

Kraftsystemutredning

for Nord-Trøndelag

2022-2042

HOVEDRAPPORT



Forord

Kraftsystemutredninger er rapporter som gir oversikt over utviklingen av kraftsystemet i Norge, både når det gjelder produksjon, forbruk og nett. Det finnes én kraftsystemutredning for transmisijsnettet og 17 kraftsystemutredninger for ulike deler av regionalnettet i Norge. Rapportene oppdateres annet hvert år av nettselskap utpekt av Norges vassdrag- og energidirektorat (NVE).

Tensio TN er utredningsansvarlig for område 17. Område 17 omfatter det tidligere Nord-Trøndelag fylke, samt søndre del av Bindal kommune i Nordland fylke, avgrenset av områdekonsesjonsgrensen til Bindal Kraftlag SA. Foreliggende rapport er fjortende utgave av kraftsystemutredning for område 17 og omhandler perioden 2022-2042. Utredningen er basert på NVE sitt veiledningsmateriale.

Regional kraftsystemutredning beskriver hvilke drivere som vil ha betydning for nettviklingen i regionen og presenterer mulige utviklinger av regionalnettet. Utviklingen av regionalnettet vil, på grunn av stadig skiftende forutsetninger, fortløpende måtte oppdateres og tilpasses de til enhver tid gitte betingelser.

Kraftsystemutredningen presenteres i to dokumenter; en grunnlagsrapport og en hovedrapport. I tillegg er omtale av pågående utredninger og tiltak flyttet til NVE sin digitale løsning PlanNett (plannett.nve.no). I hovedrapporten er konklusjonene om den fremtidige utvikling presentert for ulike alternativer. Denne rapporten er åpen for alle og er tilgjengelig på Tensio TN sine internettsider. I grunnlagsrapporten er utredningene av utviklingsalternativene beskrevet mer utfyllende og inneholder kraftsensitiv informasjon. Denne rapporten er unntatt offentlighet, men alle som har tjenestelig behov skal kunne få tilgang til denne. På grunn av den store mengden data som skal inn i grunnlagsrapporten, er større tabeller, kart og skjema samlet i en egen vedleggsrapport, denne er også unntatt offentlighet.

Rapporten er utarbeidet av Tensio TN som utredningsansvarlig med støtte fra Kraftsystemutvalget.

Steinkjer, juni 2022

Innholdsfortegnelse

| | |
|---|-----------|
| LISTE OVER FIGURER | V |
| LISTE OVER TABELLER | VI |
| FORKORTELSER..... | VII |
| 1 INNLEDNING | 1 |
| 1.1 GENERELT | 1 |
| 1.2 MÅL FOR UTREDNINGSARBEIDET | 1 |
| 1.3 KRAFTSYSTEMUTREDNING FOR TIDLIGERE NORD-TRØNDELAG | 2 |
| 2 BESKRIVELSE AV UTREDNINGSPROSESSEN | 3 |
| 2.1 UTREDNINGSOMRÅDET OG DELTAKERE I UTREDNINGSPROSESSEN | 3 |
| 2.2 BESKRIVELSE AV UTREDNINGSANSVARLIG | 4 |
| 2.2.1 <i>Beredskap hos utredningsansvarlig</i> | 5 |
| 2.3 OMRÅDEKONSESJONÆRER I UTREDNINGSOMRÅDET | 5 |
| 2.4 ANLEGGSKONSESJONÆRER I UTREDNINGSOMRÅDET | 6 |
| 2.5 FJERNVARMEKONSESJONÆRER I UTREDNINGSOMRÅDET | 8 |
| 2.6 ORGANISERING AV UTREDNINGSARBEIDET | 8 |
| 2.7 SAMORDNING MED TILGRESENDE UTREDNINGSOMRÅDER | 10 |
| 2.8 SAMORDNING MOT KOMMUNALE OG FYLKESKOMMUNALE PLANER | 11 |
| 3 FORUTSETNINGER I UTREDNINGSARBEIDET | 12 |
| 3.1 OM UTREDNINGEN | 12 |
| 3.1.1 <i>Rapportens innhold og PlanNett</i> | 12 |
| 3.1.2 <i>Tidshorisont</i> | 12 |
| 3.1.3 <i>Ambisjonsnivå</i> | 12 |
| 3.1.4 <i>Revisjon</i> | 13 |
| 3.2 MÅL FOR DET FRAMTIDIGE KRAFTSYSTEMET | 13 |
| 3.2.1 <i>Overordnet mål</i> | 13 |
| 3.2.2 <i>Leveringskvalitet</i> | 13 |
| 3.2.3 <i>Miljøhensyn</i> | 13 |
| 3.3 TEKNISKE OG ØKONOMISKE VURDERINGER | 14 |
| 3.4 TEMPERATURKORRIGERING AV ENERGI OG EFFEKT | 14 |
| 3.4.1 <i>Graddager</i> | 14 |
| 3.4.2 <i>Temperaturkorrigering av energiforbruk</i> | 14 |
| 3.4.3 <i>Temperaturmålinger og målestasjoner</i> | 15 |
| 3.4.4 <i>Dimensjonerende utetemperatur</i> | 17 |
| 3.4.5 <i>Temperaturfølsomhet</i> | 17 |
| 3.4.6 <i>Temperaturkorrigering av maksimaleffekt</i> | 21 |
| 3.5 NATURGITTE FORHOLD I REGIONEN | 24 |
| 3.5.1 <i>Klimatiske, topologiske og geografiske forhold</i> | 24 |
| 3.5.2 <i>Risiko for ekstremvær, ras, flom og trefall</i> | 24 |
| 3.6 BEFOLKNINGSUTVIKLING | 26 |
| 4 BESKRIVELSE AV DAGENS KRAFTSYSTEM | 31 |
| 4.1 DRIFTSFORHOLD I NETTET | 31 |
| 4.1.1 <i>Nettkapasitet</i> | 32 |
| 4.1.2 <i>Produksjonsavhengighet</i> | 33 |
| 4.1.3 <i>Belastning</i> | 33 |
| 4.2 NETTETS TILSTAND | 35 |
| 4.2.1 <i>Kraftrasjonering i Nord-Trøndelag</i> | 37 |
| 4.3 STATISTIKK FOR KRAFTPRODUKSJON I UTREDNINGSOMRÅDET | 38 |
| 4.3.1 <i>Energiproduksjon</i> | 38 |
| 4.3.2 <i>Effektproduksjon</i> | 39 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 4.4 | STATISTIKK FOR FORBRUK I UTREDNINGSOMRÅDET | 40 |
| 4.4.1 | <i>Energiforbruk</i> | 40 |
| 4.4.2 | <i>Effektforbruk</i> | 42 |
| 4.5 | ENERGI- OG EFFEKTBALANSE I UTREDNINGSOMRÅDET | 43 |
| 4.6 | FORBRUKSTRENDER I UTREDNINGSOMRÅDET | 44 |
| 4.7 | UTVEKSLING | 45 |
| 4.8 | TILGRESENDE OMRÅDEKONSESJONÆRER | 47 |
| 4.8.1 | <i>Grensesnitt mot Tensio TS i Sætervika</i> | 47 |
| 4.8.2 | <i>Grensesnitt mot Helgeland Kraft Nett AS</i> | 49 |
| 4.8.3 | <i>Grensesnitt mot Bindal Kraftlag</i> | 50 |
| 4.8.4 | <i>Grensesnitt mot Jämtkraft AB</i> | 52 |
| 4.8.5 | <i>Tensio TN forsyner Storfjellet gård i Åfjord kommune</i> | 53 |
| 4.8.6 | <i>Tensio TN forsyner Selbuskogen skisenter</i> | 53 |
| 4.8.7 | <i>Vurdering av sammenkobling mellom Ormsetfoss og Stoen</i> | 54 |
| 4.8.8 | <i>Tensio TN forsynes fra Ålmo transformatorstasjon</i> | 55 |
| 4.8.9 | <i>Mulighet for reserveforsyning mot Tensio TS og Buås via Helltunellen</i> | 57 |
| 4.9 | VURDERING AV FORBRUKERFLEKSIBILITET | 58 |
| 4.9.1 | <i>Utkoblbart forbruk</i> | 58 |
| 4.9.2 | <i>Energilagring</i> | 62 |
| 4.9.3 | <i>Flytting av forbruk</i> | 62 |
| 4.9.4 | <i>FoU-prosjekter i Tensio TN</i> | 63 |
| 4.10 | ANDRE ENERGIBÆRERE OG PÅVIRKNING PÅ KRAFTSYSTEMET | 64 |
| 5 | FREMTIDIGE OVERFØRINGSFORHOLD | 67 |
| 5.1 | NYE KRAFTVERKSPROSJEKT | 67 |
| 5.1.1 | <i>Forventet utbygging av solenergi</i> | 69 |
| 5.1.2 | <i>Nettkapasitet for småkraftverk</i> | 70 |
| 5.1.3 | <i>Kapasitet for større kraftverk</i> | 71 |
| 5.2 | DRIVERE FOR FREMTIDENS REGIONALNETT I UTREDNINGSOMRÅDET | 73 |
| 5.2.1 | <i>Befolkningsutvikling</i> | 73 |
| 5.2.2 | <i>Elektrifisering av transportsektoren</i> | 74 |
| 5.2.3 | <i>Oppdrettsnæring og havbruk</i> | 78 |
| 5.2.4 | <i>Utfasing av oljekjel</i> | 79 |
| 5.2.5 | <i>Hydrogenproduksjon</i> | 80 |
| 5.2.6 | <i>Effektbasert nettleie</i> | 80 |
| 5.2.7 | <i>Datasentre</i> | 81 |
| 5.2.8 | <i>Solceller og annen lokal produksjon</i> | 81 |
| 5.2.9 | <i>Lagringsteknologi og lastflytting</i> | 82 |
| 5.2.10 | <i>Passivhusstandard og strengere bygningsforskrifter</i> | 83 |
| 5.2.11 | <i>Elektriske fly</i> | 83 |
| 5.2.12 | <i>Ny produksjon</i> | 84 |
| 5.3 | SCENARIOER FOR NETTUTVIKLING | 85 |
| 5.3.1 | <i>Lav vekst scenarioet</i> | 86 |
| 5.3.2 | <i>Basisscenarioet</i> | 88 |
| 5.3.3 | <i>Høy vekst scenarioet</i> | 89 |
| 6 | LITTERATURREFERANSER | 92 |

Liste over figurer

| | |
|---|----|
| FIGUR 2.1 KART OVER UTREDNINGSSOMRÅDET | 3 |
| FIGUR 2.2 ORGANISASJONSKART TENSIO PER 1. JANUAR 2020..... | 4 |
| FIGUR 2.3 ORGANISASJONSKART TENSIO TN PER 1.JANUAR 2020 | 4 |
| FIGUR 3.1 TEMPERATURKORRIGERT ENERGIFORBRUK, ALMINNELIG FORSYNING 2010–2021 | 15 |
| FIGUR 3.2 KARTUTSNITT SOM VISER MÅLESTASJONER FOR TEMPERATUR..... | 16 |
| FIGUR 3.3 ET-DIAGRAM OVER ALLE TIMESVERDIER 2018–2019, FUNNA | 18 |
| FIGUR 3.4 ET-DIAGRAM FOR ALLE TIMER MED TEMPERATUR < 0 °C OG 10 < kWh/h < 5 500 kWh/h, FUNNA | 19 |
| FIGUR 3.5 ET-DIAGRAM OVER ALLE TIMESVERDIER 2018–2019, JØA..... | 20 |
| FIGUR 3.6 ET-DIAGRAM FOR ALLE TIMER MED TEMPERATUR < 0 °C OG 10 < kWh/h < 2 000 kWh/h, JØA..... | 21 |
| FIGUR 3.9 MÅLT OG TEMPERATURKORRIGERT FORBRUK 2010–2021, FUNNA | 23 |
| FIGUR 3.10 MÅLT OG TEMPERATURKORRIGERT FORBRUK 2010–2021, JØA..... | 23 |
| FIGUR 3.11 KVIKKLEIRESONER I TRØNDELAG [12]..... | 25 |
| FIGUR 3.12 FLOMSONER I TRØNDELAG [13] | 26 |
| FIGUR 3.13 BEFOLKNINGSUTVIKLING I KOMMUNER MED FÆRRE ENN 1 500 INNBYGGERE I 2022 | 27 |
| FIGUR 3.14 BEFOLKNINGSUTVIKLING I KOMMUNER MED MELLOM 1 500 OG 5 000 INNBYGGERE I 2022..... | 28 |
| FIGUR 3.15 BEFOLKNINGSUTVIKLING I KOMMUNER MED MER ENN 5 000 INNBYGGERE I 2022 | 29 |
| FIGUR 3.18 BEFOLKNINGSUTVIKLING I HELE UTREDNINGSSOMRÅDET..... | 30 |
| FIGUR 4.1 KAPASITET FOR NY LAST | 32 |
| FIGUR 4.2 VARIGHETSKURVE FOR UTVEKSLING TIL TRANSMISJONSNETTET PER UTVEKSLINGSPUNKT I 2021..... | 34 |
| FIGUR 4.3 VARIGHETSKURVE FOR TOTAL UTVEKSLING TIL TRANSMISJONSNETTET I 2021..... | 34 |
| FIGUR 4.4 LENGDE LUFTNETT, FORDELT ETTER BYGGEÅR OG ANTATT BYGGEÅR | 35 |
| FIGUR 4.5 LENGDE KABELNETT, FORDELT PÅ BYGGEÅR..... | 36 |
| FIGUR 4.6 ALDERSFORDELING I REGIONALNETTET | 37 |
| FIGUR 4.7 PRODUKSJON I UTREDNINGSSOMRÅDET 2010-2021..... | 39 |
| FIGUR 4.8 TILGJENGELIG VINTEREFFEKT I UTREDNINGSSOMRÅDET SISTE 10 ÅR | 40 |
| FIGUR 4.9 ELEKTRISITETSFORBRUK I UTREDNINGSSOMRÅDET 2012-2021..... | 40 |
| FIGUR 4.10 ENERGIFORBRUK PER TRANSFORMATORSTASJON 2021 – DEL 1 | 41 |
| FIGUR 4.11 ENERGIFORBRUK PER TRANSFORMATORSTASJON 2021 – DEL 2 | 42 |
| FIGUR 4.12 EFFEKTFORBRUK I UTREDNINGSSOMRÅDET SISTE 10 ÅR..... | 43 |
| FIGUR 4.13 ENERGIBALANSE I UTREDNINGSSOMRÅDET SISTE 10 ÅR..... | 43 |
| FIGUR 4.14 EFFEKTBALANSE I UTREDNINGSSOMRÅDET SISTE 10 ÅR | 44 |
| FIGUR 4.15 TREND I ENERGIFORBRUKET | 44 |
| FIGUR 4.16 TREND I EFFEKTFORBRUKET | 45 |
| FIGUR 4.17 NETTO UTVEKSLING MOT DISTRIBUTJONSNETT I TRANSMISJONSNETTETS TOPPLASTTIME 2021 – DEL 1 | 46 |
| FIGUR 4.18 NETTO UTVEKSLING MOT DISTRIBUTJONSNETT I TRANSMISJONSNETTETS TOPPLASTTIME 2021 – DEL 2 | 46 |
| FIGUR 4.19 GRENSESNIITT TENSIO TN OG TENSIO TS I OSEN KOMMUNE..... | 47 |
| FIGUR 4.20 GRENSESNIITT TENSIO TN OG HELGELAND KRAFT NETT AS PÅ NORDLANDSGRENSEN | 49 |
| FIGUR 4.21 GRENSESNIITT TENSIO TN MOT BINDAL KRAFTLAG I VALEN | 50 |
| FIGUR 4.22 GRENSESNIITT TENSIO TN MOT JK PÅ RIKSGRENSEN..... | 52 |
| FIGUR 4.23 GRENSESNIITT MELLOM TENSIO TN OG TENSIO TS, OG STORFJELLET GÅRD | 53 |
| FIGUR 4.24 GRENSESNIITT TENSIO TN OG TENSIO TS SELBUSKOGEN SKISENTER | 54 |
| FIGUR 4.25 VURDERING AV SAMMENKOBLING 22 kV NETT ORMSETFOSS OG STOEN | 55 |
| FIGUR 4.26 NETT UNDER ÅLMO TRANSFORMATORSTASJON | 56 |
| FIGUR 4.27 ANTALL KUNDER MED FLEKSIBELT FORBRUK, FORDELT PÅ ULIKE TARIFFER | 59 |
| FIGUR 4.28 TOTAL AKTIV EFFEKT, FORDELT PÅ ULIKE TARIFFER | 60 |
| FIGUR 4.29 GJENNOMSNIITTLIG AKTIV EFFEKT PER KUNDE, FORDELT PÅ ULIKE TARIFFER | 61 |
| FIGUR 4.30 FORBRUK ØIREINA TRANSFORMATORSTASJON 5.FEBRUAR 2019..... | 63 |
| FIGUR 5.1 ANTALL NYE ELBILER OG EFFEKTBEHOV I REFERANSESCENARIOET FOR 2032 (BASISSCENARIOET) | 75 |
| FIGUR 5.2 EFFEKTBEHOV ELEKTRIFISERING AV FERGE- OG HURTIGBÅTSTREKNINGER | 76 |
| FIGUR 5.3 EFFEKTBEHOV TIL LANDSTRØM VED HAVNENE RØRVIK, OTTERSØY OG SKOGN (NORSKE SKOG) | 78 |
| FIGUR 5.4 EFFEKTUTVIKLING I UTREDNINGSSOMRÅDET 2021–2032 TRE ULIKE SCENARIOER | 85 |
| FIGUR 5.5 EFFEKTBALANSE ÅR 2022, 2032 OG 2042 I LAV VEKST SCENARIOET | 87 |
| FIGUR 5.6 EFFEKTBALANSE ÅR 2022, 2032 OG 2042 I BASIS SCENARIOET | 89 |
| FIGUR 5.7 EFFEKTBALANSE ÅR 2022, 2032 OG 2042 I HØY VEKST SCENARIOET | 91 |

Liste over tabeller

| | |
|--|----|
| TABELL 2-1 OVERSIKT OVER OMRÅDEKONSEJONÆRER I UTREDNINGSOMRÅDET | 6 |
| TABELL 2-2 OVERSIKT OVER ANLEGGSKONSEJONÆRER I UTREDNINGSOMRÅDET | 7 |
| TABELL 2-3 OVERSIKT OVER FJERNVARMEKONSEJONÆRER I UTREDNINGSOMRÅDET | 8 |
| TABELL 2-4 KRAFTSYSTEMUTVALG FOR NORD-TRØNDELAG OG BINDAL | 9 |
| TABELL 3-1 GRADDAGSTALL NORD-TRØNDELAG OG BINDAL 2018 OG 2019 | 14 |
| TABELL 3-2 INFORMASJON OM MÅLESTASJONER [11] | 16 |
| TABELL 3-3 DIMENSJONERENDE UTETEMPERATUR | 17 |
| TABELL 4-1 PRODUKSJONSRESSURSER I UTREDNINGSOMRÅDET | 38 |
| TABELL 4-2 UTVIKLING AV PRODUKSJONSVOLUM | 39 |
| TABELL 4-3 SAMFUNNSØKONOMISK OVERSIKT FORSYNING SÆTTERVIKA | 48 |
| TABELL 4-4 SAMFUNNSØKONOMISK OVERSIKT BINDAL KRAFTLAG VIA VALEN | 51 |
| TABELL 4-5 SAMFUNNSØKONOMISK OVERSIKT BINDAL KRAFTLAG VIA FOLDEREID | 52 |
| TABELL 4-6 SAMFUNNSØKONOMISK OVERSIKT NETT UNDER ÅLMO | 56 |
| TABELL 4-7 SAMFUNNSØKONOMISK OVERSIKT FORSYNING VIA HELLTUNELLEN | 58 |
| TABELL 4-8 TARIFFER FOR FLEKSIBELT FORBRUK | 58 |
| TABELL 4-9 FJERNVARMEKONSEJONER I UTREDNINGSOMRÅDET | 64 |
| TABELL 5-1 SMÅKRAFTPOTENSIAL I UTREDNINGSOMRÅDET | 67 |
| TABELL 5-2 VINDKRAFTPROSJEKTER – KONSEJON SØKT | 68 |
| TABELL 5-3 VINDKRAFTPROSJEKTER – MELDT | 68 |
| TABELL 5-4 VINDKRAFTPROSJEKTER – HAR KONSEJON, IKKE BYGD | 68 |
| TABELL 5-5 STØRRE VANNKRAFTPROSJEKTER – UNDER PLANLEGGING/BYGGING | 68 |
| TABELL 5-6 KOMMUNEVIS OVERSIKT OVER NETTKAPASITET FOR NY SMÅKRAFT | 70 |
| TABELL 5-7 KAPASITET I REGIONALNETTET FOR NYE STORE KRAFTVERK | 72 |
| TABELL 5-8 EFFEKTBEHOV TIL LANDSTRØM OG LADESTRØM GITT I UNDERLAG FRA NVE | 76 |
| TABELL 5-9 EFFEKTBEHOV ELEKTRIFISERING AV HAVBRUK | 79 |
| TABELL 5-10 EFFEKTBEHOV TYPISK DATASENTERSTØRRELSER | 81 |
| TABELL 5-11 STREKNING OG EFFEKT-/ENERGIFORBRUK VED LADING I RØRVIK | 83 |
| TABELL 5-12 STØRRE KRAFTVERKSPROSJEKTER SOM ER UNDER BYGGING | 84 |
| TABELL 5-13 STØRRE KRAFTVERKSPROSJEKTER SOM HAR KONSEJON ELLER ER SANNSYNLIG KAN KOMME | 84 |
| TABELL 5-14 SCENARIO LAV VEKST, KRAFTPROSJEKTER MED DIREKTE INNMATING TIL REGIONALNETTET | 86 |
| TABELL 5-15 VANNKRAFTVERK MED INNMATING TIL DISTRIBUSJONSNETTET, SCENARIO LAV VEKST | 86 |
| TABELL 5-16 BASIS SCENARIOET, KRAFTPROSJEKTER MED DIREKTE INNMATING TIL REGIONALNETTET | 88 |
| TABELL 5-17 VANNKRAFTVERK MED INNMATING I DISTRIBUSJONSNETT, BASISSCENARIOET | 88 |
| TABELL 5-24 ELEKTRIFISERING I HØY VEKSTSCENARIOET | 89 |
| TABELL 5-18 SCENARIO HØY VEKST, KRAFTPROSJEKTER MED DIREKTE INNMATING I REGIONALNETT | 90 |
| TABELL 5-19 VANNKRAFTVERK MED INNMATING TIL DISTRIBUSJONSNETTET, SCENARIO HØY VEKST | 91 |

Forkortelser

- AMS** Avanserte måle- og styringssystemer
- DLE** Det lokale eltilsyn
- DUT** Dimensjonerende utetemperatur
- Kbf** Kraftberedskapsforskriften
- KBO** Kraftforsyningens beredskapsorganisasjon
- KILE** Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi
- KSU** Kraftsystemutredning
- NASDAT** NASjonal Spenningskvalitet DATabase
- NTE** Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk
- NVE** Norges vassdrag- og energidirektorat
- OPGW** Optical Ground Wire – Jordleder med påspunnet fiberrør
- RME** Reguleringsmyndigheten for energi
- SSB** Statistisk Sentralbyrå

1 Innledning

1.1 Generelt

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) etablerte i 1988 ordningen med «Kraftsystemplanlegging i fylkene». Formålet var å samordne planleggingen og effektivisere NVEs behandling av elektriske anleggskonsesjoner, samt å etablere langsiktige nettplanleggingsrutiner hos eiere av transmisjonsnett og regionalnett. Det ble utpekt 23 planansvarlige selskaper som skulle koordinere planleggingen innenfor fastsatte områder. Tensio TN, den gang Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE), fikk planleggingsansvar for regionalnettet (33 kV, 66 kV og 132 kV) i det daværende Nord-Trøndelag fylke. Distribusjonsnettet (22 kV) ble i første omgang ikke omfattet av kraftsystemplanleggingen. Kraftsystemplanlegging i fylkene ble kalt «regional kraftsystemplanlegging» og fikk sin formelle forankring i energiloven fra 1990.

Endringer i energiloven og energilovforskriften ble gjort gjeldende fra 1.januar 2002. Energiplanlegging er nå innført som et overordnet begrep for den planleggingen som skal gjennomføres av alle konsesjonærene. Bestemmelser om dette er inntatt i forskrift om energiutredninger kapittel 3 Regionale kraftsystemutredninger [1], i kapittel 7 i energiloven [2] og i energilovforskriften [3].

Kraftsystemutredningene er rapporter som gir oversikt over utviklingen av kraftsystemet i Norge, både når det gjelder produksjon, forbruk og nett. Det finnes en kraftsystemutredning for sentralnettet og 17 kraftsystemutredninger for ulike deler av regionalnettet i Norge.

Forskrift om energiutredninger beskriver ordningen med kraftsystemutredninger. Kapittel 3 §8, beskriver at utredningsansvarlig skal utarbeide og hvert annet år oppdatere en kraftsystemutredning for sitt utredningsområde. Kraftsystemutredningen skal bestå av en hovedrapport og en grunnlagsrapport. Hovedrapporten skal offentliggjøres og oversendes alle som varsles om oppstart av utredningsarbeidet i henhold til § 9. Grunnlagsrapporten inneholder kraftsensitiv informasjon som er unntatt offentlighet og skal oversendes Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), men også gjøres tilgjengelig for de som har tjenestelig behov.

1.2 Mål for utredningsarbeidet

Målet for utredningsarbeidet er å bidra til en samfunnsrasjonell utbygging av regionalnett og transmisjonsnett, hvor aktuelle energibærere for stasjonær energibruk er hensyntatt. Kraftsystemutredningen (KSU) vil være et grunnlagsdokument i NVE sitt arbeid ved behandlingen av meldinger og søknader om konsesjon for nye anlegg.

Arbeidet skal gi grunnlag for å løse eventuelle konflikter om utviklingen av nettet på et tidlig tidspunkt, og gi brukerne av nettet muligheter til å påvirke utformingen av de overføringsanlegg de er avhengige av.

Utredningsarbeidet skal utføres på et fritt og uavhengig grunnlag basert på foreliggende prognoser for last- og produksjonsutviklingen i området. Det utredningsansvarlige selskap skal, basert på objektive vurderinger av den fremtidige utviklingen, beskrive en samfunnsøkonomisk lønnsom og miljømessig fornuftig utvikling av kraftsystemet i området.

For å sikre at det tas hensyn til økende usikkerhet rundt mulig utvikling av kraftsystemet er det spesifisert at utredningen skal inkludere alternative utviklingsmuligheter for området.

1.3 Kraftsystemutredning for tidligere Nord-Trøndelag

1. januar 2018 ble Nord-Trøndelag og Sør-Trøndelag slått sammen til ett fylke: Trøndelag. På tross av dette, vil denne utredningen omtale området utredningen omhandler som Nord-Trøndelag. Dette er konsesjonsområdet til Tensio TN, samt søndre del av Nordland fylke, avgrenset av områdekonsesjonen til Bindal Kraftlag SA. Dette området er omtalt som «område 17» av NVE.

Kraftsystemutredningen for Nord-Trøndelag er et sentralt ledd i langtidsplanen for framtidig utvikling av regionalnettet i området. Dette gjelder både overføringsbehov, investeringsbehov og bemanning. Utredningen gir en mulighet til å vurdere den framtidige utvikling av overføringskostnadene.

Kraftsystemet er en viktig del av samfunnets infrastruktur. Kraftsystemutredningen for Nord-Trøndelag distribueres derfor til andre offentlige etater som måtte ha behov for den, men kun til orientering. Den formelle koblingen med annen samfunnsplanlegging ivaretas ved konsesjonsbehandling av enkeltanlegg.

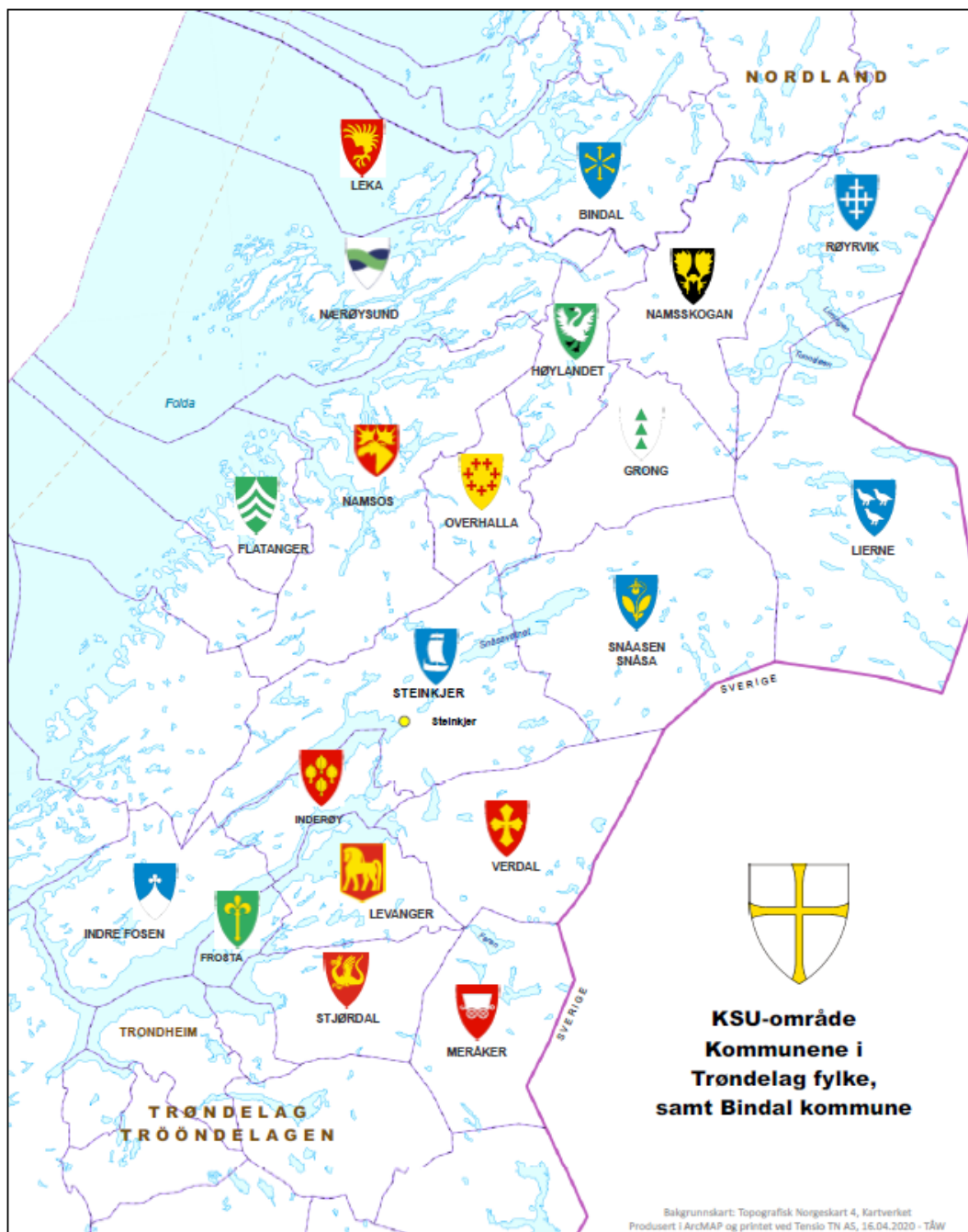
Tensio TN er utredningsansvarlig for det tidligere Nord-Trøndelag fylke og Bindal kommune i Nordland. Tittelen på utredningen er for enkelthets skyld valgt til «Kraftsystemutredning for Nord-Trøndelag», til tross for at utredningen også omhandler Bindal i Nordland og at fylket Nord-Trøndelag ikke eksisterer som selvstendig fylke etter 1. januar 2018.

Utredningen er basert på NVEs veiledningsmateriale [4] og presenteres i to dokumenter, en grunnlagsrapport og en hovedrapport. I hovedrapporten er konklusjonene om den framtidige utvikling presentert for ulike alternativer. Denne rapporten er åpen for alle og tilgjengelig på Tensio TN sin hjemmeside. I grunnlagsrapporten er de enkelte tiltak beskrevet mer utfyllende. Denne rapporten er unntatt offentlighet, men alle som har tjenestelig behov skal kunne få tilgang til denne. På grunn av den store mengden data som skal inn i grunnlagsrapporten, er større tabeller, kart og skjema samlet i en egen vedleggsrapport som er unntatt offentlighet.

2 Beskrivelse av utredningsprosessen

2.1 Utredningsområdet og deltakere i utredningsprosessen

Tensio TN er av NVE pålagt å koordinere arbeidet med kraftsystemutredninger for regionalnettet i det tidligere Nord-Trøndelag fylke. I utredningsområdet inngår også regionalnettet i søndre del av Bindal kommune i Nordland fylke, avgrenset av områdekonsesjonsgrensen til Bindal Kraftlag SA.

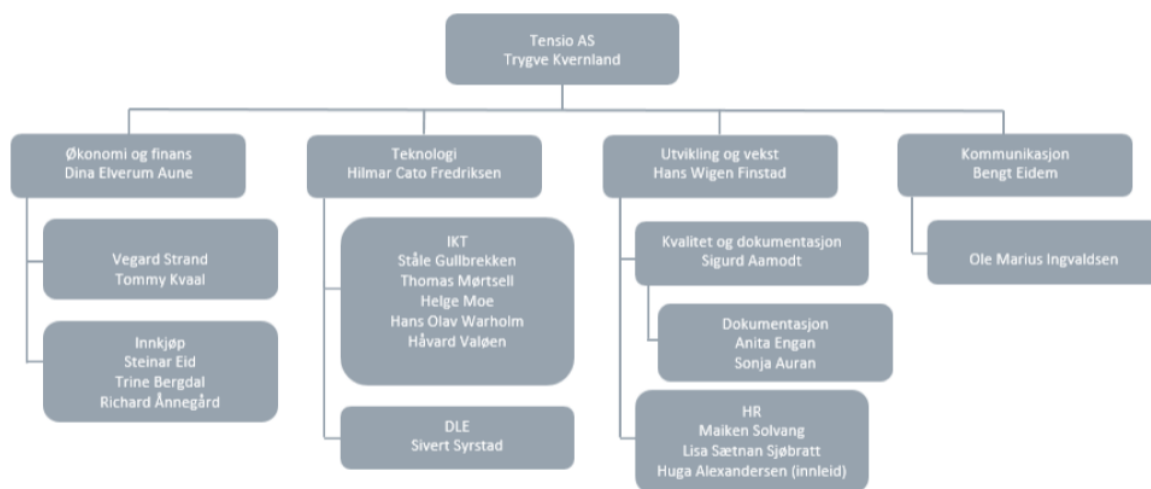


Figur 2-1 Kart over utredningsområdet

2.2 Beskrivelse av utredningsansvarlig

Tensio TN er utredningsansvarlig for det tidligere Nord-Trøndelag fylke og Bindal kommune. Tensio TN eier og er ansvarlig for drift, vedlikehold og utbygging av distribusjonsnettene i det tidligere Nord-Trøndelag fylke. Selskapet er et heleid datterselskap i Tensio AS, og selskapets hovedkontor er på Steinkjer. Eierskap i Tensio AS er fordelt på følgende måte: NTE eier 40 %, TrønderEnergi eier 40 % og KLP eier 20 %.

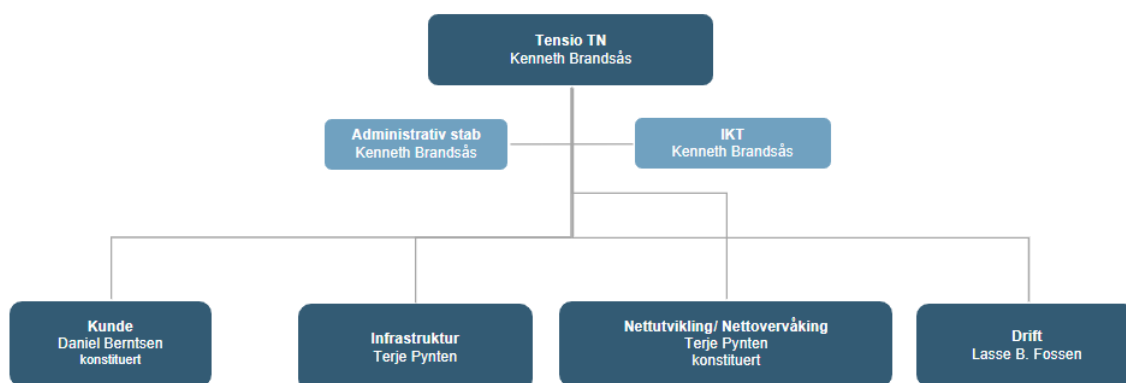
Organisasjonskart for Tensio AS og Tensio TN er vist i henholdsvis figur 2-2 og figur 2-3.



Figur 2-2 Organisasjonskart Tensio per 1. januar 2020

Totalt antall ansatte i Tensio TN per 31. desember 2021 var 216 personer, fordelt på 210,6 årsverk. Inntektsrammen for 2021 var på omtrent 806 MNOK.

Tensio TN har det totale ansvar når det gjelder bygging, drift, vedlikehold og beredskap for strømnettet i det tidligere Nord-Trøndelag fylke.



Figur 2-3 Organisasjonskart Tensio TN per 1. januar 2020

Som figur 2-3 viser er Tensio TN organisert i fire operative avdelinger: Infrastruktur, Drift, Nettutvikling/Nettovervåking og Kunde. De øvrige boksene i figuren representerer de ulike støttefunksjonene. En nærmere beskrivelse av de ulike avdelingene er gitt under.

Operative avdelinger

Avdeling Infrastruktur har ansvar for hele nettet til Tensio TN og er definert som netteier. Dette innebærer blant annet at Infrastruktur har budsjettansvar og både bestiller og eier de fleste investeringsprosjektene som gjøres i Tensio TN.

Avdeling Drift har ansvar for den daglige driften og vedlikeholdet av Tensio TN sine forsyningsanlegg. De står også for prosjektledelse og bygging av det aller meste av reinvesteringer og nyanlegg i distribusjonsnettet.

Avdeling Nettutvikling og nettovervåkning består av underavdelingene nettovervåkning (nettsentralen) og avdeling nettutvikling. Avdeling nettutvikling fungerer som en premissgiver mot de operative avdelingene med spisskompetanse innenfor ulike områder. Arbeidet med kraftsystemutredninger utføres blant annet av personer i denne avdelingen. Det samme gjelder arbeid med nettutviklingsplaner.

Avdeling Kunde har ansvar for Tensio TN sine kunder gjennom måling og måleverdihåndtering, avregning og fakturering, samt beregning og distribusjon av tariffer. Mindre teknisk saksbehandling håndteres i denne avdelingen. En underavdeling i Kunde er Det lokale eltilsyn (DLE). DLE skal utføre kontroll av elektriske installasjoner og drive informasjonsvirksomhet opp mot kunder og utdanningsinstitusjoner.

2.2.1 Beredskap hos utredningsansvarlig

Det gjøres mye forebyggende beredskapsarbeid i Tensio TN. For best mulig å mestre kritiske hendelser trener virksomheten på potensielle fare- og ulykkessituasjoner som kan oppstå, inkludert trening på kommunikasjon og samhandling med andre aktører. Beredskapen skal tilpasses risikobildet i organisasjonen.

Når det oppstår ekstreme hendelser i strømmettet og andre typer kriser, aktiveres beredskapsorganisasjonen. Tensio TN har stor kompetanse på å håndtere ekstreme hendelser. Slike hendelser håndteres i stor grad av egne ansatte. I Tensio TN avdeling Drift er det omtrent 125 personer som skal håndtere de normale arbeidsoppgavene med tanke på vedlikehold og feilretting for nettselskapet. Denne enheten representerer en stabil, kompetent og lokal arbeidsstokk til enhver tid og enheten kan også flytte arbeidsstokken mellom forskjellige geografiske områder når det er spesielt behov for det.

Tensio TN har avtale med NTE Energi AS om kjøp av tjenester. I NTE Energi AS er det omtrent 70 personer som kan stille opp i en krisesituasjon. I tillegg eksisterer det avtaler med eksterne aktører som kan stille innenfor 24 timer ved ekstreme kriser. Eksempler på dette er nettentreprenører, skogryddere, transportfirma og maskinentreprenører.

Det finnes et omfattende system for reservedelslager for de ulike spenningsnivåene i distribusjonsnettet. I tillegg er Tensio TN medlem i REN Beredskap, og har derfor oversikt over tilgjengelig beredskapsmateriell hos andre nettselskap. Det er også inngått avtale med REN Sjøkabelberedskap AS om drift, vedlikehold og reservedelslager for sjøkabler.

2.3 Områdekonsesjonærer i utredningsområdet

Områdekonsesjon er av NVE [5] omtalt som følger:

Ein områdekonsesjon er eit løyve til å byggje og drive fordelingsnett med spenning opp til 22 kV innanfor eit geografisk avgrensa område.

Heile landet er delt inn i geografiske område, der eit nettselskap er gjeve løyve til å byggje og drive elektrisk fordelingsnett med spenning opp til og med 22 kV. Til dømes kan det geografiske området vere ein kommune. I nokre byar er områdekonsesjonen utvida til òg å gjelde kabelanlegg med spenning opp til 132 kV.

Etter områdekonsesjonen kan nettselskap byggje og drive kablar, luftleidningar og andre elektriske anlegg utan å foreleggje kvar enkelt sak for NVE. Det er ein forutsetnad at nettselskapa sjølve legg tiltaket fram for dei interessane som vert råka, slik som kommunar, fylkesmenn og grunneigarar. Det er òg eit vilkår at saka skal fremjast for NVE ved vesentlege innvendingar mot tiltaket.

Nettselskap med områdekonsesjon har plikt til å forsyne alle kundane i sitt konsesjonsområde med elektrisk energi. Det kan søkes om fritak frå leveringsplikta.

Områdekonsesjonærer for kraftforsyning i utredningsområdet er vist i tabell 2-1.

Tabell 2-1 Oversikt over områdekonsesjonærer i utredningsområdet

| Områdekonsesjonær | Adresse | Postnr. | Poststed |
|--------------------|------------------------------|---------|-----------|
| Bindal Kraftlag SA | Oldervikveien 8, Postboks 34 | 7980 | Terråk |
| Tensio TN | Sjøfartsgata 3 | 7736 | Steinkjer |

De to områdekonsesjonærene forholder seg til hvert sitt areal innenfor utredningsområdet. I tillegg har Forsvarsbygg konsesjon for Trondheim Lufthavn Værnes, og Norske Skog Skogn konsesjon for industriområdet sitt på Skogn.

Bindal Kraftlag SA

Bindal kommune, unntatt et lite område ved Sætervika/Bogen som forsynes av Tensio TN og et større område i nord som forsynes av Linea.

Tensio TN

Alle kommuner i tidligere Nord-Trøndelag fylke, samt deler av Bindal kommune i Nordland.

2.4 Anleggskonsesjonærer i utredningsområdet

I energilovforskriften [3] er det gitt at konsesjonspliktige elektriske anlegg, er anlegg med spenning over 1 000 volt vekselstrøm/1 500 volt likestrøm. Unntatt fra konsesjonsplikten for fordelingsanlegg med spenning under 1 000 volt vekselstrøm/1 500 volt likestrøm er:

- Kundespesifikke anlegg
- Fordelingsnett som er bygd for å levere kraft fra lokal produksjon til uttakskunder hvor samlet hovedsikringskapasitet ikke overstiger 200 A ved 3 faser og 230 V.

