore vindkraft fra Utsira Nord. Det gjenstår fortsatt noen avklaringer for deler av målnettet på Haugalandet. Dette gjelder langsiktig løsning for stasjonsstrukturen rundt Kårstø, Gismarvik, Karmøy og Spanne, samt Børveit/Midtfjellet vindkraftpark. Haugalandet har i hovedsak regionalnettet på 66 kV, og Fagne planlegger for oppgradering til 132 kV på lang sikt.

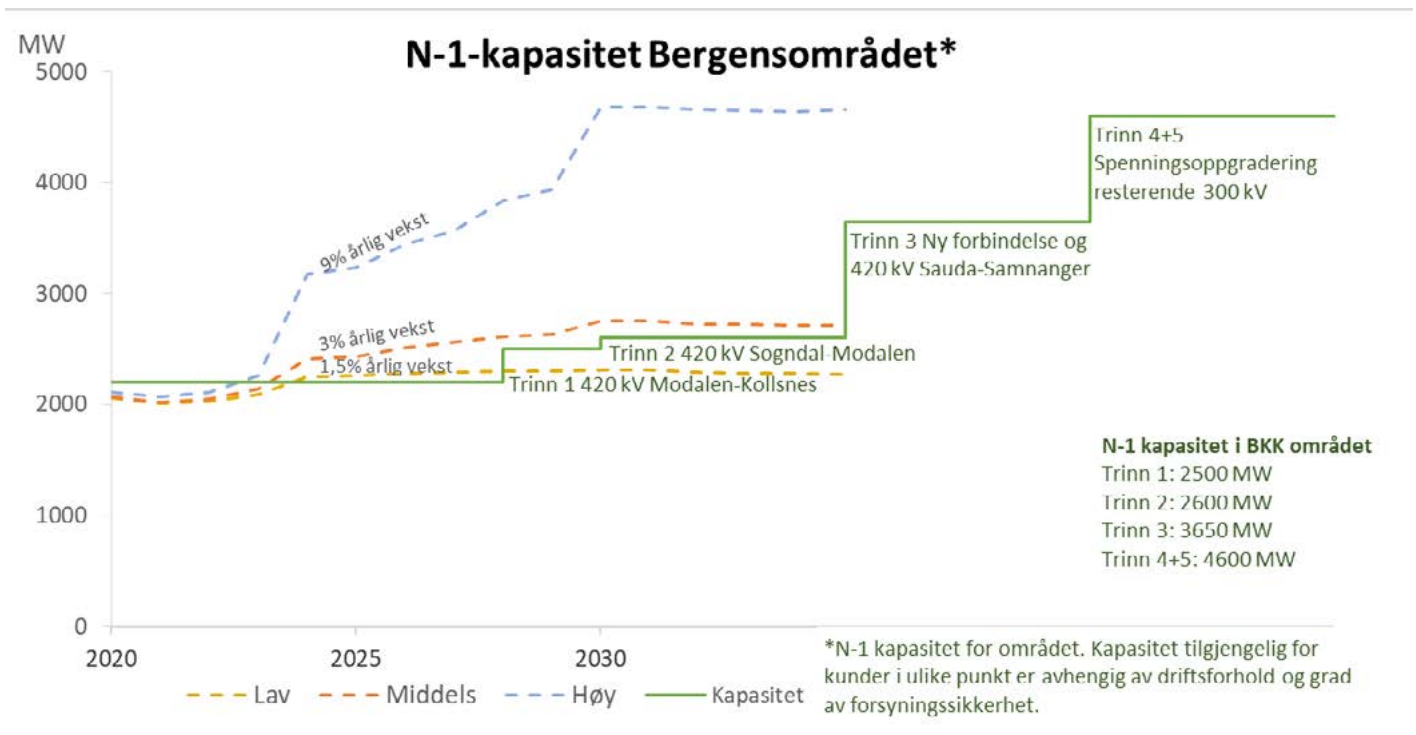
Vi ser på lang sikt for oss at også nettet i Odda-området oppgraderes til 420 kV. Tidspunktet er imidlertid usikkert, det avhenger av utviklingen i tilstanden til de eksisterende 300

kV-ledningene og hvordan kraftbalansen i området utvikler seg. Dersom forbruket vokser slik at det blir vesentlig større enn maksimal produksjon ved øydrift kan det bli behov for en ny forbindelse inn til området avhengig av industriens krav til forsyningssikkerhet. Regionalnettet i Odda er eid av Fagne og drives på 66 kV. Fagne har ikke planer om å oppgradere dette nettet til 132 kV.

