



Kraftsystemutredning for Sør-Rogaland 2022

Hovedrapport



Innhold

Innhold	1
Sammendrag	3
1 Utredningsprosessen	5
1.1 Om kraftsystemutredningen	5
1.2 Utredningsområdet	6
1.3 Deltakere i kraftsystemutvalget	7
2 Forutsetninger	8
2.1 Tekniske forutsetninger	8
2.1.1 Kriterier for dimensjonering og drift av nettet	8
2.1.2 Overføringskapasitet	11
2.1.3 Metode for måling og estimering av forbruk og produksjon	11
2.1.4 Metode for temperaturkorrigering av makslast	12
2.1.5 Temperaturkorrigering av energiforbruk	13
2.2 Samfunnsøkonomiske forutsetninger	14
2.2.1 Metodikk for nullalternativ	15
2.3 Miljømessige vurderinger	16
2.3.1 Elektromagnetiske felt	16
2.3.2 Arealbruk og landskapstilpasning	17
2.3.3 Kabel kontra luftledning	17
2.3.4 Tilpasning til fremtidige klimaendringer	19
2.3.5 Forutsetninger spesielt for Sør-Rogaland	20
3 Dagens kraftsystem	21
3.1 Oversikt over dagens kraftsystem	21
3.1.1 Generell beskrivelse	21
3.1.2 Aldersfordeling i regionalnettet	23
3.1.3 Avbrudd og feilstatistikk driftsforstyrrelse	25
3.1.4 Endringer i regionalnettet siste to år	26
3.1.5 Inndeling i områder	27
3.2 Vurdering av tilgjengelig nettkapasitet	29
3.2.1 Nettkapasitet for større forbruk	29
3.2.2 Nettkapasitet for ny kraftproduksjon	30
3.2.3 Oversikt over ny kraftproduksjon	32
3.3 Makslasttimen og makslastdøgnet	33

3.4	Elektrisitetsforbruk og -produksjon	38
3.4.1	Forbruk per innbygger	39
3.5	Energi- og effektbalanse	40
3.5.1	Andre energibærere	41
4	Fremtidig utvikling i forbruk og kraftproduksjon	44
4.1	Drivere for fremtidig utvikling i forbruk og produksjon	44
4.1.1	Alminnelig forbruk	45
4.1.2	Klimagassreduksjon og elektrifisering	46
4.1.3	Ny industri og ringvirkninger	49
4.1.4	Produksjon	51
4.1.5	Forbrukerfleksibilitet	55
4.1.6	Energilagring	58
4.1.7	Andre energibærere	59
4.2	Framtidsscenarier	64
4.2.1	Beskrivelse av scenarier som brukes i prognosene for denne KSUen	64
4.3	Prognoser for perioden 2022 – 2042	65
4.3.1	Kategorisering av ulike lasttyper	66
4.3.2	Regelsett og faktorer for sammenlagring av effekter	67
4.3.3	Effekt- og energiprognoser for forbruk	68
4.3.4	Produksjonsprognoser	70
5	Utvikling av kraftsystemet	72
5.1	Tiltak i transmisionsnettet	72
5.2	Tiltak i regionalnettet	73
5.3	Vurdering av forbrukerfleksibilitet	76
	Referanser	78

Sammendrag

Sør-Rogaland omfatter det geografiske området av Rogaland avgrenset av Jøsenfjorden i nord, Nordsjøen mot vest og fylkesgrensen mot Agder i sør og øst. Det er ca. 200 000 sluttbrukere tilknyttet strømmettet, på ulike spenningsnivåer.

Regional Kraftsystemutredning for Sør-Rogaland (RKSU) utarbeides hvert partallsår og er et koordinerende og oppsummerende oppslagsverk over all aktivitet i området tilknyttet det overordnede regionale strømmettet. Arbeidet utføres på oppdrag av nasjonale energimyndigheter (NVE/OED) og skal bidra til å fremvise at området har en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet. NVE holder for tiden på med en revisjon av hele kraftsystemordningen, med formål om å tilrettelegge for digitalisering av ordningen. Dette er allerede delvis innført ved at den delen som omhandler utredninger og tiltak, som i tidligere utgaver har inngått som en del av rapporten, nå har blitt erstattet med digital løsning på *PlanNett.nve.no*.

Området er preget av et høyt aktivitetsnivå. Store deler av strømmettet har en høy alder og er modent for utskifting. Forbruket består i all hovedsak av alminnelig forsyning, som i stor grad er temperatur-sensitivt. Belastningen av nettet er derfor høy i kalde perioder, mens brukstiden er lavere enn i nærliggende områder. Leveringspåliteligheten har over tid vært svært god, og var i 2021 på 99,991%. Det har de siste årene vært en betydelig økning av forespørsler om tilknytning av større forbruk. Strømmettet har per i dag ikke ledig kapasitet til å tilknytte hele dette forbruket, men med tiltak vil det være mulig å tilknytte store mengder effekt.

Statnett har flere pågående prosjekter i regionen. Fagrafjell transformatorstasjon, som skal erstatte Stokkeland, er under bygging og forventes å komme i drift innen 2024, sammen med ny 420 kV-forbindelse fra Lysebotn. Dette vil gi en betydelig forbedring av leveringssikkerheten og kapasiteten inn til området. Arbeidet med å erstatte eksisterende Bærheim og Stølaheia med nye transformatorstasjoner og tilhørende forbindelser er i gang. Fremdriften her påvirker mulighetene for videre lastutvikling i viktige deler av regionen, noe som er nærmere omtalt i rapporten. De to eksisterende 300 kV-forbindelsene inn til regionen er også planlagt spenningsoppgradert i 2030-2035. Dette vil tilrettelegge for ytterligere forbruksvekst.

Produksjonen har hatt en markant vekst den siste tiårsperioden. Det er totalt i dag tilknyttet over 800 MW vindkraft og 400 MW vannkraft, noe som gir et positivt bidrag i energibalansen og tilgjengelig vintereffekt. De kommende årene ventes ingen større utbygginger av vind- eller vannkraft. Men økte kraftpriser antas å aktualisere effektøkning i eksisterende magasinkraftverk, som vil bidra positivt på effektbalansen.

Forbruket var rekordhøyt i 2021. Mot slutten av en lengre kuldeperiode ble effektforbruket målt til 1340 MW, onsdag 10. februar 2021, som gjennomsnitt mellom klokken 8 og 9. Den forrige rekorden var fra 2017, og var på 1300 MW. Også fjorårets energiforbruk på 5,8 TWh var rekordhøyt. Den forrige rekorden fra 2018 var på 5,7 TWh. 2021 var det første året med kald vinter etter innføringen av AMS-målere, og har gitt oss gode data og verdifull informasjon om lastforbruket. Vinteren 2021/22 var derimot mild, med betydelig lavere last. Dette har gitt to svært ulike makslastdøgn, for både forbruk og produksjon, som viser variasjonene av hva vi kan forvente for den årlige makslasten.

Prognosene for framtidig effektforbruk er oppdatert med ny og forbedret metodikk, som blant annet hensyntar bidrag i makslasttiden, sannsynlighet for realisering og sammenlagring av laster. Det er utarbeidet to scenarier for framtidig forbruk; basis og høy. De indikerer at forbruket i Sør-Rogaland vil øke mellom 560 MW og 1100 MW innen 20 år.

Videre forbruksvekst i området henger i stor grad sammen med om det blir etablert kraftkrevende industri med stort forbruk, som datasenter, batterifabrikk og bergverksdrift. Også elektrifisering av transportsektoren ventes å gi en merkbar økning i effektforbruket, mens det for alminnelig forbruk kun antas en moderat vekst. Forbruksveksten, sett i sammenheng med alder, tilstand og tekniske forhold som systemjording, vil være drivere for endringer i nettsystemet fremover.

Det ligger godt til rette for økt samfunnsøkonomisk utnyttelse av strømmettet i Sør-Rogaland:

- Området har i dag ingen nettkunder med forbruk over 25 MW, og lasten består i hovedsak av alminnelig forsyning. Dette gjør at brukstiden er lav. Økt mengde stort forbruk vil øke brukstiden og dermed også utnyttelsen av strømmettet.
- Statnett forsterker forsyningen inn til området, og videre planer forventes å være avklart innen utgangen av året
- Det er mye produksjon i utredningsområdet, som bør utnyttes lokalt. Det er geografisk sett god balanse mellom forbruk og produksjon Sør-Rogaland, for både effekt og energi.
- Kraftkrevende industri med stort forbruk vil også ha betydelig overskuddsenergi i form av varme, som bør utnyttes i andre prosesser. Det er etablert fjernvarme flere steder i området, og overskuddsvarme kan bidra til å redusere forbruk av andre energikilder og avlaste strømmettet.
- Utbygging av strømmett tar tid. Tilknytning med vilkår gir muligheter for fremskyndet tilknytning.

Tiltak i strømmettet er nødvendig for å erstatte nett som er modent for utskiftning, håndtere forventet forbruksvekst og opprettholde tilfredsstillende leveringssikkerhet. Området er inne i en periode med historisk høy aktivitet i regional- og transmisjonsnettet. Dette er konkretisert i behov for tiltak i samtlige nettområder som utgjør regionalnettsystemet i Sør-Rogaland.

1 Utredningsprosessen

Kraftsystemutredningen dekker perioden 2022-2042. 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 Lnett 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 dermed 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 anlegg (Konsesjonssøknad), skal utarbeides langsiktige oversiktsplaner for utvikling av kraftsystemet innen et avgrenset område.

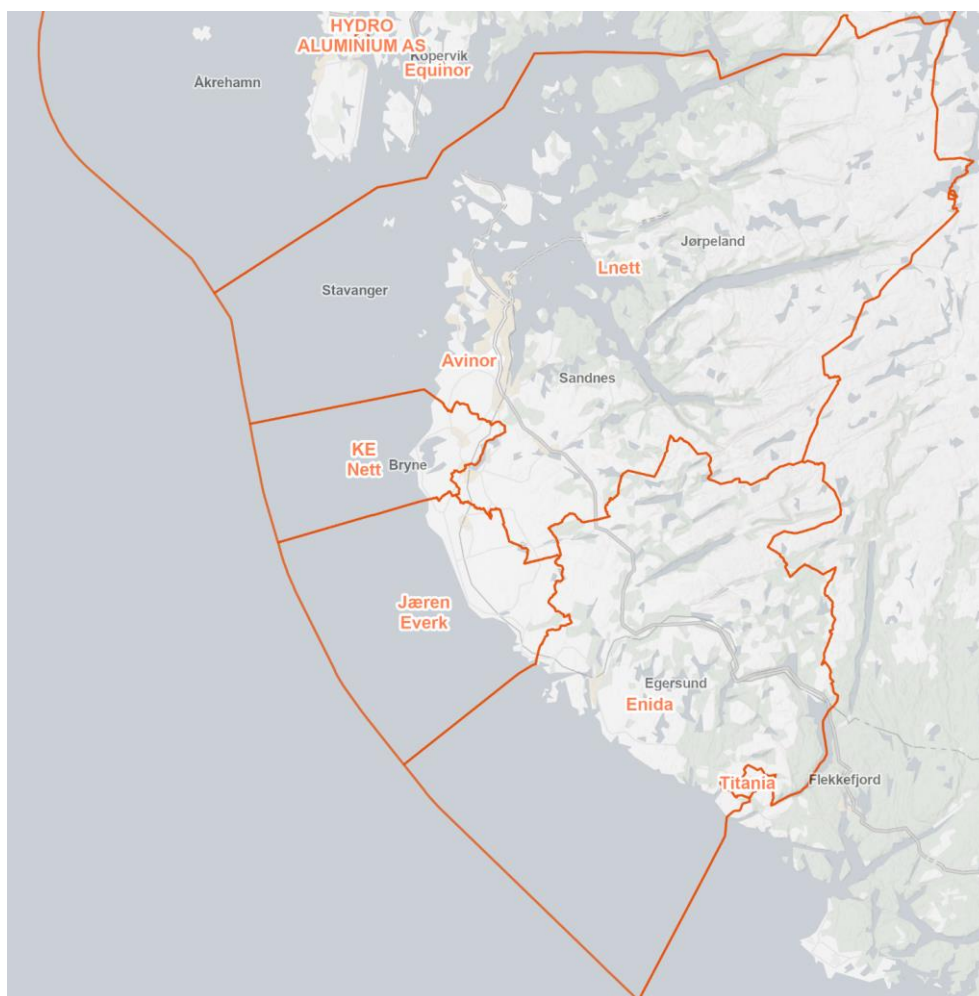
Kraftsystemutredningen innebærer ingen vedtak om investeringer i regionalnettet i Sør-Rogaland. Alle investeringsvedtak gjøres i styret av de respektive nettselskapene i Sør-Rogaland. Neste kraftsystemutredning blir utgitt 1. juni 2024.

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

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

1.2 Utredningsområdet

Utredningsområdet omfatter sørlig del av Rogaland fylke³ med de fire områdekonesesjonærene Lnett, Enida, Jæren Everk og KE Nett, 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 Agder i øst og sør. Lnett og Enida eier mesteparten av regionalnettet i området.



Figur 1. Kart over områdekonesesjonærer i Sør-Rogaland

Regional kraftsystemutredning skal ifølge NVE omfatte alt nett som ikke inngår i ordningen med områdekonesesjon, noe som stort sett vil si alle anlegg med spenning over 22 kV. Lnett har imidlertid områdekonesesjon for kabler og transformatorstasjoner opp til og med 132 kV i kommunene Stavanger,

³ Utredningsområdet Sør-Rogaland inkluderer 15 kommuner i Rogaland: Stavanger, Sandnes, Sola, Klepp, Time, Hå, Egersund, Strand, Gjesdal, Randaberg, Sokndal, Lund, Bjerkreim, Hjelmeland og Kvitsøy.

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

Nettselskaper og/eller områdekonsesjonærer	Anleggskonsesjonærer - Industri/forbrukere	Anleggskonsesjonærer - Kraftproduksjon
Avinor	Bane NOR	Bjerkreim Vind
Enida	Risavika Production (tidl. Gasum)	EWZ Måkaknuten Vind
Jæren Everk	Stavanger Steel	Jæren Energi
KE Nett		Jørpeland Kraft
Lnett		Lyse Kraft
Statnett		Norsk Vind Egersund
Titania		Norsk Vind Skinansfjellet
		Tellenes Vindpark
		Sira-Kvina Kraftselskap

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 ferdigstillelse 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	Lnett
Frank Boholm	Lnett
Arve Jakobsen	Lyse Kraft
Geir Rune Amalixsen	Enida
Ketil Barkved	New Kaupang
Rune Jelsa	Lyse Neo
Jane Nilsen Aalhus	Stavanger kommune
Leif Aarthun Ims	Sandnes kommune
Jonas Skaare Amundsen	Statnett

I tillegg møter Aleksander Klungland og Aina R. Serigstad fra Lnett i kraftsystemutvalget, som ansvarlige for å utarbeide kraftsystemutredningen.

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.

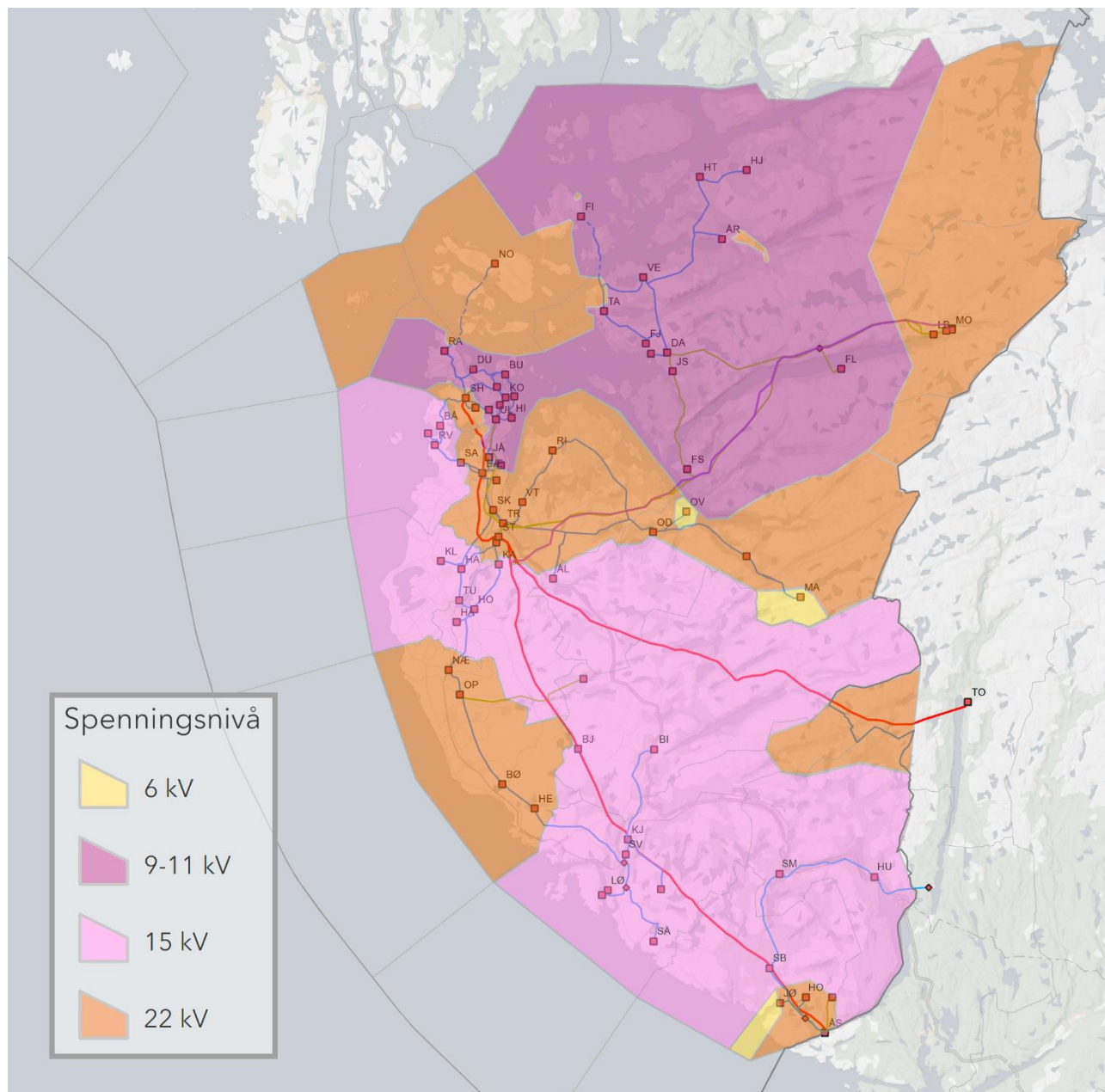
I de områdene der veksten er størst, er det nødvendig å heve spenningen i regionalnettet fra dagens 50/60 kV til 132 kV. Et helt nytt overføringssystem er omfattende og komplisert å etablere ettersom det er mange faktorer som spiller inn. Både Lnett og Enida har pågående utredninger og tiltak som omhandler omlegging til 132 kV, disse er registrert i PlanNett⁴.

Strategi for harmonisering av spenning i distribusjonsnettene

Spenningsnivået i distribusjonsnettet i utredningsområdet er illustrert i figur 2. Områder i Gjesdal, Time, Sola og Dalane driftes på 15 kV, mens områder i Stavanger, Forus, Randaberg og store deler av Ryfylke driftes på 9-11 kV. I tillegg er det noen mindre områder som driftes på 6 kV. Dette gjelder forsyning ut fra kraftverk som Oltesvik og Maudal, men også forbindelsen ut til øya Rott i Sola (vises ikke i figur 2) og Jøssingfjord i Sokndal. Maudal planlegges bygget om til 22 kV, i forbindelse med fornying av Maudal kraftverk. Dette inkluderer også forbindelsen over til Stavtjørn og Ørsdalen (Enida). Øvrig nett driftes på 22 kV, som er standardisert spenning på distribusjonsnettet, som nytt nett normalt bygges for å kunne driftes på.

⁴ PlanNett er en fellestjeneste for nettselskapenes utredning- og tiltaksporteføljer. Tilgjengelig på [PlanNett.nve.no](https://www.plannett.nve.no) fra august 2022.

Innenfor spenningsområdene kan det i tillegg være forskjeller i utgangsspenning fra transformatorstasjoner eller ulike jordingsystem som hindrer sammenkoblinger mellom områder. Dette vil også hindre fleksibilitet i feilsituasjoner eller unormale koblingsbilder på grunn av vedlikehold.



Figur 2. Oversikt over spenningsnivå i distribusjonsnettet i utredningsområdet

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. Særlig i områder med mye kabel med lavere merkespenning enn 22 kV, da disse må skiftes ut. 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. I løpet av sommeren 2022 vil det bli gjennomført en studie hvor det ses nærmere på de økonomiske gevinstene av spenningsoppgradering, sett i lys av de høye strømprisene som påvirker nettapkostnadene.

10 kV nettet i Stavanger sentrum vil ikke være realistisk å avvikle før i et lengre tidsperspektiv. Dette fordi det krever store utskiftninger av kabler med merkespenning på 12 kV.

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 spesifisering og at den ikke er utsatt for miljøpåvirkninger den ikke er designet for. Basert på erfaringer fra drift lever komponenten utover denne tiden og dermed praktiserer vi «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

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

Vedlikeholdsavdelingen til Lnett gjennomfører tilstandsbaserte levetidsvurderinger på anleggsdeler tilknyttet transformatorstasjoner og ledninger. Avhengig av vurdert tilstand blir levetiden på en anleggsdel forlenget eller redusert. Det er disse levetidsestimatene som brukes videre i analysene.

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 linjetråd 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

De siste årene har det skjedd en stor endring knyttet til metodikken for innsamling av lastdata. Introduksjon av Elhub⁵ i 2019 og overgang til AMS-målere med tilhørende nye systemer medførte at vi har vært nødt til å etablere nye rutiner for datafangst. Tidligere ble målinger i transformatorstasjonene fra målesystemet ICC brukt i stor grad, men det er nå faset ut for vår del. I stedet baseres mye av dataene seg på aggregerte lastdata fra de enkelte målepunktene, målinger som skjer ute hos den enkelte kunden. Disse aggregeres opp på transformatorstasjonsnivå, basert på et definert normalkoblingsbilde. Dette gir oss blant annet informasjon om hva slags type last det er – ikke bare den totale effekten. Det gjør også at det er enklere å skille forbruk og produksjon fra hverandre. Siden koblingsbildet er statisk påvirkes det heller ikke av omkoblinger i nettet på grunn av feil eller arbeider i nettet.

En ulempe med at målingene skjer ute hos sluttbruker er at overføringstapet (nettap) frem til kunden ikke blir inkludert i målingene. Dette må derfor estimeres. Her har vi gjennomført en studie, basert på makslasttallene fra 2021, som har gitt oss ulike metodikker for estimering av nettapet. En annen ulempe er at koblingsbildet må oppdateres manuelt, og at det krever god datakvalitet i bunn for å sikre at alle enkeltmålingene aggregeres opp til riktig transformatorstasjon. Men så langt ser vi at fordelene er betydelig større enn ulempene.

Lastdataene som hentes inn via målesystemene samles i en stor database kalt “Kuben”, og omtales derfor ofte som “kubedata”. Her er det også data fra flere andre ulike kilder og gir oss gode muligheter til å sette sammen og analysere dataene. For innsyn og uthenting av dataene bruker vi normalt Power BI, men det er også mulig å hente ut dataene direkte til Excel, via pivot.

Utover AMS-dataene som gir timesverdier (kWh/h), konfereres også SCADA og den enkelte netteier for validering av modell og/eller beregningsscenarioer.

⁵ Elhub er en nøytral datahub som håndterer all måledata og markedsprosesser i det norske kraftmarkedet.

For beregning av makslasttimen/-døgnet brukes Elhubdata som innhentes fra de ulike nettselskapene, i kombinasjon med enkelte utvekslingsmålinger. Her er det enkelt å skille både forbruk og produksjon, i tillegg til et godt estimat på nettapene – time for time.

De årlige energidataene for forbruk og produksjon er hentet fra de økonomiske og tekniske dataene som allerede er rapportert til NVE i eRapp [1], men har her måttet komplettere med enkelte målinger siden vi ikke har fått tilgang til alle nødvendige data. Tallene for 2021 er ikke offentliggjort, så her har vi måttet samle inn utskrift av «Energioversikten» i eRapp fra de ulike nettselskapene. Forhåpentligvis vil NVE gjøre disse tallene enklere tilgjengelig for oss til neste KSU. Da slipper vi å bruke så mye tid på innhenting og sammenstilling av dataene, men heller bruke mer tid på analyse og tolkning av disse.

2.1.4 Metode for temperaturkorrigering av makslast

Maksimal effekt temperaturkorrigeres for å kunne ta høyde for at makslasten inntreffer i en kuldeperiode. Alminnelig forsyning skal korrigeres etter følgende formel gitt av NVE:

$$P_{DUT} = P + P\delta (DUT_n - DUT) \quad (1)$$

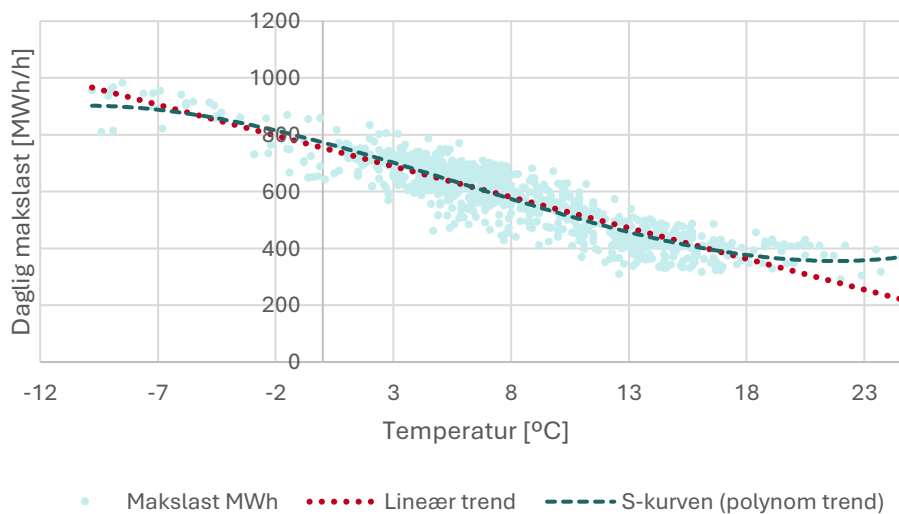
Hvor:

- P_{DUT} er den temperaturkorrigerte maksimaleffekten for aktuelt år [MW]
- P er målt effekt for aktuelt år [MW]
- δ er maksimallastens temperaturfølsomhet [%/°C]
- DUT_n er laveste tredøgnsmiddeltemperatur med n års returtid
- DUT er laveste tredøgnsmiddeltemperatur for det aktuelle året / i forkant av måling

Laveste tredøgnsmiddeltemperatur med n års returtid, DUT_n , (dimensjonerende utetemperatur) bestemmes etter sannsynlighetsberegninger gjort av meteorologisk institutt basert på normalperioden fra 1991 til 2020. 10 års returtid blir benyttet for planlegging av kraftnett. DUT_{10} beskriver den laveste tredøgnsmiddeltemperaturen som det er sannsynlig at vil inntreffe i løpet av en tiårsperiode.

Temperatursensitiviteten (δ) beskriver sammenhengen mellom last og utetemperatur. Den oppgis i %/°C og forteller hvor mye det er forventet at makslasten vil øke per grad temperaturen synker. Ved å plote sammenhengen mellom daglige makslastmålinger og dimensjonerende utetemperatur for samme dag, kan det finnes en lineær sammenheng mellom last og temperatur.

Figur 3 viser daglig makslast fra januar 2019 til april 2021 plottet opp mot tredøgnsmiddeltemperatur i forkant av målingen fra Sola målestasjon. Den røde linjen viser den lineære sammenhengen, og brukes til å definere temperatursensitiviteten for denne dataen. Stigningstallet til linjen viser at per grad temperaturen synker er forventet lastøkning 21,7 MWh/h. Den blå linjen viser den polynome trendlinjen, som har form som en «S-kurve». Den viser hvordan lasten flater ut ved de kaldeste og varmeste temperaturene, og viser dermed at det ikke er en lineær sammenheng mellom last og temperatur innenfor alle temperaturintervaller. Dette gjenspeiler også hvorfor det ikke er hensiktsmessig å korrigere for en lavere temperatur enn den som gjelder ved 10-års returtid, fordi lasten uansett ikke øker betraktelig mer selv om det blir kaldere.



Figur 3. Daglig makslast plottet mot gjennomsnittlig temperatur gjeldende døgn, for alle døgn fra januar 2019 til april 2021

Gjennom grundige analyser siden KSU 2020 har vi kommet fram til at temperatursensitiviteten som tidligere er brukt gir en god representasjon for lasten i Sør-Rogaland. Denne er derfor ikke blitt justert. Det har også blitt funnet egne sammenhenger mellom last og temperatur innenfor hver KILE-gruppe, for hver av transformatorstasjonene i nettområdet, og det har blitt utført stegvise lineære analyser av lastdataen. Spesielt nyttig er resultatene fra analysene av KILE-grupper, hvor det er store variasjoner i hvor temperaturavhengig de ulike delene av lasten er.

Tabell 4. Parameterverdier for temperaturkorrigering av makslast

Parameter	Verdi
Temperatursensitivitet, δ	-1,7 %/°C
Returtid, n	10 år
DUT_n	-8,7 °C

2.1.5 Temperaturkorrigering av energiforbruk

Metoden som er benyttet for temperaturkorrigering av energibruk tilpasser årlig energiforbruk til hva det ville vært under normaltemperatur. Dette gjøres ved følgende formel:

$$E_{korr,i} = E_{m\ddot{a}lt,i} \cdot \left((1 - k) + k \cdot \left(\frac{GDT_{normal}}{GDT_i} \right) \right) \quad (2)$$

Hvor:

- $E_{korr,i}$ er temperaturkorrigert energiforbruk år i [MWh]
- $E_{m\ddot{a}lt,i}$ er målt energiforbruk år i [MWh]
- k er temperaturavhengig andel av forbruket [%]
- GDT_{normal} er graddagstall for et normalt år
- GDT_i er graddagstall for år i

Graddagstall (GDT) er et mål på oppvarmingsbehov. GDT er differansen mellom daglig gjennomsnittstemperatur og en standardtemperatur som er 17 °C. 17 °C er grensen for når man regner med at det ikke vil være behov for oppvarming av bygninger. Hvis gjennomsnittstemperaturen for en dag er 10 °C, er graddagstallet den aktuelle dagen $17 - 10 = 7$. Negative verdier er satt til null, som sagt fordi at man regner med at oppvarming ikke er nødvendig ved temperaturer over 17 °C. Summen av graddager over et år utgjør GDT for det året (i ligning (2) kalt *GDT*). Jo høyere GDT for et år er, desto kaldere er året.

Hva som er normal GDT vil variere fra område til område. GDT for hvert område bestemmes av meteorologisk institutt, som har mer enn 510 ulike lokasjoner med kalkulte GDT for normalår. Normalen er bestemt av gjennomsnittlig GDT over en 30 års periode. Normalgraddagsperioden er satt fra 1991 til 2020, og er hentet fra Norsk klimaservicesenter (KSS) [2].

Den temperaturavhengige andelen av energiforbruket er satt til 25 %. Denne er bestemt basert på analyser av kundesammensetning og energiforbruk i Sør-Rogaland opp mot tall fra Enova og NVE [3] som anslår hvor stor andel av lasten som bør antas å være temperaturavhengig.