Andre fordelingsanlegg med spenning under 1 000 volt vekselstrøm/1 500 volt likestrøm kan ved enkeltvedtak unntas fra konsesjonsplikt dersom konsesjon anses åpenbart unødvendig.

Tabell 2-2 viser en oversikt over anleggskonsesjonærer i utredningsområdet.

Tabell 2-2 Oversikt over anleggskonsesjonærer i utredningsområdet

| Anleggskonsesjonær | Adresse | Postnr. | Poststed |
|-----------------------------|--------------------------------|---------|-----------|
| Avinor AS | Trondheim lufthavn Værnes | 7500 | Stjørdal |
| Bindal Kraftlag SA | Oldervikveien 8, Postboks 34 | 7980 | Terråk |
| Blåfall AS | Parkveien 33 b | 0258 | Oslo |
| E-CO Energi AS | Postboks 1050 Sentrum | 0104 | Oslo |
| Firma Albert Collett | Bangsundvegen 37 | 7822 | Bangsund |
| Industrikraft Midt-Norge AS | Sjøfartsgata 3 | 7736 | Steinkjer |
| Malmö Elektrisitetsverk AS | Gnr 7 Bnr 2 | 7790 | Malmö |
| Norsk Grønnkraft AS | Postboks 4270 Nydalen | 0401 | Oslo |
| Norske Skog Skogn AS | Sjøvegen 108 | 7620 | Skogn |
| NTE Energi AS | Sjøfartsgata 3 | 7736 | Steinkjer |
| Tensio TN AS | Sjøfartsgata 3 | 7736 | Steinkjer |
| Sarepta Energi AS | Postboks 2958 Sluppen | 7438 | Trondheim |
| Småkraft AS | Postboks 7050 | 5020 | Bergen |
| Tensio TS AS | Klæbuveien 118 | 7031 | Trondheim |
| Tesla Norway AS | Bekkenstenveien 15 | 0976 | Oslo |
| Ulvig Kiær AS | Sandøla Gård, Hengebruveien 43 | 7870 | Grong |

På grunn av mangelfull informasjon fra konsesjonærer tas det forbehold om manglende opplysninger og feil i tabellen.

2.5 Fjernvarmekonsesjonærer i utredningsområdet

Fjernvarmekonsesjon er på NVEs nettsider [6] omtalt som følger:

Fjernvarmeanlegg er omfattet av energiloven, og konsesjonsplikten utløses dersom anlegget forsyner eksterne forbrukere og har et ytelse på over 10 MW. Norges fjernvarmekonsesjoner ble meddelt i perioden fra 1988 frem til i dag, med hovedmengden av antall konsesjoner meddelt i perioden 2007 til 2010. I perioden etter dette har utbygging medført mange endringssøknader. Det er nå sjelden at det søkes konsesjon for nye utbygginger.

I en fjernvarmekonsesjon gir NVE tillatelse til bygging og drift av varmesentraler og hovedrørnett innenfor et geografisk avgrenset konsesjonsområde. Øvrig rørnett kan konsesjonær etablere i samråd med kommune, eier av vei og de som blir påvirket av utbyggingen. Konsesjonær kan ikke bygge og levere varme utenfor konsesjonsområdet. Videre kan ikke konsesjonær bygge annen varmeproduksjon eller et annet hovedrørnett enn det som spesifiseres i konsesjonen.

Det kan bare gis konsesjon til et fjernvarmeanlegg i ett område, men det er fullt mulig for andre utbyggere å etablere fjernvarmeanlegg under konsesjonspliktig grense innenfor et konsesjonsområde. Kommunen kan da bare gi tilknytningsplikt til det konsesjonsbehandlede fjernvarmeanlegget

Ifølge NVEs nettsider er det de tre selskapene i tabell 2-3 som er tildelt fjernvarmekonsesjon i utredningsområdet.

Tabell 2-3 Oversikt over fjernvarmekonsesjonærer i utredningsområdet

| Fjernvarmekonsesjonær | Adresse | Postnr. | Poststed |
|------------------------|-------------------------------------|---------|-----------|
| Stjørdal Fjernvarme AS | Kjøpmannsgt. 9 C/O Stjørdal kommune | 7500 | Stjørdal |
| Røstad Biovarme AS | Kjerkflata 60 | 7657 | Verdal |
| Statkraft Varme AS | Sluppenveien 17 B | 7005 | Trondheim |

Stjørdal Fjernvarme AS

Konsesjon for bygging av fjernvarmeanlegg i Stjørdal kommune.

Røstad Biovarme AS

Konsesjon for fjernvarmeanlegg i Levanger kommune.

Statkraft Varme AS

Konsesjon for bygging og drift av fjernvarmeanlegg i Namsos kommune.

2.6 Organisering av utredningsarbeidet

Arbeidet med denne utredningen har hovedsakelig blitt utført av personer tilknyttet avdeling Nettutvikling i Tensio TN i tillegg til innspill fra bl.a. nettsentral og andre fagressurser i Tensio. Hovedansvarlig for utarbeidelsen av utredningsrapporten, samt kontaktperson vedrørende kraftsystemutredninger for Nord-Trøndelag er Frode Johannessen i Tensio TN.

Varsel om oppstart av utredningsarbeidet

Forskrift om energiutredninger kapittel 3, § 9 [1] stiller krav om at utredningsansvarlig skal varsle systemansvarlig, utredningsansvarlige i tilgrensende områder, NVE, samt øvrige aktører innenfor utredningsområdet som anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer, kraftforsyningens distriktssjefer, større nettkunder, kommuner, fylkeskommuner, fylkesmenn og relevante interesseorganisasjoner om oppstart av utredningsarbeidet. Dette varslet ble sendt ut den 30. september 2020.

Regionale kraftsystemmøter

Forskrift om energiutredninger kapittel 3, § 10 [1] stiller krav om at utredningsansvarlig skal invitere systemansvarlig, utredningsansvarlige i tilgrensende områder og NVE, samt følgende øvrige aktører innenfor utredningsområdet til regionale kraftsystemmøter: anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer, kraftforsyningens distriktssjefer, større nettkunder, fylkeskommuner og fylkesmenn. Det skal avholdes minst ett regionalt kraftsystemmøte i løpet av den toårige utredningsprosessen innen seks måneder etter ferdigstillingen av forrige utredning.

Hovedformålet med møtet er å velge representanter til kraftsystemutvalget. For øvrig skal utredningsansvarlig presentere utredningen, informere om utredningsprosessen, fremme forslag til fokusområder og skissere mulige utviklinger i behov for overføringskapasitet i utredningsområdet. Det ble avholdt regionalt kraftsystemmøte 1. desember 2020.

Kraftsystemutvalget

Forskrift om energiutredninger kapittel 3, § 11 [1] stiller krav til kraftsystemutvalget. Dette utvalget skal bestå av representanter valgt av kraftsystemmøtet og skal bistå utredningsansvarlig ved utarbeidelse av kraftsystemutredningen. Forskriften stiller krav til at utvalget skal bestå av utredningsansvarlig i det regionale utredningsområdet, utredningsansvarlig for transmisjonsnett og minimum tre representanter valgt på det regionale kraftsystemmøtet.

Kraftsystemutvalget for område 17 Nord-Trøndelag ble valgt på regionalt kraftsystemmøte som ble avholdt 1. desember 2020. Som ny medlem i kraftsystemutvalget ble Johan Hernes innvalgt som representant for KDS (Kraftforsyningens Distriktssjefer). Tabell 2-4 viser de sittende medlemmene i kraftsystemutvalget etter 1.12.2020.

Tabell 2-4 Kraftsystemutvalg for Nord-Trøndelag og Bindal

| Navn | Firma |
|-------------------|-------------------------|
| Håvard Moen | Statnett SF |
| Hanne Stensen | Tensio TS |
| Stig Ove Bakkan | Norske Skog Skogn AS |
| Pål Anders Dahl | NTE Energi AS |
| Ola Dalen | Trøndelag Fylkeskommune |
| Terje Pynten | Tensio TN |
| Rune Paulsen | Tensio TN |
| Frode Johannessen | Tensio TN |
| Jan Arve Moe | Tensio TN |

| | |
|----------------|-----------|
| Vidar Dale | Tensio TN |
| Per Fjellstrøm | Tensio TN |
| Johan Hernes | Tensio TN |

Det ble avholdt møter i kraftsystemutvalget den 24.november 2021 og den 20.mai 2022 i Tensio sine lokaler i Trondheim og Steinkjer, samt i digitale kanaler.

2.7 Samordning med tilgrensende utredningsområder

Det er gjennomført horisontale og vertikale samordninger i arbeidet med kraftsystemutredningen. Statnett utarbeider kraftsystemutredning for transmisjonsnett i Norge, Linea har ansvar for kraftsystemutredningen for Helgeland og Tensio TS har ansvar for utredningen i det tidligere Sør-Trøndelag.

Tensio TN samarbeider med utredningsansvarlige i Statnett, Linea og Tensio TS. Kontakten med disse er god og skjer via telefon, e-post og møter. Tensio TN utveksler kraftsystemutredninger med disse selskapene og er således informert om framtidige planer i de enkelte områdene. Planer for regionalnettet i det tidligere Nord-Trøndelag fylke som berører forhold i tilgrensende utredningsområder, blir koordinert med de andre utredningsansvarliges interesser.

Statnett

Innenfor utredningsområdet utveksles det kraft mellom transmisjonsnett og regionalnett i seks punkt:

- Eidum i Stjørdal kommune
- Verdal i Verdal kommune
- Ogdal i Steinkjer kommune
- Namsos i Overhalla kommune
- Tunnsjødal i Namsskogan kommune
- Kolsvik i Bindal kommune

Linea

Regionalnettet til Linea og Tensio TN er knyttet sammen i Kolsvik i Bindal kommune. Stasjonen er eid 50 % av NTE Energi og 50 % av Helgeland Kraft, gjennom selskapet Åbjørakraft. Det øvrige distribusjonsnettet til Linea og Tensio TN er knyttet sammen over Nordlandsgrensen ved Namsskogan.

Tensio TS

Regionalnettet til Tensio TS og Tensio TN er knyttet sammen i tre punkt:

- Bratli i Namdalseid kommune
- Stoen i Rissa kommune
- Eidum i Stjørdal kommune

All relevant informasjon som fremkommer av dialog med tilgrensede utredningsområder, samt deres kraftsystemutredninger er ivaretatt og tatt hensyn til i arbeidet med kraftsystemutredningen.

2.8 Samordning mot kommunale og fylkeskommunale planer

Tidligere var områdekonsesjonær gjennom forskrift om energiutredninger pålagt å utarbeide, oppdatere og offentliggjøre en lokal energiutredning for hver kommune i konsesjonsområdet. Denne ordningen ble avviklet i 2015, men etter § 3 i forskrift om energiutredninger [1] skal områdekonsesjonær og fjernvarmekonsesjonær på forespørsel fra kommunen bistå med informasjon som konsesjonær har om energiforsyningen i kommunen og som er relevant i kommunal klima- og energiplanlegging. Dette gjelder ikke sensitiv informasjon om kraftforsyningen, som beskrevet i energiloven § 9-3 [2].

3 Forutsetninger i utredningsarbeidet

3.1 Om utredningen

3.1.1 Rapportens innhold og PlanNett

Grunnlagsrapporten beskriver status og forventet utvikling av regionalnettet og last og produksjon i Nord Trøndelag. Nærmere beskrivelse av hvilke utredninger og tiltak som det jobbes med i utredningsområdet er flyttet til NVE sin digitale fellesløsning for KSU som heter PlanNett og finnes på internettadressen <https://plannett.nve.no/>. 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 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.

PlanNett er inndelt i kategoriene «Utredning» og «Tiltak». I tillegg er kategorien Utredning oppdelt i Områdestudier og Konseptvalgutredninger. Områdestudier er analyser som i seg selv ikke leder frem til nettiltak, men som inngår som underlag i senere analyser. Konseptvalgutredninger er analyser som leder frem til nettiltak. Her utreder man alternative konsept (overordnede systemløsninger) og velger det beste. Valgt konsept realiseres gjennom ett eller flere tiltak. Kategorien Tiltak inneholder de planene nettselskapene har besluttet å gjennomføre og har startet planleggingen av. Tiltak beskrives i PlanNett frem til avsluttet arbeid og idriftsatt anlegg.

3.1.2 Tidshorisont

Kraftsystemutredningen har en tidshorisont på 20 år frem i tid. Det vil si at denne utredningen gjelder for perioden 2022–2042.

3.1.3 Ambisjonsnivå

Et av formålene med utredningen er å kunne orientere om behov- og planer for regionalnetttiltak på et tidlig tidspunkt overfor:

- Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE)
- Transmisjonsnettets planansvarlige
- Andre nettselskaper
- Kommunene
- Fylkeskommunen
- Kraftprodusenter
- Næringsliv og industri
- Landbruksmyndighetene
- Miljøvernmyndighetene
- Andre relevante interessenter

Grunnlagsrapporten sammen med beskrivelse av utredninger og tiltak i PlanNett (plannett.nve.no) tar sikte på å vise sammenhengen mellom de mål som er etablert for utviklingen av regionalnettet i utredningsområdet og de tiltak som planlegges gjennomført for å oppfylle disse målene. Utredningen skal gi en oversikt over dagens kraftsystem og planer for den videre utviklingen av systemet i form av nye anlegg, samt moderniseringer og oppgraderinger av eksisterende anlegg.

Kraftsystemutredningen skal gjennom dette være et godt underlag for både konsesjonsmyndigheten

og for personer som er beslutningstagerne i saker som angår tiltak og investeringer i energirelaterte prosjekter.

3.1.4 Revisjon

Utredningsarbeidet er en kontinuerlig prosess der endrede forutsetninger, særlig med hensyn til lastutvikling og planer om ny produksjonskapasitet, kan påvirke både tidspunkt og omfang av nødvendige tiltak. Utredningen justeres derfor kontinuerlig, og publiseres normalt 1. juni annet hvert år. For kraftsystemutredningen i 2022 er fristen for innlevering utsatt til 1. juli.

3.2 Mål for det framtidige kraftsystemet

3.2.1 Overordnet mål

Det overordnede mål for kraftsystemutredningen er å sørge for en samfunnsøkonomisk optimal utbygging av kraftsystemet. Regionalnettet i nordre deler av Trøndelag har og vil også i fremtiden ha to funksjoner:

- Innmating av kraft fra lokale produksjonsanlegg og transmisjonsnettet
- Overføring av kraft til forbruk (via distribusjonsnettet)

Utbyggingen i området skal hovedsakelig kun skje dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dersom det må bygges nett for tilknytning av ny produksjon over 1 MW må utbygger av produksjon dekke hele eller deler av nettutbyggingen.

Det kan forekomme at nye anlegg må bygges selv om kravet til samfunnsøkonomisk lønnsomhet ikke er oppfylt. Dette vil være aktuelt når tekniske kriterier eller lovkrav tilsier det.

3.2.2 Leveringskvalitet

Et viktig mål for kraftsystemet i utredningsområdet er å kunne levere kraft med riktig kvalitet til forbrukerne. Dette omfatter både spenningskvalitet og avbruddsforhold (leveringskvalitet).

Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet er fastsatt av NVE 30.november 2004. Denne forskriften skal [7]:

Bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet. Herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.

Forskriften stiller krav til nettselskapene om registrering og rapportering av leveringspålitelighet samt registrering av spenningskvalitet. Det er et krav at leveringskvaliteten i utredningsområdet skal være innenfor de kravene som stilles i forskriften.

3.2.3 Miljøhensyn

Det legges vekt på den estetiske utforming av forsyningsanleggene og det tas landskapsmessige hensyn ved fastleggelse av traseer.

Tensio TN er oppmerksom på at det eksisterer en frykt for helserisiko på grunn av påvirkning av magnetfelt fra kraftledninger. Tensio TN ser det som viktig å kunne informere publikum på en saklig måte og kan bistå med målinger av magnetfelt fra nettet.

Tensio TN har en positiv holdning til aktiviteter som kan belyse problematikken rundt kraftledningers negative virkning på fuglebestandene og tiltak som kan løse slike problemer.

Tensio TN har som målsetning å følge de myndighetspålagte krav og retningslinjer.

3.3 Tekniske og økonomiske vurderinger

Nye anlegg planlegges ut fra samfunnsøkonomiske kriterier. I dette ligger det å minimalisere summen av investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, tapskostnader, flaskehalskostnader og avbrudds-kostnader. I tillegg vektlegges blant annet miljøkonsekvenser og forsyningssikkerhet. Ved utredning av forsterkningsbehov og valg av nettløsning må en ta hensyn til en rekke tekniske forhold som blant annet strømgrenser for overføringsanlegg og krav til leveringskvalitet. Sentrale forutsetninger er også scenarioer for utvikling av last og produksjon, som er beskrevet i kapittel 5.3 **Feil! Fant ikke referanse kilden..** Forutsetningene som er benyttet i utredningsarbeidet er nærmere beskrevet i grunnlagsrapporten.

3.4 Temperaturkorrigering av energi og effekt

For å fjerne variasjoner i målt makseffekt og energibruk fra år til år som skyldes kalde eller milde vintre, temperaturkorrigeres energiforbruket. Ved å gjennomføre denne korrigeringen får man fram hva som ville vært energiforbruket dersom man hadde hatt normal temperatur i fyringssesongen, og maksimal effekt dersom man hadde hatt dimensjonerende utetemperatur. Dette gjør at man lettere kan se hva som faktisk er trenden i energibruken over tid [8]. Både energiforbruk og maksimallast temperaturkorrigeres som beskrevet under.

3.4.1 Graddager

Graddagstall regnes ut for ett år om gangen, og beregnes som summen av differansen mellom basistemperatur og utetemperatur for alle døgn i fyringssesongen. I denne utredningen er det benyttet en basistemperatur på 17 °C, dvs. at det ikke er noe oppvarmingsbehov når middeltemperaturen over døgnet er over 17 grader. Fyringssesongen regnes fra første døgn om høsten når døgnmiddeltemperaturen kommer under 11 °C og til det første døgnet om våren når døgnmiddeltemperaturen passerer 9 °C. Graddagstallet for et normalt år er gjennomsnittet av graddagstallet for alle årene mellom 1991 og 2020 [9]. Graddagstallet for 2020 og 2021 i Nord-Trøndelag og Bindal er oppgitt i tabell 3-1. Tabellen viser også graddagstallet for et normalår.

Tabell 3-1 Graddagstall Nord-Trøndelag og Bindal 2018 og 2019

| | 2020 | 2021 |
|------------------------|------|------|
| Normalt år (1981–2010) | 4193 | 4193 |
| Målt år | 3943 | 4460 |

Graddagstallene er beregnet fra data hentet fra Norsk Klimaservicesenter [10]. Tidligere publiserte ENOVA graddagstall per kommune, men de har ikke publiserte data etter 2019. I mangel av graddagstall per kommune, benyttes tall publisert for værstasjoner i kommunene i Tensio TN sitt område. Det gjelder kommunene i det tidligere Nord-Trøndelag, Bindal samt Indre Fosen, som ligger delvis i utredningsområdet. Tallene vist nederst i Tabell 3-1 er funnet ved å ta snittet av graddagstallet fra alle værstasjoner med tilgjengelig data i de relevante kommunene. Data for 17 målestasjoner i 14 kommuner er benyttet. Graddagstallet for et normalår er funnet på tilsvarende vis, altså som gjennomsnittet av tilgjengelige normaler fra de samme værstasjonene.

3.4.2 Temperaturkorrigering av energiforbruk

Energibruket som faller inn under kategorien «alminnelig forsyning» er temperaturkorrigert i denne utredningen. Her er det antatt at halvparten av alt forbruk er temperaturavhengig [8] og det er dermed 50 % av forbruket som temperaturkorrigeres. Korrigeringen gjøres i henholdt til formel 1.

$$Forbruk_{temp.korr.} = Forbruk_{m\ddot{a}lt} \times \left\{ (Andel_{temp.avh} \times \frac{GDT_{normal}}{GDT_{m\ddot{a}lt \ddot{a}r}}) + Andel_{temp.uavh} \right\} \quad (1)$$

Parametrene i formelen har følgende betydning:

$Forbruk_{temp.korr.}$ = Temperaturkorrigert forbruk [MWh]

$Forbruk_{m\ddot{a}lt}$ = Målt energiforbruk det aktuelle året [MWh]

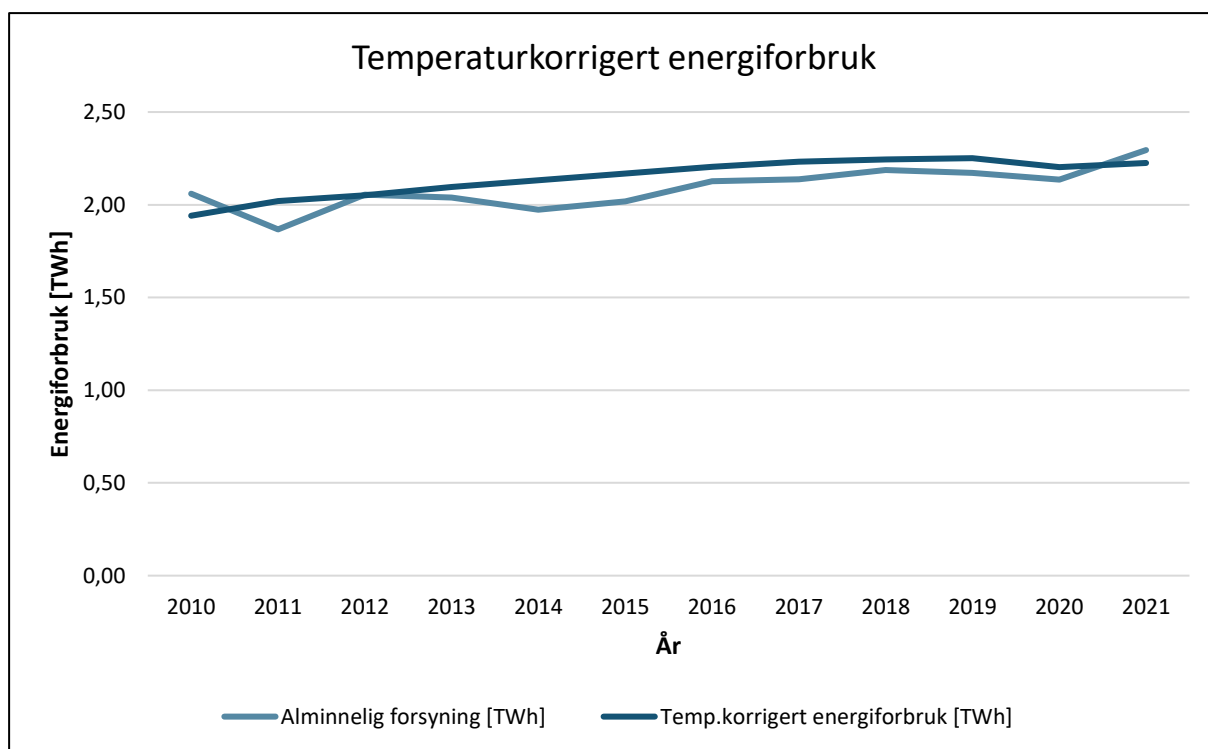
$Andel_{temp.avh}$ = Temperaturavhengig andel av energiforbruket (50 %)

$Andel_{temp.uavh}$ = Temperaturuavhengig andel av energiforbruket (50 %)

GDT_{normal} = Graddagstall i normalår

$GDT_{m\ddot{a}lt \ddot{a}r}$ = Graddagstall i det aktuelle året

Resultatet av temperaturkorrigeringen vises i Figur 3-1.



Figur 3-1 Temperaturkorrigert energiforbruk, alminnelig forsyning 2010–2021

3.4.3 Temperaturmålinger og målestasjoner

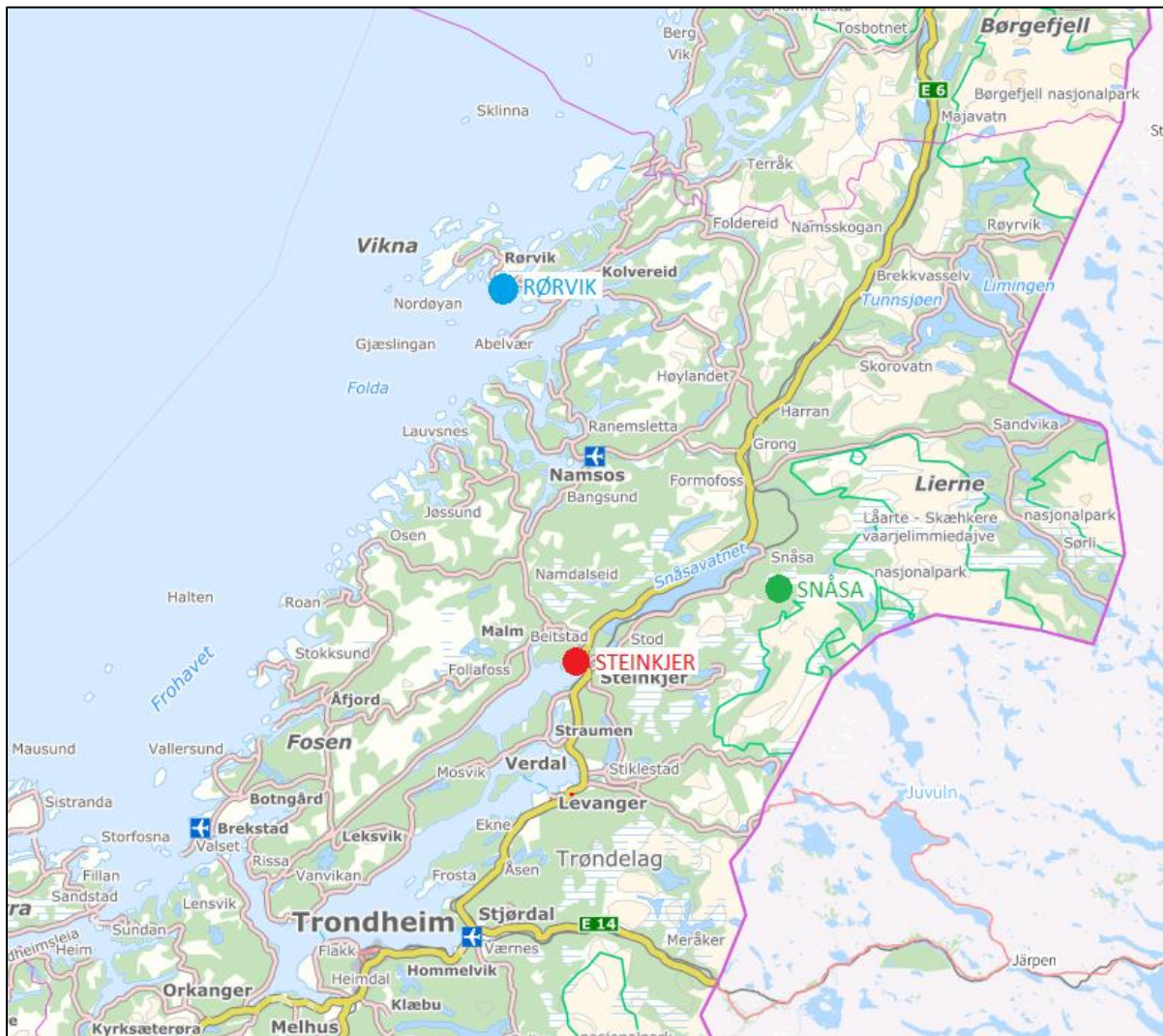
For hele utredningsområdet er det tatt utgangspunkt i temperaturmålinger fra tre ulike målestasjoner eid av Meteorologisk Institutt: Snåsa, Steinkjer og Rørvik. Disse tre stasjonene representerer tre ulike klimatyper som finnes i utredningsområdet: kystklima (Rørvik), fjellklima (Snåsa) og innlandsklima (Steinkjer). Hvor de tre målestasjonene befinner seg, er vist på kartutsnittet i figur 3-2.

Tabell 3-2 viser informasjon om de ulike målestasjonene som er valgt ut. Data for døgnmiddeltemperaturer mangler for to perioder i fyringssesongen, på henholdsvis ni dager i 2018 og elleve dager i 2021, for stasjonene på Snåsa og Rørvik. For disse dagene er

døgnmiddeltemperaturer for de nærmeste værstasjoner benyttet. De aktuelle stasjonene er E6 Snåsa med stasjonsnummer 70960, og FV770 Rørvik med stasjonsnummer 75190.

For denne kraftsystemutredningen er det snakk om et stort og langstrakt område, og det vil trolig være store lokale forskjeller på temperaturer og klima. Disse tre målestasjonene vil derfor ikke gi nøyaktige data for hvert område og hver transformatorstasjon som er betraktet i utredningen. Dette vil kunne påvirke temperaturkorrigeringen, men det er antatt at måling fra disse tre stasjonene gir et godt nok bilde.

Hver transformatorstasjon i utredningsområdet er kategorisert som og korrigert i henhold til enten målinger fra Steinkjer, Rørvik eller Snåsa.



Figur 3-2 Kartutsnitt som viser målestasjoner for temperatur

Tabell 3-2 Informasjon om målestasjoner [11]

| Beskrivelse | Navn på Stasjon | Stasjonsnummer | Høyde over havet |
|-------------|-------------------------|----------------|------------------|
| Steinkjer | Steinkjer – Søndre Egge | 71000 | 6 meter |
| Rørvik | Rørvik Lufthavn | 75220 | 4 meter |
| Snåsa | Snåsa – Kjevlia | 70850 | 195 meter |

3.4.4 Dimensjonerende utetemperatur

Målt maksimallast i alminnelig forsyning temperaturkorrigeres mot såkalt ekstrem tunglast. Det vil si at lasten korrigeres til hva den ville vært dersom det hadde inntruffet en kuldeperiode som statistisk sett inntreffer hvert tiende år. Denne kuldeperioden omtales som dimensjonerende utetemperatur (DUT) og er gjennomsnittstemperaturen i en tredagersperiode.

For å finne DUT for de tre målestasjonene som er brukt er det sett på historiske data [11] i samråd med Meteorologisk Institutt. For de tre stasjonene er det kommet fram til en DUT som vist i tabell 3-3. DUT har ikke blitt oppdatert for årene 2020 og 2021.

Tabell 3-3 Dimensjonerende utetemperatur

| | Steinkjer | Rørвик | Snåsa |
|-----|-----------|--------|--------|
| DUT | -20 °C | -15 °C | -27 °C |

3.4.5 Temperaturfølsomhet

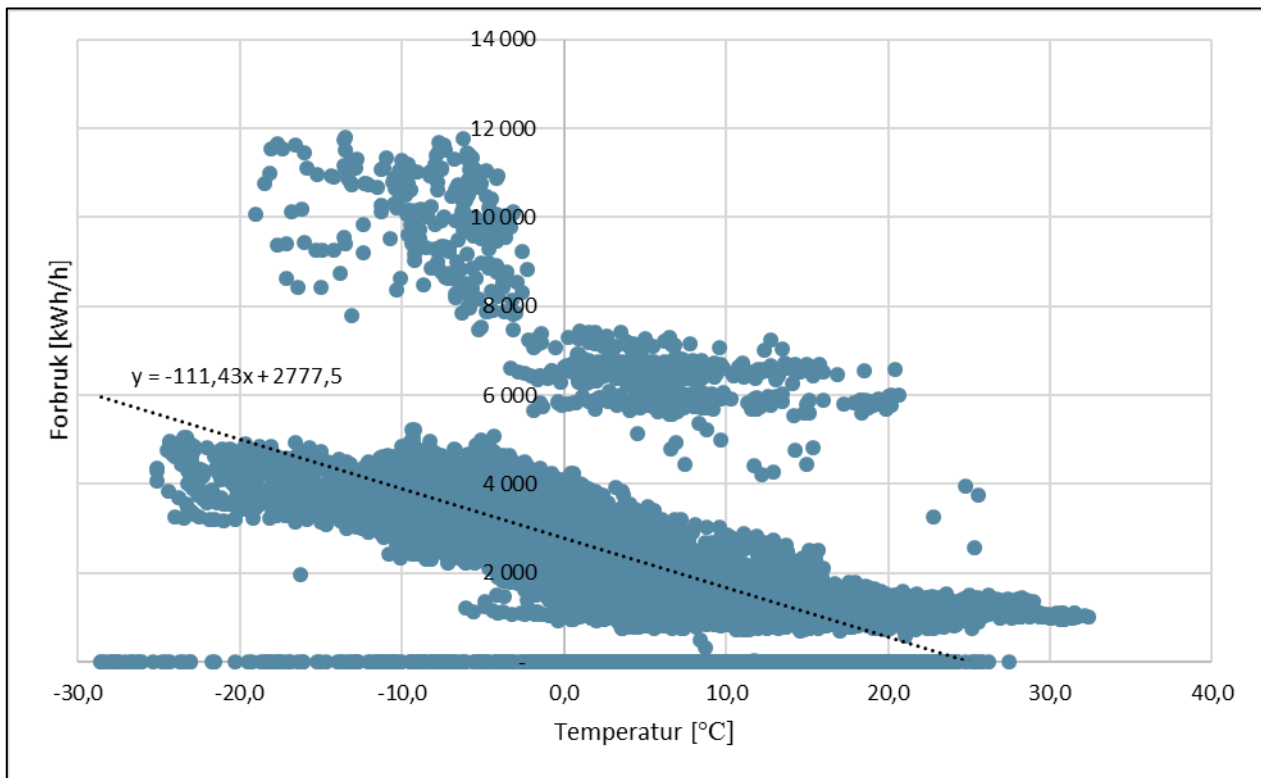
For å finne ut hvor følsomt forbruket er for endringer i temperatur er det beregnet en temperaturfølsomhet, som sier noe om hvor mange kW effektforbruket endrer seg, per grad °C temperaturen endrer seg. Dette er en faktor som vil være veldig ulik for ulike geografiske områder og avhengig av for eksempel klimatiske forhold og kundesammensetning under stasjonen.

Det er regnet ut en temperaturfølsomhet for hver stasjon. Denne er beregnet ved hjelp av historiske forbruksdata for hele 2018 og 2019, samt temperaturmålinger fra de tre stasjonene. Grunnen til at temperaturmålinger fra disse stasjonene er benyttet er at det har vært vanskelig å finne høyoppløselige temperaturmålinger for hver enkelt stasjon.

I avsnittene som følger er det gitt en beskrivelse av hvordan temperaturfølsomheten er funnet, med eksempler fra to stasjoner.

Temperaturfølsomhet Funna

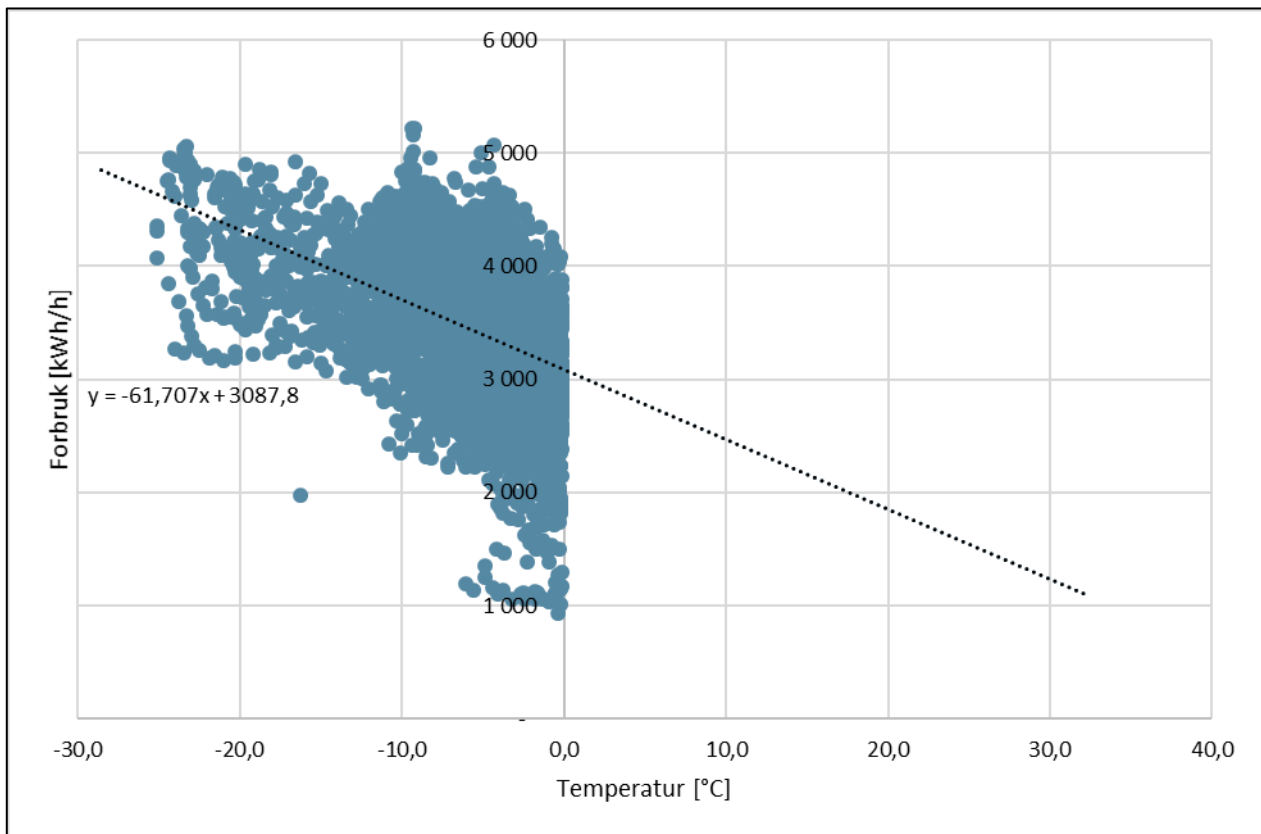
I figur 3-3 er alle timesmålinger på forbruk i kWh/h i 2018 og 2019 plottet opp mot hva temperaturen var i den aktuelle timen. Det er verd å merke seg, som nevnt over, at temperaturmålingene er for Snåsa, siden Funna er kategorisert som denne typen stasjon. Ideelt sett skulle man brukt timesmålinger på den aktuelle stasjonen, men dette har vært vanskelig å oppdrive. Denne metodikken gjelder også for de øvrige stasjoner.



Figur 3-3 ET-diagram over alle timesverdier 2018–2019, Funna

For å fjerne misvisende data for Funna er alle verdier $>5\,500$ kWh/h og alle verdier <10 kWh/h. Dette er verdier som typisk oppstår når stasjonen forsyner eller blir forsynt fra tilgrensende stasjoner. Denne ryddejobben er gjort for alle stasjoner.

I tillegg er kun verdier for temperaturer under 0 °C plottet og brukt for å finne temperaturfølsomhet. Resultatet vises i figur 3-4.

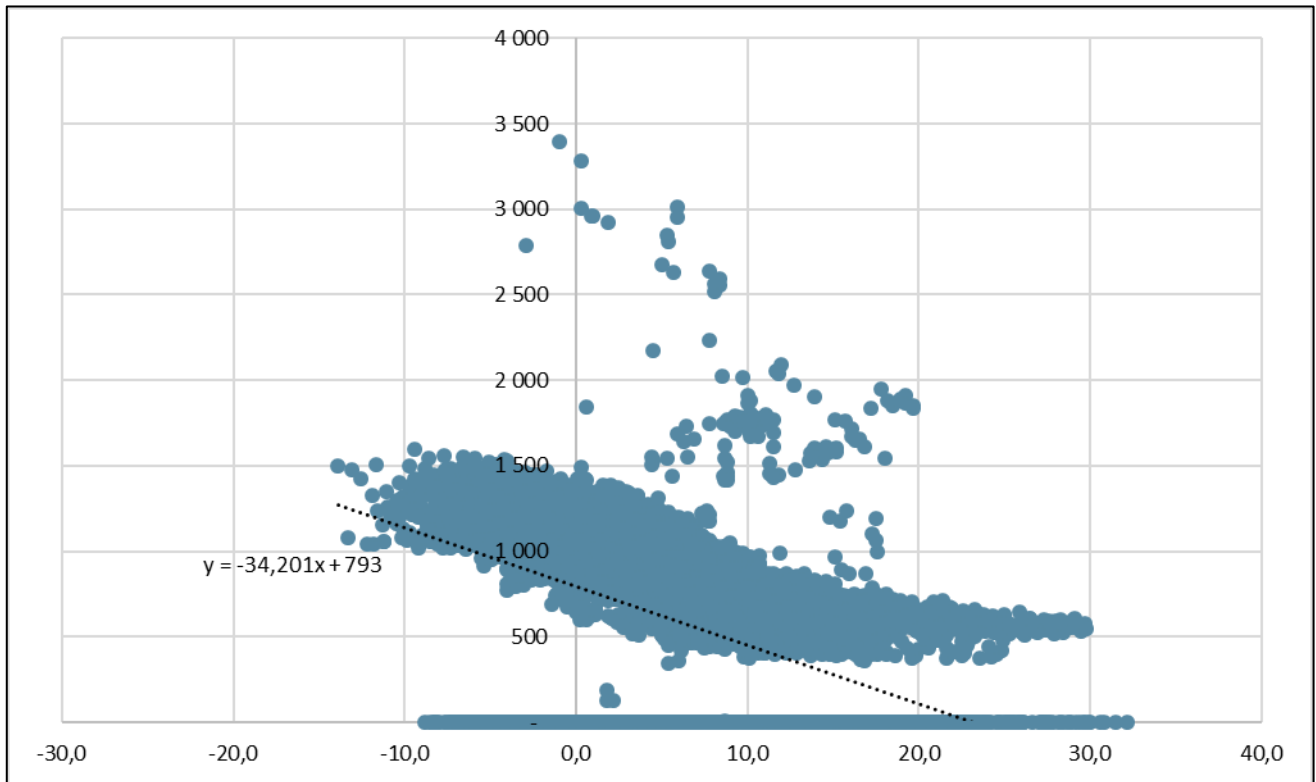


Figur 3-4 ET-diagram for alle timer med temperatur < 0 °C og 10 < kWh/h < 5 500 kWh/h, Funna

Trendlinjen for dette plottet er: $Y = -61,707x + 3087,8$. Dette gir en temperaturavhengighet på -61,7 kW/°C, som tilsvarer $\frac{-61,7}{3087,8} = -2\%$ for Funna ved en temperatur på 0 °C. Merk at den prosentvise temperaturfølsomheten vil minke for lavere temperaturer. Disse analysene legger derfor til grunn at forbruket øker med 61,7 kW for hver grad temperaturen synker, fremfor å bruke en fast prosentvis sats.