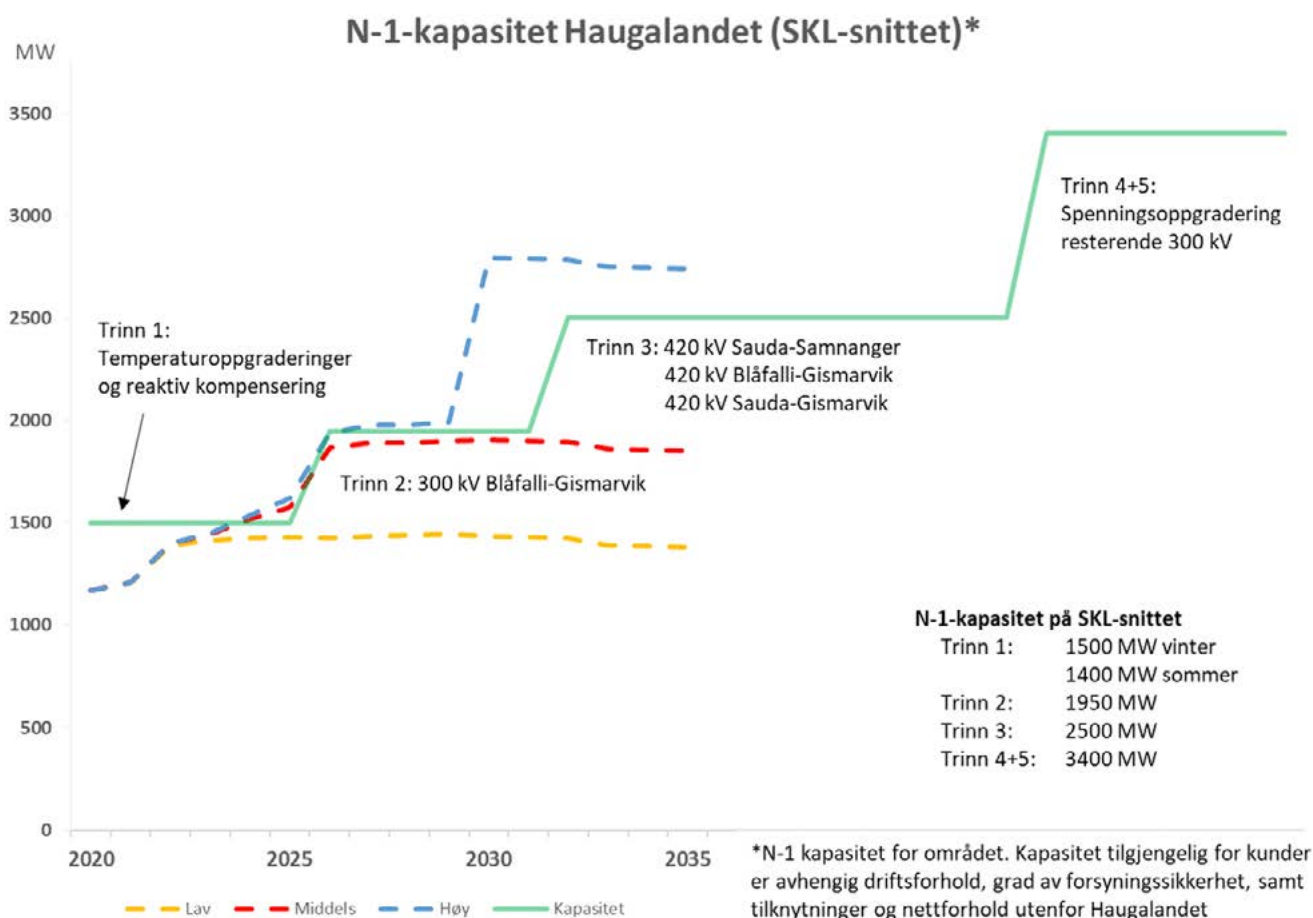
2.1 Kapasiteter i kraftsystemet

Figurene under viser utvikling i kapasitet sammen med en trinnvis utvikling. De ulike trinnene er en forutsetning for neste trinn og tilhørende kapasitetsøkning.

Figurene angir kapasiteter illustrert med N-1. Hva som er kapasitet tilgjengelig for kunder (driftsmessig forsvarlig) i ulike punkt er avhengig av driftsforhold, grad av forsyningssikkerhet, forbruksmønstre, bruk av vilkår om forbruksbegrensning og bruk av systemansvarliges virkemidler. Hensynet til driftssikkerhet ved nødvendige driftsstanser for oppgradering av gjenstående 300 kV-nett til 420 kV vil også ha en vesentlig betydning. Det er også usikkerhet rundt tidspunkter. Dette avhenger dels av forhold utenfor Statnetts kontroll.



Figur 8: Trinnvis utvikling i kapasitet Bergensområdet



Figur 9: Trinnvis utvikling i kapasitet Haugalandet

2.2 Samfunnsmessig rasjonalitet

Slik vi ser utviklingen i dag er målnettets samfunnsmessig rasjonelt. Målnettets baserer seg mye på oppgradering av eksisterende 300 kV anlegg, og vi gjør ekstra grundige vurderinger før vi foreslår nye kraftledninger i nytt terreng. Statnett har tidligere gjennomført konseptvalgutredninger for Haugalandet, i 2015, og for Bergen og omland i 2020. Disse beskriver behov, muligheter og anbefalt konsept for hvert av områdene. Denne områdeplanen følger den overordnede planen i disse konseptvalgutredningene, som Olje- og energidepartementet har sluttet seg til via sine prosessveiledende uttalelser. Der det er nødvendig vil ytterligere oppdaterte analyser av samfunnsøkonomisk lønnsomhet bli gjort.

2.3 Usikkerheter i målnettets

Målnettets gjør oss i stand til å legge en langsiktig plan hvor de ulike trinnene inngår i en samlet plan. Samtidig må vi

ta høyde for risiko og usikkerhet. Det vil være endringer og utvikling i behov som må hensyntas underveis. Basert på overvåkning og risikokartlegging av anleggene vil fornyelser og levetidsforlengelser vurderes. Utvikling i hvilke forbruksplaner som modnes raskest vil kunne påvirke tempo for de ulike tiltakene. Tiltak som er gjenstand for anleggsbidrag, vil også være avhengig av forpliktelser fra kunder. Ikke minst vil utvikling av havvind, og ny produksjon generelt, påvirke utviklingen av transmisjonsnettets på sikt.

Fremdriften på nettforsterkningstiltakene i målnettets er avhengig av tiden det tar å få nødvendige konsesjoner. Statnett søker å redusere denne usikkerheten ved å legge til rette for effektiv konsesjonsbehandling gjennom åpne planprosesser, gode underlag og tidlig interessentinvolvering slik som dialogmøtene vi har om områdeplanene.

Fremdriften er også avhengig av interne og eksterne begrensninger. Innpassing i Statnettets totale portefølje kan påvirke fremdriften av gjennomføringen.

