

Kraftsystemutredning for Sør-Rogaland 2020

Hovedrapport Juni 2020



Innhold

1. Utredningsprosessen	5
1.1 Om kraftsystemutredningen	5
1.2 Utredningsområdet	6
1.3 Deltakere i kraftsystemutvalget	7
2. Forutsetninger	9
2.1 Tekniske forutsetninger	9
2.2 Samfunnsøkonomiske forutsetninger	14
2.3 Miljømessige vurderinger	17
3. Dagens kraftsystem	23
3.1 Oversikt over dagens kraftsystem	23
3.2 Samordning og drift i grensesnitt mellom konsesjonærer	30
3.3 Vurdering av tilgjengelig nettkapasitet	33
3.4 Statistikk for elektrisitetsforbruk og produksjon	37
3.5 Statistikk for energi- og effektbalanse	39
4. Fremtidig utvikling i forbruk og kraftproduksjon	43
4.1 Drivere for fremtidig utvikling i forbruk og produksjon	43
4.2 Fremtidsscenarioer	56
4.3 Prognoser for perioden 2020 – 2040	56
5. Investeringsomfang de neste 20 år	59
5.1 Mulige tiltak i transmisjonsnett	60
5.2 Mulige tiltak i 132 kV systemet	61
5.3 Mulige tiltak i område «Solaringen»	64
5.4 Mulige tiltak i område «Stavanger nord og Randaberg»	66
5.5 Mulige tiltak i område «Stavanger»	68
5.6 Mulige tiltak i område «Jærnettet»	74
5.7 Mulige tiltak i område «Sandnes øst»	84
5.8 Mulige tiltak i område «Ryfylke»	89
5.9 Mulige tiltak i område «Dalane, forsynt fra Kjelland»	98
5.10 Mulige tiltak i område «Dalane, forsynt fra Åna-Sira»	100
6. Referanser	102

Sammendrag

Sør-Rogaland omfatter det geografiske området av Rogaland avgrenset av Jøsenfjorden i Nord-Øst, havet i Vest og Agder i Sør og Øst.

Regional Kraftsystemutredning (KSU) utarbeides hvert annet år og er et koordinerende og oppsummerende oppslagsverk over all aktivitet i området tilknyttet «Regionalnett». Arbeidet er pålagt av NVE og skal bidra til å fremvise at området har en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet.

Situasjonsbeskrivelse for nettsystemet knyttet til området Sør-Rogaland er et høyt aktivitetsnivå og tilhørende høy belastningsgrad av regionalnettsystemet. De siste årene er over 400 MW vindkraft satt i drift, eller er under bygging. Ytterligere prosjekter som representerer potensiale over 350 MW er i søknadsprosess eller annet avklarende stadium. Statnett satte i 2019 Bjerkreim transformatorstasjon i drift og har flere pågående prosjekter i regionen. Ny Fagrafjell stasjon med tilhørende kraftledninger er under bygging og det pågår planarbeid for å erstatte eksisterende Bærheim og Stølaheia stasjon med nye stasjonsanlegg.

Vinteren 2018/2019 og 2019/2020 har vært varme vintre med moderat kraftforbruk, faktisk utvikling i regionen er vanskelig å definere uten en klar vinterlastreferanse.

Befolkningsutviklingen i området viser seg å være større enn hva SSB la til grunn i sine befolkningsframskrivninger fra 2018, men befolkningsveksten er markant lavere enn forrige tiår.

Fremtidsutviklingen i området er usikker. Den verdensomspennende Koronapandemien som blusset opp våren 2020, og resulterende uro innen flere næringer, er ikke tillagt noen konsekvens i de fremtidsbildene denne KSU beskriver. Hendelsene er så ferske og vi kjenner ikke langtidsvirkningen på dette tidspunkt. Befolkningsutviklingen (SSB 2018) er lavere enn hva som var tilfellet for KSU 2016 og 2018, men store elektrifiseringstiltak og etablering av ny næring gir en forventning om stadig vekst i forbruket. Forbruksveksten er i stor grad drevet av elektrifisering. Denne sett i sammen med alder, tilstand og systemtekniske forhold som jordingssystem vil være drivere for endringer i nettsystemet fremover.

Tiltak er nødvendig i nettsystemet for å kunne understøtte den veksten som kommer, og for å kunne opprettholde tilfredsstillende leveringssikkerhet. Området går inn i en periode med historisk høy aktivitet i regional- og transmisjonsnett. Det er konkretisert i behov for tiltak i samtlige nettdrifter som utgjør regionalnettsystemet i Sør-Rogaland.

1. Utredningsprosessen

Kraftsystemutredningen dekker perioden 2020-2039. Utredningen er å betrakte som et øyeblikksbilde i en kontinuerlig prosess. Nettutbygginger som ikke er nevnt i utredningen vil derfor også kunne være aktuelle. I enkelte tilfeller presenteres prosjekter som er alternativer til hverandre, og det presiseres at valg av én løsning derfor vil ekskludere andre løsninger.

1.1 Om kraftsystemutredningen

Kraftsystemutredninger er rapporter som gir oversikt over utviklingen av kraftsystemet i Norge, i forhold til produksjon, forbruk og nettets tilstand. NVE har utpekt en utredningsansvarlig konsesjonær innenfor et gitt geografisk område. Den utredningsansvarlige har ansvaret for å koordinere arbeidet med en langsiktig kraftsystemutredning i sitt område. Det er etablert 18 utredningsområder i Norge. 17 av disse er regionale områder der det utredes for regionalnettet (33-132 kV) mens det siste området gjelder utredning av transmisjonsnettet (132-420 kV) i Norge. Statnett har ansvar for kraftsystemutredning for transmisjonsnettet. Formålet med kraftsystemutredningen er å bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av kraftsystemet, gjennom koordinerte og langsiktige vurderinger. Den skal bidra til å skape en felles forståelse i samfunnet for endringer i kraftsystemet. Det er likevel ikke en bindende plan for utbygging, men vil være et grunnlagsdokument i NVEs arbeid ved behandling av meldinger og konsesjonssøknader.

For Sør-Rogaland har NVE utnevnt Lyse Elnett som områdeansvarlig for regional kraftsystemutredning, i samarbeid med andre nettselskap og anleggskonsesjonærer. Utredningen består av en hovedrapport og en grunnlagsrapport. Grunnlagsrapporten er den mest omfattende og den er underlagt taushetsplikt etter Kraftberedskapsforskriften¹ og således kun tilgjengelig for de som er godkjent av NVE til å få dokumentet. Hovedrapporten er et sammendrag av grunnlagsrapporten og er offentlig tilgjengelig.

Ordningen med kraftsystemutredning er hjemlet i energilovforskriften². Forskriften forutsetter at det som grunnlag for forhåndsmelding (Melding) og senere søknad om konsesjon for elektriske

¹ <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1157>

² <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959>

anlegg (Konsesjonssøknad), skal utarbeides langsiktige oversiktsplaner for utvikling av kraftsystemet innen et avgrenset område.

Kraftsystemutredningen innebærer ingen vedtak om investeringer i regionalnettet i Sør-Rogaland. Alle investeringstiltak vedtas i styret i Lyse Elnett AS. Neste kraftsystemutredning blir utgitt 1. juni 2022.

1.2 Utredningsområdet

Utredningsområdet omfatter sørlig del av Rogaland fylke med de fire områdekonsesjonærene Lyse Elnett, Dalane Nett, Jæren Everk og Klepp Energi, som vist i figur 1. I tillegg har Avinor, Rosenberg Worley og Titania konsesjon innenfor begrensede områder. Området strekker seg opp til Boknafjorden og Jøsenfjorden i nord, og til fylkesgrensen mot Aust- og Vest-Agder³ i øst og sør. Lyse Elnett og Dalane Nett eier det meste av regionalnettet innenfor området.

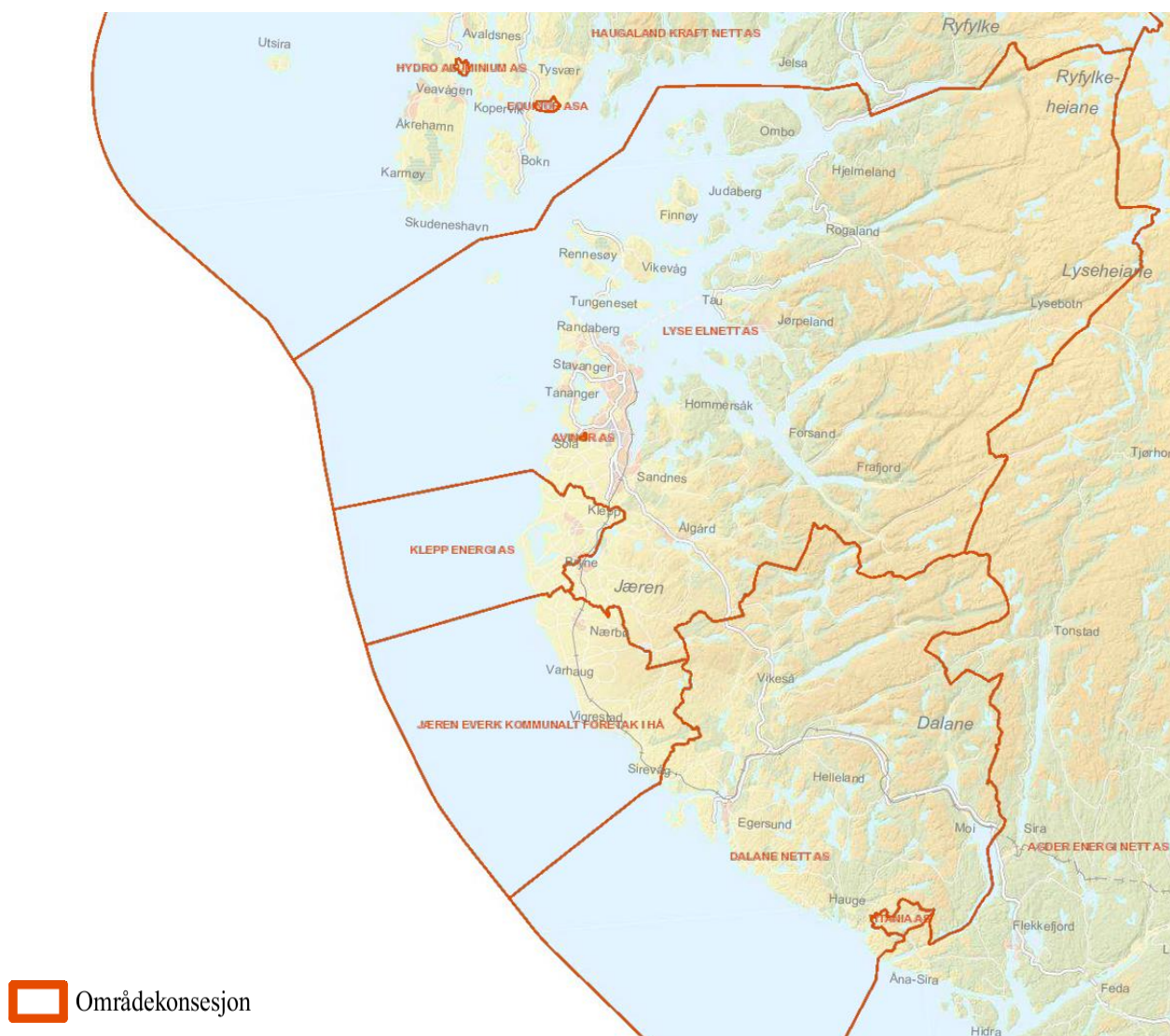
Regional kraftsystemutredning skal ifølge NVE omfatte alt nett som ikke inngår i ordningen med områdekonsesjon, noe som stort sett vil si alle anlegg med spenning over 22 kV. Lyse Elnett har imidlertid områdekonsesjon for kabler og transformatorstasjoner opp til 132 kV i kommunene Stavanger, Randaberg og Rennesøy. 132 kV og 50 kV nettet i dette området er likevel tatt med i kraftsystemutredningen ut fra et helhetsperspektiv.

Energi- og industriselskap som eier elektriske anlegg i kraftsystemområdet er opplistet i tabell 1. De fleste eier en forholdsvis liten del av nettet. Lyse Neo har i tillegg fjernvarmekonsesjon.

Tabell 1 Eiere av elektriske anlegg i kraftsystemutredningen

Selskap	
Lyse Elnett	Statnett
Lyse Produksjon	Titania
Dalane Nett	Sira-Kvina Kraftselskap
Jæren Everk	EWZ Måkaknuten Vind
Jæren Energi	Norsk Vind Egersund
Klepp Energi	Norsk Vind Skinansfjellet
Bane NOR	Bjerkreim Vind
Stavanger Steel	Jørpeland Kraft
Gasum (tidligere Skangass)	Tellenes Vindpark

³ NVE har presisert at gamle område- og fylkesnavn skal brukes i KSU 2020.



Figur 1 Kart over områdekonsesjonærer Sør-Rogaland

1.3 Deltakere i kraftsystemutvalget

Kraftsystemutvalget skal bistå utredningsansvarlig ved utarbeidelse av kraftsystemutredningen. Utvalget består, i tillegg til utredningsansvarlig, av utredningsansvarlig i transmisjonsnettet og minimum tre representanter valgt på det regionale kraftsystemmøtet. Utredningsansvarlig for regionalnettet leder kraftsystemutvalget. Utvalget skal minst ha to møter mellom oppstart og ferdigstilling av utredningen. Deltakerne har et rådgivende mandat og velges for to år. Kraftsystemutvalget består av representanter opplistet i tabell 2.

Tabell 2 Kraftsystemutvalgets representanter

Representant	Selskap
Rannveig Eidem Norfolk	Lyse Elnett
Frank Boholm	Lyse Elnett
Øivind Høivik	Lyse Produksjon
Vidar Nodland	Dalane Nett
Arne Tore Stene	Titania
Torstein Nielsen	Stavanger kommune
Eirik Gullesen / Jonas Skaare Amundsen	Statnett

I tillegg møter Odd Henning Abrahamsen og Frøydis Østtveit Kvinen fra Lyse Elnett i kraftsystemutvalget, som ansvarlige for å utarbeide kraftsystemutredningen.



Fra bygging av ny 132 kV kraftlinje mellom Kartavoll og Opstad i Hå kommune (Foto: Fredrik Ringe, januar 2020)

2. Forutsetninger

Dette kapitlet presenterer tekniske- og samfunnsøkonomiske forutsetninger samt de miljømessige vurderingene som er lagt til grunn for fremtidige overførings- og utbyggingsbehov i utredningsområdet.

2.1 Tekniske forutsetninger

2.1.1 Kriterier for dimensjonering og drift av nettet

Valg av spenningsnivå

Av historiske årsaker er det et vidt spekter av spenningsnivåer i utredningsområdet (230 V, 400 V, 690 V, 6 kV, 10 kV, 11 kV, 15 kV, 22 kV, 50 kV, 60 kV, 132 kV og 300 kV). Ved reinvestering eller nybygging bygges alt materiell med standard spenningsnivå som muliggjør en spenningsheving på lang sikt. Standard spenningsnivå er som følger:

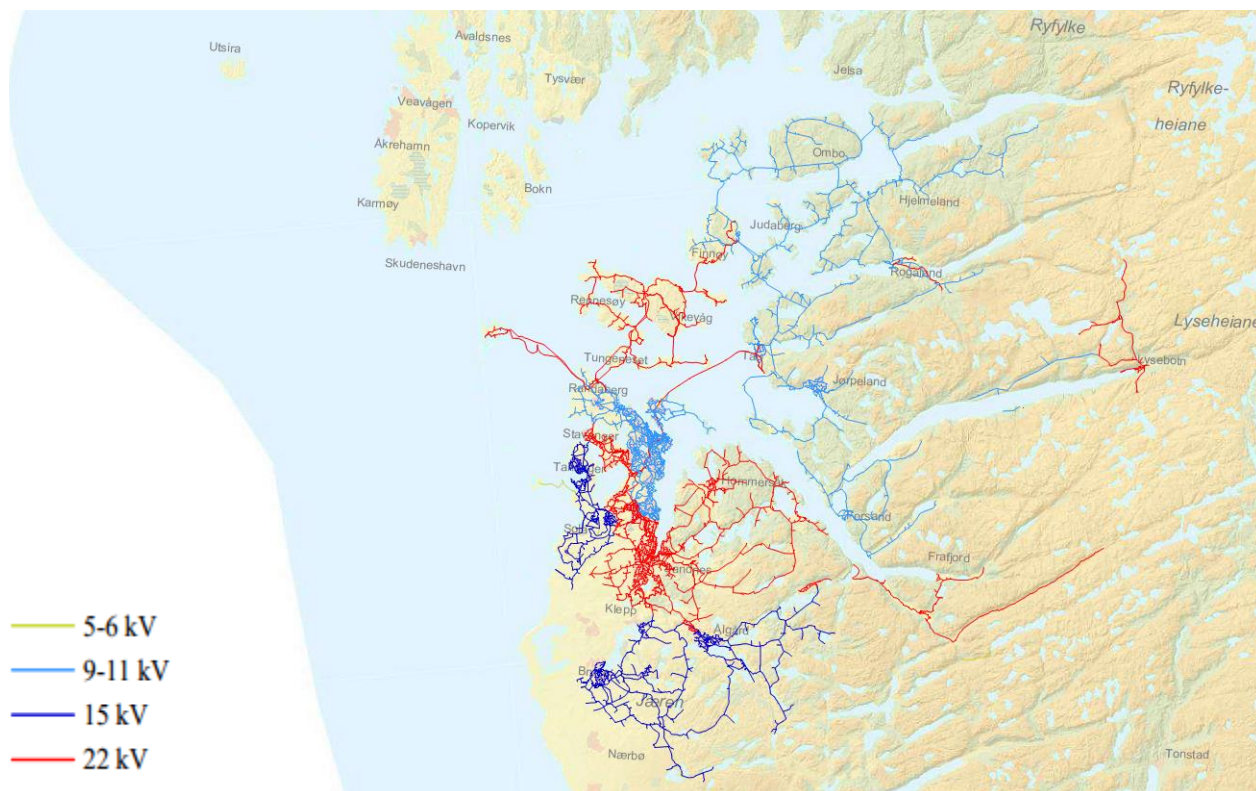
400 V, 22 kV og 132 kV.

Utfordringer knyttet til fornyelse i regionalnettet kan også trigge etablering av tosidig forsyning, ikke utelukkende som N-1 tiltak, men som en nødvendighet for å kunne bygge ut og drifte nettsystemet rasjonelt.

I de områdene der veksten er størst, er det nødvendig å heve spenningen i regionalnettet fra dagens 50/60 kV til 132 kV. Et helt nytt overføringssystem er omfattende og komplisert å etablere ettersom det er mange faktorer som spiller inn. I kapittel 5, som omfatter fremtidig investeringsomfang, skisseres hovedlinjene i omleggingen til 132 kV.

Strategi for harmonisering av spenning i distribusjonsnettene

Spenningsnivået i distribusjonsnettet til Lyse Elnett er illustrert i figur 2. Områder i Gjesdal, Time og Sola driftes på 15 kV, mens områder i Stavanger, Forus, Randaberg og store deler av Ryfylke driftes på 9-11 kV. I tillegg er det to områder, i Maudal og forbindelse ut mot øya Rott, som driftes på 6 kV. Førstnevnte planlegges bygget om til 22 kV i forbindelse med fornying av Maudal kraftverk. Innenfor spenningsområdene er det i tillegg forskjeller i utgangsspenning fra transformatorstasjoner og jordingssystem som hindrer sammenkoblinger mellom områder. Dette vil også hindre fleksibilitet i feilsituasjoner eller unormale koblingsbilder på grunn av vedlikehold etc.



Figur 2 Oversikt over spenningsnivå i distribusjonsnettet til Lyse Elnett

Det er en langsiktig strategi å erstatte de omtalte distribusjonsnettene med 22 kV driftsspenning i fremtiden når den tekniske alderen krever reinvestering. En omlegging skal være samfunnsmessig rasjonell og fordelene med omleggingen vurderes sammen med aktuelle regionalnettets investeringer. Det er en omfattende, kostbar og tidkrevende prosess å bygge om. Det har blitt utredet muligheter for spenningsheving til 22 kV flere steder. I Ryfylke for å avhjelpe utfordringer knyttet til kapasitet og spenningsfall, i Gjesdal i forbindelse med ny Ålgård transformatorstasjon, i Time kommune i forbindelse med Jærnettet, i Randaberg i forbindelse med Harestad transformatorstasjon og i pågående forprosjekt i området rundt Sola. Disse planene er foreløpig ikke vedtatt. 10 kV nettet i Stavanger sentrum vil ikke være realistisk å utvikle før i et lengre tidsperspektiv.

Forventet teknisk levetid

Teknisk levetid er den tid komponenten forventes å oppfylle alle sine tekniske krav og er gjerne oppgitt av leverandør. For å få en optimal teknisk levetid forutsettes det at komponenten er brukt og vedlikeholdt i henhold til spesifikasjon og at den ikke er utsatt for miljøpåvirkninger den ikke er designet for. Basert på erfaringer fra drift, rapporter etc. lever komponenten utover denne tiden og dermed praktiserer Lyse Elnett «forventet teknisk levetid». Ved forventet teknisk levetid forventes komponenten å opprettholde sine tekniske egenskaper uten vesentlig risiko. Det er store individuelle forskjeller i aldringsrate og tilstand og det er det enkelte anleggs tilstand og funksjon i

kraftforsyningen som i praksis bestemmer tidspunktet de blir fornyet. Forventet teknisk levetid for komponenter i regionalnettet er oppsummert i tabell 3.

Tabell 3 Forventet levetid for de viktigste komponenter (kilde eDOCS #152508)

Komponent	Forventet levetid [år]
Transformatorstasjon bygningsmessig, master av galvanisert stål, kompositt og betong	70
Jord- og sjøkabelanlegg olje	60
GIS og AIS bryteranlegg og samleskinne, jord- og sjøkabelanlegg PEX, linjemateriell	50
Transformator >24 kV	45
Avledere, måletransformatorer, kreosotimpregnert tremaster	40
Saltimpregnert tremaster	35

Valg av transformatorytelse og tverrsnitt

Det er to hovedtyper transformatorer i 132 kV nettet som er standardisert. Den ene er 40/50 MVA (ONAN/ONAF) og den andre er 25/32,5 MVA (ONAN/ONAF). Sistnevnte er bedre egnet mot 10 kV-nett med tanke på kortslutningsstrømmer, i tillegg til at den er mindre og lettere å få montert i eksisterende stasjoner. På 50 kV nivå er det stor spredning i transformatorstørrelse, hvor 25/32,5 MVA i stor grad er benyttet som erstatningstransformator de seneste år.

For nye kabelanlegg benyttes primært 1600 mm² AL kabler med 145 kV merkespenning, men dette blir vurdert etter behov for overført energi, hensyntatt reduksjonsfaktor for det enkelte anlegg etc., slik at en ikke ender opp med nye forbindelser som ikke er teknisk optimale.

For linjer brukes legert linetråd tilpasset elektriske og mekaniske krav for den aktuelle linjen, med mindre det er spesielle tilfeller med store klimalaster eller krav til bruddstyrke som tilsier at FeAl bør benyttes (for eksempel fjordspenn). Historisk har det blitt bygd linjetverrsnitt 444, 594 og 685 Al.

2.1.2 Overføringskapasitet

Overføringskapasiteten på forbindelser er avhengig av omgivelsestemperaturen og i etterfølgende nettanalyser er det brukt følgende temperatur- og kapasitetsgrenser:

- I tunglast: 0 °C omgivelsestemperatur på linje og 10 – 20 % langvarig overlast på transformator
- I lettlast: 20 °C omgivelsestemperatur på linje og nominell grense på transformator
- For kabelanlegg legges det til grunn 15 °C omgivelsestemperatur både i tung- og lettlast

2.1.3 Metode for måling og estimering av forbruk og produksjon

Det er store endringer knyttet til metode for estimering av produksjon og forbruk. Introduksjon av Elhub og AMS målere med tilhørende nye systemer gjennom 2019 medfører at nye rutiner må gås opp for datafangst. Det er en ambisjon om å etablere rapporteringsrutiner for enkeltlaster/produsenter som kan aggregeres opp til ønsket nettnivå/grensesnitt.

Utover avregningssystemet som gir timesverdier konfereres også SCADA og den enkelte netteier for validering av modell og/eller beregningscase.

Nye grensesnitt og store avvik fra tidligere målinger gjør at underlag for modell og prognoser er tatt utgangspunkt i 2020 nivået gitt av prognosene i KSU 2018.

2.1.4 Metode for temperaturkorrigering av effekt og energi

Maksimal effekt temperaturkorrigeres for å kunne ta høyde for at makslasten inntreffer i en kuldeperiode. For å regne ut temperaturkorrigert maksimallast brukes formelen:

$$P_{DUT} = P + P\delta(DUT_n - DUT)$$

Hvor:

P_{DUT} er temperaturkorrigert makslast [MW]

P er målt effekt [MW]

δ er maksimallastens temperaturfølsomhet [%/°C]

DUT er laveste 3 døgns middeltemperatur for det aktuelle året [°C]

DUT_n er laveste 3 døgns middeltemperatur for n års returtid [°C]

De siste årene har klimaet og vintrene blitt mildere, men det må likevel forventes at kuldeperioder vil forekomme i fremtiden. Historisk har det blitt brukt en 3-døgns middeltemperatur (DUT_n) på -13 °C, med usikker referanse til returtid. På bakgrunn av oppdaterte returtider for 3-døgns middeltemperatur for Sola, utført 2020 vist i tabell 4, vil Lyse Elnett benytte 50 års returtid og korrigere ned til -12,3 °C. Dette gitt anleggenes levetid og nødvendigheten av å ha noen marginer i driften. Målestasjon Sola er valgt pga. stasjonens sentrale plassering i området hvor lasten i regionen er høyest. Temperaturfølsomhet (δ) brukt er 1,7 %/°C. Temperaturfølsomheten er satt med ukjent referanse. Erfaringer fra kalde år som 2010 og 2016 indikerer imidlertid at følsomheten treffer godt.

Tabell 4 Referansetemperaturer for målestasjon Sola (1990-2019). Kilde: Meteorologisk Institutt

Returtid [år]	Laveste 3-døgns middeltemperatur [°C]
2	-4,7
5	-7,1
10	-8,7
20	-10,3
25	-10,8
50	-12,3
100	-13,8

Energiforbruk blir temperaturkorrigert til det forbruket ville ha vært ved normaltemperatur. Det betyr at i kalde perioder vil temperaturkorrigert energiforbruk kunne bli lavere enn målt, og visa versa i varme perioder. Temperaturkorrigering av energiforbruk gjøres etter følgende formel:

$$E_{\text{korrr}} = E_{\text{målt}} \times \left[(1 - k) + k \left(\frac{\text{Normal graddøgn}}{\text{Graddøgn årlig}} \right) \right]$$

Hvor:

E_{korrr} er temperaturkorrigert energiforbruk [MWh]

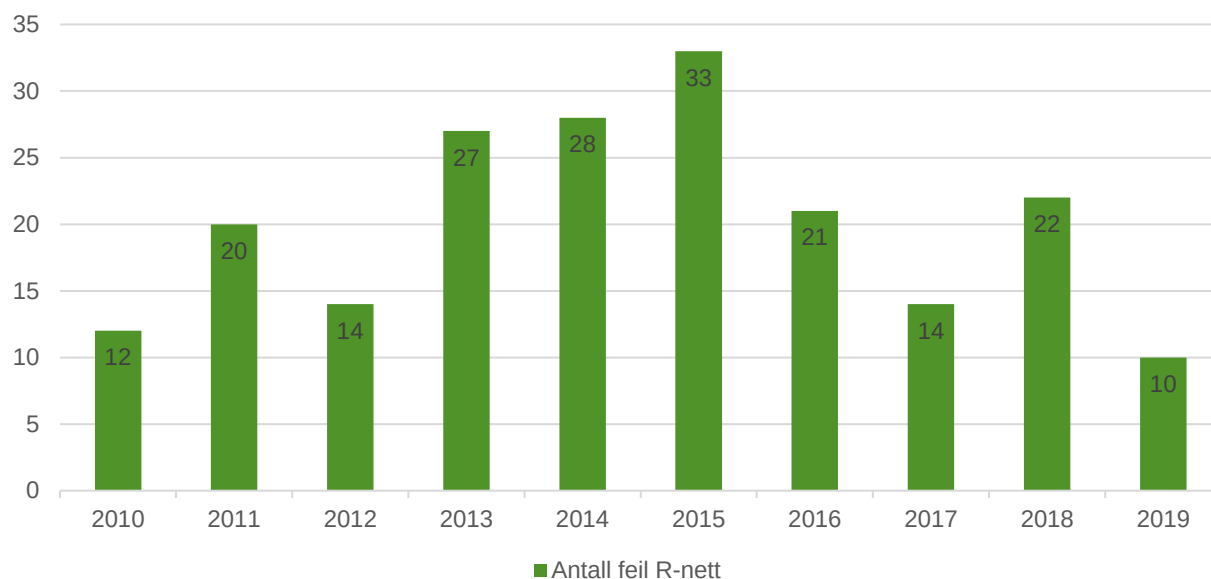
$E_{\text{målt}}$ er målt energiforbruk [MWh]

k er prosentandel av forbruket som skal temperaturkorrigeres. Lyse Elnett benytter 25 %.

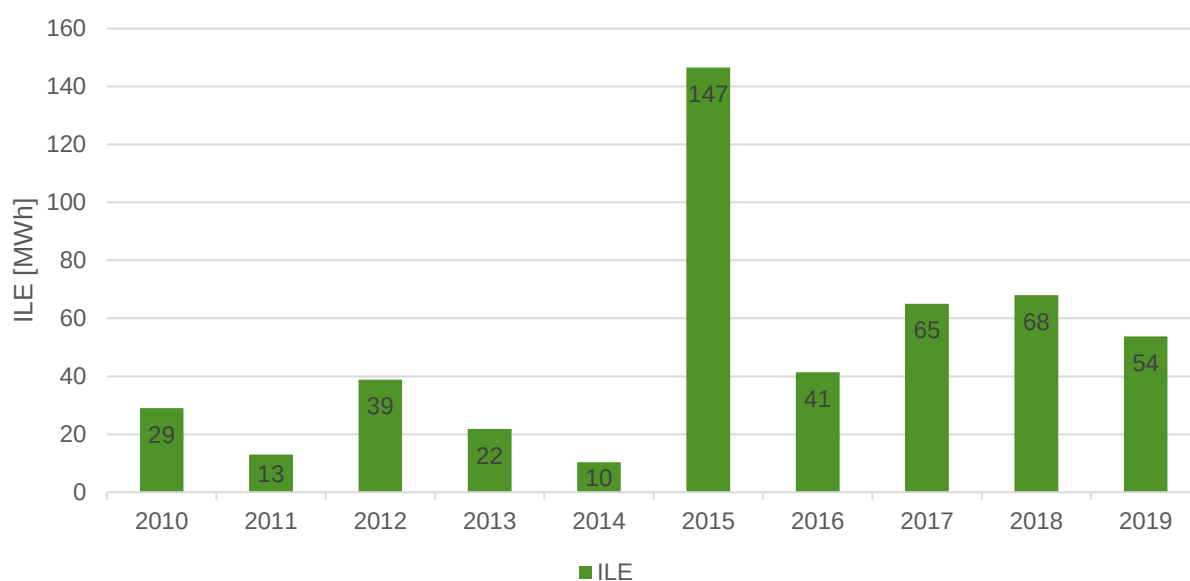
Graddøgn er et mål for oppvarmingsbehov og defineres som antall grader døgnmiddeltemperaturen ligger under 17°C, da det antas å ikke være oppvarmingsbehov når døgnmiddeltemperaturen overstiger 17°C [1]. Normalgraddøgn for området er fra perioden 1981-2010, basert på tabeller fra Enova [2]. Graddøgn årlig er graddagstallet for det aktuelle året i samme kommune.

2.1.5 Avbrudd og feilstatistikk driftsforstyrrelse

Antall feil i systemet er forholdsvis lavt i siste to års periode, men konsekvenser ved feil er generelt høy sett opp mot årene før 2015. Av de mer omfattende feilene oppstod det trefall på kraftledningen Dalen – Veland den 28.03.2018 som medførte at store deler av Ryfylke ble strømløst. De siste kundene fikk strømmen tilbake etter 6 t og 20 min. Totalt leveransetap ble 40,2 MWh som var over halvparten av ikke-levert energi (ILE) i 2018. Feilen understreker svakheten i dette systemet.