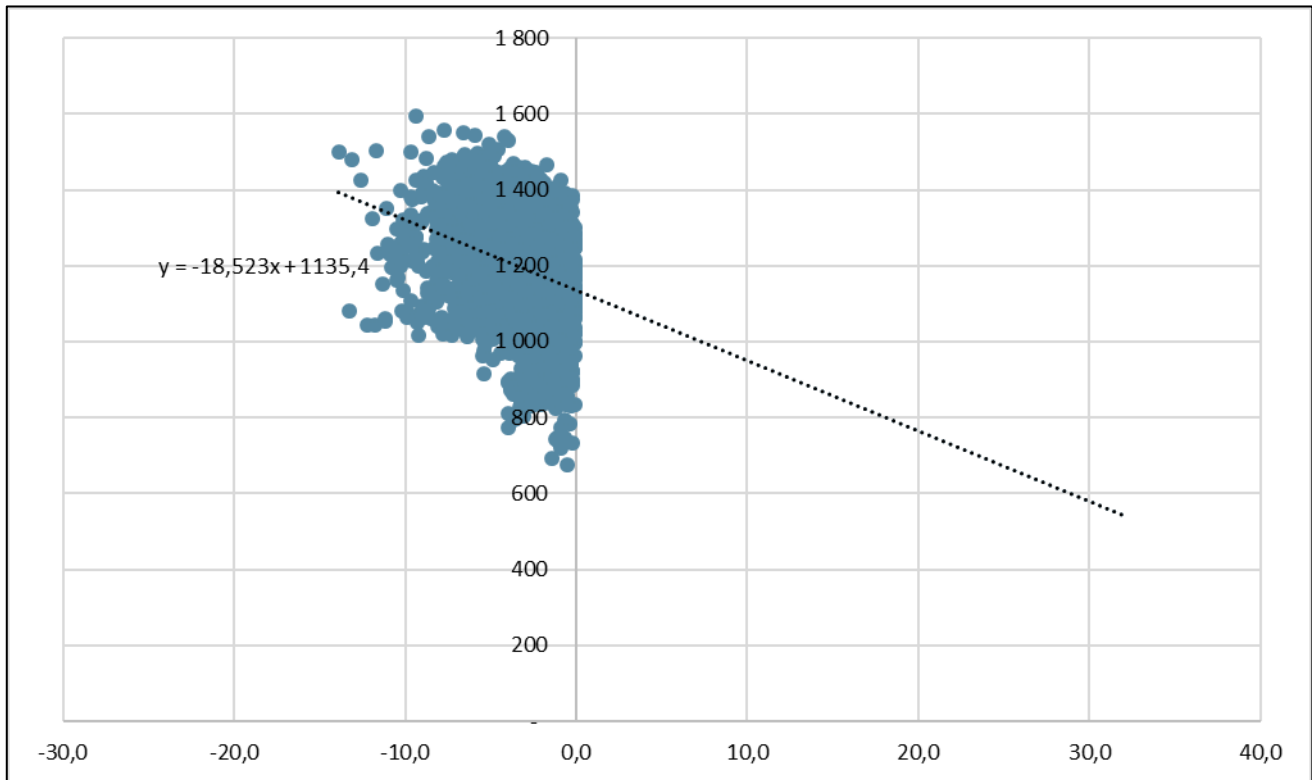
Temperaturfølsomhet Jøa

Figur 3-5 og Figur 3-6 viser det samme plottet som over, men for stasjon Jøa. For Jøa er temperaturmålinger fra Rørvik benyttet.



Figur 3-5 ET-diagram over alle timesverdier 2018–2019, Jøa

Videre er målt forbruk over 2 000 kWh/h fjernet, som vist i Figur 3-6.



Figur 3-6 ET-diagram for alle timer med temperatur < 0 °C og 10 < kWh/h < 2 000 kWh/h, Jøa

Trendlinjen for dette plottet er: $Y = -18,523x + 1135,4$. Dette gir en temperaturavhengighet på $-18,5 \text{ kW/}^\circ\text{C}$, som tilsvarer $\frac{-18,5}{1135,4} = -1,63 \%$ for Jøa ved en temperatur på $0 \text{ }^\circ\text{C}$. Det vil si at forbruket øker med $18,5 \text{ kW}$ for hver grad temperaturen synker.

3.4.6 Temperaturkorrigering av maksimaleffekt

For å finne hvor stor en målt effekt ville vært dersom den hadde inntruffet i en kuldeperiode er de målte effektene temperaturkorrigert. Det er kun data i fyringssesongen som er korrigert. Fyringssesongen er satt fra og med 15.november til og med 15.mars.

Temperaturkorrigeringen av maksimallast er gjort ved hjelp av formel 2.

$$P_{temp.korr} = P + \delta(T - DUT) \quad (2)$$

Hvor,

$P_{temp.korr}$ = Temperaturkorrigert maksimaleffekt [kWh/h]

P = Målt effekt [kWh/h]

δ = Maksimallastens temperaturfølsomhet for aktuell stasjon [kW/°C]

T = 3-døgns middeltemperatur for aktuell time [°C]

DUT = Dimensjonerende temperatur for gitt område [°C]

Det er benyttet ulike temperaturfølsomhet for hver stasjon **Feil! Fant ikke referanseilden..**

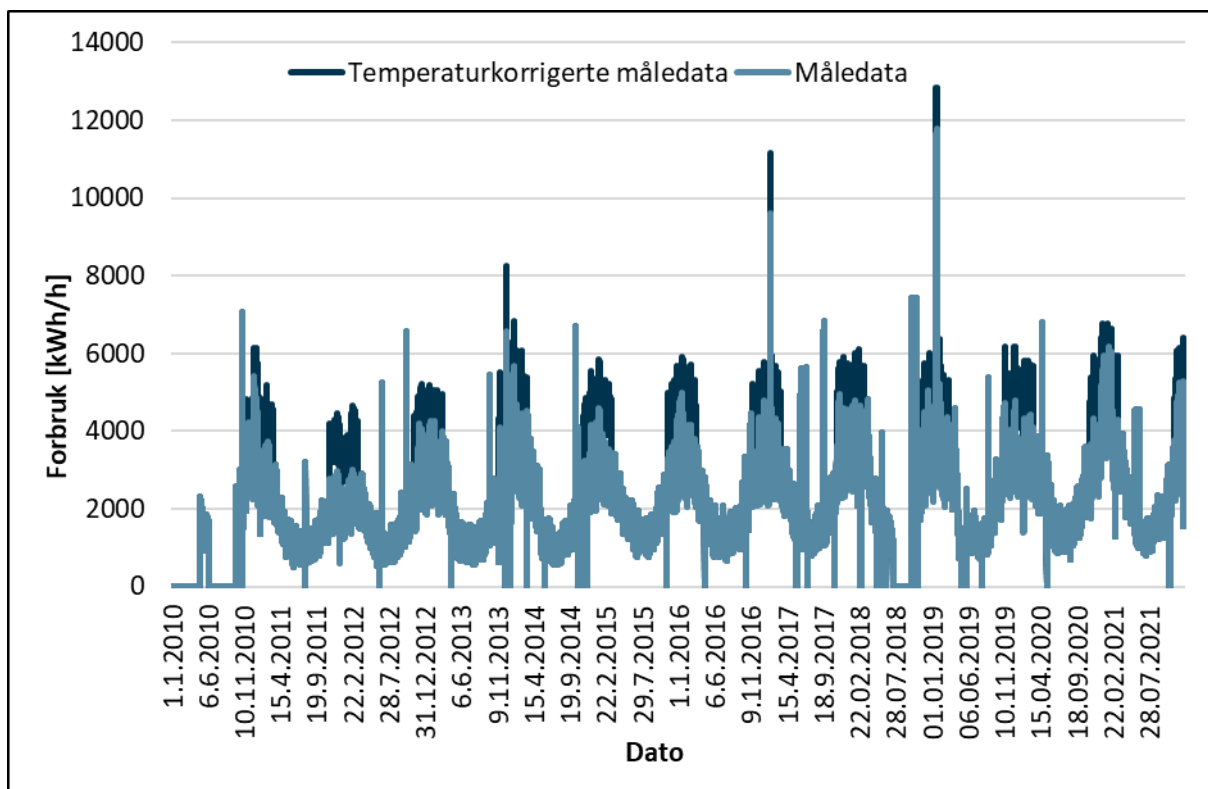
Temperaturfølsomheten oppgis i kW/°C. Er den for eksempel $100 \text{ kW/}^\circ\text{C}$ vil det si at maksimallasten øker med 100 kW per $^\circ\text{C}$ forskjell mellom T for aktuell time og DUT .

Ved å temperaturkorrigere alle data i fyringssesongen ut fra målt 3-døgnsmiddeltemperatur for hver time og DUT kan man oppdage at den temperaturkorrigerede effekten ikke oppstår på samme tidspunkt som den målte makslasten. Det kan derfor tenkes at den målte makslasten per stasjon ikke gir et reelt bilde på hva maksimallasten kunne vært dersom den hadde oppstått i løpet av en kuldeperiode.

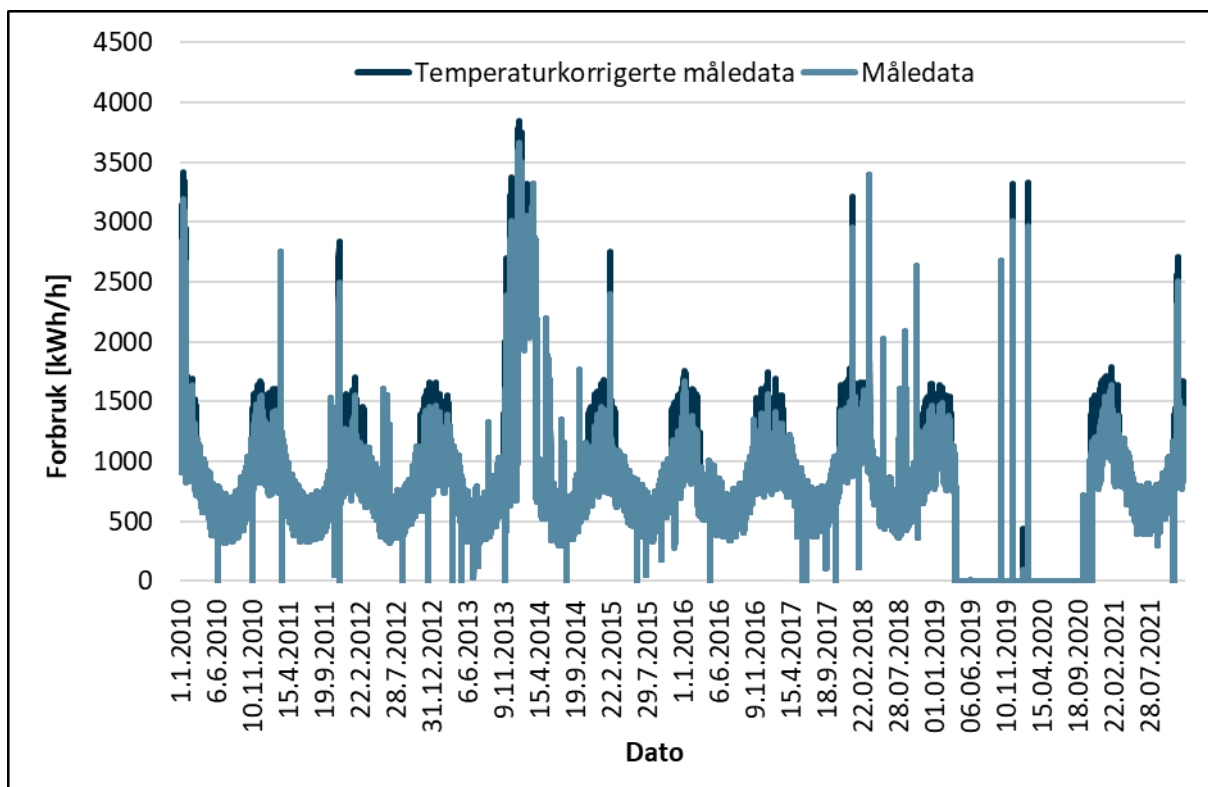
Resultat av temperaturkorrigering av effektforbruk

For å illustrere resultatet av temperaturkorrigeringen av maksimaleffekt er faktisk effektforbruk og temperaturkorrigert effektforbruk vist i figurene under. Figur 3-7 og figur 3-8 viser målt forbruk for stasjonene på Jøa og Funna og inkluderer også det temperaturkorrigerede effektforbruket.

Som Figur 3-7 og Figur 3-8 viser er det kun effektforbruket i fyringssesongen som er temperaturkorrigert. Figurene viser også tydelig enkelte effekttopper som er svært høye. Dette vil typisk være i situasjoner hvor en stasjon reserveforsyner en nabostasjon, for eksempel ved planlagte utkoblinger eller feil. I scenarioene som er benyttet i denne KSU er det sett på forbruk kommunevis og ikke stasjonsvis, og dette vil derfor i stor grad jevnes ut.



Figur 3-7 Målt og temperaturkorrigert forbruk 2010–2021, Funna



Figur 3-8 Målt og temperaturkorrigert forbruk 2010–2021, Jøa

3.5 Naturgitte forhold i regionen

3.5.1 Klimatiske, topologiske og geografiske forhold

Utredningsområdet er delvis nokså grigrendt og omfatter både innlands- og kystområder, flatland, jordbruksbygder og fjell-landskap. Anleggenes tekniske levetid kan være betydelig kortere i kyststrøk (25–30 år) enn i innlandet (40–60 år).

Strømforsyning i grigrendte områder fører ofte til behov for reinvesteringer som gir lav rentabilitet (høy kostnad i forhold til forventet inntekt). I flere områder i utredningsområdet har det vært aktuelt å søke NVE om fritak for leveringsplikten. Dette gjelder områder med fritidsboliger der nettet må fornyes på grunn av høy alder (dårlig leveringskvalitet).

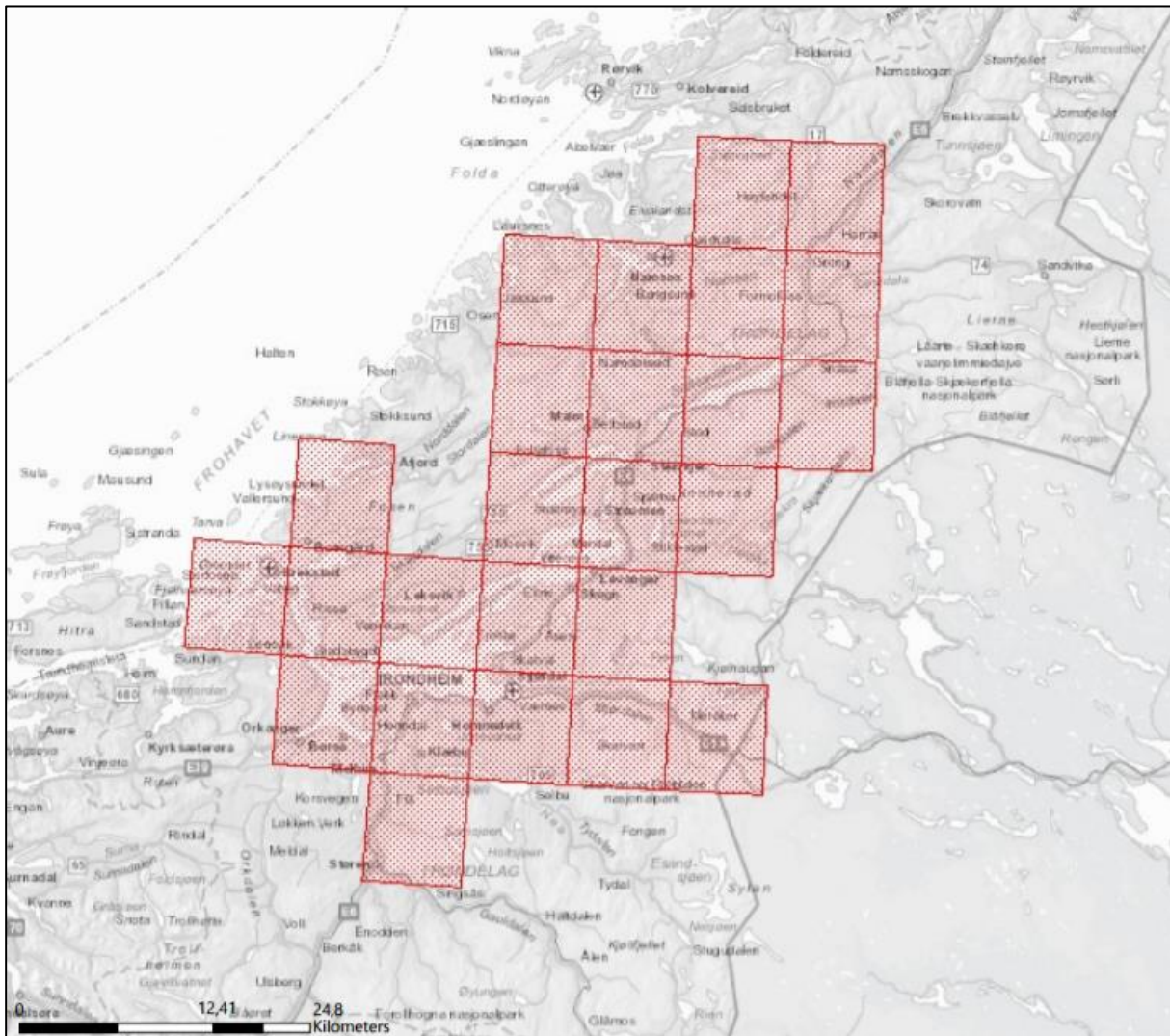
Klimatiske forhold tas med i betraktningene for valg av komponenter.

I temperaturkorrigerings av effektforbruk er alle Tensio TN sine transformatorstasjoner kategorisert til å ligge i kystklima, fjellklima eller innlandsklima. Dette er beskrevet nærmere i kapittel 3.4.

3.5.2 Risiko for ekstremvær, ras, flom og trefall

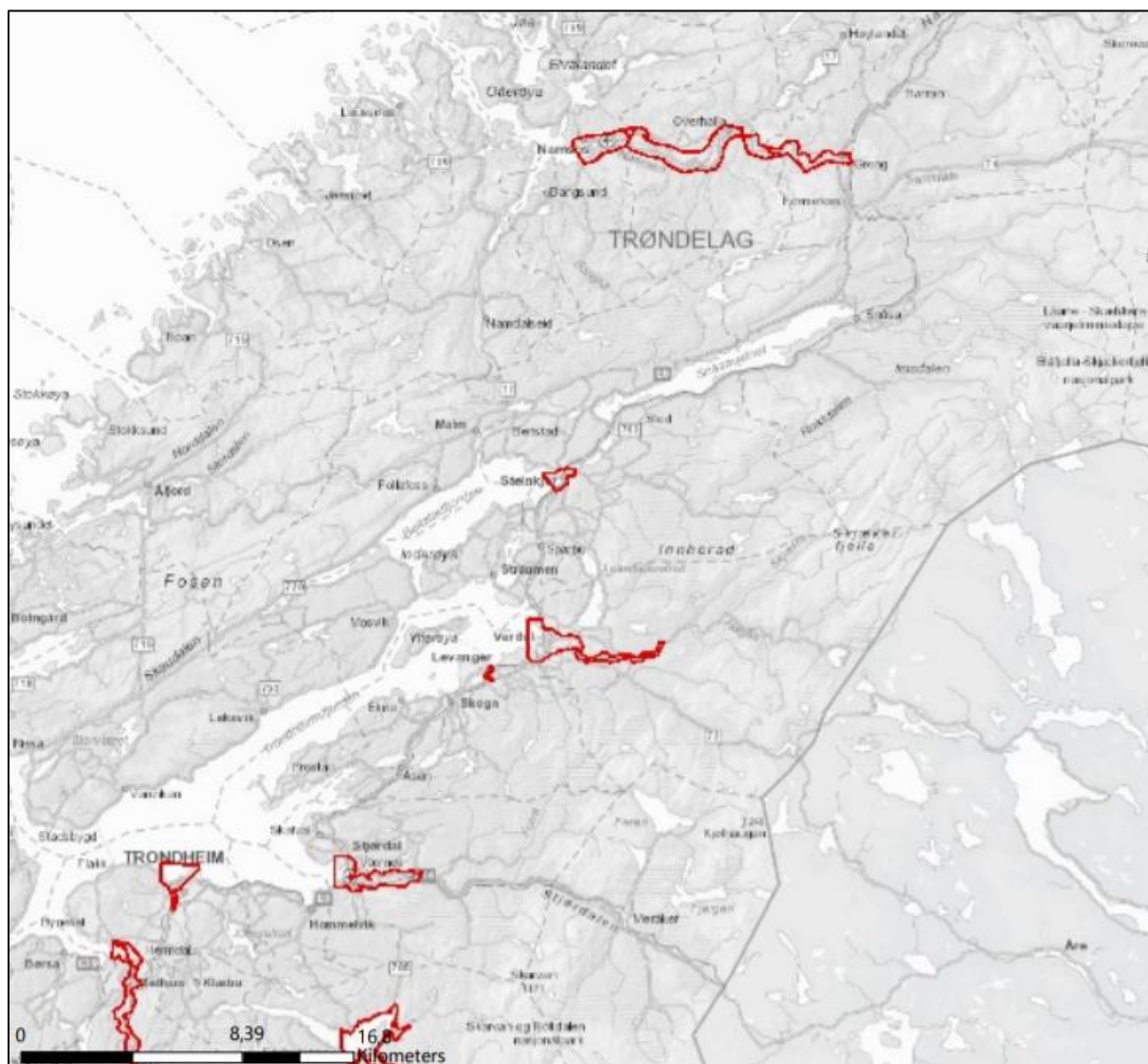
Ved økt forekomst av ekstremvær vil overføringsnettet være utsatt. Som nevnt i kapittel 2.2.1 har Tensio TN avtaler med lokale firma som for eksempel skogryddere og maskinentreprenører for håndtering av hendelser ved ekstreme kriser.

Det er store kvikkleireforekomster i Trøndelag. Figur 3-9 viser områder NVE har ansett som kvikkleiresoner. Kvikkleiresoner er områder som *potensielt* kan være utsatt for kvikkleireskred. Dette blir hensyntatt av Tensio TN i de enkelte prosjekt som pågår i utsatte områder.



Figur 3-9 Kvikkleiresoner i Trøndelag [12]

Figur 3-10 viser en oversikt over områder som er utsatt ved flom. Flomsonekartet viser hvilke områder som kan bli oversvømt i en flomsituasjon. Utvalgte vassdragstrekninger med stort skadepotensiale har blitt kartlagt. Dette blir hensyntatt av Tensio TN i de enkelte prosjekt som pågår i utsatte områder.

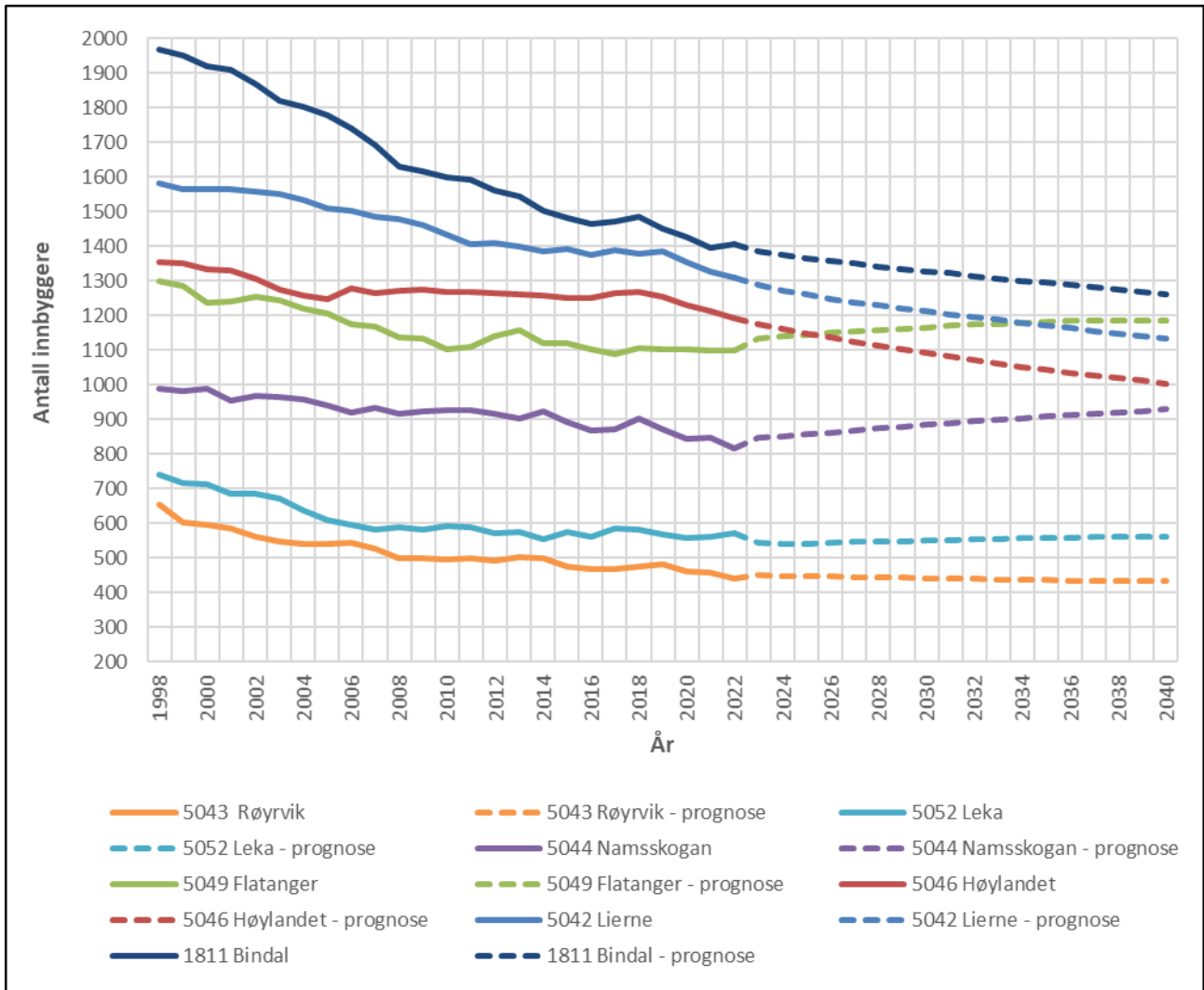


Figur 3-10 Flomsoner i Trøndelag [13]

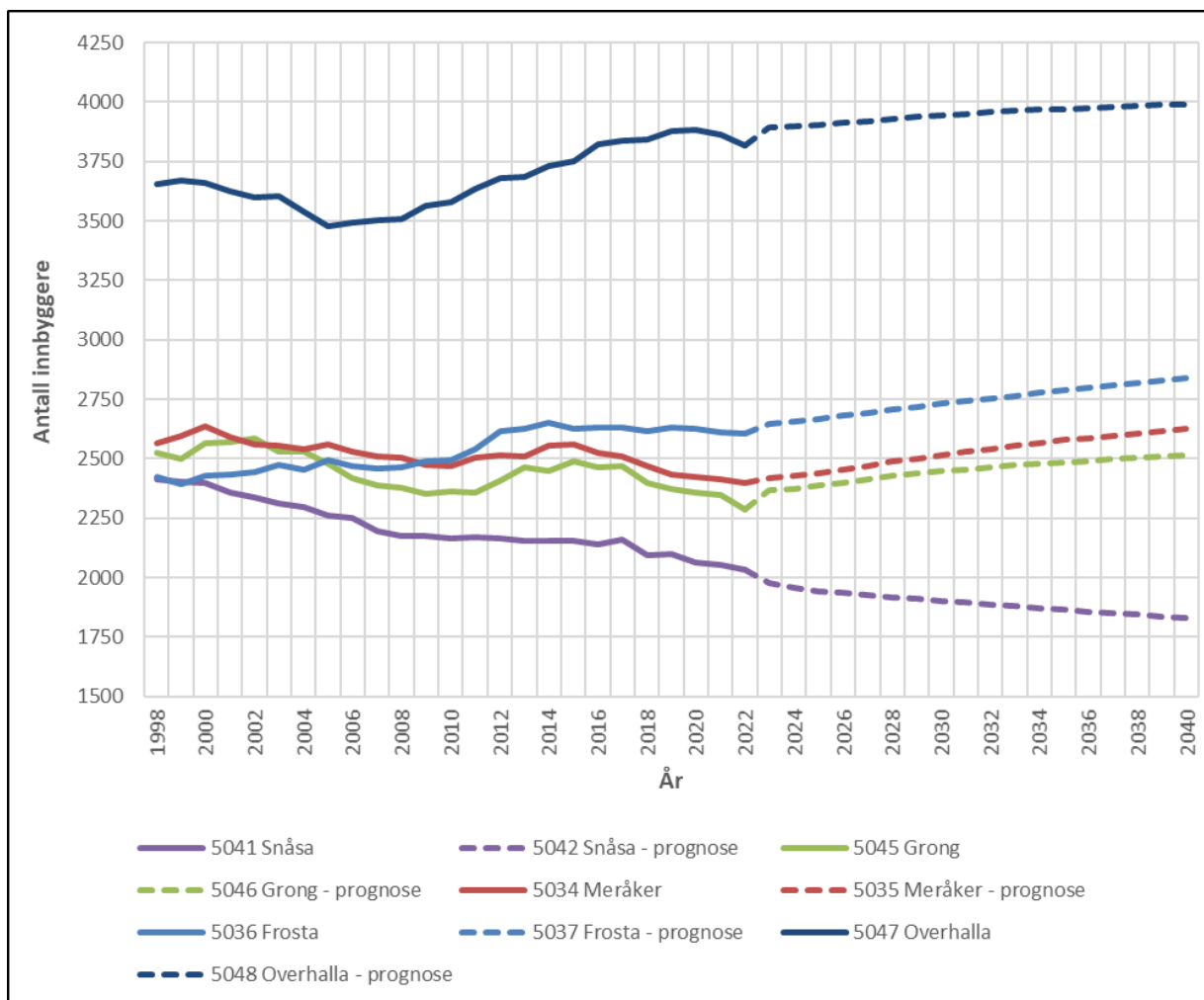
3.6 Befolkningsutvikling

Befolkningsvekst og næringsutvikling i utredningsområdet er sentrale parametere for utbyggings- og forsterkningsbehov. Statistisk sentralbyrå (SSB) har på sine hjemmesider både historiske data og prognoser for folke mengden i den enkelte kommune i Norge. For alle kommunene i utredningsområdet og dermed også utredningsområdet totalt, er det SSB sin framskrivning ved middels nasjonal vekst som er mest sannsynlig, omtalt som hovedalternativet.

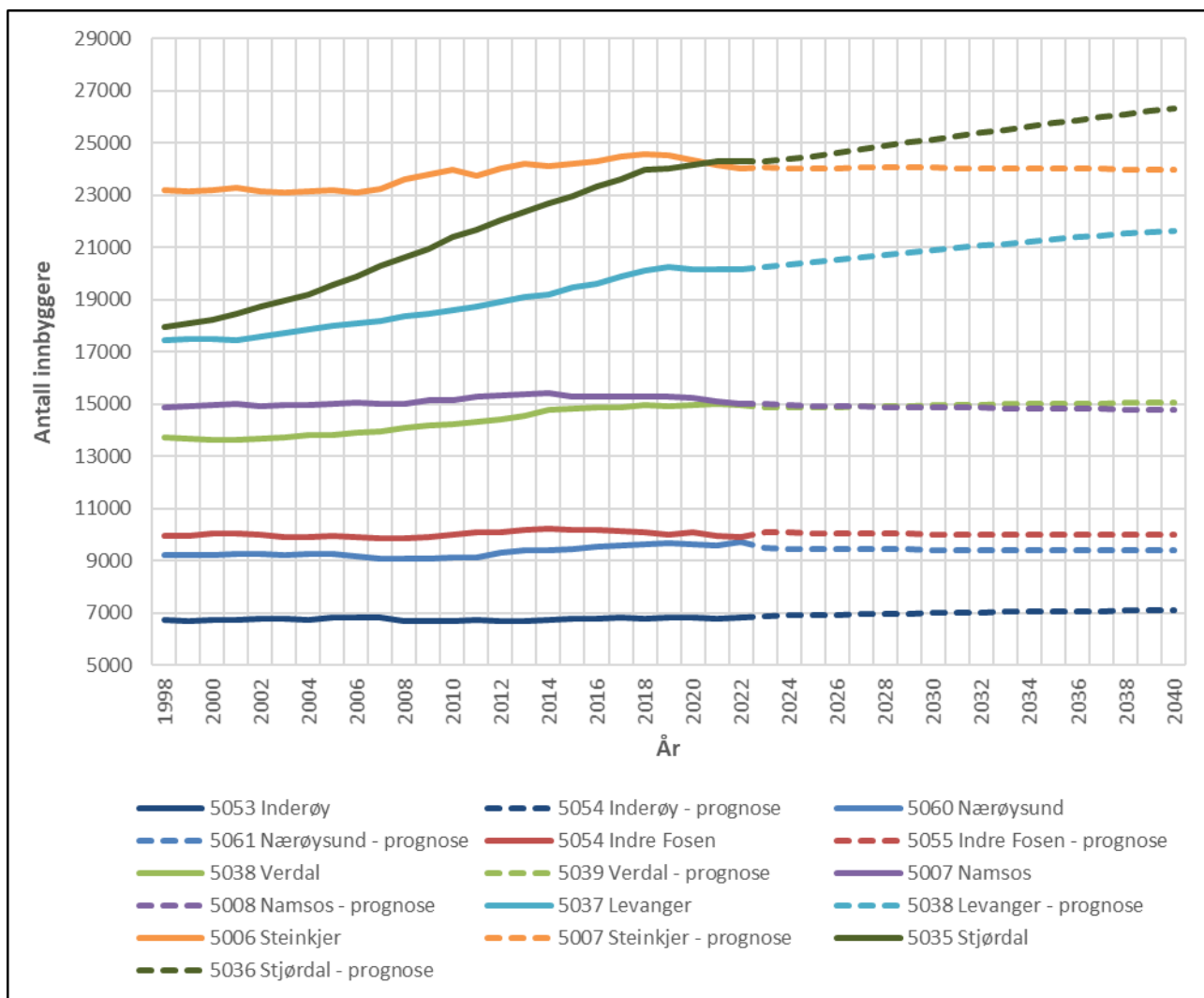
Figur 3-11, figur 3-12 og figur 3-13 viser utviklingen i folke mengden i den enkelte kommune i utredningsområdet i perioden 1998–2040. Prognosen for hovedalternativet er benyttet og vist som stiplet linje på figurene nedenfor. All data er hentet fra SSBs nettsider [14] [15].



Figur 3-11 Befolkningsutvikling i kommuner med færre enn 1 500 innbyggere i 2022

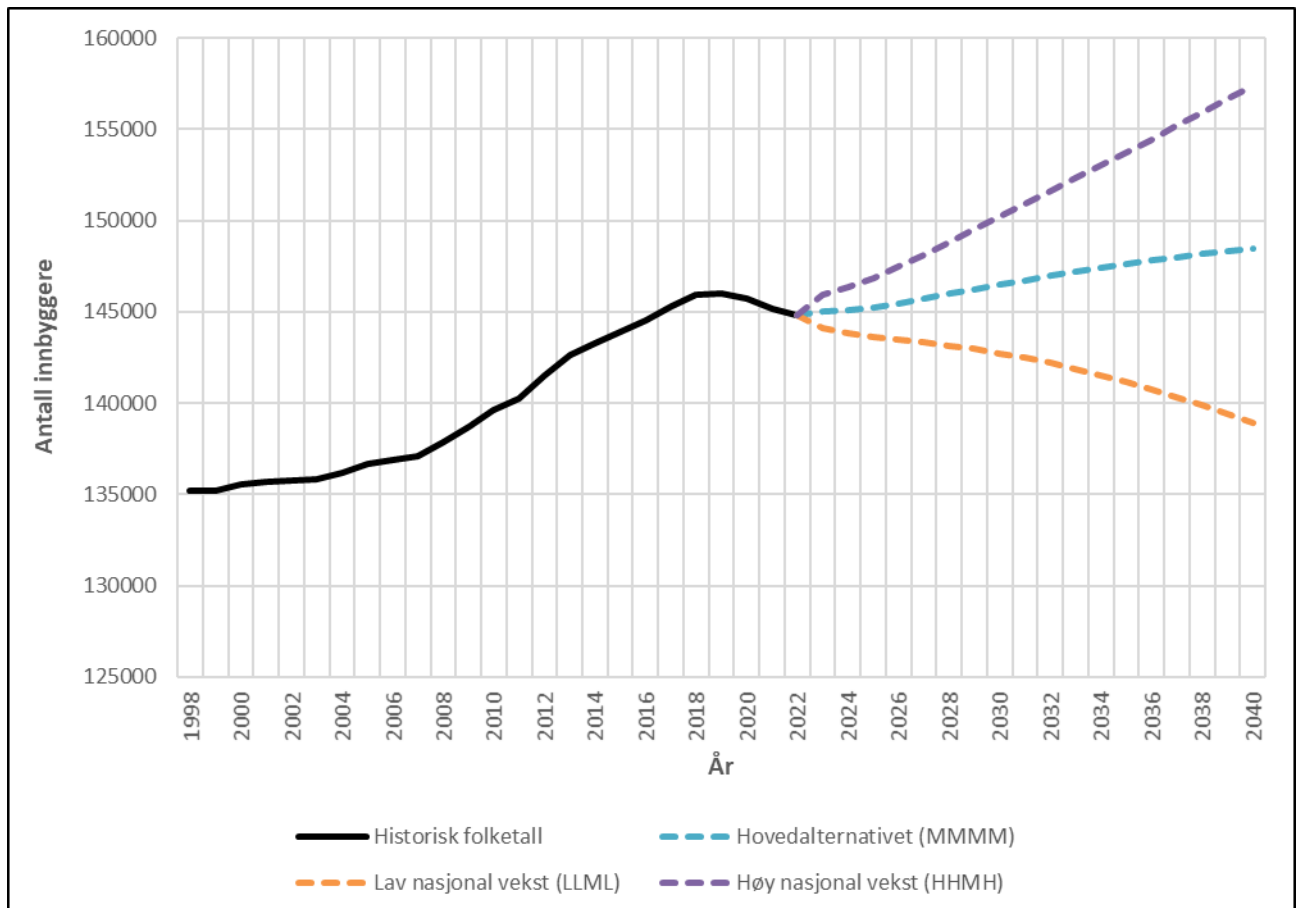


Figur 3-12 Befolkningsutvikling i kommuner med mellom 1 500 og 5 000 innbyggere i 2022



Figur 3-13 Befolkningsutvikling i kommuner med mer enn 5 000 innbyggere i 2022

Figur 3-14 viser befolkningsutviklingen i utredningsområdet i perioden 1998–2040. Tre forskjellige prognoser er presentert: Hovedalternativet (MMMM), lav nasjonal vekst (LLML) og høy nasjonal vekst (HHMH). De tre prognosene beskrives ved fire bokstaver i følgende rekkefølge: fruktbarhet, levealder, innenlandsk flytting og innvandring. M = middels, L = lav, H = høy, K = konstant og 0 = null [14]. De stiplede linjene i figuren viser de ulike prognosene, mens den heltrukne linjen representerer historikk.



Figur 3-14 Befolkningsutvikling i hele utredningsområdet

4 Beskrivelse av dagens kraftsystem

Tensio er et nytt midtnorsk nettkonsern bestående av nettkonsesjonærene Tensio TN (tidligere NTE Nett), Tensio TS (tidligere TrønderEnergi Nett) og Tensio AS (morselskap). Eierne som består av NTE, TrønderEnergi og KLP ble enige om betingelsene for dannelsen av det felleseide nettkonsernet 1. mai 2019, og selskapet ble formelt opprettet 14. juni 2019. Virksomheten til Tensio strekker seg fra Børgefjell i nord og til Dovrefjell i sør. Siden selskapet ble etablert som et konsern, i stedet for en fusjonert sammenslåing, vil selskapet fortsatt ha ansvaret for to konsesjonsområder. Tensio TN dekker konsesjonsområdet som tilsvarer tidligere Nord-Trøndelag.

Selv om Tensio er et nyetablert nettkonsern strekker historien til Tensio TN seg tilbake til 1919. I 1919 ble fylkestinget enige om å opprette Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk og byggingen av Follafoss kraftverk sto ferdig i 1923. I 1953 ble 66 kV linjen mellom Åsen og Eidum i Stjørdal etablert, og det daværende Nord-Trøndelag fylke fikk dermed sin første sammenkobling med resten av Midt-Norge. Denne linjen bidro til en tilknytning til 132 kV forbindelsen til Aura-anleggene på Sunndalsøra. Siden opprettelsen i 1919 har kraftsystemet blitt bygget ut i takt med økningen i produksjon og forbruk, og flere tilknytningspunkt mot transmisjonsnettet er etablert.

I dag er regionalnettet til Tensio TN sammenkoblet med transmisjonsnettet i seks tilknytningspunkt, Kolsvik, Tunnsjødal, Namsos, Ogdal, Verdal og Eidum. Regionalnettet er bygget ut for å transportere energien fra produksjonsanleggene i konsesjonsområdet og ut til forbrukerne. Hovedtyngden av produksjonskapasiteten ligger i den nordlige delen av utredningsområdet, mens forbruket er konsentrert i den midtre og sørlige delen. Hovedsakelig driftes regionalnettet i utredningsområdet med 66 kV spenning, mens 10 % av nettet driftes på spenningsnivå 132 kV. Regionalnettet har gradvis blitt mer sammenmasket og utbygd med transformatorstasjoner som transformerer ned til 22 kV spenning.

4.1 Driftsforhold i nettet

Regionalnettet i utredningsområdet er i dag tilknyttet transmisjonsnettet i Eidum, Verdal, Ogdal, Namsos, Kolsvik og Tunnsjødal.

NTE Energi AS er den største kraftprodusenten som leverer produksjon direkte inn i regionalnettet. De eide fram til april i år flere 66kV linjer, disse har nå TensioTN kjøpt. Følgende overføringer er tatt over i 2022:

- 132 kV overføring Gamle Kopperå–Tevla på 4,6 km
- 66 kV overføring T-avgreining Storåselva T–Storåselva på 18,1 km
- 66 kV overføring T-avgreining Åsmulfoss T–Åsmulfoss på 2,2 km
- 66 kV overføring T-avgreining Linnvasselv T–Linnvasselv på 7,6 km
- 66 kV overføring T-avgreining Abelvær T–Abelvær på 0,02 km
- 66 kV overføring T-avgreining Brattingfoss T–Brattingfoss på 2,1 km

Ytre Vikna vindmøllepark på 39 MW, eies 70 % av Stadtwerke München og 30 % av TrønderEnergi, operatør er TrønderEnergi. Parken er tilkoblet med en 66 kV overføring Dale–Rørvik på 19,6 km i Rørvik transformatorstasjon. TrønderEnergi/ Stadtwerke München eier/drifter Dale transformatorstasjon.

Bindal Kraftlag SA er tilknyttet med 2 stk 22 kV ledninger fra Årsandøy transformatorstasjon. Tensio TN sitt regionalnett er tilknyttet to andre KSU-områder, som beskrevet i kapittel 2.2.1..