Vurdering av samfunnsøkonomi i Statnetts planlegging

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av transmisjonsnett. Samfunnsøkonomi for tiltakene er blant annet beskrevet i konseptvalgutredninger og konsesjonssøknader.

Vi planlegger, bygger og drifter kraftnettet slik at det skal ha tilstrekkelig kapasitet til å dekke forbruket og utnytte produksjonssystemet på en god måte. Kraftnettet skal ha god driftssikkerhet, tilfredsstillende kvalitetskrav til spenning og frekvens og gi tilfredsstillende forsyningsikkerhet. Utbygging og drift av kraftnettet skal også legge til rette for et velfungerende kraftmarked.

For å tilfredsstillende krav til overføringskapasitet og forsyningsikkerhet, dimensjoneres og driftes transmisjonsnett normalt slik at det tåler utfall av en ledning, transformator eller stasjonskomponent uten at det blir omfattende avbrudd hos forbrukerne (N-1). I enkelte tilfeller åpnes det opp for å akseptere kortvarige avbrudd (N-0) der dette av ulike grunner er rasjonelt.

Tilknytningsplikten pålegger Statnett å utrede tiltak for tilknytning. Tilknytningsplikten setter en ramme som vi legger til grunn for å finne de mest kostnadseffektive løsningene, enten i drift eller ved nye investeringer, som kan gjøre det mulig å tilknytte kundene.

Samfunnsøkonomisk rasjonalitet avhenger av kundenes verdiskaping. Det er krevende å vurdere samfunnsøkonomisk verdiskaping fra forbrukerkunder som ønsker å etablere seg eller øke sitt uttak. Dette skyldes både asymmetrisk informasjon, samt at mange forbruksplaner er begrunnet i å kutte klimagassutslipp, der den samfunnsøkonomiske verdiskapingen er sterkt knyttet til



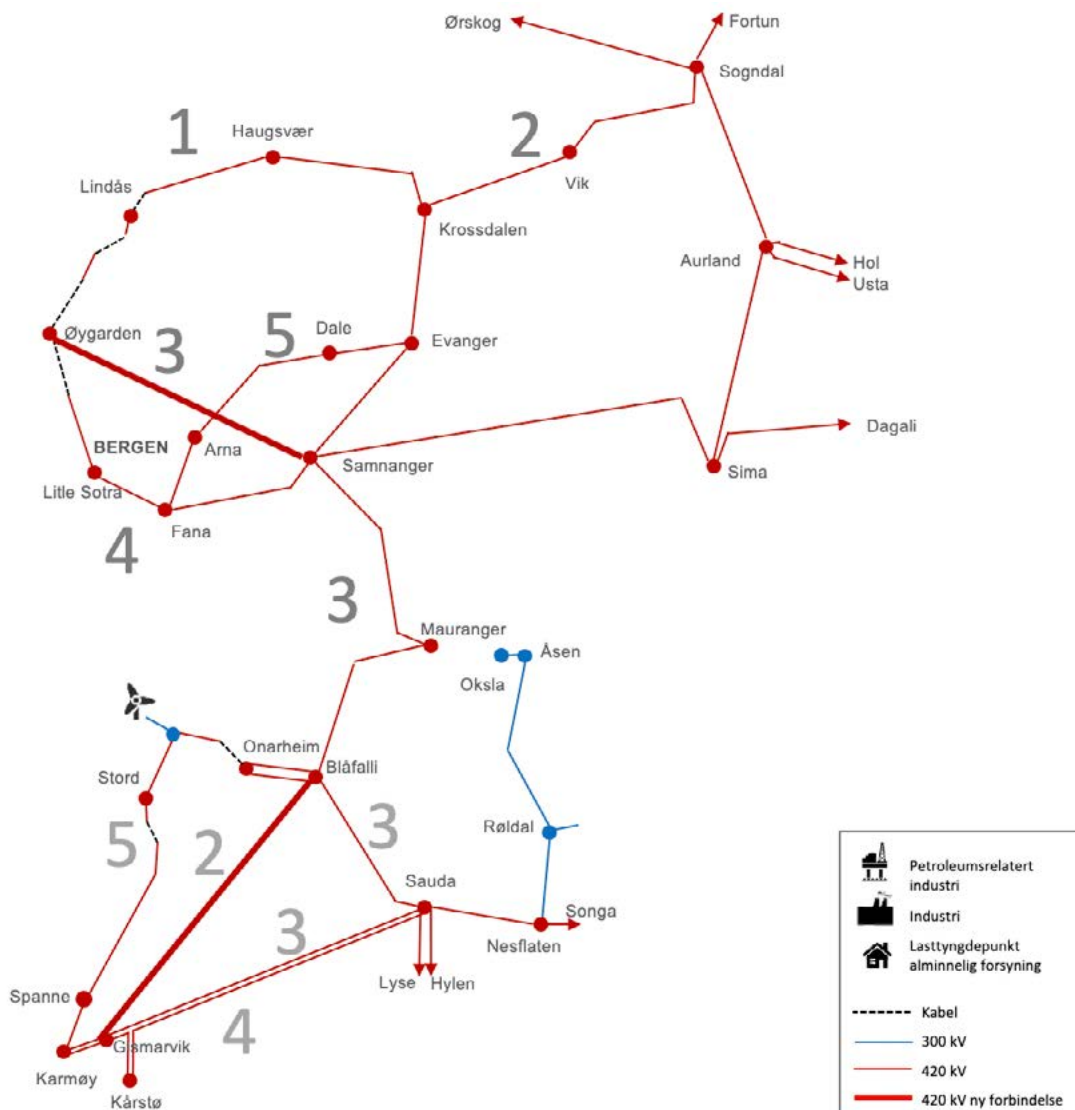
3. Områdeplan – trinnvis utvikling

Her beskriver vi hvordan vi planlegger å utvikle transmisjonsnettets i de enkelte delområdene over tid, fram mot målnettet beskrevet i kapittel 2. Dette er avhengig av nødvendige myndighetstillatelser. Utover de begrensningene som er beskrevet her vil det i flere av transformatorstasjonene være behov for fornyelser og/eller øke transformatorkapasiteten for å håndtere ny produksjon eller nytt forbruk. Tallene i figuren under referer til trinnene beskrevet for henholdsvis Bergensområdet og Haugalandet.