Tabell 5. Input parameterverdier for temperaturkorrigering av energi

Parameter	Verdi
k	0,25
GDT_{normal}	3181
GDT_{2020}	2544
GDT_{2021}	3211

2.2 Samfunnsøkonomiske forutsetninger

Vi sammenligner alternative investeringer i nettet ved å studere både kvantifiserbare og kvalitative nyttevirkinger. Basert på de prissatte nyttevirkingene 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 er vanskelig å knytte kostnader til, som visuell belastning, realopsjoner eller person-sikkerhet.

Tabell 6. Forutsetninger brukt for de viktigste kostnadselementene i samfunnsøkonomisk vurdering

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.⁶

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 med investeringer et stykke ut i analyseperioden forlenges gjerne analyseperioden for å få en rettfærdig 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. NVEs regneark for avbruddskostnader benyttes for å kvantifisere avbruddskostnader der hvor dette er mulig. Regnearket egner 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.

2.2.1 Metodikk for nullalternativ

En forenklet samfunnsøkonomisk vurdering innebærer at minst én 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.

⁶ <https://www.nve.no/energiforsyning/nett/kraftsystemutredninger/veiledningsmateriale/forenklete-samfunnsokonomiske-vurderinger-av-forventede-investeringer-og-alternative-losninger/>

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 [4].

2.3 Miljømessige vurderinger

2.3.1 Elektromagnetiske felt

Det er Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) som er myndighetenes kompetanseorgan på magnetiske og elektriske felt og mulige helsemessige effekter. De har samlet fakta på dette området i informasjonsbrosjyren «[Bebyggelse nær 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 spenningsatt ledning selv om det ikke går strøm gjennom ledningen. Styrken på feltet øker når spenningen i anlegget øker. Elektriske felt kan gi knitring fra høyspenningsanlegg. Slike felt stoppes effektivt av vegger og tak.

Grenseverdien for magnetfelt fra strømmettet er $200 \mu\text{T}$. 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 overholdes.

Det er ikke dokumentert noen negative helseeffekter ved eksponering for elektromagnetiske felt så lenge verdiene er lavere enn grenseverdien på $200 \mu\text{T}$. Dette gjelder for voksne og barn. I dagliglivet vil ingen bli eksponert for verdier nær grenseverdien.

Ved etablering eller ombygging av elektriske anlegg (luftledning, kabel, transformator) skal netteier alltid beskrive magnetfelt og helse som ett av utredningstemaene [5]:

- Hvor mange bygg langs det planlagte anlegg vil, ved gjennomsnittlig belastning over året, få et magnetfeltnivå på minst $0,4 \mu\text{T}$?
- Hvilke nivåer er det snakk om? (F.eks.: 3 bygg får $0,7 \mu\text{T}$ og 5 bygg får $0,4 \mu\text{T}$).

Er det bygg som får minst $0,4 \mu\text{T}$, skal en beskrive mulige tiltak, opplyse om kostnader og andre fordeler og ulemper ved disse, og begrunne de tiltak som foreslås gjennomført eller ikke gjennomført.

Med bygg menes primært boliger, skoler og barnehager, ved boligblokker opplyses om antall leiligheter. Ved ombygginger skal en for slike bygg opplyse om feltnivå før og etter ombyggingen.

2.3.2 Arealbruk og landskapstilpasning

Vi 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 Lnett 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 vi arbeider for å identifisere tidlig i prosessen og deretter arbeider aktivt med videre for å tilpasse i prosjekter. Vi utreder og velger skadereduserende tiltak der det er formålstjenlig.

Det er et sterkt økende fokus på miljø- og samfunnstema i planlegging og prosjektutvikling i Lnett og selskapet følger samfunnsutviklingen nøye. I tillegg til å følge gjeldende lover, krav og vilkår ønsker vi 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. Det utarbeides også egne utredningsprogram for prosjekter som ikke omfattes av konsekvensutredningsforskriften.

2.3.3 Kabel kontra luftledning

Kabling blir ofte trukket frem som et ønskelig tiltak for å redusere inngripen i landskap og for miljø, ved utbygging av strømmettet. Stortingsmelding nr. 14 (2011-2012) *Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet* [6] 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 forsyningsikkerhet ved kabling [6].

Generelt har ikke nettselskapene anledning til å søke konsesjon for kabel hvis det er samfunnsøkonomisk 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. Dersom annen nytteholder ønsker en annen løsning enn den mest samfunnsøkonomiske, for eksempel jordkabel i stedet for luftledning, kan nytteholder bekoste utredning og konsesjonsprosess samt merkostnaden ved å bygge denne. Det skal i da inngås en skriftlig avtale mellom nytteholder og nettselskap for kostnadsdekning.

På oppdrag fra OED har Oslo Economics og Sweco gitt ut rapporten *Kabel som alternativ til luftledninger* [7]. Her har de sammenlignet investerings- og driftskostnader, driftsmessige forskjeller og areal- og miljøvirkninger ved bruk av kabel eller luftledninger. Deres beregninger viser at kostnadene

med kabel for 132 kV i praksis er det dobbelte av luftledning i middels terreng, men de påpeker samtidig at kostnadsforskjellene i lett terreng er små og at jordkabel her kan vurderes.

Nylig publiserte Strømnettutvalget sin utredning kalt *Nett i tide*, hvor kabel som alternativ til luftledning er ett av temaene som drøftes [8]. I vedlegg 2 til utredningen har de foreslått retningslinjer for kabel som alternativ til luftledning. Her anbefales det at gjeldende retningslinjer i all hovedsak videreføres, med luftledning som hovedregel for regionalnettsforbindelser. Det åpnes imidlertid for at en vesentlig økt verdsetting av natur og miljø, vil kunne åpne for at kabel i større grad bør kunne velges. Det presiseres imidlertid at det må gjøres en konkret vurdering i hvert enkelt tilfelle, og det er ikke nødvendigvis gitt at jordkabel i alle tilfeller samlet sett vil gi mindre negative miljøvirkninger [8].

Strømnettutvalget fremhever også nødvendigheten av å skille mellom jordkabel og sjøkabel. Da sjøkabler har vesentlig lengre utetid ved feil og høyere investeringskostnader, bør sjøkabel ikke etableres på forbindelser som er viktige for forsyningssikkerheten, med mindre det ikke finnes andre reelle alternativer [8].



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

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 om et våtere og mer intenst klima som vil være utfordrende [9].

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 stormflo-utsatte 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 linjebrydd, 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

I en studie gjennomført i 2011, ble det konkludert med at forventet økt atmosfærisk oppvarming, økt luftfuktighet og økt hyppighet av ekstremvær kan føre til en forventet økning i lyn- og tordenaktivitet på 25% fram mot 2050 [9] [10].

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 krepstrømsvei. 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.



Drone har tatt bilde av flymarkør som er hengt opp på linje over Høgsfjord (Lnett, 2021)

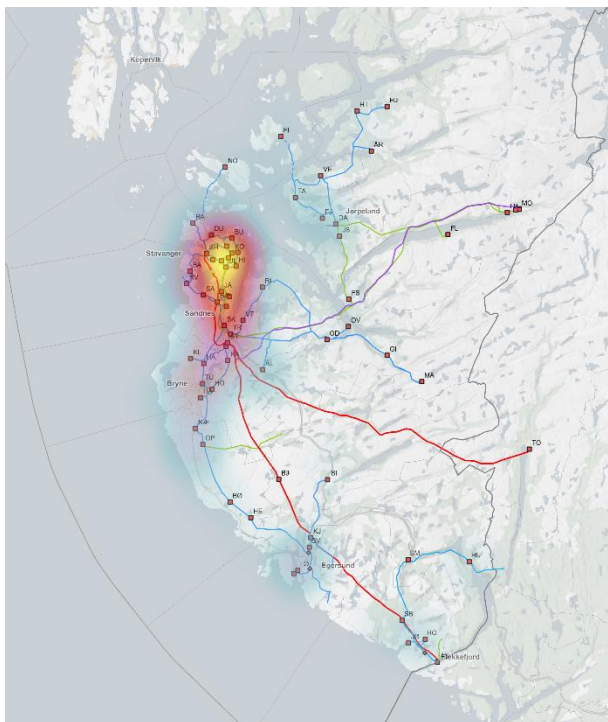
3 Dagens kraftsystem

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.

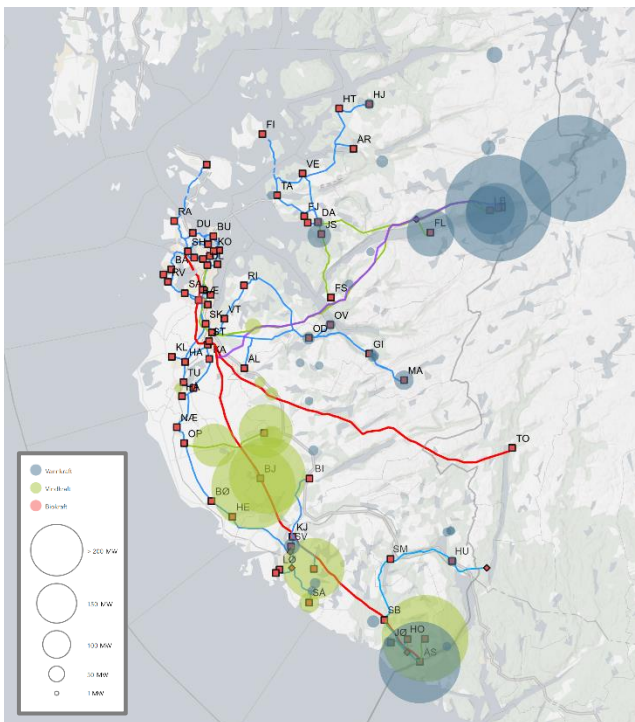
3.1 Oversikt over dagens kraftsystem

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.

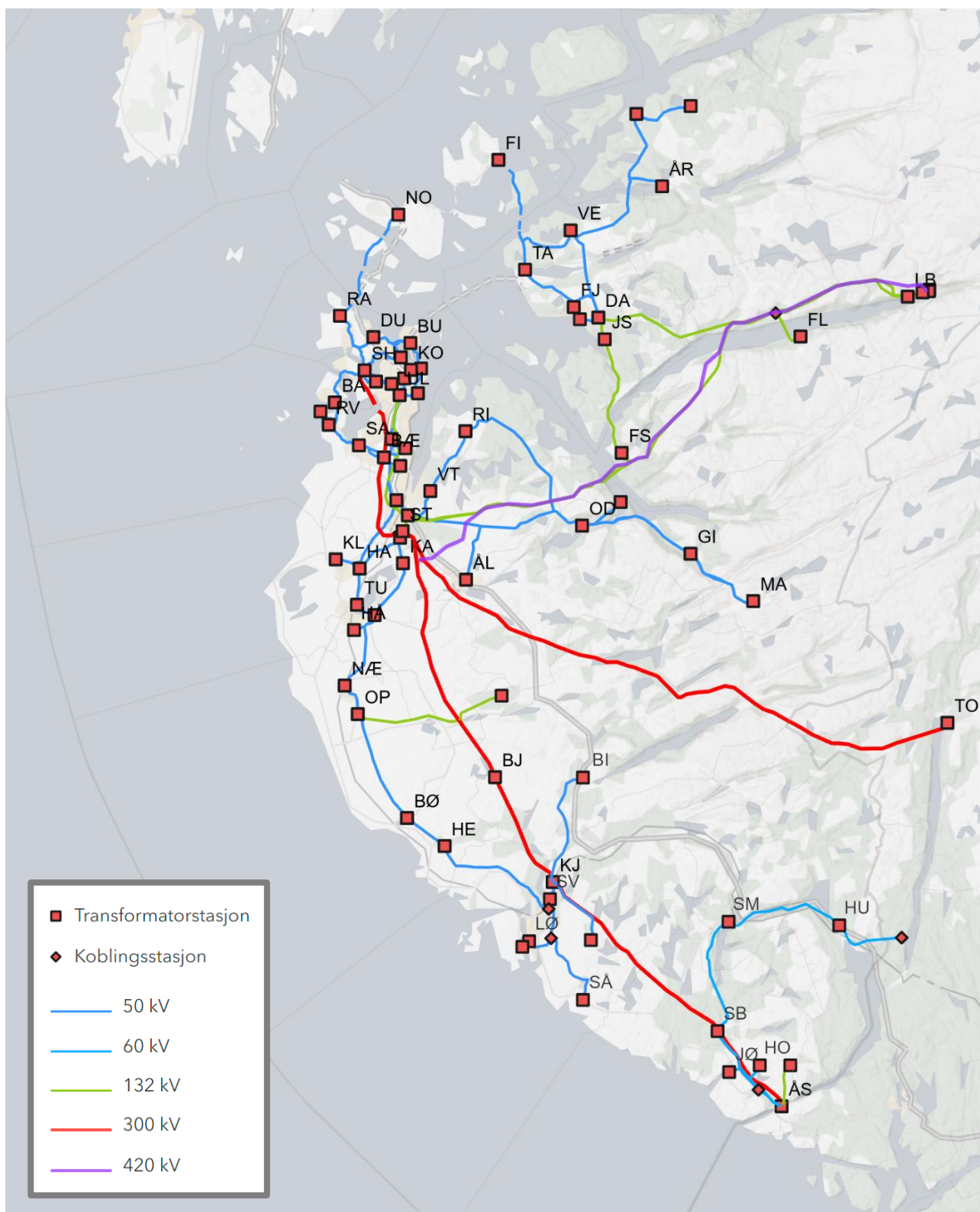


Figur 4. Varmekart over forbruk i tunglast i Sør-Rogaland, der varme farger indikerer høyt forbruk.



Figur 5. Viser lokaliseringen av produksjonsenheter i Sør-Rogaland, der grønt er vindkraft og blått er vannkraft.

Som vist i figurene 4 og 5, er forbrukstygndepunktene lokalisert rundt større byområder særlig i Stavanger, Sandnes og Sola, mens produksjonstygndepunktene er i områder hvor forbruket er lavt. Hovedtyngden av produksjonen kommer fra den vannkraften innerst i Lysefjorden og vindkraften sør i området. Ved makslast vinteren 2021 var det imidlertid kun den magasinerte vannkraften som produserte. Etter en lang kulde-periode var elvene frosset til is og det var vindstille, slik at bidragene fra småkraft og vindkraft var minimale.



Figur 6. Regional- og transmisjonsnett i Sør-Rogaland

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. I Ryfylke har oppgraderingen til 132 kV startet med byggingen av prosjektet Dalen – Veland – Hjelmeland. Oppgraderingen av Jærnettet er også i gang. Ny Opstad transformatorstasjon ble satt i drift høsten 2020, og nå pågår bygging av Ny Håland transformatorstasjon, samt 132 kV-forbindelsen fra ny Opstad til ny Håland.

300 og 132 kV-nettene driftes som maskenett og er normalt sammenkoblet alle steder der det er mulig. Foreløpig vil man normalt ikke koble sammen 300 kV-nettet og 132 kV-nettet både i Lysebotn og Stokkeland. Dette skyldes at kortslutningsytelsen kan bli for høy for de eksisterende 132 kV effektbryterne i Lysebotn kraftverk.

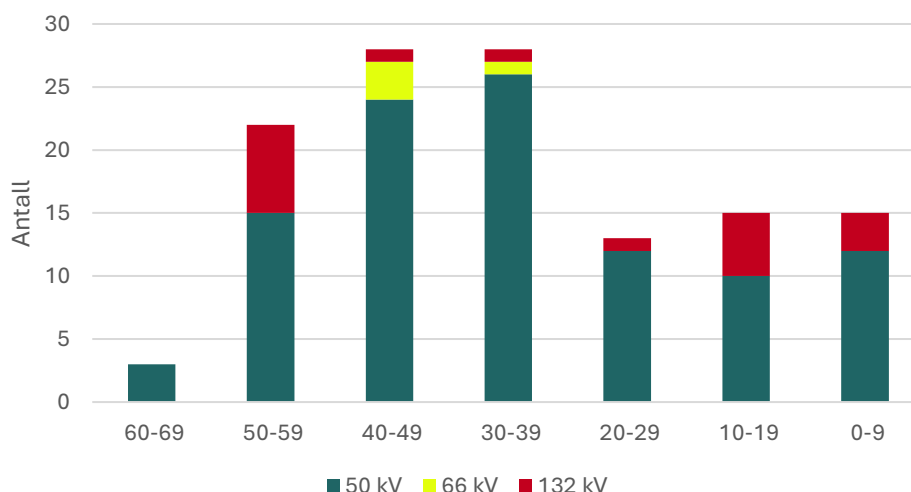
60 og 50 kV-nettene driftes stort sett radielt, men enkelte steder er transformatorer og linjer parallellkoblet. Ved radiell drift vil utfall av en linje eller transformator føre til avbrudd i leveranse av strøm. Forsyningen kan som regel gjenopprettes raskt, enten ved gjeninnkobling eller ved omkobling, slik at forsyningen blir opprettet fra den andre kanten.

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.

3.1.2 Aldersfordeling i regionalnettet

Krafttransformatorer

Figur 7 viser aldersfordeling av krafttransformatorer i regionalnettet etter spenningsnivå. Oversikten inkluderer data fra alle regionalnettkonsesjonærene i Sør-Rogaland, nettselskapene som eier regionalnett i Sør-Rogaland.

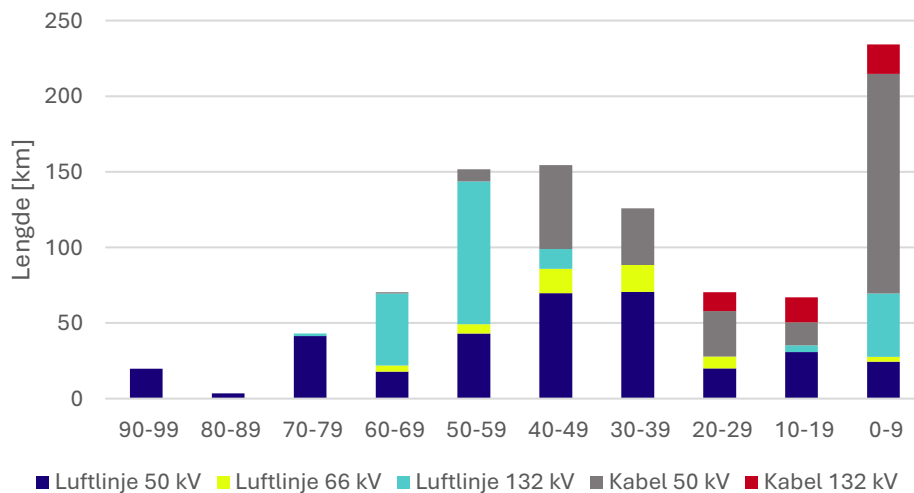


Figur 7. Aldersfordeling av krafttransformatorer per spenningsnivå i Sør-Rogaland

Aldersfordelingen viser at en stor andel av transformatorer 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 utskiftningstakten må øke de kommende årene.

Linje- og kabelforbindelser

Figur 8 viser aldersfordeling på linjer og kabler, referert til byggeåret – året da linjen første gang ble idriftsatt. Eventuell utskifting av linjetråd og master fremgår dermed ikke av figuren. Forventet teknisk levetid for kabler og linjemateriell er omtrent 50 år⁷. Det er nå i underkant av 300 km med linje- og kabelforbindelser som er eldre enn sin forventede tekniske levealder på 50 år.

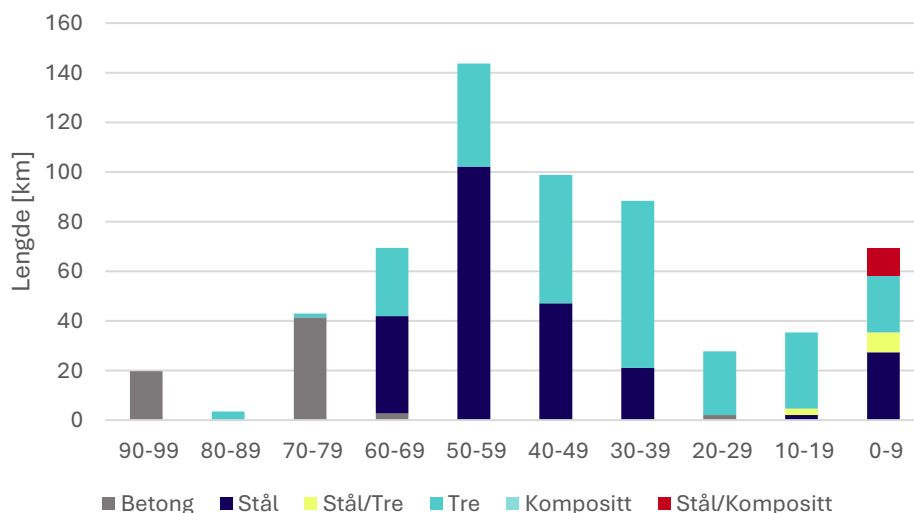


Figur 8. Aldersfordeling ledning per spenningsnivå i Sør-Rogaland

Mastetyper

Figur 9 viser fordelingen mellom de seks mastetyperne som er representert; betong, stål, tre, kompositt, en kombinasjon av stål og tre og en kombinasjon av stål og kompositt. De eldste mastetyperne, i betong, er opp mot 100 år gamle. Det er ca. 60 km ledningsstrek med betong og stål master som er over den forventede tekniske levetiden på 70 år. For tremaster er det ca. 160 km ledningsstrek som er over den forventede tekniske levetiden på 35-40 år, avhengig av salt- eller kreosotimpregnering.

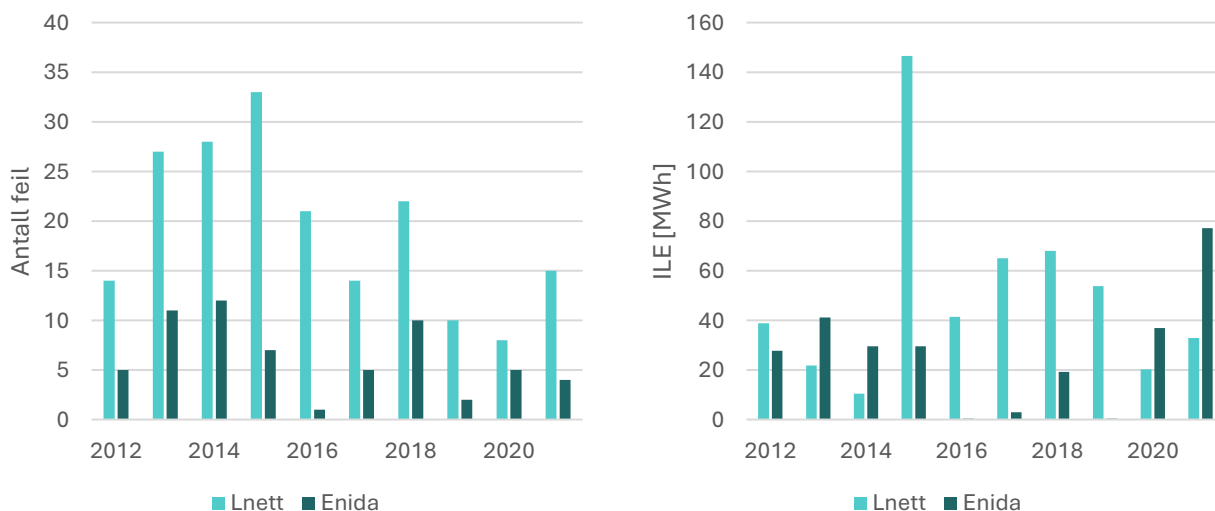
⁷ Se Tabell 3 i kapittel 2.1.1 for mer informasjon om forventet teknisk levetid.



Figur 9. Aldersfordeling luftlinjer per mastetype i Sør-Rogaland

3.1.3 Avbrudd og feilstatistikk driftsforstyrrelse

De siste to årene har antall feil i regionalnettet tilhørende Lnett og Enida vært forholdsvis lave, men konsekvensene ved feil er generelt større sett opp mot årene før. I 2021 var både KE Nett og Lnett på topp 10-listen i landet for nettselskap med færrest avbrudd per kunde. Av større nettselskap med regionalnett var Lnett på topp, med 1,05 avbrudd per kunde, etterfulgt av Elvia (sør) med 1,57 avbrudd per kunde. [11].



Figur 10. Antall feil og ikke levert energi (ILE) per år på regionalnettet tilhørende Lnett og Enida

Den mest omfattende feil for Enida oppstod ved trefall grunnet skoghogst på en 50 kV-kraftledning den 11.12.2021 som medførte utfall i Bjerkreim kommune. Følgefeil av trefallet medførte at spenningstransformatorer havarete ved to transformatorstasjoner i Eigersund kommune som også ga utfall i store deler av Eigersund. Dette medførte lang gjenopprettingstid og de siste kundene fikk strømmen tilbake etter 6 t og 30 min. Totalt leveransetap ble 66,7 MWh som var over 80 % av ikke-levert energi (ILE) hos Enida i 2021. Feilen understreker svakheten i dette systemet og er en av årsakene

Enida utreder en ny regionalnettforbindelse fra Kjelland til Hovland/Eigerøy med hensyn til forsyningssikkerheten.

3.1.4 Endringer i regionalnettet siste to år

Siden forrige KSU (juni 2020) har det blitt idriftsatt en del nye anlegg. En oversikt over endringer i regionalnettanlegg de siste 2 år i utredningsområdet er vist i tabell 7.

Tabell 7. Endringer i regionalnettet de siste 2 år

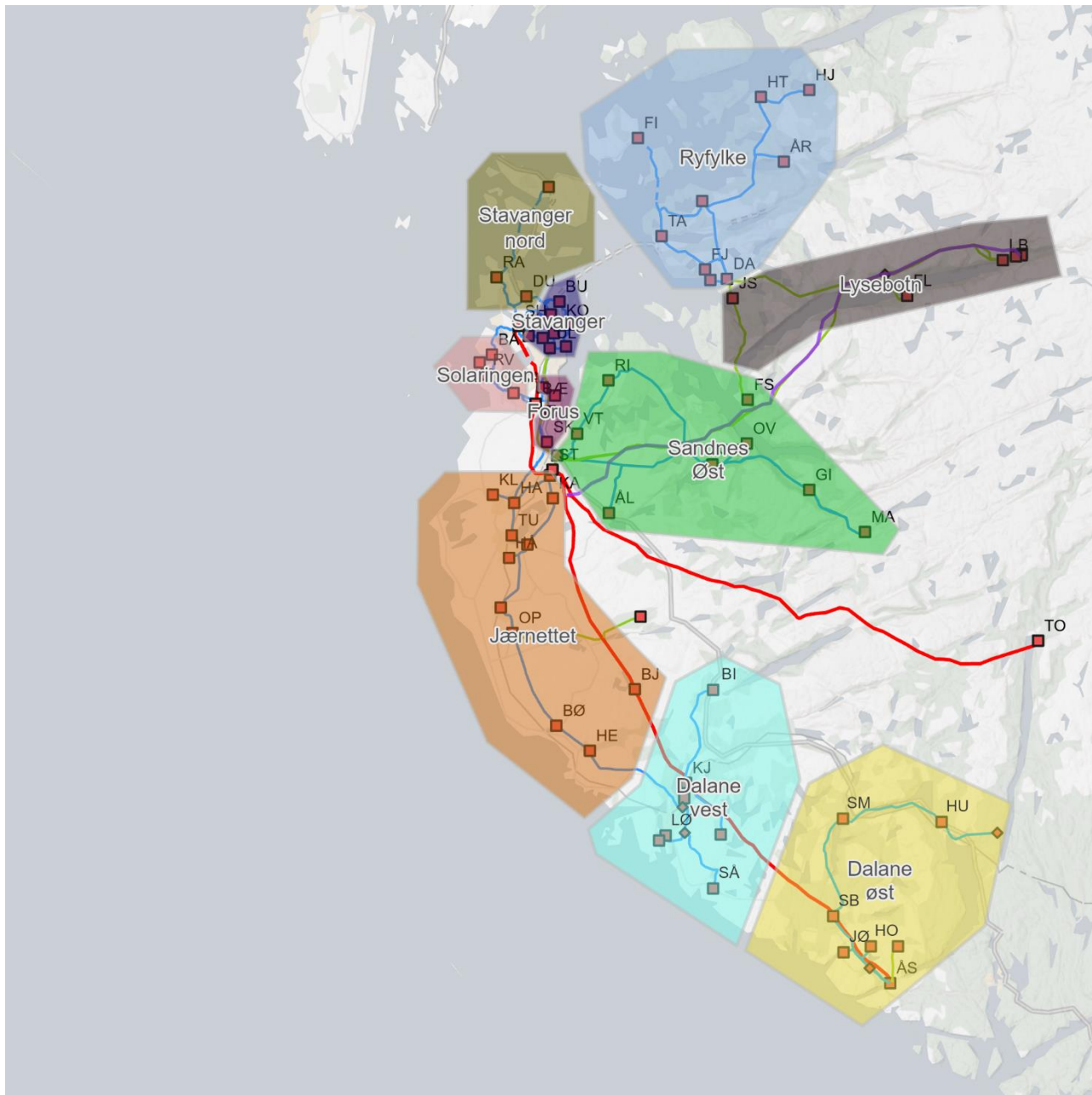
I drift	Komponent	Stasjon / forbindelse	Eier
23.07.20	Innsløyfing av 132 kV forbindelse	Flørli tilkoblet Lysebotn – Dalen	Lnett
09.11.20	132 kV luftlinje	Bjerkreim – Ny Opstad	Lnett
10.11.20	Transformatorstasjon	Ny Opstad	Lnett og Jæren Everk
16.11.20	Innsløyfing av 50 kV forbindelse	Ny Opstad – Bø/Hetland	Lnett
23.11.20	Transformatorstasjon	Gamle Opstad tatt ut av drift	Lnett og Jæren Everk
26.11.20	Innsløyfing av 50 kV forbindelse	Ny Opstad – Nærbø	Lnett
20.01.21	Pendlingsvern	Lysebotn II	Lyse Kraft DA
10.03.21	132-50/22 kV transformator	Jåttå transformatorstasjon	Lnett
13.10.21	132 kV GIS anlegg	Tronsholen transformatorstasjon	Lnett
03.11.21	132/50 kV transformator	Tronsholen transformatorstasjon	Lnett



Oppgradering av Tronsholen transformatorstasjon med nytt innendørs anlegg, samt fornyelse av strømmast og kabler inn til stasjonen. (Foto: Fredrik Ringe, 2021)

3.1.5 Inndeling i områder

For enkelthets skyld inndeles utredningsområdet i delområder, primært elektrisk etter dagens drifter, som vist i figur 11.



Figur 11. Viser hvordan de ulike utredningsområdene i Sør-Rogaland er delt inn

Stavanger Nord dekker Randaberg kommune, og Dusavik og Rennesøy i Stavanger kommune. Området omhandler totalt tre 50 kV transformatorstasjoner.

Ryfylke nettområde er definert som 50 kV systemet som forsyner Strand, Hjelmeland og tidligere Finnøy (nå del av Stavanger) kommune med strøm. Området har syv transformatorstasjoner og en kraftstasjon.

Stavanger Sentrum inkluderer totalt ni 50 kV transformatorstasjoner i Stavanger kommune.

Solaringen nettområde er definert som 50 kV systemet som forsyner Sola kommune. Nettområdet inkluderer tre transformatorstasjoner.