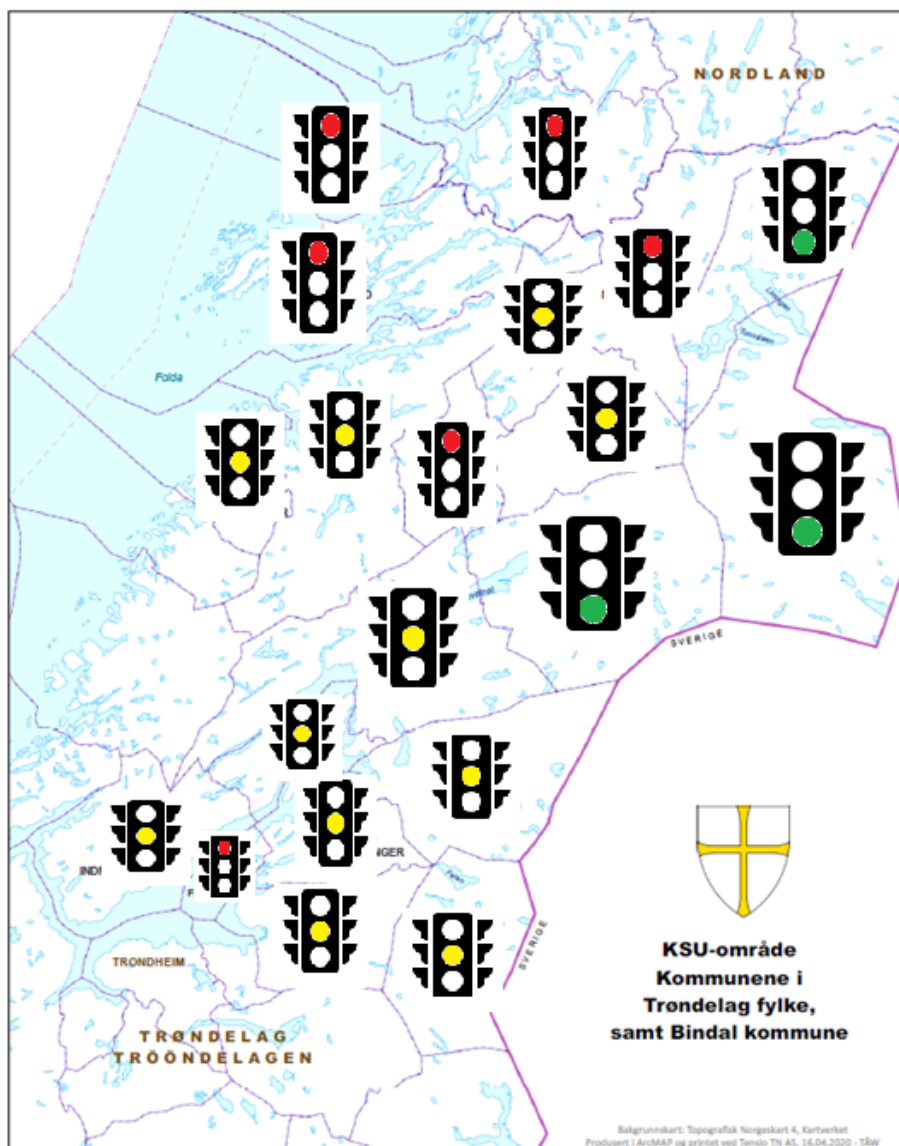
4.1.1 Nettkapasitet

Kapasiteten i nettet begynner etter hvert å bli noe anstrengt både i forhold til kapasitet for ny produksjon, men spesielt kapasiteten for ny last har blitt betydelig redusert de siste par årene på grunn av mange nytilknytninger.

Etterspørselen etter nettkapasitet for innmating av ny produksjon er relativt beskjedent i området. Det er noen planer for bygging av små-, mini- og mikrokraftverk samtidig som det også er planer for noen større vann- og vindkraftanlegg.

Forespørsler om nytilknytning av last har økt merkbart de siste to årene. Det er samtidig innført en saksgang for vurdering av driftsmessig forsvarlig der Statnett krever at alle nye laster over 1 MW søker til Statnett via regionalnettsselskapet slik at det kan gjøres en driftsmessig forsvarlig-vurdering. Kapasitet for ny last i utredningsområdet pr. april 2022 er visualisert i kartet under. Kartet viser røde trafikklys der det p.t. er fullt, gule der det er nært fullt og grønne der det er noe kapasitet.

Det er ikke tilfredsstillende reserve alle steder i regionalnettet. Dette medfører at planlegging av vedlikeholdsoppgaver blir utfordrende, det gjelder spesielt forbindelsen Verdal S–Levanger.



Figur 4-1 Kapasitet for ny last

Namdalen

Sjøkabelen mellom Abelvær og Jøa over Foldafjorden kan bli overbelastet i enkelte tilfeller. Det er ilagt innmatingsbegrensning på Ytre Vikna I og Hundhammerfjellet på 85 MW. Det er ikke ledig kapasitet til ytterligere produksjon i Ytre Namdal. Det er heller ikke driftsmessig forsvarlig å tilknytte større nye last i Ytre Namdalog det vurderes det tilknytning på vilkår fra case til case. Det er søkt konsesjon på ny sjøkabel over Folda som skal erstatte dagens og fjerne denne flaskehalsen.

Transformatorstasjonene Skogmo og Nedre Fiskumfoss har ingen ledig kapasitet.

Indre Fosen

Produksjonsoverskuddet i kommunene Inderøy, Indre Fosen og Steinkjer overføres via forbindelsen Follafoss–Steinkjer. Ved full produksjon i alle de større kraftverkene (Mosvik, Ormsetfoss, Brattingfoss og Follafoss) og litt lav belastning ellers i nettet, vil linjen Follafoss–Steinkjer bli overbelastet. Tensio TN forsyner i tunglast også Bjugn transformatorstasjon i Tensio TS sitt område. Det er lave spenninger i Fosen og Indre Fosen i tunglast med lite produksjon

Det er ikke kapasitet til større lastuttak under Fosdalen etter at ny last på Tjuin industriområde er etablert. Det skyldes lav spenning i regionalnettet ved forsyning fra Namsos.

Stjørdalsområdet

Eidum transmisjonsnettstasjon forsyner Stjørdal og Meråkerområdet. Eidum S er også knyttet til Trondheimsområdet via en 132 kV forbindelse og forsyner deler av lasten mellom Stjørdal og Trondheim. Det har vært stor lastvekst i området og i 2023 tilknyttet en omformerstasjon for Bane Nor. Statnett har vurdert at det da er svært liten ledig kapasitet i transformatoren mellom 300 kV og 132 kV. Det jobbes med planer for ny transmisjonsnettstasjon på Stjørdal med antatt ferdigstillelse ca. 2029. Denne vil få betydelig høyere kapasitet enn dagens stasjon. Det kan også være aktuelt å bytte dagens transformator for å bedre situasjonen frem til ny stasjon er på plass.

4.1.2 Produksjonsavhengighet

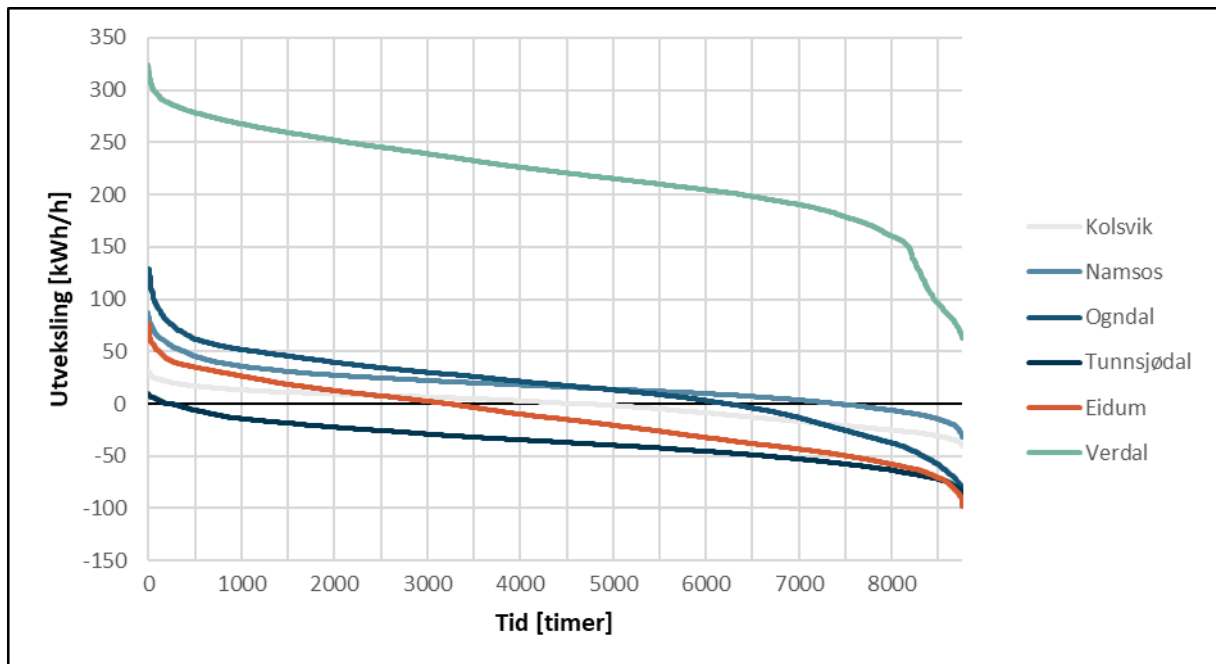
Tensio TN er relativt god rustet i store deler av året ved bortfall av all produksjon, forutsatt at det kan leveres tilstrekkelig effekt fra transmisjonsnettet.

Det kan i tunglast være behov for produksjon i kraftverkene Mosvik eller Ormsetfoss. Tensio TN forsyner deler av Tensio TS sitt nett på Fosen fra forbindelsen i Stoen. Forsyningssituasjonen på Fosen kan i enkelte situasjoner være utfordrende og Tensio TS og TN samarbeider om driftsplanleggingen i området. Det er omsøkt tiltak for å bedre forsyningssikkerheten på Fosen med en styrking av forbindelsene til transmisjonsnettstasjonen i Åfjord. Det vises til Tensio TS sin regionale kraftsystemutredning for detaljer rundt utbyggingen på Fosen.

4.1.3 Belastning

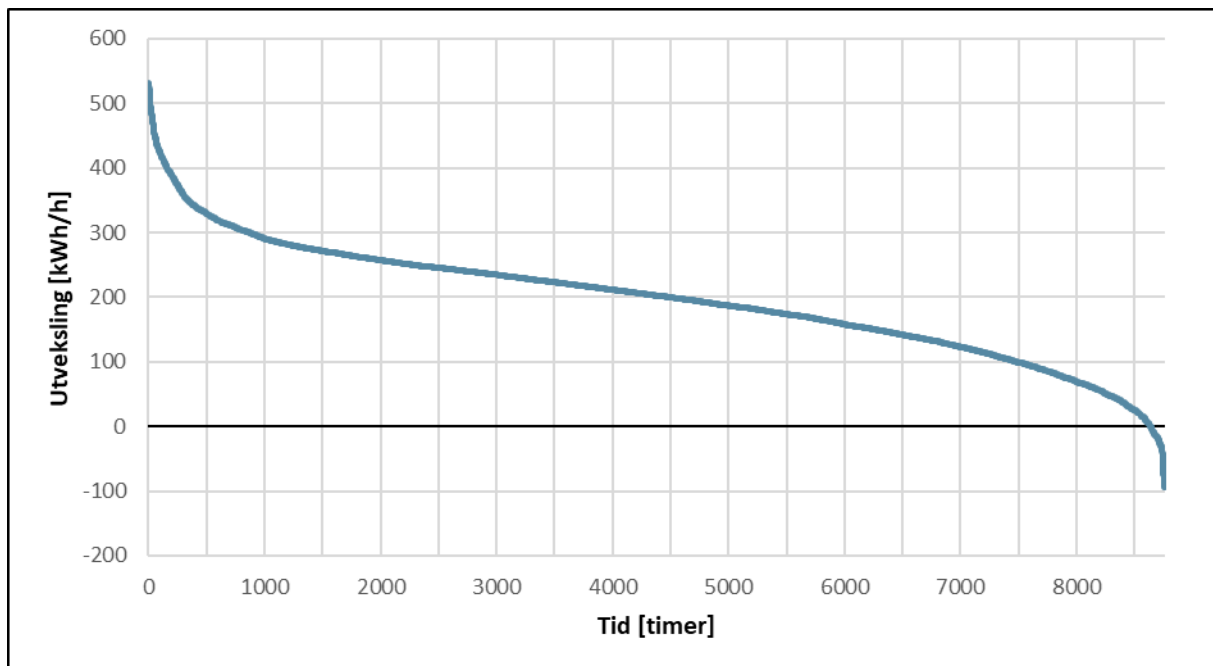
Figur 4-2 nedenfor viser varighetskurve over registrert timebelastning for utvekslingspunktene med transmisjonsnettet i utredningsområdet. Negative verdier i varighetskurven indikerer at overskudd av produksjon leveres til transmisjonsnettet. Målingen på Verdal inkluderer Norske Skog Skogn AS sitt forbruk. Tensio TS overtok i 2020 132 kV koblingsanlegg ved utvekslingspunktet på Eidum som tidligere var eid av Statnett. Tensio TN har nå teknisk sett utveksling mot Tensio TS sitt anlegg på Eidum. I påvente av nytt 132 kV koblingsanlegg med måleutrustning i de nye grenseskillene er målepunktene som er benyttet de samme som tidligere. Det gir nå egentlig utvekslingen mot 132 kV

koblingsanlegg mellom TN og TS og ikke mot transmisjonsnettet. I neste KSU vil målingen i Eidum bli justert.



Figur 4-2 Varighetskurve for utveksling til transmisjonsnettet per utvekslingspunkt i 2021

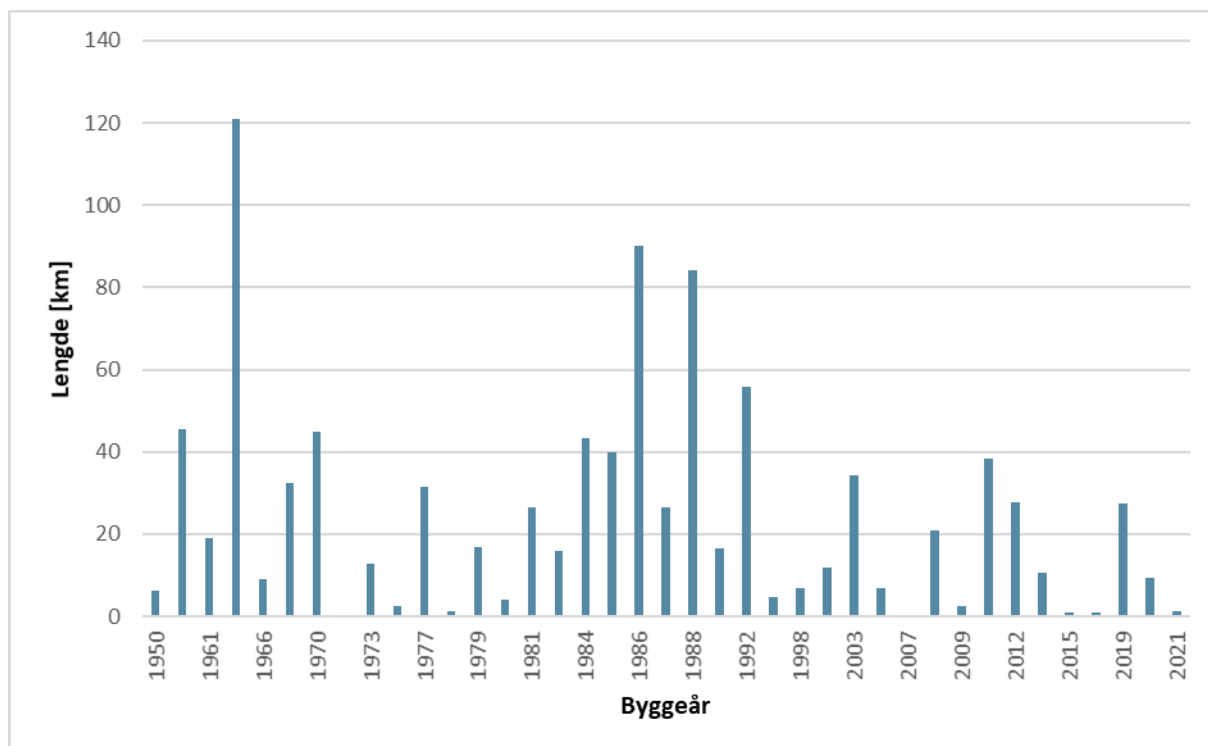
Figur 4-3 viser den totale utvekslingen til transmisjonsnettet for alle utvekslingspunktene fra Figur 4-2.



Figur 4-3 Varighetskurve for total utveksling til transmisjonsnettet i 2021

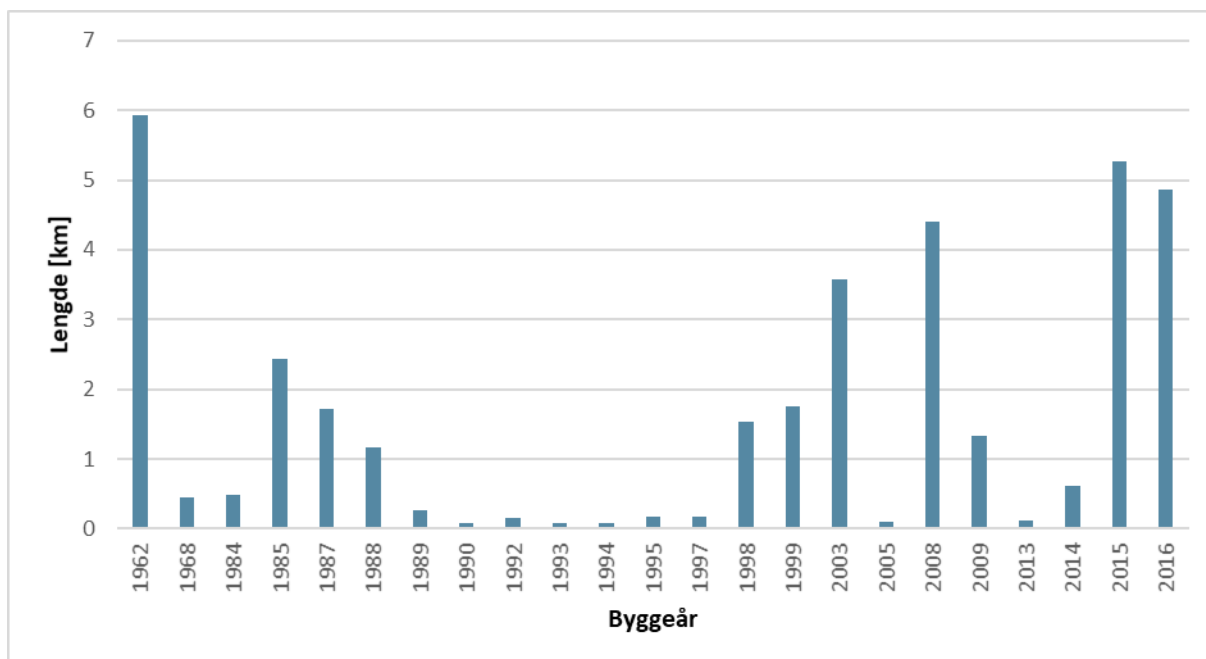
4.2 Nettets tilstand

Tilstanden på regionalnettet er generelt god. Figur 4-4 viser antall kilometer luftnett, fordelt etter registrert byggeår. Figuren viser kun regionalnettet som er eid av Tensio TN.



Figur 4-4 Lengde luftnett, fordelt etter byggeår og antatt byggeår

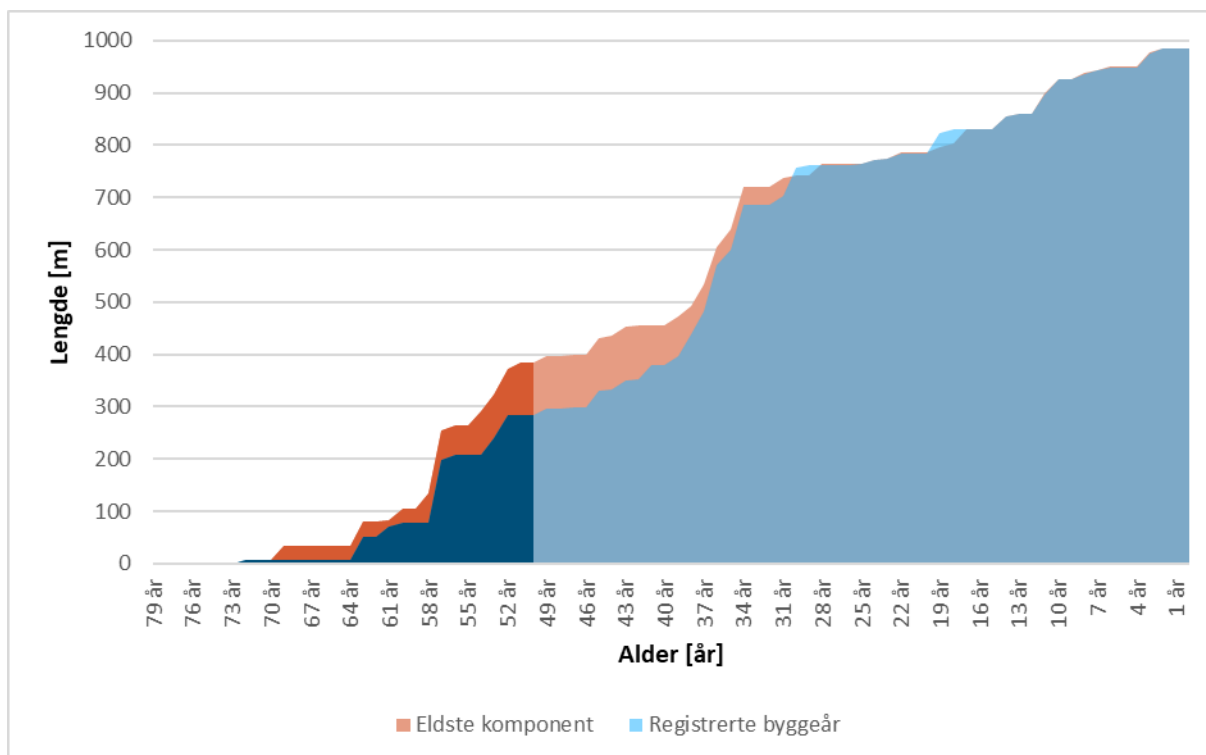
Figur 4-5 viser antall kilometer kabelnett, fordelt etter byggeår. Figuren viser kun regionalnettet som er eid av Tensio TN.



Figur 4-5 Lengde kabelnett, fordelt på byggeår

Figur 4-6 viser nettets alder, sortert på lengde. Figuren viser akkumulert lengde av både luftledninger og kabler. X-aksen indikerer at nettet er eldre enn en gitt alder. Det mørke området på figuren indikerer nett som er bygd før 1972.

Ved reinvestering og utbedring av luftlinjene vil byggeåret oppdateres, selv om enkelte komponenter, slik som stolper og traverser, kan bli gjenbrukt. Det er derfor gjort en vurdering av antatt byggeår basert på de eldste komponentene. Hvis en linje på 10 km ble utbedret i 1990, mens 10 % av mastene ble gjenbrukt fra opprinnelig linjestrekk fra 1980, vil antatt byggeår tilsi 1 km linje fra 1980 og 9 km linje fra 1990. For de fleste linjene er registrert byggeår og antatt byggeår basert på eldste komponent like, men Figur 4-6 viser at en del av linjene har gjenbrukt eldre komponenter. Dette vises ved at en større del av nettet er eldre enn det registrerte byggeåret. Samtidig vil det også kunne være noen feil i registreringen av byggeår som gir en forskjell i Figur 4-6.



Figur 4-6 Aldersfordeling i regionalnettet

Som figurene indikerer er det en relativt liten avdel av ledningsnettet som er utbygd før 1970 og av disse ledningene vurderes flere rehabilitert i løpet av de neste 10 årene. Det er en betydelig mengde nett som er 35 år eller eldre og som i løpet av den kommende 20 års perioden vil få et stort vedlikeholdsbehov eller må reinvesteres.

4.2.1 Kraftrasjonering i Nord-Trøndelag

Forskrift om kraftrasjonering [16] skal sikre at kraftrasjonering blir gjennomført på en samfunnsmessig rasjonell måte, slik at energien blir mest mulig utnyttet ut fra hensynet til almenne og private interesser.

Alle virksomheter som er KBO-enheter og som har områdekonsesjon, plikter å utarbeide rasjoneringsplaner som en del av sin beredskapsplanlegging.

Under rasjonering skal tilgjengelig energi prioriteres etter følgende overordnede hensyn:

- a) Liv og helse
- b) Vitale samfunnsinteresser innenfor administrasjon og forvaltning, informasjon, sikkerhet, infrastruktur, forsyninger mv.og
- c) Næringsliv og berørte økonomiske interesser

Ved en rasjonering vil dette bli gjennomført trinnvis. Nettselskapet skal gjennomføre den praktiske rasjoneringen, samt avgi jevnlig rapporter om utvikling til NVE. Dersom første tiltak ikke hjelper, vil en gå videre til neste trinn.

Utkobling av utkoblbart forbruk

NVE ønsker i en knapphetssituasjon først å koble ut utkoblbart forbruk. Dette gjelder utkoblbar overføring til redusert tariff og øvrige kjeler og lignende hvor det finnes alternative energikilder. All

bruk av energi som ikke er strengt nødvendig – slik som utendørs oppvarming, flomlys og områder med fritidshus – skal også vurderes utkoblet

Kvoterasjonering

NVE vedtar at forbruket innenfor et område må ned med en viss prosent i forhold til dagens forbruk. Ved kvoterasjonering får den enkelte forbruker tildelt et antall kWh som kan disponeres innenfor et gitt tidsrom. Dersom kunden bruker mer strøm enn tildelt kvote, skal det betales en høy pris for dette overforbruket (rasjoneringstariff). Sykehus, nødetater, vannverk, sentrale enheter i telenettet og andre spesielt prioriterte kunder skal skjermes for rasjonering.

Sonevis utkobling

Sykehus, nødetater, vannverk, sentrale enheter i telenettet og andre spesielt prioriterte skjermes for utkobling. Alle andre kunder skal kobles ut noen timer i døgnet i henhold til plan om roterende sonevis utkobling.

4.3 Statistikk for kraftproduksjon i utredningsområdet

4.3.1 Energiproduksjon

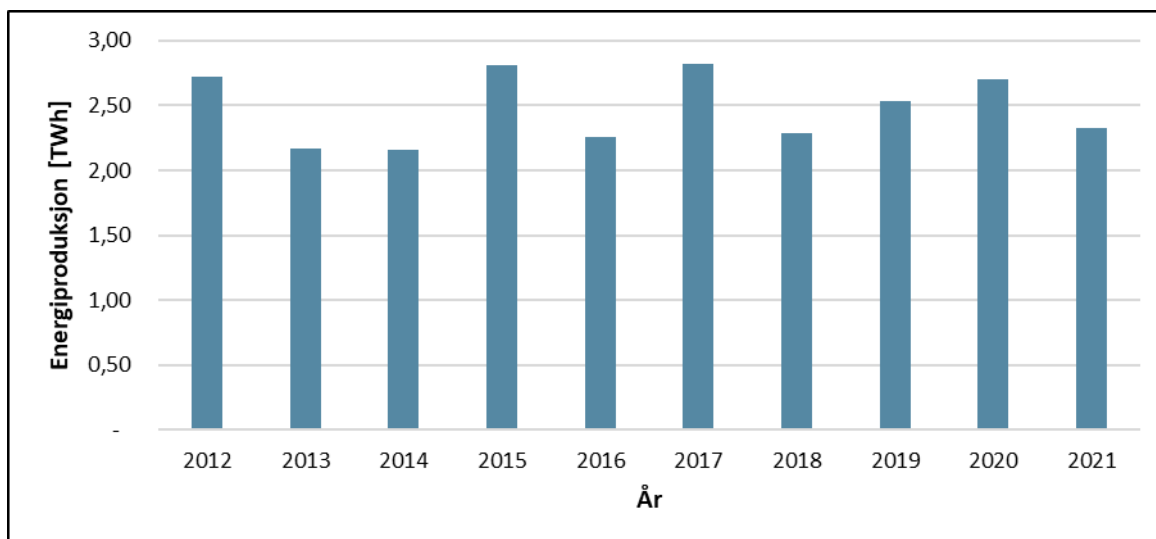
I det følgende beskrives kraftproduksjonen i utredningsområdet. Kraftproduksjonen i utredningsområdet omfatter alle timesmålte produksjonsanlegg som mater inn i regionalnett og distribusjonsnett. Overskuddsproduksjon hos plusskunder (i stor grad solcelleanlegg) er ikke inkludert i målingene.

Tabell 4-1 gir en oversikt over hvor mye produksjonsressurser som eksisterer på hvert enkelt nettnivå.

Tabell 4-1 Produksjonsressurser i utredningsområdet

| Nettnivå | Installert effekt | Gjennomsnittlig produksjon siste 5 år |
|----------------------------|--------------------------|--|
| Transmisjonsnett | 170 000 kW | 929 GWh |
| Regionalnett | 637 700 kW | 2 223 GWh |
| Høyspent distribusjonsnett | 119 714 kW | 306 GWh |
| Lavspent distribusjonsnett | 1 247kW | 3 GWh |

Figur 4-7 gir en oversikt over total produksjon i regionalnett og distribusjonsnett siste 10 år.



Figur 4-7 Produksjon i utredningsområdet 2010-2021

Det er tilknyttet en del ny produksjon i perioden 2012–2021. De store variasjonene i produksjonsvolum fra år til år i Figur 4-7 skyldes likevel i stor grad klimatiske forhold. Tabell 4-2 viser imidlertid utviklingen av produksjonsvolum (prosent av totalen) i samme periode. Tabellen viser at produksjonsvolumet er størst på nettnivåene transmisjonsnett og regionalnett. Her er det viktig å presisere at tabellen ikke fanger opp det økende produksjonsvolumet i lavspent distribusjonsnett hos for eksempel plusskunder med solcelleanlegg.

Tabell 4-2 Utvikling av produksjonsvolum

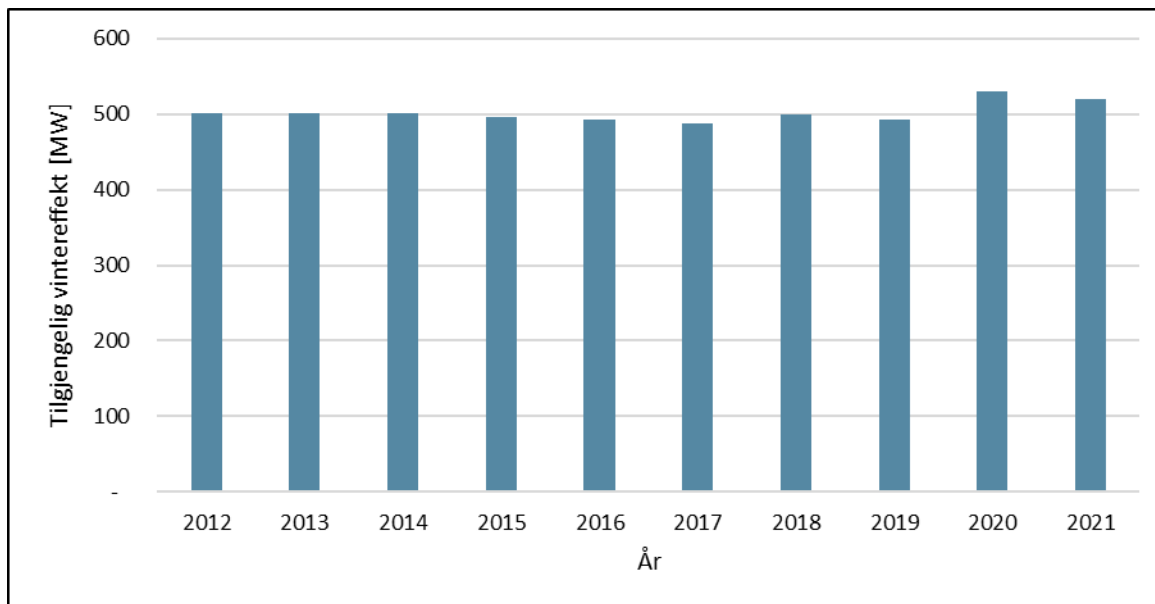
| ÅR | Transmisjonsnett | Regionalnett | Høyspent distribusjonsnett | Lavspent distribusjonsnett |
|------|------------------|--------------|----------------------------|----------------------------|
| 2010 | 27,69 % | 63,66 % | 8,57 % | 0,08 % |
| 2011 | 26,34 % | 64,26 % | 9,30 % | 0,10 % |
| 2012 | 26,96 % | 64,19 % | 8,77 % | 0,07 % |
| 2013 | 24,71 % | 64,38 % | 10,80 % | 0,12 % |
| 2014 | 28,27 % | 61,84 % | 9,81 % | 0,08 % |
| 2015 | 25,55 % | 65,50 % | 8,85 % | 0,11 % |
| 2016 | 24,34 % | 66,48 % | 9,09 % | 0,09 % |
| 2017 | 26,47 % | 65,29 % | 8,15 % | 0,10 % |
| 2018 | 25,89 % | 65,43 % | 8,58 % | 0,09 % |
| 2019 | 27,75 % | 63,80 % | 8,36 % | 0,09 % |
| 2020 | 28,42 % | 62,68 % | 8,79 % | 0,10 % |
| 2021 | 25,15 % | 63,75 % | 11,00 % | 0,09 % |

4.3.2 Effektproduksjon

Effektproduksjon oppgis i denne rapporten som tilgjengelig vintereffekt. For vindkraftverk er tilgjengelig vintereffekt 50 % av installert ytelse. For vannkraftverk er tilgjengelig vintereffekt definert som den høyeste effekt som kan produseres i en sammenhengende 6-timersperiode under høyeste vinterforbruk. En regner her med normal vannføring for elvekraftverk og magasinnivå for magasinverk, begge referert uke 3. For termiske kraftverk er tilgjengelig vintereffekt 100 % av installert ytelse [17].

Tilgjengelig vintereffekt for kraftverkene i utredningsområdet i 2020 og 2021 er hentet fra Nettweb, mens verdiene fra tidligere år ble hentet fra Fosweb. Historiske data for Hundhammerfjellet vindpark er framskaffet i samråd med NTE Energi AS.

Figur 4-8 viser tilgjengelig vintereffekt i utredningsområdet de siste 10 år.



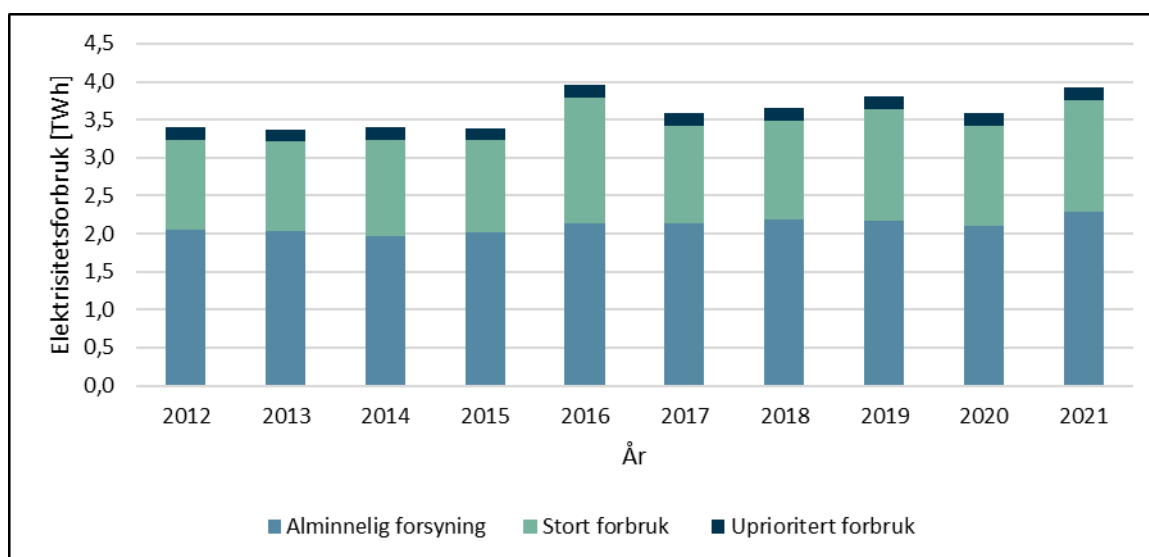
Figur 4-8 Tilgjengelig vintereffekt i utredningsområdet siste 10 år

4.4 Statistikk for forbruk i utredningsområdet

4.4.1 Energiforbruk

I det følgende beskrives elektrisitetsforbruket i utredningsområdet. Elektrisitetsforbruket omfatter forbruk i regionalnett og distribusjonsnett.

Figur 4-9 viser en samlet oversikt over alt forbruk i utredningsområdet de siste 10 år fordelt på kategoriene alminnelig forsyning, stort forbruk og uprioritert forbruk.



Figur 4-9 Elektrisitetsforbruk i utredningsområdet 2012-2021

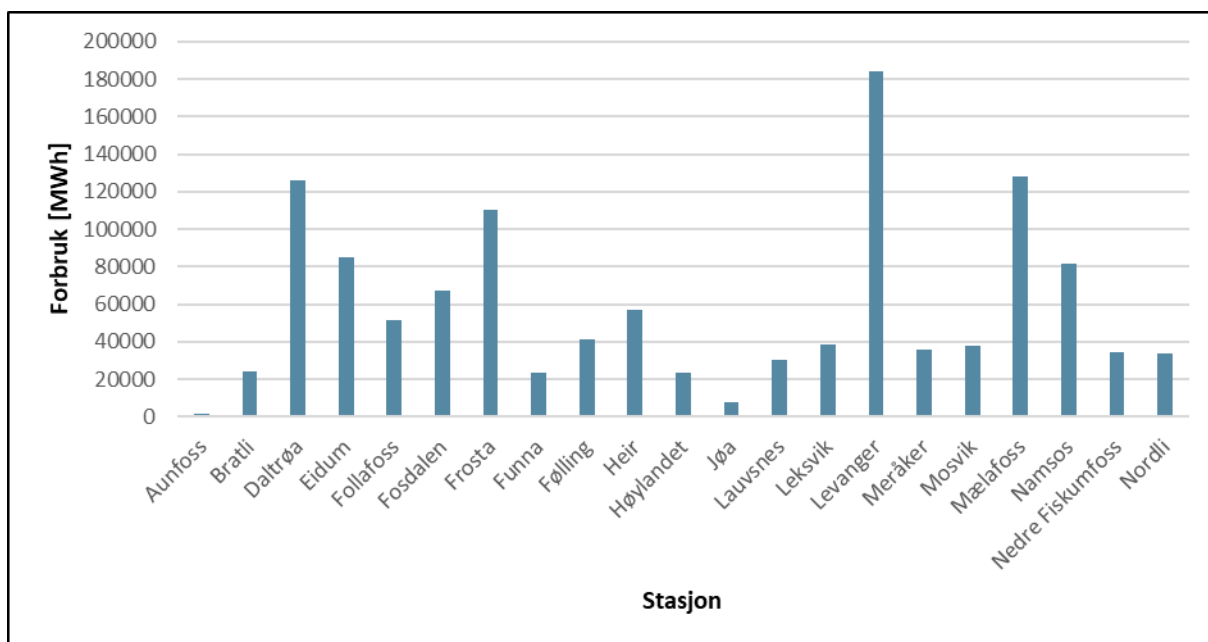
Vedlagte datainnsamlingskjema viser bakgrunnen for Figur 4-9.

Alminnelig forsyning utgjør i 2021 58,4 % av det totale energiforbruket i utredningsområdet. Tallene i Figur 4-9 er ikke temperaturkorrigert, så noe av variasjonene skyldes klimatiske forhold.

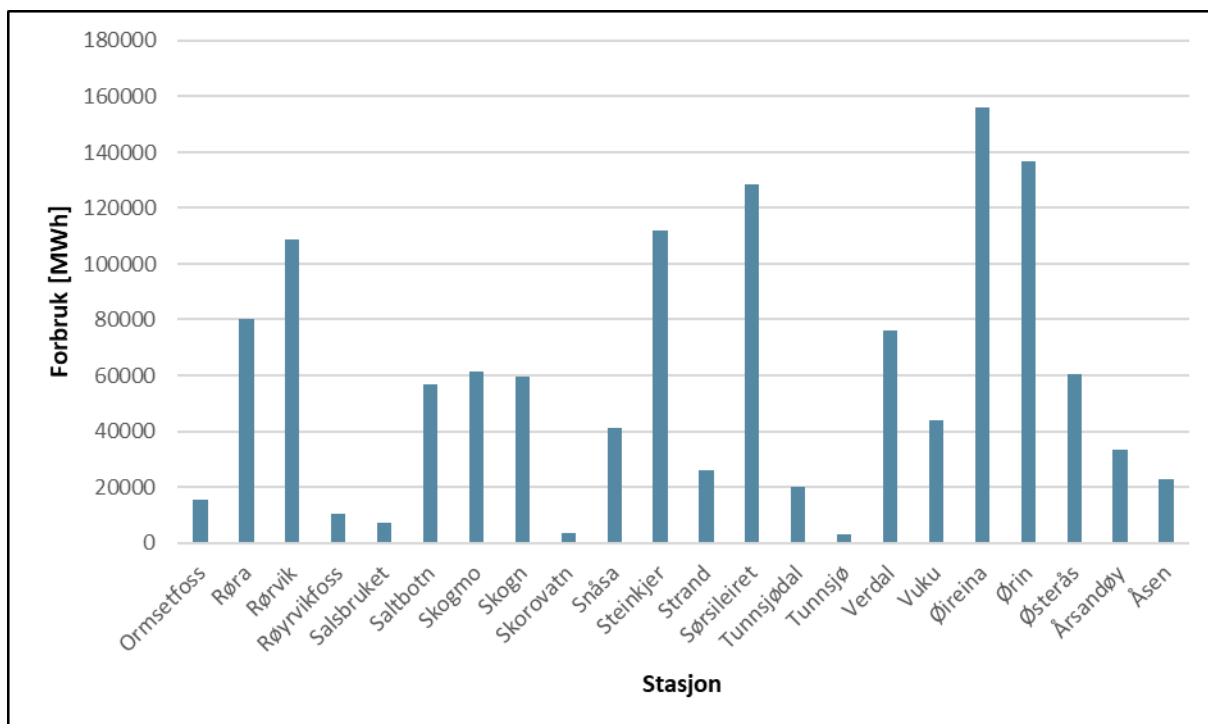
Stort forbruk utgjør i 2021 37,2 % av det totale energiforbruket i utredningsområdet. Utredningsansvarlig definerer Norske Skog Skogn AS og MM Karton Follacell AS som kunder i kategorien stort forbruk.

Uprioritert forbruk utgjør i 2021 4,3 % av det totale energiforbruket i utredningsområdet. I de siste ti årene har forbruket utgjort mellom fire og fem prosent av det totale forbruket. Graden av ny elektrifisering kan gjøre denne type tariff mer aktuell i fremtiden dersom rammebetingelsene legger til rette for det. I prognosene settes forbruket uendret i den kommende 20 års perioden.

Figur 4-10 og Figur 4-11 viser energiforbruk per transformatorstasjon i 2021.



Figur 4-10 Energiforbruk per transformatorstasjon 2021 – del 1

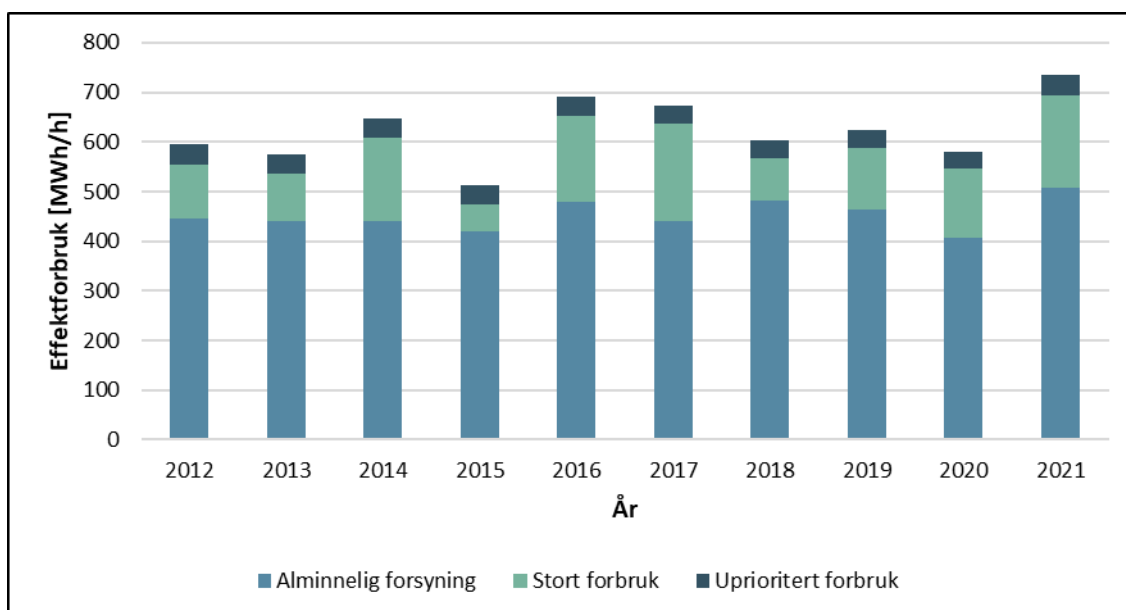


Figur 4-11 Energiforbruk per transformatorstasjon 2021 – del 2

4.4.2 Effektforkbruk

I det kommende presenteres effektforkbruket i utredningsområdet. Effektforkbruket er referert til regionalnettets topplasttime. I 2020 var regionalnettets topplasttime 27. februar time 9, mens i 2021 var den 11. februar time 9.