3.1 Bergensområdet

I KVU Bergen og omland viser vi at en trinnvis spenningsoppgradering av det eksisterende nettet sammen med en ny ledning internt i Bergensområdet er den beste måten å utvikle nettet på for å møte vekst i forbruket.

Mange av de tiltakene vi skal gjøre går ut på å bygge om eller skifte ut eksisterende anlegg. Det innebærer at viktige anlegg må kobles ut i korte eller lange perioder. Disse utkoblingene medfører at kapasiteten i nettet reduseres. Vi må altså gjennom en ombygningsperiode med svekket kapasitet og



* *Trinn 1 Haugalandet er temperaturoppgradering og økt kompensering*

Figur 10: Målnett med trinn for henholdsvis Bergensområdet og Haugalandet

forsyningssikkerhet før vi er over i den nye situasjonen med nye anlegg og økt kapasitet. Vi forsøker å kompensere for den reduserte tilgjengeligheten til anleggene med å gjøre tiltak for å hente ut mest mulig kapasitet fra øvrige anlegg, bruke fleksibilitet i produksjon og forbruk, og akseptere noe større risiko i systemdriften. Vi legger også stor vekt på å ha gode gjennomføringsforingsplaner, der arbeid som krever utkobling søkes minimert i varighet og legges til tider av året der konsekvensen av utkoblingene er minst mulig.

Fornyer og utvidelser i eksisterende anlegg

Vi gjennomfører og har besluttet flere stasjonsprosjekter i området. I Arna og Dale gjennomfører vi fornyelsesprosjekter. Tiltakene i Arna er levetidsforlengende, mens vi i Dale har besluttet en ny stasjon (Dalekvam) til erstatning for dagens stasjon inkludert økt transformering. For å styrke forsyningssikkerheten og åpne for noe nytt forbruk er vi i gang med å øke transformatorkapasiteten i Fana (to gamle transformatorer byttes ut) og Litle Sotra (en av de gamle transformatorene fra Fana), og sette inn en transformator nummer to og en reaktor i Lindås stasjon. Vi gjør samtidig levetidsforlengende tiltak i Fana og Litle Sotra.

På strekningen Litle Sotra-Kollsnes erstatter vi kabeldelen med en ny kabel med større kapasitet og tilrettelagt for fremtidig overgang til 420 kV. Over Fensfjorden (Haugsvær-Lindås) legger vi ekstra kabler slik at vi får to kabelsett. Disse tiltakene øker kapasiteten på både Bergen- og Kollsnes/Lindås-snittet.

Statnett har åpnet for at det kan tilknyttes inntil 200 MW nytt forbruk på vilkår når transformatorkapasiteten i Lindås, Litle Sotra og Fana samt kapasiteten på kabelforbindelsene er økt.

Vi vil i perioden 2023-2025 bygge om deler av 420 kV Sima-Samnanger for å øke driftssikkerheten til ledningen. Sima-Samnanger er i dag Statnetts mest feilutsatte ledning grunnet to korte, men svært værutsatte fjellstrekninger vinterstid. Enkeltfeil er minst fem ganger mer sannsynlig for Sima-Samnanger enn for landsgjennomsnittet. Gjennomføringen av arbeidet med å utbedre driftssikkerheten på ledningen må sees i sammenheng med andre arbeider som krever utkobling i samme tidsperiode.

Vi vurderer også temperaturoppgradering for å øke kapasiteten på flere av de svakeste 300 kV ledningene i området.

Tiltakene beskrevet over planlegges ferdigstilt i perioden 2022-2026.

Omtrent samtidig med dette gjøres det tiltak for å knytte

til nytt petroleumsrelatert forbruk. Kollsnes stasjon utvides med et nytt felt for å koble kraftforsyningsløsningen for Troll B/C og Oseberg til transmisjonsnettet. Og Samnanger stasjon utvides for å koble kraftforsyningsløsningen for Noa/Krafla til transmisjonsnettet. Tiltakene i Samnanger gjøres slik at de bidrar til framtidig spenningsoppgradering.

I avsnittene under er videre utvikling beskrevet i trinn 1 til 5 (dette er en ny trinnvis beskrivelse sammenlignet med tidligere). Tiltakene beskrevet frem til og med trinn 3 har i hovedsak startet opp (fattet BPO), mens tiltakene i de påfølgende trinnene er planlagt å starte de neste årene.

Trinn 1 – Spenningsoppgradering Modalen-Kollsnes

Trinn 1 vil gi en ytterligere kapasitetsøkning for både Bergen- og Kollsnes/Lindås-snittet, og er planlagt å stå ferdig i 2028.

De største tiltakene i trinn 1 er ny Øygarden stasjon (ved Kollsnes stasjon) og ny Krossdalen stasjon (erstatte Modalen). I tillegg planlegger vi en ny 420 kV ledning mellom Modalen og Steinsland. Øvrige anlegg mellom Modalen og Kollsnes er bygd for 420 kV drift.