Forus nettområde forsyner næringsområdet på Forus og nærliggende områder i kommunene Sola, Sandnes og Stavanger. Området driftes på 50 kV og omhandler tre transformatorstasjoner.

Sandnes øst er definert som 132 og 50 kV systemet som forsyner Gjesdal og østre del av «gamle» Sandnes kommune med strøm, også kjent som Oltedalsnettet. Området omhandler seks transformatorstasjoner og to større kraftstasjoner. Systemet vil etter hvert gå over på 132 kV.

Jærnettet er definert som nettsystemet som forsyner Klepp, Time og Hå kommune med strøm. Området inkluderer tre konsesjonærer: KE Nett, Lnett og Jæren Everk. Lnett eier- og drifter 132- og 50 kV regionalnettet. Området inkluderer elleve transformatorstasjoner. Grenseskillet mellom konsesjonærene ligger på gjennomføringen til kraftransformatorene i de ulike transformatorstasjonene.

Lysebotn nettområde er definert som 132 kV nettet i gamle Forsand kommune, nå en del av Sandnes og Strand kommune. Området inkluderer en transformatorstasjon, to koblingsstasjoner tre kraftstasjoner.

Dalane Vest nettområde er definert som 50 kV systemet som forsyner Egersund og Bjerkreim kommune. Systemet omhandler seks transformatorstasjoner eid av Enida.

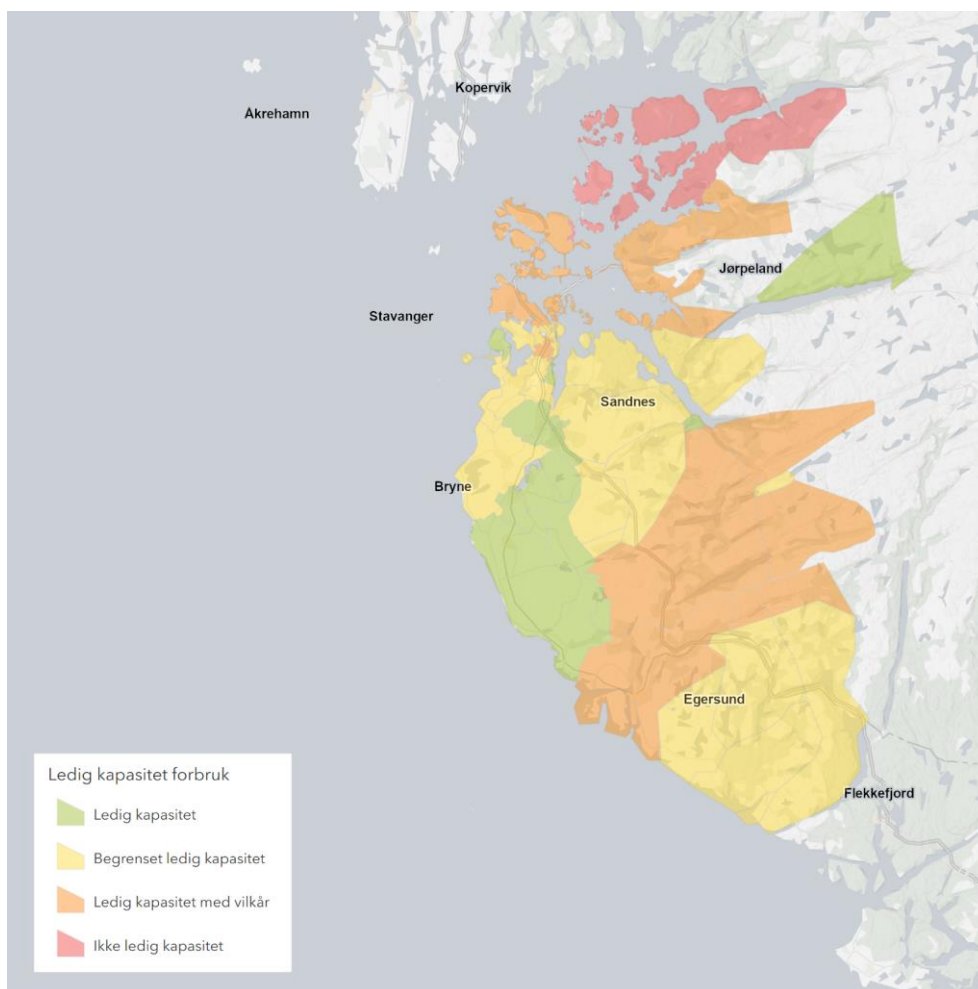
Dalane Øst er nettsystemet som forsyner kommunene Sokndal og Lund, og grenser med Agder. Nettområdet Dalane Øst driftes på 60 kV og forsyner tre transformatorstasjoner til Enida, i tillegg til bergverksbedriften Titania.

3.2 Vurdering av tilgjengelig nettkapasitet

3.2.1 Nettkapasitet for større forbruk

Tilgjengelig nettkapasitet er en avgjørende faktor for realisering av flere klima- og elektrifiseringstiltak. Mangel på nettkapasitet kan også bremse næringsutviklingen i et område.

Dette kapitlet presenterer en vurdering av tilgjengelig kapasitet for tilknytning av større forbruk i regionalnettet. Større forbruk defineres som enkeltkunder med forbruk større enn 1 MW. Begrensingene i transmisjonsnettet omtales i kapittel 5.1 «Tiltak i transmisjonsnettet».



Figur 12. Kart med vurdering av nettkapasitet for tilknytning av større forbruk

Figur 12 viser en grov vurdering av nettkapasitet til større forbruk for hvert forsyningsområde. Vurderingene tar hensyn til både kapasitet i regionalnettforbindelser og i transformatorstasjonene. Nettkapasiteten vises med fargekoder, der rødt indikerer at det ikke er ledig kapasitet med eller uten vilkår for utkobling, oransje indikerer at det er ledig kapasitet med vilkår om utkobling i noen driftssituasjoner, gult indikerer at det er noe tilgjengelig kapasitet uten vilkår, og grønt viser områder med tilgjengelig kapasitet til større forbruk. Vurderingen tar utgangspunkt i dagens situasjon.

Kartet viser ikke om det er ledig kapasitet i transformatorstasjonene til Statnett, eller i 132 kV anleggene i disse stasjonene. Bjerkreim transformatorstasjon har ledige felt på 132 kV og det er ledig transformeringskapasitet, men det må i så fall bygges nett fram til anleggene.

Det er flere områder hvor det er innført et såkalt «tilknytningsstopp» for større forbruk som for eksempel i Ryfylke, Randaberg og nordre del av Stavanger kommune. Dette innebærer at det kun tillates tilknytninger av mindre næring og husholdningskunder. Nettkapasiteten i de røde områdene, i den nordre delen av Stavanger og Hjelmeland kommune, er begrenset av både overføringskapasitet og for høyt spenningsfall. Det er derfor ikke mulig å knytte til større forbruk med eller uten vilkår. Det bygges for tiden nytt 132 kV nett i Ryfylke, som vil bedre situasjonen.

For større næring er det mulighet for tilknytning med vilkår om utkobling i situasjoner med for eksempel høy last i nettet eller i feilsituasjoner. Konseptet «tilknytning med vilkår» beskrives i avsnitt 4.1.5.

3.2.2 Nettkapasitet for ny kraftproduksjon

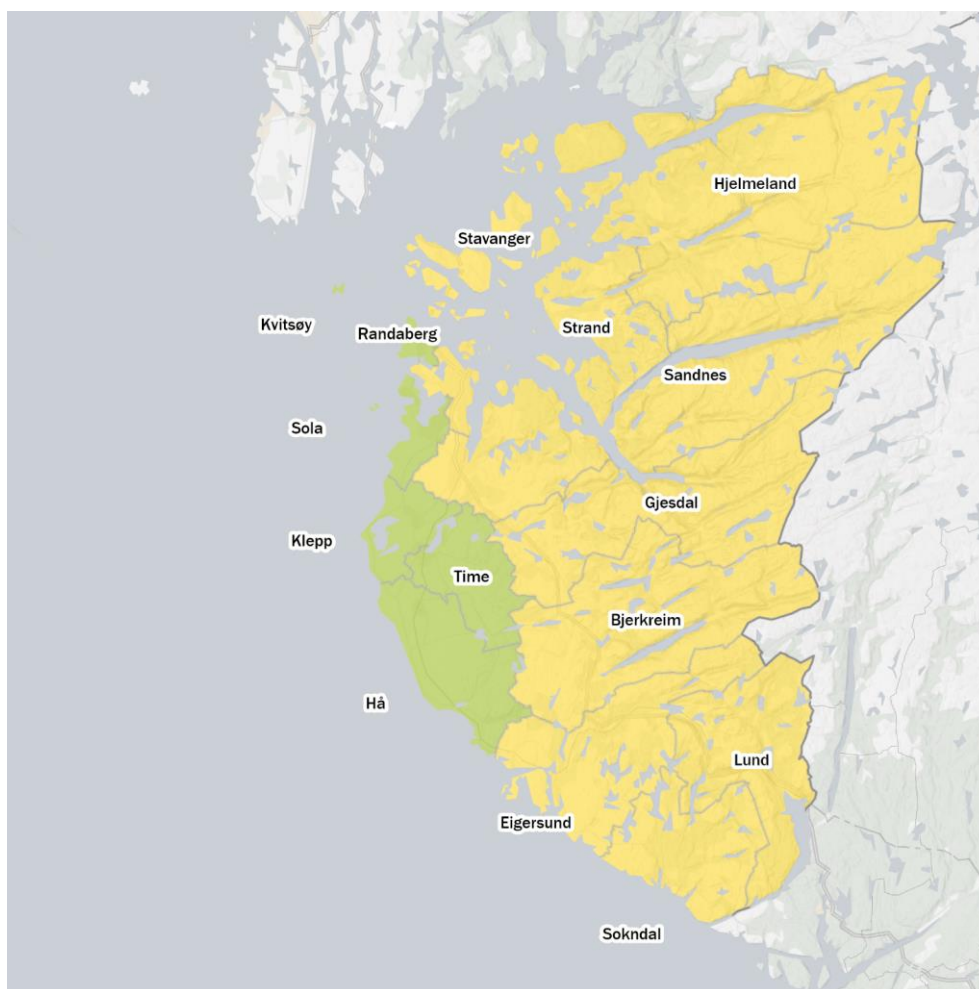
Vurdering av tilgjengelig kapasitet for småkraft

Det er potensial for utbygging av ny småkraftproduksjon i utredningsområdet, særlig i områdene Ryfylke, Sandnes, Gjesdal og Dalane regionen (se Tabell 8). 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. Dette har vært i fokus over flere år, og det har blitt gjennomført analyser og utredninger som er konkretisert i tiltak, som er i ulike faser. Noen er allerede gjennomført, andre er under utførelse eller i konsesjonsprosess. De planlagte tiltakene i regionalnettet vil avhjelpe og bedre situasjonen, men vil ikke være gjeldende før anleggene er idriftsatt.

Status for ledig nettkapasitet for småkraft pr. i dag er begrenset som vist i figur 13. Nettkapasitet på kommunenivå vises med fargekoder, hvorav rødt viser manglende nettkapasitet, gult viser noe tilgjengelig nettkapasitet - avhengig av størrelse og plassering, mens grønt viser tilgjengelig nettkapasitet for småkraft. De tidligere begrensningene i nettkapasitet i Ryfylke og Gjesdal er nå redusert, men lengst ute i nettet vil det kunne fortsatt kunne være kapasitetsbegrensninger.

Det presiseres at tilgjengelig nettkapasitet gjelder for 50 kV regionalnett og eventuelt transformering mot transmisjonsnettet. For tilknytninger i distribusjonsnettet vil det som oftest være nødvendig å forsterke nettet for å overholde krav til spenningskvalitet og belastningsgrenser. Dette forsterkningsbehovet er ikke hensyntatt i denne oversikten. For større kraftutbygginger kan det være aktuelt å bygge eget regionalnett til området på høyere spenningsnivå.



Figur 13. Status ledig nettkapasitet for småkraft (< 10 MW) per kommune

Vurdering av tilgjengelig nettkapasitet for større kraftutbygginger

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 i flere kommuner, vil det følgelig være mer begrenset for større kraftverk.

Områdene der det er ledig nettkapasitet til å knytte til større produksjon er i Time, Klepp og Sola. Gamle Stavanger kommune har også ledig nettkapasitet til større kraftproduksjon.

I Sandnes og Gjesdal er det en stor andel vann- og vindkraftproduksjon og i situasjoner med produksjonsoverskudd blir flere anleggsdeler høyt belastede. Oppgradering av regionalnettet i Sandnes Øst til 132 kV, samt tilknytting til Fagrafjell transformatorstasjon vil avhjelpe situasjonen. I Jærnettet og i Dalane Vest er det overskuddsproduksjon fra tilknyttet vindkraft som resulterer i at flere anleggskomponenter blir høyt belastede. I Ryfylke er begrensingene begrunnet i overføringskapasiteten i 50 og 132 kV nettet.

Noen planlagte tiltak som vil frigjøre nettkapasitet til kraftproduksjon er flytting av produksjonen fra Lysebotn II til transmisjonsnettet 420 kV, samt bygging av Helmikstøl transformatorstasjon.

3.2.3 Oversikt over ny kraftproduksjon

En full oversikt over aktive kraftprosjekter i utredningsområdet er gitt i tabell 8 med status, omsøkt effekt og energi, samt nærmeste transformatorstasjon. Det er omtrent 250 MW som har fått konsesjon eller er under konsesjonsbehandling av NVE.

Tabell 8. Oversikt over aktive kraftprosjekter >0,1 MW (kilde: NVE og per april 2022)

Status	Prosjekt	Tiltakshaver	Kommune	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Transformatorstasjon
Under bygging	Fossvatn minikraftverk	Gåsland	Bjerkreim	0,4	1,5	Birkemoen
Konsesjonsgitt ⁸	Faurefjellet vindkraftverk	Norsk Vind Faurefjellet	Bjerkreim	67,2	228,48	Bjerkreim
Under bygging	Ørdsalen småkraftverk	Dalane Kraft	Bjerkreim	3	12	Maudal/Gilja
Konsesjonsgitt	Skinnellåna kraftverk	Småkraft	Eigersund	5,4	17	Gya/Birkemoen
Under konsesjonsbehandling	Gya og Mjelkefossen	Dalane Kraft	Eigersund	17,8	59,5	Gya
Vedtatt konsesjonspliktig	Nye Grødemfoss	Dalane Kraft	Eigersund	8,9		Svåheia
Under bygging	Øvre og Nedre Maudal vannkraftverk	Lyse Kraft	Gjesdal	18 ⁹	100	Maudal/Gilja
Konsesjonsgitt	Øvre Ullestadåna	Clemens Kraft	Hjelmeland	2,3	8,4	Årdal
Konsesjonsgitt	Friestad vindkraftverk	Solvind Prosjekt	Hå	2,4	8,5	Bø/Hetland
Konsesjonsgitt	Sagåna kraftverk	Dalane Kraft	Lund	2,4	8,5	Haukland
Under bygging	Steinbergdalen/Flatestøl kraftverk	Småkraft	Lund	3,8	12,1	Haukland
Satt i bero av NVE	Sandnes vindkraftverk	Norsk Vind	Sandnes	90	306	Seldal
Under bygging	Nordåna/Dalaåna	Småkraft	Sandnes	12	41,5	Helmikstøl
Vedtatt konsesjonsfritt	Lysebotn I (nytt aggregat)	Lyse kraft DA	Sandnes	10		Lysebotn
Vedtatt konsesjonsfritt	Nedre Haukali	Forte	Sandnes	0,4	2,1	Forsand
Konsesjonsgitt	Frøytlog kraftverk	Dalane Kraft	Sokndal	5	15	Sandbekk
Søknad i kø	Døvik II kraftverk	Døvik Kraft	Strand	3,2	8,73	Årdal

Det er i tillegg ca. 560 MW som har fått avslått konsesjonssøknad av NVE, konsesjonen er utgått eller søknaden har blitt trukket, vist i tabell 9. Dette synliggjør at det er et stort potensial for økt kraftproduksjon i Sør-Rogaland.

⁸ Frist for idriftsettelse er 31.12.2022. Søknad om ut satt frist er avslått av NVE og er oversendt OED for endelig avgjørelse. Byggetid er anslått til ca. to år. Kommunestyret i Bjerkreim gikk den 14.06.2022 mot å utsette fristen for idriftsettelse.

⁹ Erstatte dagens Maudal kraftverk som har maks ytelse på 25,5 MW og midlere årsproduksjon på 101 GWh.

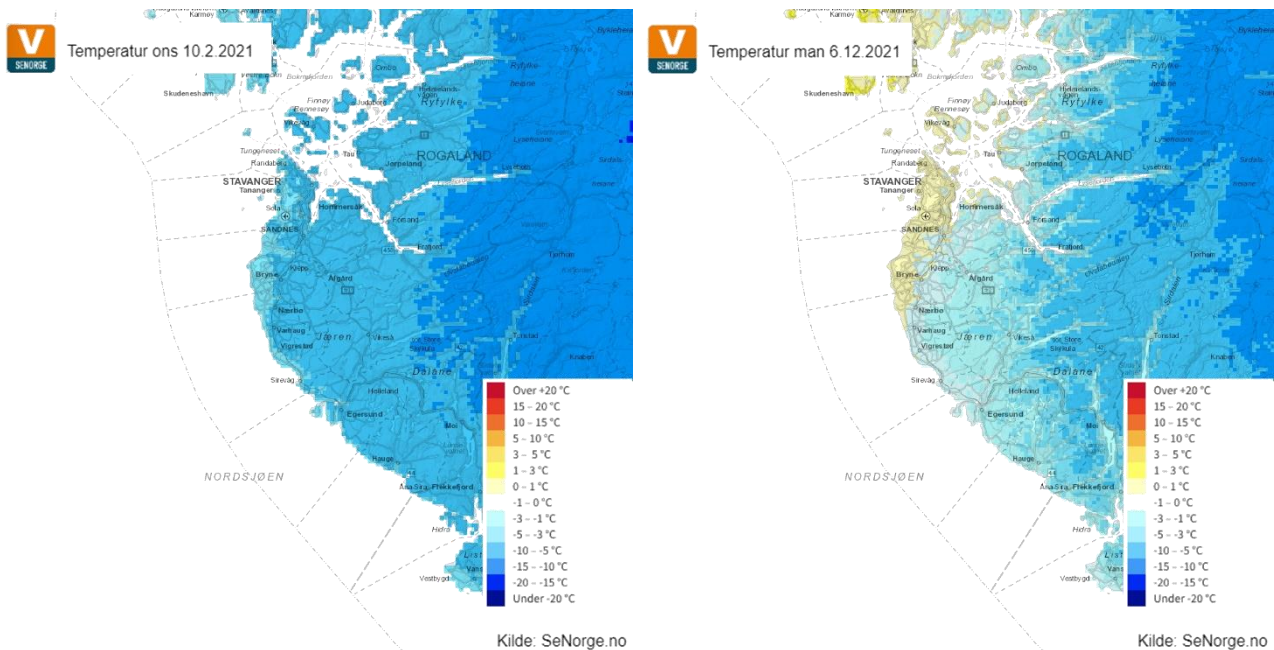
Tabell 9. Kraftprosjekter med avslått, utgått eller trukket konsesjonssøknad (kilde: NVE per april 2022)

Status	Prosjekt	Tiltakshaver	Kommune	Effekt [MW]	Energi [GWh]
Henlagt/trukket søknad	Tekse og Åmot kraftverk	Dalane Kraft	Eigersund		
Henlagt/trukket søknad	Høgamork kraftverk	Lyse Produksjon	Gjesdal	2,9	37,2
Konsesjon avslått	Brusali – Karten vindkraftverk	Lyse Produksjon	Bjerkreim	120,0	408,0
Konsesjon avslått	Holmafjellet vindkraftverk	Zephyr	Bjerkreim, Gjesdal	78,0	265,2
Konsesjon avslått	Moi-/Laksesselafjellet vindkraftverk	Statkraft Development	Bjerkreim, Time	150,0	510,0
Konsesjon avslått	Giljajuvet kraftverk	Fjellkraft	Gjesdal	5,0	21,0
Konsesjon avslått	Frafjord kraftverk	Sirdalskraft	Gjesdal	1,0	5,0
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
Konsesjon avslått	Bringedal småkraftverk	Bringedalsbruket	Lund	2,0	6,7
Konsesjon avslått	Skårdal kraftverk	Dalane Kraft	Lund	5,0	15,6
Konsesjon avslått	Øvre Dalaåna kraftverk	Småkraft	Sandnes	2,9	4,5
Konsesjon avslått	Songesand kraftverk	Småkraft	Sandnes	8,6	25,0
Utgått/bortfalt konsesjon	Tengesdal minikraftverk	Tengesdal Elverk	Bjerkreim	0,8	1,8
Utgått/bortfalt konsesjon	Gilja vindkraftverk	Gilja vindkraftverk	Gjesdal	160	544
Utgått/bortfalt konsesjon	Modalsknuten vindkraftverk	Norsk Vind Moldalsknuten	Sokndal	30	102
Utgått/bortfalt konsesjon	Malmei kraftverk	Gåsland	Bjerkreim	1,2	3,9
Utgått/bortfalt konsesjon	Ueland minikraftverk	Ueland Kraft	Lund	1,0	4,1
Utgått/bortfalt konsesjon	Lauvsåsåna kraftverk	Captiva Energi	Strand	1,1	3,4

3.3 Makslasttimen og makslastdøgnet

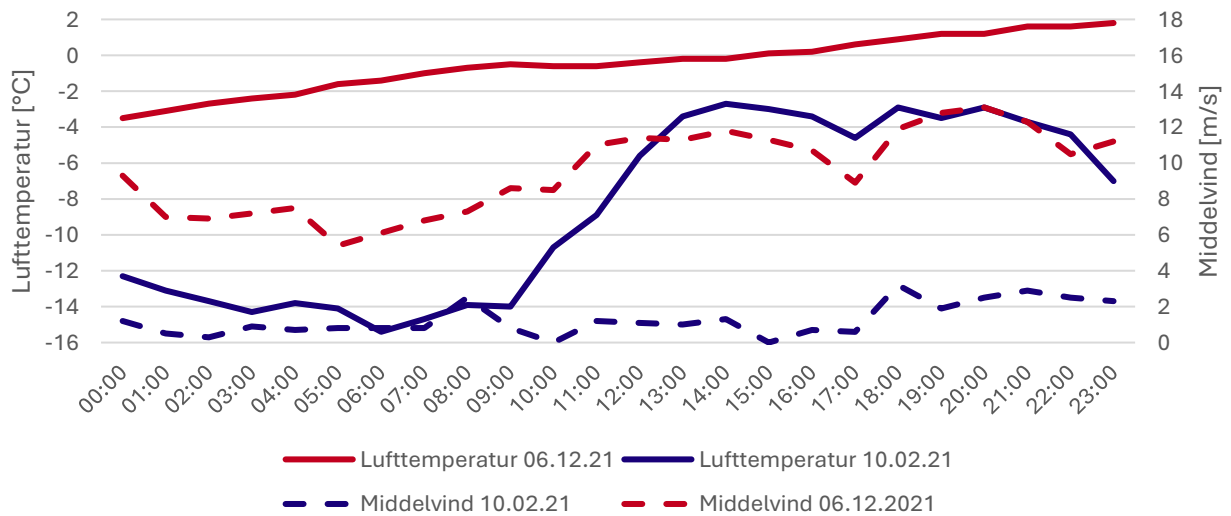
Fra og med 2019 er det hovedsakelig brukt data fra Elhub for beregning av makslasttimen, noe som gir god informasjon om forbruk, produksjon og nettap. Siden forrige KSU har vi opplevd to helt ulike makslastsituasjoner. For vinteren 2020-21 ble det, etter en lengre kuldeperiode, 12. februar satt norgesrekord i strømforbruk [12]. For Sør-Rogalands ble rekorden satt onsdag 10. februar, i timen mellom kl. 8 og 9, med et målt forbruk på 1339,8 MW (timesnitt).

Vinteren 2021-22 var betydelig mildere, noe som også ga utslag på effektforbruket. I tillegg var vinteren preget av kraftig økende strømpris, noe som antas å ha påvirket forbruket. Imidlertid antas det at temperaturen var hovedårsaken til det lave forbruket, som på sitt høyeste var 1069,5 MW (timesnitt) den 6. desember 2021, mellom kl. 8 og 9. Den store temperaturforskjellen mellom de to makslastdøgnene kan ses i figur 14. Tredøgnsmiddeltemperaturene, som brukes for temperaturkorrigering var hhv. -8,2 °C og -0,4 °C. Til sammenligning er temperaturen det korrigeres til -8,7 °C, som beskrevet i 2.1.4.



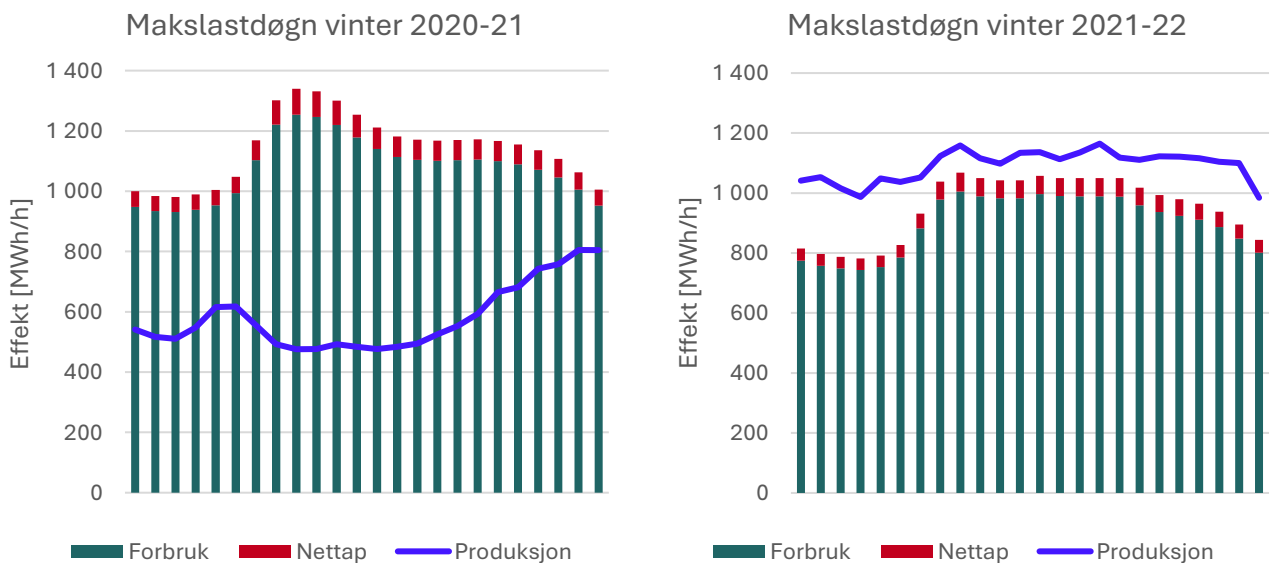
Figur 14. Viser snittemperaturen i Sør-Rogaland ved makslastdøgnene for vintrene 2020-21 og 2021-22

Også vindforholdene var svært forskjellige de to siste makslastdøgnene. I figur 15 vises lufttemperatur og middelvind time for time. Mens det den 10. februar var lite bidrag fra vindkraft, var produksjonen betydelig høyere den 6. desember.



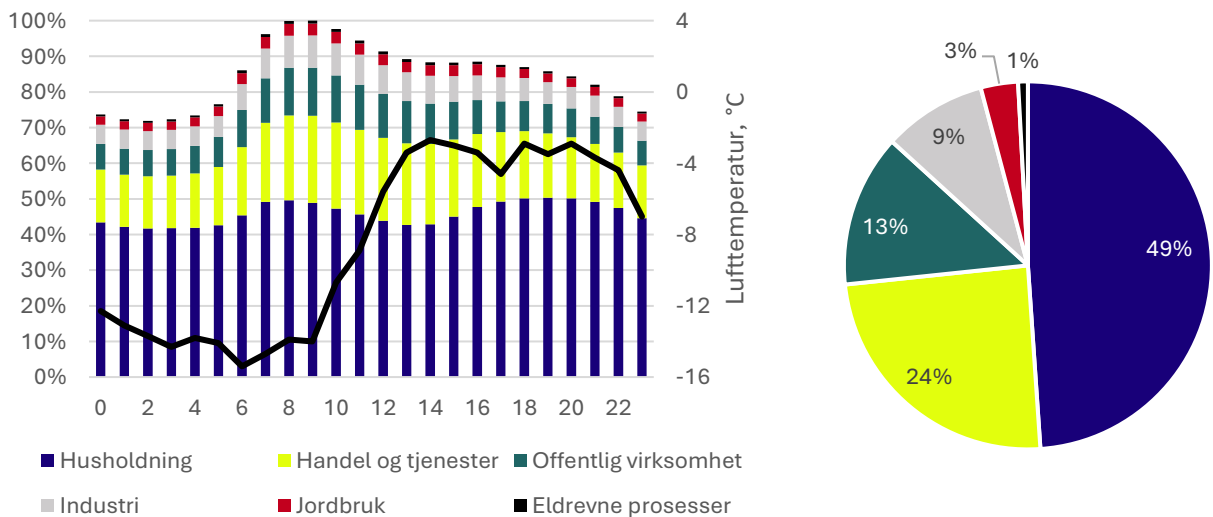
Figur 15. Viser lufttemperatur (hel linje) og middelvind (stiplet linje) for makslastdøgnene i 2020-21 (lilla) og 2021-22 (rød). Datakilde: seklima.met.no, målepunkt SN44560, Sola

Dette gir to ganske ulike makslastdøgn, i hver sin ende av hva man kan forvente. Begge antas å inntreffe omtrent like ofte.



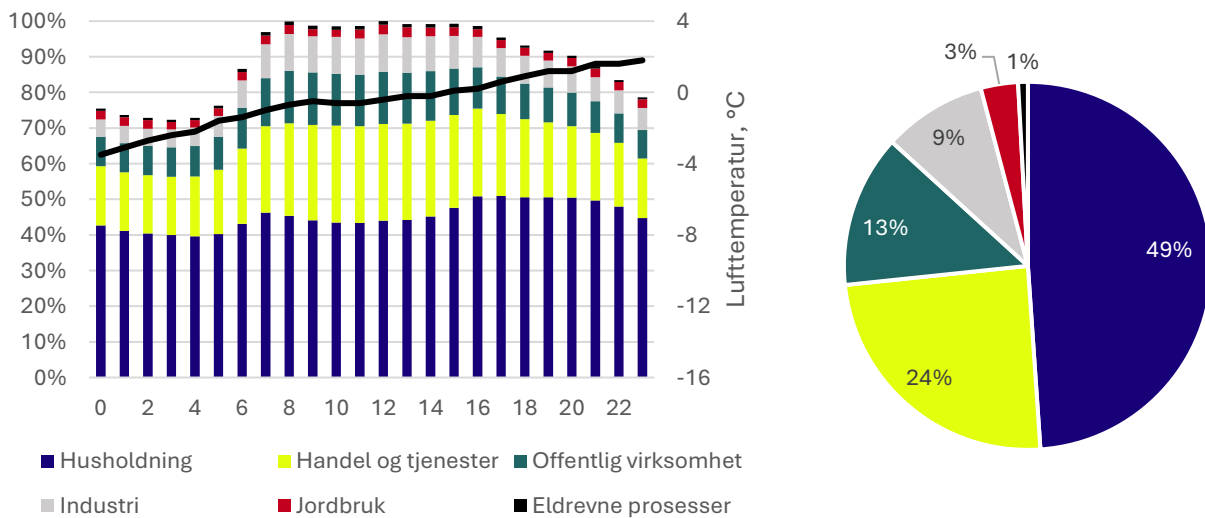
Figur 16. Viser last og produksjon gjennom makslastdøgnet i vintrene 2020-21 (10. februar 2021) og 2021-22 (6. desember 2021)

Figurene nedenfor viser hvordan forbruket til ulike lastgrupper varierer gjennom makslastdøgnet. De største gruppene husholdning (49%), handel og tjenester (24 %) og offentlig virksomhet (13 %) er alle temperatursensitive og utgjør til sammen 87 % av lasten i makslasttimen. Til sammenligning utgjorde de samme kategoriene 75 % av lasten i makslasttimen den 6. desember 2021, som vist i figur 18.