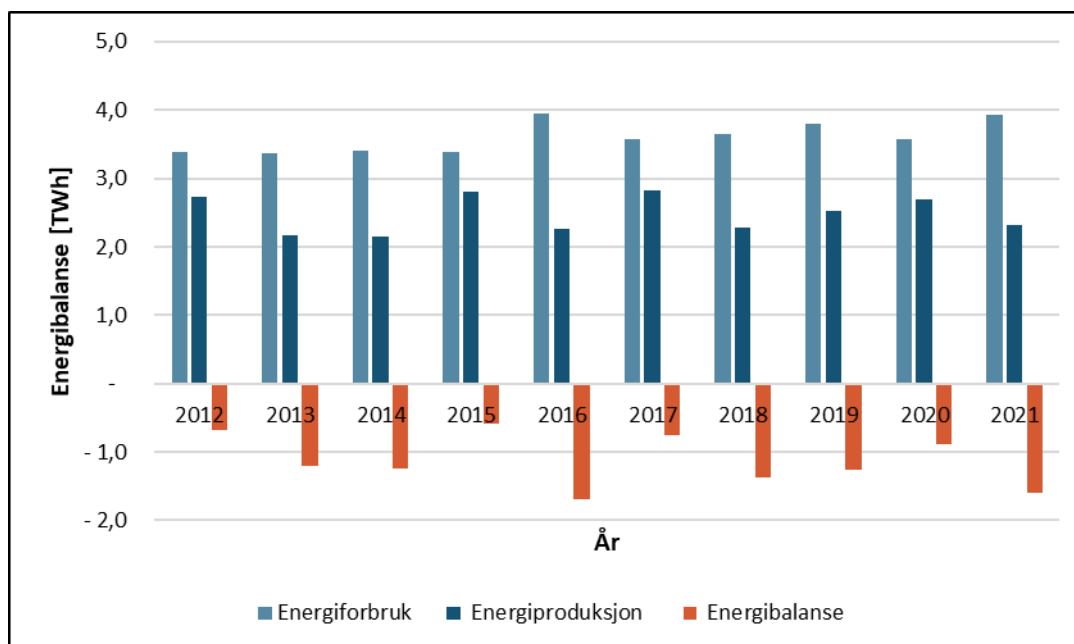
Figur 4-12 viser samlet effektforkbruk i utredningsområdet de siste 10 år. Tallene i figuren er ikke temperaturkorrigert.



Figur 4-12 Effektforbruk i utredningsområdet siste 10 år

4.5 Energi- og effektbalanse i utredningsområdet

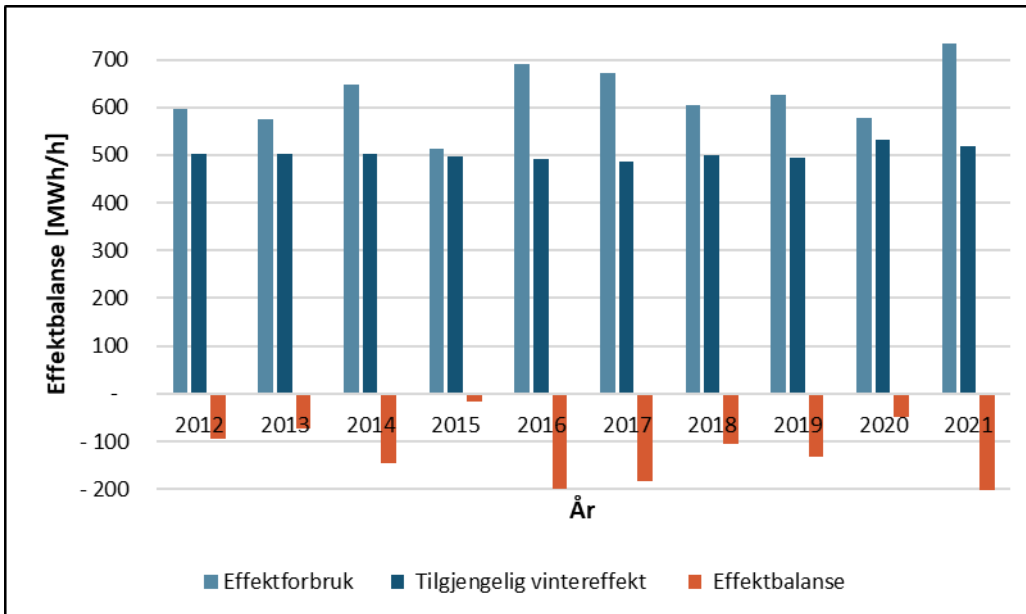
Figur 4-13 viser energibalansen i utredningsområdet de siste 10 år. Tallene i figuren er ikke temperaturkorrigert.



Figur 4-13 Energibalanse i utredningsområdet siste 10 år

Energibalansen i figuren framkommer som differansen mellom produksjon og forbruk i utredningsområdet. Figuren viser at det hovedsakelig er et energiunderskudd i fylket. Produksjon som mates direkte inn i transmisjonsnett (Tunnsjødal) er ikke inkludert i figuren.

Figur 4-14 viser effektbalansen i utredningsområdet de siste 10 år.



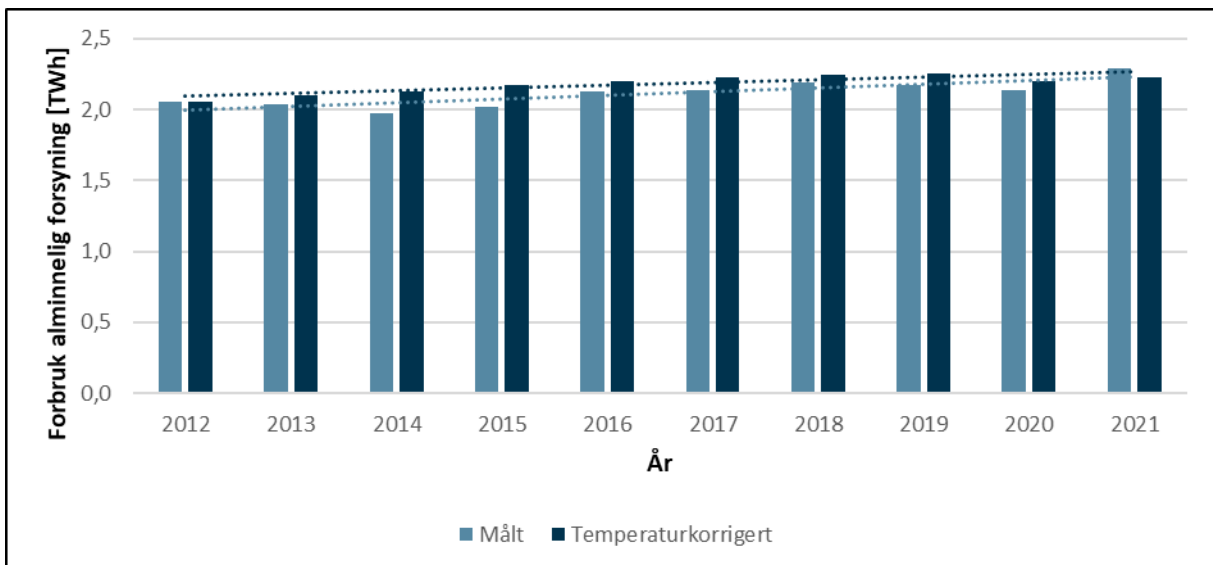
Figur 4-14 Effektbalanse i utredningsområdet siste 10 år

Effektbalansen i figuren framkommer som differansen mellom tilgjengelig vintereffekt og effektforbruk i regionalnettets topplasttime.

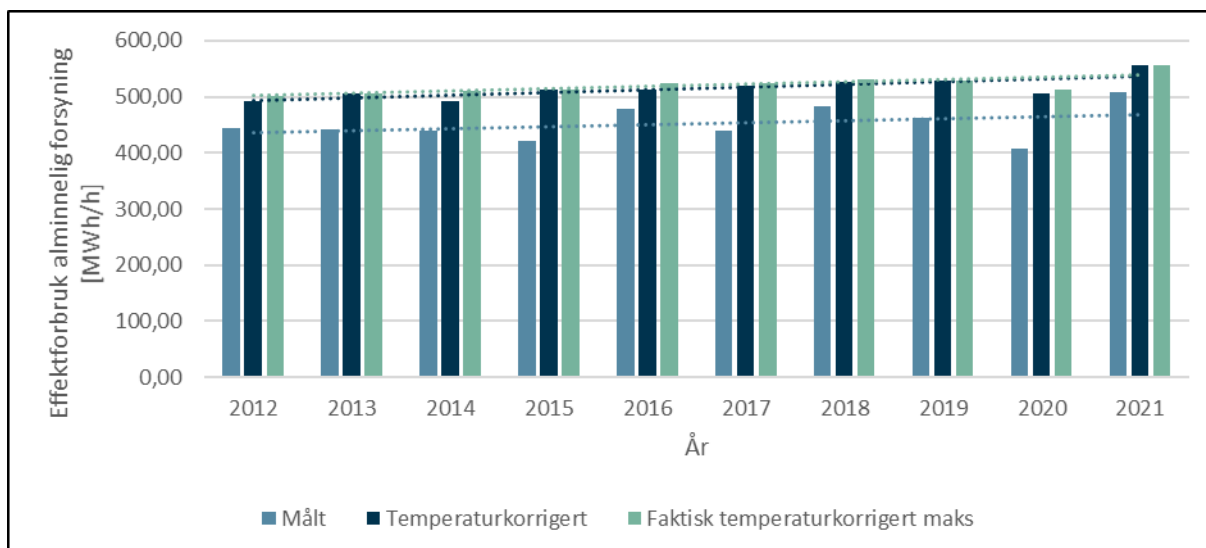
4.6 Forbrukstrender i utredningsområdet

Ut fra Figur 4-9 og Figur 4-12 er det vanskelig å si noe om utviklingen i energi- og effektforbruk i utredningsområde. Mye av grunnen til dette er at det er årlige variasjoner, på grunn av for eksempel klimatiske forhold.

Figur 4-15 viser både det målte energiforbruket i 2012–2021 for alminnelig forsyning, samt det temperaturkorrigerede forbruket. De to stiplede linjene viser trenden, både for det målte forbruket, og for det temperaturkorrigerede.



Figur 4-15 Trend i energiforbruket



Figur 4-16 Trend i effektforbruket

Figur 4-16 viser det samme som figur 4-15, men for effektforbruk i kategorien alminnelig forsyning. De blå stolpene viser målt og temperaturkorrigert effekt i topplasttiden for hvert år, mens de grønne stolpenen viser faktisk maksimale temperaturkorrigerte effekt. Alle verdier er for alminnelig forsyning.

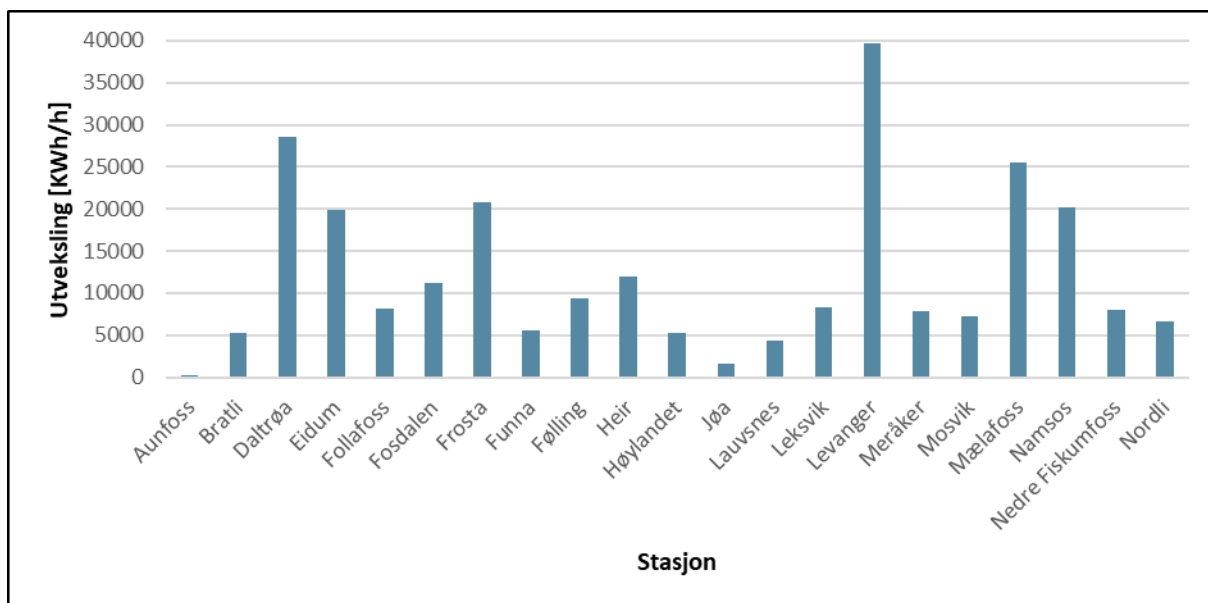
Som begge figurene viser, er det en trend som viser at både energi- og effektforbruk er stigende.

Tallene som er plottet er de samme som er i datainnsamlingsarket som er levert NVE sammen med denne rapporten.

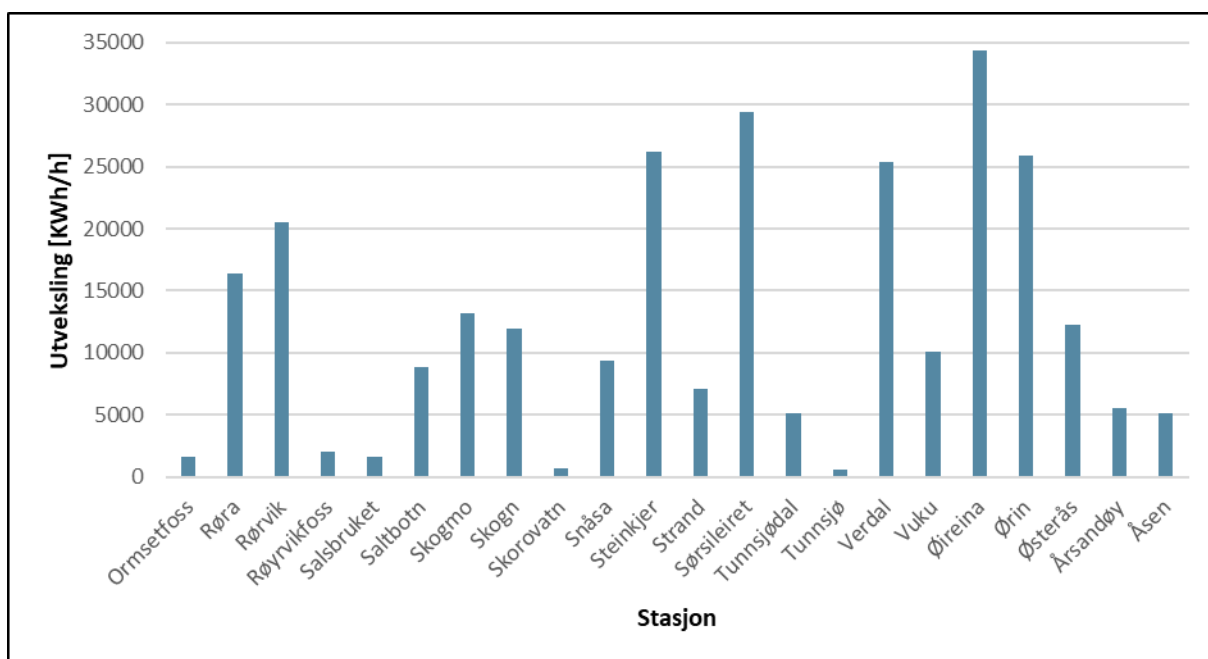
4.7 Utveksling

Netto utveksling mellom regionalnett og distribusjonsnett i transmisjonsnettets topplasttime i 2019¹ er vist i figur 4-17 og figur 4-18.

¹ 11. februar 2021, time 9



Figur 4-17 Netto utveksling mot distribusjonsnett i transmisjonsnettets topplasttime 2021 – del 1



Figur 4-18 Netto utveksling mot distribusjonsnett i transmisjonsnettets topplasttime 2021 – del 2

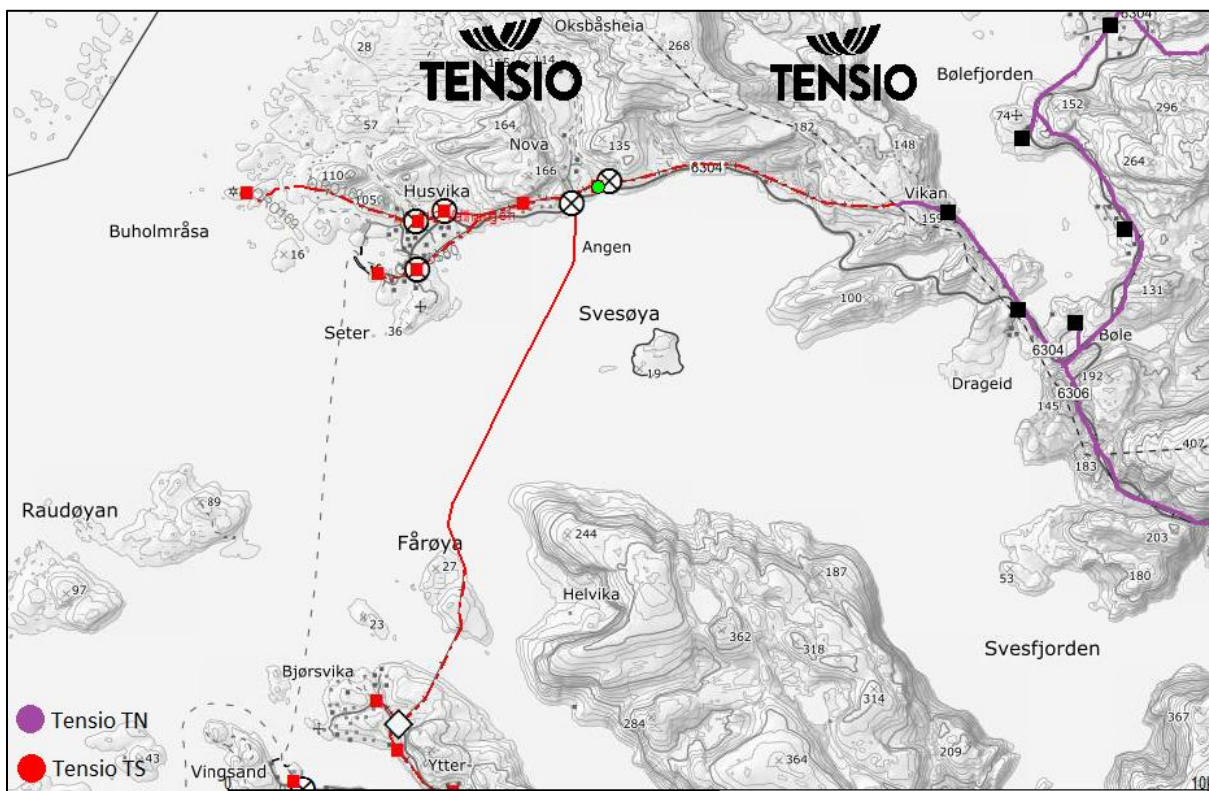
4.8 Tilgrensende områdekonsesjonærer

I dette avsnittet er punktene hvor Tensio TN møter andre områdekonsesjonærer beskrevet.

4.8.1 Grensesnitt mot Tensio TS i Sætervika

Helt nord i Tensio TS sitt utredningsområde ligger Sætervika. Sætervika er normalt forsynt fra Straum trafostasjon i Åfjord kommune. Derfra går det en forsyning til Barvika i Osen kommune og fra Barvika går det en linje til Forøya. Herfra går det en 4,2 km sjøkabel til Sætervika. Det er også en reserveforsyningsmulighet fra Lauvsnes transformatorstasjon i Tensio TN sitt utredningsområde.

Figur 4-19 viser det aktuelle området.



Figur 4-19 Grensesnitt Tensio TN og Tensio TS i Osen kommune

Sjøkabelen som forsyner Sætervika har en tid vært frakoblet på grunn av feil, og kundene i området har vært forsynt fra Lauvsnes via Tensio TN sitt nett. Sjøkabelen er nå reparert og forsyning fra Straum er gjenopprettet.

Sjøkabelen er av type 22 kV TXRA 1x3x25 Cu fra 1989. Tilstanden på kabelen er beskrevet som dårlig, og Tensio TS antar denne vil måtte reinvesteres innen få år. Estimert investeringskostnad for ny sjøkabel er om lag 6 MNOK med en mulig ny trase for bedre landtak.

Et alternativ til å reinvestere sjøkabelen er at kundene på permanent basis blir forsynt fra Lauvsnes, som kunder hos Tensio TN. Effektbehovet i området i dag er på om lag 300 kW, og det er forventet at dette skal dobles, da et kundeprosjekt i området har fått tillatelse til å koble til 300 kW. Samlet effektbehov i området er derfor antatt å være 600 kW i videre analyser.

Tensio TN har gjort analyser som viser at det er uproblematisk å forsyne området, gitt at man kjører med en noe høyere spenning ut fra Lauvsnes enn i dag. Analysen er kjørt i dagens tunglast, og med 110 % av tunglast for å ta høyde for eventuell framtidig lastøkning.

Når sjøkabelen har utlevd sin levetid anbefales det at man gjør en nærmere vurdering av om det kan være hensiktsmessig at Tensio TN overtar områdekonsesjonen for Sætervika, og at kundene forsynes fra Lauvsnes. Dette vil svekke reserveforsyningen mellom de to områdene, men på grunn av lange avstander fra de respektive transformatorstasjonene er det uansett svært begrensede muligheter for reserveforsyning.

Det er gjort forenklete samfunnsøkonomiske vurderinger av dette og resultatene er oppsummert i Tabell 4-3. Alternativ 0 er forsyning fra Tensio TS og alternativ 1 er forsyning fra Tensio TN.

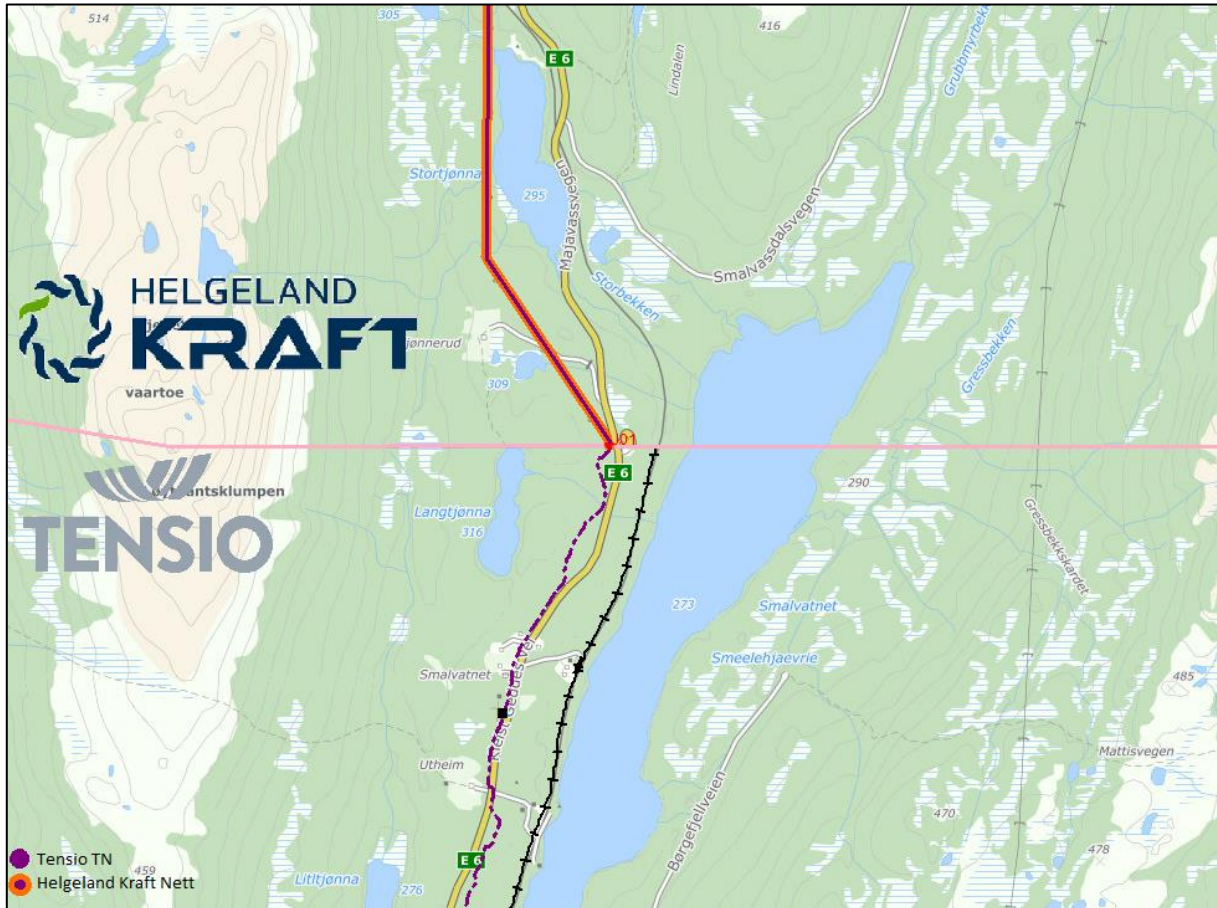
Tabell 4-3 Samfunnsøkonomisk oversikt forsyning Sætervika

| | Alternativ 0 | Alternativ 1 |
|-----------------------------|---------------------|---------------------|
| Investeringskostnader | 6 MNOK | 0 MNOK |
| Reduserte avbruddskostnader | - | + |
| Tapskostnader | 0 MNOK | 0,25 MNOK |

Dersom Tensio TN forsyner kundene og man ikke reinvesterer sjøkabelen vil ikke kundene i Sætervika ha tosidig forsyning lengre. Derfor er det gjort en vurdering på at avbruddskostnadene øker ved forsyning fra Tensio TN. Når det kommer til kostnader for avbrudd hos de aktuelle kundene vil det havne på den konsesjonæren som har forsyningen, og eventuelt reduseres tilsvarende for den andre konsesjonæren.

4.8.2 Grensesnitt mot Helgeland Kraft Nett AS

På fylkesgrensen mellom Trøndelag og Nordland møter Tensio TN sitt 22 kV distribusjonsnett Helgeland Kraft Nett AS sitt distribusjonsnett. Tidligere lastflytanalyser viser at det i tunglast er mulig å forsyne opp mot 750 kW fra Tensio TN til Helgeland Kraft Nett AS. I motsatt materetning det mulig å forsyne opp mot 250 kW fra Helgeland Kraft Nett AS mot Tensio TN.



Figur 4-20 Grensesnitt Tensio TN og Helgeland Kraft Nett AS på Nordlandsgrensen

4.8.3 Grensesnitt mot Bindal Kraftlag

Alt av Bindal Kraftlag sitt nett forsynes fra Årsandøy transformatorstasjon, eid av Tensio TN. I Årsandøy står en 15 MVA 66/22 kV transformator, som forsyner tre avganger, Bindal 1, Bindal 2 og Foldereid. I tunglast er transformatoren belastet med omtrent 5,2 MW. I lettlast er belastningen omtrent 1 MW.

Tensio TN sitt 22 kV distribusjonsnett møter Bindal Kraftlag i Valen koblingskiosk i Nærøy kommune. I grensesnittet står en 3 MVA autotransformator på grunn av spenningsforskjeller i de to nettene (rød sirkel merket med 1).



Figur 4-21 Grensesnitt Tensio TN mot Bindal Kraftlag i Valen

Spredt i Bindal Kraftlag sitt nett står det 16 transformatorer med omsetningsforhold 20/0,240 kV, som kun har 3-trinns regulering (merkespenning +/- 1 med 5 % trinn). På grunn av disse er spenningen ut fra Årsandøy 21 kV, framfor 22 kV. Med bakgrunn av dette er det begrenset forsyningskapasitet mot Tensio TN, da spenningen i Valen koblingskiosk blir noe lav. I arbeidet med å vurdere felles forsyning fra Årsandøy er det vurdert å bytte disse transformatorene. I utgangspunktet trenger man ikke transformatoren i Valen dersom man får samkjørt spenningsnivåene i de to forsyningsområdene og det bør derfor søkes en løsning hvor overgangstransformatoren fjernes, da denne reduserer kortslutningsytelsen dersom nettet forsynes fra Årsandøy.

Det har tidligere vært vurdert om en ekstra forsyningsvei til øya Leka kunne løses med forsyning fra Årsandøy transformatorstasjon via Valen koblingsstasjon. Dette har ikke blitt funnet lønnsomt og er ikke vurdert videre. Det er også vurdert om en ny sjøkabel og forsyning fra Årsandøy vil kunne erstatte dagens sjøkabel over til Leka. Dette ville gitt en svakere forsyning enn dagens forsyningsvei og er derfor ikke vurdert videre.

I tillegg er det vurdert en mulig sammenkobling mellom Bindal Kraftlag sitt 22 kV nett sør for Årsandøy og Tensio TN sitt 22 kV nett i Foldereid (rød sirkel merket med 2).

Forsyning via dagens koblingskiosk Valen

Det er gjort vurderinger om deler av dagens forsyning fra Saltbotn transformatorstasjon kan legges over mot Årsandøy gjennom sammenkoblingspunktet i koblingskiosk Valen. I de videre vurderingene er det forutsatt at Bindal Kraftlag har skiftet ut de 16 transformatorene med omsetningsforhold

20/0,24 kV slik at spenningsnivået ut fra Årsandøy er 22 kV. Vurderingen er gjort med bakgrunn i eksisterende nett, men 3 MVA transformatoren i Valen er fjernet for å øke kortslutningsytelsen fra Årsandøy mot Tensio TN sitt nett i sammenkoblingspunktet. Antatt kostnad for fjerning og ombygning i punktet er estimert til 250 000 NOK.

Totalt flyttes da omtrent 600 kW belastning i tunglast fra Saltbotn og over til Årsandøy, dette reduserer tapene med omtrent 3 kW totalt. I tillegg vil dette gi ekstra forsyningssikkerhet for den nevnte belastningen i Tensio TN sitt nett, da det vil være to mulige forsyningsveier. Dette fordi dagens forsyningsvei opprettholdes og nytt delingspunkt er plassert ved en allerede fjernstyrt effektbryter, i tillegg til den fjernstyrte bryteren mot Bindal Kraftlag i Valen. Verdien av den økte forsyningssikkerheten er vurdert til omtrent 50 000 NOK i reduserte KILE-kostnader per år.

Tabell 4-4 oppsummerer de samfunnsøkonomiske vurderingene som er gjort. Alternativ 0 er å beholde dagens forsyningsvei og alternativ 1 er å endre til forsyning via Valen.

Tabell 4-4 Samfunnsøkonomisk oversikt Bindal Kraftlag via Valen

| | Alternativ 0 | Alternativ 1 |
|-----------------------|---------------------|---------------------|
| Investeringskostnader | 0 MNOK | 0,25 MNOK |
| Avbruddskostnader | 0 MNOK | - 1 MNOK |
| Tapskostnader | 0 MNOK | - 0,1 MNOK |

Som Tabell 4-4 viser vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å flytte deler av dagens belastning fra Saltbotn og over til Årsandøy via Bindal Kraftlag sitt forsyningsnett under gitte forutsetninger. Den forenklete samfunnsøkonomiske vurderingen viser at man kan bruke opp mot 1,1 MNOK for å etablere denne koblingen mot Bindal Kraftlag og likevel ha en gunstig effekt samfunnsøkonomisk.

Sammenkobling i Foldereid

Det er omtrent 2,2 km fra Tensio TN sitt eksisterende 22 kV nett i området og frem til slutten på Bindal Kraftlag sitt 22 kV nett sør fra Årsandøy. Det var tidligere lavt tverrsnitt (FeAl 25) på hele denne avgangen fra Årsandøy mot Foldereid, men denne er i senere tid oppgradert til FeAL 50 bortsett fra det aller siste stykket. Det vil si at man ved å bygge ca. 3 km nytt nett med tverrsnitt BLL 99 eller tilsvarende vil kunne få en relativt sterk forbindelse mot Årsandøy. Ved en eventuell sammenkobling har Bindal kraftlag signalisert at det kan være ønskelig at Tensio tar over hele denne avgangen fra Årsandøy, da det ikke er mange kunder på strekningen.

Det er flere småkraftprosjekter i området, og det er gode muligheter for at denne forbindelsen kan bli realisert i forbindelse med en av disse. I så tilfelle vil det være naturlig at Tensio flytter noe nett fra Saltbotn over på Årsandøy. I tunglast er dette beregnet til å være i overkant av 1 MW. Det er også mulig å ta over ca 1 MW fra Høylandet. Det fins eksisterende fjernstyrte brytere i området som kan legges ut for å lage nye delingspunkt, og med dette vil man få både reduserte tap og KILE kostnader.

Tapene reduseres med 91 kW og KILE med om lag 211 000 NOK.

Kostnad for sammenkoblingen er beregnet til ca. 3,5 MNOK med trestolper, og 4,8 MNOK med kompositt. I tillegg må trolig en del av Bindals fordelingstransformatorer skiftes ut, da Bindal kraftlag drifter nettet på 20 kV. Dette er beregnet til en kostnad på 1,2 MNOK, noe som gir en total kostnad for sammenkobling på 6 MNOK:

Tabell 4.20 oppsummerer de samfunnsøkonomiske vurderingene som er gjort. Alternativ 0 er å beholde dagens forsyningsvei og alternativ 1 er å endre til forsyning fra Årsandøy.

Tabell 4-5 Samfunnsøkonomisk oversikt Bindal Kraftlag via Foldereid

| | Alternativ 0 | Alternativ 1 |
|-----------------------|--------------|--------------|
| Investeringskostnader | 0 MNOK | 6,0 MNOK |
| Avbruddskostnader | 0 MNOK | - 4,4 MNOK |
| Tapskostnader | 0 MNOK | - 2,9 MNOK |

Som Tabell 4-5 viser kan det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å flytte deler av dagens forsyning fra Saltbotn og Høylandet over til Årsandøy transformatorstasjon. Med bakgrunn i forutsetningene lagt til grunn vil man kunne investere opp til 7,3 MNOK og fremdeles oppnå en gunstig samfunnsøkonomisk effekt. Kostnader til drift og vedlikehold er ikke inkludert i anslagene, og det knyttes en del usikkerhet opp mot hva det vil koste og bytte ut Bindals fordelingstrafoer.

De to vurderte tiltakene mot Bindal Kraftlag viser at det bør utredes videre hva total kostnad for å skifte ut de nevnte 16 fordelingstransformatorene vil være for å oppnå samme spenningsnivå mellom Tensio TN og Bindal Kraftlag. I tillegg bør restlevetiden for dagens linje fra Årsandøy mot Foldereid utredes nærmere da det kan være gunstig med en sammenkobling av Tensio TN og Bindal Kraftlag sitt 22 kV nett ved Foldereid.

4.8.4 Grensesnitt mot Jämtkraft AB

I Sørli er Tensio TN sitt 22 kV distribusjonsnett sammenkoblet med Jämtkraft AB i Sverige. Tidligere lastflytanalyser viser at det i tunglast med lastflyt mot Sverige kan forsynes opp 500 kW. I motsatt fall, fra Sverige mot Sørli, kan det forsynes omtrent 2,5 MW. Ved forsyning fra Sverige vil lave spenninger på Norsk side være begrensende faktor.



Figur 4-22 Grensesnitt Tensio TN mot JK på riksgrensen

I forbindelse med ny forsyning av nytt industriområde i Sørli er et av alternativene som er vurdert en ny forsyning via Sverige. Det er da vurdert en 40 kV forbindelse frem til riksgrensen og en 22 kV forbindelse fra Riksgrensen og frem til Jule.

4.8.5 Tensio TN forsyner Storfjellet gård i Åfjord kommune

Tensio TN forsyner Storfjellet gård i Åfjord kommune. Gården er lokalisert i Tensio TS sitt konsesjonsområde, men dagens nettløsning ble foretrukket av kunden. Tensio TN inngikk derfor en avtale med Tensio TS om å få bygge og drifte nett inn i deres konsesjonsområde. Tensio TN fikk også tillatelse til å gi andre mulige kunder på strekningen tilbud om strømtilkobling på Tensio TN sine vilkår. Disse kundene avregnes som ordinære Tensio TN-kunder og har ingen kundeforhold til Tensio TS.

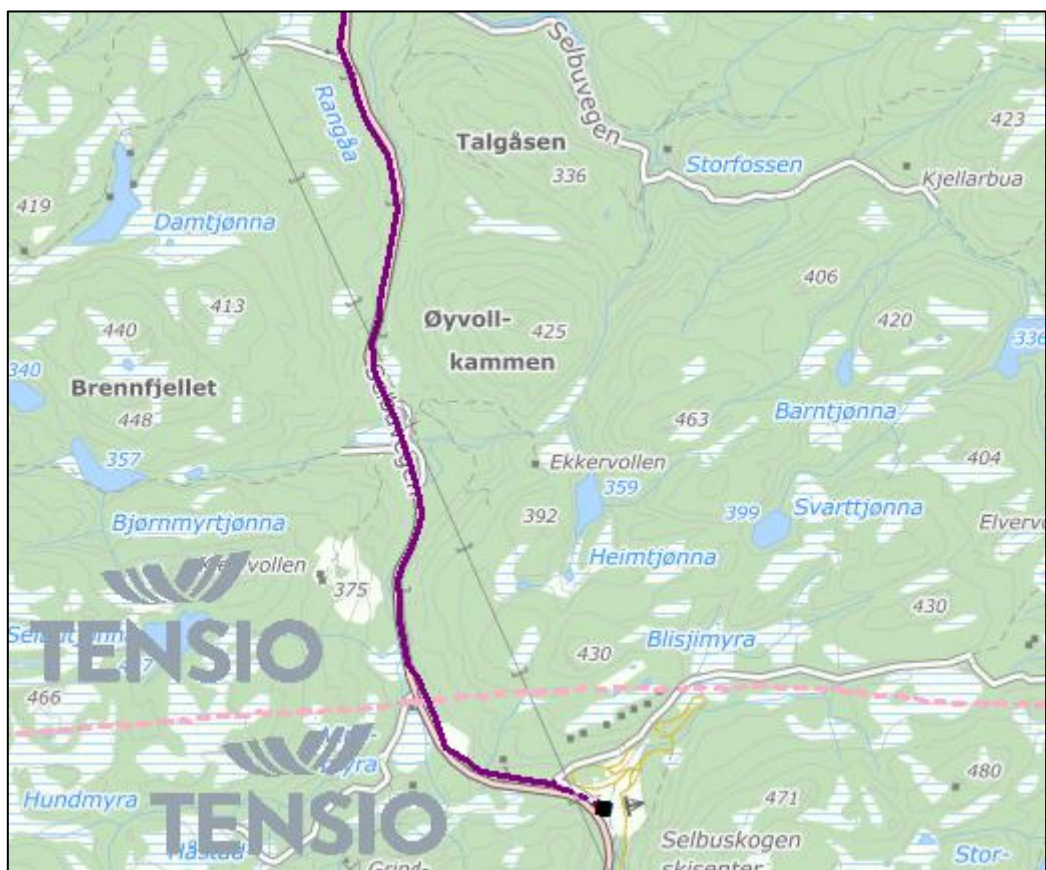


Figur 4-23 Grensesnitt mellom Tensio TN og Tensio TS, og Storfjellet gård

4.8.6 Tensio TN forsyner Selbuskogen skisenter

Tensio TN forsyner Selbuskogen skisenter, noen hytter og en sendestasjon i Selbu kommune, i Tensio TS sitt konsesjonsområde. Alle kundene ligger under samme nettstasjon og forsynes fra Eidum transformatorstasjon.

Det er installert en 800 kVA fordelingstransformator i nettstasjonen, men lasten er beskjeden, beregnet til omtrent 40 kW i tunglast.

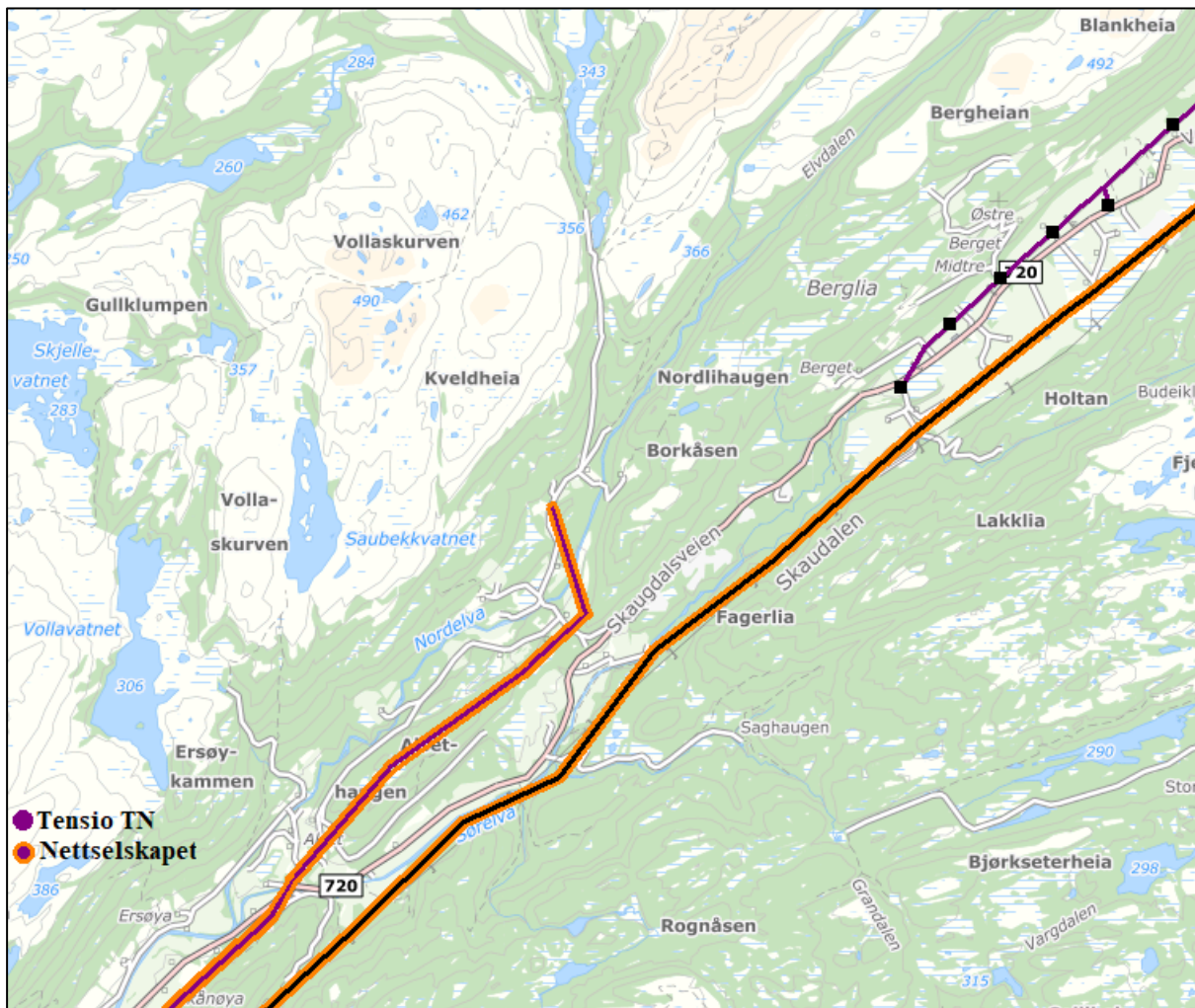


Figur 4-24 Grensesnitt Tensio TN og Tensio TS Selbuskogen skisenter

4.8.7 Vurdering av sammenkobling mellom Ormsetfoss og Stoen

I dagens nett er det en mulighet for sammenkobling mellom Tensio TN sitt 22 kV nett fra Ormsetfoss transformatorstasjon og Nettselskapet sitt 22 kV nett fra Stoen transformatorstasjon. Avstanden mellom de to avgangene er 3 km.