Figur 3 Antall feil per år på regionalnettet tilhørende Lyse Elnett de siste 10 år



Figur 4 Ikke levert energi (ILE) per år på regionalnettet tilhørende Lyse Elnett de siste 10 år

2.2 Samfunnsøkonomiske forutsetninger

Vi sammenligner alternative investeringer i nettet ved å studere både kvantifiserbare og kvalitative nyttevirkinger. Basert på de prissatte nyttevirkningene er i utgangspunktet alternativet med lavest sum av nåverdikostnader det mest lønnsomme. Men for å vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet må de prissatte virkningene veies opp mot kvalitative fordeler og ulemper. De

kvalitative aspektene beskriver gjerne forhold som det vanskelig kan knyttes kostnader til, som visuell belastning, realopsjoner eller personsikkerhet. I praksis vil ofte tapskostnader, avbrudds-kostnader og/eller vedlikeholdskostnader være så vanskelige å kvantifisere på en god måte at disse aspektene behandles best kvalitativt.

Forutsetninger brukt for de viktigste kostnadselementene i samfunnsøkonomisk vurdering er opplistet i tabell 5.

Tabell 5 Samfunnsøkonomiske forutsetninger

Kostnadselement	Forutsetning
Analyseperiode	40 år (basert på NVE)
Kalkulasjonsrente	4 % (basert på NVE)
Investeringskostnader	Nåverdi, beregnet på grunnlag av erfaringstall. Inkluderer administrative byggherrekostnader
Driftskostnader	1,5 % av investeringskostnad
Tapskostnader	Basert på SINTEF Energis «Planbok for kraftnett»
Avbruddskostnader	NVEs beregningsark

Analyseperiode på 40 år benyttes for å kunne sammenligne ulike tiltak, i tillegg til 4 % kalkulasjonsrente som er satt av Finansdepartementet for statlige tiltak 0-40 år. Disse forutsetningene er føringer fra NVE i forenklet samfunnsøkonomisk analyse.⁴

Investeringskostnadene er regnet ut på grunnlag av erfaringskostnader etablert de siste årene. Kostnadsbildet blir kontinuerlig oppdatert basert på de prosjekter som til enhver tid er under planlegging og utførelse.

Drifts- og vedlikeholdskostnader kan være utfordrende å anslå da de er usikre spesielt for eldre anlegg. En stor del av vedlikeholdskostnadene knyttet til linjer er kostnader for skoging. Dette avhenger av om det er skog i de områdene der linjene går. Det er i stor grad brukt en standard på 1,5 % av investeringskostnad for å dekke driftskostnader.

Tapspriser er basert på metodikk fra SINTEF Energis «Planbok for kraftnett» for kapitalisering av tapskostnader. For å sammenligne med investeringskostnader blir det som hovedregel regnet ut en nåverdi for tap med 4,0 % kalkulasjonsrente og 40 års analyseperiode. Spesielt for prosjekter

⁴ <https://www.nve.no/energiforsyning/nett/kraftsystemutredninger/veiledningsmateriale/forenklete-samfunnsokonomiske-vurderinger-av-forventede-investeringer-og-alternative-losninger/>

med investeringer et stykke ut i analyseperioden forlenges gjerne analyseperioden for å få en rettferdig sammenligning av alternativer med investeringer tidlig og sent i analyseperioden.

Kostnadene relatert til avbrudd ligger i praksis hos forbrukerne. Ordningen med KILE er etablert for at også nettselskapene skal ha kostnader med ikke levert energi, og dermed et insentiv til å reinvestere før tilstanden til anleggene blir så dårlig at leveringssikkerheten blir for dårlig. NVE sitt regneark for avbruddskostnader benyttes for å kvantifisere avbruddskostnader der hvor dette er mulig. Regnearket enger seg ikke for bruk i maskede nett. Metodikken er også tung å benytte i utredninger som tar for seg hele systemer med høyt antall komponenter som kan gi utfall, forventningsverdiene må da aggregeres opp til et fornuftig nivå.

Økonomisk levetid uttrykker den forventede levetiden til et varig driftsmiddel eller en immateriell eiendel, den forventede tiden det er lønnsomt for en virksomhet å bruke eiendelen før den skiftes ut. På grunn av teknologisk utvikling og forandringer i markeder mm, vil den økonomiske levetiden ofte avvike fra den teknisk mulige brukstiden. Den økonomiske levetiden er grunnlaget for fastsettelse av satsen for avskrivning dersom den lineære avskrivningsmetoden anvendes.



Bygging av Nye Opstad transformatorstasjon i Hå kommune (Foto: Fredrik Ringe, mars 2020)

2.2.1 Metodikk 0-alternativ

En forenklet samfunnsøkonomisk vurdering innebærer at minst en alternativ løsning sammenlignes med et nullalternativ. Nullalternativet beskriver dagens situasjon og fremtidige utfordringer som vil oppstå, i fravær av nye tiltak. Nullalternativet innebærer en forsvarlig videreføring av dagens situasjon, ved å ta med kostnader for minimum nødvendig drift og vedlikehold som sikrer at nullalternativet er reelt. I dette ligger det ikke krav om like lang levetid som for øvrige tiltak, men nødvendige vedlikeholdstiltak for å beholde tilfredsstillende standard.

I praksis er det komplisert og ressurskrevende å utforme et presist nullalternativ. Det må derfor gjøres en avveining mellom nødvendig presisjonsnivå for den enkelte utredning og tilgjengelig tid og ressurser. Man vil ofte komme langt med kvalifiserte antagelser og erfaringstall. Av hensyn til gjennomsliktigheten er det viktig å dokumentere og redegjøre for alle antakelser og forutsetninger som nullalternativet bygger på [3].

2.3 Miljømessige vurderinger

2.3.1 Elektromagnetiske felt

Det er Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (www.dsa.no) som er myndighetenes kompetanseorgan når det gjelder magnetiske og elektriske felt og mulige helsemessige effekter. Den siste faktainformasjon på dette området er summert opp i en informasjonsbrosjyre (Statens Strålevern 2017: Bebyggelse nært høyspenningsanlegg. Informasjon om magnetfelt fra høyspenningsanlegg)⁵.

Rundt alle elektriske anlegg i drift oppstår det lavfrekvente elektromagnetiske felt. Disse inndeles i magnetfelt og elektriske felt.

Magnetfelt oppstår når det går strøm gjennom en ledning og måles i enheten mikrottesla (μT). Størrelsen på magnetfeltet avhenger av strømstyrken gjennom ledningen eller anlegget, avstanden til anlegget og hvordan flere feltkilder virker sammen. Magnetfelt øker med økt strømstyrke, avtar når avstanden til ledningen øker og varierer gjennom døgnet og i løpet av året. Magnetfelt trenger gjennom vanlige bygningsmaterialer og er vanskelig å skjerme.

Elektriske felt er avhengig av spenningen på anlegget og måles i volt per meter (V/m). Det er et elektrisk felt rundt en spenningssatt ledning selv om det ikke går strøm gjennom ledningen.

⁵ <https://www.dsa.no/publikasjon/bolig-naer-hoeyspenningsanlegg.pdf>



Regionalnettet inn til Hatteland transformatorstasjon (Foto: Fredrik Ringe, mai 2014)

Styrken på feltet øker når spenningen i anlegget øker. Elektriske felt kan gi knitring fra høyspenningsanlegg. Slike felt stoppes effektivt av vegger og tak.

Den vanligste eksponeringen for lavfrekvente elektromagnetiske felt i befolkningen kommer fra strømnettet. Lavfrekvente elektromagnetiske felt er definert som ikke-ioniserende stråling. Det vil si at de elektromagnetiske bølgene har så lav energi at de ikke kan «sparke vekk» elektroner i et atom eller molekyl. Det finnes internasjonale retningslinjer og grenseverdier for elektromagnetiske felt i «*Guidelines on limited exposure to Non-Ionizing Radiation*» fra Den Internasjonale kommisjonen for beskyttelse mot ikke-ioniserende stråling (ICNIRP). ICNIRP er en internasjonalt rådgivende ekspertkommisjon som vurderer helserisiko ved ikke-ioniserende stråling basert på vitenskapelige prinsipper. ICNIRP er anerkjent av WHO (Verdens helseorganisasjon) og ILO (Den internasjonale arbeidsorganisasjonen i FN). Grenseverdien for magnetfelt fra strømnettet er 200 μ T. Befolkningen vil normalt ikke bli eksponert for slike verdier. Retningslinjer og grenseverdier for eksponering for elektrisk strøm er omtalt i strålevernforskriftens §§ 5 og 6. Her framgår det at all eksponering av mennesker for ikke-ioniserende stråling skal holdes så lav som god praksis tilsier. Hensynet til vern mot kjente helseeffekter anses som oppnådd når grenseverdiene fra ICNIRP overholdes. Når dette er sikret, skal vi kunne overføre og bruke strøm til alle formål på

vanlig måte. De absolutte kravene til minsteavstand mellom kraftledninger og bygg er satt av hensyn til drift og sikkerhet på ledningene.

Det er ikke dokumentert noen negative helseeffekter ved eksponering for elektromagnetiske felt så lenge verdiene er lavere enn grenseverdien på 200 μT . Dette gjelder for voksne og barn. I dagliglivet vil ingen bli eksponert for verdier nær grenseverdien. Mye av bekymringen folk har til elektromagnetiske felt og høyspenningsanlegg skriver seg fra en amerikansk befolkningsstudie fra slutten av 1970-tallet. Undersøkelsen viste en mulig økt risiko for blodkreft (leukemi) hos barn som bodde i nærheten av kraftledninger med magnetfelt over 0,4 μT målt som gjennomsnitt over ett år. Dette ble starten på en rekke befolkningsstudier der forskere forsøkte å avdekke om det virkelig var en sammenheng. Enkelte studier fant ingen sammenheng, mens andre studier kunne ikke utelukke at det var en sammenheng.

Omfattende eksperimentell forskning på celler og dyr har ikke avdekket noen sammenheng mellom eksponering for lavfrekvente magnetfelt og utvikling av kreftsykdom. Dette er helt nødvendig for å konkludere med at det er en sammenheng. Det er altså ikke dokumentert noen årsakssammenheng mellom magnetfelt og barneleukemi, men på grunn av at det fremdeles er en vitenskapelig usikkerhet, kan man ikke fullstendig utelukke en mulig sammenheng. På bakgrunn av dette har WHO klassifisert lavfrekvente magnetfelt som mulig kreftfremkallende. Samme status har for øvrig flere vanlige matvarer og nytelsesmidler.

2.3.2 Arealbruk og landskapstilpasning

Lyse Elnett opererer i en del av landet hvor det er store landskaps- og naturvariasjoner, fra bratte fjell og dype fjorder i Ryfylke til flatt landskap på Jæren. Det er også store variasjoner mellom befolkningstetthet i regionen. Nord-Jæren er Norges tredje mest folkerike region, mens deler av Ryfylke har svært lav befolkningstetthet. Med regionens befolknings-, natur- og landskapsmønster følger store natur- og landskapsverdier og store bruker- og interessegrupper. Dette fører igjen til stor offentlig interesse for Lyse Elnett sine prosjekter og prosesser.

Krav og vilkår fra offentligheten og strenge myndighetskrav medfører behov for dialog og løsningsorientering gjennom planlegging. Jordbruk, naturmangfold, kulturminner, arealbruk og EMF er eksempler på tema Lyse Elnett arbeider for å identifisere tidlig i prosessen og deretter arbeider aktivt med videre for å tilpasse i prosjekter. Det skal være et fokus på skadereduserende tiltak der dette er formålstjenlig.

Det er et sterkt voksende fokus på miljø- og samfunnstema i planlegging og prosjektutvikling i Lyse Elnett og selskapet følger samfunnsutviklingen nøye. I tillegg til å følge gjeldende lover, krav og vilkår ønsker Lyse Elnett å ligge et skritt foran med hensyn til miljø og samfunnsinteresser og har derfor på eget initiativ invitert offentligheten inn i prosjekter i tidlig fase med egne folkemøter

og medvirkningsprosesser. Lyse Elnett utarbeider også egne utredningsprogram for prosjekter som ikke omfattes av konsekvensutredningsforskriften.

2.3.3 Kabel kontra luftledning

Kabling blir ofte trukket frem som et ønskelig miljøtiltak. Dessverre er det svært kostbart, spesielt på høyere spenningsnivå. Dessuten er kabling også et naturinngrep.

Stortingsmelding nr. 14 (2011-2012) Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet [4] gir føringer for bruk av kabel kontra luftledning. Generelt skal man være mer restriktiv med bruk av kabel med økende spenningsnivå. Dette fordi med økende spenningsnivå øker både omfanget av naturinngrepet, kostnadene og usikkerheten knyttet til teknologi og forsyningssikkerhet ved kabling. Det forventes at NVE og OED følger føringene i nevnte stortingsmelding når konsesjons-søknader skal behandles, det vil altså si en restriktiv bruk av kabel.



Legging av 22 kV-kabler på Slettebø i Eigersund kommune (Foto: Aleksander Klungland, september 2014)

Generelt har ikke nettselskapene anledning til å søke konsesjon for kabel hvis det er samfunns-økonomisk mer lønnsomt med luftledning. I henhold til gjeldende regelverk er det opp til myndighetene (NVE og OED) i konsesjonsbehandlingsprosessen eventuelt å pålegge utredning

av kabel dersom de vurderer at det er samfunnsmessig riktig bruk av ressurser i det aktuelle tilfellet.

Nettselskaper kan heller ikke kable eksisterende luftledninger uten først å søke NVE om konsesjon. Det er NVE som avgjør om det er samfunnsøkonomisk riktig bruk av ressurser å kable eksisterende luftledninger.

2.3.4 Tilpasning til fremtidige klimaendringer

Det tas høyde for fremtidige klimaendringer for å sikre et samfunnsmessig rasjonelt kraftsystem rustet for fremtiden. Forventede klimaendringer vil påvirke kraftsystemets pålitelighet og det er særlig forventninger til et våtere og mer intenst klima som vil være utfordrende [5].

Økt nedbør, ras- og flomfare

Økt nedbør vil kunne øke skredfaren i brattlendte områder og kraftanlegg i slike områder vil dermed være risikoutsatt. Dette ivaretas i dag ved å gjennomføre risiko- og sårbarhetsanalyser (ROS) for å sikre at nye anlegg bygges utenfor utsatte områder for flom og ras.

Økt hyppighet av stormer

Avbrudd under ekstremvær skyldes i stor grad trefall som en konsekvens av sterk vind. Sterk vind vil også kunne føre til overslag i elektriske anlegg. Ved kystnære strøk vil økt vind kunne føre til mer saltpåslag og korrosjon. Et virkemiddel for å ta høyde for mer stormer i fremtiden er å øke dimensjonerende vindlast for luftledninger sammen med økende behov for skoging i utsatte områder.

Kombinasjonen stormflo og økt vind fører til ekstraordinær vannstand i kystnære områder. Dette kan føre til vanninntrenging i bygninger, gi materialtekniske skader og gi utfordringer for drift av elektriske anlegg plassert i bygningen. Som et virkemiddel bør plassering av elektriske anlegg i bygg nær stormfloutsatte områder unngås eventuelt nøye risikovurderes.

Økt temperatur og luftfuktighet

Høyere lufttemperatur vil føre til endring i skogstruktur og stabilitet i jordsmonn. Vekstsesong for skogen vil bli lenger og føre til mer tilvekst. De siste 40 årene er skogvolumet i Norge nesten fordoblet. Som en konsekvens forventes økende trefall over kraftledninger og redusert forekomst av tele i jorda. Det forventes et økende behov for skoging under kraftledninger som virkemiddel.

Kombinasjonen økt temperatur og luftfuktighet vil kunne gi råteproblemer i tremaster og forsterke saltkrystallisering i murkonstruksjoner som fører til materialsvakheter. Det blir viktig å sikre solide materialer som dimensjoneres for dette.

Økt islast

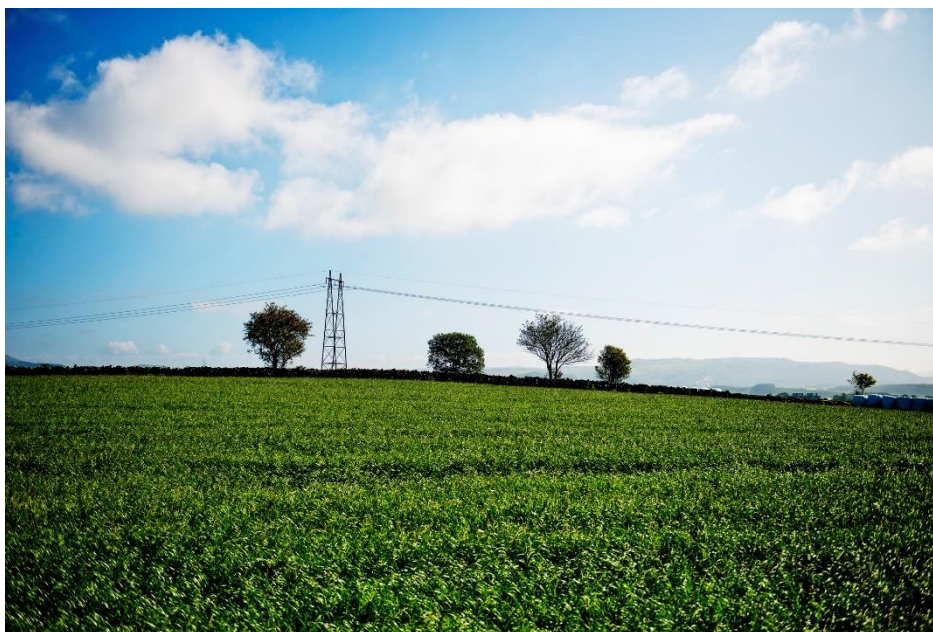
Et varmere klima med økt nedbør forventes å redusere belastningen fra ising i lavlandet langs kysten. I høyfjellet forventes en svak økning i hyppighet av ising grunnet våtsnø. For stor islast og vindpåkjenning kan i verste fall forårsake betydelige skader i form av maste- eller linjebrudd, som kan gi langvarige avbrudd. Virkemidler for å unngå havari er mer stål i konstruksjoner eller kortere avstand mellom hver mast. Dimensjonerende islast er den enkeltfaktoren som sterkest påvirker investeringskostnadene.

Økt hyppighet av lyn og torden

Lynnedslag i kraftledninger fører til overspenninger i strømmettet som kan skade elektroniske og/eller elektriske anlegg og utstyr. Hos husholdningskunder blir dette sikret gjennom overspenningsvern som leder overspenningsbølgen til jord. På høyere spenningsnivå sikres dette gjennom lynavledere eller jordete toppliner plassert overfor strømførende faser.

2.3.5 Forutsetninger spesielt for Sør-Rogaland

Nærheten til Nordsjøen og et flatt landskap med lite skog fører til at store deler av Sør-Rogaland (særlig Jæren) er utsatt for saltråk. Dette fører til at nettanleggene er mer utsatt for korrosjon enn tilsvarende anlegg i innlandet, og det er viktig at isolatorene har lang kryptrømsvei. Det kan også være kraftig vind på Jæren. Mange vintre er forholdsvis milde, slik at det stort sett er mulig å grave året rundt. Men vinteren 2009/2010 er et eksempel på at snøen kan bli liggende mesteparten av vinteren – også på Jæren, og at det kan være så mye tele i jorda at det er umulig eller svært krevende å grave.



Regionalnettet inn til Hatteland transformatorstasjon (Foto: Fredrik Ringe)

3. Dagens kraftsystem

Dette kapitlet presenterer eksisterende regionalnett i utredningsområdet med beskrivelse av driftsforhold som er av betydning, herunder varighetskurver for viktige utvekslingspunkt og flaskehalser i dagens nett. Normalkoblingsbilde og lastflytanalyser blir vedlagt og kommentert.

3.1 Oversikt over dagens kraftsystem

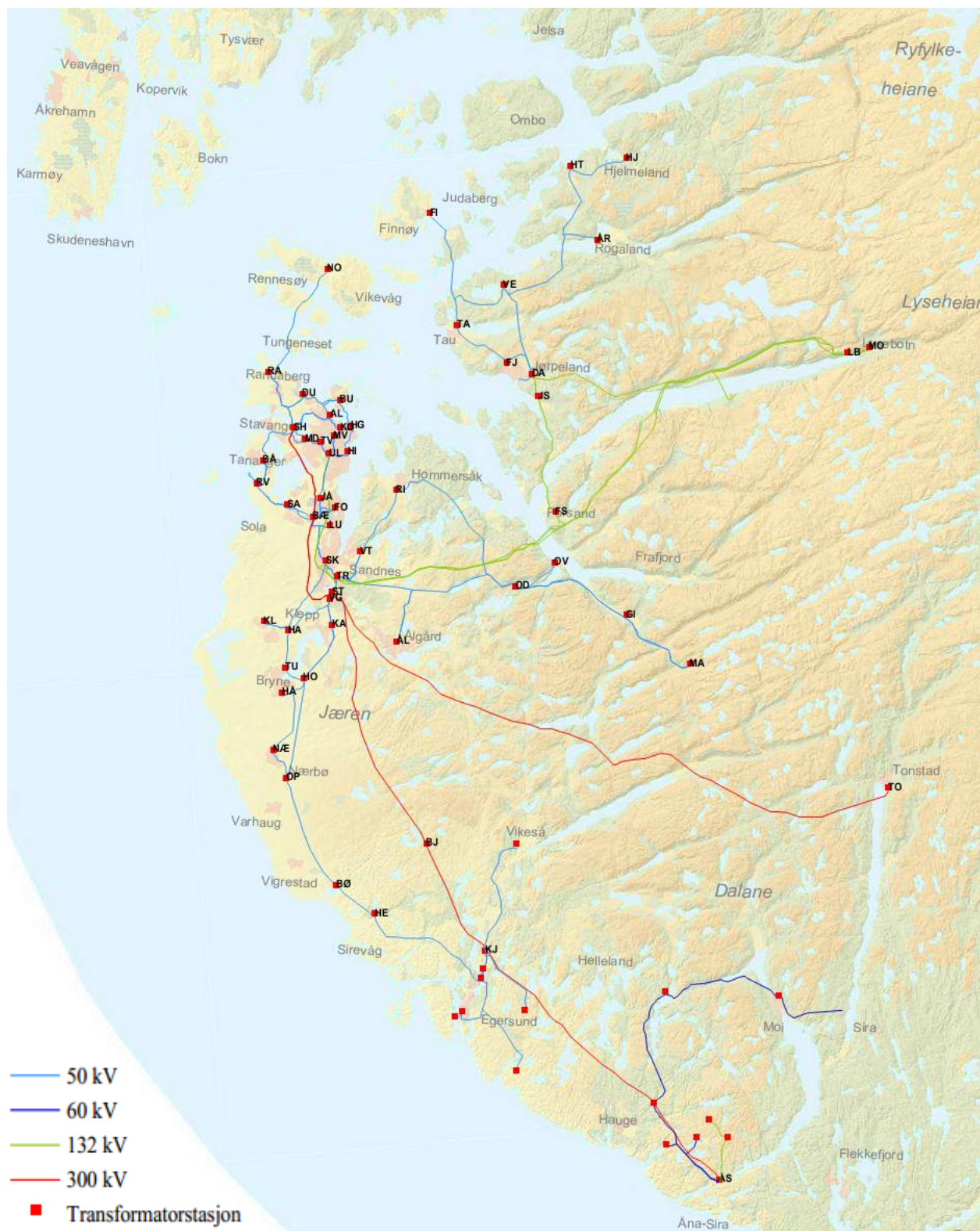
3.1.1 Generell beskrivelse

Utredningsområdet er variert og består av kystnært flatt landskap, fjell, fjorder og øyer i tillegg til bynære strøk. Denne topografien gjør det utfordrende med utbygging av kraftnett og krever bruk av sjøkabler, fjordspenn og solide master.

Forbrukstygndepunktene er lokalisert rundt kommunene Stavanger, Sola og Sandnes mens produksjonstygndepunktet er rundt Lysefjorden, hvor forbruket er lavt. Kraften overføres fra produksjonsområde til forbruksområde. De siste årene har det i tillegg blitt etablert flere vindkraftverk i utredningsområdet som Høg-Jæren, Egersund og Bjerkreimsklyngen (utbygging pågår).

Dagens regionalnettet i Sør-Rogaland består av 132 kV nett fra Lysebotn mot Dalen (Ryfylke), Tronsholen (Sandnes) og Ullandhaug (Stavanger). Resterende regionalnett driftes i hovedsak på 50 kV og 60 kV, men med flere pågående prosjekt vil spenningsoppgradering til 132 kV for flere områder være realisert innen 15-20 år.

Regionen har opplevd en stor økning i lastuttaket, og punkter i regionalnettet som tidligere hadde reserve etter omkobling, lar seg nå ikke forsyne før feil er utbedret. Enkelte transformatorstasjoner har bare én transformator, og dette utgjør en risiko med tanke på forsyningssikkerhet. Avhengig av området vil det alltid være en viss reserve i underliggende nett, men potensialet er ikke fullt ut dokumentert.

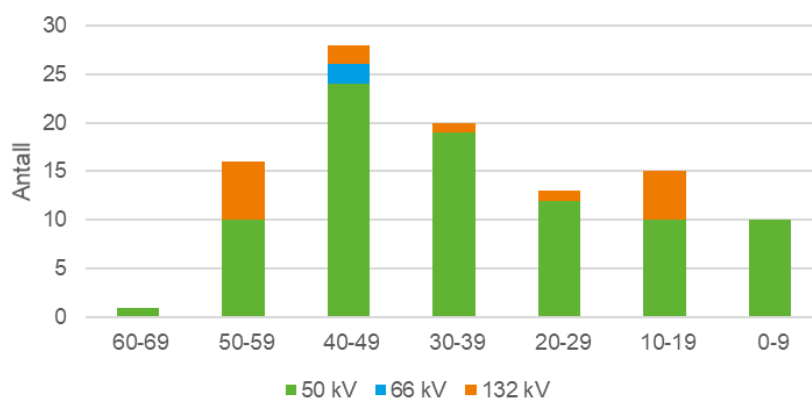


Figur 5 Kart over utredningsområdet fordelt på spenningsnivå

3.1.2 Aldersfordeling i nettet

Krafttransformatorer

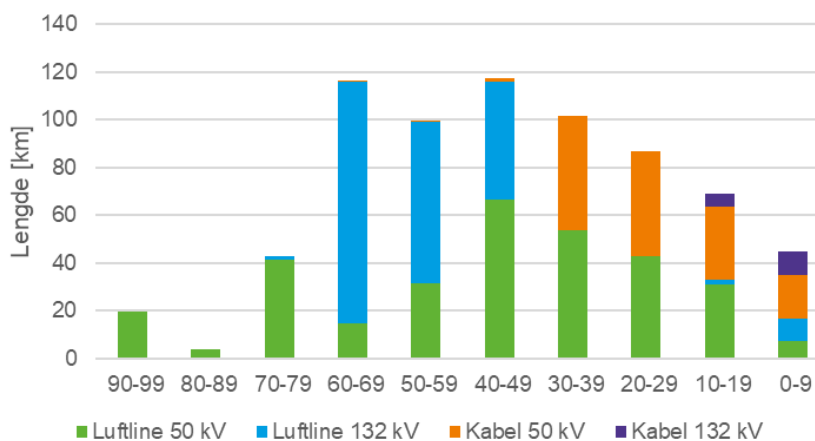
Figur 6 viser aldersfordelingen på krafttransformatorer per spenningsnivå. Det er en stor andel transformatorer som er eldre enn forventet teknisk levetid på 45 år. Transformatorer er normalt solide komponenter som ved godt vedlikehold kan holde lenger. Mengden tilsier imidlertid at utskiftingstakten må øke de kommende årene.



Figur 6 Aldersfordeling av krafttransformatorer per spenningsnivå

Linje- og kabelforbindelser

Figur 7 viser aldersfordeling på linjer og kabler, referert til byggeåret – året da linjen første gang ble idriftsatt. Eventuell utskifting av linetråd og master fremgår dermed ikke av figuren. Forventet teknisk levetid for kabler og linjemateriell er omtrent 50 år⁶. Det er nå i underkant av 300 km med linje- og kabelforbindelser som er eldre enn sin forventede tekniske levealder på 50 år.

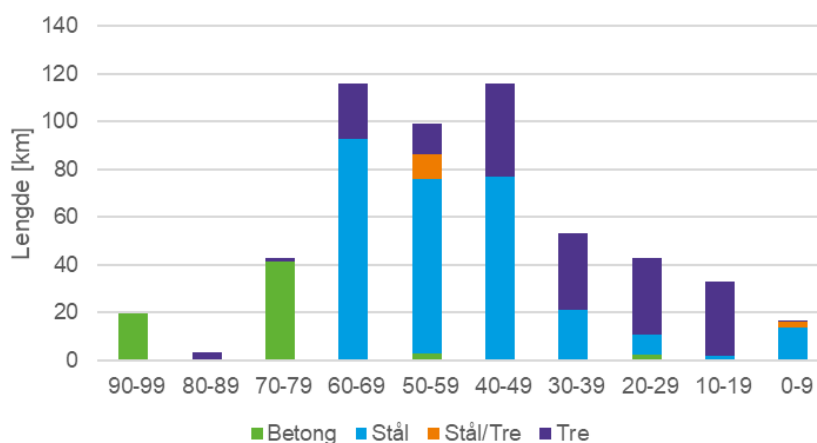


Figur 7 Aldersfordeling ledning per spenningsnivå

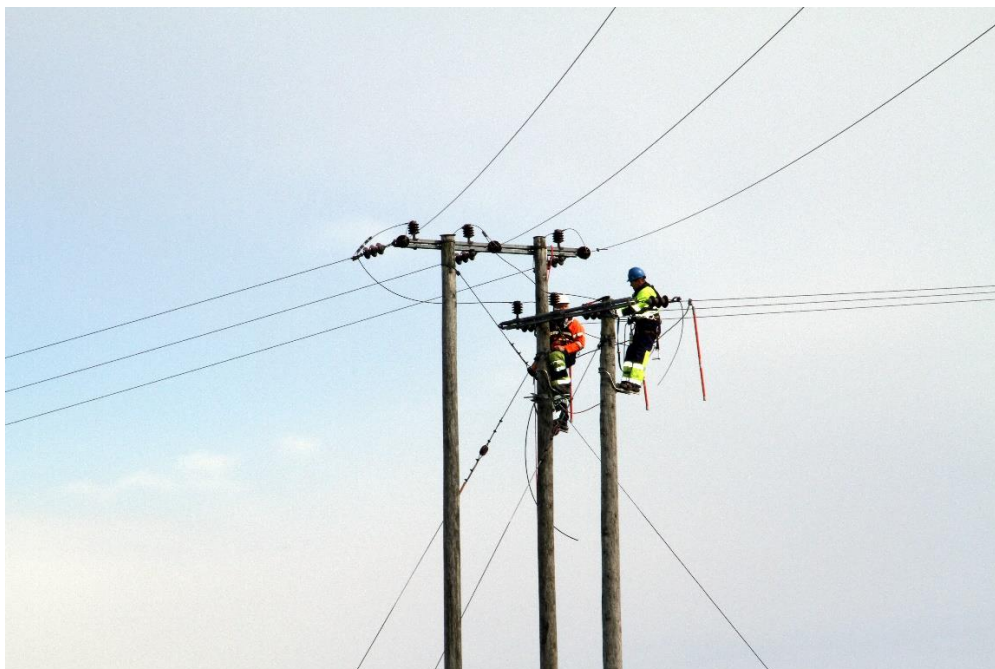
⁶ Se Tabell 3 for mer info om forventet teknisk levetid.

Mastetyper

Figur 8 viser fordelingen mellom de fire mastetyperne som er representert; betong, stål, tre eller en kombinasjon av stål og tre. De eldste mastetyperne, i betong, er opp mot 100 år gamle. Det er ca. 60 km ledningsstrekke med betong og stål som er over den forventede tekniske levetiden på 70 år. For tremaster er det ca. 75 km ledningsstrekke som er over den forventede tekniske levetiden på 35-40 år, avhengig av salt- eller kreosotimpregnering.