Nye Øygarden stasjon vil være nødvendig for å kunne heve spenningen mellom Modalen og Kollsnes til 420 kV, og for å tilknytte nytt forbruk i regionalnettet under stasjonen. Vi planlegger også dynamisk reaktiv kompensering (SVS) i Øygarden. Planene for nytt forbruk tilsier at forbruket i Kollsnes-området kan bli svært stort, i størrelsesorden 2500 MW. Det kan derfor bli nødvendig med separate 420 kV anlegg for å håndtere et så stort forbruk.

Eksisterende Modalen stasjon er bygd for 300 kV, og nærmer seg endt levetid. Ny stasjon med både 300 og 420 kV anlegg er planlagt i nærheten av den eksisterende. Etter trinn 1 drives ledningene mot Haugsvær på 420 kV, mens ledningen mot Evanger er på 300 kV. Steinsland kraftverk tilknyttes radielt til Modalen (Krossdalen). Mellom Modalen og Steinsland er det rundt fem kilometer luftledning med relativt lav kapasitet og som ikke kan oppisoleres til 420 kV. Vi vil bygge en ny 420 kV-luftledning i parallell med den eksisterende og koble denne inn på luftledningen mot Haugsvær.

Spenningsoppgradering Modalen-Kollsnes og Øygarden stasjon er gjenstand for anleggsbidrag.

Trinn 2 – Spenningsoppgradering Sogndal-Modalen

Trinn 2 øker kapasiteten inn til Bergensområdet, og er planlagt å være ferdig i 2029-2030.

Vi planlegger å erstatte ledningen Sogndal-Hove-Refsdal med ny 420 kV ledning, og bygge nytt 420 kV-anlegg i

Refsdal (Vik stasjon). Statnett har fått konsesjon til å bygge ny 420 kV-forbindelse Sogndal-Aurland som erstatter dagens 300 kV-forbindelse. Som en del av dette prosjektet, skal vi også oppgradere den nordlige delen av Sogndal-Hove, fra Sogndal frem til fjordspennet over Sognefjorden, slik at den blir klar for 420 kV. I Hove planlegger vi at 300 kV-anlegget bli avviklet, og stasjonen tas ut av transmisijsnettets. Regionalnettet under Refsdal/Hove oppgraderes til 132 kV. På ledningen mellom Refsdal og Modalen trengs det bare mindre endringer for å kunne drifte på 420 kV.

Spenningsoppgraderingen mellom Sogndal og Kollsnes (trinn 1 og 2) åpner ikke i seg selv for ytterligere forbruk i Bergensområdet, men er en forutsetning for at vi har åpnet for nytt forbruk på vilkår før spenningsoppgraderingen er gjennomført. Videre gir oppgradert Sogndal-Modalen økt kapasitet i snittet over Sognefjorden.

Trinn 3 – Ny forbindelse Samnanger/Modalen-Kollsnes(Øygarden) og spenningsoppgradering Samnanger-Sauda

Vi planlegger å melde den nye ledningen Samnanger/Modalen-Øygarden (ved Kollsnes) i løpet av 2023. Ut fra virkningene for kraftsystemet vurderer Statnett Samnanger-Øygarden som en bedre løsning enn Modalen-Øygarden. Samnanger har to ledninger som går mellom Bergensområdet og nabo-områdene, og er derfor et mer robust punkt i nettet enn Modalen. Og med Modalen-alternativet må vi spenningsoppgradere nettet mellom Modalen og Samnanger på et tidligere tidspunkt enn med Samnanger-alternativet, noe som gir både ekstra kostnader og en mindre gunstig rekkefølge på oppgraderingene i Bergensområdet.

Trinn 3 innebærer en ny 420 kV-forbindelse til nye Øygarden stasjon fra Samnanger eller Modalen, og spenningsoppgradering mellom Samnanger og Sauda for å øke kapasiteten inn til området (se beskrivelse i avsnitt 3.2). Dette trinnet vil gi økning i kapasiteten inn til og internt i Bergensområdet og er også en forutsetning for å få til større kapasitetsløft gjennom trinn 4 og 5.

Trinn 4 – Spenningsoppgradering Samnanger-Fana-Øygarden

I trinn 4 spenningsoppgraderer vi den delen av det gjenværende 300 kV transmisijsnettets som har størst betydning for kapasiteten til å forsyne forbruk under Øygarden og Lindås.

Trinnet gjennomføres ved at vi først bygger ny Fana stasjon til erstatning for eksisterende stasjon, som uansett er klar for

fornyelse tidlig på 2030-tallet. Nye Fana settes i drift med 420 kV mot Samnanger og 300 kV mot Arna og Litle Sotra. Deretter bygger vi ny Litle Sotra stasjon, som også er klar for fornyelse tidlig på 2030-tallet. Når nye Litle Sotra settes i drift heves spenningen på Fana-Litle Sotra-Øygarden til 420 kV. Vi er i ferd med å utrede om ledningene på denne strekningen kan oppgraderes til 420 kV.

Trinn 5 – Spenningsoppgradering av resterende 300 kV nett

I trinn 5 oppgraderer vi strekningene Modalen-Evanger-Samnanger og Evanger-Dale-Arna-Fana. Oppgraderingen øker kapasiteten i Bergensnettet ytterligere og gir i tillegg en betydelig økning i kapasiteten nord-sør på Vestlandet.

Evanger og Arna er planlagt fornyet og erstattes med nye 420 kV-stasjoner. Vi planlegger også å bygge nye 420 kV ledninger som erstatter eksisterende 300 kV ledninger minimum på strekningene Evanger-Dale-Arna og deler av Evanger-Samnanger. Der det er behov for nye ledninger ønsker vi i størst mulig grad å bygge nytt i parallell og sette den nye ledningen i drift før den eksisterende ledningen saneres. Vi forventer at Arna-Fana, Modalen-Evanger og det meste av Evanger-Samnanger kan oppgraderes til 420 kV.