Lastflytberegninger viser at det er mulig å forsyne 2,5 MW fra Ormsetfoss mot Stoen, hvor begrensende faktor er belastning på linjer. Fra Stoen er det begrensende overføringsmuligheter grunnet lavt tverrsnitt på dagens linje, samt at dagens linje er fra 1950-tallet. Det anses derfor ikke som aktuelt med en sammenkobling før eventuelt Nettselskapet reinvesterer sitt nett. Dette vil vurderes innen få år. I tillegg er det et forholdsvis lavt forbruk i området, slik at nytteverdien av en sammenkobling anses som begrenset.

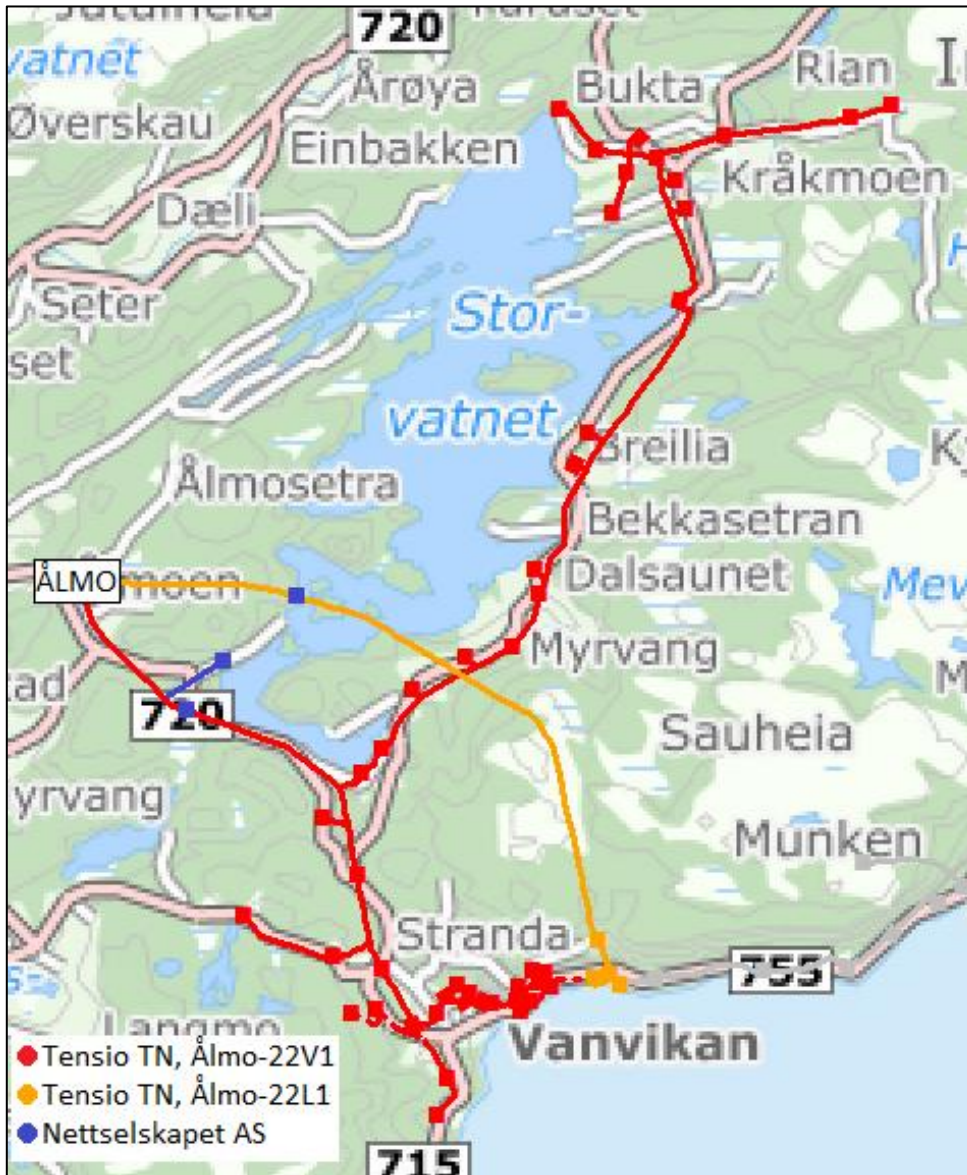


Figur 4-25 Vurdering av sammenkobling 22 kV nett Ormsetfoss og Stoen

4.8.8 Tensio TN forsynes fra Ålmo transformatorstasjon

Tensio TN eier 22 kV nettet under to avganger i Tensio TS sin transformatorstasjon Ålmo. Eierskillet ligger på tilkoblingspunktene, kabelklemmene, på effektbryternes sekundærside. De to avgangene forsyner Tensio TN sine kunder i Vanvikan og nordover langs Storvatnet.

Ute på den ene avgangen, ÅLMO-22V1, er det en luftlinje på 1,8 km og to nettstasjoner som eies av Nettselskapet AS. Nettselskapet AS eier også en nettstasjon på avgangen ÅLMO-22L1.



Figur 4-26 Nett under Ålmo transformatorstasjon

Alderen på dagens luftlinje under avgangen Ålmo-22L1 nærmer seg 50 år, og tilstanden tilsier at denne linjen bør reinvesteres innen få år. Alternativt kan linjen rives, ved at Ålmo-22V1 forsyner nettstasjonene og kundene som i dag ligger på Ålmo-22L1. Det er gjort en samfunnsøkonomisk beregning av de to alternativene, og resultatet vises i Tabell 4-6. I begge alternativene vil det måtte påregnes en ekstra kostnad for tilknytning av nettstasjonene som i dag eies av Nettselskapet AS.

Tabell 4-6 oppsummerer de samfunnsøkonomiske vurderingene som er gjort. Alternativ 1 er å reinvestere avgang Ålmo-22L1 slik den er i dag, og alternativ 2 er å demontere avgang Ålmo-22L1 og la kundene bli forsynt fra Ålmo-22V1.

Tabell 4-6 Samfunnsøkonomisk oversikt nett under Ålmo

| | Alternativ 1 | Alternativ 2 |
|-----------------------|--------------|--------------|
| Investeringskostnader | 10 MNOK | 1 MNOK |
| Avbruddskostnader | 0 MNOK | 2,6 MNOK |

| | | |
|---------------------------------|----------|----------|
| Tapskostnader | 0 MNOK | 0,8 MNOK |
| Drift- og vedlikeholdskostnader | 2,7 MNOK | 0 MNOK |

I alternativ 2 er det lagt inn en nødvendig forsterkning av et lite linjestrekk. Avbruddskostnaden for de to alternativene er beregnet ut i fra NVEs beregningsark, hvor det vil være en omkoblingstid på bryterne hvis det skulle forekomme avbrudd under Ålmo i dag. Differansen mellom alternativene er listet opp i tabellen. I alternativ 2 vil det ikke være tilstrekkelige reserveforsyningsmuligheter i nettet, og nettet under Ålmo vil dermed bli liggende ute dersom avbrudd skulle oppstå. I worst case, hvis et avbrudd skulle skje nært stasjonen, vil tilnærmet alt forbruk under Ålmo miste forsyningen.

I tillegg til dette prosjektet, vil det innen få år bli nødvendig å reinvestere deler av strekningen mellom Ålmo og Leksvik. I en slik reinvestering vil kapasiteten på avgangen bedres betraktelig, og en full reserveforsyning av Ålmo stasjon vil dermed bli mulig. Reinvesteringen består av 12 km eldre luftlinje, og kostnaden for denne beregnes til 13 MNOK.

Det anbefales å utrede begge disse prosjektene i nærmere detalj, men foreløpige beregninger viser at det vil være mest lønnsomt å gå for alternativ 2, for i stedet å foreta en nødvendig reinvestering og oppgradering av linjen mellom Ålmo og Leksvik transformatorstasjon. Dette vil også bidra til at Ålmo kan reserveforsyne Leksvik i en større del av året sammenlignet med forsyning fra Ormsetfoss, dersom regionalnettlinjen mellom Leksvik og Stoen skulle falle ut.

4.8.9 Mulighet for reserveforsyning mot Tensio TS og Buås via Helltunellen

I forbindelse med utbygging av E6 mellom Trondheim og Stjørdal skal blant annet Helltunellen oppgraderes til to tunell-løp. Vegvesenet ønsker tosidig strømforsyning til disse hvor Tensio TN vil forsyne fra nord og Tensio TS vil forsyne fra sør. Dermed vil man få en sammenkobling av distribusjonsnettet i Stjørdal og Malvik via Helltunellen når utbyggingen er ferdig, det vil si senest i år 2025.

Tensio TN har utredet to alternativer for reserveforsyning, ett der man benytter eksisterende nett og ett der en flaskehals med kabel av lavere tverrsnitt oppgraderes. Lastflytberegningene forutsetter at Sutterø trafostasjon er på plass.

Alternativ 0: Med eksisterende kabelnett kan Tensio TN forsyne omlag 3 MW mot Tensio TS. Begrensning er en strekning på omtrent én km med 95mm² høyspentkabel mellom flyplassen og kjøpesenteret på Hell.

Alternativ 1: Ved å bygge en ny forbindelse på omtrent 250m med 240mm² høyspentkabel kan man unngå flaskehalsen og dermed forsyne opp mot 8 MW mot Tensio TS. Anslått kostnad for dette tiltaket er 0,6 MNOK.

Tensio TS rapporterer at de etter planlagte forsterkninger i nettet kan forsyne omlag 8 MW fra Malvik mot Stjørdal.

Reservedekningen i distribusjonsnettet til området rundt flyplassen er allerede god, det er derfor ikke noe prekært behov for denne forbindelsen fra Tensio TN sitt ståsted. Behovet er antagelig større på Tensio TS sin side, spesielt ved et eventuelt utfall av Buås transformatorstasjon, da det ikke er like mange transformatorstasjoner å spille på her. Tensio TN og Tensio TS har utvekslet NIS-filer, og Tensio TS sine beregninger viser at kun deler av Hommelvik kan forsynes fra fra Stjørdal, grunnet lav spenning. Tilsynelatende er det altså relativt liten nytteverdi av sammenkoblingen også for Tensio TS per i dag.

Tabell 4-7 Samfunnsøkonomisk oversikt forsyning via Helltunellen

| | Alternativ 0 | Alternativ 1 |
|-----------------------|--------------|--------------|
| Investeringskostnader | 0 MNOK | 0,6 MNOK |

4.9 Vurdering av forbrukerfleksibilitet

I dette kapitlet beskrives ulike alternativer av forbrukerfleksibilitet i utredningsområdet. Flere av de samme temaene er også diskutert i kapittel 5.2. Mer aktiv bruk av forbrukerfleksibilitet kan bli et viktig verktøy for nettselskapene i tiden fremover, i en tid hvor strømmettet flere steder er i ferd med å bli en flaskehals for videre elektrifisering og næringsutvikling. Ved bruk av fleksibilitet kan man potensielt utsette eller unngå reinvesteringer som følge av flaskehalsproblematikk, og slippe kunder tidligere inn på nettet i påvente av nettinvesteringer med lange ledetider. Utfordringen er å ha fleksibilitet tilgjengelig på riktig sted til riktig tid, og det må være enkelt for driftsoperatørene både å se og aktivere.

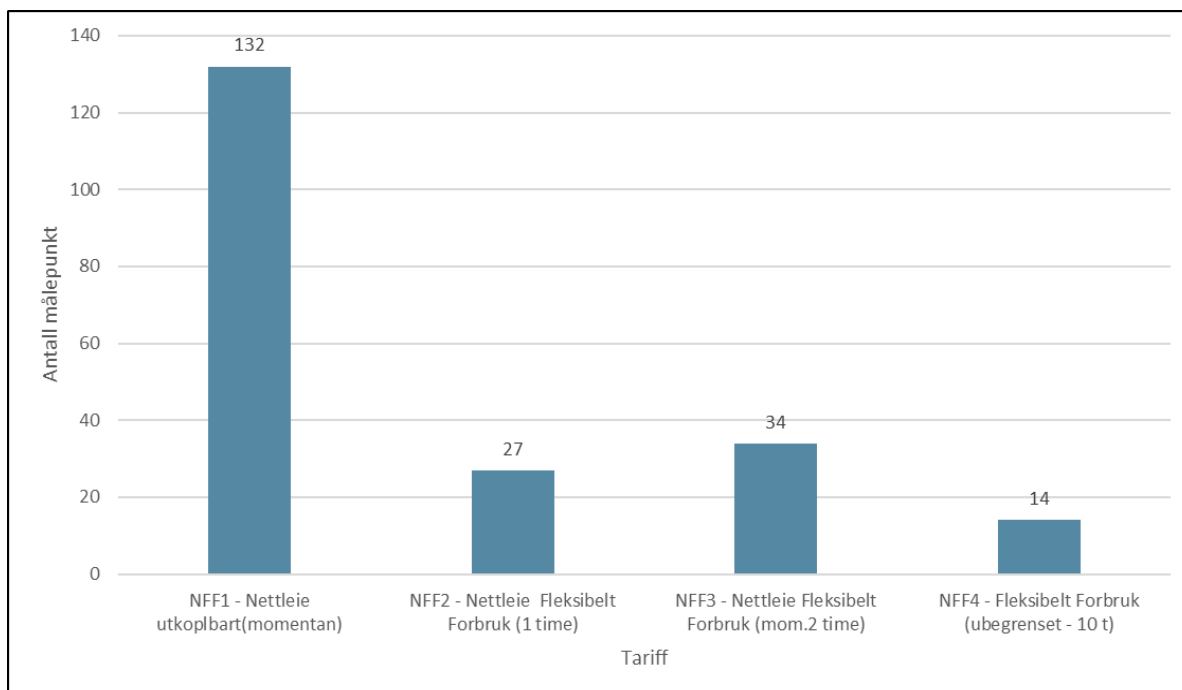
4.9.1 Utkoblbart forbruk

Fleksible kunder forekommer til en viss grad i utredningsområdet, gjennom utkoblbart forbruk. Disse kundene har en egen nettleietariff, hvor de får rabatterte nettleie mot at deres forbruk kan frakobles. For å tegne et abonnement med disse tariffene er det et krav om minimum 90 kW belastning. Historisk sett har ikke dette blitt håndhevet så streng, men nye kunder som ønsker tilknytning må overholde dette kravet. Tabell 4-8 viser betingelsene for de fire ulike tariffene for kunder med fleksibelt forbruk.

Tabell 4-8 Tariffer for fleksibelt forbruk

| Tariff | Varslingstid | Maksimal utkoblingsvarighet |
|--------|--------------------|-----------------------------|
| NFF1 | Momentan utkobling | Ubegrenset |
| NFF2 | 1 time | Ubegrenset |
| NFF3 | Momentan utkobling | 2 timer |
| NFF4 | 10 timer | Ubegrenset |

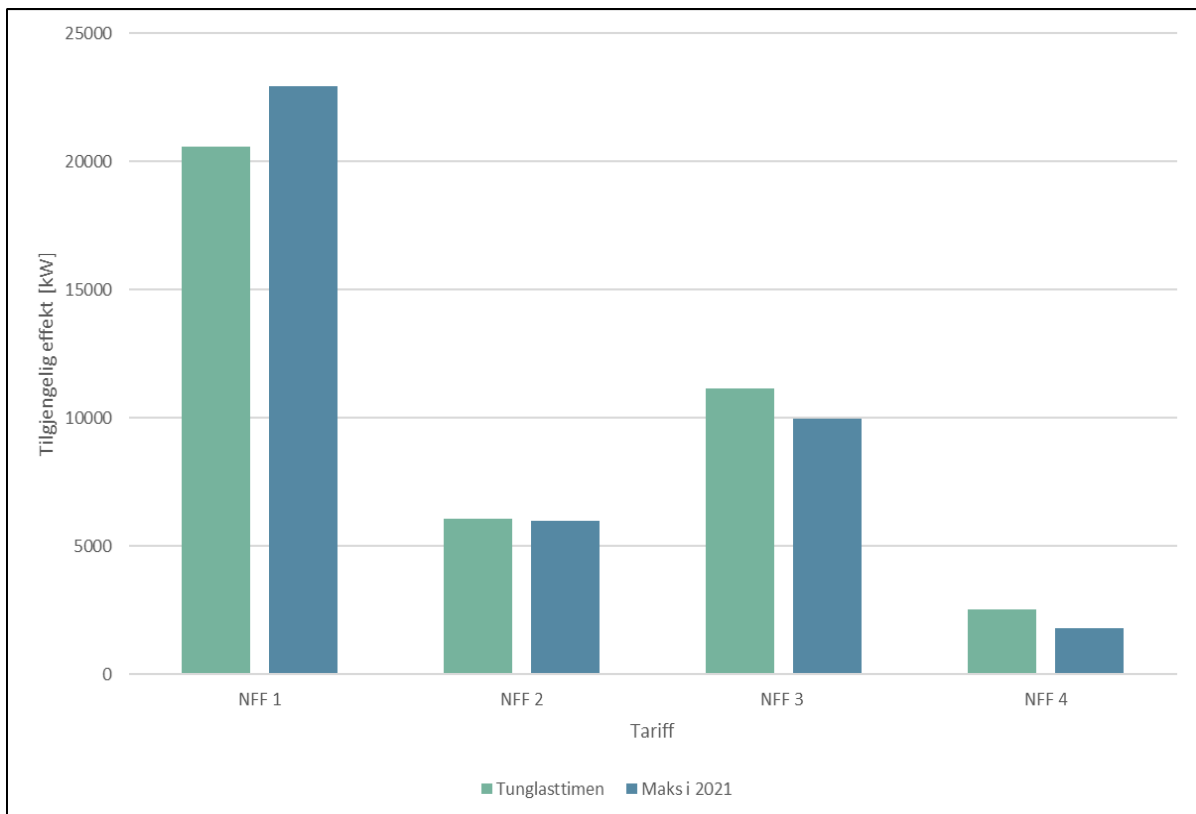
Figur 4-27 viser antall abonnenter på hver av de ulike tariffene.



Figur 4-27 Antall kunder med fleksibelt forbruk, fordelt på ulike tariff

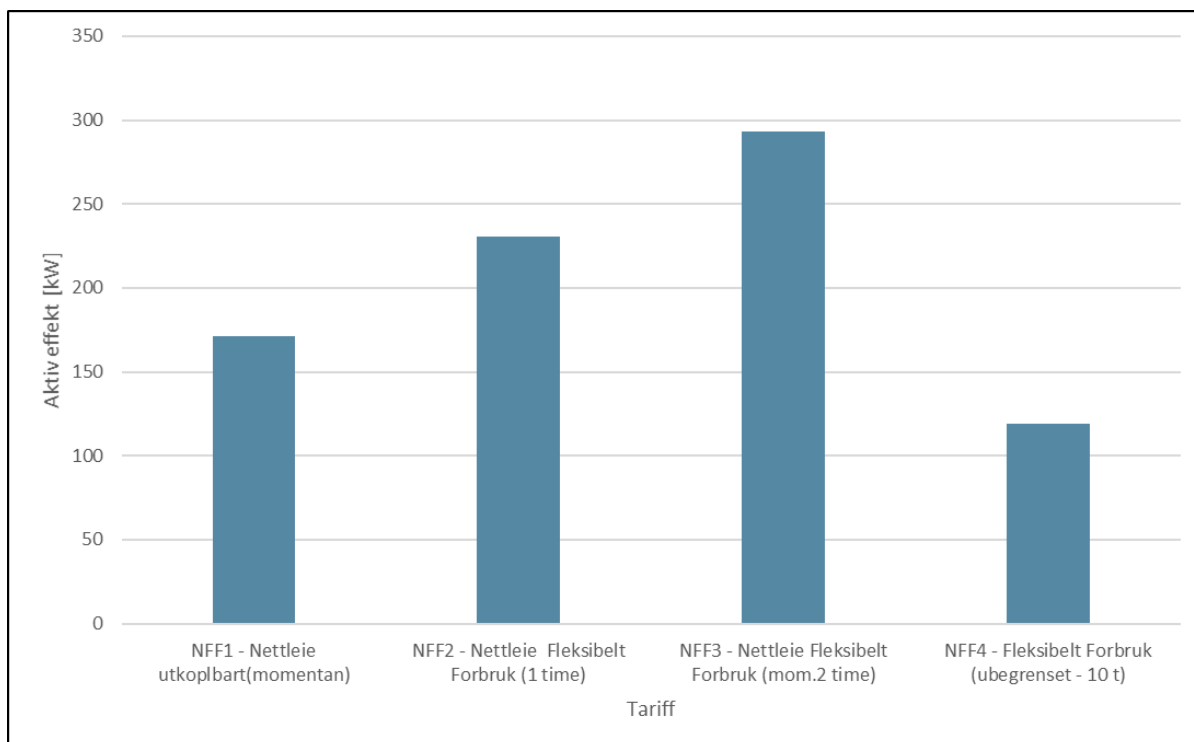
Som figuren viser er det en klar overvekt på antall kunder som har tariff NFF1, som gir momentan utkobling i ubegrenset tid.

Figur 4-28 viser tilgjengelig aktiv effekt fordelt på de ulike tariffene for utkoblbart forbruk. Dette gjenspeiles i Figur 4-27 som viser at det største volumet av utkoblbar last har tariff NFF1.



Figur 4-28 Total aktiv effekt, fordelt på ulike tariffer

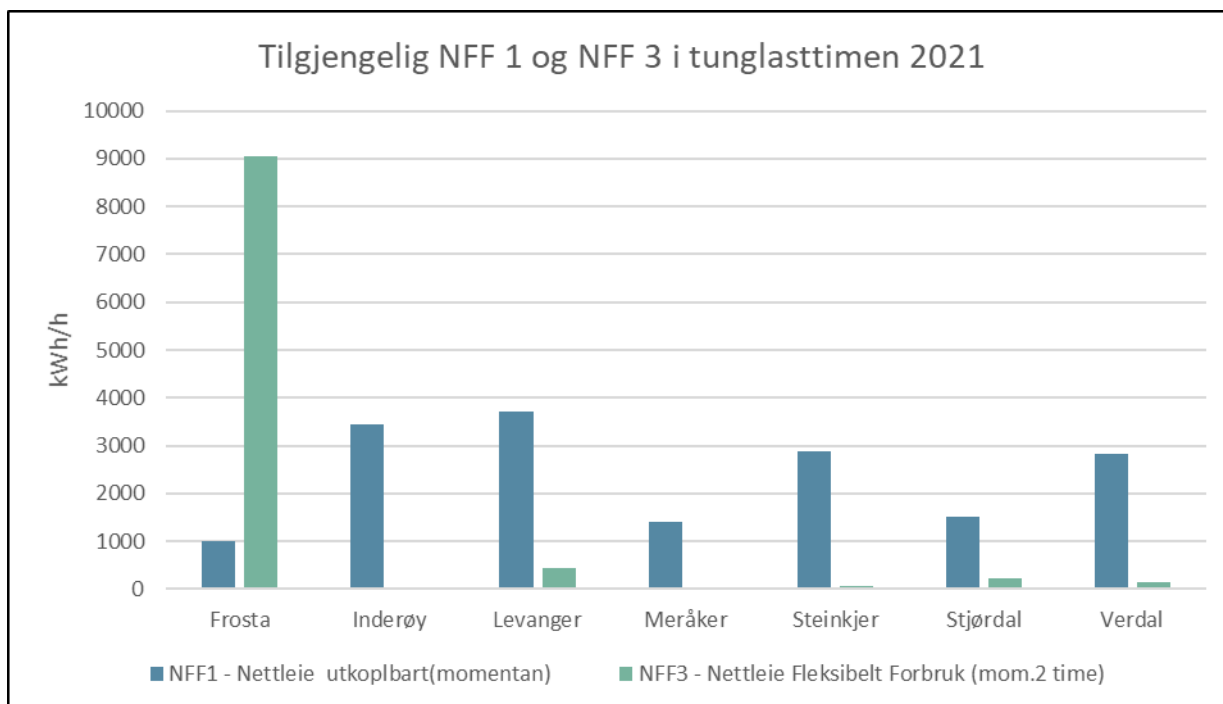
Dersom man ser på den gjennomsnittlige makseffekten per kunde per tariff viser det seg at kundene med NFF3 tariff har høyest gjennomsnittlig makseffekt. Den gjennomsnittlige makseffekten per kunde for de ulike tariffene er vist i Figur 4-29



Figur 4-29 Gjennomsnittlig aktiv effekt per kunde, fordelt på ulike tariffer

Ved omkoblinger eller feil i nettet kan utkoplbart forbruk bidra positivt for å opprettholde eller raskere gjenopprette strømforsyningen, for eksempel ved at disse kan utkobles i starten av gjenopprettingen til flest mulig kunder har fått tilbake strømmen. Man er derimot avhengig av at fleksibiliteten er tilgjengelig der man trenger den, altså der feilen skjer, og dette er ikke alltid tilfelle.

Figur 4-30 viser tilgjengelig NFF 1 og 3 i tunglasttiden i de kommunene hvor Tensio TN har utkoplbart forbruk.



Figur 4-30 Kommunevis tilgjengelig utkoplbart forbruk i tunglasttiden 2021

Det er ikke montert fjernstyrte brytere hos alle kundene med utkoblbar last, noe som vanskeliggjør utkobling av disse kundene når man faktisk har bruk for det. Man har heller ikke alltid kontroll på om kundene selv har koblet seg inn igjen. Et system som bedre ivaretar dette er under installasjon, og dette vil gjøre det enklere for operatørene på nettsentralen å benytte seg av utkoblbart forbruk. Ideelt sett er det ønskelig med strategisk plasserte kunder med utkoblbar last, og gjerne av en viss størrelse, slik at man får koblet ut størst mulig last med færrest mulig operasjoner.

4.9.2 Energilagring

Energilagring er en teknologi som kan bidra til økt forbrukerfleksibilitet. Det er en rask teknologiutvikling på batterier, og prisene på batterier har sunket drastisk de siste årene. Dette er også en utvikling som vil kunne fortsette fremover. Energilagring til kommersielt bruk vil dermed kunne bli mer og mer aktuelt fremover, da primært i lavspenningsnettet på forbrukernivå.

I de lavere nettnivåene er det som sagt naturlig å tro at batterier blir mer utbredt fremover, og en utvikling det er viktig at Tensio TN følger med på. Det er, som i resten av landet, stor økning i elbiler i utredningsområdet, hvor dette spesielt observeres gjennom økt antall forespørsler for hjemmelading. Teknologier som «vehicle to home» (V2H) og «vehicle to grid» (V2G) kan få betydning for strømforbruket, hvor husholdningskunder da potensielt kan bruke elbil og ladeboks til å styre forbruket etter strømprisen.

Batterier kan også benyttes i forbindelse med solcelleanlegg. I perioder hvor produksjonen overgår forbruket kan kunder lagre den produserte energien fra solcelleanleggene, og spare den til en periode med høyere forbruk. Dette begrenser innmatingen av produksjon til strømmettet, og kan også begrense effektflyten fra strømmettet i høyt belastede perioder. Kombinasjonen av batterier og solcelleanlegg vil øke egenforbruket av strøm til kundene. Dette kan bidra til å redusere behovet for nettinvesteringer, og gi mer lønnsomme solcelleanlegg for forbrukerne.

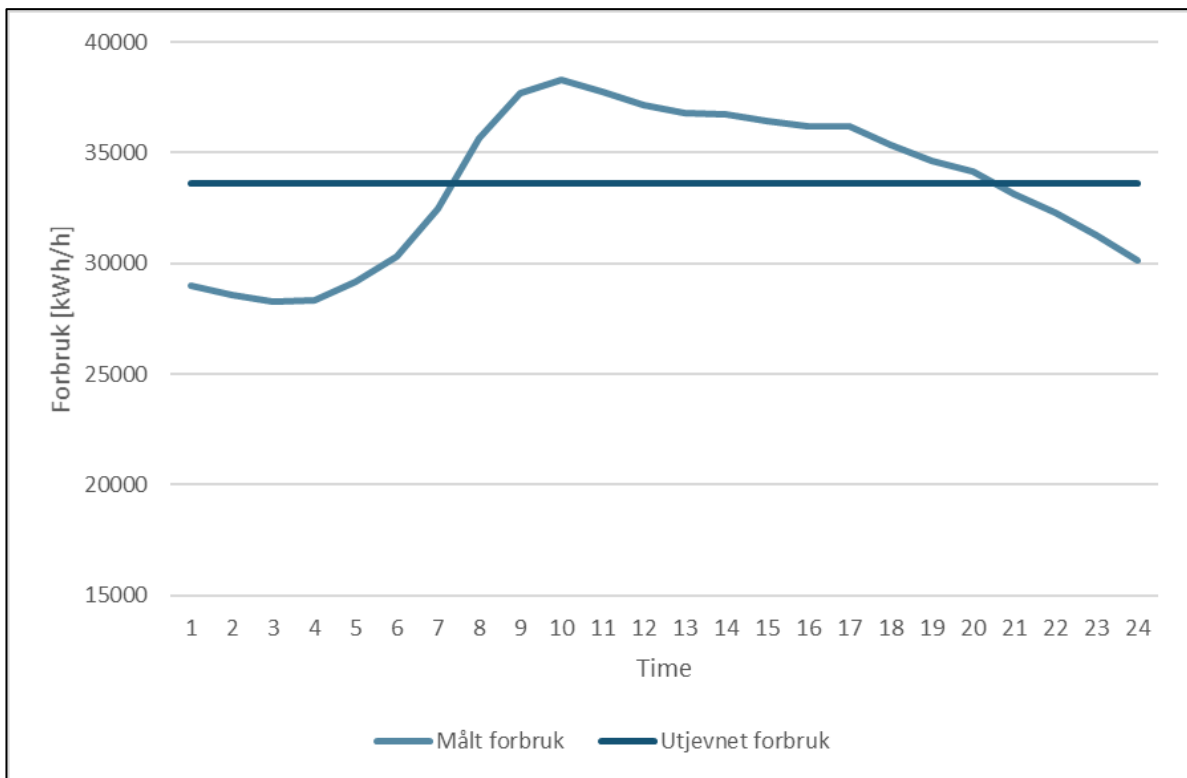
4.9.3 Flytting av forbruk

Flytting av forbruket er en løsning som vil kunne redusere effekttoppene og dermed den høyeste belastningen av strømmettet. Teknologi som kan hjelpe kundene med dette er på full fart inn allerede i dag, gjennom blant annet smarte elbilladere som lader når strømmen er billig, og varmtvannsberedere som kobler seg ut ved lav spenning eller når strømmen er dyr. Vi ser for oss at utrulling av slike produkter som styrer automatisk etter strømprisen vil fortsette i høyt tempo fremover. Foruten de åpenbare fordelene med at man får flyttet en del forbruk fra rushtiden på morgen/ettermiddag over på kveld/natt, vil bare det at slikt utstyr brer om seg gi flere kunder mulighet til å aktivt (eller passivt) delta i et fleksibilitetsmarked. På sikt kan det kanskje bli et problem om «alle» elbil-ladere i konsesjonsområdet slår inn samtidig på et lavt prissignal, men dette er ikke noe vi ser tegn til foreløpig.

Det jobbes på flere hold med å etablere en markeds plass for fleksibilitet hvor de regionale nettselskapene kan gå inn å kjøpe og etterspørre fleksibilitet. I et slikt scenario ville man trolig hatt aggregatorer som tilbyr fleksibilitet på vegne av en større gruppe enkeltkunder.

De nye AMS-målerne som nå er innført i alle norske husstander gir kunder og nettselskap en bedre oversikt over forbruket, og ikke minst mulighet til å avregne time for time. I kombinasjon med smarte systemer gir dette nye incentiver for styring av forbruket, og vil dermed kunne bli en viktig bidragsyter til økt forbrukerfleksibilitet. Spesielt sett i sammenheng med innføringen av effekttariffer som er på trappene.

Figur 4-31 viser det målte forbruket under Øireina transformatorstasjon 5. februar 2019, og det samme forbruket jevnet ut over døgnet.



Figur 4-31 Forbruk Øireina transformatorstasjon 5.februar 2019

Man vil nok i praksis aldri få en helt flat fordeling gjennom døgnet slik illustrasjonen viser, men det gir et bilde på potensialet som ligger i å kunne flytte forbruk gjennom døgnet.

4.9.4 FoU-prosjekter i Tensio TN

Tensio TN deltar eller har deltatt i mange FoU-prosjekter, hvor flere av prosjektene forsker på ulike løsninger for forbrukerfleksibilitet i en eller annen grad. Noen av disse prosjektene er listet opp under:

- CINELDI: Digitalisering og modernisering av det elektriske distribusjonsnettet slik at nettet spiller sammen med smarte strømkunder, elbiler, solcelleanlegg og annen lokal produksjon av fornybar energi.
- EL-6: Elektrifisering av tungtransport langs E6. Prosjektet ser på muligheter for å elektrifisere tungtransporten langs E6.
- EMC i smarte nett: Undersøke hvordan den høyfrekvente støyen i husholdninger påvirkes ved økt bruk av solcelleanlegg, elbilladere og andre effektkrevende apparater.
- OptiNett: Optimal behandling av utfordringer i lavspentnettet. Fokus på lave kortslutningsytelser og sikker utkobling av sikringer, og hvordan man kan redusere kostnaden knyttet til å løse disse utfordringene.
- IntegER: Demonstrere og verifisere bruken av batteri i distribusjonsnettet, for å bidra med kunnskap i planlegging og drift av batterisystem, særlig med tanke på hvilken nytte de kan ha for nettselskaper.
- SmartGrids IDE: Demonstrere nye teknologier og digitale løsninger i stor skala, verifisere hvordan de fungerer, og estimere nytteverdien ved full skalering til distribusjonsnettet i hele Norge.

- FlexOps: Støttesystem for fleksibilitet til bruk i nettdrift. Prosjekt i samarbeid med blant annet Kongsberg Digital og Sintef, hvor målet er å videreutvikle en modul i KogniTwinGrid som kan synliggjøre fleksibilitet og la brukeren simulere ulike driftscenarier.

I SmartGrids IDE gjennomføres en storskala demo for å verifisere en optimal driftsstrategi for nett-tilknyttede batterier i kombinasjon med avanserte målere og styringssystemer. Disse skal håndtere følgende utfordringer:

- Spenningsutfordringer som følge av store spenningsvariasjoner knyttet til økende variasjon i last og produksjon
- Lave kortslutningsverdier i lavspenningsnettet
- Spenningsusymmetri i lavspenningsnettet
- Avbrudd

I prosjektet er det installert to energilagere på hhv 30 kW/64 kWh og 50 kW/104 kWh, og nettstasjonsovervåking på over 20 nettstasjoner i samme område. Målet er å undersøke hvordan disse kan bidra til økt spenningskvalitet og redusere investeringer i nettet knyttet til problemene over. Prosjektet ble startet i 2019 og er planlagt avsluttet i 2024. Energilagrene ble utplassert høsten 2020, og vi har nå hatt to kuldeperioder hvor vi har kunnet høste erfaring og måledata. Så langt ser resultatene lovende ut. I tillegg til at inverterne klarer å samle fasene nesten uten tilførsel av aktiv effekt som erfaringene fra IntegER indikerte, bidrar batteriene til at man klarer å løfte spenningen med 5-6 volt gjennom store deler av året.

4.10 Andre energibærere og påvirkning på kraftsystemet

Tidligere utførte Tensio TN lokale energiutredninger for hver kommune i utredningsområdet, hvor blant annet alternative energikilder ble vurdert. Denne ordningen er avviklet, men noen tall fra de seneste utredningene er brukt for å beskrive andre energibærere enn elektrisitet i utredningsområdet. For Bindal kommune er det den lokale energiutredningen gjennomført av Bindal Kraftlag SA i 2013 som er brukt som grunnlag. I mange kommuner er det gjort en vurdering av framtidige alternative varmeløsninger. Dette kan på sikt medføre at elektrisitetsbehovet til oppvarming blir redusert, sammenlignet med hvordan det er i dag.

Det er kun tre fjernvarmeanlegg av betydelig størrelse i utredningsområdet. Statkraft Varme AS oppgir på sine hjemmesider at de har to anlegg i utredningsområdet. Disse er listet opp under, med årsproduksjon i 2019:

- Namsos: 21,5 GWh
- Stjørdal: 27 GWh

Anlegget på Stjørdal er eid av Stjørdal Fjernvarme AS som eies 85 % av Statkraft Varme og 15% av Stjørdal kommune, men driftes av Statkraft Varme AS.

Tidligere hadde Statkraft varme et anlegg på Levanger, men 10.januar 2017 overtok Innherred Biovarme AS dette anlegget. Konesjonen for anlegget ble 3.mars 2017 overført fra Innherred Biovarme AS til Røstad Fjernvarme AS. Tensio TN har ikke lyktes med å finne den installerte kapasiteten på dette anlegget.

Disse tre anleggene er de eneste av vesentlig størrelse i utredningsområdet. Som nevnt i kapittel 0 har Stjørdal Fjernvarme AS, Statkraft Varme AS og Røstad Biovarme AS konsesjon for fjernvarme. Nøkkeltal fra konsesjonene er gitt i Tabell 4-9.

Tabell 4-9 Fjernvarmekonsesjoner i utredningsområdet

| Konsesjonær | Sted | Søkt effekt | Søkt produksjon |
|--------------------|----------|-------------|-----------------|
| Røstad Biovarme AS | Levanger | 17,0 MW | 27,20 GWh |

| | | | |
|------------------------|----------|---------|-----------|
| Statkraft Varme AS | Namsos | 22,5 MW | 36,00 GWh |
| Stjørdal Fjernvarme AS | Stjørdal | 26,1 MW | 41,76 GWh |

Tallene i Tabell 4-9 er hentet fra NVEs nettsider.

De fleste kommunene i utredningsområdet har en form for alternativ energibærer som hovedsakelig brukes til oppvarming av bygg.

I Grong er det et fjernvarmeanlegg i sentrumsområdet som leverer omtrent 2,5 GWh per år, hvorav 85 % er basert på biobrensel og resten på elektrisitet.

I Barlia i Overhalla er det et mindre nærvarmeanlegg basert på briketter som forsyner noen bygninger lokalt. Mengde vannbåren varme basert på energikildene kjelkraft og olje for Overhalla sentrum er tidligere beregnet til om lag 2,0 GWh/år, dette anlegget fases ut ila 2020 og erstattes med en varmeveksler. I forbindelse med bygging av ny skole i Overhalla er det bygd et nytt biobrenselanlegg med varmeproduksjon på 400 000 kWh/år.

I Kolvereid sentrum i Nærøysund har en rekke bygg vannbåren oppvarming. I 2003 brukte disse bygningene til sammen 3,4 GWh kjelkraft og 0,22 GWh olje til oppvarming. I senere tid har det blitt satt i gang et fjernvarmeanlegg basert på biobrensel i Kolvereid og det er beregnet til å levere omtrent 2 GWh per år.

I Inderøy er det ikke utbygd et fjernvarmenett, men et lokalt nærvarmeanlegg forsyner skolene på Sakshaug og Inderøyheimen. I Mosvik er det bygd en biovarmesentral som forsyner barneskole, idrettshall, basseng og barnehage, denne har en varmeproduksjon på 500 000 kWh/år. I kommunen er det planer om å bygge fjernvarmeanlegg for Venna og Straumen, tomt står klar men anlegget er foreløpig ikke bygd.

På Verdal distribueres fjernvarme på Ørin industriområde. Forbrenningsanlegget bruker bark blandet med tørrflis som energikilde. Anlegget har en installert effekt på 11 MW og kapasitet for varmeproduksjon på inntil 40 GWh per år. Verdal VGS har fått installert et biobrenselanlegg med varmeproduksjon på 1 200 000 kWh/år. Det finnes også noen bygg i Verdal sentrum med vannbåren varme, men dette har vi ikke fått tallfestet.

I Levanger kommune er Nord universitet forsynt fra et nærvarmeanlegg. Det er satt inn en 1,25 MW biobrenselkjel basert på flis, mens to gamle oljekjeler og en elektrokjel er beholdt for å dekke spisslast og som reserve. Totalt leveres det årlig omtrent 2–3 GWh, men anlegget har potensial til å levere 5–6 GWh per år. Staup helsehus blir forsynt av egen varmesentral med varmeproduksjon på 1 000 000 kWh/år.

I Steinkjer er det utbygd et fjernvarmenett som bruker bark blandet med tørrflis som energikilde. Forbrenningsanlegget, som er eid av InnTre AS, har 6 MW installert effekt og kan med relativt lave investeringskostnader økes til 8 MW. Av årlig varmeproduksjon på omtrent 24 GWh per år brukes 16 GWh internt til tørking av materialer og oppvarming av lokaler. De resterende 8 GWh leveres til eksterne kunder. Det er skrevet flere artikler om potensialet i oppvarmet grunnvann fra gruvene i Verran, men foreløpig er det ikke funnet lønnsomhet i å utnytte denne ressursen.

I Namsos er fjernvarmenettet fra Statkraft sin varmesentral de senere årene utvidet til å forsyne sentrumsområdet, inklusive østre Byområde og Hestmarka, i tillegg til Namsos sykehus og andre offentlige etater. I 2019 leverte de en årsproduksjon på 21,48 GWh.

I Stjørdal brukes det om lag 45 GWh vannbåren varme, det aller meste i sentrum. Det er utbygd et fjernvarmenett i Stjørdal sentrum hvor årlig varmesalg har utgjort 6–7 GWh per år. Det er planer om utvidelse av anlegget og gradvis økning av kapasitet opp til 40 GWh i år 2025. Fullt utbygd er det

planlagt at om lag 80 % av energibehovet dekkes av biobrensel, 10 % av varmepumper og 10 % av olje og/eller elektrisitet. Fjernvarmenettet er vel utbygd og er bra dimensjonert for å kunne møte en videre utvidelse.

Tensio TN registrerer at bruk av hydrogen som alternativ energibærer blir stadig mer aktuelt. Mer om hydrogen kan leses i kapittel 5.2.5.