Figur 8 Aldersfordeling luftlinjer per mastetype



Linjearbeid Jåsund (Foto: Ingvild Ween)

3.1.3 Endringer i regionalnettet siste to år

Siden forrige KSU (2018) har det blitt idriftsatt en del nye anlegg. En oversikt over anlegg i regionalnettet som har blitt idriftsatt de siste 2 år i utredningsområdet er vist i tabell 6.

Tabell 6 Endringer i regionalnettsystemet siste 2 år

I drift	Komponent	Stasjon / forbindelse	Eier
18.01.2018	Ny kabel	Sande – Risavika	Lyse Elnett
13.03.2018	Nytt GIS-anlegg	Lysebotn 2	Lyse Produksjon
29.06.2018	Ny kabel (132 kV)	Skeiane – Ullandhaug	Lyse Elnett
17.07.2018	T1 (16/20 MVA)	Jåttå	Lyse Elnett
24.09.2018	Spole mot T5 (132 kV)	Ullandhaug	Lyse Elnett
16.10.2018	Ny kabel (132 kV)	Stokkeland – Ullandhaug	Lyse Elnett
07.11.2018	T2 (16/20 MVA)	Jåttå	Lyse Elnett
22.11.2018	Beredskapstransformator T3 (160 MVA)	Stølaheia	Statnett
25.06.2019	Transformatorstasjon	Bjerkreim	Statnett og Lyse Elnett
01.10.2019	Trådbytte	Lysebotn – Tronsholen 3	Lyse Elnett
17.10.2019	Ny kabel	Tronsholen – Ålgård 1	Lyse Elnett
07.11.2019	Ny kabel	Tronsholen – Vatne 1	Lyse Elnett
28.11.2019	Ny kabel	Tronsholen – Vatne 2	Lyse Elnett
28.02.2019 og 17.03.2020	Ny kabel	Tronsholen – Vatne 1 og 2	Lyse Elnett
29.04.2020	Ny linje (132 kV)	Bjerkreim – Måkaknuten	EWZ Måkaknuten Vind og Lyse Elnett
20.05.2020	Tatt ut av drift	Tronsholen – Lysebotn 2	Lyse Elnett

3.1.4 Inndeling i områder

Av enkelthets skyld inndeles utredningsområdet i delområder, primært elektrisk etter dagens drifter, som vist i figur 9. I tillegg til disse områdene blir 132 kV-nettet (vist i grønt) behandlet som et eget område. Områdene blir referert til i kapittel 5 som omhandler fremtidig investeringsomfang og tiltak innenfor hvert delområde.

132 kV systemet

Omhandler 132 kV systemet fra Lysebotn – Tronsholen inkludert Skeiane og Ullandhaug transformatorstasjoner. Mulige tiltak omtales i 5.2.

Ryfylke

Området omhandler 50 kV systemet under Dalen og totalt sju transformatorstasjoner: Fjelde, Tau, Finnøy, Veland, Årdal, Hjelmeland transformatorstasjon og Hjelmeland kraftverk. Mulige tiltak omtales i 5.8.

Stavanger nord og Randaberg

Området omhandler totalt fire 50 kV transformatorstasjoner: Stølaheia, Dusavik, Randaberg og Nordbø. Mulige tiltak omtales i 5.4.

Solaringen

Området omhandler totalt tre 50 kV transformatorstasjoner: Båtstad, Risavika og Sande. Mulige tiltak omtales i 5.3.

Stavanger

Området omhandler totalt ni 50 kV transformatorstasjoner: Buøy, Alsteinsgata, Kongsgata, Haugesundsgata, Mosvannet, Hillevåg, Ullandhaug, Tjensvoll og Madla. Mulige tiltak omtales i 5.5.

Forus

Området omhandler totalt tre 50 kV transformatorstasjoner under Bærheim: Jåttå, Forus og Lura.

Sandnes Øst

Området omhandler 50 kV systemet under Tronsholen og de syv transformatorstasjonene Vatne, Riska, Oltedal, Oltesvik, Gilja, Maudal og Ålgård. Mulige tiltak omtales i 5.7.

Jærnettet

Omhandler 50 kV systemet under Stokkeland og de elleve transformatorstasjonene: Vagle, Kalberg, Holen, Tu, Hatteland, Kleppemarka, Håland, Nærbø, Opstad, Bø og Hetland. Mulige tiltak omtales i 5.6.

Dalane – forsynt fra Kjelland

Omhandler 50 kV systemet til Dalane Nett under Kjelland, som forsyner Dalane Netts transformatorstasjoner Birkemoen, Svanevannsveien, Løvenborgveien, Svåheia og Hovland. Mulige tiltak omtales i 5.9.

Dalane – forsynt fra Åna-Sira

Omhandler 60 kV systemet under Åna-Sira, som forsyner Dalane Netts transformatorstasjoner Sandbekk, Sandsmark og Haukland, i tillegg til Titania. Mulige tiltak omtales i 5.10.



Figur 9 Områdeinndelingen vist i kart. I tillegg behandles 132 kV-nettet (grønn farge) som eget område

3.2 Samordning og drift i grensesnitt mellom konsesjonærer

3.2.1 Distribusjonsnett

Grensesnittene mellom de fire områdekonsesjonærene på distribusjonsnett følger kommunegrenser og grenseskillet er opplistet i tabell 7. Området varierer fra flate Jæren med spredt bebyggelse, til fjellområdet hvor det kan være svært langt mellom bebyggelse. Både 15 og 22 kV er representert, og avhenger av områdekonsesjonær og det aktuelle nettområdet. På flate Jæren er det utstrakt bruk av jordkabel og kjennskap til nettanlegg på tvers av kommunegrensene fordrer god dialog mellom aktørene. Dalane Nett har også flere grenseflater mot Agder Energi nett helt øst i utredningsområdet. Utredningsansvarliges oppfatning er at områdekonsesjonærene har god dialog, og det er flere etablerte grensesnitt som er i drift eller som kan kobles til som reserve-løsninger.

Tabell 7 Nettsituasjon i grenseskillet mellom konsesjonærer på distribusjonsnett

Område-konsesjonær 1	kV	Område-konsesjonær 2	kV	Potensielle tiltak på tvers av områdekonsesjonens grenser
Jæren Everk	22	Dalane Nett	15	Sammenkobling er allerede etablert. Ingen nye aktuelle tiltak er identifisert.
Jæren Everk	22	Klepp Energi	15	Begge aktører har kabelnett i området Skeie/Salte som kan gi gjensidig reserve for mindre deler av nettsystemene. Risiko ses opp mot kostnad for sammenkobling og løsninger for transformering/omkobling mellom 15 og 22 kV.
Jæren Everk	22	Lyse Elnett	15	I området rundt Risa og Buevegen har begge selskap kabelnett tett opp til kommunegrensen. En sammenkobling vil kunne gi N-1 for mindre deler av nettet. En sammenkobling vil kunne gi N-1 for mindre deler av nettet. Risiko ses opp mot kostnad for sammenkobling og løsninger for transformering/omkobling mellom 15 og 22 kV.
Klepp Energi	15	Lyse Elnett	15	En forbindelse fra Kalberg transformatorstasjon i Time kommune vil kunne styrke Klepp Energi sin forsyning til Orstad området i Klepp kommune. Det er etablert sammenkoblingsmulighet mellom Klepp Energi og Lyse Elnett på kommunegrensen Klepp og Sola.
Dalane Nett	15 (22)	Lyse Elnett	22	Det er allerede etablert en mating fra Maudal kraftverk (6 kV, Gjesdal kommune) inn mot Dalane Nett sitt 15 kV-nett i Ørdsalen (Bjerkreim kommune). Grensesnittet blir endret fra 6 kV/15 kV i Maudal til rent 22 kV-nett fra Gilja (Gjesdal kommune) til Ørdsalen. Dette vil heve spenningskvaliteten vesentlig.
Dalane Nett	15	Agder Energi Nett	22	Dalane Nett har i dag to uttak fra Agder Energi Netts 22 kV-nett; på Tverrå mot Gya og på Hammersmark mot Rusdal. Disse er ikke sammenkoblet med lokalt 15 kV-nett.

3.2.2 Regionalnettet

I Åna-Sira er det uttak på 60 kV til Dalane Nett og Titania som ligger i Lyse Elnett sitt utredningsområde, og til Agder Energi Nett sitt nett i eget utredningsområde. Det er også etablert 132 kV i Åna-Sira hvor Tellenes vindkraftverk er tilknyttet. En oversikt over grensesnitt i regionalnettet med de ulike områdekonsesjonærene er oppsummert i Tabell 8.

Tabell 8 Grensesnitt i regionalnettet

Områdekonsesjonær 1	kV	Områdekonsesjonær 2	kV	Grensesnitt
Dalane Nett	66	Agder Energi Nett	66	Konstadli (reserve)
Dalane Nett	66	Lyse Elnett	66	Åna-Sira transformatorstasjon
Lyse Elnett	66	Titania	66	Åna-Sira transformatorstasjon
Titania	66	Agder Energi Nett	66	Åna-Sira transformatorstasjon (reserve)
Titania	66	Dalane Nett	66	Logsmyr (reserve)
Haugaland Kraft Nett	66	Lyse Elnett	50	Ikke sammenkoblet, men grenser geografisk nord i Hjelmeland

3.2.3 Transmisjonsnettet

Det meste av overføringen mellom utredningsområdene går via transmisjonsnettet, derfor er det naturlig at samordningen mellom områdene stort sett har gått gjennom Statnett. Lyse Elnett som største konsesjonær har i varierende grad vært med i utredningsprosessen når Statnett har utredet transmisjonsnettutbygginger i utredningsområdet.

Det har i årenes løp vært flere samarbeidsprosjekter, i hovedsak knyttet til forsterkning av transmisjonsnettet inn til Nord-Jæren. Det er høy aktivitet i regionen, med nylig idriftsatte Bjerkreim transformatorstasjon og forbindelsen Lyse – Fagrafjell som er under bygging. Nye Fagrafjell transformatorstasjon fikk konsesjon i Kongelig resolusjon den 20.09.2019, og er planlagt idriftsatt i 2024/2025. Dette vil styrke forsyningssikkerheten til Nord-Jæren.

Februar 2020 presenterte Statnett og Lyse Elnett en felles analyse for hvordan videre trinnvis utvikling av regional- og transmisjonsnettet kan bli. Stasjonene Bærheim og Stølaheia vil fornyes og få økt kapasitet. På sikt vil det bli behov for ny forbindelse fra Fagrafjellområdet til Bærheim og eventuelt Stølaheia. Analysen er utgangspunkt for videre utredningsarbeid som etter hvert vil danne grunnlag for å starte opp konsesjonsprosessen. De spesifikke tiltakene presenteres i kapittel 5.1.

3.2.4 Spenningsregulering

Spenningsregulering gjennomføres ved koordinering med systemansvarlig og samordnede tiltak i transmisjonsnettet og regionalnettet.

Tilgjengelige tiltak i transmisjonsnettet som utføres av Statnett

- Reaktor (60-100 MVar) og kondensatorbatteri (100 MVar) i Stølaheia
- Kondensatorbatterier i Bærheim (6 stk.)
- Kondensatorbatterier i Stokkeland (4 stk.)
- Trinnregulering av krafttransformatorer
- MVar-regulering av tilknyttete generatorer

Tilgjengelige tiltak i regional- og distribusjonsnettet som utføres av Lyse Elnett

- Kondensatorbatterier i Ullandhaug (2 x 6,5 MVar)
- Kondensatorbatterier i Haugesundsgata (4 x 6,5 MVar)
- Kondensatorbatteri på Kalberg (1x 6,5 MVar)
- Regulering av tilknyttete generatorer

Rutine for spenningsregulering

1. Få oversikt over inn- og utkoblede reaktive komponenter
2. Koble inn/ut kondensatorbatterier/reaktorer
3. Koble reaktive komponenter inn/ut hos andre konsesjonærer
4. MVar-regulering
5. Koble inn/ut linjer/kabler

Driftsløsning for å unngå spenningskollaps i Stavangerområdet

For å håndtere utfall matende forbindelse i sentralnettet ved høy last, uten fare for spenningskollaps i Stavangernettet, kan Stokkeland T3 og T4 benyttes til belastningsfrakobling (BFK).

Systemansvarlig har overtatt ansvaret for overvåkning av snitt og iverksetting av aktuelle tiltak.



300 kV linjene til Statnett inn mot Stavanger ved Forus (Foto Fredrik Ringe, februar 2012)

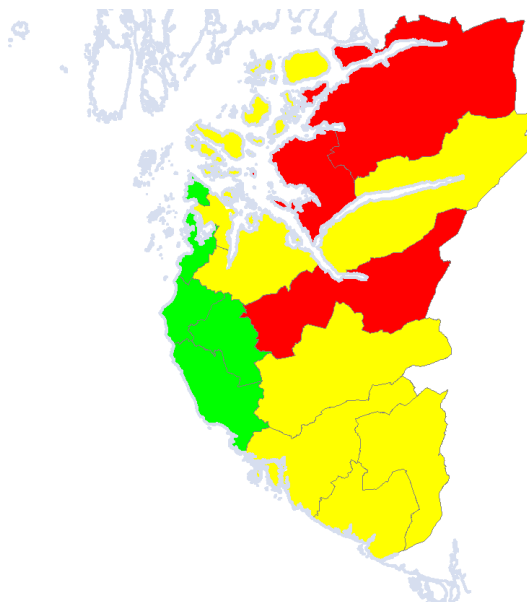
3.3 Vurdering av tilgjengelig nettkapasitet

3.3.1 Nettkapasitet for ny kraftproduksjon

Det er potensial for utbygging av ny småkraftproduksjon i utredningsområdet, særlig i områdene Ryfylke, Sandnes, Gjesdal og Dalane regionen. Manglende tilgjengelig kapasitet i eksisterende regionalnett har vært en begrensende faktor, selv om tilknytningen av småkraft som oftest foregår i distribusjonsnettet. Å bygge nytt nett som frigjør kapasitet er en tidkrevende prosess med flere avhengigheter å ta hensyn til. Lyse Elnett har hatt fokus på dette over tid og har gjennomført analyser og utredninger som nå er konkretisert i tiltak. Noen er pr. nå under utførelse, andre er i konsesjonsprosess og noen er fortsatt under utredning. De planlagte tiltakene i regionalnettet vil avhjelpe og bedre situasjonen, men vil ikke være gjeldende før anleggene er idriftsatt.

Status for ledig nettkapasitet pr. i dag er begrenset som vist i figur 10. Nettkapasitet på kommune-nivå vises med fargekoder, hvorav rødt viser manglende nettkapasitet, gult viser noe tilgjengelig nettkapasitet avhengig av plassering og grønt viser tilgjengelig nettkapasitet for småkraft.

Begrensningene i nettkapasitet sammenfaller med der hvor potensialet for ny småkraft er størst, i Ryfylke og Gjesdal.



Figur 10 Status ledig nettkapasitet småkraft

Det presiseres at tilgjengelig nettkapasitet gjelder for 50 kV regionalnett og eventuelt transformering mot transmisjonsnettet. For større kraftverk kan det være aktuelt å bygge seg inn til området på høyere spenningsnivå. For tilknytninger i distribusjonsnettet vil det som oftest påberope seg forsterkninger for å overholde krav til spenningskvalitet og belastningsgrenser. Dette forsterkningsbehovet er ikke medtatt her.

Større kraftutbygginger antas i denne sammenheng å være i størrelsesorden > 20 MW med innmating på regionalnett. Da det allerede er begrenset nettkapasitet for innmating av småkraft, vil det følgelig være mer begrenset for større kraftverk. Dette er begrunnet i begrensninger i overføringen Stokkeland – Tronsholen og det pågår for tiden tiltak som vil bedre situasjonen med nettkapasitet for Hjelmeland, Forsand, Gjesdal og Sandnes. De planlagte tiltakene er innslyfing av linje Stokkeland – Ullandhaug i Tronsholen transformatorstasjon som nylig er startet opp, samt flytting av produksjonen fra Lysebotn II til transmisjonsnettet 420 kV.

Statnett formidlet i 2018 økte grenser for innmating i stasjonene Bjerkreim, Kjelland og Åna-Sira. Kapasiteten ble definert til henholdsvis 80, 20 og 40 MW. Pr. juni 2020 er omtrent all effekt i Bjerkreim og Kjelland tildelt pågående prosjekter. Potensialet under punktet er langt høyere enn restkapasiteten. Dalane Nett og Lyse Elnett har etterspurt konkretisering av Statnetts plan og potensielle tidslinjer for å øke kapasiteten i punktet.

3.3.2 Oversikt ny kraftproduksjon

En full oversikt over aktive kraftprosjekter i utredningsområdet er gitt i tabell 9 med status, omsøkt effekt og energi. Pr dags dato er det 532 MW som enten er under bygging eller meldt inn som prosjekt og 375 MW som har fått konsesjon eller er under konsesjonsbehandling av NVE. Det er i tillegg totalt 520 MW som har fått avslått konsesjonssøknad av NVE eller trukket søknad, vist i tabell 10. Dette synliggjør at det er et stort potensial for økt kraftproduksjon i Sør-Rogaland.

Tabell 9 Oversikt over aktive kraftprosjekter >0,1 MW (kilde: NVE.no og Lyse Elnett pr. mai 2020)

Status	Prosjekt	Tiltakshaver	Kommune	Effekt [MW]	Energi [GWh]	R-nett stasjon
Under bygging	Vardafjellet vindkraftverk	Vardafjellet Vindkraft	Sandnes	30	102	Vatne
Under bygging	Stigafjellet vindkraftverk	EWZ Stigafjellet vind	Bjerkreim	30	102	Bjerkreim
Under bygging	Måkaknuten vindkraftverk	EWZ Måkaknuten vind	Bjerkreim	99	336,6	Bjerkreim
Under bygging	Bjerkreim vindkraftverk (Bjerkreim, Gravdal og Skinansfjellet)	Bjerkreim Vind og Norsk Vind Skinansfjellet	Bjerkreim, Hå	295,5	1122	Bjerkreim
Under prosjektering	Sagåna	Småkraft	Hjelmeland	3,3	10,3	Årdal
Konsesjonsgitt	Tengesdal minikraftverk	Tengesdal Elverk	Bjerkreim	0,77	1,84	Slettebø
Konsesjonsgitt	Gilja vindkraftverk	Gilja vindkraftverk	Gjesdal	135 (+25)	544	Gilja
Konsesjonsgitt	Øvre Ullestadåna	Clemens Kraft	Hjelmeland	2,6	8,4	Årdal
Konsesjonsgitt	Nordåna/Dalaåna	Småkraft	Strand	12	41,5	Helmikstøl
Konsesjonsgitt	Fossvatn minikraftverk	Gåsland	Bjerkreim	0,39	1,5	Birkemoen
Konsesjonsgitt	Lauvsåsåna kraftverk	Captiva Energi	Strand	1,1	3,4	Veland/
Konsesjonsgitt	Modalsknuten	Norsk Vind Modalsknuten	Sokndal	30	102	Tellenes
Konsesjonsgitt	Friestad vindkraftverk	Solvind Prosjekt	Hå	2,4	8,5	Bø/Hetland
Konsesjonsgitt	Frøytlog kraftverk	Dalane Kraft	Sokndal	4,9	15	Sandbekk
Konsesjonsgitt	Malmei kraftverk	Gåsland	Bjerkreim	1,2	3,89	Birkemoen
Konsesjonsgitt	Skinnellåna kraftverk	Småkraft	Eigersund	5,4	17	Slettebø
Konsesjonsgitt	Ørdsalen småkraftverk	Dalane Kraft	Bjerkreim	1,8	9,8	Maudal

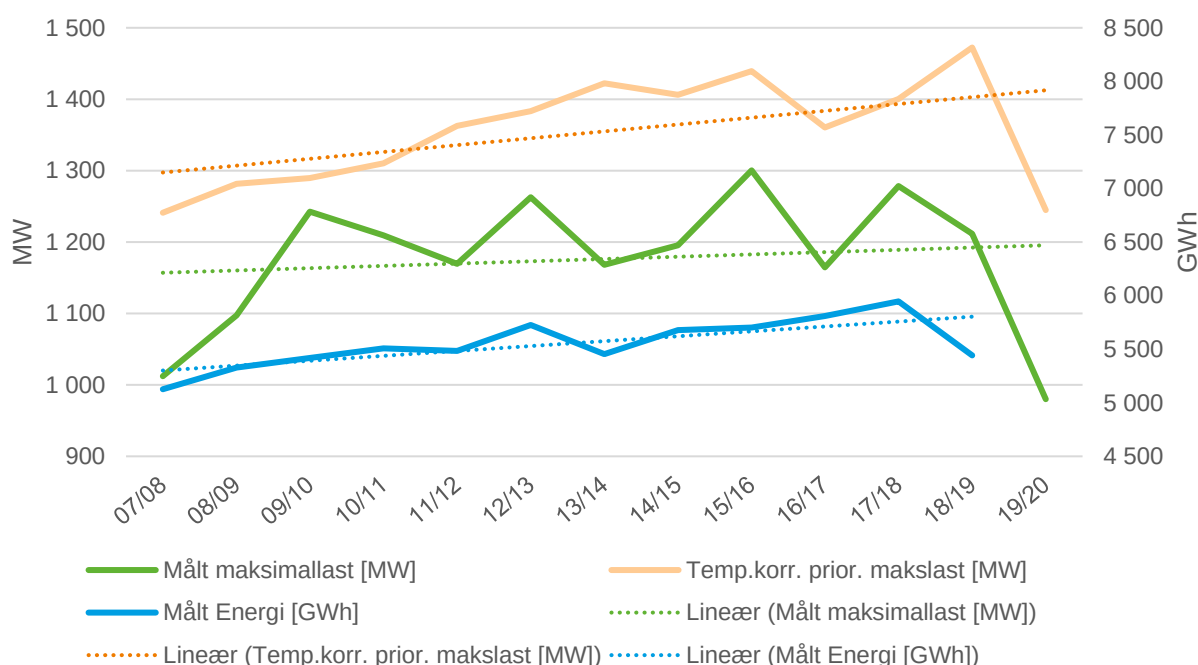
Konsesjonsgitt	Steinbergdalen/Flatestøl kraftverk	Småkraft	Lund	3,8	12,1	Haukland
Konsesjonsgitt	Ueland minikraftverk	Ueland Kraft	Lund	1	4,09	Sandmork
Konsesjonsgitt	Sagåna kraftverk	Dalane Kraft	Lund	2,4	8,5	Haukland
Under konsesjons-behandling	Faurefjellet vindkraftverk	Norsk Vind Faurefjellet	Bjerkreim	72	244,8	Bjerkreim
Under konsesjons-behandling	Gya og Mjelkefossen	Dalane Kraft	Eigersund	17,8	60	Gya
Satt i bero av NVE	Sandnes vindkraftverk	Norsk Vind	Sandnes	90	306	Seldal

Tabell 10 Kraftprosjekter med avslått eller trukket konsesjonssøknad (kilde: NVE.no pr. mars 2020)

Status	Prosjekt	Tiltakshaver	Kommune	Effekt [MW]	Energi [GWh]
Henlagt/trukket søknad	Høgamork kraftverk	Lyse Produksjon	Gjesdal	2,94	37,2
Henlagt/trukket søknad	Tekse og Åmot kraftverk	Dalane Kraft	Eigersund		
Konsesjon avslått	Holmafjellet vindkraftverk	Zephyr	Bjerkreim, Gjesdal	78	265,2
Konsesjon avslått	Moi-/Laksesvelafjellet vindkraftverk	Statkraft Development	Bjerkreim, Time	150	510
Konsesjon avslått	Brusali – Karten vindkraftverk	Lyse Produksjon	Bjerkreim	120	408
Konsesjon avslått	Bringedal småkraftverk	Bringedalsbruket	Lund	2	6,7
Konsesjon avslått	Skårdal kraftverk	Dalane Kraft	Lund	4,99	15,62
Konsesjon avslått	Giljajuvet kraftverk	Fjellkraft	Gjesdal	5	21
Konsesjon avslått	Frafjord kraftverk	Sirdalskraft	Gjesdal	1	5
Konsesjon avslått	Øvre Dalaåna kraftverk	Småkraft	Sandnes	2,9	4,5
Konsesjon avslått	Songesand kraftverk	Småkraft	Sandnes	8,55	25
Konsesjon avslått	Sandvassåna kraftverk	Clemens Kraft	Hjelmeland	5,5	15,7
Konsesjon avslått	Storåna kraftverk	Clemens Kraft	Hjelmeland	9,5	39,4
Konsesjon avslått	Lyngsåna kraftverk	Clemens Kraft	Hjelmeland	9,5	28,4

3.4 Statistikk for elektrisitetsforbruk og produksjon

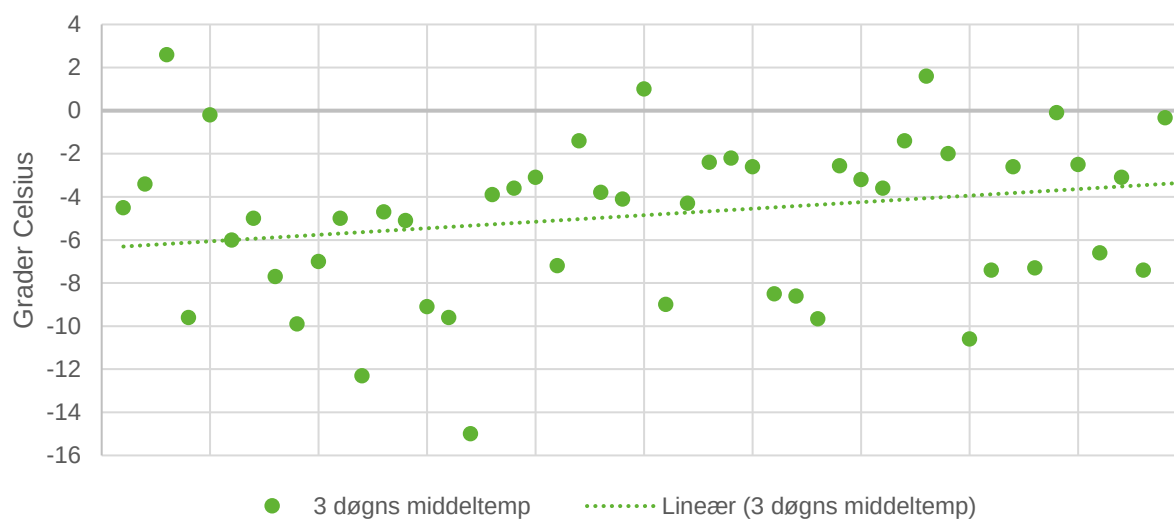
Ved innhenting av underlagsdata for maksimallastsituasjonene i 2019 og 2020 får vi utslag som vi ikke kan forklare fullt ut. Folketallet i området har steget i perioden med 1,75 % og selv om 3-døgns middeltemperatur ved maksimallast var rekordhøy, se Figur 11, så tror vi overgang til bruk av Elhub som avregningssystem og endret metode for datafangst er hoved årsak til den store endringen. Videre undersøkelser må utføres for å kunne definere den underliggende lasten fullt ut. Elhub gir en store muligheter for å bryte opp datasettet, men oppsettene er ikke på plass p.t. Uregelmessigheten treffer både maksimallasten og energimengden over året, vi benytter timesverdier for begge datasett.



Figur 11 Statistikk over maksimallast i Sør-Rogaland, siste 13 år

På grunn av uavklart situasjon knyttet til datakvalitet, har vi basert videre prognoser på tidligere datasett fra forrige avregningssystem, prognosert 2020 last fra KSU 2018.

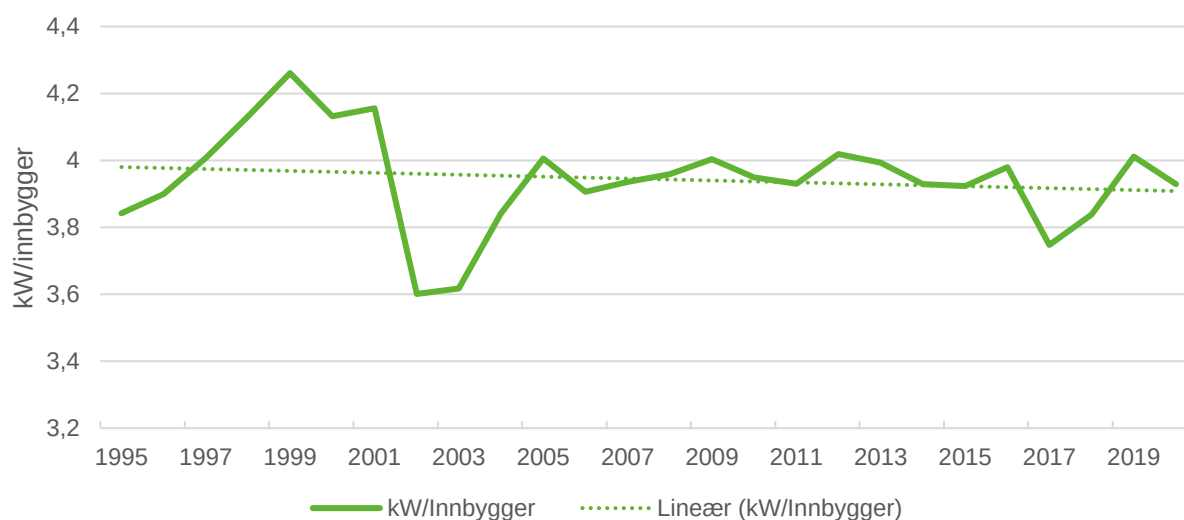
Historisk statistikk viser god korrelasjon mellom målte verdier og den temperaturkorrigerte verdien. Metoden, vist i 2.1.4, er brukt på hele området under ett og gir tilsynelatende et godt bilde på hvilke påkjenninger nettet som helhet ville oppleve ved ytterligere reduksjon i temperatur. Lyse Elnett har registrert 3-døgns middeltemperatur ved maksimallast siden 1971, vist i Figur 12. Vår egen statistikk viser en økning i trend på nær 3 grader varmere vær. Spredningen er fremdeles stor mellom de enkelte år. I 2010 opplevd vi den tredje kaldeste registreringen på -10,6 °C og nå den varmeste i 2020 med +2,9 °C.



Figur 12 3-døgns middeltemperatur ved makslast 1971-2020

3.4.1 Forbruk per innbygger

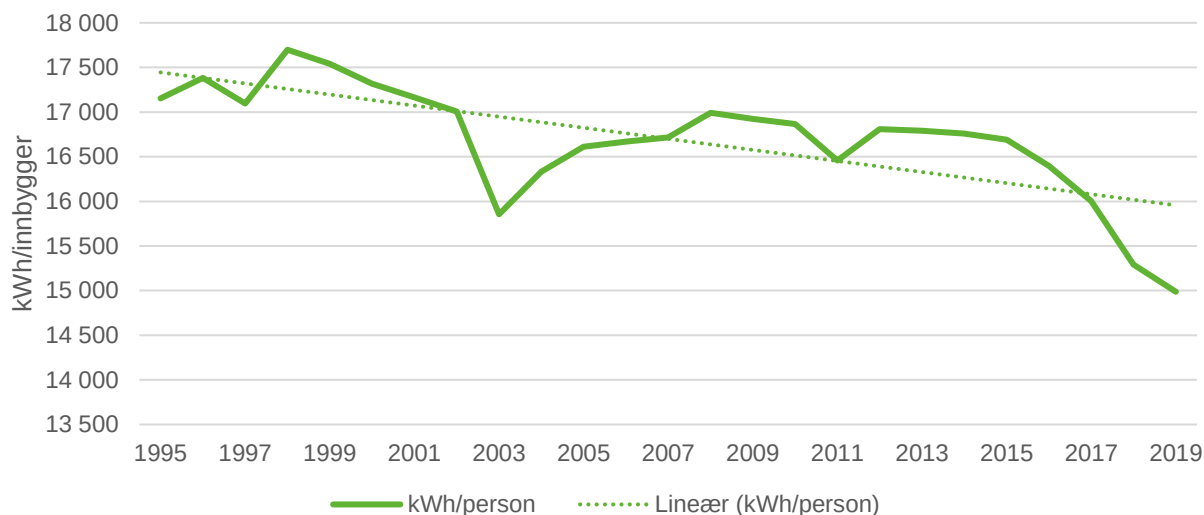
Ved inngang til 2020 var det 371 121 innbyggere i utredningsområdet, ved å dele registrert maksimallast på antall innbyggere kan vi fremstille en statistikk vi kaller effektintensitet, figur 13. Tallet viser en forholdsvis stabil utvikling som er svakt nedadgående. Tallet indikerer også at befolkningsframskrivninger er en god innsatsfaktor til å prognosere fremtidig lastutvikling.