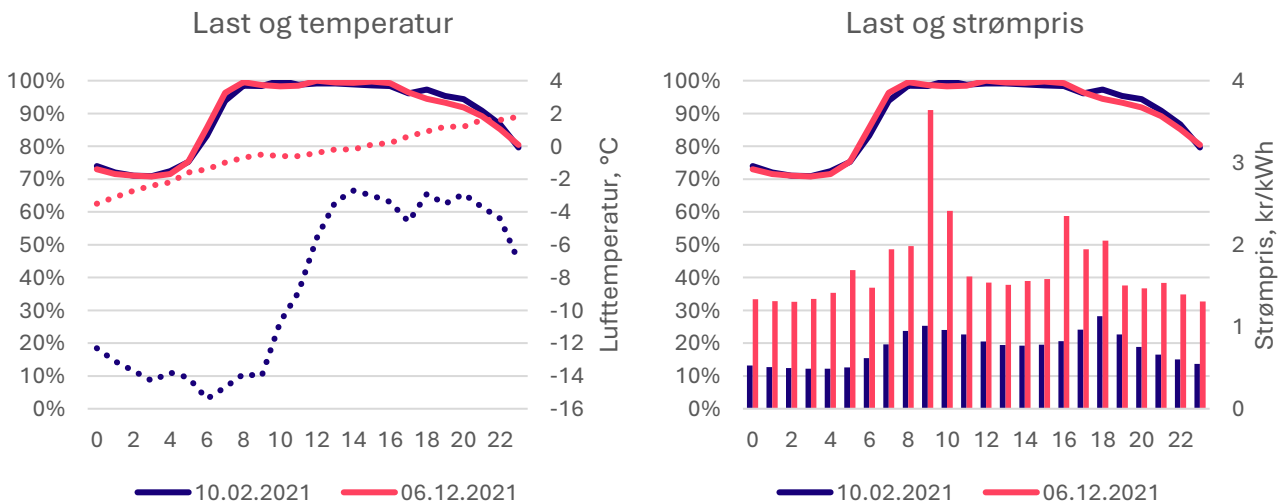
Figur 17. Viser last i % av makslasttimen fordelt på KILE-grupper og lufttemperatur gjennom makslastdøgnet vinteren 2020-21 (onsdag 10. februar 2021), og fordeling av KILE-grupper i makslasttimen. NB! Kun Lnett-data.

Formen på lastforbruket i figur 17 viser en markant lasttopp på morgenen, mens den vanlige ettermiddagstoppen ikke er like markant. Dette kan skyldes at temperaturen steg betydelig i løpet av formiddagen, og kan ha bidratt til en reduksjon i forbruket.



Figur 18. Viser last i % av makslasttiden fordelt på KILE-grupper og lufttemperatur gjennom makslastdøgnet vinteren 2021-22 (6. desember 2021), og fordeling av KILE-grupper i makslasttiden. NB! Kun Lnett-data.

Til sammenligning vises makslastdøgnet mandag 6. desember 2021 i figur 18. Her er temperaturen jevnt stigende over døgnet. Det var enda kaldere dagen før, og makslast hadde inntruffet da dersom det ikke hadde vært i en helg. Formen på lastforbruket over døgnet hadde en uvanlig flat kurve, uten noen markante topper. Makslastdøgnet inntraff også i en periode med raskt stigende strømpriser med mange medieoppslag [13], noe som kan ha påvirket forbruket.



Figur 19. viser temperaturkorrigert last i % makslasttiden for makslastdøgnene de to foregående vintrene sammenlignet med lufttemperatur (prikkete linje) og strømpris (stolpegraf). (Kilde for strømpriser: NordPool, uten avgifter)

For å sjekke dette er det gjort en enkel analyse av forbruket sett opp mot temperaturen og strømprisen. Lastkurvene er temperaturkorrigert time for time ved hjelp av formel for temperaturkorrigerings av makslast (1), men har brukt temperaturen i den aktuelle timen i stedet for tredøgnsmiddeltemperatur. Dette er en forenklet metodikk, men ser ut til å gi et brukbart resultat.

De temperaturkorrigererte lastkurvene har veldig lik form, selv om de inntraff i to helt ulike makslastdøgn med tanke på temperatur. Dette tyder på at temperatur er den klart største påvirkningen på forbruket. I figuren som viser strømprisene kan vi se en liten dupp i strømforbruket den 6. desember som ikke inntreffer den 10. februar. Vi antar at dette har sammenheng med strømprisen, men er usikre på om det er mediefokuset eller selve strømprisen som kan ha hatt størst betydning.

Det er for lite underlag til å konkludere på, men analysen av de to siste makslastdøgnene kan peke i retning av at implisitt forbrukerfleksibilitet, som beskrevet i avsnitt 4.1.5, som følge av prissignaler er lav. Dette kan også ha sammenheng med type last, hvor lasten i makslastdøgnet vil være preget av oppvarmingsbehov og ha en høy temperatursensitivitet.

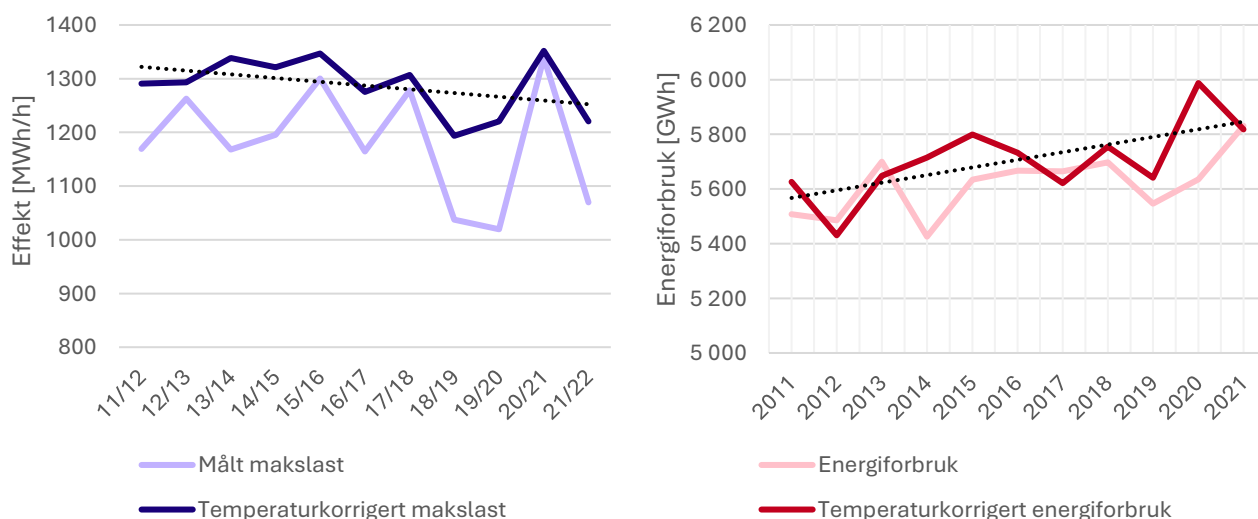


Montører utfører vedlikehold på kraftlinjer i vinterfjellet. (Foto: Lnett, 2022)

3.4 Elektrisitetsforbruk og -produksjon

I KSU 2020 var det en del usikkerhet rundt dataunderlaget for maksimallastsituasjonene i 2019 og 2020. Dette er nå rettet opp i og det er etablert ny metodikk for uthenting av data for makslast og energiforbruk. Hovedkildene for makslast- og energidata og er hhv. Elhub og eRapp¹⁰, og kompletteres med utvekslingsmålinger fra Kuben og manuell innhenting av data fra andre aktører. Både Elhub og eRapp gir mulighet til å skille forbruk, nettap og produksjon. eRapp gir også mulighet for å skille lasten i ulike kategorier. Elhub ble etablert i februar 2019, mens eRapp-data er hentet fra og med 2013. For alle data benyttes timesverdier.

Folketallet i området har de siste to årene steget med 0,7 %/år, som er noe lavere enn snittet de siste 10 årene på 1,1 %/år. Figur 20 viser at makslasten er svakt synkende, men tre av de fire siste vintrene har vært milde med temperaturer rundt 0 grader ved makslast. Metodikken for temperaturkorrigering blir da unøyaktig, siden den korrigerer lineært mens temperatursensitiviteten er avtagende ved fallende temperatur («S-kurve»), som vist i figur 3. Det antas derfor at makslasten er svakt stigende, noe vinteren 2020-21 bekrefter, hvor vi opplevde rekordhøyt både målt og temperaturkorrigert makslast.



Figur 20. Utviklingen av effektforbruk makslasttimen og årlig elektrisk energiforbruk i Sør-Rogaland, siste 10 år

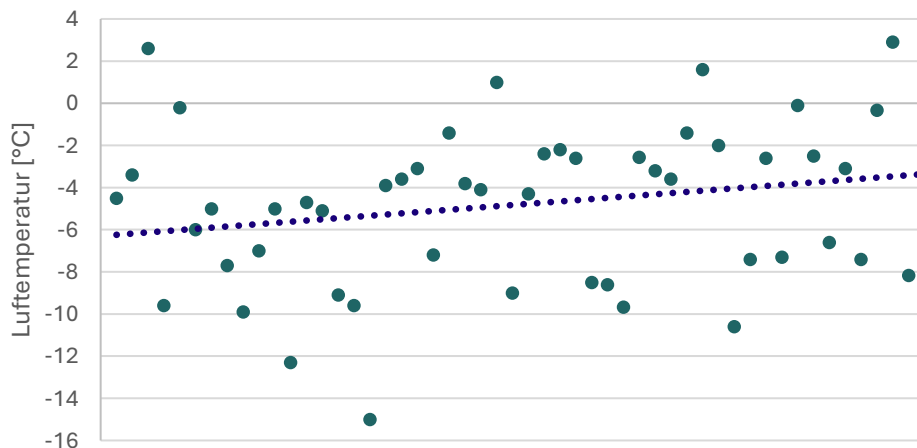
Figurene ovenfor viser at energiforbruket er jevnt stigende og øker med ca. 0,4 % årlig (snitt siste 10 år).

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 et godt bilde på hvilke påkjenninger nettet som helhet ville oppleve ved ytterligere reduksjon i temperatur. Lnett har registrert tredøgns-middeltemperatur ved maksimallast siden 1971, vist i figur 21. Vår statistikk viser en økning i trend på

¹⁰ eRapp er et rapporteringssystem energibransjen benytter ved økonomisk og teknisk rapportering til NVE. Systemet brukes av kraftprodusenter, nettselskaper og omsetningskonsesjonærer. Selve innrapporteringen skjer gjennom Altinn.

nær 3 grader varmere vær. Spredningen er fremdeles stor mellom de enkelte år. I 2010 opplevde vi den tredje kaldeste registreringen på -10,6 °C mens den varmeste var i 2020 med +2,9 °C.

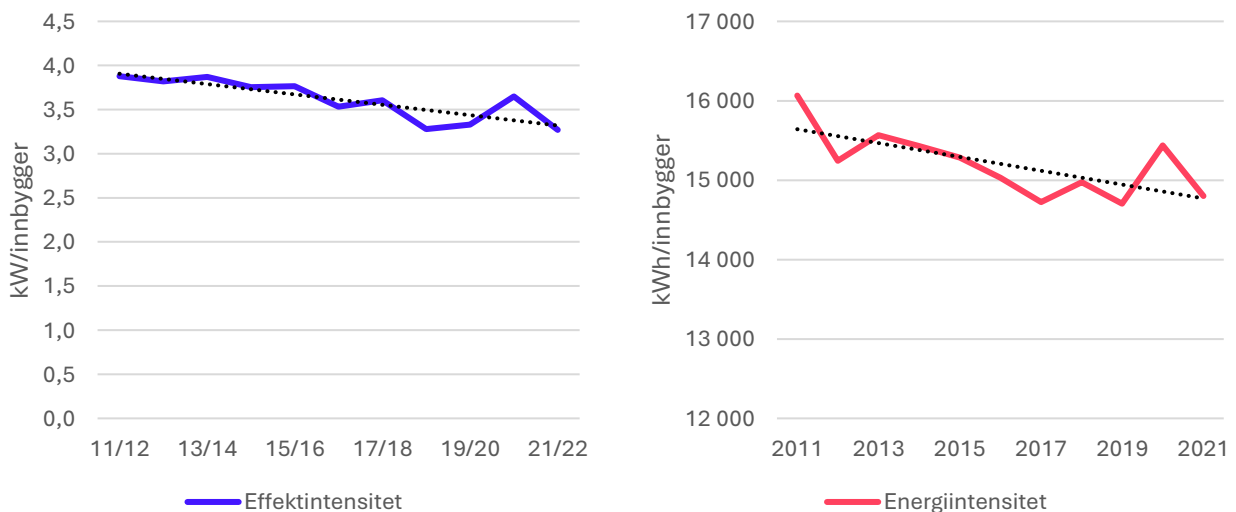
Fra og med denne KSUen har vi justert temperaturen det korrigeres mot fra -12,3 °C til -8,7 °C, grunnet endringen i returtid fra 50 til 10 år. Basert på egne tall ser vi at vi kan oppleve kaldere vintre, men som omtalt i kapittel 2.1.4 ser vi en utflatning av lasten ved denne temperaturen. Så selv om det blir kaldere vil ikke lasten øke i tilsvarende grad.



Figur 21. 3-døgns middeltemperatur ved makslast 1971-2022

3.4.1 Forbruk per innbygger

Ved inngang til 2022 var det 376 402 innbyggere i utredningsområdet. Ved å dele temperaturkorrigert makslast på antall innbyggere kan vi fremstille en statistikk vi kaller effektintensitet, figur 22. Trenden viser at forholdet mellom makslast og folketall er synkende og vi ser at det synker raskere enn det har gjort historisk sett. Tilsvarende er gjort på energi, hvor forbruk over året deles på antall innbyggere i regionen. Trenden her synker noe saktere enn effektintensiteten.



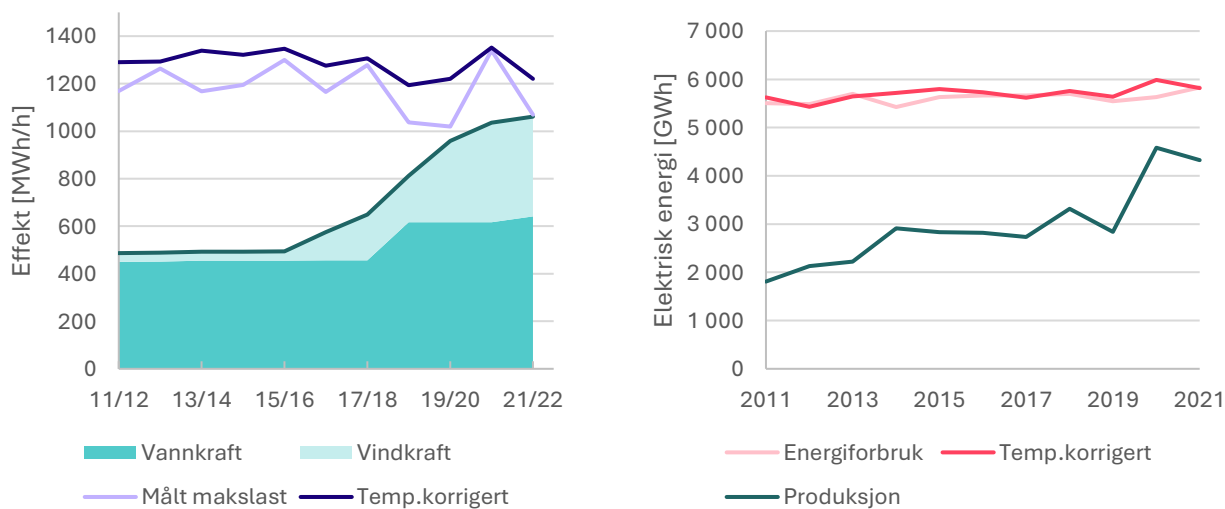
Figur 22. Effektintensitet og energiintensitet i utredningsområdet, temperaturkorrigerede data fordelt på folketall

Den 1. juli 2022 ble det innført ny modell for nettleie i Norge, hvor målet er å utnytte strømmettet bedre ved å jevne ut forbruket. Dersom dette lykkes, vil effektintensiteten over tid reduseres ytterligere.

I effektprognosene har vi lagt inn en årlig reduksjonsfaktor på lastutvikling relatert til befolkningsframskriving, som gjør at denne lasten over tid flater ut og reduseres. En mulig feilkilde på effektintensiteten er de flere milde vintrene de siste årene og begrensningene ved temperaturmetodikken som er omtalt i 0. I prognosene har vi derfor lagt inn en noe mer konservativ reduksjon enn hva gjennomsnittet for de siste 10 årene gir oss.

3.5 Energi- og effektbalanse

Statistikk med historisk effekt- og energibalanse, samt tilgjengelig vintereffekt og årlig produksjon for 2011-2021 er vist i figurene nedenfor. Det vises både målte og temperaturkorrigerede verdier. Effektbalansen viser en betydelig økning i underliggende produksjon de siste 6 årene. Mye av den nye produksjon som kommer i systemet er vindkraft, men også effektøkningen som Lysebotn II ga er tatt med. Tilgjengelig vinterproduksjon er definert til 50 % av installert ytelse etter praksis fra Statnetts parameterveileder¹¹ tilknyttet Fosweb-innmelding. Vi erfarer imidlertid at det er store variasjoner knyttet til vindkraft i makslasttilfeller. I beregninger vil derfor null bidrag fra vindkraft være ett analysescenario, kalt minimum produksjon, slik tilfellet var ved makslast i februar 2021. Men i mesteparten av tiden vil også denne produksjon være tilgjengelig.



Figur 23. Historisk effekt- og energibalanse, samt tilgjengelig vinterproduksjon og årlig energiproduksjon i utredningsområdet

Tilgjengelig vinterproduksjon var i 2021 på nivå med det målte makslast i regionen. Økningen skyldes i hovedsak den store utbyggingen av vindkraft i regionen de sist 5-10 årene. Samtidig viser erfaringene at på de kaldeste vintermorgenene, som ved makslast i 2021, er det i praksis kun de regulerbare

¹¹ <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/fosweb/fosweb---data-for-stasjon---alle-understasjoner---parameterveileder.pdf>

magasinkraftverkene som produserer. Men i mesteparten av tiden er det gode bidrag også fra småkraft og vindkraft.

Utbyggingen som har vært vises også igjen på den økende energiproduksjonen i området. Fortsatt er det årlige energiforbruket høyere enn produksjonen, men de nærmer seg. Dersom man hadde inkludert all produksjon som faller inn under utredningsområdet, også kraftverkene som er direkte tilknyttet transmisjonsnettet, ville produksjon og forbruk omtrent vært i balanse.

Nye kraftverk som er satt i drift i perioden 2020-2022 er gjengitt i tabell 10.

Tabell 10. Nye kraftverk i systemet siden forrige KSU (utgitt sommeren 2020)

Kraftverk	Tilknytningspunkt	Installert ytelse [MW]	Tilgjengelig vintereffekt [MW]
Måkaknuten Vindkraftverk	Måkaknuten/Stigafjellet	105,0	47
Stigafjellet Vindkraftverk	Måkaknuten/Stigafjellet	33,5	15
Vardafjellet Vindpark	Vatne	36,0	15
Sagåna	Årdal	3,7	0
Lysebotn kraftstasjon 1	Måkalia	120,0	120

3.5.1 Andre energibærere

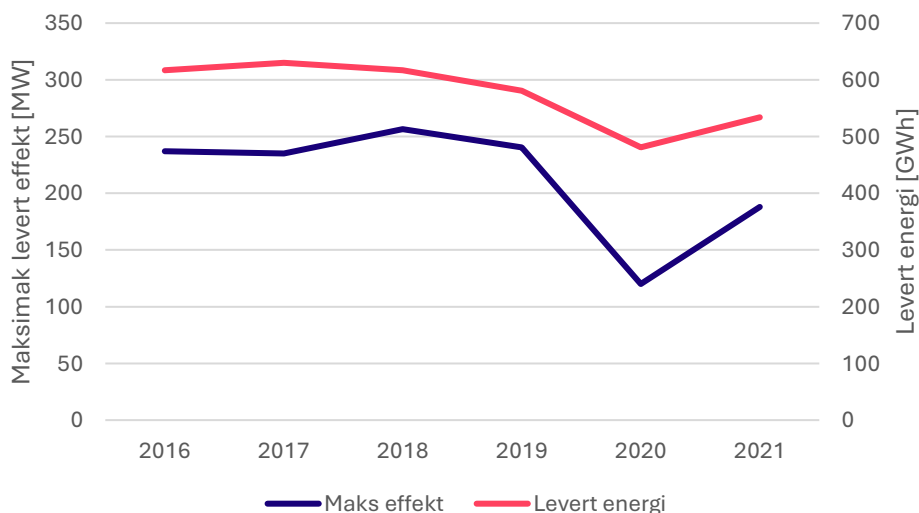
Gass

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. Lyse Neo er distributør av natur- og biogass i Sør-Rogaland.

Gass brukes i ulike prosesser, blant annet i veksthusnæringen, industrielle prosesser og som innsatsfaktor i varmeproduksjon til fjernvarmen. Figur 24 viser utviklingen av gassvolum, som inkluderer gass levert til varmeproduksjon hvor sluttbruker mottar varme. Andelen biogass har økt de siste årene. I dag produserer IVAR ca. 4 500 000 m³ biogass årlig [14]. Av et samlet levert gassvolum fra Lyse Neo på 534 GWh i 2021, utgjorde biogass 38 GWh [15].

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. I tillegg medfører et økende klimafokus og målsetninger om reduksjon av klimagassutslipp, at naturgass i større og større grad erstattes med andre fornybare energikilder eller biogass.

Mengden levert gass i utredningsområdet er betydelig, og må antas å bidra til effektavlastning på nettet i den grad alternativet er elektrisitet.

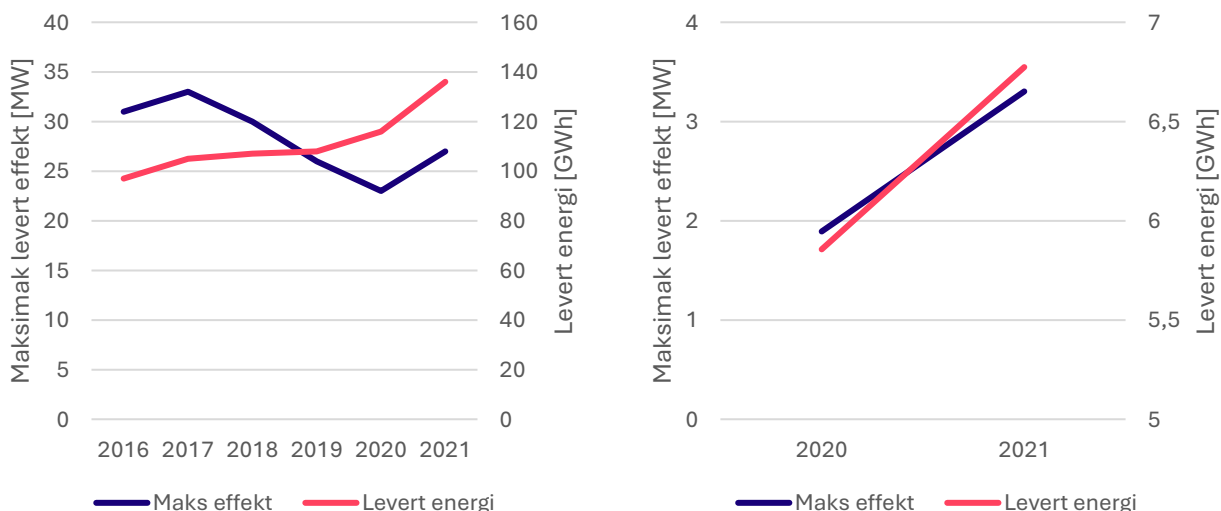


Figur 24. Gassbruk i Stavanger/Jæren og Ryfylkeøyene.

Fjernvarme og nærvarme

Fjernvarme er en betegnelse for den infrastrukturen som forsyner varme via distribusjon av varmt vann, hvor varmedistribusjonsnettene ofte dekker over et større geografisk område. Fjernvarmeinfrastruktur er teknologinøytral og ikke avhengig av enkeltteknologier eller brensler. Nærvarmeanlegg er mindre varmeproduksjons- og -distribusjonsanlegg, gjerne i størrelsesorden enkelte bygninger og kvartaler.

I utredningsområdet er det flere fjernvarmeaktører. Fjernvarmeanlegg over 10 MW er konsesjonspliktige, og Lyse Neo har fjernvarmekonsesjon i Stavanger og Sandnes-områdene. I tillegg har Lyse Neo fjernvarmeanlegg i Risavika, samt flere nærvarmeanlegg i Stavanger, Sola, Sandnes og Time kommune. I tillegg har Jæren Fjernvarme anlegg i Hå kommune, Klepp Energi Fjernvarme har anlegg i Klepp kommune, mens Norsk Bioenergi har anlegg i tilknytning til Stavanger Lufthavn Sola.



Figur 25. Fjernvarme fra avfallsforbrenning hos Lyse Neo til venstre og fjernvarme hos Jæren Fjernvarme til høyre

Det har vært en vekst i fjernvarmevolum de seneste årene, og det er forventet fortsatt økning i takt med utbygging av fjernvarmenettet. Lyse Neo har nylig fått utvidet sin områdekonsesjon gjennom Stavanger sentrum og til Bjergsted. I figur 25 ses utviklingen i levert fjernvarme fra avfallsforbrenningsanlegget på Forus som leverer grunnlast til Lyse Neos fjernvarmenett i Sandnes, Stavanger og Sola. Til spisslast anvendes gass, som inngår i gassforbruket i figur 24.

Lyse Neos nærvarmesentraler i Stavanger, Sola, Sandnes og Time produserer varme fra naturgass, biogass og elektrisitet. Samlet volum levert varme i 2021 var 42,15 GWh. Lyse Neo har ikke oppgitt maksimal last i nærvarmesentralene.

Jæren Fjernvarme har i dag fjernvarmenett i Nærbø sentrum og i Kviamarka. Fjernvarme leveres fra Tine Meierier Jæren i Kviamarka, hvor størstedelen av produksjon kommer fra industriell spillvarme med varmepumper, mens spisslast produseres med naturgass. I figur 25, til høyre, vises levert årlig energi og effekt i elnettets makslasttime hos Jæren Fjernvarme.

I tillegg har Klepp Energi fjernvarme fjernvarmenett i området Kleppe-Verdalen. I årsberetningen for Klepp Energi oppgis det at det i 2020 ble levert 8 552 MWh fjernvarme som er basert på gass dannet av søppel på Sele avfallsplass [16].

Samlet sett, er det særlig i Lyse Neos fjernvarmekonsesjonsområde betydelige mengder fjernvarme og nærvarme som brukes til oppvarming. I disse områdene må det antas at fjernvarmen er med på å avlaste strømmettet, ved å erstatte oppvarmingsbehov som ellers kunne vært dekket av elektrisitet.



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

4 Fremtidig utvikling i forbruk og kraftproduksjon

Dette kapitlet omtaler drivere som påvirker fremtidig utvikling, 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. Årene 2020 og 2021 har vært preget av pandemi, som periodevis har påvirket strømforbruket innen visse sektorer. Avslutningen av 2021 ble preget av økte kraftpriser. De høye strømprisene kan tilskrives flere årsaker, deriblant høy gasspris, Russland-Ukraina-konflikten og økt CO₂-pris. Disse faktorene, sammenholdt med lav vannstand i de norske vannkraftmagasinene og åpningen av nye utenlandskabler til områder hvor naturgass er med på å sette kraftprisen, Tyskland og England, er hovedårsaken til den betydelige økningen vi har fått på prisen for kraft. Til sammenligning, var kraftprisene i 2020 rekordlave på grunn av høy fyllingsgrad i vannmagasiner, mye vind og milde temperaturer [17].

Fylkeskommunene og kommunene er henholdsvis regionale og kommunale planmyndigheter, som har ansvar for å utarbeide regionale og kommunale planer [18]. Rogaland fylkeskommune er den regionale planmyndigheten i KSU-området, mens de 14 kommunene er lokale planmyndigheter innenfor sine kommunegrenser. Kommunale og regionale planer påvirker utviklingen og arealbruken i området, og vil ha innvirkning på utviklingen av kraftsystemet i området.

Utviklingsplan for Rogaland er fylkeskommunens regionale planstrategi for perioden 2021-2024, og beskriver status i samfunnsutviklingen, setter mål og retning for fremtidig utvikling og angir hvordan oppgavene skal løses på et overordnet nivå. Utviklingsplanen definerer fire langsiktige utviklingsmål og innsatsområder: Klimaomstilling og livskraftig naturmiljø, konkurransedyktig region, helsefremmende og inkluderende samfunn, og attraktive lokalsamfunn, byer og tettsteder. Utviklingsplanen gir en oversikt over eksisterende planportefølje, nye planer og strategier og planer for revidering av eksisterende planverk. Flere av planrevisjonene og nye planer knyttet mot utviklingsmålene «klimaomstilling og livskraftig naturmiljø» og «konkurransedyktig region» kan ha innvirkning på utviklingen av forbruk- og produksjon av kraft i KSU-området.

Mange kommuner er i gang med utarbeidelse av nye eller reviderte kommuneplaner etter kommunesammenslåingen. Kommuneplanene er kommunenes overordnede plan og styringsdokument, oppdelt i en samfunnsdel og en arealdel. I samfunnsdelen vedtas mål og strategier for hvordan kommunesamfunnet og kommunens virksomhet skal utvikle seg, mens arealdelen består av en planbeskrivelse med konsekvensutredning og plankart med bestemmelser for bruk, vern og utforming av arealer og fysiske omgivelser for hele kommunens areal, inkludert sjø [18]. Regionalplan for Jæren og Søre Ryfylke gir en rekke overordnede retningslinjer for planlegging og utvikling som kommunene skal hensynta i sin planlegging. Planen gir blant annet retningslinjer for infrastruktur og kraftforsyning, og kommune skal i sin arealplanlegging tilrettelegge for etablering av nødvendig infrastruktur og kraftforsyning [19].