5 Fremtidige overføringsforhold

5.1 Nye kraftverksprosjekt

Tabell 5-1 viser potensialet for småkraftverk i utredningsområdet. Tabellen viser oversikten over småkraftpotensiale utarbeidet av NVE, og oversikten over pågående saker som Tensio TN er kjent med. I tillegg inkluderer tabellen prosjekter allerede tilknyttet distribusjonsnettet til Tensio TN. Noe av forskjellen mellom småkraftpotensiale utarbeidet av NVE, og pågående saker i Tensio TN, er at i oversikten til NVE tas det ikke hensyn til at det kan være flere konsesjonærer i en og samme kommune, slik som i Bindal og Indre Fosen. I tillegg kan det være noe etterslep i registreringen og at enkelte prosjekter ikke lengre anses som aktuelle.

Tabell 5-1 Småkraftpotensial i utredningsområdet

| Kommune | Småkraftpotensiale fra NVE | Pågående saker i Tensio TN sitt utredningsområde | | I drift i dag |
|-------------|----------------------------|--|----------------------------|-----------------|
| | Installert effekt | Installert effekt | Årsproduksjon ² | Småkraftverk |
| Bindal | 58,8 MW | 8,1 MW | 28,4 GWh | 12,5 MW |
| Flatanger | 3,2 MW | 0,0 MW | 0,0 GWh | 5,9 MW |
| Frosta | 0,0 MW | 0,0 MW | 0,0 GWh | 0,0 MW |
| Grong | 10,9 MW | 0,7 MW | 2,5 GWh | 26,7 MW |
| Høylandet | 1,1 MW | 5,2 MW | 18,2 GWh | 0,3 MW |
| Inderøy | 2,3 MW | 0,0 MW | 0,0 GWh | 0,6 MW |
| Indre Fosen | 18,9 MW | 0,0 MW | 0,0 GWh | 4,9 MW |
| Leka | 0,3 MW | 0,0 MW | 0,0 GWh | 0,0 MW |
| Levanger | 3,4 MW | 0,0 MW | 0,0 GWh | 3,5 MW |
| Lierne | 5,7 MW | 1,5 MW | 5,3 GWh | 7,5 MW |
| Meråker | 9,9 MW | 10,0 MW | 35,0 GWh | 9,9 MW |
| Namsos | 8,3 MW | 2,9 MW | 10,2 GWh | 0,1 MW |
| Namsskogan | 37,9 MW | 34,5 MW | 120,8 GWh | 5,3 MW |
| Nærøysund | 9,3 MW | 5,8 MW | 20,3 GWh | 5,4 MW |
| Overhalla | 9,0 MW | 4,8 MW | 16,8 GWh | 0,8 MW |
| Røyrvik | 6,8 MW | 0,0 MW | 0,0 GWh | 11,9 MW |
| Snåsa | 10,2 MW | 4,7 MW | 16,5 GWh | 9,6 MW |
| Steinkjer | 13,2 MW | 9,0 MW | 31,5 GWh | 20,7 MW |
| Stjørdal | 4,5 MW | 0,2 MW | 0,7 GWh | 7,1 MW |
| Verdal | 1,8 MW | 0,0 MW | 0,0 GWh | 2,4 MW |
| Sum | 215,5 MW | 87,4 MW | 306,2 GWh | 135,1 MW |

² Stipulert 3 500 brukstimer

Tabell 5-2 og Tabell 5-3 viser hvilke vindkraftprosjekter som enten er konsesjonssøkt eller som er meldt inn til NVE.

Tabell 5-2 Vindkraftprosjekter – konsesjon søkt

| Navn | Tiltakshaver | Kommune | Effekt | Årlig prod. |
|-------------------------------------|--|---------|-----------------|------------------|
| Hyllfjellet, Sognavola og Markavola | E.ON Wind Norway, Branch of E.ON Wind Norway | Verdal | 280,5 MW | 841,5 GWh |
| Sum | | | 280,5 MW | 841,5 GWh |

Tabell 5-3 Vindkraftprosjekter – meldt

| Navn | Tiltakshaver | Kommune | Effekt | Årlig prod. |
|------------------------|-------------------|-----------------|---------------|------------------|
| Mariafjellet | Vindkraft Nord AS | Lierne, Røyrvik | 150 MW | 450 GWh |
| Grøndalsfjellet | Vindkraft Nord AS | Namsskogan | 200 MW | 600 GWh |
| Sandvassheia/Follaheia | Ulvig Kiær AS | Verran | 200 MW | 600 GWh |
| Sum | | | 550 MW | 1 650 GWh |

Mariafjellet og Grøndalsfjellet har fått utredningsprogram fra NVE, videre fremdrift er ikke kjent. NVE anbefalte i 2009 at søknaden på Sandvassheia/Follaheia vindkraftverk ble trukket. Tiltakshaver har ikke svart på dette.

Tabell 5-4 Vindkraftprosjekter – har konsesjon, ikke bygd

| Navn | Tiltakshaver | Kommune | Effekt | Årlig prod. |
|-------------------------------------|---------------|-------------------|---------------|------------------|
| Innvordfjellet | Zephyr AS | Namsos, Flatanger | 115 MW | 345 GWh |
| Ytre Vikna trinn II og rest trinn I | NTE Energi AS | Nærøysund | 210 MW | 714 GWh |
| Sum | | | 325 MW | 1 059 GWh |

Zephyr AS søkte i juli 2020 til NVE om utsatt frist for idriftsetting av Innvordfjellet fra 31.12.2020 til 31.12.2023. Søknaden ble avslått og klage ble oversendt OED den 15.9.2020.

Ytre Vikna II og rest Ytre Vikna I, heretter kalt Ytre Vikna II for enkelhets skyld har fått forlenget frist for bygging frem til 31.12.2024. Nettkonsesjonen på forsterkningene som var nødvendig for å bygge Ytre Vikna fikk ikke tilsvarende forlengelse av fristen etter avslag fra NVE. Det er dermed nødvendig å søke ny konsesjon for Ytre Vikna II sammen med ny konsesjon på nødvendige nettanlegg.

Det er totalt innmeldt, konsesjonssøkt eller gitt konsesjon for vindkraftprosjekt med en samlet effekt på 1 155,5 MW og årlig effektproduksjon på 3 550 GWh i utredningsområdet.

Tabell 5-5 Større vannkraftprosjekter – under planlegging/bygging

| Navn | Tiltakshaver | Kommune | Effekt | Årlig prod. |
|-------------------------|---------------|------------|-----------------|----------------|
| Nye Nedre Fiskumfoss | NTE Energi AS | Grong | 90 MW | 375 GWh |
| Trongfoss Elvekraftverk | NTE Energi AS | Namsskogan | 34,2 MW | 117 GWh |
| Sum | | | 124,2 MW | 492 GWh |

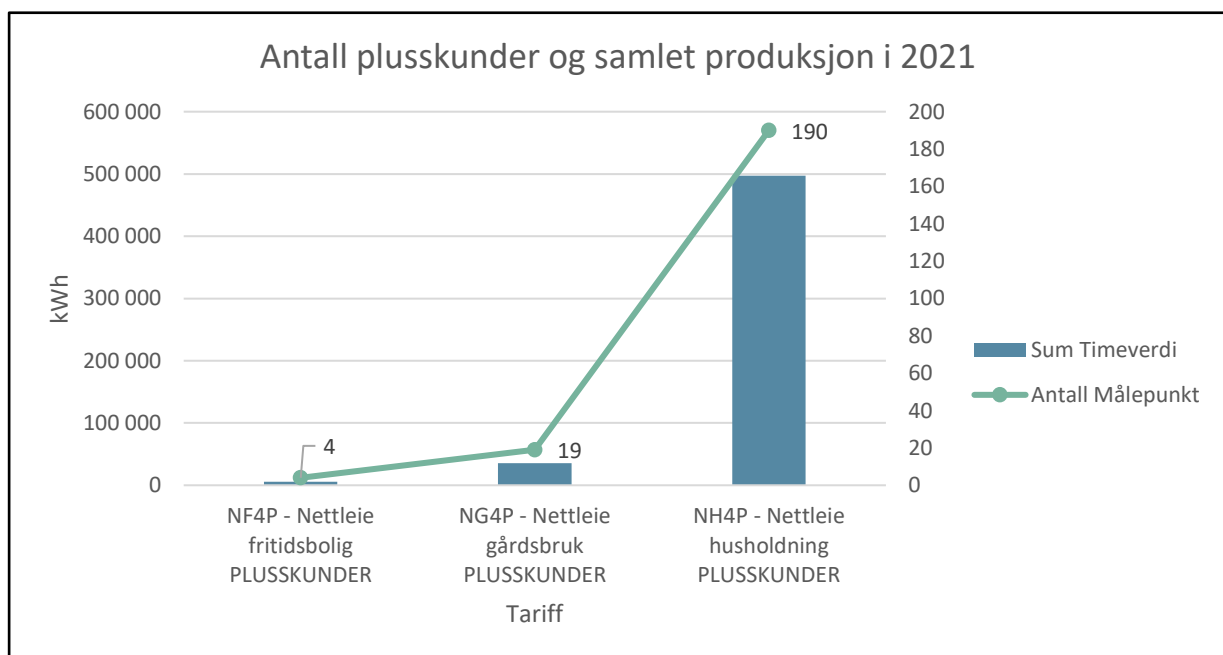
Det er ikke mange større vannkraftprosjekter under planlegging i området. De fleste er under 10 MW og er med i oversikten i Tabell 5-1. De største som Tensio TN kjenner til er vist i Tabell 5-5, hvor Trongfoss fikk negativ innstilling av NVE og saken ligger hos Olje- og energidepartementet. NTE Energi AS jobber i den forbindelse med en miljøutredning omkring levevilkårene for laksefisken Namsblanken som skal være ferdig i 2020. Nye Nedre Fiskumfoss og Grøndalselva har konsesjon og er under bygging.

I tillegg kjenner utredningsansvarlig til at NTE Energi AS har planer om reinvestering av Aunfoss elvekraftverk i Grong kommune innen år 2028. Det er ikke tatt stilling til om det skal bygges ny kraftstasjon eller om eksisterende skal rehabiliteres. Forventet effekt opp til 73 MW og årlig produksjon 300 GWh.

5.1.1 Forventet utbygging av solenergi

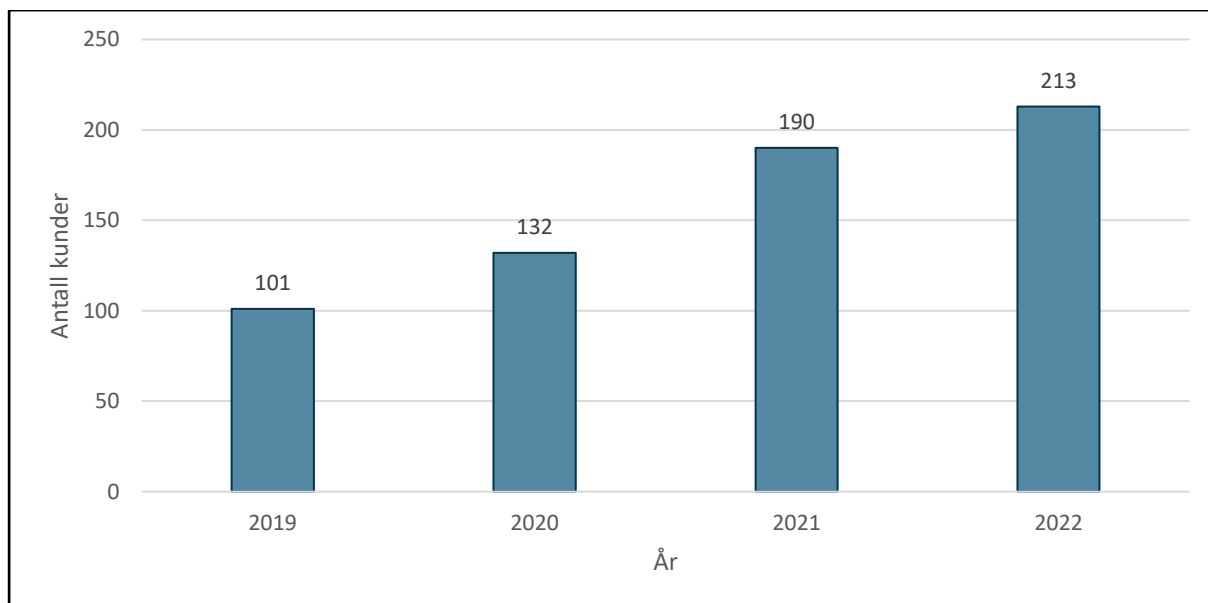
Det er i dag registrert 213 kunder med solcelleanlegg i Tensio TN sitt nett. Majoriteten av solcelleanleggene er montert på bolighus med en snitteffekt på 4–6 kW_p, mens øvrige er montert på næringsbygg og låvetak og har effektstørrelser i området 30–150 kW_p. Maksimal samlet innmating fra plusskunder i vårt konsesjonsområde så langt er på ca. 1 MW, og dette oppsto den 19. april 2022. Total produksjon inn på nettet fra plusskunder i 2021 var på ca. 550 000 kWh.

I Figur 5-1 kan man se antall plusskunder og samlet produksjon per tariffgruppe i 2021.



Figur 5-1 Antall plusskunder og samlet produksjon i 2021

I årene som kommer forventes det stadig økning i antallet plusskunder. Faktorer som synes å påvirke dette er miljøfokus og lønnsomhet. Dersom offentlige tilskuddsordninger vedvarer eller tiltar, anses veksten kommende år å kunne bli stor. Teknologisk utvikling og synkende priser vil bli en ytterligere driver for dette. Økte strømpriser er også noe som forventes å kunne påvirke utbredelsen av solcelleanlegg fremover, om enn ikke i like stor grad i vårt prisområde.

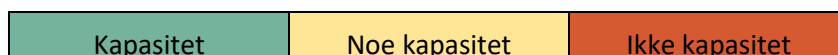


Figur 5-2 Utvikling plusskunder 2019-2021

Kapasitetsmessige utfordringer grunnet utbygging av solenergi er i første omgang ansett å gjelde mindre fordelingstransformatorer og lavspent distribusjonsnett. Dette gjelder spesielt i grisgrendte strøk der lavspentnettet ofte har stor utstrekning, men dette er ikke noe vi opplever som en stor utfordring foreløpig.

5.1.2 Nettkapasitet for småkraftverk

Tabell 5-6 viser en kommunevis oversikt over nettkapasitet for ny småkraft. Her vurderes regionalnettet ut fra dagens last og produksjon. Kapasiteten beskrives med følgende kategoriske fargekoder:



NB! Oversikten i Tabell 5-6 viser kapasiteten i regionalnettet. Det er ikke gitt at det er tilstrekkelig kapasitet i eksisterende lokale distribusjonsnett.

Tabell 5-6 Kommunevis oversikt over nettkapasitet for ny småkraft

| Kommune | Status | Kommentar | Innmeldt behov |
|-------------|----------------|--|----------------|
| Bindal | Ikke kapasitet | Begrenset ledig kapasitet i Årsandøy transformatorstasjon og Kolsvik S transformatorstasjon. | 0,0 MW |
| Flatanger | Ikke kapasitet | Ikke småkraftpotensial | 0,0 MW |
| Frosta | Ikke kapasitet | Ikke småkraftpotensial | 0,0 MW |
| Grong | Ikke kapasitet | Ikke ubetinget kapasitet. Svært begrenset transformorkapasitet i stasjonen i Nedre Fiskumfoss (66/22 kV) | 0,7 MW |
| Høylandet | Kapasitet | God kapasitet fra mai 2023 | 5,2 MW |
| Inderøy | Ikke kapasitet | Ikke småkraftpotensial | 0,0 MW |
| Indre Fosen | Ikke kapasitet | Ikke småkraftpotensial | 0,0 MW |
| Leka | Ikke kapasitet | Ikke småkraftpotensial | 0,0 MW |

| Kommune | Status | Kommentar | Innmeldt behov |
|------------|--------|--|----------------|
| Levanger | | Ikke småkraftpotensial | 0,0 MW |
| Lierne | | Ikke småkraftpotensial. Stort produksjonsoverskudd i området. Høy belastning av linjenettet i området. | 0,0 MW |
| Meråker | | Ikke ubetinget kapasitet. Begrenset transformatorkapasitet i Funna | 10,0 MW |
| Namsos | | God kapasitet | 2,9 MW |
| Namsskogan | | Det er i dagens nett liten kapasitet til å ta imot ny kraftproduksjon i området. Begrensninger ligger i distribusjonsnettet. Det er allerede besluttet å forsterke en del luftnett for å ta inn produksjonen fra kommende utbygginger. God kapasitet i ny 40 MVA transformator i Tunnsjødal. | 34,5 MW |
| Nærøysund | | Ikke ledig kapasitet pga. mye vindkraft. Det er satt begrensning på maksimal vindkraftproduksjon i Hundhammerfjellet og Ytre Vikna vindkraftverk som er 9 MW mindre enn installert. Begrensninger på kapasitet mot Kolsvik og Statnett sin transformator i Kolsvik. Også begrensninger i Foldakabelen og videre mot Namsos S som vil bedres etter hvert som ledningene skiftes ut. | 5,8 MW |
| Overhalla | | God kapasitet fra mai 2023 | 4,8 MW |
| Røyrvik | | Ikke småkraftpotensial. | 0,0 MW |
| Snåsa | | Tilstrekkelig kapasitet | 4,7 MW |
| Steinkjer | | God kapasitet i regionalnett i Steinkjerområdet. Verran: Stort produksjonsoverskudd i området. Til tider høy belastning av linjenettet. Begrenset kapasitet på linje Follafooss–Steinkjer. | 9,0 MW |
| Stjørdal | | God kapasitet i regionalnett | 0,2 MW |
| Verdal | | Ikke småkraftpotensial. | 0,0 MW |

Det presiseres at fargekodene i tabellen ikke bør brukes direkte som et fullgodt bilde på tilgjengelig kapasitet i regionalnettet. Dette grunnet at produksjonseenhet og transformatorstasjon for innmating kan komme til å ligge i forskjellige kommuner.

5.1.3 Kapasitet for større kraftverk

Det er lite ledig kapasitet for nye større kraftverk i regionalnettet i store deler av utredningsområdet. I tillegg er det svært vanskelig å få tilknytning til mer produksjon på grunn av begrensninger i transmisjonsnettet. Spesielt gjelder det området mellom Namsos og Verdal før ny transmisjonettledning mellom Åfjord og Snilldal er bygget og innmating mot Kolsvik S på grunn av begrensninger i transformatorkapasitet.

På strekningen Nedre Fiskumfoss–Tunnsjødal vil det bli noe ledig kapasitet i det nye 132 kV nettet som bygges og skal stå ferdig 2023.

Strekningen Steinkjer–Stjørdal har svært lite produksjon og mye last. Det vil derfor være kapasitet for betydelig produksjon sett fra et regionalnettsynspunkt på denne strekningen.

Tabell 5-7 angir mengden ledig kapasitet i regionalnettet. Det er kun termisk overføringskapasitet som er vurdert. Det må nærmere studier til for å avgjøre om det er kapasitet til konkrete forespørsler. Det er ikke vurdert N-1 i beregningene, stort sett er det ikke det.

Tabell 5-7 Kapasitet i regionalnettet for nye store kraftverk

| Område | Kapasitet | Begrensning i regionalnettet | Kommentar |
|---------------------------------------|-----------|----------------------------------|---|
| Nedre Fiskumfoss–Tunnsjødal | 60 MW | Transformator T8 i Tunnsjødal | |
| Tunnsjødal–Tunnsjø | 20 MW | 66 kV ledning | |
| Namsos–Steinkjer via Bratli | 50 MW | 66 kV ledning | |
| Ytre Namdal | 0 MW | 66 kV ledninger | |
| Namsos-Steinkjer via Nedre Fiskumfoss | 0 MW | 66 kV ledninger | Vil øke fra mai 2023 når Nye Nedre Fiskumfoss legges mot Tunnsjødal |
| Steinkjer–Verdal | 50 MW | 66 kV ledninger | Begrensning mot Ogdal |
| Steinkjer–Verdal | 80 MW | 66 kV ledninger | Begrensning mot Verdal S |
| Verdal–Eidum | 80 MW | 66 kV ledninger | Begrensning mot Verdal S |
| Verdal–Eidum | 75 MW | 66 kV ledninger og transformator | Begrensning mot Eidum S |
| Eidum–Meråker | 30 MW | 132 kV ledninger | |
| Fosen/Verran | 0 MW | 66 kV ledninger | |

5.2 Drivere for fremtidens regionalnett i utredningsområdet

Denne utredningen omfatter tiden fram til år 2042 – det vil si 20 år fram i tid, men etter år 2032 er lastutviklingen satt flat siden det blir svært stor usikkerhet i å forutse hvordan lastutviklingen blir så langt frem i tid. I dette kapitlet er det presentert tre scenarier for mulig last- og produksjonsutvikling i utredningsområdet.

Det eksisterer planer for utbygging av vindkraft og vannkraft i utredningsområdet. Hvor mange av de som blir realisert avhenger blant annet av behandlingsprosess, utbyggingskostnader, forventet kraftpris og nasjonale støtteordninger. Store utbygginger som Innvordfjellet og Ytre Vikna II opplevde at konsesjonene deres eller nettkonsesjonene ikke ble forlenget i 2020. Det forventes at i alle fall Ytre Vikna II vil sende inn ny konsesjonssøknad.

Det er to drivere som markerer seg som viktige momenter når det gjelder utviklingen av regionalnettet i utredningsområdet i de tre scenarioene beskrevet nedenfor:

1. Hvor mye, og når det blir gjennomført utbygging av vindkraft og vannkraft i utredningsområdet
2. Endringer i forbruksutvikling (grønt skifte, elektrifisering av transportsektor, industrivekst)

I tillegg ser man at tilstanden på nettanleggene begynner å bli en driver som også kan påvirke prioriteringen av tiltak i nettet, nettets tilstand er nærmere beskrevet i kapittel 4.2.

Drivere for lastutvikling er nærmere omtalt i kapitlene under.

5.2.1 Befolkningsutvikling

Befolkningsutviklingen i er beskrevet i kapittel 3.6. Befolkningen i utredningsområdet har gjennomsnittlig steget med 0,23 % årlig i perioden 2012–2022. I hovedalternativet til SSB ligger det en forventet befolkningsvekst på 0,13 % årlig frem til 2042 i utredningsområdet. Fra 145098 innbyggere i 2022 til 148 464 i 2040.

5.2.2 Elektrifisering av transportsektoren

5.2.2.1 Tog

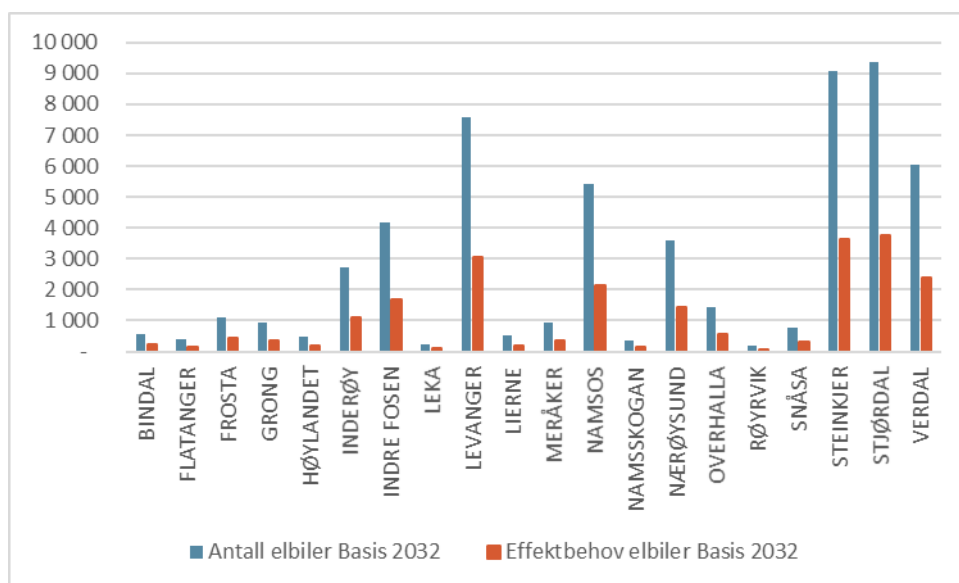
Det eksisterer konkrete planer for elektrifisering av de to jernbanestrekningene Trønderbanen og Meråkerbanen. Bane NOR er i ferd med å bygge en omformerstasjon ved Eidum i Stjørdal (2x25 MVA). Forsyningen av omformerstasjonen er planlagt direkte fra Tensio sitt 132 kV koblingsanlegg på Eidum. I første omgang elektrifiseres Meråkerbanen. Maksimalt effektuttak over 1 time er analysert til 10,5 MWh/h, 1 s belastning ca. 29 MW og årsforbruk ca. 45 GWh. Eidum omformerstasjon er tatt med i alle scenarioene for fremtidig lastutvikling.

Norconsult har på oppdrag fra Jernbanedirektoratet i prosjektet Nullfib (Nullutslippsløsninger for ikke-elektrifiserte baner) utredet batteritog på Nordlandsbanen. Det vil da være batteri på togene som lades fra kontaktledning på begrensede ladestrekninger. Steinkjer og Tunnsjødal har vært utredet som mulige ladestrekninger i vårt utredningsområde. Effektbehovet på disse ladestrekningene er angitt til 16 MW. Eventuelle omformerstasjoner for ladestrekningene vil tilkobles regionalnettet direkte. Effektbehovet til delvis elektrifisering er ikke tatt med i scenarioene.

5.2.2.2 Elbiler

I analysene er det i enkelte scenario forutsatt et antall elbiler per kommune som oversendt i regneark fra NVE den 27.1.2022, der det er antatt at henholdsvis 60 % av alle personbiler er elbiler i referansebanen (Moderat vekst scenarioet) i 2032 og økende til 90 % i 2042. I høyscenarioet er det antatt 70 % elbilandel i 2032 og 100 % i 2042, se kommunevis oversikt i Figur 5-3. Totalt er det forventet mellom 55 750 og 65 041 elbiler i utredningsområdet i 2032. Dette kan endres dersom egen personbil blir mindre utbredt i fremtiden på grunn av økt bruk av bildelingstjenester og selvkjørende biler.

Selv om elbiler nå kan hjemmelades med inntil 22 kW, antas det at det gjennomsnittlige effektbidraget fra elbiler er langt lavere enn dette. Ikke minst gjelder dette på nettnivået regionalnett, der et stort antall elbiler gjør at man kan anvende en modell med utgangspunkt i gjennomsnittlig energiforbruk og kjørelengde for å finne effektbidraget. På vinteren er effektbidraget noe høyere, og det er derfor benyttet 0,4 kW økt effekt per elbil i tunglasttiden. Elbilene sin ladeeffekt er fordelt på transformatorstasjonene innenfor hver kommune etter belastning. Figur 5-3 viser antall elbiler og medtatt effektbehov til elbillading pr. kommune i basisscenarioet for 2032. I tillegg kommer en andel elektriske varebiler.



Figur 5-3 Antall nye elbiler og effektbehov i referansescenariot for 2032 (Basisscenariot)

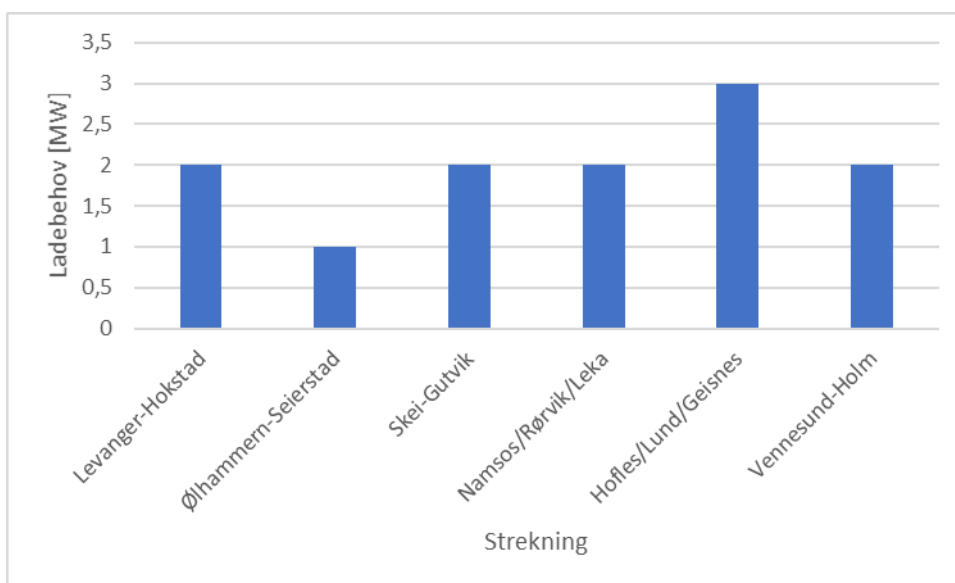
5.2.2.3 Hurtigladere

Det er fordelt ut hurtigladestasjoner på til sammen 11 MW i tunglasttiden i basisscenariot i 2032 og 13 MW i Høy-vekst scenariot. Her er belastningen fordelt på transformatorstasjonene ut fra skjønn og størrelse på kommunene samt nærhet til stamveinettet.

5.2.2.4 Elektriske ferger og hurtigbåter

Utredningsansvarlig har fått forespurt tilgjengelig effekt til elektrifisering av ferge- og hurtigbåstrekninger fra Trøndelag Fylkeskommune. Angitt effektbehov for elektrifisering av strekningene i utredningsområdet er vist i figur 5-4, behov for Ølhammeren-Seierstad og Vennesund-Holm er hentet fra tidligere underlag fra NVE siden det foreløpig ikke er forespurt. Alle effektbehovene er lagt til elektrifiseringsscenarioet. Det er så vidt vi vet ingen strekninger som er besluttet elektrifisert per tid.

Ved å benytte batterianlegg på land som lades opp når fergene er ute på sjøen kan effektbehovet reduseres betydelig. Men batterianlegg innfører en investeringskostnad og vedlikeholdskostnad som må forsvares opp mot anleggskostnad i nettanlegg.



Figur 5-4 Effektbehov elektrifisering av ferge- og hurtigbåtrekninger

5.2.2.5 Landstrøm til skip

Underlaget for elektrifisering av transportsektoren frem til 2030, oversendt fra NVE den 20.1.2020, inneholder effektbehov ved landstrøm til maritim transport. Effektbehovet gitt for havnene i utredningsområdet er vist i Tabell 5-8. Ut ifra forklaringsdokumentet for elektrifiseringsscenarioene fremstår det som de gitte effekttallene gjelder både landstrøm og ladestrøm. Det understrekes også at effektbehovene er vanskelig å anslå. Tensio TN har derfor gjennomført en egen kartlegging av skipstrafikken ved havner i utredningsområdet, samt en vurdering av effektbehovet til landstrøm ved havnene i Rørvik, Ottersøy og ved Norske Skog i Skogn. Ifølge Nord-Trøndelag Havn Rørvik IKS foreligger det ingen planer om utbygging av landstrøm ved Rørvik havneterminal, og effektbehovet har heller ikke blitt utredet. Det har foreløpig kun kommet én henvendelse til Tensio angående landstrøm ved de aktuelle havnene, en tilkobling på 1,6 MW til landstrøm ved en kai i havnen på Ottersøy.

Effektbehovet ved Kråkøya kysthavn har ikke blitt vurdert grunnet manglende data. Havnen, som ble åpnet i mai 2018, er tilrettelagt for transport av sjømat, med mål om å flytte transport av sjømat fra vei til sjø. Da Kråkøya kysthavn og næringsområde har målsetting om å bli Norges første klimanøytrale næringsområde, er det nærliggende å tro at det er ønskelig å bygge ut landstrøm. Effektbehovet for hele næringsområdet, blant annet til hydrogenproduksjon, har blitt estimert til minimum 50 MW [18] [19].

Tabell 5-8 Effektbehov til landstrøm og ladestrøm gitt i underlag fra NVE

| Havn | Effektbehov (MW) |
|---------------------------------|------------------|
| Levanger Havn | 3,5 |
| Norske Skog Skogn, Fiborgtangen | 4,6 |
| Norske Skog Skogn, Fiborgtangen | 6,3 |
| Ottersøy, Felleskjøpkaia | 6,0 |
| Rørvik havneterminal | 3,4 |

Skipstrafikken er kartlagt ved å benytte skipstrafikkdata hentet fra *kystdatahuset.no*, en tjeneste fra Kystverket [20]. Ifølge ankomst-data fra kystverket, er Rørvik er den mest trafikkerte havnen i utredningsområdet, etterfulgt av Ottersøy, Verdal og Skogn. I Rørvik står hurtigbåtene for klart flest

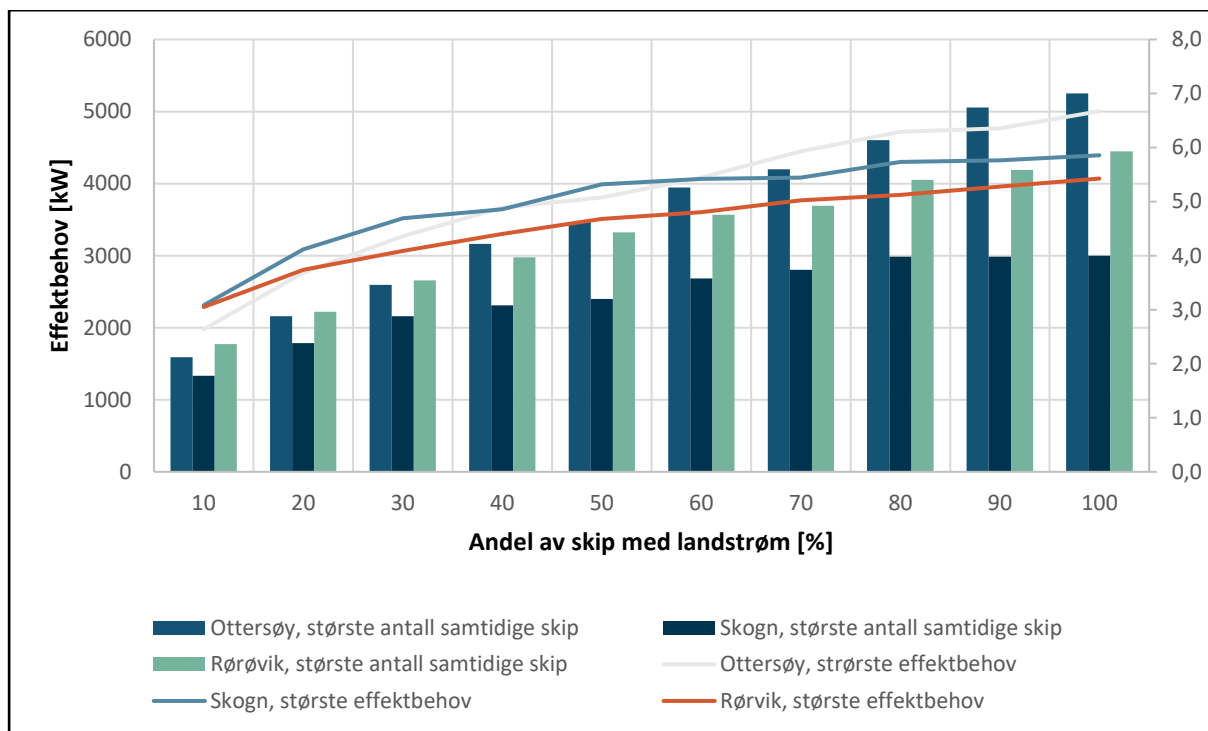
anløp, etterfulgt av Kystruten. Ellers domineres trafikken i havnen av fiskebåter, brønnbåter, servicefartøy til havbruk og ulike frakteskip. Skipstrafikken ved Ottersøy domineres av brønnbåter, stykkgoods- og kombiskip, kjøleskip, bulkskip og containerskip. Foruten bulkskip, er dette skipstyper som antas å ha betydelige effektbehov ved kai. Skipsanløpene ved Norske Skog i Skogn er hovedsakelig av skipstypene bulkskip, øvrig stykkgoods og containerskip.

Effektbehovet for landstrøm er estimert ved å simulere skipsanløp med tilhørende effektbehov i havn. Effektbehovet for hvert skip er basert på empirisk modellering av installert effekt på havneaggregat eller hjelpemotorer for alle de aktuelle skipstypene. Skipsanløpene ved Ottersøy og Skogn er modellert basert på data for tid i havn for alle anløp i årene 2018 til 2021. Anløpene ved Rørvik er basert på mer omfattende anløpsdata for årene 2017 til 2020, med tid i havn beregnet fra stokastisk modellering for hver skipstype. Simuleringen av totalt effektbehov er gjort med varierende andel av skipene klargjort for landstrøm. Skip angitt som klargjort for landstrøm tilfeldig fordelt for hver simulering, i henhold til gitt prosentandel. For hver andel av skip med landstrøm er det kjørt 50 simuleringer for Ottersøy og Skogn, og 200 simuleringer for Rørvik.

Resultatet av simuleringer med 10 til 100 % av skipene klargjort for landstrøm er vist i Figur 5-5. Figuren viser gjennomsnittet av største samtidige effektbehov og gjennomsnittet av største antall samtidige skip i havn. Ifølge resultatene må omtrent 50 % av skipene som anløper Rørvik benytte seg av landstrøm før effektbehovet overstiger 3,4 MW som angitt i underlaget fra NVE. For de to andre havnene viser resultatet at de effektbehovet ikke vil overstige de oppgitte verdiene selv med 100 % av skipene klargjort for landstrøm.

Beregningene inkluderer kun behovet for landstrøm i havn, og inkluderer ikke ladestrøm. Stor økning i antall skip med batteripakker vil kunne medføre betydelig økte effektbehov, avhengig av skipstyper og liggetid i havn. For de fleste store skip vil elektrifisering bety å installere batteri-hybrid fremdriftssystem, hvor batteriet benyttes til peak-shaving og ved inn- og utseilingen til og fra havn. Det er da ikke nødvendig å lade batteriet fullt i havn siden det kan lades under ordinær seiling. Rørvik har mange anløp av skipstyper som ikke antas å ha særlig effektbehov i havn, men som i fremtiden kan elektrifiseres. Det er derfor grunn til å tro at elektrifisering av skipsflåten vil kunne øke effektbehovet mer her enn ved Skogn og Ottersøy. Av spesiell interesse er mulig fremtidig elektrifisering av hurtigbåten da denne står for klart flest anløp. Som referanse vil den elektriske hurtigbåten Medstraum, som er planlagt satt i drift i løpet av sommeren 2022, ha batterikapasitet på 1,5 MWh med ladeeffekt på over 2 MW [21] [22].

Data for tid i havn ved Rørvik manglet mange anløp sammenlignet med data hentet med andre metoder. Resultatene for Ottersøy og Skogn kan derfor være basert på mangelfulle anløpsdata, slik at det reelle effektbehovet vil være høyere enn vist i Figur 5-5.



Figur 5-5 Effektbehov til landstrøm ved havnene Rørøvik, Ottersøy og Skogn (Norske Skog)

5.2.3 Oppdrettsnæring og havbruk

Det er fire smolt/settefiskanlegg på land under utredning, prosjektering og bygging i utredningsområdet med effektbehov på mellom 1 og 6,5 MW.

Det er startet detaljregulering av ett område på Kråkøya i Nærøysund med formål om landbasert oppdrett. Et oppdrettsanlegg på land vil ha et effektbehov på rundt 40 MW.

Det er også økende antall henvendelser angående elektrifisering av marine oppdrettsanlegg langs kysten. Typisk ligger forespørslene i størrelsesorden 200 kVA–500 kVA per anlegg, noe som virker å være effektbehovet for forflåter med én mære. Dette inkluderer altså ikke ladeanlegg for båter og lignende.

I 2017 var det totalt i utredningsområdet i overkant av 100 tillatelser til drift innen oppdrett av matfisk. Lovverket regulerer antall oppdrettstillatelser for å begrense inngrep i naturen. Det er derfor antatt at antall tillatelser til drift innen oppdrett av matfisk vil holde seg nogen lunde stabil i årene fremover, og utgjør en øvre grense for elektrifiseringspotensialet i området.

I forbindelse med en masteroppgave på NTNU [23] ble 29 lokaliteter undersøkt nærmere for elektrifisering, og utgjør en andel som mulig kan være interessert i elektrifisering.

Totalt effektbehov ved elektrifisering av disse er oppsummert i Tabell 5-9. Nedskalert effektbehov i tillatelser til drift av matfisk er tatt med i Høyscenarioet og ansees som mulig realisert.

Tabell 5-9 Effektbehov elektrifisering av havbruk

| Stasjon | Tillatelser til drift av matfisk | | |
|------------|----------------------------------|----------------|--|
| | Antall | Effektbehov | Nedskalert effektbehov, Høy vekst sc. ³ |
| Lauvsnes | 19 | 6,5 MW | 3,2 MW |
| Namsos | 4 | 1,4 MW | 0,7 MW |
| Daltrøa | 1 | 0,5 MW | 0,2 MW |
| Jøa | 7 | 2,3 MW | 1,1 MW |
| Rørvik | 15 | 5,1 MW | 2,5 MW |
| Salsbruket | 7 | 2,3 MW | 1,1 MW |
| Saltbotn | 24 | 8,4 MW | 4,1 MW |
| Strand | 5 | 1,9 MW | 1,6 MW |
| Årsandøy | 13 | 4,7 MW | 1,6 MW |
| Andre | 9 | 3,3 MW | 2,3 MW |
| Sum | 104 | 36,4 MW | 18,5 MW |

5.2.4 Utfasing av oljekjel

Forbud mot bruk av mineralolje til oppvarming trådte i kraft 1.januar 2020. Forbudet gjelder for alle boliger og bygninger i Norge, med noen få unntak. Driftsbygninger i landbruket og sykehus har frem til 2025 på å fase ut sine anlegg. Grunnet den relativt korte tidshorisonen er det ikke dette forsøkt trukket ut av installert effekt. Fjernvarmeanlegg over 1 MW er unntatt fra forbudet på dette tidspunkt.

Statkraft har fjernvarmeanlegg i Namsos og Stjørdal som har oljekjeler på henholdsvis 4 MW og 2x6 MW, og sykehusene på Levanger og Namsos har oljekjeler på henholdsvis 6 MW og 1,4 MW. Disse anleggene er foreløpig unntatt forbudet, og i dialog med driftssjef på disse anleggene fremgår det ingen planer om å utfase oljekjelene. Kjelenene står kun som reservelast i tilfelle utfall av andre energikilder og er for sykehusene en del av beredskapen. Det fremstår altså som lite sannsynlig at disse anleggene vil bli faset ut med det første mindre det kommer endringer i lovverket.

Siden forbudet mot bruk av mineralolje allerede er trådt i kraft, antas det at de som er omfattet av dette i stor grad allerede har faset ut sine oljefyrte anlegg og at det er inkludert i statistikk for

³ Nedskalert effektbehov basert på tillatelser til drift av matfisk: Legger til grunn antakelser om at opptil 70 % av tillatte anlegg bygges, og at opptil 70 % av realiserte anlegg elektrifiseres.

belastning siden 2020. Tensio TN kommer derfor ikke til å anta noen videre lastøkning som følge av forbudet mot oljekjel i prognosene for årene fremover.

5.2.5 Hydrogenproduksjon

Hydrogen er i dag lite utbredt i transportsektoren, Det er likevel stort fokus på hydrogenløsninger, noe som kommer frem i stortingsmeldingene *Meld. St. 25 (2015–2016) Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030* [24] og *Meld. St. 33 Nasjonal transportplan 2018–2029* [25]. Det er viktig å poengtere at det ikke er teknologien alene, men også mye politikk, som avgjør hvordan fremtidens transportsystem ser ut.