Utvikling på lengre sikt

For at det skal være mulig å forsyne forbruk tilsvarende høysceneriet i prognosene for området må vi forsterke nettet både internt i og inn mot Bergensområdet, utover det som er beskrevet i trinn 0-5. Ny produksjon i form av havvind sammen med økt bruk av forbrukerfleksibilitet vil trolig kunne hjelpe oss langt på vei mot høysceneriet. Dersom dette ikke er nok kan det bli nødvendig med en fjerde forbindelse inn til Bergensområdet, samt forsterkning av kabelforbindelsene internt i området.

Sima og Vik (Refsdal/Hove) stasjon

Den trinnvise beskrivelsen i kapittel 3.1 fokuserer på forbruket i Bergen og omegn og de viktigste snittene for å forsyne dette.

I Sima vil det på sikt bli behov for å reinvestere transformatoren til 66 kV-nettet. Det er da aktuelt å erstatte dagens transformering med en 420/132 transformator. Det har lenge vært langsiktige planer om en oppgradering av 66 kV-nettet i området til 132 kV.

Dagens Refsdal og Hove stasjoner planlegges erstattet av en ny Vik stasjon. Disse tiltakene som er planlagt inkludert i prosjektet med å spenningsoppgradere mellom Modalen

og Sogndal være tilstrekkelig til å møte kjent utvikling i produksjon og forbruk.

3.2 Samnanger-Sauda

Spenningsoppgradering av forbindelsen Samnanger-Sauda er nødvendig av hensyn til kraftforbruket i Bergensområdet og på Haugalandet, for å håndtere kraftflyten nord-sør på Vestlandet, for å oppnå en høy utnyttelse av andre deler av nettet i Sør-Norge, og for å redusere prisforskjellene mellom prisområdene i Sør-Norge.

I KVU Bergen og omland peker vi på at korridoren Samnanger-Sauda må oppgraderes til 420 kV for å kunne realisere forbruk opp mot høyscenarioet for forbruksvekst. Videre analyser i etterkant av KVU-en peker i retning av at spenningsoppgradering til 420 kV mellom Sauda og Samnanger bør gjennomføres tidligere i utviklingen enn beskrevet i KVU-en. Det er primært to årsaker til dette:

- Planlagte driftsstanser blir vanskelig å løse så lenge Sauda-Samnanger driftes på 300 kV. Vi ser nå tiltaket som en forutsetning for driftsmessig forsvarlig tilknytning av de store forbruksplanene i regionen, sammen med den tredje forbindelsen til Kollsnes.
- Vi ser nå at oppgradering av Sauda-Samnanger reduserer flaskehals og prisforskjeller i Sør-Norge i større grad enn vi har sett i tidligere analyser.

Statnett har tidligere sendt melding for å oppgradere forbindelsen mellom Samnanger og Mauranger til NVE.

Løsningen som ble meldt i 2017 innebærer at det etableres en ny 420 kV transformatorstasjon noen km vest for Mauranger, og at Mauranger stasjon beholdes på 300 kV. Statkrafts planer om effektutvidelse i Mauranger medfører at denne løsningen må revurderes. Fra Samnanger og omtrent 10 km sørover ble det bygd ny ledning med 420 kV standard samtidig med Sima-Samnanger. På resten av strekningen mot den nye stasjonen må det bygges ny ledning som erstatter den eksisterende.

I Blåfalli planlegger vi bygge ny 420 kV stasjon. Ledningen mellom Blåfalli og Sauda planlegges erstattet med ny 420 kV ledning. Innføringen til Sauda må ses i sammenheng med ledningene mellom Sauda og Kårstø/Håvik.

3.3 Haugalandet

KVU Haugalandet anbefalte ny ledning til en ny stasjon i Gismarvik som trinn 2 for å øke kapasiteten for tilknytning

av nytt forbruk. Spenningsoppgradering (av SKL-ringen) ble pekt på som trinn tre. Oppdaterte analyser viser at denne trinnvise utbyggingsstrategien fortsatt er rasjonell.

Dette gjelder også selv om det blir tilknyttet 1500 MW havvind på Haugalandet. Videre viser våre nyeste analyser viktigheten av å fornye ledningen mellom Sauda og Gismarvik. Dette vil, sammen med spenningsoppgradering av Sauda-Blåfalli og Blåfalli-Gismarvik gi ytterligere kapasitet til nytt forbruk.

Tiltakene beskrevet frem til og med trinn 2 for Haugalandet har startet opp (fattet BPO), mens tiltakene i de påfølgende trinnene er planlagt å starte de neste årene.

Trinn 1 – Temperaturoppgraderinger og reaktiv kompensering

Trinn 1 i KVUen består av temperaturoppgraderinger og reaktiv kompensering, og er planlagt fullført i løpet av 2022/23. Dette trinnet øker N-1-kapasiteten i SKL-snittet fra dagens 1300 MW til rundt 1500 MW vinterstid og 1400 MW sommerstid. N-1-1 kapasiteten vil ligge på 700 MW. Vi har også konsesjonssøkt fornyelse av Husnes (ny Onarheim stasjon). Nye Onarheim stasjon styrker forsyningen til Hydros aluminiumsverk på Husnes, og legger til rette for framtidig spenningsoppgradering.

Trinn 2 – Ny forbindelse mellom Blåfalli og Gismarvik

Trinn 2 omfatter ny ledning mellom Blåfalli og ny Gismarvik stasjon, som vil gi en betydelig økning i kapasiteten i nettet på Haugalandet. Ledningen bygges for 420 kV, men vil i første omgang settes i drift på 300 kV. Statnett sendte konsesjonssøknad for disse tiltakene i 2020, og vi forventer konsesjonsvedtak i 2022/23. Trinn 2 inkluderer også ny Karmøy stasjon til erstatning for Håvik stasjon. Trinnet forventes å være ferdig i 2026/27.