Figur 13 Effektintensitet i utredningsområdet, effekt per innbygger

Tilsvarende er gjort på energi, hvor forbruk over året deles på antall innbyggere i regionen er vist i figur 14. Trenden her synker noe raskere enn effektintensiteten. Unormale energiverdier er omtalt

i starten av kapittel 3.6, ved fortsatt redusert energiintensitet kan bl.a. tapsvurderinger måtte endres noe fremover i tid.



Figur 14 Energiintensitet i utredningsområdet, energi per innbygger

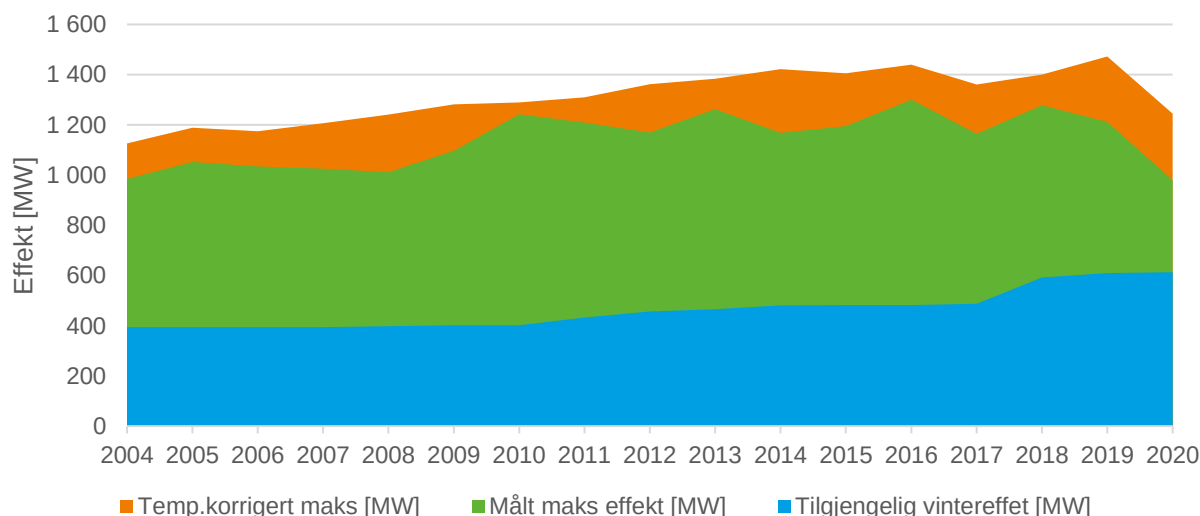
3.5 Statistikk for energi- og effektbalanse

Statistikk med historisk effektbalanse og tilgjengelig vintereffekt for 2007-2018 er vist i figur 15. Nye kraftverk som er satt i drift i perioden er gjengitt i tabell 11. Figur 16 viser historisk energibalanse, som ikke er temperaturkorrigert. Man ser at forbruket i regionen er høyere enn produksjonen. Utelatt fra denne balansen, men som er innenfor utredningsområdet, er Duge, Tjodan og Breiava kraftverk som topologisk er tilknyttet transmisjonsnettet i Lysebotn.

Tabell 11 Nye kraftverk i systemet

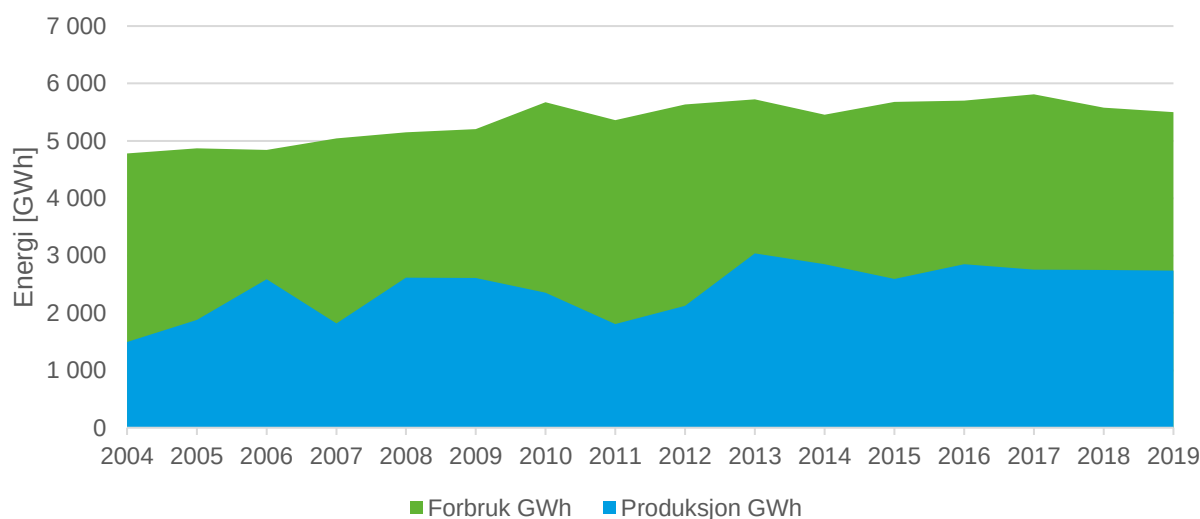
Kraftverk	Tilknytningspunkt	Installert ytelse [MW]	Tilgjengelig vintereffekt [MW]
Tindafjellet vindkraftverk	Ålgård	10,4	5,2
Svåheia vindkraftverk	Svåheia	25	12,5
Lyseboten II	Tronsholen/Lyse	185+185	185 ⁷
Skurvenuten vindkraftverk	Ålgård	6,9	3,5

⁷ Gamle Lysebotn + Lysebotn II kan maksimalt mate 210 MW mot 132 kV systemet.



Figur 15 Historisk effektbalanse

Avvikene fra effektmålingene, som omtalt i 3.6, vil også gjøre seg gjeldende i figur 28 og figur 29. Effektbalansen viser en økning i underliggende produksjon, mye av den nye produksjon som kommer i systemet er vindkraft. Tilgjengelig vinterproduksjon er definert til 50 % av installert ytelse etter praksis fra Statnetts parameterveileder⁸ tilknyttet Fosweb-innmelding. Lyse erfarer imidlertid at det er store variasjoner knyttet til vindkraft i makslasttilfeller. I beregninger vil derfor null bidrag fra vindkraft være ett case.

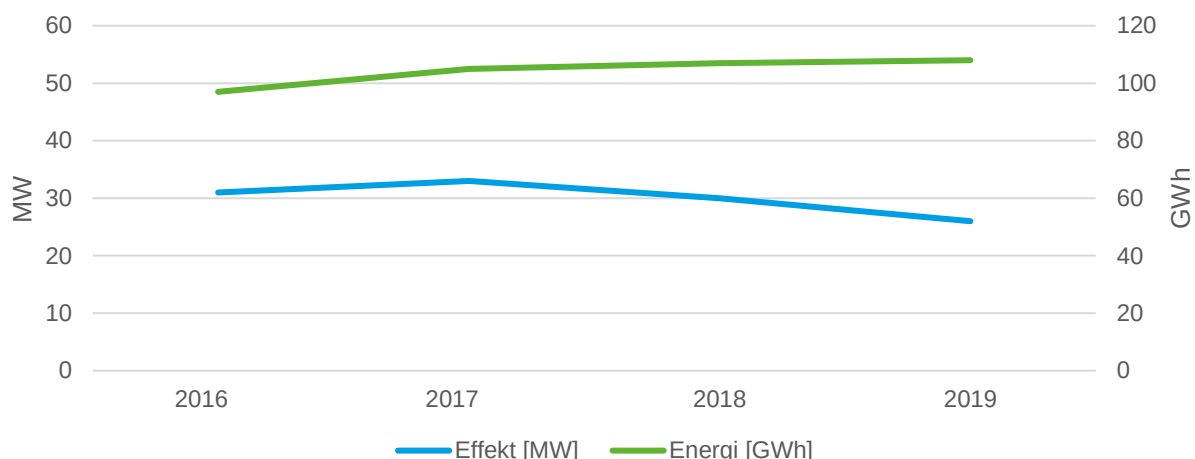


Figur 16 Historisk energibalanse, forbruk og produksjon i utredningsområdet

⁸ <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/fosweb/fosweb---data-for-stasjon---alle-understasjoner---parameterveileder.pdf>

3.5.1 Andre energibærere

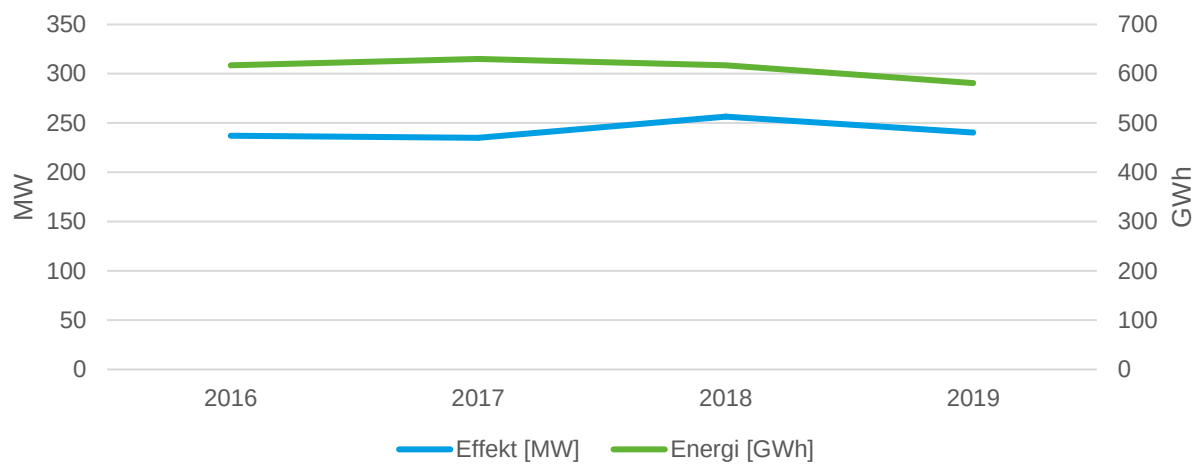
Det har vært en vekst i fjernvarmevolum i perioden og det er forventet en videre økning i takt med utbygging av fjernvarme, som utviklingen viser i figur 17. Noe av volumøkningen skyldes utfasing av Vågen energisentral ved sammenkoblingen av fjernvarmenettet mellom Sandnes sentrum og Forus i 2018. Det er antatt en videre vekst i eksisterende områder og langsmed fjernvarmeaksene.



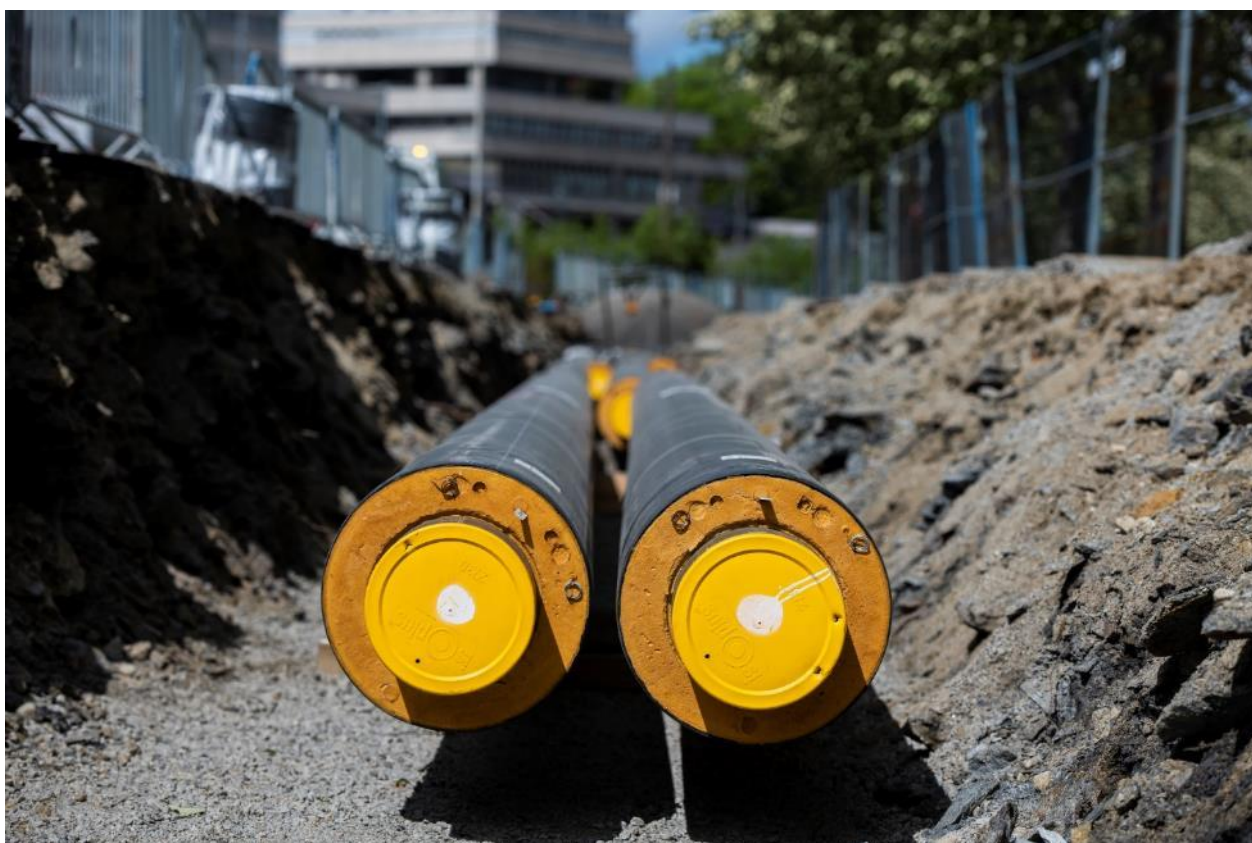
Figur 17 Fjernvarme fra avfallsforbrenning (Sandnes, Stavanger og Sola)

Det er lagt gassrør fra Kårstø til Risavika, med en avgrening til Rennesøy og Finnøy. Dette muliggjør distribusjon av naturgass til slutt kunder i regionen. I tillegg til naturgass, leveres også all biogass som produseres på Ivar sine produksjonsanlegg, inn i gassdistribusjonsnettet. Andelen biogass har økt de siste årene. Gass brukes i ulike prosesser, blant annet i veksthusnæringen, industrielle prosesser og som innsatsfaktor i varmevirksomheten. Figur 18 viser utviklingen av gassvolum, som inkluderer gass levert til varmeproduksjon hvor sluttbruker mottar varme.

Det har vært en mindre reduksjon i gassvolum de siste årene. Noe av reduksjonen kommer som en konsekvens av utvidelsen av fjernvarmenettet, hvor gassavtaket fra varmeproduksjon reduseres og erstattes med avfallsbasert varmeproduksjon. Utover dette så medfører et større klimafokus en økende konkurranse fra fornybare energikilder. Gass levert i nettet i 2019 var 581 GWh.



Figur 18 Gass Stavanger/Jæren og Ryfylkeøyene



Fjernvarmeanlegget til Lyse Neo i Paradis, Stavanger (Foto: Kristofer Ryde, juli 2019)

4. Fremtidig utvikling i forbruk og kraftproduksjon

Dette kapitlet tar for seg drivere som påvirker fremtidig utvikling i forbruk og produksjon, ulike fremtidsscenarioer og presenterer prognoser for fremtidig forbruk og produksjon, samt lastflytanalyser.

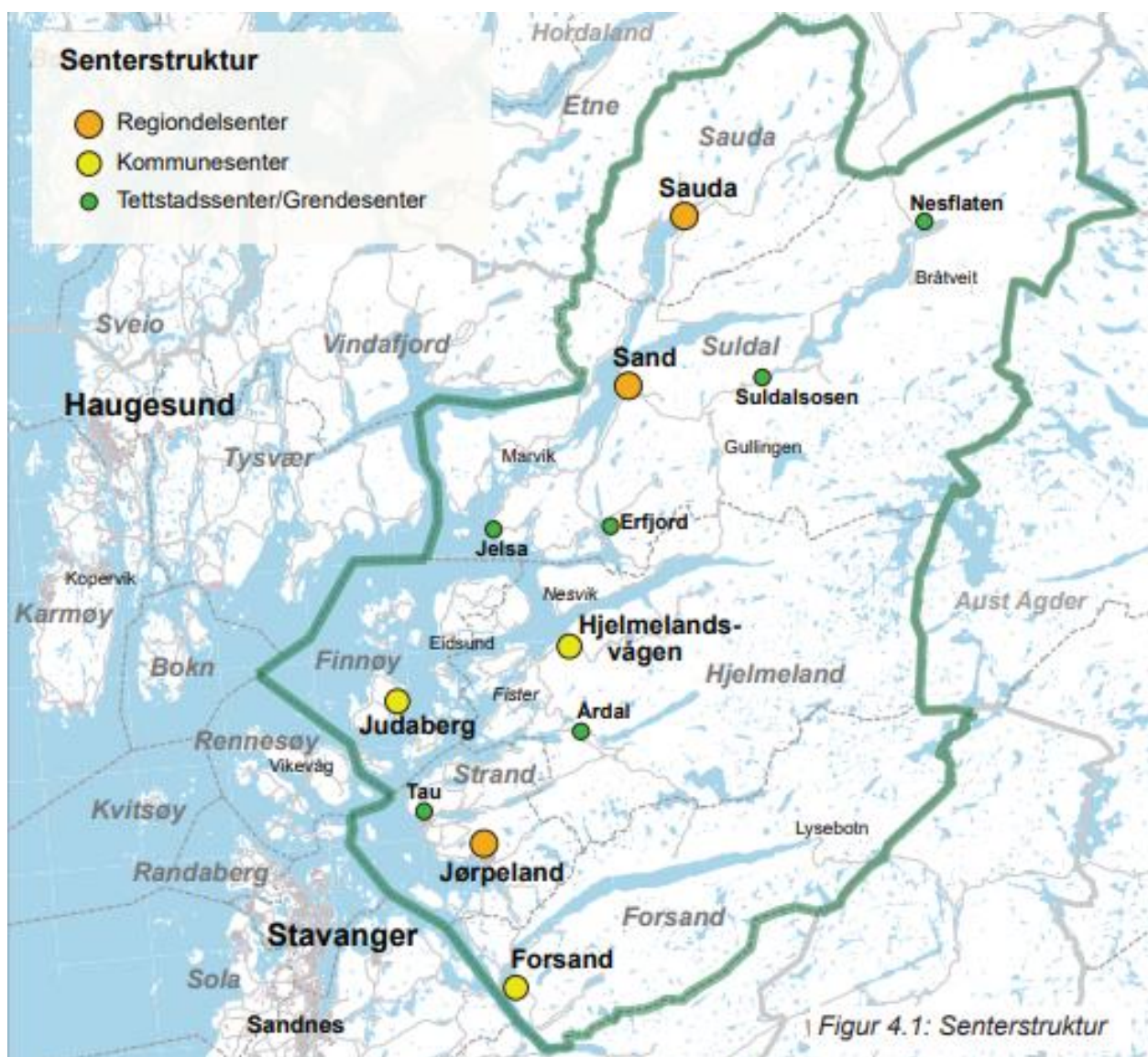
4.1 Drivere for fremtidig utvikling i forbruk og produksjon

Det er mange drivere i samfunnet som har påvirkning på utviklingen av kraftsystemet. De siste månedene har man sett korttidseffekten av koronapandemien hvor strømforbruket i Norge har stupt innenfor kultur, underholdning, sport & fritid og servering & overnatting. Det totale strømforbruket var imidlertid på samme nivå som forbruket i samme måned i fjor, ifølge Statnett. Identifiserte drivere som er med og styrer langtidsutviklingen av kraftsystemet er presentert i det følgende.

4.1.1 Samordning med regionale planer

Regionalplan for Jæren 2050 er en langsiktig plan for areal- og transportutvikling og skal gi strategisk retning for hvordan regionen skal vokse de neste 30 årene med 340 000 innbyggere fordelt på 10 kommuner rundt storbyene Stavanger og Sandnes. Det er i planen beskrevet at kommuner skal tilrettelegge for etablering av nødvendig infrastruktur for kraftforsyning i sin arealplanlegging. Videre oppfordres tiltakshavere for kraftkrevende virksomhet å sjekke med nettselskap for en vurdering av nettkapasitet før planlegging påbegynnes. Planen legger opp til en forventet fremtidig befolkningsvekst på 2500 pr år frem til 2040 (SSBs MMMM scenario) hvor hovedtyngden av potensialet for befolkningsvekst ligger i byområdene [6].

I regionalplan for Ryfylke (2017-2030) hvor Hjelmeland, Forsand, Strand og Finnøy er inkludert ønskes det å legge til rette for befolkning- og næringsutvikling i eller nær tettstedsentre som vist i Figur 19 [7].



Figur 19 Senterstruktur Ryfylke (Kilde: Regionalplan Ryfylke)

4.1.2 Økt klimafokus

Det er et økende fokus og hensyn til klima i dagens samfunn, noe som er forventet å øke i årene fremover i takt med opptrapping av klimamål. Norge har nylig forsterket sin forpliktelse gjennom Parisavtalen til å redusere klimagassutslipp med minimum 50 % innen 2030, i forhold til 1990-nivå [8]. Stortinget har definert 5 prioriteringsområder for å overholde klimamålene [9]:

1. Redusere utslipp i transportsektoren
2. Utvikle lavutslippsteknologi i industrien og ren produksjonsteknologi
3. CO₂-håndtering

4. Styrke Norges rolle som leverandør av fornybar energi
5. Miljøvennlig skipsfart

I regional plan for energi og klima fra Rogaland fylkeskommune (2010-2020) var målet å produsere 4 TWh ny fornybar kraft i regionen, med fokus på vindkraft og biogass. Fylket hadde som mål å redusere klimagassutslipp mellom 15-17,5 % og samlet energiforbruk med 20 % mellom 2010-2020 [10]. For Sør-Rogaland ble nylig potensialet for utslippskutt estimert til å være 26 % i *Klimagassutslipp og mulige tiltak i Sør-Rogaland* [11]. De viktigste satsingsområdene for utslippskutt er forventet å komme innenfor veitransport og sjøfart, som vil sette høye krav til elektrifisering i årene fremover.

I Stavanger kommunes klima- og miljøplan (2018-2030) er et av hovedmålene å redusere klimagassutslipp med 80 % innen 2030, sammenlignet med 2015-nivå [12]. Videre er det et mål om å bli fossilfri kommune innen 2040. Dette, sammen med øvrige klimaplaner, vitner om at det vil bli et økende trykk på å realisere regionale klimamål i årene fremover. Som en konsekvens, forventes det store investeringer innen elektrifisering av transport i utredningsområdet.



Flyfoto over Stavanger sentrum, juli 2014 (Foto: Espen Schiager)

4.1.3 Elektrifisering av transport

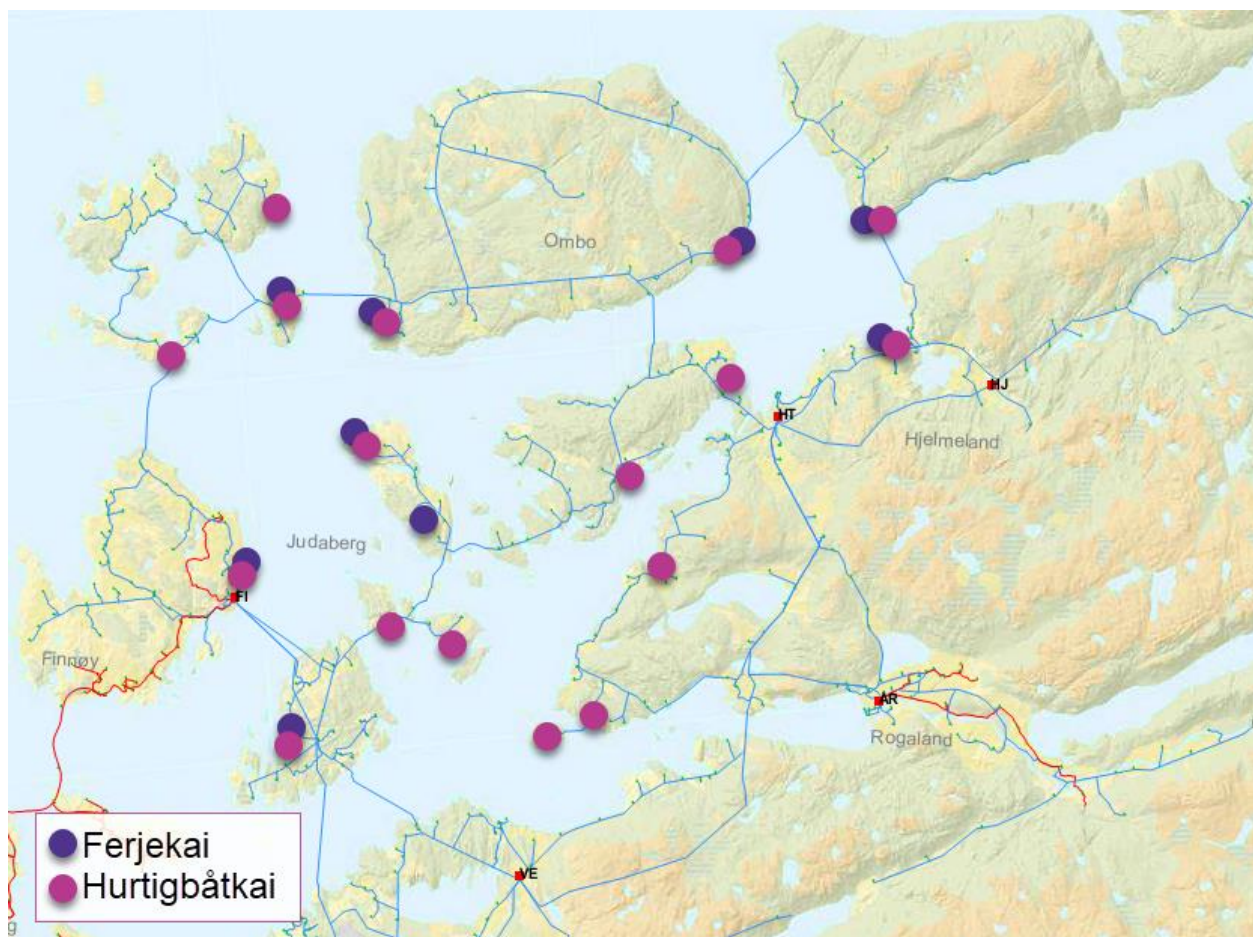
Elektrifisering er en viktig forutsetning for å kunne oppnå målene for utslippsreduksjon og i Sør-Rogaland står transportsektoren for 47 % av klimagassutslippene (2018). Elektrifisering av bilparken er allerede godt i gang. Per 31.des 2019 hadde Rogaland 11,4 % av elbilandelen i Norge og er på fjerdeplass av fylker med flest elbiler [13]. Utslipp fra veitrafikk står for 27 % av klimagassutslipp i Sør-Rogaland og potensialet for utslippsreduksjon av veitransport er estimert til 55 % [11]. Utviklingen innen elektrifisering er forventet å fortsette innenfor personbiler, varebiler, busser og lastebiler.

Lyse Elnett mottok i mars 2020 et brev fra Kolumbus med den hensikt å gjøre nettselskapet oppmerksom på hvilke anløpssteder og depot som leggs til grunn for lading av fartøy og busser det neste tiåret. Båt- og busstransporten i regi av Rogaland fylkeskommune forårsaker klimagassutslipp på om lag 60 000 tonn per år. Ifølge FNs klimapanel (IPCC) må dette reduseres til nær null i 2030. Batteridrift er pekt på som den mest egnede teknologien for å muliggjør dette. Kolumbus har, på bakgrunn av en analyse fra DNV GL, estimert det helelektriske energibehovet til bussflåten i Rogaland til å være 45 GWh, til sammenligning med dagens diesel bussflåte med 145 GWh. Kolumbus ser for seg to typer lading: en nattlading i størrelsesorden 30-50 kW og en pauselading i størrelsesorden 150-450 kW. I mars 2020 mottok Lyse Elnett bestilling på 20 MW busslading til Kolumbus. Ladestasjonen skal ligge på Forus og er planlagt satt i drift fra sommeren 2023.

Elektrifisering av sjøtransport er et høyst aktuelt tema. Regjeringen har som ambisjon å redusere utslipp fra innenriks sjøfart og fiske med 50 % og mål om utslippsfrie havner innen 2030. Videre legge til rette for landstrøm der det er mulig. Klimamålene er ambisiøse, og helelektrifisering er pekt ut som mest aktuelt for korte strekninger med hyppig lading. Potensialet for utslippsreduksjon av sjøtransport er estimert til 25 % for Sør-Rogaland, hvorav persontransport står for 50 %, landstrøm cruise 12 % og offshore supply 32 % [11]. Tilrettelegging for slik infrastruktur vil kunne medføre økt kapasitets- og transformeringsbehov. Kolumbus har bestilt kapasitet for hurtigbåtlading ved Fiskepiren i Stavanger som blir tilrettelagt for 8 MW.

Lyse Elnett utreder for tiden mulighetene rundt elektrifisering av Stavanger havn for landstrøm og hurtiglading i samarbeid med Lyse AS og Stavangerregionen havn. Foreløpige analyser tyder på at det vil være kapasitet til 24 MW landstrøm i overliggende nett i dagens lavlastperiode som sammenfaller med cruisesesongen april-september. ENOVA ga i mai 2020 støtte til 18 landstrømforprosjekter i Norge, hvor Lyse AS ble tildelt til sammen 1 000 000 kr. Målet er at forprosjektet skal gi bedre samhandling mellom nettselskap, infrastrukturtilbyder, potensielle kunder, havn og andre aktuelle aktører samt bedre beslutningsgrunnlag for å bygge lønnsomme landstrømanlegg.

Elektrifisering av ferger er så smått i gang i Lyse Elnett sitt utredningsområde. Per i dag pågår det elektrifiseringsprosjekt av ferjestrekningen Hjelmeland – Nesvik, hvor det planlegges å installere en hybridløsning med batteri og hydrogen. I figur 20 vises Ryfylke med en rekke ferje- og hurtigbåtkaier som synliggjør potensialet for elektrifisering i fremtiden.



Figur 20 Potensiale for elektrifisering av ferje- og hurtigbåt kaier

Innen luftfart er det også planer om elektrifisering. Gjennom samarbeidsprosjektet Elnett21, som Lyse Elnett er en del av, samarbeider flere aktører om fremtidig elektrisk transport og utveksling av effekt. Avinor har ambisjoner om å redusere utslipp med 50 % innen 2022 og 100 % elektrisk innenriks flytrafikk innen 2040, ifølge deres visjon og klimaprogram. Fremtidige effektprognoser fra Avinor legger opp til full elektrifisering av Stavanger-Bergen ruten i 2024 med 7 MW til drift av elfly. Til sammenligning er dagens maksimale effektbehov på flyplassen 3,5 MW. Det er fremdeles stor usikkerhet rundt de tekniske løsningene til ladeinfrastruktur og som en konsekvens av koronapandemien er det mindre investeringsvilje i bransjen. Foreløpig er det ingen endringer i planlagt elektrifisering og Sola flyplass er fremtidsrettet og har et relativt sterkt nett i forhold til andre flyplasser i Norge. Videre elektrifiseringsprognoser fra Avinor legger opp til 20 MW i 2030 og

88 MW i 2040. Disse tallene ble presentert etter at våre lastprognoser og lastflytresultater var gjennomført.



Avinors elektriske fly, Pipistrel Alpha Electro, over Oslo. (Foto: Avinor)

4.1.4 Ny fornybar kraftproduksjon

Vind- og vannkraftressurser er ofte lokalisert på gravgrendte steder hvor elektrisk infrastruktur er svakt dimensjonert. Tilknytning av ny vind- og vannkraft medfører derfor ofte behov for nettutbygginger, enten grunnet at eksisterende nett er for svakt eller at de aktuelle områdene ikke har utbygd nett i det hele tatt.