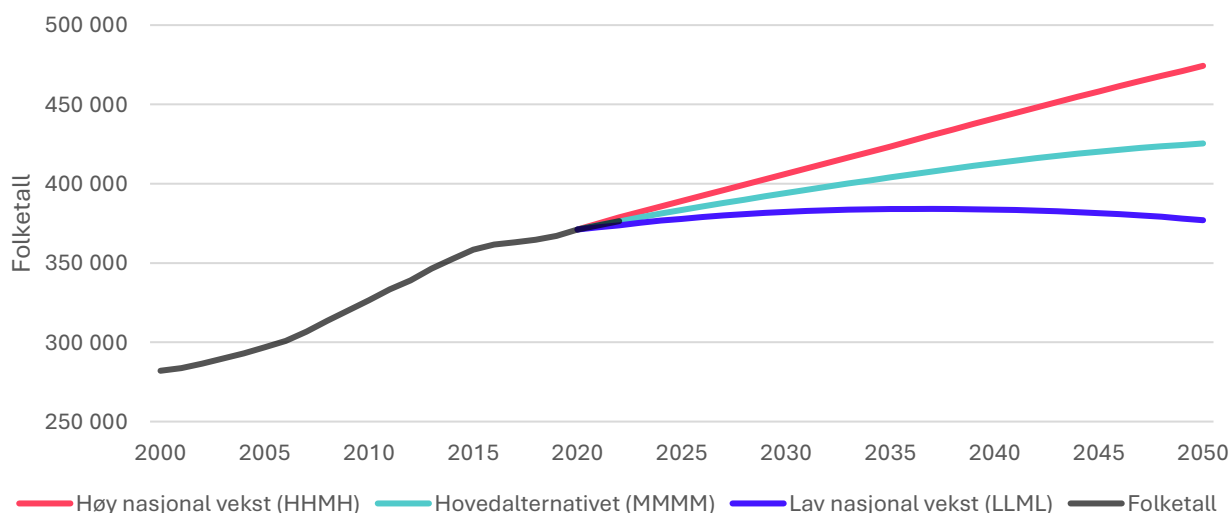
De kommunale og fylkeskommunale planenes spesifikke innvirkning på utviklingen i forbruk og produksjon beskrives nærmere under utvalgte drivere for forbruk og produksjon. I det følgende

beskrives drivere for utvikling av alminnelig forbruk, klimagassreduksjon og elektrifisering, ny industri og ringvirkninger, produksjon og andre energibærere.

4.1.1 Alminnelig forbruk

Alminnelig forbruk henviser til forbruk som ikke defineres som kraftkrevende industri. Det består blant annet av husholdninger, handler og tjenester, offentlig virksomhet og jordbruk.

Befolkningsutvikling har historisk sett vært en av de største driverne for utviklingen innen alminnelig kraftforbruk. Historisk har Sør-Rogaland hatt jevn økning i folketall, og folkemengden per 1. januar 2022 var ifølge Statistisk sentralbyrå (SSB) over 360 000 innbyggere for de 14 kommunene i Sør-Rogaland. Kommunene som har hatt størst økning i befolkningsvekst de siste årene er Sandnes, Sola og Time. Samtidig opplevde noen utkantkommuner en befolkningsnedgang. Trenden er at befolkningen i større grad samles i byene. SSBs befolkningsframskriving operer med forskjellige utviklingsscenarier. I Figur 26 vises den seneste befolkningsframskrivingen fra 2020 for hovedalternativet (MMMM), en utvikling med lav nasjonal vekst (LLML) og en utvikling med høy nasjonal vekst (HHMH).



Figur 26. Historisk og framskrevet befolkningsvekst i utredningsområdet, hentet fra SSB tabell 12882.

Regionalplan for Jæren og Søre Ryfylke er en langsiktig plan for samordnet bolig-, areal- og transportplanlegging som skal gi retning for videreutviklingen av en bærekraftig og endringsdyktig region fram mot 2050. Planen gjelder for de ti kommunene Stavanger, Sandnes, Sola, Randaberg, Strand, Time, Klepp, Hå, Gjesdal og Kvitsøy. Planen legger opp til en forventet fremtidig befolkningsvekst på 2500 per år frem til 2040 (SSBs MMMM scenario) hvor hovedtyngden av potensialet for befolkningsvekst ligger i byområdene [19].

I NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2021-2040, legges det imidlertid til grunn at en økt etterspørsel etter kraft på grunn av befolkningsvekst vil motvirkes av høyere krav til energibruk i TEK-reglementene og energieffektiviseringstiltak i eksisterende bygningsmasse. Til tross for befolkningsvekst i årene fremover, estimerer de at energibehov og årlig elektrisitetsforbruk i bygg vil gå ned i årene fram mot 2040 [20].

Energieffektivisering har en sentral rolle i EUs «Fit for 55»-pakke som skal bidra til at EU når målsetningene om 55 % kutt i klimagassutslipp. Et førende prinsipp i EUs energipolitikk, er «energy efficiency first», som skal være med til å sikre mer effektiv ressursbruk, og skal være førende for utformingen av virkemidler og investeringsbeslutninger i energipolitikken.

Energieffektivisering bidrar til å redusere energibehovet, og vil kunne redusere elektrisitetsforbruket. Strengere krav til energieffektivitet i nybygg og rehabilitering og energieffektivisering av eksisterende bygningsmasse vil bidra til å redusere elektrisitetsbehovet i bygningsmassen. I tillegg vil mer energieffektive elektriske apparater bidra til å redusere energibehovet [20].

NVE har fått gjennomført en analyse om potensialet for energieffektivisering i bygg. I denne analysen anslås et lønnsomt potensial på opptil 13 TWh, som tilsvarer 10 % av Norges strømforbruk i dag. Størstedelen av potensialet finnes i næringsbygg (9 TWh) [21].

I årets KSU prognoser for Sør-Rogaland antas det at veksten i alminnelig forbruk flater ut, og på lang sikt avtar noe, som følge av energieffektiviseringstiltak. Det er noe usikkert hvordan effektforbruket blir påvirket av effektiviseringstiltakene. Nedgangen i energiforbruk over året må ventes å være prosentvis høyere enn nedgangen i effektforbruk i dimensjonerende last for bygninger. Hjemmelading av elbiler kan imidlertid føre til en økning i energi- og effektbruk for bygg, og særlig dimensjonerende last kan påvirkes av bruk av hurtigladdere opp til 22 kW i bygg. Lastøkning knyttet til elbillading er lagt inn som egen kategori i effektprognosene, med utgangspunkt i tallmateriale gitt av NVE, og er beskrevet nærmere i avsnitt 4.3.1.

Energieffektiviseringstiltak vil også kunne omfatte tiltak for omlegging fra fossil energi til elektrisitet, da virkningsgraden til elektriske prosesser kan være høyere enn for prosesser med fossil energi. I Norge gjelder dette særlig innenfor transportsektoren, hvor elektriske motorer har vesentlig høyere virkningsgrad enn tradisjonelle fossile brenselmotorer. Denne type tiltak vil redusere totalt energiforbruk, men øke elektrisitetsforbruket. Elektrifiseringstiltak som følger av målsetninger om reduserte klimagassutslipp og deres effekt på strømmettet beskrives nærmere under avsnitt 4.1.2 om klimagassreduksjon og elektrifisering. Bedre utnyttelse av spillvarme i industrien vil også være et energieffektiviseringstiltak, som kan bidra til å redusere elektrisitetsforbruk i den grad spillvarme erstatter elektrisk oppvarming [20]. Dette beskrives nærmere i avsnitt 4.1.3.

4.1.2 Klimagassreduksjon og elektrifisering

Norge har nylig forsterket sin forpliktelse gjennom Parisavtalen til å redusere klimagassutslipp med minimum 50 % innen 2030, i forhold til 1990-nivå [22]. Stortinget har definert 5 prioriteringsområder for å overholde klimamålene [23]:

1. Redusere utslipp i transportsektorene
2. Utvikle lavutslippsteknologi i industrien og ren produksjonsteknologi
3. CO₂-håndtering
4. Styrke Norges rolle som leverandør av fornybar energi
5. Miljøvennlig skipsfart

I 2020 ble Klimakur 2030 presentert. Klimakur 2030 utreder og presenterer tiltak som kan bidra til å kutte ikke-kvotepliktige utslipp med 50 % før 2030. En rekke av tiltakene innebærer direkte elektrifisering, da særlig elektrifiseringstiltak innenfor transportsektoren. Det pekes i Klimakur-

rapporten på at elektrifiseringstiltakene vil kreve økt nettutbygging for å kunne gjennomføres, og at tid for nettutbygging kan være en barriere for elektrifisering som klimatiltak [24].

Flere kommuner og fylkeskommuner har egne klimaplaner og etter hvert klimaregnskap og klimabudsjett, og jobber aktivt med å redusere klimagassutslipp. Særlig Stavanger kommune har svært ambisiøse målsetninger om reduksjon av klimagassutslipp, og annonserte i april 2022 at de er en av 112 europeiske byer som skal bli klimanøytrale i 2030, som deltaker i et EU-samarbeid om smarte og klimanøytrale byer [25].

Rogaland fylkeskommune skal, med forankring i Utviklingsplan for Rogaland, videreutvikle og samle Regionalplan for energi og klima med Regionalplan for klimatilpasning i en ny Regionalplan for klimaomstilling. Arbeidet med planen ble vedtatt startet opp i Fylkestinget 22. februar 2022, og planen forventes vedtatt ved utgangen av 2024. Energi er en av tematikkene som er aktuelle i planen, med særlig fokus på utfasing av fossile energikilder, og elektrifisering som aktuelt klimatiltak.

Innen transportsektoren vil elektrifisering være et viktig tiltak for å kutte klimagassutslipp. I 2020 sto transportsektoren for 40 % av klimagassutslippene i Sør-Rogaland [26]. Elektrifiseringstiltak innenfor transportsektoren er klimatiltak som vil være drivere for forbruksutviklingen i Sør-Rogaland. Lnett har de siste årene mottatt en rekke henvendelser knyttet mot elektrifiseringstiltak. I perioden juni 2019 – mai 2022 mottok Lnett 43 henvendelser knyttet til elektrifisering av transportsektoren. Størstedelen av henvendelsene er relatert til ladeinfrastruktur for personbiltransport, men vi har også mottatt forespørsler på trucklading, lastebillading, lading av hurtigbåter og landstrøm for skip.

Utslipp fra veitrafikk står for 21 % av de totale klimagassutslippene i Sør-Rogaland [26] og potensialet for utslippsreduksjon av veitransport er estimert til 55 % [27]. Elektrifisering av personbilparken er allerede godt i gang, og per 31. des 2021 var 19 % av bilparken i Sør-Rogaland elektrisk [28]. Rogaland er et av fylkene med høyest andel offentlige elbilladere, og per 25. mai 2022 var det ca. 30 elbiler per ladepunkt [29]. Utviklingen innen elektrifisering er forventet å fortsette innenfor personbiler, varebiler, busser og lastebiler.

Rogaland fylkeskommune har ansvar for kollektivtransport i Rogaland, og i deres klimabudsjett er det lagt til grunn en elektrifisering av både buss- og båttransport. I seneste klimaregnskap for Rogaland fylkeskommunes drift, behandlet i FT-sak 47/2022, vises det til at fylkeskommunens buss- og båttilbud bidrar med 95,8 % av de kartlagte utslippene fra fylkeskommunens drift i 2021. Både Rogaland fylkeskommune og Stavanger kommune har lagt inn elektrifisering av buss- og båttransport som et vesentlig tiltak for å redusere klimagassutslipp. Båt- og busstransporten i regi av Rogaland fylkeskommune forårsaker klimagassutslipp på om lag 60 000 tonn per år [30].

I Sør-Rogaland sto sjøtrafikk for 17 % av de totale klimagassutslippene i 2020 [26]. Regjeringen har som ambisjon å redusere utslipp fra innenriks sjøfart og fiske med 50 % og mål om utslippsfrie havner innen 2030 og videre legge til rette for landstrøm der det er mulig [31]. 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 % [27]. Tilrettelegging for slik infrastruktur vil kunne medføre økt kapasitets- og transformeringsbehov.

Elektrifisering av ferger er i gang i Lnett sitt utredningsområde. I juli 2021 ble MF «Hydra» satt i drift i Hjelmelandsambandet. Ferjen er en kombinert el- og hydrogenferje, som skal kunne driftes både helt

og delvis på batteri og/eller hydrogen. Foreløpig har ferjen kjørt på ren batteridrift, men skal etter planen kunne driftes 100 % på hydrogen fra høsten 2022. Ferjen har ladepunkt på Hjelmeland og Nesvik.

Sommeren 2022 skal Rogaland fylkeskommunes/Kolumbus sin nye elektriske hurtigbåt Medstraum settes i drift mellom byøyene, Hommersåk og Stavanger. Hurtigbåten skal lade ved Fiskepiren i Stavanger, hvor Lyse, Stavangerregionen Havn og Kolumbus sammen har laget en fleksibel infrastruktur for lading av hurtigbåter. Det legges opp til at hurtigbåtene Medstraum og Rygelektra skal lade på 2-2,4 MW hver [32].

Etterspørsel etter landstrøm i utredningsområdet er stigende. Lnett har for tiden flere henvendelser knyttet til tilkobling av landstrømsanlegg, både til cruiseskip og supply-fartøy. Stavangerregionen havn har fått tildelt 24 MW kapasitet til landstrømsanlegg til cruiseskip, med vilkår om at det kun kan anvendes i sommermånedene april-september. I tillegg er det flere forespørsler om tilkobling av landstrømsanlegg i Risavika, Mekjarvik og Dusavik.



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

Innen luftfart er det også planer om elektrifisering. 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. Dette utgjør mer enn en dobling av dagens effektuttak. Videre elektrifiseringsprognoser fra Avinor legger opp til 15 MW i 2030 og 30 MW i 2040.

Gjennom samarbeidsprosjektet Elnett21, som Lnett er en del av, samarbeider flere aktører om hvordan fremtidig elektrifisering kan koordineres og måter å begrense samtidig effektbehov gjennom egen-

produksjon av strøm, koordinering av effektuttak og salg av fleksibilitet. Partnerne i prosjektet er Lnett, Lyse Energi, Avinor, Stavangerregionen havn og Forus Næringspark.

4.1.3 Ny industri og ringvirkninger

De seneste år, er det kommet flere og flere forespørslers om tilknytning av kraftkrevende industri. Flere kommuner har vedtatt detaljreguleringer for områder til areal- og kraftkrevende næring. Lnett har også opplevd en økt etterspørsel av tilknytningsaker knyttet til kraftkrevende næring på både nye og eksisterende næringsområder.

Rogaland fylkeskommune har med forankring i Utviklingsplanen startet arbeidet med en Regionalplan for areal- og kraftkrevende virksomhet. Forslag til planprogram ble vedtatt sendt på høring i Fylkesutvalget 05. april 2022, med høringsfrist 17. juni 2022. Formålet med en Regionalplan for areal- og kraftkrevende industri er å legge til rette for verdiskaping og nye arbeidsplasser, samtidig som miljøulempere og inngrep begrenses. Planen forventes vedtatt i Fylkestinget i løpet av andre kvartal i 2023 [33].

I forbindelse med arbeidet med Regionalplan for areal- og kraftkrevende virksomhet i Rogaland, har fylkeskommunen fått utarbeidet et kunnskapsgrunnlag av Oslo Economics. Kunnskapsgrunnlaget dekker over en rekke temaer knyttet til posisjon og muligheter, strategiske veivalg og eventuelle målkonflikter [34].

I kunnskapsgrunnlaget fremheves det at tilgangen på kraft vil være den sterkeste begrensningen for ny aktivitet på kort sikt, og at det er behov for nettoppgraderinger for å tilrettelegge for ny kraft- og arealkrevende virksomhet, da tilgang på kraft er en av de mest sentrale forutsetningene for denne type virksomhet [34]. Det pekes på at selv om det er planlagt tiltak for å øke kapasiteten i nettet, er det lange ledetider på tiltak under planlegging.

I en oppsummering av pågående initiativ innen areal- og kraftkrevende virksomhet peker Oslo Economics på en rekke forskjellige typer initiativ innenfor følgende kategorisering av virksomhet, med tilhørende estimert typisk effektbehov:

Tabell 11. Oversikt over aktuelle typer areal- og kraftkrevende virksomhet og effektbehov [34].

Type virksomhet	Estimert effektbehov [MW]
Batteriproduksjon	100 - 700
Datasenter	20 – 100
Hydrogenproduksjon	2 – 80
Ammoniakkproduksjon	200 – 300
Landbasert oppdrett	10 – 20
Havvind (leverandør)	5 – 20
Karbonfangst og -lagring	10 – 50
Utvinning av mineraler og byggeråstoffer	5 - 30

Det er et stort spenn i estimerte effektbehov, og det påpekes av tallene er beheftet med stor usikkerhet. Nettselskapene i Sør-Rogaland har de siste årene fått henvendelser fra flere typer av disse virksomhetene, i tillegg til mer generelle henvendelser knyttet til områder regulert til industri. Direkte

og konkrete henvendelser innenfor utredningsområdet er inkludert i prognosene for forbruksutvikling etter definerte regelsett for hvor i prosessen henvendelsene er. Dette beskrives nærmere i avsnitt 4.3.2. Samlet sett vil alle identifiserte initiativ og full utnyttelse av næringsparker kunne gi et samlet effektbehov på 2 000 – 3 000 MW til ny areal- og kraftkrevende virksomhet i Rogaland [34].

Flere av initiativene er knyttet opp mot næringsparker i områder som er regulert eller under regulering. I utredningsområdet legges det opp til flere næringsparker [34]:

- North Sea Energy park (Hetlandsskogen, Bjerkreim kommune)
- Bjerkreim industripark (Birkemoen, Bjerkreim kommune)
- Egersund næringspark (Eigestad, Eigersund kommune)
- Time Energipark (Kalberg, Time kommune)
- Weatherland (Undheim, Time kommune)
- Tellenes næringspark (Tellenes, Sokndal kommune)

En av utfordringene med dagens forespørsler om nettilknytning av areal- og kraftkrevende virksomhet, er at flere aktører etterspør krafttilgang for fremtidige, inntil videre ukjente, mulige kunder, og sitter på lite konkret informasjon om faktisk effektbehov. Som kan ses ut av Tabell 11, er det også stor variasjon i estimert effektbehov for forskjellige typer virksomhet. Strømnettutvalget har i sin utredning anerkjent behovet for å anvende modenhetskriterier i vurderingen av tilknytning av nye kunder [8]. I sin anbefaling anbefales det å videreføre dagens gjeldende prinsipp om nøytral og ikke-diskriminerende opptreden ved tildeling av kapasitet, som i dag praktiseres som først til mølle. Utvalget anbefaler at gjeldende praksis i større grad formaliseres for å sikre transparens for kundene, og åpner for at nettselskapene kan bruke andre objektive og ikke-diskriminerende tildelingskriterier, men anbefaler ikke prioriteringskriterier basert på spesifikke kundegrupper eller politiske målsetninger. Utvalget gir flere eksempler på typer kriterier som kan brukes i modenhetsvurdering av tilknytningsforespørsler [8]:

- Tilstrekkelig informasjon til at saken kan tas til behandling av nettselskapet
- Betaling for nettutredninger og anleggsbidrag
- Tilgang til areal
- Konkret plan for bruk av etterspurt kapasitet
- Aksept for at reservasjonen kan gjøres offentlig

Det pekes også på at det bør differensieres mellom modenhetskrav for tilknytning til framtidig nettkapasitet og tilknytning i eksisterende nett. Eksempelvis bør krav til konkret bruk av omsøkt kapasitet først og fremst inngå ved vurdering av tilknytning til eksisterende nett, mens det for tilknytning til framtidig nett bør være tilstrekkelig med betaling for utredning og anleggsbidrag [8].

I forbindelse med Stortingsbehandlingen av Energimeldingen, *Energi til arbeid*, ble det også fattet vedtak om at regjeringen skal utrede et hurtigløp for kraft- og nettutbygging knyttet til store industri-etableringer. I tillegg ble det vedtatt at regjeringen skal vurdere og fremme forslag som sørger for at NVE gjennom forskrifter prioriterer hvem som får tilknytning til og uttak fra nettet av større nye forbrukere. Begge disse utredningene skal legges fram i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett 2023 [35].

Utnyttelse av overskuddsvarme fra nye industriinitiativ kan bidra til å redusere effektbehov til elektrisk oppvarming. Dette krever imidlertid tilrettelagt infrastruktur både i industri/bygg og til å transportere overskuddsvarmen. Hvordan utnyttelse av overskuddsvarme kan bidra til å redusere effektuttak og

belastning på nettet beskrives nærmere i avsnitt 0. I Stortingets behandling av Energimeldingen – Energi til arbeid, ble det gjort vedtak om at regjeringen skal utrede krav om at spillvarme utnyttes fra prosesser som avgir mye varme, for eksempel industrianlegg, avfallsforbrenning, datasentre, hydrogenproduksjon og energiproduksjonsanlegg, der det er egnet [35].

4.1.4 Produksjon

Vind- og vannkraftressurser er ofte lokalisert på grigrendte 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 8 er det 252,2 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 distribusjonsnettet som har forholdsvis lav kost og lavere kompleksitet, til regionalnett som kan realiseres i løpet av en 2-7 års periode, til større transmisjonsnettprosjekter som opererer med prosjektløp på 5-10 år.



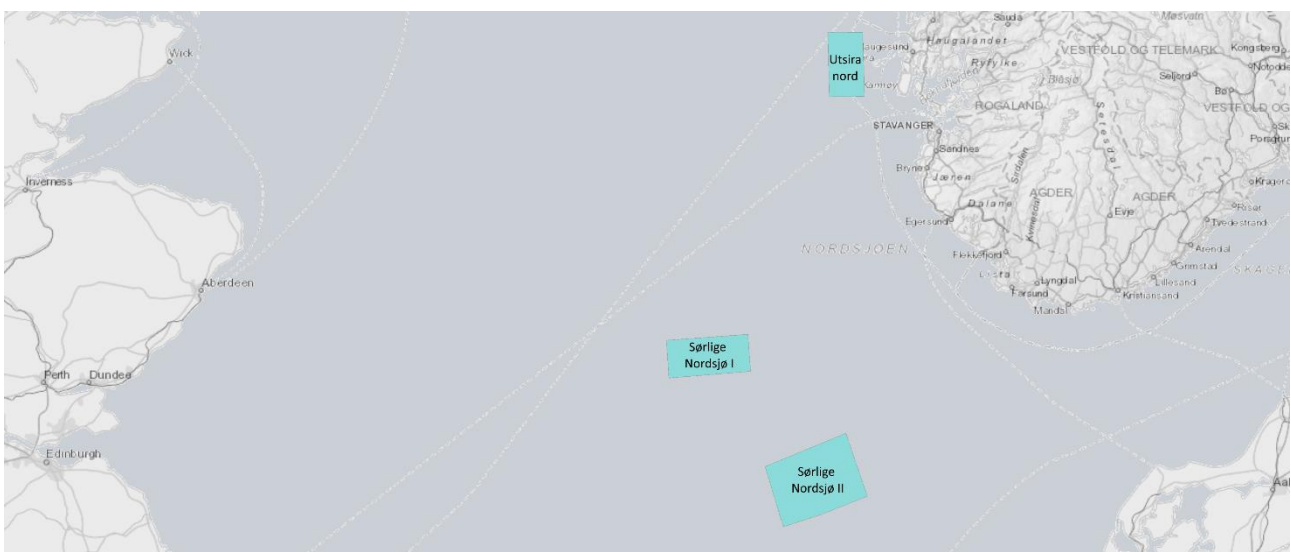
Bjerkreim vindpark – Søndre Klynge (Foto: Norsk Vind)

Vindkraft

På oppdrag fra Olje- og Energidepartementet la NVE i april 2019 fram et forslag til Nasjonal ramme for vindkraft. Forslaget inneholdt et kunnskapsgrunnlag for landbasert vindkraft og pekte ut områder som var mest egnet til lokalisering av vindkraft. I forslaget ble grenseområdet mellom Rogaland og Vest-Agder pekt ut av NVE som et av de mest egnede områdene for ny vindkraftutbygging, med veldig gode produksjonsforhold [36]. Gjennom høringsprosessen ble forslaget møtt med kraftig kritikk, og regjeringen valgte å ikke gå videre med forslaget om å peke ut 13 områder egnet for vindkraft. Samtidig som forslaget ble lagt fram ble det innført en midlertidig stans i konsesjonsbehandlingen av nye vindkraftprosjekter [37]. I et brev fra Olje- og energidepartementet 8. april 2022 åpnet regjeringen igjen for konsesjonsbehandling av meldinger om ny vindkraftprosjekter, dersom den enkelte kommune samtykker til det [38]. Det er derfor usikkerhet hvor mye vindkraft på land som realiseres innenfor dette utredningsområdet de kommende årene.

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 48 €/MWh frem til 2030 og en nedgang til 40 €/MWh i 2040 grunnet en forventet økning i mer uregulerbar kraftproduksjon fra vind og vann [39].

Regjeringen har lagt opp til en storstilt satsing på havvind [40], og de mest aktuelle områdene ligger utenfor kysten ikke langt fra vårt område, som vist i figur 27. For Sørlig Nordsjø II legges det opp til to utbyggingsfaser, begge på 1500 MW. I første fase, som forventes realisert innen 2030, skal kraften fra feltet sendes i kabel til det norske fastlandet. Da er det naturlig å gå mot områder med høyt forbruk, noe som gjør at Fagrafjell vil kunne være et aktuelt tilknytningspunkt. Statnett arbeidet for tiden med «Sørlandsstudien» hvor de blant annet ser på aktuelle punkter å ta imot havvinden, men det er så langt ingen tydelige konklusjoner her. I andre fase vil det utredes om det videre skal etableres en «hybridkabel», en mellomlandsforbindelse via feltet. Det vil i så fall også kreve at punktet på land har en sterke nettforbindinger videre, noe som kan være aktuelt for Fagrafjell, dersom én eller begge av dagens 300 kV-forbindelser blir oppgradert til 420 kV.



Figur 27. Utredningsområder for havvind i kategori A utenfor Rogalandskysten (Kilde: temakart.nve.no)

Havvind har noe høyere brukstid enn landbasert vindkraft, men har ellers den samme utfordringen. Den produserer ikke nødvendigvis når det trengs som mest, det vil si når det er på det kaldeste og forbruket er høyest. Da er det gjerne også vindstille, slik som i makslasttiden i 2021. Men i kombinasjon med regulerbar vannkraft, som vi har mye av i området, vil det kunne bli en god match og gi et godt bidrag på energibalansen over året.

Solkraft

Med solceller kan energien fra solen omdannes til elektrisk energi. I dag er mengden solkraft i utredningsområdet lav, og består hovedsakelig av mindre anlegg som faller inn under plusskundeordningen. I NVE's langsiktige kraftmarkedsanalyse 2021-2040 legger de til grunn en forventet økning i solkraftproduksjon på 6 TWh nasjonalt fram mot 2040 [20].

Solceller vil kunne bidra med lokal strømproduksjon i området og potensielt avlaste nettet noe, ved å bidra til å redusere lasten som trekkes fra nettet i kundepunktet. Produksjonsprofilen til solkraft passer imidlertid ikke overens med den tradisjonelle lastprofilen i utredningsområdet, særlig for temperatur-sensitiv last i husholdninger, offentlig sektor og handel og næring. Solenergi vil dermed ikke bidra med produksjon i makslasttiden en kald vinterdag før soloppgang. Solkraft vil ha størst bidrag om sommeren, hvor lasten er tradisjonelt sett lav i Norden.

Som reaksjon på Russlands invasjon av Ukraina og den påfølgende energikrisen, har EU kommisjonen lagt fram en foreslått plan som skal bidra til å akselerere det grønne skiftet med økt implementering av fornybar energi og reduksjon av EUs avhengighet av russiskimporterte fossile brenslere. I denne forbindelse har de også presentert en solstrategi som tar sikte på å doble installert kapasitet av solceller allerede i 2025. I strategien ligger også forslag om at det skal gjøres obligatorisk å installere solceller på en rekke bygg [41]:

- Nye offentlige- og næringsbygg med grunnareal større enn 250 m², innen 2026
- Eksisterende offentlige- og næringsbygg med grunnareal større enn 250 m², innen 2027
- Nye bolighus, innen 2029

OED har sendt forslagene på høring med høringsfrist til 8. august 2022. Skulle forslaget vedtas i direktiv og etter hvert integreres i norsk lov, vil det kunne medføre en stor økning i installert solkapasitet i Norge og i utredningsområdet.

I en rapport utarbeidet av COWI på oppdrag fra Klimanettverk Jæren i 2022 ble det beregnet et potensial for utbygging av solkraft for bakkemonterte solkraftanlegg i områder med utbygde vindparker på 84,5 GWh årlig produksjon og installert kapasitet på 80 MWp. Det ble også beregnet et teknisk potensial på solkraft installert på bygg på mellom 1 585 – 1 884 GWh årlig produksjon og installert effekt på 1 744 MWp [42]. Nettopp muligheten for å installere solkraft på tak- og veggflater, og unngå bruk av bakkeareal gjør at solceller ses som en attraktiv løsning for produksjon av fornybar energi sett opp mot for eksempel vindmøller.

Stavanger kommune har i sin klimaplan pekt på at økt bruk av solstrøm kan være gode tiltak for å nå klimamål, og peker på at solceller integrert i kommunale byggs fasader og tak kan erstatte mye av dagens elektrisitetsbruk til alminnelig forbruk og oppvarming [43]. I praksis vil ikke solceller kunne erstatte elektrisitetsbruk, men bidra med lokal produksjon av elektrisk energi. Produksjonen fra sol vil være størst om sommeren når forbruket er lavt, mens den vil være lav i perioder med høyt oppvarmings-

behov. Solceller vil derfor ikke kunne være et verktøy for å redusere last trukket fra nettet i vintermånedene, men vil heller være et produksjonsbidrag inn på nettet i sommermånedene. Ved vurdering av solceller og deres strømbidrag, må det skilles mellom bidraget fra solcellers årlige energi-produksjon, og effektbidraget på spesifikke tidspunkter i løpet av året. Påvirkningen på strømmettet bestemmes i hovedsak av effektbidraget, sett opp mot lastforbruket.