Blåfalli stasjon vil bli utvidet med et felt i forbindelse med Blåfalli-Gismarvik, og prosjektet vil også fornye kontrollanlegget i stasjonen. Gismarvik transformatorstasjon blir en helt ny stasjon på strekningen mellom Sauda/Kårstø og Håvik/Karmøy.

Trinn 2 øker N-1-kapasiteten i SKL-snittet til ca 1950 MW. Trinnet åpner for ca 500 MW nytt forbruk vest for SKL-snittet.

Tiltaket er gjenstand for anleggsbidrag.

Trinn 3 – Spenningsoppgradering Sauda-Gismarvik og Sauda-Samnanger

300 kV-ledningene² Sauda-Håvik og Sauda-Kårstø-Håvik er fra 1960-tallet, og har relativt dårlig tilstand. Vi ønsker derfor å starte arbeidet med å fornye den dårligste av disse ledningene. Avgreningene til Kårstø kan flyttes over til nåværende Sauda-Håvik, som fortsatt drives på 300 kV. Fornyelsesbehovet er stort både på disse forbindelsene og på forbindelsen Håvik/Karmøy - Spanne. Som nevnt gjenstår noen avklaringer på langsiktig systemløsning mellom Gismarvik, Karmøy og Spanne. Det bør startes et prosjekt som planlegger og gjennomfører fornyelsen forbindelsene mellom Gismarvik, Håvik/Karmøy og Spanne.

Sauda-Samnanger blir oppgradert omtrent på samme tid. Vi kan da etablere en 420 kV trekant-forbindelse på Haugalandet: Sauda-Gismarvik-Blåfalli-Sauda. N-1-kapasiteten i SKL-snittet øker da til ca 2500 MW, med spenning som det begrensende forholdet. Etter gjennomføring av dette trinnet vil det være mulig å knytte til ytterligere forbruk vest for SKL-snittet.

Sauda - Nesflaten er en forbindelse hvor man har utfordring med kapasitet i dag, og analyser viser at utfordringen vil bli større og er viktig for flyt mellom de ulike områdene. Denne forbindelsen har også et stort behov for reinvesteringer og fornyelse.

Trinn 4 – Spenningsoppgradering Sauda-Gismarvik 2

Neste trinn blir å fornye 300 kV-ledningen Sauda-Kårstø-Gismarvik. Dette tiltaket kan bli nødvendig både på grunn av tilstanden til ledningen, og fordi det trengs ytterligere økt kapasitet i SKL-snittet.

Trinn 5 – Spenningsoppgradering nordlige delen av SKL-ringen

Det siste trinnet på veien fram mot målnett er å fornye den nordligste 300 kV-forbindelsen, Blåfalli-Husnes(Onarheim)-Børtveit-Stord-Spanne-Håvik(Karmøy). Tiltaket gir en N-1-kapasitet over SKL-snittet på 3400-3600 MW. Med en kapasitet såpass mye høyere enn dagens er det ikke sikkert om SKL-snittet er det mest relevante snittet for å vurdere de reelle flaskehalsene langt fram i tid, eller om vi møter begrensninger lenger bak i nettet om vi ønsker å benytte den økte kapasiteten over SKL-snittet fullt ut. Svaret på dette er avhengig av øvrig nettutvikling, samt hvor nytt forbruk og ny produksjon blir tilknyttet. Reinvesteringsbehov kan også bli driver for om man må bygge og tilrettelegge for 420 kV før den endelige overgangen av hele ringen.

Tilknytning av havvind fra Utsira Nord

Regjeringen har åpnet for utbygging av 1500 MW havvind på feltet Utsira Nord. Området er foreslått inndelt i enten 3 eller 4 deler, på henholdsvis 600+600+300 MW eller 500+500+250+250 MW.

Havvind fra Utsira Nord kan tilknyttes det eksisterende nettet på Haugalandet, til enten en eller flere transformatorstasjoner i området. De nærmeste stasjonene er Gismarvik, Håvik (Karmøy), Spanne, Kårstø og Stord. Stord ligger noe lenger unna feltene. Kårstø er lite egnet siden den er plassert inne på gassprosesseringsanlegget. Skal det knyttes til havvind i Spanne må oppgradering av stasjonen fremskyndes. Spanne ligger også i utkanten av Haugesund by, og ved inngangen til et turområde. Gismarvik og nye Karmøy stasjon fremstår dermed som mest aktuelle. Dette er også to stasjoner som planlegges å være nybygget rundt 2027.

Fordelen ved Karmøy er at den ligger nærmere havvindfeltene, men ulempene er at det er arealbegrensninger og fornyelsesbehov for krysningen av Karmsundet. Gismarvik ligger inne i Haugaland næringspark med mye tilgjengelig areal, men fremføring av kabel inn til denne stasjonen er lengre. Vi jobber også med å se på en langsiktig løsning for reinvestering / kryssing av Karmsundet.

Statnett jobber nå med å vurdere mulige tilknytningsløsninger. Analyser Statnett har utført viser at nettet på Haugalandet kan ta imot mer enn de planlagte 1500 MW.

3.4 Odda

Statnett har fått konsesjon på en ny stasjon til erstatning for Åsen transformatorstasjon, utløst av planer om forbruksvekst i industrien i Odda og Tyssedal, og for å ivareta behov for reinvesteringer. Prosjektet er nå gjenopptatt, etter investeringsbeslutning hos industriaktør. Nye Åsen har 2x180 MVA transformator kapasitet og bygges for 420 kV drift, men skal drives på 300 kV. Fagne skal samtidig styrke sitt 66 kV regionalnett.