Omfanget av nye kraftutbyggingsprosjekter er vanskelig å forutse. Fremtidig potensial er i stor grad knyttet til dialog med potensielle utbyggere og NVEs lister over meldinger og konsesjonssøknader på vann- og vindkraft. Fornybardirektivet og det grønne sertifikatmarkedet mellom Norge og Sverige har utløst en mengde konsesjonssøknader innen ny fornybar produksjon. Dette innbefatter både små- og storskala produksjon. Som nevnt i tabell 9 er det 375 MW kraftproduksjon som har fått konsesjon eller er under konsesjonsbehandling av NVE i Sør-Rogaland. Dette synliggjør at det er et stort potensial for økt kraftproduksjon, men når og hvor mange av disse som faktisk realiseres er imidlertid usikkert.

Avhengig av plassering og størrelse på produksjonsanlegg kan man risikere å utløse tiltak på alle spenningsnivå for å tilknytte produksjon. Fra distribusjonsnett som har forholdsvis lav kost og liten kompleksitet, til regionalnett som kan realiseres i løpet av en 2-5 års periode, til større transmisjonsnettprosjekter som opererer med prosjektløp på 5-10 år.

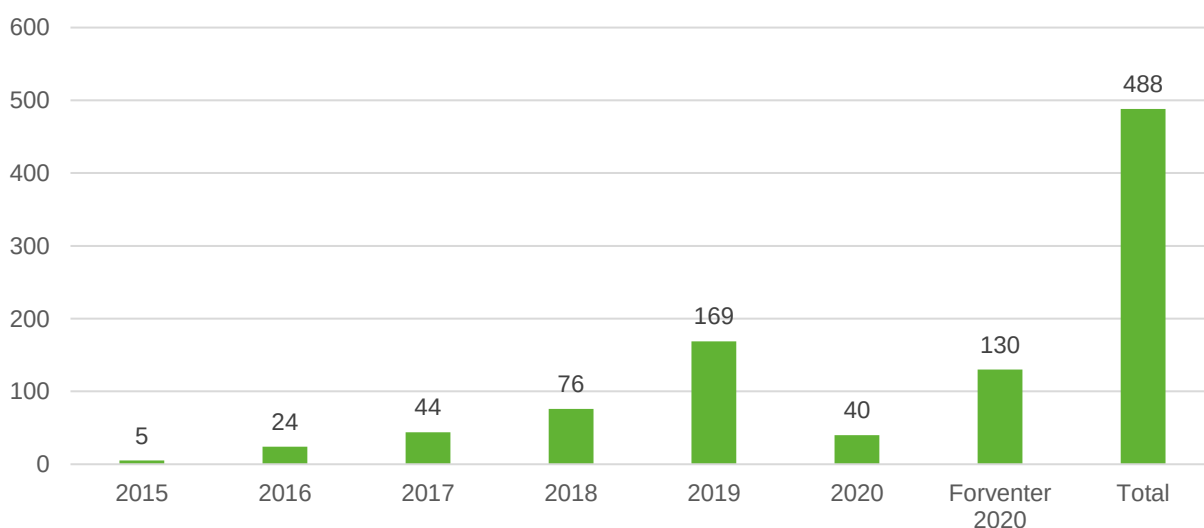
I rapporten *Nasjonal ramme for vindkraft* har grenseområdet mellom Rogaland og Vest-Agder blitt pekt ut av NVE som et av de mest egnede områdene for ny vindkraftutbygging, med veldig gode produksjonsforhold [14]. Regjeringen har imidlertid besluttet å ikke gå videre med forslaget om å peke ut de egnede områdene for vindkraftutbygging. Det råder dermed usikkerhet til hvor mye som realiseres innenfor dette området.

4.1.5 Plusskunder

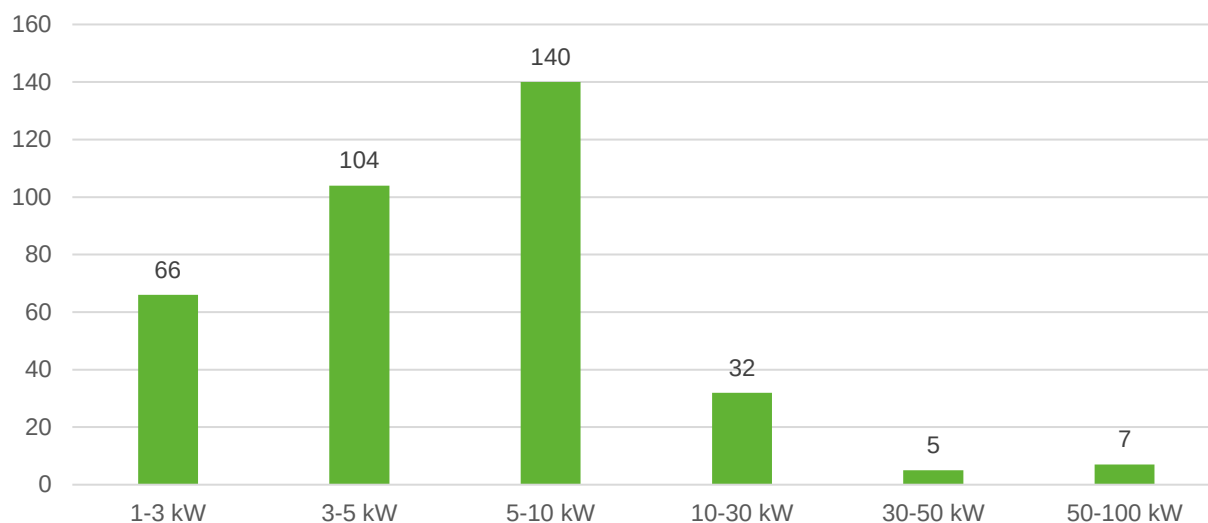
Det finnes en rekke innretninger som kan plasseres på eget hus og eiendom for å produsere strøm. Av dem er det solceller som har opplevd formidabel vekst de siste årene ellers i verden. Solceller er hyppig nevnt i media og det er flere norske aktører som ønsker å bygge slike anlegg. Solceller vil potensielt kunne redusere energibehovet i området noe hvis volumet tar seg opp. Men det er lite trolig at solceller alene vil kunne redusere maksimalbelastningene siden maksimalbelastningen vanligvis har inntruffet tidlig på morgenen i månedene januar til mars.

Statistikk for vekst innen plusskunder hos Lyse Elnett er vist i figur 21 og figur 22. Det har vært en jevn stigning siden 2015, men siden en del av subsidiene har forsvunnet er det ikke like attraktivt å installere små anlegg lengre. Trenden er at de 40 anleggene som er blitt satt i drift i 2020 er jevnt over større enn anlegg fra tidligere år. Totalt er det 488 plusskunder hos Lyse Elnett og flest anlegg er i størrelsesorden 5-10 kW installert effekt.

Stavanger kommune har i sin klimaplan pekt på at økt bruk av solstrøm kan være gode tiltak for å nå klimamål. Solceller integrert i kommunale byggs fasader og tak kan erstatte mye av dagens elektrisitetsbruk [12].



Figur 21 Statistikk over antall plusskunder hos Lyse Elnett 2015-2020



Figur 22 Oversikt over størrelse på plusskundeinstallasjoner tilknyttet Lyse Elnett (per 04.05.2020)

4.1.6 Energilagring og sparing

Lokal energilagring må til for å kunne utnytte egenprodusert energi i timer hvor enhetene ikke produserer selv. Både egne stasjonære batterienheter og batterier i for eksempel elbiler har potensial for å lagre egenprodusert energi for så å levere den tilbake ved en senere anledning når kunden måtte ønske det. De modellene vi ser i dag er tilpasset installasjoner hvor man ikke benytter energi til varme. Det må store endringer til innen både kraftpris, varmekilder og enhetspriser før en slik innretning er økonomisk rasjonell i Norge. Hvis en slik installasjon skal redusere maksimaleffektbehovet i et nettsystem vil det også måtte introduseres smarte styringssystemer og markedsmekanismer som gir den som drifter nettet mulighet til å styre ressursene etter behov.

Lokale batterienheter i megawatt-størrelse til bruk i nettsystem eksisterer og er i bruk enkelte steder i verden. Dette kan være aktuelt i enkelte områder i påvente av nettforsterkninger eller som støtte på utsatte og svake punkter. Det er imidlertid vanskelig å se for seg at omfanget blir så stort at det påvirker effektbehovet for regionen vesentlig.

Lokal energilagring kan være en god løsning for tilknytning av elferjer. Slike batterier er velegnet siden utladningstiden er relativt kort, og det er derfor ikke behov for å lagre store mengder energi. Det er derimot en større effekt som kan hentes fra batteriet. Et eksempel på en slik løsning er ferjen Ampere, hvor det er installert 410 kWh batteri på land og et 1040 kWh batteri om bord i ferjen. Batteriet på land øker dermed brukstiden for belastning sett fra nettet betydelig. Det vil også redusere effektuttaket fra nettet ved lading og er spesielt aktuelt i områder med svakt nett. Tilsvarende er aktuelt for bl.a. Hjelmeland-Nesvik sambandet i Lyse Elnetts utredningsområde.

Smarte nett kan være et system som utnytter lagringsressurser, styrer fleksibel last og gir deg datagrunnlag for bedre beslutninger rundt drift og forvaltning av et nettsystem. Smarte nett er mye omtalt i media, men er på dette tidspunktet i hovedsak tanker for hvordan fremtidens nettsystem skal samhandle gitt de muligheter som ligger i dagens informasjonsteknologi og prosessering av denne. Potensialet og utfallet er enormt og gir nye utfordringer når «rasjonelle nettiltak» skal utformes.

4.1.7 Forbrukerfleksibilitet og AMS

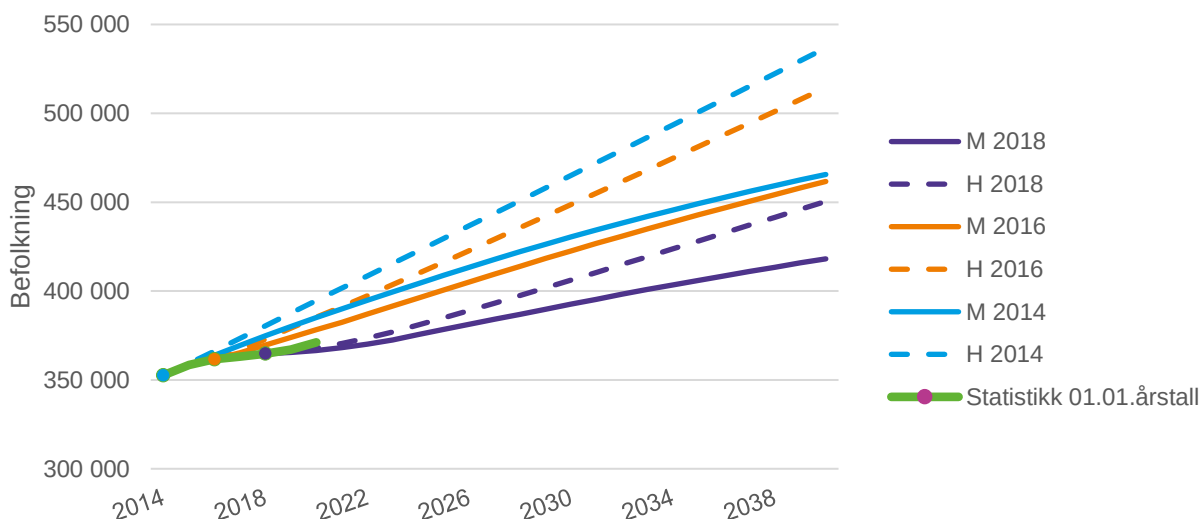
Siden forrige KSU (2018) er utrulling av AMS og Elhub systemet endelig blitt ferdigstilt. AMS data åpner dører for mer kundestyrte fleksibelt strømforbruk ved at kunder kan flytte strømforbruket sitt til perioder med lavere strømpris. Sammen med økt effekttariff, vil man kunne flytte strømforbruk til perioder med lavere belastning. På denne måten kan nettselskapene sikre bedre beslutningsgrunnlag for drift og investeringer.

I deler av Ryfylkebassenget (Finnøy, Sjarnarøy og Ombo) er det i dag utfordringer med tilknytningsstopp grunnet manglende kapasitet og begrensninger i regionalnettets sjøkabel. Tidspunkt for ny nettløsning er estimert til 2025. For å avhjelpe situasjonen tidligere, er det i april 2020 startet et pilotprosjekt som skal utforske nye tariffmodeller som insentiv for husholdnings- og næringskunder. Man håper å kunne redusere effektopper og dermed muliggjøre tilknytninger av nye kunder.

4.1.8 Befolkningsutvikling

Befolkningsutvikling er et av hovedpremissene for utviklingen innen alminnelig kraftforbruk. Historisk har Sør-Rogaland hatt jevn økning i folketall og folkemengden per 1. januar 2019 var ifølge Statistisk sentralbyrå (SSB) over 475 000 innbyggere for hele fylket. Det er områdene Sandnes og Sola som står for den største befolkningsveksten med en vekst på 1,2 % i 2019. Samtidig opplevde 15 utkantkommuner en befolkningsnedgang i 2018. Trenden er at befolkningen i større grad samles i byene.

En sammenligning av SSBs folketallframskrivninger fra 2014, 2016 og 2018 er vist i figur 23. Det er her inkludert kun middel- og høyt befolkningsscenario. Ifølge Stavanger kommune er SSB stort sett lavere enn kommunens egne prognoser for befolkningsutvikling. Det er et stort utfallsrom fra høy 2014 til middel 2018 prognose, og ut fra statistikken ser man at utviklingen ser ut til å ligge rundt middel/høy 2018 prognose.



Figur 23 Sammenligning av folketallframskrivning fra SSB 2014, 2016 og 2018

4.1.9 Datasenter

Brad Smith, presidenten i Microsoft, forventer at datasentre vil være blant de største effektkundene på verdensbasis i løpet av 2025. Etablering av datasentre i Norge er interessant for mange aktører da vi har tilgang på billig og fornybar energi. Nærheten til kontinentet med fiberforbindelser til utlandet gjør Sør-Rogaland kanskje spesielt interessant. Av eksisterende datasentre i utredningsområdet finnes bl.a. Green Mountain Data Centre (GMDC) lokalisert i fjellhaller på Rennesøy. Pr. i dag har de et forbruk på ~3 MW. GMDC ønsker 25 MW, og det kan realiseres etter forsterket forbindelse Stølaheia – Harestad – Nordbø med tilhørende transformatorstasjoner er etablert. Pågående initiativ for etablering av Kalberg Valley som såkalt «hyper scale» datasenter kan bli aktuelt i direkte tilknytning til nye Fagrafjell stasjon. Det skisseres løsninger opp mot 500 MW.

Datasentre har et stort potensial for bruk av overskuddsvarme til drivhus eller landbaserte oppdrettsanlegg. Per i dag er den ikke utnyttet hos GMDC. I Sverige brukes overskuddsvarmen i fjernvarmeanlegg.

4.1.10 Landbasert fiskeoppdrett

Det er stor interesse for landbasert fiskeoppdrett i utredningsområdet. Utfordringene er at anleggene er effektkrevende og lokaliseringen som oftest er nærheten av sjøen og i ytterkant av strømmettet, hvor kapasiteten er svært begrenset. Det tar tid å forsterke strømmettet slik at man har kapasitet til disse anleggene.

I Tytlandsvik i Hjelmeland er det i dag to haller med postsmoltanlegg som kan produsere opptil 3000 tonn laks i året. Anlegget er under utvidelse av Tytlandsvik Aqua, planlagt ferdigstilt i 2023 med totalt 8 MW kapasitet. I Årdal planlegges landbasert opprett av Årdal Aqua som ferdig utbygd skal produsere 15 000 tonn fisk. Det planlegges ferdigstilt i 2027 med 10 MW, men har signalisert behov for opp mot 20 MW.

Det har i tillegg kommet andre henvendelser som etterspør effekt til landbasert oppdrettsanlegg. Foreløpig er disse tenkt flere år frem i tid og det råder dermed usikkerhet til hvor mye som blir realisert.

4.1.11 Større infrastrukturprosjekt

Det er flere store infrastrukturprosjekter i regionen som stiller krav til høy effekt. Prosjektet Ryfast, som inkluderer Eiganestunnelen, Hundvågtunnelen og verdens lengste undersjøiske vegtunnel, Ryfylketunnelen, åpnet i 2019 og 2020. De to sistnevnte tunnelene erstatter ferjeforbindelsen mellom Stavanger og Tau i Ryfylke. Over 50 km kabler nye strømkabler ble lagt ned i forbindelse med tunnelene og totalt 24 nye fjernstyrte nettstasjoner er satt i drift.

Det pågående prosjektet Rogfast er del av ferjefri E39 og skal krysse Boknafjorden og Kvitsøyfjorden med det som blir verdens lengste og dypeste undersjøiske tunnel. Planlagt trafikkåpning er foreløpig uklar, men trolig tidligst i 2030. Effektbehov bestilt er 16 MW og det skal bygges totalt over 50 nettstasjoner fordelt mellom Lyse Elnett og Haugaland Kraft Nett. Denne typen anlegg krever også høy effekt under byggeperioden til byggestrøm. Pr. i dag er det bestilt 7,5 MW med signaler om ytterligere 5 MW behov etter ca. 1 års anleggsdrift.

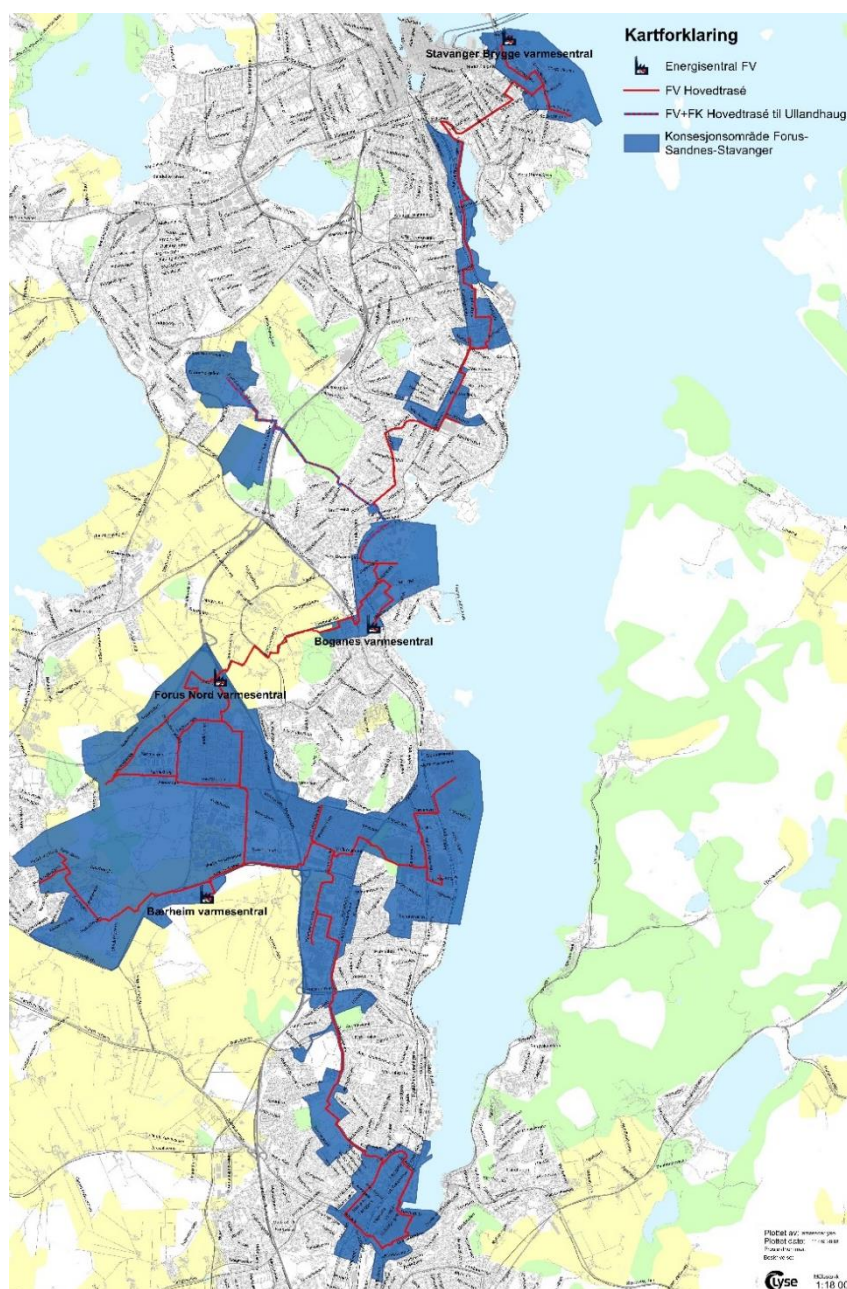
4.1.12 Utbygging av fjernvarme

Ifølge Stortingets Energimelding Krav til endring – energipolitikken mot 2030, kan fjernvarme samspille godt med kraftsystemet ved å erstatte effekttopper om vinteren og dermed redusere investeringer i kraftnettet [15]. Fjernvarmeanlegg er energifleksible og kan for eksempel benytte elektrisitet som innsatsfaktor for varmeproduksjon når kraftprisen er lav og benytte andre energiresurser når kraftprisen er høy. Lyse Neo har etablert fjernvarmenett på Forus og videre til mellom Stavanger og Sandnes som kan levere varme til nærings- og leilighetsbygg. Fjernvarmenettet benytter spillvarme fra forbrenningsanlegget på Bærheim som grunnlast, samt biogass og elektrisitet som spisslast.

Lyse Neo har også nærvarmeanlegg (desentralisert varmeproduksjon) i noen områder hvor innsatsfaktorer er naturgass, biogass, bioolje og elektrisitet. Det er en målsetning om å også gjøre disse klimanøytrale. I Klepp og Hå kommune er det også fjernvarmeanlegg, hvor deponigass benyttes i Klepp og naturgass benyttes i Hå.

Lyse Neo tilbyr også kjøling i mange områder hvor fjernvarme tilbys. Frikjøling (kjøling fra fjorden) tilbys i Jåttåvågen og i Sandnes sentrum. Det er også planer om frikjøling andre steder i forbindelse med fjernvarmenettet.

Fjernvarmenettet til Lyse Neo bygges ut og det pågår for tiden utvidelse med Stavanger-aksen som strekker seg fra Jåttåvågen til Urban Sjøfront med planlagt idriftsettelse i slutten av 2020. Kart over områdekonsesjonen til Lyse Neo er vist i figur 24.



Figur 24 Konsesjonsområde Lyse Neo



Planlegging av fjernvarmeanlegg (Foto: Fredrik Ringe, flickr)

4.1.13 Fremtidig kraft- og oljepris

Kraftprisen er en avgjørende driver for utviklingen innen forbruk og produksjon. Høy kraftpris vil redusere strømforbruk, samtidig som det er drivende for investeringer av nye kraftprosjekter. Lav kraftpris vil føre til økt kraftforbruk, men lavere investeringsvilje for kraftutbygging. Statnett forventer at kraftprisene i Sør-Norge holdes omtrent på dagens nivå på rundt 40 €/MWh frem til 2030 og en nedgang til under 35 €/MWh i 2040 grunnet en forventet økning i mer uregulerbar kraftproduksjon fra vind og vann [16].

Som en følge av koronapandemien og oljeprisrig har oljeprisen falt kraftig den siste tiden og flere oljeprosjekter ender opp med å bli ulønnsomme investeringer. Historisk har det vært liten sammenheng mellom oljepris og fornybarinvesteringer. Investeringer i vind- og solenergi fortsatte å øke tross oljeprisfallet i 2014/2015. I følge en ny rapport fra analyseselskapet Wood Mackenzie [17] vil fornybarprosjekter kunne konkurrere med olje og gass dersom oljeprisen holdes under 35 \$ pr fat over lengre tid. Flere oljeselskap vil også kunne styre investeringene sine mot fornybar energi dersom dette blir fremtiden

4.2 Fremtidsscenarioer

Etablering av ulike utviklingsscenario for forbruk og produksjon er nødvendig for å kunne vurdere hvordan nettsystemet står seg i fremtiden. Diskusjoner rundt drivere og enkeltprosjekter forankrer behov for tiltak gjennom hele organisasjonen og danner frem for alt en felles grunnstamme for videre utvikling av nettsystemet. Samtidig som prognosene er et godt verktøy for å vurdere når et problem oppstår, kan det også gi god informasjon når tiltakets størrelse og kvalitet skal besluttes.

4.2.1 Forbruksscenario 1 – Lav

Stagnasjonsscenario, det realiseres ikke nytt større forbruk eller produksjon. SSB befolkningsframskriving scenario LLML legges til grunn.

4.2.2 Forbruksscenario 2 – Middel

Forventet økning i elektrisitetsforbruk. SSB befolkningsframskriving scenario MMMM + referansebane til NVE + kjente pågående tilknytningsprosjekt.

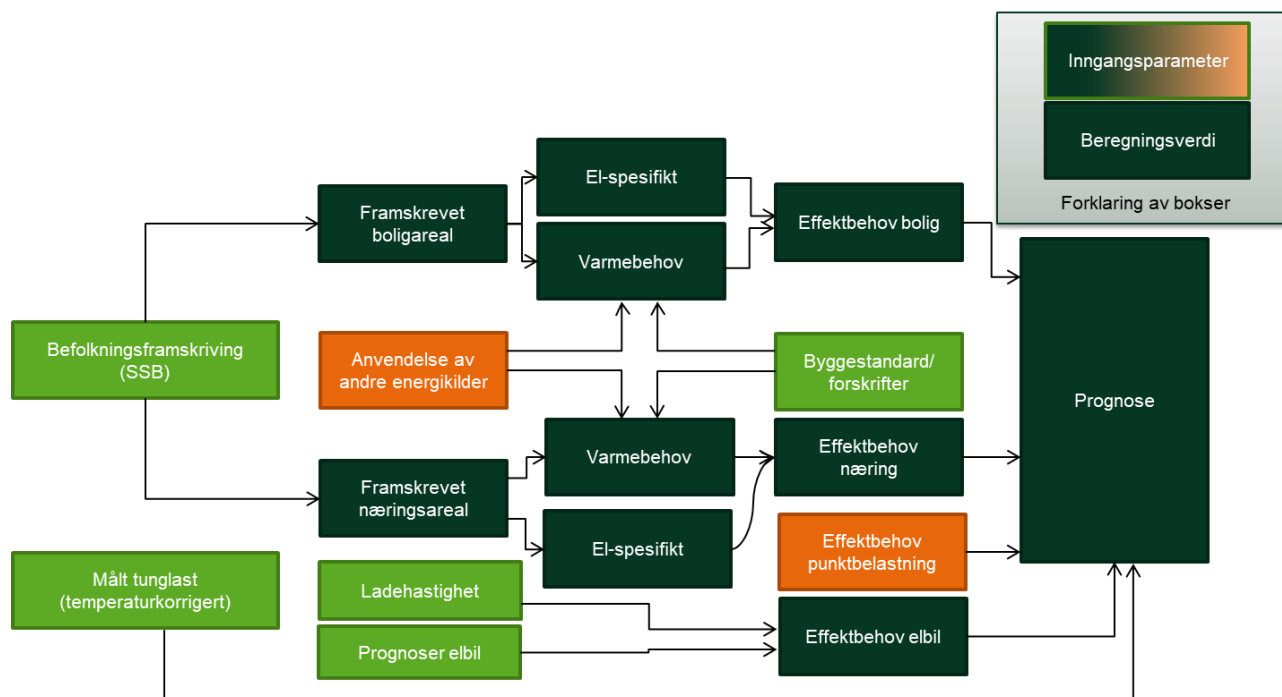
4.2.3 Forbruksscenario 3 – Høy

Høy vekst i elektrisitetsforbruk. SSB befolkningsframskriving scenario HHMH + elektrifiseringsbane til NVE + kjente pågående tilknytningsprosjekt.

4.3 Prognoser for perioden 2020 – 2040

Prognoser for Sør-Rogaland deles inn i forbruksprognoser og produksjonsprognoser. Begge prognoser indikerer maksimalnivået eller installert ytelse basert på en referanselast, ulike befolkningsscenario og kjente effekter av momentene listet over. Når ulike lastflyt scenario kjøres vil det være ytterligere inndelinger for å gi ønsket informasjon. En svært mild vinter 2020 og uregelmessigheter knyttet til avlesing av systemlaster (se 3.4), gjør at referansen for prognosene er satt til 2020 nivå fra prognoser i KSU 2018. Dette blir en tilnærming som antas rimelig da befolkningsveksten ligger tett opp til 2018 prognosene og historisk «effekt-sensitivitet», se 3.5.

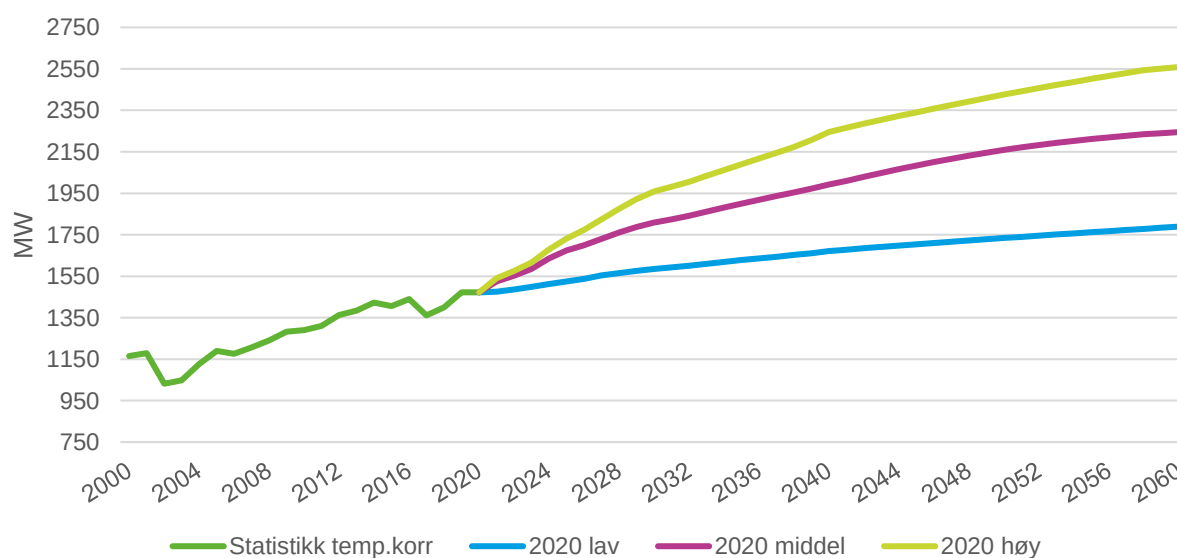
Hvor mye økt last befolkningsøkningen medfører avhenger av blant annet byggestandard, antall elbiler og bruk av alternative energikilder. Nedenfor er det gjengitt et flytskjema som viser hvordan prognosene utarbeides.



Figur 25 Flytskjema for beregning av prognoser

4.3.1 Forbruksprognoser

Resultatet av prognosene er vist i figuren under. Flere innmeldte og pågående prosjekter løper felles for både middel- og høyscenario, veksten de første årene er derfor svært lik i begge vekstscenarier. Elektrifisering av samfunnet løfter middelprognosen tilnærmet historisk trendlinje.