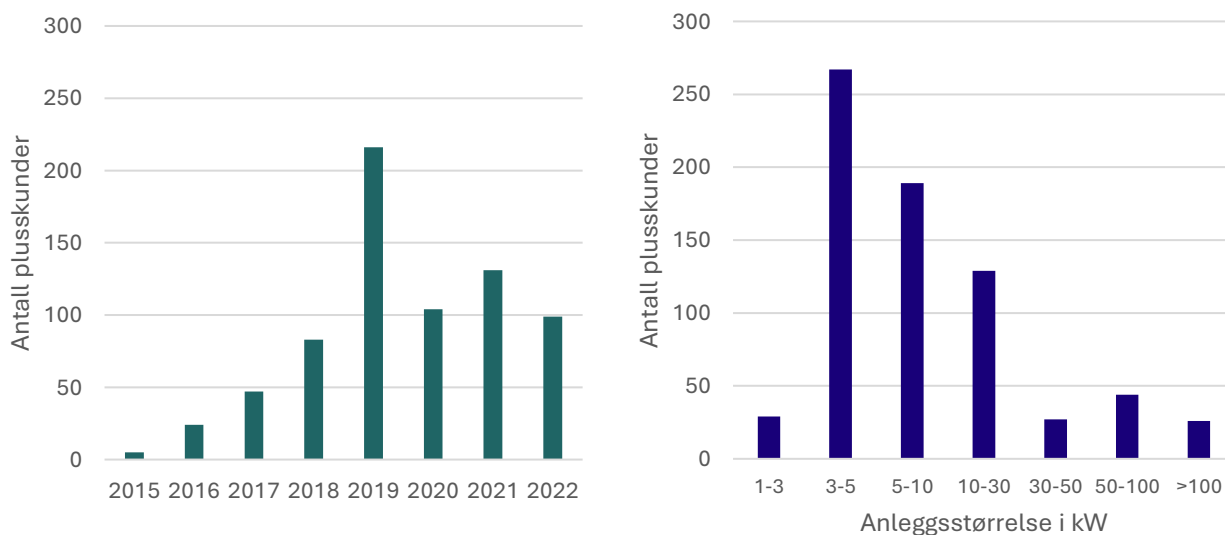
Bakkemonterte solcelleanlegg i Stavanger Lufthavn Sola (Bilde: Avinor)

En massiv utbygging av solkraft vil kunne skape nye utfordringer i nettet med høy produksjon om sommeren hvor lasten normalt sett er lav. Dette kan føre til behov for kostbare nettforsterkninger, da strømmettet er dimensjonert for lastuttak og ikke distribuert variabel produksjon. Det vil si, at nettet ikke nødvendigvis er designet til å kunne motta like store effekter fra produksjon som det er dimensjonert til å kunne levere. Særlig i lavspenningsnettet og langt ute i distribusjonsnettet kan det oppstå utfordringer ved høy kraftproduksjon fra sol ut på nettet, hvor spenningen kan bli for høy. I tillegg kan variasjonen i solkraftproduksjonen være stor også over korte tidsperioder, eksempelvis ved forbigående skydekke. En massiv utbygging av solkraft vil kunne nødvendiggjøre god tilgang på fleksibilitet, og da gjerne særlig fleksibel last som kan aktiveres ved høy produksjon og lavlast-situasjoner. Den varierende produksjonen fra solkraft skaper hovedsakelig utfordringer med frekvensregulering, som Statnett har ansvaret for. Solkraft i kombinasjon med batteriløsninger og smarte styringssystemer kan bidra til å minske eventuelle utfordringer med variasjon i solkraftproduksjon.

Plusskunder

Plusskunder er nettkunder som både forbruker og produserer elektrisitet. I plusskundeordningen er innmating til nettet begrenset til 100 kW [44]. Dersom innmatingen overstiger 100 kW blir anleggene definert som produksjonsanlegg og må følge andre krav og tariffen for innmating. Solceller er de vanligste produksjonsenhetene hos husholdningskunder og mindre næring.

Statistikk for vekst innen plusskunder hos Lnett, Enida, Jæren Everk og KE Nett er vist i figur 28. Fra 2015 til 2019 har det vært en jevn stigning. 2019 skiller seg ut som året med flest plusskunde-tilknytninger. I høsten 2019 annonserte Enova en reduksjon av støtten med virkning fra april 2020. Det er trolig derfor at 2019 har, så langt, vært året med flest tilknytninger. De lave tilknytningstallene i 2020 og 2021 kan begrunnes i støttereduksjonen og Covid-pandemien.



Figur 28. Statistikk over nye antall plusskunder per år, og størrelsen på anleggene, innenfor utredningsområdet (2015-2022)

I 2022 forventes det en stor vekst i antall tilknytninger grunnet høye kraftpriser i vinter 2021/22 og økt Enova støtte fra februar 2022. Generelt vil antall og størrelse på tilknytning av solceller avhenge av myndighetskrav og subsidier. Nettselskapene i Sør-Rogaland har merket en betydelig økning i tilknytningshenvendelser de seneste årene.

4.1.5 Forbrukerfleksibilitet

Fleksibilitet i strømmettet kan referere til flere ting. I forskningssenteret FME CINELDI opereres det med følgende definisjon av fleksibilitet [45]:

«Fleksibilitet er evne og vilje til å modifisere produksjons- og/eller forbruksmønster, på et individuelt eller aggregert nivå, ofte som en reaksjon på et eksternt signal, for å kunne tilby en tjeneste til kraftsystemet eller opprettholde stabil nettdrift.»

Forbrukerfleksibilitet viser til fleksibilitet på forbrukssiden i strømmettet, det vil si ute hos forbrukerne. I en rapport fra NVE defineres forbrukerfleksibilitet som evnen og viljen til å tilpasse forbruk eller produksjon hos sluttbruker på kort eller mellomlang sikt, ofte som følge av prisendringer [46].

Forbrukerfleksibilitet er lite utbredt i Norge i dag, og det som finnes tilbys hovedsakelig av større aktører til Statnett gjennom reservemarkeder [47]. I Strømnettutvalgets anbefalinger i NOU 2022:6 – *Nett i tide*, blir bedre utnyttelse av fleksibilitetsressurser pekt på som et tiltak som kan bidra til å ivareta en samfunnsøkonomisk utvikling av nettet [8].

I henhold til forskrift om energiutredninger, skal kraftsystemutredningene inkludere en vurdering av forbrukerfleksibilitet. Forbrukerfleksibilitet kan bidra til å sikre balanse i strømmettet, og viktigst i et nettperspektiv, bidra til å redusere og flytte effekttopper i periode med høy belastning i nettet. I dag er det hovedsakelig muligheten for å flytte effekttopper som er mest interessant. Men forbrukerfleksibilitet kan også være interessant for å bidra til å øke last i perioder med høy produksjon og lav last, særlig ved inntreden av varierende og distribuert produksjon fra sol.

I Strømnettutvalgets utredning skilles det mellom implisitt og eksplisitt fleksibilitet [8]. Implisitt fleksibilitet henviser til en tilpasning av forbruk som respons på prissignaler. Fra juli 2022 ble det innført ny nettleiemodell for privathusholdninger. Ett av formålene med denne er å stimulere forbrukere til å bidra med implisitt fleksibilitet ved å jevne ut forbruket og dermed redusere effekttoppene. Særlig flytting av elbillading som lader med høy effekt, vil kunne bidra til å jevne ut effektforbruket.

Lnett testet i 2018-2019 ut nye prismodeller for nettleie for utvalgte kunder i Stavanger og Sandnes i et forskningsprosjekt. Resultatene viste at det var vanskelig å endre forbruket uten styring på for eksempel lading av elbil, oppvarming av hus og oppvarming av varmt vann. Sluttrapporten konkluderte med at det var få kunder som aktivt fulgte med på sitt strømforbruk og at det var krevende å få til en varig endring i forbruk uten automatisk styring og sanntidsinformasjon om strømforbruk [48].

Strømnettutvalget definerer eksplisitt fleksibilitet som et eksplisitt produkt som selges i energimarkedene eller i form av en system- eller netttjeneste til systemoperatørene. Sluttbrukeren, eller fleksibilitetstilbyderen, reagerer på de prisene som nettselskapet er villig til å betale for fleksibilitet. Strømnettutvalget peker på at å tilby fleksibilitetsressurser i energi- og reservemarkedene, vil bidra til økt konkurranse og mer effektiv systemdrift. For å oppnå interessante volum og størrelsesordener på fleksibiliteten som tilbys eksplisitt, er det typisk større industri og næringsaktører som vil kunne tilby eksplisitt fleksibilitet. En aggregator kan fungere som en aktør som tilbyr fleksibilitet på vegne av sluttbrukere, og også kunne gi mulighet for å aggregere opp mindre laster til en større mengde som vil være interessant for nettselskapene [8].

Det er mange pågående initiativ knyttet til vurdering av forbrukerfleksibilitet og hvordan forbrukerfleksibilitet kan redusere behovet for nettinvesteringer eller utsette nettinvesteringer. Felles for de fleste av initiativene er at det konkluderes med at forbrukerfleksibilitet har et stort potensial, både for implisitt og eksplisitt fleksibilitet. Samtidig er det stor variasjon i potensialene som oppgis. NVE har i sin rapport om *Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030* vurdert et utfallsrom for fleksibelt forbruk i Norge for et lav-, middels-, og høyfleksscenario, på mellom 1,1 og 6,4 GW i 2030 [47]. Dette tilsvarer 4-22% av antatt last i systemet. Lnett deltar i flere pågående forskningsprosjekter omkring fleksibilitet i strømmettet. Blant disse er FME Cineldi og Elnett21.

I demoprojektet Elnett21 testes det hvordan styring av forbruk og produksjon kan bidra til å lykkes med elektrifisering av transportsektoren uten kostbare investeringer i nytt strømmett. I prosjektet testes og utvikles løsninger for styring av effektforbruk gjennom smart styring av forbruk og egenprodusert strøm, hvor energilagring i batterier kan bidra med fleksibilitet. Det er hos de deltakende aktørene i

prosjektet per i dag ikke funnet store nok fleksibilitetsvolum til at det er interessant eller mulig for nettselskapet å utsette investeringer i nettet på nåværende tidspunkt.

Menon og Afry utarbeidet i 2022 en rapport med vurdering av samfunnsøkonomiske virkninger av løsningene som utvikles gjennom Enovastøttede storskala demoprojekter for fleksibilitet, inkludert Elnett21-prosjektet. De konkluderer med at fleksibilitetsløsningene og utnyttelse av identifisert fleksibilitetsvolum i prosjektene kan gi betydelige samfunnsøkonomiske gevinster med hensyn til å redusere nettinvesteringer, gitt de forutsetningene som er lagt til grunn. Det ble også pekt på flere positive samfunnsøkonomiske effekter som ikke er kvantifisert: raskere tilknytning av nytt forbruk, effektiviseringsgevinster knyttet til driften av kraftsystemet og økt lønnsomhet for fornybar produksjon. I analysen er imidlertid ikke kostnadssiden vurdert eksplisitt. Det vil si, kost for nødvendige systemer, tilrettelegging og driftsutgifter for fleksibilitetsløsningene [49]. Det er dermed fortsatt en usikkerhet rundt den totale kostnaden for utnyttelse av fleksibilitet sett opp mot gevinstene for nettselskapene. Det er derfor usikkerhet rundt hvilken verdi fleksibilitetstilbydere vil sette på fleksibiliteten som tilbys og dermed hva nettselskapenes totale kostnader ved å benytte fleksibilitet fremfor nettutbygging vil være, når det gjelder eksplisitt fleksibilitet. En av utfordringene med kjøp og salg av fleksibilitet i Elnett21 prosjektet, er at det ikke er samsvar mellom hva nettselskapet er villige til å betale for fleksibilitet og verdien fleksibilitetstilbydere ønsker å tilby sin fleksibilitet til.

I Menon og Afry's rapport henvises det til en analyse utarbeidet av Thema i 2016 [50], som viser til tre overordnede forutsetninger som må oppfylles for at fleksibilitetsløsninger skal være reelle og effektive alternativer:

- 1) Nettselskapet har god oversikt over eksisterende og fremtidige kapasitetsutfordringer i nettet
- 2) Det er tilgang til de nødvendige fleksibilitetsressursene på de lokasjonene hvor kapasitetsbegrensningene finnes
- 3) Nettselskapene må kunne stole på at ressursene er tilgjengelige når de har behov for dem

Våren 2021 vedtok OED og RME en endring i Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM) som åpner for at nettselskap og kunder kan inngå avtale om tilknytning med vilkår om utkobling eller reduksjon i forbruket. Inngåelse av en slik avtale skal være frivillig fra begge parter, og kundene skal ikke gis kompensasjon ved inngåelse av avtalen eller når vilkårene inntreffer. Hensikten med avtalen er å legge til rette for at nye kunder kan koble seg til nettet raskere og billigere. Strømnettutvalget peker på denne ordningen som et viktig virkemiddel for å kunne utnytte fleksibilitetsressurser innenfor næring og industri på kort sikt [8].

Det er liten grunn til å anta at forbrukerfleksibilitet vil erstatte behovet for nettinvesteringer i regionalnettet på kort sikt. En fleksibilitetsløsning (eks. i batteri, styrings- eller kommunikasjons-system) må ha pålitelig respons med lav responstid når den aktiviseres, men disse vil og kunne være utsatt for feil. Dersom man forutsetter tilgjengelig effekt fra forbrukerfleksibilitet ved dimensjonering, men ikke får utnyttet denne ved feil, risikerer man overlast eller utfall.

Lnett vurderer det slik at forbrukerfleksibilitet enn så lenge ikke vil påvirke nettinvesteringer i særlig grad, før eventuelt de riktige verktøyene er på plass for å ta den i bruk i større omfang. På sikt kan det bidra til å utsette en nettinvestering eller fremskynde en tilknytning, ved å gjennomføre alternative tiltak med kortere ledetid. Men det vil i første omgang være mest aktuelt på lavere spenningsnivåer hvor lastene er lavere, og gjerne langt ute i nettet, hvor en alternativ nettinvestering kan bli omfattende. Vi

mener at tiltak som bidrar til varig effektreduksjon og effektflytting, er de mest interessante dersom redusert behov for nettutbygging er målet.

Det må skilles mellom behovet og potensialet for forbrukerfleksibilitet til å redusere nettinvesteringer og til å bidra i situasjoner ved kortvarige feil i nettet. Forbrukerfleksibilitet kan være et svært aktuelt virkemiddel ved tilkobling av last på steder i nettet hvor det ikke er redundans. Muligheten for tilknytning med vilkår er særlig aktuelt som virkemiddel i disse situasjonene, for å kunne tilby tilknytning til tross for manglende reserve, med krav om utkobling eller reduksjon av last ved feil og vedlikehold.

4.1.6 Energilagring

Å kunne utnytte egenprodusert energi på andre tidspunkt enn når produksjonen skjer, vil kreve lokal energilagring. Dette kan være særlig aktuelt med tanke på solproduksjon, hvor produksjonen gjerne skjer i timer med lavt forbruk. Alternativet til energilagring for å lagre egenprodusert energi til eget bruk på senere tidspunkt, er å levere overskuddsproduksjon ut på nettet, noe som igjen krever tilstrekkelig kapasitet i nettet til å ta imot produksjonen. Lokale lagringsenheter kan være med til å avlaste nettet både i situasjoner med høy last og lav produksjon og i situasjoner med lav last og høy produksjon. 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 tatt i bruk enkelte steder i verden. Dette kan være aktuelt i påvente av nettførsterkninger, som et midlertidig tiltak, 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. I tillegg må det tas hensyn til at ved bruk av batteri som alternativ til nettførsterkning, innføres en ekstra feilkilde i nettet.

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 1 040 kWh batteri om bord i ferjen. Batteriet på land øker betydelig brukstiden for belastning sett fra nettet. 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 Lnetts utredningsområde.

4.1.7 Andre energibærere

Avsnittet om andre energibærere beskriver hvilke andre energibærere enn elektrisitet som anvendes til energiformål i Sør-Rogaland, og hvordan utviklingen av disse kan påvirke dimensjoneringen av strømmettet. Andre energibærere i utredningsområdet er hovedsakelig gass (både natur- og biogass) og fjernvarme. Oljebaserte energibærere som brukes i transport håndteres under avsnittet om elektrifisering og utslippsreduksjoner i avsnitt 4.1.2.

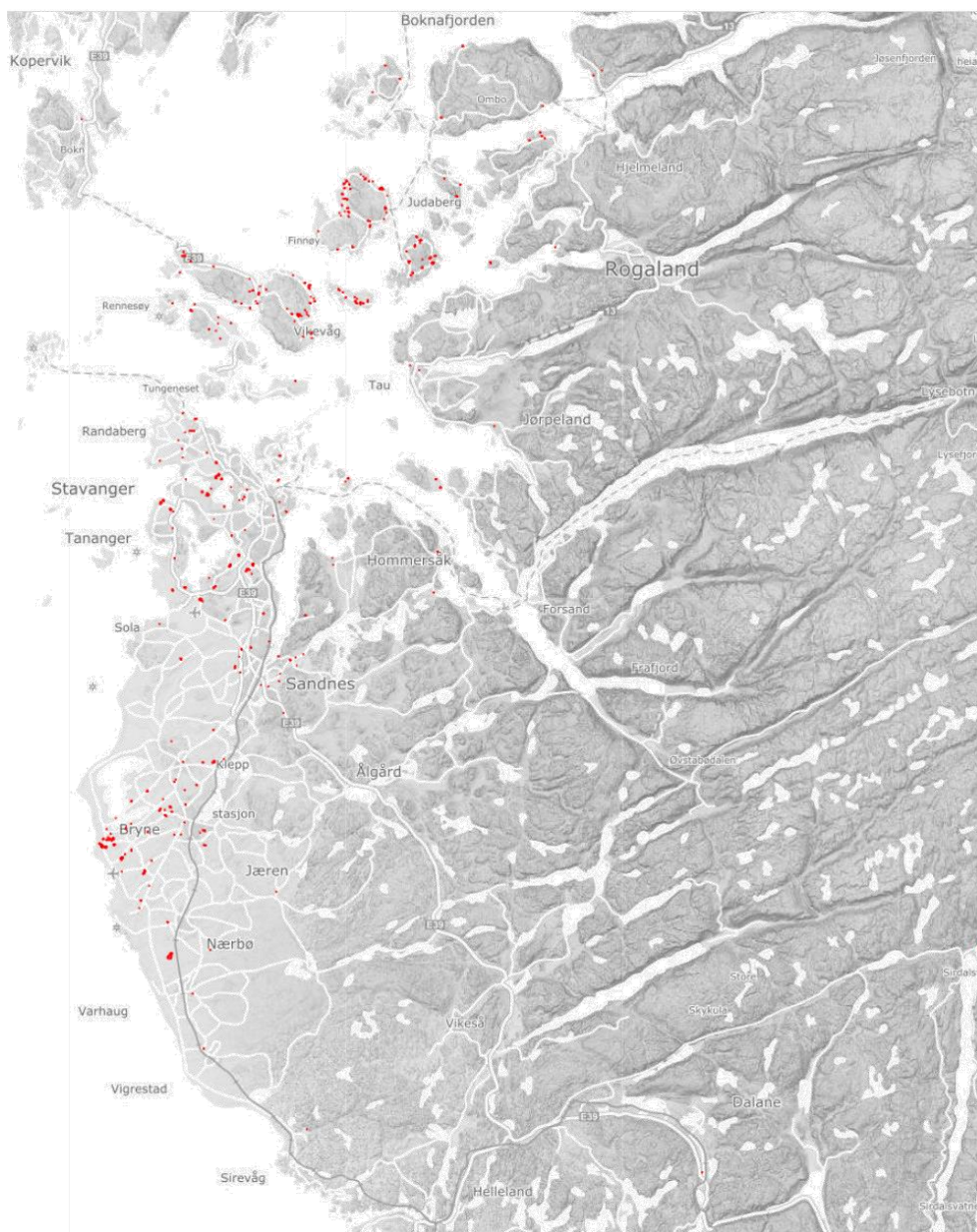
Gass

I en rapport fra 2020 utarbeidet av Miljødirektoratet og NVE om bruk av naturgass til oppvarming, oppgis det at Rogaland er området med høyest forbruk av naturgass [51]. Mye av gassforbruket går til oppvarming, og er derfor temperaturavhengig [51]. Rapporten så blant annet på mulighetene og kostnadene for å gå over fra naturgass til fossilfrie oppvarmingsløsninger. Gitt dagens virkemidler, er det minst kostbare alternativet å opprettholde bruken av fossil gass. Anbefalingen er likevel svært avhengig av energiprisen og alternativene med minst merkostnad er el-baserte løsninger som direkte bruk av elektrisitet eller fjernvarme [51].

Lyse Neo er den største distributøren av naturgass til oppvarming av boliger i Norge, og leverer i tillegg naturgass til næringsbygg og veksthus. Selskapet bruker også naturgass til fjernvarmeproduksjon, da hovedsakelig til spisslast. Distribusjonsnettets for gass i Sør-Rogaland hadde i 2021 en effekt på om lag 188 MW last i utredningsområdets makslasttime, og det ble levert 534 GWh gass til sluttbrukere i løpet av året. De største forbrukerkundene er næringsmiddelindustri, veksthusnæring, metall- og keramikkindustri. Private husholdninger står for kun 3 % av gassforbruket målt i energi. Lyse Neo forventer en nedgang i gassetterspørsel og levert gassvolum i årene som kommer. Såfremt gassinfrastrukturen med gassnett samt ute hos forbrukere beholdes, kan imidlertid gass fortsatt bidra til å redusere belastning på strømmettet på de kaldeste dagene. Dette vil kreve god koordinasjon og kommunikasjon mellom de ulike aktørene.

Grunnet tiltak for reduksjon av klimagassutslipp, må det forventes at gassforbruket i området går ned i kommende år, særlig etterspørselen etter naturgass. Som beskrevet i avsnitt 3.5.1, er 7 % av gassen som ble levert i Lyse Neos gassnett i 2021 biogass. Denne regnes som klimanøytral [14], og kan erstatte bruk av naturgass, som vil medføre økt etterspørsel av biogass. Både Rogaland fylkeskommune og Stavanger kommune har de seneste år faset ut naturgassbruk ved å erstatte naturgass med biogass i sine bygg [52] [30].

En stor andel av gassforbruket i Rogaland går til veksthusnæringen. Denne er i hovedsak lokalisert i Stavanger kommune innover mot Ryfylkeøyene og sydover på Sør-Jæren, som vist i figur 29.



Figur 29. Veksthus i utredningsområdet (kartlag Veksthus fra FKB - AR5 forvaltning). Skjermdump fra Temakart Rogaland.

På oppdrag fra Rogaland fylkeskommune gjennomførte Carbon Limits med bistand fra Norges Miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) i 2020 en utredning av mulighetene for biogassproduksjon på Finnøy og Rennesøy. I utredningen konkluderes det med at regionen er godt egnet for biogassproduksjon på grunn av husdyrtettheten og tilstedeværelse av veksthusnæring. I rapporten estimeres et potensial for gassproduksjon på 15-20 GWh på Finnøy eller Rennesøy [53]. NORCE gjennomførte i 2019 på oppdrag fra Hå, Klepp og Time kommune en rapport om biogass og biorestproduksjon som bærekraftig gjødselshåndteringsstrategi på Jæren [54]. I rapporten estimerte de et teoretisk biogasspotensial på husdyrgjødsel fra storfe og gris i kommunene på 114 GWh. Ved separering av husdyrgjødselressurser kom de fram til et realistisk biogassproduksjonspotensial på 50 GWh [54]. I juni 2022 gikk Air Liquide Skagerak, Lyse, IVAR, TINE, Nortura og Felleskjøpet Rogaland Agder sammen og stiftet

selskapet Bio Jæren AS. Selskapet planlegger å opprette et biogassanlegg på Grødaland i Hå kommune, som skal kunne produsere 130-150 GWh biogass [55].

Stavanger kommune vedtok i 2021 *Temaplan for klima og miljø i landbruket*, som er en del av Stavanger kommunes klima- og miljøplan 2018-2030. I kommunens klimagassregnskap, er det veksthusnæringen som står for størstedelen av utslippene relatert til oppvarming, grunnet bruk av naturgass til oppvarming. I tiltaksdelen inkluderes flere tiltak som skal bidra til å redusere bruken av fossil energi i landbruket. Stavanger kommune og Rogaland fylkeskommune gjennomførte i 2020-2021 et forprosjekt omhandlende muligheter, barrierer og tiltak for å oppnå klimagassreduksjoner i veksthusnæringen [56]. I rapporten beskrives en overgang fra naturgass til strøm som et mulig klimatiltak, men manglende kapasitet i dagens strømnnett anses som en barriere. I tillegg nevnes biogass og spillvarme som mulige løsninger for å erstatte naturgass til oppvarming, sammen med tiltak for å redusere energiforbruk i veksthusene [56].

En elektrifisering av veksthusnæringen vil kunne medføre en vesentlig økning i belastning på nettet i områdene hvor det er aktuelt. Da naturgassen i dag brukes til oppvarming, vil toppplasttimene med stor sannsynlighet sammenfalle med makslastperioder i utredningsområdet. I rapporten om klimagassreduksjoner i veksthusnæringen pekes det på bruk av varmpumper som en mulighet for å erstatte dagens gassbruk til oppvarming med elektrisitet [56]. Dette vil kunne bidra til å redusere noe av belastningen på nettet ved elektrifisering av veksthusnæringen, særlig i tilfeller hvor en temperaturstabil varmekilde utenfor brukes på fordampersiden av varmpumpen. I tillegg vil energi-effektiviseringstiltak, samt bruk av akkumulatortanker og smart styring, kunne bidra til å redusere lasten i de timer hvor belastningen i nettet allerede er høy.

Bruk av spillvarme fra kraftkrevende industri til oppvarming av veksthus kan skape gode synergier med økt energisystemeffektivitet og samtidig redusert belastning på strømnettet. I effektprognosene, vist i kapittel 4.3.3, antas det en stor vekst i effektkrevende industri, særlig i kategorien datasenter. Disse har et stort kjølebehov som vil kunne gi spillvarme til bruk i andre næringer.

Utbygging av fjernvarme

Ifølge Stortingets Energimelding *Krav til endring – energipolitikken mot 2030*, kan fjernvarme samspille godt med kraftsystemet ved å erstatte effektopper om vinteren og dermed redusere investeringer i kraftnettet [57]. Fjernvarmeinfrastruktur bruker varmt vann til å distribuere energi til oppvarming, og er teknologi- og energifleksibelt i den forstand at det ikke er avhengig av én enkelt energibærer eller teknologi til produksjon av varme. En utbygget fjernvarmeinfrastruktur muliggjør utnyttelse av overskuddsvarme fra ulike prosesser, som ellers ville gått tapt. I tillegg kan fjernvarmeinfrastruktur gi tilgang til billige fleksibilitets- og lagringsmuligheter i form av den innebygde lagringsevnen i fjernvarmenettinfrastrukturen, i tillegg til varmtvannslagre [58].

Bruk av spillvarme i fjernvarmenettet er avhengig av temperaturnivået på vannet som transporteres i nettet samt nærhet til fjernvarmeinfrastrukturen. I forbindelse med planene om areal- og kraftkrevende industri i Rogaland, kan det være store potensialer for spillvarme, som kan utnyttes til varmforsyning.

Utbygging av mer fjernvarme kan potensielt frigi kapasitet i strømnettet til elektrifisering og redusere behov for utbygginger av strømnettet, ved at elbasert varme erstattes helt eller delvis av fjernvarme basert på andre varmekilder. Det er imidlertid usikkerhet til om volumet av den frigitte kapasitet er stort nok til å kunne erstatte behov for nettinvestering helt. Som en del av demoprojektet Elnett21

oppnådde Tvedtsenteret på Forus (47 000 m²) en effektbesparelse på 0,7 MW (13 W/m²), en reduksjon på 37%, ved å ta i bruk fjernvarme og smart styring.



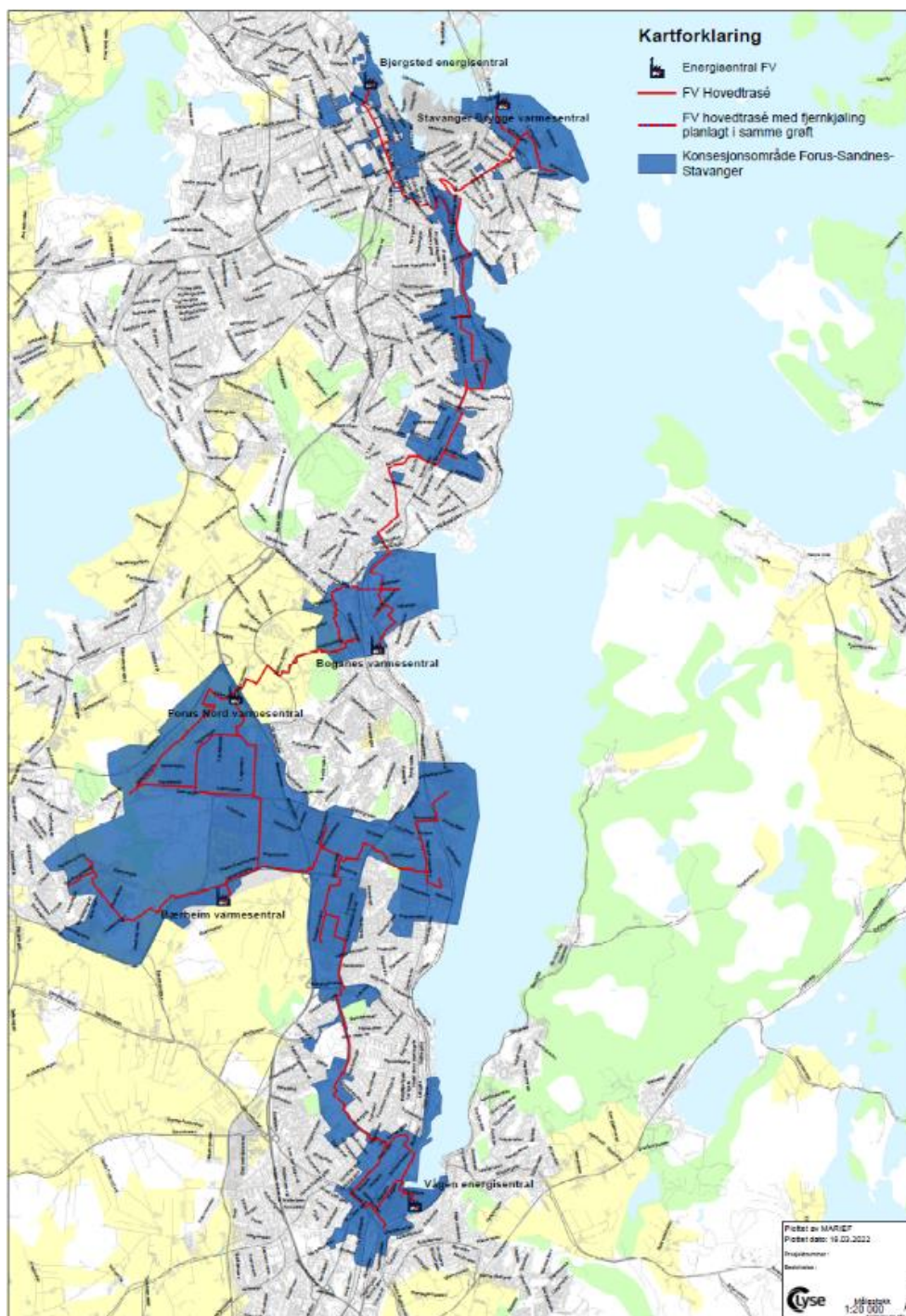
Fjernvarme rør legges fra Forus til Jåttåvågen (Foto: Fredrik Ringe)

I prognoser basert på reguleringsplaner, hensyntas tilknytningsplikt til fjernvarme i områder hvor dette foreligger. I disse områdene antas det en halvering av effektbehovet som normalt legges til grunn.

I utredningsområdet er det flere fjernvarmeaktører. Lyse Neo har fjernvarmekonsesjon i Stavanger og Sandnes-områdene. I tillegg har de fjernvarmeanlegg i Risavika, samt flere nærvarmeanlegg i Stavanger, Sola, Sandnes og Time kommune. I tillegg har Jæren Fjernvarme anlegg i Hå kommune, Klepp Energi Fjernvarme i Klepp kommune, mens Norsk Bioenergi har anlegg i tilknytning til Stavanger Lufthavn Sola.

Lyse Neo har bygget ut fjernvarmenett på Forus og videre til mellom Stavanger og Sandnes. Fjernvarmekonsesjonen ble i 2021 utvidet til områdene gjennom Stavanger sentrum og til Bjergsted. Lyse Neos fjernvarmenett kan levere varme til nærings- og leilighetsbygg. Fjernvarmenettet benytter spillvarme fra forbrenningsanlegget på Bærheim som grunnlast, samt biogass og elektrisitet som spisslast. Kart over områdekonsesjonen til Lyse Neo er vist i figur 30.