I begge stortingsmeldingene står det: «Regjeringen vil satse på forskning og utvikling av teknologier innenfor produksjon, lagring og bruk av hydrogen.» [24] [25], og i [24] utdypes det med «Flere industriaktører og forsknings- og teknologimiljøer i Norge ligger langt fremme på viktige områder som vannelektrolyse, lagringsteknologi, reformeringsprosesser og sikkerhetsanalyser. Det er viktig å opprettholde og videreutvikle den kompetansebasen som er blitt bygget opp i Norge».

I [24] pekes det på at «hydrogen er mer umodent både markedsmessig og teknologisk», i forhold til batteriteknologi. Et bilde på usikkerheten rundt hydrogen vises i Transportøkonomisk institutt sine framskrivninger mot 2050, hvor bestanden av personbiler som går på hydrogen i trendbanen og ultralavutslippsbanen er henholdsvis 2 og 348 000. Ifølge denne rapporten har man dermed et meget stort utfallsrom.

Hydrogen er ikke bare aktuelt på vegtrafikk, men også i maritim sektor. For flere framkomstmidler, som hurtigbåt, skipstrafikk og cruiseskip, er det trolig ikke mulig med elektrifisering med dagens batteriteknologi. Dette er på grunn av lav energitetthet som skaper vektproblemer. Derfor er hydrogen et godt alternativ med høy energitetthet. I dag er virkningene av hydrogen til sjøs ukjent. Det kan oppstå sikkerhetsproblemer, men dette trengs nærmere forskning. I 2021 ble verdens første hydrogenferge satt i drift i Rogaland, og dette kan være en banebryter for videre bruk av hydrogen i maritim sektor.

Det er ønskelig å ha hydrogenproduksjonen nærmest mulig fyllestasjon på grunn av store kostnader forbundet med frakt. Det snakkes om regional produksjon og lokal produksjon. Til storskala hydrogenproduksjon i regionale anlegg kan effektbehovet bli relativt høyt, avhengig av produksjonsvolumet. Eksempler på produksjonsvolum med tilhørende effektbehov:

| | | |
|--------------|---|-------|
| 1 tonn/døgn | → | 2 MW |
| 3 tonn/døgn | → | 6 MW |
| 10 tonn/døgn | → | 21 MW |

Tensio TN har forespørsler om hydrogenproduksjonsanlegg på Kråkøya i ytre Namdal og på Meråker. Anleggene planlegger å øke produksjonen graddvis etter hvert som markedet bygges opp og har en forventet full utbygging på 18-25 MW hver.

5.2.6 Effektbasert nettleie

NVE startet i 2015 et arbeid med å vurdere innføring av effektbasert nettleie for alt uttak i distribusjonsnett. Dette med bakgrunn i at kraftsystemet gjennomgår betydelige endringer med en økende andel produksjon fra ikke-regulerbare energikilder, samtidig som at forbruket av kraft blir mer energieffektivt, men mer effektkrevende. Nye produkter og nye bruksområder tilsier at forbruket vil variere mer over tid, med høyt forbruk i korte tidsrom. Effektbasert nettleie skal ifølge

myndighetene gi insentiver til effektiv nettutnyttelse, noe som over tid vil gi lavere nettkostnader for strømkundene, mindre naturinngrep og færre konflikter knyttet til nettutbygging

I dag er store deler av strømkundenes nettleie avhengig av kundenes energiforbruk (kWh). Det er imidlertid kapasitet (kW) som er kostnadsdriveren for nettutbygging. Det virker med andre ord fornuftig at man innfører modeller for tariffing av forbruk i distribusjonsnettet hvor deler av kundenes nettleie vil være avhengig av effektbehov.

Fra og med 1. juli 2022 endres forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen på en slik måte at alle kunder i distribusjonsnettet får en effektbasert nettleie. Utredningsansvarlig stiller seg positiv til forskriftsendringen, da dette vil gi en mer rettferdig fordeling av kostnader i nettet. Det er derimot viktig å sørge for at tariffene er transparente og forståelige for kundene dersom de skal bidra til insentiver for forbruksendring. På lengre sikt vil dette kunne påvirke fremtidige investeringsbehov i nettet.

Videre tror utredningsansvarlig at effektbasert nettleie vil bidra til å øke etterspørselen etter batterier. Man ser for seg at det blir mer normalt med batterier i kombinasjon med lokal produksjon (for eksempel solceller) og styringssystemer, slik at kundene kan nyttiggjøre seg egenprodusert strøm i perioder hvor nettleia er dyr eller for å flate ut eget effektbehov, se også kapittel 5.2.8 og 5.2.9.

Innføringen av effektbasert nettleie vil også kunne stimulere til markeder for sluttbrukerfleksibilitet. Dette vil gi nettselskapene mulighet til å verdsette fleksibilitet på en bedre måte enn ved dagens ordning med rabatterte tariffen for utkoblbart/fleksibelt forbruk.

5.2.7 Datasentre

Effektbehovet til datasenter avhenger av typen senter. Internt datasenter er datasenter for lokalt bruk i egen bedrift. Serverhotell (Co-location datasenter) er større datasenter som leier ut kapasitet til flere formål og stort dedikert datasenter (Hyperscale datacentre, HSDC) eller Cloud datasenter er store dedikerte datasenter eller skyservere for verdensomspennende virksomheter som for eksempel Facebook, Google. Se tabell 5-10 for typisk effektbehov.

Tabell 5-10 Effektbehov typisk datasenterstørrelser

| | Internt | Co-location | HSDC, Cloud |
|-------------|---------|-------------|-------------|
| Effektbehov | 0–20 kW | 10–25 MW | 100 > MW |

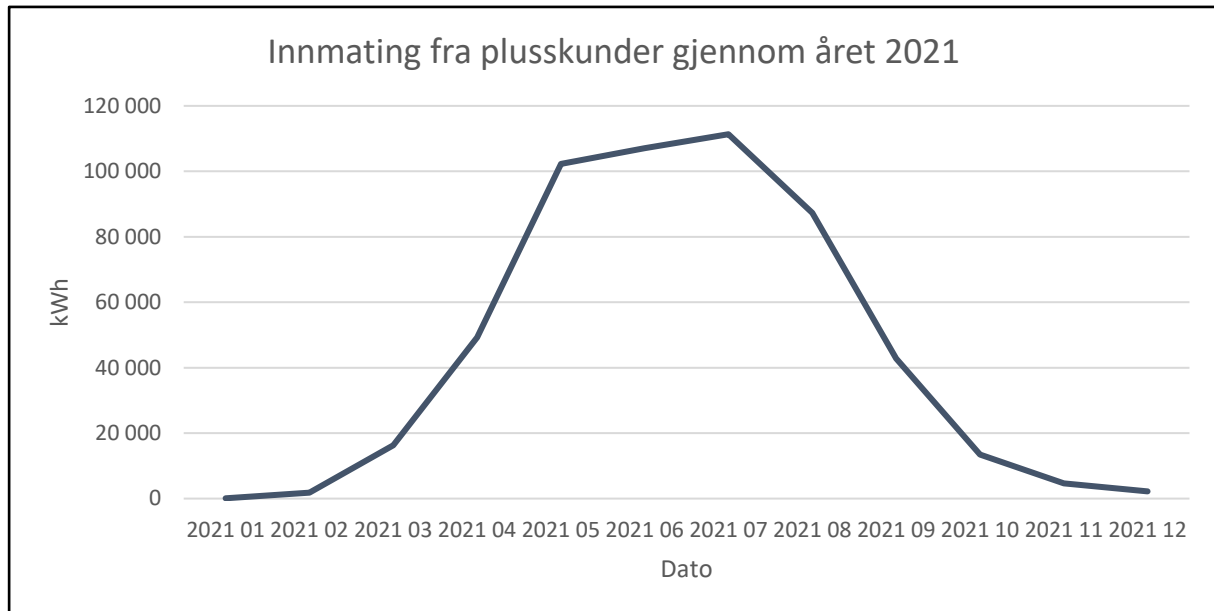
Dersom større datasenter skulle bli realisert i utredningsområdet vil det kunne gi en svært stor punktlast i nettet som sannsynligvis må legges nær en transmisjonsnettstasjon og med en egen redundant 132 kV forbindelse.

Tensio TN opplever stor pågang fra datasentre som driver med mining. Dette er datasentere som typisk har et ønske om effektuttak på 5-6 MW og som er svært fleksible i forhold til å regulere lasten ut fra forhold i nettet. Miningsentre kan dermed ofte legge beslag på all ledig kapasitet i nettet og det kan være behov for nettselskapet å holde igjen noe kapasitet til generell lastutvikling de nærmeste årene. Økningen av miningsentre ble spesielt merkbar etter vinteren 21/22 med høye strømpriser i sør-norge.

5.2.8 Solceller og annen lokal produksjon

Som omtalt i kapittel 5.1.1, er det en del utbygging av solcelleanlegg på boliger og næringsbygg i utredningsområdet. Bidraget fra solceller i tunglasttiden regnes likevel som neglisjerbart på grunn av liten solinnstråling og høyt forbruk i perioden desember til februar. Dette bekreftes av data fra AMS som viser at samlet innmating i tunglasttiden var 0 kW, og samlet produksjon inn på nettet i hele januar var på 68 kWh. Det antas at solcelleteknologi vil fortsette å vokse i utbredelse i årene

fremover. En medvirkende årsak til dette kan være at batteriprisene blir stadig lavere, se kapittel 5.2.9. Det vil gjøre det aktuelt for flere å anskaffe en batteripakke som kan lagre opp egenprodusert strøm i perioder med overproduksjon. Dette gjør at en større andel av strømmen kan brukes i kundens egen installasjon og dermed øke lønnsomheten på solcelleanlegget. Økte strømpriser er en annen viktig faktor.



Figur 5-6 Innmating fra plusskunder gjennom året

5.2.9 Lagringsteknologi og lastflytting

Prisene på Li-Ion batterier har falt fra 1 000 \$/kWh i 2010 til 156 \$/kWh i 2019 og videre til 132 \$/kWh i 2021. Prisene forventes å fortsette å synke fremover mot 2025, men stor etterspørsel og mangel på råvarer kan stoppe eller utsette denne utviklingen. Batterier er foreløpig ikke vanlig i nettet, og er nok fortsatt for dyre til at en gjennomsnittlig husholdning kan forsvare investeringen. Tensio har i ulike demoprojekt testet ut batterier i strømmettet og hatt gode erfaringer med det, men dette har primært vært forsøk knyttet til spenningsstøtte.

Batterier kan bidra til at kunder med egenproduksjon kan ta i bruk en større andel av strømmen selv, og kan hjelpe dem å glatte ut forbruket gjennom døgnet. Økte strømpriser og innføring av effekttariffer vil gjøre det mer lønnsomt å fordele forbruket sitt gjennom døgnet, og det kan tenkes at dette vil kunne gi en økning i utbredelsen av energilagring og produksjon hos ordinære sluttbrukere.

I studier [26] har Statnett funnet at flytting av last over døgnet kan gi 5–10 % reduksjon av maksimallasten. Dette innebærer også å flytte bruk av varmtvannsbereider og annen oppvarming samt lading av elbil bort fra maksimallasttiden.

Tensio TN har sett på belastningen en vinterdag i Øireina transformatorstasjon, som vist i Figur 4-31. Det er da 12,3 % forskjell mellom middelerdien og maksimalverdien av belastningen dersom forbruket glattes helt, og selv om det nok vil være urealistisk å få en 100 % jevn kurve gjennom døgnet, sier det noe om potensialet for lastflytting og lagringsteknologi på aggregert nivå.

Se også kapittel 4.11.2.

5.2.10 Passivhusstandard og strengere bygningsforskrifter

Nye krav og forskrifter setter krav til mer energieffektive bygg ved nybygging og rehabilitering. Dette kan redusere årlig energiforbruk kraftig gjennom lavere oppvarmingsbehov, egenproduksjon og energilagring. Dette påvirker igjen hvor mye energi som kjøpes fra nettet. Endrede forbruksmønstre gir utfordringer for drift og investering i distribusjonsnett. Energieffektive apparater er ofte effektkrevende, men med lav brukstid. Det er også økt bruk av omformere i f.eks. elbilladere, varmepumpe og solcelleanlegg, noe som kan føre til økning i overharmoniske forstyrrelser i nettet. Det er usikkert hvordan samtidigheten av forbruket påvirkes i større boligområder med mange passiv/nullenergihus, men forbruket vil trolig være mindre temperaturavhengig enn det man har vært vant til.

NVE har gjort en utredning på potensiale for energieffektivisering i bygninger, og potensialet er stort. NVE anslår et lønnsomt potensial på opp mot 13 TWh, tilsvarende ca. 1/10 av Norges strømforbruk. Dette fordeler seg med ca. 3 TWh i småhus, opp mot 1 TWh i blokker, og 9 TWh i næringsbygg. De mest lønnsomme tiltakene er energioppfølging, natt- og helgesenking av temperatur, etterisolering av kaldloft, tiltak på ventilasjon og energieffektivt belysningsutstyr.

5.2.11 Elektriske fly

Sammen med energieffektivisering og stadig modernisering i flyflåten, samt innfasing av bærekraftig biodrivstoff, mener Avinor at elfly kan bidra til at de samlede klimagassutslippene fra norsk luftfart reduseres de neste tiårene.

Det er i dag tre lufthavner i Nord-Trøndelag: Namsos, Rørvik og Trondheim, hvor sistnevnte er klart størst med 45 000 innlandsflyvninger i 2017. Namsos og Rørvik er relativt små lufthavner, med rundt 2300 flyvninger i 2017. Namsos og Rørvik er en del av kortbanenettet i Norge, som er flyplasser med korte rullebaner. Alle tre lufthavnene har flere ruter med kort avstand, og vil dermed være aktuell for elektrifisering av luftfarten fra et tidlig tidspunkt.

Det er i dag mange prosjekter som ser på elektriske fly. For de prosjektene som har informasjon tilgjengelig, ser man for seg et spesifikt energiforbruk på 0,1–0,15 kWh/sete/km [27]. Zunum Aero, et selskap finansiert av Boeing, JetBlue og staten Washington, har antatt 0,1 kWh/sete/km for Zunum ZA50, som er planlagt med 48–60 seter. Zunum har som mål at dette flyet skal være i kommersiell drift innen 2025 [27].

I et sommerprosjekt i Tensio TN (daværende NTE Nett) i 2018 har fire studenter ved NTNU vurdert effektbehovet for blant annet elektriske fly på kortbaneflyplassene i Nord-Trøndelag [28]. Det ble antatt spesifikt energibehov på 0,1 kWh/sete/km på flyene, 20 min turnaround tid (ladetid). Det har også blitt antatt 39 seter, som er standarden på dagens Dash-8, som brukes på Rørvik og Namsos Lufthavn. Tabell 5-11 viser beregnet effektbehov og energiforbruk på strekningene fra Rørvik.

Tabell 5-11 Strekning og effekt-/energiforbruk ved lading i Rørvik

| Destinasjon | Avstand | Energibehov | Effektbehov |
|-------------|---------|-------------|-------------|
| Namsos | 46 km | 179 kWh | 538 kW |
| Trondheim | 158 km | 616 kWh | 1 847 kW |
| Oslo | 520 km | 2 028 kWh | 6 084 kW |

Avinor kartla i 2019 infrastrukturen for strømforsyning til flyplassene sine i forbindelse med elektrifisering. Tensio TN ble bedt om å angi kostnad for leveranse av 2,5 MW til hver av de to flyplassene. Det antas derfor med bakgrunn i tabell 5-11 at omtrent 2,5 MW kan være en forventningsverdi for effektbehovet til elektrifisering av kortbaneflyene i Nord-Trøndelag. I første omgang vil elektrifisering av luftfarten være elektrifisering av bilparken på flyplassene etterfulgt av

fly på kortbanenettet og deretter, lengre frem i tid, på innenriksruter. Det antas at effektbehov til elektriske fly vil kunne bli aktuelt i perioden 2030–2040. Det er ikke tatt med elektriske fly i scenarioene for effektutvikling i denne rapporten.

5.2.12 Ny produksjon

Nye kraftverksprosjekter og potensiale for småkraft i utredningsområdet er beskrevet i kapittel 5.1.

Større prosjekter med innmating direkte til regionalnettet som er under bygging er vist i tabell 5-12. Nedre Fiskumfoss øker fra dagens 39 MW til 90 MW og kraftproduksjonen øker fra 264 GWh til 360 GWh.

Tabell 5-12 Større kraftverksprosjekter som er under bygging

| Navn | Tiltakshaver | Kommune | Type | Effekt | Årlig prod. |
|----------------------|---------------|---------|------|--------------|----------------|
| Nye Nedre Fiskumfoss | NTE Energi AS | Grong | Vann | 90 MW | 360 GWh |
| Sum | | | | 90 MW | 360 GWh |

Større prosjekter med innmating direkte til regionalnettet som kan komme de nærmeste årene er listet opp i tabell 5-13. Aunfoss kraftstasjon har i dag 27 MW og kan potensielt øke til 73 MW samt en produksjon på 199 GWh som kan øke til 300 GWh.

Tabell 5-13 Større kraftverksprosjekter som har konsesjon eller er sannsynlig kan komme

| Navn | Tiltakshaver | Kommune | Type | Effekt | Årlig prod. |
|-------------------------------------|---------------|------------|------|--------------|------------------|
| Trongfoss | NTE Energi AS | Namsskogan | Vann | 25,5 MW | 117 GWh |
| Reetablering Aunfoss | NTE Energi AS | Grong | Vann | 73 MW | 300 GWh |
| Ytre Vikna trinn II og rest trinn I | NTE Energi AS | Vikna | Vind | 210 MW | 714 GWh |
| Innvordfjellet | Zephyr | Flatanger | Vind | 115/90 MW | 250 GWh |
| Sum | | | | 432MW | 1 381 GWh |

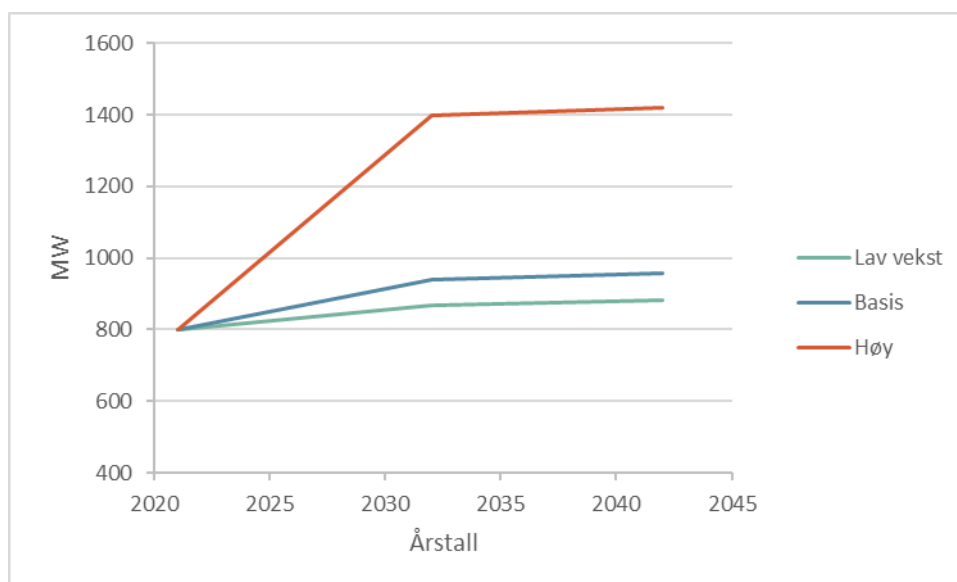
5.3 Scenarier for nettutvikling

I det etterfølgende presenteres tre ulike scenarier for utvikling av kraftnettet som er ment å danne ytterpunkter for forbruksendring og produksjonsøkning i utredningsområdet:

1. Lav vekst og forbrukerfleksibilitet
2. Basis
3. Høy vekst og elektrifisering

Som en underliggende lastøkning brukes befolkningsutviklingen i hver kommune med tilsvarende lastendring i alminnelig forsyning. Fra 2032 og utover er lastutviklingen på grunn av befolkningsutviklingen satt flat, siden det ansees som lite hensiktsmessig og for stor usikkerhet i å vurdere lastutviklingen over et lengre tidsrom. Utenpå denne underliggende lastendringen på grunn av befolkningsutviklingen er det lagt forventet lastendring på grunn av forbrukerfleksibilitet, elektrifisering og nye store punktlaster. Laster på grunn av elektrifisering er tatt med frem til 2042. De ulike scenarioene er nærmere beskrevet i kapitlene under.

Figur 5-7 viser effektutviklingen for de tre ulike scenarioene samlet.



Figur 5-7 Effektutvikling i utredningsområdet 2021–2032 tre ulike scenarier

De endringene i nettet som presenteres for hvert scenario i det etterfølgende, er kun skisserte løsninger. Det er ikke gjennomført detaljerte studier for å finne en optimal nettløsning for hvert scenario. Det vises forøvrig til [PlanNett](#) for mer detaljer vedrørende forventede tiltak og investeringsbehov. Alle prognosene bygger på temperaturkorrigert last i 2021 som utgangspunkt.

5.3.1 Lav vekst scenarioet

I scenarioet Lav vekst er det tatt utgangspunkt i forventet belastningsøkning på grunn av befolkningsendringen. Forbrukerfleksibilitet er antatt å kunne utgjøre en reduksjon av maksimallasten på 5 % i distribusjonsnett.

Det er ikke tatt med elektrifisering av fergestrekninger. Personbillading er forutsatt utført på natten og med lav strømstyrke slik at det ikke gir økt belastning på regionalnettet. Det er tatt med et lavt anslag på lastbehov i hurtigladestasjoner. Den lastendringen som kommer er hovedsakelig på grunn av befolkningsutvikling og på grunn av kjente nye større punktlaster.

Lasten i distribusjonsnettet øker i Lav vekst scenarioet frem til 2032 med 49 MW og last tilknyttet direkte til regionalnettet med 18 MW.

I scenarioet for Lav vekst er det kun nye kraftverk som har konsesjon og der det er tatt investeringsbeslutning som er tatt med.

Tabell 5-14 viser kraftverksprosjektene med innmating direkte til regionalnettet som er tatt med. Nye Nedre Fiskumfoss øker fra dagens 39 MW til 90 MW og kraftproduksjonen øker fra 264 GWh til 360 GWh.

Tabell 5-14 Scenario Lav vekst, kraftprosjekter med direkte innmating til regionalnettet

| Navn | Tiltakshaver | Kommune | Type | Effekt | Årlig prod. |
|----------------------|---------------|---------|------|--------------|----------------|
| Nye Nedre Fiskumfoss | NTE Energi AS | Grong | Vann | 90 MW | 360 GWh |
| Sum | | | | 90 MW | 360 GWh |

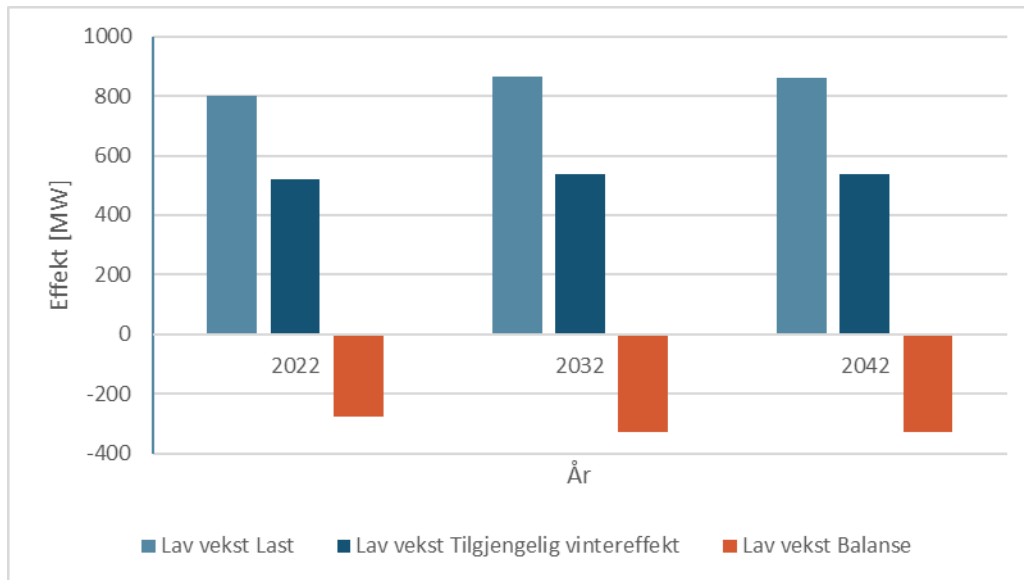
Følgende nye vannkraftverk med innmating til distribusjonsnett og ytelse over 1 MW er tatt med i scenario Lav vekst:

Tabell 5-15 Vannkraftverk med innmating til distribusjonsnett, scenario Lav vekst

| Navn på kraftverk | Kommune | Transformatorstasjon | Installert effekt [kW] |
|---------------------|------------|----------------------|------------------------|
| Nedre Skorovasselva | Namsskogan | Tunnsjødal | 2 500 |
| Grønlielva | Nærøysund | Nærøysund | 3 100 |
| Kjeråa | Namsskogan | Namsskogan | 3 300 |
| Selja | Steinkjer | Steinkjer | 3 200 |
| Sum | | | 12 100 |

5.3.1.1 Effektbalanse Lav vekst scenarioet

Som et mål på forholdet mellom last og produksjon i fremtidsscenarioene er forventet fremtidig tilgjengelig vintereffekt i de nye kraftverkene lagt til dagens tilgjengelige vintereffekt og holdt opp mot forventet last i scenarioene, se figur 5-8. Tilgjengelig vintereffekt i nye småkraftverk i distribusjonsnettet er ikke tatt med siden det ikke er kjent og normalt er ganske lite. Negativ effektbalanse vil øke i scenario Lav vekst i forhold til dagens situasjon. Det er ikke i seg selv et problem så lenge det er tilstrekkelig overføringskapasitet i transmisjonsnettet.



Figur 5-8 Effektbalanse år 2022, 2032 og 2042 i Lav vekst scenarioet

5.3.2 Basisscenarioet

I basisscenarioet er det lagt til grunn en befolkningsutvikling som i SSB sitt MMMM scenario, se kapittel 3.6. Det antas at det vil komme en moderat elektrifisering av transportsektoren som beskrevet i kapittel 5.2.2. Nye laster som Tensio TN er kjent med og forventer vil komme er også tatt med her.

Lasten i distribusjonsnettet øker i Basis scenarioet i 2032 med 122,5 MW og last tilknyttet direkte til regionalnettet med 18 MW.

I Basis-scenarioet er det i tillegg til prosjekter som er under bygging, tatt med nye kraftverksprosjekter som Tensio TN anser trolig blir realisert. Tabell 5-16 viser kraftverksprosjektene med innmating direkte til regionalnettet som er tatt med. Disse kommer i tillegg til kraftverkene som er tatt med i Lav vekst scenarioet.

Tabell 5-16 Basis scenarioet, kraftprosjekter med direkte innmating til regionalnettet

| Navn | Tiltakshaver | Kommune | Type | Effekt | Årlig prod. |
|--|--------------------------------|---------|------|---------------|------------------|
| Reetablering Aunfoss | NTE Energi AS | Grong | Vann | 73 MW | 300 GWh |
| Ytre Vikna trinn II og gjenstående trinn I | NTE Energi AS og Trønderenergi | Vikna | Vind | 210 MW | 714 GWh |
| Sum | | | | 283 MW | 1 014 GWh |

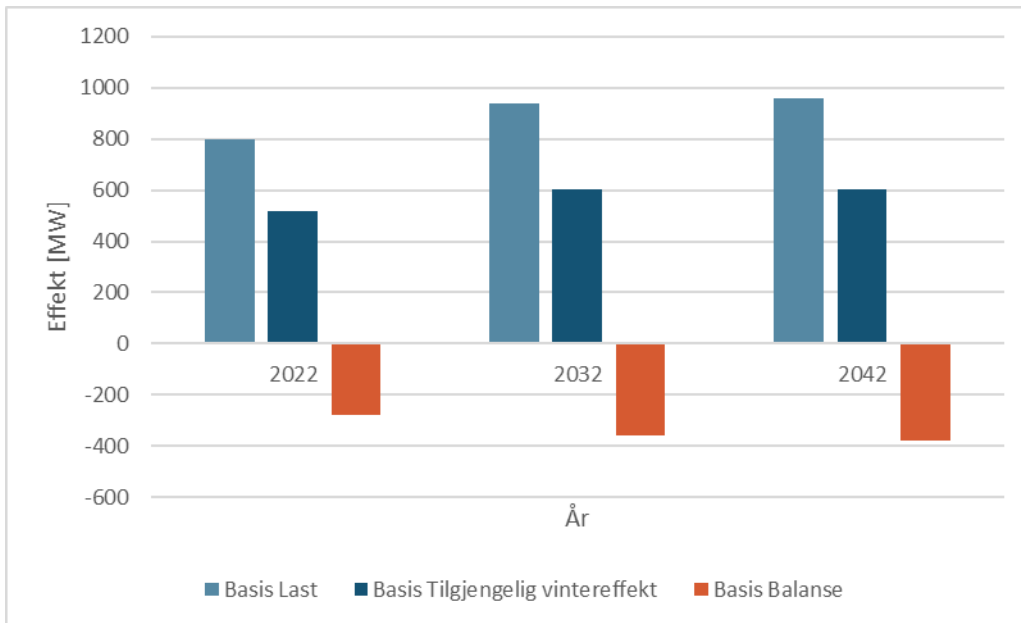
Tabell 5-17 viser kraftverk med installert ytelse over 1 MW og innmating til distribusjonsnettet som er tatt med i scenarioet, i tillegg til kraftverkene i Lav vekst scenarioet.

Tabell 5-17 Vannkraftverk med innmating i distribusjonsnett, Basisscenarioet

| Navn på kraftverk | Kommune | Transformatorstasjon | Installert effekt |
|-------------------|-----------|----------------------|-------------------|
| Elgåa | Nærøysund | Salsbruket | 1 300 kW |
| Storvatnet | Nærøysund | Salsbruket | 1 400 kW |
| Skrovelfossen | Overhalla | Skogmo | 1 100 kW |
| Aunelva | Lierne | Nordli | 1 500 kW |
| Bøla | Steinkjer | Snåsa | 2 000 kW |
| Vikna/Husfjellet | Nærøysund | Rørvik | 9 000 kW |
| Sum | | | 15 000 kW |

5.3.2.1 Effektbalanse Basisscenarioet

Som et mål på forholdet mellom last og produksjon i fremtidsscenarioene er forventet fremtidig tilgjengelig vintereffekt i de nye kraftverkene lagt til dagens tilgjengelige vintereffekt og holdt opp mot forventet last i scenarioene, se figur 5-9. Tilgjengelig vintereffekt i nye småkraftverk i distribusjonsnettet er ikke tatt med siden det ikke er kjent og normalt er ganske lite. Negativ effektbalanse vil øke i Basisscenarioet i forhold til dagens situasjon, men ikke i forhold til Lav vekst siden det er mer ny produksjon i Basisscenarioet. Negativ effektbalanse er ikke i seg selv et problem så lenge det er tilstrekkelig overføringskapasitet i transmisjonsnettet.



Figur 5-9 Effektbalanse år 2022, 2032 og 2042 i Basis scenarioet

5.3.3 Høy vekst scenarioet

I Høy vekst scenarioet er det lagt til grunn SSB sitt HHMH scenario for befolkningsutviklingen, se kapittel . I Høy vekst scenarioet er det lagt til grunn SSB sitt HHMH scenario for befolkningsutviklingen, se kapittel 3.6. Nye laster som Tensio TN er kjent med og anser det er en viss sannsynlighet for vil komme er tatt med her. I tillegg er effektene til elektrifisering i tabell 5-18 tatt med.

Tabell 5-18 Elektrifisering i Høy vekstscenarioet

| Last | 2032 | 2042 |
|----------------------------|------|------|
| Elbillading | 26,0 | 40,2 |
| Varebillading | 3,1 | 6,7 |
| Hurtiglading | 13 | 22 |
| Lastebillading | 2,8 | 10,1 |
| Ferge- og hurtigbåtloading | 11 | 11 |
| Landstrøm | 20 | 20 |
| Oppdrett og havbruksnæring | 18,5 | 18,5 |

| Last | 2032 | 2042 |
|------|------|-------|
| Sum | 94,4 | 128,5 |

I scenarioet er effekttariffer og lokal lagring tillagt liten betydning og oppveies av at passivhus og enøktiltak gir økt effektbehov på grunn av lav brukstid.

Lasten i distribusjonsnettet øker i Høy vekst scenarioet for 2032 med 252 MW og last tilknyttet direkte til regionalnettet med 366 MW.

I scenarioet for Høy vekst antas det at samtlige utbyggingsplaner for vann-/vindkraftproduksjon og nett blir realisert, med unntak av innlands vindprosjekter.

Følgende kraftverksprosjekter med innmating direkte til regionalnettet tatt med i tillegg til prosjektene i Lav vekst og Basis-scenarioene:

Tabell 5-19 Scenario Høy vekst, kraftprosjekter med direkte innmating i regionalnett

| Navn | Tiltakshaver | Kommune | Type | Effekt | Årlig prod. |
|----------------|---------------|------------|------|-----------------|----------------|
| Trongfoss | NTE Energi AS | Namsskogan | Vann | 25,5 MW | 117 GWh |
| Innvordfjellet | Zephyr | Flatanger | Vind | 115 MW | 250 GWh |
| Sum | | | | 140,5 MW | 367 GWh |

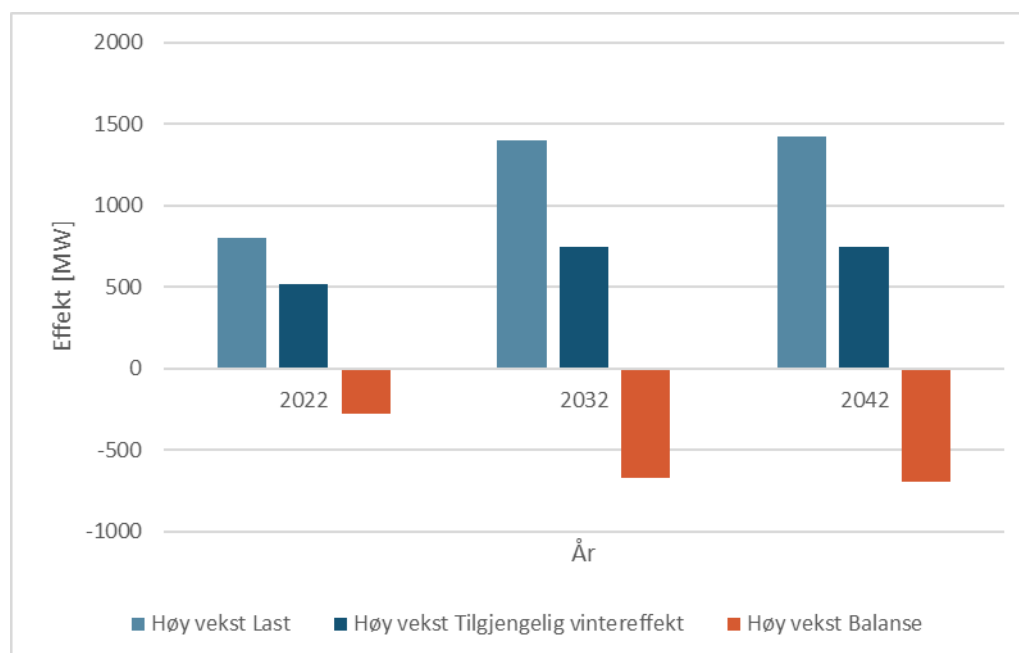
Følgende vannkraftverk med innmating til distribusjonsnett og ytelse over 1 MW er tatt med i tillegg til kraftverkene i Lav vekst og Basis-scenariene:

Tabell 5-20 Vannkraftverk med innmating til distribusjonsnett, scenario Høy vekst

| Navn på kraftverk | Kommune | Transformatorstasjon | Installert effekt [kW] |
|--------------------|------------|----------------------|------------------------|
| Reina | Overhalla | Skogmo | 2 800 |
| Steinåa | Namsskogan | Tunnsjødal | 2 900 |
| Bjøråa | Høylandet | Årsandøy | 2 700 |
| Strindelva | Snåsa | Snåsa | 4 700 |
| Ytteråa | Høylandet | Årsandøy | 2 300 |
| Littflåttådalselva | Namsskogan | Tunnsjødal | 4 950 |
| Flåttådalselva | Namsskogan | Tunnsjødal | 9 800 |
| Rapfossan | Namsos | Bratli | 1 900 |
| Sum | | | 32 050 |

5.3.3.1 Effektbalanse Høy vekst scenarioet

Som et mål på forholdet mellom last og produksjon i fremtidsscenarioene er forventet fremtidig tilgjengelig vintereffekt i de nye kraftverkene lagt til dagens tilgjengelige vintereffekt og holdt opp mot forventet last i scenarioene, se figur 5-10. Tilgjengelig vintereffekt i nye småkraftverk i distribusjonsnett er ikke tatt med siden det ikke er kjent og normalt er ganske lite. Negativ effektbalanse vil øke betydelig i Høy Vekst scenarioet i forhold til dagens situasjon. Negativ effektbalanse er ikke i seg selv et problem så lenge det er tilstrekkelig overføringskapasitet i transmisjonsnett.



Figur 5-10 Effektbalanse år 2022, 2032 og 2042 i Høy vekst scenarioet

6 Litteraturreferanser

- [1] Olje- og energidepartementet, «Forskrift om energiutredninger,» 12. desember 2012. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1158?q=energiutredninger>. [Funnet 21. april 2020].
- [2] Olje- og energidepartementet, «Energiloven,» 29. juni 1990. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50?q=energiloven>. [Funnet 21. april 2020].
- [3] Olje- og energidepartementet, «Energilovforskriften,» 1. januar 1991. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959>. [Funnet 21. april 2020].
- [4] NVE, «Veiledningsmateriale,» 30. november 2015. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/kraftsystemutredninger/veiledningsmateriale/>.
- [5] NVE, «Områdekonsesjon,» 15 8 2019. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonsbehandling-av-nettanlegg/omradekonsesjon/>. [Funnet 21. april 2020].
- [6] NVE, «Konsesjonsbehandling av fjernvarme,» 23. april 2019. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonsbehandling-av-fjernvarme/>. [Funnet 21. april 2020].
- [7] Olje- og energidepartementet, «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet,» 30. november 2004. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>. [Funnet 28. april 2020].
- [8] NVE, «Veileder for lokale energiutredninger,» Norges vassdrag- og energidirektorat, Oslo, 2009.
- [9] O. E. Tveito, «Energi gradtall, nomaler 1991-2020,» Meteorologisk institutt, 2021.
- [10] Norsk Klimaservicesenter, «seklima.met.no,» [Internett]. Available: <https://seklima.met.no/observations/>. [Funnet 02 2022].
- [11] Meteorologisk institutt, «eKlima,» [Internett]. Available: <http://eklima.met.no>. [Funnet 28. april 2020].
- [12] NVE, «NVE Kvikkleire,» [Internett]. Available: <https://gis3.nve.no/link/?link=kvikkleire>. [Funnet 15. mai 2018].
- [13] NVE, «NVE Flomsone,» [Internett]. Available: <https://gis3.nve.no/link/?link=flomsone>. [Funnet 15. mai 2018].
- [14] SSB, «Regionale befolkningsframskrivinger,» 18 August 2020. [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/statbank/table/12882>. [Funnet 22 Mars 2022].
- [15] SSB, «Befolkning,» 24 Februar 2022. [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/statbank/table/06913>. [Funnet 22 Mars 2022].

- [16] Olje- og energidepartementet, «Forskrift om kraftrasjonering,» 2020.
- [17] Statnett SF, «Tariffer for transmisjonsnettet 2020,» Statnett, Oslo, 2020.
- [18] Sweco; Renergy; Fremtidens Energi, «Forprosjektrapport - Klimavennlig utvikling av Kråkøya kysthavn og næringsområde,» Renergy, 2021.
- [19] V. Blich, «Skipsrevyen,» 29 Mai 2018. [Internett]. [Funnet 2022].
- [20] Kystverket, «Kystdatahuset,» [Internett]. Available: <https://kystdatahuset.no/>. [Funnet 1 April 2022].
- [21] J. I. Vikan, «Maritimt Magasin,» 11 Juni 2021. [Internett]. Available: <https://maritimt.com/nb/maritimt-magasin/byggestart-verdens-forste-hurtigbat-med-nullutslipp>.
- [22] J. M. Laugaland, J. B. N. Tveit og A. Haualand, «NRK,» 13 Mai 2022. [Internett]. Available: https://www.nrk.no/rogaland/verdast-forste-elektriske-hurtigbat_-medstraum_-vil-spare-kolumbus-for-mange-tonn-co_-utslepp-1.15966165.
- [23] S. Møller, «Reduction of CO2 Emissions in the Salmon Farming Industry: The Potential for Energy Efficiency Measures and Electrification,» NTNU, Trondheim, 2019.
- [24] Olje- og energidepartementet, «Meld. St. 25 (2015–2016) Kraft til endring — Energipolitikken mot 2030,» 15. april 2016. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-25-20152016/id2482952/?ch=1>. [Funnet 5. mai 2020].
- [25] Samferdselsdepartementet, «Meld. St. 33 (2016–2017) Nasjonal transportplan 2018–2029,» 5. april 2019. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20162017/id2546287/>. [Funnet 5. mai 2020].
- [26] O. Øyan, *Alternativer til nett, presentasjon fra kontaktmøte KSU-ansvarlige 13.september 2017*, Statnett, 2018.
- [27] J. O. Reimers, *Introduction of electric aviation in Norway*, <https://avinor.no/contentassets/c29b7a7ec1164e5d8f7500f8fef810cc/introduction-of-electric-aircraft-in-norway.pdf>, 2018.
- [28] S. Norheim, G. Sæther, R. Thoresen og A. G. Jensen, «Transport mot fremtidens nett - Trøndelag elektrifisert,» NTE Nett AS, Trondheim, 2018.
- [29] NVE, «Forenklete samfunnsøkonomiske vurderinger av forventede investeringer og alternative løsninger,» 30. november 2015. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/kraftsystemutredninger/veiledningsmateriale/forenklete-samfunnsokonomiske-vurderinger-av-forventede-investeringer-og-alternative-loesninger/>.
- [30] Finansdepartementet, «Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv.,» 30. april 2014. [Internett]. Available:

https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.pdf.

- [31] Enova SF, «Graddagstall,» [Internett]. Available: <https://www.enova.no/om-enova/drift/graddagstall/>. [Funnet 23. januar 2020].
- [32] Regjeringen, «Konsekvensutredning - Forbud mot fyring med fossil olje i byggsektoren fra 2020,» [Internett]. Available: https://www.regjeringen.no/contentassets/69712609054a4d499200f610b1fe8a70/konsekvensutredning_forbud_fyring_fossil_olje_byggsektoren.pdf. [Funnet 5. mai 2020].
- [33] Statnett SF, «Namsos-Åfjord,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/vareprosjekter/region-midt/namsos-afjord/>. [Funnet 20. mai 2020].
- [34] Statnett SF, «Nettutviklingsplan 2019,» Statnett, Oslo, 2019.
- [35] Norconsult , «Prosjekt Ytre Vikna, Nettanalyse, stasjonsvurderinger og anleggsbidrag,» 2022.
- [36] Statnett SF, «Årsstatistikk 2018 – Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV-nettet,» Seksjon Feilanalyse, Statnett SF, Oslo, 2019.
- [37] REN, «Planleggingsbok for kraftnett».
- [38] Olje- og energidepartementet, «Forskrift om kraftrasjonering,» 2020.