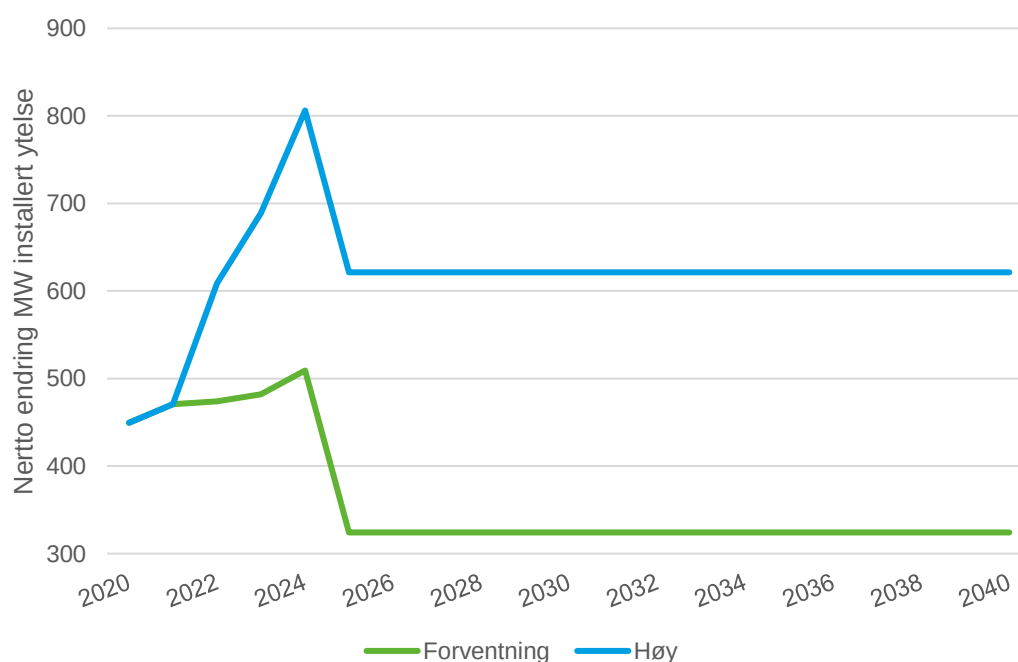


Figur 26 Effektprognoser for Sør-Rogaland

4.3.2 Produksjonsprognoser

Prognosene for produksjon i området er tett knyttet til det omsøkte volumet som vist i 3.3.2. Bjerkreimsutbyggingen samt Vardafjell vindkraftverk, som er under bygging, gir et stort utslag på forventningsutviklingen, sammen med enkelte småkraftprosjekter som gir noe vekst frem mot 2025. Differansen mellom forventning og høy er de tre store prosjektene Gilja-, Sandnes- og Faurefjell Vindkraftverk som ikke er endelig avklart.

Prognosene for kraftutbygging er bevisst lagt til realisering innenfor 2025 for å avstemmes med lastflytanalysene. Det ligger ikke inne vurderinger knyttet til «potensiale» for mer produksjon i systemet i et lengre perspektiv. Det forventes at enkelte eksisterende kraftverk reinvesterer i nytt utstyr som kan medføre noe endring i effekt og energi, men netto endring er forventet å være liten. Lyse Elnett er også bekjent med at Lyse Produksjon har utløst en opsjon på 420 kV bryterfelt i Lyse stasjon for tilknytning av Lysebotn 2 som i dag mater mot 132 kV. Omlegging er knyttet til ferdigstilling av pågående Lyse – Fagrafjell og Fagrafjell stasjon og endringen blir lagt til 2025 for begge alternativ. Flytting representerer tap av 185 MW underliggende produksjon i regionalnettet.



Figur 27 Produksjonsprognoser for Sør-Rogaland

5. Investeringsomfang de neste 20 år

Dette kapitlet beskriver forsterkningsbehov i nettet til og med 2039, gitt ulike scenarier og utviklingstrekk. Kraftsystemutredningen er imidlertid ikke like detaljert som konsesjonssøknadene for de enkelte anlegg vil være.

Et av hovedmålene med kraftsystemutredningen er å gi langsiktige føringer som gir grunnlag for å bygge rasjonelle nettsystemer i henhold til Energiloven. Et rasjonelt forsyningssystem balanserer tilfredsstillende forsyningssikkerhet og kvalitet for levering av elektrisk kraft til den mest gunstige kostnaden for samfunnet. Samfunnsøkonomiske analyser er således en naturlig og viktig del av analysene nettselskapene utfører. Den beste utbyggingsløsningen er den som leverer høyest nytteverdi til lavest samfunnsøkonomisk kostnad. Det presiseres at utredningen ikke er bindende og ikke innebærer noe investeringsvedtak, men er å betrakte som et bilde av en kontinuerlig utredningsprosess.

I det etterfølgende presenteres investeringsomfang for delområdene sammen med en forenklet samfunnsøkonomisk analyse for ulike konsepter. Deretter følger konkrete tiltak innenfor de spesifikke delområdene med forenklet samfunnsøkonomisk analyse for ulike alternativer. Alle tiltak følger samme mal-oppsett med et kartutsnitt som illustrerer omfang av tiltaket. Det er stor variasjon i modenhet i de ulike tiltakene, da noen er under bygging, i konsesjonsprosess eller under utredning hvor det mest rasjonelle alternativet eller konseptet foreløpig ikke er besluttet.

5.1 Mulige tiltak i transmisjonsnett

5.1.1 Stølaheia og Bærheim transmisjonsnettstasjoner

Stølaheia transmisjonsnettstasjon er primærforsyning til deler av Stavanger, Randaberg og deler av Sola kommune. Bærheim transmisjonsnettstasjon forsyner Sola kommune og Forus som er et område mellom Stavanger, Sola og Sandnes.

Omfang

Statnett har sammen med Lyse Elnett arbeidet med en konseptvalgutredning for nettstruktur på Nord-Jæren og konkludert med at det er behov for å reinvestere både Stølaheia og Bærheim transformatorstasjoner. De nye stasjonene blir tilrettelagt for 132 kV.

Begrunnelse

Som følge av lastutvikling i regionen samt stort reinvesteringsbehov i Statnett sine stasjoner er det konkludert med å etablere nye stasjoner som erstatter dagens Bærheim og Stølaheia.

Tiltakshavere

Statnett og Lyse Elnett.

Mulig idriftsettelse

2024-2025.

Status

Tiltak modnes mot konsesjonssøknad.

Foreløpig alternative løsninger

Flere konsepter er utredet, viser til Statnett⁹ for fullstendig argumentasjon.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Det vises til utredningen utført av Statnett med bistand fra Lyse Elnett.

Konsekvenser av forsinkelse

Dersom nye transmisjonsnettstasjoner (tilrettelagt for 132 kV) blir forsinket blir nettplanen i området påvirket. Fortsatt drift med eksisterende 50 kV vil kunne medføre at jordingssystem på 50 kV må endres pga. økende ladestrømmer i systemet. Forsinkelse vil også kunne være til hinder for vekst og forbedring av leveringssikkerhet i området.

Kobling mot scenario

Tiltak er nødvendige i både middels og høyt scenario.



⁹ <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeddelinger/nyhetsarkiv-2020/statnett-og-lyse-elnett-legger-til-rette-for-videre-elektrifisering/>

5.2 Mulige tiltak i 132 kV systemet

5.2.1 Reinvesteringstiltak i Tronsholen transformatorstasjon

Omfang

Nytt 132 kV koblingsanlegg.

Strukturendring for eliminering av flaskehals i 132 kV systemet, ved at dagens forbindelse Stokkeland – Ullandhaug 3 sløyfes innom nytt 132 kV koblingsanlegg.

Oppgradering av eksisterende 50 kV anlegg.

Ny 132/50 kV transformator (72,5 MVA), til erstatning for dagens transformator T3.

Begrunnelse

132 kV koblingsanlegg i Tronsholen reinvesteres som følge av alder/tilstand og strukturendringer i nettet.

Umiddelbart reinvesteringsbehov i krafttransformator T3 (60 MVA, 132/50 kV) samt at deler av 50 kV koblingsanlegget har komponenter som er flaskehalser, særlig etter at nye kabler ut fra Tronsholen er satt i drift.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Mulig idriftsettelse

2020-2021.

Status

Konsesjon gitt, arbeid pågår.

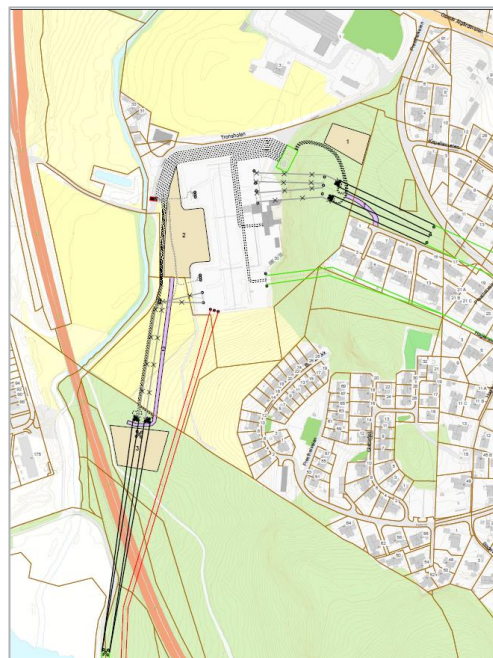
Alternative løsninger

0-alternativ: Ta ut transformator T3.

Alternativ 1: Én ny transformator. Reinvestere deler av 50 kV anlegget.

Alternativ 2: To nye transformatorer. Reinvestere deler av 50 kV anlegget.

Alternativ 3: Én ny transformator. Nytt 50 kV GIS-anlegg.



Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår alternativ 1 som mest rasjonelt.

Konsekvenser ved forsinkelse

Flaskehalsen vil kunne gi driftsutfordringer.

Kobling til scenario

Gjelder for alle scenarioer.

	0-alt.	Alt. 1	Alt. 2	Alt.3
Investeringskostnader	92	123	147	132
Tapskostnader	7,2	5,5	5,3	5,5
Avbruddskostnader	0,3	0,3	-	0,3
Rasjoneringkostnader	77	-	-	
Sum	176,5	128,8	152,7	137,7
Prioritering	4	1	3	2

5.2.2 Helmikstøl stasjon

Omfang

Ny Helmikstøl transformatorstasjon/koblingsstasjon.

Begrunnelse

Helmikstøl transformatorstasjon ble om søkt i 2013 på bakgrunn av flere småkraftinitiativer i området. Etter flere endringer i omfang av småkraft er ikke stasjonen realisert. Lyse Elnett har i 2020 søkt og fått innvilget forlenget frist for ferdigstillelse. Det vurderes hvorvidt stasjonen også kan dekke behov utover småkrafttilknytning, knyttet til reinvesteringsbehov i distribusjonsnettet i området (i dag forsynt fra Lysebotn) og reinvesteringsbehov i Lysebotn kobling stasjon. Stasjonen er også aktuell som tilknytningspunkt for nettutbygging i Ryfylke.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Konsesjonsgitt / under utredning.

Mulig idriftsettelse

2024.

Alternative løsninger

Under utredning.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Under utredning.



Konsekvenser ved forsinkelse

Helmikstøl stasjon representerer en mulighet knyttet til flere ulike behov. Realisering av småkraft evt. sparte investeringer i andre deler av nettet. En tidslinje for realisering må settes før en «forsinkelse» kan konkretiseres.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendig for deler av produksjonen i begge utviklingsscenario for produksjon.

5.2.3 Endring av jordingssystem

Omfang

Under utredning.

Begrunnelse

Jordstrømmer i 132 kV nettet under Stokkeland (Fagrafjell etter 2023) vil øke betraktelig som følge av de endringer som er ønsket i blant annet Ryfylke området og knyttet til endringer ved tilknytning til Fagrafjell. Hvis alle tiltak etableres innen tidslinjen som er lagt vil det innen få år være utfordrende å drifte systemet.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Under utredning.

Mulig idriftsettelse

2025.

Alternative løsninger

Alt 1. Gå over til lavohmig jording.

Alt 2. Etablere flere 132 kV drifter.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Under utredning.

Konsekvenser ved forsinkelse

Forskriftsmessig drift av nettet kan være utfordret.

Kobling til scenario

Alle scenario, men tidspunkt for omlegging kan variere med øvrig tiltaksetablering.

5.3 Mulige tiltak i område «Solaringen»

Solaringen er definert som regionalnettet som er forsynt fra Stølaheia og Bærheim i Sola kommune. Transformatorstasjonene Båtstad, Risavika og Sande forsyner kunder i Sola kommune.

Omfang

Risavika transformatorstasjon, 2024 (tilstand).

Sande transformatorstasjon, 2027 (h. prog) -> 2030 (m. prog).

Båtstad transformatorstasjon, 2035 – 2040 (m. og h. prog).

Nye 132 kV forbindelser bør koordineres med gjennomføring av Sande transformatorstasjon for å få 132 kV drift av Sande og Risavika.

Begrunnelse

Vurdering av lasten i systemet tilsier den vil være håndterbar innenfor en 10 års periode med dagens systemløsning. Elektrifisering av samfunnet gir imidlertid stor usikkerhet knyttet til lastutviklingen. Drivere for de tiltak som nå kommer er alder/tilstand i Risavika og forberedelser for overgang til 132 og 22 kV som systemspenninger. Øvrige stasjoner blir ikke adressert utover normalt vedlikehold som angitt i planen.

Tidspunkt for å bygge ny Sande transformatorstasjon er avhengig av lastutvikling i forsyningsområdet. Hastigheten på elektrifiseringstiltak ved bl.a. Sola flyplass kan fremskynde behovet. Avinor har signalisert at første innenlands flyforbindelser (Stavanger-Bergen) skal elektrifiseres i 2023-2025 og all innenlandstrafikk innen 2040. Per i dag er det usikkert hvor mye effekt som er nødvendig for å forsyne innenlandsflyene.

Kommuneplanen til Sola kommune gir en forventning om kraftig vekst i effektbehovet. Spesielt boligutbygging i området rund Båtstad og elektrifiseringstiltak knyttet til Risavika havn kan treffe forsyningsområdene til både Båtstad og Risavika stasjon

Tiltakshavere

Lyse Elnett.

Status

Nettplan under utredning.

Mulig idriftsettelse

2025-2030.



Foreløpig alternative løsninger

0-alternativ: Ingen tiltak utover nødvendig vedlikehold.

Konsept 1: Fortsette med 50 kV frem til 2045. Ny Risavika transformatorstasjon i 2023, ny Sande transformatorstasjon i 2030 og ny Båstad transformatorstasjon i 2045. Nettet driftes på 132 kV etter 2045.

Konsept 2: Ny Risavika transformatorstasjon bygges i 2023 og driftes på 132 kV fra 2025 via ny 132 kV forbindelse Bærheim-Risavika. Transformer 132/50 kV etableres i ny Risavika transformatorstasjon for forsyning av Båstad stasjon, LNG (Gasums kondenseringsanlegg) og eksisterende 50 kV nett mot Sande transformatorstasjon. Ny Sande transformatorstasjon bygges/driftes på 132 kV i 2030. Ny 132 kV Båstad transformatorstasjon bygges i 2045.

Konsept 3: Ny Risavika transformatorstasjon bygges i 2023 (driftes på 50 kV) og ny Sande transformatorstasjon bygges i 2030. Begge stasjoner driftes på 132 kV fra 2030 og transformer 132/50 kV etableres i Risavika transformatorstasjon for forsyning av Båstad og LNG (Gasums kondenseringsanlegg). Ny 132kV Båstad transformatorstasjon bygges i 2045.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår konsept 3 som med rasjonelt. Selv om konsept 1 er 15 MNOK billigere enn konsept 2, ansees konsept 2 mer fornuftig pga. nettet vil ha kapasitet for å ta imot fremtidsvekst mtp elektrifisering som pt har stor usikkerhet og ikke er hensyntatt i prognosen.

	0-alt.	K 1	K 2	K 3
Investeringskostnader	0	227	273	238
Tapskostnader	->	36	31	33
Avbruddskostnader	->	19	0	0
Driftskostnader	->	12	5	4
Sum		294	309	275
Prioritering	4	3	2	1

Konsekvenser av forsinkelse

Systemet har gode marginer og Lyse Elnett vil følge utviklingen videre. For Risavika transformatorstasjon løper det en risiko ved drift av gammelt anlegg. Lyse Elnett arbeider for å konkretisere en ny Risavika transformatorstasjon.

Kobling mot scenario

Tiltak er nødvendige i både middels og høyt scenario, men plasserer seg noe ut i tid.

5.4 Mulige tiltak i område «Stavanger nord og Randaberg»

Området fra Stavanger og nordover som forsyner 50 kV systemet Dusavik, Randaberg og Nordbø transformatorstasjoner er kalt «Stavanger nord og Randaberg». Systemet er matet fra transmisjonsnettpunktet Stølaheia i Stavanger. Områdeutredningen (unntatt behov for ny Dusavik transformatorstasjon som er planlagt i 2030) akkumulerte i en melding til NVE sendt november 2018. Pga. endringer av forutsetninger knyttet til fremdrift til ny Stølaheia og 132 kV er nettplanen under oppdatering.

Omfang

Ny Harestad stasjon 2 x 54 MVA 132/22 kV (2025).

Ny Nordbø stasjon 2 x 54 MVA 132/22 kV (2025).

Ny Dusavik stasjon 3 x 32 MVA 132/11kV (2030).

6 km dobbelkurs 132 kV linje Stølaheia–Harestad (2025, planlegges sløffet inn til ny Dusavik stasjon i 2030).

15 km kraftledning 132 kV Harestad–Nordbø (2025).

Eksisterende 50 kV nett vil bestå en stund for å forsyne Dusavik og Buøy transformatorstasjoner og gi delvis reserve til last under Nordbø.



Begrunnelse

Vi forventer at lasten i Stavanger og Randaberg øker betydelig på kort sikt. Drevet av utbyggingen av Rogfast, Green Mountain Data Centre, landstrøm i Dusavik base osv. Dagens infrastruktur har ikke tilstrekkelig kapasitet for å dekke fremtidsbehovet. Samtidig nærmer flere komponenter i strømmettet seg utgangen av sin tekniske levetid. KILE eksponering i Rennesøy er betydelig siden området er forsynt radielt via en sjøkabel som har utlevd sin levetid.

Tiltakshavere

Lyse Elnett.

Status

Nettplan under oppdatering før innsending av konsesjonssøknad til NVE. Søknad koordineres med Statnetts fremdrift for ny Stølaheia (Q1 2021).

Mulig idriftsettelse

2025-2030.

Foreløpig alternative løsninger¹⁰

0-alternativ: Fortsatt drift på 50 kV. Nettet går mot kollaps.

Konsept 1: Stølaheia-Harestad-Nordbø driftes på 50 kV frem til 2030.

Konsept 2: Stølaheia-Harestad-Nordbø driftes på 132 kV fra første dag (2025).

Konsept 3: Stølaheia-Harestad-Nordbø driftes på 132 kV med 50/132 kV transformering i eksisterende Stølaheia.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår konsept 2 som med rasjonelt.

Konsekvenser av forsinkelse

Dersom tiltaket blir forsinket vil enkelte 50 kV elementer gå mot en N-0 situasjon og vil være til hinder for vekst i området. Det vil ikke være tilstrekkelig kapasitet til å forsyne bl.a. Green Mountain Data Centre og Rogfast og KILE eksponering vil være vedvarende høy.

	0-alt.	K 1	K 2	K 3
Investeringskostnader	0	626	581	604
Tapskostnader	-> ∞	31	28	28
Avbruddskostnader ¹¹	-> ∞	104	104	104
Driftskostnader	-> ∞	8,7	8,7	9,1
Sum		770	723	745
Prioritering	4	3	1	2

Kobling mot scenario

Tiltak er nødvendige i både middel og høyt scenario.

¹⁰ Alle konsepter tar som utgangspunkt ny 132 kV Dusavik transformatorstasjon i 2030.

¹¹ Så lenge Nordbø driftes radiell fra Harestad og med hensyn til reserve via eksisterende 50kV system blir stasjon KILE eksponert under en feil i sjøkabel HR-NO frem til tosidig forsyning opprettes i Nordbø trafostasjon.

5.5 Mulige tiltak i område «Stavanger»

5.5.1 Forsyning til Ullandhaug transformatorstasjon

I KSU 2018 ble det beskrevet en løsning for å forsyne Ullandhaug fra Stølaheia transformatorstasjon i normal drift. Pga. endringer av forutsetninger i forhold til tidspunktet 132 kV blir tilgjengelig i nye Stølaheia og Bærheim, oppdateres vurderingene til å også se forsyning fra Bærheim transformatorstasjon som et alternativ.

Omfang

Nytt 132 kV GIS anlegg i Ullandhaug som delvis driftes på både 50 kV og 132 kV samt nye forbindelser mellom Stølaheia/Bærheim og Ullandhaug transformatorstasjon. Nytt 22 kV anlegg (driftes på 10 kV). Riving av eksisterende 50 kV anlegg i Ullandhaug

Begrunnelse

En forbindelse mellom Ullandhaug og Stølaheia/Bærheim på 132 kV vil redusere KILE-eksponering ved utfall i både transmisjons- og regionalnettet. Det vil også gi betydelig reduksjon i tapkostnader i regionalnettet forsynt fra Fagrafjell når Ullandhaug blir forsynt fra Stølaheia eller Bærheim kontra forsyning fra Fagrafjell. Reinvesteringsbehov i 50 kV anlegg i Ullandhaug. Basert på tilstand/alder er reinvesteringstidspunkt for nytt 10kV anlegg er estimert i 2022.

Tiltakshavere

Lyse Elnett.

Mulig idriftsettelse

2025.

Status

Nettplan er under oppdatering før innsending av konsesjonssøknad til NVE, planlagt sendt i 2021.

Foreløpig alternative løsninger

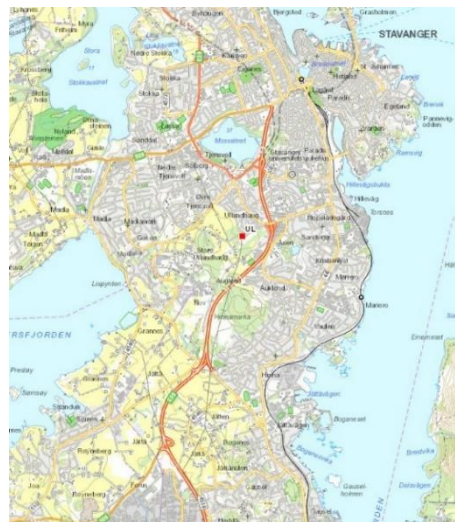
0-alternativ: Dagens nettstruktur i Ullandhaug.

Konsept 1: Ullandhaug forsynt fra Stølaheia.

Konsept 2: Ullandhaug forsynt fra Bærheim.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Under utredning.



Konsekvenser av forsinkelse

Forsinkelser av tiltaket vil gi en vedvarende høy belastningsgrad i nye Fagrafjell transformatorstasjon. Tap og avbruddsrisiko vil også vedvare uten tiltak.

Kobling mot scenario

Tiltak er nødvendige i både middels og høyt scenario.

5.5.2 Ny Tjensvoll transformatorstasjon

Omfang

Ny Tjensvoll transformatorstasjon 2 x 32 MVA 132/22-11 kV. Driftsspenning under utredning.
Ny forbindelse Tjensvoll-Ullandhaug, ca. 2 km.
Rive gamle Tjensvoll stasjon 2023.
Rive gamle forbindelser Tjensvoll-Ullandhaug 1 og 2.

Begrunnelse

Dagens Tjensvoll transformatorstasjon og tilhørende forbindelser Tjensvoll-Ullandhaug 1 og 2 har ikke tilfredsstillende tilstand. Det anbefales å bygge en ny stasjon som i tillegg gir transittmulighet mellom Stølaheia og Ullandhaug.

Tiltakshavere

Lyse Elnett.

Status

Nettplan under oppdatering før innsending av konsesjonssøknad til NVE, planlagt sendt Q3 2020.

Mulig idriftsettelse

2023.



Foreløpige alternative løsninger

0-alternativ: Ingen tiltak utover nødvendig vedlikehold.
Alternativ 1: Bygge ny transformatorstasjon på dagens eiendom.
Alternativ 2: Bygge ny Tjensvoll på annen lokasjon.
Alternativ 3: Legge ned eksisterende transformatorstasjon.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Under utredning.

Foreløpig investeringskost for en ny stasjon i 2023 [nåverdi]: ca 130 MNOK.

Konsekvenser av forsinkelse

Dersom ny Tjensvoll transformatorstasjon blir forsinket vil man ha forlenget varighet med teknisk utlevd materiell i drift.

Kobling mot scenario

Tiltak er nødvendige i både middel og høyt scenario.

5.5.3 Madla transformatorstasjon

Stasjonen forsyner et stort område i Stavanger mot Sola kommune på 22 kV og en planlagt utbygging av Madla-Revheim estimert til 25 MW skal også forsynes fra stasjonen på sikt.

Omfang

132/22 kV transformatorstasjon som erstatter dagens 50/22 kV transformatorstasjon. Rive gammel transformatorstasjon.

Begrunnelse

Ut fra lastutvikling i området skal stasjonen ha tilstrekkelig kapasitet frem til 2030-2035.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Ikke påbegynt.

Mulig idriftsettelse

2030-2035.



Alternative løsninger

0-alternativ: Ingen tiltak utover nødvendig vedlikehold.

Alternativ 1: 132/22 kV transformatorstasjon i nærheten av dagens plassering.

Alternativ 2: 132/22 kV transformatorstasjon på annen lokasjon.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Investeringskostnad for tiltaket i 2030 ca. 120 MNOK.

Konsekvenser ved forsinkelse

Dersom tiltaket blir forsinket vil det medføre begrenset kapasitet til fremtidig planlagt last.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendig i både middel og høyt scenario.

5.5.4 Alsteinsgata transformatorstasjon

Omfang

132/10 kV transformatorstasjon som erstatter dagens 50/10 kV transformatorstasjon, samt tilhørende 132 kV forbindelser.

Rive gammel transformatorstasjon.

Begrunnelse

Dagens stasjon har kapasitet til å levere landstrøm til cruisebåter kun i lavlast perioder. Kapasitet i stasjonen kan begrense generell vekst i byen og/eller elektrifisering av maritim sektor. Basert på alder og tilstand er reinvesteringstidspunkt av stasjonen estimert til 2027.

Tiltakshaver

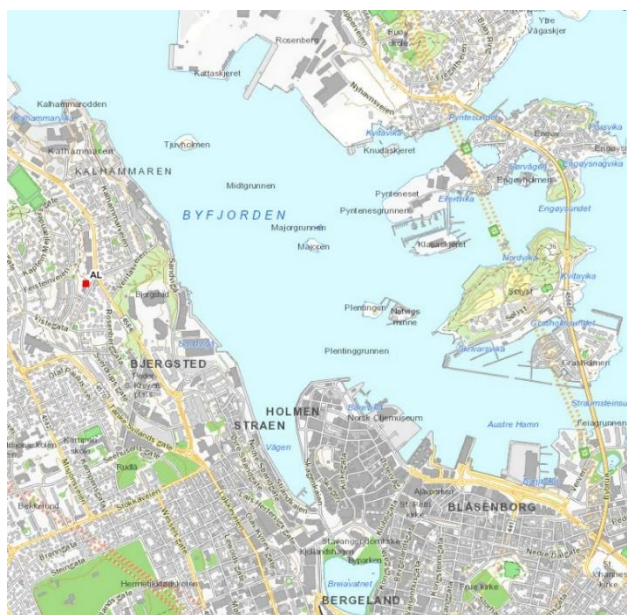
Lyse Elnett.

Status

Ikke påbegynt.

Mulig idriftsettelse

2027-2030.



Alternative løsninger

0-alternativ: Ingen tiltak utover nødvendig vedlikehold.

Alternativ 1: 132/10 kV transformatorstasjon på dagens plassering.

Alternativ 2: 132/10 kV transformatorstasjon på annen lokasjon.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Investeringskostnad for tiltaket i 2027 ca. 140 MNOK.

Konsekvenser ved forsinkelse

Dersom tiltaket blir forsinket vil det medføre begrenset kapasitet til fremtidig last, bl.a. elektrifisering av maritim sektor. Stasjonen vil driftes med høy feilrisiko pga. alder og tilstand.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendig i både middel og høyt scenario.

5.5.5 Haugesundsgata transformatorstasjon

Stasjonen forsyner en del av Stavanger øst, et veldig tettbygd område som er utfordrende med tanke på å utvide stasjonen på dagens tomt. Det er også vanskelig å finne en ledig tomt i nærheten av belastningstygndepunkt.

Omfang

132-50/10 kV transformatorstasjon som erstatter dagens 50/10 kV transformatorstasjon. Rive gammel transformatorstasjon.

Begrunnelse

Tiltaket vil styrke forsyningssikkerheten i området siden stasjonen nærmer seg utlevd teknisk levealder. Estimert reinvesteringstidspunkt er 2030.

Tiltakshaver

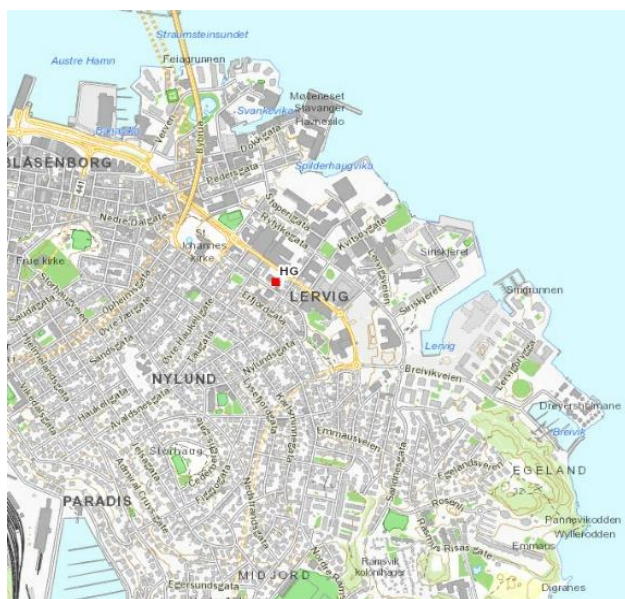
Lyse Elnett.

Status

Ikke påbegynt.

Mulig idriftsettelse

2030-2035.



Alternative løsninger

0-alternativ: Ingen tiltak utover nødvendig vedlikehold.

Alternativ 1: 132/10 kV transformatorstasjon på dagens plassering

Alternativ 2: 132/10 kV transformatorstasjon på annen lokasjon

Alternativ 3: Nedleggelse av stasjonen

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Investeringskostnad for tiltaket i 2030 ca. 105 MNOK.

Konsekvenser ved forsinkelse

Dersom tiltaket blir forsinket vil stasjonen driftes med høy feilrisiko.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendige i både middel og høyt scenario.

5.5.6 Oppgradering av Jåttå transformatorstasjon

Omfang

Ny 50MVA 132-50/22 kV.

Ny transformatornisje.

Nytt 22 kV anlegg.

2 nye 20MVA 50/11 kV transformatorer med oppgradering av tilhørende nisjer.

Nytt hjelpeanlegg.

Rive gamle 22 kV anlegg.

Begrunnelse

Lasten i Jåttå transformatorstasjon er forventet å øke betydelig de kommende årene, bl.a. forsyning til hovedladestasjon for kollektivtransport, nytt universitetssykehus på Ullandhaug osv.

Det eksisterende 22 kV anlegg begrenser mulighetene for utnyttelse av 22 kV kapasiteten i stasjonen; ingen ledige felt i anlegget og liten fleksibilitet til å veksle lasten mellom transformatorene.

Dårlig tilstand av 11 kV transformatorer.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Under gjennomføring.

Mulig idriftsettelse

2019-2020.

Alternative løsninger

Ikke relevant. Dette tiltaket er under gjennomføring.

Investeringskostnader

Investeringskostnad for tiltaket ca. 63 MNOK.

Konsekvenser ved forsinkelse

Dersom tiltaket blir forsinket vil det medføre begrenset kapasitet til fremtidig last i området. Det nye universitetssykehuset får ikke tosidig strømløse.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendige i både middel og høyt scenario

5.6 Mulige tiltak i område «Jærnett»

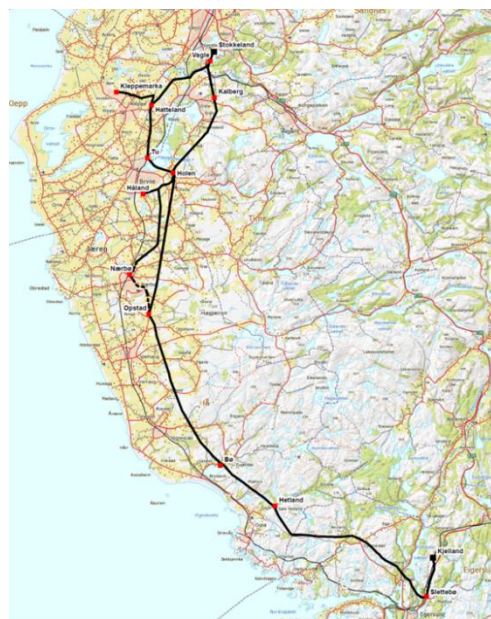
Jærnett er definert som 50 kV systemet som forsyner Klepp, Time og Hå kommune med strøm. Systemet er matet fra transmisjonsnettspunktet Stokkeland i nord og Kjelland i sør. Område utredningen har pågått siden 2013 og akkumulerte i en melding til NVE sendt juni 2016, og konsekvensutredning i februar 2019. Utbyggingen vil foregå i flere år fremover og flere tiltak er det allerede søkt konsesjon på.