Lyse Neo har også nærvarmeanlegg (desentralisert varmeproduksjon) i enkelte separate områder. Her er innsatsfaktorene naturgass, biogass, bioolje og elektrisitet. Det er en målsetning om å også gjøre disse klimanøytrale.



Figur 30. Konsesjonsområde Lyse Neo

I Lyse Neos effektprognoser mot 2042, forventer de en økning på mellom 98-110 MW i produsert varmeeffekt og en økning i årlig energimengde mellom 153-175 GWh. Innsatsfaktorene forventes å være avfallsvarme, spillvarme, biogass og elektrisitet.

I Klepp og Hå kommune er det også fjernvarmeanlegg. I Hå kommune leverer Jæren Fjernvarme varme fra Tine Meierier Jæren i Kviamarka, hvor størstedelen av produksjon kommer fra industriell spillvarme

med varmepumper, mens spisslast produseres med naturgass. I Klepp kommune leverer Klepp Energi fjernvarme basert på gass dannet av søppel på Sele avfallsplass.

Hvordan fjernvarme og nærvarme bidrar til å avlaste nettet avhenger også av om fjernvarme-produksjonen er basert på elektrisitet, og hvilke oppvarmingsteknologier fjernvarmen erstatter. Elnettet dimensjoneres i dag etter makslasttiden, som normalt faller på en kald dag. Derfor har innsatsfaktorene i makslasttiden betydning for om fjernvarme er med til å avlaste elnettet. Forutsetningen er derfor at produksjonen er basert på overskuddsvarmekilder og andre teknologier som eksempelvis gass, avfallsvarme, solvarme, effektive varmepumper og geotermi. Ved bruk av elkjeler, vil tilkobling til varmelager kunne bidra til å avlaste belastningen i nettet på tidspunkter med høy last ved å muligjøre produksjon forskutt av behov, og dermed fremskynde lasten.

Lyse Neo tilbyr også fjernkjøling i mange områder hvor fjernvarme tilbys. Frikjøling (kjøling fra fjorden) tilbys i Jåttåvågen og i Sandnes sentrum. I tilfeller hvor dette erstatter elektrisk kjøling, kan fjernkjøling bidra til redusert belastning på strømmettet.

Ved valg av kjøleløsning og betydning for total belastning på nettet, bør det skilles mellom kjølebehov knyttet til prosesskjøling og kjølebehov knyttet til komfortkjøling. Ved kjølebehov knyttet til prosesskjøling, vil kjøleløsninger som kan utnytte spillvarmen til oppvarmingsformål kunne være hensiktsmessige for å øke total systemeffektivitet. Prosessvarme hvor forbruksprofilen er jevn gjennom året, vil gi muligheter for å utnytte overskuddsvarme til å dekke andre varmebehov, og dermed bidra til å redusere eventuell belastning på elnettet til oppvarmingsformål. Utnyttelse av denne type overskuddsvarme er avhengig av at infrastruktur til distribusjon er på plass, både internt i bygg og for frakt til lokasjoner med oppvarmingsbehov. Denne type kjøling med utnyttelse av overskuddsvarme aktualiseres i høy grad ved etablering av areal- og kraftkrevende virksomhet, som nærmere beskrevet i avsnitt 4.1.3

Kjølebehov til komfortkjøling vil typisk finnes i de varmeste sommermånedene, hvor behovet for oppvarming og utnyttelse av overskuddsvarme til oppvarmingsformål typisk vil være lavt. Bruk av frikjøling til denne type kjølebehov vil derfor være hensiktsmessig, da det er dårligere muligheter for utnyttelse av overskuddsvarmen.

4.2 Framtidsscenarier

Etablering av ulike utviklingsscenarier for forbruk og produksjon er nødvendig for å kunne vurdere hvordan nettsystemet står seg i fremtiden. Framtidsscenariene danner et bilde av framtidig lastutvikling i området og brukes til å vurdere utviklingen 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 Beskrivelse av scenarier som brukes i prognosene for denne KSUen

I utarbeidelsen av scenariene ble det fokusert på hvordan de skulle brukes videre i utredningsarbeidet. Det ble da besluttet å velge bort et «lavscenario», da vi ikke så noe relevant bruk av dette.

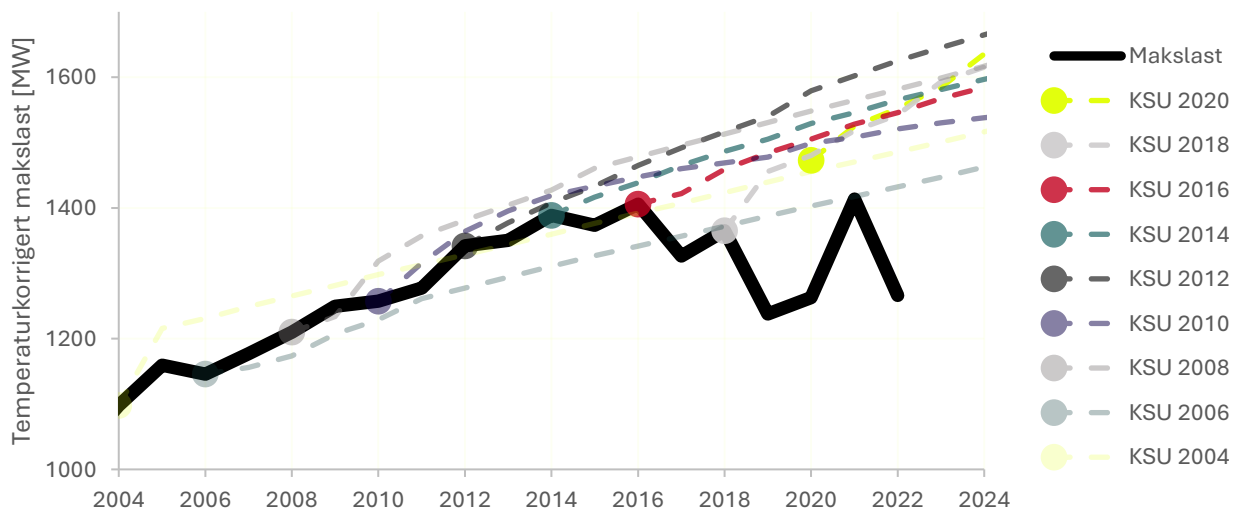
Basisprognosen (tidligere kalt middelprognose) er den vi tror mest på, og er basert på historisk utvikling og en antatt videre vekst. Denne vil brukes i lastflytberegninger for estimering av tapkostnader, forventede avbruddskostnader, langsiktig dimensjonering (20-40 år) og DF-analyser¹².

Høyprognosen skal være en optimistisk, men realistisk prognose, og det er viktig å påpeke at denne har et utfallsrom og ikke viser «høyeste høy». Denne vil brukes for å utrede og dimensjonere nytt nett på kort sikt (5-10 år), men som ikke nødvendigvis bygges før det er et mer konkret behov/bestilling. Ved å være på forskudd med utredninger og planer håper vi å unngå at utbyggingen av strømmettet blir en flaskehals for etablering av industri.

For begge scenarier legger vi til grunn SSBs middelprognose (MMMM) for befolkningsvekst. Dette fordi vi tror en høy forbruksvekst vil føre til økt fokus på ENØK og tiltak som reduserer energi- og effektintensiteten, slik at effektutviklingen relatert til befolkningsvekst vil være omtrent lik i begge scenarier. I tillegg ser vi at hoveddelen av veksten er knyttet til forbruk fra større kunder. For alminnelig forbruk er det også lagt inn en årlig reduksjon i effektforbruk på 0,1 % per år for perioden 2022-2036, som i økende grad motvirker effektøkning relatert til befolkningsvekst.

4.3 Prognoser for perioden 2022 – 2042

Effektprognosene er laget for makslasttiden, den timen i året med høyest last. Denne er i stor grad temperaturavhengig. De høyeste makslasttidene inntreffer historisk sett på en ukedag i februar, omtrent klokken 9 på morgenen, etter en lengre kuldeperiode. Da er det kaldt og vindstille, noe som gjør at bidraget fra produksjon fra småkraft og vindkraft er begrenset. Dette er ytterligere beskrevet i kapittel 3.3.



Figur 31. Historisk utvikling av temperaturkorrigert makslast vist opp mot middelprognosene fra tidligere KSUer

¹² DF-analyser (driftsmessig forsvarlig) utføres for å sjekke om det er kapasitet i eksisterende nett for nytt/økt forbruk.

De siste årene har vi opplevd et økende antall tilknytningshenvendelser, og vi ser en betydelig endring i størrelsen på effektene som etterspørres. Den fremtidige veksten vil i stor grad være avhengig av om og hvor større enkeltlaste blir etablert. Lokasjonen av disse avhenger av flere faktorer enn nettkapasitet.

Å lage prognoser for én transformatorstasjon eller et utredningsområde krever en noe annerledes tilnærming enn når man lager prognoser for hele KSU-området. I prognoser for en enkelt transformatorstasjon må man i større grad hensynta de potensielle lastene som kan komme. Men jo større området prognosene gjelder for, jo større blir sammenlagringen mellom de ulike lastene. Derfor legger den nye metodikken opp til at vi kan bruke ulike faktorer/regelsett for hvordan effektene skal summeres – avhengig av hvilket nettnivå man lager prognosene for.

4.3.1 Kategorisering av ulike lasttyper

En av endringene med de nye prognosene er å dele opp effektene i ulike lasttyper. Dette er først og fremst gjort for å tydeligere vise hva som ligger bak de ulike prognosene, men er også viktig i forhold til metodikken for sammenlagring av effekter, da forskjellige typer last påvirker makslasttiden i ulik grad. Vi har valgt å kategorisere i følgende hoved- og underkategorier:

Alminnelig forbruk	Elektrisk transport	Data og batteri	Bergverksdrift	Annet effektkrevene
<ul style="list-style-type: none"> • Husholdning og hytter • Tjenesteytende næringer • Industri 	<ul style="list-style-type: none"> • Personbil • Kollektivtraffikk • Varetransport • Jernbane • Luftfart • Ferge/hurtigbåt • Cruiseskip og øvrig sjørelatert 	<ul style="list-style-type: none"> • Hyperscale datasenter • Co-location datasenter • Batterifabrikk 	<ul style="list-style-type: none"> • Utvinning • Foredling 	<ul style="list-style-type: none"> • Fiskeoppdrett • Fjernvarme • Veidrift og -bygging • Landbruk • Hydrogen • Annen industri

Figur 32. Oppdelingen i hoved- og underkategorier for effektprognosene brukt for KSU 2022

Alminnelig forbruk er i utgangspunktet all forbruk utenom kraftintensiv industri, og dekker derfor også flere av lasttypene vi har skilt ut i egne kategorier. Det brukes derfor her som en samlekategori for eksisterende last, og mye av den prognoserte veksten vil i fremtiden inngå som alminnelig forbruk.

Elektrisk transport består i hovedsak av tall fra NVE, som ble gitt i forventningsbrev til kraftsystemutredningen, i tillegg egne tall på konkrete henvendelser. Den største underkategorien er personbil, som inkluderer både hjemme- og hurtiglading.

Data og batteri er kategorien som utgjør største vekst i prognosene. Det er mindre antall henvendelser knyttet til denne kategorien, men med store og usikre effekter. Denne kategorien inneholder to ulike typer industri, siden tilknytningshenvendelsene som oftest står mellom datasenter og batterifabrikk for de samme lokasjonene.

Bergverksdrift omfatter utvinning og foredling av malmer, mineraler og bergarter. To av de største forbrukerne i KSU-området inngår i denne kategorien; Gruveselskapet Titania (utvinning) og stålverket Stavanger Steel på Jørpeland (foredling). Det er også store planer for bergverksdrift i Egersundsområdet, både for utvinning og foredling.

Annet effektkrevende er samlepotte for lastkategorier hvor vi forventer en merkbar vekst, men som i seg selv ikke utgjør nok effekt til å være en egen hovedkategori. De er allikevel relevante for utviklingen i utredningsområdet som helhet med tanke på energibruk.

4.3.2 Regelsett og faktorer for sammenlagring av effekter

Den nye metodikken baserer seg på at prognoser og scenario bestemmes av definerte regelsett med ulike faktorer for hvordan inndataene til prognosene skal settes sammen. Dermed sikrer vi transparente og etterprøvbare prognoser, som enkelt kan justeres og oppdateres eller gjenbrukes av andre.

Den første faktoren har vi kalt «sannsynlighet for realisering» og tar utgangspunkt i status og oppgitt effekt. For laster som er registrert via tilknytningsprosessen baseres andelen effekt som tas med i de ulike scenarioene på hvor langt i prosessen disse har kommet. For eksisterende last er det normalt målt last i makslasttiden som danner grunnlaget, mens for særlige laster som er i vekst er det gjort egne estimater. Det finnes også noen laster som kun benyttes i særlige tilfeller, som reservekapasitet til samfunnskritiske funksjoner. Disse er registrert i prognoseverktøyet, men tas ikke med i KSU-prognosene.

I tillegg er NVEs prognoser for elektrifisering av transport og våre egne prognoser som er lagt inn, blant annet basert på Markedsanalysen vi gjennomførte i høsten 2021. Markedsanalysen hadde som formål å få oversikt over framtidig behov i regionen, og det ble gjennomført både møter med kommuner i Sør-Rogaland, samt en undersøkelse rettet til større næring. For transformatorstasjoner i områder med særlig vekst er det også lagt inn aktuelle reguleringsplaner, til erstatning for å benytte den generelle befolkningsveksten basert på SSBs prognoser for kommunen.

Tabell 12. Sannsynlighet for realisering, basert på kilden for last og status, på KSU-nivå.

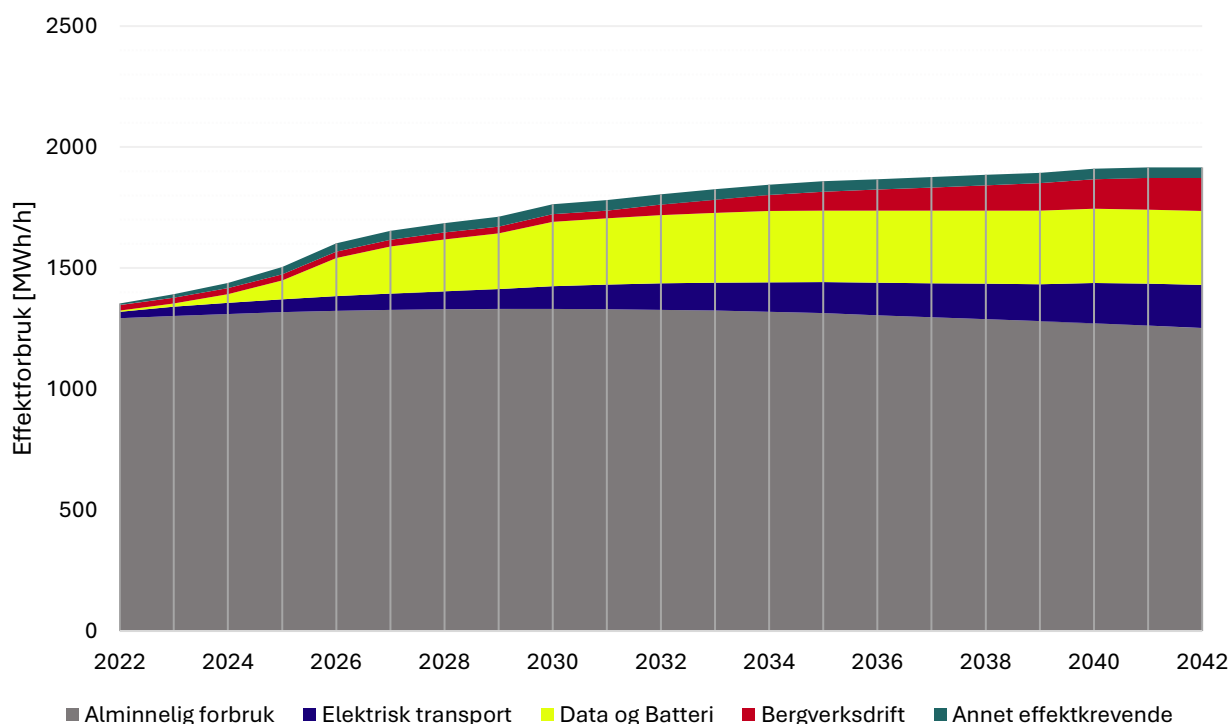
Kilde for last	Status	Basis	Høy
Tilknytningsprosess ¹³	0 På is		10 %
	1 Første henvendelse/veiledning	10 %	25 %
	2 Utredning (KVU)	25 %	50 %
	3 Koordinert prosjektutvikling	50 %	75 %
	4 Signert anleggsbidrag/under bygging	75 %	100 %
	5 I driftsatt	100 %	100 %
Eksisterende last	Målt makslast	100 %	100 %
	Estimert last/vekst	100 %	100 %
	Reserve	0 %	0 %
Prognose	NVE-tall	75 %	100 %
	Lnett-tall	50 %	100 %
	Reguleringsplaner	75 %	100 %

¹³ Lnett benytter de samme stegene i tilknytningsprosessen som foreslått i Bransjenorm for nettilknytning, utarbeidet av DNV på oppdrag fra Energi Norge [64]

4.3.3 Effekt- og energiprognoiser for forbruk

Effektprognosene tar utgangspunkt i makslasttimen og sier ikke noe om forbruket i året utover denne ene timen. Effektforbruket i makslasttimen er temperaturkorrigert til 10 års returtid, slik at vi ikke forventer at denne effekten inntreffer hvert år. Metodikken for temperaturkorrigering er imidlertid unøyaktig ved milde vintre, som i vinteren 2021-22. Effektprognosene tar derfor i praksis utgangspunkt i den forrige makslast, som for vårt område inntraff 10. februar 2021, kl. 09.

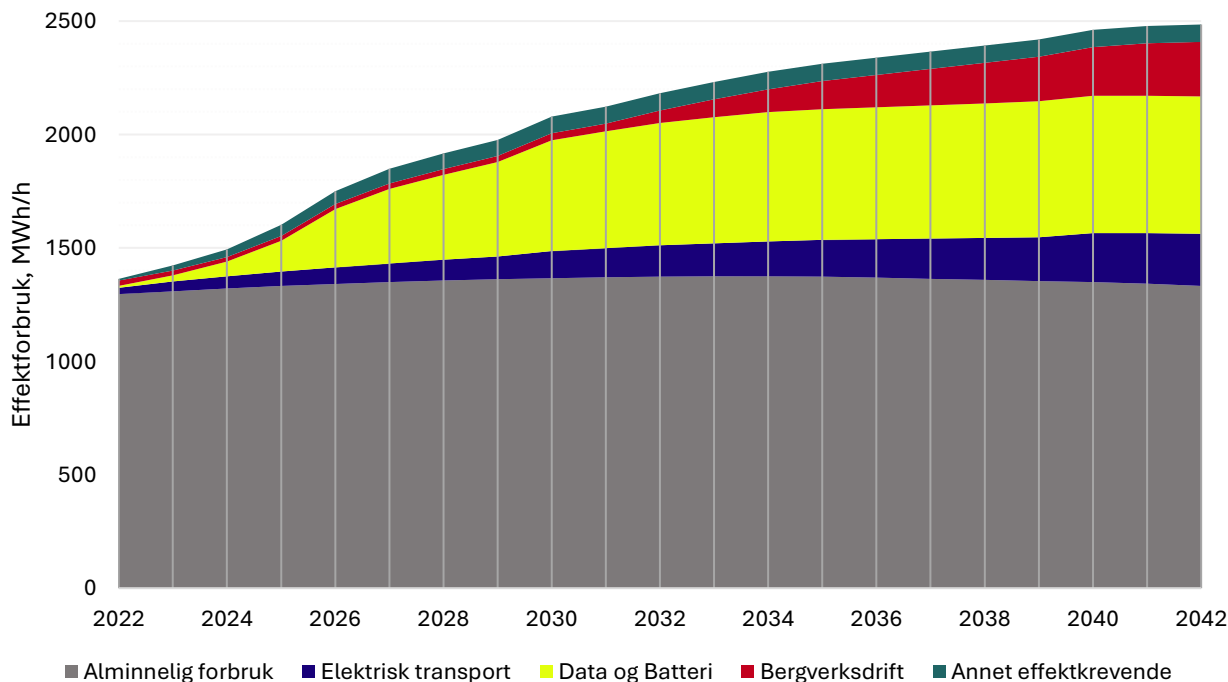
Figur 33 viser den prognoserte utviklingen i basisscenario fra 2022 til 2042. Basisprognosen går fra 1350 MW i 2022 til 1915 MW i 2042.



Figur 33. Effektprognosen for basisscenario, viser antatt vekst i makslasttimen ved dimensjonerende tilfelle

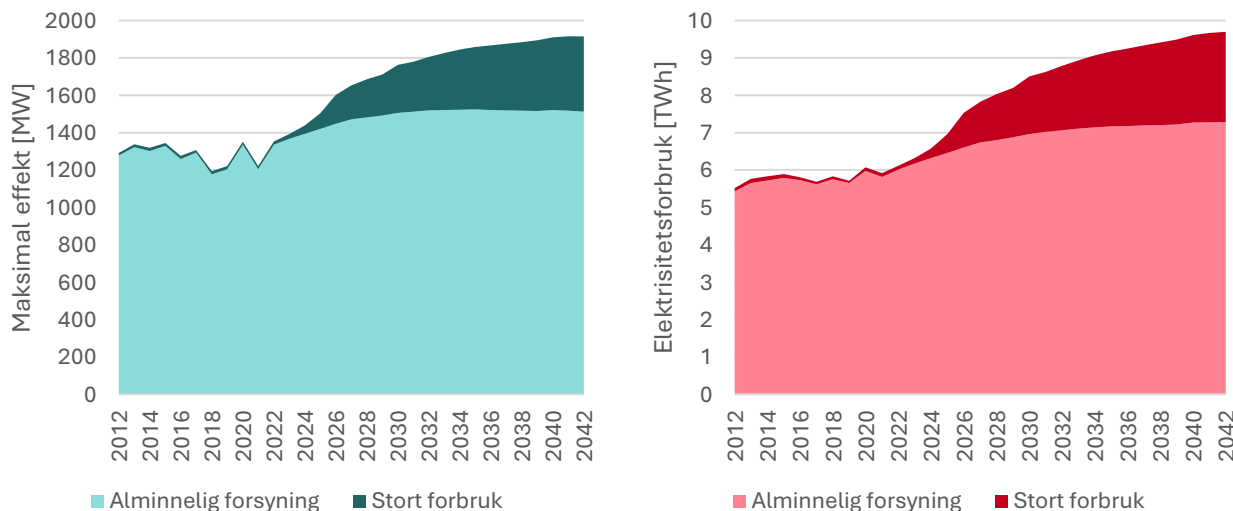
I basisscenarioet utgjør data og batteri den største enkeltkategorien, sett bort fra alminnelig forsyning. Denne går fra 5 MW til 282 MW de første 10 årene og ender på rett over 300 MW i 2042. Elektrisk transport utgjør i dag 26 MW, og stiger jevnt og trutt opp til 180 MW. Personbiler utgjør omtrent halvparten av denne kategorien. Bergverksdrift utgjør i dag hele 23 MW og øker med ca. 50 % de neste årene. Mens i den siste 10-årsperioden har denne kategorien en betydelig effektøkning, som ender på 135 MW. Foredling av mineraler utgjør her omtrent 75 %, mens utvinning utgjør de resterende 25 %.

Figur 34 viser den prognoserte utviklingen i høyscenario fra 2022 til 2042. Høyprognosen går fra 1360 MW i 2022 til 2485 MW i 2042.



Figur 34. Effektprognosen for høyscenario, viser antatt vekst i makslasttiden ved dimensjonerende tilfelle

Data og batteri utgjør også den største enkeltkategorien i høyprognosen, sett bort fra alminnelig forsyning. Denne går fra 8 MW til 540 MW de første 10 årene og ender på rundt 600 MW i 2042. Elektrisk transport stiger jevnt og trutt opp til 230 MW. Personbiler utgjør her i underkant av halvparten av denne kategorien, og er omtrent tilsvarende med landstrøm, luftfart og varetransport til sammen. For bergverksdrift er det ventet en moderat vekst de første 10 årene. Men i den siste 10-årsperioden er det imidlertid en betydelig effektøkning, som ender på hele 240 MW. Foredling av mineraler utgjør her omtrent 80 %, mens utvinning utgjør de resterende 20 %.



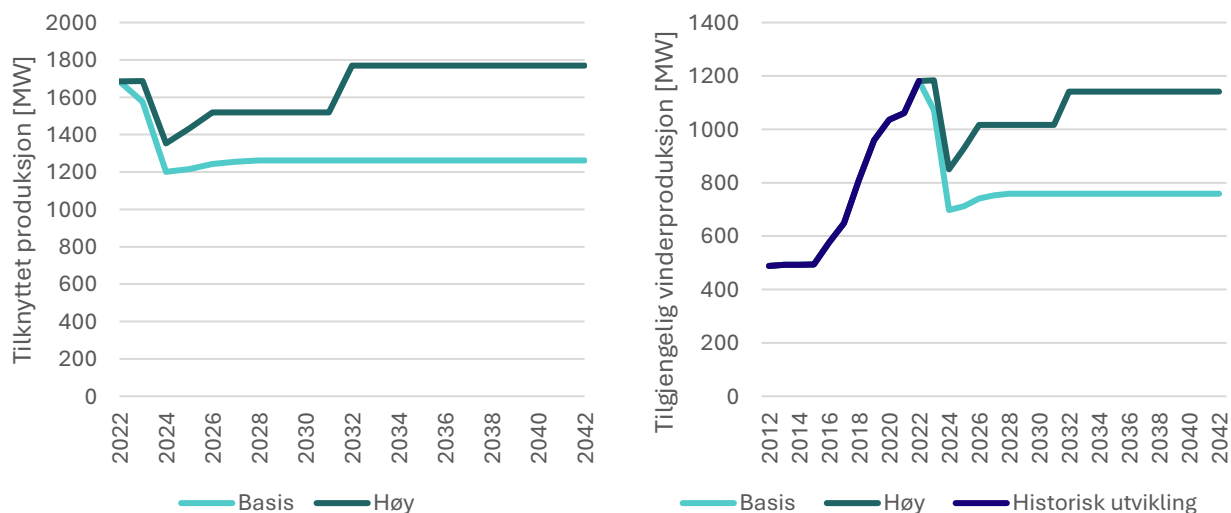
Figur 35. Historisk utvikling og forventet vekst (basis) i effekt- og energiforbruk, fordelt på alminnelig forsyning og stort forbruk

I figur 35 er effekt- og energiforbruket delt opp i de to hovedkategoriene for last som normalt brukes. Stort forbruk er laster på over 15 MW og brukstid på minst 5000 t. I vår region har vi i dag kun én sluttbruker som inngår i denne kategorien. Øvrig forbruk regnes som alminnelig forsyning. Det er vist den historiske utviklingen de siste 10 år, samt forventet utvikling (basisprognosen) de neste 20 år. Hoveddelen av veksten er relatert til stort forbruk. Elektrisitetsforbruket øker prosentvis mer enn makslasten, siden stort forbruk har høyere brukstid. Dersom effekt- og energiforbruket utvikler seg som forventet i basisprognosen, vil brukstiden for den totale lasten øke fra ca. 4500 t i dag til ca. 5050 t i 2042. Høyere brukstid gir en bedre utnyttelse av strømmettet gjennom året.

4.3.4 Produksjonsprognoser

Det er i dag tilknyttet i overkant av 1 550 MW produksjon i utredningsområdet, med en årsproduksjon på 5,0 TWh. Dersom produksjonen som er geografisk innenfor grensene, men som er direkte tilknyttet Statnett, også inkluderes blir det i ca. 1 900 MW og 5,7 TWh i midlere årsproduksjon.

Som vist i figur 23, har det vært en betydelig økning av produksjon i området de siste 5 årene. Dette skyldes i hovedsak utbyggingen av Lysebotn II og flere større vindkraftverk. Utbygging av vindkraft på land er imidlertid stoppet inntil videre, og det ser ikke ut til å bli realisert noen større utbygginger i området den neste 10-årsperioden. Det er i høyprognosen lagt inn noe ny vindkraft i 2032.



Figur 36. Prognoser for tilknyttet produksjon og utvikling av tilgjengelig vinterproduksjon i regional- og distribusjonsnett

Prognosene for produksjon i området er laget med utgangspunkt i det omsøkte volumet som vist i 3.2.3. Differansen mellom basis og høy er i hovedsak Faurefjell vindkraftverk, som ikke er endelig avklart, i mulige endringer i eksisterende vannkraftverk i Lysefjorden. Gamle Lysebotn kraftverk (Lysebotn I) ble erstattet av Lysebotn II i 2018, men har av ulike årsaker vært i drift siden da og har per nå fått forlenget driftstillatelsen frem til mai 2023. Det kan være aktuelt å fortsette å drifte Lysebotn I videre med tre aggregater på totalt 120 MW, slik det er gjort de siste årene. Et annet alternativ som vurderes er å erstatte dagens aggregater tilknyttet distribusjonsnett under Moen med et nytt aggregat på 10 MW. Også i Flørli kan det være aktuelt å doble effekten, noe som er lagt inn i høyprognosen. Utover dette er det flere småkraftverk som ligger inne. Her skiller det kun på tidspunkt for realisering av prosjekter.

Det forventes ellers at enkelte eksisterende kraftverk reinvesterer i nytt utstyr som kan medføre noe endring i effekt og energi, men netto endring fra disse forventes å være liten.

Det er i prognosene lagt opp til at Lysebotn II flyttes over til fra 132 kV til 420 kV og dermed tas ut av vår oversikt. Dette skal etter planen skje etter at Lyse-Fagrafjell og Fagrafjell transformatorstasjon er idriftsatt, og derfor lagt inn som -370 MW i 2024. Produksjonen forsvinner ikke fra området, det er kun grensesnittet som endres.

I figur 36 vises også utviklingen av tilgjengelig vinterproduksjon, som er omtalt i kapittel 3.5. For vindkraft brukes det 50 % av installert effekt. Den store endringen i 2024 skyldes også her at Lysebotn II flyttes ut fra regionalnettet over på 420 kV, direkte tilknyttet Statnett. Produksjonen vil fortsatt være tilgjengelig, men på et annet nettnivå, og rapporteres derfor ikke i vår RKSU – men i Statnetts KSU.

I prognosene er det ikke hensyntatt solkraft, som i hovedsak tilknyttes i lavspennetnettet. På sikt antas dette å bli av en størrelse som vil kunne vise igjen i en oversikt som vist i figur 36. I en rapport utarbeidet av COWI på oppdrag fra Klimanettverket Jæren, ble det estimert et stort potensial for sol på takflater og på arealer hvor det også er satt opp vindturbiner. Totalt ble det estimert et teknisk potensial i Jærkommunene på 1 744 MWp, og et teknisk potensial på 80 MWp i vindparker [42]. Basert på dette estimeres det tekniske potensialet for hele Sør-Rogaland til å være i størrelsesorden 2 000 MWp.

Det er ikke realistisk at hele det enorme potensialet som er kartlagt i rapporten blir realisert. Hva som blir realisert forventes å være svært avhengig av regulering og økonomiske rammebetingelser. Med det foreslåtte regelverket fra EU, omtalt i avsnitt 4.1.4, er det imidlertid ikke urealistisk at det vil komme en økning av solkraft, særlig på større offentlige bygg, men størrelsesorden som konsekvens av potensielt nytt regelverk er ikke kartlagt per i dag. I COWI-rapporten henvises det til en studie gjennomført av NIRAS og Multiconsult for Stavanger kommune, hvor det ble funnet et lønnsomt potensial på ca. 24 MWp installert solkraft på kommunale bygg i Stavanger [42]. Dette tilsvarer ca. 3,7% av det tekniske potensialet COWI har beregnet for alle bygg i hele kommunen.