Vi planlegger også fornyelse av stasjonene Nesflaten og Røldal et stykke ut i tid. Ledningsoppgradering inn mot Odda-området drives av tilstanden på ledningen. Vi kjenner per i dag ingen andre konkrete behov som utløser en ledningsoppgradering, men sterk vekst i industriforbruket vil kunne utløse behov for en forbindelse nummer to inn til området.

2 Disse to ledningene vil etter at Gismarvik stasjon er satt i drift gå via Gismarvik til Karmøy/Håvik.

4. Samlet framstilling av tiltak og prosjekter

4.1 Viktigste/største tiltak med oppstart frem til 2030

Tabellene under viser de viktigste/største tiltakene med oppstart frem til 2030.

Pågående prosjekter

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Forventet konsesjon	Forventet driftsatt
Arna	Levetidsforlengelse	3	-	2022
Fana + Litlesotra	Økt transformering + levetid	3	2022	2025
Lindås	Økt transformering	2	2022	2-3 år etter konsesjon
Nye sjøkabler Haugsvær Lindås	Økt kapasitet	2	Mottatt 2022	2024-2025
Kabel Kollsnes – Litlesotra	Økt kapasitet	1	Mottatt 2022	2024-2025
Dale	Ny stasjon	2	2023	3-4 år etter konsesjon
Tilknytning Samnanger	NOA/Krafla	3	-	2025
Sima – Samnanger	Forsterkninger utbedringer	2	2023	2-4 år etter konsesjon
SP. Oppgradering Sogndal- Modalen -Kollsnes	Økt kapasitet, fornyelse div stasjoner	0	2025	3-5 år etter konsesjon
Ny forbindelse mot Kollsnes	Økt Kapasitet	0	2028	3-5 år etter konsesjon
Spenningsoppgradering Sauda Samnanger	Økt kapasitet	0	2027	3-5 år etter konsesjon
Nettforsterkning Haugalandet	Økt kapasitet (Blåfalli Gismarvik)	1	2023	4-5 år etter konsesjon
Husnes (Onarheim)	Ny stasjon	1	2023	3-6 år etter konsesjon
Håvik (Karmøy)	Ny stasjon	1	2023	3-4 år etter konsesjon
Åsen	Ny stasjon	2	-	2025

Prosjekter som foreslås startet opp i perioden 2023-2024

Prosjekt	Beskrivelse	Forventet prosjektoppstart	Forventet driftsatt
Samnanger -Fana -Lillesotra-Kollsnes	Reinvestering, spenningsoppgr.	2023	3-5 år etter konsesjon
Fana-Arna-Dale-Evanger	Reinvestering, spenningsoppgr.	2023	3-5 år etter konsesjon
Modalen -Evanger -Samnanger	Reinvestering, spenningsoppgr.	2024	3-5 år etter konsesjon
Sima transformator	Økt kapasitet, reinvestering kontr.anlegg	2023	2-3 år etter konsesjon
Sauda Gismarvik 1	Reinvestering. Økt kapasitet	2022	3-5 år etter konsesjon
Karmsundet,Håvik,Gismarvik, Spanne ledninger	Reinvestering	2023	3-5 år etter konsesjon
Sauda Gismarvik 2 inkl Kårstø	Reinvestering	2024	3-5 år etter konsesjon
Sauda-Nesflaten inkl Nesflaten	Reinvestering. Økt kapasitet	2023	2-3 år etter konsesjon
Ny Stord stasjon	Reinvestering. Økt kapasitet	2023	3-4 år etter konsesjon

Prosjekter med foreslått oppstart fra 2025

Prosjekt	Beskrivelse	Forventet driftsatt
Kabler Hardangerfjord og Bømlafjord	Reinvestering	Før 2038
Nye Spanne	Reinvestering Havind ?	Før 2038
Nye Kårstø	Reinvestering	Før 2038
Karmøy -Spanne -Stord -Onarheim	Reinvestering Spenningsoppgradering	Før 2040
Nesflaten – Røldal -Åsen /Oksla	Reinvestering	Før 2040

Vi jobber med tiltak for å redusere ledetid fra oppstart til driftsettelse.

4.2 Videre arbeid

Vi har i denne første utgaven av områdeplanen kommet langt i å definere målnettene og trinnene med tiltak fram til målnettene. Det er likevel noen problemstillinger som er gjenstand for videre arbeid:

Videre arbeid	Beskrivelse
Haugalandet	<ul style="list-style-type: none"> Løsning for nettet mellom Gismarvik, Karmøy og Spanne, inkludert kryssing av Karmsundet og Førresfjorden, samt Kårstø. Systemløsning for Børtvedt-Midtfjellet i samarbeid med Fagne Tiltak for å ivareta reaktiv kompensering på Haugalandet på lang sikt Utrede tilknytningspunkt- og løsning for havvind
Sauda-Samnanger	Systemløsning Mauranger. Produksjonsplaner
Målnett Odda	Ved høy forbruksvekst vil det bli behov for en forbindelse nummer to til Odda avhengig av industriens krav til forsyningsikkerhet.
Ferdigstilte totalplaner for stasjoner	Ved videre spenningsoppgradering blir det behov for å fornye flere stasjoner. Vi har behov for å gjøre en vurdering av om disse kan bygges ved, eller i nærheten av dagens stasjon.
Systemdrift i ombygningsperioden	Som følge av stor byggeaktivitet vil det i perioder bli reduksjoner i kapasiteten og anstrengt systemdrift. Vi må derfor koordinere utkobling på tvers av prosjekter og vedlikehold, og jobbe med økt systemutnyttelse.
Økt nord-sør-kapasitet	Utrede om det på sikt blir behov for ytterligere forsterkning langs Vestlandet

Statnett