Omfang

Soliditeten til et helt nettsystem er vurdert. Dette innebærer utskifting av et helt 50 kV nett som innbefatter 10 transformatorstasjoner, 67 km linjer og 13 km med jordkabel. Nytt nett bygges og driftes på 132 kV og overgangen vil gå over en periode på 15-20 år. En oppdatering av de enkelte tiltak følger i påfølgende sider og grunnlaget er tilgjengelig i konsekvensutredningen av februar 2019.

Begrunnelse

For 30 år siden var effektforbruket i Hå, Klepp og Time kommuner rundt 100 MW, mens maksimalverdien vinteren 2015/2016 ble målt til ca. 213 MW. Forbruket forventes ifølge prognosene å øke til mellom 350 og 400 MW i 2060. Samtidig nærmer mange komponenter i strømmettet seg utgangen av sin tekniske levetid. Utbyggingen av eksisterende strømmnett ble i all hovedsak gjort i perioden fra 1960-1980. Gjennom god drift og godt vedlikehold er levetiden på en rekke komponenter forlenget, men kombinasjonen aldrende strømmnett og økende forbruk medfører i stadig større grad utfordringer bl.a. med å kunne ta utstyr ut av drift for vedlikehold.



Tiltakshavere

Lyse Elnett, Jæren Everk og Klepp Energi.

Status

Forbindelsen Bjerkreim – Opstad og ny Opstad transformatorstasjon er under bygging. Forbindelsen Opstad – Håland, Håland transformatorstasjon og forbindelsen Håland – Fagrafjell er omsøkt og avventer behandling hos NVE.

Mulig idriftsettelse

Ny Opstad transformatorstasjon og Bjerkreim-Opstad forventes satt i drift i løpet av 2020.

Ny Håland transformatorstasjon og Opstad-Håland forventes satt i drift 2022.

Fagrafjell-Håland forventes satt i drift i 2023-24.

Det vil være aktivitet i området i 15-20 år frem i tid.

Alternative løsninger

0-alternativ: Fortsatt drift på 50 kV, nettet begrenser videre utvikling.

Konsept 1: Ombygging mot 2025, iht. melding.

Konsept 2: Ombygging mot 2030+, nye muligheter avklart i grensesnitt mot transmisjonsnettet.

Konsept 3: Utsette investering.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår konsept 2 som mest rasjonelt.

	0-alt.	K 1	K 2	K 3
Investeringskostnader	0	661	557	526
Tapskostnader	-> ∞	-14,8	0	35,7
Avbruddskostnader	-> ∞	-	0	- -
Driftskostnader	-> ∞	9,9	8,4	7,9
Sum		655,8	565,9	569,5
Prioritering	4	2	1	3

Konsekvenser av forsinkelse

Forsinkelser i nyetablering gir et spenn av problemstillinger. Enkelte 50 kV elementer går mot en N-0 situasjon og vil være til hinder for vekst i området. Det må etterstrebes å unngå reinvesteringer i 50 kV materiell som reduserer nytten av nye fremtidsrettede tiltak.

Kobling mot scenario

Tiltak er nødvendige i både middel- og høyscenario. Det enkelte tiltak i konseptet tilpasses den løpende utviklingen som kan observeres i regionen ift. tid og kanskje også rekkefølgeprioritering.

5.6.1 Opstad stasjon og forbindelsen Bjerkreim – Opstad

Omfang

Ny linje Bjerkreim - Opstad 18 km AI59-685 132 kV.

Ny Opstad stasjon, 1x 160 MVA 132/50 kV 2x 40 MVA 132/22 kV

Begrunnelse

Matende forbindelser i Jærnettet nærmer seg N-0 grenser og økende last vil gi spenningsutfordringer i ytterpunktene av nettsystemet.

Tiltakshaver

Lyse Elnett og Jæren Everk.

Status

Linje og stasjon har konsesjon og er under bygging.

Mulig idriftsettelse

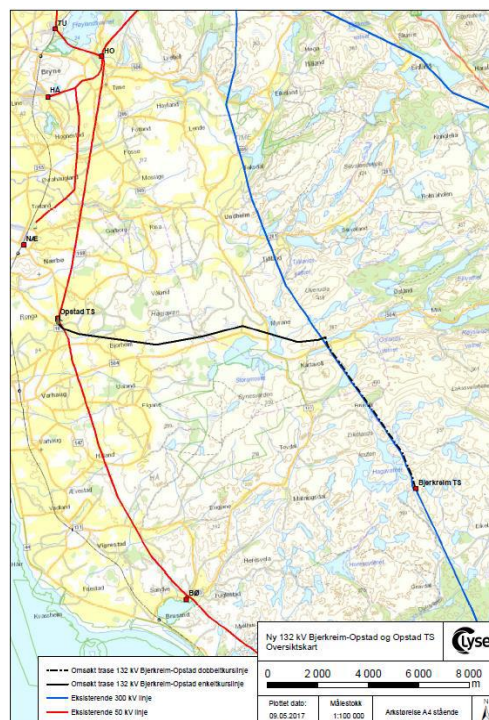
Linje og stasjon forventes satt i drift ila. 2020.

Alternative løsninger

0-alternativ: Fortsatt drift på 50 kV, er lagt bort på bakgrunn av områdeutredning «Jærnettet» med tilhørende konsekvensutredning.

Alternativ 1: Bjerkreim, etablere matende 132 kV forbindelse fra nye Bjerkreim stasjon.

Alternativ 2: Kjelland, etablere 300/132 kV transformering i Kjelland og etablere 132 kV matende forbindelse til Opstad parallelt med eksisterende 50 kV linje Kjelland - Hetland - Bø - Opstad.



Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår konsept 1 som mest rasjonelt.

Konsekvenser ved forsinkelse

Prosjektet er under bygging. Hvis prosjektet ikke ferdigstilles ila. 2020 kan vinteren 2020/2021 bli anstrengt ved langvarig kuldeperiode.

Kobling til scenario

Tiltaket har konsesjon og er under bygging.

	Alt. 1	Alt. 2
Investeringskostnader	199	390
Tapskostnader	0	22
Avbruddskostnader	++	+
Driftskostnader	2	4
Sum	201	416
Prioritering	1	2

5.6.2 Håland stasjon og forbindelsen Opstad – Håland

Omfang

Ny linje Opstad – Håland, - 9,1 km AI59-685 132 kV.

Rive eks. Holen – Opstad 10,5 km 50 kV.

Ny Håland stasjon, 2x 40 MVA 132/15(22) kV.

Begrunnelse

Eksisterende Håland stasjon nærmer seg N-0 kapasitet for transformatorytelse og feltkapasitet. Stasjonsmateriellet er også modent for utskiftning. Ledd i områdeplan for Jærnettet om 50→132 kV overgang.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Linje og stasjon er konsesjonssøkt.

Mulig idriftsettelse

Linje og stasjon forventes satt i drift ila. 2022.

Alternative løsninger

Systemløsning er gitt av «Områdeutredning» for Jærnettet. Tiltaket er optimalisert etter prinsippet om kostnadseffektivitetsanalyse hvor varianter av utførelse av stasjon og linjetrase er vurdert. Nullalternativet gir ikke grunnlag for vekst i last under Håland stasjon.

0-alternativ: Reinvestere i ny stasjon og linje på 50 kV

Alternativ 1: Tilsvarende beskrevet omfang.



Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår konsept 1 som mest rasjonelt.

Konsekvenser ved forsinkelse

Forsinkelser av omsøkte tiltak vil føre til brems av lastutvikling i byområdet Bryne. Er et ledd i gjennomgående 132 kV forbindelse på Jæren.

Er bare delvis dekket opp at 50 kV systemet ved forsinkelser, situasjonen forverres med økende last.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendig i alle scenario.

	0-alt.	Alt.1
Investeringskostnader	191	186
Tapskostnader	- -	0
Avbruddskostnader	- -	++
Driftskostnader	2	2
Sum	193	188
Prioritering	2	1

5.6.3 Forbindelsen Håland – Fagrafjell

Omfang

Ny linje Håland – Fagrafjell 18,8 km AI59-685 132 kV
Muliggjør rivning av eksisterende 50 kV frem i tid.

Begrunnelse

Som en del av konseptvalg for fremtidig nettstruktur i Jærnettet er en gjennomgående 132 kV forbindelse avgjørende for systemets soliditet. Tidlig etablering gir tosidighet i systemet og mulighet for trinnvis innslåyning av nye stasjoner i Klepp kommune, samt reserve for transformorkapasitet mellom Fagrafjell og Bjerkreim stasjon.

Tiltakshaver

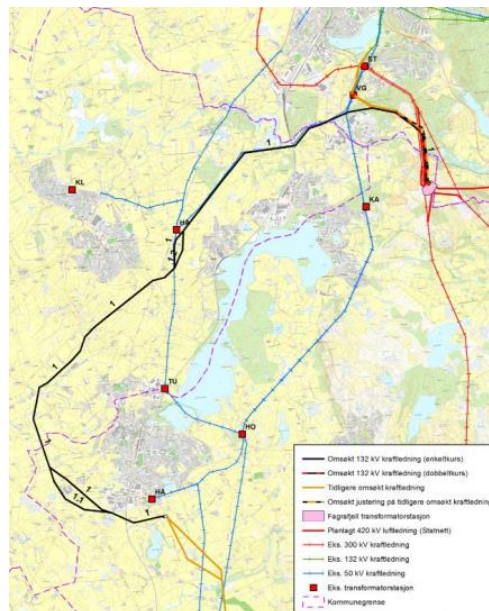
Lyse Elnett.

Status

Linjen er konsesjonssøkt.

Mulig idriftsettelse

Linje og stasjon forventes satt i drift ila. 2023-24.



Alternative løsninger

Det er undersøkt flere alternative traseløsninger og kabelalternativer, men det er varianter av samme løsning. Hovedkonsepter er gitt av områdeutredning for Jærnettet. Det er usikkerhet knyttet til forlegning og overføringsevne ved bruk av 2 kabelsett. Kostnader for både 2 og 3 kabelsett er presentert.

Alternativ 1: Linje i hele traseens lengde

Alternativ 2: 1 kabelsett på deler av trase

Alternativ 3: 2 kabelsett på deler av trase

	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3
Investeringskostnader	77,94	118,6	144,17
Tapskostnader	10	0	+
Avbruddskostnader	+	-	-
Driftskostnader	4	2	2
Sum	92	121	146
Prioritering	1	2	3

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår alternativ 1 som mest rasjonelt.

Konsekvenser ved forsinkelse

Utsettelse vil forsinke utviklingen av Jærnettet og opplasting av Fagrafjell stasjon. Vil etablere tosidig mating til Jærnettet 132 kV og muliggjøre nye stasjoner i Klepp kommune.

Kobling til scenario

Tiltaket er nødvendig i alle scenario.

5.6.4 Tjøtta transformatorstasjon

Omfang

Tjøtta stasjon, 2 x 40 MVA 132/15(22) kV.
Gir grunnlag for å rive Tu stasjon (1949).

Begrunnelse

Tu stasjon bygget 1949 er godt over forventet levetid og er høyt belastet. Ny stasjon flyttes mot vest for å samsvare bedre med lastbildet og fremtidig utvikling i Klepp kommune.

Tiltakshaver

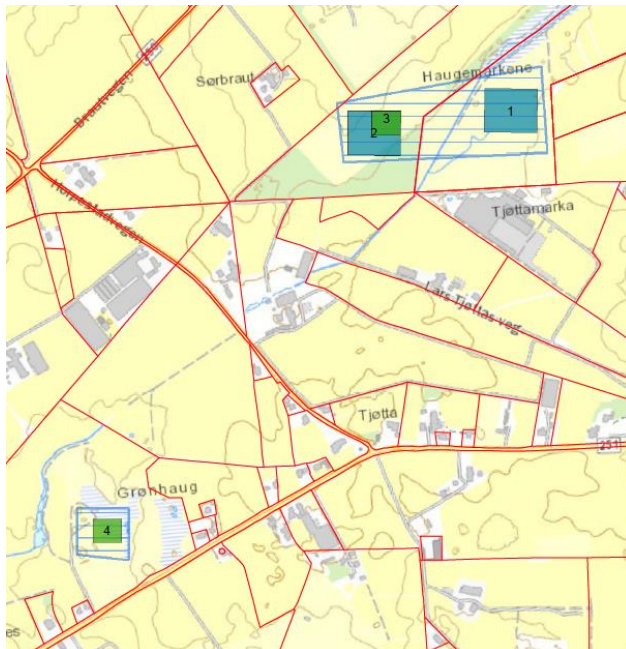
Lyse Elnett og Klepp Energi.

Status

Konseptvalg for Jærnettet er tatt, konsesjonsunderlag forberedes.

Mulig idriftsettelse

Ønskes satt i drift 2025.



Alternative løsninger

Alternative løsninger er lagt bort i områdeutredningen for Jærnettet. Linje Håland – Fagrafjell er ført med tanke på innslyfing av nye Tjøtta transformatorstasjon.

Alternativ 1: Reinvestere Tu 50 kV.

Alternativ 2: Tjøtta stasjon 50 kV.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår alternativ 2 som mest rasjonelt.

Konsekvenser ved forsinkelse

Tu stasjon er svært gammel og har en rekke komponenter fra byggeåret 1949. Selv med godt vedlikehold er det risiko forbundet med alder og materialers holdbarhet. Utsettelse kan også fremtvinge investering i nye transformatorer med 50 kV primærspenning.

Kobling til scenario

Tiltaket er nødvendig uavhengig av lastutviklingsscenario.

	Alt. 1	Alt. 2
Investeringskostnader	105	105
Restverdi	-3	-3
Tapskostnader	-	+
Avbruddskostnader	+	+
Driftskostnader	+	+
Sum	102	102
Prioritering	2	1

5.6.5 Hatteland transformatorstasjon

Omfang

Ny Hatteland stasjon, 3x50 MVA 132/15 (22) kV.

Rive gamle Hatteland transformatorstasjon (1966).

Begrunnelse

Hatteland transformatorstasjon er bygget i 1966 og flere av primærkomponentene er fra byggeår. Installert transformatorytelse er høyt utnyttet. Omfattende reinvesteringer er påkrevd og innsøylfing i 132 kV nettet gir merverdi knyttet til forsyningssikkerhet og kapasitet.

Tiltakshaver

Lyse Elnett og Klepp Energi.

Status

Konseptvalg for Jærnettet er tatt, konsesjonsunderlag forberedes.

Mulig idriftsettelse

Ønsket satt i drift innen 2028.

Alternative løsninger

Konsept er valgt gjennom områdeplan for Jærnettet.

0-alternativ: Reinvestere i 50 kV løsning i nytt bygg.

Alternativ 1: Ny 132 kV stasjon.



Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår alternativ 1 som mest rasjonelt. Viser til områdeutredning og konsekvensutredning for Jærnettet. Konsesjonssøknad dekker varianter av konseptet.

	0-alt.	Alt. 1
Investeringskostnader	96,5	96,5
Restverdi	-5,83	-5,83
Tapskostnader	-	++
Avbruddskostnader	-	+
Driftskostnader	1	1
Sum	96,5	96,5
Prioritering	2	1

Konsekvenser ved forsinkelse

Transformatorstasjonen er høyt lastet. Hvis tiltaket ikke følger utviklingen kan det komme behov for å investere i 50 kV materiell som ikke kan brukes over tid.

Kobling til scenario

Tiltaket er nødvendig i alle scenario. Tiltaket kan tilpasses utviklingen ift. år for gjennomføring.

5.6.6 Kleppemarka stasjon og forbindelser Hatteland – Kleppemarka 1 og 2

Omfang

Ny linje, dobbelkurs Hatteland – Kleppemarka, 3-4,3 km AI59-454 132 kV

Ny Kleppemarka transformatorstasjon, 2x50 MVA 132/15 (22) kV.

Rive gammel stasjon og tilhørende luftlinjer.

Begrunnelse

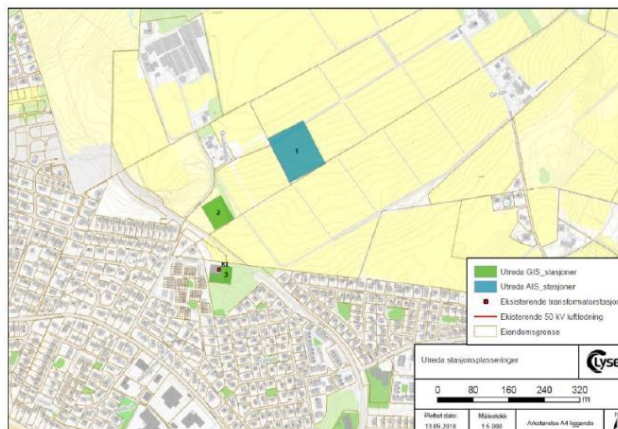
Kleppemarka er bygget i 1985, men flere av 50 kV komponentene er gjenbrukte komponenter fra '60 tallet. Inngår i områdeplan for Jærnettet.

Tiltakshaver

Lyse Elnett og Klepp Energi.

Status

Konseptvalg for Jærnettet er tatt, konsesjonsunderlag forberedes.



Mulig idriftsettelse

Linje og stasjon forventes satt i drift ca. 2030.

Alternative løsninger

Eksisterende bygningsmasse egner seg ikke for 132 kV ombygging. Varianter av plassering og type koblingsanlegg, AIS og GIS blir vurdert. Det er også vist til flere trasevarianter for kraftledningen.

0-alternativ: Reinvestere 50 kV anlegg, 15 kV anlegg og T1. Reinvestere 50 kV i Skeiane og trådbytte på flere matende forbindelser.

Alt. 1: Ny 132 kV stasjon + tilhørende linjer

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår konsept 1 som mest rasjonelt.

Konsekvenser ved forsinkelse

Ved forsinkelser kan det komme behov for reinvesteringer i stasjonskomponenter og forsynende linjer på 50 kV nivå.

	0-alt.	Alt. 1
Investeringskostnader	128	132
Restverdi	-10	-12
Tapskostnader	-	++
Avbruddskostnader	-	+
Driftskostnader	1	1
Sum	118	120
Prioritering	2	1

Kobling til scenario

Tiltaket vil være nødvendig uavhengig av scenario pga. alder. Lastutvikling kan påvirke tidspunkt for tiltaket.

5.6.7 Forbindelsene Fagrafjell – Kalberg – Holen – Håland, samt nye Kalberg og Holen transformatorstasjoner

Omfang

Ny linje Fagrafjell – Håland via Kalberg og Holen, 11-12 km Al59-685 132 kV.

Ny Kalberg transformatorstasjon.

Ny Holen transformatorstasjon.

Begrunnelse

Matende forbindelser, bygget i 1958, har reinvesteringspunkt ca. 2030. Stasjonene er bygget små og mye av el.materiell må reinvesteres. Ringforbindelse i 132 kV nettet gir reduserte avbruddskostnader.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Mulig idriftsettelse

I perioden 2030-2035.

Status

Del av vedtatt konsept for Jærnettet. Ligger noe frem i tid og har høyere usikkerhet.

Alternative løsninger

Nettplan «Jærnettet» har vurdert fortsatt 50 kV drift opp mot 132 kV drift. Det legges opp til overgang til 132 kV når primærkomponentene i systemet når reinvesterings-alder/tilstand.

0-alternativ: Reinvestering av stasjoner og dobbelkurs VG-KA-HO.

Alternativ 1: 132 kV etablering av stasjoner og enkel forbindelse.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår 0-alt. som mest rasjonelt.



	0-alt.	Alt. 1
Investeringskostnader	192	189
Restverdi	-23	-22
Tapskostnader	0	++
Avbruddskostnader	0	+
Driftskostnader	-	-
Sum	169	167
Prioritering	2	1

Konsekvenser ved forsinkelse

Konsekvensene i første omgang er knyttet til risiko knyttet til fortsatt drift av gammelt materiell. Videre vil det være behov for tiltak hvis lasten i området stiger raskere enn prognosene. Investeringer i 50 kV materiell må ses opp mot fremskyndelse av nytt 132 kV nett.

Kobling til scenario

Tiltakene er sterkt knyttet til alder og tilstand, ulike lastutvikling, hhv. middel eller høy prognose kan avgjøre endelig årstall for tiltak.

5.6.8 Nærbø transformatorstasjon og kabel-/linje-innføring

Omfang

Ny Nærbø transformatorstasjon inkl. innsløyfung på forbindelsen Opstad - Håland (som er under behandling hos NVE).

Begrunnelse

Når øvrig 50 kV nett er fjernet vil Nærbø være radielt forsynt fra Opstad. Risiko vil være høy og driftsfleksibilitet vil være dårlig. Tidspunkt for reinvestering vil være avhengig av risikoprofil for stasjonen.

Tiltakshaver

Lyse Elnett og Jæren Everk.

Status

Del av vedtatt konsept for Jærnettet. Ligger noe frem i tid og har høyere usikkerhet.

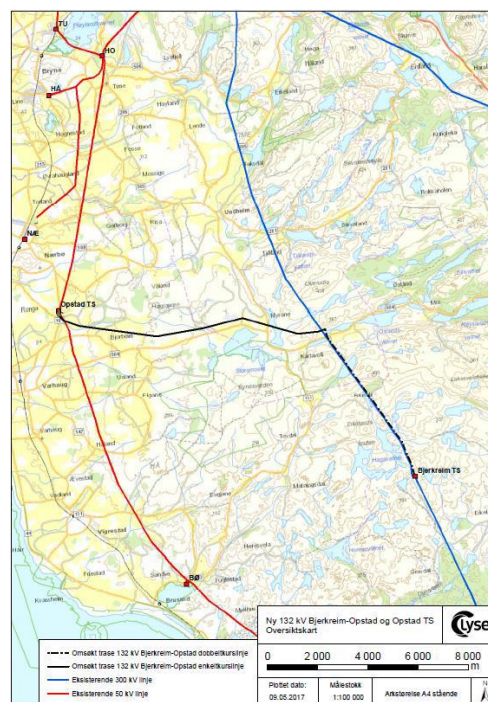
Mulig idriftsettelse

Ca. 2035.

Alternative løsninger

0-alt.: Reinvestering nærmere 2045 med fortsatt ensidig 50 kV forsyning fra Opstad.

Alternativ 1: Ny 132 kV stasjon + innsløyfung på Opstad – Håland 132 kV.



Samfunnsøkonomiske vurderinger

Del av områdeplan «Jærnettet», men ligger langt frem i tid og kan endres.

Konsekvenser ved forsinkelse

Tiltaket ligger langt frem i tid. Utsettelse gir økt risiko og begrenser videre vekst i området stasjonen forsyner.

	0-alt.	Alt. 1
Investeringskostnader	59	69
Restverdi	-20	-10
Tapskostnader	0	+
Avbruddskostnader	-	++
Driftskostnader	-	++
Sum	39	59
Prioritering	-	-

Kobling til scenario

Tiltakene er knyttet til øvrig kraftsystem, driftsfleksibilitet og risiko. Ikke direkte knyttet til lastutvikling.

5.7 Mulige tiltak i område «Sandnes øst»

Sandnes øst er definert som 50 kV systemet som forsyner Gjesdal og østre del av «gamle» Sandnes kommune med strøm. Systemet er matet fra Tronsholen og er et masket nett med en nordgående forbindelse via Vatne og Riska, og en sørgående forbindelse via Ålgård. Begge ender i Oltedal. Herfra går det to forbindelser videre til Maudal, hvorav den ene går innom Gilja, og én forbindelse til Oltesvik. De gamle oljekablene ut fra Tronsholen på forbindelsene mot Vatne og Ålgård er nylig skiftet ut med nye PEX-kabler med økt overføringskapasitet.

I Tronsholen reinvesteres nå 50 kV koblingsanlegget for å fjerne nye flaskehalser etter at kabler ut av Tronsholen er idriftsatt, og for at anlegget skal kunne driftes frem til og med 2030.

Omfang

Komplett overgang til 132 kV frem mot 2030-2040. Vatne og Ålgård med tilhørende forbindelser innen 2030.

Begrunnelse

Nettet har i dag tilnærmet full reserve ved enkeltfeil (N-1), men er da avhengig av tilgjengelig vinterproduksjon i perioder med høy last. Ved økende last vil imidlertid andelen av tiden med full reserve reduseres. Avhengigheten til produksjon gjør også systemet sårbart ved større lastøkning, eksempelvis som følge av elektrifisering. Nettsystemet er generelt preget av høy alder og kort forventet restlevetid.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Under planlegging.

Mulig idriftsettelse

2025-2040.

Alternative løsninger

0-alternativ: Videre drift på 50 kV.

Konsept 1: Komplett overgang til 132 kV innen 2030.

Konsept 2: Stegvis overgang til 132 kV innen 2045.

Konsekvenser ved forsinkelse

Økt risiko for feil og større KILE-risiko.

Kobling til scenario

Lastavhengige tiltak relatert til normal og høy. Tilstandsmessige tiltak er scenariuavhengige.

5.7.1 Vatne transformatorstasjon

Omfang

Vatne transformatorstasjon er høyt lastet og transformorkapasiteten er ventet å nå innen få år. Der er her muligheter for å sette inn en tredje transformator. Koblingsanleggene på 22 og 50 kV har kort forventet restlevetid og må byttes i løpet av de neste 10 årene. Dette samsvarer bra med overgang til 132 kV innen 2030.

Begrunnelse

Forventet lastøkning og alder på komponenter.

Tiltakshaver

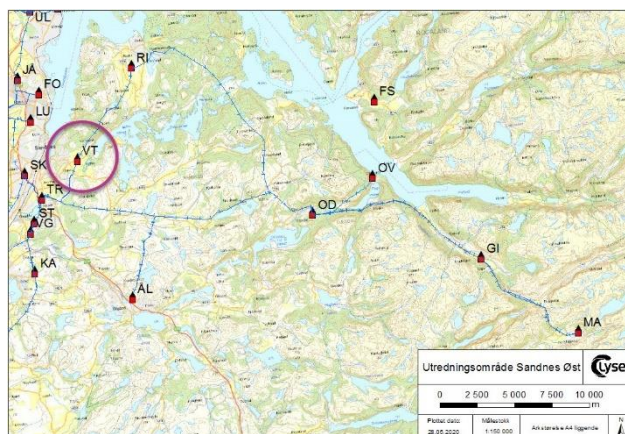
Lyse Elnett.

Status

Under utredning.

Mulig idriftsettelse

Innen 2030.



Alternative løsninger

Avhengig av planen for resten av systemet vil det i første omgang enten settes inn en tredje transformator, eller monteres vifter på de eksisterende transformatorene.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Under utredning.

Konsekvenser ved forsinkelse

Last må flyttes til andre stasjoner. Reserveforsyning blir redusert.

Kobling til scenario

Tiltaket knyttet til levetid er uavhengig av scenario, mens det for trafobytte vil påvirke tidspunkt.

5.7.2 Ålgård transformatorstasjon

I Ålgård transformatorstasjon er det lastutfordringer grunnet kapasitetsbegrensninger. Dagens stasjon har begrensede muligheter for utvidelse. Et alternativ er å bygge ny transformator-stasjon, forsynt fra Fagrafjell på 132 kV. Det er i mulighetsstudier sett på plassering nær dagens stasjon eller på Skurve. Alternativet på Skurve er så langt fra lastsentrum at man da også bør se på å rehabilitere dagens stasjon, slik at denne kan forsyne lasten på Ålgård og Figgjo. En ny transformatorstasjon på Ålgård passer inn i konseptene for fremtidig 132 kV nettstruktur.

Omfang

Ny transformatorstasjon med ny forsyning på 132 kV. Eksisterende trafostasjon ventes å bestå i en eller annen form, enten som transformatorstasjon eller koblingsstasjon i distribusjonsnettet.

Begrunnelse

I første omgang lastutfordringer, men innen 2030 også alder og tilstand på viktige komponenter.

Tiltakshaver

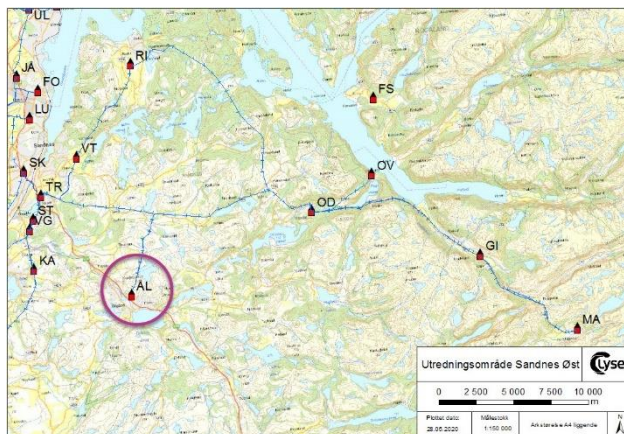
Lyse Elnett.

Status

Under utredning.

Mulig idriftsettelse

2025-2030.



Alternative løsninger

Se på gevinster av å bygge om deler av nettet til 22 kV og styrke forsyning mot Skurve fra Oltedal.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Under utredning.

Konsekvenser ved forsinkelse

Kan medføre stopp i større nytilknytninger dersom kapasitetsgrensen nås før det er gjort tiltak

Kobling til scenario

Middels- og høyscenario tilsier tiltak innen 2025. Lavscenarie noe senere.

5.7.3 Maudalslinjene (Maudal-Gilja og Maudal-Oldedal)

Omfang

Erstatte dagens 50 kV linjer opp til Maudal; MA-OD (fra 1930) og MA-GI (fra 1949) med forbindelser i 22 kV-nettet.

Begrunnelse

Dagens Maudal kraftverk skal erstattes av to mindre kraftverk, som vil tilknyttes 22 kV nettet under Gilja. Dermed forsvinner også behovet for disse forbindelsene.

Tiltakshaver

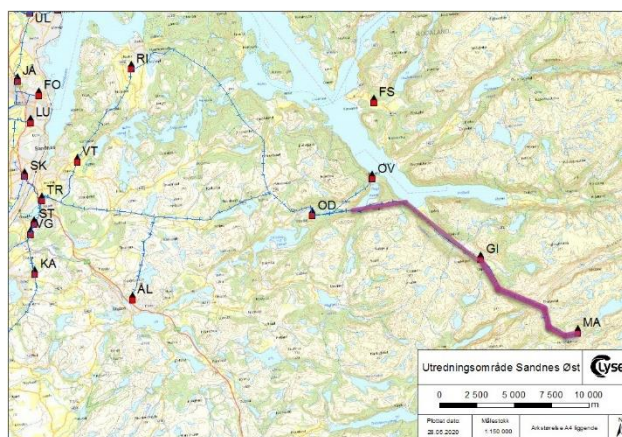
Lyse Produksjon.

Status

Konsesjonssøknad under utarbeidelse.

Mulig idriftsettelse

2023-2025.



Alternative løsninger

0-alternativ: Reinvestere dagens 50 kV nett.

Alternativ 3B: Bygge én ny 132 kV forbindelse og én 22 kV forbindelse til Maudal.

Alternativ 4C: Bygge to nye 22 kV forbindelser til Maudal.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår alternativ 4C som mest rasjonelt.

Konsekvenser ved forsinkelse

Utsatt tidspunkt for idriftsettelse av nye kraftverk.

Kobling til scenario

Uavhengig av lastscenarioer.

	0-alt.	Alt. 3B	Alt. 4C
Investeringskostnader	88,9	89,1	79,1
Tapskostnader	10,5	8,5	11,8
Avbruddskostnader	1,9	1,8	-1,9
Driftskostnader	1,3	1,3	1,9
Sum	102,6	100,7	80,9
Prioritering	3	2	1

5.7.4 Gilja transformatorstasjon - Ny transformator

Omfang

Bytte av transformator 50/22 kV fra 5 til 25 MVA, i tillegg til enkelte endringer på 22 kV koblingsanlegg.