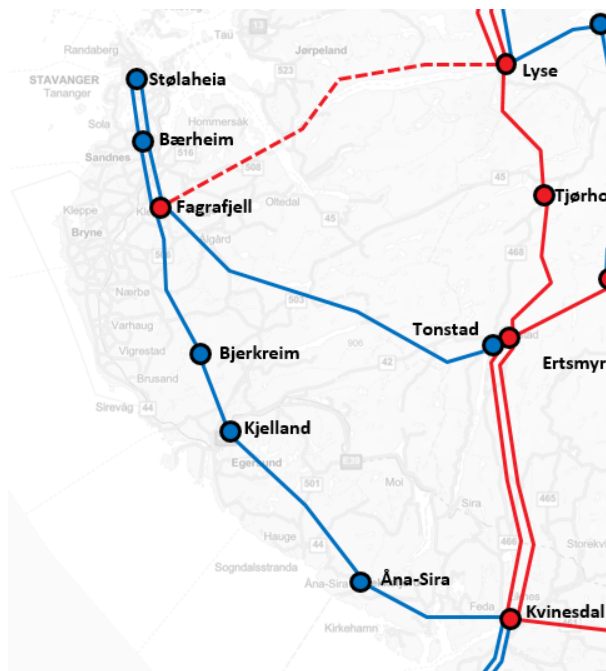
Ved å forutsette tilsvarende lønnsomhet for hele Sør-Rogaland tilsvarer dette ca. 75 MWp og vil i så fall utgjøre i underkant av 5 % av effekten til produksjon som i dag er tilknyttet i utredningsområdet.

5 Utvikling av kraftsystemet

Dette kapittelet beskriver utviklingen i nettet i Sør-Rogaland, både i transmisjonsnettet og i regionalnettet. Statnett har ansvar for å utrede og gjennomføre tiltak i transmisjonsnettet. Disse tiltakene som Statnett har pekt på omtales i 5.1, da utviklingen av regionalnettet er til dels avhengig av transmisjonsnettet. Videre gis det en kort beskrivelse av tiltakene i regionalnettet. Avslutningsvis gjøres det en vurdering av muligheten for forbrukerfleksibilitet til å utsette relevante tiltak i regionalnettet.

5.1 Tiltak i transmisjonsnettet

I dag har Statnett to transmisjonsnettsledninger inn til Sør-Rogaland fra Kvinesdal og Tonstad i Agder. I kalde og vindstille perioder har Sør-Rogaland mer forbruk enn produksjon, og overføringskapasiteten inn til området er svært begrenset i dagens nett. Av den grunn bygges det en ny forbindelse fra Lyse til Fagrafjell, samt en ny stasjon på Fagrafjell som erstatning av Stokkeland transformatorstasjon, som skal sikre forsyningssikkerheten i området. Dette vil styrke forsyningssikkerheten i området. Figur 37 viser transmisjonsnettstrukturen etter at Fagrafjell og 420 kV ledning Lyse-Fagrafjell er i drift innen utgangen av 2024.



Figur 37. Transmisjonsnettet i Sør-Rogaland etter idriftsetting av Fagrafjell transformatorstasjon i 2023/24 (kilde: Statnett)

Nettkapasiteten etter idriftsettingen av transmisjonsnettforbindelsen Lyse-Fagrafjell og Fagrafjell transformatorstasjon er fortsatt begrenset. Statnett vurderte i 2021 at den tilgjengelige nettkapasiteten i Sør-Rogaland var på 50 MW før tiltaket Lyse-Fagrafjell og ytterligere 180 MW etter idriftsetting av tiltaket. En stor andel av denne ledige kapasiteten er allerede bestilt eller reservert til nettkunder. Når

all ledig kapasitet er tildelt, må alle nye tilknytninger være med vilkår om utkobling ved feil i transmisjonsnettet. I henhold til prognosene for Sør-Rogaland vil dette skje før 2030.

Statnett pekte ut i Nettutviklingsplanen 2021 at det også er nødvendig å spenningsoppgradere de to eksisterende 300 kV-forbindelser fra Tonstad og Kvinesdal til 420 kV for å sikre kapasiteten til regionen [59]. Nettutviklingsplanen legger opp til at én av forbindelsene oppgraderes før 2030, og den andre før 2035. Lastprognosene i Sør-Rogaland indikerer at forsyningssituasjonen vil være veldig anstrengt fram til Statnett oppgraderer én av disse to forbindelsene. Konsekvensene av dette kan være at det innføres tilknytningsstopp for større forbruk i hele Sør-Rogaland, noe som kan hindre næringsutviklingen i regionen.

I 2019 gjennomførte Statnett sammen med Lnett en konseptvalgutredning for nettstrukturen på Nord-Jæren. Denne utredningen konkluderte med at det er behov for å reinvestere både Stølaheia og Bærheim transformatorstasjoner og en ny forbindelse mellom Fagrafjell og stasjonene på Nord-Jæren. Tiltaket som haster mest er reinvestering av Stølaheia og Bærheim, gitt at stasjonene er i dårlig tilstand og har behov for økt kapasitet.

Statnett sendte høsten 2021 konsesjonssøknad for bygging av Krossberg transformatorstasjon i Stavanger kommune, som erstatning av Stølaheia. Tiltaket er meget viktig for forsyningssikkerheten og for samfunnsutviklingen i regionen. Status i konsesjonsprosessen for Krossberg transformatorstasjon er at NVE har bedt Statnett om tilleggsutredninger for bl.a. alternativ plassering av stasjonen og GIS-anlegg. Statnett planlegger å sende endrings-/tilleggssøknad for stasjonen i 2023. Tidspunktet for forventet idriftsetting av Krossberg er derfor på nåværende tidspunkt usikkert. Utsettelse av tiltaket vil gi negative konsekvenser for Lnett sine planlagte tiltak i regionalnettet. Dette er videre beskrevet i avsnitt 5.2 Tiltak i regionalnettet.

Statnett jobber for tiden med konsesjonssøknader for reinvestering av Bærheim transformatorstasjon og ny 420 kV ledning mellom Fagrafjell og Bærheim.

Høsten 2022 skal Statnett sette i gang arbeidet med Områdeplan Sør-Rogaland og Agder, som skal beskrive den trinnvise utviklingen fram mot et framtidig målnett, samt koordinere system- og anleggs-tiltak, reinvesteringer og ny kapasitet, i tett samarbeid med regionale nettselskaper. Lnett blir involvert i arbeidet som utredningsansvarlig i Sør-Rogaland. Områdeplanen skal danne grunnlaget for Statnett sin neste Kraftsystemutredning og Nettutviklingsplan i 2023 [59].

5.2 Tiltak i regionalnettet

Behov for nettinvesteringer oppstår av en kombinasjon av aldrende nett og utvikling i forbruk og produksjon. En stor del av strømmettet i Sør-Rogaland nærmer seg sin forventede levetid og er modent for utskiftning, som omtalt i avsnitt 3.1.2. Høy alder på nett i kombinasjon med forventet høy lastutvikling som gir behov for nettoppgradering, resulterer i at mye nett skal oppgraderes og bygges i Sør-Rogaland de neste 20 årene.

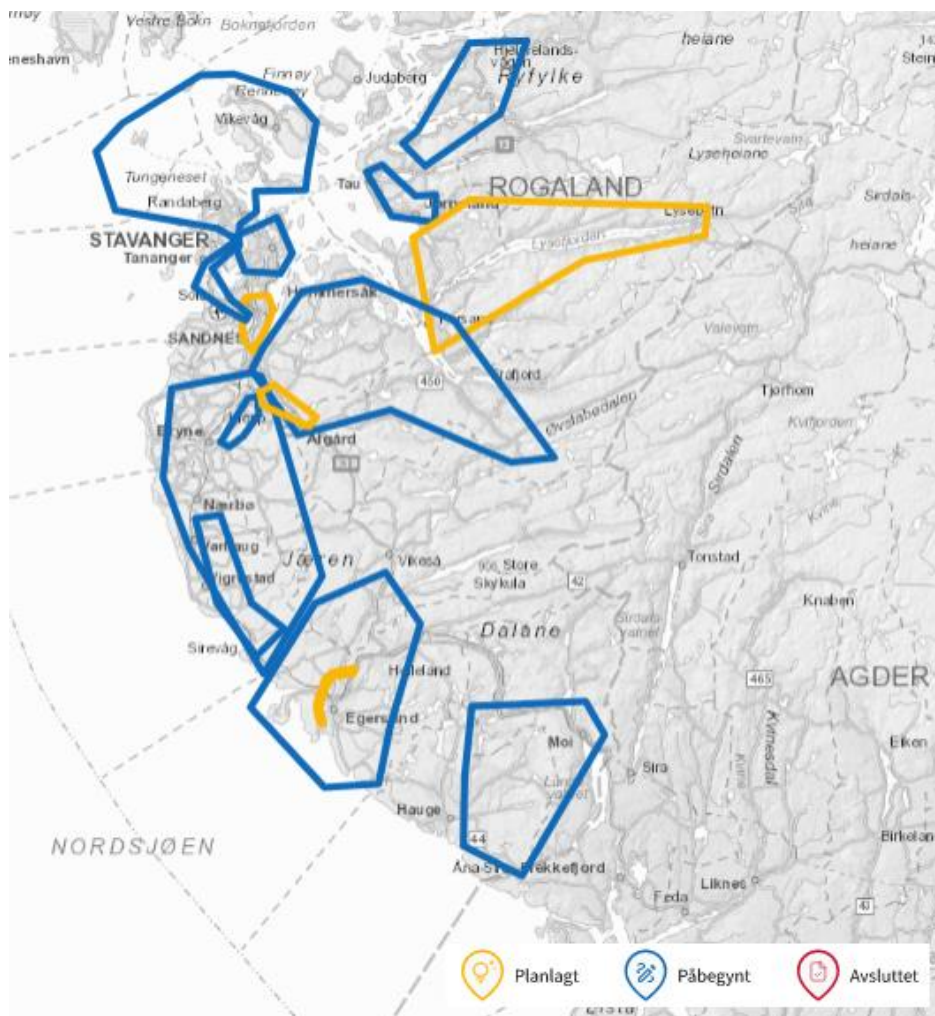
NVE og nettselskapene arbeider med overgang til en ny digital plattform for å dele KSU-informasjon. Plattformen har fått navnet PlanNett. PlanNett muliggjør at nettselskapene kan holde oppdatert en oversikt over egne utredninger og tiltak i regional- og transmisjonsnettet, og dele denne oversikten med hverandre, myndigheter og offentligheten. NVE vil dele informasjon fra konsesjonsprosessen og vise det i samme løsning. I PlanNett vil man derfor finne en oversikt over pågående utredninger og tiltak,

med viktig informasjon som status og milepælsplan, geografisk plassering, behovsbeskrivelse, omfang og annen nøkkelinformasjon. PlanNett åpnes for offentligheten 15. august 2022, på nettadressen plannett.nve.no.

Tiltakene er delt i to faser eller kategorier: «utredninger» og «tiltak». Utredningsfasen refererer til analysefasen der det utvikles konsepter for å løse behovet for tiltak. Denne fasen avsluttes ved at det foretas en konseptvalgutredning (KVU), og det mest samfunnsøkonomiske konseptet velges. Tiltaksfasen inkluderer planlegging, gjennomføring og avslutning av et spesifikt tiltak.

Nettselskapene i Sør-Rogaland har til sammen 15 pågående utredninger, 9 tiltak i planleggingsfase og 2 tiltak i gjennomføringsfase, det vil si under bygging.

Det pågår utredninger i de fleste utredningsområdene i Sør-Rogaland, som vist i figur 38. Det er tre utredninger som er i fase «Konseptvalgutredning», det vil si at det er identifisert konkrete tiltak til å løse behovet.



Figur 38. Utklipp av kartet i PlanNett som viser utredningsporteføljen i Sør-Rogaland

Tiltakene i gjennomføringsfasen er bygging av 132 kV forbindelser Dalen-Veland-Hjelmeland, samt ny Veland transformatorstasjon, og Ny Håland transformatorstasjon, samt 132 kV forbindelse Opstad-Håland.

Tiltakene i planleggingsfasen som er mest kritiske med tanke på forsyningssikkerhet er:

Krossberg transformatorstasjon (Transmisjonsnett – Statnett)

Bygging av Krossberg transformatorstasjon har stor betydning for hele kraftsystemet i Sør-Rogaland. Tiltaket er konsesjonssøkt av Statnett, og er under behandling hos NVE.

Fire av stasjonens viktigste oppgaver er:

- Tilrettelegge for systemansvarlig sin overgang fra 300- til 420 kV systemspenning i regionen.
- Tilrettelegge for 132 kV regionalnettstilknytning i Fagrafjell og Krossberg for å avlaste en del av eksisterende regionalnett mot Krossberg og redusere belastningen under Fagrafjell.
- Tilrettelegge for spenningsoppgradering til 132 kV i Stavanger Nord for å redusere belastningen i eksisterende 50 kV-nett, og avvikle tilknytningsstopper (omtalt i avsnitt 3.2.1)
- Tilrettelegge for 132 kV regionalnettstilknytning av Ryfylke og Stavanger Nord (Nordbø-Finnøy) for å sikre forsyningssikkerheten til Ryfylke og legge til rette for avlastningsmuligheter.

Vagle transformatorstasjon og 132 kV forbindelser Fagrafjell-Vagle-Tronsholen

Idriftsetting av 420 kV Fagrafjell transformatorstasjon er avhengig av at regionalnettet kobles til stasjonen. Fagrafjell er planlagt satt i drift i 2024.

Harestad og ny Nordbø transformatorstasjoner samt 132 kV forbindelse Krossberg-Harestad-Nordbø.

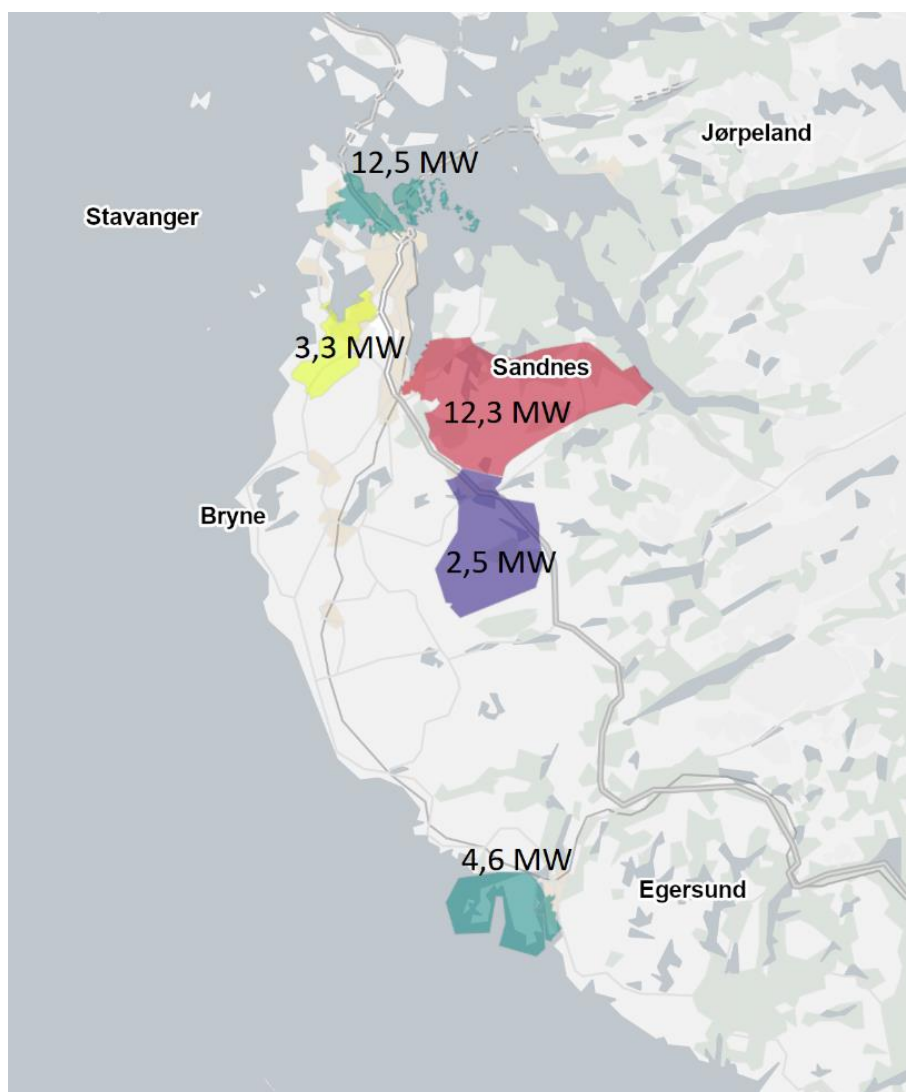
Nettet i Stavanger Nord er veldig høy belastet, det er innført tilknytningsstopp i Randaberg, Dusavik og Rennesøy som følge av dette. Dette tiltaket er vesentlig for forsyningssikkerheten og forbruksutviklingen i disse områdene.

5.3 Vurdering av forbrukerfleksibilitet

For tiltak hvor behovet er utløst av forbruksøkning eller forsyningsikkerhet, er det vurdert om forbrukerfleksibilitet kan være et virkemiddel som kan bidra til å utsette nettinvesteringene. Formålet er å synliggjøre behovet og muligheten for forbrukerfleksibilitet i utredningsområdet. Fleksibilitet for tiltak som allerede er i konsesjonsprosess eller hvor det arbeides med melding til NVE, er ikke vurdert.

Forbrukerfleksibilitet defineres som evnen og viljen til å tilpasse forbruk eller produksjon hos sluttbruker på kort eller mellomlang sikt, ofte som følge av prisendringer [46]. Forbrukerfleksibilitet og potensialet for å bruke forbrukerfleksibilitet til å redusere eller utsette nettinvesteringer omtales i avsnitt 4.1.5.

Områdene hvor fleksibilitetstiltak kan være aktuelle for å utsette planlagte investeringer i regionalnettet er markert i kartet vist i figur 39, og listet opp i tabell 13.



Figur 39. Områder hvor forbrukerfleksibilitet kan være et aktuelt tiltak for å utsette nettinvesteringer

Det er vurdert hvor mye lasten må reduseres i makslasttiden, for å kunne utsette en investering eller bedre forsyningssikkerheten fram mot en fremtidig investering. Det er ikke gjort en vurdering av hvilke fleksibilitetsmekanismer som kan være aktuelle, eller om det er realistisk at denne forbrukerfleksibiliteten kan finnes og implementeres.

Tiltakene som er vurdert er listet opp i tabell 13:

Tabell 13 Investeringstiltak hvor forbrukerfleksibilitet har blitt vurdert for å utsette investeringstidspunktet

Tiltak	Nødvendig fleksibilitet for å utsette investeringen(e)
Områdestudier i Stavanger – regionalnettforbindelser og nye stasjoner på Dusavik og Alsteinsgata	12,5 MW
Områdestudie Solaringen – oppgradering av Sande transformatorstasjon	3,3 MW
Områdestudie Sandnes Øst – oppgradering av Vatne transformatorstasjon	12,3 MW
KVU Ny transformatorstasjon på Ålgård og 132 kV forbindelse til Fagrafjell	2,5 MW
KVU 132 kV kraftledning Kjelland/Tengs – Kaupanes/Hovland og ny transformatorstasjon	4,6 MW

Tiltakene er nærmere beskrevet i PlanNett (PlanNett.nve.no).

Den komplette vurderingen inneholder kraftsensitiv informasjon og er dermed underlagt taushetsplikt etter energiloven § 9-3 jf. Beredskapsforskriften § 6-2. De som har tjenstlig behov for vurderingen, kan få den tilsendt.

Referanser

- [1] NVE, «Økonomisk og teknisk rapportering,» NVE, [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/%C3%B8konomisk-regulering-av-nettselskap/rapportering-av-data/oekonomisk-og-teknisk-rapportering/>.
- [2] Norsk klimaservicesenter, «Observasjoner og værstatistikk,» Norsk klimaservicesenter, 18 11 2021. [Internett]. Available: <https://seklima.met.no/observations/>. [Funnet 18 11 2021].
- [3] NVE, «Veileder for lokale energiutredninger,» Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2009.
- [4] Direktoratet for økonomistyring, «Veileder i samfunnsøkonomiske analyser,» www.dfo.no, Oslo, 2018.
- [5] DSA, «Bebyggelse nær høyspenningsanlegg - Informasjon om magnetfelt fra høyspenningsanlegg,» 2022. [Internett]. Available: https://dsa.no/straum-og-hogspent/_/attachment/download/b68cfe39-00b9-47aa-969c-4312685211d1:35c791c640d55d2465f79eeb69bbd90a349a5428/Bolig%20n%C3%A6r%20h%C3%B8yspenningsanlegg_mars2022.pdf. [Funnet juni 2022].
- [6] 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].
- [7] Oslo Economics, «Kabel som alternativ til luftledning / OE-rapport 2022-8,» Oslo Economics, 2022.
- [8] NOU 2022:6, «Nett i tide - om utvikling av strømmettet,» Olje- og energidepartementet, Oslo, 2022.
- [9] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Vil klimaendringene ta fra oss lyset i lampa?,» Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2015.
- [10] Meteorologisk institutt (met.no) v/Knut Helge Midtbø, Jan Erik Haugen og Morten Andreas Ødegaard Køltzow, «Lynstudien - Klimaendringenes betydning for forekomsten av lyn tilpassingsbehov i kraftforsyningen,» NVE, Oslo, 2011.
- [11] RME, «Avbruddsstatistikk 2021,» NVE, [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/statistikk/avbruddsstatistikk/avbruddsstatistikk-2021/>.
- [12] Statnett SF, «Det eksepsjonelle kraftåret 2021,» Statnett SF, 06 01 2022. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2022/det-eksepsjonelle-kraftaret-2021/>. [Funnet 23 06 2022].
- [13] E24, «Strømprisen stiger igjen inn i uken,» E24, 5 12 2021. [Internett]. Available: <https://e24.no/privatoekonomi/i/Jx367J/stroemprisen-stiger-igjen-inn-i-uken>.
- [14] IVAR, «Vi lager biogass,» IVAR, n.d.. [Internett]. Available: <https://www.ivar.no/biogass/>. [Funnet 13 06 2022].
- [15] Lyse, «Lyse Årsrapport 2021,» Lyse, 2021.
- [16] Klepp Energi, «Årsberetning og regnskap 2020 Klepp Energi Holding,» Klepp Energi, 2021.
- [17] Lyse AS, «Styrets melding til eierne,» Lyse AS, 2022.
- [18] Kommunal- og distriktsdepartementet, «Kommunale planoppgaver,» Regjeringen, 01 06 2022. [Internett]. Available: https://www.regjeringen.no/no/tema/plan-bygg-og-eiendom/plan_bygningsloven/planlegging/plansystem_prosess/kommunale_planoppgaver/id2836162/. [Funnet 15 06 2022].
- [19] Rogaland Fylkeskommune, «Regionalplan for samordna arealbruk og transport i Ryfylke 2017 - 2030,» Rogaland Fylkeskommune, Stavanger, 2016.
- [20] NVE, «Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040,» NVE, Oslo, 2021.
- [21] NVE, «Energieffektivisering,» NVE, 22 02 2022. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk-effektivisering-og-teknologier/energieffektivisering/>. [Funnet 24 05 2022].

- [22] 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].
- [23] Energi- og miljøkomiteen, «Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030,» Energi- og miljøkomiteen, Oslo, 2015-2016.
- [24] Miljødirektoratet, «Klimakur 2030 - Tiltak og virkemidler mot 2030,» Miljødirektoratet, Oslo, 2020.
- [25] E. Haglund, «Stavanger skal bli en av de første klimanøytrale byene i Europa,» Stavanger kommune, 28 04 2022. [Internett]. Available: <https://www.stavanger.kommune.no/nyheter/stavanger-skal-bli-en-av-de-forste-klimanoytrale-byene-i-europa/>. [Funnet 24 05 2022].
- [26] Miljødirektoratet, «Utslipp av klimagasser i kommuner,» Miljødirektoratet, 18 01 2022. [Internett]. Available: <https://www.miljodirektoratet.no/tjenester/klimagassutslipp-kommuner/?area=428§or=-2>. [Funnet 15 04 2022].
- [27] Thema Consulting Group, «Klimagassutslipp og mulige tiltak i Sør-Rogaland,» Oslo, 2019.
- [28] SSB, «Bilparken - SSB tabell 11823,» SSB, n.d.. [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/statbank/table/11823/>. [Funnet 27 05 2022].
- [29] Opplysningsrådet for veitrafikken, «Elbilstatistikk: elbil.no,» Norsk elbilforening, 31 12 2021. [Internett]. Available: <https://elbil.no/elbilstatistikk/elbilbestand/>. [Funnet 24 Mars 2022].
- [30] Rogaland fylkeskommune, «Økonomiplan 2022-2025 og Årsbudsjett 2022,» Rogaland fylkeskommune, n.d.. [Internett]. Available: https://pub.framsikt.net/2022/rogaland/bm-2022-vedtatt_%C3%B8konomiplan_2022-2025_og_%C3%A5rsbudsjett_2022/#/. [Funnet 15 06 2022].
- [31] Regjeringen, *Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart*, Oslo: Klima- og miljødepartementet, 2019.
- [32] Lyse, «Fleksibel hurtiglading for båter,» Lyse, 25 03 2022. [Internett]. Available: <https://www.lysekonsern.no/om-oss/nyhetsarkiv/fleksibel-hurtiglading-for-bater>. [Funnet 27 05 2022].
- [33] Rogaland fylkeskommune, *Regionalplan for areal- og kraftkrevende virksomhet - Planprogram*, Stavanger: Rogaland fylkeskommune, 2022.
- [34] Oslo Economics, «Kunnskapsgrunnlag: Areal- og kraftkrevende virksomhet i Rogaland,» Oslo Economics, Oslo, 2022.
- [35] Stortinget, «Stortingsvedtak - Energi til arbeid - langsiktig verdiskaping fra norske energiredduser,» n.d.. [Internett]. Available: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Vedtak/Vedtak/Sak/?p=85264>. [Funnet 12 06 2022].
- [36] NVE, «Nasjonal ramme for vindkraft,» Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2019.
- [37] Olje- og energidepartementet, «Vindkraft på land - Endringer i consejnsbehandlingen,» Meld. St. 28 (2019-2020), 2020.
- [38] NVE, «Konsesjonsbehandling av vindkraftverk på lang,» NVE, 22 06 2022. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-og-oppfoelging-av-vindkraft-paa-land/konsesjonsbehandling-av-vindkraftverk-paa-land/>. [Funnet 23 06 2022].
- [39] Statnett, «Langsiktig markedsanalyse 2020 - Oppdatering nøkkeltall 2021,» Statnett, 2021.
- [40] Pressemelding, «Regjeringen.no,» Regjeringen, 09 02 2022. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/storstilt-satsing-pa-havvind/id2900436/>.
- [41] European Commission, *EU solar Energy Strategy*, Brussel: European Commission, 2022.
- [42] COWI, «Utredning av energiforbruk og fornybar energi - Klimanettverk Jæren,» COWI, 2022.
- [43] Stavanger kommune, «Klima- og miljøplan 2018 - 2030,» Stavanger kommune, Stavanger, 2018.
- [44] NVE - RME, «Plusskunder,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>. [Funnet april 2022].

- [45] G. Kjølle, «Fleksibilitet i strømmettet: Hva er det og hvorfor trenger vi det?», Sintef, 23 09 2021. [Internett]. Available: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/fleksibilitet-i-strommettet-hva-er-det-og-hvorfor-trenger-vi-det/>. [Funnet 29 06 2022].
- [46] P. Meland, T. S. Wahl og A. Tjeldflåt, «Forbrukerfleksibilitet i det norske kraftmarkedet», NVE, Oslo, 2006.
- [47] M. Buvik, J. Cabrol, D. Spilde, E. Skaanskar, A. Roos, Å. G. Tveten, G. Doorman (Statnett) og I. Døskeland (Statnett), «Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030», NVE rapport 20/2022, Oslo, 2022.
- [48] H. Sæle og K. Ingebrigtsen, «Analyse av uttesting av nettariffer blant kunder tilknyttet Lyse Elnett», SINTEF energi, Trondheim, 2020.
- [49] E. Winje, S. Hackett (AFRY), S. Hernes, G. Grimsby, H. Krogsæter (AFRY) og K. Ingeberg (AFRY), «Vurdering av samfunnsøkonomiske virkninger 2022 - Storskala demonstrasjon av fremtidens energisystem», Menon Economics, 2022.
- [50] Thema Consulting Group, «Teoretisk tilnærning til en markedsløsning for lokal fleksibilitet», NVE-Rapport nr 38/2016, 2016.
- [51] Miljødirektoratet og Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE), «Utredning: Bruk av gass til oppvarming», Miljødirektoratet og NVE, 2020.
- [52] Stavanger kommune, «Handlings- og økonomiplan 2022-2025 - Stavanger kommune», Stavanger kommune, Stavanger, 2021.
- [53] Carbon limits og John Morken (NMBU), «Utredning av mulighetene for biogassproduksjon på Finnøy/Rennesøy», Carbon limits, Oslo, 2020.
- [54] S. Gitlesen, K.-A. Lyng, P. Callewaert og A. V. Krøvel, «Biogass/biorestproduksjon som bærekraftig gjødselshåndteringsstrategi på Jæren», NORCE rapport 5-2019, 2019.
- [55] Lyse, «Planlegger landets største biogass- og gjødselsfabrikk i Rogaland», Lyse, 03 06 2022. [Internett]. Available: <https://www.lysekonsern.no/om-oss/nyhetsarkiv/planlegger-landets-storste-biogass-og-gjodselfabrikk-i-rogaland>. [Funnet 15 06 2022].
- [56] A. B. Milford, M. Verheul, T. Sivertsen og L. Kaufmann, «Klimagassreduksjon i veksthusnæringen i Rogaland: Muligheter, barrierer og tiltak», Norsk institutt for bioøkonomi NIBIO, Stavanger, 2021.
- [57] Det kongelige olje- og energidepartementet, «Meld. St. 25 Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030», Olje- og energidepartementet, Oslo, 2016.
- [58] H. Lund, «Renewable heating strategies and their consequences for storage and grid infrastructures comparing a smart grid to a smart energy systems approach», *Energy* 151, pp. 94-102, 03 03 2018.
- [59] Statnett, *Nettutviklingsplan 2021*, Oslo: Statnett, 2021.
- [60] Rogaland Fylkeskommune, «Regionalplan for Jæren 2050», Rogaland fylkeskommune, Stavanger, 2020.
- [61] 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].
- [62] 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].
- [63] M. R. Brubæk, A. Klungland og F. Kvinen, «Temperaturkorrigering av last», Lnett AS, 2021.
- [64] DNV, «Bransjenorm for nettilknytning», 2021.
- [65] Statnett, «Framtidig prisfølsomhet til sluttbrukerne - Sluttrapport iFleks», Statnett SF, Oslo, 2020.
- [66] ROBINSON, «The demo Island: Eigerøy - Norway», ROBINSON, n.d.. [Internett]. Available: <https://www.robinson-h2020.eu/the-islands/eigeroy/>. [Funnet 29 06 2022].