Begrunnelse

I forbindelse med at de nye Maudal kraftverker skal tilkobles distribusjonsnettet under Gilja må transformatoren byttes. Øvre Maudal kraftverk er planlagt tilkoblet nettet Q3 2021, mens Nedre Maudal kraftverk er planlagt tilkoblet nettet i 2023.

Tiltakshaver

Lyse Produksjon.

Status

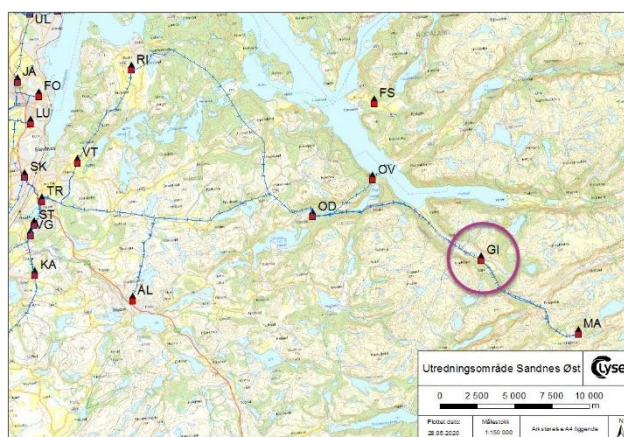
Konsesjonssøknad under utarbeidelse.

Mulig idriftsettelse

2021.

Alternative løsninger

Er vurdert å bruke eksisterende transformator, men er ikke funnet transformator som er egnet til formålet.



Samfunnsøkonomiske vurderinger

Investeringskostnadene er estimert til ca. 10,5 Mkr.¹²

Konsekvenser ved forsinkelse

Vil påvirke fremdriftsplanen for nettilknytning av Øvre Maudal kraftverk

Kobling til scenario

Tiltaket utløses av produksjonstilknytning, uavhengig av scenario

¹² Inkluderer ny transformator, bestykning av bryter-celle på hhv. 50 og 22 kV og bygningsmessige justeringer.

5.8 Mulige tiltak i område «Ryfylke»

Området Ryfylke er definert som 50 kV systemet som forsyner Strand, Hjelmeland og tidligere Finnøy (nå del av Stavanger) kommune med strøm. Systemet er matet fra 50/132-stasjonen Dalen som har 132 kV forbindelser mot Lysebotn i øst og Stokkeland (Fagrafjell fra 2023) stasjon i sørvest.

Omfang

Området består av 8 transformasjonspunkter og nær 70 km med linjer og kabelforbindelser. Regionalnettstiltak vil ses i sammenheng med omfattende spenningsoppgradering (10→22 kV) i distribusjonsnettet.

Begrunnelse

Kraftig vekst i punktlaster de siste 3-4 år har spist opp de marginene som lå i systemet. Veksten har vært langt over prognosene basert på SSB sine befolkningsframskrivninger. Systemet er utbygd i to perioder, en på 50-tallet og ny runde på 70-tallet. Reinvesteringsbehov sammenfaller med kapasitetsbehovet. Kapasitetsbehov og praktisk prosjektgjennomføring dikterer i stor grad utbyggingsrekkefølgen.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Tiltak 132 kV forbindelse Dalen – Hjelmeland og Hjelmeland stasjon er omsøkt og til behandling hos NVE.

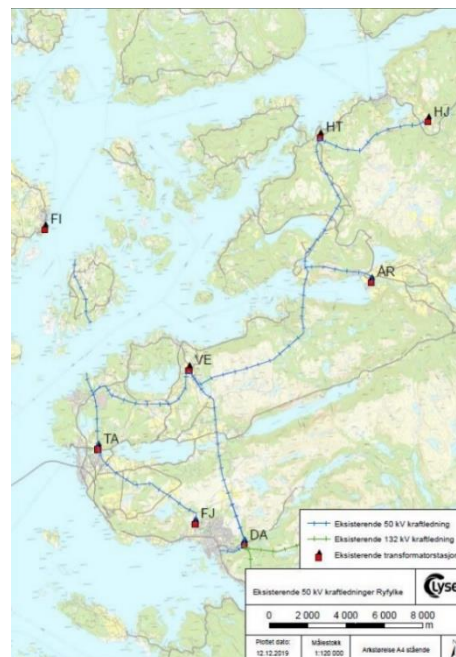
Øvrige tiltak er under utredning.

Mulig idriftsettelse

Ny Hjelmeland stasjon er forventet på drift 2023. Hele systemet forventes lagt over på 132 kV til rundt 2030-2035.

Alternative løsninger

Det er utført en screening av mulige alternative forsyningspunkter til systemet. Vi har hatt dialog med Haugaland Kraft og har lagt bort videre løsninger mot Suldal. Varianter knyttet til oppgradering av eksisterende struktur blir utredet videre.



0-alternativ: Fortsatt drift på 50 kV med nødvendig vedlikeholdstiltak.¹³

Konsept 1: Overgang til 132 kV og beholde dagens stasjoner.

Konsept 2: Overgang til 132 kV, endre nettstruktur ved å slå sammen enkelte av dagens stasjoner; Veland og Tau, samt Fjelde og Dalen.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ulike konsept er under utredning.

Konsekvenser ved forsinkelse

Dersom tiltaket blir forsinket vil enkelte 50 kV elementer gå mot en N-0 situasjon og vil være til hinder for vekst i området. Konsekvenser vil kunne være tilknytningsstopp både i ny last og produksjon.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendige i både middel- og høyscenario. Det enkelte tiltak i konseptet tilpasses den løpende utviklingen som kan observeres i regionen ift. tid og kanskje også rekkefølgeprioritering.

¹³ Dette hindrer vekst og nye tilknytninger og det er lite utkoblingsmuligheter i nettet. Det er derfor besluttet overgang til 132 kV og dermed utgår nullalternativ.

5.8.1 Dalen – Hjelmeland og ny Hjelmeland transformatorstasjon

Omfang

Ny linje Dalen – Hjelmeland, 26,6-28,4 km Al59-685/454 132 kV.

Ny Hjelmeland transformatorstasjon, 2 x 32,5 MVA 132/22 kV.

132 kV bryterfelt i eksisterende Dalen transformatorstasjon.

Begrunnelse

Det er omsøkt uttak i Hjelmeland som utfordrer flere elementer av den etablerte 50 kV driften.

Transformorkapasitet, spenningsutfordringer og høy alder gir lite potensiale for høyere utnyttelse av en 50 kV løsning. Prognoser og kontakt med næringslivet gir utsikter for vesentlig høyere forbruk i området.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Søknad er til behandling hos NVE.

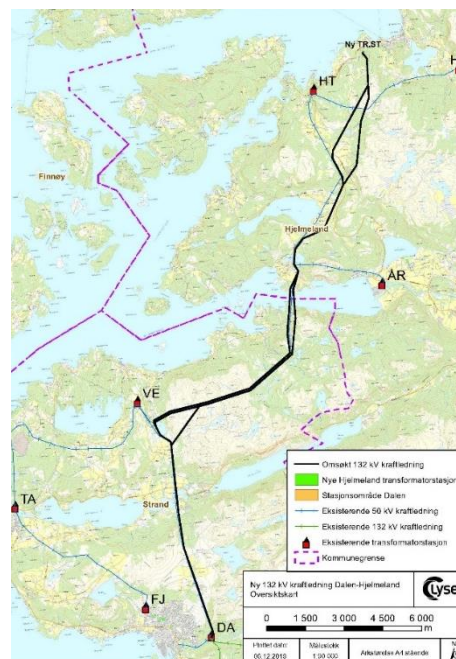
Mulig idriftsettelse

Estimert driftsettelse 2023.

Alternative løsninger

0-alternativ: Fortsatt drift på 50 kV, lagt bort på bakgrunn av at det er ikke driftsmessig forsvarlig å tilknytte ny last.

Alternativ 1: 132 kV forbindelse Dalen – Hjelmeland og ny Hjelmeland transformatorstasjon.



Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår konsept 1 som mest rasjonelt.

Konsekvenser ved forsinkelse

Dersom tiltaket blir forsinket vil enkelte 50 kV elementer gå mot en N-0 situasjon og vil være til hinder for vekst i område. Konsekvenser vil være tilknytningsstopp både i ny last og produksjon.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendige i både middel- og høyscenario.

	0-alt.	Alt. 1
Investeringskostnader	119	219
Tapskostnader	0	-67,5
Avbruddskostnader	0	3,6
Andre kostnader	40	0
Sum	159	155
Prioritering	2	1

5.8.2 Dalen stasjon og 132 kV transformering

Dalen som stasjon er i god stand og godt utstyrt, noe som står i stil til viktigheten av stasjonen. Unntaket er transformeringen 132/50 kV som er kritisk for strømforsyningen til Ryfylke. Stasjonen er bestykket med to 132/50 kV transformatorer, T1 på 50 MVA (1972) og T2 på 100 MVA (1984). T1 er relativt gammel med begrenset ytelse og forsyner i normal last kun stålverket på Jørpeland, mens T2 forsyner øvrig forbruk i Ryfylke.

Omfang

Erstatte T1 50 MVA (1972) med ny 132/50 kV 100 MVA.

Begrunnelse

Kraftig vekst i underliggende last gjør at man i 1000 (2019) → 2000 (2018) timer i året er utenfor N-1 på transformorkapasitet i Dalen. Hvis den kraftige veksten i området realiseres, øker tiden utenfor N-1 opp mot 7000 t av året forutsatt dagens lastprofil. Ny transformator må også ses i sammenheng med behov for spolekapasitet i 132 kV systemet, da dagens transformatorer ikke er dimensjonert til å håndtere nødvendig spolekapasitet.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Under utredning.

Mulig idriftsettelse

Usikkert.

Alternative løsninger

132 kV utbygging i Ryfylke er på trappene og 1. steg

Dalen – Hjelmeland ligger til behandling hos NVE.

0-alternativ: Reinvestere 132/50 og 50/10 kV transformering – ikke nødvendig da overordnede planer legger opp til 132 kV overgang.

Alternativ 1: Skifte T1, deretter fjerne transformering og kun beholde koblingsanlegg på 132 kV ved reinvestering.

	0-alt.	Alt. 1
Investeringskostnader	170	40
Tapskostnader	0	++
Avbruddskostnader	+	++
Driftskostnader	0	++
Sum	170	40
Prioritering	2	1

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Ut fra samfunnsøkonomiske vurderinger fremstår alternativ 1 som mest rasjonelt.

Konsekvenser ved forsinkelse

Tiltaket er i første omgang ønsket pga. risikobildet som er tett koblet til underliggende last.

Behov for spoleytelse avhenger av andre forhold i nettet og kan endre seg.

Kobling til scenario

Tiltaket er lønnsomt selv ved dagens lastnivå, tiltaket er ikke scenarioavhengig, men er koblet til realiseringen av andre tiltak i systemet.

5.8.3 Ny Veland transformatorstasjon, samt 132 kV innsløyfung Dalen - Hjelmeland

Veland stasjon er liten og i dårlig forfatning. Dette medfører alvorlige begrensninger i overføringskapasiteten. Forrige KSU la opp til en nedleggelse av Veland som stasjon. Det er i ettertid økt lastprognosen og utredet konsekvensene av dette i distribusjonsnettet, der en har konkludert med at det ikke vil være teknisk mulig å forsyne lasttyngdepunktet Fiskå ved en fjerning av Veland stasjon.

Omfang

Ny Veland transformatorstasjon, 2 x 25 MVA 132/22 kV.
Kort innsløyfung på omsøkte 132 kV Dalen – Hjelmeland.

Begrunnelse

Eksisterende Veland stasjon (1953) er fullt utnyttet i flere ledd av anlegget. Flere av hovedkomponentene er også utlevd og må reinvesteres. God plassering i forhold til lasten den forsyner og fremtidig økning innenfor området

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Under utredning, forbereder konsesjon.

Mulig idriftsettelse

Linje og stasjon forventes satt i drift 1. januar 2024.



Alternative løsninger

0-alternativ: Beholde dagens 50 kV og reinvestere ved behov. Går mot kollaps, ikke teknisk mulig for lastutvikling i området.

Alternativ 1: Reinvestere dagens Veland stasjon med spenningsheving til 132/22 kV.

Alternativ 2: Slå sammen Tau og Veland stasjon med spenningsheving til 132/22 kV.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Under utredning. Vi forventer at reinvesteringskostnader og tapsfordel i stor grad vil forsvare hele fornyelsen.

Konsekvenser ved forsinkelse

Dersom tiltaket blir forsinket vil enkelte 50 kV elementer gå mot en N-0 situasjon og vil være til hinder for vekst i område. Konsekvenser kan være tilknytningsstopp i ny last og produksjon.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendig i alle scenario.

5.8.4 Ny Finnøy transformatorstasjon og forbindelse Veland - Finnøy

Omfang

Ny Finnøy transformatorstasjon, 2 x 25 MVA 132/22 kV, 1 x 25 MVA 132/10 kV.
Ny 132 kV forbindelse Veland – Finnøy, ca. 12 km sjøkabel.

Begrunnelse

Finnøy stasjon (1974) er enkelt utstyrt uten fleksibilitet og forsyner en betydelig last. Det er ikke rasjonelt med utvidelse av dagens stasjon og den anbefales reinvestert innen rimelig tid. Det er svært vanskelig å koble ut 50 kV uten utkobling av last eller bruk av dieselaggregat.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Ikke påbegynt.

Mulig idriftsettelse

Forbindelse og stasjon forventes satt i drift ila. 2025.

Alternative løsninger

0-alternativ: Omfattende tiltak i stasjon og overføringslinjer må til for å kunne understøtte fortsatt vekst.

Det undersøkes og konkretiseres varianter av 132 kV løsninger som bygger videre på Dalen – Hjelmeland forbindelsen som er til behandling eller muligheter lenger bak i systemet.



Samfunnsøkonomiske vurderinger

Under utredning.

Konsekvenser ved forsinkelse

Dersom tiltaket blir forsinket vil enkelte 50 kV elementer gå mot en N-0 situasjon og vil være til hinder for vekst i område. Konsekvenser er tilknytningsstopp både i ny last og produksjon.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendig i alle scenario, alder/tilstand er drivende ved en lav utvikling i forbruk.

5.8.5 Ny Tau transformatorstasjon, 132 kV forbindelse Dalen – Fjelde – Tau

Omfang

Ny Tau transformatorstasjon, 2 x 25 MVA 132/22 (11) kV.
Forbindelse Veland – Tau, ca. 7 km 132 kV.

Begrunnelse

Tau stasjon er enkel og gammel (1972) med stor økning i underliggende last over tid. Prognosert last for 2037 er 40 MW. Eksisterende bygg gjør at utvidelse ikke er mulig eller rasjonelt. Det er et stort vedlikeholdsbehov på 50 kV, men utkobling er ikke mulig uten dieselaggregat. Strand kommune har ytret ønske om å flytte stasjonen.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Ikke påbegynt.

Mulig idriftsettelse

Linje og stasjon forventes satt i drift ila. 2026.



Alternative løsninger

0-alternativ: Beholde dagens 50 kV og reinvestere ved behov. Går mot kollaps, ikke teknisk mulig for lastutvikling i området.

Alternativ 1: Reinvestere dagens Tau stasjon med spenningsheving til 132 kV.

Alternativ 2: Slå sammen Tau og Veland stasjon med spenningsheving til 132 kV.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

Under utredning. Vi forventer at reinvesteringskostnader og tapsfordel i stor grad vil forsvare hele fornyelsen.

Konsekvenser ved forsinkelse

Dersom tiltaket blir forsinket vil enkelte 50 kV elementer gå mot en N-0 situasjon og vil være til hinder for vekst i område. Konsekvenser vil være tilknytningsstopp både i ny last og produksjon.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendig i alle scenario, alder/tilstand er drivende ved en lav utvikling i forbruk.

5.8.6 Ny Fjelde transformatorstasjon

Omfang

Ny Fjelde transformatorstasjon, 2 x 25 MVA 132/10 (22) kV.

Forbindelse Dalen – Fjelde, ~ 5 km 132 kV.

Forbindelse Fjelde – Tau, ~7 km 132 kV.

Begrunnelse

Fjelde stasjon bygget i 1961 er moden for modernisering og tiltaket sammenfaller med den generelle 132 kV oppgraderingen i Ryfylke.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Under utredning.

Mulig idriftsettelse

Linje og stasjon forventes satt i drift ila. 2027.

Alternative løsninger

0-alternativ: Reinvestere 50 kV materiell og linjer.

Alternativ 1: Reinvestere 132 kV materiell og linjer.

Det vil bli undersøkt om ny Fjelde kan dimensjoneres slik at 10 kV i Dalen stasjon kan utgå ved endt levetid.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

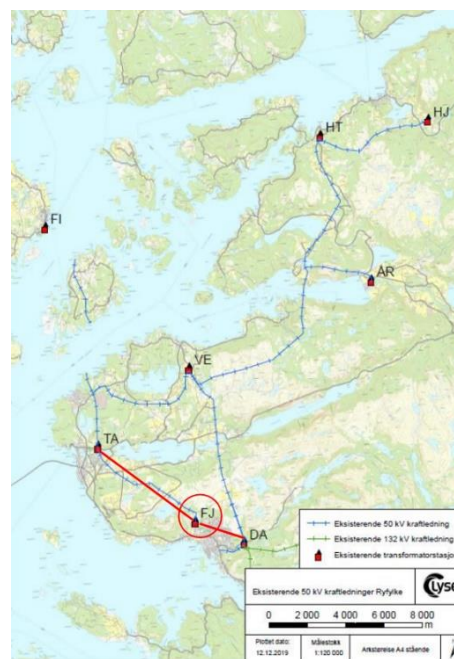
Under utredning. Vi forventer at reinvesteringskostnader og tapsfordel i stor grad vil forsvare hele fornyelsen.

Konsekvenser ved forsinkelse

Stasjonen er nær fullt ut utnyttet og vil være til hinder for videre vekst i området.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendig i alle scenario, alder/tilstand er drivende ved en lav utvikling i forbruk.



5.8.7 Ny Årdal transformatorstasjon

Omfang

Ny Årdal transformatorstasjon, 2 x 25 MVA 132/22 kV.

Innsløyfing «inn og ut» på forbindelsen Veland – Hjelmeland, ca. 4 km 132 kV.

Begrunnelse

Det planlegges mye ny næringsvirksomhet i Årdal som vil øke effektuttaket i årene som kommer. Årdal stasjon (1976) er liten og trang med få utvidelsesmuligheter. Forsyningslinjene er også modne for utskiftning.

Tiltakshaver

Lyse Elnett.

Status

Ikke påbegynt.

Mulig idriftsettelse

2027-2030.

Alternative løsninger

0-alternativ: Reinvestere med 50 kV løsninger.

Alternativ 1: Etablere ny 132 kV stasjon med innsløyfing på omsøkte Dalen (Veland) – Hjelmeland forbindelse.



Samfunnsøkonomiske vurderinger

Under utredning. Vi forventer at reinvesteringskostnader og tapsfordel i stor grad vil forsvare hele fornyelsen.

Konsekvenser ved forsinkelse

Det vil være vanskelig å tilknytte mer last i systemet og konsekvensen ved feil vil øke med økende last.

Kobling til scenario

Tiltak er nødvendig i alle scenario, alder/tilstand er drivende ved en lav utvikling i forbruk.

5.9 Mulige tiltak i område «Dalane, forsynt fra Kjelland»

Omfang

Dalane Nett forsyner kommunene Eigersund og Bjerkreim på 50 kV nettet forsynt fra Kjelland.

I 50 kV nettet opplever Dalane Nett økt interesse for industriutvikling i Bjerkreim og Eigersund. Nettsituasjonen har begrenset med kapasitet og større kunder vil kreve omstrukturering av nettet for å løfte kapasiteten og øke sikkerheten i forsyningen.

Tiltakshaver

Dalane Nett.

Status

Under utredning.

Begrunnelse

Økningen i forbruk og fremtidige prognoser basert på befolkningsvekst for Dalaneregionen er håndterbart med dagens 50 kV system. Det utfallet av lastuttak som ligger i scenario 1 og 2 er i stor grad innenfor hva dagens system kan håndtere, men det er flere steder begrensede muligheter for lastøkning utover hva som legges opp til i prognosene. Alder på nettet og mulig integrering av større mengde ny fornybar produksjon eller kraftkrevende industri kan likevel introdusere 132 kV systemspenning til denne delen av utredningsområdet.



I 2018 ble det utarbeidet en rapport for Eigersundsnettet, og rapporten ble senere oppdatert i 2019. Rapporten er en analyse av 50 kV nettet i Eigersund, og ser alternative nettløsninger opp mot scenarier for høy- og lav lastutvikling. For lavscenariet er den mest lønnsomme løsningen å fornye nettet på 50 kV, mens for høyscenariet er 132 kV mest lønnsomt. For å skape fleksibilitet for et mulig høylastscenario er det besluttet å investere i 132 kV også i lavlastscenariet. Rapporten er lagt til grunn for den videre utviklingen av 50 kV nettet i Eigersund, og tar sikte på å etablere en fleksibel nettløsning i området, med en høyere forsyningssikkerhet enn i dag.

Felles for alle alternative nettløsninger, både i høy- og lavlastscenarie, i rapporten er at de starter med forsyningsbildet til Svanevannsveien transformatorstasjon. Forsyningen til Svanevannsveien går i dag via Slettebø koblingsstasjon. Dalane Nett søkte konsesjon for etablering av en direkte 50/132 kV kabelforbindelse mellom Kjelland og Svanevannsveien i juni 2019. Konsesjonssaken ligger i mai 2020 fortsatt til behandling hos NVE.

Motivasjonen for å starte med kabelforbindelsen er å øke forsyningssikkerheten til kunder som blir forsynt via Svanevannsveien transformatorstasjon, samt å legge til rette for en mer fleksibel omstrukturering og utbedring av Slettebø koblingsstasjon.

Dalane Nett har nylig startet arbeidet med å utrede konkrete løsninger for nye Slettebø koblingsstasjon. Utredningen tar sikte på å finne den samfunnsmessig beste løsningen for nettanleggene som blir berørt av arbeidet, uavhengig av eierskap. Det er ønskelig å først få en avklaring på den omsøkte direkteforbindelsen mellom Kjelland og Svanevannsveien, og de alternative løsningene er derfor ikke ferdig utredet. Fremtiden for Slettebø koblingsstasjon forventes avklart, og konsesjonssøkt, i løpet av 2020.

Bjerkreim – 50 kV

Dalane Nett er involvert i arbeidet med konsesjonssøknad av en 132 kV forbindelse mellom Bjerkreim transformatorstasjon og Birkemoen industriområde i Bjerkreim. Dette arbeidet er initiert av ønsket om tilrettelegging for effektkrevende industri, men kan i fremtiden også bli en viktig regionalforbindelse for Bjerkreim og videre til Kjelland og Egersund. Arbeidet ses også i sammenheng med behovet for å oppgradere Birkemoen transformatorstasjon, hvor bygningsmessig tilstand og enkelte komponenter nærmer seg sin tekniske levetid.

Det planlegges å sende konsesjon på 132 kV ledning Bjerkreim-Birkemoen og transformatorstasjon Nye Birkemoen transformatorstasjon i innen sommeren 2020. Utbygging av Nye Birkemoen transformatorstasjon vil skje i to steg. I steg 1 planlegges det med 25 MVA transformator som skal dekke nødvendig oppstart effekt for næringsområdet. I fremtiden skal denne erstatte nåværende Birkemoen transformatorstasjon. Utviklingssteg 2 vil skje i nært samarbeid med industriutvikler men stasjonen planlegges med flere 25 MVA transformatorer for forsyning av næringsområdet.

Videre kan forbindelsen mellom Bjerkreim transformatorstasjon og Birkemoen ses i sammenheng med Egersund næringspark på Eigestad i Egersund kommune, som er lokalisert mellom Kjelland og Birkemoen. Arbeidet med etableringen av næringsparken har nylig startet opp igjen. Ved etablering av kraftkrevende industri i dette området vil det være nødvendig med en betydelig forsterking av kraftforsyningen og det vil være naturlig å se både mot eksisterende 50 kV nett fra Kjelland, og eventuelt mot Birkemoen og Bjerkreim transformatorstasjon.

Kjelland – 50 kV

Dalane Nett opplever en viss usikkerhet vedrørende fremtiden til Kjelland transformatorstasjon. Det foreligger ingen konkrete planer om å oppgradere regionalnettforbindelsene inn til Kjelland til 132 kV, samtidig som det heller ikke er planer om å fornye eller erstatte Kjelland transformatorstasjon.

I området som i dag forsynes fra Kjelland er det konsesjonssøkt produksjonsanlegg med samlet kapasitet som overskrider de 20 MW som Kjelland transformatorstasjon er begrenset til. Dalane Nett avventer tilbakemelding fra Lyse Elnett vedrørende økt kapasitet for innmating.

5.10 Mulige tiltak i område «Dalane, forsynt fra Åna-Sira»

Omfang

Dalane nett forsyner Lund og Sokndal på 60 kV nett forsynt fra Åna-Sira i sør. I tillegg har Titania en egen områdekonsesjon.

Tiltakshaver

Dalane Nett og Titania.

Status

Under utredning.

Lund og Sokndal – 60 kV

Dalane Nett har startet utredninger som ser på mulige oppgraderinger av vern og bryteranlegg for Haukland- og Sandsmark transformatorstasjon.



Dalane Nett er i dialog med Agder Energi om muligheter for sitt uttak via Konstali, fra forbindelsen mellom Finså og Austadvika. Det er foreløpig ikke avklart når arbeidet med å utrede fremtiden til denne forbindelsen blir igangsatt.

Dalane Nett sitt uttak fra Åna-Sira

Dalane Nett avventer videre fremdrift i arbeidet som er igangsatt med sitt uttak i Åna-Sira. Dette arbeidet er initiert av, og ledes av, Lyse Elnett.

Titania

Nettsystemet til Titania er aldrende, i 2018 ble det reinvestert i ny matende forbindelse fra Åna-Sira til Logsmyr, ny linje ble dimensjonert for 132 kV. Titania vil i årene som kommer fortsette med reinvestering av gammelt anlegg.

Titania melder også om økt effektuttak som følge av elektrifisering, omlegging av drift og nye eksterne uttakskunder innenfor området som KNA Raceway Sokndal hvor det legges opp til omfattende infrastruktur for lading av elektriske kjøretøy til bruk på bane.

5.10.1 Titania – fornying av kraftforsyning

Omfang

Fornyelse av store deler av dagens 60 kV-nett. Dette inkluderer blant annet 7,2 km luftlinje, 2 transformatorstasjoner, 1 koblingsstasjon og 5 transformatorer med samlet ytelse på 23,5 MVA.

Begrunnelse

De siste årene har bedriften utvidet en stor del av produksjonsanlegget. Samtidig har bedriften, på grunn av strengere miljøkrav, måtte gå over fra oljebrennere til elektrisk oppvarming. Bedriften bruker i dag store mengder gass og diesel i sin daglige drift, noe som det i nær fremtid vil måtte finnes alternative løsninger på. Dagens kraftforbruk ligger opp mot 22 MW, som er i øvre område på hva det elektriske anlegget kan levere. Fremtidig kan bedriften ha behov for å øke sitt forbruk av elektrisk kraft til over 50 MW.

Alderen på flere av komponentene har oversteget 60 år, og har kort forventet restlevetid. Reinvestering er derfor nært forestående.

Tiltakshaver

Titania.

Status

Forespørsel om utredning sent til konsulentfirma.

Mulig idriftsettelse

2022→?

Alternative løsninger

Vurdere reinvestering av dagens 60 kV-system opp mot nytt anlegg på 132 kV, som nå er tilgjengelig i Åna-Sira.

Samfunnsøkonomiske vurderinger

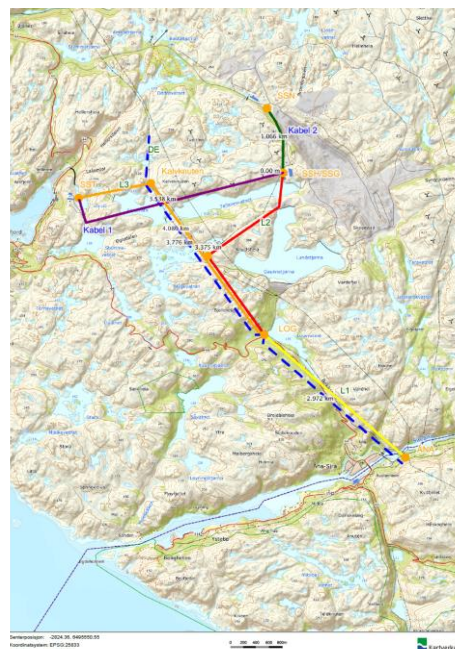
Under utredning.

Konsekvenser ved forsinkelse

Forsinkelse av fremdrift kan påvirke overgangen fra fossilt brensel til elektrisitet.

Kobling til scenario

En del av tiltakene er koblet opp mot forventet vekst i lastbehov. Men sentrale komponenter har også et reinvesteringsbehov, uavhengig av lastøkning.



6. Referanser

- [1] Statistisk sentralbyrå, «Ssb: Ordforklaring,» [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/folkfram>. [Funnet 15 April 2020].
- [2] Enova, «Drift: Graddagstall,» 2019. [Internett]. Available: <https://www.enova.no/om-enova/drift/graddagstall/>. [Funnet 15 April 2020].
- [3] Direktoratet for økonomistyring, «Veileder i samfunnsøkonomiske analyser,» www.dfo.no, Oslo, 2018.
- [4] Regjeringen, «Meld. St. 14 (2011–2012): regjeringen.no,» 2011-2012. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld-st-14-20112012/id673807/?ch=1>. [Funnet 5 mai 2020].
- [5] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Vil klimaendringene ta fra oss lyset i lampa?,» Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2015.
- [6] Rogaland Fylkeskommune, «Regionalplan for Jæren 2050,» Rogaland fylkeskommune, Stavanger, 2020.
- [7] Rogaland Fylkeskommune, «Regionalplan for samordna arealbruk og transport i Ryfylke 2017 - 2030,» Rogaland Fylkeskommune, Stavanger, 2016.
- [8] Klima- og miljødepartementet, «Aktuelt: Regjeringen.no,» 7 Februar 2020. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/norge-forsterker-klimamalet-for-2030-til-minst-50-prosent-og-opp-mot-55-prosent/id2689679/>. [Funnet 23 Mars 2020].
- [9] Energi- og miljøkomiteen, «Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030,» Energi- og miljøkomiteen, Oslo, 2015-2016.
- [10] Rogaland Fylkeskommune, «Energi og klima: rogfk.no,» 1 Oktober 2019. [Internett]. Available: <https://www.rogfk.no/vare-tjenester/planlegging/gjeldende-planer-og-strategier/energi-og-klima/regional-plan-for-energi-og-klima-2010-2020/>. [Funnet 23 Mars 2020].

- [11] Thema Consulting Group, «Klimagassutslipp og mulige tiltak i Sør-Rogaland,» Oslo, 2019.
- [12] Stavanger kommune, «Klima- og miljøplan 2018 - 2030,» Stavanger kommune, Stavanger, 2018.
- [13] Opplysningsrådet for veitrafikken, «Elbilstatistikk: elbil.no,» Norsk elbilforening, 31 12 2019. [Internett]. Available: <https://elbil.no/elbilstatistikk/elbilbestand/>. [Funnet 23 Mars 2020].
- [14] NVE, «Nasjonal ramme for vindkraft,» Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2019.
- [15] Det kongelige olje- og energidepartementet, «Meld. St. 25 Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030,» Olje- og energidepartementet, Oslo, 2016.
- [16] Statnett, «Langsiktig markedsanalyse - Norden og Europa 2018–2040,» Statnett, 2018.
- [17] Energi og klima, «energiogklima.no,» Wood Mackenzie, 27 Mars 2020. [Internett]. Available: <https://energiogklima.no/nyhet/fem-paa-fredag/fem-pa-fredag-lav-oljepris-kan-gi-vekst-i-fornybart/>. [Funnet 27 Mars 2020].
- [18] T. S. Hårstad, Nettpplan for Tronsholen transformatorstasjon, Lyse Elnett, 2018.
- [19] L. Skjørestad, J. Nilsen Aalhus og G. Brennhagen, «Klima- og miljøplan 2018 - 2030,» Stavanger kommune, 2018.
- [20] Statistisk sentralbyrå, «Ssb: Befolkningsframskrivinger,» 26 Juni 2018. [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/folkfram>. [Funnet 15 April 2020].